

引用格式:李鑫.构造对深层煤层气井产能的控制研究[J].油气藏评价与开发,2021,11(4):643-651.

LI Xin. Structural control on productivity of deep coalbed methane wells[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(4): 643-651.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2021.04.022

构造对深层煤层气井产能的控制研究

李鑫

(中国石化华东油气分公司勘探开发研究院,江苏南京210019)

摘要:延川南区块属于深层高阶煤煤层气藏,埋深800~1500 m、煤阶为贫煤—无烟煤、含气量超过12 m³/t,资源条件有利,但气田单井产能平面差异大。基于气田地质条件综合研究,通过构造对储层生烃、孔渗性、水文地质条件、煤体结构、煤层气赋存的影响性分析,开展构造对煤层气成藏控制作用机理研究,查明煤层气成藏的构造主控因素及其变化规律。结合煤层气开发动态资料,分析区块构造与煤层气井产能的关系,建立煤层气井产能的构造控气模式。研究表明,煤层埋深控制了储层的含气性、渗透性,埋深越深,含气性越好,渗透性越差,构造对煤层气富集成藏的主控作用具有两面性,局部褶皱和断层的发育对渗透性具有明显的改善作用,有利于气藏富集,但是构造活动过强,会导致水动力条件增强,煤层气逸散。构造对气井产能的控制作用明显,高产井主要分布于埋深830~1280 m的局部微幅隆起带翼部的煤层气富集和渗透率改善区,中产井主要分布于埋深大于1280 m、构造平缓、断层不发育的低渗区;低产井主要分布于构造破坏严重的局部注陷区以及断层发育带附近的煤层气逸散区。

关键词:深层煤层气;构造;产能;控制作用;延川南;鄂尔多斯盆地

中图分类号:TE328

文献标识码:A

Structural control on productivity of deep coalbed methane wells

LI Xin

(*Petroleum Exploration & Production Research Institute, Sinopec East China Oil & Gas Company, Nanjing, Jiangsu 210019, China*)

Abstract: The southern Yanchuan Block is a deep, high-rank coal-bed methane reservoir with large buried depth at 800~1500 m, meagre coal or anthracite, and good gas content at 12 m³/t. The resource conditions are relatively favorable, but the single well productivity level of the gas field varies greatly. Based on the comprehensive study of gas field geological conditions, and by the analysis of the influence of structure on reservoir hydrocarbon generation, porosity and permeability, hydrogeological conditions, coal body structure, and CBM storage, the researches on the control mechanism of structure on CBM reservoir formation are carried out to find out the main controlling factors of coal seam formation and its changing rules. Combined with the CBM development dynamic data, the relation between block structure and CBM well productivity is analyzed, and a structural gas control mode for CBM well productivity is established. The research results show that the buried depth of the coal seam controls the gas-bearing and permeability of the reservoir. The deeper the buried, the better the gas-bearing and the worse the permeability. The control effect of tectonic activities on the formation of coal-bed methane has two sides, the local folds and the development of faults has a significant effect on improving permeability, which is conducive to the enrichment of gas reservoirs, but the excessive tectonic activity on the other hand will also lead to the enhanced hydrodynamic conditions and the escape of coalbed methane. The structure has an obvious control effect on the gas well productivity. The high-yield wells are mainly distributed in the coalbed methane enrichment and the permeability improvement areas at the wing of the local micro-uplift belt with a buried depth of 830~1280 m. The middle-production wells are mainly distributed in the low-permeability areas with a buried depth of more than 1280 m, whose structure is gentle and the faults are not developed. The low-yield wells are mainly distributed in local depression areas with severe structural damage and CBM escape areas near fault development belts.

Keywords: deep coalbed methane, structure, production capacity, control effect, southern Yanchuan, Ordos Basin

收稿日期:2021-03-04。

作者简介:李鑫(1984—),男,硕士,工程师,从事煤层气勘探开发研究。地址:江苏省南京市建邺区江东中路375号金融城9号楼,邮政编码:210019。E-mail:282945654@qq.com

基金项目:中国石化重点科技项目“低压煤系气藏地质工程一体化高效开发关键技术研究”(P20074-1);中国石化科技部项目“延川南深层煤层气稳产技术研究”(P19019-4)。

鄂尔多斯盆地东缘是目前国内已探明的千亿立方米煤层气田之一,煤储层含气量高,埋深相对适中,煤层气产量大,商业化程度高。延川南煤层气田位于鄂尔多斯盆地东缘南部,属于特低孔、特低渗、中高阶煤层气田,孔隙度一般3%~6%,渗透率普遍小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,开发难度极大。5年的生产实践表明,区块煤层气产能差异较大。

不同地区、不同地质条件下,产能的主控因素有所不同,国内学者结合各区块实际,做了大量的研究工作,主要开展了构造特征、水文条件、煤储层精细描述、孔渗动态变化特征、基质收缩效应、煤岩岩石力学特征、吸附能力等方面研究,刘大锰等^[1]、李辛子等^[2]、陈贞龙等^[3-4]开展了煤层气富集成藏规律研究,为煤层气高产主控因素分析奠定了基础,陆小霞等^[5]认为柿庄1 000 m以深的煤储层渗透率低是造成低产的主要原因,王丹^[6]认为影响临汾区块煤层气产能的主控因素是煤层埋深、资源丰度、煤体结构、临储比以及水文地质条件,王睿等^[7]认为樊庄区块3号煤层局部复向斜构造轴部及其翼部、次级背斜翼部以及无明显断距的断层附近是高产井分布区;赵欣^[8]指出煤层厚度、地下水流体势、含气量、渗透率和临储比是影响保德区块煤层气产能的主要地质因素,处于地下水流体势高部位和临储比高的排采井往往产气量高;王维旭等^[9-12]确定含气量、煤层厚度、压降速度、临界解吸压力、压裂注入液量、加砂量、压裂施工曲线7项产能评价指标,运用灰色关联法和模糊数学法建立筠连地区复杂参数煤层气产能综合评价模型。总体来看,国内研究已经较好的总结了煤层气单井产能的主控地质因素,为国内煤层气开发提供了较好的指导作用。但是对于国内超过1 000 m的深层煤层气藏产能主控因素研究不够深入,各因素之间的地质关联性认识不清,深层煤层气高产规律认识有待进一步深化。

以延川南深层高阶煤层气藏为研究对象,以气田构造和演化特征研究为基础,开展构造对煤储层含气性、孔渗条件、水文地质条件的控制作用,查明煤层气富集构造主控因素,探讨构造控气机理,结合煤层气开发动态资料,分析2号煤层褶皱构造、断层构造与产能的相关性,为气田的开发工作提供科学的理论依据。

1 气田构造及演化特征

1.1 气田构造特征

气田地质构造较为简单,总体构造形态为南北走向、向西倾斜的单斜构造,2号煤层埋深800~1 500 m,平均为1 280 m,镜质体反射率2.0%~3.2%,平均2.5%,为典型的深层中高阶煤层气藏。区内分布着北北东、北东以及近南北向展布的断层,以逆断层为主,断距一般小于20 m,延伸长度小于10 km,局部发育次级褶皱,中部的西掌断裂带,将气田分为谭坪和万宝山2个构造带。谭坪构造带靠近盆地边缘,埋藏800~1 100 m,构造相对复杂,断裂、褶皱构造较发育,万宝山构造带靠近盆地中央,埋藏超过1 200 m,构造变得相对稳定,地层更为平缓(图1)。

1.2 气田构造演化史

中生代以来的燕山和喜马拉雅两期构造运动对气田的构造特征影响大,印支期运动影响不明显^[13-14]。燕山期主要发育北西向张性断裂、北北西和近东西向的剪切断裂;喜山期主要发育北东向张性断裂和北东、近南北向的剪切断裂;区内北东向断裂与该期应力场最小挤压应力迹线近于垂直,沿此方向应力松弛,导致前期挤压构造负反转,使区内发育北北东向的正断层。近东西向或北东—南西西的剪切断裂在上述应力状态作用下,发生正断层活动。

2 构造对产能的控制作用机理

不同类型的构造条件下煤储层地质特征存在差异性,区域构造演化及其构造发育特征对煤层气成藏具有显著的控制作用,构造演化控制了生烃作用,构造埋深控制储层的孔渗条件及地应力特征,构造发育差异性控制区域水文地质边界及不同区域水文地质特征,影响煤层气的保存,构造对储层生烃、物性以及保存条件的综合控制作用造成煤层气的产能的差异。

2.1 构造演化对成藏的控制作用

2.1.1 构造对成煤的控制作用

盆地构造演化对成煤的控制作用明显,中奥陶

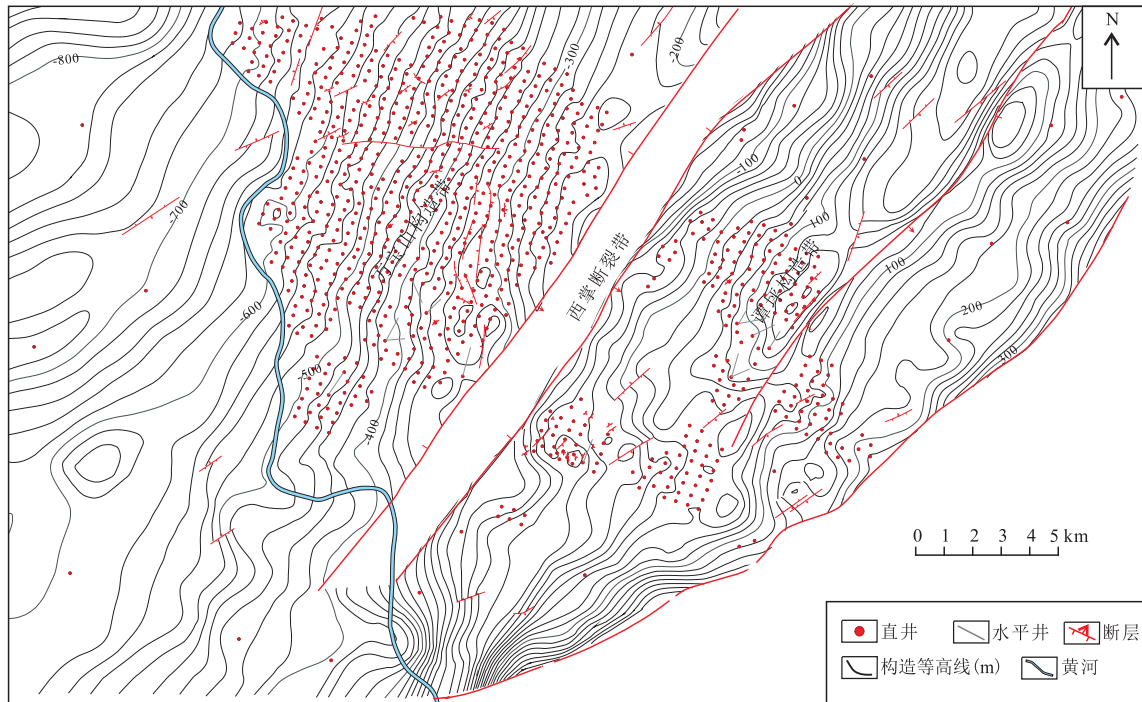


图1 延川南煤层气田2号煤构造

Fig. 1 2# coal structure of coal seam gas field of southern Yanchuan area

纪末期至石炭纪由于地壳处于时升时降的震荡运动中,无法提供良好的成煤环境,主要沉积海相和海陆过渡相砂岩、泥岩以及石灰岩交互成层的海陆交互相地层,到石炭纪晚期,地壳运动相对稳定时期,才能形成具有工业价值的可采煤层。二叠系早期地壳的再次上升导致海水逐渐退出,稳定的构造使得整个华北陆台维持一个广阔的滨海平原环境,森林沼泽发育,为成煤提供了优越的环境。早二叠系晚期,随着构造进一步抬升,海水进一步退出,气候干燥,成煤环境被破坏。

2.1.2 构造演化对煤层气藏的控制作用

区内煤层经历了两次沉降和一次抬升构造运动,三叠纪煤层受大规模深埋影响开始初次生气高峰,煤级达到气煤阶段;随着变质程度进一步加深,晚侏罗—早白垩经历二次生气高峰。而晚白垩至今经历了大规模抬升,造成了浅埋的气体逸散。

石炭—二叠纪地层稳定沉降,构造稳定,上覆地层连续沉积,煤层被深埋在晚二叠世—三叠纪约3 000 m的巨厚地层之下,通过长期变质作用,煤层变质程度逐步加深,在这个阶段煤层气开始生气。三叠纪中后期的印支运动造成地壳抬升和挤压变

形,受此影响煤层气也开始发生运移调整。但由于该时期构造运动表现为挤压作用,故煤层气的逸散程度较小。

燕山早期,地壳的大规模抬升运动造成中生代地层剥蚀,煤层盖层减薄,同时北西—南东向挤压应力生成了大量北东向断裂构造,受此影响,煤变质作用和煤的生气作用停止。早白垩世,盆地再度沉降,对煤层气的二次生气、保存具重要的作用。

喜马拉雅期构造应力场由压扭性变为张扭性,断裂呈不同程度的开放,导致煤层气第二次大规模逸散,地层抬升程度越高、越靠近断层,煤层气的逸散程度越高。

2.2 构造与地应力的相关性

地质构造的产生和演化是由地应力作用决定的,研究区位于鄂尔多斯地块东南边缘,周边地区相对稳定的欧亚框架其运动整体为南东方向,研究区与鄂尔多斯地块内一致性相对较好,其西北以张应变为主,东南则以剪切应变为主。通过计算延川南区块最小水平主应力(σ_{hmin})、最大水平主应力(σ_{hmax})和垂直主应力(σ_v),三轴应力随埋深变化的规律见图2,把研究区地应力条件划分为低应力分布区和高

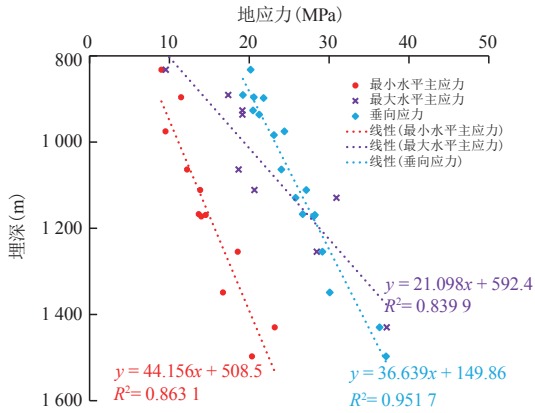


图2 延川南三轴应力关系

Fig. 2 Three-axis stress relationship of southern Yanchuan area

应力分布区,低应力区埋深低于1 150 m, σ_{hmin} 值低于16 MPa,地应力状态主要表现为 $\sigma_{\text{v}} > \sigma_{\text{hmax}} > \sigma_{\text{hmin}}$, 现今地应力状态为伸张带,这种应力状态有利于正断层活动,煤储层渗透性好;高应力区煤层埋藏深度大于1 150 m, σ_{hmin} 值16~25 MPa,地应力状态主要表现为 $\sigma_{\text{hmax}} > \sigma_{\text{v}} > \sigma_{\text{hmin}}$, 现今地应力状态转化为压缩带,这种应力状态有利于逆断层和平移断层活动,且应力中等,煤储层渗透性一般。

2.3 构造对渗透率的控制作用

煤储层原始渗透性主要取决于天然裂隙的发育程度和裂隙的张开度,其中天然裂隙受成煤条件以及后期构造变形破坏作用综合影响,而裂隙的张开度与现今地应力相关,尤其是埋深对渗透率影响明显。而延川南成煤条件总体为中位森林沼泽条件,因此,构造特征成为区块煤层渗透性的主要控制因素。

2.3.1 埋深对渗透率的影响

埋深对渗透率的影响已经得到专家、学者的共识^[15-17],延川南开发实践也证实了这一点。随着埋深增大,煤储层垂向有效应力增加,孔隙、裂隙压缩,煤层渗透率逐渐降低。延川南埋深较浅的谭坪构造带闭合压力在8.99~17.32 MPa,平均12.52 MPa,万宝山闭合压力在12.21~23.18 MPa,平均17.44 MPa,谭坪闭合压力明显较万宝山低,从散点图上可以明显看出随着闭合压力随着埋深增加而增加的特征(图3)。从试井渗透率上来看,谭坪构造带一般为 $(0.02 \sim 0.99) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,万宝山一般为 $(0.001 \sim 0.60) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,受构造影响明显。

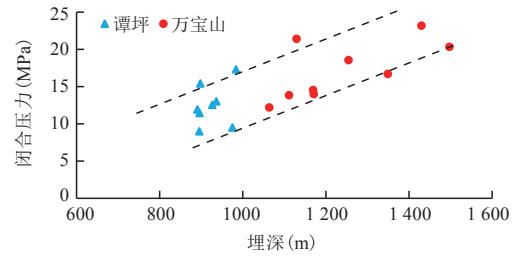


图3 延川南闭合压力与埋深散点

Fig. 3 Closed pressure and buried depth of southern Yanchuan area

2.3.2 断层、褶皱对渗透率的影响

地质构造(断层、褶皱等)的发育可以改善深部煤层的渗透率^[18]。煤层受顺层挤压力发生形变形成褶皱,背斜轴部附近受平行于弯曲面的拉伸引张力作用,厚度变厚、孔隙加大,或者脆性引致煤层发育楔状张性裂面或折裂面,同时褶皱作用伴生的沿层理的滑动亦使煤层破碎,使煤层透气性高,为煤层气运移提供了有利活动通道。

延川南断层、褶皱作用对渗透率具有明显改善和控制作用。万宝山构造带延3井区、谭坪构造带延5井区为微幅背斜构造,背斜轴部受张力作用影响表现为相对高渗的平面分布特征。试井渗透率也显示高渗区主要位于推覆构造背斜轴部和北部小断层发育区(图4)。而万宝山西南部由于构造破坏作用相对弱,地层平缓,断裂不发育,渗透率低于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

构造变形对渗透率的控制作用体现在同一区块地应力相当的情况下,断层、背斜正向构造等特征综合控制渗透率的改善作用。构造控制渗透率,进而控制煤层气井排采动态,影响煤层气井产能。

2.4 构造对水动力的控制作用

构造发育特征对煤层气水动力条件具有显著的控制作用^[19-20]。延川南单斜构造与断层发育特征决定了谭坪构造带与万宝山构造带属于不同的水文地质单元。

煤层产出水化学类型和矿化度是反映煤层气保存条件的重要参数。东部谭坪构造带产出水为 NaHCO_3 型、矿化度在3 000~5 000 mg/L为主,水动力较强,万宝山构造带西部以 CaCl_2 水型为主、矿化度大于30 000 mg/L,而万宝山北部断裂带边缘矿化度急剧下降至5 000 mg/L以下。

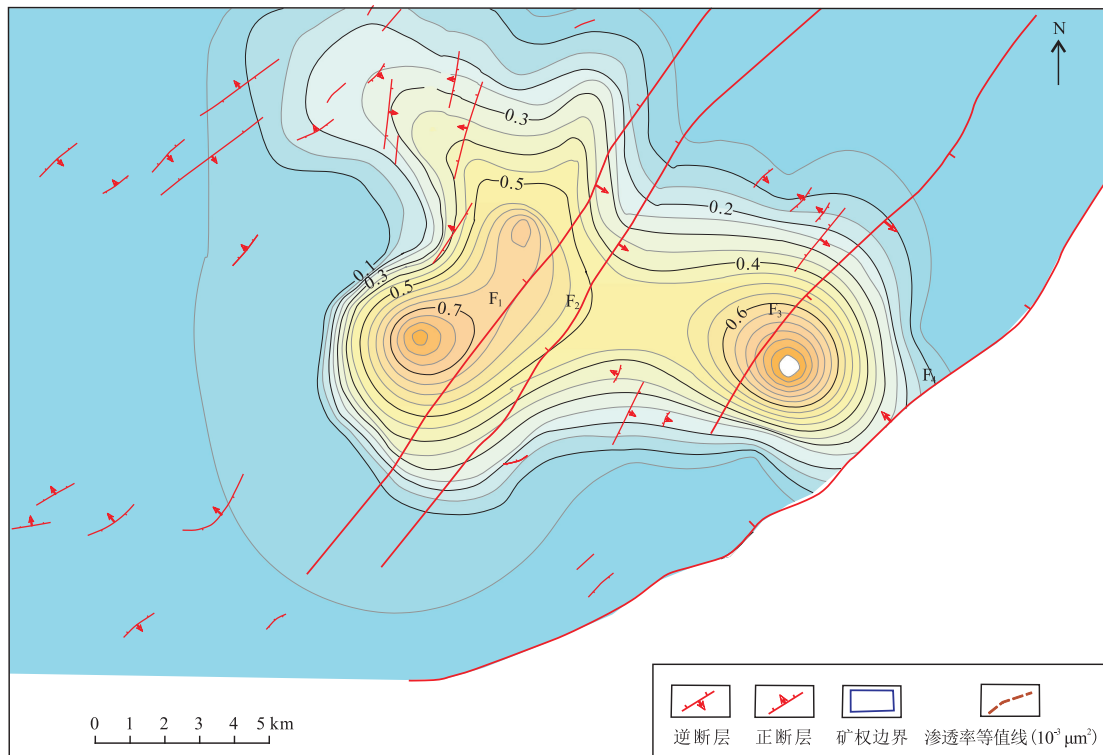


图4 延川南试井渗透率等值线

Fig. 4 Test permeability contour of southern Yanchuan area

综合水型、矿化度、pH值平面分布规律,延川南水动力条件特征受构造控制明显,气田西南部煤层埋深大,地层稳定,构造不发育,整体表现为高压封闭特征,含气量高,而万宝山北部断层发育,沟通了上下水层的联系,矿化度以及水型发生急剧变化,分析存在垂直渗流现象。谭坪煤层逐步变浅,东北部煤层出露地表,存在地下水补给作用,整体表现为弱径流特征,煤层气保存条件相对较差,且越靠近东北部,补给作用越强,含气性越差。气田整体可划分为3类水文地质单元,分别为万宝山构造带高压封闭滞留区,谭坪构造带弱径流区及中部断裂段垂直径流区(图5)。

2.5 构造对煤体结构的控制作用

煤体结构是影响煤层气开发的重要因素,“构造煤”发育区煤层破碎、渗透性差,不利于煤层压裂,影响煤层气井产能^[21-24]。

在同一构造应力作用下,因沉积作用及成煤物质差异,导致煤的破坏程度不同。但对于延川南整体而言,构造对煤体结构的影响更为显著。从延川南2号煤煤体结构平面分布特征来看,碎粒煤以及糜

棱煤主要发育在断裂带附近,受断层破坏作用明显,而远离断层区总体以原生结构煤、碎裂煤为主。

2.6 断层对煤层气赋存的影响

断层对煤层气成藏以及产能的影响具有两面性^[25-27]。一方面断层易导致煤层气散失,对成藏起到破坏作用,生产特征表现为高产液低产气甚至不产气;另一方面,断层发育区,渗透率改善,对储层物性有一定的改善作用,易实现高产稳产。

延川南次序级断层对含气性的影响较小,钻遇断层断距5 m以下井含气性基本不受断层影响。万宝山构造带西北部低序级断层发育,受此影响微裂缝相对发育,渗透率高,利于煤层泄压半径扩展和气体的产出,深部储层物性的改善作用实现稳产高产;而中部断层规模大,连片发育,极易沟通外来水造成水侵破坏成藏,煤储层无法有效降压。

3 区块构造与产能的关系

3.1 褶皱分布与产能的关系

气田单井产能差异大,不同级别产能分布在特

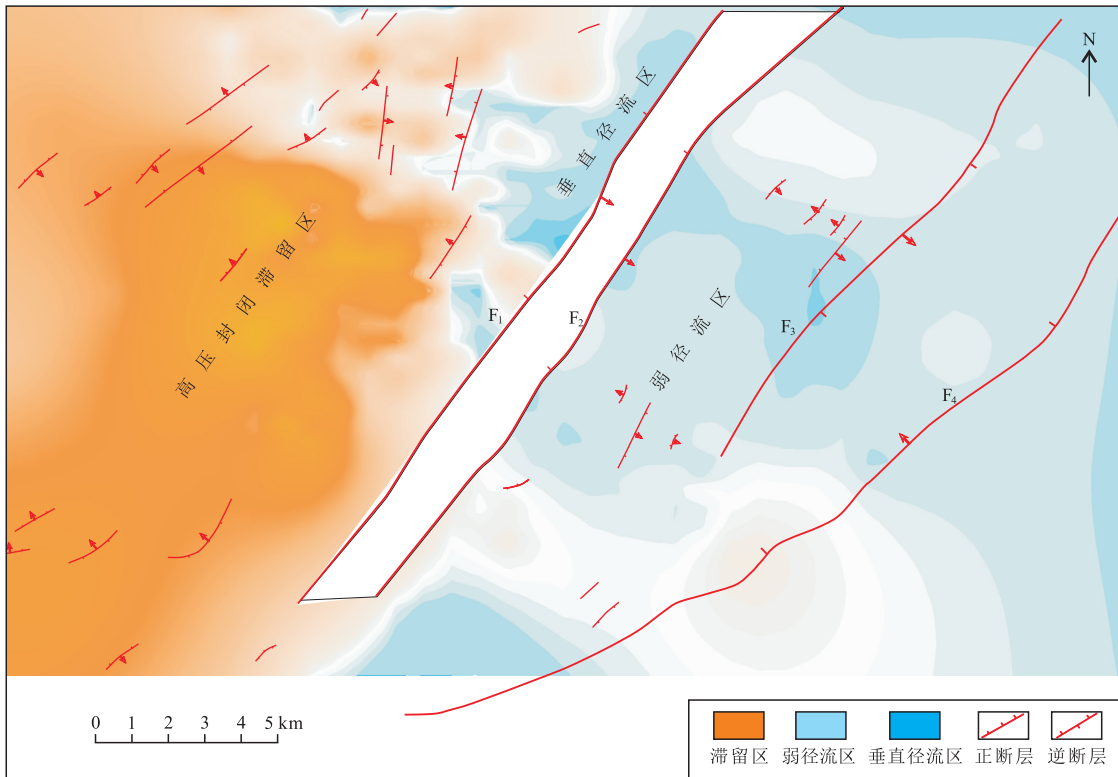


图5 延川南水文地质单元划分

Fig. 5 Hydrogeological unit division of southern Yanchuan area

定的构造位置。将气田单井产能分级投到构造图上,得到气田产能与构造的关系图(图6),从关系图中可见,产能与构造位置的相关性明显,高产井主要分布在无断层发育的局部隆起带翼部;中等产能的井主要发育在断层不发育的构造平缓区;低产井、不产气井主要发育在局部凹陷区核部以及断裂带附近。

根据排采实际资料结合构造剖面(图7),谭坪A—A'剖面断层不发育,高产井延1-54-32井、延1-70-32井均位于隆起带核部及翼部,产能高于1 000 m³/d,向凹陷区过渡过程中,单井产能逐步下降。万宝山B—B'剖面南部断层不发育,产能特征与谭坪基本一致,由于万宝山煤层气成藏条件更为优越,单井产能超过3 000 m³/d,剖面北部断层较为发育,断层发育区产能偏低。东西向剖面C—C'显示,中部逆冲推覆构造背斜翼部高产区,并向盆地深度,构造不发育,地层平缓区产能下降,而浅部受小断层发育影响,普遍低产低效。

褶皱构造在区块分布范围广,对气井影响大,在微幅背斜构造发育区,背斜轴部及翼部受张力作用

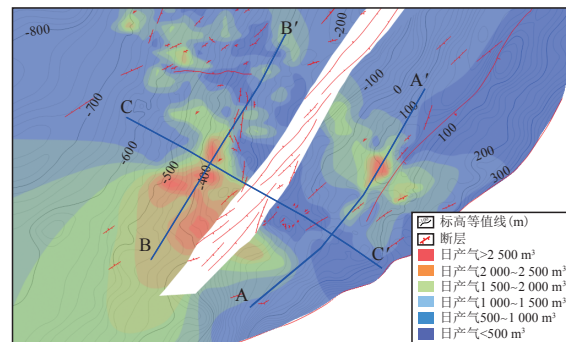


图6 延川南区块2号煤构造与产能关系

Fig. 6 Relation between structure and production capacity of 2# coal in southern Yanchuan area

影响表现为相对高渗的平面分布特征。在相对合适的埋深和水动力条件下,煤层气得到了很好的保存,表现为高产特征,而向斜构造轴部地区呈现出煤层气逸散特征,产气量低。

3.2 断层分布与产能的关系

断层对油气成藏有两方面影响。一方面,断层易导致油气散失,对油气成藏起到破坏作用;另一方

面,张性断层发育区,渗透率改善,对储层物性有一定的改善作用。同时从图6、图8可见,煤层气产量与断层呈现良好的匹配性:一是高产井主要集中在张型断层一侧,证实了断层活动通过对储层渗透性的改善作用有助于气井产能提高;二是靠近断层400 m范围内的井呈现出高产水低产气甚至不产气

特征,进一步说明区块的断裂构造总体以开放性断层为主,极易沟通外来水,造成煤层气逸散和降压困难,导致最终高产水不产气的生产特征。

3.3 构造控气模式的建立

以产能与构造的关系研究为基础,对构造控气

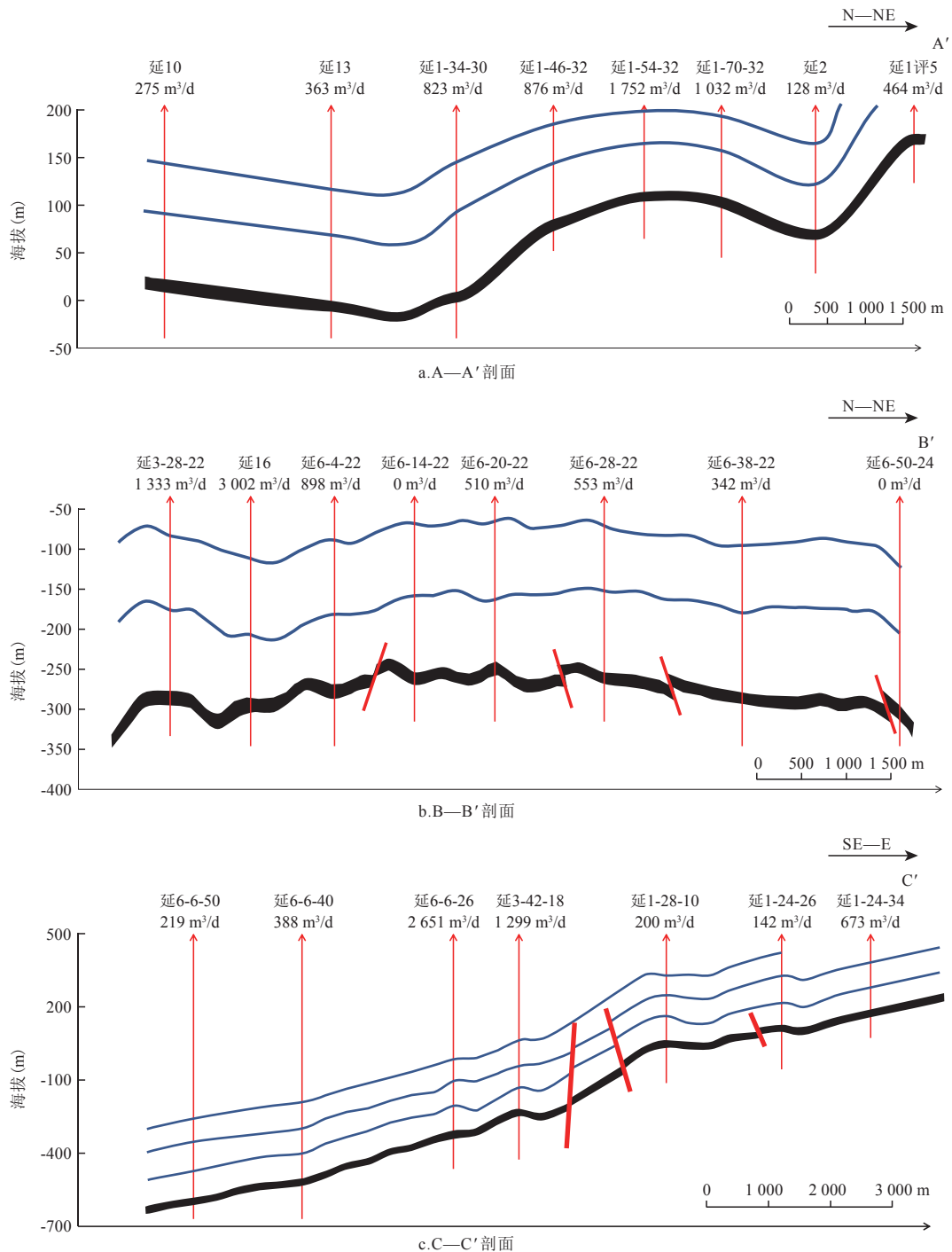


图7 构造部位与煤层气单井产能关系剖面

Fig. 7 Capacity relation section between structural site and coal seam gas single well

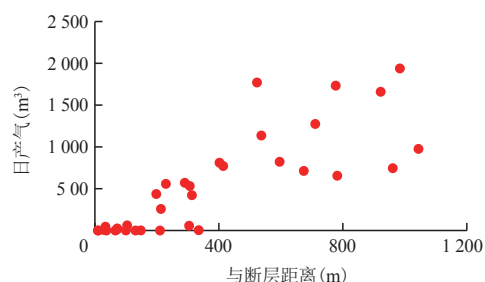
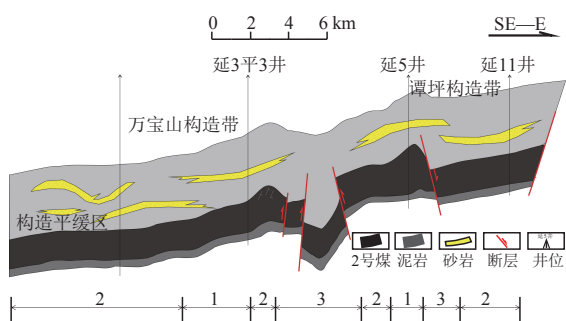


图8 延川南2号煤断层距与产能关系

Fig. 8 Relation between fault distance and production capacity of 2# coal in southern Yanchuan area



注: 1类区:埋深830~1280 m的局部隆起带翼部
2类区:埋深大于1300 m的构造不发育区;埋深小于830 m的浅部构造平缓区
3类区:局部洼陷区;断层发育带

图9 延川南构造控气模式

Fig. 9 Gas control mode of structure in southern Yanchuan area

的类型进行了划分(图9):一类区为埋深830~1280 m、无断层发育的局部隆起带翼部;二类区为断层不发育的构造平缓区;三类区为局部洼陷区核部以及断层发育区。

4 结论与建议

1) 构造是煤层气的成藏主控因素,构造活动对煤层气成藏的影响具有两面性,局部褶皱和断层的发育对渗透性具有明显的改善作用,另外构造活动也影响了煤层煤体结构,断层附近构造煤发育。

2) 延川南水文条件受构造控制明显,深部构造稳定区整体表现为高压封闭特征,含气量高,浅部构造抬升区存在地下水补给作用,表现为弱径流特征,煤层气保存条件相对较差,断层发育区易沟通上下水层的联系,导致垂直渗流。

3) 构造演化及构造发育特征对煤层气产能具有显著的控制作用,成煤作用后期的构造演化影响

储层物性特征,影响气体渗流,构造发育差异性控制区域水文地质边界及不同区域水文地质特征,影响煤层气的保存,构造对储层物性以及保存条件的综合控制作用造成煤层气产能的差异。

参考文献

- [1] 刘大猛,刘正帅,蔡益栋.煤层气成藏机理及形成地质条件研究进展[J].煤炭科学技术,2020,48(10):1-16
LIU Dameng, LIU Zhengshuai, CAI Yidong. Research progress on accumulation mechanism and formation geological conditions of coalbed methane[J]. Coal Science and Technology, 2020, 48(10): 1-16
- [2] 李辛子,王运海,姜昭琛,等.深部煤层气勘探开发进展与研究[J].煤炭学报,2016,41(1):24-31.
LI Xinzi, WANG Yunhai, JIANG Zhaochen, et al. Progress and study on exploration and production for deep coalbed methane [J]. Journal of China Coal Society, 2016, 41(1): 24-31.
- [3] 陈贞龙,郭涛,李鑫,等.延川南煤层气田深部煤层气成藏规律与开发技术[J].煤炭科学技术,2019,47(9):112-118.
CHEN Zhenlong, GUO Tao, LI Xin, et al. Enrichment law and development technology of deep coalbed methane in South Yanchuan Coalbed Methane Field[J]. Coal Science and Technology, 2019, 47(9): 112-118
- [4] 陈贞龙,王烽,陈刚,等.延川南深部煤层气富集规律及开发特征研究[J].煤炭科学技术,2018,46(6):80-84.
CHEN Zhenlong, WANG Feng, CHEN Gang, et al. Study on enrichment law and development features of deep coalbed methane in South Yanchuan Field[J]. Coal Science and Technology, 2018, 46(6): 80-84.
- [5] 陆小霞,张兵,吴见,等.柿庄北区块深部煤层气产能特征及影响因素分析[J].煤炭科学技术,2018,46(6):92-100.
LU Xiaoxia, ZHANG Bing, WU Jian, et al. Analysis on production features and influence factors of coalbed methane in deep section of north Shizhuang Block[J]. Coal Science and Technology, 2018, 46(6): 92-100.
- [6] 王丹.临汾区块煤层气富集及产能影响因素研究[D].北京:中国矿业大学(北京),2016.
WANG Dan. The research of affective facts of production and enrichment of CBM in Linfen Block[D]. China University of Mining & Technology, Beijing, 2016.
- [7] 王睿,董范,孟召平,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.
WANG Rui, DONG Fang, MENG Zhaoping, et al. The controlling mechanism of geological structures on the production of coal bed methane wells in Fanzhuang block[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2014, 43(6): 1025-1030.
- [8] 赵欣.煤层气产能主控因素及开发动态特征研究[D].徐州:中国矿业大学(徐州),2017.
ZHAO Xin. The Study of Main Influence Factors on Productivity of Coalbed Methane Well and the Development Performance[D]. China University of Mining & Technology, Xuzhou, 2017.
- [9] 王维旭,贺满江,王希友,等.筠连区块煤层气产能主控因素分析及综合评价[J].煤炭科学技术,2017,45(9):194-200.

- WANG Weixu, HE Manjiang, WANG Xiyu, et al. Analysis on main controlling factors and comprehensive evaluation of coalbed methane production capacity of Junlian Block[J]. Coal Science and Technology, 2017, 45(9): 194-200.
- [10] 谢广龙. 贵州比德区块煤岩储层特征及富集主控因素分析[J]. 非常规油气, 2019, 6(1): 14-22.
- XIE Guanglong. Analysis of Characteristics and Main Controlling Factors of Coal Reservoir in Bide Block, Guizhou[J]. Unconventional Oil & Gas, 2019, 6(1): 14-22.
- [11] 杨显成, 蒋有录, 杨昕睿, 等. 煤层气含量的主控因素——以卡拉哈里盆地XX区块为例[J]. 油气地质与采收率, 2018, 25(1): 56-60.
- YANG Xiancheng, JIANG Youlu, YANG Xinrui, et al. Study on main controlling factors of the coalbed methane content: A case study of Block XX in Kgalahari Basin[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2018, 25(1): 56-60.
- [12] 王镜惠, 王美冬, 田锋, 等. 高煤阶煤层气储层产气能力定量评价[J]. 油气地质与采收率, 2019, 26(4): 105-110.
- WANG Jinghui, WANG Meidong, TIAN Feng, et al. Quantitative evaluation of production capacity of high rank coalbed methane reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(4): 105-110.
- [13] 杨帆, 胡焯, 罗开平, 等. 中国中西部地区关键构造变革期次及变形特征[J]. 石油实验地质, 2019, 41(4): 475-481.
- YANG Fan, HU Ye, LUO Kaiping, et al. Tectonic evolution stages and deformation characteristics in central and western China[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2019, 41(4): 475-481.
- [14] 徐旭辉, 方成名, 刘金连, 等. 中国中西部山前构造变形结构分带模式与油气[J]. 石油实验地质, 2019, 41(6): 779-790.
- XU Xuhui, FANG Chengming, LIU Jinlian, et al. Deformation zoning model of piedmont thrust, western China, and its petroleum response[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2019, 41(6): 779-790.
- [15] 李勇, 汤达祯, 孟尚志, 等. 鄂尔多斯盆地东缘煤储层地应力状态及其对煤层气勘探开发的影响[J]. 矿业科学学报, 2017, 2(5): 416-424.
- LI Yong, TANG Dazhen, MENG Shangzhi, et al. The in-situ stress of coal reservoirs in east margin of Ordos Basin and its influence on coalbed methane development[J]. Journal of Mining Science and Technology, 2017, 2(5): 416-424.
- [16] 吴双, 汤达祯, 李松, 等. 煤层气储层孔渗参数的应力响应特征[J]. 油气地质与采收率, 2019, 26(6): 80-86.
- WU Shuang, TANG Dazhen, LI Song, et al. Stress response characteristics of porosity and permeability of coalbed methane reservoirs[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(6): 80-86.
- [17] 秦勇, 申建. 论深部煤层气基本地质问题[J]. 石油学报, 2016, 37(1): 125-136.
- QIN Yong, SHEN Jian. On the fundamental issues of deep coalbed methane geology[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(1): 125-136.
- [18] 陈刚, 胡宗全, 张永贵, 等. 延川南区块煤层气富集高产的地质控制作用[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(11): 2093-2102.
- CHEN Gang, HU Zongquan, ZHANG Yonggui, et al. Study on the geological of gas effect of coalbed methane enrichment and high-yield in Yanchuannan Area[J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(11): 2093-2102
- [19] 郭涛. 延川南区块煤层气田构造及水文控气作用研究[J]. 煤炭科学技术, 2015, 43(12): 166-169.
- GUO Tao. Study on structure and hydrologic gas control role of coalbed methane gas field in Yanchuannan Block[J]. Coal Science and Technology, 2015, 43(12): 166-169, 103.
- [20] 余林. 延川南地区水文地质条件及煤层气成藏[J]. 煤田地质与勘探, 2017, 45(2): 69-74.
- YU Lin. Groundwater conditions and relative CBM accumulation feature in Yanchuannan area[J]. Coal Geology & Exploration, 2017, 45(2): 69-74.
- [21] 陈刚, 胡宗全, 苏坤, 等. 鄂东南延川南深煤层煤体结构与产气量关系分析[J]. 煤炭科学技术, 2016, 44(12): 107-112.
- CHEN Gang, HU Zongquan, SU Kun, et al. Analysis on relationship between coal structure and gas production quantity in deep coal seam of Yanchuannan Area at Southeast Ordos[J]. Coal Science and Technology, 2016, 44(12): 107-112.
- [22] 付玉通, 张伟, 李永臣, 等. 鄂东南地区深部煤层气煤体结构测井评价研究[J]. 中国煤炭, 2017, 43(9): 31-34.
- FU Yutong, ZHANG Wei, LI Yongchen, et al. Logging evaluation research on the structure of deep coalbody with CBM in the southeast of Hubei province[J]. China Coal, 2017, 43(9): 31-34, 47.
- [23] 郑贵强, 杨德方, 李小明, 等. 沁水盆地柿庄北区块深部煤储层特征测井评价研究[J]. 煤炭科学技术, 2019, 47(6): 178-186.
- ZHENG Guiqiang, YANG Defang, LI Xiaoming, et al. Study on features and logging evaluation of deep coal reservoir in North Shizhuang Block of Qinshui Basin[J]. Coal Science and Technology, 2019, 47(6): 178-186.
- [24] 原俊红, 付玉通, 宋昱. 深部煤层气储层测井解释技术及应用[J]. 油气地质与采收率, 2018, 25(5): 24-31.
- YUAN Junhong, FU Yutong, SONG Yu. Logging interpretation technology and its application to deep coalbed methane reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2018, 25(5): 24-31.
- [25] 陈刚, 胡宗全. 鄂尔多斯盆地东南缘延川南深层煤层气富集高产模式探讨[J]. 煤炭学报, 2018, 43(6): 1572-1579.
- CHEN Gang, HU Zongquan. Discussion on the model of enrichment and high yield of deep coalbed methane in Yanchuannan area at Southeastern Ordos Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2018, 43(6): 1572-1579.
- [26] 常会珍, 郝春生, 张蒙, 等. 寺河井田煤层气产能分布特征及影响因素分析[J]. 煤炭科学技术, 2019, 47(6): 171-177.
- CHANG Huizhen, HAO Chunsheng, ZHANG Meng, et al. Analysis on distribution and its influencing factors of coalbed methane productivity in Sihe Minefield[J]. Coal Science and Technology, 2019, 47(6): 171-177.
- [27] 陈世达, 汤达祯, 陶树, 等. 沁南-郑庄区块深部煤层气“临界深度”探讨[J]. 煤炭学报, 2016, 41(12): 3069-3075.
- CHEN Shida, TANG Dazhen, TAO Shu, et al. Discussion about “critical depth” of deep coalbed methane in Zhengzhuang area, Qinshui Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2016, 41(12): 3069-3075.

(编辑 尹淑容)