

# 沁水盆地南部煤层气田勘探开发技术探索与认识

刘庆昌 冯文彦 于文军 李学飞 米忠波

中国石油华北油田公司对外合作部

刘庆昌等. 沁水盆地南部煤层气田勘探开发技术探索与认识. 天然气工业, 2011, 31(11): 6-10.

**摘要** 为加快煤层气勘探开发的步伐, 中国石油华北油田公司在沁水盆地南部樊庄区块开展了高煤阶煤层气规模开发实践, 逐步形成了山地浅层二维及三维地震采集处理和精细解释、高煤阶煤层气区带评价优选、煤层气排采控制、煤层气二次压裂解堵增产、水平井设计优选、水平井钻井、适合于山区特点的煤层气低压集输工艺及自动化控制等 8 大技术系列。率先开展了煤层气水平井压裂解堵试验, 改进了防砂、防煤粉工艺, 创新提出了开发单元和开发井组, 自主研发了一批专有技术(目前已申请专利 11 项)。总结近 5 年的煤层气勘探开发实践, 获得以下几点经验与认识: ①煤层气井钻探需要地震资料的支持; ②严格遵守勘探程序是高效开发煤层气的重要保证; ③煤岩煤质是煤层气富集最重要的控制因素之一; ④该区埋深介于 800~1 200 m 的主力煤层具有良好的勘探开发前景。

**关键词** 沁水盆地南部 煤层气田 勘探开发 配套技术 地震采集处理解释 区带评价 增产措施 低压集输  
DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2011.11.002

中国煤层气资源量非常丰富, 埋深 2 000 m 以浅煤层气资源总量为  $36.81 \times 10^{12} \text{ m}^3$ , 与陆上常规天然气资源量( $38 \times 10^{12} \text{ m}^3$ )基本相当, 可采资源量为  $11 \times 10^{12} \text{ m}^3$ , 煤层气资源量居世界第三。

沁水盆地位于山西省中南部, 面积  $2.7 \times 10^4 \text{ km}^2$ , 煤层气总资源量为  $3.97 \times 10^{12} \text{ m}^3$ , 占全国总资源量的 10.8%, 其中 1 000 m 以浅的资源量为  $1.9 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。沁水盆地是中国煤层气勘探开发投入较大、研究程度较高、目前产量最高的区域<sup>[1-3]</sup>, 其典型区块——郑庄—樊庄区块是中国第一个整装、高丰度、高煤阶大型煤层气田。

## 1 煤层气勘探开发概况

中国石油华北油田公司(以下简称华北油田公司)2004 年接手沁水盆地煤层气田的勘探开发工作, 并根据勘探开发形势的进展, 于 2006 年在山西省晋城市注册成立了专业化的煤层气勘探开发公司, 以华北油田公司勘探开发、物探、采油工艺 3 个研究院及井筒技术中心等单位为技术支撑, 揭开了沁南煤层气田大规

模煤层气开发的序幕。通过近几年的发展, 目前拥有郑庄、樊庄、沁南、马必、成庄、郑村和夏店 7 个区块, 钻井 1 288 口, 包括直井 1 224 口、水平井 64 口, 运营集气站 6 座, 集输管线 445 km, 处理中心 1 座, 建成了国内第一个数字化规模化煤层气田。累计上缴探明含气面积  $664.41 \text{ km}^2$ , 探明煤层气储量超过  $1 000 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 具备了建成年产煤层气  $50 \times 10^8 \text{ m}^3$  的资源基础, 跨入了千亿立方米资源规模大气田的行列<sup>[4]</sup>。

通过近 5 年的煤层气勘探开发实践, 分别在煤层气地质研究、水平井钻探、煤层气排采和增产技术以及排采、集输工艺和设备等方面取得了 8 大特色技术系列和 4 项重要进展。

## 2 8 大特色技术系列

### 2.1 山地浅层二维及三维地震采集、处理和精细解释技术

沁水盆地地表沟壑纵横、高差较大, 岩性复杂多变, 主要岩性有砂岩、砾石、胶泥和巨厚黄土层等, 激发条件复杂, 表层速度变化较大、折射层速度较高, 静校

**作者简介:** 刘庆昌, 1963 年生, 高级工程师, 硕士; 2002 年毕业于原西南石油学院油气田开发工程专业; 曾任中国石油华北油田煤层气分公司首任经理、主持完成中国第一个规模化、数字化煤层气田示范工程; 现任中国石油华北油田公司对外合作部(新能源部)常务副经理, 负责煤层气、储气库、地热等业务管理; 曾获中国石油天然气集团公司、河北省科技进步奖等奖项。地址: (062552) 河北省任丘市中国石油华北油田公司对外合作部。电话: (0317) 2788789。E-mail: hzb\_lqc@petrochina.com.cn

正问题突出。针对上述特点和难点,采用小道距(10 m)二维采集技术和宽方位三维地震采集技术、综合利用恢复性变观、非纵放炮、加密小排列等技术手段,保证浅层开口、覆盖次数和方位角分布。并在初至折射波静校正方法的基础上,采用 IST 交互静校正方法,精确计算静校正量,确保成像准确。在进行精细处理和解释基础上,结合储层预测等手段,落实了区内 210 条落差 3 m 以上断层的性质、产状和延伸长度,查明了幅度大于 10 m 的褶曲分布和 30 余个直径 20 m 以上的疑似“陷落柱”分布。有效避免了钻井钻遇断层及“陷落柱”的风险,为水平井钻探起到了强有力的支撑。

## 2.2 深化富集规律认识,形成了高煤阶煤层气区带评价优选技术

沁水盆地南部煤层气田受各种地质因素的综合影响,煤层气的产出具有“富集成片、贫瘠成带、富中有贫”的特点。通过对沁水盆地南部煤层气沉积体系、煤岩及构造特征等一系列的深入研究,认识到沉积体系是控制煤岩分布和煤质特征进而控制含气量、渗透性变化的本质内在因素;构造运动及水动力场的变化是控制本区煤层含气量、渗透性变化和产量高低的外在因素;低孔隙度、低渗透率盖层是该区煤层气得以保存的基础;滞留区为地下水高势区,控制了煤层气的富集,其构造相对高部位是富集高产有利部位。

基于上述富集规律新认识,形成了以沉积体系、煤岩储层特征和构造研究为基础的煤层气富集主控因素评价技术和以山地浅层地震解释技术、煤储层裂缝预测技术为手段的高渗区优选技术。通过该技术的应用,在郑庄区块划分出了 2 个 I 类建产区、2 个 II 类区建产区、5 个 III 类建产区,锁定了高效建设目标区。

## 2.3 特有的煤层气排采控制技术

由于煤层特殊的结构和产出机理,如果煤层气井在排采过程中排采控制不合理,就容易引发井底压力的剧烈波动,造成煤粉的大量产出和沉积,致使煤粉堵塞渗流通道和排采设备,影响产气效果。根据对排采规律的系统研究,认识到煤层气排采管理的核心为对 3 个压力(井底流压、解吸压力、地层压力)的合理控制,并据此提出了“连续、渐变、长期”的排采控制原则,有效控制井底流压、解析压力、地层压力的变化幅度,以达到 3 个压力的有效平衡,产气效果得到了明显的改善。

同时,为“降低储层伤害”,围绕“高产气、低成本”这一目标,不断探索,深化研究,努力提高煤层气排采工艺技术水平,初步形成了以“智能控制、分段配套、低成本”为特色的自动化控制技术、防砂防粉煤灰工艺技

术、负压捞砂作业技术、潜水离心泵工艺技术以及新型节能电机等一系列高阶煤排采工艺技术系列,在实际应用中起到了非常好的效果<sup>[5-6]</sup>。

## 2.4 特有的煤层气二次压裂解堵增产技术

针对煤层气排采过程中煤层渗透性低、易造成煤粉堵塞的情况,为恢复储层渗透性、提高低效井单井产量,开展了低产井大液量、高排量压裂增产技术。特别是 2008 年以来,针对不同的伤害原因,结合煤岩结构特征,开展了不同规模的二次重复压裂试验研究,逐步发展完善形成了自己特有的二次压裂解堵性压裂增产技术。该技术可有效清除近井地带的煤粉沉积、改善因应力变化而发生变形或者闭合的微孔隙,重新建立起与远端沟通的通道;同时还可有效地解除气锁和胶结的煤粉的影响,防止煤层的进一步垮塌。2009 年底至 2010 年规模实施二次压裂解堵井 80 口(图 1),平均单井日增产 1 000 m<sup>3</sup> 左右。目前煤层气解堵性压裂工艺技术已经从局部实验阶段走向全面现场应用阶段,具有较强的适应性和针对性,取得了较好的增产效果和可观的经济效益。

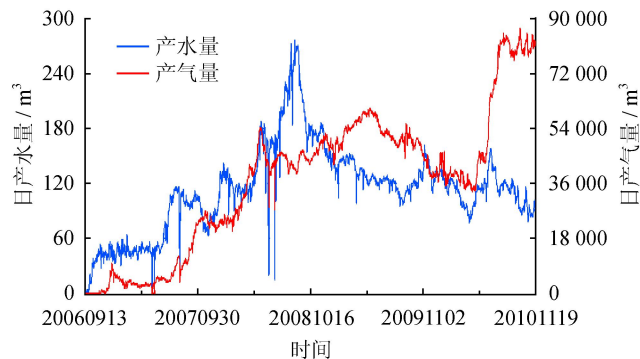


图 1 80 口解堵压裂低产老井综合生产曲线图

## 2.5 水平井设计优选技术(井位、井型、井眼轨迹)

近几年根据煤层气水平井钻井取得的经验,开展了水平井井型、井位设计优化研究。确定了最佳的双主支、多分支的“V”型井形式(图 2),其最佳参数如下:主支角度为 30°左右(方位与天然裂缝方向相交)、主支长度 500~1 000 m、主支间距 100~200 m、最优分支间距 200~300 m、同侧三分支、扇形分布、水平总长 5 600 m 左右,形成了水平井设计规范要求。

同时,总结出了水平井的布井原则,即水平井应部署在吨煤含气量大于 18 m<sup>3</sup>、构造简单(断层少)、地应力小、水平井煤层进尺大于 4 000 m、分支展布合理、控制面积大于 0.3 km<sup>2</sup> 的地方。这是获得高产的必要条件。从而形成了一套完整的适合于沁水盆地南部煤

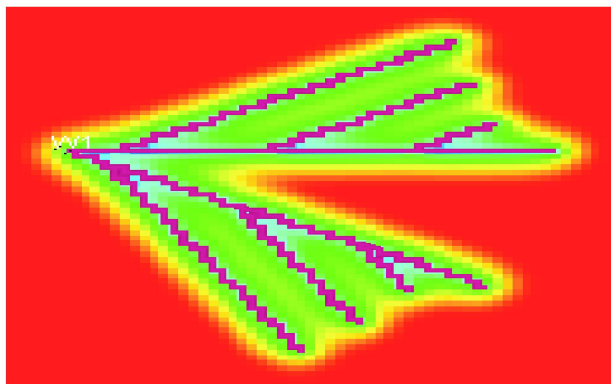


图 2 多分支水平井平面展布示意图

层气田的煤层气水平井设计规范和部井要求,在后期的水平井实际应用中见到了较好的成效<sup>[7]</sup>。

### 2.6 水平井钻井技术

针对煤层气水平井清水钻井过程中容易发生煤层垮塌,严重影响水平井钻井成效的情况,以及清水钻井“携岩”能力不足的问题,华北油田公司通过近几年的不断深化研究和深入总结,发明了水平井钻井“薄头皮、短连通”和“充气钻井”新技术。通过这些新技术的应用,大大降低了以往水平井钻井中存在的风险问题。目前这些技术已经广泛应用于煤层气水平井钻井中。为了彻底解决上述水平井钻井的风险问题,充分发挥水平井钻井的优势,目前华北油田公司正在积极探索新的水平井钻井技术,以更好地服务于煤层气生产<sup>[6-8]</sup>。

### 2.7 适合于山区特点的煤层气低压集输工艺技术

煤层气为吸附气,具有气藏压力低及生产压力低的特点,樊庄区块目前 94% 的直井套压低于 0.2 MPa,84% 的水平井套压低于 0.2 MPa。根据具体气藏的特点和沁水盆地复杂的地形特点,优化形成了“井间枝上枝工艺”和“越站集输工艺”等一系列工艺技术,采用单井串联和阀组串接相结合的方式,通过串接使集气半径最大增加到 10 km,缩短了采气管线总长度,增加了集气站辖井数量,降低了管网投资,减少了对植被的破坏,提高了采气管网对气田滚动开发的适应性,较好地解决了投产初期气量不能满足压缩机最低起输量要求这一问题。

### 2.8 自动化控制技术

采用 SCADA 系统对全区生产运行分单井—集气站—处理中心 3 级监控和运营管理(图 3),集气站采用以计算机控制技术为核心的站控系统(SCS),完成站场内工艺过程的数据采集和监控任务,采气井场设置 SCADA 系统远程终端装置(RTU),将井口数据通过无线宽带+光缆传输的方式传至数据中心。实现了生产管理的智能化,减少了 30% 的用工总量,保障了系统平稳运行,提高了管理水平和工作效率。

## 3 4 项技术进展

### 3.1 率先开展了煤层气水平井压裂解堵试验

为了寻找低效水平井提产措施,探索煤层气多分

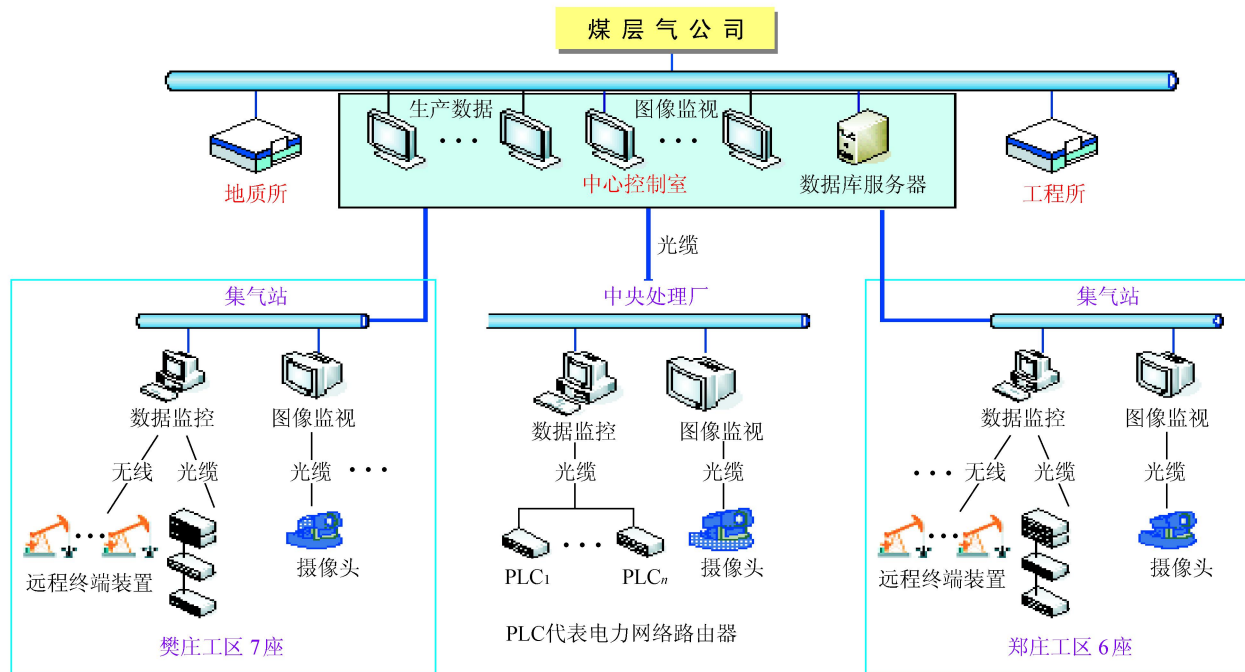


图 3 自动化监控系统示意图

支水平井增产改造技术,2010年选择水平钻井煤层有效进尺短、钻井过程中储层受到钻井液污染的、地质条件好、产气量低的FZP10-2V井,开展了低效水平井水力压裂解堵实验。

水平井压裂后,沟通的4口邻井均存在生产干扰,井底压力回升,产水量明显增大。其中压裂水平井FZP10-2V井2009年4月投产,最高日产气量700 m<sup>3</sup>,压前日产气量为200 m<sup>3</sup>。压后日产气2 000 m<sup>3</sup>、水1 m<sup>3</sup>,套压0.07 MPa,井底流压0.12 MPa,见到了明显的增产效果;邻井FZP10-1在FZP10-2V井压裂前日产气量在200 m<sup>3</sup>左右,在FZP10-2V井压裂后前者日产气量上升到2 200 m<sup>3</sup>、水0.1 m<sup>3</sup>,套压0.06 MPa,井底流压0.15 MPa,也见到了较好的效果。

### 3.2 改进了防砂、防煤粉工艺

煤层气井排采初期煤岩出煤粉较多,在生产过程中频繁出现煤粉卡泵停抽、气锁等问题,导致气、水产量锐减。为此,对不同井型卡泵原因进行分析,研究压裂砂及煤粉颗粒产出机理,优化排采设备,以适应煤层气开发的低沉没度时连续排采的生产要求。同时,基于“防砂、防煤灰、防气锁”的技术思路,以提高“排煤粉、防气锁”能力为目的,优化管柱组合的配套工艺。并根据不同排采阶段煤粉产出特征,本着低成本、防砂措施简单、效果好、不污染煤层的指导思想,进行了防卡泵配套工艺研究,优先考虑采用管式泵机械防砂,吐砂较多的井采用特种防砂排采设备和配套工具相结合的方法进行防卡泵处理。在此基础上研发了综合防卡泵工艺及配套设备,应用后效果明显,检泵率较以往大大降低。特别是通过水平井管柱结构和筛管优化的现场应用,实现了半年以上无卡泵现象和检泵作业,实现了排采连续平稳运行。

### 3.3 创新提出了开发单元和开发井组,为煤层气高效开发打下了基础

沁水煤层气田具有“富集成片、贫瘠成带、富中有贫”的特点,平面上显示出很强的“非均质性”,为此,根据不同地质特点,结合直井压裂效果、水平井煤层进尺以及分支产状等与产气量关系的综合分析,将地质条件相近,经钻井、压裂改造后形成的单井或多井控制的独立裂缝系统划分为一个独立开发单元,在樊庄开发区划分出了好、中、差3类共计109个开发单元。并根据每个开发单元内的地质条件微细差别细分出了若干个开发井组,对于不同的开发单元和开发井组,有针对性地制订排采管理和增产措施,取得了明显的效果。

### 3.4 自主研发成效显著,形成一批专有技术

通过几年的不断摸索和实践,华北油田公司对沁

水盆地煤层气地质条件和排采规律的认识不断深化,逐渐形成了一系列专有特色技术。目前已申请专利11项,已批准实用新型专利7项,还有4项发明专利正处于公示阶段。同时形成具有自主知识产权的煤层气相关软件系统6套,出版了专著、论文集,发表学术论文数十篇,研究制订各类技术标准43项,发布1项。承担了5项国家级、中国石油天然气集团公司级科技重大专项研究工作,先后取得了多项新技术成果,形成专题技术报告50余篇。

## 4 经验与认识

### 4.1 煤层气井钻探需要地震资料的支持

通过近几年的煤层气勘探开发,逐渐认识到沁水盆地构造较为复杂、小断层非常发育的特点,还大量发育一些北东向和北北东向的低幅褶皱构造,同时“陷落柱”也比较发育。通过二维地震精细构造解释可以较准确地确定断层、“陷落柱”分布,以有效避开不必要的风险。对于水平井钻探,由于微小断层以及褶皱构造的存在,将导致水钻出煤层后难以确定煤层的具体位置,致使水平井钻探达不到预期效果。而借助三维地震勘探,可以精确地进行井眼轨迹设计,从而有效避免上述风险;同时通过三维地震属性反演,可以预测煤岩厚度变化情况、有利含气区及有利高渗区的分布,有效指导井位部署,避免浪费。因此,三维地震勘探是水平井钻探必不可少的重要保证。

### 4.2 严格遵守勘探程序是高效开发煤层气的最佳保证

樊庄区块煤层气开发实践证明,严格遵守勘探程序,是高效开发煤层气的最佳保证。在勘探初期,应首先实施二维地震勘探(1×2 km~0.5×0.5 km),以落实区块构造格局及断层展布。在此基础上,进行参数井和评价井钻探,搞清整体地质条件,探明地质储量,取得采矿权。同时进行井组试采,落实单井生产能力,验证经济开采价值。然后进行深化地质研究,优选建产目标,编制开发方案。逾越了勘探程序,将导致后期煤层气开发陷入盲目,并造成大量低效或无效井的出现,影响开发成效。

### 4.3 煤岩煤质是煤层气富集最重要的控制因素之一

华北油田公司近几年的煤层气开发实践证明,不同地区煤岩煤质有很大不同,一些地区以暗淡煤发育为主,煤岩具有高灰分、高挥发分、高泥质、高密度、低电阻率特征,煤层含气量普遍不高;而一些地区则以光亮煤为主,煤岩具有低灰分、低挥发分、低泥质、低密

度、高电阻的特征,煤层含气量普遍较高;还有一些地区处于二者之间。不同煤岩煤质区钻井的难易程度不同,其产气量也明显不同,在其他条件相同的情况下,光亮煤发育区的煤层产气效果明显好于暗淡煤发育区。因此,煤岩煤质的研究是高渗富集区优选的前提和必要条件,应为煤层气重点研究的内容。

#### 4.4 该区埋深介于800~1 200 m的主力煤层具有良好的勘探开发前景

沁水盆地与国外煤层气盆地在构造演化上具有很大不同,其石炭—二叠系煤层构造演化经历了早期的深埋压实阶段和后期的隆起抬升阶段。早期深埋于地下较深的部位(大于3 000 m),经受了较强烈的压实作用,煤层整体渗透性已经很低。而后期为整体隆升,盆地内各地隆起抬升幅度差距不大,因此,现今埋深范围内各地煤层的渗透性也相差不大,也就是说,深层煤层渗透性并不是“铁板一块”,在煤质好的区域同样仍然具有较好的渗透条件和良好的开采价值。在沁水盆地已经开发的郑庄区块,有46口评价井石炭—二叠系主力煤层埋藏深度大于800 m,对其中的24口井进行了试采评价,其中有13口井在单井排采的情况下,获得了工业煤层气流,最深工业气流井主力煤层埋深已经达到了1 360 m,有6口井目前正在排采。鄂尔多斯盆地东缘(与沁水盆地具有相同的构造演化史)也在埋

深大于800 m的区域,在单井排采情况下获得工业气流,也充分证明了这一点。因此,埋深介于800~1 200 m的煤层仍是该区煤层气勘探开发的现实领域。

#### 参 考 文 献

- [1] 吴建光,孙茂远,冯三利,等.国家级煤层气示范工程建设的启示——沁水盆地南部煤层气开发利用高技术产业化示范工程综述[J].天然气工业,2011,31(5):9-15.
- [2] 王红霞,陶永,杨艳,等.沁水盆地煤层气田与苏里格气田的集输工艺对比[J].天然气工业,2009,29(11):104-108.
- [3] 穆福元,孙粉锦,王一兵,等.沁水盆地煤层气田试采动态特征与开发技术对策[J].天然气工业,2009,29(9):117-119.
- [4] 周荣学,刘庆昌.中国石油数字化规模化煤层气田示范工程[J].天然气工业,2010,30(6):7-10.
- [5] 李梦溪,王立龙,崔新瑞,等.沁水煤层气田樊庄区块直井产出特征及排采控制方法[J].中国煤层气,2011,8(1):11-13.
- [6] 李仰民,王立龙,刘国伟,等.煤层气井排采过程中的储层伤害机理研究[J].中国煤层气,2010,7(6):39-43.
- [7] 孟庆春,左银卿,魏强,等.沁水煤层气田樊庄区块产能影响因素分析[J].中国煤层气,2010,7(6):10-14.
- [8] 王元基.水平井油田开发技术文集[M].北京:石油工业出版社,2010.

(收稿日期 2011-08-16 编辑 赵 勤)