

鄂尔多斯盆地上古生界准连续型气藏气源条件

曹青¹,赵靖舟¹,付金华²,姚泾利²,刘新社²,赵会涛²,侯云东²,范立勇²

(1. 西安石油大学 地球科学与工程学院,陕西 西安 710065; 2. 中国石油 长庆油田公司 勘探开发研究院,陕西 西安 710021)

摘要:通过鄂尔多斯盆地上古生界气源条件的综合分析,确定优质烃源岩是控制致密砂岩大气田形成分布的主要因素,并结合试气结果分析致密砂岩大气田形成的生气强度下限。首先对鄂尔多斯盆地上古生界烃源岩的厚度、有机碳含量和热演化程度等参数进行对比;接着在类比分析的基础上计算求取生气强度,并将其与试气成果结合进行综合分析。气源条件分析结果显示,鄂尔多斯盆地上古生界烃源岩品质好、分布广、热演化程度高,其生气强度介于 $10 \times 10^8 \sim 40 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,具有高强度、大范围的供气特点;盆地西部生气强度介于 $10 \times 10^8 \sim 20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,而盆地东部生气强度相对较高,多大于 $16 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。综合分析认为:优质烃源岩是形成致密砂岩大气田的主要因素之一,从宏观上控制了鄂尔多斯盆地上古生界致密砂岩储层内气、水的空间分布状态;由于为近距离成藏,其天然气聚集效率高,因此上古生界准连续型致密砂岩气藏的生气强度下限可降低至 $10 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 左右。

关键词:气源条件;生气强度;致密砂岩;上古生界;鄂尔多斯盆地

中图分类号:TE122.1

文献标识码:A

Gas source conditions of quasi-continuous accumulation of the Upper Paleozoic in Ordos Basin

Cao Qing¹, Zhao Jingzhou¹, Fu Jinhua², Yao Jingli², Liu Xinshe², Zhao Huitao², Hou Yundong², Fan Liyong²

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

2. Exploration and Development Research Institute, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an, Shaanxi 710021, China)

Abstract: A comprehensive analysis of the Upper Paleozoic gas source conditions in Ordos Basin shows that high quality source rock is the major factor controlling the formation and distribution of large tight sandstone gas field in the study area. The lower limit of gas generation intensity for large tight sandstone gas field is determined based on analysis of gas production test results. A correlation analysis is first performed on the thickness, total organic carbon content (TOC) and maturity of the Upper Paleozoic source rocks in Ordos Basin, and gas generation intensity of the sources rocks is then calculated based on the correlation analysis. The calculation results are finally integrated with gas production tests to perform comprehensive analysis. The analysis of gas source conditions indicates that the Upper Paleozoic source rocks are characterized by high quality, wide distribution, high maturity, high intensity of gas generation and wide gas supply. In general, the intensity of gas generation ranges from $10 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ to $40 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$. However, the gas generation intensity is not equilibrium in the whole basin. It ranges from $10 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ to $20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ in the western basin, whereas, it is more than $16 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ in most part of eastern basin. In conclusion, high quality source rock is one of the major factors controlling the formation of large tight sandstone gas field, and it also controls the distribution of gas-water contact in the Upper Paleozoic tight sand reservoirs. As gas accumulation is closed to the source rocks and the accumulation efficiency is high, the lower limit of gas-generation intensity can be reduced to about $10 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ for Upper Paleozoic quasi-continuous tight gas accumulation in Ordos Basin.

Key words: gas source condition, gas generation intensity, tight sandstone, Upper Paleozoic, Ordos Basin

根据天然气运聚动平衡理论,任何气藏的供气作用及其散失作用的相对大小,决定了该气藏的聚集状态。气源灶是否发育及其质量的优劣,是决定气藏能否形成及其规模大小的首要条件^[1-2]。因为形成大中型气田需要大量的气源,没有足够的生气强度,就难满

足形成大中型气田的支撑气源量^[3]。

研究成果证明生气强度是形成大中型气田的主控因素之一,气田所处生气强度越大对形成大中型气田越有利。前人的研究成果显示,国内大多数大中型气田所处的生气强度大于 $20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ^[4-6]。戴金星

收稿日期:2013-03-31;修订日期:2013-08-15。

第一作者简介:曹青(1979—),女,讲师,油气成藏地质学 E-mail: caoqing@foxmail.com。

基金项目:国家科技重大专项项目(2011ZX05007-004)。

在对国内大中型气田生烃条件整理对比后提出,鄂尔多斯盆地太原组和山西组内发育的大气田是由其内煤系形成的同层生气中心供气,天然气运移距离短且过程散失少,因而形成大型气田的生气强度下限可确定为 $30 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^{2[3-4]}$ 。部分大气田(柯克亚地区生气强度为 $13.27 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,英买7号和羊塔克地区生气强度为 $19.12 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$)的生气强度低于 $20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,但受到源储压差、成藏年龄和输导速度等地质条件的配合,仍可形成地质储量超过 $250 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的大气田^[3,7-8]。

勘探成果表明,鄂尔多斯盆地上古生界目前已发现5个储量超过 $1\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的大气田。在生气强度只有 $16 \times 10^8 \sim 20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 的苏里格气田北部和西部,仍有大面积气层分布,多口探井获得工业气流^[9];其中苏47井在盒8段试气获 $23.18 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的工业气流,而其计算生气强度仅为 $14 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,勘探实践证明对于鄂尔多斯盆地上古生界形成大气田的生气强度评价指标可适当的下调。

1 上古生界气藏的气源条件

上古生界烃源岩具有“广覆式”分布特征^[10-15],在古地形和沉积环境的控制下,烃源岩分布总体表现为盆地东西两侧沉积厚度大,中间相对较薄。热模拟试验结果表明,煤岩和泥岩有机质热演化特征相似,热解油产率较低,主要以气态烃为主^[13]。

1.1 烃源岩品质

鄂尔多斯盆地上古生界烃源岩有机质丰度的测试分析结果显示,上古生界煤岩有机碳含量为38.31%~89.17%,不同井区均值为70.8%~74.7%,氯仿沥青“A”含量为0.025 7%~2.499 7%,平均为0.61%~0.80%,总烃含量为 $222.00 \times 10^{-6} \sim 6\,699.93 \times 10^{-6}$,平均为 $1\,757.1 \times 10^{-6} \sim 2\,539.8 \times 10^{-6}$;暗色泥岩有机碳含量为0.05%~23.38%,平均为2.25%~3.33%,氯仿沥青“A”含量为0.002 4%~2.9000%,平均为0.037%~0.120%,总烃含量均值为 $163.76 \times 10^{-6} \sim 361.60 \times 10^{-6[13]}$ 。从晚石炭世至晚二叠世,由于沉积环境、沉降幅度和沉积速率等地质因素的变化,有机相在还原程度和有机质丰度等条件逐渐变差。

成熟度是烃源岩评价的重要地球化学指标之一,目前镜质体反射率是作为有机质成熟度评价最可靠的参数^[16]。整体上看鄂尔多斯盆地上古生界烃源岩在现今大部分地区镜质体反射率(R_o)大于1.3%,已进入高成熟阶段^[12-13]。鄂托克旗、乌审旗、定边及子洲以南地区其 R_o 均达2.0%以上,在西北部敖包加汗—苏米图—布

拉格苏木沿线存在低值带,其 R_o 为1.4%~1.6%。上古生界天然气的生成主要在晚侏罗世至早白垩世末,有机质成熟度在盆地中部大部分地区已达到凝析气和干气生成阶段。早白垩世之后盆地抬升遭受剥蚀,有机质成熟度维持早白垩世末的格局^[12-13]。

1.2 烃源岩发育程度

盆地上古生界煤层主要分布于石炭系的本溪组以及二叠系太原组和山西组,本溪组和太原组的煤层形成于滨海沼泽或潟湖环境,山西组煤层主要形成于湿地沼泽沉积环境。钻井及地震资料显示,现今盆地92%面积内发育煤层,伊陕斜坡煤层(尤其是8#煤层)分布稳定^[11]。煤层厚度一般分布在6~30 m,盆地北部煤层厚度整体较厚,且具有从东西两侧向盆地内部变薄的趋势。煤层厚度高值区发育于西北部石嘴山一带和东北部鄂尔多斯—神木一带,厚度均大于20 m;乌审召—巴拉素—龙镇—薛家峁一线以东煤层厚度整体多大于12 m,鄂托克旗—银川—沙井子以西煤层厚度同样整体大于12 m;中部毛脑海庙—布拉格苏木—惠安堡—城川—好勒根计之间为相对低值带,厚度主体在6~10 m,分布宽约50 km,仅局部地区煤层厚度不足6 m。太原组、本溪组内6#~10#煤层与山西组内的1#~5#煤层的厚度均值对比显示,6#~10#煤层厚度相对较厚,且由东向西逐渐变薄(图1;表1)。

盆地上古生界暗色泥岩主要分布于太原组和山西

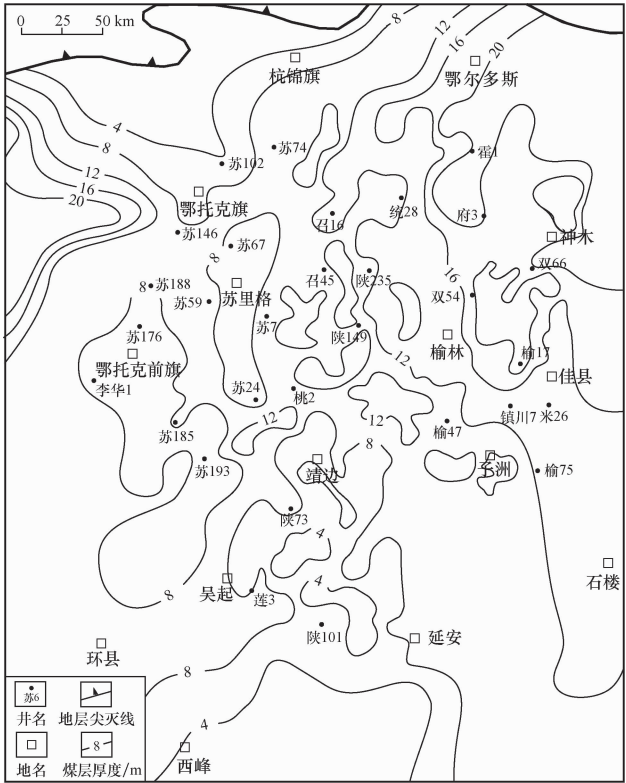


图1 鄂尔多斯盆地上古生界煤层厚度等值线
Fig.1 Isopach map of coal of the Upper Paleozoic in Ordos Basin

表 1 鄂尔多斯盆地上古生界烃源岩分布特征(厚度均值)
Table 1 Source rock distribution of the Upper Paleozoic in Ordos Basin (average value) m

类型	层段	苏西	苏里格	乌审旗	榆林	子洲
煤	山西组	4.1	4.0	3.7	4.0	4.9
	太原组-本溪组	4.8	5.3	5.1	7.8	7.1
暗色泥岩	山西组	32.9	40.9	52.6	41	44.2
	太原组-本溪组	10.9	10.3	15.4	21	24.3

组,暗色泥岩内普遍含炭质碎屑,其有机组分含量随炭质含量不同而有较大变化。盆地上古生界暗色泥岩厚度整体介于 20 ~ 100 m,具有盆地西部最厚,东部次之,中部厚度薄而稳定分布趋势^[12]。山西组内暗色泥岩厚度相对较厚,且由东向西逐渐变薄(图 2;表 1)。盆地西部暗色泥岩高值区分布在乌海一定边一环县以西,整体厚度大于 60 m;盆地东部神木—榆林—安塞—高桥以东暗色泥岩整体厚度大于 60 m,盆地中部暗色泥岩厚度介于 30 ~ 50 m。

1.3 烃源岩生气强度

烃源岩供气条件的优劣既要受到源岩本身品质的影响,又要受到源岩发育程度的制约,二者对气源岩供气条件的影响可集中反映为气源岩生气强度的大小^[17]。本文上古生界烃源岩生气强度的计算以公式(1)为基础,结合烃源岩厚度、总有机碳含量及热演化

程度等参数整理分析结果,计算得出生气强度。

$$G_{\text{gas}} = H \times \rho_{\text{rock}} \times \text{TOC} \times r \times 10^3 \quad (1)$$

式中: G_{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; ρ_{rock} 为烃源岩密度, t/km^3 ,煤取值 $1.3 \times 10^6 \text{ t}/\text{km}^3$,暗色泥岩取值 $2.6 \times 10^6 \text{ t}/\text{km}^3$; TOC 为烃源岩有机碳含量,煤取值 72%,暗色泥岩取值 2.5%; r 为烃源岩产气率, m^3/t 。

由上述公式分别算出煤和暗色泥岩的生气强度值,再相加即可得到上古生界烃源岩的总生气强度。鄂尔多斯盆地上古生界煤系烃源岩生气强度综合计算结果(图 3)显示,其数值主体在 $10 \times 10^8 \sim 40 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。

盆地上古生界生气强度大于 10×10^8 , 16×10^8 和 $20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 的区域,分别约占盆地面积的 85%, 65%和 40%,整体显示高强度、大范围的供气特点。盆地上古生界生气强度平面展布特征显示,盆地东部生气强度相对较高:苏里格气田所处地区的生气强度为 $10 \times 10^8 \sim 20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,榆林气田所处地区的生气强度多为 $16 \times 10^8 \sim 24 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。盆地东南部佳县—龙镇—延安区域的生气强度多大于 $28 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,通岗浪沟—好勒根计—桃利庙—靖边—镰刀湾—高桥一线以东广大地区的生气强度多大于 $20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,西北部石嘴山地区一带整体大于 $20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。鄂托克旗—苏里格—鄂托克前旗地区一带生气强度为 $10 \times 10^8 \sim 16 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,北部敖包

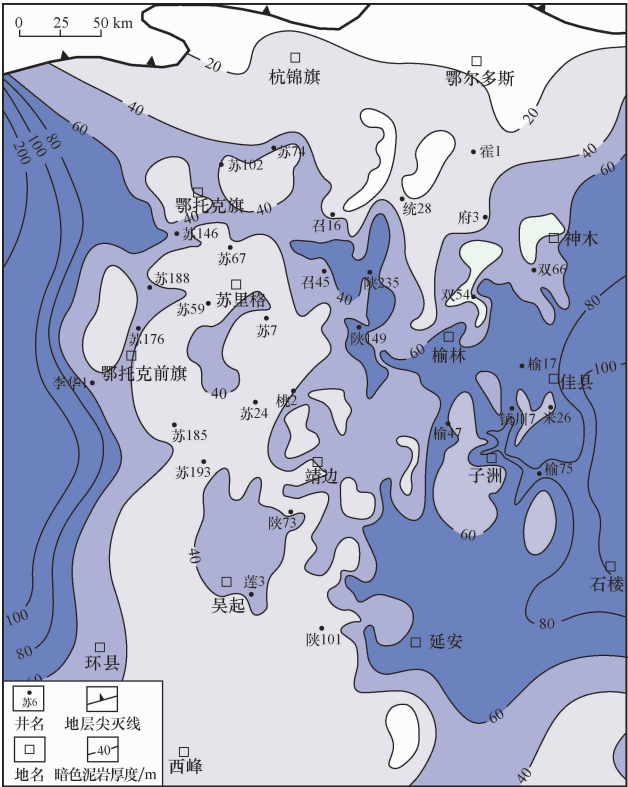


图 2 鄂尔多斯盆地上古生界暗色泥岩厚度等值线
Fig. 2 Isopach map of dark mudstone of the Upper Paleozoic in Ordos Basin

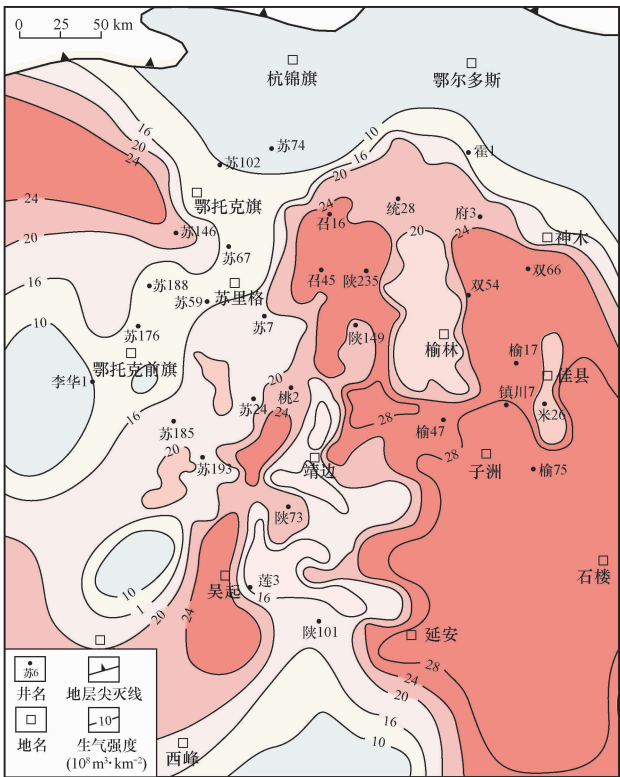


图 3 鄂尔多斯盆地上古生界生气强度等值线
Fig. 3 Isopach map of gas generation intensity of the Upper Paleozoic in Ordos Basin

加汗—杭锦旗—鄂尔多斯地区一带整体小于 $10 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。盆地中部乌审召—桃利庙—城川一带虽然烃源岩厚度相对较薄,但热演化程度多大于 2.0%,其生气强度整体大于 $20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。

2 “准连续型气藏”的生气强度条件

2.1 非常规气藏生气强度下限的调整

随着非常规天然气勘探开发技术水平的发展,全球范围内非常规天然气资源量的评价认识在不断改变提高,致密气资源量的评价结果由早期的 $210 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 增长到最新的 $2\,037 \times 10^{12} \text{ m}^3$,15 年内资源量增长近 10 倍^[18-19]。截至 2010 年底国内发现 15 个致密砂岩大气田,其探明天然气地质储量为 $28\,656.7 \times 10^8 \text{ m}^3$ 而年产量达 $222.5 \times 10^8 \text{ m}^3$,致密砂岩大气田总储量和年总产量已分别约占全国天然气储量和产量的 33% 和 25%^[20]。

随着非常规油气地质理论认识的深入,对于鄂尔多斯盆地内伊陕斜坡区大气田性质的认识也发生转变。勘探初期鄂尔多斯盆地上古生界天然气藏的形成和分布被认为主要受沉积相控制,在单斜背景上大型岩性圈闭带是天然气的主要富集区,因此将已发现的大气田均定义为大面积岩性圈闭气藏^[10,21]。同时鄂尔多斯盆地上古生界气藏显示“低渗、低压、低丰度”的特点,因此部分学者将其进一步定义为致密岩性气藏^[22-23]。部分学者将盆地北部地区上古生界气少水多的勘探特征归纳为“区域性的气水倒置”,从而将上古生界气藏定义为深盆气^[24-26]。后期的研究成果表明鄂尔多斯盆地上古生界与国外典型深盆气存在一定差异,边底水仅在局部井区存在,没有整体活塞式气驱水作用形成的区域性气水界面等现象^[27]。上述复杂的气水分布特征随着盆地北部、西部勘探开发的深入而日益凸显,因此部分学者认为上古生界气藏有别于典型深盆气藏,仍属于致密岩性气藏^[28-29]。

1995 年 USGS 基于对非常规资源的评价而提出了“连续型油气藏”的概念,2007 年 SPE, AAPG, WPC 和 SPEE 对“连续型矿藏”的概念进一步修订,强调其油气聚集特征为广泛分布且受水动力影响不明显,其中包括致密砂岩气^[30-32]。邹才能等率先引进了连续型油气藏的概念,按照国外非常规天然气分类方案指出四川盆地须家河组和鄂尔多斯盆地上古生界为连续型气藏中的致密砂岩气藏^[33]。最新的研究成果显示,鄂尔多斯盆地上古生界气藏类型为“准连续型气藏”,即介于常规气藏与非常规气藏或不连续型与连续型天然气聚集之间的一种过渡类型^[34-37]。在确定鄂尔多斯盆地上古生界气藏类型为非常规的“准连续型气藏”

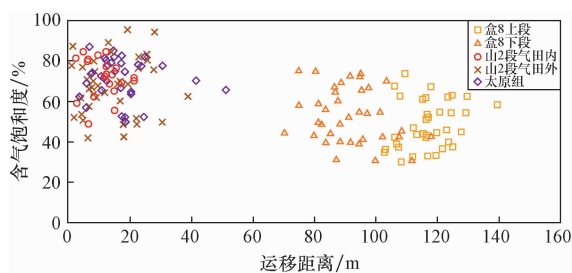


图4 盆地东部主要含气层段运移距离与含气饱和度交会图

Fig. 4 Crossplot of migration distance and gas saturation in eastern Ordos Basin

基础上,生气强度条件与常规气藏下限设定必然存在差异。

与常规气藏相比,致密砂岩气藏内天然气通常为近运移聚集形成,运移距离相对较短因此在聚集过程天然气损失相对近较少;近距离成藏提高了天然气聚集效率,因而也可降低大气田形成的气源条件^[35,38-39]。以不同成藏组合内天然气含气饱和度和运移距离为例进行分析,盆地东部中、下部成藏组合(盒8段、盒8段和山2段)内天然气主要由山西组内5[#]煤层生成供给,所以盒8段及山2段内天然气运移距离为气层所处深度与5[#]煤层之间的距离;下部成藏组合太原组内天然气主要供给源为太原组底部的8[#]煤层,所以太原组内天然气运移距离为气层所处深度与8[#]煤层之间的距离。盆地东部不同含气层段内运移距离结果显示,随着天然气运移距离的增大其内含气饱和度略显降低(图4):下部成藏组合(山2段和太原组)天然气运移距离多小于 30 m,而气层含气饱和度均值主体在 50%~90%;中部成藏组合(盒8上段和盒8下段)天然气运移距离相对较大,主体在 80~130 m,对应气层含气饱和度均值主体在 30%~70%。整体对比可知,盆地东部中、下部成藏组合天然气运移距离短且损失相对较少,因此鄂尔多斯盆地上古生界致密砂岩储层在生气强度 $10 \times 10^8 \sim 16 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 的条件下仍然可以形成大气田。

2.2 准连续型气藏生气强度下限的确定

为了更为清晰地分析生气强度对气藏形成的控制作用,根据每口井产气量与产水量关系,将具有产量的气井分为 4 大类:工业气流井(产气量 $> 2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,产水量 $< 1 \text{ m}^3/\text{d}$)、低产气井(产气量为 $0.5 \times 10^4 \sim 2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,产水量 $< 1 \text{ m}^3/\text{d}$)、气显示井(产气量 $< 0.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,产水量 $< 1 \text{ m}^3/\text{d}$)和产水井(产水量 $> 1 \text{ m}^3/\text{d}$),在此基础上对盆地不同地区产能状态与生气强度的进行对比。鄂尔多斯盆地上古生界试气结果与生气强度综合分析显示,盆地西部试气结果受生气强度影响更为明显:当生气强度为 $8 \times 10^8 \sim 10 \times 10^8$

m^3/km^2 ,不同地区试气产量整体较低。当生气强度为 $10 \times 10^8 \sim 11 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,盆地西部试气结果达到工业气流井和低产气井的个数明显增加(图 5a);生气强度大于 $11 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 时,低产井和工业气流井的个数井数均显著增多(图 5)。

盆地西部生气强度大于 $5 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 时,产气井个数增多,但以低产气井为主;当其生气强度大于 $10 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 时,产气井个数明显增多,且日产气量增高;当生气强度为 $10 \times 10^8 \sim 30 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 时,气产量随生气强度的增大而略显提高;盆地西部盒 8 段和山 1 段内含气层段的日产气量多大于 $1 \times 10^4 \text{ m}^3$,山 2 段内含气层段的日产气量多小于 $1 \times 10^4 \text{ m}^3$ (图 6a)。盆地东部生气强度大于 $10 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 时,产气井个数明显增多,且日产气量增高;当生气强度为 $10 \times 10^8 \sim 30 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 时,产量与生气强度之间无明显相关性,表明在满足一定生气强度后气井产能更多受到其他因素的影响;盆地东部山 2 段和太原组内含气层段的日产气量多大于 $1 \times 10^4 \text{ m}^3$,盒 8 段和山 1 段内含气层段的日产气量多小于 $2 \times 10^4 \text{ m}^3$ (图 6b)。不同地区试气成果与生气强度对比可知,生气强度仅为控制产能的主要因素之一,最终产能大小还需从烃源岩、储层和封盖层的空间配套状态综合分析。

鄂尔多斯盆地上古生界盒 8 上段产能状态与生气强度平面叠合结果显示(图 7),鄂托克旗—鄂托克前旗地区(苏 102—苏 146—苏 188—苏 176—李华 1 井区)生气强度为 $10 \times 10^8 \sim 16 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,低产气井和气显示井个数相对较多,少量工业气流井和低产气井;苏里格及苏里格东部地区(苏 59—苏 185—苏 196—陕 73—桃 2—陕 149—陕 235—统 28 井区)生气强度整体大于

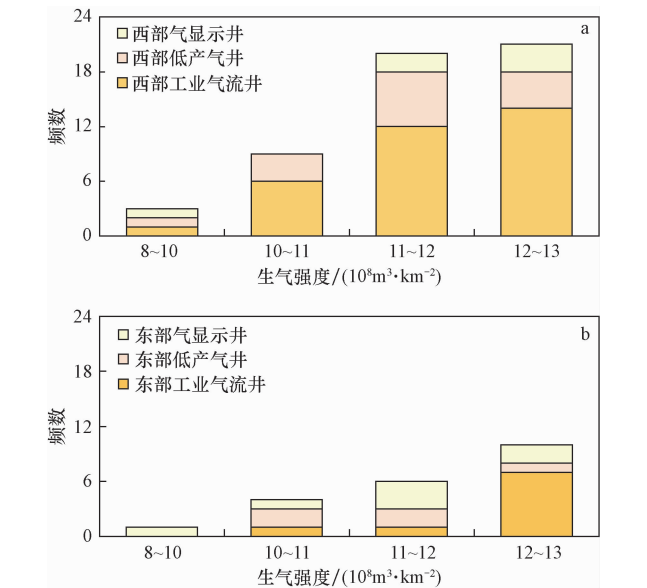


图 5 鄂尔多斯盆地上古生界低生气强度气井试气结果对比
Fig. 5 Comparison of gas production test results of wells with low gas generation intensity in the Upper Paleozoic of Ordos Basin

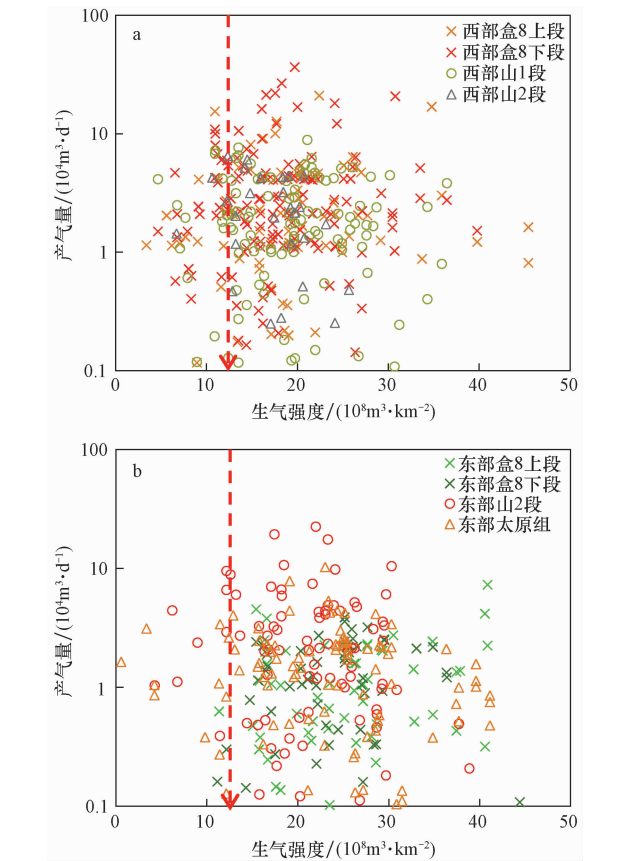


图 6 鄂尔多斯盆地上古生界生气强度与产气量交会图
Fig. 6 Crossplot of daily gas production and gas generation intensity of the Upper Paleozoic in Ordos Basin

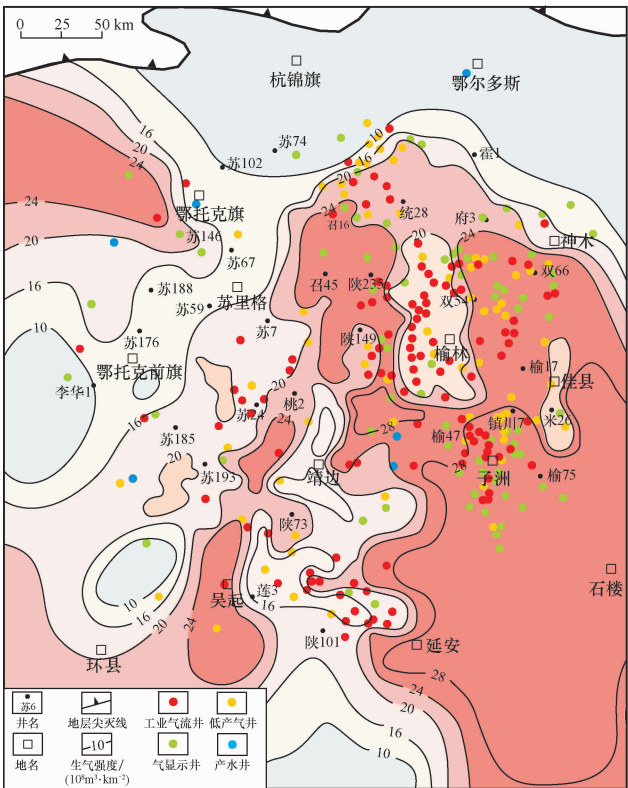


图 7 鄂尔多斯盆地上古生界生气强度与盒 8 上段产能叠合图
Fig. 7 Superimposition map showing productivity of the upper 8th Member of Xiashezi Formation and gas generation intensity of the Upper Paleozoic in Ordos Basin

$16 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,以工业气流井和低产气井为主;榆林—佳县地区(府3—双5—榆47—榆75—榆17—双66井区)生气强度整体大于 $24 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,以低产气井和气显示井为主,少量工业气流井。盆地东部榆林—佳县地区虽然其生气强度相对较高,但该地区储层比苏里格地区更为致密,所以最终以低产气井和气显示井显示为主。盒8下段和山1段产能状态与生气强度平面展布叠合特征与盒8上段相似。

盒8上段产能状态与生气强度平面叠合特征表明,生气强度对储层气水宏观分布具有一定影响,但不是唯一控制因素。盆地西部鄂托克旗—鄂托克前旗地区(苏67井—苏146—苏188井区)以低产气井和气显示+产水井为主,产水层段储层物性特征与邻近气层段储层相似,整体较为致密。上述井区生气强度虽然大于 $10 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,但同高生气强度区域相比天然气充注能力相对较弱,非均质性较强的储层内气水置换不充分从而导致气水同出;处于高生气强度区域的储层,可持续不断的得到气源供给,因而储层内保持天然气的聚集状态;而生气强度相对较低区域,气源补给不足也可导致储层内气水同出^[40-41]。

鄂尔多斯盆地上古生界山2段产能状态与生气强度平面叠合结果显示(图8),盆地东部榆林—子洲地区(召16—陕235—陕149—榆47—榆75—榆17—双66井区)生气强度整体大于 $16 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,以工业气流井和低产气井为主;盆地西部(召16—召45—桃2—陕73—莲3井区以西地区)生气强度小于 $20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 的区域,少量分布工业气流井。子洲榆47—榆76井区一带生气强度整体大于 $24 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,但该区域内气水同出井数量相对较多,表明该地区产水井分布不受生气强度控制;产水层段储层物性特征与邻近气层段储层相似,是否属于边底水有待开发并加密后进一步验证。

鄂尔多斯盆地上古生界准连续型气藏成藏特点中最为显著地是:广覆式生烃、准连续分布无明确边界、储层致密非均质性强,因此其圈闭类型介于常规圈闭与无圈闭之间^[36]。不同产能状态与生气强度平面叠合特征表明,生气强度仅仅是控制气水分布的因素之一。致密储层背景下生气强度是形成大气田的基础条件,但最终形成的气田形态及其规模还受到储层致密差异程度、隔夹层分布特征及盖层封闭程度等多种因素影响,因此对于致密砂岩气藏的控气因素分析需从多种角度对比论证。

综合研究结果表明,鄂尔多斯盆地上古生界气藏范围主要在生气强度大于 $10 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 的区域内,工业气流井多分布在生气强度大于 $16 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 的区域内,通岗浪沟—好勒根计—召皇庙—吴起—高

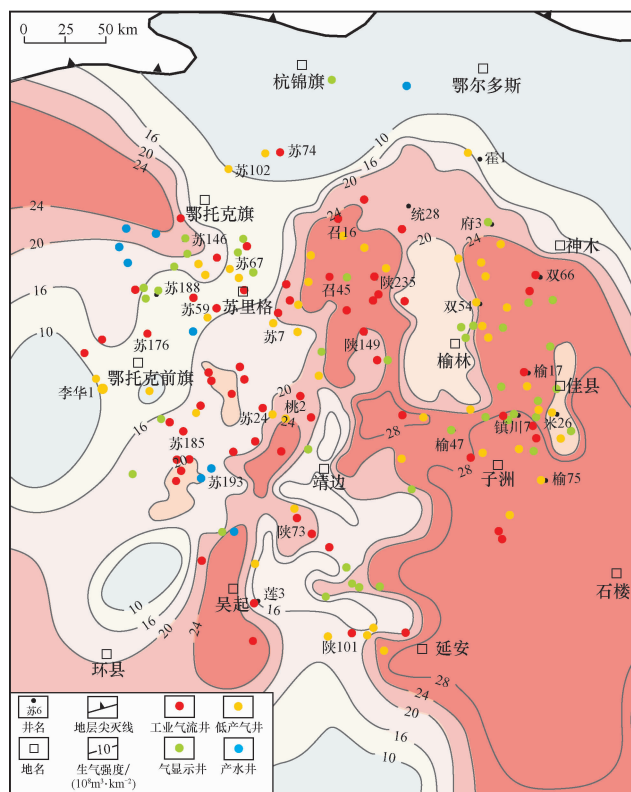


图8 鄂尔多斯盆地上古生界生气强度与山2段产能叠合图

Fig. 8 Superimposition map showing productivity of the 2nd Member of Shanxi Formation and gas generation intensity of the Upper Paleozoic in Ordos Basin

桥以东广大地区均为主力生气区。鄂尔多斯盆地上古生界储层中部成藏组合(盒8和山1段)工业气流井和低产气井多分布在生气强度大于 $10 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 的区域,在生气强度为 $10 \times 10^8 \sim 16 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 的区域产水井数量相对增多;下部成藏组合(山2段和太原组)工业气流井和低产气井多分布在生气强度大于 $16 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 的区域。综合勘探结果表明,盆地上古生界大气田形成的生气强度下限定为 $10 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 满足实际天然气成藏要求。

3 结论

1) 鄂尔多斯盆地上古生界烃源岩显示发育品质好和分布面积广的特点,生气强度计算结果整体在 $10 \times 10^8 \sim 40 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,其中生气强度大于 $10 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 的区域约占盆地面积的85%;盆地东部生气强度高于盆地西部,整体显示高强度、大范围的供气特征。

2) 主要含气层段产能状态与生气强度综合分析结果表明,优质烃源岩是鄂尔多斯盆地上古生界准连续型致密砂岩大气田形成的主控因素之一,烃源岩生气强度从宏观上控制了盆地上古生界气水的空间分布状态;在盆地上古生界致密砂岩储层的背景下,天然气

运移距离短且损失相对较少,形成大气田的生气强度下限定可降低至 $10 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 左右。

致谢:本文依托的国家重大科技专项项目得到中国石油长庆油田分公司及其勘探开发研究院的大力支持,西安石油大学地球科学与工程学院研究生赵丹枫和崔琳等同学参与部分基础工作,在此表示衷心感谢。

参 考 文 献

- [1] 戴金星,宋岩,张厚福. 中国大中型气田形成的主要控制因素[J]. 中国科学(D辑),1996,26(6):481-487.
Dai Jinxing, Song Yan, Zhang Houfu. Main control factors of large and medium gas fields in China[J]. China Science(D Series), 1996, 26(6):481-486.
- [2] 戴金星,王庭斌,宋岩. 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,1997:10-80.
Dai Jinxing, Wang Tingbin, Song Yan. Formation conditions and distribution law for large and medium gas fields in China[M]. Beijing: Geological Publishing House, 1997:10-80.
- [3] 戴金星,钟宁宁,刘德汉,等. 中国煤成大中型气田地质基础和主控因素[M]. 北京:石油工业出版社,2000:206-222.
Dai Jinxing, Zhong Ningning, Liu Dehan, et al. Geologic foundations and main controlling factors of coal-formed medium and large gas fields in China [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2000: 206-222.
- [4] 王庭斌. 中国大中型气田成藏的主控因素及勘探领域[J]. 石油与天然气地质,2005,26(5):572-582.
Wang Tingbin. Main control factors of reservoiring for large and medium gas fields and exploration domains in China[J]. Oil & Gas Geology, 2005, 26(5):572-582.
- [5] 石宝珩,戚厚发,戴金星,等. 加速天然气勘探步伐 努力寻找大中型气田[C]//天然气地质研究论文集编委会. 天然气地质研究论文集. 北京:石油工业出版社,1989:1-7.
Shi Baoheng, Qi Houfa, Dai Jinxing, et al. To accelerate natural gas exploration and search for large-middle gas field[C]//Editorial Committee of Memoir of Natural gas geological study. Memoir on natural gas geological study. Beijing: Petroleum Industry Press, 1989:1-7.
- [6] 戚厚发,孔志平,戴金星,等. 我国较大气田形成及富集条件分析[C]//石宝珩. 天然气地质研究. 北京:石油工业出版社,1992:8-14.
Qi Houfa, Kong Zhiping, Dai Jinxing, et al. The formation and accumulation condition of large gas field in China[C]//Shi Baoheng. Natural gas geology study. Beijing: Petroleum Industry Press, 1992: 8-14.
- [7] 柳广弟,李剑,李景明,等. 天然气成藏过程有效性的主控因素与评价方法[J]. 天然气地球科学,2005,16(1):1-6.
Liu Guangdi, Li Jian, Li Jingming, et al. The controls and the assessment method for the effectiveness of natural gas migration and accumulation process [J]. Natural Gas Geoscience, 2005, 16(1):1-6.
- [8] 付广,吕延防,于丹. 我国不同类型盆地高效大中型气田形成的主控因素[J]. 地球科学——中国地质大学学报,2007,32(1):82-88.
Fu Guang, Lü Yanfang, Yu Dan. Major factors controlling formation of large and intermediate gas fields with high gas accumulation efficiency in different types of basins in China[J]. Earth Science—Journal of China University of Geoscience, 2007, 32(1):82-88.
- [9] 杨华,魏新善. 鄂尔多斯盆地苏里格地区天然气勘探新进展[J]. 天然气工业,2007,27(12):6-11.
Yang Hua, Wei Xinshan. New progress achieved by natural gas exploration in Sulige area [J]. Natural Gas Industry, 2007, 27(12):6-11.
- [10] 刘新社,席胜利,付金华. 鄂尔多斯盆地上古生界天然气生成[J]. 天然气工业,2000,20(6):19-23.
Liu Xingshe, Xi Shengli, Fu Jinhua. Natural gas generation in the Upper Paleozoic in Erduosi Basin [J]. Natural Gas Industry, 2000, 20(6):19-23.
- [11] 何自新,付金华,席胜利,等. 苏里格大气田成藏地质特征[J]. 石油学报,2003,24(2):6-12.
He Zixin, Fu Jinhua, Xi Shengli, et al. Geological features of reservoir formation of Sulige Gas Field[J]. Acta Petrolei Sinica, 2003, 24(2):6-12.
- [12] 付金华,魏新善,黄道军. 鄂尔多斯大型含煤盆地岩性气藏成藏规律与勘探技术[J]. 石油天然气学报,2005,27(1):137-141.
Fu Jinhua, Wei Xinshan, Huang Daojun. Law of reservoir formation an exploration techniques of natural gas lithologic reservoir in Ordos basin [J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2005, 27(1):137-141.
- [13] 付金华,魏新善,任军峰. 伊陕斜坡上古生界大面积岩性气藏分布与成因[J]. 石油勘探与开发,2008,35(6):664-667.
Fu Jinhua, Wei Xinshan, Ren Junfeng. Distribution and genesis of large-scale Upper Palaeozoic lithologic gas reservoirs on Yishaan Slope [J]. Petroleum Exploration and Development, 2008, 35(6):664-667.
- [14] 任战利,张盛,高胜利,等. 鄂尔多斯盆地构造热演化史及其成藏成矿意义[J]. 中国科学(D辑),2007,37(增刊1):23-32.
Ren Zhanli, Zhang Sheng, Gao Shengli, et al. Tectonic thermal history and its significance on the formation of oil and gas accumulation and mineral deposit in Ordos Basin [J]. China Science (D Series), 2007, 37(S1):23-32.
- [15] 胡宗全,尹伟,伍新和,等. 中国中西部四大盆地碎屑岩油气成藏体系及其分布规律[J]. 石油与天然气地质,2012,33(4):561-570.
Hu Zongquan, Yin Wei, Wu Xinhe, et al. Petroleum accumulation systems of clastic strata and their distribution in the four large-sized basins in central-western China [J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(4):561-570.
- [16] 刘全有,金之钧,高波,等. 四川盆地二叠系烃源岩类型与生烃潜力[J]. 石油与天然气地质,2012,33(1):10-18.
Liu Quanyou, Jin Zhijun, Gao Bo, et al. Types and hydrocarbon generation potential of the Permian source rocks in the Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(1):10-18.
- [17] 赵文智,汪泽成,朱怡翔,等. 鄂尔多斯盆地苏里格气田低效气藏的形成机理[J]. 石油学报,2005,26(5):5-9.
Zhao Wenzhi, Wang Zecheng, Zhu Yixiang, et al. Forming mechanism of low-efficiency gas reservoir in Sulige Gas Field of Ordos Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2005, 26(5):5-9.
- [18] Rogner H H. An assessment of world hydrocarbon resources[J]. Annual Review of Energy and the Environment, 1997, 22:217-262.
- [19] Dong Z, Holditch S A, Mcvay D A, et al. Global Unconventional Gas Resource Assessment[J]. CSUG/SPE 148365, 2011:1-16.
- [20] 戴金星,倪云燕,吴小奇. 中国致密砂岩气及在勘探开发上的重要意义[J]. 石油勘探与开发,2012,39(3):257-264.
Dai Jinxing, Ni Yunyan, Wu Xiaoqi. Tight gas in China and its signi-

ficance in exploration and exploitation[J]. Petroleum Exploration and Development,2012,39(3):257-264.

[21] 杨华,席胜利,魏新善,等.苏里格地区天然气勘探潜力分析[J].天然气工业,2006,26(12):45-48.
Yang Hua,Xi Shengli,Wei Xinshan,et al. Analysis on gas exploration potential in Sulige area of the ordos basin[J]. Natural Gas Industry,2006,26(12):45-48.

[22] 席胜利,李文厚,魏新善,等.鄂尔多斯盆地上古生界两大气田不同石英砂岩储层特征对比研究[J].沉积学报,2009,27(2):221-229.
Xi Shengli,Li Wenhou,Wei Xinshan,et al. Study on the characteristics of quartz sandstone reservoir of the neopaleozoic of two gas field in Ordos Basin [J]. Sedimentologica Sinica, 2009, 27 (2): 221-229.

[23] 李明瑞,窦伟坦,蔺宏斌,等.鄂尔多斯盆地东部上古生界致密岩性气藏成藏模式[J].石油勘探与开发,2009,36(1):56-61.
Li Mingrui,Dou Weitan,Lin Hongbin,et al. Model for tight lithologic gas accumulation in Upper Palaeozoic,east of Ordos Basin[J]. Petroleum Exploration and Development,2009,36(1):56-61.

[24] 李振铎,胡义军,谭芳.鄂尔多斯盆地上古生界深盆气研究[J].天然气工业,1998,18(3):10-17.
Li Zhenduo,Hu Yijun,Tan Fang. A study of the deep basin gas in the Upper Paleozoic in Ordos Basin [J]. Natural Gas Industry,1998,18(3):10-17.

[25] 闵琪,杨华,付金华.鄂尔多斯盆地的深盆气[J].天然气工业,2000,20(6):11-15.
Min Qi,Yang Hua,Fu Jinhua. Deep basin gas in Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry,2000,20(6):11-15.

[26] 马新华,王涛,庞雄奇,等.深盆气藏的压力特征及成因机理[J].石油学报,2002,23(5):23-27.
Ma Xinhua,Wang Tao,Pang Xiongqi,et al. Pressure fatures and trapping mechanism of deep basin gas pool[J]. Acta Petrolei Sinica, 2002,23(5):23-27.

[27] 李仲东,郝蜀民,惠宽洋,等.鄂尔多斯盆地上古生界气藏与深盆气藏成藏机理之辨析[J].矿物岩石,2009,29(1):86-92.
Li Zhongdong,Hao Shumin,Hui Kuanyang,et al. Discussion on relation of gas accumulation mechanism between deep basin and Upper Paleozoic in the Ordos Basin[J]. Journal of Mineralogy and Petrology,2009,29(1):86-92.

[28] 李仲东,惠宽洋,李良,等.鄂尔多斯盆地上古生界天然气运移特征及成藏过程分析[J].矿物岩石,2008,28(3):77-83.
Li Zhongdong,Hui Kuanyang,Li Liang,et al. Analysis of characteristics of gas migration and reservoir-forming in the Upper Paleozoic of northern Ordos Basin[J]. Journal of Mineralogy and Petrology,2008,28(3):77-83.

[29] 丁晓琪,张峭楠,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.
Ding Xiaoki,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.

[30] Gautier D L,Mast R F. US geological survey methodology for the 1995 national assessment [J]. AAPG Bulletin,1995,78:1-10.

[31] Schmoker J W. US geological survey assessment concepts for continuous petroleum accumulations [R]. US Geological Survey,2005:1-9.

[32] SPE/AAPG/WPC/SPEE. Petroleum resource management system (PRMS)2007[EB/OL]. (2011-07-06). http://www.spe.org/industry/docs/Petroleum_Resources_Management_System_2007.pdf.

[33] 邹才能,陶士振,袁选俊,等.连续型油气藏形成条件与分布特征[J].石油学报,2009,30(3):324-331.
Zou Caineng,Tao Shizhen,Yuan Xuanjun,et al. The formation conditions and distribution characteristics of continuous petroleum accumulations[J]. Acta Petrolei Sinica,2009,30(3):324-331.

[34] 赵靖舟,王力,孙兵华,等.鄂尔多斯盆地东部构造演化对上古生界大气田形成的控制作用[J].天然气地球科学,2010,21(6):875-881.
Zhao Jingzhou,Wang Li,Sun Binghua,et al. Effect of structural evolution on the formation and distribution of Upper Paleozoic giant gas fields in the East Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience,2010,21(6):875-881.

[35] 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,2012,33(增刊1):37-52.
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.

[36] 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.
Zhao Jingzhou. Conception classification and resource potential of unconventional hydrocarbons [J]. Natural Gas Geoscience, 2012, 23(3):393-406.

[37] 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.
Zhao Jingzhou,Bai Yubin,Cao Qing,et al. Quasi-continuous hydrocarbon accumulation;a new pattern for large tight sand oilfields in Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology,2012,33(6):811-827.

[38] 魏国齐,李剑,张水昌,等.中国天然气基础地质理论问题研究新进展[J].天然气工业,2012,32(3):6-14.
Wei Guoqi,Li Jian,Zhang Shuichang,et al. New Progress in the studies on basic geological theories of natural gas in China[J]. Natural Gas Industry,2012,32(3):6-14.

[39] 杨华,付金华,刘新社,等.苏里格大型致密砂岩气藏形成条件及勘探技术[J].石油学报,2012,33(增刊1):27-36.
Yang Hua,Fu Jinhua,Liu Xinshe,et al. Formation condition and exploration technology of large-scale tight sandstone gas reservoir in Sulige[J]. Acta Petrolei Sinica,2012,33(S1):27-36.

[40] 陈义才,林杭杰,唐波,等.苏里格地区石炭-二叠系天然气充注特点及充注能力[J].石油与天然气地质,2011,32(1):91-97.
Chen Yicai,Lin Hangjie,Tang Bo,et al. Characteristics and potential of gas charging in the Permo-Carboniferous of Sulige region[J]. Oil & Gas Geology,2011,32(1):91-97.

[41] 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
Wang Xiaomei,Zhao Jingzhou,Liu Xinshe,et al. Distribution of formation water in tight sandstone reservoirs of western Sulige gas field, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology,2012,33(5):802-810.