

文章编号: 1001-1986(2008)05-0024-07

鄂尔多斯盆地东南部古生界天然气勘探前景

刘志武¹, 韩代成², 周立发³

- (1. 长安大学地球科学与国土资源学院, 陕西 西安 710054;
2. 山东省第一地质矿产勘查院, 山东 济南 250014;
3. 西北大学地质学系, 陕西 西安 710069)

摘要: 目前, 鄂尔多斯盆地中北部已发现多个天然气田, 为寻找新的勘探接替区域, 从储集条件、烃源岩条件、封盖条件、圈闭类型、天然气运聚成藏过程和保存条件等方面入手, 对鄂尔多斯盆地东南部古生界天然气的富集与成藏条件进行了全面分析, 探讨了其天然气勘探前景, 指出了有利勘探目标, 并提出了具体的勘探部署意见。结果表明: 研究区紧邻上古生界生烃中心, 发育优质煤系烃源岩, 生烃潜力大, 气源充足, 具备形成大型天然气藏的物质基础; 区内奥陶系马家沟组发育有蒸发潮坪相沉积, 位于北部古潜台的向南延伸带上, 是下古生界天然气的有利勘探目标; 南部山西组和下石盒子组发育三角洲沉积体系砂体, 是有利的上古生界天然气富集区; 研究区古生界发育各种隐蔽性非构造型圈闭, 天然气运聚成藏过程非常有利, 封盖和保存条件也很好。因此, 研究区古生界具有广阔的天然气勘探前景。

关键词: 鄂尔多斯盆地; 古生界; 天然气; 勘探前景

中图分类号: TE122.1; P618.11 **文献标识码:** A

Natural gas prospecting foreground of the Palaeozoic in southeastern Ordos Basin

LIU Zhi-wu¹, HAN Dai-cheng², ZHOU Li-fa³

- (1. School of Earth Sciences and Resources Management, Chang'an University, Xi'an 710054, China;
2. The 1st Exploration Institute of Geology and Mineral Resources of Shandong Province, Ji'nan 250014, China;
3. Department of Geology, Northwest University, Xi'an 710069, China)

Abstract: Currently, several natural gas fields have already been discovered in the middle-north of the Ordos Basin. In order to look for new prospecting replacing territory, this paper researched systematically the hydrocarbon source rock condition, reservoir rock condition, cover condition, trap type, natural gas migratory-concentration procession and conservation condition, etc., to analyze overall the natural gas enriching and forming reservoir conditions of the Paleozoic in southeastern Ordos Basin, discussed its natural gas prospecting foreground, pointed out the beneficial prospecting targets and put forward concrete prospecting strategy. Express as a result that the study area gets close to hydrocarbon generation center, have high-quality coal measures hydrocarbon source rock along with big hydrocarbon generation intensity, so it has abundant gas source and the material foundation to form large scale natural gas reservoir; Evaporitic tidal flat facies of the Ordovician Majiagou Formation in this area is situated in the austral expanded range of the karstification zone, and is the optimum natural gas prospecting targets of the lower-Paleozoic; In the south of study area, there are well-developed delta deposition system sand bodies of Shanxi Formation and Xiashijezhi Formation, hence this area becoming the most beneficial Neopaleozoic natural gas enriched region; In this area, the Paleozoic develop various concealed non-structured traps, the natural gas migration and accumulation process is very beneficial and both the cover and the conservancy condition are also very good. In fine, the southeast Paleozoic of Ordos Basin has extensive natural gas prospecting foreground.

Key words: Ordos Basin; Paleozoic; natural gas; prospecting foreground

鄂尔多斯盆地古生界天然气资源非常丰富, 其石炭 - 二叠系砂岩气藏和奥陶系风化壳气藏已成为该区主要勘探对象, 目前已在盆地中北部发现了靖

边、榆林和苏里格等大气田, 东部围绕靖边潜台向东部扩边也已取得一系列重要成果及发现^[1-4]。为使天然气勘探工作继续深入地展开, 迫切需要在盆地

收稿日期: 2008-01-14

基金项目: 国家重大基础研究发展计划(973 计划)项目(2003GB214600); 国家自然科学基金项目(40743018)

作者简介: 刘志武(1973—), 男, 甘肃张掖人, 博士, 讲师, 主要从事与油气勘探有关的教学和科研工作。

东南部寻找新的勘探接替区域。

研究区横跨伊陕斜坡、渭北隆起和晋西挠褶带 3 个一级构造单元，主体位于伊陕斜坡东南部^[5]，面积 1 575 km²(图 1)。该区构造稳定，大部分地区与靖边气田成藏条件相似，是当前鄂尔多斯盆地古生界天然气勘探的新领域，因此，有必要对其天然气成藏地质条件进行深入研究，并探讨其天然气勘探前景。

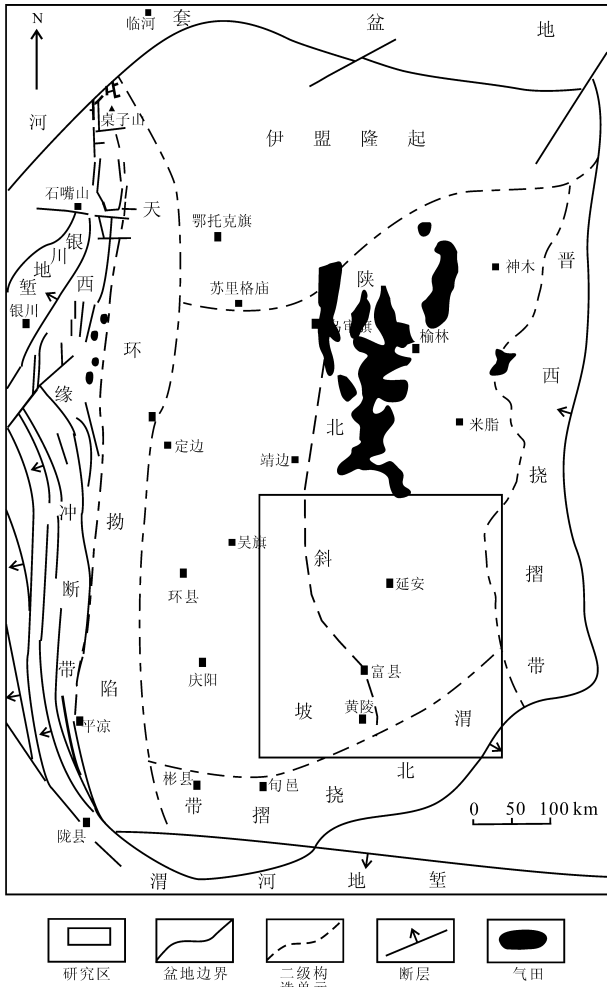


图 1 鄂尔多斯盆地构造区划图
Fig. 1 Geotectonic map of the Ordos Basin

1 储集条件

1.1 奥陶系储集条件

根据盆地东南部奥陶系马家沟组所处的沉积相带、古岩溶地貌单元、岩石物性条件及邻区已有重要天然气发现，均可看出，区内下古生界奥陶系具有良好的天然气勘探前景^[6-8]。

1.1.1 有利的沉积相带

在奥陶纪，鄂尔多斯盆地表现为“三隆二鞍一坳陷”的沉积格局(图 2)。3 个隆起共同控制着华北海、祁连海和秦岭海的分布、联合与分离，也控制

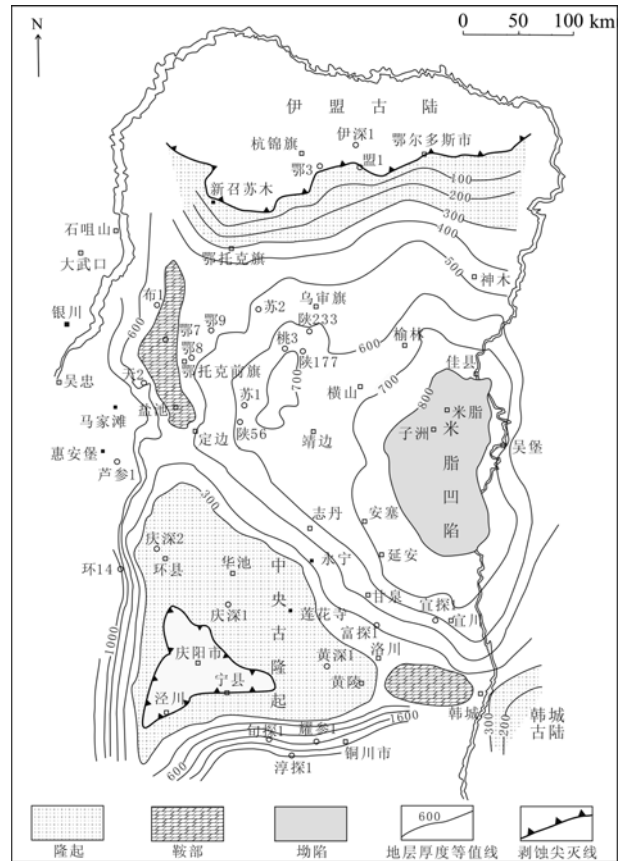


图 2 鄂尔多斯盆地奥陶系马家沟期古地形图
Fig. 2 Palaeotopographic map of the Ordovician Majiagou chron in the Ordos Basin

着盆地奥陶系沉积厚度变化和沉积相带的展布^[9]。

马家沟组马四段白云岩体和马五段风化壳是盆地东南部下古生界气藏的最主要储集体。马四期时，海水淹没隆起两侧和鞍部，区内发育浅滩相颗粒灰岩和盆缘石灰岩坪沉积，准同生白云化形成细晶白云岩储集相带；马五期时，鄂尔多斯盆地整体出现了一次振荡性的海退，与伊盟隆起相连的中央古隆起重新露出水面，盆地中东部发育有局限海膏盐湖，膏盐湖周边广泛发育含膏结核准同生白云岩坪相沉积，并向古隆起方向尖灭。由于膏结核溶蚀，形成准同生孔洞白云岩储集相带。

1.1.2 有利的古岩溶地貌

在加里东运动晚期，盆地整体抬升，马家沟组上部遭受了 130 Ma 的风化剥蚀，沿横山 - 靖边 - 杏河 - 富县一线形成大型古潜台和古岩溶斜坡地貌，且以靖边为中心，呈环带状向西弧形突出。因该区也是马五期蒸发潮坪相带及含膏云坪微相带的主体发育区^[10]，从而也是盆地内最有利的风化壳岩溶储层分布区(图 3)，盆地中部整装大气田即形成于此。该区马五段地层分布稳定，区域上连片，被上古生界沉积披覆后，形成非常有利的地层 - 岩性圈闭。

盆地东南部马家沟组残留厚度为 60~630 m，其中马五段残留 0~150 m。平面上，沿莲 1 - 黄深 1 - 洛川 - 黄龙一线为隆起区，马家沟组向东北逐渐加厚，向南则急剧加厚(图 4)。马五段地层具有类似的展布规律，但因南面渭北隆起的存在使地层厚度向南呈逐渐增加的趋势(图 5)。陕 102 - 甘泉 - 宜探 1 一线以东地区，既处于准同生白云岩发育的膏云坪相带，又位于中央古隆起的古岩溶斜坡，发育厚度超过 120 m 的古岩溶白云岩储层，因此，是盆地东南部马家沟组最有利的储层分布区。

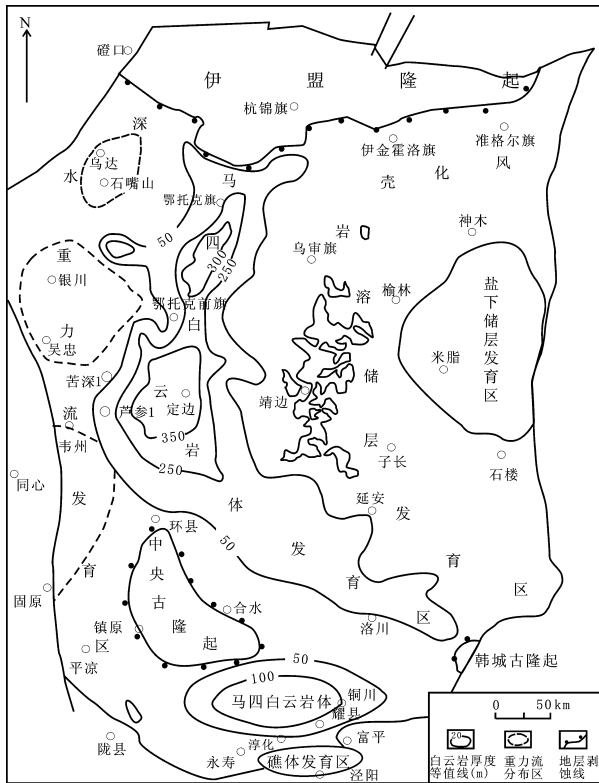


图 3 鄂尔多斯盆地奥陶系岩溶储层平面分布图
Fig. 3 Planimetric distributing graph of the Ordovician reservoir in the Ordos Basin

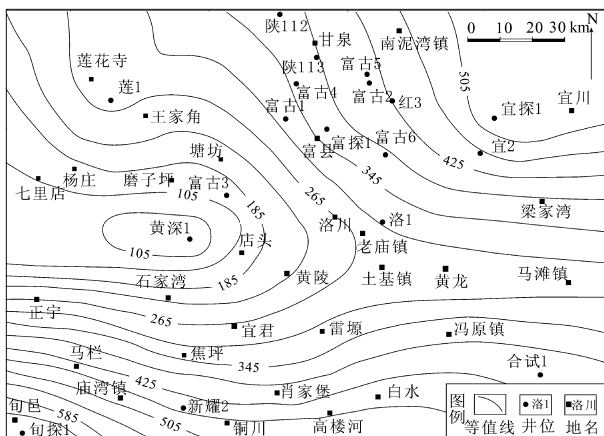


图 4 鄂尔多斯盆地东南部马家沟组残余等厚图
Fig. 4 Residual isopach map of the Majiagou Formation in southeastern Ordos Basin

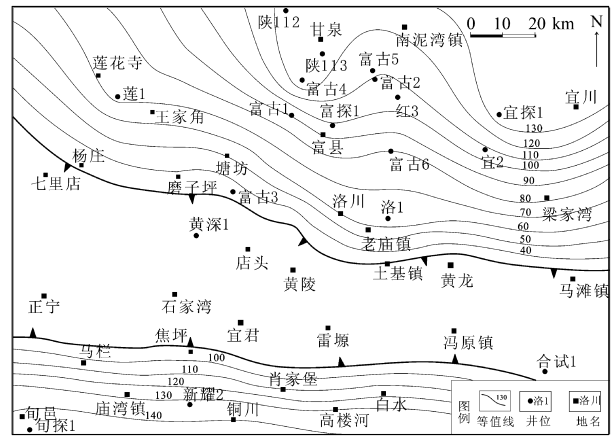


图 5 鄂尔多斯盆地东南部马家沟组马五段等厚图
Fig. 5 Isopach map of the Majiagou Formation Mawu interval in southeastern Ordos Basin

1.1.3 良好的物性条件

鄂尔多斯盆地东南部奥陶系储层类型主要包括风化壳白云岩孔洞型和细晶白云岩型两大类。前者孔隙类型包括晶间孔、晶间溶孔、溶孔(洞)、膏模孔和微裂隙等，孔隙度一般 3.0%~7.0%，渗透率平均 $3.6 \times 10^{-3} \sim 5.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。物性总体较好，但分布不均匀：如旬探 1 井，马家沟组上部大套孔洞较发育的白云岩储层，孔隙度可达 13.26%，渗透率高达 $194.96 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ；富探 1 井，储集条件虽类似于靖边气田，溶蚀孔洞较发育，但有的溶洞被后期充填，孔隙度仅 3%~5.2%，渗透率 $0.02 \times 10^{-3} \sim 0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ；宜探 1 井，马家沟组顶部岩溶孔洞型储层中，孔洞多被方解石、白云石及硅质充填，平均孔隙度只有 3.5%，渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。细晶白云岩也是很有利的储集岩，其孔隙类型以晶间孔和晶间溶孔为主，局部出现微裂隙，物性较好，这与世界上奥陶系的帕克特气田、卡宾河、基尔迪尔及彭内耳等气田是相同的^[11]。

1.2 石炭 - 二叠系储集条件

1.2.1 有利的沉积相带与较厚的储层

从早二叠纪晚期开始，盆地东南部发育受南部物源控制的三角洲沉积体系。河流沿富县 - 宜川一线流入滨浅湖(图 6)。山西组和下石盒子组发育一定规模的三角洲前缘分流河道和河口砂坝微相砂体。山西组主要发育细 - 粗粒石英砂岩和岩屑石英砂岩储层，厚度 34~58 m，单层厚度大，层数少；下石盒子组储层主要为三角洲前缘河口砂坝微相细粒岩屑石英砂岩及长石砂岩，厚度 40~80 m，层数多，单层厚度 4~5 m，储盖组合条件优越；上石盒子组储层不发育，仅局部发育 10~26 m 厚的三角洲前缘分流河道砂岩储层。

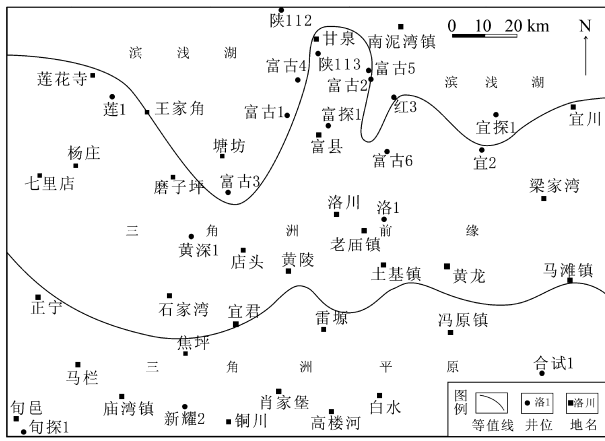


图 6 鄂尔多斯盆地东南部早二叠世晚期沉积相图

Fig. 6 Sedimentary facies chart in late Shanxi period of the Early Permian in southeastern Ordos Basin

1.2.2 良好的储层物性条件

山西组砂岩孔隙度平均 7.4%，渗透率平均 $0.31 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ；下石盒子组砂岩孔隙度平均 6.8% (其中大于 10% 的样品数占 17%)，渗透率平均 $0.66 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，其中盒 8 段砂岩孔隙度 8.0%~11.0%，渗透率 $0.2 \times 10^{-3} \sim 0.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，是很有利的砂岩储集体。区内上古生界砂岩最大连通孔喉半径 0.076~22.22 μm ；排驱压力 0.034~9.9 MPa；孔喉中值半径平均 0.322 μm ；孔喉直径 0.037~2.344 μm ，以小孔细喉为主；孔隙直径 0.1~0.03 mm。总体来说，区内上古生界砂岩储层类型以 类为主，次为 、 类。

1.2.3 普遍含气的砂体

区内在富古 1 井的山西组 3 014~3 022 m 井段，已发现了天然气层，在其下石盒子组下部，则发现了典型的深盆气富集带。此外，洛 1、宜 2 及宜探 1 等井也发现有 多套山西组和下石盒子组气层及含气层，并且气层和含气层厚度较大。

2 烃源岩条件

古生界烃源岩包括下古生界寒武 - 奥陶系海相含泥碳酸盐岩和上古生界石炭 - 二叠系煤系地层。

2.1 下古生界烃源岩

寒武 - 奥陶纪海相含泥碳酸盐岩是区内较好的海相烃源岩，厚度 35.0~322.6 m，主要集中在中央古隆起的东、南两侧^[12]。其中，含泥灰岩、泥灰岩、泥云岩和含泥云岩的残余有机碳含量相对较高。富探 1 和宜探 1 井中，奥陶系马家沟组含泥、泥质碳酸盐岩烃源岩母质类型均以腐泥型为主，厚度分别达 148.6 m 和 130.6 m；平均残余有机碳丰度分别达 0.25% 和 0.22%；热演化程度大都处于高 - 过成熟阶段 (R_o 值 2.23%~3.22%)；热解烃含量 (S_1+S_2) 分别为

0.14 mg/g 和 0.25 mg/g，具有一定的生烃能力。

2.2 上古生界烃源岩

石炭 - 二叠系为广覆型海陆交互相含煤建造，是区域上的主力气源岩，烃源岩类型主要为煤和暗色泥岩。其中，煤层厚 12~26 m，暗色泥岩厚 30~130 m。在莲 1 - 富探 1 - 宜探 1 井一线以北地区，煤及暗色泥岩沉积厚度较大，向南部的黄深 1 井 - 淳探 1 井一线，沉积厚度明显减薄，并趋于尖灭，即区内石炭 - 二叠纪煤系主要发育于中央古隆起东侧拗陷区 (上古生界生烃中心) 南端。因此，盆地东南部紧邻上古生界生烃中心，气源充足，具备形成大型天然气田的烃源岩条件。

煤中有机碳质量分数 73.6%~83.2%，氯仿沥青 “A” 0.61%~0.8%，总烃 $1\ 757.1 \times 10^{-6} \sim 2\ 539.8 \times 10^{-6}$ ，产烃潜力达 71.9~78.1 mg/g·Toc，烃转化率 6.9%~12%；暗色泥岩残余有机碳平均为 1.1%~3.24%，并且，大多数样品的残余有机碳都在 2% 以上，最高可达 7.1%。

煤干酪根有机显微组成以镜质组为主，占 50%~70%；丝质组约占 30%~40%；富氢的稳定组分多为 0~10%。此外，煤镜质组中镜质体含量较高，显示生烃能力较好。暗色泥岩干酪根有机显微组分也以镜质组为主，其次为惰质组与无定型组，壳质组相对较低 (表 1)。另外，太原组和本溪组暗色泥岩中，无定型组分相对偏高，显示烃源岩母质干酪根类型多为腐泥 - 腐植混合型。总体上，煤系烃源岩干酪根类型为腐植型。

表 1 盆地东南部上古生界不同层位的烃源岩干酪根组分 (平均值) 统计表

Table 1 Oil source rock Kerabitumen component cartogram of different stratigraphic positions in the Neopaleozoic in southeastern Ordos Basin (average value)

层位	岩性	无定型 w _B /%	壳质组 w _B /%	镜质组 w _B /%	惰质组 w _B /%
山西组	泥岩	23.82	9.96	45.26	20.67
太原组	泥岩	35.81	6.27	32.21	25.69
本溪组	泥岩	47.45	23.2	28.05	1.2

煤系烃源岩热解氢指数 (H_I) 和生烃潜量 (S_1+S_2) 普遍较低，平均氢指数 (H_I) 为 36.1 mg/g·Toc，平均生烃潜量 (S_1+S_2) 为 0.13 mg/g，显示出气源岩已大量生烃^[13]。同时，由镜质体反射率测定结果可知，盆地南部大部分地区已进入高成熟 - 过成熟的湿气 - 干气阶段， R_o 值达 2%~2.8%。早白垩世末烃源岩达到生烃高峰时，盆地东南部煤系生烃强度可达 $(8 \sim 48) \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。

3 盖层条件

区内下古生界具封盖性能的岩石包括泥质白云岩和含泥硬石膏岩,前者在奥陶系不同层段均有分布,后者主要分布于马家沟组一、三、五段地层中。据排驱压力实验,泥质云岩渗透率一般为 $0.081 \times 10^{-9} \sim 1.2 \times 10^{-9} \mu\text{m}^2$,在饱含煤油的条件下,突破压力为 13.0~18.0 MPa;在饱含水的条件下,以 14.0 MPa 的压力还未能突破。泥质膏云岩渗透率一般为 $1.44 \times 10^{-6} \sim 2.23 \times 10^{-9} \mu\text{m}^2$,饱含煤油时,突破压力为 4.0~11.0 MPa;饱含水时,突破压力为 5.0~9.0 MPa。由上可以看出,区内泥质云岩和泥质膏云岩均显示较强的封盖性能,可成为该区下古生界储层内部的局部封盖层^[14]。

上古生界太原组底部铝土质泥岩是奥陶系风化壳气藏的直接盖层。此外,在山西组和太原组的含煤碎屑岩、海相碳酸盐岩沉积中,泥岩厚度达 60~120 m。实验表明,该泥岩的排驱压力可达到 8.3~14.4 MPa,封盖能力较强,既是下古生界气藏的间接盖层,也是上古生界气藏的直接盖层。在上石盒子组和石千峰组泥岩河湖相砂泥岩沉积中,上石盒子组泥岩厚度 80~120 m,石千峰组泥岩厚度 120~200 m,可成为上古生界气藏的直接盖层和下古生界气藏的区域性盖层。

4 圈闭条件

4.1 下古生界圈闭类型

鄂尔多斯盆地奥陶系构造为一平缓的西倾大单斜,天然气的聚集和成藏主要受岩溶古地貌和成岩作用所控制,其圈闭类型主要为隐蔽型非构造圈闭,包括地层圈闭、岩性圈闭和地层-岩性复合圈闭。

4.1.1 地层圈闭

地层圈闭主要受控于奥陶系顶部大型古岩溶地貌^[15]。其中,沿靖边-杏河-富县一线为大型古潜台,其东侧分布着大体等间距的北东和南东向展布的古潜沟。古潜台上地层发育较全,溶蚀较强烈,形成区域性储集层。在古潜沟中缺失马五₁和马五₂,马五₃也不同程度受到剥蚀,沟内被石炭系铝土质泥岩和暗色泥岩充填,构成上倾方向的地层遮挡^[16]。在古潜台向南的延伸地区,有利于古潜台型地层圈闭形成。

4.1.2 岩性圈闭

岩性圈闭的特征是同一地层中非渗透性岩石在上倾方向对渗透性储层形成遮挡,即地层岩性存在着不均一性。成岩作用和各种后生作用均可导致碳酸盐岩在物性上的不均一性。非渗透性岩石可以是

充填作用形成的致密层、未经白云石化的石灰岩或者是膏盐、盐岩等。前一类圈闭主要发育于马五₄中,其储层厚度大,物性好,形成的气藏丰度较高;后一类圈闭主要发育于奥陶系马五₅中(马五₄中也有分布),储层厚度大,气藏丰度高,但圈闭规模横向变化大,预测比较困难。

4.1.3 地层-岩性复合圈闭

在古岩溶斜坡与岩溶盆地之间的过渡带,一方面由于古潜沟纵横,沟槽位置经泥质充填而形成岩性遮挡带,起到封闭作用;另一方面,由于在沟槽位置附近水动力能量较高,岩溶作用强烈,其周围易形成岩溶化程度高的良好储层,因此,地层-岩性复合圈闭成为该区气田的主要圈闭类型^[16]。该圈闭有效容积大,分布规律较强。另外,马四期作为马家沟期的最大海侵期,马四段厚度较大,岩性以灰岩和泥灰岩为主。马四段在中央古隆起与韩城古隆起之间的鞍部地区,由于后期白云化作用,原沉积层系变为以细晶-泥晶白云岩和含灰云岩为主,形成厚度较大的椭圆形白云岩圈闭体(图 3)。

4.2 上古生界圈闭类型

4.2.1 披覆背斜圈闭

奥陶系顶面发育的古潜台及古潜沟,在石炭-二叠纪煤系沉积时,在古潜台上形成了继承性披覆背斜。此类圈闭已在盆地中部和北部发现了气藏。

4.2.2 岩性圈闭

在平面上,区内上古生界三角洲沉积体系砂岩储集体主要呈南北向展布;纵向上,山西组及下石盒子组砂岩与泥质岩间互分布,砂体沿主砂带呈现垂向叠置。在主砂带的侧翼,由于水动力条件减弱,砂岩粒度变细,泥质含量增加,致使储层物性变差或变致密,形成上倾部位的岩性遮挡。此外,由于河流的频繁改道,砂岩之上沉积的泥质岩类则成为下部储层的直接盖层,从而易形成较大型的透镜体状岩性圈闭。

4.3 圈闭形成与天然气运聚成藏

通常,只有圈闭形成期早于主要生排烃期时,才可以聚集到足够量的天然气,从而形成天然气藏。奥陶系风化壳的多数圈闭在石炭纪早期就已基本形成,而石炭-二叠纪煤系烃源岩在三叠纪开始成熟,在侏罗纪天然气(湿气)开始大规模运移,这时本区地形北高南低,天然气(在横向上)沿砂体展布方向向北部运移。在早白垩世,盆地东部抬升,这时烃源岩已经达到过成熟阶段,天然气开始(在横向上)向东部方向上运移,但此时砂岩渗透率因成岩作用较强而变得很低,天然气只能做短距离的运移。由于纵向上的高压作用,天然气开始向奥陶系古风化

壳运移,运移通道主要是微裂缝。在古潜沟中,由于烃源岩直接与古风化壳接触,天然气可直接进入古风化壳储集。随着上覆盖层变得致密,风化壳中的天然气赋存在一个密闭的系统中。由于东部的继续抬升,天然气便在古风化壳中开始二次运移,并在适当的圈闭中聚集成藏^[17-18]。

5 保存条件

鄂尔多斯盆地构造活动以整体升降为主,构造活动不强烈,盆地内部基本无大的断裂,对已形成的天然气藏影响很小。良好的封闭层和上覆岩系较好地封闭了天然气,阻止其逸散。从水文地质条件来看,研究区下古生界地层水为 CaCl_2 型,说明其水文地质开启程度较低,有利于天然气的保存,具备上古生界砂岩气藏及下古生界奥陶系风化壳气藏形成的地质条件。研究区富探1井马二段地层水矿化度 118.84 g/L 表明陕北斜坡中部南段与中部气田马五₁气藏(地层水矿化度 $111.87 \sim 189.96 \text{ g/L}$)处于相同的封闭环境及水动力系统中,气藏保存条件相同。

在渭北隆起上,由于构造活动相对较强烈,断裂发育,天然气保存条件总体较差,如耀参1、淳探1和永参1井,地层水矿化度较低,说明地下水与地面水交替活动,对天然气保存不利。旬探1井地层水矿化度较高,则说明该区以北天然气保存条件逐渐变好。

6 天然气分布规律及目标优选

6.1 下古生界天然气分布规律及有利区块

上古生界煤系烃源岩成熟后生成的天然气,在纵向上运移到下伏奥陶系风化带,形成上生下储的天然气成藏模式^[19]。研究区奥陶系发育风化壳岩溶、马四白云岩体和生物礁等3种类型储集体。

a. 受中央古隆起的影响,区内西南部缺失主力含气层——马五₃,并以出露马四白云岩体为主。陕102-甘泉-宜探1一线以东地区,则发育北部气田的主力含气层——马五₃。该区主要处于膏云坪发育区和古岩溶斜坡,易遭受古岩溶作用而形成孔隙发育区,其内铁铝质岩缺失带(即古潜沟)两侧是天然气富集的最有利地区。

b. 在宜探1井地区,古岩溶作用不发育,并存在马六段地层,因而储集条件较差,不利于天然气藏的形成。

c. 区内生物礁型储集体主要分布在中央古隆

起-韩城古隆起的南斜坡,主体属于渭北隆起构造带,保存条件较差。

6.2 上古生界天然气分布规律及有利区块

由大量分布的透镜状砂体作为储层而形成自生自储型天然气藏,是鄂尔多斯盆地上古生界最为普遍的成藏模式^[20]。研究区上古生界烃源岩是“全天候”生油岩,至今仍在排气,储集层为低孔、低渗的致密砂岩,盖层封闭性好,这些生、储、盖条件均符合深盆气的特征,而且上古生界烃源岩生气强度大,排烃时间长,所有上古生界砂岩储集层中均含有饱和的天然气^[21-22]。研究区三角洲沉积体系砂体主要集中在沿富县-宜川一线以南地区,是区内上古生界天然气勘探的最有利地区。但是,由于该区上古生界砂岩物性总体相对较差,今后,该区天然气的勘探重点应放在加强寻找孔渗条件相对较好的一些“甜点”地区上。

7 结论与建议

综上所述,可得出如下结论和勘探建议:

a. 研究区陕102井-甘泉-宜探1井一线以东地区,既处于准同生白云岩发育的膏云坪相带,又位于中央古隆起古岩溶斜坡,发育厚度超过120 m的古岩溶白云岩储层,储集物性较好,是区内奥陶系储层最有利的分布区;研究区富县-宜川一线以南地区,在山西组和下石盒子组中发育有三角洲沉积体系砂体,单层厚度大,物性条件较好,在多口探井中发现了气层及含气层,是区内上古生界最好的天然气富集带。

b. 研究区下古生界寒武-奥陶系海相碳酸盐岩中,含泥灰岩、泥灰岩、泥云岩和含泥云岩是较好的烃源岩,热演化程度处于高-过成熟阶段,并具有一定的生烃能力;上古生界煤系属于好-较好烃源岩,干酪根类型主要属于腐植型,热演化程度处于高成熟湿气-过成熟干气阶段,是区域上的主力气源岩。空间上,研究区紧邻上古生界生烃中心,生烃强度大,气源充足,具备形成大型气田的烃源岩条件。

c. 研究区下古生界具封盖性能的岩石包括泥质白云岩和含泥硬石膏岩,前者在奥陶系不同层段均有分布,后者主要分布于马家沟组一、三、五段地层中。太原组底部的铝土质泥岩是奥陶系风化壳气藏的直接盖层。山西组和太原组为一套含煤碎屑岩和海相碳酸盐岩沉积,既是下古生界气藏的间接盖层,也是上古生界气藏的直接盖层。上石盒子组和石千峰组的厚层泥岩可成为上古生界气藏的直接

盖层和下古生界气藏的区域性盖层。

d. 研究区奥陶系天然气的聚集和成藏主要受岩溶古地貌和成岩作用所控制,其圈闭类型主要为隐蔽型非构造圈闭,包括地层圈闭、岩性圈闭和地层-岩性复合圈闭。上古生界圈闭类型也主要为隐蔽型非构造圈闭,包括披覆背斜圈闭和岩性圈闭。

e. 研究区构造活动以整体升降为主,基本没有大断裂,良好的封闭层和上覆岩系很好地封闭了天然气。因此,区内天然气保存条件总体较好。在渭北隆起上,由于构造活动相对较强烈,断裂发育,天然气保存条件总体较差,但向北相对逐渐变好。

f. 研究区陕 102 井-甘泉-宜探 1 井以东地区发育有北部气田的主力含气层马五₃,是区内奥陶系风化壳气藏的主要分布区,其铁铝质岩缺失带(即古潜沟位置)两侧是天然气富集的最有利场所。

g. 今后,研究区应加强地质综合研究和地震勘探力度,落实目的层顶面构造特征;追踪和预测含气储层,寻找相对高孔渗的“甜点区”;对下古生界沟槽岩溶系统进行精细刻画和识别描述,恢复古地貌。此外,可在探区中部东西向部署 3 口探井,与富探 1 和红 3 井形成东西向区域大剖面,整体探测区内古生界的含气情况,力争发现工业气流。

参考文献

- [1] 马硕鹏,何文渊. 鄂尔多斯盆地天然气勘探领域分析[J]. 天然气工业, 2006, 26(8): 5-8.
- [2] 郑聪斌,吕强. 鄂尔多斯盆地长庆气田成藏条件及气藏分布规律[J]. 低渗透油气田, 1998, 3(1): 1-7.
- [3] 马硕鹏,何文渊. 鄂尔多斯盆地天然气勘探领域[J]. 天然气工业, 2006, 26(8): 4-7.
- [4] 陈安定,王文军. 鄂尔多斯盆地古生界天然气勘探启示[J]. 海相油气地质, 2003, 8(1~2): 57-60.
- [5] 杨俊杰. 鄂尔多斯盆地构造演化与油气分布规律[M]. 北京: 石油工业出版社, 2001.
- [6] 席胜利,李振宏,王欣,等. 鄂尔多斯盆地奥陶系储层展布及勘探潜力[J]. 石油与天然气地质, 2006, 27(3): 405-412.
- [7] 杨华,郑聪斌,席胜利. 鄂尔多斯盆地地下古生界奥陶系天然气成藏地质[J]. 低渗透油气田, 2000, 5(3): 6-19.
- [8] 李振宏,郑聪斌. 鄂尔多斯盆地东部奥陶系储层特征及控制因素[J]. 天然气地球科学, 2004, 15(6): 604-610.
- [9] 张福礼,黄舜兴,杨昌贵,等. 鄂尔多斯盆地天然气地质[M]. 北京: 地质出版社, 1994.
- [10] 冯增昭,陈继新,张吉森. 鄂尔多斯地区早古生代岩相古地理[M]. 北京: 石油工业出版社, 1991.
- [11] 戴金星,王庭斌,宋岩,等. 中国大中型天然气田形成条件与分布规律[M]. 北京: 地质出版社, 1997.
- [12] 李延钧,陈义才,杨远聪,等. 鄂尔多斯下古生界碳酸盐烃源岩评价与成烃特征[J]. 石油与天然气地质, 1999, 20(4): 349-353.
- [13] 张文正,李剑峰. 鄂尔多斯盆地油气源研究[J]. 中国石油勘探, 2001, 6(4): 28-36.
- [14] 雷振宇,张朝军,杨晓萍. 鄂尔多斯盆地含油气系统划分及特征[J]. 石油勘探, 2000, 5(3): 75-83.
- [15] 夏日元,唐健生,关碧珠. 鄂尔多斯盆地奥陶系古岩溶地貌及天然气富集特征[J]. 石油与天然气地质, 1999, 22(2): 133-136.
- [16] 何自新,郑聪斌,陈安宁,等. 长庆气田奥陶系古沟槽展布及其对气藏的控制[J]. 石油学报, 2001, 22(4): 34-38.
- [17] 李春玉,刘绍光,刘新刚,等. 陕北富县探区古生界勘探潜力分析[J]. 断块油气藏, 2001, 8(2): 12-15.
- [18] 吕延仓,刘绍,刘新刚. 陕北富县勘探区古生界天然气成藏条件分析及勘探部署意见[J]. 断块油气藏, 2000, 7(2): 18-21.
- [19] 马振芳,周树勋,于忠平,等. 鄂尔多斯盆地中东部奥陶系顶部古风化壳特征及其与天然气富集的关系[J]. 石油勘探与开发, 1999, 26(5): 21-23.
- [20] 赵林,夏新宇,戴金星. 鄂尔多斯盆地上古生界天然气富集的主要控制因素[J]. 石油实验地质, 2000, 22(2): 136-139.
- [21] 付金华. 鄂尔多斯盆地上古生界气藏特征[J]. 天然气工业, 2000, 20(6): 16-19.
- [22] 闵琪,付金华,席胜利,等. 鄂尔多斯盆地上古生界天然气运移聚集特征[J]. 石油勘探与开发, 2000, 29(4): 26-29.