

鄂尔多斯盆地临兴地区煤系砂岩气与煤层气共采影响因素和参数门限

申 建^{1,2},张春杰¹,秦 勇¹,张 兵³

(1.中国矿业大学煤层气资源与成藏过程教育部重点实验室,江苏 徐州 221008;

2.中国石油华北油田分公司,河北 任丘 062552;3.中联煤层气有限责任公司,北京 100011)

摘要:含煤地层煤层气、致密砂岩气等非常规天然气共探共采是保护天然气资源和提高开发综合效益的重要途径。基于鄂尔多斯盆地临兴地区煤系储层地质条件分析,采用煤系砂岩和煤层层间无窜流双层地质模型,开展了煤系砂岩气与煤层气共采可行性的数值模拟研究,探讨了两气共采效果的影响因素,建立了基于产量贡献率的共采综合评价模型,确定了煤层气与砂岩气共采的参数门限。结果显示,研究区地质构造简单,广覆式生烃的煤系烃源岩与大面积分布的致密砂岩储集层、煤储层及泥岩储层相互叠置,有利于煤系气体成藏;研究区煤系页岩气生产潜力较小,共采以砂岩气和煤层气为主。随着煤系砂岩储层渗透率、压力系数、厚度和孔隙率增加,10年砂岩气产量累计贡献率呈增加趋势;随着砂岩储层含水饱和度升高,10年砂岩气产量贡献率呈下降的趋势;煤层气与砂岩气适合共采综合指数介于 $8 \times 10^{-7} \sim 4.44$ 之间,高于4.44适合砂岩气单采,低于 8×10^{-7} 适合煤层气单采。临兴地区L-3井(8+9号煤)、L-10井(4+5号煤)、L-1井、L-4井、L-6井及L-9井的2层主力煤层气与致密砂岩气适合共采,而其他井适合致密砂岩气单采。

关键词:临兴地区;煤系砂岩气;煤层气;影响因素;共采门限

中图分类号:TE132.2 **文献标志码:**A **文章编号:**1672-1926(2017)03-0479-09

引用格式:Shen Jian,Zhang Chunjie,Qin Yong,*et al.*Effect factors on co-mining of sandstone gas and coalbed methane in coal series and threshold of parameter in Linxing block, Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(3): 479-487.[申建,张春杰,秦勇,等.鄂尔多斯盆地临兴地区煤系砂岩气与煤层气共采影响因素和参数门限[J].天然气地球科学,2017,28(3):479-487.]

0 引言

含煤岩系中赋存的煤层气、致密砂岩气和页岩气等煤系非常规气的开发利用对于保障我国能源安全、调整能源结构和推动能源绿色革命作用巨大。《能源发展战略行动计划(2014—2020年)》指出,非常规天然气产能的提升是我国增强能源自主保障能力与优化能源结构的重要途径。我国煤系非常规天然气资源丰富,其中3 000m以浅煤层气资源量约

为 $54.3 \times 10^{12} \text{ m}^3$,与我国常规天然气资源量 $53 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 相当,页岩气资源量(主要为煤系)为 $16.8 \times 10^{12} \text{ m}^3$,煤系致密砂岩气资源量约为 $30.95 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ^[1-3]。煤系具有埋深较浅、含气层组多、资源丰度低、渗透性差等特点,导致其单一开采某种资源效益差,综合勘探开发煤系非常规天然气则是保护天然气资源和提高开发效益的重要途径^[4]。目前,煤系多类型气藏共同开发受到国内外高度关注,部分地区开展了先导性试验^[5-11]。澳大利亚 Surat 盆

收稿日期:2016-11-06;修回日期:2016-12-08。

基金项目:国家科技重大专项项目(编号:2016ZX05066-01-04);国家自然科学基金项目(编号:41302131);华北油田分公司博士后项目(编号:2013E-2208-2015-M08)联合资助。

作者简介:申建(1983-),男,四川遂宁人,副教授,硕士生导师,主要从事煤层气地质研究与教学工作.**E-mail:**cumtshenjian@126.com。

通信作者:张春杰(1990-),男,河南永城人,硕士研究生,主要从事非常规天然气气藏开发研究.**E-mail:**cumtzcj90@163.com。

地针对煤层累计厚度大,但煤层薄且与砂岩互层的特点,选择裸眼完井对整套煤系进行开发,部分气井产量可达 $10\ 000\text{m}^3/\text{d}$ 以上^[12]。国内在沁水盆地郑庄区块、鄂尔多斯盆地东缘神府、临兴和延川南等区块开展煤层气和煤系致密砂岩气共探共采试验,多口探井在煤层—砂岩段压裂试气获得高产,单井日产气量最高达 $5.3\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$,初步显示出煤层气和煤系致密砂岩气共采的潜力相当可观^[12-14]。

然而,这些工程在实施过程中,理论和实践存在差异,其煤系气共采效果仍然不明确。国内现有少量生产井开展了煤系气多层合采和分层分采,实际多层合采的产量往往多低于分层分采的产量之和、甚至单层分采量,如在沁水盆地3号煤和15号煤合采效率普遍低于3号煤^[15]。针对我国煤系储层特点,煤层气和煤系致密砂岩气共采是否适合?哪些因素制约着其共采产能效应?以及为了实现共探共采,如何确定合采可行性技术界限?针对这些问题,以鄂尔多斯盆地东北缘临(县)一兴(县)地区为例,在系统总结临兴地区煤系气储层地质条件基础上,通过地质建模和数值模拟研究,探讨煤层气和煤系砂岩气共采的影响因素及共采可行性判别技术界限。

1 煤系气共采地质条件

1.1 地质背景

临兴地区位于山西省兴县南部和临县北部,构造上处于鄂尔多斯盆地东北缘晋西挠褶带,总体为一平缓的西倾单斜。研究区内构造以东中部紫金山岩体穿刺构造为中心,由内向外划分为底辟构造隆起带、环形沟槽带、低幅背斜带3个次级构造单元^[16,17]。研究区南部断裂受紫金山岩体影响较大,岩体主体部位断层呈环形展布,岩体外围断层呈放射状展布,以多组方向为特点。北部的断层受EW挤压应力作用形成,断层呈NW向和NE向2组主体方向展布,平面延伸距离较短。

含煤地层为上石炭统下二叠统的本溪组、太原组和山西组(图1)。本溪组厚度为51~70m,以碳酸盐潮坪—障壁砂坝—潟湖体系为主,主要由细—粗粒石英砂岩、粉砂岩、砂质泥岩、黑色泥岩、铝土质泥岩及煤层组成。太原组厚度为33~76m,以碳酸盐潮坪—潟湖—三角洲为主体,局部发育障壁砂坝,北部三角洲沉积范围扩大,主要由灰黑色泥岩、页岩、粉砂岩质泥岩、泥质粉砂岩与砂岩互层、泥晶灰岩、生物碎屑灰岩及煤层组成。山西组厚度为87~130m,以浅水三角洲沉积为主,水下分流河道

近南北向展布,主要由细—粗粒砂岩、粉砂岩、黑色砂质泥岩及煤层组成。

临兴地区石炭二叠纪煤系垂向上叠置发育5套含气系统,关键层形成于4个亚层序的高位体系域^[11]。其中,第1关键层发育在本溪组下段,由泥岩、薄煤层、粉砂质泥岩及灰岩构成,厚度一般为4~10m,以潟湖—潮坪亚相为主;第2关键层出现在太原组下段上部,为泥岩、薄煤层或煤线以及粉砂质泥岩,厚度一般在2~5m,主要为潟湖—潮亚相,部分为三角洲前缘相;第3关键层位于太原组上段,为泥岩、粉砂质泥岩和灰岩,厚度一般为4~10m,以泥坪相和三角洲前缘水下分流间湾微相为主;第4关键层发育在山西组下段上部,为泥岩、粉砂质泥岩和薄煤层、煤线,厚度一般10~20m,属于三角洲前缘相沉积。在此层序格架控制下,岩层物性在垂向上呈旋回式变化,关键层的孔隙率、渗透率和压力系数最低。

临兴地区4+5号煤层和8+9号煤层均以半暗煤和半亮煤为主,2套主煤层显微组分均以镜质组为主,壳质组极少。镜质组以基质镜质体为主,惰质组以丝质体、半丝质体为主。其中,4+5号煤层镜质组含量为72.75%~79.00%,平均为75.55%;惰质组含量为11.50%~23.00%,平均为17.30%;壳质组含量为1.00%~8.25%,平均为2.96%。8+9号煤层镜质组含量为74.16%~92.72%,平均为81.33%;惰质组含量为2.75%~21.49%,平均为13.81%;壳质组含量为0~1.5%,平均为0.73%。4+5号煤层镜质组最大反射率介于0.83%~1.17%之间,平均为1.04%,主要为肥煤;8+9号煤层镜质组最大反射率介于1.02%~1.67%之间,平均为1.56%,为肥煤和焦煤。

根据研究区薄片鉴定结果,煤系致密砂岩以岩屑砂岩为主,其次为岩屑石英砂岩和长石岩屑砂岩。其中,山西组致密砂岩储层长石含量较高,以岩屑砂岩为主,其次为岩屑长石砂岩和长石岩屑砂岩,少量岩屑石英砂岩。太原组致密砂岩储层长石含量明显减少,主要为岩屑砂岩,岩屑石英砂岩次之。本溪组致密砂岩储层长石含量非常低,碎屑以石英为主,主要为石英砂岩、岩屑石英砂岩,岩屑砂岩次之。砂岩最大粒径不超过1mm,主要粒径范围为0.1~0.6mm;磨圆度以次圆状为主,仅一个薄片为次棱角状;分选性以中等为主,约占86%,少数分选性较差。研究区煤系致密砂岩储层填隙物含量较高,填隙物组分总体含量变化不大,介于11.6%~17.8%

之间,杂基含量较少,主要为胶结物。胶结物类型主要表现为以钙质胶结和泥质胶结为主,硅质胶结次之,部分为铁质胶结,含有少量凝灰质和绢云母等。其中,山2段和太1段砂岩硅质胶结相对较少,铁质等胶结物较其他层段要高。

整体而言,临兴地区内部构造简单,广覆式生烃的煤系烃源岩与大面积分布的致密砂岩储集层、煤储层及泥岩储层相互叠置,有利于煤系煤层气、致密砂岩气成藏(图1)。

1.2 煤系储层参数条件

煤系储层相关参数统计结果显示,山西组的4+5号煤层和本溪组的8+9号煤为研究区内主力煤层,其中4+5号煤层厚度在2.40~8.8m之间,平均为5.8m,平面上呈东西薄、中间厚、北厚南薄的展布格局;8+9号煤层厚度在4.2~16.9m之间,平均为6.8m,平面上呈中间薄(紫金山地区),四周厚的展布格局。研究区内煤层埋深普遍较深,其中4+5号煤层平均埋深为1 833.32m,8+9号煤层平均埋深为1 902.14m。2套煤层埋深总体由北东到西南向逐渐变深,在中东部隆起区埋深为1 000 m左右。研究区内4+5号煤层和8+9号煤层顶底板及其附

近发育富气致密砂岩,其中山1段底部砂岩、山2段底部的北岔沟砂岩、太1段下部砂岩、太2段下部桥头砂岩和本1段底部的晋祠砂岩全区发育,平均厚度分别为15.4m、16.4m、6.9m、10.6m及9.6m。

研究区山西组4+5号煤层含气量介于6.7~22.1m³/t之间,平均为14.66 m³/t,含气饱和度均大于50%,部分区域大于90%;本溪组8+9号煤层含气量介于9.37~27.01m³/t之间,平均为16.65 m³/t,含气饱和度整体较4+5号煤低。研究区内24口气测录井,砂岩气显23井次190层,气显砂岩单层均厚4.32m,累积820.29m。山1段砂岩气显示值介于0.26%~20.7%之间,平均为4.8%;山2段介于0.67%~59.7%之间,平均为10.96%,太1段介于1.48%~76.9%之间,平均为12.44%,太2段介于1.6%~66.32%之间,平均为14.56%,本1段介于1.14%~61.8%之间,平均为14.17%,本2段介于1.35%~12%之间,平均为5.15%。研究区山西组页岩含气量介于0.09~0.22m³/t之间,平均为0.17m³/t;太原组页岩含气量介于0.25~2.73m³/t之间,平均为1.15m³/t;本溪组页岩含气量介于0.08~0.38m³/t之间,平均为0.19m³/t。揭

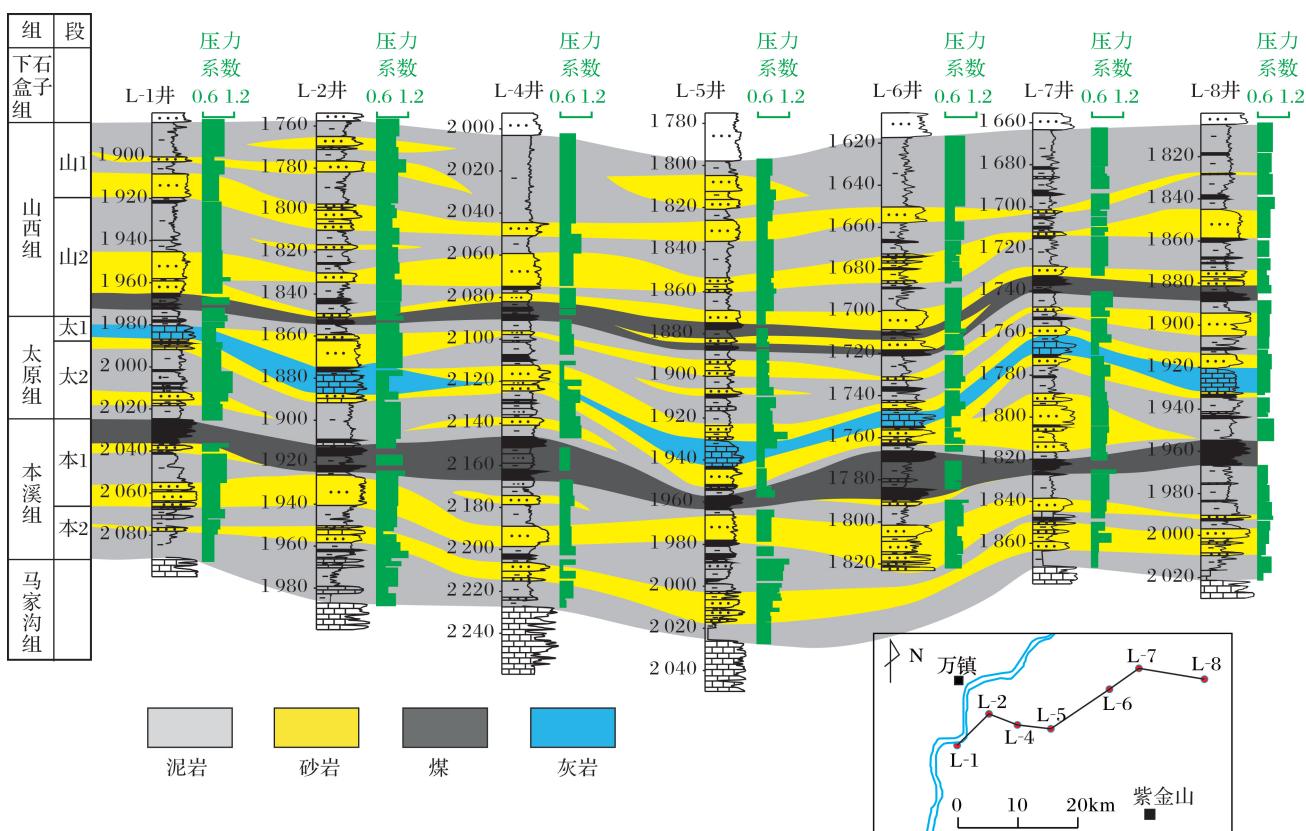


图1 临兴地区含煤地层岩性叠置和剖面形态

Fig.1 Lithology and profile of coal bearing strata in Linxing block

示煤层气和砂岩气资源丰富,而区内煤系泥页岩含气量低,生产潜力小。共采以砂岩气和煤层气合层开发为主^[14,18]。煤系砂岩含水饱和度变化较大:本溪组砂岩平均含水饱和度介于42%~43%之间,太原组介于15.3%~40.6%之间,山西组介于31.88%~36.65%之间。煤系砂岩束缚水饱和度介于48.84%~70.35%之间,平均为60.59%。

煤储层压力变化于5.08~19.1 MPa之间,对应的压力系数为0.7~0.9,总体上处于正常—略微欠压状态,平面上西高东低,与埋深分布趋势基本一致。自下而上,砂岩压力系数总体呈增加趋势(图1)。其中,山西组下段地层压力较高,以常压为主,压力系数多介于0.9~1.1之间;其次为山西组上段和本溪组上段,亦以常压为主,压力系数处于0.9~1.1之间的频率为62.5%;太原组下段低压与常压相当;太原组上段地层以低压为主,压力系数小于0.9的频率为75%,在目标层中压力最低。在平面上,本溪组压力系数呈东高西低、南高北低展布,太原组上段压力系数总体呈南北高中低、东高西低展布,山西组压力系数呈东西高中间低、南北高中间低展布。

煤实验渗透率介于 $(0.04 \sim 9.86) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,山西组4+5号煤和本溪组8+9号煤平均渗透率分别为 $2.00 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和 $2.31 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,渗透性普遍高于其他地区测试结果。煤层孔隙率介于4.0%~6.5%之间,山西组4+5号煤和本溪组8+9号煤平均孔隙率分别为4.86%和4.95%。砂岩实验渗透率介于 $(0.002 \sim 5.44) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,平均为 $0.28 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,多小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,总体由太原组、山西组、本溪组依次变差;砂岩孔隙率介于0.6%~14.7%之间,平均约为6.5%,总体由太原组、山西组、本溪组依次降低。

综上,临兴地区煤系气储层地质条件表现为:
①主力煤层厚度较大且分布稳定,含气量高,渗透性好,储层压力为正常—略微欠压;②致密砂岩层有效储层较为发育且间距小,空间连续性较好,含气饱和度较高,孔隙度较低,渗透率较高,储层压力以欠压—正常压力为主且压力系数差异小。煤层气与致密砂岩联合开发资源潜力巨大。

2 煤系气藏共采影响因素与评价模型

2.1 煤系气藏共采产量影响因素

影响气井产能的因素相对复杂,资源条件、钻井工程及排采作业制度共同作用最终决定生产井产

能^[19-21]。在此,不考虑钻井工程及排采作业制度对气井产能表现的影响,重点研究地质条件下影响气井产能的主控因素。煤系含气系统之间流体能量和供给量差异大小是控制共采可行性和干扰程度的直接地质原因,宏观上受控于系统之间储层压力高低,微观上与系统内部岩层的渗流能力和储集能力有关,其强弱主要取决于储层结构、岩石学特征、物性和含水性等因素^[13]。因此,就煤系砂岩气与煤层气共采而言,需考虑的影响因素主要包括厚度、含气性、渗透率、孔隙率、储层压力、含水饱和度。

为了使研究具有广泛适用性,笔者建立了煤层与砂岩储层叠合的双层无窜流均质模型。此模型包含上下2套目标储层,中间为非渗透隔层,煤层和砂岩层基本输入参数见表1。按照单一因素数值模拟分析方法,在定煤层参数条件下研究砂岩储层参数变化导致煤层气和砂岩气共采的影响。即模拟合采过程中,确保煤储层参数不变,设定煤系砂岩平均参数为基准值,将各参数基准值逐次增大和减小,每改变一次参数值,运行一次模型,并输出与该参数变化相对应的气井产量结果,作为煤系气藏共采分析的依据。

表1 数值模拟关键参数

Table 1 Key parameters used in numerical simulation

| 参数 | 煤层 (平均参数) | 砂岩 (平均参数) | 数值模拟方案 (V _砂 /V _煤) |
|---|--------------|--------------|---|
| 储层压力系数 /MPa | 0.9 | 0.9 | 1/10, 1/4, 1/2, 1, 2 |
| 渗透率 $(\times 10^{-3} \mu\text{m}^2)$ | 1 | 1 | 1/1 000, 1/100, 1/10, 1, 10, 50 |
| 孔隙率/% | 1 | 8.47 | 1/5, 1, 5, 10, 30 |
| 厚度/m | 8 | 8 | 1/80, 1/8, 1/2, 1, 2 |
| 初始含水 饱和度/% | 100 | 28 | 1/4, 1/2, 3/4, 9/10, 95/100 |
| V _L /(m ³ /t) | 30 | | |
| P _L /MPa | 6.8 | | |
| 含气量/(m ³ /t) | 20 | | |

数值模拟结果显示,随着煤系砂岩储层渗透率、压力系数、厚度和孔隙率增加,10年砂岩气产量累计贡献率(指10年期间由煤系砂岩层产出的天然气累计产量占砂岩气与煤层气合采总产量的百分比,下同)呈增加趋势;在煤储层条件不变前提下,随着砂岩储层含水饱和度升高,10年砂岩气产量累计贡献率呈下降的趋势(图2)。

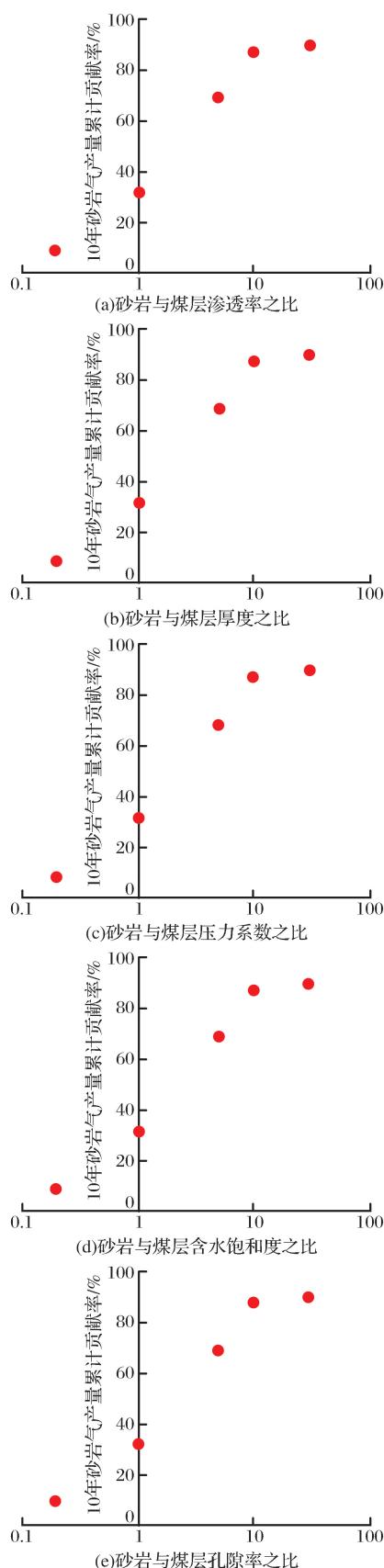


图 2 煤系砂岩与煤层参数比值与砂岩层产气贡献率关系

Fig.2 Relationship between the ratio of sandstone to coal reservoir parameters and the contribution rate of sandstone gas

2.2 共采贡献率综合评价模型

2.2.1 共采贡献蛛网判识模板

分别以 10 年期间煤系砂岩气和煤层气对共采产量贡献率低于 20% 为界,初步将共采效果划分适合共采和不适合共采 2 个类型。进一步来说,当煤系砂岩气贡献率低于 20% 时,认为该位置砂岩层与煤层的渗透率、厚度、压力系数、含水饱和度及孔隙率的临界比值,是砂岩气满足共采的最低界限;当砂岩气产量贡献率高于 80% 时,则反映煤层气产量的贡献率低于 20%,认为是煤层气不满足共采的最低界限。同时,规定砂岩气、煤层气产量贡献率各为 50% 时的储层参数临界值为两者产量贡献等量点。

基于上述定义,建立了基于共采产量贡献率评价的蛛网模板,包含储层厚度、孔隙率、渗透率、含水饱和度及储层压力 5 种因素(图 3)。模板显示:当煤系砂岩储层与煤储层的厚度之比小于 0.03、孔隙率比低于 0.5、渗透率比低于 0.43、含水饱和度高于 0.92、压力系数之比低于 0.35 时,砂岩气的产量贡献率低于 20%,适合煤层气单采;当砂岩储层与煤储层的厚度之比大于 0.85、孔隙率比大于 7、渗透率比大于 35、含水饱和度低于 0.76、压力系数之比大于 1 时,煤层气产量贡献率低于 20%,适合砂岩气单采;2 类储层比值参数处于上述 2 种情况之间时,适合于共采。

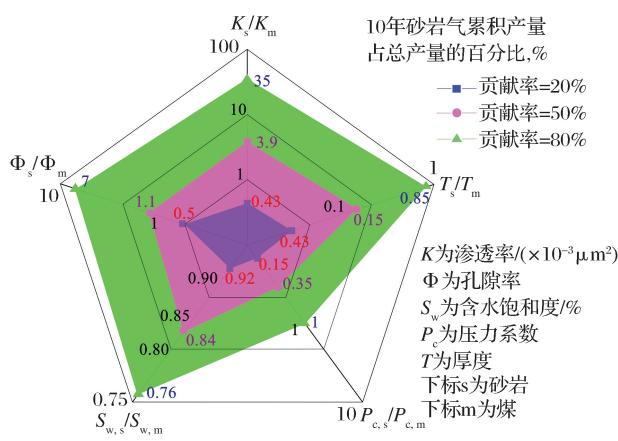


图 3 煤层气与煤系砂岩气共采贡献评价蛛网模版

Fig.3 The CobWeb model of contribution evaluation of the co-mining of coalbed methane and sandstone gas

2.2.2 共采综合评价门限

在蛛网模板评价法中,煤系致密砂岩物性的高度非均质性可能导致部分参数在适合于共采的范围,而另一部分参数在共采限范围外,使得单纯依据这一方法得到的结果具有多解性,有必要建立多因

素综合评价模型来实现共采的客观评价。

依据达西定律和产量公式可知,渗透率、厚度和流体压力对产量的贡献影响均表现出随参数值的增加线性增大趋势,随含水饱和度的增加而非线性降低,得出共采综合评价指数,即:

$$I_{zh} = [(T_s/T_m) \times (\Phi_s/\Phi_m)] \times [(K_s/K_m) \times K_{rg}] \times (P_s/P_m) \quad (1)$$

式中: I_{zh} 为共采综合评价指数,无量纲; T_s 为砂岩厚度,m; T_m 为煤层厚度,m; Φ_s 为砂岩孔隙率,%; Φ_m 为煤层孔隙率,%; K_s 为砂岩渗透率, $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; K_m 为煤层渗透率, $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; K_{rg} 为气体相对渗透率,无量纲; P_s 为砂岩储层压力,MPa; P_m 为煤储层压力,MPa。 $(T_s/T_m) \times (\Phi_s/\Phi_m)$,表征有效截流面积; $(K_s/K_m) \times K_{rg}$,表征渗透率特征; P_s/P_m ,表征压力系数。

结合 Brooks-Corey 相对渗透率公式:

$$K_{rg} = (1 - S_{wd})^2 [1 - S_{wd}^{(2+\lambda)/\lambda}] \quad (2)$$

表 2 共采综合评价指数
Table 2 The co-mining composite index

| 指标体系 | 砂岩气层产量占煤层气和砂岩气合采总产量百分比 | | | |
|--------|------------------------|---------------------|--------------------|-------|
| | <20% | =50% | >80% | |
| 单一指标体系 | 砂岩气层与煤层厚度比 | <0.03 | =0.15 | >0.85 |
| | 砂岩气层与煤层孔隙率比 | <0.5 | =1.1 | >7.0 |
| | 砂岩气层与煤层渗透率比 | <0.43 | =3.9 | >35 |
| | 砂岩气层与煤层含水饱和度比 | >0.92 | =0.84 | <0.76 |
| | 砂岩气层与煤层流体压力比 | <0.15 | =0.35 | >1.0 |
| 综合指标体系 | 共采综合评价指数 | $<8 \times 10^{-7}$ | 9×10^{-4} | >4.44 |

3 煤系气共采影响因素评价模型应用

根据前述对共采影响因素的讨论,基于研究区实测和测井资料,统计了煤系砂岩与煤层的厚度、孔隙率、渗透率、含水饱和度及流体压力比值,分析共采可行性单因素判识结果。结果显示,单纯采用单因素评价,仍然无法解决评价结果多解性问题。为此,采用建立的共采综合评价指数方法,进一步分析了共采可能性(图 4,表 3)。

结果表明,临兴地区 4+5 号煤煤层气与砂岩气共采综合指数最大值变化于 0~55.51 之间,平均为 13.85;8+9 号煤煤层气与砂岩气共采综合指数最大值为 0.07~23.67,平均为 8.09(表 3)。如图 4 所示,研究区有 L-3 井(8+9 号煤)、LX-10 井(4+5 号煤)、L-1 井、L-4 井、L-6 井及 L-9 井的两层主力煤煤层气与砂岩气共采综合指数均大于 8×10^{-7} 而

式中: S_{wd} 为水饱和度; λ 为孔隙结构参数,一般用分形维数代替,据张松航实验结果确定为 2.923 1^[22]。

联立式(1)、式(2),共采综合评价指数可以表达为:

$$I_{zh} = [(T_s/T_m) \times (\Phi_s/\Phi_m)] \times \{(K_s/K_m) \times [(1 - S_{ws}/S_{wm})^2 \times (1 - S_{ws}/S_{wm}^{(2+2.923 1)/2.923 1})] \} \times (P_s/P_m) \quad (3)$$

式中: S_{ws} 为砂岩含水饱和度,%; S_{wm} 为煤层的含水饱和度,%。

根据式(3),结合共采产量贡献率定义以及数值模拟结果(图 3,表 2),计算共采综合评价指数的几个关键界线为:上限, $I_{zh,max} = 4.44$, 当高于此值时,砂岩气产量贡献率高于 80%,煤层气贡献率低于 20%;下限, $I_{zh,min} = 8 \times 10^{-7}$, 低于此值时,砂岩气产量贡献率低于 20%,煤层气贡献率高于 80%;中限, $I_{zh,mid} = 9 \times 10^{-4}$, 低于此值时,砂岩气产量贡献率低于 50%,煤层气贡献率高于 50%。

小于 4.44,满足共采的条件;其他井的全部煤层气或者部分煤层气与煤系砂岩气的共采综合指数均大于 4.44,适合单采砂岩气。

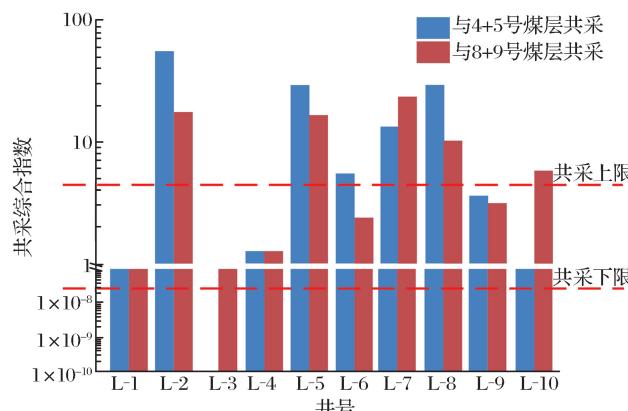


图 4 临兴地区煤系砂岩气与煤层气井共采综合评价

Fig.4 The co-mining comprehensive evaluation of sandstone gas and coalbed methane in Linxing block

表3 临兴地区单井共采可行性单因素判识和综合指数结果

Table 3 The co-mining feasibility of single factor judgment and the result of composite index of single well in Linxing block

| 井号 | 煤层 | 砂岩储层/煤储层比值 | | | | | 共采可行性单因素判识 | | | | | 综合 指数 |
|------|-----|------------|-------|------|-------|------|------------|-----|-----|-------|------|----------|
| | | 厚度 | 孔隙率 | 渗透率 | 含水饱和度 | 流体压力 | 厚度 | 孔隙率 | 渗透率 | 含水饱和度 | 流体压力 | |
| L-1 | 4+5 | 0.80 | 8.60 | 0.10 | 0.51 | 0.97 | ✓ | ✗ | ✗ | ✗ | ✓ | 0.11 |
| L-2 | 4+5 | 2.95 | 20.40 | 1.49 | 0.23 | 1.14 | ✗ | ✗ | ✓ | ✗ | ✗ | 55.51 |
| L-4 | 4+5 | 0.31 | 16.24 | 0.35 | 0.19 | 1.14 | ✓ | ✗ | ✗ | ✗ | ✗ | 1.24 |
| L-5 | 4+5 | 0.88 | 23.00 | 2.22 | 0.22 | 1.18 | ✓ | ✗ | ✓ | ✗ | ✗ | 29.74 |
| L-6 | 4+5 | 1.49 | 18.00 | 0.94 | 0.48 | 1.13 | ✗ | ✗ | ✓ | ✗ | ✗ | 5.47 |
| L-7 | 4+5 | 3.08 | 18.60 | 0.52 | 0.33 | 1.16 | ✗ | ✗ | ✓ | ✗ | ✗ | 13.11 |
| L-8 | 4+5 | 1.92 | 18.20 | 1.48 | 0.25 | 1.11 | ✗ | ✗ | ✓ | ✗ | ✗ | 29.16 |
| L-9 | 4+5 | 0.53 | 17.55 | 0.63 | 0.24 | 1.15 | ✓ | ✗ | ✓ | ✗ | ✗ | 3.54 |
| L-10 | 4+5 | 0.52 | 19.40 | 0.10 | 0.22 | 1.07 | ✓ | ✗ | ✗ | ✗ | ✗ | 0.61 |
| L-1 | 8+9 | 0.71 | 8.6 | 0.07 | 0.51 | 1.00 | ✓ | ✗ | ✗ | ✗ | ✓ | 0.07 |
| L-2 | 8+9 | 1.30 | 20.4 | 1.03 | 0.23 | 1.17 | ✗ | ✗ | ✓ | ✗ | ✗ | 17.35 |
| L-3 | 8+9 | 1.18 | 9.60 | 0.08 | 0.28 | 1.16 | ✗ | ✗ | ✗ | ✗ | ✗ | 0.48 |
| L-4 | 8+9 | 0.44 | 16.24 | 0.24 | 0.19 | 1.17 | ✓ | ✗ | ✗ | ✗ | ✗ | 1.24 |
| L-5 | 8+9 | 0.70 | 23.00 | 1.53 | 0.22 | 1.22 | ✓ | ✗ | ✓ | ✗ | ✗ | 16.86 |
| L-6 | 8+9 | 0.89 | 18.00 | 0.65 | 0.48 | 1.17 | ✓ | ✗ | ✓ | ✗ | ✗ | 2.34 |
| L-7 | 8+9 | 2.54 | 18.60 | 1.10 | 0.33 | 1.20 | ✗ | ✗ | ✓ | ✗ | ✗ | 23.67 |
| L-8 | 8+9 | 2.65 | 18.20 | 0.36 | 0.25 | 1.14 | ✗ | ✗ | ✗ | ✗ | ✗ | 10.06 |
| L-9 | 8+9 | 0.28 | 17.55 | 1.02 | 0.24 | 1.18 | ✓ | ✗ | ✓ | ✗ | ✗ | 3.11 |
| L-10 | 8+9 | 1.09 | 19.40 | 0.44 | 0.22 | 1.10 | ✗ | ✗ | ✓ | ✗ | ✗ | 5.74 |

4 结论

(1) 临兴地区构造简单,广覆式生烃的煤系烃源岩与大面积分布的致密砂岩储集层、煤储层及泥岩储层相互叠置,有利于煤系气体成藏。

(2) 临兴地区主力煤层厚度较大且分布稳定,含气量高,渗透性好,储层压力为正常—略微欠压;致密砂岩层有效储层较为发育且间距小,空间连续性较好,含气饱和度较高,孔隙度较低,渗透率较高,储层压力以欠压—正常压力为主且压力系数差异小。煤层气与致密砂岩气联合开发资源潜力巨大。

(3) 指出随着煤系砂岩储层渗透率、压力系数、厚度和孔隙率增加,10年砂岩气产量累计贡献率呈增加趋势;随着砂岩储层含水饱和度升高,10年砂岩气产量贡献率呈下降的趋势。

(4) 建立了包含储层厚度、孔隙率、渗透率、含水饱和度及储层压力等共采关键因素,以共采产气贡献率为目标函数的煤层气与煤系致密砂岩气共采评价的蛛网模板和共采综合指数评价模型,指出适合

煤层气和砂岩气共采综合指数界限为 $8 \times 10^{-7} \sim 4.44$ 之间。

(5) 临兴地区 L-3 井(8+9 号煤)、L-10 井(4+5 号煤)、L-1 井、L-4 井、L-6 井及 L-9 井的两层主力煤层气均与煤系砂岩气适合共采,而其他井适合砂岩气单采。

参考文献(References)

- [1] Liu Chenglin, Zhu Jie, Che Changbo, et al. Methodologies and results of the latest assessment of coalbed methane resources in China[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(11): 130-132. [刘成林,朱杰,车长波,等.新一轮全国煤层气资源评价方法与结果[J].天然气工业,2009,29(11):130-132.]
- [2] Zhao Qingbo. Exploration and Development of Coalbed Methane in China[R]. Xuzhou: China University of Mining and Technology, 2010. [赵庆波.中国煤层气勘探开发的认识[R].徐州:中国矿业大学,2010.]
- [3] Li Wuzhong, Sun Bin, Sun Qinping, et al. Analysis on coalbed methane development based on coal measure gas in China and its countermeasure[J]. Journal of China Coal Society, 2016, 41(1): 67-71. [李五忠,孙斌,孙钦平,等.以煤系天然气

- 开发促进中国煤层气发展的对策分析[J].煤炭学报,2016,41(1):67-71.]
- [4] Qin Yong, Tang Dazhen, Liu Dameng, et al. Geological evaluation theory and technology progress of coal reservoir dynamics during coalbed methane drainage [J]. Coal Science and Technology, 2014, 42(1): 80-88. [秦勇, 汤达祯, 刘大猛, 等. 煤储层开发动态地质评价理论与技术进展[J]. 煤炭科学技术, 2014, 42(1): 80-88.]
- [5] Jie Mingxun. Prospects in coalbed methane gas exploration and production in the eastern Ordos Basin [J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(6): 1-6. [接铭训. 鄂尔多斯盆地东缘煤层气勘探开发前景[J]. 天然气工业, 2010, 30(6): 1-6.]
- [6] Qin Yong, Liang Jianshe, Shen Jian, et al. Gas loggong shows and gas reservoir types in tight sandstones and shales from Southern Qinshui Basin [J]. Journal of China Coal Society, 2014, 39(8): 1559-1565. [秦勇, 梁建设, 申建, 等. 沁水盆地南部致密砂岩和页岩的气测显示与气藏类型[J]. 煤炭学报, 2014, 39(8): 1559-1565.]
- [7] Shen Jian, Qin Yong, Fu Xuehai, et al. Properties of deep coalbed methane reservoir-forming conditions and critical depth discussion [J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(9): 1470-1476. [申建, 秦勇, 傅雪海, 等. 深部煤层气成藏条件特殊性及其临界深度探讨[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(9): 1470-1476.]
- [8] Qin Yong, Song Quanyou, Fu Xuehai. Discussion on reliability for co-mining the coalbed gas and normal petroleum and natural gas; absorptive effect of deep coal reservoir under condition of balanced water [J]. Natural Gas Geoscience, 2005, 16(4): 492-498. [秦勇, 宋全友, 傅雪海. 煤层气与常规油气共采可行性探讨——深部煤储层平衡水条件下的吸附效应[J]. 天然气地球科学, 2005, 16(4): 492-498.]
- [9] Olson T, Hobbs B, Brooks R. Paying off for Tom Brown in White River Dom Field's tight sand-stone, deep coals [R]. The American Oil and Gas Reports, 2002: 67-75.
- [10] Papendick S L, Downs K R, Vo K D, et al. Biogenic methane potential for Surat Basin, Queensland coal seams [J]. International Journal of Coal Geology, 2011, 88(2): 123-134.
- [11] Ayers Jr W B. Coalbed gas systems, resources, and production and a review of contrasting cases from the San Juan and Powder River basins [J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1853-1890.
- [12] Xie Yinggang, Meng Shangzhi, Wan Huan, et al. Analysis on geological conditions of multi type natural gas reservoir in coal measure strata of Lingx- ing area [J]. Coal Science and Technology, 2015, 43(9): 71-75, 143. [谢英刚, 孟尚志, 万欢, 等. 临兴地区煤系地层多类型天然气储层地质条件分析[J]. 煤炭科学技术, 2015, 43(9): 71-75, 143.]
- [13] Qin Yong, Shen Jian, Shen Yulin. Joint mining compatibility of superposed gas-bearing systems: A general geological problem for extraction of three natural gases and deep CBM in coal series [J]. Journal of China Coal Society, 2016, 41(1): 14-23. [秦勇, 申建, 沈玉林. 叠置含气系统共采兼容性: 煤系“三气”及深部煤层气开采中的共性地质问题[J]. 煤炭学报, 2016, 41(1): 14-23.]
- [14] Xie Yinggang, Qin Yong, Ye Jianping, et al. Accumulation conditions of tight gas in the Upper Paleozoic of Linxing Block [J]. Journal of China Coal Society, 2016, 41(1): 181-191. [谢英刚, 秦勇, 叶建平, 等. 临兴地区上古生界煤系致密砂岩气成藏条件分析[J]. 煤炭学报, 2016, 41(1): 181-191.]
- [15] Ni Xiaoming, Su Xianbo, Li Guangsheng. Feasibility of multi-layer Drainage for No. 3 and No. 15 coal seams in the Fanzhuang area [J]. Natural Gas Geoscience, 2010, 21(1): 144-149. [倪小明, 苏现波, 李广生. 樊庄地区 3# 和 15# 煤层合层排采的可行性研究[J]. 天然气地球科学, 2010, 21(1): 144-149.]
- [16] Gu Jiaoyang, Zhang Bing, Guo Mingqiang. Deep coalbed methane enrichment rules and its exploration and development prospect in Linxing block [J]. Journal of China Coal Society, 2016, 41(1): 72-79. [顾娇杨, 张兵, 郭明强. 临兴区块深部煤层气富集规律与勘探开发前景[J]. 煤炭学报, 2016, 41(1): 72-79.]
- [17] Li Guihong, Zhang Hong. The geological model of coalbed methane (CBM) reservoir in the eastern Ordos Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(4): 160-167. [李贵红, 张泓. 鄂尔多斯盆地东缘煤层气成藏地质模型[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(4): 160-167.]
- [18] Xie Yinggang, Meng Shangzhi, Gao Lijun, et al. Assessments on potential resources of deep coalbed methane and compact sandstone gas in Linxing area [J]. Coal Science and Technology, 2015, 43(2): 21-24, 28. [谢英刚, 孟尚志, 高丽军, 等. 临兴地区深部煤层气及致密砂岩气资源潜力评价[J]. 煤炭科学技术, 2015, 43(2): 21-24, 28.]
- [19] Liu Shenggui, Chen Han, Peng Zhigao, et al. Coalbed methane productivity differences and gas recovery in Qinshui Basin [J]. Journal of Liaoning Technical University: Natural Science, 2013, 32(6): 721-724. [刘升贵, 陈含, 彭智高, 等. 沁水盆地煤层气产能差异及采收率[J]. 辽宁工程技术大学学报: 自然科学版, 2013, 32(6): 721-724.]
- [20] Liu Shenggui, He Xiaohei, Li Huifang. Production mechanism and control measures of coal powder in coalbed methane horizontal well [J]. Journal of Liaoning Technical University: Natural Science, 2011, 30(4): 508-512. [刘升贵, 贺小黑, 李惠芳. 煤层气水平井煤粉产生机理及控制措施[J]. 辽宁工程技术大学学报: 自然科学版, 2011, 30(4): 508-512.]
- [21] Li Guofu, Hou Quanlin. Dynamic process and difference of coalbed methane wells production in southern Qinshui Basin [J]. Journal of China Coal Society, 2012, 37(5): 798-803. [李国富, 侯泉林. 沁水盆地南部煤层气井排采动态过程与差异性[J]. 煤炭学报, 2012, 37(5): 798-803.]
- [22] Zhang Songhang, Tang Shuheng, Tang Dazhen, et al. Fractal characteristics of coal reservoir seepage pore, east margin of

Ordos Basin [J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2009, 38(5): 713-718. [张松航, 唐书恒, 汤达祯,

等.鄂尔多斯盆地东缘煤储层渗流孔隙分形特征[J].中国矿业大学学报, 2009, 38(5): 713-718.]

Effect factors on co-mining of sandstone gas and coalbed methane in coal series and threshold of parameter in Linxing block, Ordos Basin

Shen Jian^{1,2}, Zhang Chun-jie¹, Qin Yong¹, Zhang Bing³

(1.CME's Key Laboratory of CBM Resources and Reservoir Process, China University of Mining and Technology, Xuzhou 221008, China;

2.PetroChina Huabei Oilfield Company, Renqiu 062552, China;

3.China United Coalbed Methane Corporation, Ltd., Beijing 100011, China)

Abstract: Joint mining of unconventional gas resources in coal series, including coalbed methane(CBM) and tight sand gas, are an important way to protect natural gas resources and improve the efficiency of development. Based on geological conditions of coal series in Linxing Block of Ordos Basin, a numerical simulation study was conducted to discuss the feasibility of co-mining of coal series sandstone gas and coalbed methane using double-layer geological model without inter-flow between layers. The paper discussed the influence factors for affecting co-mining, and created a comprehensive evaluation model according to the contribution rate, and confirmed the threshold value of reservoir parameter. The results showed that the geological structure of the study block was simple, the widely covered hydrocarbon source of coal stacks each other with large-scale sandstone reservoirs, coal reservoir and shale reservoir, which was favorable to gas reservoir formation. The shale gas production potential in the study area was low, which were mainly composed of sandstone gas and coalbed methane. With the increase of permeability, pressure coefficient, thickness and porosity of coal series sandstone reservoir, the cumulative contribution rate of sandstone gas accumulation in 10 years increased, but with the increase of water saturation of sandstone reservoir, it decreased. In order to realize the co-mining of coal series sandstone gas and coalbed methane, the co-mining composite index should be 8×10^{-7} -4.44. The value above 4.44 is suitable for sandstone gas single production, while under 8×10^{-7} is suitable for coalbed methane single mining. These wells were suitable for co-mining that No.8+9 coal of L-3, No.4+5 coal of L-10, No.4+5 coal and No.8+9 coal of L-1, L-4, L-6 and L-9, and other wells were suitable for sandstone gas single mining.

Key words: Linxing Block; Coal series sandstone gas; Coalbed methane; Effect factor; Threshold of co-mining