

地球科学与测绘



移动扫码阅读

刘一楠,吴翔,李勇,等.古交矿区太原组煤层气开发地质特征及产能优化[J].煤炭科学技术,2022,50(8):125-132.

LIU Yinan, WU Xiang, LI Yong, et al. Geological characteristics and development optimization of coalbed methane in the Taiyuan Formation of Gujiao Mining Area [J]. Coal Science and Technology, 2022, 50(8): 125-132.

古交矿区太原组煤层气开发地质特征及产能优化

刘一楠¹,吴翔¹,李勇²,徐立富²

(1.中联煤层气有限责任公司,北京 100011;2.中国矿业大学(北京) 地球科学与测绘工程学院,北京 100083)

摘要:沁水盆地太原组深部煤层气资源丰富,勘探开发尚未系统开展。通过解剖沁水盆地西北部古交矿区煤层气钻井、压裂、排采资料和测试数据,揭示太原组煤层厚度、含气量、储层物性等地质条件和见气压力、排采规律等开发特征,结合数值模拟提出了开发井型和井网设计。研究区太原组8号和9号主力煤层分布稳定,累计厚度约5 m,埋深在500~900 m,以低灰和低硫煤为主,生气能力强,含气量约11 m³/t。煤层物性中等,含气饱和度高,临储比高,见气时间早,具有较好的开发潜力。影响煤层气开发因素包括构造运动导致地应力集中,工程改造困难;主力煤层见气压力较低,气体解吸困难;开发过程中间歇性排采,裂缝或孔喉堵塞等。基于资源丰度和见气压力对煤层气产气效果进行模拟,当储量丰度达到 $0.4 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,见气压力大于1.8 MPa时开发效果较好,模拟预测20 a累计产气量达到 $957 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。研究区水平井最佳开发指标为水平段长度700 m,8段压裂、井距300 m。当定向井与水平井距离在350 m时,布井开发效率最优。在定向井菱形井网中,短轴距离为200 m、长轴距离为300 m,开发效果最佳。综合上述煤层气开发地质条件分析,结合地质—工程一体化设计,明确了后续开发有利区和工艺选择,为研究区和类似地区煤层气高效开发提供地质支撑。

关键词:深部煤层气;沁水盆地;井网;有利区评价;地质特征;产能优化

中图分类号:TD713 **文献标志码:**A **文章编号:**0253-2336(2022)08-0125-08

Geological characteristics and development optimization of coalbed methane in the Taiyuan Formation of Gujiao mining area

LIU Yinan¹, WU Xiang¹, LI Yong², XU Lifu²

(1. China United Coalbed Methane Ltd., Beijing 100011, China; 2. College of Geoscience and Surveying Engineering, China University of Mining and Technology-Beijing, Beijing 100083, China)

Abstract: Coalbed methane (CBM) resources in the deep Taiyuan Formation of the Qinshui Basin is significant, while the development is still not fully conducted. Through systematic analysis of the drilling, fracturing, drainage, and other test data of Gujiao Mining Area in southwest Qinshui Basin, the geological characteristics like coal thickness, gas content and physical property of coal in Taiyuan Formation is revealed, as well as the production characteristics like gas emerging pressure and drainage rules. Combining numerical simulations, the favorable development areas are divided, and the well pattern and well pattern design selection are proposed. The main coal seams in the study area have stable distribution, medium thickness of 5 m, moderate burial depth between 500–900 m, low ash and sulfur, strong gas generating capacity and high gas content of 11 m³/t. The coal seam has medium physical property, high gas saturation, high ratio of near reservoir and early time of gas occurrence, which has good development potential. The factors influencing the development of coalbed methane include the concentration of in-situ stress caused by tectonic movement, the difficulty of engineering reconstruction, the low gas pressure of main coal seams, the difficulty of gas desorption, the interstitial drainage during the development process, and the blockage of frac-

收稿日期:2021-10-02 责任编辑:常琛 DOI:10.13199/j.cnki.est.2020-1033

基金项目:国家自然科学基金面上资助项目(41702194)

作者简介:刘一楠(1978—),男,山东烟台人,高级工程师。E-mail:liuyn4@cnoc.com.cn

通信作者:李勇(1988—),男,山东安丘人,副教授。Email:liyong@cumtb.edu.cn

tures or pore throats. Based on the resource abundance and gas pressure, the effect of coalbed methane production is simulated. When the reserve abundance reaches $0.4 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ and the gas pressure is greater than 1.8 MPa, the development effect is better and the predicted 20 a cumulative gas production reaches $957 \times 10^4 \text{ m}^3$. The optimum horizontal well criteria are horizontal length of 700 m, 8 sections fracturing and 300 m well spacing. When the distance between the directional well and the horizontal well is 350 m, the development efficiency is the best. In the diamond pattern of directional wells, the short axis distance is 200 m, the long axis distance is 300 m, and the development effect is the best. The above-mentioned comprehensive analysis of the geological conditions for CBM development, combined with the integrated geology-engineering design, defines favorable areas and process options for subsequent development, providing geological support for efficient CBM development in the study area and similar areas.

Key words: physical characteristics; numerical simulation; well network; favorable development area; production optimization

0 引言

我国煤层气资源丰富,埋深在2 000 m以浅的煤层气地质资源量为 $29.82 \times 10^{12} \text{ m}^3$,可采资源量为 $12.51 \times 10^{12} \text{ m}^3$,但是大量低产低效井的存在严重制约了煤层气产能提升和产业发展^[1-3]。古交区块位于沁水盆地西北部,属于晋中断陷,或称西山断陷,勘探开发总面积606.18 km²,目前全区开发井300余口,日产气约10万m³以上。但是古交区块直井多数呈现低产特征,很大一部分直井产气量小于500 m³/d,同时还有部分水平的产量小于2 000 m³/d。

针对煤层气高产区评价参数和标准,前人已经开展大量研究^[4-7]。中高煤阶煤层气评价中,煤层气资源规模及丰度、煤层厚度、含气量、吸附饱和度、原始渗透率、有效地应力、构造发育状况及水文地质条件权重较大^[8-10],并且提出资源丰度、煤层厚度和水文地质条件因素等作为选区评价的关键参数^[11-13]。我国煤层气储层地应力普遍较大,具有低含气饱和度、低渗透率和低储层压力的

特征,增加了煤层气勘探开发的难度^[14-16]。如何优选科学合理的评价参数,明确影响煤层产气量的关键因素,是煤层气单井采收率提高和产业发展的关键因素。古交矿区煤层气资源丰富,但是以往的勘探开发层段主体为山西组,针对下部太原组煤层气地质条件和开发潜力尚不明确。基于最新的煤层气勘探开发成果,系统评价太原组8、9号煤层的地质、储层和含气性特征,通过排采特征分析和数值模拟预测,为后续煤层气勘探开发提供支持。

1 区域地质背景

研究区位于沁水盆地西北部,处在华北板块山西过渡块体的中部(图1)。整个西山煤田中部和西部被南北向褶皱贯穿,构成东缓西陡的复式向斜,边缘断裂带由燕山期西倾的逆断层和东倾的正断层组合而成^[17]。本区上石炭统下二叠统厚100~200 m,由砂、泥岩夹灰岩和煤层组成,为一套海陆交互相沉积,主要发育碳酸盐岩台地、局限浅海、障壁岛、潟湖、潮坪、三角洲等环境^[18]。

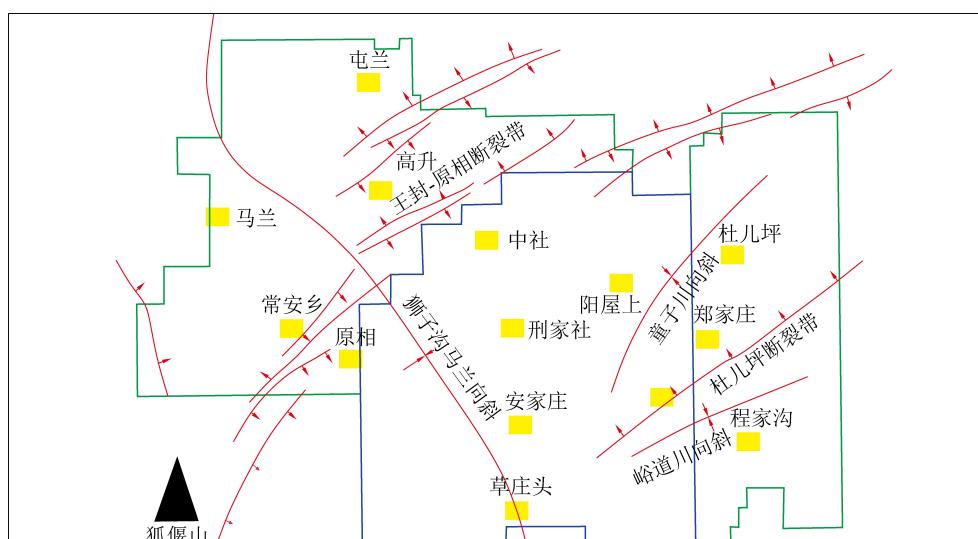


图1 古交矿区主要断裂和构造发育情况

Fig.1 Main fractures and structures distribution in Gujiao mining area

古交矿区含煤地层为单斜构造,整体倾向西至

南西,地层倾角5°~15°。区内主要发育狮子沟-马

兰向斜、童子川向斜及峪道川向斜。东部断层欠发育,仅见落差范围在25~50 m的杜尔坪断裂带。西部的受狮子沟-马兰向斜控制,区内地层平缓,走向近南北,倾角一般小于10°。区内陷落柱不发育,燕山期孤偃山岩浆侵入体居于矿区西南隅^[19-20]。8号平均煤层埋深504.65 m,从变化规律来看,中部地区的煤层埋深较大,为600~900 m不等,北部和东南部埋深较小,为300 m左右。8、9号煤层之间的间距很小,9号煤层的埋深具有和8号相似的规律,

表1 太原组8号和9号煤化学组成
Table 1 Chemical composition of coal seams No.8 and 9 in the Taiyuan Formation

煤层编号	工业分析			元素分析		
	水分 M_{ad}	灰分 A_d	挥发分 V_{daf}	固定碳 FC_d	全硫 $S_{t,d}$	
8	0.14~2.70	8.43~39.44	9.66~28.92	34.48~80.23	0.81~7.06	0.008~0.058
	0.81(48)	18.86(48)	14.19(48)	69.48(34)	2.64(48)	0.019(8)
9	0.24~2.46	9.75~35.00	9.84~28.02	46.79~80.09	0.46~7.42	0.003~0.016
	0.81(45)	20.38(45)	13.90(45)	68.79(35)	1.32(45)	0.011(8)

注:数据格式为平均值(样品数)。

在北部屯兰、东曲矿区太原组煤层厚度变化范围小,在4.5~5.5 m,平均厚度约为5 m。在中部邢家社地区煤层厚度变化范围比北部要大,在4.0~6.0 m,平均厚度也大致为5 m。由8号和9号煤层原煤灰分(A_d)和全硫含量可知:研究区内以低灰煤为主,中灰煤主要分布于研究区东、西北部,邢家社煤岩灰分在20%左右。研究区大部为低硫煤,中硫煤在研究区中部,由南向北呈带状分布。中高硫煤比较少,并且以环状形式分布其中。

2.2 含气性和储层物性

通过煤层气井采样测试与煤矿钻探取心测得的

即中部地区的煤层埋深较大,为600~900 m不等,北部和东南部埋深较小,为300 m左右。

2 开发地质特征

2.1 煤层厚度和煤岩煤质

8号煤平均厚度2.62 m,9号煤平均厚度2.69 m,整个目标层段厚度在2.08~9.10 m,平均厚度为5.31 m。8号、9号煤层从西北向东南总体上有变厚的趋势,但地区间煤层厚度差异比较大(表1)。

表1 太原组8号和9号煤化学组成

含气量测试,大部分地区含气量在6 m^3/t 以上(图2)。8号煤层的含气饱和度88.82%,含气量范围在5.46~15.71 m^3/t ,平均11.70 m^3/t 。9号煤层的含气饱和度96.59%,含气量范围在6.90~14.73 m^3/t ,平均11.34 m^3/t 。横向,在区块的中部和东南部,煤层气大量富集;垂向上,一般下部煤层煤层气含气量高于上部煤层;同一煤层,深部的煤层气含量高于浅部,符合煤层气的一般分布规律。马兰—草庄头向斜中南段和杜尔坪断裂带南部(邢家社勘探区及邻近地段和麦地掌与小回沟矿区附近)2个富集中心,是古交区块内最具有开发前景的地段^[19]。

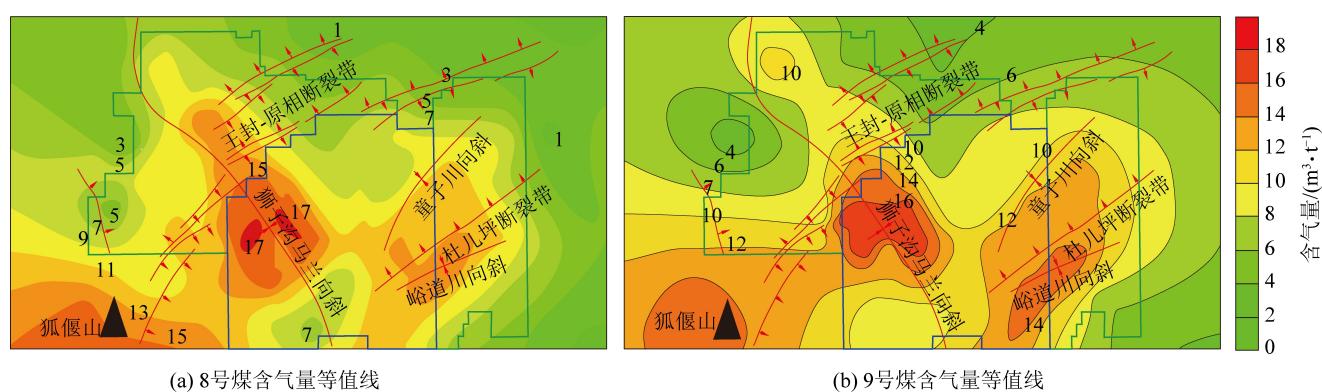


图2 太原组煤层含气量分布

Fig.2 Gas content distribution map of Taiyuan Formation coal seams

研究区煤层内生裂隙较为发育。从生产矿井及钻探采取的煤心中均可观察到在NWW, NNE和NE,NW向上各主要发育有两组裂隙。NE和NW向两组裂隙平直且紧密,属于压扭性。NWW和

NNE向两组裂隙轨迹平直,呈张开状态,属张扭性,两组裂隙互相切割。煤层裂隙中除某些地方可见局部方解石脉以外,一般无充填物^[19,21]。

研究区煤储层压力梯度为0.002 9~0.006 5

MPa/m, 属于欠压储层。8号煤层储层温度平均23.71℃。8号煤的兰氏体积介于19.36~27.91 m³/t, 平均为23.36 m³/t, 兰氏压力介于1.24~2.89 MPa, 平均为1.93 MPa。压力小于1 MPa时, 煤的吸附性随压力增加而呈线性增大; 大于3 MPa后煤的吸附能力增加逐渐变缓(图3a)。9号煤的兰氏体积介于18.51~27.41 m³/t, 平均为22.50 m³/t, 兰氏压力介于1.28~2.95 MPa, 平均为2.07 MPa。压力小于1 MPa时, 煤的吸附性随压力增加而呈线性增大; 大于3 MPa后煤的吸附能力增加逐渐变缓(图3b)。

2.3 试井和压力分析

研究区8号煤井底流压主要分布于3~7 MPa, 平均5.28 MPa。煤层压力梯度均小于1, 主要介于0.004~0.008 MPa/m(77%), 平均0.0066 MPa/m。8号煤层位于主力煤层最上部, 其见气压力能代表单井见气压力。煤层见气压力主要分布在2~2.5 MPa, 占统计总井数48%, 见气压力大于1.5 MPa的井占了总井数的81%(图4)。在目前所有已见气井

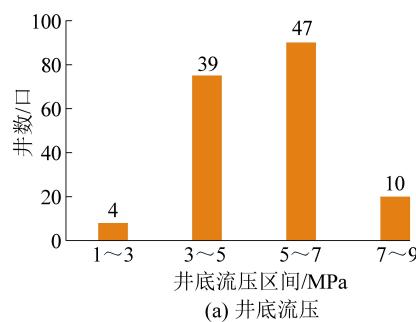


图4 研究区煤层井底流压、储层压力和见气压力分布区间

Fig.4 Distribution interval of bottom hole flow pressure, reservoir pressure and gas breakthrough pressure of coal seam in study area

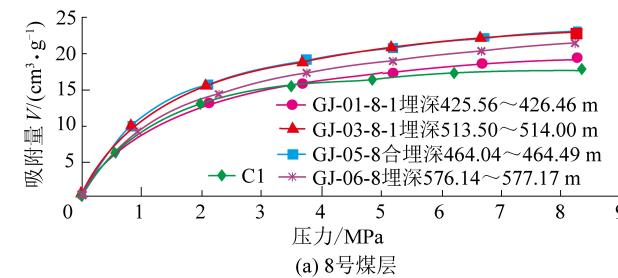
3 排采情况分析

研究区煤层气井产水较少, 产水井直井平均产水0.81 m³/d, 水平井平均产水1.95 m³/d, 直井平均水气比4.3 m³/km³, 水平井平均水气比1.34 m³/km³。研究区2019年投产新井目前处于排水降压阶段, 平均日产水0.79 m³/d, 2018年投产井目前平均日产水1.44 m³/d, 2017年投产直井目前平均产水0.77 m³/d, 水平井1.27 m³/d, 2016年投产直井平均产水0.25 m³/d。

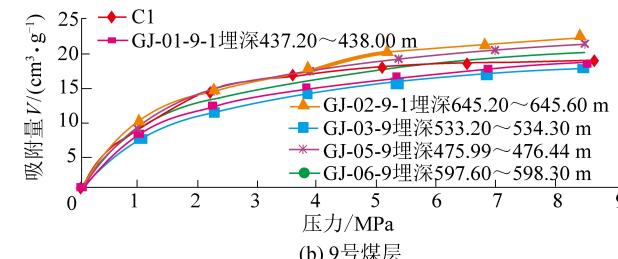
3.1 构造影响

古交区块不同生产区域生产差距较大, 受构造运动影响, 在狮子沟-马兰向斜核部, 单井产气量较低, 并且形成连片低产区域, 停排井都处于狮子沟-马兰向斜核部区域。目前产气效果最好的区域为北部中社地区及东北部龙子沟地区, 目前直井平均产气量分别为1112和844 m³/d。邢家社南部、北部及马兰

中, 8号煤层见气压力最高为2.49 MPa, 最小为0.67 MPa。



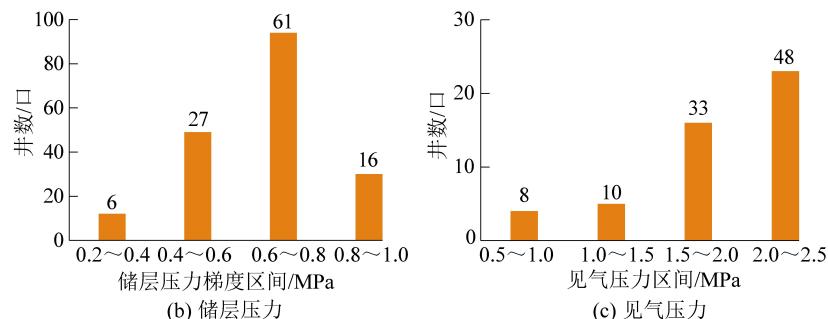
(a) 8号煤层



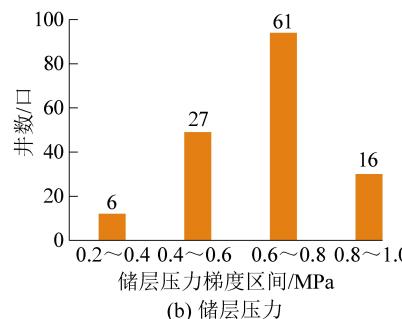
(b) 9号煤层

图3 储层温度下8和9号煤的等温吸附曲线

Fig.3 Adsorption curves of No. 8 and No. 9 coal at reservoir temperature



(b) 储层压力



(c) 见气压力

向斜核部目前平均产气量分别为513、473、98 m³/d。

受到构造运动影响, 导致马兰向斜核部渗透率变差, 地层应力集中, 压裂时加砂困难, 工程改造效果较差, 最终导致产气量降低, 在该区域形成连片低产井。根据压裂曲线统计, 目前古交区块产量小于500 m³/d的井中加砂困难井有34口。

3.2 见气压力

临界解吸压力对古交区块产能影响较大, 由于全区缺乏临界解吸压力测试数据, 根据生产数据, 用见气压力替代临界解吸压力, 定性分析全区临界压力分布情况。从8号煤见气压力与产气量统计来看, 见气压力与单井平均产气量呈指数相关, 见气压力达到1.8 MPa时产气效果较好(图5a)。8号煤和9号煤为主力产层, 选择主力煤层上部煤层研究全区的见气压力比较准确。研究区8、9号煤的储量丰度相当, 压裂方案是全部压开2套煤层, 8号煤见气压力能够代表井的见气压力, 也能够定性描述区块

的临界解吸压力。

分析研究区已有的173口投产井,其中投产时间主要介于1~3 a,占总井数77%(图5b)。根据目

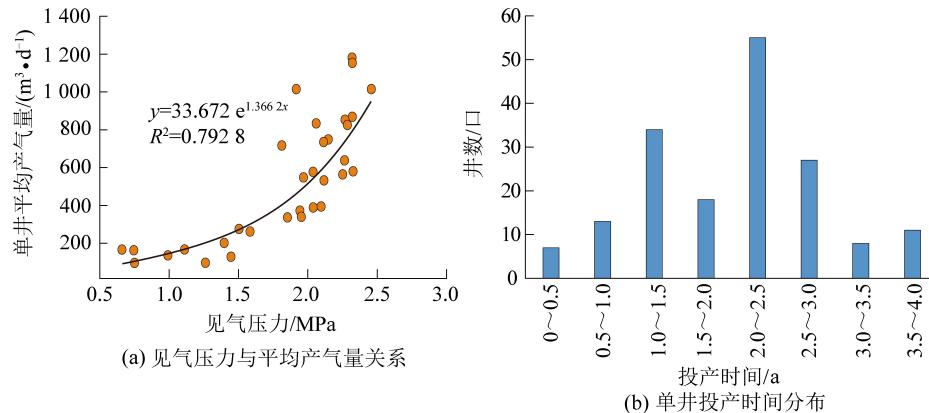


图5 研究区见气压力与平均产气量关系和单井投产时间分布

Fig.5 Relationship between gas pressure and average gas production in study area and distribution of single well production time

3.3 排采控制

研究区部分井由于停机检泵修泵或者管线等问题,导致暂时关井,关井后裂缝或者孔喉中的煤粉发生沉淀,导致地层渗透性变差,产量降低,影响最终的产气效果。其中研究区XJS019-1 V井经历2次停井,在排水降压阶段停井后,产水量从 $1.2 \text{ m}^3/\text{d}$ 降至 $0.4 \text{ m}^3/\text{d}$,在产气阶段停井后,产气量从 $700 \text{ m}^3/\text{d}$ 降至 $500 \text{ m}^3/\text{d}$ 。XJS019-2D井经历两次停井,在排水降压阶段停井后,产水量从 $1.2 \text{ m}^3/\text{d}$ 降至 $0.8 \text{ m}^3/\text{d}$,在产气阶段停井后,产气量从 $500 \text{ m}^3/\text{d}$ 降至 $350 \text{ m}^3/\text{d}$ 。两井均因停排导致煤粉沉淀,储层渗透性变差。

4 开发潜力优化

由以上分析可知,目前造成低产井的原因包括有:构造运动导致地应力集中,工程改造困难;主力

前已有生产数据,见气压力与产气量呈现较好的正相关,在主力煤层见气压力较低的区域,气体解吸困难。

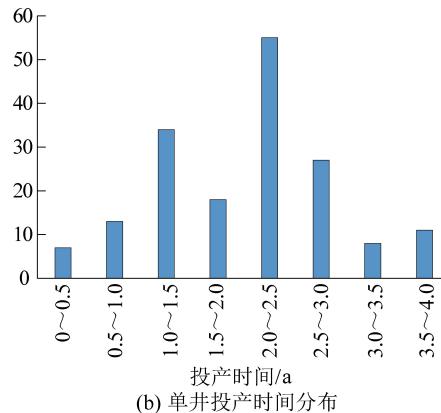


图5 研究区见气压力与平均产气量关系和单井投产时间分布

煤层见气压力较低,气体解吸困难;由于生产原因间断性排采,导致裂缝或孔喉堵塞等。目前古交大部分低产井处于应力集中区域、储量丰度较低区域及见气压力较低区域,就目前掌握的地质资料及钻井情况来看,前期布井大部分集中于这些区域,这也是目前造成古交区块开发效果不理想的原因^[22-25]。

4.1 开发效果评价

在此基础上,基于资源丰度和见气压力对煤层气产气效果进行模拟。结果显示:当储量丰度达到 $0.4 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,见气压力大于1.8 MPa时,20 a 累计产气量达到 $957 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。当储量丰度达到 $0.3 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,见气压力达到1.2 MPa时,20 a 累计产气量达到 $739 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。当储量丰度为 $0.2 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,见气压力小于1.2 MPa时,20 a 累计产气量达到 $559 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。基于此,可以划分不同的有利区段,其中资源量丰度大于 $0.4 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ (图6)。

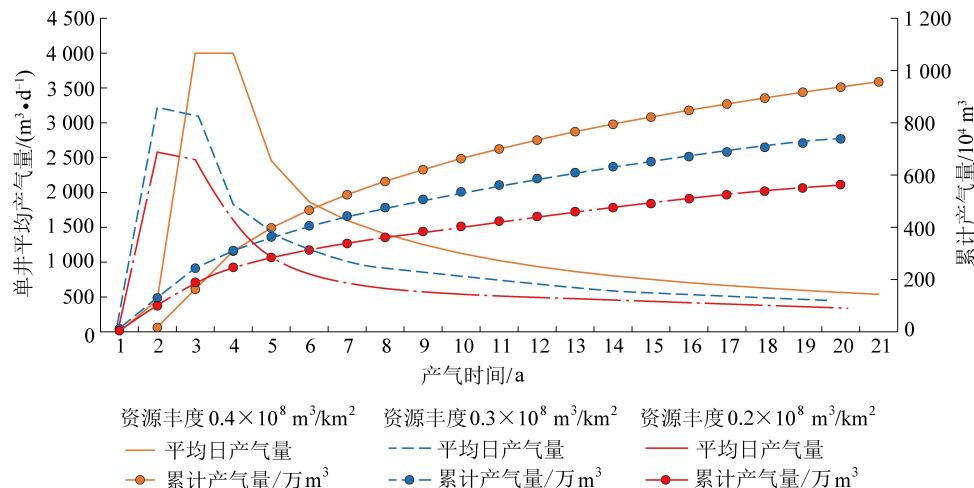


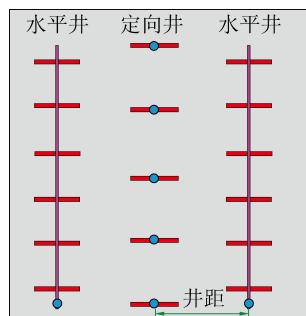
图6 不同资源丰度和见气压力条件下煤层产气量差异

Fig.6 Gas production difference of coal seam under different resource abundance and gas pressure

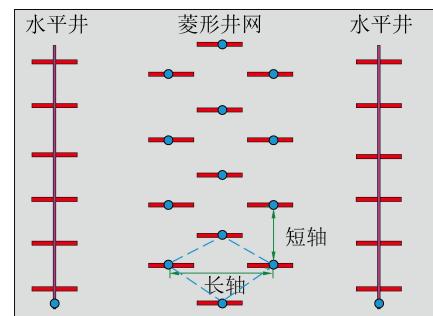
4.2 井型和井网选择

根据古交区块地质特征参数建立数值模拟模型:

参数	数值
埋深/m	650
煤层厚度/m	3.5
渗透率/ m^2	10^{-16}
孔隙度/%	4.5
煤密度/($g \cdot cm^{-3}$)	1.5
储层压力/MPa	2.26
初始含气量/($m^3 \cdot t^{-1}$)	10.2
含气饱和度/%	94.52
朗格缪尔体积/($m^3 \cdot t^{-1}$)	21.63
朗格缪尔压力/MPa	2.27



(a)定向井与水平井距离优化模拟



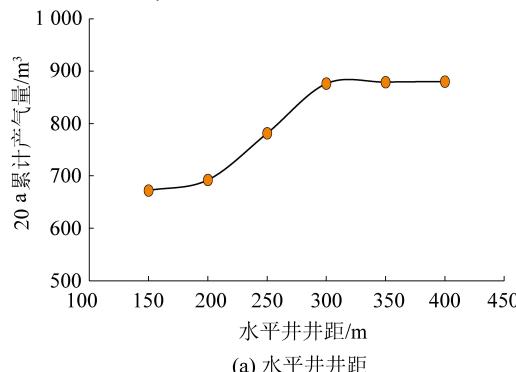
(b)菱形井网短轴/长轴长度优化模拟

图7 直井菱形井网及水平井+直井混合井网优化模式示意

Fig.7 Optimization model of different well pattern combination types

模拟后发现:通过水平井经济效益为目标优化水平井长度,随着水平井长度的增加,其产气增加幅度逐渐降低,但其钻井成本在逐渐增加,在水平段长度为700 m左右时,其经济效益达到最大;当水平井长度一致时,随着裂缝间距的减少,水平井累计产气量增加,但增加幅度降低,压裂费用相应增加,在压裂段数在8段时(对应裂缝间距),其经济效益达到最大;将裂缝长度转化为加液量来计算其成本,通过水平井产气利润为目标优化裂缝长度,随着加砂量的增加,裂缝长度增加变得缓慢,其产气增加幅度逐渐降低,但其压裂成本在逐渐增加。在裂缝长度为80 m左右时,其经济效益达到最大。

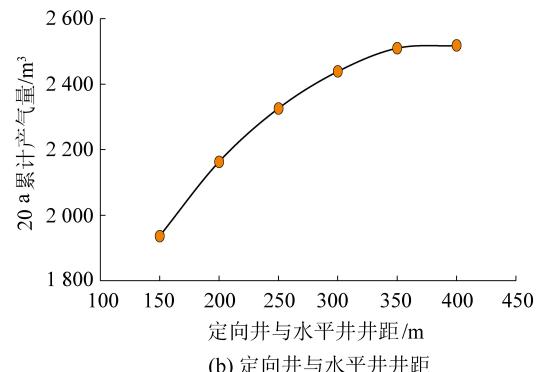
随着水平井井距的增加,单井累积产气量增加,但增加幅度在逐渐降低,当水平井井距达到300 m



(a)水平井井距

模拟不同井型单井及不同井网开发效果,以产能或经济性为原则对井型(包括水平井裂缝间距、水平井水平段长度、裂缝长度等)、井网(包括水平井井网、直井菱形井网及水平井+直井混合井网等)进行优化(图7),得到最优井型和井网。具体为:①以水平井经济效益为目标优化水平井长度,得出最大经济效益对应的水平井长度;②控制水平井长度一致,逐渐增加裂缝条数来缩小裂缝间距,得出最大经济效益对应的压裂段数;③通过水平井产气利润为目标优化裂缝长度,得出最大经济效益对应的裂缝长度。

时,继续增加水平井井距,水平井累积产气量往后几乎不再增加,此时压力波达到最大波及范围,水平井井距最优为300 m。随着定向井与水平井距离的增加,压力波及范围增大,当距离增大至350 m时,产气量增加幅度大幅降低,在定向井与水平井距离达到350 m时,布井开发效率达到最大。随着短轴长度的增加,模型内定向井数量降低,相应的产气量降低,生产成本降低,经济效益先增加后降低,当短轴距离为200 m时,模型经济效益达到最大。随着定向井菱形井网长轴距离的增加,累计产气量逐渐增加,但增加幅度降低,当长轴距离达到300 m时,累计产气量几乎不再增加,此时的压降漏斗不在往外扩展,菱形井网最优长轴距离为300 m(图8)。



(b)定向井与水平井井距

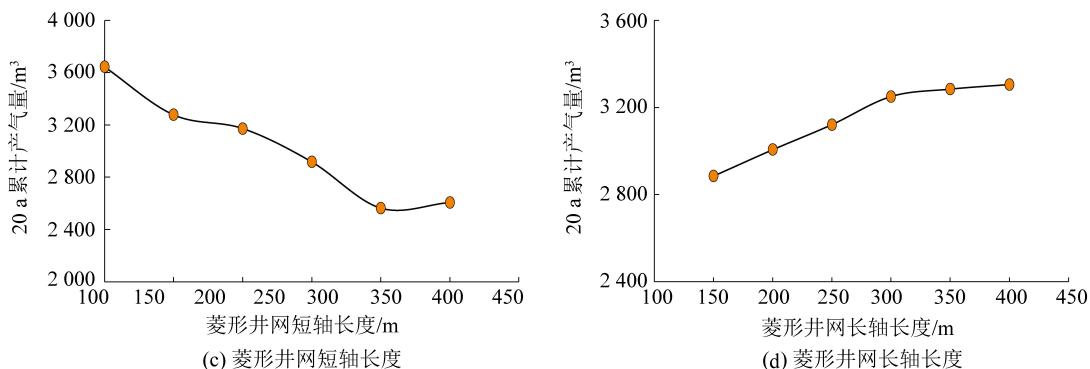


图 8 不同井网优化条件下的累计产气量

Fig.8 Cumulative gas production under different well pattern optimization conditions

5 结 论

1) 研究区主力煤层分布稳定,厚度中等,埋深适中,生气能力强,含气量高。煤层物性中等,含气饱和度高,临储比高,见气时间早,具有较好的开发潜力。

2) 影响研究区煤层气开发的因素包括构造运动导致地应力集中,工程改造困难;主力煤层见气压力较低,气体解吸困难;开发过程中间隙性排采,导致裂缝或孔喉堵塞等。其中大部分低产井处于应力集中、储量丰度较低及见气压力较低区域,是造成研究区开发效果不理想的原因。

3) 基于资源丰度和见气压力对煤层气产气效果进行模拟,当储量丰度达到 $0.4 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,见气压力大于 1.8 MPa 时开发效果较好。研究区水平井水平段长度为 700 m、压裂 8 段、裂缝长度 80 m 时,经济效益最佳。水平井井距最优为 300 m。随着定向井与水平井距离在 350 m 时,布井开发效率达到最大。在定向井菱形井网中,短轴距离为 200 m、长轴距离为 300 m,开发效果最佳。

参考文献(References):

- QIN Y, MOORE T A, SHEN J, et al. Resources and geology of coalbed methane in China:a review [J]. International Geology Review, 2017, 1-36.
- 李勇,王延斌,孟尚志,等.煤系非常规天然气合采地质基础理论进展及展望[J].煤炭学报,2020,45(4):1406-1418.
- LI Yong, WANG Yanbin, MENG Shangzhi, et al. Theoretical basis and prospect of coal measure unconventional natural gas co-production [J]. Journal of China Coal Society, 2020, 45 (4): 1406-1418.
- 李勇,王延斌,倪小明,等.煤层气低效井成因判识及治理体系构建研究[J].煤炭科学技术,2020,48(2):185-193.
- LI Yong, WANG Yanbin, Ni Xiaoming. Study on identification and control system construction of low efficiency coalbed methane wells
- [J]. Coal Science and Technology, 2020, 48 (2) : 185-193.
- 李勇,孟尚志,吴鹏,等.煤层气成藏机理及气藏类型划分:以鄂尔多斯盆地东缘为例[J].天然气工业,2017,37(8):22-30.
- LI Yong, MENG Shangzhi, WU Peng, et al. Accumulation mechanisms and classification of CBM reservoir types:a case study from the eastern margin of the Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37 (8) : 22-30.
- 朱庆忠,杨延辉,王玉婷,等.高阶煤层气高效开发工程技术优选模式及其应用[J].天然气工业,2017,37(10):27-34.
- ZHU Qingzhong, YANG Yanhui, WANG Yuting, et al. Optimal geological-engineering models for highly efficient CBM gas development and their application [J]. Natural Gas Industry, 2017, 37 (10) : 27-34.
- 秦勇,申建,沈玉林,等.苏拉特盆地煤系气高产地质原因及启示[J].石油学报,2019,40(10):1147-1157.
- QIN Yong, SHEN Jian, SHEN Yulin, et al. Geological causes and inspirations for high production of coal measure gas in Surat Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40 (10) : 1147-1157.
- 罗平亚.关于大幅度提高我国煤层气井单井产量的探讨[J].天然气工业,2013,33(6):1-6.
- LUO Pingya. A discussion on how to significantly improve the single-well productivity of CBM gas wells in China [J]. Natural Gas Industry, 2013, 33 (6) : 1-6.
- 李勇,许卫凯,高计县,等.“源-储-输导系统”联控煤系气富集成藏机制:以鄂尔多斯盆地东缘为例[J].煤炭学报,2021,46(8):2440-2453.
- LI Yong, XU Weikai, GAO Jixian, et al. Mechanism of coal measure gas accumulation under integrated control of “source reservoir-transport system”: A case study from east margin of Ordos Basin [J]. Journal of China Coal Society, 2021, 46 (8) : 2440-2453.
- 孟召平,李国富,杨宇,等.晋城寺河井区煤矿采空区煤层气地面抽采关键技术研究[J].煤炭科学技术,2021,49(1):240-247.
- MENG Zhaoping, LI Guofu, YANG Yu, et al. Study on key technology for surface extraction of coalbed methane in coal mine goaf from Sihe Wells Area, Jincheng [J]. Coal Science and Technology, 2021, 49 (1) : 240-247.
- 叶建平,武强,王子和.水文地质条件对煤层气赋存的控制

- 作用[J].煤炭学报,2001,26(5):459-462.
- YE Jianping, WU Qiang, WANG Zihe. Controlled characteristics of hydrogeological conditions on the coalbed methane migration and accumulation[J]. Journal of China Coal Society, 2001(5): 459-462.
- [11] 杨陆武. 难动用煤层气资源的高产开采技术研究:论煤层气资源的特殊性及其开发工程中的“窗-尾效应”[J]. 煤炭学报,2016,41(1):32-39.
- YANG Luwu. Produce high rate gas from poor CBM reservoir—Study on CBM resource types and “Window-Longtail Effects” of reservoir during delivering gas[J]. Journal of China Coal Society, 2016,41(1):32-39.
- [12] 宋岩,柳少波,马行陟,等. 中高煤阶煤层气富集高产区形成模式与地质评价方法[J]. 地学前缘,2016,23(3):1-9.
- SONG Yan, LIU Shaobo, MA Xingzhi, et al. Research on formation model and geological evaluation method of the middle to high coal rank coalbed methane enrichment and high production area[J]. Earth Science Frontiers, 2016,23(3):1-9.
- [13] 刘大锰,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.
- [14] 许江,李奇贤,彭守建,等. 叠置含气系统煤层气开采物理模拟试验方法研究[J]. 煤炭科学技术,2021,49(1):225-233.
- XU Jiang, LIQixian, PENGShoujian, et al. Study on physical simulation test method of coalbed methane production in superimposed gas-bearing system [J]. Coal Science and Technology, 2021, 49(1):225-233.
- [15] 章朋,孟雅,刘超英,等. 煤层气井排采中不同应力机制下含断裂煤储层稳定性分析[J]. 煤炭科学技术,2022,50(3): 169-175.
- ZHANG Peng, MENG Ya, LIU Chaoying, et al. Stability analysis of fractured coal reservoirs under different stress mechanisms in coalbed methane well drainage [J]. Coal Science and Technology, 2022,50(3):169-175
- [16] 陈振宏,王一兵,孙平. 煤粉产出对高煤阶煤层气井产能的影响及其控制[J]. 煤炭学报,2009,34(2):229-232.
- CHEN Zhenhong, WANG Yibing, SUN Ping. Destructive influence sand effectively treatments of coal powder to high rank coalbed methane production[J]. Journal of China Coal Society, 2009,34(2):229-232.
- [17] 刘大锰,贾奇峰,蔡益栋. 中国煤层气储层地质与表征技术研究进展[J]. 煤炭科学技术,2022,50(1):196-203
- LIU Dameng, JIA Qifeng, CAI Yidong. Research progress on coalbed methane reservoir geology and characterization technology in China [J]. Coal Science and Technology, 2022, 50 (1): 196-203.
- [18] 朱伟鹏,宋公社,陈强,等. 西山煤田石炭—二叠纪岩相古地理演化特征分析[J]. 西北地质,2020,53(4):20-33.
- ZHU weipeng, SONG commune, CHEN Qiang, et al. Analysis on paleogeographic evolution of Carboniferous-Permian lithofacies in Xishan coalfield[j]. Northwest Geology, 2020,53(4):20-33
- [19] 张飞. 邢家社开发区煤层气赋存规律与靶区优选[D]. 徐州:中国矿业大学,2017.
- ZHANG Fei. Coalbed methane occurrence and target areas optimization in Xingjiashe development area, Gujiao Block [D]. Xuzhou: China University of Mining and Technology, 2017.
- [20] 赵刚,韩学婷,李陈,等. 古交地区煤层气勘探开发模式及技术研究[J]. 内蒙古煤炭经济,2019(12):56-58.
- ZHAO Gang, HAN Xueting, LI Chen, et al. Research on exploration and development mode and technology of coalbed methane in Gujiao area [j] Inner Mongolia Coal Economy, 2019(12):56-58.
- [21] 曹爱国. 西山煤田煤层气资源概况及开发前景探讨[J]. 山西能源与节能,2002(3):23-24.
- CAO Aiguo. Overview and development prospect of coalbed methane resources in Xishan coalfield[j] Shanxi Energy and Conservation, 2002(3):23-24
- [22] 叶建平,武强,叶贵钧,等. 沁水盆地南部煤层气成藏动力学机制研究[J]. 地质论评,2002(3):319-323.
- YE Jianping, WU Qiang, YE Guijun, et al. Research on the dynamic mechanism of coalbed methane reservoir formation in Southern Qinshui basin [J]. Geological Review, 2002 (3): 319-323.
- [23] 李仰民,王立龙,刘国伟,等. 煤层气井排采过程中的储层伤害机理研究[J]. 中国煤层气,2010,7(6):39-43,47.
- LI Yangmin, WANG Lilong, LIU Guowei, et al. Study on coal reservoir damage mechanism in dewatering and extraction process of CBM wells[J]. China Coalbed Methane, 2010,7(6):39-43,47.
- [24] 陈立超,王生维. 煤岩弹性力学性质与煤层破裂压力关系[J]. 天然气地球科学,2019(4):503-511.
- CHEN Lichao, WANG Shengwei. Relationship between elastic mechanical properties and equivalent fracture pressure of coal reservoir near wellbore [J]. Natural Gas Geoscience, 2019 (4): 503-511.