

鄂尔多斯盆地南缘古坳陷奥陶系烃源岩 与天然气勘探潜力研究

左智峰^{1,2} 李荣西³

(1.成都理工大学沉积地质研究院,四川 成都 610059;

2.长庆油田公司勘探部,陕西 西安 710021;

3.长安大学 西部矿产资源与地质工程教育部重点实验室,陕西 西安 710054)

提 要:鄂尔多斯盆地南缘古坳陷奥陶系分布广,沉积厚度大,其中泥岩烃源岩厚度 10~58 m,泥质碳酸盐岩烃源岩厚度 20~285 m,有机质丰度高,有机碳(TOC)含量主要在 0.15%~0.25%,烃源岩有机质类型主要为 I 型和 II₁ 型。在晚三叠世(相当于延长组沉积期)早期开始生气,在晚三叠世末期进入生气高峰阶段,之后从侏罗纪开始强烈抬升。南缘古坳陷现今所在的鄂尔多斯盆地渭北隆起南部山区天然气保存条件差,没有勘探潜力。而渭北隆起北部地区及与伊陕斜坡南部过渡带地区奥陶系埋深一般超过 3000 m,生气时间长,具有良好的成藏条件,是构造气藏和构造-岩性气藏有利的勘探目标区。

关 键 词:鄂尔多斯盆地;南缘古坳陷;奥陶系;烃源岩;天然气勘探

中图分类号:P618.13 **文献标志码:**A **文章编号:**1000-3657(2008)02-0279-07

鄂尔多斯盆地目前发现的气田主要集中在盆地中北部地区,天然气勘探的重点也基本上局限于已发现气田的外围及周边区域。但是,随着天然气勘探的不断深入,寻找新领域、提供天然气后备区块已成为人们共同关注的问题。根据第三次全国油气资源评价结果表明,鄂尔多斯盆地南部古生界有 1.5 万亿 m³ 天然气资源量,勘探前景十分巨大^[1]。与鄂尔多斯盆地中北部地区相比,南部地区勘探研究程度低,目前钻遇上古生界的探井仅 20 余口。因此,开展对盆地南部地区天然气地质研究,是拓展新领域、加快天然气勘探步伐的战略性工作,笔者重点对南缘古坳陷奥陶系烃源岩进行评价。

1 奥陶系沉积古构造与烃源岩分布特征

鄂尔多斯盆地南部地区在构造位置上属于渭北隆起区,奥陶纪本区为一沉积坳陷区,称为南缘古坳

陷。区域地质与盆地构造演化研究表明,早奥陶世时,鄂尔多斯地区的构造格局呈现为南、北两个古隆起(中央古隆起、乌兰格古隆起),西、南两个较深的古坳陷(西缘古坳陷和南缘古坳陷)和中央古隆起北部两个相对较浅的古坳陷(米脂古坳陷、盐池古坳陷)^[2](图 1)。以中央古隆起为界,奥陶系在米脂古坳陷、西缘古坳陷和南缘古坳陷沉积厚度最大。米脂古坳陷相对较浅,主要接受来自华北陆表海、浅海台地相沉积,发育蒸发台地亚相及局限台地亚相等,膏盐岩广泛发育。而南缘古坳陷沉积中心位于铜川西南的永寿—淳化—富平一带,主要接受来自于秦岭海的沉积,沉积时间长,地层层序全(从下奥陶统到上奥陶统),地层厚度大(早奥陶世至晚奥陶世沉积厚度超过 2 500 m),沉积厚度远远大于米脂古坳陷,沉积相变化大,发育潮坪、泻湖、陆棚及台地边缘礁滩相等沉积,发育厚度较大的海相烃源岩(图 2)。在古坳陷与古隆起之间为斜坡带,为广阔的潮坪白云岩分布区,成为天然

收稿日期:2007-08-13;改回日期:2007-10-15

基金项目:国家重点基础研究发展规划项目(2003CB214606)资助。

作者简介:左智峰,男,1966 年生,高级工程师,油气地质勘探专业;E-mail:zzfl_cq@petrochina.com.cn。

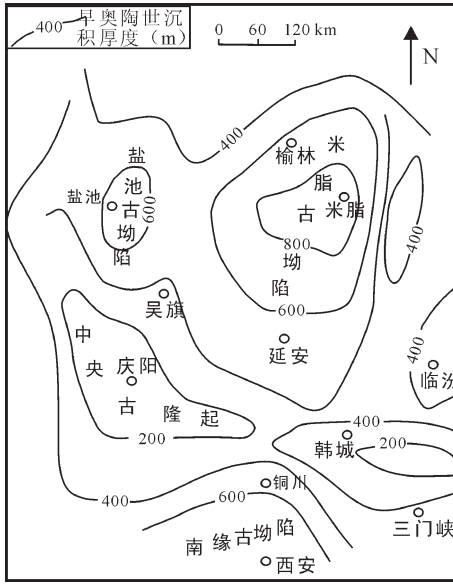


图1 鄂尔多斯盆地早奥陶世古构造(据张福礼^[4],2002,修改)
Fig.1 Early Ordovician structure of the Ordos Basin
(modified from Zhang Fuli ^[4], 2002)

气运移指向区和聚集富集区^[5]。前人对米脂古坳陷的烃源岩进行了大量研究,取得了许多成果^[4,5],油气勘探也获得了成功。比较而言,南缘古坳陷奥陶系烃源岩研究相对较少,在一定程度上制约了鄂尔多斯盆地南缘地区天然气勘探进程。

鄂尔多斯盆地南缘古坳陷奥陶系烃源岩根据岩性可分为两大类,即泥岩(包括白云质泥岩和灰质泥岩)和泥质碳酸盐岩(泥质灰岩和泥质白云岩)。镜下观察表明,泥质碳酸盐岩以灰泥基质和泥晶方解石为主要成分,而亮晶方解石少,野外多呈深灰色,富含泥质条带。而灰白色碳酸盐岩以亮晶方解石为主,颗粒含量高,有机质含量低,不属于有效烃源岩。比较而言,泥岩和泥质碳酸盐岩是盆地南缘古坳陷奥陶系的优质烃源岩,厚度较大,分布广泛,其中泥岩厚度 10~58 m,泥质碳酸盐岩厚度 20~285 m,二者由北向南厚度均逐渐增加,最大厚度位于淳探1井区(图2)。

2 烃源岩有机质丰度

2.1 海相烃源岩有机质丰度与评价

国外研究者提出的海相烃源岩有机质丰度下限一般为 0.20%~0.50%, 并且成功地指导了油气勘探工作。但是,国内长期以来对海相烃源岩的有机碳下限争议不休, 主要原因是对碳酸盐岩烃源岩有机碳丰度下限认识不统一,许多学者^[6,7]应用多种方法探讨过此问题,但至今仍然没有一个统一的标准,中国学者提出的碳酸盐岩烃源岩下限标准一般明显低于国外学者提出的下限标准,这主要是由于中国海相碳酸盐岩烃源岩时代老,普遍达到高、过成熟阶段。

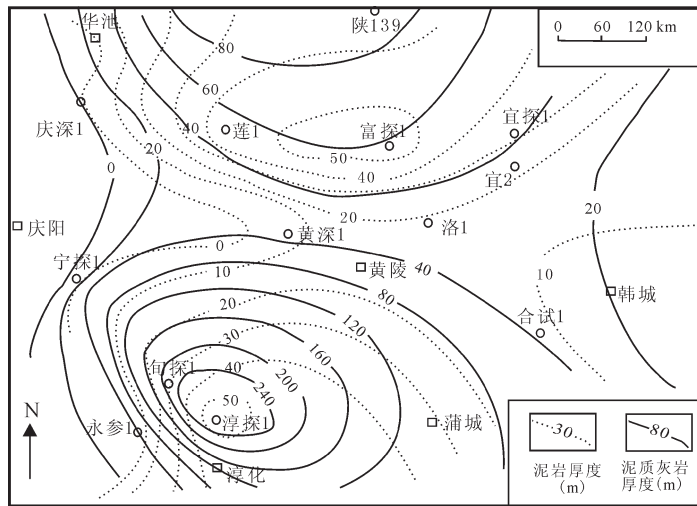


图2 鄂尔多斯盆地南缘古坳陷奥陶系烃源岩等厚图
Fig.2 Isopach map of Ordovician source rocks of the southern Ordos basin marginal paleo-depression

而且,对于时代老的高、过成熟碳酸盐岩烃源岩,有机碳含量高并不能说明烃源岩原始有机质丰度高,也可以认为由于烃源岩排烃能力差造成了有机碳含量高,虽然人们用不同方法恢复原始有机碳,但是无论何种恢复方法都存在一些人为的假设条件。另外,有机碳含量低,也并不能说明烃源岩原始有机质丰度低,也可以认为由于烃源岩排烃能力好,造成了有机碳含量低。事实上,包括鄂尔多斯盆地在内中国不同盆地海相烃源岩有机质丰度差别很大,提出的评价标准也不同,低的有 0.05%,高的为 0.1%~0.2%^[8,9],但是,这些盆地都找到了储量可观的天然气资源,从盆地沉积和构造演化特征分析,鄂尔多斯盆地具有有利的烃源岩形成条件^[3,4,10,11]。

因此,对于研究和评价海相烃源岩有机质丰度,重要的是从沉积盆地实际地质情况出发,客观地研究同一盆地的同一套烃源岩有机质含量,横向上比较同一盆地内该套烃源岩的有机质丰度在不同地域的变化或者相对高低,确定出高有机质丰度烃源岩分布区域及其与沉积相展布关系。

2.2 南缘古坳陷奥陶系烃源岩有机质丰度

长庆油田和国内有关研究单位都大量分析研究了研究区奥陶系烃源岩有机碳值,笔者对盆地南缘古坳陷的永参 1 井、旬探 1 井、淳探 1 井、耀参 1 井、新耀 2 井、鄂铜 1 井等岩心样品和泾河剖面出露的奥陶系烃源岩有机碳资料进行了统计分析。盆地南缘奥陶系烃源岩有机碳为 0.1%~0.3%,其中 0.2%为峰值(图 3)。奥陶系不同层位烃源岩有机碳含量有

所差别,其中马家沟组烃源岩有机碳主要分布在 0.1%~0.3%,而平凉组烃源岩有机碳主要分布在 0.2%~0.4%,平凉组一部分烃源岩有机碳含量超过 0.5%(图 4),因此,平凉组烃源岩有机碳明显高于马家沟组烃源岩有机碳含量。

从单井剖面有机碳分布也可看出(图 5),平凉组(O_{1p})烃源岩有机碳也明显高于马家沟组(O_{1m})烃源岩有机碳,马家沟组马六段(O_{1m}⁶)和马五段(O_{1m}⁵)烃源岩有机碳高于马四段(O_{1m}⁴)及其以下层位的烃源岩有机碳。另外,不同类型烃源岩有机碳含量不同,泥岩烃源岩有机碳含量总体偏高,有机碳含量主要为 0.18%~0.30%,其次为泥质碳酸盐岩烃源岩,有机碳含量主要在 0.15%~0.25%,而碳酸盐岩有机碳含量普遍偏低,就不同烃源岩有机碳含量而言,泥岩和泥质碳酸盐岩比同期沉积的碳酸盐岩有机碳丰度高出近一倍。

中奥陶世平凉期,鄂尔多斯盆地西南缘和南缘一带为深水斜坡相沉积,该时期不仅沉积了相当规模的碳酸盐岩,还沉积了一定规模的泥岩和泥质碳酸盐岩。其中平凉组泥岩有机碳含量高,长期以来被认为属于一套良好的烃源岩。由上述分析可知,南缘古坳陷马家沟组马六段(O_{1m}⁶)和马五段(O_{1m}⁵)泥岩和泥质碳酸盐岩有机碳含量虽然低于平凉组有机碳含量,但是普遍含量也在 2.0% 左右。

鄂尔多斯盆地东北部靖边气田的气源来源之一就是奥陶系碳酸盐岩,该区碳酸盐岩有机碳一般在 0.1%~0.2%^[4]。对比之下,鄂尔多斯盆地南缘奥陶系

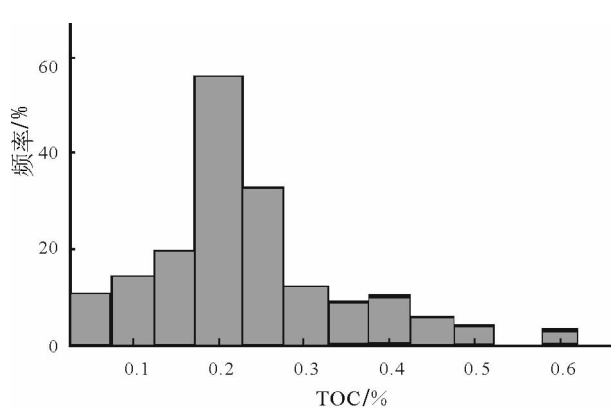


图 3 南缘古坳陷奥陶系烃源岩有机碳含量分布
Fig.3 Histogram of TOC frequency distributions of Ordovician source rocks in the southern Ordos basin marginal paleo-depression

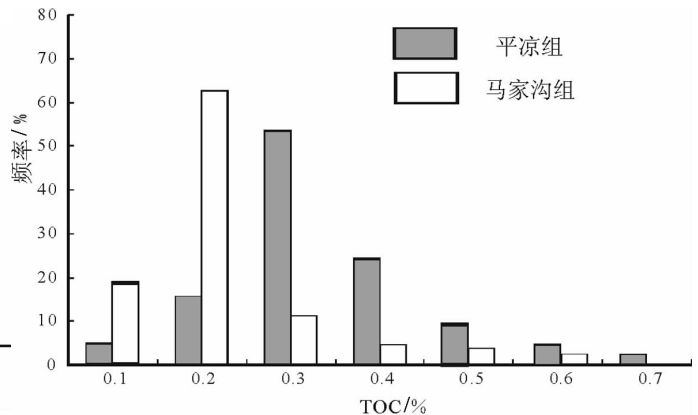


图 4 南缘古坳陷马家沟组和平凉组有机碳含量频率对比
Fig.4 Frequency correlation of TOC between the Ordovician Majiagou Formation and Pingliang Formation in the southern Ordos basin marginal paleo-depression

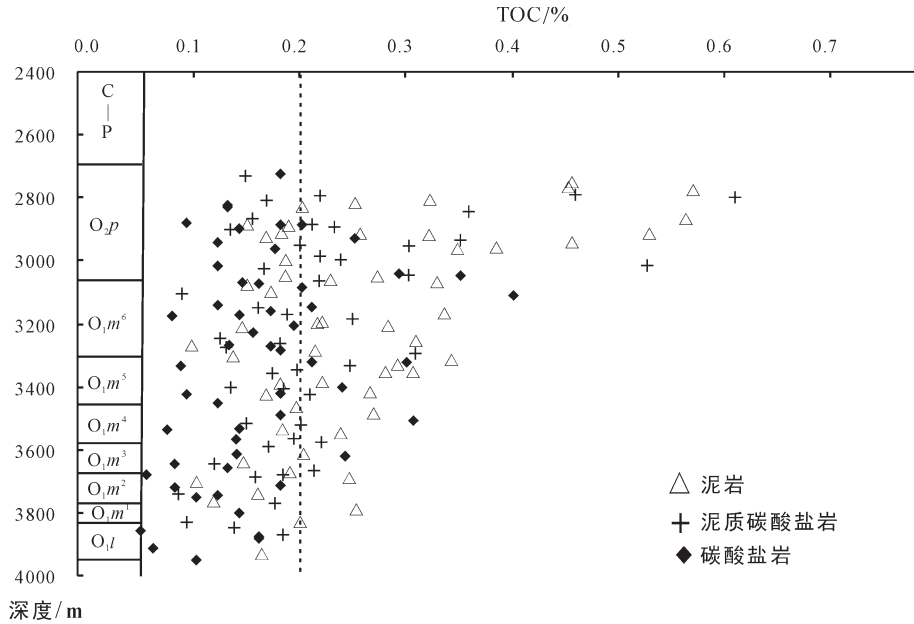


图5 南缘古拗陷甸探1井奥陶系烃源岩有机碳含量剖面图

C—P—石炭—二叠系； O_{2p} —平凉组； O_{1m^1} —马一段； O_{1m^2} —马二段； O_{1m^3} —马三段； O_{1m^4} —马四段； O_{1m^5} —马五段； O_{1m^6} —马六段； O_{1l} —亮甲山组

Fig.5 Organic carbon content profiles of Ordovician source rocks of Ordovician source rocks of well Xuntan 1 in the southern Ordos basin marginal paleo-depression

C—P—Carboniferous—Permian； O_{2p} —Pingliang Formation； O_{1m^1} —First Member of the Majiagou Formation； O_{1m^2} —Second Member of the Majiagou Formation； O_{1m^3} —Third Member of the Majiagou Formation； O_{1m^4} —Fourth Member of the Majiagou Formation； O_{1m^5} —Fifth Member of the Majiagou Formation； O_{1m^6} —Sixth Member of the Majiagou Formation； O_{1l} —Liangjiashan Formation

碳酸盐岩有机碳含量与盆地东北部靖边气田基本一致，表明本区奥陶系烃源岩仍然具备形成气田的有机质丰度条件。

3 烃源岩有机质类型

鄂尔多斯盆地下古生界碳酸盐烃源岩有机质成熟度高，时代老，经历次生成岩作用影响和变化时间长，给判别有机质类型或者有机质性质的地球化学方法带来了困难。比较而言，依靠有机岩石学方法，通过显微镜下有机质光学特征确定干酪根类型和特征比较可靠。干酪根镜检结果表明，南缘古拗陷奥陶系烃源岩样品中的有机质绝大部分为无定形有机质，而且主要为腐泥无定形，属于腐泥型有机质。从层位上来看，平凉组（ O_{2p} ）干酪根显微组分中无定型含量为74.83%~75.75%，海相镜质组含量为20.5%~26%。马家沟组（ O_{1m} ）无定型含量为81.75%~90.50%，海相镜质组含量为6.75%~11.05%。对比可以看出，平凉组（ O_{2p} ）

干酪根显微组分中无定型含量低于马家沟组，而海相镜质组含量高于马家沟组（图6）。

表1为鄂尔多斯盆地南缘古拗陷奥陶系烃源岩干酪根镜检确定的有机质类型统计结果，干酪根有机质类型中I型干酪根占45.04%， II_1 型占49.02%，二者合计占94.12%，I型和 II_1 型优质干酪根比率略高于全盆地的平均水平^[4]，就全盆地来看，南缘古拗陷奥陶系无定型含量也高于全盆地的平均值。

表1 鄂尔多斯盆地南缘古拗陷奥陶系干酪根类型统计
Table1 The kerogen type of Ordovician source rocks on the southern margin of the Ordos basin

干酪根类型	I型	II_1 型	II_2 型	III型
统计样数	46	50	15	—
相对含量%	45.9	49.02	5.08	—

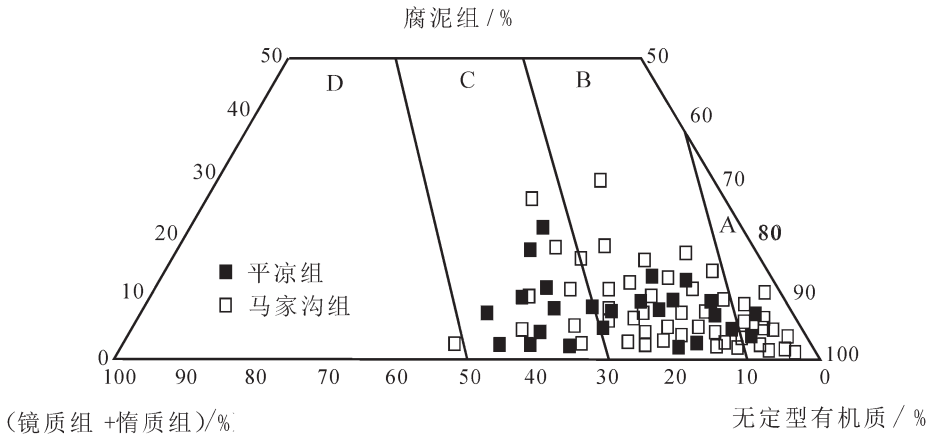


图 6 南缘古坳陷奥陶系烃源岩有机质类型

Fig.6 Organic matter types of Ordovician source rocks in the southern Ordos basin marginal paleo-depression

4 烃源岩生烃热演化史与天然气成藏

通过测定永参 1 井、旬探 1 井、淳探 1 井奥陶系马家沟组沥青反射率(R_b)确定烃源岩目前热成熟度。测定的 31 块马家沟组样品的沥青反射率(R_b)大多分布在 1.8%~2.9%，表明鄂尔多斯盆地南缘古坳陷奥陶系热演化程度普遍达到高过成熟阶段,以产湿气和干气为主。

选择位于鄂尔多斯盆地南缘古坳陷奥陶系沉积中心的旬探 1 井资料,探讨南缘古坳陷奥陶系烃源岩热演化史和生烃史,根据旬探 1 井地层资料和构造演化历史,通过恢复确定奥陶系马家沟组和平凉组自沉积至现今所经历的不同地史阶段的时限、古地温梯度、地表年平均温度和各时代地层沉积厚度,研究和恢复旬探 1 井奥陶系烃源岩在不同地质历史阶段的埋藏深度和当时经历的古地温,由此建立了旬探 1 井奥陶系烃源岩的时间-埋藏深度-古地温曲线(图 7)。

由图 7 可知,南缘古坳陷奥陶系烃源岩在晚三叠世(相当于延长组沉积期)早期开始生气,在三叠纪末期,达到最大埋深,进入生气高峰阶段,之后从侏罗系开始强烈抬升,使中生代地层遭受剥蚀。现今在鄂尔多斯盆地渭北隆起南部山区奥陶系有大面积出露地表,天然气缺少保存条件。但是,渭北隆起北部地区以及与伊陕斜坡南部地区过渡带在晚古生代沉积后,经过填平补齐作用之后至今,奥陶系埋深一

般都超过 3 000 m,生气时间长,有利于天然气形成。而晚期构造运动产生的动力和断裂有利于天然气在特低渗储层发生规模性运移,有利于天然气在构造圈闭中聚集和成藏。因此,渭北隆起北部地区以

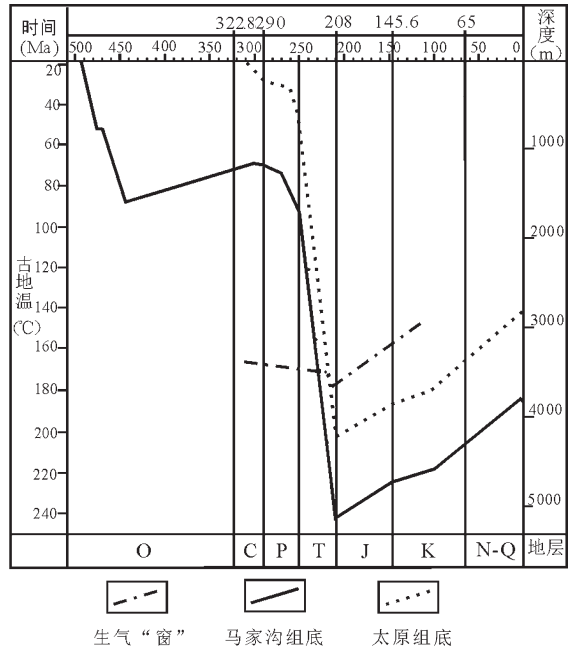


图 7 旬探 1 井奥陶系烃源岩构造-热演化曲线

O—奥陶系;C—石炭系;P—二叠系;T—三叠系;J—侏罗系;K—白垩系;N-Q—新近系—第四系

Fig.7 Curve of tectonic- thermal evolution of Ordovician source rocks of well Xuntan 1

O—Ordovician;C—Carboniferous;P—Permian;T—Triassic;J—Jurassic;K—Cretaceous;N-Q—Neocene—Quaternary

及与伊陕斜坡南部地区过渡带是寻找构造气藏和构造-岩性气藏的有利地区,而这些地区刚好位于中央古隆起南侧的斜坡地带,是天然气成藏有利构造位置。

5 结 论

鄂尔多斯盆地南缘古坳陷奥陶系沉积厚度大,泥质碳酸盐烃源岩和泥岩烃源岩厚度大,分布广,有机质丰度高,有机碳含量较高,烃源岩有机质属于腐泥型有机质,主要为 I 型和 II₁ 型有机质类型。有机质热演化程度达到高过成熟阶段,以产湿气和干气为主。

南缘古坳陷奥陶系烃源岩在晚三叠世(相当于延长组沉积期)早期开始生气,在晚三叠世末期,进入生气高峰阶段。现今鄂尔多斯盆地渭北隆起南部山区从侏罗系开始强烈抬升,使中生代地层遭受剥蚀,奥陶系大面积出露地表,天然气保存条件差,几乎没有勘探潜力。而渭北隆起北部地区及与伊陕斜坡南部过渡带地区的奥陶系埋深一般都超过 3 000 m,生气时间长,地处中央古隆起南侧斜坡地带,是天然气成藏有利构造位置,具有良好的成藏条件,是寻找和勘探构造气藏和构造-岩性气藏的有利地区。

参考文献 (References):

- [1] 马新华. 鄂尔多斯盆地天然气勘探开发形势分析 [J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(4):50-53.
Ma Xinhua. Natural gas exploration and development situation in Ordos Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2005, 32(4):50-53(in Chinese with English abstract).
- [2] 张福礼. 鄂尔多斯盆地早古生代复合的古构造体系与天然气 [J]. 地质力学学报, 2002, 8(3):193-200.
Zhang Fuli. Compound ancient tectonic system and natural gas of early paleozoic in Ordos basin[J]. Journal of Geomechanics, 2002, 8(3):193-200(in Chinese with English abstract).
- [3] 杨华, 付金华, 魏新善. 鄂尔多斯盆地天然气成藏特征[J]. 天然气工业, 2005, 25(4):5-8.
Yang Hua, Fu Jinhua, Wei Xinshan. Characteristics of natural gas reservoir formation in Ordos Basin [J]. Natural Gas Industry, 2005, 25(4):5-8(in Chinese with English abstract).
- [4] 夏新宇, 洪峰, 赵林, 等. 鄂尔多斯盆地奥陶统碳酸盐岩有机相类型及生烃潜力[J]. 沉积学报, 1999, 12(4):638-643
Xia Xinyu, Hong Feng, Zhao Lin, et al. Organic facies type and hydrocarbon potential of carbonates in Majiagou Fm. Lower Ordovician in Ordos Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 1999, 12(4):638-643(in Chinese with English abstract).
- [5] 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, 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, 1999, 26(3):217-220 (in Chinese with English abstract).
- [6] 刘华, 彭平安, 刘大永, 等. 中国海相碳酸盐岩评价中有关有机质丰度下限的几点讨论[J]. 地质通报[J], 2006, 25(9/10):1100-1103.
Liu Hua, Peng Ping'an, Liu Dayong, et al. Threshold of the organic matter abundance in marine carbonate source rocks in China [J]. Geological Bulletin of China, 2006, 25(9/10):1100-1103 (in Chinese with English abstract).
- [7] 李剑, 蒋助生, 罗霞, 等. 高成熟碳酸盐气源岩定量评价标准的探讨 [J]. 石油与天然气地质, 1999, 20(4):354-356.
Li Jian, Jiang Zhusheng, Luo Xia, et al. Discussion on quantitative evaluation criterion for high-matured carbonate gas source rocks [J]. Oil & Gas Geology, 1999, 20(4):354-356 (in Chinese with English abstract).
- [8] 秦建中, 金聚畅, 刘宝泉. 海相不同类型烃源岩有机质丰度热演化规律[J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(2):177-184.
Qin Jianzhong, Jin Juchang, Liu Baoquan. Thermal evolution pattern of organic matter abundance in various marine source rocks [J]. Oil & Gas Geology, 2005, 26(2):177-184(in Chinese with English abstract).
- [9] 钟宁宇, 卢双舫, 黄志龙. 烃源岩 TOC 值变化与其生排烃效率关系的探讨[J]. 沉积学报, 2004, 20(增刊):73-78.
Zhong Ningning, Lu Shuangfang, Huang Zhilong. An approach to the evolution of TOC value for source rock and its relation to efficiencies of hydrocarbon generation and expulsion [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2004, 20(supp.):73-78 (in Chinese with English abstract).
- [10] 费安玮, 刘成林, 甘军, 等. 鄂尔多斯盆地三道坎组混合沉积的生物扰动构造与古地理[J]. 中国地质, 2004, 31(4):347-355.
Fei Anwei, Liu Chenglin, Gan Jun, et al. Bioturbation structures and paleogeography of mixed deposits of the Lower Ordovician Sandaokan Formation, Ordos basin [J]. Geology in China, 2004, 31(4):347-355(in Chinese with English abstract).
- [11] 张岳桥, 廖昌珍. 晚中生代-新生代构造体制转换与鄂尔多斯盆地改造[J]. 中国地质, 2006, 33(1):28-40.
Zhang Yueqiao, Liao Changzhen. Transition of the Late Mesozoic-Cenozoic tectonic regimes and modification of the Ordos basin [J]. Geology in China, 2006, 33(1):28-40(in Chinese with English abstract).

Ordovician source rocks and natural gas potential in the southern Ordos basin marginal paleo-depression

ZUO Zhi-feng^{1,2}, LI Rong-xi³

(1. Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, Sichuan, China;

2. Division of Exploration, Changqing Oilfield Co., Xi'an 710021, Shaanxi, China;

3. Key Laboratory of Mineral Resources and Engineering Geology of Western China of the Ministry of Education,
Chang'an University, Xi'an 710054, Shaanxi, China)

Abstract: Ordovician source rocks are widespread and very thick in the southern Ordos basin marginal paleo-depression. Of these rocks, mudstone and muddy carbonate source rocks are 10–57.6 m and 19.5–285 m thick respectively. They have a high organic abundance with the total organic content (TOC) clustering at 0.15%–0.20%. Organic matter of the source rocks are mainly of type I and type III. The Ordovician source rocks began to generate gas in the early part of the Late Triassic (which is equivalent to the period of deposition of the Yanchang Formation) and gas generation reached the peak stage at the end of the Late Triassic. Later, the rocks stopped generating gas because the study area began strong uplift from the Jurassic on. There is no gas potential in the mountainous area in the southern part of the Weibie uplift at the southern margin of the Ordos Basin because of poor conditions of gas preservation. However, in the northern part of the Weibie uplift and the southern part of the Yishan slope of the Ordos basin, the burial depth of the Ordovician generally exceeds 3000 m, the time for gas generation was long and there are good conditions for forming a good gas accumulation; so the two area are favourable exploration targets for exploring for the structural gas accumulation and structural–lithologic gas accumulation.

Key words: Ordos basin; southern-margin paleo-depression; Ordovician; source rocks; natural gas exploration

About the first author: ZUO Zhi-feng, male, born in 1966, senior engineer, engages in petroleum geology and exploration; E-mail: zzf1_cq@petrochina.com.cn.