

文章编号: 0253-2697(2014)06-1070-10 DOI:10.7623/syxb201406004

沁水盆地南部煤层气富集高产主控地质因素

孙粉锦¹ 王 勃^{1,2} 李梦溪³ 梁宏斌³

(1. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院 河北廊坊 065007;

2. 中国地质大学能源学院 北京 100083; 3. 中国石油华北油田公司 河北任丘 062552)

摘要:沁水盆地南部以高阶煤储层为主,煤层气勘探与开发资料丰富。利用这些数据资料,采用层次分析、构造解析及盆地分析等方法,分层次探讨了高阶煤层气富集、高产的主控因素及其控气作用机理。研究表明,构造调整、水动力分区及顶、底板岩性分布等控制着煤层气的富集。顶、底板泥岩发育区、水动力滞流区、弱径流区以及构造调整弱或未调整区控制煤层气富集,预测了沁源—安泽、沁南—夏店、马必—郑庄以及柿庄—潘庄 4 个煤层气富集区。渗透率、构造部位控制煤层气高产,富集区的局部构造高部位埋深较浅的原生高渗带、深部裂隙发育带煤层气易高产,预测了安泽、夏店南部、马必南部、郑庄南部、樊庄中北部和樊庄南部—潘庄 6 个煤层气高产区。

关键词:煤层气;富集高产;构造;顶、底板;水动力

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Major geological factors controlling the enrichment and high yield of coalbed methane in the southern Qinshui Basin

Sun Fenjin¹ Wang Bo^{1,2} Li Mengxi³ Liang Hongbin³

(1. Langfang Branch, PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Hebei

Langfang 065007, China; 2. School of Energy Resources, China University of Geosciences, Beijing 100083, China;

3. PetroChina Huabei Oilfield Company, Hebei Renqiu 062552, China)

Abstract: High-rank coal reservoirs are dominant in the southern Qinshui Basin and there are informative data for CBM exploration and development. Based on the existing data, we hierarchically discussed the major controlling factors and their gas controlling mechanisms on the enrichment and high yield of CBM in the southern Qinshui Basin using analytical hierarchy process, structural analysis, and basin analysis. The results show that the adjustment of geological structure, the zoning of hydrodynamic force, and the lithology distribution of coal seam top and floor primarily control CBM enrichment in the study area. CBM is enriched mainly in the top and floor mudstone development zones, hydrodynamically stagnant and weak-runoff zones, and structurally weakly-adjusted or unadjusted zones. Four CBM enrichment zones are predicted in Qinyuan-Anze, Qinnan-Xindian, Mabi-Zhengzhuang, and Shizhuang-Panzhuang regions, respectively. The yield of CBM is mainly controlled by permeability and tectonic position. In CBM enrichment zones, high yield can easily be achieved from local structures such as the original high-permeability zone in the shallow high part and the fracture development zone in the deep strata. Six high-yield regions of CBM are predicted in Anze, south Xindian, south Mabi, south Zhengzhuang, mid-north Fanzhuang, and south Fanzhuang-Panzhuang regions, respectively.

Key words: coalbed methane; enrichment and high yield; tectonics; coal seam top and floor; hydrodynamic force

沁水盆地是中国第一个取得商业化突破的煤层气生产基地。截至 2013 年底,沁水盆地共钻煤层气井 8000 余口,累计探明储量 3800 余亿立方米,年产量 $25 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。虽然取得了重大进展,但是存在煤层气探明率低、产能到位率低等问题。因此,需要开展煤层气富集高产的主控因素研究,以指导煤层气的高效勘探开发。前人对此进行了不断的探讨,取得了丰硕的研究成果^[1-15],指导并推动了沁水盆地煤层气的勘探开发进程。大量的生产实践表明,煤层气富集不一定高

产,高产区一定是位于富集区,煤层气富集、高产是煤层气地质理论评价的两个不同阶段。笔者利用最新的勘探开发和研究成果,综合分析了沁水盆地煤层气富集、高产的主控因素,并预测了富集、高产区,以指导煤层气下步的勘探开发。

1 煤储层特征

沁水盆地南部面积约 $1 \times 10^4 \text{ km}^2$,主要含煤层系为太原组和山西组,目前煤层气开发主要目的层为山

基金项目:国家重大科技专项“大型油气田及煤层气开发”(2011ZX05033,2011ZX05033-001,2011ZX05043-006)资助。

第一作者:孙粉锦,男,1967 年 9 月生,1989 年获浙江大学地质学专业学士学位,现任中国石油勘探开发研究院廊坊分院煤层气勘探开发研究所所长、高级工程师,从事煤层气勘探开发综合研究及管理工作。Email:sunfj69@petrochina.com.cn

通信作者:王 勃,男,1979 年 10 月生,2003 年获中国矿业大学学士学位,2013 年获中国矿业大学博士学位,现为中国石油勘探开发研究院廊坊分院工程师。Email:wangbo69@petrochina.com.cn

西组 3# 煤层。3# 煤层以亮煤为主,镜煤次之,宏观上表现为半亮-光亮煤,微观上以镜质组为主。煤岩变质程度较高,普遍达到贫煤-无烟煤阶段,镜质组最大反射率($R_{o,max}$)主要介于 2.0%~4.0%。研究区内煤岩显微裂隙、微孔和小孔非常发育,中孔和大孔发育差,孔隙类型呈双峰分布^[16]。渗透率分布的非均质性较强,3# 煤层试井渗透率差别比较显著,例如樊庄区块介于 0.02~2.00 mD,平均为 0.49 mD;郑庄区块介于 0.01~2.96 mD,平均 0.112 mD;柿庄区块最大渗透率为 3.18 mD,最小仅为 0.02 mD。

2 富集主控因素

2.1 沉积控气

在前人研究^[17-20]的基础上,通过对研究区大量的钻井、测井及煤层气井测试资料的对比分析,认为煤层展布和顶、底板岩性特征是影响煤层气富集的重要因素。煤层在空间上分布的稳定性及厚度直接影响着生成煤层气的物质基础,而煤层顶、底板岩性的封盖能力则控制着煤层气的保存条件。

2.1.1 沉积作用对煤层展布的控制作用

沁水盆地南部山西组沉积期发育三角洲沉积体系,主要包括三角洲平原分流河道间漫滩、分流间湾以及前缘河口坝 3 种沉积环境。其中,以分流间湾相分布最为广泛,且由于其水体深度适中,其上的泥炭沼泽发育较好,形成的煤储层厚度较大,结构简单,3# 煤层厚度一般介于 4~8 m;分流河道间漫滩沼泽主要分布于故县-安泽一线以西的地区,由于水体动荡或水体深度不利于泥炭沼泽的持续发育,所形成的煤层不稳定,3# 煤层厚度一般小于 5 m;三角洲前缘河口坝主要位于研究区东南部,分布范围较小,3# 煤层厚度一般介于 3~6 m(图 1)。

2.1.2 沉积体系对煤层顶、底板的控制作用

3# 煤层顶、底板整体以封盖能力强的泥岩为主,其次为砂质泥岩,砂岩只在部分地区零星分布。直接

顶、底板泥岩最发育的马必北-郑庄区块、樊庄-潘庄区块以及沁南-夏店区块,整体以三角洲平原分流间湾环境为主,3# 煤层含气量一般都大于 15 m³/t,最高可达 30 m³/t;位于沁水一带的马必南区块 3# 煤层底板中三角洲前缘河口坝砂岩比较发育,含气量较低,一般介于 6~20 m³/t;北部沁源区块以三角洲平原分流河道间漫滩环境为主,3# 煤层顶板以砂质泥岩最为发育,分流河道砂岩零星分布,整体上封盖能力较好,煤层含气量一般介于 8~22 m³/t(图 2)。

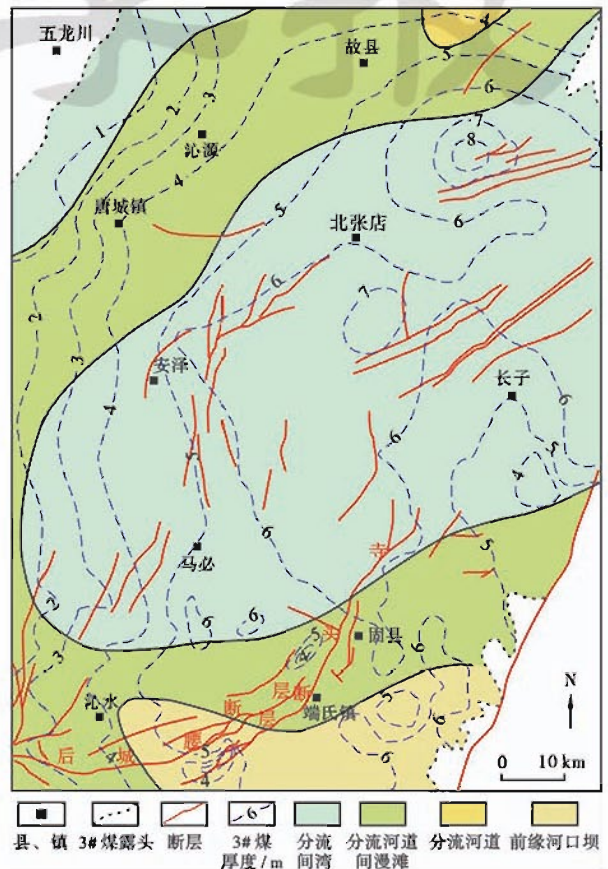


图 1 沁南地区山西组沉积环境与 3# 煤层厚度分布

Fig. 1 Sedimentary environment of Shanxi Formation and the thickness distribution of 3# coal seam in Qinann region

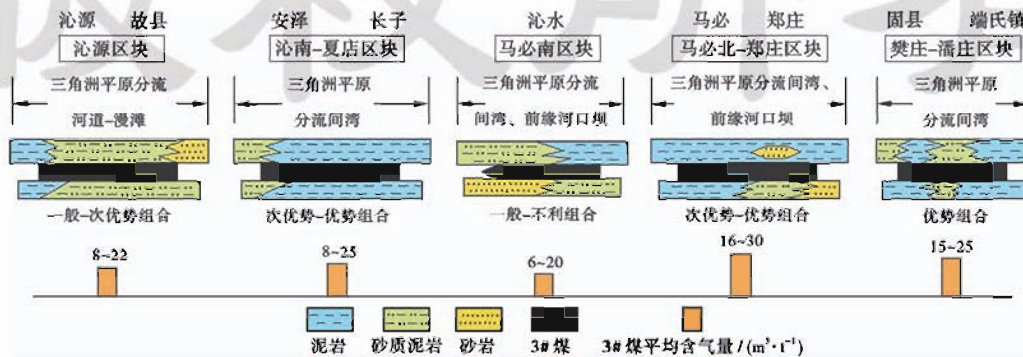


图 2 沁南地区 3# 煤层顶、底板岩性及含气量分布

Fig. 2 Lithology and gas content distribution of 3# coal seam top and floor in Qinann region

2.2 水动力控气

地下水动力场是影响含气量分布的重要因素,滞流区或弱径流区富气,强径流区的含气量一般较低。同一系统的水动力分区内,低势区的含气量较高势区大,其原因为水动力的流动方向是从高势区流向低势区,高势区由于地下水交替活跃,水溶解作用易造成煤层气的散失,而在低势区由于水的承压作用,煤层气不易解吸^[21]。

煤层气井钻穿煤系地层后,地下水涌入井中,并继续上升到一定高度便稳定下来,此时的水位为测压水位,测压水位可以很好地反映出地下水的水动力状态^[22,23]。初始动液面是煤层气井排采之前井口至稳定水位之间的高差,井口海拔与初始动液面之差即为该井位置煤系地层的测压水位。以樊庄区块为例,根据该区 128 口煤层气井的初始动液面和井口海拔数据

计算了相应的测压水位,并在平面成图。根据水位在区域上由高到低的变化趋势并结合水离子成分的变化规律,划分出强径流区、弱径流区和滞流区 3 个水动力分区。

从水动力分区与 3# 煤含气量的对应关系来看(图 3),东部强径流区水位大于 580 m,水的离子总毫克当量数较低,即地下水矿化度较低,主要离子成分为 HCO_3^- 和 $\text{Na}^+ + \text{K}^+$,含气量基本上小于 $10 \text{ m}^3/\text{t}$,含气饱和度小于 50%;西部和南部的部分地区为滞流区,水位小于 520 m,水化学特征表现为总离子毫克当量数较高以及 Cl^- 含量明显增加,含气量一般大于 $20 \text{ m}^3/\text{t}$,局部在 $26 \text{ m}^3/\text{t}$ 以上,含气饱和度大于 80%;中部弱径流区分布范围较大,自东向西水位逐渐减小,水化学特征介于强径流区与滞流区之间,含气量自东向西呈逐渐增大的趋势,总体上大于 $18 \text{ m}^3/\text{t}$ 。

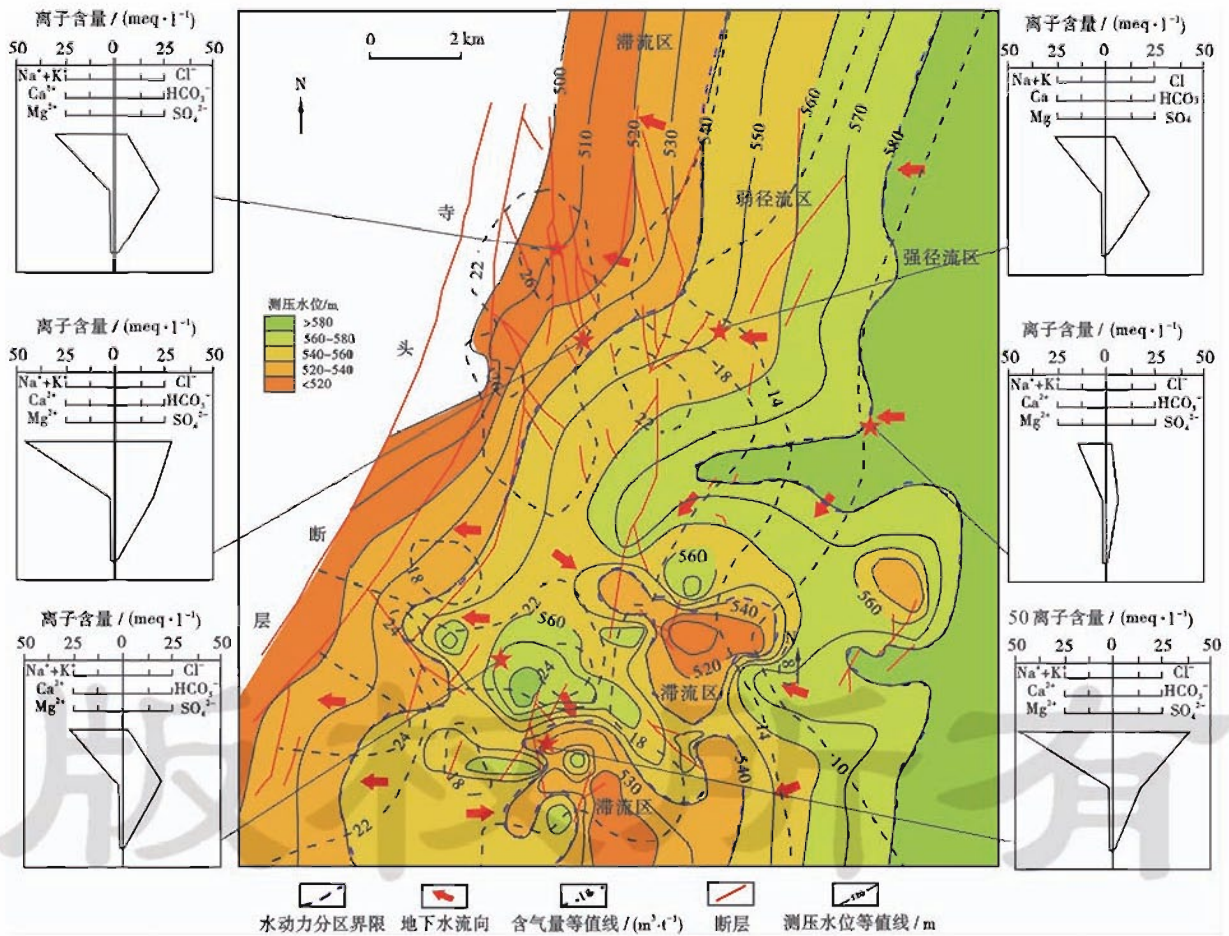


图 3 沁南地区樊庄区块测压水位、水化学及 3# 煤含气量综合评价

Fig. 3 Comprehensive evaluation of piezometric level, hydrochemistry, and gas content for 3# coal seam in Fanzhuang block, Qinann region

2.3 构造调整

煤层气成藏以后(特别是在煤层经过生气高峰期后),盆地中绝大多数地区都经历了构造回返抬升演化阶段,现今煤层气富集程度是聚煤盆地回返抬升和后

期演化对煤层气保持和破坏的综合叠加结果^[24]。在对樊庄区块构造精细解释的基础上,结合该区的煤层气成藏演化过程,对该区煤层气的富集构造模式进行了分类,分为原生型、调整型和改造型 3 种富集模式^[25]。

构造调整强弱控制着煤层气的保存条件,构造调整越弱,气藏的保存条件越好,煤层受温压控制下的吸附能力越强,越利于煤层气的富集。

原生型煤层气藏主要形成于燕山早期,在该区表现为 NNE 向构造和近 EW 向构造(图 4),以南部的 TL007 背斜及中部蒲池南背斜为代表,煤层

气成藏富集后期,气藏基本上没有被改造。如 TL007 背斜位于成庄区块西部,走向近 NE,形成于燕山早期。在其后地质历史时期中受寺头—后城腰走滑断裂带的保护,气藏基本上没有显著变化,主力煤层含气量较高,TL007 井 3# 煤层实测含气量为 20.08 m³/t。

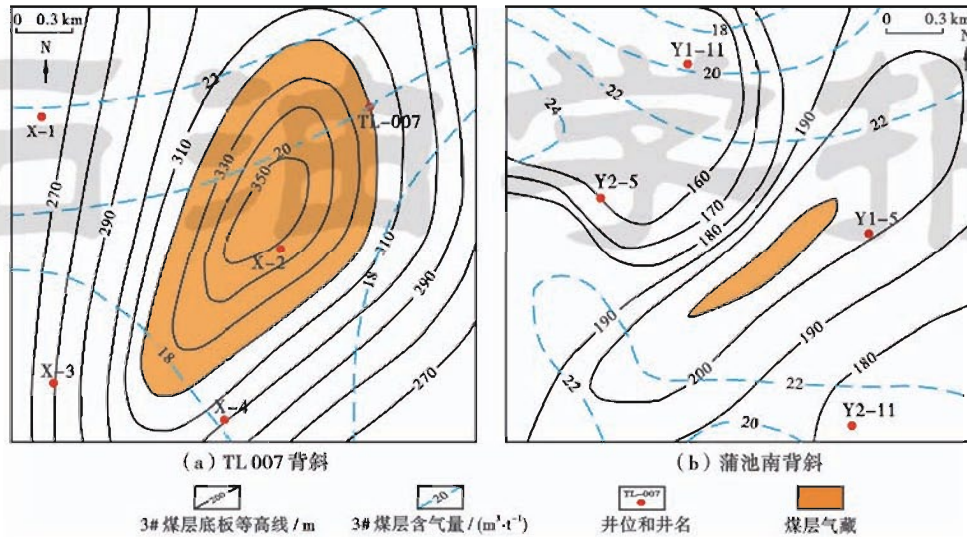


图 4 沁南地区樊庄区块原生型煤层气藏(据文献[25]修改)

Fig. 4 Original coalbed methane reservoirs in Fanzhuang block, Qinnan region(modified from [25])

调整型煤层气藏至少包括燕山期、喜马拉雅早期 2 期成藏。该气藏燕山期的成藏模式与原生型气藏相同,在喜马拉雅早期 NE—SW 向挤压作用下,燕山期 NE—SW 向褶皱遭受改造,但改造程度弱,继承了原生气藏的大部分成藏优势。煤层气藏的规模主要取决于新一轮构造变形叠加后气藏的规模。樊庄区块的固县北背斜及

TL006 西背斜属于该类气藏。如固县北背斜位于固县背斜南高点,喜马拉雅期受寺头左旋走滑断层的影响,在燕山期 NE—SW 向褶皱背景下叠加了新的一期构造变形,局部走向调整为 NNW 向(图 5),煤层气藏未遭受明显的破坏,主力煤层含气量高,3# 煤层含气量总体上介于 22~26 m³/t,煤层气单井平均产气量约 3 000 m³/d。

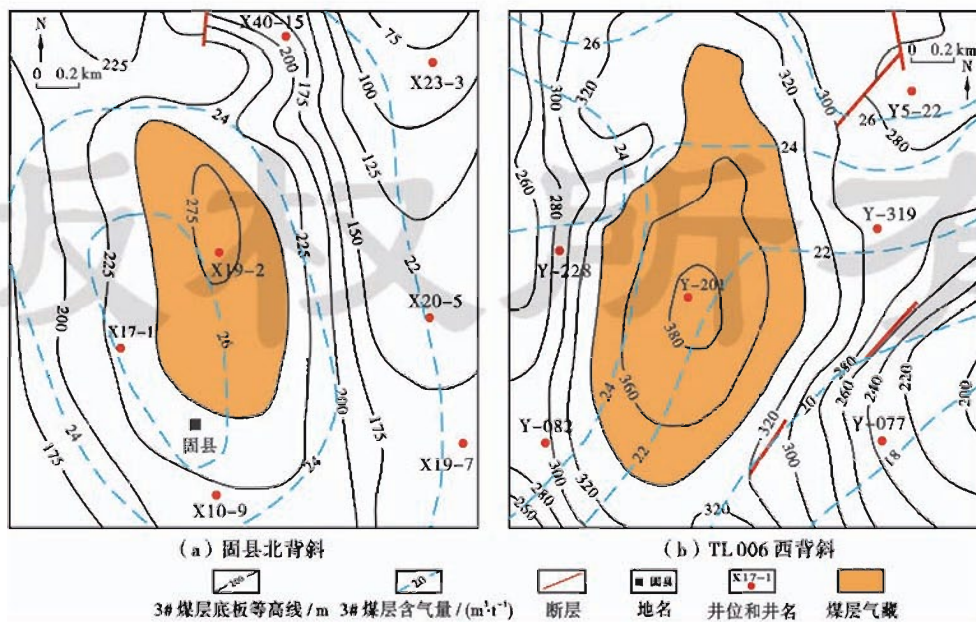


图 5 沁南地区樊庄区块调整型煤层气藏(据文献[25]修改)

Fig. 5 Adjusted coalbed methane reservoirs in Fanzhuang block, Qinnan region(modified from [25])

由以上的分析可知,构造未调整或调整弱的原生型和调整型煤层气藏都是有利的煤层气藏富集模式,而煤层气成藏后期构造破坏严重的改造型煤层气藏则不利于煤层气的保存。樊庄区块中部的玉溪背斜以及东部的樊庄背斜为典型的改造型煤层气藏(图6),如

玉溪背斜在喜马拉雅早期 NE—SW 向挤压作用下,并受寺头断层影响,燕山期 NE—SW 向褶皱遭受改造,调整为 NNW 向,受断层切割影响,造成煤层气大量散失,3#煤层含气量小于 14 m³/t,煤层气单井平均日产气量约几百立方米。

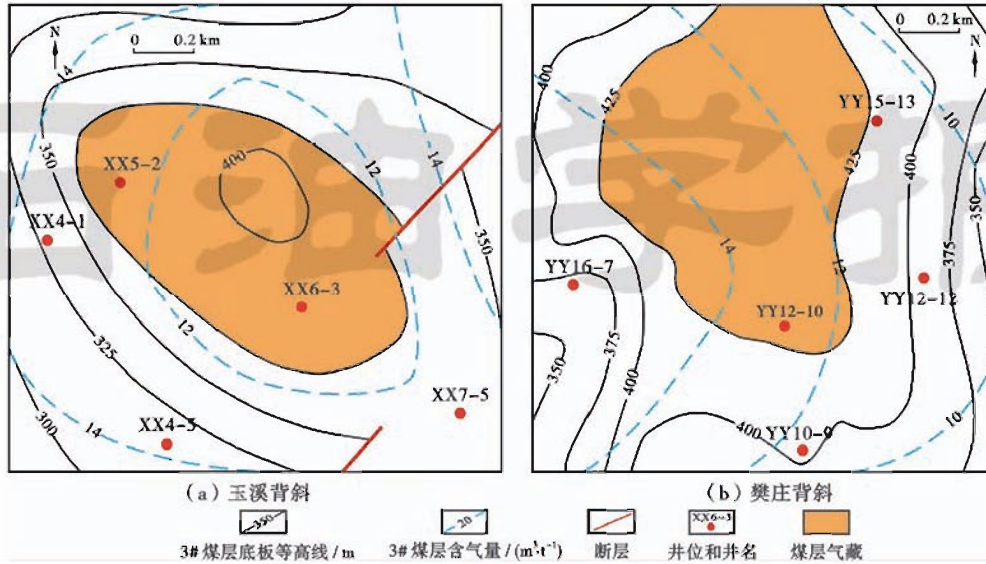


图6 沁南地区樊庄区块改造型煤层气藏(据文献[25]修改)

Fig. 6 Reformed coalbed methane reservoirs in Fanzhuang block, Qinnan region(modified from [25])

2.4 富集区预测

根据前述煤层气富集主控因素分析,认为构造未调整或调整弱、地下水动力场滞流区—弱径流区以及煤层顶、底板泥岩发育为有利的煤层气富集条件。以此为依据,结合几个重点开发区块的地质类比,并对沁水盆地南部进行综合分析,预测出沁源—安泽、沁南—夏店、马必—郑庄以及柿庄—潘庄4个煤层气富集区带(图7)。

沁源—安泽富集区,山西组沉积期发育三角洲平原分流河道间漫滩—分流间湾相,顶、底板岩性以泥岩和砂质泥岩为主;褶皱走向主体为 NNE 向,局部遭受喜马拉雅期 NE—SW 向的挤压作用调整为 NNW 向,但整体上仍保留了燕山期的构造形迹特征,为原生—调整型构造模式;处于地下水动力场弱径流区,较有利于煤层气富集成藏。沁南—夏店富集区,山西组沉积期发育三角洲平原分流间湾相,顶、底板岩性为封盖性最好的泥岩;褶皱走向主要为近 NS—NNE 向,局部为 NNW 向,为调整型构造模式;处于地下水动力场滞流区—弱径流区,有利于煤层气的富集成藏。马必—郑庄富集区,山西组沉积期为三角洲平原分流河道间漫滩—分流间湾相,顶、底板岩性以泥岩为主,局部为砂质泥岩;褶皱走向为 NE—NNE 向,为燕山期 NW—SE 向挤压作用形成,且基本未受后期构造运动的调整和改造,为原生型构造模式;处于地下水动力场滞流

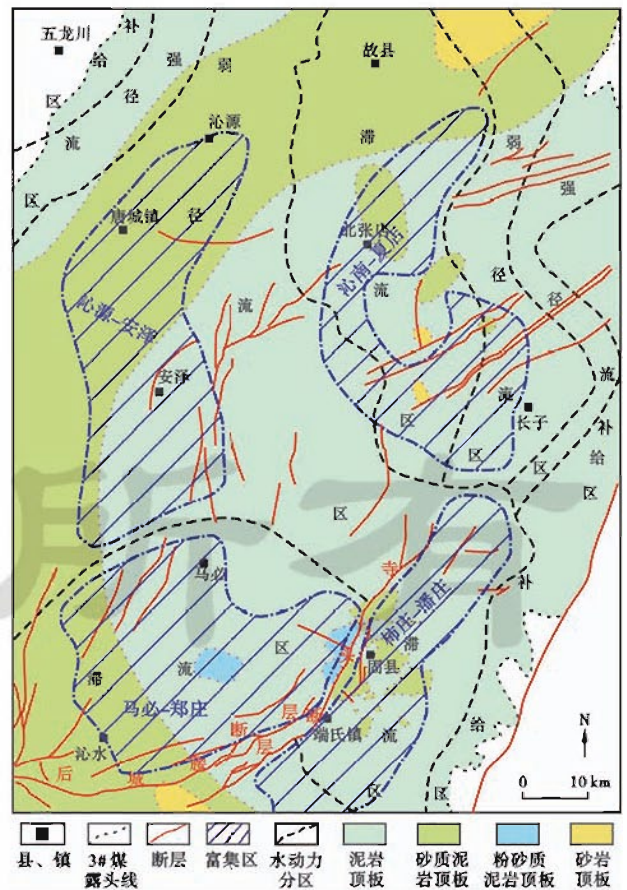


图7 沁水盆地南部3#煤层煤层气富集区带预测

Fig. 7 Prediction of coalbed methane enrichment zones for 3# coal seam in southern Qinshui Basin

区,有利于煤层气的保存。柿庄—潘庄富集区,山西组沉积期主要为三角洲平原分流河道间漫滩—分流间湾相,南部地区还发育三角洲前缘河口坝相,顶板岩性为泥岩和砂质泥岩,底板以泥岩为主;褶皱走向以 NE—NNE 向为主,局部受喜马拉雅期构造运动的影响调整为 NNW 向,为原生—调整型构造模式;为地下水弱径流—滞流区,有利于煤层气的保存。

3 高产主控因素

3.1 渗透率的影响

渗透率是影响煤层气可采性及煤层气井产量的关键因素之一,埋深通过对地应力的影响控制着煤储层渗透率的大小^[26]。煤层是一种典型的双重介质、双孔隙度的储层,由于煤层本身塑性较强,地应力增大使煤体被压缩,导致基质压缩、基质渗透率降低;而裂隙孔隙度则是决定煤层渗透性的关键因素,在地应力作用下,当煤储层主要裂隙的割理面法向力为压应力时,裂隙被压缩变形,壁距减小甚至封闭,会导致煤层渗透性变差。

3.1.1 浅部低地应力区易高产

浅部地区由于地应力作用较弱,处于伸张带,煤层渗透率较高^[26,27]。对沁水盆地南部不同区块主力煤层试井渗透率与煤层埋深的统计分析发现,煤层渗透率具有随埋深增大而递减的趋势,并根据渗透率大小划分出高渗、中渗、低渗及致密 4 个带(图 8)。

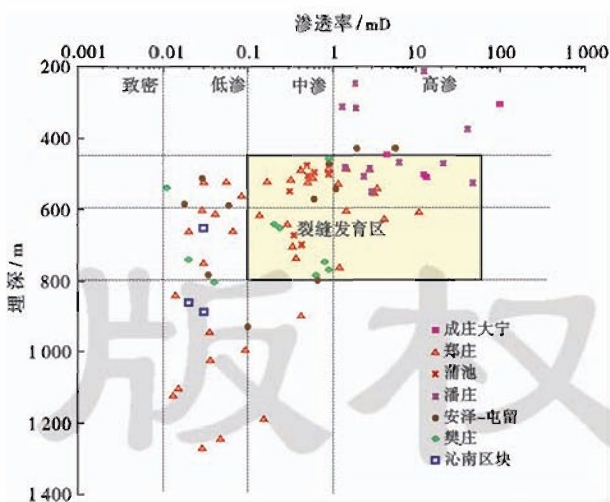


图 8 沁南地区煤储层渗透率与埋深关系

Fig. 8 Relationship between the permeability and burial depth of coal reservoirs in Qinshui region

高渗带一般位于煤层埋深 600 m 以浅的地区,渗透率大于 1 mD,同时也为高产井分布区,煤层气井单井产气量大于 3 000 m³/d。中渗带一般位于煤层埋深 450~800 m 的地区,渗透率介于 0.1~1 mD,单井产气

量大于 2 000 m³/d。通过高渗带与中渗带的对比分析,发现煤层埋深 450 m 以浅的地区都为高渗煤储层分布区,因此可把 450 m 以浅的地区视为低地应力控制下的原生煤储层高渗带,而 450 m 以深地区的高渗煤储层可视为裂隙发育的较低地应力控制下的次生型高渗带。低渗带分布范围较广,一般位于埋深大于 600 m 的地区,渗透率介于 0.01~0.1 mD,单井产气量小于 2 000 m³/d。

以樊庄—潘庄地区 3# 煤层为例,单井产量大于 2 000 m³/d 的高产井只分布于煤层埋深小于 600 m 的中—高渗区。南部潘庄区块 3# 煤层埋深小于 450 m,为煤储层原生高渗带及中渗带分布区,单井产量大于 2 000 m³/d;中北部樊庄区块 3# 煤层埋深大于 500 m,为煤储层中渗带及低渗带分布区,与潘庄区块相比单井产气量明显偏低,总体上介于 1 000~2 000 m³/d (图 9)。

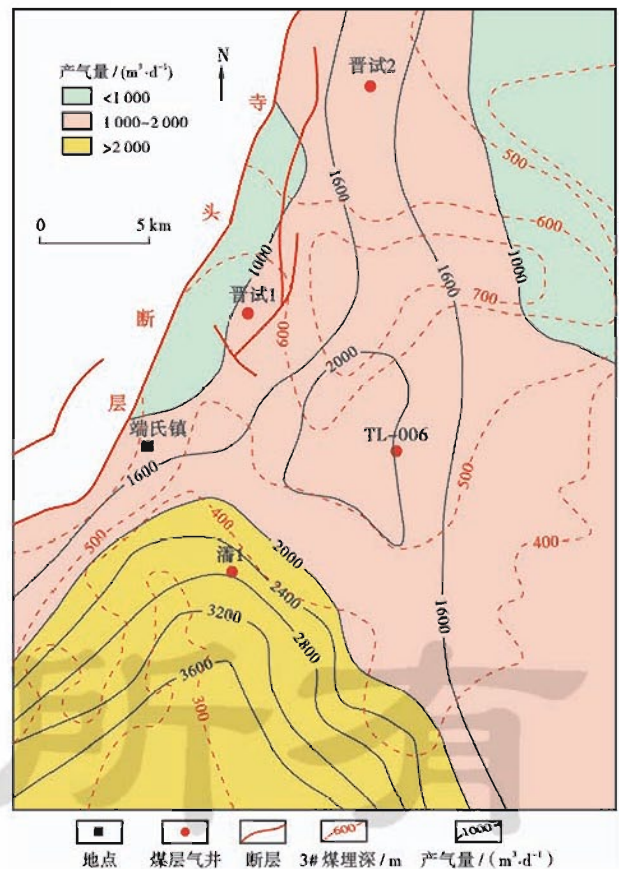


图 9 樊庄—潘庄地区 3# 煤层埋深与产气量关系

Fig. 9 Relationship between burial depth and gas yield of 3# coal seam in Fanzhuang-Panzhuang region

3.1.2 深部煤层裂隙发育带易高产

虽然在一般情况下,随着埋深增加,受地应力增大的影响,煤层渗透率减小,但并不意味着深部的煤层气就无法开采,因为深部的煤储层裂隙发育带有利于渗

透率的改善,煤层气井同样可获得高产。因此,寻找煤储层的裂隙发育带对深部煤层气的开发具有十分重要的意义。

利用测井技术可以方便高效地识别出煤储层的裂隙发育特征,在井径(CAL)测井曲线上表现为井径扩大,在双侧向视电阻率曲线上表现为深、浅侧向电阻率值高(大于 $8000 \Omega \cdot m$),正幅度差值大。深、浅侧向电阻率值越高,正幅度差越大,表明煤层裂隙厚度越大,煤层气井易高产。

郑庄区块郑试60井3#煤层埋深约1300m,其深侧向电阻率值(RD)高达 $25190 \Omega \cdot m$,正幅度差值为 $2921 \Omega \cdot m$ (图10),相应的煤层裂隙厚度为4.2m,有效地改造了煤层的渗透率,单井产气量达到 $2000 m^3/d$ 。郑试64井3#煤层埋深约1200m,其深侧向电阻率值(RD)为 $5202 \Omega \cdot m$,正幅度差值为 $1200 \Omega \cdot m$ (图11),相应的煤层裂隙厚度仅为1.75m,不利于煤层渗透率的改善,单井产气量也只达到 $100 m^3/d$ 。

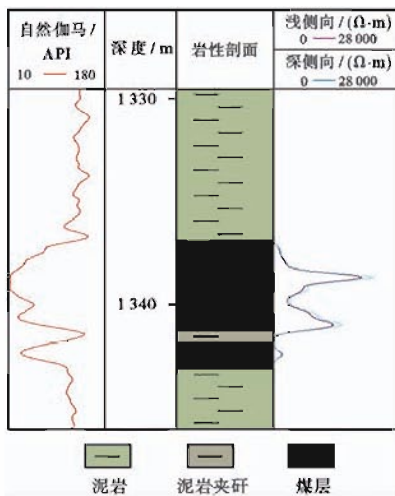


图10 郑试60井综合录井图

Fig. 10 An integrated well logging diagram of Zhengshi-60 in Qinnan region

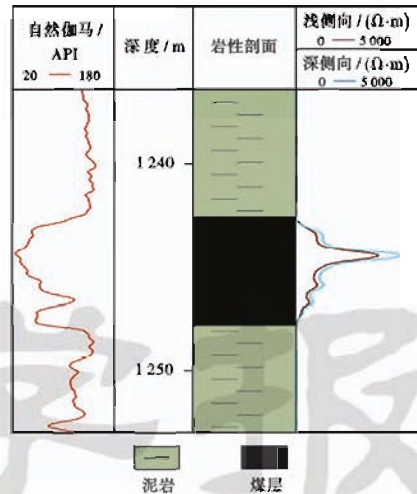


图11 郑试64井综合录井图

Fig. 11 An integrated well logging diagram of Zhengshi-64 in Qinnan region

3.2 局部构造的影响

3.2.1 局部宽缓的构造高部位高产条件优越

早期煤层埋藏深,生气条件好,后期处于构造抬升部位的煤层埋藏相对浅,压实作用较弱,未发生显著的构造变形,原生气藏得以保存,且地应力较低,次生割理发育,渗透性好;在上覆有利盖层条件下的滞水环境中煤层割理裂隙尚未矿化,煤层气藏未被水打开;两翼又是烃类供给的指向区,易形成高含气量、高饱和、高渗的富集高产区^[7]。樊庄区块稳定产气量大于 $4000 m^3/d$ 的高产直井一般分布于局部宽缓的构造高部位,蒲南1-3井达到 $8000 m^3/d$; FzP02-3井、FzP04-3井及FzP04-5井等水平井产气量大于 $20000 m^3/d$, FzP04-5井高达 $50000 m^3/d$ (图12)。

通过樊庄区块樊4井组不同构造部位水平井产气特征的对比分析发现,3#煤底板海拔高度大于220m的FzP04-3井和FzP04-5井,位于构造高部位,产气量大于 $20000 m^3/d$;而3#煤底板海拔高度小于210m

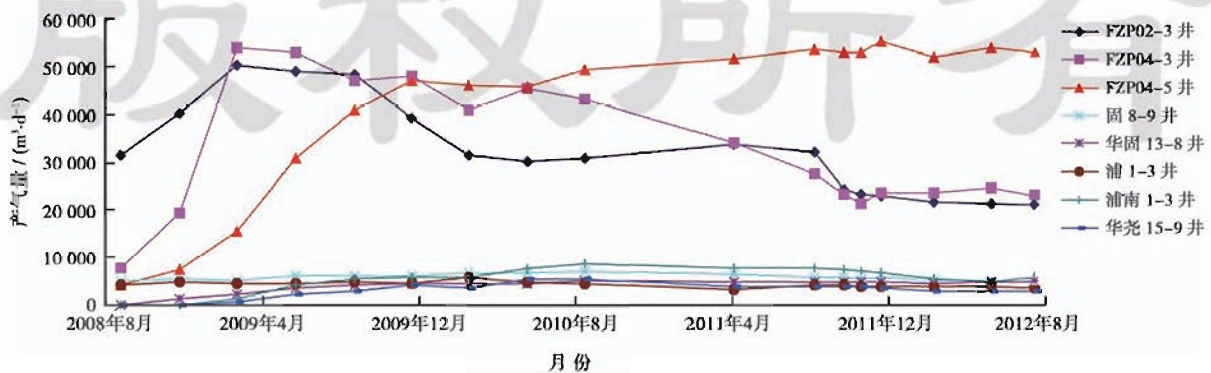


图12 樊庄区块构造高部位采气曲线

Fig. 12 Gas recovery curve of high structure in Fanzhuang block, Qinnan region

的 FzP04-1 井、FzP04-2 井和 FzP04-4 井,位于构造低部位,产气量都小于 10 000 m³/d(表 1)。

表 1 樊庄区块樊 4 井组多分支水平井产气特征

Table 1 Gas production characteristics of Fan 4 multi-branch horizontal well group in Fanzhuang block, Qinnan region

井号	海拔/ m	产气/ (m ³ ·d ⁻¹)	累计产气/ 10 ⁴ m ³	产水/ (m ³ ·d ⁻¹)	产气特征
FzP04-3	230	23 069	4740	0.5	构造高点
FzP04-5	220	51 809	5 808	0.1	产量高
FzP04-2	210	5 995	1 244	0.1	低部位与老井沟通
FzP04-4	210	8 738	1 403	0.2	低部位
FzP04-1	180	6 977	1 358	1.8	产量较低

3.2.2 富集区的上斜坡高产条件优越

上斜坡是盆地受构造挤压或地壳不均匀抬升作用的结果,因其构造应力相对集中,构造变形相对明显而区别于盆地向斜轴部区域。以潘庄区块为例,该区块整体为一个西倾的单斜构造,发育次级褶皱构造,断层极少,煤层埋深较浅,多在 600 m 以浅,主体埋深 260~320 m(图 13),且位于低地应力分布区,煤渗透率介于 1.6~3.6 mD,因此煤层气高产特征明显,多分支水平井单井产气(2.0~10)×10⁴ m³/d(PZP01-2 定向羽状水平井煤层进尺 4 919 m,单井产气 10×10⁴ m³/d)。

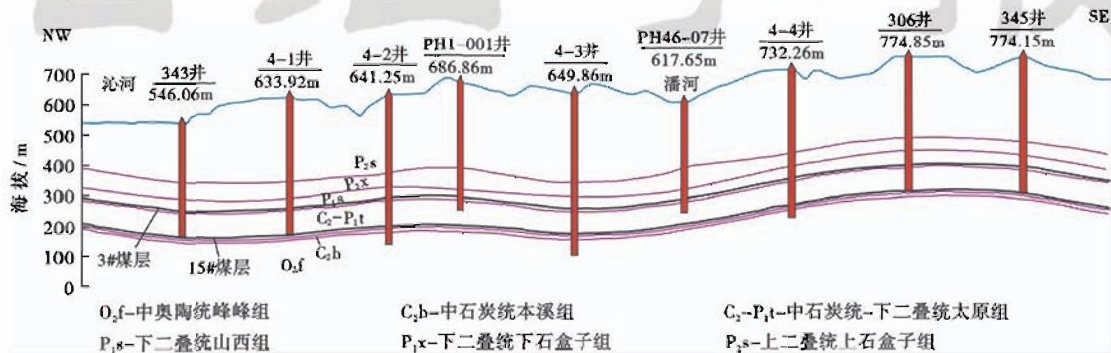


图 13 潘河煤层气田地质剖面(据文献[28]修改)

Fig. 13 Geological profile of Panhe coalbed methane field(modified from [28])

3.3 高产区分布

在地应力(埋深)、煤储层裂隙发育及局部构造等煤层气高产主控因素分析及前期富集区优选的基础上,依据重点开发区块的地质条件类比,预测了安泽、夏店南部、马必南部、郑庄南部、樊庄中北部和樊庄南部—潘庄 6 个煤层气富集高产区(图 14)。

安泽高产区构造位置处于 NE 倾向的斜坡带上,埋深介于 600~800 m,虽然属于中—高地应力分布区,但由于其构造位置有利且煤储层割理裂隙较为发育,可视作潜在的煤层气高产区。夏店南部高产区的构造形态为一个 NEE 倾向的宽缓斜坡带,埋深总体介于 600~800 m,同样属于中—高地应力分布区,但由于断层非常发育,导致煤储层中断层派生的构造裂隙也非常发育,有利于煤层渗透性的改善,煤层气易高产。马必南部高产区位于 NE 倾向的宽缓鼻状构造的核部,属于局部宽缓的构造高部位,埋深 400~800 m,原生割理较发育,试井渗透率最高可达 1.1 mD。郑庄南部高产区同样位于 NE 倾向的宽缓鼻状构造的核部,埋深 400~800 m,由于靠近后城腰断层和寺头断层,煤储层中构造裂隙发育,渗透性较好。樊庄中北部和樊庄南部—潘庄 2 个高产区埋深小于 600 m,地应力较低,属于中—高渗煤储层分布区。

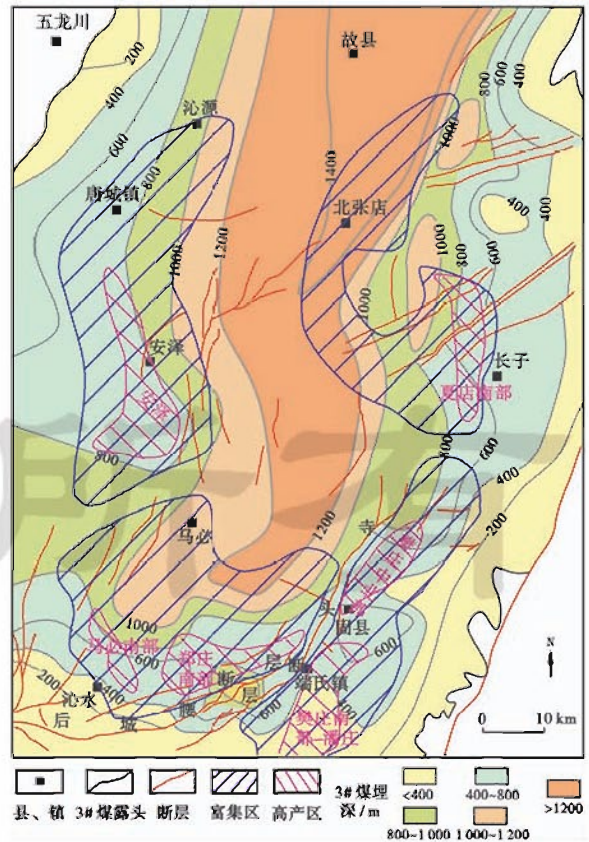


图 14 沁水盆地南部 3# 煤煤层气富集高产区预测

Fig. 14 Prediction of CBM enrichment and high-yield block of 3# coal seam in southern Qinshui Basin

4 结 论

沉积作用控制着煤层展布和顶、底板岩性特征,其中三角洲平原分流间湾环境发育的煤层厚度大、分布稳定,且顶、底板为封盖性好的泥岩,最利于煤层气的富集。地下水动力场是影响煤层含气量分布的重要因素,滞流区和弱径流区富气,而补给区和强径流区煤层气易散失。构造调整强弱控制着煤层气的保存条件,构造调整越弱,气藏的保存条件越好,煤层受温压控制下的吸附能力越强,越利于煤层气的富集。在对沁水盆地南部沉积、水动力和构造条件综合分析的基础上,预测出沁南—夏店、马必—郑庄、柿庄—潘庄以及沁源—安泽4个煤层气富集区带。

煤层气富集和煤储层渗透率是影响煤层气高产的2个重要因素,3#煤层埋深小于450m的地区由于地应力较低,为煤储层原生高渗带,而深部的裂隙发育带也有利于煤储层渗透率的改善。局部宽缓的构造高部位以及上斜坡等地带在煤层气富集和高渗条件的良好配置下利于煤层气高产。在对研究区富集、高渗及局部构造条件综合分析的基础上,预测了安泽、马必南部、郑庄南部、樊庄南部—潘庄、樊庄中北部和夏店南部6个煤层气富集高产区。

参 考 文 献

- [1] 饶孟余,钟建华,杨陆武,等.无烟煤煤层气成藏与产气机理研究——以沁水盆地无烟煤为例[J].石油学报,2004,25(4):23-28.
Rao Mengyu,Zhong Jianhua,Yang Luwu,et al. Coalbed methane reservoir and gas production mechanism in anthracite coalbeds[J]. Acta Petrolei Sinica,2004,25(4):23-28.
- [2] 秦勇,申建,王宝文,等.深部煤层气成藏效应及其耦合关系[J].石油学报,2012,33(1):48-54.
Qin Yong,Shen Jian,Wang Baowen,et al. Accumulation effects and coupling relationship of deep coalbed methane[J]. Acta Petrolei Sinica,2012,33(1):48-54.
- [3] 孔祥文,赵庆波,孙粉锦,等.煤层气高产富集规律及开采特征研究新进展[J].天然气地球科学,2011,22(4):738-746.
Kong Xiangwen,Zhao Qingbo,Sun Fenjin,et al. New advances of productive & enriching patterns and production characteristics of coalbed methane in China[J]. Natural Gas Geoscience,2011,22(4):738-746.
- [4] 李五忠,陈刚,孙斌,等.大宁—吉县地区煤层气成藏条件及富集规律[J].天然气地球科学,2011,22(2):352-360.
Li Wuzhong,Chen Gang,Sun Bin,et al. Geological controls of coalbed methane enrichment in Daining-Jixian area,Southeastern Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience,2011,22(2):352-360.
- [5] 王红岩,李景明.中国高变质无烟煤煤层气成藏特征及优势[J].天然气,2005,1(1):61-64.
Wang Hongyan,Li Jingming. Characteristics and superiority of anthracite coalbed methane accumulation in China[J]. Natural Gas,2005,1(1):61-64.
- [6] 桂宝林.六盘水地区煤层气地质特征及富集高产控制因素[J].石油学报,1999,20(3):31-37.
Gui Baolin. Geological characteristics and enrichment controlling factors of coalbed methane in Liupanshui region[J]. Acta Petrolei Sinica,1999,20(3):31-37.
- [7] 赵庆波,陈刚,李贵中.中国煤层气富集高产规律、开采特点及勘探开发适用技术[J].天然气工业,2009,29(9):13-19.
Zhao Qingbo,Chen Gang,Li Guizhong. The regular patterns of highly produced CBM,its production performance and the progress of prospecting technologies in China[J]. Natural Gas Industry,2009,29(9):13-19.
- [8] 赵庆波,李五忠,孙粉锦.中国煤层气分布特征及高产富集因素[J].石油学报,1997,18(4):1-6.
Zhao Qingbo,Li Wuzhong,Sun Fenjin. Distribution and accumulation regularity for coalbed methane in China[J]. Acta Petrolei Sinica,1997,18(4):1-6.
- [9] 宋岩,柳少波,据宜文,等.含气量和渗透率耦合作用对高丰度煤层气富集区的控制[J].石油学报,2013,34(3):417-426.
Song Yan,Liu Shaobo,Ju Yiwen,et al. Coupling between gas content and permeability controlling enrichment zones of high abundance coal bed methane[J]. Acta Petrolei Sinica,2013,34(3):417-426.
- [10] 王勃,孙粉锦,李贵中,等.基于模糊物元的煤层气高产富集区预测——以沁水盆地为例[J].天然气工业,2010,30(11):22-25.
Wang Bo,Sun Fenjin,Li Guizhong,et al. Prediction of prolific CBM zones with the fuzzy matter element method;a case study of the Qinshui Basin[J]. Natural Gas Industry,2010,30(11):22-25.
- [11] 高波,马玉贞,陶明信,等.煤层气富集高产的主控因素[J].沉积学报,2003,21(2):345-349.
Gao Bo,Ma Yuzhen,Tao Mingxin,et al. Main controlling factors analysis of enrichment condition of coalbed methane[J]. Acta Sedimentologica Sinica,2003,21(2):345-349.
- [12] 林然,倪小明,王延斌.山西沁水盆地樊庄区块煤层气高产区预测[J].高校地质学报,2012,18(3):558-562.
Lin Ran,Ni Xiaoming,Wang Yanbin. Prediction of high CBM production area in the Fanzhuang block of the Qinshui Basin, Shanxi Province[J]. Geological Journal of China Universities,2012,18(3):558-562.
- [13] Schmoker J W. Resource-assessment perspectives for unconventional gas systems[J]. AAPG Bulletin,2002,86(11):1993-1999.
- [14] 陈振宏,王一兵,杨焦生,等.影响煤层气产量的关键因素分析——以沁水盆地南部樊庄区块为例[J].石油学报,2009,30(3):409-412.
Chen Zhenhong,Wang Yibing,Yang Jiaosheng,et al. Influencing factors on coal-bed methane production of single well;a case of Fanzhuang block in the south part of Qinshui Basin[J]. Acta Petrolei Sinica,2009,30(3):409-412.
- [15] 孙粉锦,赵庆波,邓攀.影响中国无烟煤区煤层气勘探的主要因素[J].石油勘探与开发,1998,25(1):32-36.

- Sun Fenjin, Zhao Qingbo, Deng Pan, The main factors affecting coalbed methane exploration of anthracite area in China[J], Petroleum Exploration and Development, 1998, 25(1): 32-36.
- [16] 刘飞. 山西沁水盆地煤岩储层特征及高产富集区评价[D]. 成都: 成都理工大学, 2007.
- Liu Fei, The characteristics of coal reservoirs and evaluation of coalbed methane enrichment and high-productivity in Qinshui Basin of Shanxi Province[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2007.
- [17] 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. Palaeogeography and coal accumulation for coal measures of the Carboniferous-Permian in Qinshui Basin, southern Shanxi Province[J]. Journal of Palaeogeography, 2006, 8(1): 43-52.
- [18] 陈世悦, 徐凤银, 刘焕杰. 华北晚古生代层序地层与聚煤规律[M]. 东营: 石油大学出版社, 2000: 18-45.
- Chen Shiyue, Xu Fengyin, Liu Huanjie. Sequence stratigraphy and coal-accumulation regularity of late Paleozoic in the north China [M]. Dongying: University of Petroleum Press, 2000: 18-45.
- [19] 贾建称. 沁水盆地晚古生代含煤沉积体系及其控气作用[J]. 地球科学与环境学报, 2007, 29(4): 374-382.
- Jia Jiancheng. Coal depositional system and its controlling role of coalbed methane in late Paleozoic of Qinshui Basin[J]. Journal of Earth Sciences and Environment, 2007, 29(4): 374-382.
- [20] 金振奎, 苏妮娜, 王春生. 华北地台东部石炭系—二叠系优质煤储层形成分布控制因素[J]. 地质学报, 2008, 82(10): 1323-1329.
- Jin Zhenkui, Su Ni'na, Wang Chunsheng. Controlling factors of reservoir of coal rocks in Carboniferous-Permian, North China [J]. Acta Geologica Sinica, 2008, 82(10): 1323-1329.
- [21] 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): 5-11.
- Song Yan, Liu Shaobo, Zhao Mengjun, et al. Coalbed gas reservoirs, boundary types, main controlling factors of gas pooling, and forecast of gas-rich areas[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(10): 5-11.
- [22] 刘方槐, 颜婉荪. 油气田水文地质学原理[M]. 北京: 石油工业出版社, 1991.
- Liu Fanghuai, Yan Wansun. Principles of hydrogeology of oil and gas field[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1991.
- [23] 李伟, 赵克斌, 刘崇楷. 含油气盆地水文地质研究[M]. 北京: 地质出版社, 2008.
- Li Wei, Zhao Kebin, Liu Chongxi. Hydrogeology study of oil and gas basin[M]. Beijing: Geology Press, 2008.
- [24] 宋岩, 秦胜飞, 赵孟军. 中国煤层气成藏的两大关键地质因素[J]. 天然气地球科学, 2007, 18(4): 545-553.
- Song Yan, Qin Shengfei, Zhao Mengjun. Two key geological factors controlling the coalbed methane reservoirs in China[J]. Natural Gas Geoscience, 2007, 18(4): 545-553.
- [25] 梁宏斌, 张璐, 刘建军, 等. 沁水盆地樊庄区块构造对煤层气富集的控制作用[J]. 山东科技大学学报: 自然科学版, 2012, 31(1): 1-9.
- Liang Hongbin, Zhang Lu, Liu Jianjun, et al. Control action of structure in Fanzhuang block of Qinshui Basin on coalbed gas field enrichment[J]. Journal of Shandong University of Science and Technology, 2012, 31(1): 1-9.
- [26] 孟召平, 田永东, 李国富. 沁水盆地南部煤储层渗透性与地应力之间关系和控制机理[J]. 自然科学进展, 2009, 19(10): 1142-1148.
- Meng Zhaoping, Tian Yongdong, Li Guofu. Relationship between permeability of coal reservoirs and in-situ stress in southern Qinshui Basin and its controlling mechanism[J]. Progress in Natural Science, 2009, 19(10): 1142-1148.
- [27] 孟召平, 田永东, 李国富. 沁水盆地南部地应力场特征及其研究意义[J]. 煤炭学报, 2010, 35(6): 975-981.
- Meng Zhaoping, Tian Yongdong, Li Guofu. Characteristics of in-situ stress field in Southern Qinshui Basin and its research significance[J]. Journal of China Coal Society, 2010, 35(6): 975-981.
- [28] 叶建平, 吴建光, 房超, 等. 沁南潘河煤层气田区域地质特征与煤储层特征及其对产能的影响[J]. 天然气工业, 2011, 31(5): 16-20.
- Ye Jianping, Wu Jianguang, Fang Chao, et al. Regional geological and reservoir characteristics of the Panhe CBM gas field in the southern Qinshui Basin and their influence on CBM gas production capacity[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(5): 16-20.

(收稿日期 2014-05-14 改回日期 2014-08-20 责任编辑 张怡)

版权所有