

岩溶风化壳型含水气藏气水分布特征及 开发技术对策

——以鄂尔多斯盆地高桥区下古气藏为例

闫海军¹, 贾爱林¹, 冀光¹, 郭建林¹, 许文壮²,
孟德伟¹, 夏钦禹¹, 黄航娟²

(1. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083;

2. 中国石油长庆油田公司第六采气厂, 陕西 西安 710018)

摘要:岩溶风化壳型气藏是一种重要的碳酸盐岩气藏类型,在我国广泛分布于鄂尔多斯盆地、塔里木盆地和四川盆地。受地层水影响,岩溶风化壳型含水气藏的开发面临极大的难题。该类气藏主要表现为储层大面积展布、多层含气,储层薄、丰度低、非均质性强,气井动态特征差异较大,生产井受地层水影响严重等特征。气水分布主要受区域构造背景、气源的充足程度、小幅度构造、储层的非均质性、沟槽的分布及构造反转的地质过程等因素影响。高桥地区完钻水平井动静态特征分析表明,地层水影响是造成水平井生产效果较差的主要因素。针对动态和静态方法在研究地层水分布特征的过程中存在的各自的缺点和不足,结合各自的优点,首次采用动静态结合的方法进行储渗体类型划分,将储层划分为高渗无水、高渗凝析水、高渗封存水、低渗封存水、低渗凝析水和低渗无水6种储渗体,同时在平面上明确各类储渗体分布特征。在气水分布控制因素及储渗体分布特征基础上,制定了岩溶风化壳型含水气藏开发技术对策,为该类型气藏科学高效开发提供技术支持。

关键词:风化壳;含水气藏;气藏特征;气水控制因素;储渗体划分;开发技术对策

中图分类号: TE121 **文献标志码:** A **文章编号:** 1672-1926(2017)05-0801-11

引用格式: Yan Haijun, Jia Ailin, Ji Guang, *et al.* Gas-water distribution characteristic of the karst weathering crust type water-bearing gas reservoirs and its development countermeasures: Case study of Lower Paleozoic gas reservoir in Gaoqiao, Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(5): 801-811. [闫海军, 贾爱林, 冀光, 等. 岩溶风化壳型含水气藏气水分布特征及开发技术对策——以鄂尔多斯盆地高桥区下古气藏为例[J]. 天然气地球科学, 2017, 28(5): 801-811.]

0 引言

“喀斯特(Karst)”一词源于100多年前南斯拉夫碳酸盐岩特定的地貌和水文现象的地理区域。1966年在中国第二届“喀斯特”会议上,将“喀斯特”一词改为“岩溶”,“喀斯特作用(Karstification)”则改为“岩溶作用”^[1]。《岩溶学词典》对岩溶作用的定义为水对可溶性岩石(包括碳酸盐岩、硫酸盐岩等)

的化学溶蚀、机械侵蚀、物质迁移和再沉积的综合地质作用及由此产生现象的统称,为地质学和地貌学专门术语。油气勘探与开发成果证明:世界许多含油气盆地均发育有碳酸盐岩古风化壳含油气储层。据统计,世界油气的20%~30%与不整合面有关^[1],并且主要与古风化壳有关。

在我国的油气田勘探中,与不整合面有关的碳酸盐岩古风化壳、古岩溶储层普遍发育,并占有十分

重要的地位。岩溶型储层是中国海相含油气盆地重要的储层类型之一,广泛分布在我国鄂尔多斯盆地、塔里木盆地、四川盆地以及渤海湾盆地。所以,古岩溶储层为中国深层油气勘探提供了一个新的领域^[2]。岩溶储层是指与岩溶作用相关的储层,分布在碳酸盐岩的潜山区和内幕区,其形成发育受不整合面类型、斜坡背景和断裂控制。岩溶作用往往形成规模不等的溶孔、溶洞及裂缝,所以岩溶储层的储集空间以溶孔、溶洞及溶缝为特征,具有极强的非均质性。岩溶风化壳型储层是岩溶型储层中最重要的一种类型,该类储层非均质性较强,如果储层含水,将给该类气藏的有效开发带来极大的挑战。前人研究了岩溶风化壳型气藏的古岩溶、地质、成藏以及储层发育特征^[3-6],地层水演化发育^[7]、分布特征^[8-10]及控制因素^[11-13],提出了开发技术对策^[14-17]。但是对于岩溶风化壳型含水气藏的气藏特征、古地貌及构造反转对地层水分布影响、气水分布特征研究方法以及该类气藏开发技术对策研究相对较少。本文以高桥下古气藏为例,在前人研究基础上,论证岩溶风化壳型含水气藏特征,明确气水分布控制因素特别是古地貌及构造反转对地层水分布的影响,同时依据动静态资料建立不同类型储渗体划分标准,确定不同类型含水储渗体在平面上的分布范围,制定该类气藏开发技术对策,为气田开发及产能建设提供指导。

1 研究区地质概况

高桥地区位于靖边气田南部、苏南气田东部,与靖边气田同属一个岩溶风化壳,气田大部分区域位于岩溶斜坡部位。鄂尔多斯盆地靖边古潜在奥陶系马家沟组马五沉积期,整体为干旱炎热的气候条件下形成的蒸发潮坪环境,海平面的升降呈高频率、规律性变化,导致岩性在纵向上云质、泥质、膏质、灰质等呈规律性变化。高桥地区岩溶风化壳型储层的主要储层类型为(含)石膏结核的细粉晶白云岩,石膏结核被溶蚀改造形成结核状孔洞,为储层主要储集空间。

中奥陶世末,由于受加里东运动影响,鄂尔多斯盆地整体抬升,并经历了长达1.3~1.5亿年的风化侵蚀,缺失晚奥陶世至早石炭世沉积。中央古隆起东侧的靖边台地地形为西高东低并向东南倾斜的岩溶大斜坡,地表水由西向东呈径流特征。在风化溶蚀作用时期,表生淋滤岩溶作用十分强烈,形成树枝状分布的侵蚀沟槽。同时,持续补充的大气淡水和

含 SO_4^{2-} 酸性溶蚀水使碳酸盐岩中的微裂缝、溶孔、粒间溶孔等不断溶蚀扩大,形成大面积成层分布、具有示底构造的斑状、蜂窝状溶孔和溶洞,并伴生密集的风化裂缝和机械破碎裂缝,最终形成前石炭纪独特的“丘洼相间、沟槽密布”的岩溶地貌特征和溶孔—裂缝型岩溶储层。高桥地区位于整个岩溶风化壳的构造低部位,其储层品质相对靖边主体区变差,非均质性更强,同时局部地区地层水富集,加剧了该类气藏开发的难度。

2 岩溶风化壳型含水气藏特征

岩溶风化壳型含水气藏作为一种独特成因的碳酸盐岩气藏类型,由于受原始沉积、构造演化、古地貌、古地表径流、古气候、地层水等多种因素影响,该类气藏特征比较明显。

(1)受储层沉积、地壳隆升及潜水面频繁降低控制,气藏具有层位稳定、分布面积大、多层含气的特点。鄂尔多斯盆地古岩溶风化壳型气藏是受古构造、岩相古地理及岩溶古地貌控制的地层—岩性复合圈闭的隐蔽气藏。从区域地质分析,盆地西部是深拗陷斜坡区,中部是古隆起潮坪区,东部是浅拗陷盐洼带,在此背景下,中央古隆起东北侧沉积了一套以局限海沉积为主的碳酸盐岩及蒸发岩地层。受碳酸盐岩潮坪相沉积特征影响,该类储集层层位稳定,分布面积大,为下古生界气藏储集层展布奠定了物质基础。另一方面,在气田钻探过程中,发现硬石膏结核溶蚀孔洞呈多层状密集分布。原始沉积过程中泥质含量稳定韵律性变化以及地壳隆升和潜水面的频繁降低导致多期渗—潜流岩溶带交替叠加,造成溶蚀孔洞多层大面积发育。

(2)受储层岩性、岩溶发育程度、地表径流、古地貌控制,储层发育被不同级别沟槽切割,储层有效厚度薄、丰度低、非均质性较强。虽然该类储层分布面积广,但是受原始沉积特征及储层岩性差异影响,储层单层有效厚度薄。以高桥地区为例,马五₁小层平均储层有效厚度介于1.5~2.5m之间。这一数值相对于其他类型碳酸盐岩气藏动辄十几米乃至几十米的厚度则小得多。另一方面,对靖边主体区含气丰度统计发现,主体区含气丰度介于 $(0.03\sim 1.46)\times 10^8\text{ m}^3/\text{km}^2$ 之间,平均只有 $0.54\times 10^8\text{ m}^3/\text{km}^2$,岩溶风化壳气藏储量丰度较低。

(3)受古地貌格局、地表径流以及岩溶发育程度综合控制,岩溶风化壳型储层表现出极大的非均质性。不同地貌单元的岩溶作用类型和强度不同,岩

溶垂向分带存在明显差异,导致储层纵向分布具有明显的分带性。加里东抬升期,高桥地区古地形西高东低,西部的风化侵蚀比东部的强烈,岩溶古地貌自西向东依次发育岩溶高地和岩溶斜坡(本地区不发育岩溶盆地)二级古地貌,各二级古地貌各自发育若干三级古地貌。整体上来说,高桥地区较低的地形坡度不利于地表水的快速下渗和侧向运移排泄。膏岩出露层位由西向东逐渐从马五₂过渡到马五₃地层。垂向淋滤深度变浅,反映岩溶水的纵向流动缓慢,岩溶作用相对减弱。所有这些因素决定岩溶风化壳型气藏储层非均质性较强。

(4)受储层非均质性影响,气井动态特征差异较大。在对靖边气田主体区生产井开发动态特征的研究中发现了不同类型气井累积产气量和单井动态控制储量的变化幅度较大,表现出极大的差异性。对靖边主体区 677 口生产井的统计发现井均累积产气量为 $1.06 \times 10^8 \text{ m}^3$, G10-14 井累计产气量最大达到 $7.6 \times 10^8 \text{ m}^3$,但是有 284 口井的累计产气量不足 $0.5 \times 10^8 \text{ m}^3$,占总井数的 45%;同时,677 口井平均动态储量为 $2.2 \times 10^8 \text{ m}^3$,龙平 1 井动态储量最高达 $11.4 \times 10^8 \text{ m}^3$,但是有 298 口井单井动态储量不足 $1 \times 10^8 \text{ m}^3$,占总井数的 44%。

(5)受现今构造、储层非均质性、古地貌、构造反转、气源充足程度控制,整体上气藏无统一边底水,仅发育密闭条件下的层间滞留水,局部地区形成相对富水区。靖边岩溶风化壳型气藏虽然有上覆地层

及自身泥岩 2 套烃源岩供气,但是相对大面积分布的储层来说,气源相对不足,造成在成藏过程中气排水不充分,造成整体上高部位富气、低部位富水的宏观气水分布格局。另一方面,由于古地貌分布的差异造成有效储层被不同级别的沟槽不同深度地切割成许多相对独立的开发单元,再加上构造反转的地质过程、储层本身的非均质性、现今为构造分布的复杂性造成气水分布在相对独立的开发单元内部的上倾端下倾端、优质储层劣质储层、微构造高部位低部位之间的差异,这些作用综合控制了该类气藏气水分布的特征。特征上来说,高桥地区位于靖边整个岩溶风化壳型气藏“L”型富水区域的交汇处,地层水分布呈现出高度复杂性。

(6)试气产水井比例较高,一般气水同出,产水量变化大,其中水平井试气产水量和见水概率普遍高于直井。对于岩溶风化壳含水气藏,气井试气见水比例相对较高,同时水平井试气产水量和见水概率普遍高于直井。以高桥地区为例,试气直井 150 口,其中产水井 38 口,产水比例为 25.3%,日产气在 $(0 \sim 7.97) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 之间,平均为 $1.43 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,产水量在 $0.5 \sim 33.5 \text{ m}^3/\text{d}$ 之间,平均为 $6.7 \text{ m}^3/\text{d}$;试气水平井 18 口,产水井 10 口,产水比例为 55.5%,产气量在 $(0.86 \sim 20.41) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 之间,平均为 $5.6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,产水量在 $8 \sim 90 \text{ m}^3/\text{d}$ 之间,平均为 $31.0 \text{ m}^3/\text{d}$ (图 1)。究其原因,主要是直井钻遇富水点的可能性相对较小,水平井钻井或分段酸压改造

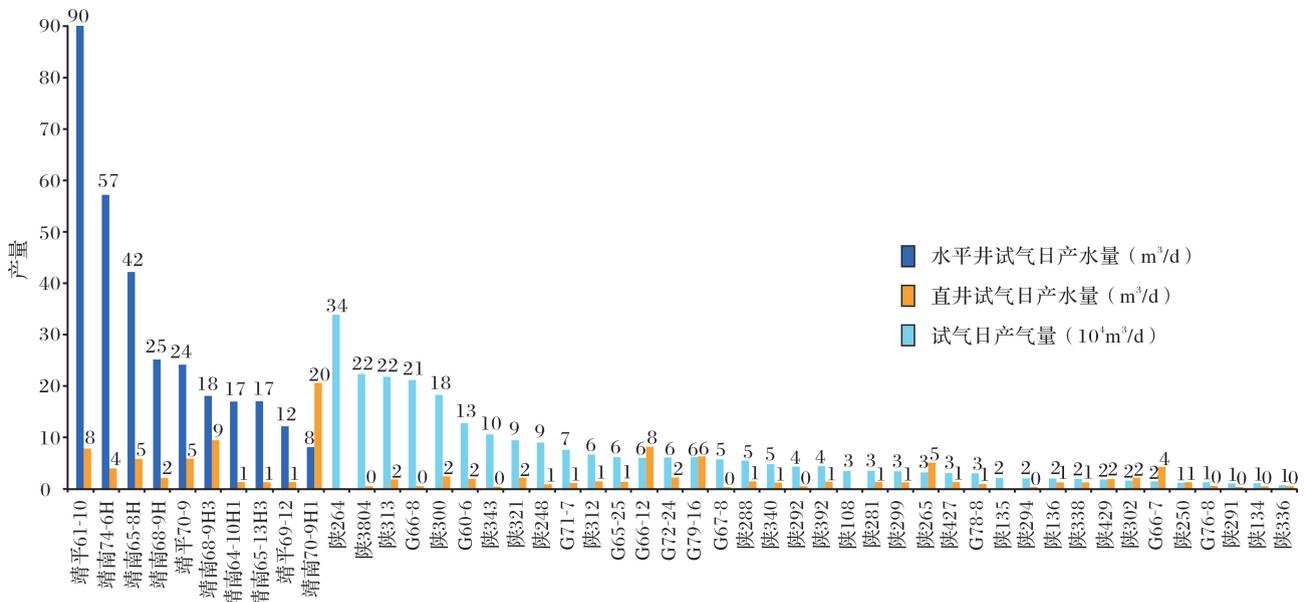


图 1 高桥区下古气藏气井试气产气产水分布特征

Fig.1 The distribution histogram of gas well testing production in Gaoqiao

过程中更容易沟通局部富水区。同时,由于试气改造过程中措施力度不断加大,在增加气井产气量的同时,无形中也增加产水量。

(7)层间滞留水发育地区生产井受地层水影响严重。以高桥地区下古气藏为例,下古气藏生产井88口,其中产水井41口,占比46.6%。产水井目前日产气量在 $(0.13\sim 5.29)\times 10^4\text{m}^3$ 之间,平均为 $1.12\times 10^4\text{m}^3$,目前日产水量在 $0.2\sim 18.59\text{m}^3$ 之间,平均为 1.6m^3 ,目前水气比为 $(0.19\sim 14.2)\text{m}^3/10^4\text{m}^3$,平均

为 $1.53\text{m}^3/10^4\text{m}^3$ 。由此可以看出,产水井产气量和产水量变化大,生产井动态特征受地层水影响表现出较强烈的差异性,部分气井(特别是水平井)受地层水影响严重,甚至停产。以靖南57-9H2井为例,该井目的层段马五₁²,有效储层钻遇率为62%,采用水力喷射分5段酸压,试气无阻流量为 $147.37\times 10^4\text{m}^3$,显示出极强的生产能力。该井初期日产气量在 $(15\sim 20)\times 10^4\text{m}^3$ 之间,生产5个月后,受地层水影响,产气量快速下降,直至停产(图2)。

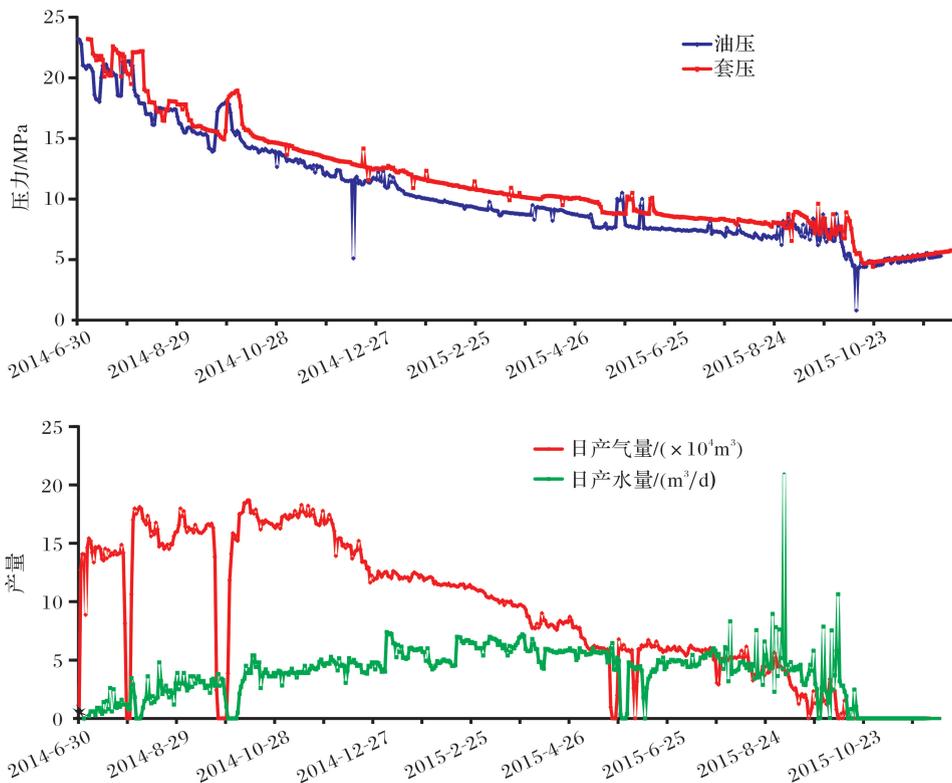


图2 靖南57-9H2井生产曲线

Fig.2 The production curve of Jingnan 57-9H2

3 完钻水平井分析

截至目前,下古气藏已经完钻水平井21口,水平井整体生产效果较差。

3.1 完钻水平井静态特征

目前高桥下古完钻水平井21口,水平段平均长度1135m,平均有效储层793.3m,平均有效储层钻遇率57.4%,平均改造段数8段。21口完钻水平井中6口井钻遇马五₁²,3口井钻遇马五₁³,11口井钻遇马五₁²⁺³,有效储层钻遇率表现出基本同水平段长度成正比的特征(图3)。

通过对21口水平井钻遇剖面分析表明,钻遇率

大于60%水平井10口,钻遇储层分为2种类型:单一层状储层(占比80%);多层叠加型储层(占比20%)。钻遇率低于60%的水平井10口。分析表明,较低的储层钻遇率的原因包括以下几个方面:①储层规模及形态不确定;②钻遇沟槽;③储层微构造起伏;④其他因素(包括地质导向、工程事故等)。例如靖平69-12井,该井水平段钻遇长度1281m,由于受以上因素影响,储层钻遇率只有43.09%,测试无阻流量仅有 $0.9\times 10^4\text{m}^3$ (图4)。

3.2 完钻水平井动态分析

高桥下古完钻水平井21口,除去1口井因其他原因无法投产外,只有6口井能正常生产,正常生产

井不足 30%;6 口井中只有 2 口井产量在 $5 \times 10^4 \text{ m}^3$ 以上,其余 4 口井产量仅在 $0.5 \times 10^4 \text{ m}^3$ 以下。由此可以看出,水平井生产效果较差,同气藏的静态认识以及试气结果存在较大的差距。究其原因,地层水

对气井的影响无疑是其中最重要的因素。因此开展岩溶风化壳型含水气藏气水分布控制因素及分布特征研究对于高桥区块的有效开发及开发技术对策的制定具有重要的指导作用。

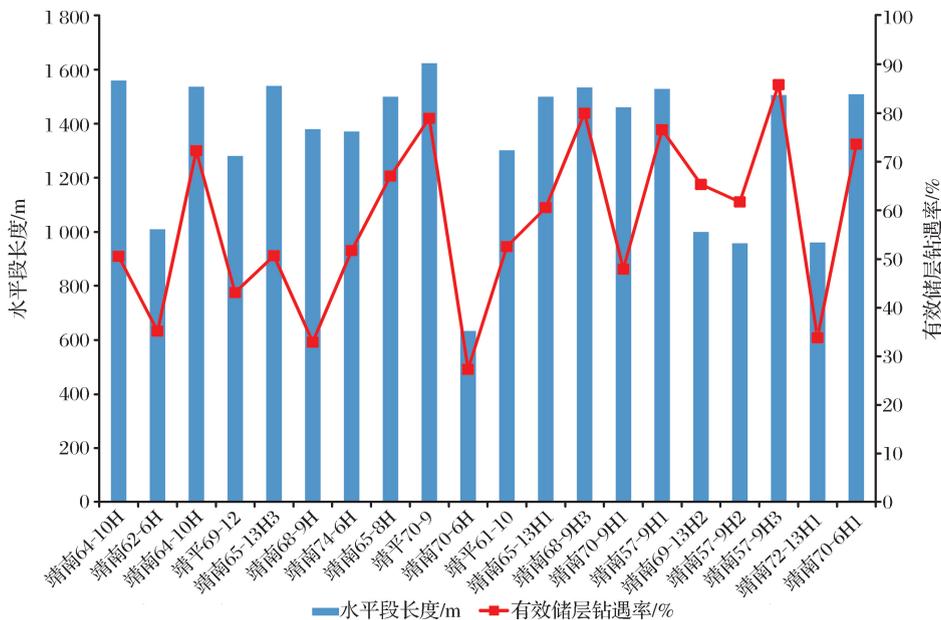


图3 完钻水平井段长度与有效储层钻遇率关系

Fig.3 The relationship between the length of drilled horizontal well and the effective reservoir drilling rate

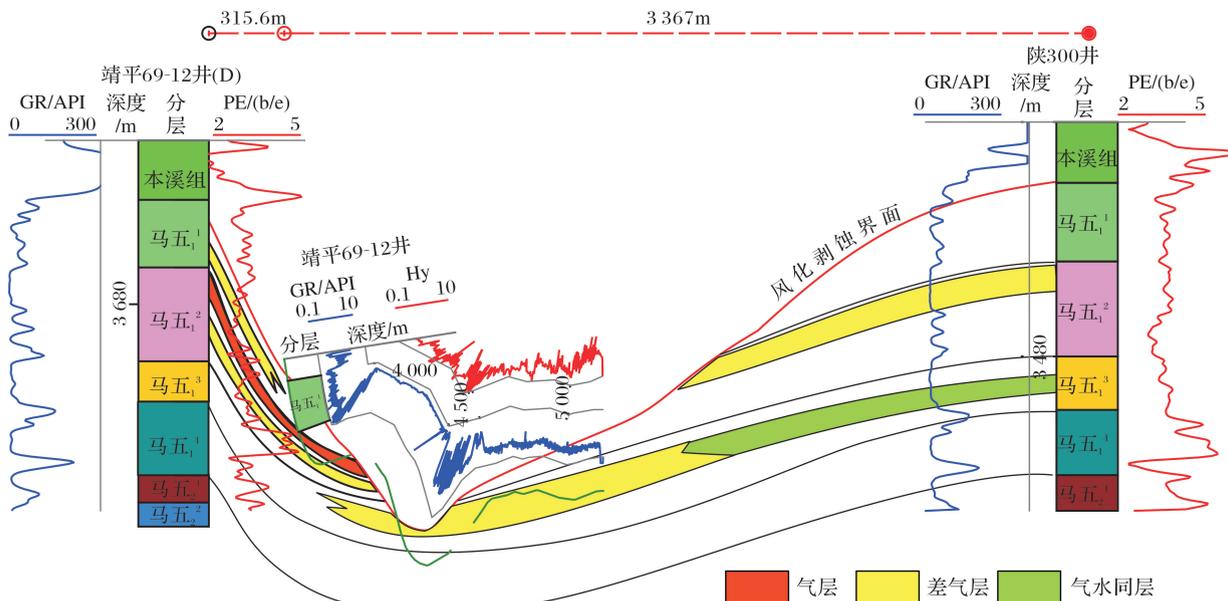


图4 靖平 69-12 井钻遇剖面

Fig.4 The drilling section drawing of Jingping 69-12

4 气水分布控制因素

基于前人研究结果,通过完钻井静态资料和生产井动态资料研究发现,岩溶风化壳型含水气藏气水分布控制因素包括以下几个方面内容。

4.1 现今的区域构造背景是控制地层水分布的基本条件

构造是控制气水分布的基本条件,气水分布最基本特征是气往高处走、水往低处流。鄂尔多斯岩溶古风化壳地层经历了早期的西高东低的构造格

局,之后由于燕山运动影响,构造由东倾单斜反转为西倾单斜直至今日。由于西南端的高桥地区位于整个岩溶风化壳储层的最低端,这是地层水在高桥地区相对富集的基本条件。

4.2 成藏过程中气源不足是造成地层水分布的根本原因

对比高桥地区和靖边气田本部含气饱和度发现,高桥地区含气饱和度普遍较低,平均只有61.5%,靖边本部气田含气饱和度可达76.1%。这是由于在整个成藏过程中,由于缺乏充足的烃类气体充注,气排水不充分,地层水大量滞留在储层中,而位于构造低部位的高桥地区无疑地层水相对富集。

4.3 小幅度构造对局部地层水的分布起着决定作用

在宏观构造对地层水分布控制的基础之上,高部位含气饱和度高,低部位含气饱和度低。而对于局部地区的地层水分布还受局部微构造的影响,在气源不足的情况下地层水往往富集在微构造的鼻凹和鼻翼部位(表1)。

4.4 储层的非均质性是影响气水分布的主要因素

由于受古地貌位置、地表径流、溶蚀深度、成岩

阶段、构造反转、矿物充填等作用影响,岩溶风化壳型储层表现出极强的非均质性。较强的储层非均质性在微观上表现为优质储层在气排水的过程中更容易发生气水的分异[图5(a)],而天然气在进入劣质储层中需要更高的气柱高度,因此在整个成藏过程中很难发生气水的分异或者是分异不彻底[图5(b)]。另外较强的储层非均质性在宏观上表现为试气产量高直井和水平井的产水比例要低于测试产量低直井和气井(表2)。因为气井试气产水情况基本能反映出井底周围的可动水情况,高产气井由于储层物性好,气水分异明显,可动水比例较小,而低产量气井由于储层物性差,气水分异不彻底,可动水比例较高,因此表现出其测试见水比例较高的特征。

4.5 古沟槽的分布及构造反转的地质过程是造成地层水分布高度复杂的关键因素

从成藏通道上来说,由于更靠近烃源岩同时没有厚层泥岩、灰岩的遮挡,残丘及其周缘是上古生界煤型气气源运移的有利通道。构造反转之前(加里东期—海西期):加里东运动使盆地出现中央古隆起,靖边地区西高东低。海西期烃源岩开始排烃,上

表1 高桥地区不同构造部位产水井试气结果

Table 1 The gas test results of water-producing wells in different tectonic positions

微构造部位	产水井数/口	所占比例/%	试气平均日产气/($\times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$)	试气平均日产水/(m^3/d)
鼻隆	5	13.2	0.68	3.11
鼻翼	10	26.3	1.43	5.10
鼻凹	23	60.5	1.60	8.18

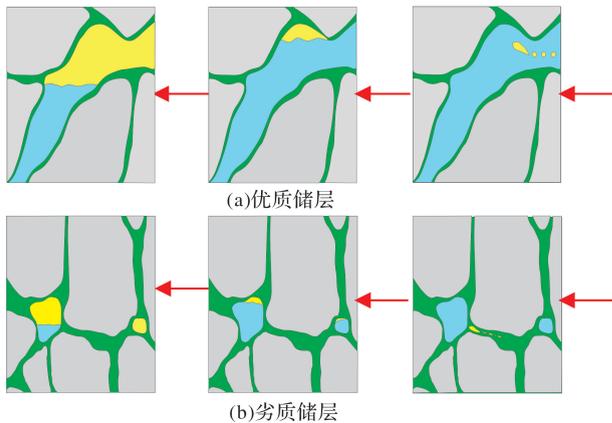


图5 优质储层(a)和劣质储层(b)气驱水示意

Fig.5 The schematic diagram of gas drive water in high quality reservoir (a) and lower quality (b)

古生界烃源岩生成的天然气沿成藏通道优先聚集在西部构造高部位的优质储层以及部分劣质储层中

[图6(a)];构造反转之后(海西期—燕山期):由于印支运动,盆地发生大幅度沉降和隆起,靖边地区转变为东高西低。伴随着燕山期生烃高峰的到来,一方面,新生成的天然气向高部位(东部)运移;另一方面西部天然气由高孔到低孔依次向东部运移,东部地层水被置换,向西排水。而进入西部的水,按照最小阻力原则优先进入较大孔隙中(“水驱替气”),而劣质储层中的气部分被压制在小孔隙中(“水封锁气”)[图6(b)]。由于马五₁不渗透隔挡层的存在,纵向上马五₃相对富水。因此天然气优先聚集在东部构造高部位及封堵沟槽下倾方向的储层中。

5 地层水分布特征

岩溶风化壳型含水气藏在开发过程中受地层水影响严重,因此弄清地层水的分布特征对该类气藏的有效开发及产能建设具有重大意义。目前地层水

的研究主要有静态方法和动态方法,研究地层水类型、分布特征及分布模式等。本文岩溶风化壳型含水气藏的地层水分布主要是在静态研究基础之上,采用动静态结合的方法进行地层水分布综合预测。动静态综合研究地层水分布方法结合了静态上地层水分布及储层特征,同时也考虑了动态上生产井生产特征,因此其预测结果能够较好地指导气田产能建设。

5.1 地层水静态分布特征

静态上研究表明高桥区下古气藏气水分布零散,没有明确的气水界面,地层水分布受构造控制不明显,表现为层间滞留水的特征。纵向上,由于受马

五₁顶隔水层、马五₁底隔水层、马五₃区域隔水层影响,位于整个岩溶风化壳低部位的高桥区块由东向西排出的地层水无法向纵深运移,因此局部富集在马五₃小层,甚至马五₂局部地区也富集地层水。平面上,由于受储层发育、微构造、沟槽分布及储层非均质性影响,研究区东北部地层水比较发育。同时,研究结果表明地层水主要发育在储层尖灭的边角部位,(微)沟槽附近特别是其西北部位,局部构造低部位及鼻状构造鼻凹处。

5.2 地层水分布动态特征

在气水分布动态特征研究的过程中,我们主要采用2种方法进行地层水分布特征的研究:①生产

表 2 高桥下古试气情况统计

Table 2 The gas test results of vertical and horizontal wells in Gaoqiao Gasfield

井型	试气产能/($\times 10^4 \text{m}^3$)	统计总井数	所占井数	产水井井数	产水井占比/%
直井	>5	17	7	2	28.6
	<5	17	10	10	100
水平井	>20	19	6	0	0
	<20	19	13	8	61.5

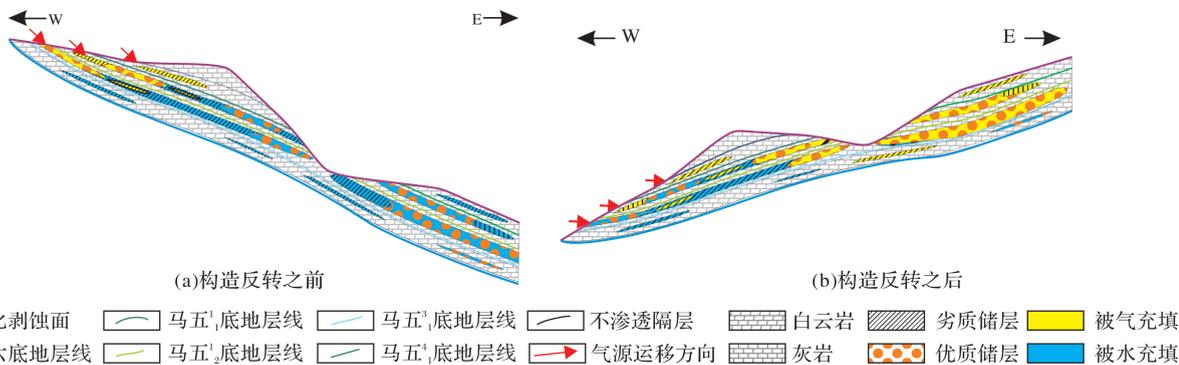


图 6 古沟槽分布及构造反转对地层水分布控制作用示意

Fig.6 The control action sketch map of the ancient groove and structural inversion on formation water distribution

井生产前 3 个月累积产水法;②生产井累积产水与累积产气比法。但是由于受储层流体分布特征差异性、气井生产时间不同、气井生产产水动态特征不同等因素控制,这 2 种方法所揭示的富气区域存在差异(图 7)(生产前 3 个月累积产水法中产水量小于 50m^3 的为地层水欠发育区域,生产井累积产水与累积产气比法中该值小于 0.5 的为地层水欠发育区域)。这 2 种方法在刻画地层水分布的过程中存在自己的优缺点。前 3 个月累积产水法优点是评价生产井周围地层水的最初赋存状态,缺点是不能反映生产时间短或者是无法正常生产井附近地层水特征;而累积产水与累积产气比法综合反映了生产井

产水情况,但是不反映生产井动态特征。

5.3 动静态综合反映地层水分布特征

单纯的依靠静态法或者是动态法进行地层水分布特征的研究中存在着自己的缺点和不足,因此不能正确刻画地层水分布,划分结果不能有效指导开发井布井和气田产能建设。因此在这个基础之上我们研发了动静态综合法进行储渗体划分,明确不同类型储渗体在平面上的分布范围,从而刻画地层水分布特征,为开发井部署提供指导。

在这一过程中,我们首先依据生产井动态特征建立储渗体划分动态标准和静态标准(表 3),进行完钻井储渗体类型划分,依据划分结果基于流体分

布控制因素的认识,在平面上绘制不同类型储渗体在平面的分布特征(图8)。需要说明的是,气藏完钻井储渗体动静态标准是一个相对的概念,不同的气藏需要针对气藏特征、流体分布控制的因素综合

评价储渗体划分的动静态标准。依据这一划分结果,我们对目前完钻21口水平井统计发现,21口完钻水平井中,只有7口能够正常生产,正常生产井均位于产水低风险区[高渗无水(0.5)、高渗凝析水

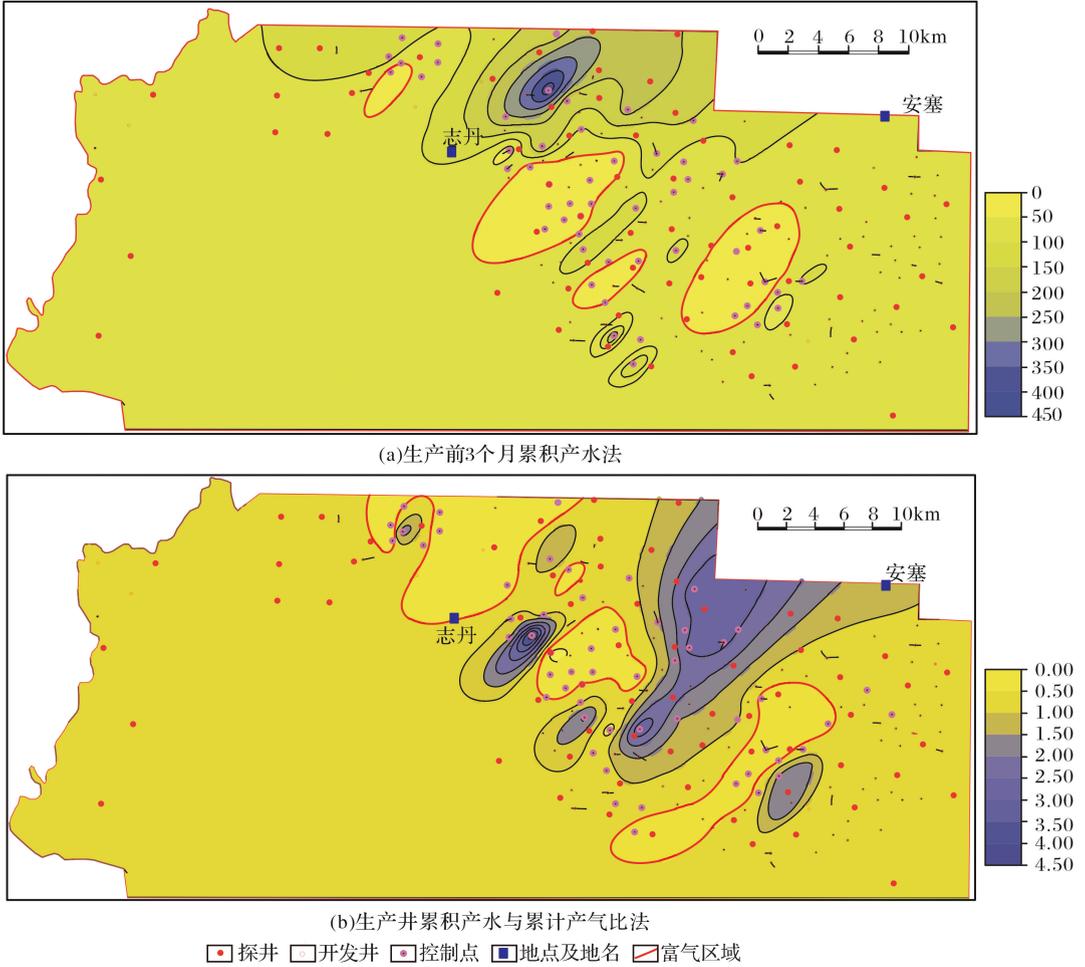


图7 动态法地层水分布特征预测结果

Fig.7 Prediction results of formation water distribution characteristics by dynamic method

表3 储渗体动静态划分标准

Table 3 The dynamic and static classification standard of storage-permeability body

储渗体类型	静态标准		动态标准		赋值
	渗透率/ $(\times 10^{-3} \text{um}^2)$	饱和度/%	产气量/ $10^4 \text{m}^3/\text{d}$	气水比/ $\text{m}^3/10^4 \text{m}^3$	
高渗无水		≥ 75		≤ 0.2	0.5
高渗凝析水	≥ 0.6	$\geq 45 \sim 75$	≥ 1.2	$0.2 \sim \leq 0.6$	1.5
高渗封存水		< 45		> 0.6	2.5
低渗封存水		< 50		> 0.6	3.5
低渗凝析水	< 0.6	$\geq 50 \sim 80$	< 1.2	$0.2 - \leq 0.6$	4.5
低渗无水		$\geq 80\%$		≤ 0.2	5.5

(1.5)、低渗无水(5.5)和低渗凝析水(4.5)],其余井除去一口因其他原因无法投产外,均位于产水高风险区[高渗封存水(2.5)、低渗封存水(3.5)],研究结

果与生产实际符合度高,证明了采用动静态储渗体类型划分方法的科学性。我们在以后的开发布井过程中,为了躲开地层水对生产井影响,要尽量避免在

高渗封存水(2.5)和低渗封存水(3.5)的区域布井,降低开发风险。该方法再结合产水量的大小就可以研究同一储渗体中所钻开发井的动态变化特征,动态反映生产井生产特征。动静态储渗体研究方法为含水气藏开发井部署提供指导。

6 高桥下古气藏开发技术对策

6.1 井—震结合刻画微构造及微沟槽分布

在完钻水平井静动态资料分析和地层水分布控制因素研究基础上,明确了水平井钻遇率的影响因素和地层水分布控制因素,因此针对风化壳型气藏的开发布井(直井或水平井)要优先刻画沟槽特别是微沟槽的分布以及微构造的起伏状况,这是开发井能否成功的前提。由于完钻井数较少,纯粹利用地震资料来刻画微沟槽分布精度较低,随着完钻井数

较多以及地震采集、处理和解释技术的进步,微构造和微沟槽的刻画将会逐步满足目前对于产能建设的需求。

6.2 整体不适合水平井开发,适宜采用直井进行开发

由于岩溶型储层层薄、存在局部封存水体以及水平井的酸压工艺措施等特征导致水平井开发过程中极易受地层水影响。另外由于微沟槽刻画不清,而微沟槽又影响气水分异的过程造成地层水分布高度复杂化,因此盲目的部署水平井将会由于钻遇沟槽、钻出目的层位、钻遇富水区而导致水平井开发风险加大。以靖平 69-12 井为例,该井由于对微沟槽认识不清楚,导致其钻遇微沟槽,井段钻出目的层段,同时由于对微构造和储层发育规模认识不清,导致其钻遇率低,试气无阻流量低(图4)。同时目前完

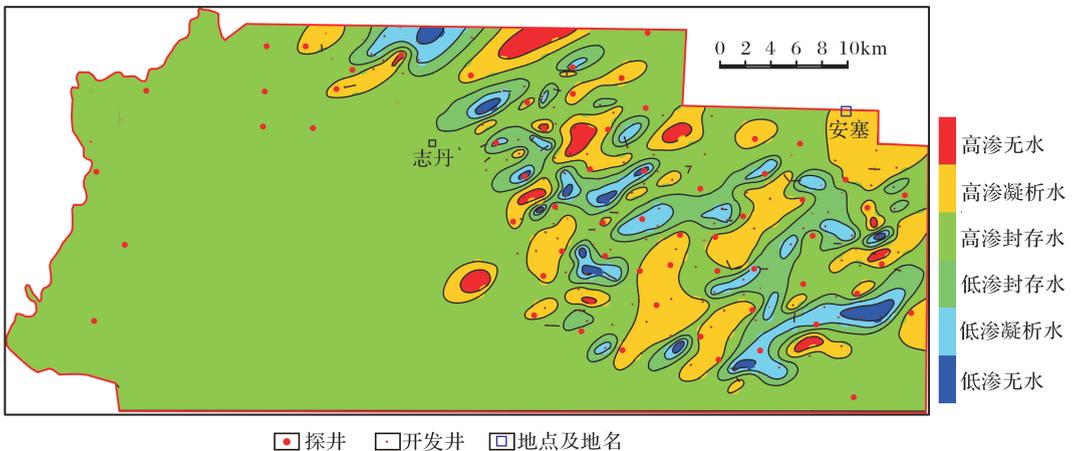


图 8 动静态综合法储渗体类型平面分布特征

Fig.8 The plane distribution characteristics of storage-permeability body

钻的 21 口水平井生产效果差,也足以说明该地区不适合水平井整体开发,在微沟槽、地层水分布等特征认识清楚的基础上采用直井进行开发,降低气藏开发风险。对于构造高部位的富气地区,如果微构造、微沟槽、微裂缝、储层规模等特征认识清楚的基础上,可以适当部署水平井,增加气井产量,提高气藏开发效益。

6.3 分步部署开发井,边开发边评价,降低开发风险,提高开发效益

岩溶风化壳型含水气藏由于储层发育的非连续性和地层水分布的高度复杂性,再加上微沟槽、微构造不清楚等特征,事实上对于开发井的部署缺乏坚实的信心,盲目的大批量上开发井存在极大的风险,因此该类气藏适合边钻井、边评价,分批部署

开发井。高桥区下古气藏宜实行在微沟槽刻画和地层水分布特征研究基础之上采用直井滚动开发的策略,按照“高产井—高产井组—高产井区”的布井原则,边开发,边评价地层水分布,降低开发井布井风险,提高气田开发经济效益。以靖南 57-9 井组为例,该井组 3 口井均获高产气流,平均试气无阻流量 $142 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,生产初期产量均在 $10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 以上,表现出良好的生产前景,气藏产能建设对于该区域寄予厚望,希望钻出更多这一类型井组。但是随着周围完钻直井的气藏评价结果,认识到该井组南、东南方向有 2 块地层水富集区域,由于该区域储层物性较好,有可能随着气藏的开发,井底压力降低,边部地层水可能突进造成气井产量下降。气井的开发实际也验证了这一风险,由于

南、东 2 个方向的水平井开发受地层水影响,不到半年时间产气量从 $12 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 下降到 $1.2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 直至停产,这一方面说明该井采气速度过高造成边底水突进井底造成水淹,另一方面也验证了动静态综合法刻画地层水分布特征认识结果的正确性。该项研究成果为高桥区下古生界气藏开发井布井和产能建设提供指导。

7 结论

(1)岩溶风化壳型气藏特征主要表现为①分布面积大、多层含气;②储层薄、丰度低、非均质性强;③气井动态特征差异较大;④整体地层水不活跃,局部地区发育密闭条件下的层间滞留水;⑤试气产水井比例较高,水平井试气产水量和见水概率普遍高于直井;⑥层间滞留水发育地区生产井受地层水影响严重。高桥区完钻水平井静态特征差异较大,导致水平井钻遇较低的因素包括:①储层规模及形态不确定;②钻遇沟槽;③储层微构造起伏;④其他因素。

(2)明确了岩溶风化壳型含水气藏气水分布控制因素,首次采用动静态综合法划分岩溶风化壳型含水气藏储渗体类型,建立不同类型储渗体划分标准,在气水分布控制因素基础之上明确不同类型储渗体在平面分布特征,指出了开发井优选部署区域和风险区域,为产能建设提供指导。

(3)在气藏特征、完钻水平井分析、气水分布控制因素、分布特征等研究基础上,制定了高桥地区下古气藏开发技术对策,有力地支撑了高桥地区下古气藏的产能建设。

参考文献 (References)

- [1] Zhao Wenzhi, Shen Anjiang, Pan Wenqing, *et al.* A research on carbonate karst reservoirs classification and its implication on hydrocarbon exploration: Cases studies from Tarim Basin [J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2013, 29(9): 3213-3222. [赵文智, 沈安江, 潘文庆, 等. 碳酸盐岩岩溶储层类型研究及对勘探的指导意义——以塔里木盆地岩溶储层为例 [J]. *岩石学报*, 2013, 29(9): 3213-3222.]
- [2] Chen Xueshi, Yi Wanxia, Lu Wenzhong. The paleokarst reservoirs of oil/gas fields in China [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2004, 22(2): 244-253. [陈学时, 易万霞, 卢文忠. 中国油气田古岩溶与油气储层 [J]. *沉积学报*, 2004, 22(2): 244-253.]
- [3] Zhao Zhengzhang, Du Jinhu, Zou Caineng, *et al.* Geological exploration theory for large oil and gas provinces and its significance [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2011, 38(5): 513-522. [赵政璋, 杜金虎, 邹才能, 等. 大油气区地质勘探

理论及意义 [J]. *石油勘探与开发*, 2011, 38(5): 513-522.]

- [4] Yang Hua, Huang Daojun, Zheng Congbin. Characteristics and exploration progress of the Ordovician karst ancient landform gas reservoir in Ordos Basin [J]. *China Petroleum Exploration*, 2006, (3): 1-5. [杨华, 黄道军, 郑聪斌. 鄂尔多斯盆地奥陶系岩溶古地貌气藏特征及勘探进展 [J]. *中国石油勘探*, 2006, 21(3): 1-5.]
- [5] Luo Ping, Zhang Jing, Liu Wei, *et al.* Characteristics of marine carbonate hydrocarbon reservoirs in China [J]. *Earth Science Frontiers*, 2008, 15(1): 36-50. [罗平, 张静, 刘伟, 等. 中国海相碳酸盐岩油气储层基本特征 [J]. *地学前缘*, 2008, 15(1): 36-49.]
- [6] Xia Yong, Liu Haifeng, Yuan Jiming, *et al.* The characteristics of the ancient karst and the development of favorable reservoirs in the south of Jingbian Gasfield [J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 2013, 37(6): 25-31. [夏勇, 刘海峰, 袁继明, 等. 靖边气田南部古岩溶特征及有利储层发育 [J]. *东北石油大学学报*, 2013, 37(6): 25-31.]
- [7] Li Jianqi, Li Anqi, Zhang Zhenwen, *et al.* The origin and development of the relatively rich water area in strata of M₅₊₂ in Jingbian Gasfield [J]. *Natural Gas Industry*, 2005, 25(9): 89-91. [李建奇, 李安琪, 张振文, 等. 靖边气田马五₁₊₂气藏相对富水区成因及开发 [J]. *天然气工业*, 2005, 25(9): 89-91.]
- [8] Guo Gang. Study of regularities of distribution of water body in Ma 5 reservoir of Majiagou Formation of Lower Ordovician in Shan 155 well field of Jingbian Gasfield in Ordos Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2006, 17(6): 789-793. [郭刚. 鄂尔多斯盆地靖边气田陕 155 井区下奥陶统马家沟组马五储层水体分布规律研究 [J]. *天然气地球科学*, 2006, 17(6): 789-793.]
- [9] Jia Ailin, Yan Haijun, Guo Jianlin, *et al.* Development characteristics for different types of carbonate gas reservoirs [J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2013, 34(5): 914-923. [贾爱林, 闫海军, 郭建林, 等. 不同类型碳酸盐岩气藏开发特征 [J]. *石油学报*, 2013, 34(5): 914-923.]
- [10] Wei Hu, Sun Wei, Yan Ningping, *et al.* The expanding reasons and water control methods of water-rich area in Jingbian Gasfield [J]. *Journal of Jilin University: Earth Science Edition*, 2010, 40(5): 1014-1019. [魏虎, 孙卫, 宴宁平, 等. 靖边气田富水区扩大原因及控水措施 [J]. *吉林大学学报: 地球科学版*, 2010, 40(5): 1014-1019.]
- [11] Wang Caili, Zhang Jianguo, Bian Xiaoyan. Formation mechanism and controlling factors of the formation water in Ma₅ reservoir of Jingbian Gasfield [J]. *Low Permeability Oil & Gas Fields*, 2007, 21(1): 35-39. [王彩丽, 张建国, 卞晓燕. 靖边气田马五₁气藏地层水形成机理及控制因素分析 [J]. *低渗透油气田*, 2007, 21(1): 35-39.]
- [12] Xia Yong, Yuan Jiming, Xia Yonghui, *et al.* Main control factors and prediction of water distribution in the non-bottom stratum in the south of Jingbian Gasfield [J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 2015, 39(2): 1-8. [夏勇, 袁继明, 夏勇辉, 等. 靖边气田南部非边底型地层水分布主控因素及预测 [J]. *东北石油大学学报*, 2015, 39(2): 1-8.]

- [13] Lin Jiashan, Zhou Wen, Zhang Zonglin, *et al.* Research on dominant factors and gas-water distribution modes in relative water rich area in Low Paleozoic of Jingbian Gasfield[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2007, 26(5):72-74. [林家善, 周文, 张宗林, 等. 靖边气田下古气藏相对富水区控制因素及气水分布模式研究[J]. *大庆石油地质与开发*, 2007, 26(5):72-74.]
- [14] Jia Ailin, Yan Haijun. Problems and countermeasures for various types of typical carbonate gas reservoirs development[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2014, 35(3):519-527. [贾爱林, 闫海军. 不同类型典型碳酸盐岩气藏开发面临的问题与对策[J]. *石油学报*, 2014, 35(3):519-527.]
- [15] Liu Haifeng, Cheng Fengxi, Xia Yong, *et al.* The technology and application of horizontal gas well location optimization in Jingbian Gasfield[J]. *Natural Gas Technology and Economy*, 2012, 6(4):34-35. [刘海锋, 陈凤喜, 夏勇, 等. 靖边气田水平井井位优选技术及应用[J]. *天然气技术与经济*, 2012, 6(4):34-35.]
- [16] Jia Ailin, Fu Ninghai, Cheng Lihua, *et al.* The evaluation and recoverability analysis of low-quality reserves in Jingbian Gasfield[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2012, 33(supplement2):160-165. [贾爱林, 付宁海, 程立华, 等. 靖边气田低效储量评价与可动性分析[J]. *石油学报*, 2012, 33(增刊2):160-165.]
- [17] Yan Haijun, He Dongbo, Xu Wenzhuang, *et al.* Paleotopography restoration method and its controlling effect on fluid distribution: A case study of the gas reservoir evaluation stage in Gaoqiao[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016, 37(12):1483-1494. [闫海军, 何东博, 许文壮, 等. 古地貌恢复及对流体分布的控制作用——以鄂尔多斯盆地高桥区气藏评价阶段为例[J]. *石油学报*, 2016, 37(12):1483-1494.]

Gas-water distribution characteristic of the karst weathering crust type water-bearing gas reservoirs and its development countermeasures: Case study of Lower Paleozoic gas reservoir in Gaoqiao, Ordos Basin

Yan Hai-jun¹, Jia Ai-lin¹, Ji Guang¹, Guo Jian-lin¹, Xu Wen-zhuang²,
Meng De-wei¹, Xia Qin-yu¹, Huang Hang-juan²

(1. *PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China* ;
2. *No.6 Gas Production Plant, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an 710018, China*)

Abstract: Karst weathering crust gas reservoir is a main type of carbonate gas reservoir, which is widely distributed in the Ordos, Tarim and Sichuan Basins. Due to the influence of formation water, the development of karst weathering crust typewater-bearing gas reservoir is facing a great challenge. This kind of gas reservoir is mainly characterized by large area distribution, multilayer gas bearing, thin reservoir, low abundance, strong heterogeneity, and big difference in gas well dynamic characteristics. The controlling factors of gas water distribution mainly include regional tectonic background, sufficient degree of gas source, small amplitude structure, the heterogeneity of reservoir, the distribution of the groove and the geological process of tectonic inversion and so on. The analysis of static and dynamic characteristics of drilled horizontal well in Gaoqiao shows that the main reason to cause the poor production effect is formation water. Aimed at their shortcomings and combined with their respective advantages of dynamic and static methods in the process to analyze the formation water distribution, the dynamic and static method was used to classify storage-permeability body for the first time. The reservoir is divided into high permeability without water, high permeability with condensate water, high permeability with sealed water, low permeability with sealed water, low permeability with condensate water and low permeability without water. At the same time, the distribution of all kinds of storage-permeability bodies is clearly exhibited on the plane. Based on the controlling factors of gas water distribution and storage-permeability body distribution characteristics, the development countermeasures of this kind of gas reservoir were proposed. This effectively guides the scientific and efficient development.

Key words: Weathering crust; Water bearing gas reservoir; Gas reservoir characteristics; Gas water control factors; Storage-permeable body classification; Development countermeasures