

# 鄂尔多斯盆地西南部上古生界烃源岩特征及其对天然气藏形成与分布的控制作用

胡维强<sup>1</sup>, 赵靖舟<sup>1,2</sup>, 李 军<sup>1,2</sup>, 李 磊<sup>3</sup>, 郑 杰<sup>3</sup>, 井向辉<sup>3</sup>

(1. 西安石油大学地球科学与工程学院, 陕西 西安 710065;

2. 陕西省油气成藏地质学重点实验室, 陕西 西安 710065;

3. 中国石油长庆油田分公司勘探开发研究院, 陕西 西安 710018)

**摘要:**利用有机质丰度、类型、成熟度及生气强度指标对鄂尔多斯盆地西南部上古生界烃源岩进行综合分析,确定主力气源岩及平面分布特征,并与苏里格地区气源条件进行对比,分析气源条件对天然气藏形成与分布的控制作用。研究表明,研究区上古生界烃源岩包括山西组、太原组的煤层和暗色泥岩,其中煤层是主力烃源岩,平均厚度为4.7m,苏里格地区煤层平均厚度为14m。烃源岩有机质丰度较高,山西组和太原组煤层残余有机碳均值分别为54.94%和66.96%,泥岩残余有机碳均值分别为2.88%和1.75%;干酪根碳同位素值介于-24.56‰~-22.05‰之间,属于Ⅲ型干酪根;镜质体反射率介于1.6%~3.2%之间,均值为2.3%,整体处于高成熟—过成熟阶段;研究区生气强度介于 $(8\sim20)\times10^8\text{m}^3/\text{km}^2$ 之间,而苏里格地区的介于 $(11\sim29)\times10^8\text{m}^3/\text{km}^2$ 之间。与苏里格地区相比,研究区气源条件略显较差。研究区的气源条件对气藏的形成与分布起着明显的控制作用。平面上研究区的产气井主要分布在煤层厚度大于4m,生气强度大于 $10\times10^8\text{m}^3/\text{km}^2$ 的区域,且存在随着烃源岩条件的变好含气性也变好的趋势;纵向上天然气垂向运移距离与煤层厚度和生气强度存在良好的正相关关系,煤层厚度越大、生气强度越高,天然气垂向运移距离越远。

**关键词:**上古生界;烃源岩;气源条件;控制作用;运移

**中图分类号:**TE122.3

**文献标志码:**A

**文章编号:**1672-1926(2015)06-1068-08

**引用格式:**Hu Weiqiang,Zhao Jingzhou,Li Jun,*et al.* Characteristics of source rocks and its controls on the formation and distribution of gas from Upper Paleozoic in southwest Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience,2015,26(6):1068-1075. [胡维强,赵靖舟,李军,等. 鄂尔多斯盆地西南部上古生界烃源岩特征及其对天然气藏形成与分布的控制作用[J]. 天然气地球科学,2015,26(6):1068-1075.]

## 0 引言

勘探实践表明,鄂尔多斯盆地天然气资源十分丰富,自20世纪50年代以来已先后在盆地内多个地区和层系发现了天然气,特别是90年代中期后,鄂尔多斯盆地上古生界天然气的勘探不断取得重大发现,相继发现了榆林、乌审旗、苏里格和神木等一批大中型气藏(田)<sup>[1-4]</sup>。2004年,在鄂尔多斯盆地

西南部镇原地区钻探的镇探1井取得突破<sup>[5]</sup>,山西组日产气量达到工业气流值,揭示盆地西南部上古生界具有岩性气藏成藏潜力。近年来,鄂尔多斯盆地西南部天然气勘探又取得了新的突破,在上古生界山1段、盒8段已有7口探井获得工业气流,预示着盆地西南部具有良好的天然气勘探前景。许多学者<sup>[6-7]</sup>认为,鄂尔多斯盆地上古生界气藏基本上具备有深盆气藏的特征,煤系源岩在热演化过程中生成

收稿日期:2014-11-04;修回日期:2014-12-25.

基金项目:国家科技重大专项项目(编号:2011ZX05007-004)资助.

作者简介:胡维强(1988-),男,湖北咸宁人,硕士研究生,主要从事油气成藏地质学研究. E-mail: huweiqiangh@163.com.

通讯作者:赵靖舟(1962-),男,陕西临潼人,教授,博士,主要从事油气成藏地质学、天然气地质和地球化学研究. E-mail: jz Zhao@xsyu.edu.cn.

大量天然气,并向紧邻的致密储层中运移,加上储层成岩致密期与主生排气期的配合,发生聚集成藏,但上古生界气源条件对天然气的形成与分布具有一定的控制作用。由于鄂尔多斯盆地西南部上古生界研究勘探程度相对较低,资料非常有限,从而制约了该区勘探开发工作的进一步深化。因此,有必要对盆地西南部上古生界烃源岩及控气性开展深入研究,为天然气有利勘探目标预测提供依据。

## 1 区域地质背景

鄂尔多斯盆地是位于华北地块西部的大型叠合克拉通盆地<sup>[8-9]</sup>,构造形态总体为一东翼宽缓、西翼陡窄的南北向不对称矩形盆地,主要经历了中晚元古代坳拉谷盆地发育阶段、古生代大型稳定克拉通盆地发育阶段、中生代前陆盆地发育阶段、新生代周缘断陷盆地发育阶段4个沉积阶段<sup>[10]</sup>。盆地内部划分为西缘冲断带、天环坳陷、伊陕斜坡、晋西挠褶带、伊盟隆起和渭北隆起6个二级构造单元,面积约为 $25 \times 10^4 \text{ km}^2$ (图1)。

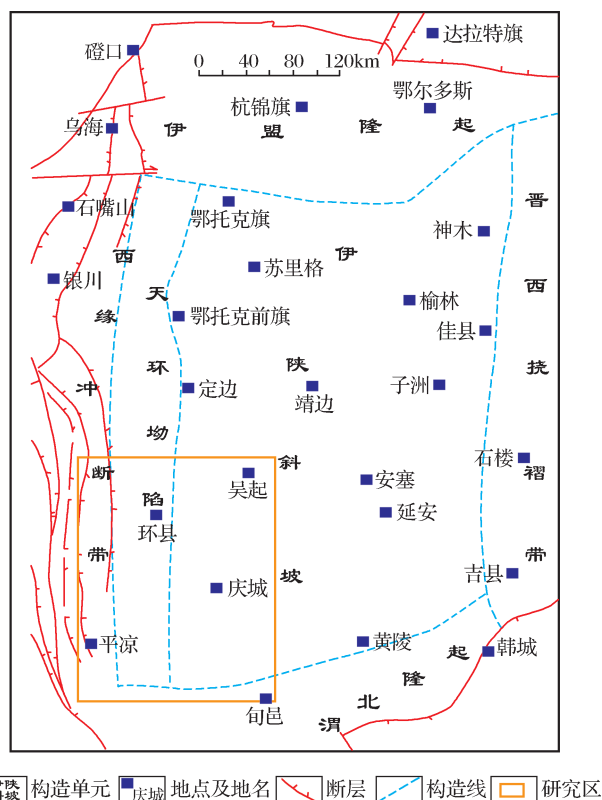


图1 研究区地理位置示意

Fig.1 Geographical location in the study area

研究区位于鄂尔多斯盆地西南部,北至吴起、南至彬县、西至平凉、东至正宁东,面积约为 $2 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。研究区西部与天环坳陷相接,南部与渭北

隆起相接,主要研究区位于伊陕斜坡,该地区主要表现为南高北低,东高西低的一个大型单斜,是盆地目前勘探程度较低的地区之一(图1)。

## 2 上古生界烃源岩特征

### 2.1 上古生界烃源岩的平面分布特征

#### 2.1.1 上古生界烃源岩煤岩分布

煤层在全盆地遍布发育,具广覆式分布的特点<sup>[11]</sup>。煤层厚度变化较大,主要分布在太原组顶部以及山西组山2段中部。煤层厚度整体不大,一般分布在2~8m之间,最厚可达到9m左右,均值为4.7m。莲花寺—华池—环县一带东北方煤层相对较厚,都在6m以上,而环县西北方向煤层最厚,最高可达9m左右;镇原—庆阳—庆城一带煤层厚度介于3~5m之间,而华亭—崇信—泾川—宁县—正宁一线往南,煤层厚度小于2m。从整体上看,研究区北边煤层较厚,向南有逐渐变薄的趋势(图2)。

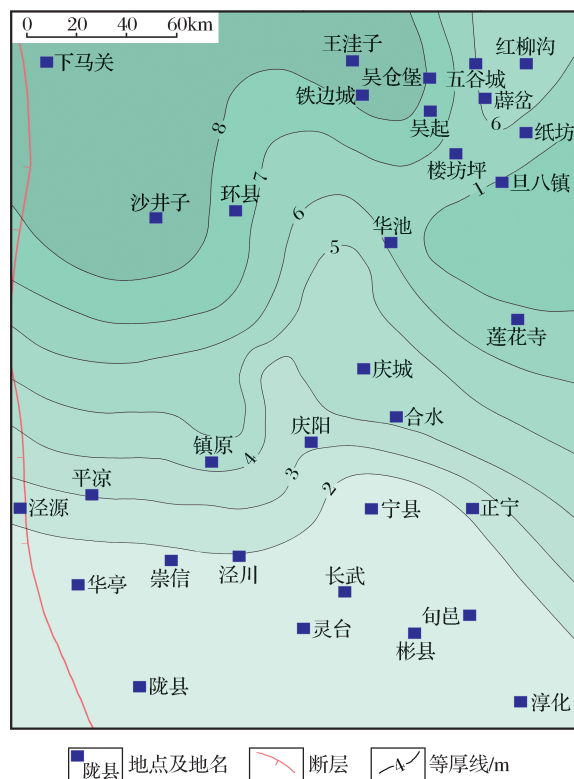


图2 上古生界烃源岩煤岩等厚特征

Fig.2 Hydrocarbon source rocks of coal rock isopach map in Upper Paleozoic

#### 2.1.2 上古生界烃源岩暗色泥岩分布

鄂尔多斯盆地上古生界暗色泥岩在全盆地发育情况类似于煤层,主要发育于山西组,其次是太原组,具有广覆式分布的特点<sup>[11]</sup>。盆地西南部泥岩厚度主要分布在20~60m之间,均值为38.8m。华

池—庆城—合水—一线泥岩比较厚,最高可达 60m 左右;而镇原—庆阳—宁县一带以南则是逐渐变薄的趋势。总体来说,研究区北部泥岩较厚,而南部泥岩较薄(图 3)。

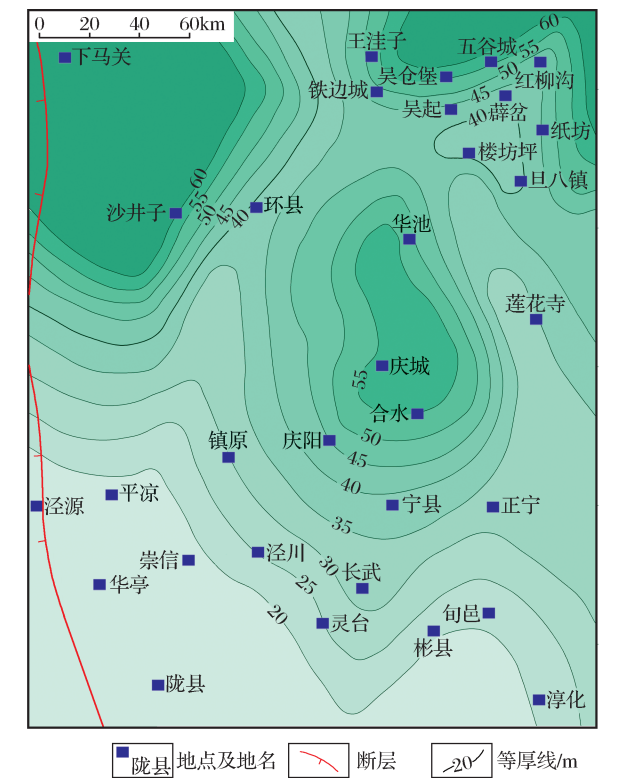


图 3 上古生界烃源岩泥岩等厚特征

Fig. 3 Hydrocarbon source rocks of mudstone isopach map in Upper Paleozoic

2.2 上古生界烃源岩的地球化学特征

2.2.1 有机质丰度

根据对鄂尔多斯盆地西南部上古生界不同层段烃源岩的测试分析,其结果显示山西组煤岩有机碳含量为 40.37%~77.11%,平均为 54.94%;氯仿沥青“*A*”含量为 0.026 3%~0.359 0%,平均为 0.161 4%;总烃含量为  $(372.19\sim2\,003.55)\times10^{-6}$ ,平均为  $1\,140.64\times10^{-6}$ 。太原组煤岩有机碳含量为 41.10%~91.32%,平均为 66.96%,氯仿沥青“*A*”含量为 0.019 3%~0.108 0%,平均为 0.063 6%。山西组暗色泥岩有机碳含量为 0.14%~34.74%,平均为 2.88%,氯仿沥青“*A*”含量为 0.001 6%~0.041 5%,平均为 0.009 4%,总烃含量为  $(6.17\sim86.99)\times10^{-6}$ ,平均为  $40.31\times10^{-6}$ 。太原组暗色泥岩有机碳含量为 0.20%~9.66%,平均为 1.75%,氯仿沥青“*A*”含量为 0.002 4%~0.020 0%,平均为 0.006 9%,总烃含量平均为  $13.78\times10^{-6}$ (表 1)。根据烃源岩的评价标准<sup>[12-13]</sup>,盆地西南部上古生界有机质丰度整体较高。

2.2.2 有机质类型

鄂尔多斯盆地西南部上古生界泥岩干酪根稳定碳同位素(表 2)分析结果表明,山西组泥岩干酪根稳定碳同位素值分布在  $-23.51\text{‰}\sim-22.05\text{‰}$ 之间,煤岩干酪根稳定碳同位素值为  $-23.28\text{‰}$ ;太原组泥岩干酪根稳定碳同位素值介于  $-24.65\text{‰}\sim-23.10\text{‰}$ 之间,煤岩干酪根稳定碳同位素值为  $-24.56\text{‰}$ 。根据卢双舫<sup>[13]</sup>对烃源岩干酪根稳定碳

表 1 鄂尔多斯盆地西南部与苏里格地区烃源岩有机质丰度对比

Table 1 Hydrocarbon source rock organic matter abundance contrast table between the southwest of the basin and Sulige area

类别		有机碳/%		氯仿沥青“A”/%		总烃/(×10 <sup>-6</sup> )	
		苏里格地区	盆地西南部	苏里格地区	盆地西南部	苏里格地区	盆地西南部
山西组	煤	$\frac{49.28\sim89.17}{73.60}$	$\frac{40.37\sim77.11}{54.94}$	$\frac{0.103\ 3\sim2.449\ 7}{0.800}$	$\frac{0.026\ 3\sim0.359\ 0}{0.161\ 4}$	$\frac{519.9\sim6\ 699.93}{2\ 539.80}$	$\frac{372.19\sim2\ 003.55}{1\ 140.64}$
	泥	$\frac{0.07\sim19.29}{2.25}$	$\frac{0.14\sim34.74}{2.88}$	$\frac{0.002\ 4\sim0.500}{0.037}$	$\frac{0.001\ 6\sim0.041\ 5}{0.009\ 4}$	$\frac{19.85\sim524.96}{163.76}$	$\frac{6.17\sim86.99}{40.31}$
太原组	煤	$\frac{38.31\sim83.2}{74.70}$	$\frac{41.10\sim91.32}{66.96}$	$\frac{0.025\ 7\sim1.961\ 8}{0.61}$	$\frac{0.019\ 3\sim0.108\ 0}{0.063\ 6}$	$\frac{222\sim446\ 3}{1757.10}$	
	泥	$\frac{0.101\sim23.38}{3.33}$	$\frac{0.20\sim9.66}{1.75}$	$\frac{0.002\ 9\sim2.950}{0.120}$	$\frac{0.002\ 1\sim0.020\ 0}{0.006\ 9}$	$\frac{15\sim1\ 904.64}{361.60}$	$\frac{13.78}{13.78}$
本溪组	煤	$\frac{55.38\sim80.26}{70.80}$		$\frac{0.4062\sim0.966}{0.770}$		$\frac{240\sim4\ 556.5}{2\ 896.20}$	
	泥	$\frac{0.05\sim11.71}{2.54}$		$\frac{0.002\ 4\sim0.436\ 8}{0.065}$		$\frac{12.51\sim1\ 466.34}{322.73}$	

注:  $\frac{372.19\sim2\,003.55}{1\,140.64}$  =  $\frac{\text{最小值}\sim\text{最大值}}{\text{平均值}}$

同位素的评价标准,认为鄂尔多斯盆地西南部上古生界烃源岩有机质类型属于Ⅲ型,其母质类型主要来源于陆生高等植物,具有腐殖型特征,以生气为主。

表 2 上古生界干酪根碳同位素统计  
Table 2 The statistics of the kerogen carbon isotope in Upper Paleozoic

井号	深度/m	层位	岩性	干酪根碳同位素/‰
陇 2	4 848.39	山西组	泥岩	−23.51
陇 2	4 849.30	山西组	泥岩	−22.16
庆探 5	4 288.22	山西组	泥岩	−22.05
合探 1	3 703.49	山西组	泥岩	−22.32
镇探 1	4 436.10	山西组	泥岩	−22.80
灵 1	3 714.70	太原组	泥岩	−23.10
灵 1	3 718.45	太原组	泥岩	−24.65
陇 1	4 333.00	太原组	泥岩	−23.42
庆探 2	4 829.01	山西组	煤岩	−24.56
陇 1	4 335.49	太原组	煤岩	−23.28

2.2.3 有机质成熟度

鄂尔多斯盆地西南部上古生界烃源岩泥岩样品岩石热解数据显示, $T_{\max}$  值主要介于 500~605℃ 之间(表 3)。根据陆相烃源岩有机质成烃演化阶段划分及判别指标<sup>[13]</sup>可知,研究区上古生界烃源岩处于高成熟—过成熟阶段。

盆地西南部有机质成熟度大部分达到了生干气阶段( $R_o$  值大于 2.0%),仅有少数地区  $R_o$  值小于 2.0%。 $R_o$  值在平面上呈现出有规律的变化,华池地区热演化程度较高, $R_o$  值达到 2.8% 以上,成熟

度以该地区为中心向四周逐渐降低,在正宁—宁县—平凉一线降到最低, $R_o$  值小于 2.0%。由于热事件存在导致旬邑—灵台—崇信一线烃源岩热演化程度较高, $R_o$  值最高可达到 3.2%。总的来说,该区上古生界煤系烃源岩有机质成熟度较高,整体处于高成熟—过成熟阶段(图 4)。

2.2.4 生气强度

鄂尔多斯盆地上古生界烃源岩的生气强度是根据煤和暗色泥岩的热压模拟实验得到的气态烃产率与  $R_o$  关系图版,以及研究区内烃源岩煤和暗色泥岩的厚度、密度、有机碳含量进行计算。

即: $G_{\text{gas}}=H\times\rho_{\text{rock}}\times\text{TOC}\times r\times10^{-3}$

式中: $G_{\text{gas}}$  为烃源岩生气强度, $10^8\text{ m}^3/\text{km}^2$ ;  $H$  为烃源岩厚度,m; $\rho_{\text{rock}}$  为烃源岩密度, $\text{t}/\text{km}^3$ ,煤取  $1.3\times10^9\text{ t}/\text{km}^3$ ,暗色泥岩取  $2.6\times10^9\text{ t}/\text{km}^3$ ;  $\text{TOC}$  为烃源岩有机碳含量,煤取 58.6%(均值),暗色泥岩取 2.7%(均值); $r$  为烃源岩的产气率, $\text{m}^3/\text{t}_{\text{TOC}}$ 。

通过以上计算公式分别计算盆地西南部上古生界煤岩和暗色泥岩的生气强度,将其相加得到整个上古生界烃源岩的生气强度。华池—莲花寺地区生气强度最高,都在  $20\times10^8\text{ m}^3/\text{km}^2$  以上,最高达  $22\times10^8\text{ m}^3/\text{km}^2$ ;其次是吴起北边,其生气强度也可高达  $22\times10^8\text{ m}^3/\text{km}^2$ ;华池—庆城—合水—宁县—长武—灵台—一线往南生气强度逐渐降低,可低至  $8\times10^8\text{ m}^3/\text{km}^2$  以下。从整体上看,盆地西南部上古生界生气强度主要介于  $(8\sim20)\times10^8\text{ m}^3/\text{km}^2$  之间,少数地区可高达  $22\times10^8\text{ m}^3/\text{km}^2$ ,具有从北向南逐渐减小的趋势(图 5)。

表 3 上古生界部分烃源岩  $T_{\max}$  统计  
Table 3 The statistics of part of source rocks  $T_{\max}$  in Upper Paleozoic

井号	层位	深度/m	$T_{\max}/^{\circ}\text{C}$	平均值/ $^{\circ}\text{C}$	井号	层位	深度/m	$T_{\max}/^{\circ}\text{C}$	平均值/ $^{\circ}\text{C}$
紫探 1	山西组	3 822.50	605.00	605.50	灵 1	山西组	3 714.50	558.00	564.00
		3 828.50	606.00			太原组	3 718.45	570.00	
庆探 1	山西组	4 268.52	588.00	589.50	镇探 1	山西组	4 436.10	531.00	556.00
		4 317.00	591.00			太原组	4 445.51	581.00	
庆探 2	山西组	4 793.34	493.00	505.50	陇 1	太原组	4 333.00	587.00	591.00
		4 795.01	518.00				4 333.88	595.00	

3 鄂尔多斯盆地西南部与苏里格地区气源条件对比

与苏里格地区相比,盆地西南部气源条件明显较差(表 1,表 4)。首先从烃源岩发育的层系来说,盆地西南部主要发育山西组煤系烃源岩,太原组烃

源岩仅在华池—庆城—庆阳—正宁—一线发育,本溪组在全区缺失。在苏里格地区,山西组、太原组、本溪组 3 套烃源岩在全区均有分布,只是不同地区发育规模存在差异。首先就发育规模来看,苏里格地区烃源岩的发育规模远高于盆地西南部,并且苏里格地区的区域盖层下石盒子段泥岩厚度较盆地西南



部要厚,盖层条件相对较好。其次从有机质丰度来看,盆地西南部主力烃源岩山西组煤岩各项有机质丰度指标均低于苏里格地区,暗色泥岩亦是如此。

除此之外,苏里格地区还存在本溪组这套有机质丰度高的烃源岩(表 1,表 4)。

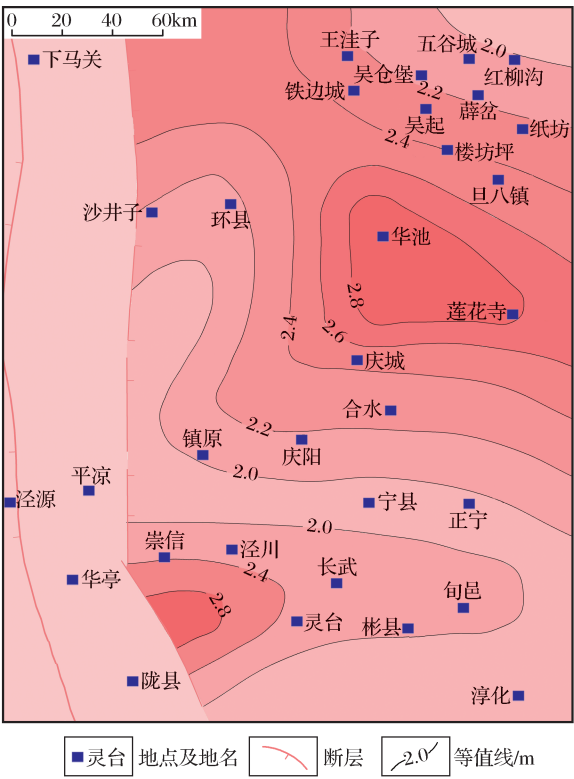


图 4 上古生界  $R_0$  值等值线

Fig. 4 The value of  $R_0$  contour map in Upper Paleozoic

与苏里格地区相比,盆地西南部略占优势的是烃源岩成熟度较高, $R_0$  值普遍大于 1.6%,最高处大于 3%,平均也在 2.3%。而苏里格地区烃源岩  $R_0$  值分布在 1.0%~2.4%之间,平均在 1.8%左右。这在一定程度上可以弥补先天的不足。但是由于烃源岩发育规模相差太远,因此盆地西南部生气强度较苏里格地区明显较差,分布在  $(8\sim 20)\times 10^8\text{ m}^3/\text{km}^2$  之间,平均仅为  $15.5\times 10^8\text{ m}^3/\text{km}^2$ (表 4)。

#### 4 气源条件对天然气藏形成与分布的控制作用

对于致密砂岩气的成藏来说,由于浮力不能作为天然气垂向运移的动力,烃源岩生烃超压和源储烃浓度差为天然气运移的主要动力,因此良好的烃源岩条件不仅意味充足的气源,而且意味着充足的运移动力<sup>[14-20]</sup>。鄂尔多斯盆地西南部生气强度在  $(8\sim 20)\times 10^8\text{ m}^3/\text{km}^2$  之间,平均仅为  $15.5\times$

$10^8\text{ m}^3/\text{km}^2$ ,这样一个气源条件与苏里格地区相似的地区,而在苏里格地区出现了大量气水同产井以及少量的水井<sup>[21]</sup>。这些产水井的出现除了储层等因素外,天然气本身充注强度不高可能也是一个重要因素。

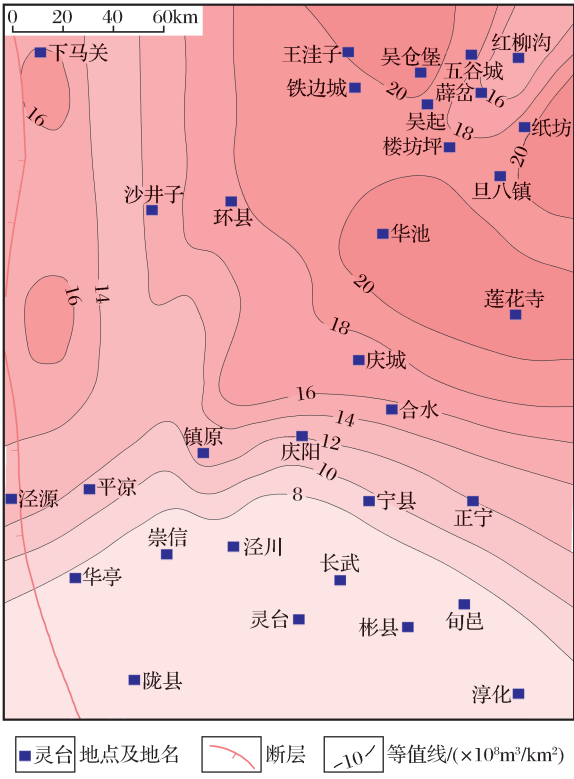


图 5 上古生界生气强度等值线

Fig. 5 Gas generation intensity contour map in Upper Paleozoic

由此看来,盆地西南部气源条件略显不足。在这种情况下,气源条件对天然气在区域上的成藏与分布的控制作用就显得尤为明显。在平面上,产气井主要分布于煤层厚度大于 4m,生气强度大于  $10\times 10^8\text{ m}^3/\text{km}^2$  的区域,且存在随着烃源岩条件的变好含气性也变好的趋势(图 6,图 7)。天然气垂向运移距离是指主力烃源岩所生成的天然气运移至气层或含气层所经过的最远距离。盆地西南部上古生界天然气垂向运移距离是根据盆地西南部探井的试气成果确定上古生界的最远气层或含气层,并计算出山西组的主力煤层顶深至该气层或含气层顶深的距离。在纵向上,天然气垂向运移距离与煤层厚度和生气强度同样存在良好的正相关关系,煤层厚度越大、生气强度越高,天然气垂向运移距离越远。在煤层厚度大于 6m,生气强度大于  $20\times 10^8\text{ m}^3/\text{km}^2$  区域,天然气垂向运移最远距离可达 120m 以上(图 8,图 9)。

表 4 鄂尔多斯盆地西南部与苏里格地区气源条件对比

区域盖层下石盒子段泥岩厚度/m		暗色泥岩厚度/m		煤层厚度/m		R <sub>o</sub> /%		生气强度/(×10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> /km <sup>2</sup> )	
苏里格地区	盆地西南部	苏里格地区	盆地西南部	苏里格地区	盆地西南部	苏里格地区	盆地西南部	苏里格地区	盆地西南部
90~120	50~90	40~100	14.0~64.6	8~24	2~8.7	1.0~2.4	1.6~3.2	11~29	8~20
106	72	70	38.8	14	4.7	1.8	2.3	25	15.5

注:  $\frac{90\sim120}{106} = \frac{\text{最小值}-\text{最大值}}{\text{平均值}}$

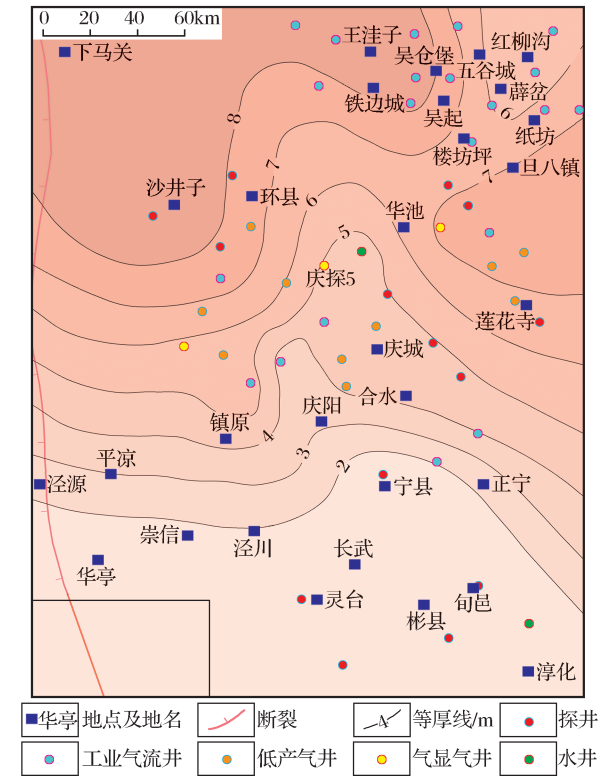


图 6 上古生界煤层厚度与试气井叠合图  
Fig. 6 The Overlay of coal seam thickness and test wells in Upper Paleozoic

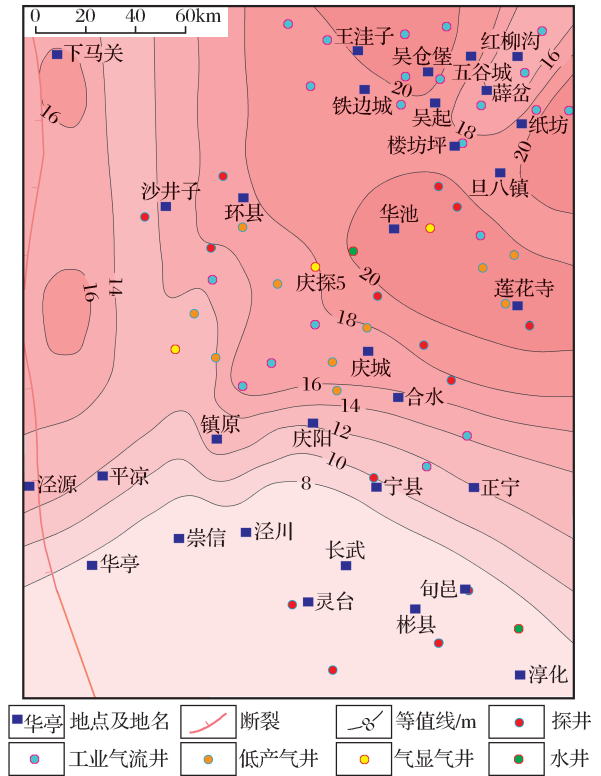


图 7 上古生界生气强度和试气井叠合图  
Fig. 7 The Overlay of Gas generation intensity and test wells in Upper Paleozoic

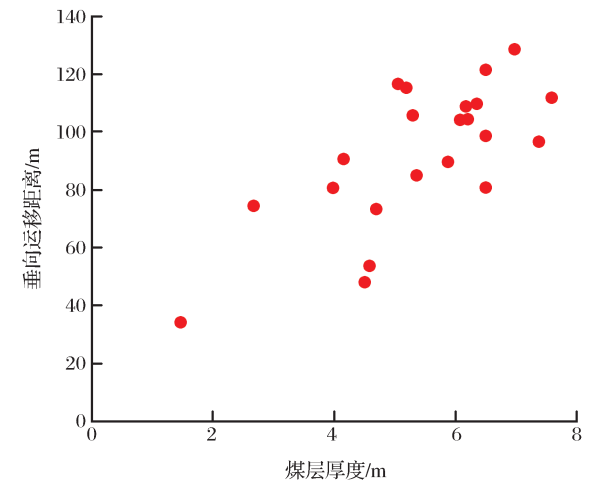


图 8 煤层厚度与天然气垂向运移距离相关关系  
Fig. 8 The correlation diagram of coal seam thickness and gas vertical migration distance

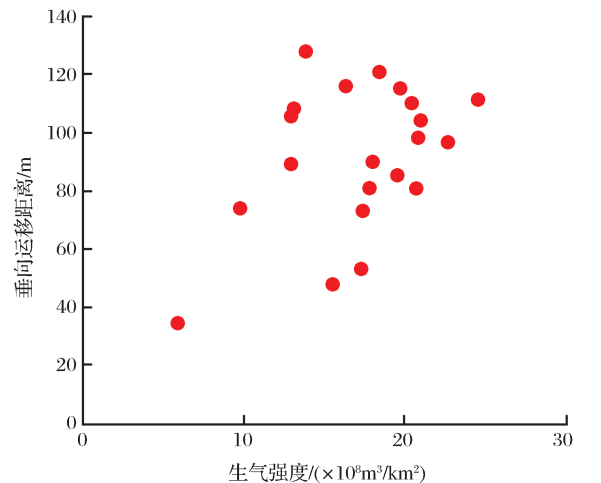


图 9 生气强度和天然气垂向运移距离相关关系  
Fig. 9 The correlation diagram of Gas generation intensity and gas vertical migration distance

## 5 结论

(1) 研究区上古生界暗色泥岩主要分布在 20~60m 之间, 均值为 38.8m, 煤层厚度主要介于 2~8m 之间, 均值为 4.7m, 整体上都有由北向南逐渐变薄的趋势。烃源岩有机质丰度较高, 干酪根碳同位素值介于 -24.56‰~-22.05‰ 之间, 属于 III 型, 并且热演化处于高成熟—过成熟阶段。生气强度主要介于  $(8\sim 20)\times 10^8\text{ m}^3/\text{km}^2$  之间, 均值为  $15.5\times 10^8\text{ m}^3/\text{km}^2$ , 具有由北向南逐渐减小的趋势。

(2) 研究区气源条件较苏里格地区明显要差。苏里格地区烃源岩的发育规模远高于研究区, 并且研究区烃源岩的各项有机质丰度指标均低于苏里格地区, 略占优势的是研究区烃源岩成熟度高。

(3) 研究区上古生界气源条件对天然气形成与分布起着明显的控制作用。平面上, 产气井主要分布在煤层厚度大于 4m, 生气强度大于  $10\times 10^8\text{ m}^3/\text{km}^2$  的区域, 并随着烃源岩条件的变好其含气性也变好的趋势; 纵向上, 天然气运移的最远距离与煤层厚度和生气强度同样存在良好的正相关关系, 煤层厚度越大、生气强度越高, 天然气垂向运移距离越远。

## 参考文献 (References):

- [1] Ma Xinhua. Natural gas exploration and development situation in Ordos Basin[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2005, 32(4): 50-53. [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.]
- [2] Guo Jianyu, Zhang Dalin, Deng Hongwen, *et al.* Resource assessment methodology of oil and gas in the areas of low-degree prospecting[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2006, 13(6): 43-45. [郭建宇, 张大林, 邓宏文, 等. 低勘探程度区域油气资源评价方法[J]. 油气地质与采收率, 2006, 13(6): 43-45.]
- [3] Zhao Zhengzhang, Zhao Xianzheng, He Haiqing. China's recent oil and gas exploration results in new area and prospect for future development[J]. *China Petroleum Exploration*, 2002, 7(3): 1-6. [赵政璋, 赵贤正, 何海清. 中国石油近期新区油气勘探成果及面临的挑战与前景展望[J]. 中国石油勘探, 2002, 7(3): 1-6.]
- [4] Fu Jinhua, Duan Xiaowen, Xi Shengli. Characteristics of Upper Paleozoic gas reservoirs in Ordos Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2000, 20(6): 16-19. [付金华, 段晓文, 席胜利. 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.]
- [5] Chen Quanhong, Li Wenhui, Jiang Peihai, *et al.* The analysis of hydrocarbon accumulation condition of Upper Paleozoic of

the southwest Ordos Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2007, 29(6): 554-559. [陈全红, 李文厚, 姜培海, 等. 鄂尔多斯盆地西南部上古生界油气成藏条件分析[J]. 石油实验地质, 2007, 29(6): 554-559.]

- [6] Zhang Jinliang, Zhang Jingong, Hong Feng, *et al.* Geologic controls of deep basin gas accumulations in the lower Permian sequence of the Ordos Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2005, 16(4): 526-534. [张金亮, 张金功, 洪峰, 等. 鄂尔多斯盆地二叠统深盆气藏形成的地质条件[J]. 天然气地球科学, 2005, 16(4): 526-534.]
- [7] Chang Xiangchun, Wang Mingzhen. Unconventional gas system of Upper Paleozoic in Ordos Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2005, 16(6): 732-735. [常象春, 王明镇. 鄂尔多斯盆地上古生界非常规含气系统[J]. 天然气地球科学, 2005, 16(6): 732-735.]
- [8] Yang Hua, Xi Shengli, Wei Xinshan, *et al.* Evolution and natural gas enrichment of multi-cycle superimposed basin in Ordos Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 2006, 11(1): 17-24. [杨华, 席胜利, 魏新善, 等. 鄂尔多斯多旋回叠合盆地演化与天然气富集[J]. 中国石油勘探, 2006, 11(1): 17-24.]
- [9] Li Desheng. Return to petroleum geology of Ordos Basin[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2004, 31(1): 1-7. [李德生. 重新认识鄂尔多斯盆地油气地质学[J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(1): 1-7.]
- [10] Yang Suizheng, Jin Wenhua, Li Zhenhong. Multicycle superimposed basin form and evolution of Ordos Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2006, 17(4): 494-498. [杨遂正, 金文化, 李振宏. 鄂尔多斯多旋回叠合盆地形成与演化[J]. 天然气地球科学, 2006, 17(4): 494-498.]
- [11] Yang Yihua, Bao Hongping, Jia Yani, *et al.* Analysis on control factors of sandstone reservoir of the Upper Paleozoic in Ordos Basin[J]. *Journal of Paleogeography*, 2008, 10(1): 25-32. [杨奕华, 包洪平, 贾亚妮, 等. 鄂尔多斯盆地上古生界砂岩储集层控制因素分析[J]. 古地理学报, 2008, 10(1): 25-32.]
- [12] Qin Jianzhong. Source Rock of China[M]. Beijing: Science Press, 2005: 252-258. [秦建忠. 中国烃源岩[M]. 北京: 科学出版社, 2005: 252-258.]
- [13] Lu Shuangfang, Zhang Min. Petroleum Geochemistry[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008: 201-219. [卢双舫, 张敏. 油气地球化学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2008: 201-219.]
- [14] Wang Feng, Tian Jingchun, Chen Rong, *et al.* Analysis on controlling factors and characteristics of sandstone reservoir of He 8 (Upper Paleozoic) in the northern Ordos Basin[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2009, 27(2): 238-245. [王峰, 田景春, 陈蓉, 等. 鄂尔多斯盆地北部上古生界盒 8 储层特征及控制因素分析[J]. 沉积学报, 2009, 27(2): 238-245.]
- [15] Zhao Jingzhou. Conception, classification and resource potential of unconventional hydrocarbons[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2012, 23(3): 393-406. [赵靖舟. 非常规油气有关概念、分类及资源潜力[J]. 天然气地球科学, 2012, 23(3): 393-406.]

- [16] Zhao Jingzhou, Fu Jinhua, Yao Jingli, *et al.* Quasi-continuous accumulation model of large tight sandstone gas field in Ordos Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2012, 33(S1): 37-52. [赵靖舟, 付金华, 姚泾利, 等. 鄂尔多斯盆地准连续型致密砂岩大气田成藏模式[J]. *石油学报*, 2012, 10(S. 1): 37-52.]
- [17] Cao Qing, Zhao Jingzhou, Fu Jinhua, *et al.* Gas source conditions of quasi-continuous of the Upper Paleozoic in Ordos Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2013, 34(5): 584-590. [曹青, 赵靖舟, 付金华, 等. 鄂尔多斯盆地上古生界准连续型气藏气源条件[J]. *石油与天然气地质*, 2013, 34(5): 584-590.]
- [18] Ding Xiaoqi, Zhang Shaonan, Zhou Wen, *et al.* Characteristics and genesis of the Upper Paleozoic tight sandstone reservoirs in the northern Ordos Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2007, 28(4): 491-496. [丁晓琪, 张哨楠, 周文, 等. 鄂尔多斯盆地北部上古生界致密砂岩储层特征及其成因探讨[J]. *石油与天然气地质*, 2007, 28(4): 491-496.]
- [19] Li Jun, Zhao Jingzhou, Fan Yuanfang, *et al.* Gas migration mechanism of quasi-continuous accumulation in the Upper Paleozoic of Ordos Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2013, 34(5): 592-600. [李军, 赵靖舟, 凡元芳, 等. 鄂尔多斯盆地上古生界准连续型气藏天然气运移机制[J]. *石油与天然气地质*, 2013, 34(5): 592-600.]
- [20] Zhao Jingzhou, Bai Yubin, Cao Qing, *et al.* Quasi-continuous hydrocarbon accumulation: A new pattern for large tight sand oilfield in Ordos Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2012, 33(6): 811-827. [赵靖舟, 白玉彬, 曹青, 等. 鄂尔多斯盆地准连续型低渗透—致密砂岩大油田成藏模式[J]. *石油与天然气地质*, 2012, 33(6): 811-827.]
- [21] Wang Xiaomei, Zhao Jingzhou, Liu Xinshe, *et al.* Distribution of formation water in tight sandstone reservoirs of western Sulige Gasfield, Ordos Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2012, 33(5): 802-810. [王晓梅, 赵靖舟, 刘新社, 等. 苏里格气田西区致密砂岩储层地层水分布特征[J]. *石油与天然气地质*, 2012, 33(5): 802-810.]

## Characteristics of Source Rocks and Its Controls on the Formation and Distribution of Gas from Upper Paleozoic in Southwest Ordos Basin

HU Wei-qiang<sup>1</sup>, ZHAO Jing-zhou<sup>1,2</sup>, LI Jun<sup>1,2</sup>, LI Lei<sup>3</sup>, ZHENG Jie<sup>3</sup>, JING Xiang-hui<sup>3</sup>

(1. School of Earth Sciences and Engineering Xi'an Shiyou University, Xi'an 710065, China;

2. Shaanxi Key Lab of Petroleum Accumulation Geology, Xi'an 710065, China;

3. Research Institute of Exploration and Development, Changqing Oilfield Company, PetroChina, Xi'an 710018, China)

**Abstract:** By using abundance, type, maturity and gas generation intensity of organic matter, the comprehensive analysis of Upper Paleozoic source rocks in southwest Ordos Basin has been made to determine the plane distribution characteristics of main gas reservoirs, and the controlling effects of gas source rock on the formation are analyzed, which has been compared with that in the Sulige area. The Upper Paleozoic source rocks are composed of coal and dark mudstone of Shanxi Formation, Taiyuan Formation, of which coal seams are main source rocks. The average thickness of coal seams is 4.7m in the study area, while 14m in Sulige. Source rocks are abundant in organic matters. That is, the mean residual TOC in coal seam of the second member of Shanxi Formation and Taiyuan Formation are 54.94% and 66.96%, respectively and in mudstone are 2.88% and 1.75%, respectively; The carbon isotope of kerogen varies from -24.56‰ to -22.05‰, indicating that the kerogen belongs to type III; Vitrinite reflectance of organic matter is 1.6%-3.2%, with an average of 2.3%, which is at high to over-mature stage. Gas generation intensity is mainly between  $(8-20) \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ , while between  $(11-29) \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$  in Sulige region. Compared with the condition of gas source rocks of Sulige region, condition in the study area is slightly bad. Condition of source rocks controls the formation and distribution of gas reservoir in the study area. Horizontally, gas-producing wells are mainly distributed in coal seams with thickness more than 4m and gas generation intensity greater than  $10 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ , showing a trend that the better the source rocks, the more the hydrocarbon content. Vertically, it has a good positive correlation among the vertical migration distance of gas migration, the thickness of coal seam and gas generation intensity. That is, the vertical migration distance of gas becomes farther along with greater thickness of coal seam and higher gas generation intensity.

**Key words:** Upper Paleozoic; Hydrocarbon source rocks; Gas source rocks conditions; Control action; Migration