

文章编号: 1000-0747(2016)02-0303-07 DOI: 10.11698/PED.2016.02.19

沁水盆地南部高阶煤层气成藏规律与勘探开发技术

赵贤正^{1,2}, 杨延辉¹, 孙粉锦³, 王勃³, 左银卿¹, 李梦溪¹, 申建^{1,4}, 穆福元³(1. 中国石油华北油田公司; 2. 中国石油大港油田公司; 3. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院;
4. 中国矿业大学资源与地球科学学院)基金项目: 国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”(2011ZX05061; 2011ZX05043-006; 2011ZX05028-002);
中国石油天然气股份有限公司重大科技专项“煤层气勘探开发关键技术与示范应用”(2013E-2205);
中国矿业大学基本科研业务费项目(2012QNB32)

摘要: 基于对沁水盆地南部高阶煤层气基本地质特征及成藏控制因素的分析, 研究其成藏规律与勘探开发技术。勘探开发实践证实研究区煤层气藏具有三大特性: ①煤阶高, 吸附能力强, 资源条件优势明显; ②孔隙率低, 双峰态孔隙结构, 渗流条件瓶颈显著; ③储集层压力梯度低, 制约产出。在深入分析高阶煤特性基础上, 提出了构造、沉积、热动力和水文地质条件“协同、互补、共存”成藏理论, 建立了研究区煤层气非富集成藏模式, 使成藏界定问题简化且直接指导煤层气开发选区。沁水盆地南部煤层气区勘探开发形成了五大关键技术体系: ①地球物理勘探综合评价技术, ②适合于高阶煤储集层的钻完井技术, ③储集层改造主体技术, ④智能化排采控制技术, ⑤煤层气田的数字化技术, 为新区块煤层气产能建设的有序推进提供了技术支撑。图4参21

关键词: 沁水盆地; 高阶煤; 煤层气; 成藏特征; 成藏条件; 勘探开发技术

中图分类号: TE132.2

文献标识码: A

Enrichment mechanism and exploration and development technologies of high rank coalbed methane in south Qinshui Basin, Shanxi Province

ZHAO Xianzheng^{1,2}, YANG Yanhui¹, SUN Fenjin³, WANG Bo³, ZUO Yinqing¹, LI Mengxi¹, SHEN Jian^{1,4}, MU Fuyuan³

(1. PetroChina Huabei Oilfield Company, Renqiu 062552, China; 2. PetroChina Dagang Oilfield Company, Tianjin 300280, China; 3. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development-Langfang 065007, China; 4. School of Resources and Geosciences, China University of Mining and Technology, Xuzhou 221116, China)

Abstract: Based on analysis of the basic geologic characteristics and enrichment controlling factors of the high rank coalbed methane (CBM) in south Qinshui Basin in China, its enrichment mode, and exploration and development technologies are studied. Practices on the CBM exploration and development proved that the CBM reservoirs in this study area have the following three major properties: (1) High coal rank, strong adsorption ability, and good resources condition; (2) Low porosity, bimodal porosity structure, and obvious “bottleneck” of flow condition; (3) low reservoir pressure gradient that can constrain production. Based on deep analysis of high rank coal properties, this study proposes a coexistence and complementarity concept of structure, sedimentary, thermal power and hydro-geological conditions, and establishes a CBM dissipation model, which can simplify CBM enrichment problem and directly guide the region selection of CBM development. Five major critical technical systems have been formed for the CBM exploration and development in south Qinshui Basin: (1) Comprehensive geophysical exploration and evaluation technologies; (2) Well drilling and completion technologies for high rank coal reservoirs; (3) Major reservoir treatment technologies; (4) Intelligent drainage and production control technologies; (5) Digital technology of coalbed gas field. These have effectively provided technical support for an orderly productivity construction of new CBM blocks.

Key words: Qinshui Basin; high rank coal; coalbed methane; enrichment characteristics; enrichment condition; exploration and development technologies

0 引言

中国煤层气规模性开发首先在沁水盆地取得突破。2003—2013年, 煤层气产业基地建成; 2014年以来, 煤层气勘探开发由“低收益回报、低效”向“提

高效益、效率”转变。截至2014年底, 盆地内煤层气钻井数约为10 500口, 占全国的71%; 探明储量4 350×10⁸ m³, 约占全国煤层气探明储量的65%。2014年产气量30×10⁸ m³, 约占全国煤层气产量的81%。总结沁水盆地石炭-二叠系太原组和山西组煤层气成藏理论进

展与勘探开发技术的成功经验,剖析关键问题,有利于促进中国高阶煤层气地质理论的发展和完善,并为盆地其他开发区块及其他地区煤层气勘探开发提供借鉴。

1 研究区概况及高阶煤层气藏基本特征

1.1 研究区位置

研究区构造位置位于沁水盆地的南部,东部以晋(城)—获(鹿)大断裂为界与太行山隆起相接、西部与霍山隆起相邻、南部与中条山隆起毗邻(见图1)。主体为一北北东向展布大型复式向斜,其轴线大致位于沁县—沁水一线,两翼基本对称,西翼地层倾角相对较大而东翼地层相对平缓。以寺头断裂为界,断裂西部的沁水—翼城地区以东西向高角度正断层和北东、北北东向次级褶皱为主,东部主要展现为北北东向褶皱与东西向褶皱叠加的构造格局^[1]。

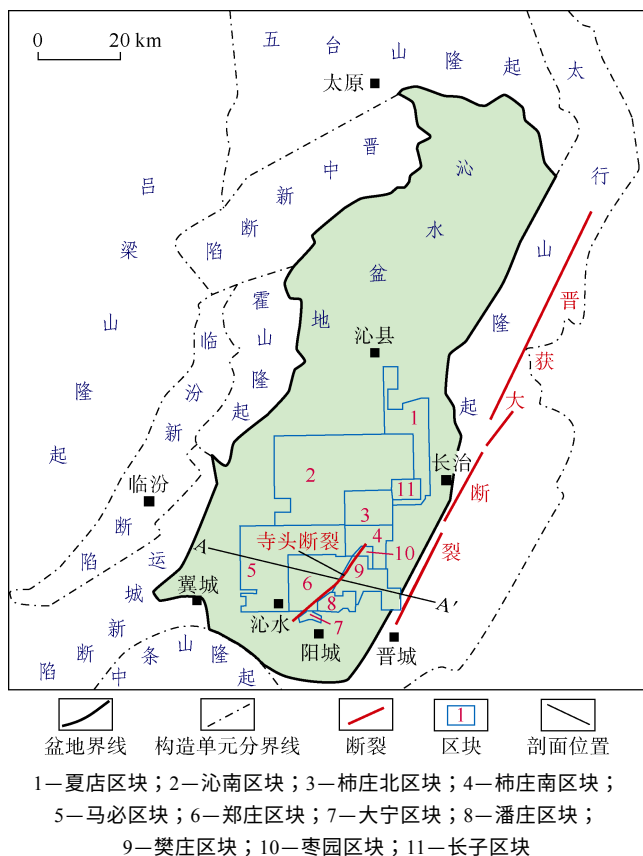


图1 研究区位置图

1.2 高阶煤层气资源特性

沁水盆地南部煤层变质程度高,镜质组最大反射率($R_{o,max}$)为1.95%~3.49%^[2]。空气干燥基准下测得煤的朗格缪尔体积为26.58~44.90 m³/t,多为30~40 m³/t,平均37.02 m³/t,吸附能力极强。煤层含气量一般为6.16~30.43 m³/t(空气干燥基准下测得,下同),

平均约20.02 m³/t,远远高于全国平均水平。含气量一般高于15 m³/t,含气量大于20 m³/t的井占总井数的72.50%,含气量为10~20 m³/t的井占20.00%。高含气量、较大的煤层厚度以及含煤面积,使得区内煤层气资源非常丰富,为煤层气开发提供了良好的资源基础。

1.3 高阶煤层气储集层孔渗特性

区内外生裂隙主要走向为北东向和北西向两组,两组相互交切成为网状。内生裂隙发育于光亮煤和半亮煤中,存在两组优势发育方向,第1组的走向在北东向33°~66°,密度为27~120条/m,属面割理;第2组割理的走向在北西向42°~54°,密度为24~60条/m^[3]。

统计沁水盆地南部煤储集层82样次孔隙率测试结果,孔隙率一般为2.91%~10.74%,平均5.43%。大量测试结果显示,研究区煤的孔隙结构呈双峰态分布,以微孔占绝对优势,平均约占总孔隙体积的77.00%;大孔次之,约占16.42%;中孔孔容最少,约占6.29%。微孔比表面积平均约占总比表面积的99.0%,中孔比表面积约占0.5%,大孔的贡献微乎其微。这一孔隙结构分布模式导致了双重效应:一方面,微孔孔容比例大且占据了几乎全部比表面积,导致煤储集层具有很强的吸附能力而使煤层含气量高;另一方面,孔隙两极分布而中孔贫乏,导致中孔孔径段出现渗流瓶颈,从而降低煤储集层的渗透性。

研究区内煤储集层39层次试井解释渗透率为(0.01~0.91)×10⁻³ μm²,平均约0.19×10⁻³ μm²。其中,煤储集层渗透率小于0.1×10⁻³ μm²的井数占64%,煤储集层渗透率为(0.1~1.0)×10⁻³ μm²的井数占36%。煤储集层渗透率低,受孔隙结构模式控制明显。

1.4 高阶煤层气储集层地层能量特征

研究区内46井次资料显示,煤储集层压力梯度为0.153~1.080 MPa/100 m,平均0.62 MPa/100 m,大部分区域属于严重欠压和欠压煤储集层,部分区域为略欠压煤储集层,少数区域为常压状态。其中,严重欠压储集层(压力梯度小于0.50 MPa/100 m)5井次,占11%;欠压储集层(0.50~0.75 MPa/100 m)23井次,占50%;略欠压储集层(0.75~0.90 MPa/100 m)10井次,占22%;正常压力储集层(0.90~1.10 MPa/100 m)8井次,占17%。

研究区煤层气临界解吸压力为0.1~6.7 MPa,平均2.1 MPa。临界解吸压力与储集层压力比值为0.3~1.0,平均0.5。煤的吸附时间为2.07~45.09 d,平均10.76 d,吸附时间长,达到产气高峰时间相对较长。

2 高阶煤层气成藏控制因素

随着沁水盆地南部煤层气勘探开发程度的不断提高,对高阶煤层气成藏地质理论的认识不断深入和完善,形成了沉积作用控制煤储集层分布、深成和岩浆热变质作用叠加控制生烃、构造作用控制成藏条件配置、水文地质作用持续调整、多种作用互补共存成藏的基本地质认识。

2.1 沉积作用控制煤储集层

晚古生代沁水盆地处于北纬 13.9°附近的热带和亚热带地区^[4], 气候潮湿多雨, 有利于聚煤作用的发生。在太原组下部的 15 号煤层形成之前, 华北板块由南升北降转为北升南降, 造成本区总体上北高南低的地势, 并且以整体缓慢波动式沉降为特征^[5], 为聚煤作用创造了稳定的构造背景, 使本区发育多层可采煤层, 其中太原组 15 号煤层和山西组 3 号煤层厚度较大, 全区分布相对稳定。

太原组煤层主要形成于障壁砂坝—潟湖及浅水三角洲前缘环境,太原组 15 号煤层总体上呈南北薄、中间厚的分布趋势,厚度大于 3 m 的地带位于东南部长子—郑庄一线的潟湖—潮坪相区,局部地带为障壁砂坝相区。山西组煤层主要形成于三角洲平原分流间湾环境,以榆社、安泽、沁水、阳城、晋城等地区为代表,山西组 3 号煤层厚度 4~8 m,煤层结构简单(见图 2)。

同时,沉积体系通过控制岩性组合影响煤层气的封存。含煤岩系泥岩及粉砂岩比例在 50%以上,砂岩

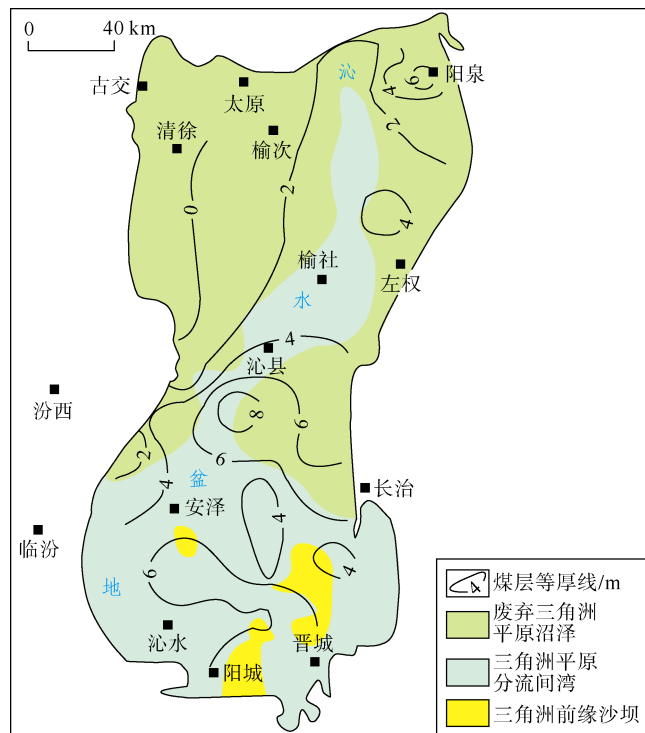


图2 沁水盆地及周缘山西组沉积相与3号煤层厚度叠合图

层致密且具有一定整体强度,封盖能力强。就山西组煤层直接顶底板盖层而言,泥质含量高,盖层厚度大,突破压力高,对保存有利。例如,沁水盆地南部樊庄—潘庄、马必北—郑庄、沁南—夏店等区块直接顶板泥岩发育,煤层含气量普遍在 $15 \text{ m}^3/\text{t}$ 以上^[6]。

2.2 深成和区域岩浆热变质作用叠加控制生烃

沁水盆地南部煤层埋藏史恢复结果表明,煤中有
机质生烃演化过程经历了两个关键阶段^[7-8]。

第 1 阶段, 海西期—印支期, 晚古生代煤层最大埋深浅于 4 330 m, 地热梯度约为 2.8 °C/100 m, 属于正常古地热场, 煤化作用服从深成变质作用, 最高达到气煤阶段, 累计生烃量达到 46.47~81.45 m³/t。

第2阶段,燕山期,地热梯度约 $6\sim 9\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$,显示其异常地温,煤化作用服从区域岩浆热变质作用,煤化作用最高接近超无烟煤,煤化作用停止,累计生烃量达到 $97.86\sim 359.10\text{ m}^3/\text{t}_0$

通过这两次关键热演化,一方面使得煤阶剧增,有效提高了煤中有机质生气效率,生烃量迅速提高;另一方面,快速热变质使煤储集层微孔极度发育,比表面积大,对煤层气具有极强的吸附能力,为煤层气提供了优质的储集空间。生烃量和储集能力的协同提高,为本区煤层气富集奠定了重要基础。

2.3 构造作用控制成藏条件配置

构造作用是控制沁水盆地煤层气成藏的重要因素。①沁水盆地属于构造活动相对较弱的克拉通内断陷盆地^[9],但它既有别于其西侧的鄂尔多斯盆地(石炭-二叠系煤系沉积之后长期持续稳定沉降,上覆地层巨厚,构造相对简单),也有别于其东侧太行山以东石炭-二叠系被后期构造运动强烈改造的华北东部断块含煤区,其受构造改造程度介于二者之间。此构造环境造成本区适宜的地层构造变形,含煤地层裂隙适度发育,利于煤层气保存且煤层具有一定渗流能力。②燕山期—喜马拉雅中期,本区煤层抬升至逸散带时间约 0~27 Ma^[9],抬升回返时间晚且短,煤层气散失时间短,有利于煤层气的保存^[10]。③喜马拉雅晚期,沁水盆地构造抬升回返且区域构造应力环境由挤压状态转变为拉张状态^[11],有利于煤储集层裂隙的拉张,从而有利于渗透性的改善。

2.4 水文地质作用持续调整含气量

国内学者普遍认为,地下水的冲洗、溶解运移作用不利于煤层气富集,水力封闭和封堵作用是煤层气保存的重要条件^[12-18]。

沁水盆地南部煤层气成藏明显受洼地滞流水动力

条件控制^[19]。地下水补给主要来自研究区西北部地区,盆地从边缘到轴部,地下水条件由活跃转变为滞流。盆缘强径流带煤层含气量低。中西部沁源地区 1 000 m 以浅煤层气含气量普遍低于 10 m³/t;又如,地下水经由盆地东缘高平—襄垣一线排泄,导致该地段煤层含气量较低。弱径流区位于研究区中部和东南部,地下水总体表现为滞留的特性,煤层气保存条件好,含气量普遍较高。例如,大宁、潘庄、郑庄、樊庄等区块,显示出寺头断裂和晋获大断裂南段的高度阻水以及洼地部位地下水严重滞留的特性,矿化度高于 1 000 mg/L,径流条件极弱,对煤层气保存极为有利,含气量一般都在 15 m³/t 以上。

2.5 多因素协同、互补、共存成藏

在实际成藏作用过程中,并不是某一个因素单独作用,而是表现出“协同、互补、共存”的特性。

“协同”即构造、沉积、热和地下水动力四大动力因素在煤层气成藏过程中协同发生作用,任意成藏时期都存在多地质因素作用。“互补”是指成藏过程中多种地质因素差异演化,互为补充成藏,比如生烃母质差而热作用强烈可成藏,热作用不强烈而沉积和构造有利也可成藏,构造引起煤层裂隙发育不利而水文地质条件封堵亦可成藏等。“共存”即成藏过程中建设

性和破坏性作用共存。

受上述三大特点控制,地质作用对煤层气成藏作用程度和贡献难以量化,无法用一个或多个成藏模式来表征某个盆地甚至某个区块成藏过程,即煤层气藏的概念难以明确。因此,以找地质圈闭的传统方式定义煤层气藏存在影响富集因素众多、难以模式化描述及难以有效指导开发的问题。反之,控制煤层气非富集(逸散)的因素有限,主要为煤层气风化带、张性断层及邻近区、陷落柱和强水动力区四大因素。因此,通过找非富集区界定富集成藏区可使成藏问题简单化且直接指导开发选区。煤层气风化带不具备开采价值,贯通地表或地下含水层的张性断层造成煤层气逸散,煤层与直接顶底板含水层接触在水力运移逸散作用下亦含气量低。

据此,建立了本区煤层气非富集模式:张性大断层附近煤层气逸散带(I);与上覆(下伏)富水含水层相连的断层附近煤层气逸散带(II);地面露头附近煤层气风化带(III);高渗透性顶(底)岩层与上、下强水动力区域(IV),如图3中IV₁中煤层与含水层间由渗透性泥质砂岩沟通,IV₂中煤层与含水层间裂隙沟通区;岩溶陷落柱(V)(见图3)。排除这些非富集因素后,即为富集区,其能否效益开发受控于控产因素。

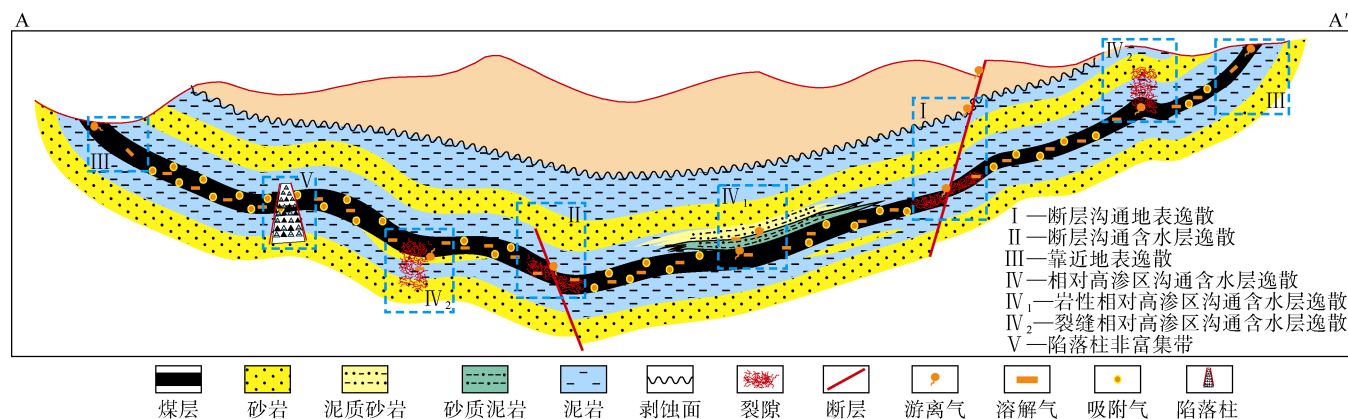


图3 高阶煤层气非富集成藏模式图(剖面位置见图1)

3 高阶煤层气勘探开发五大主体技术

沁水盆地南部煤层气区块经过近 10 a 的不断探索,取得了一系列煤层气勘探开发技术成果,支撑了沁水盆地南部煤层气产能基地建设。

3.1 高阶煤储集层地球物理综合勘探评价技术

开发阶段部署的三维地震,主要用于建产区优选,旨在精细刻画次级构造,预测煤层分布规律及储集层物性,圈定“甜点区”,指导开发井部署。

基于上述需求,针对沁水盆地南部地表条件复杂,

沟谷发育,高程、岩性变化大等特点,建立了适合于山地浅层的地震采集、处理和精细解释技术,形成了基于“定空间-找裂缝-测含气”流程的煤层气综合地震勘探评价技术体系。其技术内涵为,首先采用地震拓频技术、属性分析、频谱分解及波阻抗模型反演四大关键技术完成构造和煤层空间展布评价,然后基于相干和曲率属性及电阻率差值约束反演找煤层裂隙发育区,最后通过 AVO 反演技术、吸收与衰减属性、多属性聚类分析及子波分解与重构技术评价煤层气含气区。

利用此技术,查明了研究区内落差 3 m 以上的断

层 210 条,并对断层的性质、产状及延伸长度进行了精细描述;分析了 30 余个直径大于 20 m 疑似“陷落柱”的分布特点;评价了裂隙发育程度和含气性,有效指导了开发井的部署。并且,该技术为水平井钻进提供了地质保障。以郑庄东大井区为例,该区部署 9 口水平井,根据新三维资料调整水平井井位和轨迹 7 口,新完钻水平井钻探效果(井型、钻遇率)明显提高。

3.2 高阶煤储集层钻完井技术

3.2.1 直(丛式)井钻井技术

井身采用二开结构模式^[20]:一开用 311.2 mm 钻头钻进至基岩,下 244.5 mm 套管固井,套管下入硬基岩 10~20 m;二开采用 215.9 mm 钻头钻至煤层底部以下 50~60 m,完钻后下入 139.7 mm 套管固井。此结构简化了直(丛式)井钻井工艺,大幅降低了钻井成本。

根据排采特点和井网布置需求,要求丛式井井斜角小于 30°,井底位移 250~300 m。其优点在于能钻揭多套目的层,满足多层开发需求;可大幅减少井场数量、占地面积、地面工程投资和操作费用,实现低成本。例如,沁水盆地南部的 948 口丛式井减少井场 601 个,约节约占地 900 亩。

3.2.2 多种井型水平井钻井技术

3.2.2.1 工程设计优化技术

上倾轨道设计优化:根据生产特点,结合排采规律,需在排采初期多排水、多出煤粉,以尽量扩大降压面积,提高煤层气解吸效率。以此为指导,应用“势”理论,形成上倾轨道设计。

井身剖面设计优化:主水平井眼采用中曲率半径和“直-增-增-稳(水平段)”的连增复合型剖面,井眼轨迹圆滑、摩阻和扭矩小,造斜点选在煤层顶部岩层上,增斜段曲率半径为 50~100 m。

“复合 V 型”多分支水平井井底结构优化设计:根据沁水盆地南部煤层气地质特点,以煤层吸附解吸模型、渗流理论为指导,建立“复合 V 型”(由多个类似 V 型分支井组成的井型)井型模型,利用数值模拟技术对水平井井型基本要素进行对比论证,优选参数,优化井底结构指标,最大程度地发挥水平井作用(见图 4)。具体指标包括:每口水平井包含 2 个主支,主支总体延伸方向尽可能与主裂缝发育方向垂直,两主支夹角介于 20°~30°,单支长度为 500~1 000 m;每个主支由 3~4 个分支构成,分支位于主支外侧且与主支夹角 30°左右,其长度为 200 m 左右;总钻遇煤层进尺 3 000 m 以上,单井控制面积不小于 0.32 km²。在水平井部署空白区或沿下倾方向钻进的水平井井区,适当安排直井可起到有效利用资源或助排作用。

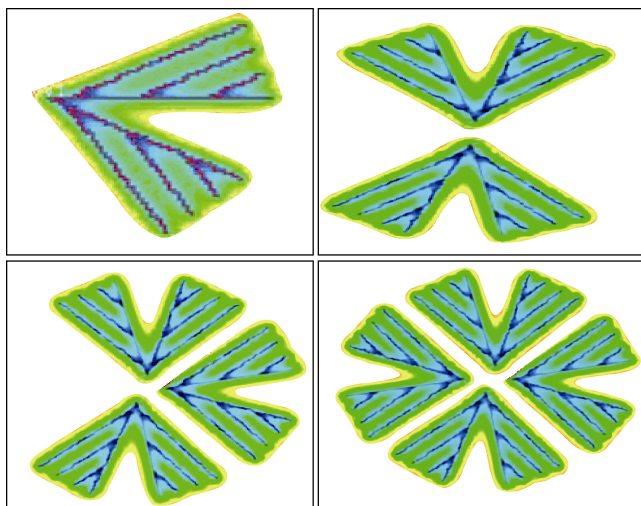


图4 “复合 V 型”多分支水平井井底结构示意图

3.2.2.2 工艺优化技术

针对高阶煤煤层气储集层低渗低压及强非均质性特点,开发了综合录井实时采集软件、随钻采集软件、随钻测录实时判识分析系统、轨迹实时控制与跟踪系统,形成了适合于煤层气水平井的低成本高效率的随钻测录实时采集、轨迹实时分析、轨迹控制优化为一体的地质导向技术以及随钻测井、录井、钻井参数三方关联事故预防及处理等技术。

随着工程设计、工艺技术的不断优化,沁水盆地南部“复合 V 型”井煤层气开发取得了一定成效,研究区投产“复合 V 型”井 102 口,产气井 78 口,单井日均产气量 4 498 m³,约为直井的 4.6 倍。

此外,积极探索了水平井区直接压裂增产、低部位直井助排增产等技术,初见成效。同时,开展“U 型井”及“L 型井”等优化设计及现场试验,目前处于排采初期。

3.3 储集层改造主体技术

目前,针对煤层压裂容易受到伤害、压裂滤失大、施工压力高的难题,形成了“变排量、大液量、活性水加砂压裂”增产工艺技术,其技术核心包括采用低伤害的活性水加砂压裂液、提高排量降低压裂滤失提高造缝效果和阶梯提升排量控制施工压力系统,实现了高效改造储集层的目标。使研究区单井日均产气量由 1 000 m³/d 提升至 1 300 m³/d。特别是 2009 年以来,针对不同煤岩结构及储集层伤害类型,开展不同规模的二次重复压裂试验,形成了不同类型低产井的解堵性二次压裂施工工艺技术措施。此项技术具有可有效清除近井地带煤粉、开启因应力闭合的微裂缝、解除气锁等优点,已得到规模推广应用,取得了较好的增产效果和经济效益。例如,樊庄区块实施二次压裂解

堵井 80 口,单井增产 400~1 000 m³/d,区块日均总增产气量 44 032 m³,措施井有效率达到 78%。

3.4 智能化排采控制技术

秦义等于 2011 年提出了煤层气井排采控制理论和技术,得到了广泛应用,包括双驼峰生产曲线理论、单井开发曲线理论及以“五段三压法”排采工艺技术^[21]。在此基础上,基于排采试验和模拟分析,对煤层气排采规律的认识不断深入,进一步确定了影响煤层气排采的 4 个关键控制点,发展形成现今采用的煤层气“五段三压四点法”排采技术。其技术内涵包括:坚持“连续、渐变、稳定、长期”八字准则,以出水点、解吸点、放气点和稳产点为 4 个控制节点,以井底流压控制为核心,以解吸压力、废弃压力及气量自然上升为关键指标,把单井生产历史划分为五小段,分别定名为排水段、憋压段、控压段、高产稳产段和衰竭段。进一步研发了“双环三控法”智能控制排采技术和配套设备,其技术内涵是通过对套压和流压的双闭环参数控制实现自动判别、调整和控制排采参数,达到控压降、稳流压及控套压目的。通过开展现场试验对比,形成了一套精细化、智能化排采控制技术,满足了煤层气井“连续、渐变、长期”控制井底流压的要求,实现了煤层气排采的稳产和增产。目前,该排采技术被推广应用于新建产能的开发区块。

3.5 煤层气田的数字化技术

3.5.1 地面集输工程建设的简化、优化技术

针对煤层气低压、低产、低成本开发的“三低”特性,创建了“井口计量、阀组串接、气水分输、按需增压、集中处理”的煤层气总体集气工艺模式。在该模式基础上,以低成本为目标,实现了集输工艺技术的优化简化:

①推广系统标准化建设模式:对采气井、集气站、处理厂等功能单元进行模块化设计,工艺流程、平面布置等均通用化、标准化,形成典型标准设计图册并推广应用,缩短了设计周期,提高了建设质量。

②探索站场撬装化建设模式:结合煤层气滚动开发及山区建设实际,在标准化设计的基础上,对部分井场无杆排采装置、天然气临时压缩站场、集气站场固定装置、设备进行了撬装化建设模式的探索,进一步缩短建设周期,降低建设成本。

③优选采气系统管材:通过对气质特点、管网模式、压力级制、集输工艺等分析研究,在 SDR11 系列 PE100 管材大规模使用的基础上,进一步进行管材的经济应用条件优选:直径在 110 mm 以下的小管径采气

管线选用 PE100 SDR11 系列(厚壁)管材,直径为 125~400 mm 的大管径采气干管推荐选用 PE100—SDR17.6 系列(薄壁)管材,大幅度降低了采气管网的建设投资。

④优化气田开发地面设计:形成“一站多井、井间串接、低压集气”的低成本建设模式;提出了“统一的集采气管网系统,产气井为暂未产气井提供排采燃料”的管网建设思路。

生产实践结果表明,以上优化简化技术的实施,是煤层气田“三低”总体集输工艺模式的有力补充,使之更加完善,更加适应煤层气田低成本、滚动开发战略,符合煤层气集输系统建设和生产实际,在“优化简化”区块工艺流程的同时,保证了煤层气田的安全平稳运行。

3.5.2 智慧化煤层气田

在数字化气田实现远程自动化监控管理,实现生产指挥及产能监控的自动化,单井、集气站、处理中心实现了数据无障碍通讯,创建了智慧气田管理模式,应用智能控制和物联网,实现了远程精细控制、仪器设备全生命周期管理,减少用工,提高仪器设备利用率。搭建支持整体协调排采、智能决策以及生产系统全生命周期管理的物联网管控、应用平台,并建成标准统一、管理高效的物联网示范区。

智慧化煤层气气田投入使用大大降低了巡井工人劳动强度,节约了成本,同时提高了事故预警、故障诊断及时性,强化物资生命周期管理,切实保证了系统的安全、可靠、连续,大大提高了管理水平与效益。

4 结论

沁水盆地南部煤储集层具有煤阶高、吸附能力强、含气量高、孔隙率低、双峰态孔隙结构、低渗透率、低储集层压力梯度等特点。

研究区构造的稳定性和燕山期构造热事件、有利的聚煤环境、滞流和弱径流地下水水动力区等地质作用综合控制了煤层气成藏特点。

建立了煤层气非富集模式,使成藏界定问题简化且直接面向煤层气开发选区,指导了沁水盆地南部煤层气勘探开发选区。

围绕提高单井产量这一“瓶颈”问题,发展和完善了勘探评价、钻完井、储集层改造、排采工艺、数字化气田建设等技术,五大核心技术支撑了沁水盆地南部煤层气产能基地建设。

参考文献:

[1] 秦勇,姜波,王继尧,等.沁水盆地煤层气构造动力条件耦合控

- 藏效应[J]. 地质学报, 2008, 82(10): 1355-1362.
- QIN Yong, JIANG Bo, WANG Jiyao, et al. Coupling control of tectonic dynamical conditions to coalbed methane reservoir formation in the Qinshui basin, Shanxi, China[J]. Acta Geologica Sinica, 2008, 82(10): 1355-1362.
- [2] CAI Y, LIU D, YAO Y, et al. Geological controls on prediction of coalbed methane of No. 3 coal seam in Southern Qinshui Basin, North China[J]. International Journal of Coal Geology, 2011, 88(2/3): 101-112.
- [3] 李梦溪, 张建国, 胡秋嘉, 等. 沁水盆地郑庄区块勘探现状及试采效果分析[J]. 中国煤层气, 2010, 7(6): 5-9.
- LI Mengxi, ZHANG Jianguo, HU Qiuji, et al. Current status of exploration and analysis of test results of trial production in Zhengzhuang block in Qinshui basin[J]. China Coalbed Methane, 2010, 7(6): 5-9.
- [4] 杨振宇, 马醒华, 孙知明, 等. 华北地块显生宙古地磁视极移曲线与地块运动[J]. 中国科学: 地球科学, 1998, 28(S1): 44-56.
- YANG Zhenyu, MA Xinghua, SUN Zhiming, et al. Apparent polar wander path and tectonic movement of the North China block in Phanerozoic[J]. SCIENCE CHINA Earth Sciences, 1998, 41(S2): 51-65.
- [5] 邵龙义, 肖正辉, 何志平, 等. 晋东南沁水盆地石炭-二叠纪含煤岩系古地理及聚煤作用研究[J]. 古地理学报, 2006, 8(1): 43-52.
- SHAO Longyi, XIAO Zhenghui, HE Zhiping, et al. Paleogeography and coal accumulation for coal measures of the Carboniferous-Permian in Qinshui basin, southeastern Shanxi province[J]. Journal of Paleogeography, 2006, 8(1): 43-52.
- [6] 孙粉锦, 王勃, 李梦溪, 等. 沁水盆地南部煤层气富集高产主控地质因素[J]. 石油学报, 2014, 35(6): 1070-1078.
- SUN Fenjin, WANG Bo, LI Mengxi, et al. Major geological factors controlling the enrichment and high yield of coalbed methane in the southern Qinshui Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(6): 1070-1078.
- [7] 秦勇, 宋党育. 山西南部煤化作用及其古地热系统: 兼论煤化作用的控气地质机理[M]. 北京: 地质出版社, 1998.
- QIN Yong, SONG Dangyu. Coalification and paleo-geothermal system of South Shanxi: Controlled geological mechanism of coalification on gas[M]. Beijing: Geological Publishing House, 1998.
- [8] 宋岩, 赵孟军, 柳少波, 等. 构造演化对煤层气富集程度的影响[J]. 科学通报, 2005, 50(S1): 1-5.
- SONG Yan, ZHAO Mengjun, LIU Shaobo, et al. Effect of tectonic evolution on the enrichment of coalbed methane[J]. Chinese Science Bulletin, 2005, 50(S1): 1-5.
- [9] 金振奎, 王春生, 张响响. 沁水盆地石炭-二叠系优质煤储层发育的沉积条件[J]. 科学通报, 2005, 50(S1): 32-37.
- JIN Zhenkui, WANG Chunsheng, ZHANG Xiangxiang. Deposition conditions of high quality reservoir development of Permi-Carboniferous coal in Qinshui basin[J]. Acta Geologica Sinica, 2005, 50(S1): 32-37.
- [10] 王怀劼, 朱炎铭, 李伍, 等. 煤层气赋存的两大地质控制因素[J]. 煤炭学报, 2011, 36(7): 1129-1134.
- WANG Huaimeng, ZHU Yanming, LI Wu, et al. Two major geological control factors of occurrence characteristics of CBM[J]. Journal of China Coal Society, 2011, 36(7): 1129-1134.
- [11] 吴财芳, 秦勇, 傅雪海, 等. 煤层气成藏的宏观动力能条件及其地质演化过程: 以山西沁水盆地为例[J]. 地学前缘, 2006, 12(3): 299-308.
- WU Caifang, QIN Yong, FU Xuehai, et al. Macroscopic dynamic energies for the formation of coalbed gas reservoirs and their geological evolution: A case study from Qinshui basin in Shanxi Province[J]. Earth Science Frontiers, 2006, 12(3): 299-308.
- [12] 宋岩, 柳少波, 赵孟军, 等. 煤层气藏边界类型\成藏主控因素及富集区预测[J]. 天然气工业, 2009, 29(10): 5-9.
- SONG Yan, LIU Shaobo, ZHAO Mengjun, et al. Coalbed gas reservoirs: Boundary types, main controlling factors of gas pooling, and forecast of gas-rich area[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(10): 5-9.
- [13] 叶建平, 武强, 王子和. 水文地质条件对煤层气赋存的控制作用[J]. 煤炭学报, 2001, 26(5): 459-462.
- YE Jianping, WU Qiang, WANG Zihe. Controlled characteristics of hydrogeological conditions on the coalbed methane migration and accumulation[J]. Journal of China Coal Society, 2001, 26(5): 459-462.
- [14] 王勃, 姜波, 王红岩, 等. 低煤阶煤层气藏水动力条件的物理模拟实验研究[J]. 新疆石油地质, 2006, 27(2): 176-177.
- WANG Bo, JIANG Bo, WANG Hongyan, et al. Experimental study on physical modeling of hydrodynamic condition in low-rank coalbed methane reservoir[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2006, 27(2): 176-177.
- [15] WANG B, SUN F J, TANG D Z, et al. Hydrological control rule on coalbed methane enrichment and high yield in FZ Block of Qinshui Basin[J]. Fuel, 2015, 140(5): 568-577.
- [16] 秦胜飞, 宋岩, 唐修义, 等. 流动的地下水对煤层含气性的破坏机理[J]. 科学通报, 2005, 50(S1): 99-103.
- QIN Shengfei, SONG Yan, TANG Xiuyi, et al. Destruction mechanism of flowing groundwater on coalbed methane content[J]. Chinese Science Bulletin, 2005, 50(S1): 99-103.
- [17] SU X, LIN X, LIU S, et al. Geology of coalbed methane reservoirs in the Southeast Qinshui Basin of China[J]. International Journal of Coal Geology, 2005, 62(4): 197-210.
- [18] SONG Y, LIU H, HONG F, et al. Syncline reservoir pooling as a general model for coalbed methane (CBM) accumulations: Mechanisms and case studies[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2012(88/89): 5-12.
- [19] 崔思华, 彭秀丽, 鲜保安, 等. 沁水煤层气田煤层气成藏条件分析[J]. 天然气工业, 2004, 24(5): 14-16.
- CUI Sihua, PENG Xiuli, XIAN Baoan, et al. Reservoiring condition analysis of Qinshui coalbed methane field[J]. Natural Gas Industry, 2004, 24(5): 14-16.
- [20] 乔磊, 申瑞臣, 黄洪春, 等. 沁水盆地南部低成本煤层气钻井完井技术[J]. 石油勘探与开发, 2008, 35(4): 482-486.
- QIAO Lei, SHEN Ruichen, HUANG Hongchun, et al. Low cost drilling and completion techniques for coalbed methane in southern Qinshui basin, central China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2008, 35(4): 482-486.
- [21] 秦义, 李仰民, 白建梅, 等. 沁水盆地南部高煤阶煤层气井排采工艺研究与实践[J]. 天然气工业, 2011, 31(11): 22-25.
- QIN Yi, LI Yangmin, BAI Jianmei, et al. Technologies in the CBM production of wells in the southern Qinshui basin with high-rank coal beds[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(11): 22-25.

第一作者简介: 赵贤正 (1962-), 男, 浙江义乌人, 博士, 中国石油大港油田公司教授级高级工程师, 李四光地质科学奖、孙越崎能源大奖获得者, 主要从事油气勘探、煤层气勘探开发研究与生产管理工作。地址: 天津大港油田三号院, 中国石油大港油田公司机关, 邮政编码: 300280。E-mail: xzzhao@petrochina.com.cn

收稿日期: 2015-04-28 修回日期: 2016-02-16

(编辑 王大锐 张朝军)