

鄂尔多斯盆地东南部上古生界 山₂气藏形成地质条件分析

陈莹, 曹青, 刘鹏, 刘研言

(西安石油大学油气资源学院, 陕西 西安 710065)

摘要:鄂尔多斯盆地东南部具有很好的天然气成藏条件, 勘探潜力较大, 尤其是山₂气藏, 其成藏条件具有烃源岩成熟度高, 分布范围广; 储层致密, 非均质强; 盖层保存条件良好等特点。在烃源岩地球化学参数分析、生烃强度计算、储层特征参数分析、铸体薄片观察及盖层研究的基础上, 总结研究区气藏形成条件: 烃源岩条件良好, 盖层封盖性强。在这些条件下, 气藏的形成则更多取决于储层发育程度。(微)裂缝的存在有利于提高储层的基质渗透率, 从而形成优质储层, 对优质储层影响因素的研究将是在研究区寻找富集高产区的^①关键, 认为: ①优质储层的形成首先要有大段的厚层砂体, 对于山₂气藏来说就是河道砂, 平面上大面积分布, 连续性好; ②石英砂岩比岩屑砂岩更容易产生(微)裂缝, 从而改善储层, 提高天然气产量。

关键词:上古生界; 生烃强度; 储层条件; 保存条件

中图分类号: TE122.1

文献标识码: A

文章编号: 1672-1926(2011)06-0969-06

引用格式: 陈莹, 曹青, 刘鹏, 等. 鄂尔多斯盆地东南部上古生界山₂气藏形成地质条件分析[J]. 天然气地球科学, 2011, 22(6): 969-974.

1 概况

研究区位于鄂尔多斯盆地东南部, 伊陕斜坡南部, 距延安市东约20km(图1)。上古生界叠合发育多套含气层段。石炭系一二叠系下部煤岩与暗色泥岩属优质烃源岩, 具有良好的生烃潜力。发育于上古生界石盒子组、山西组的三角洲前缘水下分流河道砂岩以及本溪组潮坪沉积砂岩构成了上古生界的主要储集岩体。中石炭统本溪组底部的铁铝岩横向分布稳定且岩性致密, 为上古生界含气层系的区域性底板。晚二叠世早期沉积的河漫湖相泥岩构成了研究区上古生界含气层系的区域性盖层。生、储、盖有效配置有利于研究区内上古生界气藏的形成。

2 烃源岩条件

鄂尔多斯盆地上古生界烃源岩主要是一套海陆交互相的煤系烃源岩, 从平面上看, 呈现“广覆式”生烃的特点^[1-2]。研究区烃源岩主要是山西组、太原组

及本溪组的煤和暗色泥岩。总体来看, 鄂尔多斯盆地南部烃源岩厚度大, 有机质成熟度高。

对研究区山西组和本溪组15块样品做干酪根碳同位素分析, 结果显示煤和泥岩干酪根碳同位素分别为-23.9‰~-23.5‰和-24.7‰~-23.1‰, 按照相关分类标准^[3], 有机质类型为Ⅲ型干酪根。干酪根镜下鉴定结果也显示干酪根类型以含腐泥腐殖型Ⅱ₂型和腐殖型Ⅲ型为主。

研究区山西组煤层总有机碳含量主要分布在1%~10%之间, 平均值为3.78%; 泥岩总有机碳含量主体分布在1%以下, 平均值为0.77%。太原组+本溪组煤层总有机碳含量主要分布在1%~10%之间, 平均值为3.70%; 泥岩总有机碳含量主体分布在1%以下, 平均值为1.55%。*R_o*平均值为2.45, 基本上属于过成熟阶段。

煤系烃源岩在研究区内分布广泛, 煤层厚度多小于10m, 主要分布在6~10m之间(图2)。本溪组煤层形成于泻湖环境, 单层厚度大, 夹层少。山西组

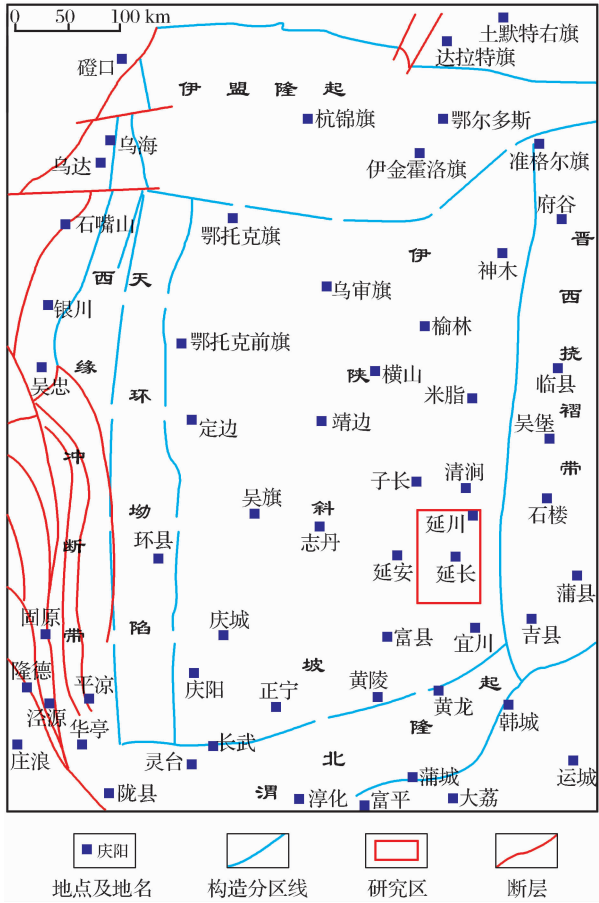


图 1 研究区位置

煤层形成于三角洲前缘沉积环境,单层厚度小,夹层多。暗色泥岩主要分布于山西组和太原组,厚度多大于40m。而且烃源岩在横向上连续分布。

计算泥岩、煤层的生烃强度并叠加,结果显示研究区生烃强度平均值为 $23 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。大部分都在 $20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 以上,说明研究区烃源岩生烃强度较大。

3 储层条件

3.1 储层基本特征

根据研究区 100 余口探井的薄片资料统计表明,山 2 段储层砂岩以石英砂岩和岩屑砂岩为主,主要结构以中粗粒、粗粒结构为主,主要粒径区间分布在 0.25~1.0mm 范围内。颗粒分选中等—好,磨圆为次棱状、次圆状,颗粒间以线接触为主,胶结类型主要为孔隙式胶结和再生孔隙式胶结。山 2 段储层以粒间孔、岩屑溶孔为主,其次为晶间孔和杂基溶孔。

山 2 段储层孔隙度主要分布在 3.0%~10.0% 之间(图 3),该分布区段的样品数可占 85.25%,平均孔隙度为 6.6%;渗透率(剔除异常值后)主要分布在 $(0.1 \sim 10.0) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间(图 4),73% 的样品渗透率在 $1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以下,因此认为储层为致密砂岩储层。

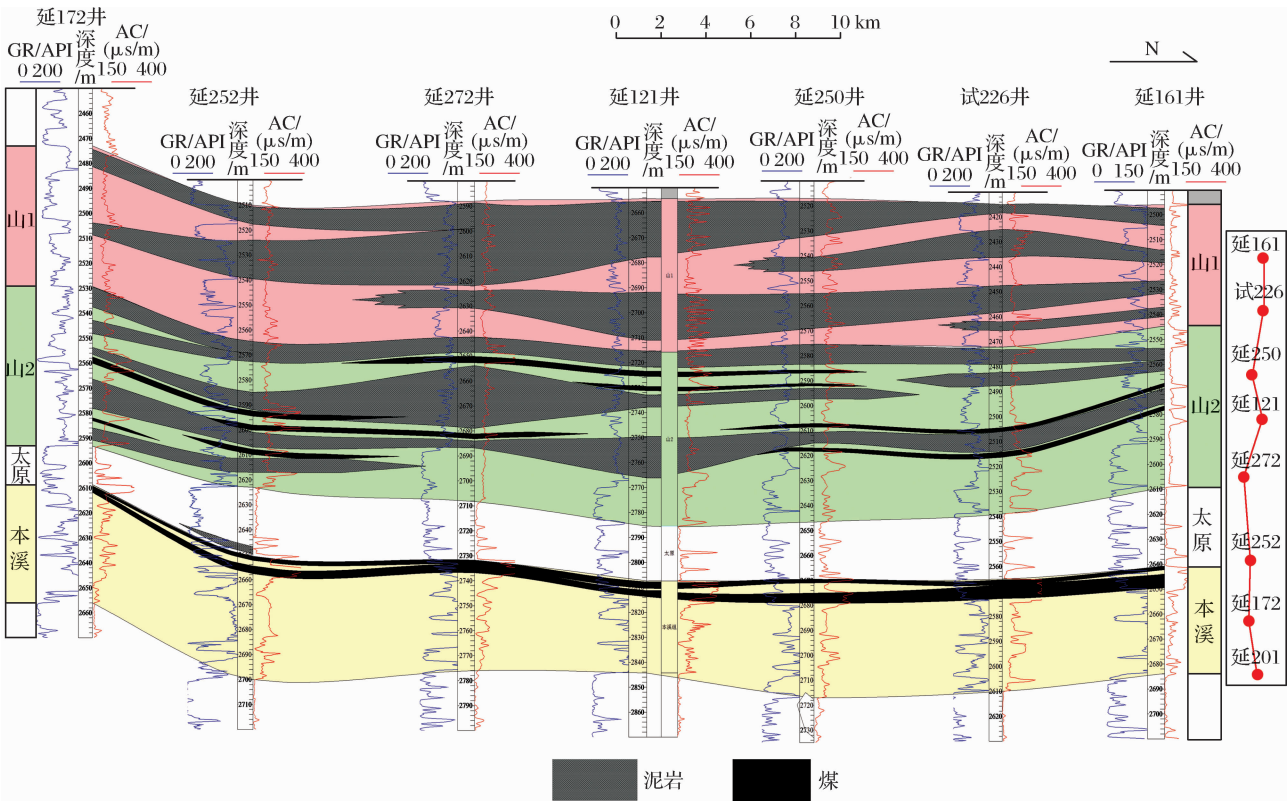


图 2 研究区山 2 气藏烃源岩(暗色泥岩+煤)分布剖面

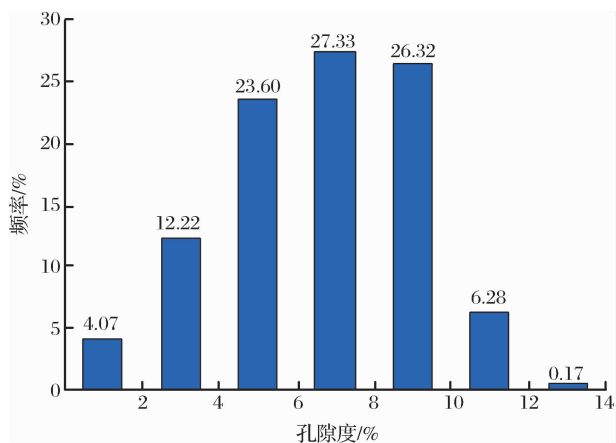


图3 山2段孔隙度分布特征

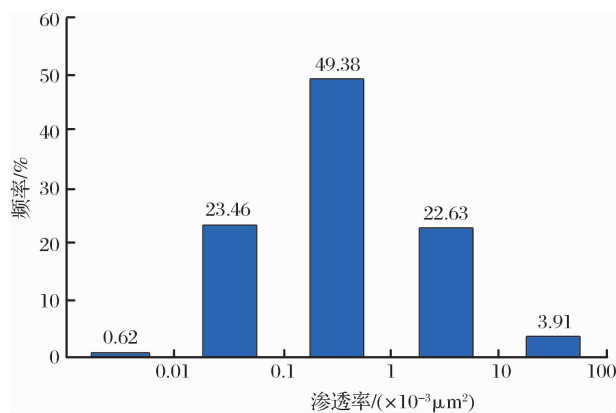


图4 山2段渗透率分布特征

根据研究区具有储集能力的气层、干层的取心分析物性数据及试气结果,把孔隙度大于4%、渗透率大于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 定为研究区储集层的有效下限标准。因此认为研究区上古生界山2段大部分储集层具备储集天然气的有利条件。

3.2 物性特征分析

大量资料证实,鄂尔多斯盆地古生界天然气储集层发育构造裂缝,而且凡是肉眼可见裂缝的岩心样品渗透率都增大,紧邻有裂缝样品的岩心渗透率也呈增大趋势^[4]。天然裂缝对储层内流体的流动具有重要影响。这种影响可以提高储层的渗透率和孔隙度,也可以增强储层渗透率的非均质性。裂缝本身虽然不一定含大量油气,但岩石中特别是致密岩石中自然裂缝的存在可以提高基质的渗透率,有利于提高油气产量。

裂缝是提高致密、超致密砂岩储集层渗透率的关键因素。用岩心渗透率异常频率分析方法预测致密储集层裂缝,在钻井程度较高地区很有效,其主导思想基于孔隙度与基质渗透率有良好相关关系。通过大量测井解释和岩心分析数据,拟合孔隙率增大,数据点就会偏离趋势线,表现为异常点^[5]。

通过统计研究区25口井的574个数据点(图5),可以看出,存在很多偏离正常孔渗相关趋势的数据点,认为大部分的异常点为(微)裂缝。

通过大量的岩心观察,结合岩石薄片鉴定和扫描电镜分析,认为研究区山2段(微)裂缝较为发育(图6),砂岩及泥岩中均可见。研究区一般见到的裂缝分为顺层缝、斜交缝和高角度近垂直缝,其中以斜交缝和高角度缝为主,裂缝面多平直,为构造作用所形成。图7为不同产量储层的孔隙度—渗透率交会图,选取了山2段的干层井(产量小于 800m^3)、气层井(产量在 $800 \sim 20\,000 \text{m}^3$ 之间)、高产井(产量大于 $20\,000 \text{m}^3$)储层段的岩心物性分析资料做孔隙度—渗透率交会图。由图7分析可知,高产气层井大部分都是(微)裂缝所在的储层,可见山2段发育(微)裂缝对储层物性的改善作用是十分显著的。

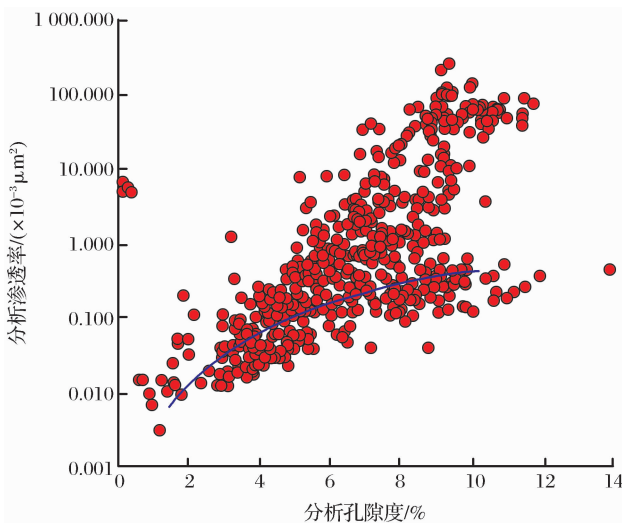


图5 山2段孔隙度—渗透率相关关系

(资料采用25口井574块样品)

3.3 岩石碎屑成分对气产量的影响

研究区山2段储层石英砂岩和岩屑砂岩并存,经过统计分析(表1),不同岩石碎屑成分的储层,由于储层物性的差异,产量也是有差异的:高产井的储层类型主要为石英砂岩,石英含量在95%以上;而一般气层主要是岩屑砂岩和岩屑石英砂岩,石英含量大部分在90%以下;干层段主要为岩屑砂岩,石英含量在70%左右。随着石英含量的增加,岩屑成分减少,气产量增加。

这是由于随着石英等刚性颗粒含量的增加,岩屑等柔性颗粒含量的减少,上覆岩石的压实作用不断加强,并伴随一定的构造活动,石英砂岩容易产生一定的(微)裂缝及溶孔^[6],从而改善储层。岩屑在成岩压实作用下容易发生塑性变形阻塞孔隙,使砂

岩致密化,原生孔隙难以保存,物性变差^[7];另一方面,在后期的构造活动中,由于岩屑的影响使裂缝的

发育程度较低,并且难以保存。高石英含量砂岩储层即是高渗储层的关键^[8-9]。

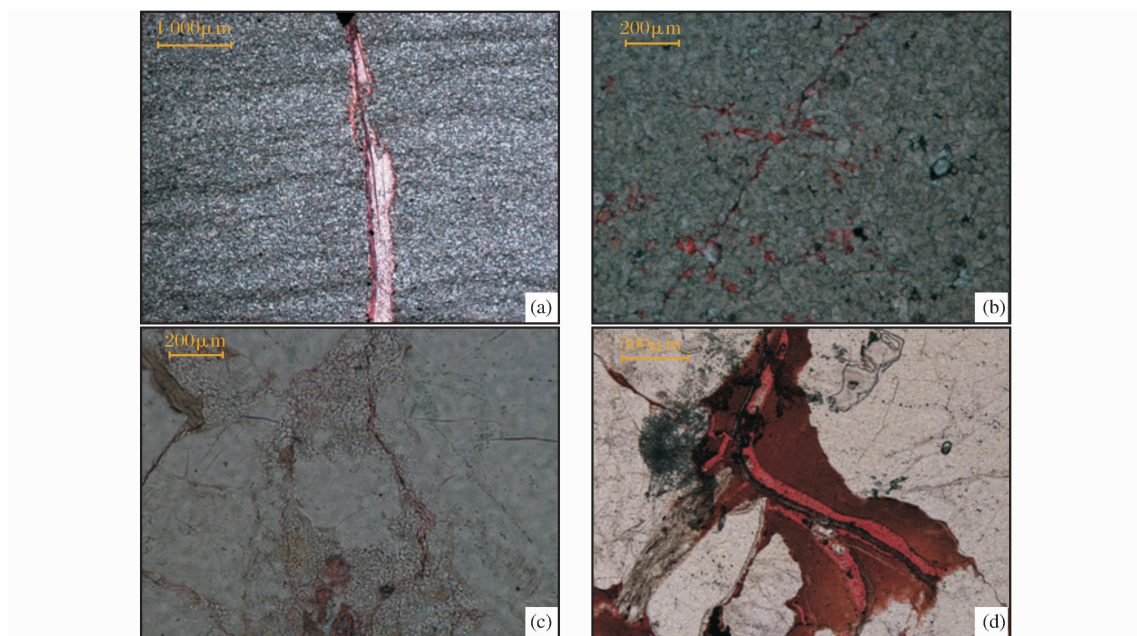


图6 研究区储层微裂缝特征

- (a)高角度构造缝,仅见少量的裂缝未充填,纹层状构造;(b)晚期未充填的裂缝及两侧的溶孔;
(c)堆积紧密的高岭石及晶间微孔,微裂缝常见;(d)极发育的凝灰质失水收缩缝,内有铁方解石半充填

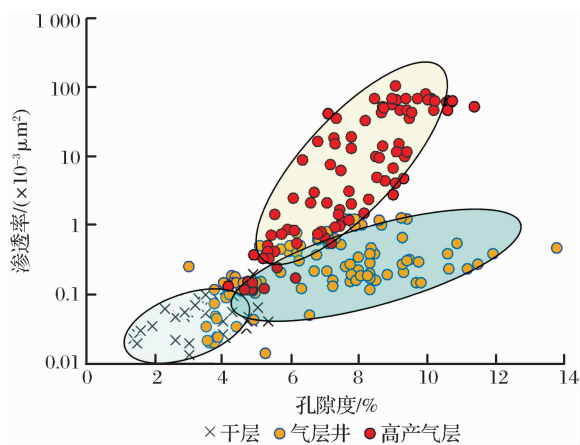


图7 不同产量储层的孔隙度—渗透率相关关系

3.4 储层砂体展布及砂体厚度对气藏分布的影响

就砂体展布范围来看,山2段砂体分布范围大,连片性比较好。就单层砂体厚度来看,山2₃段砂岩厚度较厚。山2段气藏天然气富集区基本上都在砂体厚度9m以上的地区(图8)。平面上,优质储层发育区,气藏分布范围大,气藏明显受岩性、岩相和物性变化的控制。

4 保存条件

上石盒子组泥岩厚度为160~200m,泥岩厚度占地层厚度的80%以上,其气体绝对渗透率为(0.7

$\sim 0.8) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 饱和空气条件下的突破压力为1.5~2.0MPa,成为整个古生界含气系统的区域封盖层。同时盖层的分布广泛,横向连续。普遍存在过剩压力(5.2~7.1MPa),物性封闭与压力封闭相互补充,封盖性强^[10]。

局部盖层主要为山西组和下石盒子组泥岩,厚度一般介于30~50m之间,横向连续性较差^[10]。

5 气藏类型

研究区山2气藏和本溪组气藏是主力气层,其上盒8段、山1段储层物性良好,砂体也大规模展布,特别是盒8段并不缺乏单层厚段砂体,但试气效果相对较差且显示气藏没有连片分布,认为造成这种纵向上气藏分布格局的原因主要是距源岩距离差异导致。山2段、本溪组近源易成藏,其上地层距源岩较远,气藏零星分布。由此也说明气藏的形成主要以初次运移直接成藏和垂向充注成藏为主。

由于储层横向非均质性较强,彼此之间连通性较差,气藏群中各岩性气藏大多彼此紧密相邻,并存在着岩性、岩相、物性的间隔,气藏无明显边界。图8中含气范围边界是人为的经济边界,并不是地质学上的气藏边界。地层中存在的(微)裂缝相互串通,烃源岩广覆式生烃与弥漫式充注,造成气藏也大

面积分布,但各气藏之间处于不连接、半连接甚至连接状态,只是各气藏存在着含气饱和度的差异。因此,研究区上古生界气藏是一种准连续分布的致密砂岩气藏^①。

表 1 不同产量储层的碎屑成分

	石英/%		长石/%		岩屑/%	
	最小值—最大值	平均值	最小值—最大值	平均值	最小值—最大值	平均值
高产气层	96.6~100.0	98.9	0.0	0.0	0.00~3.01	1.1
气层	68.0~96.0	83.6	1.0~6.0	0.8	3.8~26.0	15.6
干层	71.0~71.0	71.0	0.0~5.0	2.5	24.0~29.0	26.5

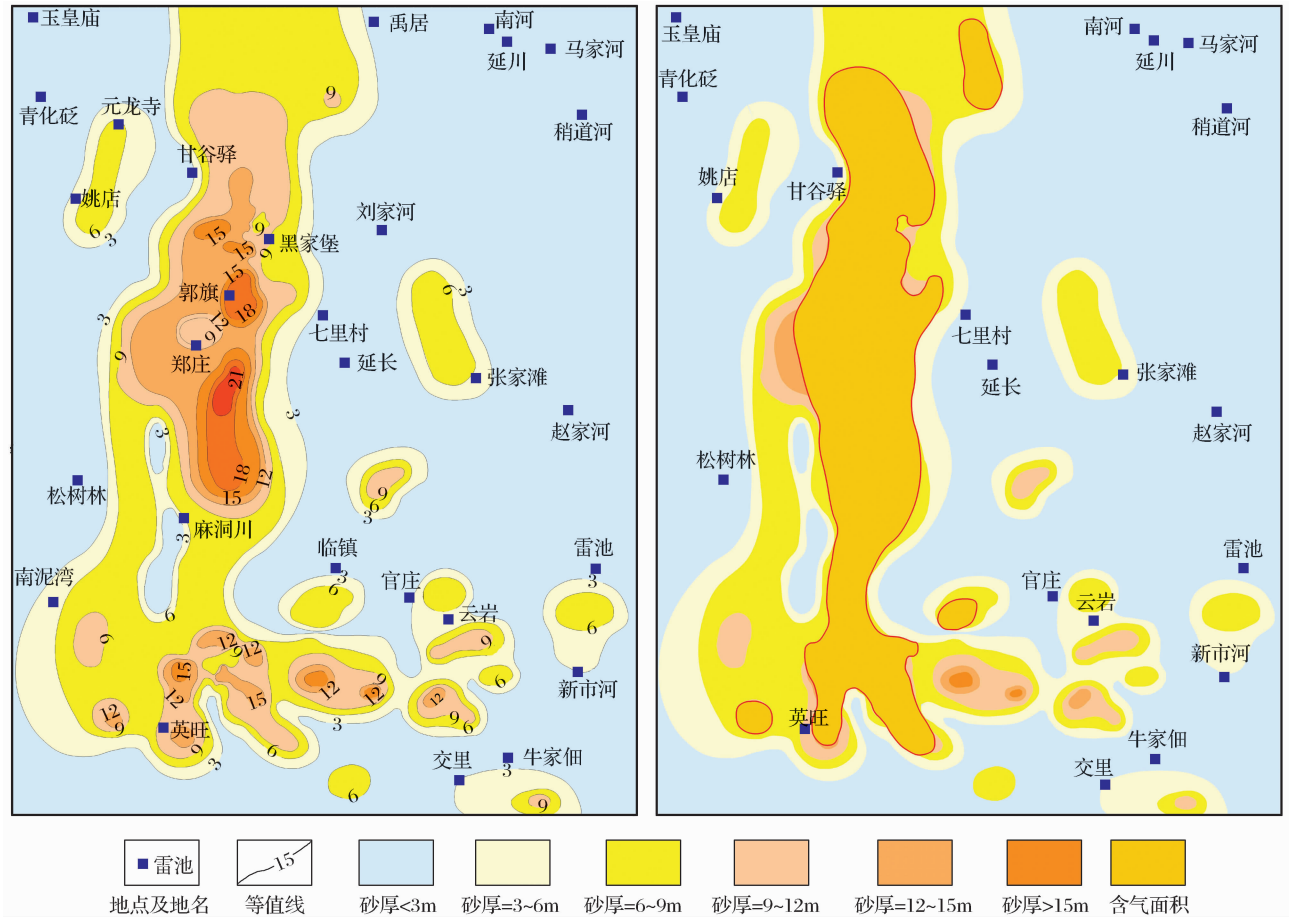


图 8 山 2 段砂岩厚度等值线与含气范围对比图

6 结论

鄂尔多斯盆地南部生烃条件较好,山 2 段底部砂体发育,平面上呈南北向大面积展布,沿着砂体展布方向发育一系列准连续型致密砂岩气藏,泥岩盖层厚度稳定,连续性较好,封盖性也较强。研究区构造平缓,水动力条件弱,储层非均质性差,没有长距离运移的条件,运移方式以就近运移为主,生、储、盖有效配置,初次运移就可成藏^[11]。在以上研究的基础上,认为研究区气藏的形成则更多地取决于储层

发育程度,(微)裂缝的存在有利于提高储层的基质渗透率,从而形成优质储层。对优质储层影响因素的研究将是研究区寻找富集高产区的^①关键。研究认为:①优质储层的形成首先要有大段的厚层砂体,对于山 2 气藏来说就是河道砂,平面上大面积分布,连续性好;②石英砂岩比岩屑砂岩更容易产生(微)裂缝,从而改善储层物性,提高天然气产量。

参考文献(References):

[1] Fu Jinhua. The Gas Reservoir-forming Conditions and A'ceu-

① 赵靖舟. 鄂尔多斯盆地准连续型致密砂岩大油田成藏模式与分布规律. 首届非常规油气成藏与勘探评价学术讨论论文(摘要)集,2011,9.

- mulation Rules of Upper Paleozoic in Ordos Basin[D]. Xi'an: Northwest University, 2004. [付金华. 鄂尔多斯盆地上古生界天然气成藏条件及富集规律[D]. 西安: 西北大学, 2004.]
- [2] Yang Hua, Zhang Jun, Wang Feiyan, *et al.* The characteristics of gas bearing system in Ordos basin[J]. Natural Gas Industry, 2000, 20(6): 7-11. [杨华, 张军, 王飞雁. 鄂尔多斯盆地古生界含气系统特征[J]. 天然气工业, 2000, 20(6): 7-11.]
- [3] Li Anrong, Gong Jianming. Initial analysis on evaluation parameter for terrestrial source rocks[J]. Marine Geology Letters, 2007, 24(2): 6-10. [李安荣, 龚建明. 陆相烃源岩评价参数浅析[J]. 海洋地质动态, 2007, 24(2): 6-10.]
- [4] Wang Jing, Ling Sheng, Nan Zhonghu, *et al.* Micro-fractures distribution in extremely lower permeable sandstone reservoirs of Yanchang Formation and its geologic significance, Ordos basin, northwest China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2003, 30(2): 51-54. [王景, 凌升, 南中虎. 特低渗透砂岩微裂缝分布研究方法探索[J]. 石油勘探与开发, 2003, 30(2): 51-54.]
- [5] Wang Zecheng, Zhao Wenzhi, Men Xiangyong, *et al.* Control of basement fault minor-activity on gas pool formation of upper Paleozoic, Ordos basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2005, 32(1): 9-13. [汪泽成, 赵文智, 门相勇, 等. 基底断裂“隐性活动”对鄂尔多斯盆地上古生界天然气成藏的作用[J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(1): 9-13.]
- [6] Zhang Manlang, Li Xizhe, Xie Wuren, *et al.* Pore types and pore texture of sandstone reservoir of 2nd member of Shanxi Formation, Ordos basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2008, 19(4): 483-486. [张满郎, 李熙喆, 谢武仁, 等. 鄂尔多斯盆地山
- 2 段砂岩储层的孔隙类型与孔隙结构[J]. 天然气地球科学, 2008, 19(4): 483-486.]
- [7] Jia Huichong, Zhang Shaonan. Analysis on reservoir development controlling factors in Tabamiao area, in the north of Ordos basin[J]. Natural Gas Industry, 2001, 21(supplement): 19-23. [贾会冲, 张峭楠. 鄂北塔巴庙地区上古生界储层发育的控制因素研究[J]. 天然气工业, 2001, 21(增刊): 19-23.]
- [8] Wang Huaichang, Wei Xinshan, Bai Haifeng, *et al.* Formed geologic condition of the Shan-2 Formation high efficient reservoir in Yulin area of Ordos basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2005, 16(3): 319-323. [王怀厂, 魏新善, 白海峰, 等. 鄂尔多斯盆地榆林地区山西组 2 段高效储集层形成的地质条件[J]. 天然气地球科学, 2005, 16(3): 319-323.]
- [9] He Zixin, Fu Jinhua, Xi Shengli, *et al.* Reservoir geological feature of giant gas fields in Sulige area[J]. Acta Petrolei Sinica, 2003, 24(2): 6-11. [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): 6-11.]
- [10] Yang Weili, Wang Yi, Sun Yipu, *et al.* Gas potential of the upper Paleozoic in the southern Ordos basin[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(12): 13-16. [杨伟利, 王毅, 孙宜朴, 等. 鄂尔多斯盆地南部上古生界天然气勘探潜力[J]. 天然气工业, 2009, 29(12): 13-16.]
- [11] 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 Industry, 2010, 21(6): 875-880. [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]. 天然气工业, 2010, 21(6): 875-880.]

Geological Conditions of Upper Paleozoic Shan-2 Gas Reservoir in Southeastern Ordos Basin

CHEN Ying, CAO Qing, LIU Peng, LIU Yan-yan

(School of Petroleum Resources, Xi'an Shiyou University, Xi'an 710065, China)

Abstract: Geological conditions of gas accumulation in the southeastern Ordos basin are favorable to become a potential area of gas exploration, especially for Shan-2 gas reservoir, since there are highly mature and widely distributed source rock, tight sandstone reservoir with serious heterogeneity, and good sealing condition. Based on geochemical parameters of source rock, hydrocarbon generation intensity, reservoir properties, casting thin sections observation, and seal condition, we conclude the geological conditions of gas accumulation, suggesting that both source rock and sealing condition are good. Thus, the gas accumulation is greatly related to reservoir features. Micro-fracture reservoir is good at improving the matrix permeability. The factor of high quality reservoir is the key to look for the areas of the enriched gas accumulation. We consider that (1) The formation of high quality reservoir need have a large segment of the thick sand layer, the Shan2 reservoir as a channel sand has wide distribution and good continuity; (2) Quartz sandstone is more easily to produce micro-fracture than that of feldspathic sandstone so that it can improve the quality of gas reservoir and gas production.

Key words: Upper Paleozoic; Hydrocarbon generation intensity; Reservoir characteristic; Sealing condition.