



煤层气开发井网密度和井距优化研究

王之朕 张松航 唐书恒 王凯峰 张迁 林文姬

引用本文:

王之朕, 张松航, 唐书恒, 等. 煤层气开发井网密度和井距优化研究[J]. 煤炭科学技术, 2023, 51(3): 148–157.

WANG Zhizhen, ZHANG Songhang, TANG Shuheng. Study on well pattern density and well spacing of coalbed methane development: taking Hanchengbei Block as an example[J]. Coal Science and Technology, 2023, 51(3): 148–157.

在线阅读 View online: <https://doi.org/10.13199/j.cnki.cst.2022-0477>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

煤层气开发井网样式和井距优化研究

Study on optimization of well pattern and well spacing for CBM development: Taking Daning Block as an example

煤炭科学技术. 2023, 51(S2): 121–131 <https://doi.org/10.13199/j.cnki.cst.2022-1568>

煤层气井位精细部署的地质工程一体化影响因素分析与科学优化

Analysis and scientific optimization of geological engineering integration influencing factors for precise deployment of coalbed methane well locations

煤炭科学技术. 2023, 51(12): 42–51 <https://doi.org/10.12438/cst.2023-1001>

高煤阶煤层气水平井和直井耦合降压开发技术研究

Study on technology of horizontal wells and vertical wells coupled depressurization in high rank coalbed methane

煤炭科学技术. 2019(7) <http://www.mtkxjs.com.cn/article/id/ee96d1fc-1fbf-473d-9030-66beb9633c3b>

柿庄南区块煤层气低产井原因分析及增产技术对策研究

Study on cause of low production and countermeasures of increasing production technology about coalbed methane wells in Shizhuang South Block

煤炭科学技术. 2020, 48(2) <http://www.mtkxjs.com.cn/article/id/8f8c7b7b-a8bb-4a68-a972-1ad5b0f245d5>

对称多分支水平井煤层气水电模拟试验研究

Hydroelectric simulation test of coalbed methane in symmetric multi branch horizontal wells

煤炭科学技术. 2022, 50(10): 135–142 <http://www.mtkxjs.com.cn/article/id/f546e85b-4cfc-40be-a0ed-5bc104f857e8>

煤层气水平井井型结构分析及钻完井技术优化

Analysis on well type structure and optimization of associated drilling technology of CBM horizontal wells

煤炭科学技术. 2020, 48(3) <http://www.mtkxjs.com.cn/article/id/0ba95d16-0798-4366-b6f0-3029133ac398>



关注微信公众号, 获得更多资讯信息



移动扫码阅读

王之朕,张松航,唐书恒,等.煤层气开发井网密度和井距优化研究——以韩城北区块为例[J].煤炭科学技术, 2023, 51(3): 148–157.

WANG Zhizhen, ZHANG Songhang, TANG Shuheng, *et al.* Study on well pattern density and well spacing of coalbed methane development: taking Hanchengbei Block as an example[J]. Coal Science and Technology, 2023, 51(3): 148–157.

煤层气开发井网密度和井距优化研究

——以韩城北区块为例

王之朕^{1,2,3}, 张松航^{1,2,3}, 唐书恒^{1,2,3}, 王凯峰^{1,2,3}, 张 迁^{1,2,3}, 林文姬^{4,5}

(1. 中国地质大学(北京) 能源学院, 北京 100083; 2. 海相储层演化与油气富集机理教育部重点实验室, 北京 100083; 3. 非常规天然气地质评价与开发工程北京市重点实验室, 北京 100083; 4. 中石油煤层气有限责任公司, 北京 100028; 5. 中联煤层气国家工程研究中心有限责任公司, 北京 100095)

摘 要:煤层气井网密度及井距优化是影响煤层气产量和经济效益的重要因素, 井网密度及井距的设计优化是煤层气开发方案的重要组成部分。当前对于煤层气开发井距的研究大多单一考虑产能因素或者是经济因素, 对于二者综合评价研究较少。为探究煤层气开发井网密度和井距的最优方案, 并综合评价煤层气井的产能与经济效益, 以韩城北区块为研究对象, 基于区块基本地质条件和煤储层物性资料, 确定了煤层气开发适用的井网样式和井网方位。通过经验对比法、单井合理控制储量法、经济极限井距法、规定单井产能法和经济极限井网密度法计算并讨论了韩城北区块煤层气开发井网密度和井距部署方案。利用煤层气产能数值模拟软件 Comet3, 模拟和评价了不同井距开发方案下的产能, 并采用折现现金流法进一步从经济评价角度优化了煤层气开发井网密度。结果显示, 韩城北区块煤层气开发适用的井网样式为矩形井网; 井网方位为 NE49°; 数值模拟结果表明, 当井距为 200 m×250 m 时煤层气井稳产期产能最高, 累计产量最多; 依据 1 km² 不同井距布井方案的经济评价对比显示, 当井网密度大于 10 口/km² 时, 该区块煤层气开发具有经济效益, 其中井网密度为 20 口/km² 即井距为 200 m×250 m 的方案内部收益率为 11.27%, 净现值为 1 437 万元, 投资回收期为 7.49 年, 经济指标最优。综合分析认为, 韩城北区块最佳开发井网密度为 20 口/km², 最佳井距方案为 200 m×250 m。

关键词:煤层气; 韩城北区块; 井网优化; 产能模拟; 井距

中图分类号: TE132

文献标志码: A

文章编号: 0253-2336(2023)03-0148-10

Study on well pattern density and well spacing of coalbed methane development: taking Hanchengbei Block as an example

WANG Zhizhen^{1,2,3}, ZHANG Songhang^{1,2,3}, TANG Shuheng^{1,2,3}, WANG Kaifeng^{1,2,3}, ZHANG Qian^{1,2,3}, LIN Wenji^{4,5}

(1. School of Energy Resources, China University of Geosciences (Beijing), Beijing 100083, China; 2. Key Laboratory of Marine Reservoir Evolution and Hydrocarbon Enrichment Mechanism, Ministry of Education, Beijing 100083, China; 3. Beijing Key Laboratory of Unconventional Natural Gas Geological Evaluation and Development Engineering, Beijing 100083, China; 4. Petrochina Coalbed Methane Co., Ltd., Beijing, 100028, China; 5. China United Coalbed Methane National Engineering Research Center Co., Ltd., Beijing 100095, China)

Abstract: Coalbed methane (CBM) well network density and well spacing optimization are important factors affecting CBM production and economic efficiency, and are important components of CBM development programs. At present, most of the researches on well spacing for CBM development only consider productivity factors or economic factors, but there are few comprehensive evaluation studies on

收稿日期: 2022-04-04

责任编辑: 周子博

DOI: 10.13199/j.cnki.cst.2022-0477

基金项目: NSFC-山西煤基低碳联合基金重点资助项目 (U1910205); 国家自然科学基金资助项目 (41872178); 中石油科技课题资助项目 (2019D-5009-18)

作者简介: 王之朕(1997—), 男, 山西太原人, 硕士研究生。E-mail: 978023286@qq.com

通讯作者: 唐书恒(1965—), 男, 河北正定人, 教授, 博士生导师。E-mail: tangsh@cugb.edu.cn

them. In order to explore the optimum scheme of well pattern density and well spacing for CBM development, and to comprehensively evaluate the productivity and economic benefits of CBM wells, based on the basic geological conditions of the Hanchengbei block and physical data of coal reservoir, the well pattern and well pattern orientation suitable for CBM development are determined in this paper. Through experience comparison method, single well reasonable control reserve method, economic limit well spacing method, specified single well productivity method and economic limit well pattern density method, the well pattern density and well spacing deployment scheme for CBM development in Hanchengbei block are calculated and discussed. Using numerical simulation software Comet3 of CBM productivity, the productivity under different well spacing development schemes is simulated and evaluated, and the density of well pattern for CBM development is further optimized from the perspective of economic evaluation by discounted cash flow method. The result shows that the suitable well pattern for CBM development in Hanchengbei block is rectangular well pattern. The well pattern orientation is NE49°. The numerical simulation results show that when the well spacing is 200 m×250 m, the stable production period productivity of CBM well is the highest and the cumulative production capacity is the highest. According to economic evaluation and comparison of different well spacing schemes in 1 km², when well pattern density is more than 10 wells/km², the development of CBM in this area has economic benefits, where well pattern density is 20 wells/km² and well spacing is 200 m×250 m scheme is 11.27%, the net present value is 14.37 million yuan, and the payback period of investment is 7.49 years, the economic index is the best. Comprehensive analysis shows that the best development well pattern density of Hanchengbei block is 20 wells / km², and the best well spacing scheme is 200 m×250 m.

Key words: coalbed methane; Hanchengbei block; well pattern optimization; capacity simulation; well spacing

0 引言

煤层气开发井网的设计与优化是煤层气开发过程中的重要研究内容,也是煤层气开发方案中的重要组成部分,其合理性、适用性会决定单井和井组的产量、采收率等,也会直接影响整个煤层气开发项目的经济效益^[1-2]。由于国内煤储层非均质性大多都较强,渗透率较低,且不同区块煤储层差异性较大,因此针对不同区块设计一套科学合理的井网部署方案尤为重要^[3]。井网部署主要考虑3个要素,井网样式、井网方位以及井网密度^[1]。其中,储层物性的非均质性影响井网样式;水平最大主应力方向和主裂缝延伸方向决定井网方位;而井网密度和井距受到资源丰度、裂缝长度、储层物性以及经济效益等多方面因素影响^[4-7]。一个合理的井网设计,既可以提高资源利用率,还可以降低成本、提高经济效益。杨秀春等^[2]采用合理控制储量法、经济极限井距法和数值模拟法等方法对山西某区块的井网密度进行优化。赵欣等^[5]以煤层气地质条件为依据确定煤层气开发井网的样式、井型和方位等要素,采用数值模拟等方法对于井距进行设计优化,再根据地表、地下和工程因素进行调整,最后通过动态检测跟踪观测井间干扰现象,便于及时调整,使其设计与部署更为合理。孟召平等^[1]采用ECLIPSE数值模拟软件对不同埋深煤层的产能进行模拟预测,再基于经济评价得到的经济指标和采收率等因素对其合理井距进行优化,得到不同煤层埋深的最优井间距。

韩城北区块从20世纪80年代中期开始进行煤层气资源评价工作。1997年部署了3口煤层气参数

井和试验生产井,取得了较好的储层参数及产量。截止到2020年8月,共完成了二维地震275.95 km,钻井74口(直井23口,定向井51口),压裂31口55层,投产井31口,10口井获得工业气流,日产气量在1 000~2 388 m³。目前,韩城北区块在勘探阶段进行了部分生产试验,对于煤层气开发井网的样式以及方位开展了一定的研究,而对于最优的井网密度和井距没有统一的认识,因此研究合理的井网密度和井距成为韩城北区块下一步开发的关键工作。通过5种井网密度计算方法对适用于韩城北区块的合理井网密度进行计算,再通过Comet3数值模拟软件进行产能模拟优化,得到4种方案,最后使用折现现金流法对得到的4个方案进行经济评价,综合考虑产能和经济效益,得到适用于韩城北区块的最优开发井距。

1 煤层气地质及开发现状

1.1 地质概况

韩城北区块位于鄂尔多斯盆地东缘渭北隆起带东端,延川南区块的南部,韩城区块的东北部。区块内整体构造简单,仅区块东南角局部受边浅部隆起断裂构造带影响,发育少量断层。构造总体为向西、向西北倾斜的单斜构造,地层倾角平缓,一般1°~6°,发育有断层和小褶皱(图1)。韩城北区块主要含煤地层是山西组和太原组,其中山西组5号煤和太原组11号煤层厚度大,发育广泛,连续性好,平面分布稳定,是本区主要的勘探目的层^[8-11]。区块内水文地质条件简单,发育多套含水层,含水层之间被隔水层隔开,在自然条件下各含水层之间基本上无水力联

系,补给条件差,对5号、11号煤层无影响。韩城北区块地下水受大气降水补给,埋藏较深,受地层倾向控制,地下水径流方向与煤层气运移方向相反,形成水压封闭气藏,处于承压弱径流区,利于煤层气保存,对于煤层气勘探开发具有比较优越的地质条件。

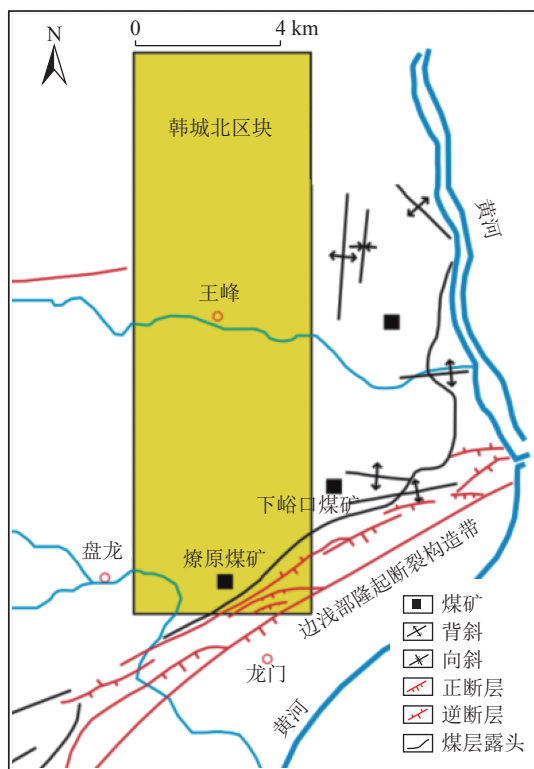


图1 韩城北区块构造纲要

Fig.1 Tectonic outline map of Hanchengbei Block

1.2 煤层特征

该区山西组5号煤和太原组11号煤厚度较大,发育稳定,是本区主要的勘探目的层^[5]。研究区内,储量区面积为61.11 km²,其中根据体积法计算5号煤层的煤层气资源量为46.21×10⁸ m³,11号煤层的煤层气资源量为23.17×10⁸ m³,5号煤层的煤层气资源丰度为0.62×10⁸~0.88×10⁸ m³/km²,11号煤层的煤层气资源丰度为0.28×10⁸~0.46×10⁸ m³/km²(图2)。

山西组5号煤主要埋深范围为200~1400 m,平均埋深856 m。煤层厚1.7~7.2 m,平均净厚度3.7 m。含气量范围为8.76~14.87 m³/t,平均含气量为11.98 m³/t。煤层渗透率在3×10⁻¹¹~5.4×10⁻¹⁰ m²,平均渗透率为1.9×10⁻¹⁰ m²;孔隙度在2.00%~3.98%,平均孔隙度为3.22%。含气饱和度为64%~95%,平均73%。5号煤的兰氏体积介于20.51~26.69 m³/t,平均23.41 m³/t;兰氏压力介于1.67~3.16 MPa,平均2.30 MPa;吸附时间平均为10.14 d。储层压力为4.63~11.27 MPa,压力梯度0.87~0.99 MPa/hm,属

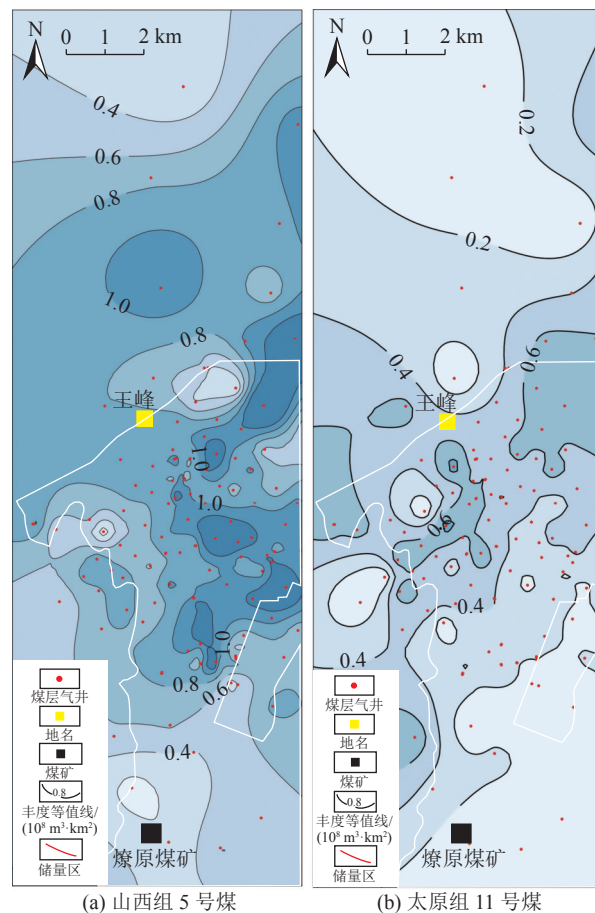


图2 韩城北区块主力煤层的煤层气资源丰度等值线图
Fig.2 Contour map of CBM resource abundance of the main coal seam in the Hanchengbei Block

于正常压力状态。

太原组11号煤主要埋深范围为300~1500 m,平均埋深887 m(图3)。煤层厚1.2~3.9 m,平均净厚度2.15 m。含气量范围为8.68~12.98 m³/t,平均含气量为11.60 m³/t(图4)。渗透率相对较低,在1×10⁻¹¹~2×10⁻¹⁰ m²,平均渗透率为1.1×10⁻¹⁰ m²;孔隙度在2.17%~5.13%,平均孔隙度为3.56%。含气饱和度为56%~80%,平均70%。11号煤的兰氏体积介于19.39~31.21 m³/t,平均为24.55 m³/t;兰氏压力介于1.39~3.51 MPa,平均为2.55 MPa;吸附时间平均为17.07 d。11号煤储层压力8.95~10.27 MPa,压力梯度0.70~1.00 MPa/hm,属于欠压-正常压力状态。

1.3 开发现状

目前韩城北区块共实施煤层气井77口,其中31口井具有排采曲线,均压裂排采。研究区内排采井以单井和井组2种形式进行排采,单井生产有W-26等井,井组生产有W12、W22、W23井组等。

W-26井为5号煤和11号煤合采,初期经过244 d

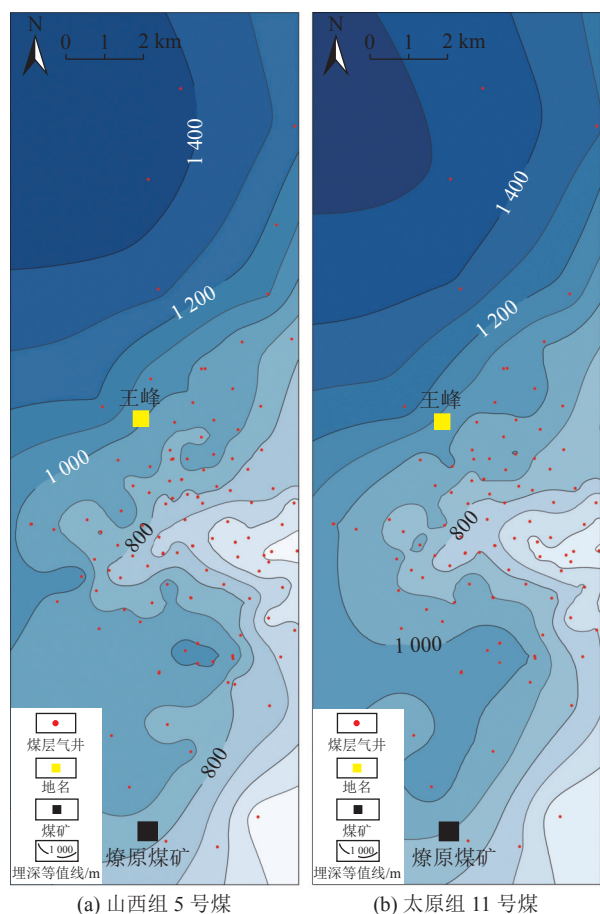


图3 韩城北区块主力煤层埋深等值线图

Fig.3 Contour map of the burial depth of the main coal seam in Hanchengbei Block

的排采开始产气, 累计排采 1 141 d, 平均产气量 $993.25 \text{ m}^3/\text{d}$, 最高产气量 $1 716 \text{ m}^3/\text{d}$ 。排采 490 d 后进入稳产期, 平均产气量 $1 150.69 \text{ m}^3/\text{d}$, 其中产气量稳定在 $1 000 \text{ m}^3/\text{d}$ 以上累计超过 376 d(图 5)。

W23 井组共有 4 口生产井, 矩形井网, 井距为 $200 \text{ m} \times 250 \text{ m}$, 其中 W23-1 和 W23-2 具有排采曲线(图 6)。其中 W23-1 井为 5 号煤和 11 号煤合采, 初期经过 197 d 的排采开始产气, 累计产气 663 d, 平均产气量 $469.36 \text{ m}^3/\text{d}$, 见气第 152 天进入稳产期, 平均产气量 $542.95 \text{ m}^3/\text{d}$, 最高产气量 $940 \text{ m}^3/\text{d}$ 。W23-2 井为 5 号煤和 11 号煤合采, 初期经过 85 d 的排采开始产气, 累计产气 805 d, 平均产气量仅为 $170.8 \text{ m}^3/\text{d}$ 。见气第 62 天进入稳产期, 平均产气量 $179.85 \text{ m}^3/\text{d}$, 最高产气量 $350 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

根据研究区典型井排采曲线和数据, 分析了不同排采阶段的生产特征, 整体来看, 韩城北区块产气前景较好, 采用合理的排水速率和排采制度, 稳产期产量可达 $1 000 \text{ m}^3/\text{d}$ 以上。但是在生产试验过程中还发现一些问题, 如同一井组产气量相差较大等。

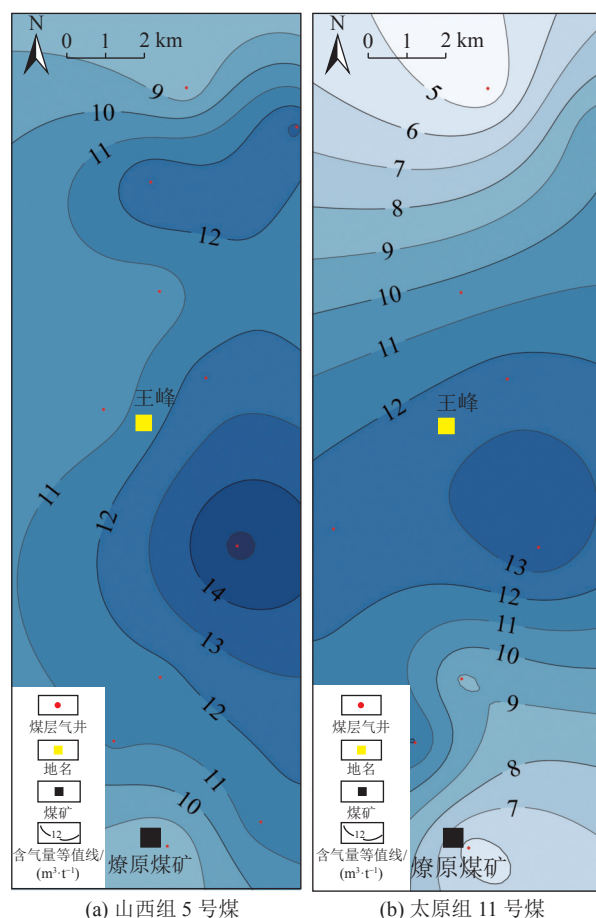


图4 韩城北区块主力煤层含气量等值线图

Fig.4 Contour map of gas content of the main coal seam in Hanchengbei Block

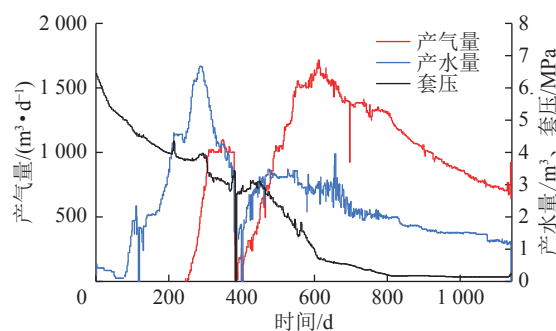


图5 韩城北区块 W26 井排采曲线

Fig.5 Drainage production curve of well W26 in Hanchengbei Block

2 井网部署及优化要素

煤层气井网的设计与优化主要包括井网样式、井网方位以及井网密度和井距。其中, 井网密度和井距的确定最为重要, 需要反复计算和对比, 井网密度过大无法形成有效的井间干扰, 影响煤层气井的产能和采收率; 而井网密度过小会使煤层气资源的开发成本加大, 影响区块内资源开发的经济效益; 而

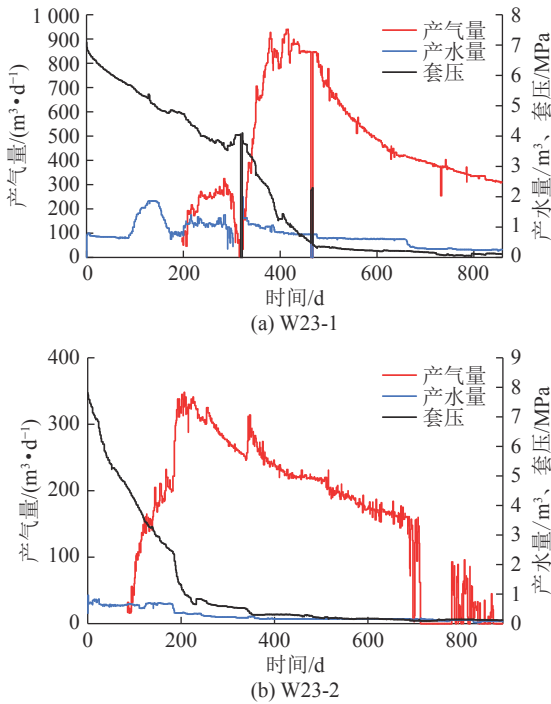


图6 韩城北区块W23井组排采曲线
Fig.6 Drainage production curve of well cluster W23 in Hanchengbei Block

井与井之间的间距不仅受到井网密度的影响,也受到井网样式和储层非均质性的影响^[6,12]。

2.1 井网样式

在煤层气开发中,选择合适的井网样式可以大幅提高煤层气生产井的产量,提高经济效益。煤层气井常用的井网样式有矩形井网、菱形井网、五点式井网和七点式井网等。矩形井网具有井网规整、便于部署等优点,适用于储层构造简单、地层倾角小,煤层渗透率各向异性相差不大的地区。韩城北区块内,构造相对简单,地层平缓,煤层厚度较大,渗透率较低,因此适用于矩形井网^[3]。

2.2 井网方位

煤层气开发需要对储层进行压裂改造。由于国内大部分煤层渗透率都存在各向异性,因此压裂裂缝在不同方向延伸不同的距离^[13]。因此,为使煤层气压降速率保持一致,井间干扰形成时间大致相同,以达到产能最高、经济效益最好的结果,需要井网内平行主要渗透率方向的井距大于垂直其方向的井距,即矩形井网的长边平行于主要渗透率方向。

研究区内,根据地应力和裂缝监测结果显示,煤层最大水平主应力方向、主裂缝走向为北东向49°。综上考虑,矩形井网的长边方向沿NE49°布井。

2.3 井网密度及井距

井网密度是煤层气开发中重要的因素之一,对

煤层气生产井的产能、采收率等都有较大的影响^[5,14-15]。因此,当井网密度与资源条件、储层物性等因素相适应时,可以得到较为优异的经济效益。目前国内对于煤层气井网密度的计算主要有几种方法,分别是经验对比法、单井合理控制储量法、经济极限井距法、规定单井产能法和经济极限井网密度法^[1-2]。确定井网密度之后,依据煤层地应力以及裂缝延伸长度来确定矩形井网的长短边之比。根据区内裂缝监测结果显示,北西向裂缝延伸长度小于北东向裂缝,二者比值约为0.8。由此确定,矩形井网的长短边之比为0.8。

1)经验对比法。经验对比法是通过对于勘探期的试验生产井组采用的井距和排采效果的分析,来指导整个区块的煤层气井网部署。韩城北区块内2007年到2015年,共计钻探47口探井和生产试验井,其中4个井组的具体生产效果见表1。分析发现,韩城北区块先导试验井网普遍采用300 m左右的井距,而且在主应力方向适当加大井距的情况下,井组煤层气产能普遍更高。因此,在开发中要考虑到在最大主应力方向,即主要渗透率方向适当加大井距。

表1 韩城北区块不同井距产量
Table 1 Production from different well spacing in Hanchengbei Block

井组	井距/(m×m)	稳产期产气量/(m ³ ·d ⁻¹)
W12	300×300	800
W22	260×350	1 000
W23	300×350	1 100
H01	300×300	1 200

2)单井合理控制储量法。该方法主要考虑在高丰度区合理控制井间距,使单井控制储量不要偏大,造成资源浪费;在低丰度区单井控制储量要高于经济极限储量,降低投资风险。

$$G_g = \frac{dqt}{NE_r} \quad (1)$$

式中: G_g 为单井控制地质储量, 10^4 m^3 ; d 为每年的生产时间,取330 d; q 为稳产期内单井平均产能, m^3/d ; t 为稳产年限; N 为稳产期可采储量采出程度,%; E_r 为气藏采收率, %。

根据韩城北区块内前期生产试验井参数,资源丰度 $1.2 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$, 单井平均产能为 $1\,200 \text{ m}^3/\text{d}$, 稳产年限5 a, 稳产期可采储量采出程度52%。气藏整体采收率50%。最后得出,单井合理控制储量

为 $747 \times 10^4 \text{ m}^3$, 控制面积 $0.063 5 \text{ km}^2$, 井网密度为 15.76 口/km^2 , 考虑采用矩形井网估算合理井距为 $225 \text{ m} \times 282 \text{ m}$ 。

3) 经济极限井距法。① 单井经济极限控制储量。一口生产井要使其具有经济效益, 要求其总收入大于成本。其中, 煤层气生产井的收入绝大部分来源于销售气价, 而成本包括: 钻采费用、地面费用、生产费用、财务费用以及经营费用等。因此, 要求单井控制足够的储量, 即单井经济极限控制储量。

$$G_g = \frac{C + TP}{A_g E_r} \quad (2)$$

式中: C 为单井钻采与地面工程合计成本, 万元; P 为单井年均采气操作费用, 万元; T 为开采年限, a; A_g 为煤层气售价, 元/ m^3 。

② 经济极限井距。由于经济极限井距还受到资源丰度的影响, 在不考虑采收率变化的情况下, 根据单井经济极限控制井距与资源丰度, 计算出经济极限井距。

$$D = \sqrt{\frac{G_g}{F}} \quad (3)$$

式中: D 为经济极限井距, m; F 为资源丰度, $10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。

根据已有数据, 单井钻压采以及地面投资为 218 万元, 单井年均操作费用 15.60 万, 开采年限 15 a, 售价 1.4 元/ m^3 , 采收率 50%, 资源丰度 $1.2 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$, 计算得出 G_g 为 $633 \times 10^4 \text{ m}^3$, 井网密度为 21.86 口/km^2 , 经济极限井距为 $191 \text{ m} \times 239 \text{ m}$ 。

4) 规定单井产能法。还可以通过规定单口煤层气生产井的产能来确定井网密度, 在确定了一个地区的资源储量的情况下, 规定单井产能, 计算单位面积内的井数, 结合井网类型确定井距。

$$\frac{n}{A} = \frac{Gv}{330q\eta} \quad (4)$$

式中: A 为含气面积, km^2 ; G 为探明地质储量, 10^8 m^3 ; v 为平均年采气速度, %; η 为气井综合利用率, %; n 为气藏开发所需要的井数。

在韩城北区块, 1 km^2 范围内煤层气地质储量为 $1.2 \times 10^8 \text{ m}^3$, 平均年采气速度为 4%, 平均单井产能为 $1\,000 \text{ m}^3/\text{d}$, 气井综合利用率为 95%, 计算得出井网密度为每平方公里 15.31 口井, 单井控制面积 $0.065 3 \text{ km}^2$, 井距约为 $229 \text{ m} \times 286 \text{ m}$ 。

5) 经济极限井网密度法。当项目整体支出与收入相同时, 即煤层气田开发总利润为 0 时, 对应的井网密度即为经济极限井网密度:

$$\text{SPAC}_{\min} = \frac{aG(1 - T_a)(E_r \times A_g - P)}{AC(1 + R)^{\frac{1}{2}}} \quad (5)$$

式中: SPAC_{\min} 为经济极限单位含气面积上的井数; a 为商品率, %; C 为单井钻井和气建总投资, 万元/井; P 为平均采气操作费用, 元/ m^3 ; R 为贷款利率, %; T_a 为税率, %。

在韩城北区块, 1 km^2 内煤层气地质储量为 $1.2 \times 10^8 \text{ m}^3$, 煤层气售价 1.4 元/ m^3 , 单井投资 158 万元, 采收率 50%, 评价年限 15 年, 采气操作成本 0.29 元/ m^3 , 商品率 98%, 税率 9%, 不考虑贷款, 计算得出井网密度为每平方公里 27.65 口井, 单井控制面积 $0.036 2 \text{ km}^2$, 经济极限井距为 $170 \text{ m} \times 213 \text{ m}$ 。

煤层气开发的合理井距应该大于经济极限井距, 小于单井合理控制储量井距和规定单井产能井距, 根据几种计算结果确定合理井距在 $170 \text{ m} \times 213 \text{ m} \sim 229 \text{ m} \times 286 \text{ m}$, 合理的井网密度应该在 $15 \sim 20 \text{ 口/km}^2$ 之间。考虑到韩城北区块的生产试验井取得不错的产量, 可以将合理井距扩大至 $300 \text{ m} \times 350 \text{ m}$, 合理井网密度调整至 $10 \sim 20 \text{ 口/km}^2$, 详细计算结果见表 2。

表 2 不同井网密度及井距计算结果

Table 2 Calculation results of different well network density and well spacing

井距计算方法	单井控制面积/ km^2	井网密度/(口· km^{-2})	井距/(m×m)
单井合理控制储量法	0.063 5	15.76	225×282
经济极限井距法	0.045 8	21.86	191×239
规定单井产能法	0.065 3	15.31	229×286
经济极限井网密度法	0.036 2	27.65	170×213

3 基于数值模拟的井距优选

数值模拟是煤层气开发井网设计和优化工作中重要的方法^[16-17]。采用煤层气专业模拟软件 Comet3

评价不同井网密度和井距对于煤层气产能的影响, 预测不同井网密度和井距下的煤层气产量, 通过对比分析, 以达到对井网密度和井距进行优化的目的。

3.1 历史拟合

历史拟合是数值模拟的第一步工作,目的是进行储层参数的修正,实现对储层参数的精确表征,以达到相对准确模拟煤层气井产能的效果。本次拟合采用定井底流压拟合产气量的方法,通过调整储层渗透率、含气量等参数,使得拟合产气量与实际产气量基本吻合。调整后的含气量、渗透率等各项参数均在实测值的波动范围内。

研究在选取研究区内生产连续性较好的两口井进行历史拟合,分别是 W23-2、W26 井,其中 W23-2 为 W23 井组内的一口口生产井,位于区块南部;W26 位单井生产,位于区块中部偏北。下图为部分生产井拟合效果图(图 7),图中显示, W26 井和 W23-2 井产气历史拟合较好,为下一步产能预测提供了较可靠的依据。

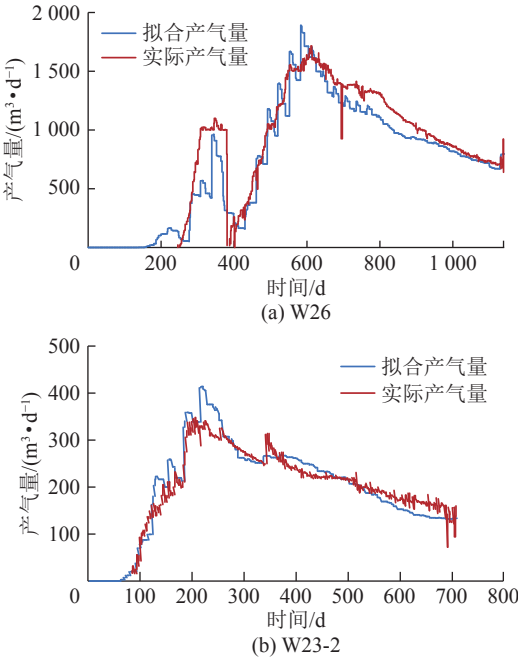


图 7 韩城北区块部分生产井拟合效果

Fig.7 Fitting effect of some production wells in Hanchengbei Block

3.2 产能预测

依据计算得出的合理井网密度和井距,在储层评价和生产试验井产气曲线历史拟合结果的基础上,得到韩城北区块主力煤层模拟参数(表 3),利用煤层气数值模拟软件 Comet3 对主力开发煤层 5 号+11 号煤层 200 m×250 m、250 m×300 m、260 m×320 m、300 m×350 m 四种井距下的产能进行产能预测,模拟产气时间为 15 年。

模拟结果表明(图 8、图 9),随着井距的增加,煤层气井产气量降低,达到稳产时的产气量也随之降低,累计产气量下降。井间距为 200 m×250 m 时,煤

层气井见气时间较早、稳产期产量最高,并且在生产年限内累计产量也最多。对比表明,200 m×250 m 是 4 种井距中最优的方案。

表 3 韩城北区块主力煤层参数

Table 3 Main coal seam parameters in Hanchengbei Block

井号	埋深/厚度/ m	渗透率/ 10 ⁻¹⁰ m ²	含气量/ (m ³ ·t ⁻¹)	储层压力/ MPa	兰氏体积/ (m ³ ·t ⁻¹)	兰氏压力/ MPa
5号井	600	6	3	16	6	36
11号井	650	4	1	13	7	32

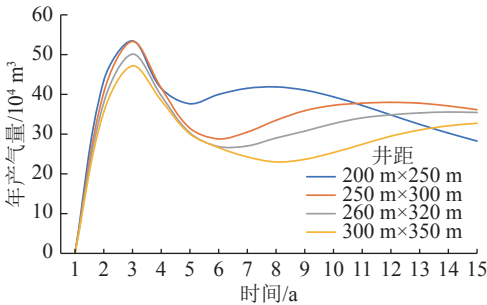


图 8 韩城北区块不同井距年产气量预测结果

Fig.8 Forecast results of annual gas production from different well spacing in Hanchengbei Block

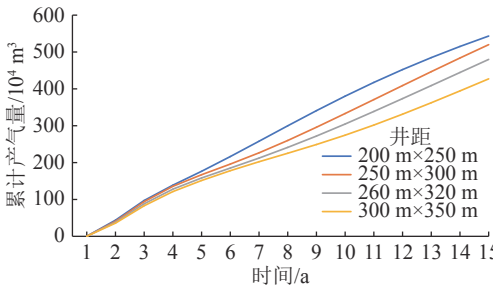


图 9 韩城北区块不同井距累计产气量预测结果

Fig.9 Cumulative gas production forecast results for different well spacing in Hanchengbei Block

4 基于经济评价的井距优选

经济效益是一个煤层气开发项目的最终目的。对于单位控制面积来说,部署的井数不同,总的产气量也就不同。单位面积上井数越多,煤层气井的产气时间越短,总产气量就越大,但其总成本也随之增加^[2,12]。煤层气开发要在充分利用地质储量的基础上还要有一定的经济效益,因此从项目财务角度对煤层气开发具备的盈利能力进行分析是必要的^[18-19]。以不同井距下的产能模拟为基础,结合实际生产中的相关参数,对 4 种井网密度进行经济评价,从而选择出最优的井网密度和井距。

4.1 经济评价方法

折现现金流法是目前应用最为广泛、最成熟的

经济评价方法,是国内外常规油气项目的主要评价方法,也是国内评价煤层气开发项目的主要方法^[20-23]。在使用折现现金流法时,主要通过 3 个参数来表征项目是否经济,它们分别是净现值、内部收益率和投资回收期^[24-26]。

采用折现现金流法最重要的是测算出煤层气开发过程中的各项现金流入和流出。其中现金流入主要来源于生产经营过程中的销售收入;现金流出主要包括项目开发投资、生产经营期间的操作费、管理费、税费^[27]。

选择韩城北区块中部的 1 km² 的方形区域进行模拟布井,按照不同井距分为 4 个方案:方案一采用 200 m×250 m 井距,单位面积内 20 口煤层直井;方案二采用 250 m×300 m 井距,单位面积内 14 口煤层直井;方案三采用 260 m×320 m 井距,单位面积内 12 口煤层直井;方案四采用 300 m×350 m 井距,单位面积内 10 口煤层直井(图 10)。

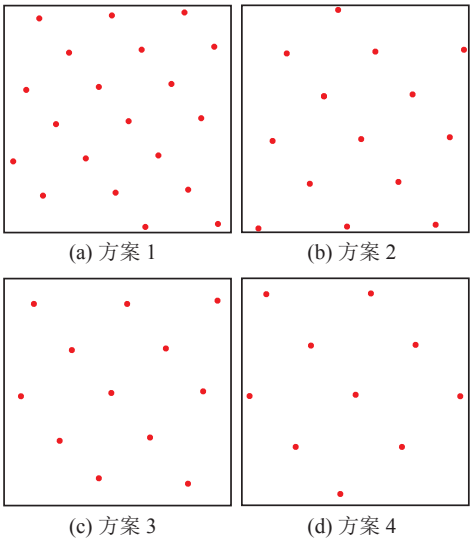


图 10 不同方案井网布置示意(每个方格均为 1 km×1 km)
Fig.10 Schematic of well network arrangement for different schemes (each square is 1 km×1 km)

以不同井距模拟所得产能曲线为依据,采用单井均价估算法,选择单井投资乘以井数计算出不同

井网密度下的建设投资;采用平均成本法,通过对每千方或万方煤层气的成本估算,乘以预测产气量对各项成本费用进行估算;按照规定计取管理费等其他费用;参考市场气价及商品率,根据单井预测产气量计算不同设计方案的销售收入;依据国家现行税法及销售收入,对税金及附加进行估算。采用现金流量法结合所测算出的各项现金流入和流出,计算出各井距方案的财务净现值、内部收益率及投资回收期,从而对所设计的 4 种井距方案进行优选。

4.2 经济评价参数

韩城北区块主要经济评价参数如下,根据此参数可以计算不同井距方案下的净现金流,从而得到相应的经济指标。

评价期/a	15
基准收益率/%	6
煤层气价格/(元·m ⁻³)	1.40
商品率/%	98
弃置费	总工程投资的5%
资源税/%	1
增值税/%	9
国家教育费附加费/%	3
地方教育附加费/%	2
河道管理费/%	1
企业所得税/%	25

4.3 经济评价结果

对 1 km² 内的 4 种不同井距井布井方案进行经济评价,结果见表 4。

根据项目不同方案的现金流量表分析,计算结果得方案一、二、三的内部收益率分别为 11.27%、8.56%、7.99%,均高于 6% 的基准收益率,有一定的经济效益;方案四内部收益率小于 6%,不具备经济可行性。其中,方案一的内部收益率最佳,为 11.27%,净现值为 1 439 万元,具备最好的经济效益。

表 4 不同方案的经济评价结果

Table 4 Results of economic evaluation of different programs

方案	年产气量/万 m ³	总投资/万元	成本费用/万元	年均收入/万元	内部收益率/%	净现值/万元	投资回收期/a
方案1	724.39	4 380	267.66	993.86	11.27%	1 439	7.49
方案2	485.25	3 067	183.00	665.77	8.56%	502	9.18
方案3	383.92	2 626	155.77	526.74	7.99%	329	9.53
方案4	284.77	2 190	124.91	390.71	4.96%	-133	11.31

5 结 论

1)韩城北区块构造简单,地层相对平缓,不同方向渗透率存在差异,最佳的煤层气井网样式为矩形井网,井网方位与最大主应力方向一致为NE49°。

2)通过经验对比法、单井合理控制储量法、经济极限井距法、规定单井产能法和经济极限井网密度法计算了韩城北区块煤层气开发井网密度和井距方案,韩城北区块的合理开发井网密度在10~20口/km²,合理井间距在(170 m×210 m)~(300 m×350 m)。

3)利用数值模拟软件从产能角度模拟了200 m×250 m、250 m×300 m、260 m×320 m、300 m×350 m四种井间距的产量,结果表明200 m×250 m的井距方案稳产期产气量高,衰减较慢,产能表现最好。

4)1 km²范围内4种不同井距布井方案的经济评价结果表明,方案1、2、3的内部收益率均大于行业基准收益率,都具有一定的经济效益。其中方案1 200 m×250 m井距方案的经济指标最好,内部收益率可达11.27%,净现值为1 437万元,投资回收期为7.49年。综合分析产能评价和经济评价2方面因素,均表明韩城北区块最佳的开发井网密度为20口/km²,最佳井距方案为200 m×250 m。

参考文献(References):

- [1] 孟召平,张 昆,杨焦生,等.沁南东区块煤储层特征及煤层气开发井网距优化[J].煤炭学报,2018,43(9): 2525-2533.
Meng Zhaoping, Zhang Kun, Yang Jiaosheng, *et al.* Characteristics of lump coal reservoir and optimization of well spacing for coalbed methane development in Eastern Qinann [J] Journal of China Coal Society, 2018, 43 (9): 2525-2533
- [2] 杨秀春,叶建平.煤层气开发井网部署与优化方法[J].中国煤层气,2008,5(1): 13-17.
YANG Xiuchun, YE Jianping. Well pattern optimization design for CBM development[J]. China Coalbed Methane, 2008, 5(1): 13-17.
- [3] 石军太,李相方,张冬玲,等.煤层气直井开发井网适应性优选[J].煤田地质与勘探,2012,40(2): 28-30.
SHI Juntao, LI Xiangfang, ZHANG Dongling, *et al.* Optimal adaptation of well network for CBM direct well development[J]. Coal Geology & Exploration, 2012, 40(2): 28-30.
- [4] CHEN Jingyuan, WEI Yunsheng, WANG Junlei, *et al.* Inter-well interference and well spacing optimization for shale gas reservoirs[J]. Journal of Natural Gas Geoscience, 2021, 6: 301-312.
- [5] 赵 欣,姜 波,徐 强,等.煤层气开发井网设计与优化部署[J].石油勘探与开发,2016,43(1): 84-90.
ZHAO Xin, JIANG Bo, XU Qiang, *et al.* Well pattern design and deployment for coalbed methane development[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(1): 84-90.
- [6] 接敬涛.韩城矿区煤层气开发技术优化[D].秦皇岛:燕山大学,2016.
JIE Jingtao. Optimization of Coalbed Methane Development Technology in Hancheng Mining Area[D]. Qinhuangdao: Yanshan University, 2016.
- [7] 王凯峰,唐书恒,张松航,等.柿庄南区块煤层气高产潜力井低产因素分析[J].煤炭科学技术,2018,46(6): 85-91, 113.
WANG Kaifeng, TANG Shuheng, ZHANG Songhang, *et al.* Analysis on low production factors of high-yield potential wells of coalbed methane in Shizhuang South Block[J]. Coal Science And Technology, 2018, 46 (6): 85-91, 113
- [8] 程 伟.延川南煤层气开发试验区井网部署与优化研究[J].中国煤层气,2012,9(4): 25-28.
CHENG Wei. Study on well network deployment and optimization in Yanchuan South CBM development pilot area[J]. China Coalbed Methane, 2012, 9(4): 25-28.
- [9] 赵希正.韩城北区块煤层结构的测井响应特征[J].中国煤炭地质,2018,30(5): 82-87.
ZHAO Xizheng. Logging response characteristics of coal seam structure in Hancheng North District[J]. China Coal Geology, 2018, 30(5): 82-87.
- [10] 姚 征,李华兵,李 宁.韩城矿区山西组煤层气储层特征研究[J].煤炭技术,2021,40(5): 96-99.
YAO Zheng, LI Huabing, LI Ning. Study on the characteristics of coal-bed methane reservoirs in the Shanxi Formation of the Hancheng Mining District[J]. Coal Technology, 2021, 40(5): 96-99.
- [11] 葛 毓,麻银娟,魏 晓,等.韩城北部煤层气储层物性特征及其主控因素研究[J].煤矿安全,2021,52(10): 157-165.
GE Yu, MA Yinjuan, WEI Xiao, *et al.* Study on physical characteristics of coalbed methane reservoirs in northern Hancheng and its main control factors[J]. Safety in Coal Mines, 2021, 52(10): 157-165.
- [12] 李 腾.不同构造条件下多煤层区煤层气井井型井网优化设计[D].徐州:中国矿业大学,2014.
LI Teng. Optimal design of coalbed methane well network in multi-seam area under different tectonic conditions[D]. Xuzhou: China University of Mining and Technology, 2014.
- [13] 史 进,吴晓东,韩国庆,等.煤层气开发井网优化设计[J].煤田地质与勘探,2011,39(6): 20-23.
SHI Jin, WU Xiaodong, HAN Guoqing, *et al.* Optimization design of CBM well grid pattern[J]. Coal Geology & Exploration, 2011, 39(6): 20-23.
- [14] 王振云,唐书恒,孙鹏杰,等.沁水盆地寿阳区块煤层气井网优化及采收率预测[J].中国煤炭地质,2013,25(10): 18-21.
WANG ZY, TANG SHH, SUN PJ, *et al.* Optimization of coalbed methane well network and recovery rate prediction in Shouyang Block, Qinshui Basin[J]. China Coal Geology, 2013, 25(10): 18-21.
- [15] 徐兵祥,李相方,邵长金,等.考虑压裂裂缝的煤层气藏井网井距确定方法[J].煤田地质与勘探,2011,39(4): 16-19.
XU Bingxiang, LI Xiangfang, SHAO C, *et al.* Determination methods of well pattern and spacing for coalbed methane reservoirs

- voir considering hydraulic fractures[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2011.
- [16] 郭晨, 秦勇, 韦重韬. 潘庄区块煤层气井网优化设计与产能预测[J]. *煤炭科学技术*, 2011, 39(8): 104–106.
- GUO Chen, QIN Yong, WEI Chongtao. Optimized design and production prediction of coal bed methane well network in Panzhuang Block[J]. *Coal Science and Technology*, 2011, 39(8): 104–106.
- [17] LIU Y, WANG F, TANG H, *et al.* Well type and pattern optimization method based on fine numerical simulation in coal-bed methane reservoir[J]. *Environmental Earth Sciences*, 2015, 73(10): 5877–5890.
- [18] DAI Youjin, LI Shiqun, XIA Liangyu, *et al.* A CBM development well type optimization method based on the long-run marginal cost[J]. *Natural Gas Industry*, 2019, 6(2): 109–115.
- [19] LIANG Baosheng, DU Meilin, YANEZ Pablo-Paez. Subsurface well spacing optimization in the Permian Basin[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, 174: 235–243.
- [20] 刘娜娜, 茹婷. 贵州省对江南井田地煤层气抽采经济可行性研究[J]. *资源与产业*, 2021, 23(1): 63–68.
- LIU Nana, RU Tin. Economic feasibility study of surface coalbed methane extraction from Jiangnan well field in Guizhou Province[J]. *Resources and Industries*, 2021, 23(1): 63–68.
- [21] 贺娟萍. 煤矿区煤层气地面抽采项目经济评价研究[D]. 西安: 西安科技大学, 2014.
- HE Juanping. Study on the economic evaluation of coalbed methane surface extraction project in coal mining area[D]. Xi'an: Xi'an University of Science and Technology, 2014.
- [22] 曹艳, 王秀芝. 煤层气地面开发项目经济评价[J]. *天然气工业*, 2011, 31(11): 103–106, 130–131.
- CAO Yan, WANG Xiuzhi. Economic evaluation of coalbed methane surface development projects[J]. *Natural Gas Industry*, 2011, 31(11): 103–106, 130–131.
- [23] 李林. 鸡西盆地梨树煤矿煤层气储量计算及经济评价[J]. *煤炭科学技术*, 2017, 45(5): 205–210.
- LI Lin. Calculation and economic evaluation of coalbed methane reserves in Lishu Coal Mine in Jixi Basin[J]. *Coal Science and Technology*, 2017, 45(5): 205–210.
- [24] 王成, 姜在炳. 煤矿区煤层气抽采项目经济评价方法及其应用[J]. *煤田地质与勘探*, 2012, 40(5): 27–30.
- WANG Cheng, JIANG Zaibing. Economic evaluation methods and their applications for coalbed methane extraction projects in coal mining areas[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2012, 40(5): 27–30.
- [25] 杨凡. 煤层气低产直井增产方法及经济性评价[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2020.
- YANG Fan. Methodology and economic evaluation of low-production direct wells for increasing production of coalbed methane[D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2020.
- [26] 吴艳婷. 多煤层区煤层气合层开发产能及经济性研究[D]. 北京: 中国矿业大学(北京), 2018.
- WU Yanting. Study on the production capacity and economics of coalbed methane co-bed development in multi-seam area[D]. Beijing: China University of Mining and Technology-Beijing, 2018.
- [27] 王屿涛, 刘如, 熊维莉, 等. 准噶尔盆地煤层气经济评价及单井商业气流标准研究[J]. *天然气工业*, 2017, 37(3): 127–131.
- WANG Yutao, LIU Ru, XIONG Weili, *et al.* Study on economic evaluation of coalbed methane and single-well commercial gas flow criteria in Junggar Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2017, 37(3): 127–131.