

沁水盆地柿庄南区块产能差异及控制因素分析

邓志宇¹ 刘羽欣¹ 曹明亮¹ 闫欣璐²

中联煤层气有限责任公司研发中心 山西太原 030000

摘要: 柿庄南区块位于国内煤层气主产区, 探明储量丰富, 但由于前期建产问题, 如今已形成低产低效井比例高、产能到位率低的局面, 大量剩余资源需要加快有效动用。基于研究区地质与生产特征研究, 对其产能差异及主控因素进行分析, 是指导选择科学的治理方向进而提高开发效益的基础。结果表明: 柿庄南区块全区可划分为五个生产特征不同的区域, 各区生产曲线特征及其主控因素存在差别; 煤体结构、压裂施工、渗透率动态变化以及排采制度之间具有非常密切的关系, 各个因素之间相互影响, 共同控制生产过程; 研究区西北、东南及东北部应注重对地质因素的研究, 中部应加强对排采制度的关注, 西南区的各因素对产能的影响不明显。不同区域产能控制因素的明确, 可为后续开发提供有效的信息和方向, 具有很好的生产指导意义。

关键词: 生产特征; 产能差异; 主控因素; 柿庄南; 沁水盆地

产能差异的影响因素众多, 成因复杂, 在前期地质基础研究的过程中, 不同井区关键资源参数差异较小, 但在后期开发过程中, 非均质性强的特点逐渐显现, 同时与各类工程及生产制度管控因素叠合, 出现了配产和生产的区域差异。研究其影响因素对于后期及时调整开采方案, 措施应用高效动用剩余储量, 具有重要的意义。本文首先对低效井地质、工程、排采等各个方面进行评价, 从动态角度分析低效井低产原因, 并针对低产原因提出相应对策。

1 研究区地质概况

柿庄南区块位于沁水盆地东南部的向斜带, 整体为一个单斜构造, 走向近南北、向西倾斜, 地层倾角在 2° - 37° 之间, 其中断层以正断层为主, 主要发育于寺头断层附近。研究区发育多套煤层, 其中二叠系3号煤层、石炭系15号煤层发育稳定, 3号煤是目前的主力开发层位。煤层埋深趋势为西部埋藏较深, 东部较浅。

2 煤层气生产机理及排采曲线特征

2.1 煤层气排采机理

煤层气的产出是一个复杂的排水—降压—解吸—扩散—渗流—解吸过程, 排采过程受到多种地质和工程因素的影响, 同时也受到人为调控的影响, 因此不同煤层

气井的排采曲线千差万别。

煤层气井通常需要经历1-3个月的单相流阶段, 待流压降至临界解吸压力之下, 煤层气解吸渗流到井筒中后开始产气。在进入气水同产阶段后, 一般情况下随着排采的进行, 煤储层周边供水逐渐减少, 产水量总体呈现下降趋势。解吸之后, 产气量经历三个阶段: 产气上升阶段, 随着储压的进一步下降, 压降漏斗逐渐向远端与深部延伸, 解吸量逐渐增多; 产气稳定阶段, 产水进一步下降, 气相渗透率增大, 利于气体渗流, 同时煤储层充分降压, 物质基础较好情况下气体大量解吸, 从而达到高产稳产; 产气下降阶段, 单井控制范围内的水基本排完, 更远范围内的水无法供给, 更远范围的储层也无法进行进一步降压, 解吸量逐渐减少。因此由于解吸的煤层气供给不足, 煤层气产气量逐渐下降。

2.2 分区排采曲线特征

柿庄南区块有不同生产批次的煤层气井, 煤层气井生产批次不同, 排采时间也不相同。在排采时间不同的井之间, 产气能力并不具有可比性。为了能够更好地对比分析煤层气井生产过程中的排采规律, 本文将不同生产批次的煤层气井进行分区域对比, 对比找出不同区域间以及同区域同批次不同产能的煤层气井的排采特征, 总结排采规律, 对未来煤层气的有效生产开发提供依据。本次研究根据生产批次以及煤层气井的区域分布, 划分为五个区域进行对比分析。

I区同一批次的煤层气生产井排采时间为3500天, 其中高产比例为0.25, 中产井比例为0.24, 低产井比例为0.51。在该区域所有低产井几乎都未出现产气高峰;

基金项目: 中国海洋石油集团有限公司重大科研专项“煤层气增储上产技术研究”(CNOOC-KJ135ZDXM40ZL01)

作者简介: 邓志宇(1988年生), 男, 汉族, 山东菏泽人, 硕士, 工程师, 现工作单位为中联煤层气有限责任公司研发中心, 主要从事煤层气勘探开发方面的工作。
Email: dengzhy4@cnooc.com.cn, 邮编: 030000。

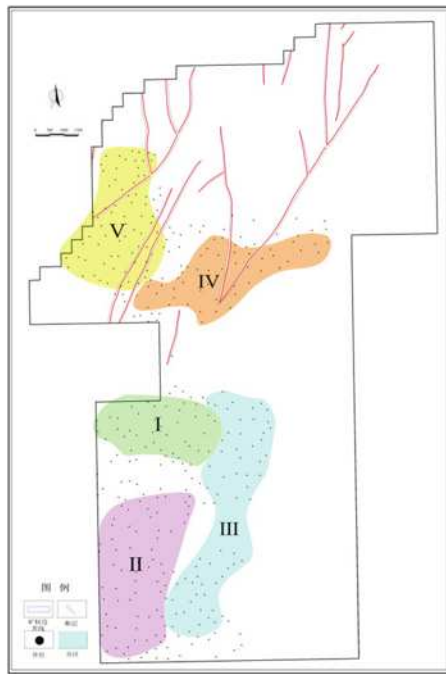


图1 柿庄南区块煤层气井排采时间对比区域划分

中高产井产气量曲线有着相似的变化特征, 出现两个峰值。一定数量的低产煤层气井在早期流压小幅下降之后, 后期长期处于高值, 储层出现降压困难的现象。而中高产井流压排采初期下降后保持相对平稳, 中期再次经历下降, 后期趋于平稳; 流压的两个下降阶段对应产气的两个高峰。煤层外来水源未沟通或沟通少, 储层泄压范围大, 产气高。

II区同一批次的煤层气生产井排采时间为3500天, 其中高产井比例为0.03, 中产井比例为0.10, 低产井比例为0.87。在该区域低产井流压存在早期降压速度过快, 后期流压稳定值过高的问题, 储层压力泄压不充分, 产气高峰一直未出现。中、高产井流压均呈现经历早期下降后, 有一个先回升再平稳的过程, 中产井早期流压下降幅度更大, 可能对储层伤害更大一些, 这也是为什么后期产气量增幅不及高产井的原因。

III区同一批次的煤层气生产井排采时间为3000天, 无高产井, 其中中产井比例仅为0.06, 低产井比例为0.94。该区域低产井流压在早期阶段存在下降过快, 部分井流压逐渐回升并稳定在相对高值, 说明储层泄压不充分。低产井产水量除个别井较大外, 多数井与中产井相当, 说明外来水源较少。由于中产井储层泄压更充分, 后期产气峰值更高, 产气量相对更好。

IV区同一批次的煤层气生产井排采时间为3000天, 其中高产比例为0.09, 中产井比例为0.17, 低产井比例为0.74。综合考虑流压、产水量、产气量曲线的变化特

征, 发现该区低产井在生产过程中, 产水普遍较大, 而中高产井则呈现明显的典型生产曲线特征。但是对比高、中、低产井的流压, 并不存在明显的差异特征。因此该区间产能差异与区域水文条件关系密切。

V区同一批次的煤层气生产井排采时间为2500天, 均为中低产井, 其中低产井比例达0.76。中产井流压下降趋势平缓, 产水量不大且长期稳定, 产气量早期上升较快, 后期呈下降趋势。低产井流压大多数初期下降快, 而后稳定在低值, 部分井早期下降缓慢, 中期经历快速下降后趋于稳定。产气量初期产气量较低, 后期大多数井产气量依然较低, 但部分井产气量呈现明显的升高趋势, 预计随着排采时间的增加, 后期产能将会上升。

3 产能差异因素分析

基于煤层埋深、厚度、煤储层含气量、临储压力比、储层压力等基本参数, 综合考虑优选典型井, 从煤体结构、渗透率动态变化、排采半径、工程施工、排采制度控制等方面进行了深度分析, 揭示其低产原因, 并进一步分析了其增产潜力与二次改造后的模拟预测。本次研究认为煤体结构、渗透率动态变化、压裂施工以及排采制度之间具有非常密切的关系, 各个因素之间相互影响, 共同控制着生产过程, 影响着产气效果。

利用模糊数学分析, 计算了9种影响因素关于日均产气量的关联性程度(图2)。煤厚、含气量、埋深、临界解吸压力、储层压力、临储比是与产气量相关的地质因素; 而见气前流压降速、流压压差以及累产水量则是与工程因素有关的影响因素。

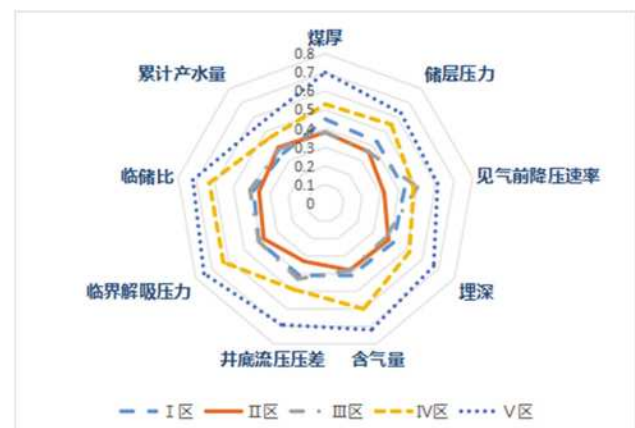


图2 各区域产气影响因素灰色关联性分析结果

在I区, 地质因素和工程因素对于该区域煤层气井的产能均有不同程度的控制作用, 对该区域煤层气井产能影响较大的工程因素为见气前流压降速, 加强对排采制度的研究是该区域的重点。

在II区, 各因素与产气速率关联程度均较低, 各因

素对产能的影响不明显。

在Ⅲ区,工程因素与产气速率关联程度相对较高,工程因素对于煤层气井的产能影响更大,见气前流压降速、流压压差对该区域产气速率有更大的影响。

在Ⅳ、Ⅴ区,地质因素与产气量关联程度最高,说明该地区的煤层气井产能受地质因素影响程度偏大,因此对西北区产能分析应更加注重对地质因素的研究。作为工程影响因素的流压压差,与产气量关联程度比较靠前,说明煤储层能否充分降压是该区域应关注的工程因素。

4 结论

(1) 依据煤层气井的不同生产批次,各区域排采特征不同。

(2) 通过对典型单井进行综合分析,认为煤体结构、压裂施工、渗透率动态变化以及排采制度之间具有非常密切的关系。各个因素之间相互影响,共同控制着生产过程,影响着产气效果。

(3) 通过对各批次煤层井产能与地质和工程影响因

素的分析,总结了各区域产能主控影响因素:在Ⅰ区,加强对排采制度的研究是重点;在Ⅱ区,各因素对产能的影响不明显;在Ⅲ区,见气前流压降速控制以及煤储层能否充分降压是关注的重点;在Ⅳ区与Ⅴ区,应注重对地质因素的研究,而煤储层能否充分降压是应关注的工程因素。

参考文献:

[1] 王力,胡秋萍,吴建光,等.沁中南煤层气典型低效区块地质单元划分[J].煤炭技术,2019,38(5):62-65.

[2] 吴国代,郭东鑫,程礼军,等.松藻矿区多煤层合采储层压降特征及启示[J].煤田地质与勘探,2018,46(5):123-128.

[3] 唐军,杨兆彪,杨艳磊,等.小尺度范围内煤层气井产能主控因素分析[J].煤炭工程,2018,50(5):82-86.

[4] 张凯飞,刘汉涛,雷广平,等.赵庄3#煤中甲烷吸附特性的分子模拟[J].中国科技论文.2020,(1).94-99.