

鄂尔多斯盆地靖边气田区中奥陶统马家沟组 五₁—五₄亚段古岩溶型储层分布特征及综合评价

侯方浩^{1,2}, 方少仙^{1,2,3}, 何江¹, 杨西燕¹, 傅锁堂⁴, 吴正⁴, 姚泾利⁴, 阎荣辉⁴

(1 西南石油大学油气藏地质与开发工程国家重点实验室; 2 中国石油勘探开发研究院)

(3 重庆科技学院; 4 中国石油长庆油田分公司)

摘要 鄂尔多斯盆地中部中奥陶统马家沟组最上部的马五₁—马五₄亚段是靖边气田区主要的产气层之一。按岩性及天然气勘探潜力每个亚段又可划分出2~4个小层,共12个小层。其中最佳产层为马五₂和马五₃层,其次有马五₁、马五₄、马五₂和马五₄层。储层最主要的岩石类型是含硬石膏结核或含硬石膏柱状晶和结核的粉晶白云岩,其次为含原生晶间孔隙的粗粉晶白云岩。中奥陶统至中石炭统经历了140Ma以上的沉积间断,马五₁—马五₄地层遭受强烈的表生裸露期古岩溶作用,形成了大量的溶蚀孔、缝、洞。埋藏成岩期的次生溶解孔隙,主要叠加在古岩溶作用形成的孔隙和含孔隙的填隙物,以及含原生晶间孔隙的粗粉晶白云岩上,由此发育成三者叠合的孔隙系统。印支运动和燕山运动形成的良好孔隙网络成为以表生成岩裸露期古岩溶孔隙为主的天然气储渗体。综合399口井各小层孔隙度、渗透率、地层厚度、测井有效厚度、含气饱和度及已有井的无阻流量等,制定储层评价标准,然后对各小层进行了详细的储层评价,在平面上圈出了不同储层级别的区块。

关键词 鄂尔多斯盆地; 靖边气田; 马家沟组; 储集层特征; 储集层评价

中图分类号: TE112.23 **文献标识码**: A

1 概述

靖边气田区位于鄂尔多斯盆地中部伊陕斜坡的主体部位,北起乌审旗,南止永宁,东起子洲,西抵安边,面积约4.8×10⁴ km²(图1)。

中奥陶世,鄂尔多斯盆地中部和东部沉积了一套海相碳酸盐岩为主夹蒸发岩的地层,即马家沟组。该组沉积过程经历了三次海侵和海退旋回,在纵向上构成了六个岩性段沉积,即马家沟组一至六段(以下简称马一段、马二段……马六段)。其中,马一、马三、马五段沉积时处于高位体系域,形成白云岩、硬石膏岩为主夹石盐岩(榆林—安塞以东)及一些过渡岩类的沉积组合,在靖边气田区东部的内陆棚盆地(即图1中的陕北坳陷)内主要形成硬石膏岩、石盐岩、白云岩为主,夹过渡岩类的沉积组合。马二、马四、马六段沉积时处于海侵体系域,主要形成白云岩、石灰岩沉积组合,有些时期沉积环境较局限,在

研究区中东部有硬石膏岩夹层形成^[1-6]。

马家沟组沉积后发生了晚加里东运动,使华北地块整体抬升为陆,经历了140余百万年的沉积间断,缺失上奥陶世至中石炭世的沉积,到晚石炭世方又接受沉积。鄂尔多斯盆地马家沟组顶部地层遭受了长期剧烈的风化剥蚀,其剥蚀程度各地不等,致使风化壳呈现出凹凸不平的古地貌特征,其中马六段在盆地东部和东南部残存范围较大,局部厚度亦相对较大,而在中部靖边气田区仅在少数井中零星见及。

马五段由上向下划分为10个亚段(即马五₁亚段、马五₂亚段……马五₁₀亚段)。上部成为最主要储层的马五₁—马五₄亚段又根据其岩性及储层性质优劣,可再细分为2~4个小层不等,共12个“层”(表1)。位居马五段最顶部的马五₁层遭到的剥蚀最强,残留地层沿靖边气田区中部由北向南呈断续带状分布,向下部各小层的保存逐渐变好,分布面积逐渐增大。

收稿日期: 2010-02-02; 改回日期: 2010-05-19

本文受四川省矿产普查与勘探重点学科建设项目(编号SZD0414)资助

侯方浩: 1930年生,教授,博士生导师,中国石油杭州地质研究院顾问。从事沉积岩石学和储层地质学教学与研究。通讯地址: 610500 成都市新都区西南石油大学

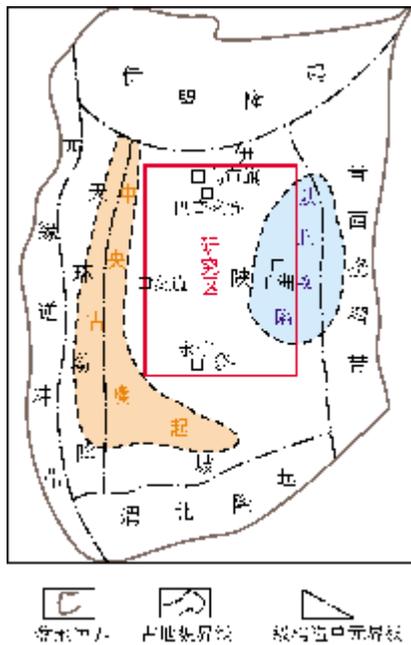


图1 鄂尔多斯盆地中部研究区位置图

至马五₃¹层,仅靖边气田西缘个别井被剥蚀外,区内地层已保存完整(图2)。

在马五₁—马五₄亚段中,储层主要岩石类型为基岩中或多或少含晶间孔的含硬石膏结核和/或含硬石膏柱状晶和结核的粉晶白云岩,其次为含原生晶间孔的粗粒晶白云岩。由于遭受到长期的表生淋溶作用,各种岩溶孔、洞及缝十分发育,以后又有埋藏溶解的次生溶孔和构造裂隙叠加其上,从而形成了良好的以风化壳为主的孔隙网络系统^[7-10],成为现今的大气田储集体。具体产层依次有马五₁¹、马五₁²、马五₁³、马五₁⁴、马五₂²和马五₄¹层等。

根据地层的保存与否,有利和不利储层岩石类型纵向分布和平面沉积微相的展布规律、建设性和破坏性古岩溶的发育等特征,综合各小层的孔隙度、渗透率、地层厚度、测井有效厚度、含气饱和度及已有井的无阻流量等,并结合目前勘探和生产成果,对

表1 鄂尔多斯盆地中部气田区中奥陶统马家沟组五₁—五₄亚段岩性及储集性(据文献①修改补充)

组	段	亚段	层	现存一般厚度*(m)	岩性	储集性
马家沟组	五段	六段		0~17	微晶石灰岩,生物碎屑微晶石灰岩,夹微晶生物碎屑石灰岩、亮晶生物碎屑石灰岩	差
		五 ₁ 亚段	马五 ₁ ¹	0~8	微—细粉晶白云岩,夹含硬石膏结核粉晶白云岩,局部夹白云质石灰岩、鲕粒白云岩、岩溶建造岩,部分井顶部有风化壳残积岩	较好
			马五 ₁ ²	0~9	含硬石膏结核和/或含柱状晶与结核的粉晶白云岩、粗粉晶白云岩为主,或两者不等厚薄互层,下部夹泥质白云岩,局部夹竹叶状白云岩和纵向小型岩溶沟、岩溶管建造岩	好
			马五 ₁ ³	0~4	含硬石膏结核和/或含硬石膏柱状晶与结核粉晶白云岩为主,夹中、薄层粗粉晶白云岩,或两者不等厚薄互层,局部夹竹叶状白云岩和纵向小型岩溶沟、岩溶管建造岩	好
			马五 ₁ ⁴	0~6	粉晶白云岩与微晶白云岩为主,夹含硬石膏结核和/或含柱状晶与结核的粉晶白云岩,局部夹白云质石灰岩,顶部有1.5m左右岩溶建造岩,底有1m左右凝灰岩	较好
		五 ₂ 亚段	马五 ₂ ¹	0~4	微—粉晶白云岩为主,中、上部夹含硬石膏结核粉晶白云岩。中部夹1~2层中层状岩溶建造岩,下部发育成1.5m左右的岩溶建造岩	较差
			马五 ₂ ²	0~4.5	粉晶白云岩,中、上部夹含硬石膏结核和/或含柱状晶与结核的粉晶白云岩。有的井中底部见中层状凝灰岩	较好
		五 ₃ 亚段	马五 ₃ ¹	5~6	上部为微—粉晶白云岩,但大多数井中都夹有1~3层、总厚1~1.5m左右的岩溶建造岩,下部为微—粉晶白云岩夹含硬石膏柱状晶和/或含柱状晶与结核的粉晶白云岩	较差
			马五 ₃ ²	10~12	微晶白云岩,局部为细粉晶白云岩,中部可夹少量鸡雏状的白云质硬石膏岩,1/2以上地层已发育成岩溶建造岩,有的井中多达5~6层	差
			马五 ₃ ³	9~10	微晶,细粉晶白云岩为主,偶夹含硬石膏结核粉晶白云岩,局部有中、厚层状鸡雏状硬石膏岩,中部大部分已发育成岩溶建造岩,中东部个别井厚达7m多	差
		五 ₄ 亚段	马五 ₄ ¹	10~14	上部为含硬石膏结核粉晶白云岩,夹粗粉晶白云岩和微晶白云岩,下部细粉晶白云岩夹硬石膏岩、竹叶状白云岩,中部发育1~1.5m岩溶建造岩,底有1m左右凝灰岩	较好
			马五 ₄ ²	13~15	微晶,细粉晶白云岩为主,中下部夹含硬石膏结核的粉晶白云岩,上部夹竹叶状白云岩,发育数层厚0.3~1m的岩溶建造岩	较差
			马五 ₄ ³	8~14	微晶白云岩夹细粉晶白云岩为主,中上部夹硬石膏岩,有的井上部见竹叶状白云岩,局部夹岩溶建造岩	差

* 现存一般厚度中的“0”系指少部分井该小层已遭剥蚀。

① 马振芳,周树勋,等. 鄂尔多斯盆地中部气田区马家沟组地层划分及风化壳小层对比[R]. 中国石油长庆油田分公司研究院,1993.

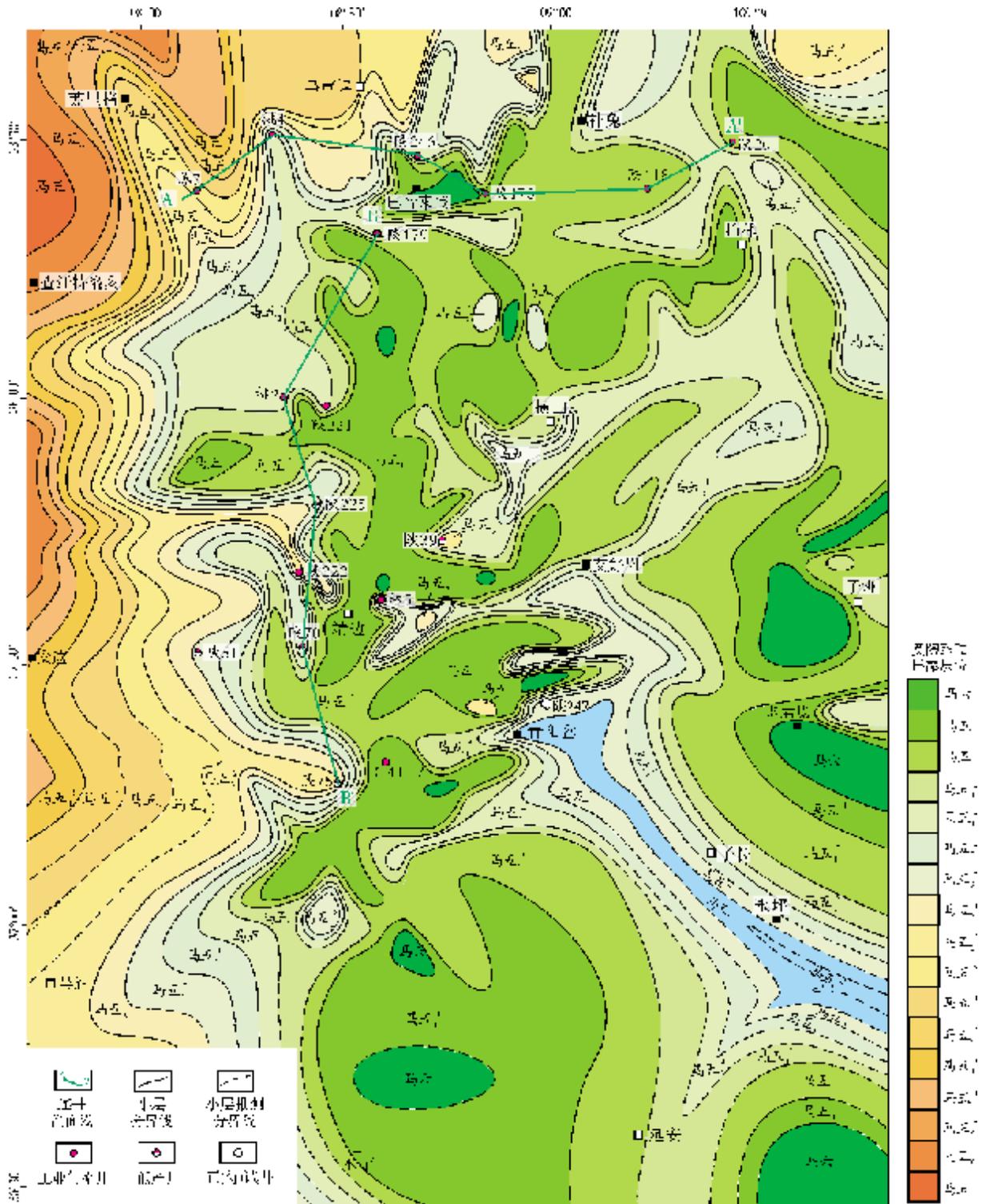


图2 鄂尔多斯盆地靖边气田区前石炭纪地质图

A—A'和B—B'剖面见图3

靖边气田区各小层分别进行了储层评价,平面上圈出I、II、III类储层分布区块。在此基础上对12个小层进行综合储层评价,最好的储集层有马五₁²和

马五₃³层,其次为马五₁¹、马五₄⁴、马五₂²和马五₄⁴层,较差的有马五₂¹和马五₃³层。此外,可能局部地区发育储集层的有马五₂²和马五₄⁴层。

限于篇幅,本文仅提供马五₃层和马五₄层两幅储层综合评价图。

2 储层主要岩石类型及沉积环境

马五₁—马五₄亚段位于马家沟组最上部,除少数井区上覆有马六段外,它们经风化剥蚀后的残剩厚度为70~80m左右。表1中列出了马五₁—马五₄亚段各小层的原始岩性组合,也列出了岩溶建造岩的发育程度,后者极大地影响到储层的保存程度。同时也标明了各小层储层的优劣性。

从表1中看出,储层岩石类型最主要的为含硬石膏结核和/或含硬石膏柱状晶和结核的粉晶白云岩,其次为含晶间孔的粗粉晶白云岩。由于经历了140Ma以上的表生成岩期古岩溶作用,这些白云岩,特别是前者,伴随硬石膏结核的溶解,产生网状裂隙碎缝,使其局部破裂并受后来溶蚀改造,甚至形成并未发生位移的细角砾状白云岩。埋藏成岩期的次生溶解作用主要叠加在表生成岩期古岩溶形成的具有孔隙的地层上。储层发育的沉积环境是内陆棚盆地盆缘坪亚环境,是干燥气候条件下盆缘坪演化为含硬石膏质白云岩坪及白云岩坪微环境时的沉积体^[11-16]。

3 储层评价中需考虑的地质因素

据表1和图2,制约储层分布和发育的地质因素^[17-20]可归纳如下。

3.1 平面上沉积微相的相变及对储层发育的制约

据图1,马家沟组沉积期,靖边气田区处于一个特殊的古地理环境,在西面贺兰裂谷拉张作用下,鄂尔多斯盆地西缘和西南缘引起裂谷肩翘升,呈“L”型隆升脊。在地壳均衡补偿作用下,其东面为因裂谷肩翘升而引发的补偿坳陷盆地,北面为伊盟隆起(古陆),南面为“L”型裂谷隆升脊的向东延伸段。研究区位于北、西、南三面均向东面补偿坳陷盆地缓倾斜的(内)陆棚盆地中的盆缘坪环境。由于鄂尔多斯盆地为一南北向的矩形盆地,因之,由西向东,即由西部裂谷隆升脊经研究区直至补偿坳陷盆地的洋底向东缓倾斜的坡度应较南北向稍大些。马五₁—马五₄亚段沉积期为干旱炎热气候条件,在这样一个古地理环境中,洋域中含盐度高、比重大的重卤水必然向研究区东面坳陷盆地汇聚,甚至发育成膏盐盆地。因

之,在同一沉积时间段内,即使是研究区东西方向各点上,或南北方向各点上的海水含盐度也都是不一样的,表现在同一小层的沉积微相是不一样的,平面上产生微相的逐渐过渡。

图3a为东西向穿越靖边气田区中部由苏7井向东至陕201井的马五₄岩性横向对比图。图中西部各井剖面上部主要为含硬石膏结核粉晶白云岩及粗粉晶白云岩,向东逐渐过渡为以微粉晶白云岩为主,夹含硬石膏结核粉晶白云岩的地层;剖面中下部由含硬石膏结核粉晶白云岩、微粉晶白云岩向东逐渐过渡为鸡雏状白云质硬石膏岩夹微粉晶白云岩和层状硬石膏岩的地层。前面已讨论到,有利储层发育的岩性主要为含硬石膏结核和/或含柱状晶和结核粉晶白云岩,其次为粗粉晶白云岩,那么,对马五₄层来讲,靖边潜台中西部储集空间的发育程度应较东部为优。图3b为位于靖边气田区靠西北部的陕179井向南到中部偏西的陕75井的马五₄岩性横向对比图。由图看出,位于北面的陕179井中,因接近盆缘,马五₄层中作为最有利储层的含硬石膏结核粉晶白云岩的厚度较小,结核的数量较少,核径较小,向南结核层的厚度增加,结核的数量增多,核径亦增大,储集性能变好。

根据图3中马五₄层东西向和南北向的剖面岩性对比图可以明显地看出一个事实,在图3b中不存在鸡雏状白云质硬石膏岩和层状硬石膏岩,其原因上面已谈到,当时盆地底部的古地形是北、西、南三面向东面膏盐坳陷盆地倾斜的,含盐度高的重卤水向东汇聚。因之,图3a中由西向东的剖面中硬石膏岩不断增多。相反,图3b位居靖边气田区的靠西部,整体上海水含盐度较小,因之,由北向南虽然海水含盐度有所增大,亦不能沉积出硬石膏岩来。由上昭示,马五₄层在研究区具有明显的微相相变规律。其他各小层具有类同的微相相变规律,不再重复。

3.2 有利储集岩的发育程度

最优质的储集岩为含硬石膏结核或含硬石膏柱状晶和结核的粉晶白云岩,其次为含晶间孔隙的粗粉晶白云岩,马五₃层是气田区最好的储集层,厚4m左右,岩性以前者为主,后者成前者的夹层或两者的逐渐过渡层状产出,共同组成2~3m或更厚的储层段。马五₂层厚7m左右,其中仅3m左右层段为含硬石膏结核粉晶白云岩和粗粉晶白云岩,以前

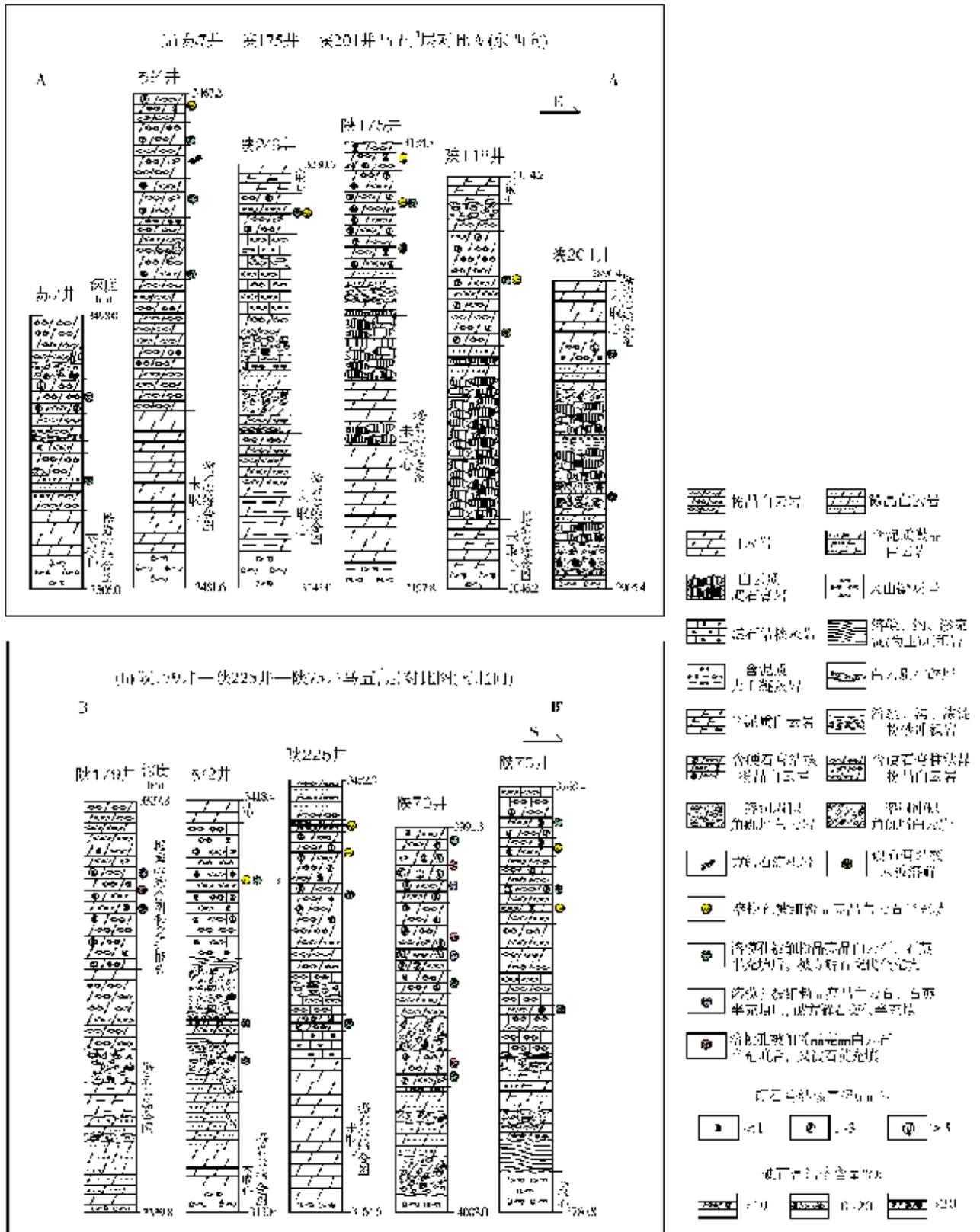


图3 鄂尔多斯盆地中部马五₄储层分布及横向对比图

A—A'和B—B'剖面位置见图2

者为主,一部分储层段为由两者组成中、薄层的互层状或过渡层状产出,因之亦成为最好的储集层。而储层发育相对差些的小层马五₁¹、马五₂²和马五₄¹层,上述两种岩性发育较差,在该小层中所占地层厚度比相对较小,储层发育较差的小层如马五₂¹、马五₃¹和马五₄²层,仅偶夹这两种岩性,而不含这种岩性的小层,一般为非储集层。

3.3 不利储集岩的发育程度

晶径小于0.031 26 mm的细粉晶白云岩,一般已无储集性能,而微(泥)晶白云岩、泥质微晶白云岩、鸡雏状白云质硬石膏岩、层状硬石膏岩,以及如在马五₁¹层中所夹的石灰岩和底部的凝灰岩等均无储集性。因之,这些岩性在该小层中存在与否及所占的厚度比从另一个侧面决定了该小层的储集性。如马五₃³层,上、下部主要为微晶和细粉晶白云岩,中部为厚度不等的鸡雏状白云质硬石膏岩和层状硬石膏岩,因之为非储层,类似的情况有马五₄³层。

3.4 有利储层发育地层的保存与否

中奥陶统马家沟组沉积后,直至晚石炭世本溪期再度接受沉积,此间经历了140 Ma的沉积间断,位于马家沟组顶部的马六段地层仅在少数井中有残存。马五₁¹—马五₄¹亚段上部地层也必将遭受强烈的风化、剥蚀和淋溶作用。从图2看出,位于最上部的马五₁¹层遭到的剥蚀也最强,地层仅沿靖边气田区中部呈南北向断续残存,向下部各小层的保存程度逐渐变好,分布面积逐渐增大,至马五₃¹层,靖边气田区除个别井(如陕39井)遭剥蚀外,已整体上保存完整。

在晚奥陶世至中石炭世期间,由于鄂尔多斯盆地西面的贺兰裂谷在古特提斯板块的向北东推挤作用下,沿早期形成的断裂又重新拉张形成碰撞谷,导致盆地西缘在马家沟期已发育的裂谷肩又有翘升。在其影响下,靖边气田区向西侧受剥蚀出露的地层越来越老。而研究区东部的榆林—安塞地区,伴随西部裂谷肩再度隆升的同时,在地壳均衡补偿作用下,也再次发育了南北向的补偿拗陷槽,成为地表径流汇水区,形成岩溶大沟槽,因之,也被剥蚀至马五₂²亚段或更老的地层。靖边气田区位于西部隆起脊和东部补偿拗陷槽之间,地层基本上处于水平状态(东西向60~80 km间同层位地层埋深差小于10 m)。正因为此,马五₄¹亚段以上有利储层,特别是马五₃³、马五₂²等

优质储层段在气田区得以相对较多的保存。在研究区东部,即岩溶大沟槽以东的子洲地区,地层倾角亦趋于平稳,马五₁¹亚段以上地层被剥蚀成大小不等的岩溶残丘,马五₂²亚段以下地层亦保存完整。

3.5 古岩溶作用及发育程度

马家沟组马五₁¹—马五₄¹亚段经历了两期岩溶作用,主要的一期是马家沟组沉积后至上石炭统本溪组沉积前,140余百万年的表生成岩裸露期古岩溶作用,控制了储集空间的形成、发展和展布,二期为埋藏成岩期岩溶作用,规模较小,主要叠加于前一期古岩溶已形成孔隙空间的沉积物上,因之,将马家沟组马五₁¹—马五₄¹亚段称之为“古岩溶型储层”。表生成岩裸露期古岩溶作用,对储层的发育既有建设性的一面,也有破坏性的一面。

3.5.1 表生成岩裸露期和埋藏成岩期岩溶对储层发育的建设性作用

建设性古岩溶作用使岩层成为良好储层常具备两方面的条件:一是该层段具有发育成古岩溶储层的岩性,特别是需发育有含硬石膏结核的粉晶白云岩。二是在马家沟组沉积后的构造抬升期,该层段没有遭受较长时间大气淡水活动潜流带的溶解并形成规模较大的岩溶建造岩。或者说,该层段在抬升过程中,仅处于渗流带位置,仅有因越流下渗的大气淡水形成的纵向管、缝所构成的岩溶建造岩,规模较小,发育成好储层的岩性未遭破坏。

表1中储集性能最好的马五₃³层即具备上述两个条件,并成为最佳储层段。马五₃³层厚度仅4 m左右,以含硬石膏结核或含柱状晶和结核的粉晶白云岩为主,结核含量可高达20%~30%,核径较大,可达2~3 mm或更大,夹含原生晶间孔的粗粉晶白云岩,其内仅能见到小型纵向的岩溶渗流管道,向下常分岔成若干更细的渗流管道继续延伸,其内被含粒间孔隙的渗流粉砂半充填,或被白云岩细角砾和渗流粉砂半充填。这表明马五₃³在抬升过程中仅处于渗流带位置。

沿纵向越流下渗的大气淡水首先要对较白云岩更易溶解的硬石膏发生溶解作用,在溶解过程中硬石膏首先要转化为(软)石膏,体积增大30%,对基岩粉晶白云岩施压,而(软)石膏溶解,形成溶模孔隙,又对基岩释压,因之,在溶模孔间产生大量的裂碎缝,大部分裂碎缝又可经大气淡水扩溶。硬石膏柱状晶和结核

的溶模孔、裂碎缝及扩溶裂碎缝内首先被淡水成因的细粉晶亮晶白云石及少量自生石英等半充填,形成假示底构造。由于硬石膏柱状晶和结核溶模孔及大量裂碎缝的存在,为越流下渗的大气淡水顺层理方向的溶解作用创造了有利的途径,因之在该层段中可以见到各种顺层方向的岩溶缝、沟及小溶洞,并常与纵向渗流管道相衔接,其内有的存在被溶后的粉晶白云岩或含硬石膏结核粉晶白云岩残余小“角砾”,但仔细观察,半充填硬石膏结核溶模孔形成的假示底构造并未变位,表明为原地溶解残余的“角砾”。溶蚀空洞几乎毫无例外地与渗流管道一并被含粒间孔隙(5%~10%左右或更多)的渗流粉砂半充填(此处半充填是指孔隙和裂隙中仅被后来的淀积物或填积物或多或少地部分充填,仍保存有一定量的残余孔隙)。这些现象在纵向的被渗流粉砂半充填的岩溶管道两侧更为明显。以上这些含残余孔隙的岩溶组构,结合粗粉晶白云岩中的原生晶间孔隙,组成了风化壳储层的孔隙体系。

马五₂层也是区内的好储集层,但比马五₃层要差一些。马五₂层厚7m左右,仅上部以含硬石膏结核或含柱状晶和结核的粉晶白云岩为主,或由两者组成中、薄层的不等厚互层。总体上讲,作为最佳储层岩性的含硬石膏结核粉晶白云岩中结核的含量、核径以及在马五₂层中所占厚度比例均较马五₃层略为逊色,因之,硬石膏溶模孔和裂缝的发育程度亦稍逊于马五₃层。此外,马五₂层的下部以细粉晶白云岩为主,夹两层含泥质微晶白云岩,除能见到纵向上小型的被渗流粉砂半充填的岩溶管道外,有的井中还见到岩溶角砾岩,这可能与某些井或井区马五₂层距风化剥蚀面较近有关。

埋藏成岩期发生了中等强度的次生溶解作用。大量的岩心和铸体薄片观察表明,埋藏成岩期的次生溶解作用主要发生在表生成岩裸露期古岩溶形成的具有残余孔隙的填隙物中,主要是对表生期填隙在各种孔缝中的含粒间孔的渗流粉砂再溶解或局部再溶解,特别是对裂碎缝和扩溶裂碎缝中充填的渗流粉砂的局部再溶解。这表明含粒间孔隙的渗流粉砂有利于埋藏成岩期产生的含CO₂和有机酸流体的流动。与之同时,次生溶解作用也对半充填硬石膏结核溶模孔边缘扩溶,亦见对渗流粉砂充填物两侧的基岩和被渗流粉砂包围的角砾边缘发生较弱的次生溶解。从上看出,埋藏成岩期次生溶解作用主要叠加在表生裸露期古岩溶发育的部(层)位上(可增加1%

~3%或更多的孔隙量),由此,形成了粗粉晶白云岩原生晶间孔隙、表生岩溶期溶蚀孔隙和埋藏成岩期次生溶解孔隙三者叠合的孔隙。

3.5.2 表生成岩裸露期古岩溶对储层发育的破坏性作用

由于靖边气田区的地层倾角小于1°(目前仍在0.5°左右),几乎是水平的,晚加里东运动的抬升是脉动式地进行的,因之当某一层段抬升并停滞在活动潜流溶解带的情况下,即可产生大面积、同层位的岩溶并形成岩溶建造岩,主要为岩溶塌积岩和冲积岩。这类岩溶建造岩一般无储集性能,并对储层起极大的破坏作用,如马五₄层,上部4~5m地层原来以含硬石膏结核粉晶白云岩为主,但除顶部保存较好外,中、下部已成1.5~2m的岩溶建造岩,其中常见含硬石膏溶模孔粉晶白云岩的角砾,表明有利储层的岩性已遭破坏。马五₂层厚10m左右,除顶部微晶白云岩保存外,大部分地层均已成岩溶建造岩,如陕222井,马五₃层中岩溶建造岩厚达9.5m,由多期的岩溶塌积岩和冲积岩叠置而成,表明活动潜流溶解带曾在该段地层埋深处多期上下摆动。

岩心和铸体薄片观察表明,在破坏性岩溶形成的塌积岩和冲积岩中,特别是后者,角砾间由不溶残余泥填隙,不存在孔隙,因之,埋藏成岩期次生溶解孔隙亦不发育。

3.5.3 构造裂隙和断层

研究区岩层中发育三组裂隙,最主要的为30°和60°的共轭裂隙,以30°方向一组发育较好,60°方向一组较差。其次为80°近于垂直方向的裂隙。局部能见到顺层理方向的裂隙。在所有岩性中都能见到裂隙,包括岩溶建造岩中,但以含硬石膏结核粉晶白云岩和粗粉晶白云岩中发育较好。明显地,早期存在孔隙的地层有利于后期裂隙的发育,从而形成孔、缝、裂隙共同组成的良好的孔隙网络,成为以表生成岩裸露期古岩溶孔隙为主的天然气储渗体。

在若干口井的岩心中见到断层(带),如G41-7井、陕51井、陕221井、陕247井及林5井等,其他的小错断常见,这些井大多无气或无工业气流,而与之相邻的井则可以获得高产气流。断层错开面和断层角砾间都被来自石炭系的炭质泥岩充填,说明断层对气储起着破坏作用。

3.5.4 前石炭纪岩溶古地貌对储层发育的制约

勘探实践表明,在紧贴岩溶沟槽边缘往往为低产和无工业气流的井,而距沟槽一定距离的范围内将获得高产井。这一现象,中国地质科学院岩溶地质研究所作了合理的解释^②。其认识大致如下:在马家沟组古岩溶斜坡区,上覆砂、泥岩可与不同岩性的若干小层的地层相接触。上覆砂、泥岩中的压释水有下渗进入岩溶含水层的水动力势,但因沉积较松散,压释水中悬浮泥含量较高,在下渗过程中对岩溶斜坡边缘马家沟组地层的岩溶介质孔隙造成普遍的充填,形成较致密的外衬边带。当埋深增大和埋藏成岩作用的继续,上覆砂、泥岩中有机质裂解过程中分解出的有机酸和CO₂不断增加,同时砂、泥岩压释水的水头势亦不断增大,这时压释水可渗透入距岩溶斜坡一定距离的范围,一方面改善已有的孔隙,同时形成新的次生孔隙,在岩溶斜坡带形成良好储渗体的内衬边带。

较大的岩溶洼地、岩溶天坑周缘也应该形成溶孔发育的内衬边带。但这也存在不利的一面,因这里常是地表径流和部分地下径流的汇聚中心,马家沟组表生成岩期的地表不溶残余物质(以泥质为主)中的一部分被地表径流携带并沉积于此。在石炭纪再度海侵时,入侵的海水将会以“扫地”的形式,在较短的时间里将更多的地表残余不溶物质扫入岩溶洼地和天坑内。由于不溶残余物质以泥质、铝土质为主,且很少含有机质,这对岩溶洼地和天坑处储集空间的发育将起不利的影

此外,岩溶微地貌也应对局部储层的非均质性起一定的作用。在岩心中常见纵向岩溶溶管,有的井纵向岩溶溶管主要被渗流水带入的含粒间孔隙的渗流粉砂充填,并可贯穿若干具有孔隙的含硬石膏结核粉晶白云岩或粗粉晶白云岩层,沿较大溶管两侧还可发育顺层方向的溶缝和溶洞,也同时被含粒间孔的渗流粉砂充填,这样的溶管成为储层孔隙网络中的重要成员之一。但也有的井纵向溶管中相当部分被灰色含细碎屑的泥质(即不溶残余物质)或炭质泥岩充填,对储层起破坏作用。可能前者位于岩溶微地貌高处,地表只有未风化溶蚀完的白云质细碎屑,以渗流粉砂形式被渗流水带入岩溶溶管内沉积;后者位于微地貌相对

低洼处,风化壳中的不溶残余泥和铝土质,以及石炭系最早期形成的炭质泥岩均积存于此,首先被渗流水带入岩溶溶管中沉积。

4 储层分类综合评价的标准和方法

4.1 储层综合评价标准的确立

在充分考虑上面讨论的影响储层发育与分布的地质因素基础上,总结有关研究成果及技术方法,以孔隙结构资料为主,结合综合测井解释及试气等资料,建立储层综合评价标准。所引用的主要参数有孔隙度、渗透率、有效厚度、压汞曲线类型及储层孔隙结构类型、测井解释的含气饱和度,在可能的情况下参照无阻流量等有关资料。具体评价标准见表2。综合评价时将储层划分为三类及其过渡类型。

表2 鄂尔多斯盆地马家沟组马五₁—马五₄亚段储层分类综合评价标准

评价标准	储层分类			
	I类	II类	III类	III*类
孔隙度(%)	5~15	3~9	2~5	
渗透率($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	0.2~19	0.04~15	0.02~1.22	
测井含气饱和度(%)	75~90	70~80	60~75	
压汞曲线类型	I	II	III	
有效厚度(m)	>1.6~>3	1.5~2.5	1~2	
(马五 ₁ —马五 ₄ 亚段) 无阻流量($\times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$)	>20	5~20	<5	<0.8

III*类储层: 指有希望地区。

在具体的评价过程中,有些评价井的评价参数趋向于I类和II类标准之间或II类和III类标准之间,为此,在储层分区评价时又加入I—II类和II—III类两个过渡类型。对于有些井区,单井无阻流量小于8000m³/d或仅为气显示,其它评价标准又较好时,则将其列为有希望区,仍将它归为III类储层,为了区别起见,将这种类型暂定为“III*类”,其分布区主要以研究区西部为多,其次为东部。

4.2 储层综合评价的具体方法

首先依据前石炭纪古地质图(图2)的各小层存在(保存)区,以岩性及储层发育对比图(图3)为基

② 夏日元,唐健生,邓自强,等. 鄂尔多斯盆地奥陶系古岩溶特征研究[R]. 中国地质科学院岩溶地质研究所,2000.

础,利用靖边气田区 399 口井的资料,编制各小层储层有效厚度、孔隙度、渗透率的等值线图,对以上各图件进行对比、分析,结合测井资料及已有井的产能,研究储层发育、分布、成岩作用对储层孔隙的改造以及古岩溶作用对储层的破坏,再对照储层综合评价标准,圈定出各小层的 I、II、III 类(和 III* 类)储层分布区块。

5 储层综合评价

5.1 马五₃储层分布概况

在靖边气田区,除局部沟槽外,马五₃层几乎都有分布,东部子洲地区亦有大片分布,地层厚度一般 4 m 左右,局部较厚,主要为含硬石膏结核和/或含硬石膏柱状晶和结核的粉晶白云岩夹粗粉晶白云岩。有效厚度占地层厚度的 2/3 左右,达 2~3 m 或更厚,这是最佳的储层段,尤以中部为优。另外,马五₃层保存好,仅局部发育岩溶小沟、小管,且多被含粒间孔的渗流粉砂半充填,因之,I、II 类储层发育且面广。

在靖边气田周边,由于上覆地层被剥蚀,马五₃顶部亦或多或少被剥蚀,因之,古岩溶作用比较发育,尤以西缘和东缘较为普遍,顶部岩溶建造岩较发育,对储集性有一定影响,有效储层厚度明显减薄。

研究区东部子洲地区虽有同层位地层分布,但含硬石膏粉晶白云岩发育较差,且资料相对较少,已知储层发育程度相对逊色。

5.2 马五₃储层分区(图 4)

I 类储层 是最发育的储层类型,主要分布于巴音来登陕 194—陕 193 井区,雷龙湾陕 155 井区,陕 186—陕 150—陕 57 井区,黄蒿界—杨桥畔地区的陕 52—陕 29—陕 74—陕 21 井区,黄草茆陕 227—陕 245 井区,天赐湾陕 12—G42-8—陕 93 井区,谭家营西陕 130 井区。

I—II 类储层 仅发育于靖边陕 181—陕 49 井区,面积小。

II 类储层 发育亦较少,主要发育区为可可盖统 14—统 4 井区,雷龙湾陕 158—陕 151 井区,黄蒿界陕 4 井区,塔湾榆 38—陕 258 井区,席麻湾陕 43—陕 71 井区,黄蒿界陕 66—陕 80 井区,杏河陕 100—陕 135 井区,坪桥陕 230—陕 137 井区,西河

口陕 101—陕 102 井区。

II—III 类储层 发育区少,位于雷龙湾西北的陕 145—陕 167 井区,大路沟陕 126—陕 14 井区。

III 类储层 较常见,在中部气区的北部、南部分布较集中。发育区有补兔统 16—统 17—陕 118 井区,杏河陕 131—陕 136 井区,巴音来登陕 190—陕 180 井区,桃利庙东陕 144—陕 115—陕 145 井区,巴拉素统 10—陕 160 井区,雷龙湾榆 138—陕 153 井区,陕 85—陕 88 井区,黄蒿界陕 28—G22-5 井区,艾好茆陕 69 井区,靖边陕 20—陕 32 井区,席麻湾陕 63 井区,王家湾陕 103—陕 210 井区,化子坪陕 95—陕 129 井区,陕 260—陕 104 井区,镇北台北东的台 2 井区,响水榆 22—榆 70 井区。

III* 类储层 红柳沟陕 122 井区,大保当西的台 5 井区,子洲榆 41 井区。

5.3 马五₄储层分布概况

马五₄层厚 10~14 m 或更厚,上部以含硬石膏结核和/或含硬石膏柱状晶和结核的粉晶白云岩夹粗粉晶白云岩及细粉晶白云岩为主,但向靖边气田东部和北部结核层厚度略有减小。下部主要为微晶、粉晶白云岩与鸡雏状白云质硬石膏岩或层状硬石膏岩组成不等厚的互层。底部有 0.5~1 m 的凝灰岩。

马五₄层中古岩溶较为发育,主要发育在中上部和中部,并以西部地区为甚,部分井中岩溶建造岩厚度共达 5~6 m 左右,有的井中岩溶建造岩占地层厚度的 2/3 以上。而靖边气田区中部地区相对发育较差。中上部古岩溶使部分井的含硬石膏结核及粗粉晶白云岩遭破坏和溶蚀。另外,常见硬石膏结核及裂碎缝被细粉晶亮晶白云石半充填后的残余孔隙中又有方解石充填,降低了储集性能,有效厚度一般为 1~4 m,中西部有的井可达 5 m 左右。

5.4 马五₄储层分区(图 5)

I 类储层 主要发育区为雷龙湾陕 186—陕 150 井区及席麻湾陕 12 井区,靖边西的陕 181—陕 49 井区,分布面积小。

I—II 类储层 主要发育于红墩界—黄蒿界区的 G19-4—陕 40—陕 41 井区,谭家营陕 133—陕 130 井区。

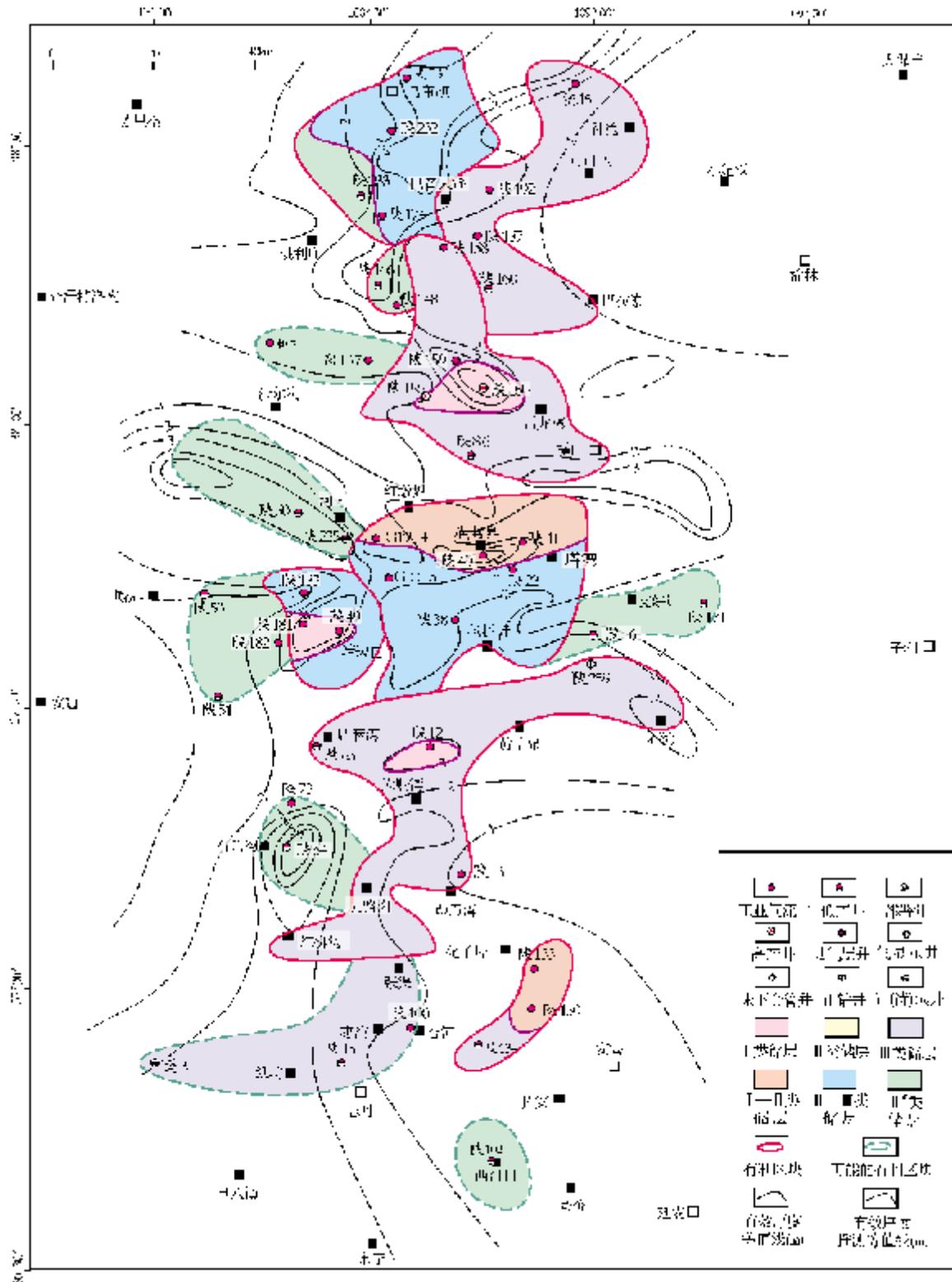


图5 鄂尔多斯盆地中部马家沟组五₁储层评价图

158—陕 159—陕 86 井区, 黄草岭—大路沟地区的陕 259—陕 63—陕 13 井区, 张渠—纸坊地区的陕 100—陕 15—莲 3 井区。

III*类储层 巴音来登西南的陕 146—陕 148 井区, 其次为东缘艾好崕向东延伸入岩溶盆地边缘的陕 46—陕 171 井区, 南区杏河西陕 134 井区, 西

河口陕 102 井区。乌审旗苏里格岩溶台地斜坡区,陕 233 井区。靖边潜台西缘向西延伸进入岩溶高地斜坡下部由北向南分布有一系列Ⅲ*类储层发育区,计有沙利尔北的陕 167—桃 7 井区,河南陕 225—陕 50 井区、陕 182—陕 53—陕 51 井区,石瑶沟陕 73—陕 54 井区。

需要说明的是,研究区东部榆林、子洲地区因缺少物性及有效储层厚度等资料,故无法作出正确评价。

5.5 马五₁¹—马五₄³储层各岩性段综合评价

(1)好储集层 马五₁²层和马五₁³层。

(2)较好储集层 马五₁¹层、马五₁⁴层、马五₂²层和马五₄¹层。

(3)中等—较差储集层 马五₂¹层和马五₃¹层;马五₃¹层较马五₂¹层发育相对要好。

(4)可能局部发育储层的小层 马五₄²层、马五₄³层在局部地区(主要是西部地区,还有北缘及其周边地区)可能有白云岩储层发育,其中,马五₄²层发育相对较好。

6 结束语

(1)鄂尔多斯盆地中部奥陶系马家沟组上部的马五₁¹—马五₄³亚段是靖边气田区天然气主产层,储层主要发育于含硬石膏结核和/或含硬石膏柱状晶和结核粉晶白云岩中,其次为含原生晶间孔隙的粗粉晶白云岩,个别岩溶建造岩中亦具有一定的储集性。

(2)上奥陶统至中石炭统经历了 140 余百万年沉积间断,表生成岩裸露期古岩溶形成的大量岩溶孔、缝、洞或被渗流粉砂等半充填的残余孔隙,主要发育在上述岩性中,埋藏成岩期次生溶孔及印支期、燕山期形成的构造裂隙又叠加其上,形成多期孔、裂隙叠加的孔隙网络,成为以古岩溶孔隙为主的良好的天然气储渗体。

(3)马五₁¹—马五₄³亚段按岩性及勘探开发需要又进一步划分为 12 个小层,各小层间岩性迥异,而储层仅发育于有含硬石膏结核和/或含硬石膏柱状晶和结核的粉晶白云岩和粗粉晶白云岩产出的小层中,或发育于该小层有上面两类岩性产出的部分层段中。靖边气田(研究)区面积达 4.8×

10⁴ km²,各小层平面上发生明显的相变,有利储层岩性的厚度和发育程度亦有较大的变化。另一方面,在古构造和古地貌的制约下,各小层内或同一小层面上所遭受的建设性和破坏性古岩溶亦不一致。因之,马五₁¹—马五₄³亚段无论纵向上或平面上都存在极大的非均质性。

(4)在上述地质认识基础上,结合研究区 399 口井的各类测试分析、测井地质、已有产能等,制定了适合研究层段的储层评价标准,并对各小层进行详细的储层评价,特别是产层的评价,平面上圈出了不同储层级别的区块,为今后进一步勘探和开发提供了有用的地质资料。

(5)12 个小层综合评价结果:好储集层为马五₁²和马五₁³层,较好储集层为马五₁¹、马五₁⁴、马五₂²和马五₄¹层,较差储集层为马五₂¹和马五₃¹层,其它各小层为差储集层。

参考文献

- [1] 方少仙,孔金祥,侯方浩.碳酸盐岩成岩阶段划分规范[M].北京:石油工业出版社,1993.
- [2] Fritz R D, Wilson J L, Yorewicz D A. Paleokarst Related Hydrocarbon Reservoirs[M]. New Orleans:SEMP Core Workshop, 1993.
- [3] 马振芳.鄂尔多斯盆地中部古风化壳储层特征[J].天然气地球科学,1994,5(6):28-36.
- [4] 裘亦楠,薛叔浩,等.油气储层评价技术[M].北京:石油工业出版社,1994.
- [5] 吴智勇,郑秀才,张尚锋,等.鄂尔多斯盆地中部马五₄¹碳酸盐岩的成岩作用[J].江汉石油学院学报,1995,17(2):15-20.
- [6] 方少仙,侯方浩.石油天然气储层地质学[M].东营:石油大学出版社,1996.
- [7] 马永生,李启明,关德师,等.鄂尔多斯盆地中部气田奥陶系马五₄¹碳酸盐岩微相特征与储层不均质性研究[J].沉积学报,1996,14(1):22-32.
- [8] 郑聪斌,王飞雁,贾疏源,等.陕甘宁盆地中部奥陶系风化壳岩溶岩及岩溶相模式[J].中国岩溶,1997,16(4):351-360.
- [9] 郑秀才.鄂尔多斯盆地中部马五₄¹亚段成岩作用及储集性能[J].西安工程学院学报,1996,18(1):43-49.
- [10] 陈志远,马振芳,张锦泉,等.鄂尔多斯盆地中部奥陶系马五₅亚段白云岩成因[J].石油勘探与开发,1998,25(6):20-22.
- [11] 方少仙,董兆雄,侯方浩.层状白云岩储集特征与成因[M].北京:地质出版社,1999,1-89.
- [12] 李儒峰,鲍志东.鄂尔多斯盆地中部马五₁亚段高分辨率层序地层格架中风化成岩模式和储层特征[J].沉积学报,

- 1999, 17(3): 390-395.
- [13] 马振芳,傅锁堂,陈安宁. 鄂尔多斯盆地奥陶系古风化壳气藏分布规律[J]. 海相油气地质, 2000, 5(1-2): 98-102.
- [14] 侯方浩,方少仙,赵敬松,等. 鄂尔多斯盆地奥陶系碳酸盐岩储层图集[M]. 成都:四川人民出版社, 2002.
- [15] 侯方浩,方少仙,董兆雄,等. 鄂尔多斯盆地中奥陶统马家沟组沉积环境与岩相发育特征[J]. 沉积学报, 2003, 21(1): 106-112.
- [16] 侯方浩,方少仙,沈昭国,等. 白云岩表生成岩裸露期古风化壳岩溶的规模[J]. 海相油气地质, 2005, 10(1): 19-30.
- [17] 代金友,何顺利. 鄂尔多斯盆地中部气田奥陶系古地貌研究[J]. 石油学报, 2005, 21(3): 37-43.
- [18] 何江,沈昭国,方少仙,等. 鄂尔多斯盆地中部前石炭纪岩溶古地貌恢复[J]. 海相油气地质, 2007, 12(1), 8-16.
- [19] 乔琳,沈昭国,方少仙,等. 鄂尔多斯盆地靖边潜台及周边地区中奥陶统马家沟组五₁₋₄亚段储层非均质性主要控制因素[J]. 海相油气地质, 2007, 12(2): 12-20.
- [20] 方少仙,何江,侯方浩,等. 鄂尔多斯盆地中部气田中奥陶统马家沟组五₅₋₁马₅亚段储层孔隙类型和演化[J]. 岩石学报, 2009, 25(10): 2425-2441.

编辑:赵国宪

Distribution Characters and Comprehensive Evaluation of Middle Ordovician Majiagou 5₁₋₅ Submembers Reservoirs in Jingbian Gas field Area, Ordos Basin

Hou Fanghao, Fang Shaoxian, HeJiang, Yang Xiyan, Fu Suotang, Wu Zheng, Yao Jingli, Yan Ronghui

Abstract: Ma₅₁ to Ma₅₄ Submembers that are at the uppermost part of Middle Ordovician Majiagou Formation are ones of the main nature gas pay horizons in Ordos Basin. According to the lithology and gas exploratory potential, each submember can be further divided into 2~4 layers which are 12 layers in total with total thickness of 70~80m. The best pay horizons are Ma₅₁² and Ma₅₁³ layers, and the next ones are Ma₅₁¹, Ma₅₄⁴, Ma₅₂², Ma₅₄¹ layers. In lithological types of reservoirs, the predominant one is silt-sized crystalline dolostone with anhydrite nodules or with anhydrite columnar crystalline and nodules, and the next is coarser silt-sized crystalline dolostone that contain intercrystal pores. Since experience for over 140 m.y. of sedimentary discontinuity from late Ordovician to Middle Carboniferous, the Ma₅¹⁻⁴ strata that situated at the topmost intensively suffered karstification of weathering palaeocrust during epidiagenetic exposure phase and formed a great amounts of solution pores, fissures, caves and channels. The secondary solution pores that formed during burial diagenesis phase mostly stacked at the early paleoklastic pores and porous filling, or stacked at the coarser silt-sized crystalline dolostone with intercrystal pores so as to the stacked pore system developed. The good pore network that formed during Indo-Sinian and Yanshan movements formed in natural gas reservoir beds. By synthesizing the data of porosity, permeability, strata thickness, effective logging thickness, gas saturation and well flow from 399 wells, a criterion of reservoir evaluation is established. According to the criterion, the detailed reservoir evaluation does for each layer of Ma₅¹ to Ma₅⁴ submembers and different reservoir grades of gas areas are cycled and mapped.

Key words: Middle Ordovician; Majiagou Formation; Reservoir characteristics; Reservoir evaluation; Jingbian Gas field; Ordos Basin

Hou Fanghao: male, Professor. Add: Southwest Petroleum University, Xindu, Chengdu, Sichuan, 610500 China