



移动阅读

李贵红,吴信波,刘钰辉,等.沁水潘庄煤层气井全生命周期产气规律与效果[J].煤炭学报,2020,45(S2):894-903.

LI Guihong, WU Xinbo, LIU Yuhui, et al. Full life-circle production and effect evaluation of Panzhuang coalbed methane wells in Qinshui Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2020, 45(S2): 894-903.

沁水潘庄煤层气井全生命周期产气规律与效果

李贵红,吴信波,刘钰辉,杨建超

(中煤科工集团西安研究院有限公司,陕西 西安 710054)

摘要:沁水盆地东南部潘庄区块煤层气开发条件得天独厚,已经实现了产业化,部分气井经过近15 a排采产量衰竭,有必要利用气井全生命周期数据评价产气规律和抽采效果。通过对产气量数据统计和实测剩余含气量与原始含气量的对比,分析了潘庄气井全生命周期产气特征,评价了煤层气地面抽采效果。对146口气井产气量统计分析发现,中、高及特高产井占比92%,平均1 a左右实现稳产,稳产期平均持续11 a,年平均采气速度17%,平均最终采收率达214%,与之相比国内大部分煤层气井产量低,而潘庄区块大部分气井稳产期到来早,持续时间长,采气速度快,最终采收率高。高产原因如下:首先,该区煤层气赋存及开采条件优越,煤的热成熟度高,生气量大,赋存了大量游离气资源,地质构造简单和处于地下水滞留区形成了优越的气体保存条件,煤体结构以原生和碎裂结构为主,裂隙发育,为气体产出和运移提供了通道;其次,研究区气井钻完井、压裂、排采措施基本类似,大部分气井单采3号煤层,产量大于3,9,15号煤合层排采,开采方案合理。研究区15年地面煤层气抽采效果明显,抽采5,7,13 a含气量降低率分别为42%,55%和82%,根据原位资源量和累计抽采量估算的剩余含气量为-43~8 m³/t,中、高及特高产井的最终剩余含气量达到零或负值,说明可采资源量远远大于地质探明储量,对煤层气以吸附气为主理论、容积法估算煤层气资源储量提出了挑战。

关键词:煤层气产量;抽采效果;地质条件;沁水盆地东南部;全生命周期产气

中图分类号:TE37 文献标志码:A 文章编号:0253-9993(2020)S2-0894-10

Full life-circle production and effect evaluation of Panzhuang coalbed methane wells in Qinshui Basin

LI Guihong, WU Xinbo, LIU Yuhui, YANG Jianchao

(Xi'an Research Institute of China Coal Technology & Engineering group Corp., Xi'an 710054, China)

Abstract: Panzhuang block in the southeast Qinshui Basin is the most potential coalbed methane (CBM) field, and industrial development has been realized. Some CBM wells have been exhausted after nearly 15-year production, so it is necessary to evaluate the gas production distribution and drainage effect in the full life-cycle production data. In the paper, by gas production data statistics and the analogy of residual gas content and primary gas content, the gas production distribution is analyzed and drainage effect in the full life-cycle production is evaluated. According to the analysis of 146 gas wells, The medium and high yield wells account for 92%, their early stable period begins at the first year or so, stable period lasts 11 years, gas recovery speed gets to 17% and ultimate recovery rate is 214% averagely,

收稿日期:2020-04-17 修回日期:2020-09-01 责任编辑:黄小雨 DOI:10.13225/j.cnki.jccs.2020.0625

基金项目:国家科技重大专项资助项目(2016ZX05067);陕西省自然科学基金面上资助项目(2019JM-314);天地科技股份有限公司科技创新创业资金专项资助项目(2018TDMS066)

作者简介:李贵红(1976—),女,山西怀仁人,研究员,博士。Tel:029-87862509, E-mail:guihong2005@163.com

and contrasted with other generally lowly productive wells in China, the highly productive wells in Panzhuang exhibit early stable period, long stable period, fast gas recovery speed and highly ultimate recovery rate. CBM production is generally high for the following reasons: first, excellent CBM occurrence and drainage conditions is the foundation for generally high production, high coal rank is due to large amount of gas-generating in the geological history, simple geological structure and being in the retention area of groundwater is good gas preservation conditions guarantee the occurrence of abundant free gas resources; coal body is mainly primary and cataclastic structure, and fracture provides the gas migration pathway. Second, gas well drilling, completion, fracturing and drainage follows similar steps, most gas well production of separate drainage for No. 3 coal is greater than that of cooperative drainage for No. 3, 9, 15 coal seam, and the development plan is reasonable. The drainage effect of the surface CBM wells during 15 years is obvious. The residual gas content test shows that the gas content reduction rate is 42%, 55% and 82% at the 5th, 7th and 13th year, respectively. According to the in-situ resource and cumulative drainage estimation the residual gas content ranges in $-43\sim 8\text{ m}^3/\text{t}$, and that of medium and high yield wells decreases to zero or negative. The recoverable resource is far more than geological reserves, which puts forward the challenge for CBM adsorption theory and the volume method for evaluating CBM resources.

Key words: CBM productivity; extraction effect; geological condition; southeast Qinshui basin; full life-cycle production

目前美国、澳大利亚和加拿大的煤层气已经实现了产业化。美国 6 个主要产气盆地中,粉河、尤因塔和拉顿盆地为低煤阶,圣胡安和黑勇士盆地为中煤阶,阿巴拉契亚盆地为高煤阶。2006 年美国煤层气年产量创历史最高,达 $498\times 10^8\text{ m}^3$ ^[1],占全美当年天然气总产量 9%,随后一直下降,2017 年全美煤层气产量 $277\times 10^8\text{ m}^3$,仅占天然气总产量 3%^[2],由于产量持续衰减,自 2018 年起美国能源信息署在年度油气探明储量报告中不再单列煤层气产量数据。

我国煤层气勘探开发始于 20 世纪 90 年代初,陆续发现了沁水盆地南部和鄂尔多斯盆地东缘 2 个千亿方大气田,2018 年全国煤层气累计探明储量 $7\ 118\times 10^8\text{ m}^3$,地面煤层气井 17 500 口,产量 $54.1\times 10^8\text{ m}^3$,主要集中在沁水盆地东南部,该区是我国首个实现煤层气产业化开发的区域,即便如此,不同区块气井产量差异仍然较大,潘庄直井全生命周期平均稳产约 $3\ 800\text{ m}^3/\text{d}$,而郑庄、成庄大部分气井产量在数 $100\sim 1\ 000\text{ m}^3/\text{d}$,赵庄、长平单井产量仅数百方。

研究表明,影响沁水盆地东南部产气能力的主要地质因素有煤层厚度、含气量、渗透性、含气饱和度、构造条件和煤体结构等^[3-13]。由于缺乏气井全生命周期生产数据支撑,以前对气井产能评价分析多采用数值模拟^[14],未能实现对气井产气规律和产气效果的客观评价。历经近 30 a 的勘探开发实践,潘庄部分气井经过近 15 a 排采产量衰竭,积累了丰富的煤层气资料,笔者以潘庄区块为研究对象,评价了典型气井全生命周期的产气规律,分析了控制气井产量的地质和工程因素,并结合检验井剩余含气量测试,评估了地面煤层气井抽采效果。

1 地质背景

潘庄区块煤层沉积稳定,煤热演化程度高,煤层气资源丰富,含气量大,渗透率高,从资源和可采性具备了高产条件。

研究区处于沁水复向斜盆地的翘起端,整体上构造变形相对简单^[15],以平行展布的次级背、向斜为主,断裂构造较少(图 1)。断层走向主要为 NNE 和 NE 向,倾角普遍大于 60° ,性质以正断层为主,寺头断层为其西北边界,是区内规模最大的断裂构造,落差 $50\sim >100\text{ m}$,延伸长度超过 10 km ,存在规模较小的同方向隐伏断层;区内褶皱较发育,背斜和向斜相间排列,呈近等间距状态,褶皱两翼基本对称,倾角 $5^\circ\sim 15^\circ$ 。

目标层 3 号煤层埋深较浅,分布于 $150\sim 650\text{ m}$ (全区);厚度 $5.40\sim 6.95\text{ m}$,平均 6.48 m ;自然解吸含气量高, $4.65\sim 29.02\text{ m}^3/\text{t}$,平均 $19.12\text{ m}^3/\text{t}$;储压力梯度 $0.439\sim 0.925\text{ MPa}/\text{hm}$,平均 $0.407\text{ MPa}/\text{hm}$,为欠压区;最大吸附能力平均 $38\text{ m}^3/\text{t}$,特征解吸时间 11.15 d ;渗透率整体高, $0.087\times 10^{-15}\sim 170.32\times 10^{-15}\text{ m}^2$,平均 $9.2\times 10^{-15}\text{ m}^2$,32 个数据中一半大于 $1\times 10^{-15}\text{ m}^2$,见表 1。

2 煤层气井产气规律

2.1 稳产期与产气量

统计潘庄寺河矿西二和东五盘区 146 口煤层气井 2006—2019 年生产数据,其中 123 口井停采,15 口井产气量小于 $2\ 000\text{ m}^3/\text{d}$,8 口井日产气量目前仍大于 $2\ 000\text{ m}^3$,这些气井均未受到煤炭采动影响。单井累计产气 $90\times 10^4\sim 3\ 434\times 10^4\text{ m}^3$,平均 $1\ 259\times 10^4\text{ m}^3$;最高单

井日产气量 1 848~23 088 m³, 平均 11 365 m³; 单井日
产气量 936~8 028 m³, 平均 4 030 m³; 产水量一般低于

3 m³/d, 部分气井不产水; 气井套压最高 0.6 ~
1.1 MPa, 平均 0.23~0.43 MPa, 平均 0.32 MPa。

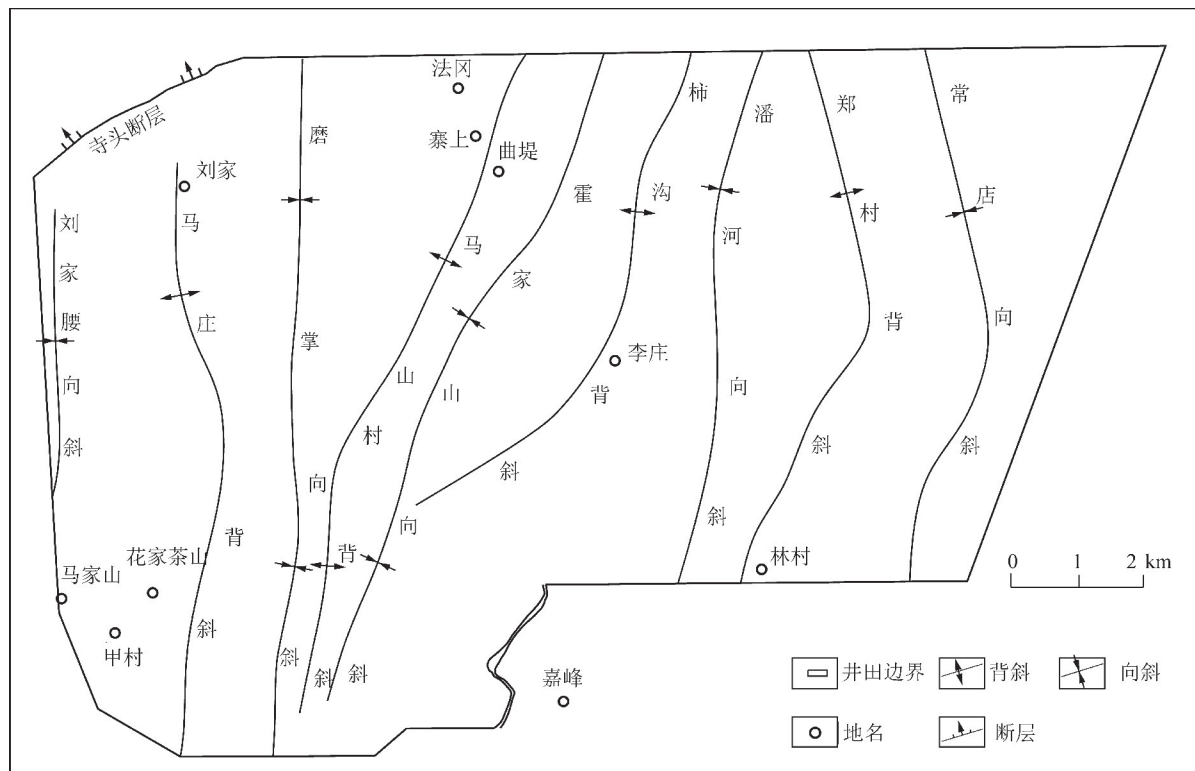


图 1 潘庄区块构造纲要

Fig. 1 Outline structure map of Panzhuang

表 1 潘庄区块 3 号煤储层参数

Table 1 Reservoir parameters in Panzhuang

参数	分布范围	平均值	数据量	备注
储层埋深/m	260.76~379.15	311.90	44	据井资料
目标层厚度/m	5.40~6.95	6.48	44	
含气量/(m ³ ·t ⁻¹)	4.65~29.02	19.12	54	自然解吸
甲烷体积分数/%	98.18~99.47	98.84	3	
特征解吸时间/d	5.44~16.60	11.15	5	
兰氏体积/(m ³ ·t ⁻¹)	33.16~42.84	38.00	2	等温吸附
兰氏压力/MPa	2.88~2.91	2.89	2	
储层压力/MPa	0.16~3.72	1.58	32	原始储层注入/降压试井
储层压力梯度/(MPa·hm ⁻¹)	0.439~0.925	0.64	30	
渗透率/10 ⁻¹⁵ m ²	0.087~170.32	9.2	32	
地应力/MPa	3.79~14.91	8.26	30	
地应力梯度/(MPa·hm ⁻¹)	1.10~3.44	1.87	30	

《煤层气资源/储量规范》(DZ/T 0216—2010)中
对气井产量分类如下: 低于 1 000 m³/d 低产井、1 000~
10 000 m³/d 中产井、高于 10 000 m³/d 高产井, 考虑到
我国近 30 a 煤层气井产量普遍低, 套用该分类存在困
难; 另外潘庄气井大部分产量 1 000~10 000 m³/d, 据
此规范全部纳入中产井, 不方便讨论, 故未采用上述规

范分类方案。本次依据平均日产气量 2 000 m³/d 以
下、2 000~4 000 m³/d、4 000~6 000 m³/d、大于
6 000 m³/d 划方案, 将潘庄气井划分为低、中、高、特
高产井 4 类。146 口气井中, 中高产井 135 口, 占 92%;
低产井 11 口, 占 8%; 中产井 70 口, 占 48%; 高产井 48
口, 占 33%; 特高产井 17 口, 占 11%。

以日产气量大于 $2\ 000\ \text{m}^3/\text{d}$ 作为进入稳产阶段判别标准,将产气阶段划分为上升期、稳定期和衰减期。统计发现,进入稳产期时间为 $0\sim 9.5\ \text{a}$,平均 $1.63\ \text{a}$,区块整体在第 2 年进入稳产期,稳产期持续 $0.6\sim 13\ \text{a}$,平均 $9.46\ \text{a}$;气井一般生产 $10\ \text{a}$ 后进入产量衰减期,平均日产气量逐渐低于 $2\ 000\ \text{m}^3$ 。

低、中、高和特高产井稳产期比较表明,一般低产井平均稳产期到来较晚,平均 $4.1\ \text{a}$ 进入稳产阶段(图 2),稳产持续时间与中高产井比明显较短,平均仅 $4.2\ \text{a}$;而中高产井进入稳产期早,平均 $0.2\sim 1.3\ \text{a}$,比低产井平均提前 $3\ \text{a}$ 多,高产井和特高产井往往在排采 $2\sim 4$ 个月内产量迅速上升超过 $2\ 000\ \text{m}^3/\text{d}$,即进入稳产期,中高产井稳产持续时间平均在 $11\ \text{a}$ 以上,比低产井平均稳产期长 $6\ \text{a}$ 多。以 SHx133 井为例,目前已稳产 $13\ \text{a}$,但截止 2019 年 8 月份产气量仍高达 $4\ 272\ \text{m}^3/\text{d}$,仍处于稳产阶段,预计稳产期可达 $15\ \text{a}$ 。

2.2 采气速度和最终采出率

采气速度是指气田在稳产阶段内,年采气量占原始可采储量的百分比,用来表征气田开采的快慢程度。研究区气井年采气速度平均 $5\%\sim 25\%$,低、中、

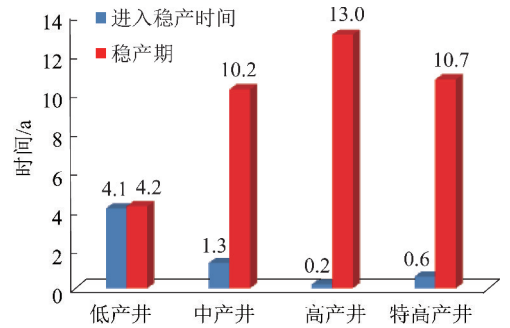


图 2 潘庄气井平均稳产期早晚和持续时间对比

Fig. 2 Comparison for the average start and elapsed time of the stable production period of Panzhuang gas wells

高、特高产井的差距较大(表 2,图 3)。以低产井 SHX-128、中产井 SHX-139、高产井 SHX-115 和特高产井 SH-079 为例,气井平均日产气量分别为 $1\ 406$, $3\ 434$, $5\ 648$ 和 $8\ 028\ \text{m}^3/\text{d}$;年平均采气速度分别为 5% , 10% , 16% 和 25% ,低产井和中高产井的平均采气速度相差 12% 。低、中、高产井采气速度波动不明显,而特高产井 SH-079 年采气速度在排采前 $3\ \text{a}$ 和低产井接近,明显低于中产井 SHX-139 和高产井 SHX-115,但在第 3 年后迅速超过中高产井,最高达到 42% 以上,在第 10 年发生波动,此后在 20% 左右。

表 2 潘庄区块典型低、中、高、特高产井生产参数统计

Table 2 Parameters of low, medium, high, super-high productive well in Panzhuang block

时间/a	低产井 SHX-128			中产井 SHX-139			高产井 SHX-115			特高产井 SH-079		
	年产量/ $10^4\ \text{m}^3$	采气速 度/%	采出 率/%	年产量/ $10^4\ \text{m}^3$	采气速 度/%	采出 率/%	年产量/ $10^4\ \text{m}^3$	采气速 度/%	采出 率/%	年产量/ $10^4\ \text{m}^3$	采气速 度/%	采出 率/%
1	30	3	3	110	9	9	176	14	14	19	2	2
2	46	4	7	132	11	19	230	19	33	80	7	9
3	54	5	12	266	21	41	253	21	54	383	34	43
4	61	6	18	181	15	55	198	16	69	442	39	82
5	64	6	24	161	13	68	190	15	81	442	39	121
6	53	5	28	126	10	78	148	12	96	470	42	163
7	53	5	33	109	9	87	183	15	120	398	35	198
8	67	6	40	92	7	95	295	24	139	339	30	229
9	59	5	45	177	14	109	227	19	158	95	8	237
10	39	4	49	102	8	117	237	19	175	326	29	266
11	43	4	53	35	3	120	209	17	192	223	20	286
12	49	5	57	56	4	124	205	17	208	216	19	305
13	30	3	60	34	3	127	37	3	211			
平均采气速度/%		5			10			16			25	

采出率是指累计采出气量与气田原始地质储量之比,一般用百分数表示。研究区中、高、特高产井煤层气最终采出率远超国内其他气田(表 2、图 4),甚至远超美国圣胡安(66%)、尤因塔(57%)、黑勇士(53%)和粉河盆地(62%),实属罕见。以低产井 SHX-128、中产井 SHX-139、高产井 SHX-115 和

特高产井 SH-079 为例,最终采出率分别达到 60% , 127% , 211% 和 305% ,低产井和中高产井平均最终采出率相差 154% 。特高产井 SH-079 的采出率前 $4\ \text{a}$ 低于中产井和高产井,后超过中产井和高产井,一直遥遥领先。

低产井 SHX-128 可采资源量为地质探明储量的

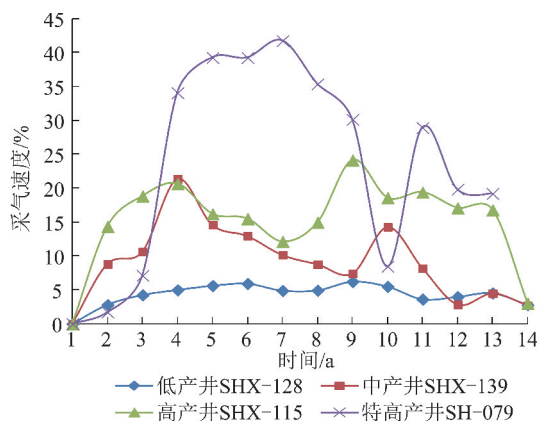


图3 潘庄区块典型气井年采气速度对比

Fig. 3 Gas productive rate of typical well in Panzhuang

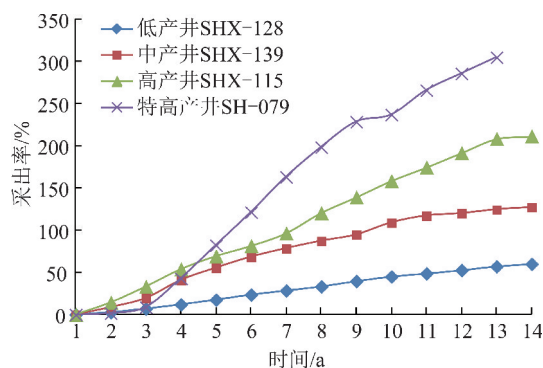


图4 潘庄区块典型气井最终采出率对比

Fig. 4 Ultimate gas recovery of typical well in Panzhuang

3/5, 中产井 SHX-139、高产井 SHX-115 和特高产井 SH-079 的可采资源量远大于地质探明储量, 分别为 1.27, 2.11 和 3.05 倍。这一现象在潘庄区块比较普遍, 说明研究区煤变质程度高, 地质历史时期生气量大, 据煤的生气热模拟实验结果, 当镜质体反射率达到 3.44%, 吨煤气态烃产量可达到 $226 \text{ m}^3/\text{t}$ ^[16], 寺

河煤的镜质体反射率(R_0)为 3.6%~4.2%, 说明地质历史时期的生气量相当可观, 目前自然解吸发现煤中含气量平均 $19.12 \text{ m}^3/\text{t}$, 说明绝大部分烃类气体在生成之后, 经过漫长的地质时间, 运移到了煤层其它部位及其围岩中, 再加上保存条件好, 这些气体以游离气方式赋存下来。随着气井排采, 储层压力下降, 邻近游离气向井筒流动汇聚, 造成气井累计产量远远大于地质探明储量, 这正是该区气井普遍高产的原因。不仅晋煤集团潘庄项目煤层气以中高产井为主, 中联煤层气公司潘河和潘庄项目同样呈现高产, 总产量大大超过预期^[17]。该现象对煤层气以吸附气为主理论、容积法估算煤层气资源储量提出了挑战。

3 抽采效果分析

3.1 检验井剩余含气量分析

早在 1993 年潘庄区块施工了 7 口老井(编号 P-1~P-7), 2005 年启动了地面煤层气井规模排采, 目前气井达到上千口。地面煤层气预抽能有效降低煤层含气量, 为了验证地面煤层气抽采效果, 2012 年寺河矿西二盘区和东五盘区施工了 22 口抽采效果检验井^[18], 采用高温解吸方法测试了剩余含气量; 2019 年寺河西二盘区施工了 2 口检验井, 采用自然解吸法测试了剩余含气量。

沁水盆地东南部抽采效果检验数据见表 3, 寺河西二盘区抽采 5 a 平均原始含气量由 $23.18 \text{ m}^3/\text{t}$ 降至 $13.91 \text{ m}^3/\text{t}$, 降低 42%; 东五盘区抽采 7 a 后含气量由原始 $23.07 \text{ m}^3/\text{t}$ 降至 $10.55 \text{ m}^3/\text{t}$, 降低 55%; 西二盘区抽采 13 a 平均原始含气量降至 $3.89 \text{ m}^3/\text{t}$, 降低 82%。

表 3 寺河矿煤储层剩余含气量测试结果

Table 3 Residual gas content in coal reservoir in Sihe mine

盘区	煤层	排采开始时间	含气量测试时间/a	原始含气量/ $(\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1})$	剩余含气量/ $(\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1})$	含气量降低百分比/%	排采方式	含气量测试方法
东五盘	3	2005 年	排采 7	23.07	10.55	55	单采 3 号煤层	高温解吸
西二盘	3	2007 年	排采 5	23.28	13.91	42		高温解吸
	3	2007 年	排采 13	21.61	3.89	82		自然解吸

3.2 剩余含气量估算

估算剩余含气量的方法如下: 气井控制面积内的原位地质储量减去累计气体采出量即为剩余资源量, 根据估算资源量的容积法, 剩余资源量除以气井控制面积、煤层厚度和煤的密度就可以折算出气井控制范围内的剩余含气量。结果表明(表 4, 图 5), 中高产井含气量降低幅度大, 剩余含气量从排采第 1 年起逐年下降, 其下降速度远远大于普通井, 抽采效果非常

好。低产井 SHX-128 排采 13 a 含气量由 $20 \text{ m}^3/\text{t}$ 降至 $8 \text{ m}^3/\text{t}$, 中产井 SHX-139、高产井 SHX-115、特高产井 SH-079 含气量在排采 8, 6, 4 a 多剩余含气量降至了 0, 在排采 13 和 12 a 之后剩余含气量降至 -6, -24, -43 m^3/t 。

中高、特高产井在抽采结束后剩余含气量估算值为零或负值, 前已述及, 这是因为煤储层内赋存大量游离气资源。实际上排采结束后煤储层仍存在废弃

压力,保留了一定气量,不可能抽尽,检测表明西二盘区剩余含气量 $3.89 \text{ m}^3/\text{t}$ 。

表 4 潘庄气井控制范围内平均剩余含气量估算
Table 4 Residual gas content calculation in Panzhuang after full-life circle production

时间/a	平均剩余含气量估算/ $(\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1})$			
	低产井 SHX-128	中产井 SHX-139	高产井 SHX-115	特高产井 SH-079
0	20	23	22	21
1	19	21	19	20
2	18	18	15	19
3	17	13	10	12
4	16	10	7	4
5	15	7	4	-4
6	14	5	1	-13
7	13	3	-4	-21
8	12	1	-9	-27
9	11	-2	-13	-29
10	10	-4	-16	-35
11	9	-5	-20	-39
12	8	-6	-24	-43
13	8	-6	-24	-43

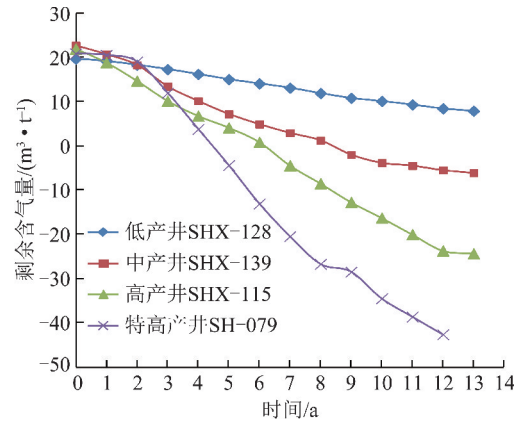


图 5 潘庄区块典型气井剩余含气量对比

Fig. 5 Residual gas content of typical gas well in Panzhuang

4 开发条件差异性分析

以下从地质条件和工程因素 2 个方面分析造成气井产能差异的原因。

4.1 水动力条件

沁水盆地东南部地下水动力分区与煤层含气性变化较一致^[11-12],总体上由东向西增大,形成了郑庄和潘庄两个汇流区和煤层气聚集区(图 6)。潘庄区

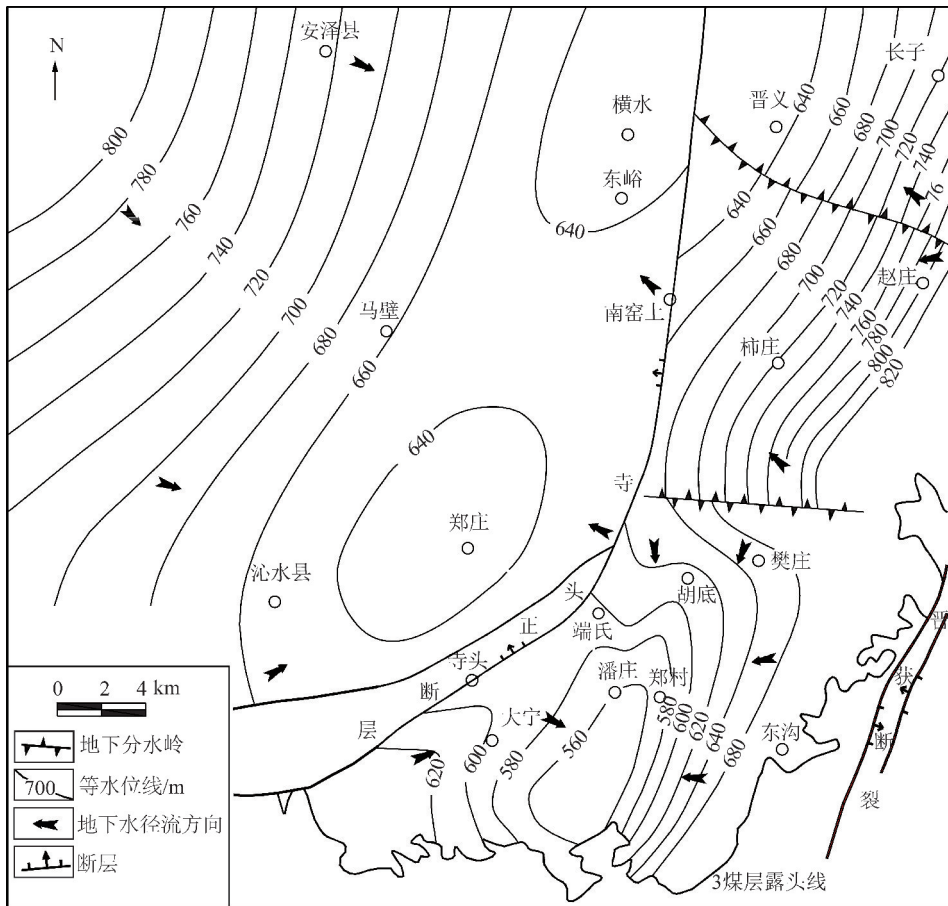


图 6 沁水盆地南部煤系含水层地下水等水位线

Fig. 6 Groundwater level contour in coal measure aquifer in the southeast Qinshui basin

块位于地下水滞留区,地下水对煤层气形成水动力封闭作用,吸附气和游离气的保存条件好,含气量比成庄高出近 $10 \text{ m}^3/\text{t}$;成庄、赵庄、长平等区块邻近沁水盆地东南部边缘,位于径流区,径流强度较大,煤层气向外解吸逸散较强,导致在煤级、煤厚、围岩等保存条件类似的情况下煤层含气量降低,煤层气资源丰度低。

在煤层厚度分布稳定前提条件下,潘庄气井 58 组数据统计表明:煤层含气量总体与平均产气量呈正相关,含气量越大,产气量越高(图 7)。

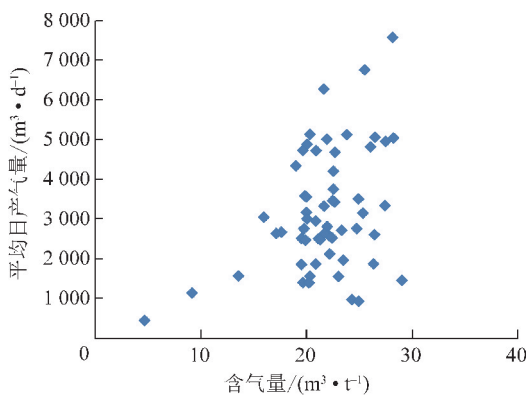


图 7 潘庄区块气井产量与原位含气量关系

Fig. 7 Relationship between gas yield and situ gas content in Panzhuang

当然,部分含气量高的气井受后期工程影响,产量并不理想,58 口气井中有 11 口含气量大于 $20 \text{ m}^3/\text{t}$,气井平均产气量却低于 $2000 \text{ m}^3/\text{d}$,这样的井约占 20%,例如 PZ01 井含气量高达 $29.02 \text{ m}^3/\text{t}$,测值全区最高,气井平均产气量 $1460 \text{ m}^3/\text{d}$;SHx107 井含气量 $24.28 \text{ m}^3/\text{t}$,气井平均产气量仅 $974 \text{ m}^3/\text{d}$ 。故仅有良好的先天地质条件是不够的,与地质条件相匹配的合理开发工程对于气井高产同样重要。

4.2 构造条件

4.2.1 褶皱

气井产能与其所在构造部位密切相关,不同构造部位气井产能存在差异(图 8)。由于受南北挤压应力作用,潘庄区块背斜轴部形成的裂缝较多,上覆盖层厚度小、部分垂直裂缝发育,气体易于逸散,背斜轴部含气量小,产量低;相反,向斜轴部和翼部气体保存条件好,煤层气富集,含气量大,气井平均和最高产气量普遍高于背斜轴部。寺河西区 SHX-174, SHX-175, SHX-176, SHX-177, SHX-178, SHX-179, SHX-180, SHX-181 等 8 口井靠近马庄背斜轴部,含气量低,SHX-179, SHX-181 井测试含气量仅 $2.08 \sim 9.16 \text{ m}^3/\text{t}$,气井产量低,平均 $398 \sim 2189 \text{ m}^3/\text{d}$,最高日产气量 $831 \sim 2492 \text{ m}^3/\text{d}$ 。说明背斜轴部含气量

低,产气量也低。气井 SHX-152, SHX-156, SHX-157, SHX-158, SHX-161, SHX-163, SHX-164, SHX-170, SHX-171, SHX-172 等 10 口井位于寺河西磨掌向斜轴部附近,含气量高,SHX-161, SHX-163, SHX-170, SHX-171, SHX-172 井测试含气量 $13.55 \sim 19.82 \text{ m}^3/\text{t}$,气井产量大,平均日产气量 $2131 \sim 3586 \text{ m}^3/\text{d}$,最高日产气量 $2146 \sim 6678 \text{ m}^3/\text{d}$ 。尤其是位于磨掌向斜轴部 SHX-152, SHX-156, SHX-161, SHX-163 等 4 口井,平均日产量 $2514 \sim 3586 \text{ m}^3/\text{d}$,最高日产量分别达到 $3379 \sim 6678 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

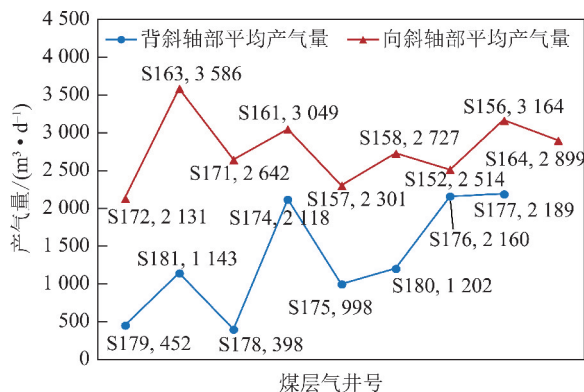


图 8 潘庄磨掌向斜和马庄背斜轴部气井产量对比

Fig. 8 Gas yield comparison Mozhang syncline and Mazhuang anticline in Panzhuang

值得一提的是,部分背斜区域表现为常规天然气背斜构造圈闭特点,形成了“气帽”,以 SH-095 井为例,该井为特高产井,3 层煤合层排采,从煤层等高线图分析,该井靠近背斜轴部,2004 年 6 月投产,2007 年 11 月进入稳产,稳产 12 a,累计产气 $3495 \times 10^4 \text{ m}^3$,稳产期内平均日产气量 $8448 \text{ m}^3/\text{d}$,最高日产气量 $23640 \text{ m}^3/\text{d}$,截止 2009 年 8 月,产气量仍维持在 $8976 \text{ m}^3/\text{d}$ 。当然,仅凭 1 口井资料无法证实研究区背斜构造圈闭,有待更多数据求证。

4.2.2 断层

断层主要通过控制含气量、渗透率以及地下水的补给来影响煤层气井产气量^[19]。区块内断层稀少,以正断层为主,寺头断层作为潘庄区块的西北边界,断层上盘 250 m、下盘 200 m 范围内对储层特征控制明显,地堑部位含气量明显高于地垒^[20]。其余断层规模较小,以寺河西区为例,见 27 条断层,断层规模较小,其中正断层 21 条,逆断层 6 条,对煤层气开发影响不大。

4.2.3 陷落柱

陷落柱对煤层气保存影响显著。寺河和成庄相比,成庄陷落柱发育,已发现 95 个,平均 $3 \sim$

6个/km²,陷落柱直径大小不等,小则数米,大则上百米,在井下可观察到陷落柱持续滴水,成为气体逸散通道,造成含气量降低。寺河西区仅在东部局部见4个陷落柱,长轴直径63~268 m。陷落柱发育程度成为两区地质条件的显著差异,寺河西区含气量平均18.58 m³/t,成庄平均8.37 m³/t,比寺河低10 m³/t。

4.3 煤体结构

煤体结构类型决定煤储层能否形成有效压裂裂缝,成为控制气体产能的主要因素之一^[8]。本文统计了全国主要煤层气开发区煤体结构与气井产量关系,产气量较高气井的煤体结构多以原生结构、碎裂结构为主,沁水盆地晋城寺河、樊庄、鄂尔多斯东缘保德、柳林、辽宁阜新、新疆阜康等地以原生结构和碎裂煤为主,直井平均产气量在1 000 m³/d以上;而碎粒煤和糜棱煤的网状裂隙结构受到破坏,导致渗透性变差,压裂效果差,气井排采影响范围小,产量低,晋城赵庄、焦作恩村、韩城、淮北芦岭、淮南顾桥平均产量均在500 m³/d以下(图9)。

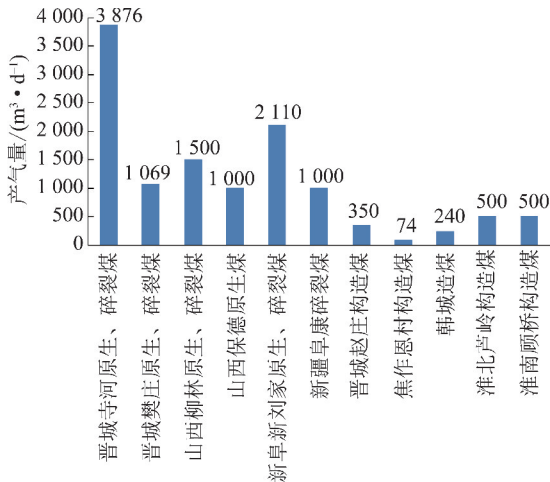


图9 我国不同煤体结构煤的产气效果对比

Fig. 9 Gas yield comparison of different coal structure

以晋城潘庄和赵庄为例,潘庄煤体结构完整,以原生结构和碎裂煤为主,煤中裂隙非常发育,次裂隙垂直于主裂隙,并受限于主裂隙,与教科书中描述标准图版接近,裂隙充分发育决定了潘庄煤层较高的渗透率和良好的压裂改造效果,故该区气井普遍高产;而晋城赵庄3号煤层煤体结构具有“上部硬、下部软”的二分结构,层位稳定,上部碎裂煤分层厚度平均3.96 m,下部碎粒-糜棱煤分层平均厚度0.90 m,气井平均产量仅350 m³/d,煤体结构与气井产量相关性较为明显。

4.4 工程因素

4.4.1 钻完井及压裂工程

潘庄煤层气井井距300 m左右,钻井、固井、压裂

设计、施工过程、施工规模基本大同小异^[21]。气井采用二开井身结构,一开井段为第四系~基岩,采用常规密度钻井泥浆,二开为基岩~3号煤层底部40 m,二开采用低密度、低固相水基泥浆,泥浆密度小于1.05 g/cm³,煤层段采用清水钻进;生产套管采用常规密度水泥固井,水泥返高至3号煤层顶板以上150 m。气井加砂量均在35 m³左右,注入压裂液量490~580 m³,破裂压力10~17 MPa。本区气井产量普遍高,说明工程措施与大多数井地质条件匹配较好。以水力压裂为例,加砂量、破裂压力与产量无明显相关性(图10);注入压裂液量与产量略呈负相关(图11),说明并非注入越多越好。

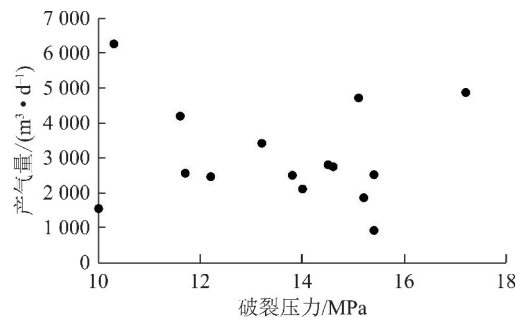


图10 潘庄气井水力压裂破裂压力与产气量

Fig. 10 Relationship between breakdown pressure and gas yield in Panzhuang

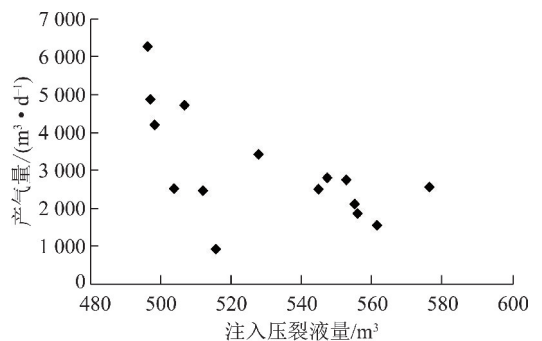


图11 潘庄气井水力压裂注入压裂液量与产气量

Fig. 11 Relationship between injected fracturing fluid and gas yield in Panzhuang

4.4.2 产层组合及排采制度

除地质条件差异外,产层组合是导致气井产能差异的主要原因之一。目前该区域气井排采包括3号煤层单独排采和3,9,15号煤层排采2种,单独排采3号煤层气井占63.8%,气井产量通常比3,9,15号煤层排采高,据不完全统计,单井累计产气量高出约 100×10^4 m³。

各煤层具有相似的储层渗透率、压力梯度、临界解吸压力和供液能力是联合排采的前提。只有各目标层开发条件匹配性好,合层排采才不会发生严重层间干扰^[20]。沁水盆地东南部3,9,15号煤层均为弱

含水层,正常情况下,气井产水量不会大。但15号煤层顶板 K_2 灰岩为弱富水含水层,下伏奥陶系灰岩承压含水层与15号煤层间隔水层为石炭系本溪组铝质泥岩,厚度20~30 m,未扰动情况下无水力联系。成庄3,9,15号煤层合层排采产水量明显高于3号煤层单独排采,推测为压裂工程导通了15号煤层与顶板 K_2 灰岩含水层,甚至与下部奥陶系灰岩含水层发生了水力联系,导致气井液面难以下降^[21-22],如加大排水量,3号煤层由于流速增加会产生速敏,造成储层伤害,产气能力下降;若不提高排水量,15号煤层长期处于单相产水阶段,同样不利于气体产出。成庄3,9,15号煤层合层排采8 a后含气量降低24%,潘庄3号煤层单采7 a后含气量降低55%,说明排采层位选择至关重要。

此外,潘庄区块有些气井排采期间频繁停机检修^[23],停机期间储层压力部分恢复,重新生产后从高压继续排水降压,压敏效应引发的储层伤害不容忽视,受此因素影响,很多高产气井检修停机后再难恢复至之前的生产状态。

5 结 论

(1)根据潘庄区块气井全生命周期生产数据分析,中高产井占比达92%,稳产期长,排采5,7,13 a的含气量降低率分别为42%,55%和82%,含气量降低明显。中产、高产、特高产气井估算剩余含气量在排采8,6和4 a后为负数,说明可采资源量大于探明地质储量。

(2)该区煤级高,生气量大,保存条件好,煤系赋存了大量游离气,地下水滞留区、向斜轴部及翼部含气量高,气井产量大,而地下水径流区、背斜轴部、陷落柱、正断层附近含气量低,气井产量小。煤体结构主要以原生结构和碎裂煤为主,裂隙发育,渗透率高,压裂改造性好,为气体产出和运移提供了通道,这正是潘庄气井普遍高产的原因。

(3)除地质条件外,排采目标层组合方式是影响潘庄煤层气井产量的决定性因素,受15号煤层顶板 K_2 灰岩和下伏奥陶系灰岩含水层补给影响,合层排采产气量低。

参考文献(References):

[1] U. S. Energy Information Administration. U. S. CRUDE Oil, NATURAL Gas, and Natural Gas Liquids Reserves, 2006 Annual Report [EB/OL]. <https://www.eia.gov/naturalgas/crudeoilreserves/archive/2006/full>. 2007-11-29.

[2] U. S. Energy Information Administration. U. S. Crude Oil and Natural Gas PROVED Reserves, Year-end, 2007 [EB/OL]. <https://www.eia.gov/naturalgas/crudeoilreserves/archive/2017/>, 2018-11-29.

[3] SCOTT A R. Hydrogeologic factors affecting gas content distribution in coal beds[J]. International Journal of Coal Geology, 2002, 50: 363-387.

[4] 张培河,刘钰辉,王正喜,等.基于生产数据分析的沁水盆地南部煤层气井产能控制地质因素研究[J].天然气地球科学, 2011, 22(5): 909-914.

ZHANG Peihe, LIU Yuhui, WANG Zhengxi, et al. Geological factors of production control of cbm well in south Qinshui basin [J]. Nature Gas Geoscience, 2011, 22(5): 909-914.

[5] 孙锦粉,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 Fenjin, WANG Bo, LI Mengxi, et al. Major geological factors controlling the enrichment and high yield of coalbed methane in the southern Qinshui basin [J]. Geoscience, 2014, 35(6): 1070-1079.

[6] 田永东.沁水盆地南部煤储层参数及其对煤层气井产能的控制[D].北京:中国矿业大学(北京), 2009: 21-40.

TIAN Yongdong. Coal reservoir parameters and its controlling to the productivity of coalbed methane wells in the southern Qinshui basin [D]. Beijing: China University of Mining and Technology (Beijing), 2009: 21-40.

[7] SCOTT A R. Review of key hydrogeologic factors affecting coalbed methane producibility and resource assessment [A]. Oklahoma coalbed-methane workshop. Oklahoma Geological Survey Open File Report OF 6-99 [C]. Oklahoma: Oklahoma Coalbed Methane Workshop, 1999, 12-36.

[8] 王宝玉.晋城矿区煤体结构及其对煤层气井产能的影响[D].北京:中国矿业大学(北京), 2015: 109-120.

WANG Baoyu. Coal body structures and its impact on production capacity of coalbed methane wells in Jincheng [D]. Beijing: China University of Mining and Technology (Beijing), 2015: 109-120.

[9] 康永尚,姜杉钰,王金,等.沁水盆地原始水动力场类型及其对煤层气排采的影响[J].地质评论, 2018, 64(4): 927-936.

KANG Yongshang, JIANG Shanyu, WANG Jin, et al. Original hydrodynamic patterns and their influence on coalbed methane drainage in Qinshui basin [J]. Geological Review, 2018, 64(4): 927-936.

[10] 张典坤,王生维,李梦溪,等.晋城煤层气井产能的地质控制因素分析[J].天然气地球科学, 2010, 21(3): 513-517.

ZHANG Diankun, WANG Shengwei, LI Mengxi, et al. Geologically controlling factors on coalbed methane (CBM) productivity in Jincheng [J]. Nature Gas Geoscience, 2010, 21(3): 513-517.

[11] 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 Zihé. Controlled characteristics hydrogeological conditions on the coalbed methane migration and accumulation [J]. Journal of China coal society, 2001, 26(5): 459-462.

[12] 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 control-

- ling factor in Jincheng [J]. Journal of China coal society, 2010, 35(10):1680-1684.
- [13] CAO Daiyong, WANG Anmin, NING Shuzheng, et al. Coalfield structure and structural controls on coal in China [J]. International Journal of Coal Science & Technology, 2020, 7(2):220-239.
- [14] 刘升贵, 袁文峰, 张新亮, 等. 潘庄区块煤层气井产气曲线特征及采收率的研究 [J]. 煤炭学报, 2013, 38(1):164-167.
LIU Shenggui, YUAN Wenfeng, ZHANG Xinliang, et al. The production curve and recovery rate of coalbed methane well in Pan-zhuang block [J]. Journal of China coal society, 2013, 38(1):164-167.
- [15] 文国忠. 晋城矿区(新区)煤层气地质与资源初步评价 [J]. 中国煤田地质, 1999, 11(3):28-34.
WEN Guozhong. The preliminary assessment of coalbed methane geology and resource in Jincheng [J]. Coal Geology of China, 1999, 11(3):28-34.
- [16] 董泽亮, 张明扬, 郭曼, 等. 沁水盆地山西组煤岩的生气热模拟实验研究 [J]. 安徽理工大学学报(自然科学版), 2014, 34(3):6-11.
DONG Zeliang, ZHANG Mingyang, GUO Man, et al. Study on thermal simulation experiment of gaseous hydrocarbon generation of shanxi formation coal in qinshui basin [J]. Journal of Anhui University of Science and Technology (Natural Science), 2014, 34(3):6-11.
- [17] 孙茂远. 潘河、潘庄煤层气开发的启示 [J]. 能源, 2019(1):30-32.
SUN Maoyuan. Enlightenment of coalbed methane development in Panhe and Panzhuang [J]. Energy, 2019(1):30-32.
- [18] 李国富, 李贵红, 刘刚. 晋城矿区典型区煤层气地面抽采效果分析 [J]. 煤炭学报, 2014, 39(9):1932-1937.
LI Guofu, LI Guihong, LIU Gang. Analysis on the ground extraction effect of coal-bed methane at typical area in Jincheng, China [J]. Journal of China Coal Society, 2014, 39(9):1932-1937.
- [19] 韩文龙, 王延斌, 倪小明, 等. 正断层发育特征对煤层气直井开发的影响-以沁水盆地南部柿庄南区块为例 [J]. 煤炭学报, 2020, 45(10):3522-3532.
HAN Wenlong, WANG Yanbin, NI Xiaoming, et al. Influence of normal faults characteristics on the exploitation of vertical coalbed methane wells: A Case Study of the Shizhuang Block in the south of Qinshui Basin [J]. Journal of China Coal Society, 2020, 45(10):3522-3532.
- [20] 张迁, 王凯峰, 周淑林, 等. 沁水盆地柿庄南区块地质因素对煤层气井压裂效果影响 [J]. 煤炭学报, 2020, 45(7):2636-2645.
ZHANG Qian, WANG Kaifeng, ZHOU Shulin, et al. Influence of geological factors on hydraulic fracturing effect of coalbed methane wells in Shizhuangnan block, Qinshui Basin [J]. Journal of China Coal Society, 2020, 45(7):2636-2645.
- [21] 陆小霞, 黄文辉, 唐修义, 等. 沁水盆地南部 15 号煤层顶板灰岩特征对煤层气开采的影响 [J]. 现代地质, 2012, 26(3):518-526.
LU Xiaoxia, HUANG Wenhui, TANG Xiuyi, et al. Impact of limestone of No. 15 coal seam roof on the coal bed methane exploitation, southern qinshui basin [J]. Geoscience, 2012, 26(3):518-526.
- [22] 孟召平, 郝海金, 张典坤, 等. 晋城成庄井田煤层气直井开发后煤层底板突水危险性评价 [J]. 煤炭学报, 2014, 39(9):1899-1906.
MENG Zhaoping, HAO Haijin, ZHANG Diankun, et al. Assessment of water inrush risk of coal floor after CBM development using vertical wells at Chengzhuang mine field in Jincheng [J]. Journal of China Coal Society, 2014, 39(9):1899-1906.
- [23] 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.