

文章编号: 0253-2697(2015)09-1029-06 DOI: 10. 7623/syxb201509001

高阶煤储层固-流耦合控产机理与产量模式

赵贤正¹ 杨延辉¹ 陈龙伟¹ 杨艳磊¹ 申建^{1,2} 晁巍巍¹ 邵国良¹

(1. 中国石油华北油田公司 河北任丘 062552; 2. 中国矿业大学资源与地球科学学院 江苏徐州 221116)

摘要:高煤阶煤层气资源占中国煤层气资源总量的 21.2%,是中国目前产量规模最大的煤层气资源。开展高煤阶煤储层控产机理和控产模式研究,有利于提高煤层气有利建产区优选成功率。研究认为,构造和水动力条件是高煤阶煤层气富集的两大主控因素,煤储层微裂隙发育程度、地应力、储层流体可疏导性是控产的 3 个关键要素。基于这些认识,定义了微裂隙发育指数、地应力控产指数和储层流体可疏导指数,建立了控产效应量化评价方法及三大类 12 种产量模式,讨论了各种模式的主要控产因素。采用储层流体可疏导指数,量化表征了固态储层、地层流体之间的相互作用效应。提出了三向主应力综合控产的认识,突破了传统上以单一方向应力大小(深度效应)评价控产效应的局限。对比分析开发资料,应用该套评价体系建立的产量模式与实际生产情况高度吻合,验证了控产机理、效应评价方法和控产模式的可靠性。

关键词:高阶煤储层;煤层气;固-流耦合;控产模式;有利建产区

中图分类号:TE122

文献标识码:A

Production controlling mechanism and mode of solid-fluid coupling of high rank coal reservoirs

Zhao Xianzheng¹ Yang Yanhui¹ Chen Longwei¹ Yang Yanlei¹ Shen Jian^{1,2} Chao Weiwei¹ Shao Guoliang¹

(1. PetroChina Huabei Oilfield Company, Hebei Renqiu 062552, China;

2. School of Resources and Geosciences, China University of Mining and Technology, Jiangsu Xuzhou 221116, China)

Abstract: Coalbed methane (CBM) resource of high rank coal is the current largest CBM production in China which is accounting for 21.2% of the total resources. The study of production controlling mechanism and mode of high rank coal reservoirs is important for improving the success rate of optimization of CBM favorable region. The study showed that the tectonic and hydrodynamic are the two main controlling factors on the CBM accumulation. Degree of micro-fracture development, geo-stress and dredging of fluid of coal reservoir were three key controlling elements for CBM production. Based on this, the development index of micro-fracture, gas production controlling index of geo-stress and the dredging index of fluid were defined. Three categories with 12 CBM production modes were constructed, and the main control factors on CBM production were characterized in detail. The solid reservoir and the interaction effects with formation fluids were quantitative characterized through the dredging index of fluid. The integration controlling of the three principle stress on CBM production was also raised and break through the conventional single stress magnitude or direction (burial depth effect) control mode. Compared with the practice data of CBM development, we found that the predict gas production model fit well with actual production, which verified that the CBM controlling mechanism, the evaluation method of effect and the production controlling mode were reliable.

Key words: high rank coal reservoir; coalbed methane; solid-fluid coupling; production controlling mode; sweet development spot

引用:赵贤正,杨延辉,陈龙伟,杨艳磊,申建,晁巍巍,邵国良.高阶煤储层固-流耦合控产机理与产量模式[J].石油学报,2015,36(9):1029-1034.

Cite: Zhao Xianzheng, Yang Yanhui, Chen Longwei, Yang Yanlei, Shen Jian, Chao Weiwei, Shao Guoliang. Production controlling mechanism and mode of solid-fluid coupling of high rank coal reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(9): 1029-1034.

高阶煤包括贫煤和无烟煤,广泛分布在中国华南和华北地区。全国高煤阶煤层气资源量约 $7.8 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 占全国煤层气资源总量的 21.2%^[1]。世界上,中国率先

取得高煤阶煤层气地面规模性开发的成功,建立了沁水盆地大型高煤阶煤层气生产基地。截至 2013 年底,沁水盆地煤层气探明储量接近全国的 3/4,煤层气产量占

基金项目:国家重大科技专项(2011ZX05061, 2011ZX05033, 2011ZX05043-006, 2011ZX05028-002)和中国石油天然气股份有限公司重大科技专项(2013E-2205)资助。

第一作者及通信作者:赵贤正,男,1962 年 10 月生,1986 年获华东石油学院学士学位,2005 年获中国石油大学(北京)博士学位,现任中国石油华北油田公司副总经理、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管理工
作。Email: xzxbao@petrochina.com.cn

全国85%以上。以沁水盆地为例,深入分析高阶煤储层控气控产机理,建立相应的有利建产区评价方法,对中国煤层气资源勘探与开发具有普遍意义。

1 高阶煤储层固-流耦合控气控产作用

煤层气开发要先经过排水降压、解吸的过程,然后才能实现有效开采。煤层气井是否能够获得高产,先要研究其控气地质条件,搞清其富集的控因,然后解释成藏控制。

1.1 高阶煤储层固-流耦合控气机理

沁水盆地南部高阶煤储层生储能力极强^[2,3]。下二叠统山西组3号煤层直接顶板为厚度较大的泥岩和粉砂质泥岩,封盖条件优越。总的来说,煤层气生、储、盖条件均具有显著优势,煤层气富集程度主要受控于

构造和水动力两大动力地质条件^[4,6]。

构造地质条件主要通过影响煤储层裂隙的发育程度及其开合进而影响煤层气向外界的输导能力。晚古生代以来,沁水盆地南部经历了3个构造演化阶段或2次构造转型,燕山期是控制盆内煤层气成藏的关键时期^[7]。一方面,该期NW—SE向近水平挤压应力形成NNE—NE向次级构造,造就了区内主要控气构造;另一方面,该期构造热事件导致强烈二次生气及其区域分异^[8]。这一特点造就了煤层气区域富集的构造背景,煤层含气量高低取决于有无张性断裂的影响。勘探资料显示:沁水盆地南部构造简单区煤层含气量都在15 m³/t以上,向斜核部煤层气更为富集;在开放性断层附近,煤层含气量显著降低(图1)。

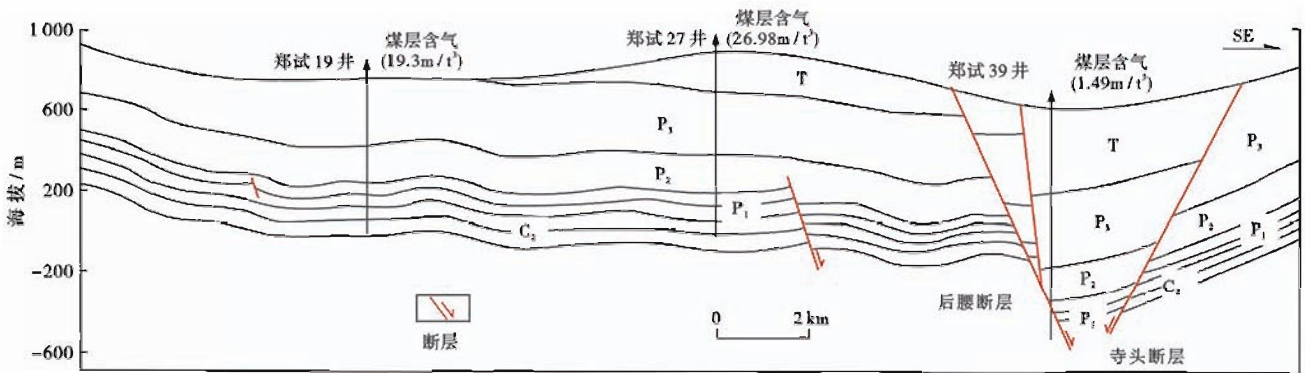


图1 构造控气机理示意

Fig. 1 Sketch of geological structure controls on CBM content

水文地质条件则通过流体径流条件变化影响煤层气封存属性,从而实现对煤层气的成藏控制。研究表明,地下水滞流区域往往为煤层气富集区^[9]。沁水盆地南部地下水径流带影响到煤层含气性和储层能量的总体分布格局,地下水从复向斜和次级向斜两翼向向斜轴部汇流,依靠静水压力阻止煤层气顺层向浅部扩散。例如,寺头断裂的高度阻水特性,使得其东侧潘庄区块及周边形成地下水等势面低地,径流条件极弱,对煤层气产生封堵作用;西侧的郑庄区块形成大面积的箕状滞水地带,煤层气显著富集^[10]。

分析表明,一方面是储层本身渗流条件受控(物性条件差);另一方面则是由于储层和内蕴流体的耦合作用起到封堵作用,两者都能够决定煤层气富集与否。因此,获得高产需要研究储层与流体的耦合作用,进而研究解释成藏控制的机理和途径。

1.2 高阶煤储层固-流耦合控产机理

与成藏过程相反,煤层气产出受储层开启和流体有效排出的耦合作用控制。储层开启(通道效能)主要受控于孔/裂隙的发育程度和其在应力作用下的开

合程度,流体有效排出受地层水有效输排和煤层气流畅解吸—扩散—渗流控制。同时,流体的排出会诱导储层应力和裂隙发生动态变化,进而影响通道效能,而通道效能变化又影响着流体的输导,两者相辅相成,通过耦合作用控制煤层气产出效果(图2)。

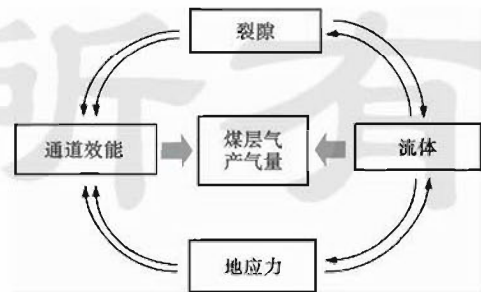


图2 煤储层固-流耦合控产机理示意

Fig. 2 Sketch of reservoir-fluid interaction control mechanism on CBM production

作为双孔隙介质,高阶煤储层以纳米级孔隙占优势,孔径小于10 nm的孔隙对煤层渗透率贡献极小。由此,作为连通孔隙和外生裂隙(包括压裂裂缝)的桥

梁,内生微裂隙成为影响煤层渗透性的关键要素。沁水盆地南部煤层裂隙开合程度受现代构造应力场影响^[11]。为此,微裂隙的发育程度和现代构造应力场两个地质因素共同控制了沁水盆地南部高阶煤储层裂隙通道的效能,即渗透性。

煤层气开采通过排水—降压—解吸—渗流这一完整过程予以实现。除了煤储层渗透性以外,储层和内蕴流体耦合作用同样对煤层气井产能造成显著影响,作用方式主要体现在排水和煤层气解吸难易程度。进一步而言,煤岩对地层水的润湿性越弱,则地层水越易于疏导,有利于流体压力的传递;临界解吸压力与储层流体压力之差越小,越有利于煤层气早期解吸。

综上所述,储层和流体耦合作用是煤层气井高产的关键,而微观裂隙发育状况、地应力作用和流体可疏导性 3 个要素反映了储层、流体之间的耦合作用状况和获得高产的难易程度,3 个要素任何一个不利都会对煤层气井生产造成负面影响(图 2)。

2 高阶煤储层固-流体耦合控产效应评价方法

基于煤储层固-流耦合控产机理的上述认识,提出并定义了煤微裂隙发育指数、地应力控产指数和煤储层流体可疏导指数,应用统计方法建立了 3 个指数表征控产效应的量化评价指标。

2.1 微裂隙发育指数

高阶煤储层渗流能力很大程度上取决于微裂隙的宽度和密度,裂隙导流能力与裂缝宽度呈 3 次方关系^[12]。基于这一原理,煤储层渗流能力可用微裂隙发育指数(单位长度内微裂隙的平均总宽度)表征:

$$F_d = \left(\sum_{i=1}^n w_i \right) / l \quad (1)$$

式中: F_d 为微裂隙发育指数, $\mu\text{m}/\text{cm}$; w_i 为第 i 条裂隙的宽度, μm ; n 为裂隙条数,条; l 为显微镜下垂直于微裂隙发育方向的煤基质块长度, cm 。

沁水盆地南部煤层气开发资料统计显示,微裂隙发育指数与高峰日产气量呈显著的两段式分布(图 3)。微裂隙发育指数大于 $50 \mu\text{m}/\text{cm}$ 的情况下,具备获得高产的条件,且日产气量随微裂隙发育指数增大而趋于增高;反之,产气量均在 $500 \text{ m}^3/\text{d}$ 以下。

2.2 地应力控产指数

地应力通过控制煤储层裂隙开合程度而影响煤层气井产能,主要表现为 2 类控制方式:①地应力绝对值大小,研究区现今处于三向构造挤压状态,地应力越大,裂隙受挤压越强,裂隙越趋闭合;②应力差大小,研

究区煤储层裂隙优势发育方位与 NEE—SWW 向的最大水平应力方向基本一致,主应力差越大,越有利于煤层裂隙呈相对拉张状态^[11]。

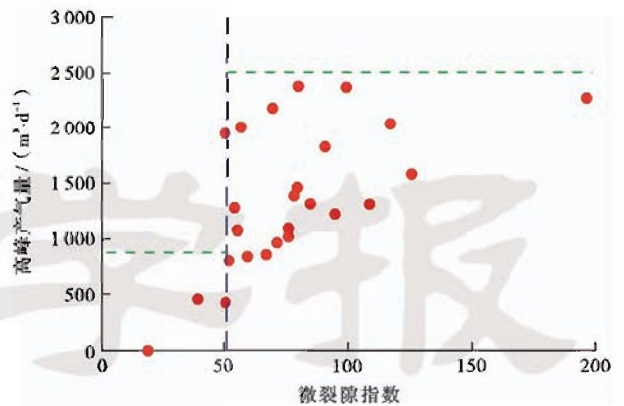


图 3 微裂隙发育指数与单井日产气量关系

Fig. 3 Plots of coal reservoir fracture development index to CBM production of single well

换而言之,煤储层裂隙张开程度与地应力绝对值大小呈负相关,而与主应力差大小呈正相关。由此,提出了地应力控产指数:

$$G_s = \frac{\sigma_{H,\max} - \sigma_{H,\min}}{(\sigma_{H,\max} + \sigma_{H,\min} + \sigma_v) / 3} \quad (2)$$

式中: G_s 为地应力控产指数,小数; $\sigma_{H,\max}$ 为最大水平主应力,MPa; $\sigma_{H,\min}$ 为最小水平主应力,MPa; σ_v 为垂向应力,MPa。

G_s 的物理意义在于,煤储层裂隙的开合程度(渗流能力)不单纯与某一方向地应力绝对值相关,同时决定于三向地应力的综合作用效应,突破了传统的单一应力(深度效应)参数控制的局限。

沁水盆地南部地应力控产指数与峰值日产气量正相关关系明显(图 4)。当地应力控产指数大于 0.3 时,有利于煤储层裂隙保持张开,产气量较高;当地应

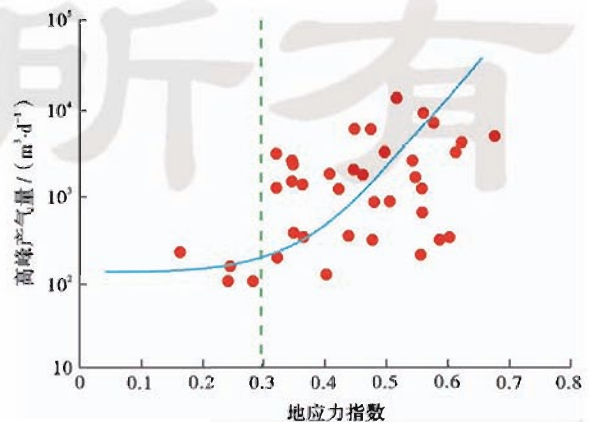


图 4 地应力控产指数与单井日产气量关系

Fig. 4 Plots of geo-stress control index to CBM production of single well

力控产指数小于0.3时,裂缝趋向于闭合,煤层气井生产呈低效状态。

2.3 储层流体可疏导指数

储层流体可疏导性越高,越有利于煤层气井排水降压解吸产气形成高产。可疏导性受地层水能势与煤储层润湿性和解吸性的综合控制。参考毛细力公式^[13],提出了储层流体可疏导指数:

$$F_p = -\frac{2\sigma\cos\alpha}{P_r - P_g} \quad (3)$$

式中: F_p 为煤储层流体可疏导指数,nm; σ 为水的表面张力,N/m; α 为水对煤层的润湿角, $^\circ$; P_r 为原始储层压力,Pa; P_g 为临界解吸压力,Pa。

沁水盆地南部煤储层流体可疏导指数与单井产量有很好的关联性,呈三段式分布(图5)。当可疏导指数低于20nm或大于130nm时,单井日产气量随疏导指数的增大而线性增高;在20~130nm时,单井产量随可疏导指数变化而保持稳定,出现平衡产量段,单井平均产气量为2254m³/d。由此,进一步划分为3种产量模式:高产量区(>130nm)、平衡产量区(20~130nm)及低产量区(<20nm)。

三段式产量模式是不同孔径下流体流动方式转换的必然结果。当储层流体疏导指数小于20nm时,表征储层流体入侵孔径小于20nm,该类孔隙流体流动以表面扩散为主^[14],储层流体疏导效率极低,煤层气难以解吸-扩散与渗流,煤层气井产量低。当可疏导指数在20~130nm时,流体流动方式由表面扩散向混合扩散发生第一次跃变^[14],储层流体疏导效率得到显著提高,煤层气井产量增加,然而扩散疏导能力

有限,在该阶段产量基本稳定;可疏导系数大于130nm时,流体流动从扩散为主转变为渗流为主^[15],流动方式发生第二次跃变,储层流体以渗流方式疏导,煤层压力疏降效率得到极大提高,使煤层气解吸、扩散和渗流得以快速连续传递,煤层气井产量迅速升高^[11](图5)。

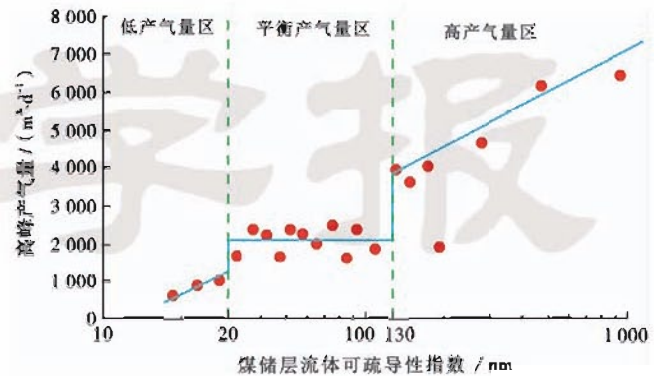


图5 煤储层流体可疏导指数与单井日产气量关系

Fig. 5 Plots of the dredging index of coal reservoir fluid to CBM production of single well

3 高阶煤储层固-流耦合控产模式

根据上述讨论,进一步将煤储层微裂隙发育指数、地应力控产指数两分,储层流体疏导指数三分,集成三元参数,建立了12种理论模式(表1)。

为方便现场应用,进一步归纳为3类模式:

①高产区模式。含1种组合,微裂隙发育,地应力有利于裂缝保持张开,储层流体可疏导能力强,采用一般的改造措施易获得高产。

表1 煤储层固-流耦合控产模式及其描述

Table 1 Production controlling mode and its description of solid-fluid coupling of coal reservoir

大类	种类	量化指标			不利因素	主要增产措施
		$F_d / (\mu\text{m} \cdot \text{cm}^{-1})$	$G_s / \text{小数}$	F_p / nm		
I类 (高产区)	I	>50	>0.3	>130	无	重点关注钻井、完井过程中造成的储层污染的解除
	II ₁	>50	>0.3	20~130	储层流体可疏导能力中等	适当改善储层流体可疏导能力
II类 (平衡产量区)	II ₂	>50	>0.3	<20	储层流体可疏导能力差	重点改善储层流体可疏导能力
	II ₃	>50	<0.3	>130	地应力不利裂隙张开	卸压
	II ₄	>50	<0.3	20~130	地应力不利裂隙张开,储层流体可疏导能力中等	优先卸压,其次适当改善储层流体可疏导能力
	II ₅	<50	>0.3	>130	微裂隙不发育	造缝
III类 (低产区)	II ₆	<50	>0.3	20~130	微裂隙不发育,储层流体可疏导能力中等	优先造缝,其次适当改善储层流体可疏导能力
	III ₁	>50	<0.3	<20	地应力不利裂隙张开,储层流体可疏导能力差	卸压与重点改善储层流体可疏导能力
	III ₂	<50	>0.3	<20	微裂隙不发育,储层流体可疏导能力差	造缝与重点改善储层流体可疏导能力
	III ₃	<50	<0.3	>130	微裂隙不发育,地应力不利裂隙张开	造缝和卸压
	III ₄	<50	<0.3	20~130	微裂隙不发育,地应力不利裂隙张开,流体可疏导能力中等	造缝和卸压,其次适当改善储层流体可疏导能力
	III ₅	<50	<0.3	<20	微裂隙不发育,地应力不利裂隙张开,储层流体可疏导能力差	造缝、卸压与改善储层流体可疏导能力并重

②中产区模式。含6种组合,微裂隙发育或地应力有利于裂缝张开,储层流体可疏导能力中等以上。这类模式主控因素为微裂隙发育程度和地应力状态,次之为储层流体可疏导能力。该类区域需要采用针对性的储层改造措施,卸压或增加微裂隙发育程度,并改善储层流体可疏导能力。

③低产区模式。含5种组合,储层流体可疏导能力差或者微裂隙不发育,地应力不利于裂隙张开,针对性储层改造措施相对复杂,一般需要对两个较差地质条件进行有效改造(表1)。

4 实例分析

基于上述模式,以沁水盆地南部樊庄区块为例,计算出三元参数,划分不同的控气模式区域,3类控气模式均有发育(图6)。

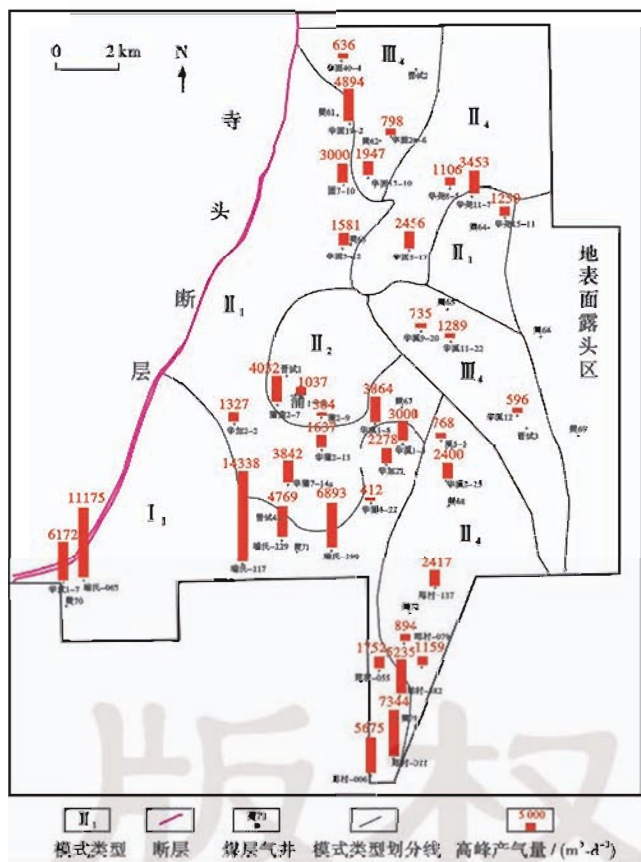


图6 樊庄区块煤层气井产量模式区划分

Fig. 6 CBM production mode division of Fanzhuang block

高产I类主要分布在樊庄区块西南部,单井日均产气量在3000 m³/d以上。大部分地区以平衡产量模式为主,包括II₁、II₂和II₃型,单井日均产气量一般1000~3000 m³/d。低产区类型仅分布在区块中东部和北部的局部区域,为III₄型,单井日均产气量一般低于1000 m³/d。

在区块中部II₂类区的西南角(平衡产量区)出现

局部高产现象(图6)。分析认为,该区夹矸层数平均3.9个,低于临近平衡产量区的4.5个,裂缝垂向贯通条件较好,可能导致渗流能力较高。

整体而言,煤层气单井日均产气量与三要素叠合下的控产模式高度吻合,局部异常对建产区的整体优选影响较小。

5 结论

分析了高阶煤储层固-流耦合控气控产机理,建立了控产效应评价方法,设计了量化评价指标,构建了控产模式。以沁水盆地南部高阶煤储层为例,分析了控产因素的表现形式,取得以下新认识:

(1) 在前人相关成果基础上深化了高阶煤储层固-流耦合控气控产的认识,认为构造和水动力条件是控制煤层气富集的两大主要因素,微裂隙发育程度、地应力及储层流体可疏导性是控制煤层气井产量的关键因素。

(2) 提出并定义了微裂隙发育指数、地应力控产指数和储层流体可疏导指数,据此构建了三元指数耦合作用下的高阶煤储层控产效应评价方法,突破了传统单一地质因素控产模式的局限。

(3) 结合樊庄区块生产数据,建立了高阶煤储层控产模式的量化指标体系,划分出3类12种具体产量模式,讨论了每种模式的控产主因。预测结果与煤层气开发实际效果高度吻合,验证了该方法对高阶煤储层产量预测和有利建产区优选的有效性。

参考文献

[1] 鲜保安,夏柏如,张义,等. 开发低阶煤层气的新型径向水平井技术[J]. 煤田地质与勘探, 2010, 38(4): 25-29.
Xian Baoan, Xia Beiru, Zhang Yi, et al. Technical analysis on radial horizontal well for development of coalbed methane of low coal rank[J]. Coal Geology & Exploration, 2010, 38(4): 25-29.

[2] 段毅,吴保祥,郑朝阳,等. 山西沁水盆地煤生烃动力学研究[J]. 科学通报, 2005, 50(13): 1405-1411.
Duan Yi, Wu Baoxiang, Zheng Chaoyang, et al. Gas generation kinetics of coal in Qinshui Basin, Shanxi[J]. Chinese Science Bulletin, 2005, 50(13): 1405-1411.

[3] 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[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 Petroli Sinica, 2004, 25(4): 23-28.

[4] 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]. Nat-

- ural Gas Geoscience, 2007, 18(4): 545-553.
- [5] 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(4): 1-6.
Zhao Qingbo, Li Wuzhong, Sun Fengjin. Distribution and accumulation regularity for coalbed methane in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 1997(4): 1-6.
- [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): 1070-1079.
Sun Fengjin, Wang Bo, Li Mengxi, et al. Major geological factors controlling the enrichment and high yielded of coalbed methane in southern Qinshui Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(6): 1070-1079.
- [7] 刘焕杰, 秦勇, 桑树勋. 山西南部煤层气地质[M]. 徐州: 中国矿业大学出版社, 1998.
Liu Huanjie, Qin Yong, Sang Shuxun. Coalbed methane geology of south Shanxi Province[M]. Xuzhou: China University of Mining and Technology Press, 1998.
- [8] 秦勇, 宋党育, 王超. 山西南部晚古生代煤的煤化作用及其控气特征[J]. 煤炭学报, 1997, 22(3): 230-235.
Qin Yong, Song Dangyu, Wang Chao. Coalification of the upper paleozoic coal and its control to the generation and preservation of coalbed methane in the southern Shanxi[J]. Journal of China Coal Society, 1997, 22(3): 230-235.
- [9] 李贵红, 张泓, 张培河, 等. 晋城煤层气分布和主导因素的再认识[J]. 煤炭学报, 2010, 35(10): 1680-1684.
Li Guihong, Zhang Hong, Zhang Peihe, et al. The renewed understanding for the distribution of coalbed methane and the controlling factor in Jincheng[J]. Journal of China Coal Society, 2010, 35(10): 1680-1684.
- [10] 秦勇, 傅雪海, 韦重韬, 等. 煤层气成藏动力学条件及控藏效应[M]. 北京: 科学出版社, 2012.
Qin Yong, Fu Xuehai, Wei Chongtao, et al. Coalbed methane pool forming dynamics and its geology control[M]. Beijing: Science Press, 2012.
- [11] 秦勇, 张德民, 傅雪海, 等. 山西沁水盆地中、南部现代构造应力场与煤储层物性关系之探讨[J]. 地质论评, 1999, 45(6): 576-582.
Qin Yong, Zhang Deming, Fu Xuehai, et al. A discussion on correlation of modern tectonic stress field to physical properties of coal reservoirs in central and southern Qinshui Basin[J]. Geological Review, 1999, 45(6): 576-582.
- [12] Gray I. Reservoir engineering in coal seams part 1- the physical process of gas storage and movement in coal seams[J]. Reservoir Engineering(SPE), 1987: 28-40.
- [13] 赵东, 赵阳升, 冯增朝. 结合孔隙结构分析注水对煤体瓦斯解吸的影响[J]. 岩石力学与工程学报, 2011, 30(4): 686-691.
Zhao Dong, Zhao Yangsheng, Feng Zengchao. Analysis of effect of water injection on methane desorption in coal combining pore structure[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2011, 30(4): 686-691.
- [14] 傅雪海, 秦勇, 张万红, 等. 基于煤层气运移的煤孔隙分形分类及自然分类研究[J]. 科学通报, 2005, 50(增刊 1): 51-55.
Fu Xuehai, Qin Yong, Zhang Wanhong, et al. Fractal and natural classification of the coal pore structure based on gas flowing[J]. Chinese Science Bulletin, 2005, 50(S1): 51-55.
- [15] 赵爱红, 廖毅, 唐修义. 煤的孔隙结构分形定量研究[J]. 煤炭学报, 1998, 23(4): 105-108.
Zhao Aihong, Liao Yi, Tang Xiuyi. Quantitative analysis of pore structure by fractal analysis[J]. Journal of China Coal Society, 1998, 23(4): 105-108.

(收稿日期 2015 03 05 改回日期 2015 06 29 责任编辑 张怡)

版权所有