

文章编号: 1009-3850(2006)02-0063-05

靖边气田相对富水层的识别、分布及成因研究

孙来喜<sup>1</sup>, 张烈辉<sup>1</sup>, 王彩丽<sup>2</sup>

(1. 西南石油学院 油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 四川 成都 610500; 2. 中国石化长庆油田分公司 勘探开发研究院, 陕西 西安 710021)

摘要: 靖边气田投产井产量低、递减快, 部分井有地层水产出, 不同区域的生产井产水量差异大。通过对气藏地层水特征、识别方法、地层水水源、地层水演化和影响气水分布地质因素的研究, 对地层水的形成机理、分布规律、分布模式等有了较深入的认识。研究表明, 气藏“相对富水区”主要分布在气田西部, 呈块状或透镜状形式分布, 多数以气水层共存为特点。地层水是在气排水阶段中保存在孔隙中的束缚水或因气体驱替能量有限而残存的部分可动水。在部分井区由于储层条件变化、局部致密带的形成而造成孔隙中水未受到天然气的大规模驱排而残留了大量的地层水, 形成“相对富水区”。尽管气井产水对气田的整体开发与正常生产影响不大, 但研究气藏的产水原因对今后生产管理和气藏的高效合理开发具有一定的现实意义。

关键词: 靖边气田; 奥陶系; 马五气藏; 地层水; 鄂尔多斯盆地  
中图分类号: TE122.2 文献标识码: A

靖边气田马五气藏位于鄂尔多斯盆地中部(图 1), 处于区域西隆东洼大格局控制下的东倾大单斜。储层为下古生界奥陶系马家沟组五段碳酸盐岩。燕山期, 由于山西地块的上升将东部掀起, 使盆地内原向东倾斜的地层全部西倾, 形成“东隆西洼”的格局; 现今构造奠基于侏罗纪末燕山中期构造运动, 发展和完善于喜马拉雅运动, 形成了东西分带的特点, 即中部为古隆起潮坪区, 东侧为浅拗陷盐洼带, 西部为深拗陷斜坡区。在西倾斜坡的区域构造背景上, 构成了西部沉降生烃、中部隆起运聚、东部上倾致密遮挡的完整区域成藏背景。气藏属古地貌-岩性复合圈闭的弹性气驱层状、低孔、低丰度、无边(底)水、深层大型定容气藏。马五储层矿化度为 111.87~189.96g/l, 地层水属中高浓度水, 地层水为 CaCl<sub>2</sub>型, 表现为深盆地滞留水特征, 显示弱酸性。

1 储层气水层判识标准

产水层测井曲线上具有明显的特征。

1. 出水层电阻率一般低于 100Ω·m

据气田范围内 32 个层段的深侧向电阻率与中子孔隙度关系图(图 2), 出水层的电阻率基本落在  $R_{LLD} < 100\Omega\cdot m$  区域, 占出水层总数的 87.5%。图中气层电阻率一般大于 100Ω·m, 主要分布在 130Ω·m 以上; 干层电阻率一般高于 400Ω·m, 而且中子孔隙度一般小于 6.5%, 明显区别于气层和出水层。

2. 出水层双侧向电阻率一般为零幅度差或负幅度差

由  $R_{LLD}/R_{LIS}$  与  $(\Phi_N/\Delta t) \times 100$  关系图(图 3)可以看出, 产气层一般都在  $R_{LLD}/R_{LIS} > 1.0$  以上区域, 即侧向测井呈正幅度差异常, 出水层一般都在  $R_{LLD}/R_{LIS} < 1.0$  以下区域; 干层双侧向电阻率比值一般为 1.0, 且  $(\Phi_N/\Delta t) \times 100$  值一般低于 4.0, 与气、水层有明显区别。

据此建立了靖边气田出水层测井响应判识标准

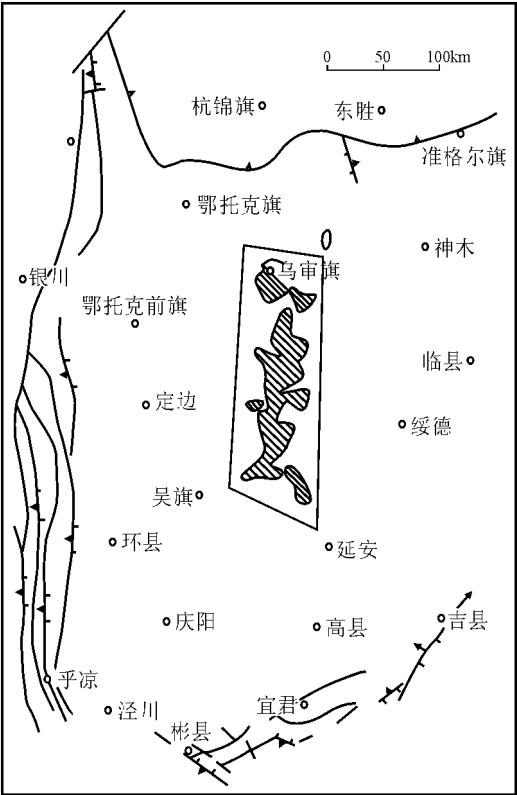


图 1 靖边气田地理位置图

Fig. 1 Location of the Jingbian Gas Field

(表 1)。显然, 按测井资料进行出水层段的识别存在交叉性, 其影响因素, 除储层类别及裂缝发育程度有明显影响以外, 主要受产层中含水程度大小的影响, 实际识别时结合试气资料以及投产并投产后的生产动态资料, 基本可以确定出水层位, 并进行出水层的识别。

表 1 靖边气田马五 1 气藏出水层段测井判识标准  
Table 1 The criteria for the recognition of well logging responses of the water-producing beds in the Maowu 1 gas pool of the Jingbian Gas Field

类别	$R_t(\Omega \cdot m)$	$R_{LLD}/R_{LLS}$	$\Phi N(\%)$	$(\Phi N/\Delta t) \times 100$	测试结果
气层	$> 100$	$> 1$	$> 5.5$	$5 \sim 8$	凝析水
出水层	$< 100$	$< 1$	变化大	变化大	产地层水
干层	$> 400$	$\approx 1$	$< 6.5$	$< 4$	无流体

2 马五气藏地层水水源分析

马五气藏地层水的形成, 经历了复杂而漫长的水文地质过程, 随着盆地的形成、发展和消亡, 沉积时的海水在孔隙演化阶段变为地表渗、潜水到地下水。由承压流动状态变为相对滞留承压状态, 伴随天然气生成、运移的气-水-岩互相作用的复杂而漫

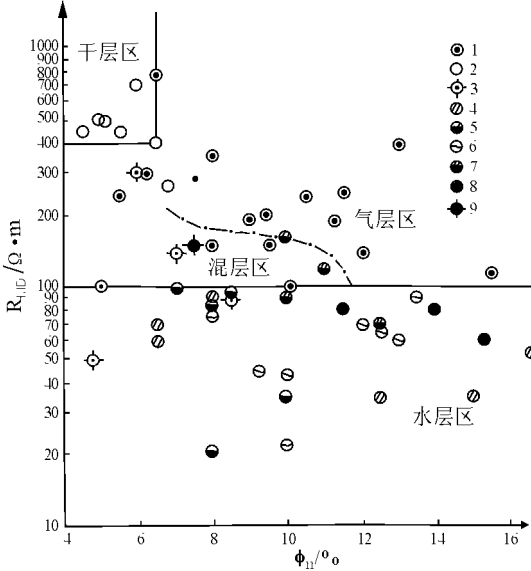


图 2 靖边气田各类产层电阻率与中子孔隙度关系图

1. 气层; 2. 干层; 3. 主要产气, 产少量水层; 4. 产工业气, 气水同层; 5. 非工业气, 气水同层; 6. 水层; 7. 新井, 产工业气, 气水同层; 8. 新井, 非工业气, 气水同层; 9. 新井主要产气, 产少量水层  
Fig. 2 Relationship between the electrical resistivity and neutron porosity index of the water-producing beds in the Jingbian Gas Field

- 1= gas bed; 2= dry bed; 3= gas- and water-producing bed; 4= industrial gas-producing bed and gas-water bed; 5= industrial gas-free bed and gas-water bed; 6= water bed; 7= new well; industrial gas-producing bed and gas-water bed; 8= new well, industrial gas-free bed and gas-water bed; 9= new well, gas- and water-producing bed

长的水文地质过程而逐渐形成。由于其深埋于地下, 长期发生水-岩作用, 与岩石之间元素交换, 使其组分和特征不断的发生着变化。具有同生期孔隙水、表生岩溶期孔隙水、浅埋藏压释水阶段孔隙水、深埋藏期有机水及泥岩结晶水析出混合的孔隙水等特征。

3 马五气藏地层水演化过程分析

根据水源分析并结合成烃史、成岩演化史、构造史的研究, 认为靖边气田马五气藏地层水演化过程可划分为 6 个阶段(图 4): 沉积、同生成岩阶段(A)、表生岩溶期岩溶水阶段(B)、开放体系中承压水流动阶段(C)、有机水-结晶水析出的承压水流动阶段(D)、构造反转期的气排水阶段(E)和地层褶皱期气-水局部调整阶段(F)。D 阶段时, 烃类随载体进入马五储层中, 产生烃排水作用, 按重力分异原理而逐渐向高部位运移, 即向构造上倾的西北方向运移

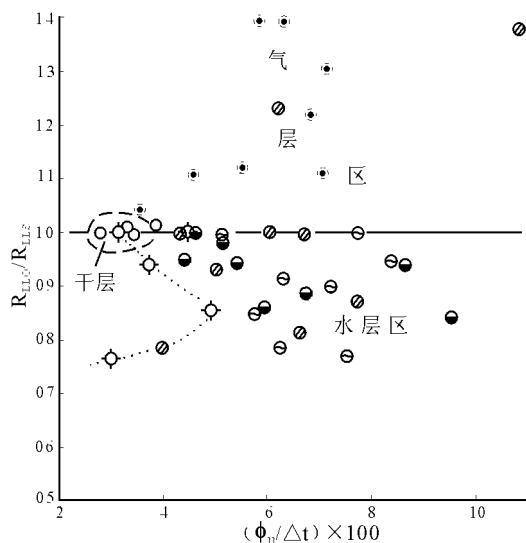


图3 靖边气田各类产层侧向电阻率与中子声波比值关系图(图例同图2)

Fig. 3 Relationship between the lateral electrical resistivity and neutron acoustic porosity of the water-producing beds in the Jingbian Gas Field. See Fig. 2 for the explanation of the symbols.

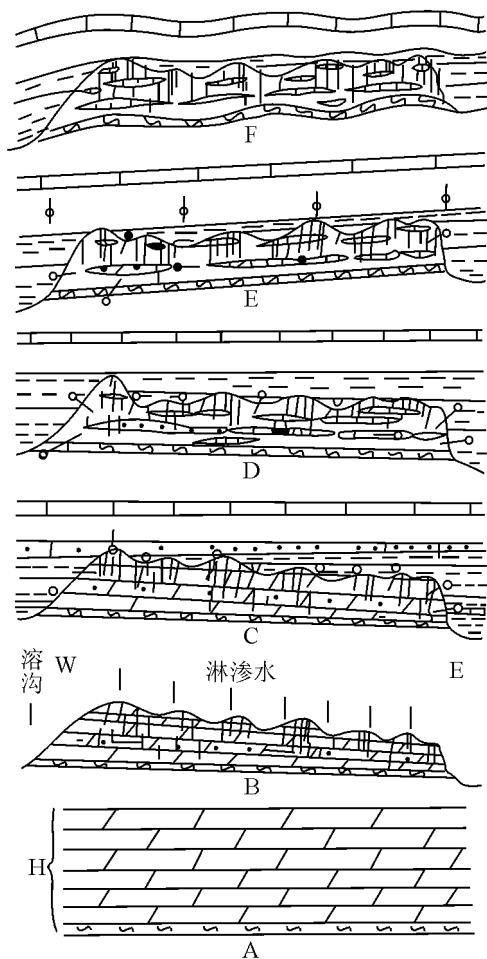


图4 靖边气田马五1气藏地层水演化阶段划分

A. 沉积、同生成岩水阶段, 孔隙中为湖坪相海水及因同生成岩作用而残余的水; B. 表生岩溶期岩溶水阶段, 大气淡水淋滤, 溶解地层岩石, 发生沉淀, 地层中石膏发生溶解, 为开放体系的渗水阶段; C. 开放体系中承压水流动阶段, 初期孔隙水被泥沼相咸水取代后被压释而排替, 是浅埋藏期, 一般埋深在 2000m 以下; D. 有机水-结晶水析出的承压水流动阶段, 埋深一般超过 2000m, 有机质成熟, 经热演化生成烃和有机水, 粘土矿物转化析出结晶水替换了储层中原始的孔隙水, 形成第二次承压水流动阶段, 也是油气运聚时期; E. 构造反转期的气-排水阶段, 燕山期构造运动使该区地层从原来的西高东低构造反转成为东北高、西南低的单斜构造, 使马五1储层中原来的气水分布发生改变, 浮力作用使气由西向东运移排水; F. 地层褶皱期气-水局部调整阶段, 喜马拉雅期构造运动使该区地层有弱的变形, 形成互相平行的十八排鼻隆

Fig. 4 Division of the evolutionary stages of the formation water from the Ma5-1 gas pool of the Jingbian Gas Field

Stage A. The stage of sedimentary and syndiagenetic water. The water in pore spaces includes the lake-flat sea water and syndiagenetic water. Stage B. The stage of epigenetic karst water. The leaching of meteoric water gave rise to the dissolution of gypsum in the rocks. Stage C. The flowing of the confined water in the open systems. The pre-existing pore-space water was replaced by slough saline water at a burial depth of less than 2000 m. Stage D. The flowing of the confined water separated from the organic water and crystalline water at a burial depth of more than 2000 m. This is the second stage of the flowing of the confined water, i. e. the stage of oil and gas migration. Stage E. The stage of gas-driven water in the structural inversion phases. The Yanshanian orogeny permitted the variations in the water and gas distribution in the inverted structures. The buoyancy caused the migration of gas and water-drainage from west to east. Stage F. The stage of the gas and water redistribution in folded strata caused by the Himalayan orogeny

聚集, 其遮挡体为西部沟槽中充填的石炭系泥岩, 排水方向为西南构造低部位; 到燕山期, 气田构造发生反转, 由原来的“西高东低”变为“东高西低”, 因此, 储存于马五储层中的天然气因构造反转而按重力-浮力原则重新分异<sup>[1]</sup>, 向东北高部位运移并排出孔隙水, 被排出的孔隙水又向西南构造低部位运移, 这一构造反转造成的气排水过程是决定目前马五1气藏中气排水分布的主要演化阶段。喜马拉雅期构造运动, 使马五地层发生弱变形, 形成若干排鼻隆构造, 气排水发生局部调整。据统计, 鼻隆幅度较小, 一般小于30m, 所以这种调整作用较弱, 对气-水分布影响减弱。

#### 4 影响气水分布的地质因素

研究认为, 马五1气藏出水层在纵向上主要分布在马五1<sup>3</sup>, 横向上主要分布在气田西部。靖边气田马五储层中地层水既非边水, 也非底水。区域“相

对富水区”的形成极为复杂,影响气水分布的主要地质因素。

区域构造特征是控制“相对富水区”分布的基本条件,储层的非均质性是决定“相对富水区”具体分布的主要因素。马五储层的非均质性在构造反转过程中可形成一系列“相对富水区”。计算天然气运移进入各类气层的临界气柱高度可知,在单一气水系统内,构造高部位Ⅰ、Ⅱ类储层仅需8m的气柱高度,天然气就可进入储层,而Ⅲ类储层则需近50m的气柱高度,所以东部局部气柱高度若达不到50m,则不可能排出孔隙中的地层水,进而形成“相对富水区”,在西部则相反;反转后,较好储层中排出的天然气向东移动,而东部地区孔隙中的地层水向西排,并占据西部较好的储层孔隙,这样就可“压制”低孔储层中的气排水,形成好孔隙段富水,而差层段含气的现象。

5 气水分布模式

根据上述分析,将马五1储层中地层水的分布归纳为以下模式。

1. 分布于孔隙中的束缚水或气排水残余残留水烃类成熟后沿消耗能量最小路径运移,进入储层孔隙中驱水而富集成藏。储层孔隙中未被排尽的水称为束缚水<sup>[2]</sup>。据测定,马五1储层中束缚水膜厚度约为0.031 $\mu$ m。通常情况下,地层中残余水饱

和度不完全等于束缚水饱和度,因为气体的排驱能量不可能完全排出孔隙中的全部可动水,残余饱和度的高低取决于储层本身的毛细管阻力和气体运移动力的相对大小<sup>[3]</sup>。残余水在马五1储层孔隙中广泛分布,尤其是储层相对致密时,细小孔喉中的富含水是呈这种形式分布的。

2. 岩性变化或储层变化形成的独立含水透镜体

由于岩性遮挡造成储层条件变化,形成四周封闭的局部含水透镜体,如陕103井马五1<sup>1</sup>和马五1<sup>2</sup>段处于一个剥蚀形成的封闭体内,气排水过程对其影响小,因而形成“透镜体”状含水层(图5)。

3. 构造下倾方向储层物性变化形成的“相对富水区”

由于构造高差小,气排水能量弱,在构造下倾方向如储层物性由好变差,则上倾方向好储层段中的残留水体被滞留在其中,形成相对富水区。如林3井马五1<sup>4</sup>段水区属于该类相对富水区(图5),马五1<sup>4</sup>段构造下倾方向储层由Ⅱ类相变为Ⅳ类。

6 结 论

(1)通过马五气藏地层水成因、演化及分布模式研究认为,马五1气藏无明显的气水边界既无边水,也非底水,也不同于缝洞系统中的气水分布特征。所谓地层产水,主要是受储层的非均质性和区域构造控制而形成的局部成藏滞留水。

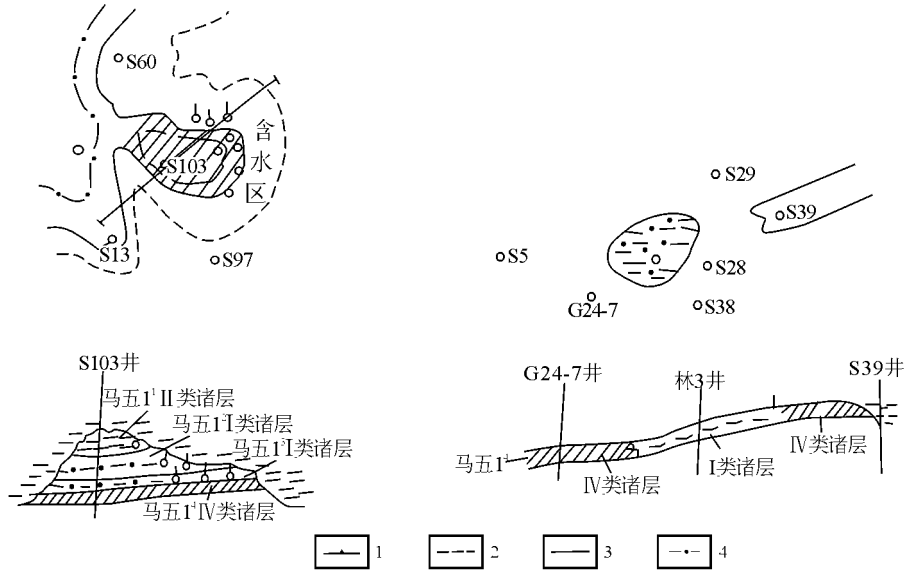


图5 岩性变化形成的马五1含水区示意图(平面+剖面)

1. 马五1<sup>4</sup>缺失线; 2. 马五1<sup>3</sup>缺失线; 3. 马五1<sup>2</sup>缺失线; 4. 马五1<sup>1</sup>缺失线

Fig. 5 Schematic plan and section of the water-bearing areas created by lithologic changes.

Hiatus lines: 1=Mawu-1<sup>4</sup>; 2=Mawu-1<sup>3</sup>; 3=Mawu-1<sup>2</sup>; 4=Mawu-1<sup>1</sup>

(2)马五气藏“相对富水区”主要分布在气田西部,呈块状或透镜状形式分布,并且多数以气水层共存为特点。

(3)马五1地层孔隙中现存的地层水是在天然气运移时的气排水阶段中保存在孔隙中的束缚水或因气体能量有限而残存的部分可动水。在部分地区或井区由于储层条件变化,局部致密带的形成而造成孔隙中水未受到天然气的大规模排驱而残留了大量的地层水,形成“相对富水区”。

(4)在气藏开发过程中,由于生产井的生产压差大于运移时气排水的驱动力,必然导致原储层中部分“束缚水”的运动,导致气井产水,产水量与“相对

富含水”区域分布有关,对部分井的生产产生影响,但对气藏的整体开发影响有限。

#### 参考文献:

- [1] 王志欣. 毛细管力是油(气)初次运移的动力吗? [J]. 石油实验地质, 2000, 22(3): 195—200.
- [2] 薛定来, 等. 多孔介质中的渗流物理[M]. 北京: 石油工业出版社, 1984.
- [3] 罗蛰潭, 王允诚. 油气储集层的孔隙结构[M]. 北京: 科学出版社, 1986.
- [4] 王彩丽, 等. 长庆气田马五1储层裂缝特征及控制因素探讨[J]. 沉积学报, 2001, 19(4): 536—540.

## Recognition, distribution and genesis of the water-rich strata in the Jingbian Gas Field

SUN Lai-xi<sup>1</sup>, ZHANG Lie-hui<sup>1</sup>, WANG Cai-li<sup>2</sup>

(1. Southwest China Institute of Petroleum, Chengdu 610500, Sichuan, China; 2. Changqing Oil Field Branch, SINOPEC, Xi'an 710021, Shaanxi, China)

**Abstract:** The Mawu gas pool within the Jingbian Gas Field lies in the central part of the Ordos Basin. The integration of genesis, evolution and distribution shows that no well-defined gas-water interface has been observed in the Mawu gas pool. The “relative water-rich areas” appear as masses or lenses chiefly in the western part of the gas field, characteristic of the co-existence of gas beds and water beds. The existing formation water in the Mawu-1 stratal pores is believed to be the bound water preserved in the pores during the migration of natural gas, or the relict flowing water due to the deficiency of gas energy. Reservoir variations and the formation of local dense zones in some parts or well areas permit the preservation of abundant formation water and thus the formation of the “relative water-rich areas”. Although the water production in the course of gas pool exploitation tends to be related to the regional distribution of the “relative water-rich areas”, it only has limited effects on the overall development of the gas pool in the study area.

**Key words:** Jingbian Gas Field; Ordovician strata; Mawu gas pool; formation water; Ordos Basin