

关于影响煤层气开发效果的地质因素再认识

申 平 (山西蓝焰煤层气集团有限责任公司, 山西 晋城 048200)

摘 要: 地质特征认识对煤层气开发效果起着重要作用。在资源特征相差不大的情况下, 发现煤层气相邻井的产量差异仍较大。排除工程因素后, 通过选取 8 类地质参数, 细致比对了低产井与邻井的参数特征, 筛选出其关键因素为煤层微幅构造与顶板封盖条件, 其中以微幅构造为主。据此, 重新认识并划分出新的次生褶皱背斜单元、向斜单元和斜坡单元, 获得了不同次生褶皱构造单元的开发特征。结果表明, 高、低产井分布与次生褶皱背斜、向斜相关性高达 92%。其中: 高产井主要分布在次生褶皱背斜变化较缓、呈隆起状的“平台”, 且煤层顶板以泥岩、碳质泥岩为主, 封盖性较好; 低产井主要分布在次生褶皱向斜, 同一井台各井开发效果差异表现为从向斜条带轴部一向斜条带内一向斜条带外的煤层气井平均单井产量不断增加, 到向斜轴部的距离大于向斜曲率半径 73.5% 的范围为主力产气区, 小于向斜曲率半径 40.0% 范围为产水主力区。这对煤层气新井部署、生产管理、开发调整等, 具有一定的指导意义。

关键词: 煤层气; 开发效果; 地质因素

0 引言

目前煤层气产能主控因素分析方法、有利区预测方法、开发单元划分方法基本上是将地质特征作为评价参数, 由于不同区块勘探开发资料详实程度的差异, 对于微观地质构造微幅变化特征所起的作用, 通常被忽视或难以利用。此外, 煤层气区块同一井台各井产量差异大现象的背后原因, 一直没有得到很好解答。以往通常将产能差异归因于煤层厚度、含气量、埋深等宏观资源条件, 然而, 排除工程因素外, 即使同一区域相邻煤层气井的煤层厚度、含气量等资源条件相差不大, 但单井的产量差异也较大。随着煤层气生产逐渐步入开发中期, 数据越来越丰富、详实, 有必要重新对地质因素再细化认识。

1 区域地质特征

中低阶煤层气田构造相对简单, 为一西倾的单斜构造, 局部发育多个次生褶皱构造, 该区块地层产状较缓, 地层倾角总体为 $1^{\circ}\sim 5^{\circ}$ 。太原组 8#、9# 煤层全区连续稳定分布。其中: 8#、9# 煤层发育厚度 7~18m, 平均 11.3m。北部由东向西煤层埋深逐渐增大, 8#、9# 煤层埋深在 500~1000m。煤岩演化程度比较低, 8#、9# 煤层镜质组反射率为 0.73%~0.86%, 属于中低阶煤层。

2 影响开发效果的地质因素

水平段纵向轨迹分上翘、平行和下倾 3 种类型。受区内褶皱构造影响, 区内水平井轨迹形态多以上翘型为主。结合生产动态分析可以发现, 水平段轨迹形态对气井产气产水影响很大, 平行于背斜轴迹的水平井具有很好生产效果, 上翘型水平井次之, 下倾型水平井生产效果较差。具体来看, 位于前岭背斜且水平段轨迹平行于背斜轴迹的水平井, 见气早、产气量高、产水量较低; 上翘型水平井生产效果与构造存在较大关系, 位于背斜构造的上翘型水平井见气早、产气高、产水较低, 位于向斜构造的上翘型水平井见气较晚、产气略低、产水较

大; 位于前岭背斜的下倾型水平井见气早, 排采 9d 即见气, 但产气效果较差, 明显低于其他水平井。造成不同构造位置和轨迹类型的气井生产差异的主要原因是地下水水势及其气水流动特征。由于尺寸不匹配, 螺杆泵无法放入水平段内, 加之纵向上气水重力分异的影响, 有利于上翘型水平井煤层排水降压, 但下倾型水平井因水平段长期浸泡在煤层水中而排水降压较困难。

在正断层控制下, 根据灰色关联分析评价可以得出渗透率是影响煤层产气的主控因素。分析认为, 渗透性决定了储层中气液运移的难易程度, 进而影响产气量大小; 正断层区块煤变质程度较高, 基质孔隙渗透性较差, 储层裂隙发育程度决定了煤储层渗透率的大小, 断层活动在一定程度上控制了其附近裂隙的发育特征。含气量作为表征资源丰度的基础数据, 是煤层气井高产的基础, 断层活动过程引起气体逸散程度不同, 进而影响含气量大小, 造成断层附近的产气差异较大。日产水量则主要表征的是正断层沟通含水层与否, 一般情况, 正断层附近日产水量处于较高的水平, 在一定程度抑制煤层气的产出; 煤体的破坏程度影响着煤粉的产出和压裂施工效果, 进而造成产气存在一定的差异。破裂压力和井径扩大率对产气量的影响较小, 这是由于破裂压力并不能完全表征压裂效果的好坏, 而井径扩大率的大小主要控制井壁稳定性, 造成频繁的修井, 进而影响排采的连续性。

排水降压、上产阶段后进入稳产期, 稳产期平均产气量为 $12 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。相比上产期, 稳产期的生产数据更能反映前期部署和开发的成效。剔除修井等生产不连续数据点, 从单井的稳定日产气量、稳定生产天数和累计产气量三方面, 划分出高、低产井。根据历史排采数据统计分布特征, 定义高产井为稳定产气量 $1000 \text{ m}^3/\text{d}$ 以上的煤层气井, 定义低产井为生产 5a 以上、稳定产气量 $200 \text{ m}^3/\text{d}$ 以下的煤层气井。依据该标准, 有高产井 144 口、

低产井 65 口，并确定了分布情况。由于邻井间产量差异较大，故选取影响产量的微幅构造、埋深、厚度、含气量、渗透率、水动力条件（水矿化度）、封盖性、临储比等 8 类地质因素进行对比。

结合低产井与邻井位置，通过对 8 类影响因素进行对比，筛选出关键地质因素为微幅构造和 8#、9# 煤层顶板封盖性，其中以微幅构造为主，而煤层埋深、厚度、含气量、水动力条件、渗透率及临储比参数相差不大。以微幅构造为主要依据，根据主力产气层 8#、9# 煤层的顶面微幅构造高程线变化、走向和形态，将进一步划分出的 5 个次生褶皱背斜单元、4 个次生褶皱向斜单元和剩下的斜坡单元，作为研究对象。统计发现：144 口高产井中有 136 口位于次生褶皱背斜单元，高产井分布于次生褶皱背斜的符合率高达 94%；65 口低产井中有 60 口是位于次生褶皱向斜单元，低产井分布于次生褶皱向斜的符合率高达 92%。通过微幅构造再认识，发现次生褶皱构造对于高、低产井的分布起着重要作用。

3 稳产与次生褶皱的关系及量化规律

3.1 高、低产井所在次生褶皱构造特征及原因分析

高产井分布位置集中在大型鼻状背斜 1 和背斜 2，而在背斜 3 和背斜 4 零星分布。结合 8#、9# 煤层顶板岩性厚度分布，可以总结出高产井所在次生褶皱的构造特征：①所在背斜的构造高程线变化较缓，为隆起状“平台”；②顶板封盖性好，以泥岩和碳质泥岩为主。

对比主力煤层 8#、9# 顶板岩性厚度与高产井分布可以发现：背斜 1、2 处的 8#、9# 煤层顶板以碳质泥岩、泥岩为主，封盖条件好，高产井也最多，产气好；背斜 3、4、5 处的煤层顶板以泥质砂岩、砂岩为主，封盖保存条件较差，高产井分布较少。由于背斜轴部主要受张应力作用，发育大量张性裂隙，渗透性增大，煤层气逸散，故诸多文献认为斜轴部普遍为产气低点。然而，位于缓坡背斜 1、2 轴部也表现出高产，这主要是因为背斜构造变化不剧烈，且上覆地层有好的封盖性，也利于解吸气和游离气的保存，故而高产。这也是为何同是背斜但产气量差异大的原因。低产井主要分布于向斜 1、2、3 中，形态宽缓的向斜 4 有零星分布。对照 8#、9# 煤层顶板岩性厚度分布，低产井大多位于构造线变化较陡的向斜。由于向斜轴部一般受挤压应力影响，地层压力较高，通常处于地下水滞留区，若煤层顶板封盖性较好，利于形成水力封堵型煤层气藏。通过煤层气数值模拟方法计算得到，目前煤层剩余气量主要位于埋藏较深的区块和各向斜单元内，故资源是有保证的。然而，由于气、水密度差异，向斜容易汇聚大量煤层水，煤层气解吸慢，见气也慢，故在开发初期和中期，不论顶板封盖性如何，向斜部位普遍低产；但到了开发后期，随着排出大量的水，位于向斜内、且煤层顶板以泥岩或碳质泥岩为主（顶板封盖性较好）的煤层气井，有望获得较

高产量。

3.2 不同褶皱构造单元开发特征

背斜褶皱单元煤层气井平均井底流压最低，平均单井日产气量最高，截至目前平均单井累计产气量在 3 类构造单元中也是最高的，为 $600\text{m}^3/\text{d}$ 。

斜坡单元煤层气井平均单井日产水量与背斜单元相近，平均井底流压值、平均单井日产气量较高。

向斜单元煤层气井经过长期排采，平均单井日产水量仍然最高，目前为 $15\text{m}^3/\text{d}$ ，平均井底流压也最高，产气井的平均单井日产气量最低。

从所有向斜单元的平均单井排采曲线：向斜单元排水期较长，其中前 3a 均以排水为主，基本不产气；之后进入产气上升阶段，虽然产气增幅较小，但目前仍处于上升阶段。按向斜单元以外推 1.5 倍井距范围作为邻井区。与邻井区对比，向斜单元中的单井普遍呈现“产水高、产气少，或不产气、井底流压高”的特征。以向斜 3 单元为例，共有 31 口井，有 80.6% 的井（25 口）从未产气。

向斜 3 单元平均单井日产气量 70m^3 ，比周边平均单井稳定日产气量 500m^3 低了 430m^3 ；同时，向斜 3 单元井产水一直较多，平均单井日产水量目前稳定在 16m^3 ，比邻井区的单井日产水量高 10m^3 。其他向斜单元也表现出类似规律。

3.3 同井台单井产量差异与褶皱形态相关性明显

同一井台各井沿构造条带划分，产量分带明显，表现为位于向斜轴部井产量最低，外延至向斜单元条带内、向斜边界、向斜单元条带外，煤层气井产量明显递增，产量差异与微幅构造形态相关性明显。以向斜 3 单元中的某井台为例。该井台有 5 口井，其中：位于向斜单元外 2 口，单井产量分别为 550 、 $680\text{m}^3/\text{d}$ ；位于向斜单元边界 1 口，单井产量 $320\text{m}^3/\text{d}$ ；位于边界内 1 口，单井产量 $200\text{m}^3/\text{d}$ ；向斜轴部 1 口，从未产气。其他井台也表现出类似规律。

3.4 到向斜轴部距离与产气量、见气时间的量化关系

以轴部为界，将向斜划分为陡侧与缓侧。以向斜 3 单元为例，陡侧和缓侧划分。根据到向斜轴部距离与产气量相关性分析：排采井到向斜轴部的距离与稳定日产气量呈二次正相关，到向斜轴部的距离越远，井的稳定日产气量越高。据统计，到向斜轴部距离大于次生褶皱向斜曲率半径 73.5% 以上的范围为主力产气区；同理，可统计排采井到向斜轴部距离与产水量的量化关系，从而得到到向斜轴部距离小于次生褶皱向斜曲率半径 40.0% 的范围为主力产水区。从构造形态来看，向斜陡侧井的稳产气量随距离增加变化越远越快，而缓侧井的变化趋势相对要慢。

煤层气井到向斜轴部距离与见气时间呈线性负相关。从构造形态来看，向斜陡侧到轴部距离越远的排采

井, 见气时间也越短, 大部分陡侧翼部井 100d 可见气, 而缓侧井的见气时间随距离增加变化相对要慢。

4 现场应用与建议

4.1 优化水平井井位

由于构造部位所处的局部应力环境和构造幅度引起渗透率差异和汽水重力分异, 造成背斜部位产气效果好且产水低, 而向斜部位产气效果略差且产水高。因此, 建议优化水平井井位, 加大低部位(向斜)水平井的排采强度以实现局部构造高部位(背斜)的快速整体降压。

4.2 煤层气新井部署

根据次生褶皱向斜轴部距离与产气的量化关系, 优化井网井距和优选排采设备。部署井网完善新井方案时, 在向斜曲率半径 40.0% 范围内, 按照较大井距(井网)部署井位, 排采设备优选大型泵; 背斜、斜坡区, 以较小井距(井网)进行新井部署, 排采设备优选中小型泵。

4.3 煤层气井生产管理

未产气井要分类对待, 特别对位于次生褶皱向斜内的井, 不盲目采取“停排”或“封井”等措施。向斜单元井经过长达 3a 排水后, 才开始陆续产气, 这些井由于构造地势原因, 易汇聚周边井的煤层水, 对其排水, 实际有利于周边邻井的排水、降压、产气, 建议坚持排采。

4.4 煤层气开发中期调整

优选位于斜坡或次生褶皱背斜、顶板封闭性较好的井网不完善部位, 可采取部署井网加密井、滚动扩边的方式, 提高煤层气资源动用程度; 不建议在次生褶皱向斜内部署新井, 可采用对已部署的排采井更换大型泵的方法, 加大排采强度。以上措施已在现场应用, 并取得了一定效果。针对向斜单元已停排井采取了复排措施, 2019 年初在微幅构造次生褶皱背斜和斜坡优势区内部署了一批井网完善井, 同时对向斜单元中位于距离轴部向斜曲率半径 40.0% 范围内的井, 更换大型泵设备, 加大了排液强度。向斜单元的井在更换大型泵设备后, 单井日产气量平均提高了 610m^3 ; 在微幅构造优势区内部署一批新的井网完善井, 大部分井一投产即见气, 产气效果显著。

5 结论

地层陡缓差异(即水平段构造幅度差异)是造成区内上翘型水平井汽水产量差异的主要原因。地层较陡, 水平井产水大、见气晚、峰值产气高; 地层较缓, 其水平井产水略低、见气稍早、峰值产气略低。正断层附近, 井径扩大率较大, 破裂压力较低, 且压裂曲线形态多变, 随着距离的增大, 这些现象逐渐减弱; 产水量普遍高于研究区平均水平, 产气量随着距离的增加呈现出逐渐增高的趋势。正断层主要通过影响含气量、渗透率以及地下水的补给来影响煤层气井产气量, 若要实现断层附近煤层气的高效开采, 应优先关注这些参数是否异常。

在资源落实的情况下, 发现微幅构造对于煤层气开

发具有重要作用。能够长期稳定高产的煤层气井, 主要位于变化较缓、隆起状“平台”的次生褶皱背斜, 并且顶板以封盖性较好的泥岩、碳质泥岩为主。位于次生褶皱向斜煤层气井, 不论煤层顶板封盖性如何, 开发初、中期均呈现普遍低产; 但到开发后期, 向斜内煤层顶板封盖性较好的煤层气井, 有望获得较高产量。

相邻井的产气效果差异与次生褶皱构造形态相关明显, 表现为位于向斜条带轴部井产量最低, 外延井产量递增。排采井到向斜轴部的距离与稳定日产气量正相关, 与见气时间负相关。同一向斜的陡侧与缓侧井的产气效果也有差异, 向斜陡侧井的稳产日气量随距离增加变化快, 见气时间也快。

上述认识在新井部署、生产管理、开发调整等应用方面已见成效, 可为其他地区煤层气的高效开发提供借鉴。

参考文献:

- [1] 李陈, 赵刚, 陈丽群. 考虑基质收缩效应的煤层气藏产能评价 [J]. 特种油气藏, 2019, 26(1): 106-110.
- [2] 魏书宏, 韩少明. 沁水煤田南部煤层气构造控气特征研究 [J]. 煤田地质与勘探, 2003, 31(3): 30-31.
- [3] 赵少磊, 朱炎铭, 曹新款, 等. 地质构造对煤层气井产能的控制机理与规律 [J]. 煤炭科学技术, 2012, 40(9): 108-111+116.
- [4] 王睿, 董范, 等. 樊庄区块构造对煤层气井产能的控制机理 [J]. 中国矿业大学学报, 2014, 43(6): 1025-1030.
- [5] 刘振国. 煤层气开发的地质因素分析 [J]. 中国化工贸易, 2018, 10(14): 225.
- [6] 张凯. 临汾区块煤层气地质条件分析及开发对策研究 [D]. 成都: 西南石油大学, 2017.
- [7] 孙良忠. 不同地质条件下煤层气开发经济效益评价 [D]. 北京: 中国石油大学, 2020.
- [8] 闫霞, 温声明, 聂志宏, 等. 影响煤层气开发效果的地质因素再认识 [J]. 断块油气田, 2020, 27(3): 6.
- [9] 张迁, 王凯峰, 周淑林, 等. 沁水盆地柿庄南区块地质因素对煤层气井压裂效果的影响 [J]. 煤炭学报, 2020, 45(7): 10.
- [10] 张俊宝. 对阜新煤田刘家区影响煤层气地质因素的分析 [J]. 辽宁工程技术大学学报(自然科学版), 2003(11).
- [11] 赵柯. 煤层气开发的地质因素分析 [J]. 科技资讯, 2014(29): 1.
- [12] 李东良. 影响煤层气钻井工程的工程地质因素分析 [J]. 商品与质量, 2017(11).
- [13] 倪小明, 苏现波, 王庆伟, 等. 恩村井田煤层气垂直井产能地质主控因素分析 [J]. 煤矿安全, 2009, 40(7): 4.

作者简介:

申平(1991-), 男, 山西长治人, 本科, 助理工程师, 研究方向: 煤层气排采。