

文章编号: 1000-0550(2007) 06-0891-05

煤系地层中储层基本特征与优质储层的形成与分布

杨晓萍 顾家裕

(中国石油勘探开发研究院 北京 100083)

摘要 通过对鄂尔多斯盆地和四川盆地煤系地层中发育的优质储层分布规律研究,发现优质储层主要受层序界面、有利沉积相带、有机酸性水的溶蚀作用等因素控制。一般来说,优质储层主要分布在三级层序的中下部、三角洲平原或前缘多期分流河道叠置的部位。它们在有机酸性水大量形成时期保留了较多的原生孔隙,酸性水容易进入并溶解其中易溶的碎屑颗粒,产生大量次生溶蚀孔隙,从而形成相对优质的有效储集层。因此,优质储层纵向上与不整合面或层序界面密切相关;平面上受沉积有利相带或断裂带的控制。

关键词 优质储层 煤系地层 沉积相 层序地层 四川盆地 鄂尔多斯盆地

第一作者简介 杨晓萍 女 1961年出生 高级工程师 沉积储层 E-mail: yangxp31@yahoo.com.cn

中图分类号 P618.130.2⁺1 TE122.2⁺3 文献标识码 A

1 前言

煤系地层在我国中西部含油气盆地中广泛分布,其中蕴藏着巨大的天然气资源,随着我国天然气勘探的不断深入,煤系地层将成为我国天然气勘探的重要领域。

煤系地层中或与煤系地层相邻的储集层,大部分都属于低孔低渗储层^[1,2]。主要因为煤系地层在早成岩阶段,植物很快腐烂分解产生腐殖酸,导致地层中的孔隙水在沉积过程中和早成岩阶段的早期为酸性介质,在这种酸性介质条件下碳酸盐、硫酸盐及大部分硅酸盐胶结物不能在原生孔隙中沉淀胶结^[2]。因此,煤系地层中绝大部分储层,在埋藏成岩早期缺乏方解石、石膏、沸石等矿物的胶结充填,沉积物很容易被压实,使原生孔隙大大减少,孔隙喉道也变细,渗透率降低。因此,煤系地层中普遍发育低孔低渗储层。但是在中成岩早期,有机酸性水的大量形成,促使岩石中的不稳定组份如长石、岩屑等发生强烈的溶蚀作用,由于这个时期岩石已经基本固结,压实速率变低,形成的次生溶蚀孔隙易于被保存,从而形成相对优质的储集层。

因此,深入研究煤系地层中储层的成岩孔隙演化过程,分析其中低孔渗储层的形成机理,及其相对优质储层的形成原因,在煤系储层普遍低孔低渗的背景上寻找相对优质储层的分布规律等方面研究,是煤系

地层油气勘探的重要内容^[3~5]。

2 煤系储层的基本特征

2.1 岩石学特征

一般来说,煤系地层中的储集岩主要由岩屑砂岩、长石岩屑砂岩、岩屑长石砂岩等组成,长石和岩屑的含量比较高,石英的含量较低。碎屑粒度较粗,分选磨圆度较差。

2.2 胶结物成分

由于煤系地层中的地层水在埋藏成岩早期就变为酸性条件,因此煤系储层中缺少大量方解石、石膏、沸石等早期形成的易溶胶结物,其中主要的胶结物为石英加大边或石英自形晶及高岭石全充填或半充填在孔隙中。

2.3 物性特征

大部分为低孔低渗储层,孔隙度一般在 6% ~ 8% 之间,少部分为 10% ~ 12%,极少数可以达到 18% ~ 20%;渗透率一般在 $0.5 \times 10^{-3} \sim 1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,少数为 $1.0 \times 10^{-3} \sim 5.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,在裂缝发育的储层中渗透率常常可以很高,几十甚至几百 ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)。因此,在煤系地层中大面积分布低孔低渗储层。

2.4 孔隙类型

主要由原生粒间余孔和粒间粒内溶孔组成。在煤系储层中原生孔隙占有一定的比例,一般可以占到

总孔隙度的 20% ~ 50% 不等, 主要原因是煤系地层在早成岩阶段的早期 ($R_0 = 0.3\%$ 左右), 植物很快腐烂分解产生腐殖酸, 使得地层中的孔隙水在沉积过程中和早成岩阶段的早期变成酸性介质, 在这种酸性条件下碳酸盐、硫酸盐及大部分硅酸盐胶结物不能充填在孔隙中, 后期压实过程中仅在沉积有利相带被保留下来。但是常常这些区带也是后期有机酸性水溶蚀的有利相带。因此, 煤系储层孔隙类型一般是原生粒间余孔与长石岩屑颗粒溶孔互相连同构成的复杂孔隙系统, 而且在溶蚀作用强的部位由于原生粒间余孔周围的长石岩屑颗粒被全部溶蚀, 从而形成粒间超大溶孔。

2.5 孔隙结构特征

煤系储层中的孔隙结构一般较差, 主要体现在孔隙和喉道的复杂性以及孔喉组合的特殊性, 大量统计表明, 煤系储层主要发育小孔微喉型和大孔细喉型两种类型孔隙结构。其中小孔微喉型的特点是, 孔隙和喉道都很小, 孔喉比也小, 孔隙类型以粒内溶孔和粘土矿物晶间微孔为主, 粒间余孔和粒间溶孔较少, 物性分布主要为低孔低渗, 孔隙度一般小于 8%, 渗透率小于 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 这类孔隙结构是煤系储层的

主要孔隙结构特征, 反映了煤系储层被强烈压实的结果。大孔细喉型的特点是, 孔隙相对较大, 但喉道较小, 孔喉比值大。孔隙类型主要为原生粒间余孔、粒间溶蚀扩大孔和粒内溶孔。储层物性分布主要为中孔低渗, 孔隙度一般在 10% ~ 15% 之间, 这种孔隙结构反映了煤系储层中优质储层的孔隙结构特征, 它是煤系储层被有机酸性水强烈溶蚀后的结果。

3 煤系储层的成岩作用

3.1 强烈的压实压溶作用

由于煤系地层中的地层水在埋藏成岩早期就变为酸性条件, 在早成岩阶段缺乏大量方解石、石膏、沸石等胶结物的充填, 只有少量石英加大边或石英自形晶及高岭石全充填或半充填在孔隙中。由于孔隙中缺乏胶结物的支撑, 因此煤系储层一般压实作用都很强, 在埋藏早期强烈的压实作用, 在富含岩屑成份的岩屑砂岩中大部分软岩屑、云母等颗粒被压弯变形, 呈假杂基状充填在原生粒间孔隙中, 在富含石英的石英砂岩中, 强烈的压实压溶作用使得原生粒间孔隙被石英加大或石英自形晶体充填, 形成了大规模低孔低渗储层。

表 1 四川盆地广安地区晚三叠统须家河组储层压实强度统计

Table 1 Compaction intensity of upper Triassic Xujiahe reservoir in Guangan area of central Sichuan basin

井名 层位	机械压实作用			胶结作用			推算剩余 原生孔隙 率/%	实测孔隙度 /%	孔隙类型	压实 强度	成岩 阶段
	机械压实强度 /%			平均损失 原始孔隙 百分数	损失孔隙 百分数	平均损失 原始孔隙 百分数					
	弱 < 25%	中 25% ~ 75%	强 > 75%								
须六 T ₃ x ⁶	/	3.4	96.6	34.66	12.08	4.65	$\frac{0 \sim 2}{0.28}$	$\frac{0.8 \sim 12.9}{5.78}$	次生孔隙为主, 极少量原生孔	强	中
须四 T ₃ x ⁴	/	5.3	94.7	33.83	12.75	5.07	$\frac{0 \sim 2}{0.44}$	$\frac{1.36 \sim 15.97}{7.06}$	次生孔隙为主, 极少量原生孔	强	中
须二 T ₃ x ²	/	5	95	34.22	12.04	4.72	$\frac{0 \sim 2.4}{0.42}$	$\frac{3.03 \sim 16.02}{6.69}$	次生孔隙为主, 极少量原生孔	强	中
总平均	/	4.8	95.2	34.16	12.12	4.84	$\frac{0 \sim 2.4}{0.4}$	$\frac{0.8 \sim 16.02}{6.68}$	次生溶蚀孔为主	强	中

四川盆地广安地区须家河组至下而上分别为须一至须六, 须一、须三和须五主要由含煤层的泥岩和粉砂质泥岩组成, 须二、须四和须六层段均由大面积分布的厚层砂岩组成, 储层的主要特点是纵向上厚度大, 平面上大面积连片分布, 但是砂岩普遍低孔低渗, 原因是强烈的压实作用导致大面积砂岩储层物性变

差^[6]。表 1 是四川盆地广安地区晚三叠统须二、须四、须六段压实强度统计表, 从中可以看出这些储层的压实作用强烈, 机械压实作用是本区孔隙损失的主要因素。推算岩石剩余原生孔隙度为 0 ~ 2.4%, 平均 0.4%, 表明原生孔隙只有少数得以保存。

3.2 硅质和高岭石的胶结充填作用

煤系储层最大的特点是在早成岩早期, 煤系地层

埋藏后, 植物遗体在浅层的氧化条件下, 在喜氧菌的积极参与下, 遭受氧化分解, 形成大量腐殖酸, 使地层水很快变为酸性 (pH 值约 4~5)。在此条件下, 酸性水介质对砂粒颗粒表面及粒间的泥钙发生溶解作用, 使得同沉积的泥钙质很少保留, 碳酸盐胶结物含量少。随着上覆沉积厚度的增加, 埋藏深度的增大, 微生物分解作用逐渐消失, 水介质逐渐变为弱酸性—中性, pH 值约为 6~7, 因此, 在整个成岩早期煤系储层缺乏方解石、浊沸石、石膏等矿物的胶结充填, 仅发育少量的硅质和高岭石胶结物形成, 颗粒间缺少胶结物的支撑作用, 随着上覆沉积物增厚, 压实压溶作用强烈, 云母和软岩屑呈假杂基状充填在原生孔隙中, 大大降低了储层的储集性能。

3.3 酸性水的溶蚀作用

早在上世纪 80 年代 Surdam 等人就提出^[7], 在中成岩的早期 ($R_0 = 0.5\% \sim 0.7\%$), 烃源岩中的有机质脱羧形成大量有机酸, 这些有机酸对硅酸盐矿物具有很强的溶蚀作用。因此, 当这些有机酸进入到砂岩储层中, 大量溶蚀其中的绿泥石、方解石、沸石、石膏等胶结物, 以及长石、岩屑等颗粒成份, 形成大量次生溶蚀孔隙。

但是, 由于煤系储层在成岩早期缺乏大量易溶胶结物, 因此, 有机酸性水主要是溶蚀其中的长石和岩屑颗粒, 相对来说, 火山岩屑最容易被溶蚀, 变质岩屑和沉积岩屑相对溶蚀程度较弱。例如在苏里格气田盒 8 储层和川中广安气田须 6 段储层中, 其中都含有大量火山岩屑, 它们在中成岩早期被有机酸性水强烈溶蚀, 形成大量粒间溶蚀扩大孔、长石岩屑粒内孔, 甚至长石岩屑铸模孔等孔隙系统, 形成了普遍低孔低渗中的优质储层^[5,6], 现已探明的天然气主要储集在这些次生溶蚀孔隙中。

由于有机酸性水形成时, 储层已经受了强烈的压实作用, 大部分原生孔隙已经消失, 储层物性普遍变差。因此有机酸性水的溶蚀作用受到一定限制, 只能在原生孔隙保存较多的部位形成溶蚀次生孔隙。由于酸性水必须要有运移溶蚀通道, 因此溶蚀作用一般发育在不整合面、层序界面以及断层裂缝附近的储层中, 而且这些储层中还要保留一部分原生粒间孔隙, 这样有机酸性水才可能进入并进行溶蚀作用。因此, 沉积时水动力较强的有利沉积相带中的储层是次生溶蚀孔隙的主要发育区。

4 优质储层的主控因素与分布规律

4.1 碎屑颗粒粒度与优质储层的分布

对于煤系储层来说, 早期的压实作用是降低储层物性的主要因素, 因此, 储集岩的粒度大小直接影响着储层的储集性能。通过对我国中西部盆地煤系储层的大量统计, 发现其中储层的物性大小与储集岩粒度关系密切。一般来说, 粒度越粗, 储层的孔隙度和渗透率越高, 储集性能越好。主要原因是中—粗粒砂岩中石英、长石含量相对较高, 而中—细粒砂岩中岩屑和粘土泥质含量较高。说明中粗粒砂岩沉积时水动力条件强、分选好, 原始孔隙度大; 中—细粒砂岩沉积时水动力条件弱、分选差, 原始孔隙度相对较低, 从而造成埋藏压实作用程度不同, 因此其储集性能不同。

图 1 图 2 分别是川中香溪群和苏里格气田盒 8 储层物性与碎屑颗粒粒度关系图。图中明显可以看出砂岩粒度粗, 储层物性就好, 大部分孔隙度大于 8%、渗透率大于 0.5 md 的优质储层的粒度中值都分布在粗砂岩或中—粗砂岩中。

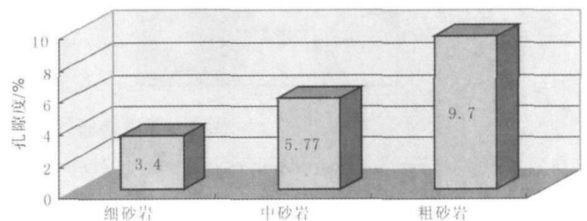


图 1 川中须家河组砂岩粒度与孔隙度关系

Fig 1 Relationship between porosity and grain size of Xujiache sandstone in central Sichuan basin

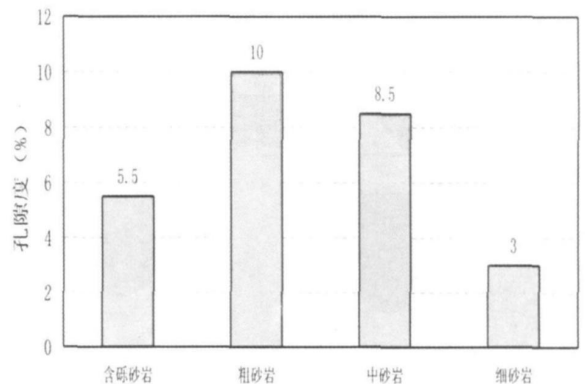


图 2 苏里格气田盒 8 砂岩粒度与孔隙度关系

Fig 2 Relationship between porosity and grain size of Shizezi sandstone in Sulige gas field of Ordos basin

4 2 有利沉积相带与优质储层的分布

通过对我国中西部盆地煤系储层中相对好的优质储层与沉积相带的关系统计,发现其优质储层大部分分布在三角洲平原和三角洲前缘亚相带,特别是三角洲平原主水系中的高能分流河道微相是优质储层发育的主要部位。因为三角洲平原高能分流河道沉积时水动力强,砂岩粒度粗、分选磨圆度好,杂基

含量低,砂岩厚度大,原始储层物性好。它们在成岩早期压实过程中,相对压实程度弱,原生孔隙保存较多,同时也有利于后期有机酸性水的溶蚀作用,因此,三角洲平原高能分流河道常常是最重要的优质储集砂体类型。例如,在苏里格气田苏 6 井区,优质储层与高产井大部分都分布在高能分流河道砂岩中(图 3)。

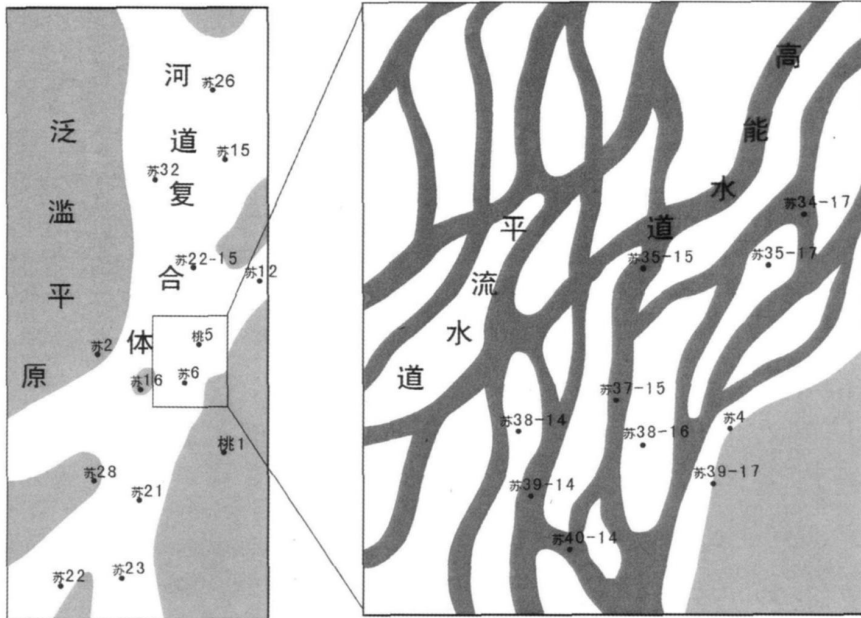


图 3 苏里格气田盒 8 高能分流河道平面分布模式

Fig 3 Distribution of high-energy channels of eighth member of Sh hezi formation in Su lige gas field

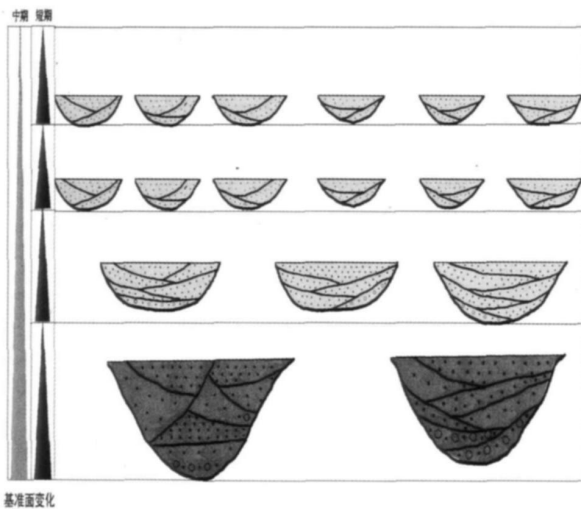


图 4 川中须家河组煤系储层基准面与砂体分布模式

Fig 4 Changable base level and sandstone distribution in Xujiahe reservoir coal-bearing of central Sichuan basin

4 3 层序基准面与优质储层分布

相同类型的沉积砂体在不同层序基准面旋回中的位置,其储层性能有很大的区别^[8]。研究发现煤系储层中的优质储层主要发育在中期基准面上升旋回的中下部(图 4),因为在每个层序发育初期较低的 A/S 条件下,三角洲平原或前缘相带中的高能分支河流,在河道沉积过程中发生相互切割、叠加,下部较粗粒的沉积物堆积下来,形成粒度粗、发育块状层理和大型板状层理的高能河道粗砂岩带,在这些粗砂岩相带,原始储层物性就好,后期压实作用也弱,因此,在中期基准面上升旋回的中下部常常发育孔渗性好的优质储层;而在中期基准面上升的上部及基准面下降的部位,较高的 A/S 条件下河道变宽,水动力条件变弱,河道砂岩粒度逐渐变细,粘土杂基含量增加,储层物性普遍较差。

4 4 裂缝对储层物性的改善

裂缝的发育常常可以改善低孔低渗储层的渗透

能力,其中宏观裂缝主要是构造作用形成的,具有一定的方向性。裂缝在砂岩低渗透储层中的作用主要表现为提高储层的渗透率和增加储层非均质性的作用。与构造有关的裂缝常常发育在断层的末端、交叉及弯曲外突部位。

5 结论

(1) 煤系储层普遍为低孔低渗储层,岩石类型以长石岩屑砂岩或岩屑砂岩为主,孔隙类型以粒内粒间溶蚀孔隙和原生粒间余孔为主,孔隙结构复杂。

(2) 由于煤系储层的酸性成岩环境,成岩早期缺乏大量胶结物的充填胶结,仅有少量的硅质和高岭石胶结物形成,因此,大部分储层在早成岩阶段就经受了强烈的压实压溶作用,储层物性普遍较差。这也是煤系储层普遍低孔低渗的主要原因。

(3) 在中成岩的早期,煤系烃源岩中形成大量有机酸性水,对其中长石和岩屑的强烈溶蚀,形成大量粒间溶蚀扩大孔和长石岩屑粒内孔,由于酸性水的溶蚀作用形成了煤系储层中普遍低孔低渗中的优质储层。

(4) 煤系储层中优质储层主要受岩石粒度、有利沉积相带、层序基准面和有机酸性水的溶蚀作用等因素的控制。一般来说,优质储层主要分布在中期基准面旋回的中下部、三角洲平原或前缘多期分流河道叠置的部位。它们在有机酸性水形成的时期保留了较多的原生孔隙,酸性水容易进入并溶解其中易溶的长石岩屑颗粒,产生大量次生溶蚀孔隙,从而形成相对优质的有效储集层。

参考文献

- 1 郑浚茂,应凤祥.煤系地层的砂岩储层特征及成岩模式.石油学报,1997,18(4):19-24 [Zheng Junmao Ying Fengxiang. Feature and diagenesis mode of sandstone reservoir in coal-bearing formation. Acta Petroleum Sinica 1997, 18(4): 19-24]
- 2 吴胜和,马晓芬.煤系地层低渗透岩屑砂岩储层成因机理与储层特征.低渗透油气田,1996,1(1):13-17 [Wu Shenghe Ma Xiaofen. Origin and feature of low-permeability litharenite reservoir in coal-bearing formation. Low-Permeability Oil/Gas Field 1996, 1(1): 13-17]
- 3 朱国华,章卫平.煤系地层砂岩成岩作用与孔隙演化研究.石油勘探与开发,1993,20(1):39-47 [Zhu Guohua Zhang Weiping. Diagenesis and porosity evolution of the sandstone in coal-bearing formation. Petroleum Exploration and Development 1993, 20(1): 39-47]
- 4 郑瑞林.陕甘宁盆地煤系地层中石英砂岩成岩作用及孔隙演化.石油勘探与开发,1989,6:31-40 [Zheng Reilin. Diagenesis and porosity evolution of the quartzarenite in coal-bearing formation. Petroleum Exploration and Development, 1989, 6: 31-40]
- 5 王多云,郑希民,李风杰,等.低孔渗油气富集区优质储层形成条件及相关问题.天然气地球科学,2003,14(2):87-91 [Wang Duoyun, Zhen Ximin, Li Fengjie, et al. Formation of favorable reservoir in low porosity and permeability reservoir of the area bearing oil/gas. Natural Gas Earth Science 2003, 14(2): 87-91]
- 6 杨晓萍,赵文智,邹才能,等.川中气田与苏里格气田“甜点”储层对比研究.天然气工业,2007,27(1):4-7 [Yang Xiaoping Zhao Wenzhi Zou Caineng et al. Comparable study of favorable reservoir between Shihezi reservoir of Sulige gas field and Xujiahe reservoir of central Sichuan basin. Natural Gas Industry, 2007, 27(1): 4-7]
- 7 Surdan R. The chemistry of secondary porosity. AAPG memoir 1984, 37: 127-149
- 8 Kevin Bohacs, John Suter. Sequence stratigraphic distribution of coal rocks: fundamental controls and examples. AAPG Bulletin, 1997, 81: 1612-1639

General Feature of Reservoir in Coal-bearing Formation and Distribution of the Favorable Reservoir

YANG Xiao-ping GU Jia-yu

(Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, Beijing 100083)

Abstract Though studying distribution of favorable reservoir in coal-bearing formation of upper Permian Shihezi formation in Ordos basin and upper Triassic Xujiahe formation in Central Sichuan basin, it is found that the favorable reservoir is controlled by sequence boundary, sedimentary facies and dissolution of organic acid water. Generally speaking, the favorable reservoir develops in the middle or lower parts of III level sequence, and stacking channels of delta plain or delta front. When organic acid water generates, these sandstones contain lots of primary porosity and organic acid water goes into these sandstones dissolving feldspar or lithic fragments to form lots of secondary porosity. And then it forms favorable reservoir. Therefore, the favorable reservoir in coal-bearing formation is controlled vertically by unconformable plain or sequence boundary and horizontally by favorable facies or fracture belts.

Key words favorable reservoir, coal-bearing formation, sedimentary facies, sequence stratigraphy, Ordos Basin, Sichuan Basin