

文章编号: 0253-9985(2007)04-0473-06

鄂尔多斯盆地靖边气田高产富集因素

吴永平¹, 王允诚^{1, 2}

(1. 成都理工大学 能源学院, 四川 成都 610059)

(2. 成都理工大学 “油气藏地质与开发工程” 国家重点实验室, 四川 成都 610059)

摘要: 通过对靖边气田古地貌单元、构造特征及泥岩压实特征对天然气富集的单一控制因素分析, 认为这 3 种单一因素对天然气的富集都具有一定的控制作用。要全面、准确地把握本区的天然气富集规律并划分有利区, 还需展开多因素的综合分析。以岩溶古地貌和现今构造作为主导因素, 将组合关系分为以下 4 类: 1) 高点组合类型; 2) 台缘斜坡区、构造鼻隆与古构造不同部位组合类型; 3) 台缘斜坡区、构造鼻翼与古构造不同部位组合类型; 4) 洼地、构造鼻凹与古构造不同部位组合类型。其中, 以高点组合类型为最优。根据控制和影响天然气富集的各种因素, 结合已有高产井地质反映特征, 提出靖边气田天然气富集所必须具备的 5 个条件, 揭示其高产富集的规律性。

关键词: 地貌单元; 构造特征; 泥岩压实; 富集规律; 靖边气田

中图分类号: TE112.3 **文献标识码:** A

Factors influencing natural gas enrichment in Jingbian gas field, Ordos basin

Wu Yongping¹, Wang Yuncheng²

(1. College of Energy Resources, Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan 610059)

(2. State Key Lab of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation,
Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan 610059)

Abstract Single control factor analyses of the palaeogeomorphology unit, structural feature, and mudstone compaction characteristics of Jingbian gas field show that these three factors individually have some impacts upon the gas enrichment in the field. However, a comprehensive and accurate understanding of gas enrichment pattern and recognition of prospect need further analyses of the combinations of the influential factors. Taking the karst palaeogeomorphology and the present structures as the predominant control factors, four types of combinations are recognized: 1) structural high combinations; 2) combinations of platform edge slope and structural nose uplift with different parts of palaeostructure; 3) combinations of platform edge slope and structural nose flank with different parts of palaeostructure; and 4) combinations of low land and structural nose hollow combined with different parts of palaeostructure. Among the four types, the first one is considered to be the most favorable. By integrating various factors that control or affect the natural gas enrichment with geological characteristics of high productivity wells, five necessary conditions for gas accumulation in Jingbian oilfield are proposed to reveal the pattern of gas enrichment.

Key words geomorphic unit; structural feature; mudstone compaction; gas enrichment; Jingbian gas field

鄂尔多斯盆地主要开发的靖边气田属低孔、低渗、低丰度碳酸盐岩风化壳气藏, 地质结构复

杂, 非均质性极强, 开发难度较大^[1~6]。靖边气田开发大致经历了开发综合评价 (1993—1996 年)、

表 1 地貌单元与无阻流量对比研究

Table 1 Correlation of geomorphic unit and AOF ($10^4 \text{ m}^3/\text{d}$)

地貌单元	无阻流量* / ($10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)						平均无阻流量 / 马五 ₁ —马五 ₂	马五 ₁ —马五 ₃
	< 4	4~ 10	10~ 20	20~ 50	50~ 100	> 100	($10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$) 厚度 /m	厚度 /m
台丘区	$\frac{53}{19.27}$	$\frac{61}{22.18}$	$\frac{58}{21.09}$	$\frac{65}{23.64}$	$\frac{18}{6.55}$	$\frac{20}{7.27}$	25.91	29.35
斜坡区	$\frac{29}{34.12}$	$\frac{21}{24.70}$	$\frac{9}{10.59}$	$\frac{18}{21.18}$	$\frac{5}{5.88}$	$\frac{3}{3.53}$	17.09	18.39
台内浅凹	$\frac{3}{50.00}$	$\frac{2}{33.33}$	$\frac{0}{0}$	$\frac{1}{16.67}$	$\frac{0}{0}$	$\frac{0}{0}$	2.32	8.78
剥蚀区	$\frac{11}{61.11}$	$\frac{3}{16.67}$	$\frac{3}{16.67}$	$\frac{1}{5.55}$	$\frac{0}{0}$	$\frac{0}{0}$	1.85	3.69
沟槽	$\frac{15}{88.24}$	$\frac{2}{11.76}$	$\frac{0}{0}$	$\frac{0}{0}$	$\frac{0}{0}$	$\frac{0}{0}$	1.21	2.59

* 所列数据为 $\frac{\text{井数}}{\text{占统计井百分数, \%}}$

探井试采 (1997—1998 年) 以及规模开发 (1999—2004 年) 3 个阶段^[7]。靖边气田开发评价阶段实际钻探结果与油气勘探阶段指出天然气相对富集区存在较大的差异, 具体表现为岩溶地貌、现今奥陶系顶面起伏形态进一步复杂化, 气藏含气面积内次一级侵蚀潜沟普遍发育, 相对高产、富集的井区出现气层缺失或变薄。气田现今构造形态进一步复杂化, 如中区鼻隆排数由勘探阶段的 3 排增至 6 排, 规模变小, 鼻隆宽度由 12~ 18 km 变为 2~ 8 km; 但对气层物性、产能的控制作用则趋于明显。本文通过对靖边气田古地貌单元、构造条件以及压实特征对天然气富集规律的综合研究, 揭示其高产富集的规律性, 确定有利的天然气富集靶区。

1 古地貌单元对天然气富集的控制

古岩溶地貌是岩溶作用与各类地质作用综合作用的结果, 不同的地貌形态对岩溶发育起着控制作用^[8]。因此, 研究古岩溶地貌单元特征与天然气的富集规律有着重大的意义。根据古地貌再现剖面并以钻井资料为基础, 对靖边气田进行地貌单元划分, 共划分出台丘、斜坡、台内浅凹、沟槽及剥蚀区共 5 种地貌单元类型。为了探讨古地貌单元对天然气富集的影响, 将地貌单元与无阻流量进行对比研究 (表 1)。

按照台丘、斜坡、台内浅凹、剥蚀区和沟槽的顺序, 奥陶系马家沟组 (以下简称马五) 储层马五₁—马五₂ 残留厚度、马五₁—马五₃ 残留厚度及无阻流量依次减小, 各地貌单元间井的无阻流量差别明显。工区内绝大多数井位于台丘区, 其中产能大于 $20 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的井占统计井数的 37.45%; 斜坡区产能大于 $20 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的井占统计井数的 30.59%; 台内浅凹区产能大于 $20 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的井占统计井数的 16.67%; 剥蚀区产能大于 $20 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的井占统计井数的 5.56%; 马五₂ 沟槽区井的产能均小于 $10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 产能大于 $50 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的井只存在于台丘区和斜坡区。

将无阻流量大于 $20 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的生产井的分布范围与古地貌图进行了叠合 (图 1), 无阻流量与地貌单元对应关系较好。其中无阻流量大于 $20 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的井基本全部落在台丘区的范围内, 表明台丘区是油气富集的最有利部位。同时, 中部台丘区由于溶蚀孔洞发育, 受到岩溶的改造作用强烈, 其天然气富集条件较北部和南部大面积台丘区要好得多。由于地貌单元与地层出露特征、马五₁—马五₃ 的残留厚度及无阻流量等参数具有密切的相关性, 各项参数按照台丘、斜坡、台内浅凹、剥蚀区和沟槽的顺序依次降低, 不同地貌单元之间特征差异明显。因此, 地貌单元对天然气的富集具有很强的控制作用。

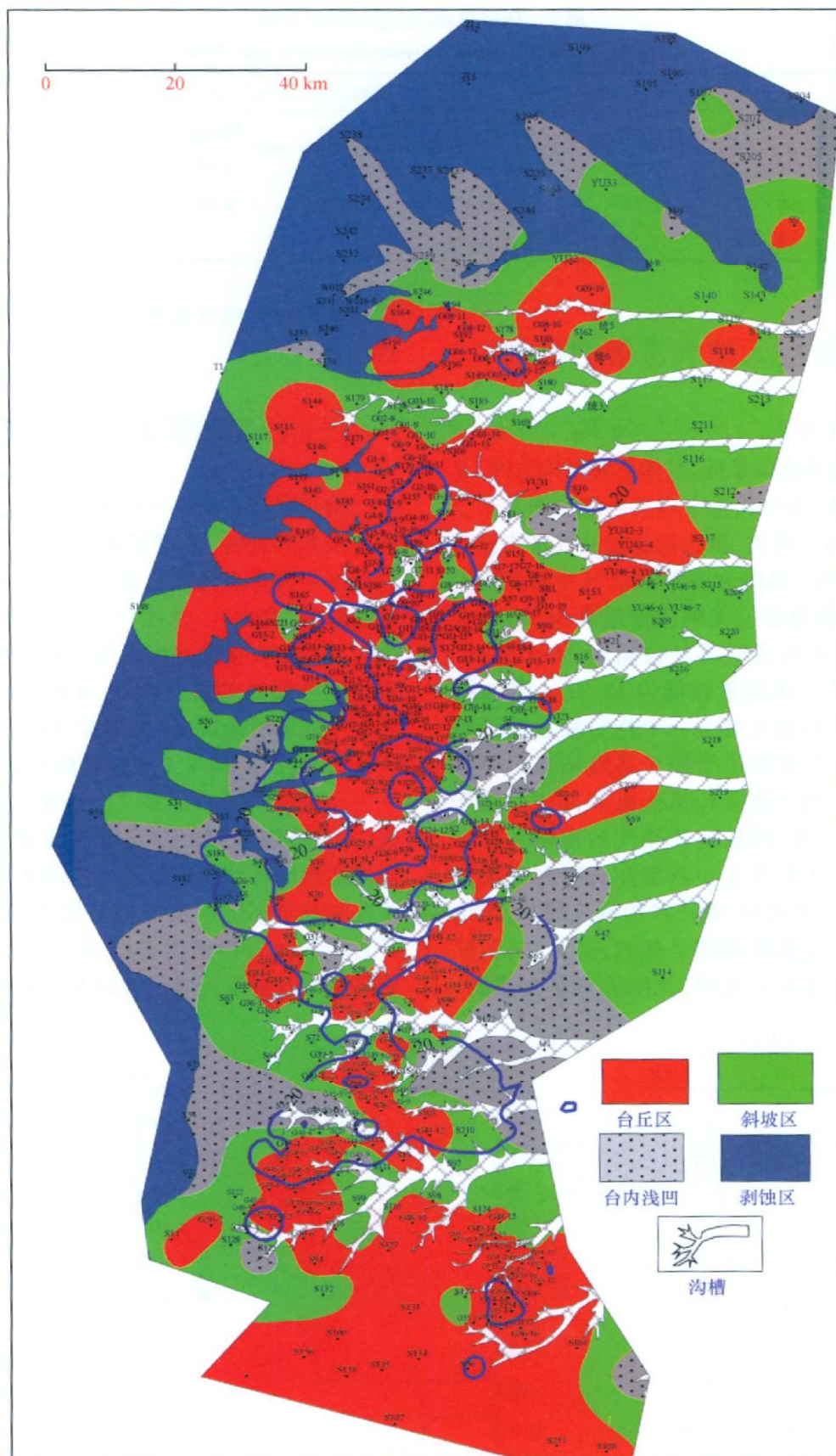


图 1 无阻流量与地貌单元的对应关系

Fig. 1 Relationship between AOF and geomorphic unit

表 2 构造与无阻流量的对应关系

Table 2 Relationship between Structure and AOF

构造部位	井数 /口	无阻流量 $/ (10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1})$				
		台丘区	斜坡区	台内浅凹	剥蚀区	马 521 沟槽
鼻隆	31	29.52	14.18		7.07	
鼻翼	293	28.08	17.82	1.60	0.85	1.80
鼻凹	29	17.74	8.43			
						总体平均
						24.61
						24.07
						15.81

2 构造特征对天然气富集的控制

靖边气田马五₁⁴、马五₂²、马五₃³、马五₄^{3b}、马五₅²各层构造具有继承性,总体上该区构造南、北分区,东、西分带,每个构造带内又可细分为若干个鼻隆。从表 2 可以看出,鼻状构造对油气富集具有一定的控制作用。鼻隆和鼻翼部位气井的无阻流量较高。其中鼻隆部位无阻流量最高为 $24.61 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 鼻翼部位无阻流量较高为 $24.07 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 鼻凹部位无阻流量较低为 $15.81 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。每一个鼻隆构造区都是一个相对独立的天然气聚集区,天然气聚集带受控于鼻隆构造区中部的鼻隆构造带,两大鼻隆构造区毗邻部位也是天然气聚集带。可见,构造对天然气的富集具有一定的控制作用,天然气主要富集在鼻隆和鼻翼部位。由于处于台内浅凹、剥蚀和沟槽区的井,无论构造部位如何,无阻流量都是低的,而台丘、斜坡区的井,无论构造部位如何,无阻流量都是高的,

因此构造对天然气富集的控制作用比地貌要差一些。

3 泥岩压实特征对天然气富集的控制

靖边气田石炭系—白垩系泥岩普遍发育。利用声波测井资料,采用等效深度法^[9-10],绘制了靖边地区下古生界气藏石盒子组—马家沟组泥岩压实趋势图(图 2)。从图中可以发现,靖边气田下古生界气藏大多数井泥岩压实曲线均在石炭系层段出现声波时差值突变区,出现“欠压实”特征。石炭系泥岩所表现出“欠压实”特征说明泥岩排流不畅,即生成的油气无法正常的从烃源岩排出;另一方面也说明了石炭系“欠压实”泥岩生烃能力强,并对奥陶系储层起到有效的封盖作用。通过对靖边地区各井石炭系泥岩实际声波时差值与正常压实趋势下的声波时差值之差的统计发现,各井石炭系泥岩声波时差异常值大小不一。将气田完试井石炭系泥岩声波时差异常值与其奥陶系

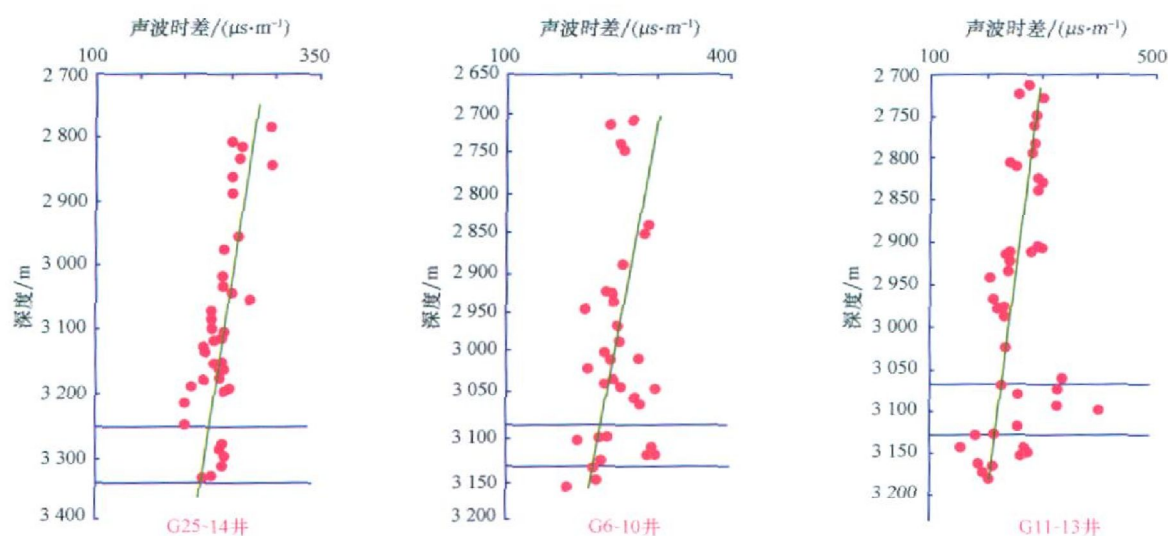


图 2 靖边气田上古生界泥岩压实趋势

Fig. 2 Neopaleozoic mudstone compaction tendency in Jingbian gas field

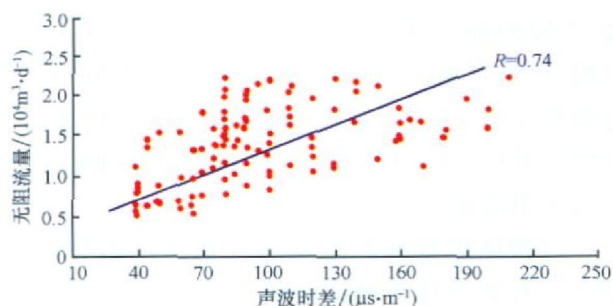


图3 石炭系泥岩声波时差异常值与奥陶系气层无阻流量的关系^[11]

Fig.3 Relationship between the anomalous SDT of the Carboniferous mudstone and the AOF of the Ordovician gas zone

气层无阻流量建立关系,最终发现:除特殊井点外(如陕52、陕29井等),石炭系泥岩声波时差异常值大,则无阻流量大;石炭系泥岩声波时差异常值小,则无阻流量小。利用上古生界泥岩压实曲线定性预测单井无阻流量符合率较高,且经完试65口开发井检验,总符合率达到74%^[11](图3)。

4 下古生界气藏天然气富集因素分析及评价

经前面的研究发现,古地貌、古构造以及泥岩压实特征从单一角度都对天然气的富集起到一定的控制作用;但要全面、准确地划分有利区,还需展开多因素组合分析。这是在单一因素基础上进一步认识、寻找含气富集区的关键所在。

利用靖边南、北、中区所有探井61口,配以构造-地貌组合方式,可以发现从单一地质条件岩溶古地貌对储层物性的控制作用最为明显。从产量统计看,构造鼻隆部位产量最高,鼻翼次之,鼻凹最低;从地层保存程度看,加里东期古构造低部位、过渡区地层保存较为完整。因此,在上述组合方式的基础上,根据各地质条件所起作用的不同,按照对地层、储层、产能的控制作用,确定以岩溶古地貌和现今构造特征作为天然气富集的主导因素,对不同组合方式进行合并分类,结果如下。

1) 高点组合类型

高点组合类型指台丘区、残丘区、构造鼻隆部

位与古构造高部位的组合。这一组合类型由10口井控制,地质条件最优,储层物性好。马五₁³层孔隙度为5.00%~9.20%,平均7.80%;岩心分析渗透率为 $1.78 \times 10^{-3} \sim 25.14 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均 $13.06 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;含水饱和度低,10口井平均仅18.57%;有效厚度大,为2.9m;产能高,平均无阻流量为 $38.16 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

2) 台缘斜坡区、构造鼻隆与古构造不同部位组合类型

该类型从地质条件看,古地貌条件不佳,但构造位置有利,渗透性好。统计主力气层马五₁³孔隙度平均为6.75%,岩心分析渗透率为 $21.78 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,含水饱和度为21.48%,有效厚度3.15m,与高点组合类型相当;但产量高低差别较大,其变化范围为 $2.50 \times 10^4 \sim 90.96 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 平均 $34.90 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

3) 台缘斜坡区、构造鼻翼与古构造不同部位组合类型

该组合类型同前两种组合类型比较,主控因素位置相对不利,物性变化范围小,平均值低。马五₁层平均孔隙度为5.64%,岩心分析渗透率为 $4.94 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,含水饱和度为23.00%,有效厚度平均2.69m;受侵蚀潜沟影响,产能变化较大,为 $3.60 \times 10^4 \sim 67.80 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 平均 $14.98 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

4) 洼地、构造鼻凹与古构造不同部位组合类型

该组合类型由6种组合方式构成,控制井点数11口。其中有5口井位于古侵蚀沟槽的边缘区,储层发育、物性好,马五₁层岩心分析平均渗透率值为 $13.71 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均无阻流量为 $22.26 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 剩余6口井产量相对较低,除北区陕11井达到工业气流外,其余井均未达到工业气流标准,平均无阻流量仅为 $1.52 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

以上4种组合方式以高点组合类型最优,台缘斜坡区、构造鼻隆与古构造不同部位组合类型次之。根据控制和影响天然气富集的各种因素,结合已有高产井的地质反映特征,综合分析认为靖边地区天然气富集遵循以下5个条件:1)奥陶系出露层位为马五₁¹或马五₁²;2)加里东期末下白垩统古构造斜坡位置;3)前石炭纪岩溶古地貌残丘、斜坡或台地边缘;4)现今构造高部位;5)石炭系泥岩“欠压实”高值区(声波时差值 $> 70 \mu\text{s}/\text{m}$)^[12]。

利用已完钻井试气检验的 11 口高产井对上述 5 个条件进行验证, 11 口高产井仅漏选 1 口 (G14-11 井), 说明利用上述的 5 个条件验证天然气高产比较成功。11 口高产井奥陶系储层保存完整。马五₁³ 层沉积微相含有石膏、硬石膏的潮上带溶斑泥-微(粉)晶白云岩微相, 为其接受后期岩溶溶解作用、产生储集体轮廓创造了有利条件; 孔隙充填程度低 (70% ~ 85%), 孔隙度高 (6% ~ 8%), 为油气提供了良好的聚集场所; 下白垩统古构造表现为以构造斜坡为主, 确保了储层的保存完整性, 又为其后的岩溶作用提供了有利构造位置。11 口高产井在前石炭纪岩溶古地貌上表现为以台缘斜坡为主, 此位置岩溶作用以渗流和潜流为主, 溶解作用发育极其强烈, 储层中准同生期形成的石膏、硬石膏等易溶矿物几乎被完全溶蚀, 孔洞发育良好, 台缘部位拉张缝发育, 共同构成储层优良的储集体系, 是天然气富集的最有利地区。11 口井中有 10 口井现今构造位置位于有利于天然气聚集的鼻隆及鼻翼部位。此外, 11 口高产井的石炭系泥岩声波时差异常值均大于 80 $\mu\text{s}/\text{m}$, 说明均位于储层物性及含气性良好的石炭系泥岩“欠压实”高值区。G14-11 井虽然下白垩统古构造位置位于不利部位, 但其储层保存完整, 现今构造位置、古地貌位置及石炭系泥岩“欠压实”区均位于高产富集有利部位。

5 结论

1) 经地貌单元、构造特征及泥岩压实特征对天然气富集的单一控制因素分析, 认为这 3 种单一因素对天然气的富集都具有一定的控制作用。其中, 古地貌单元对天然气富集控制最为明显。

2) 以岩溶古地貌和现今构造作为主导因素, 将靖边气田分为以下 4 类组合关系: 高点组合类

型, 台缘斜坡区、构造鼻隆与古构造不同部位组合类型, 台缘斜坡区、构造鼻翼与古构造不同部位组合类型及洼地、构造鼻凹与古构造不同部位组合类型。其中, 高点组合类型的地质条件、储层物性以及无阻流量均为最优。

3) 根据控制和影响天然气富集的各种因素, 结合已有高产井的地质反映特征, 综合分析提出靖边气田寻找天然气富集必须具备的 5 个条件, 经 11 口高产井验证全部符合筛选要求。

参 考 文 献

- 1 于忠平, 贾亚妮, 姬红, 等. 鄂尔多斯盆地东部上古生界碎屑岩储层特征 [J]. 天然气工业, 2002, 22(6): 27~30
- 2 何东博, 贾爱林, 田昌炳. 苏里格气田成岩作用及有效储集层成因 [J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(3): 69~71
- 3 冯乔, 马硕鹏, 樊爱萍. 鄂尔多斯盆地上古生界储层流体包裹体特征及其地质意义 [J]. 石油与天然气地质, 2006, 27(1): 27~32
- 4 马新华. 鄂尔多斯盆地天然气勘探开发形势分析 [J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(4): 50~53
- 5 朱怡翔, 田昌炳, 于兴河, 等. 鄂尔多斯盆地苏里格气田相对高渗砂体的成因及其岩石物理测井识别方法 [J]. 石油实验地质, 2004, 26(4): 389~393, 396
- 6 吴熙纯. 鄂尔多斯南部奥陶系岩溶带对天然气储层的控制 [J]. 石油与天然气地质, 1997, 18(4): 294~299
- 7 何自新, 郑聪斌. 鄂尔多斯盆地靖边气田的发现与勘探 [J]. 海相油气地质, 2005, 10(2): 37~42
- 8 夏日元, 唐健生. 鄂尔多斯盆地奥陶系古岩溶地貌及天然气富集特征 [J]. 石油与天然气地质, 1990, 20(2): 133~136
- 9 Magara K. Compaction and fluid migration—paractical petroleum geology [M]. Amsterdam, Elsevier, 1978
- 10 付广, 吕延防. 欠压实泥岩异常孔隙流体压力的定量研究 [J]. 新疆石油地质, 2002, 23(4): 295~298
- 11 王勇, 梁铭. 利用泥岩压实曲线特征预测靖边气田高产区带 [J]. 天然气工业, 2005, 25(4): 47~49
- 12 张明禄, 卢涛. 长庆气田下古气藏高产富集规律和高产井筛选 [J]. 低渗透油气田, 2001, 6(1): 34~39

(编辑 李 军)

《石油与天然气地质》期刊稳步发展

根据中国科学技术信息研究所万方数据股份有限公司《中国期刊引证报告(扩刊版)》(2007)资料, 我院《石油与天然气地质》期刊在 2006 年的影响因子为 1.528, 总被引频次达 1 725, 在石油天然气工业类中名列前茅。

(高岩)