

文章编号: 1000-0747(2022)05-0977-10 DOI: 10.11698/PED.20220132

基于生产特征曲线的煤层气合采干扰判识方法 ——以黔西地区织金区块为例

郭晨^{1,2,3}, 秦勇⁴, 易同生⁵, 陈贞龙⁶, 袁航⁶, 高俊喆¹, 苟江¹

(1. 西安科技大学地质与环境学院, 西安 710054; 2. 陕西省煤炭绿色开发地质保障重点实验室, 西安 710054; 3. 西安科技大学煤炭绿色开采地质研究院, 西安 710054; 4. 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 221116; 5. 贵州省煤田地质局, 贵州贵阳 550008; 6. 中国石油化工股份有限公司华东油气分公司, 南京 210011)

基金项目: 国家自然科学基金项目(42002195); 国家科技重大专项“滇东黔西煤层气开发技术及先导性试验”(2016ZX05044); 国家自然科学基金重点项目(42130802)

摘要: 为了高效识别煤层气合采干扰以及时调整开发方案、提高合采效率, 以黔西地区织金区块为例, 基于6口典型煤层气合采井排采数据, 引入包括生产指示曲线、单位降深产水量随时间变化曲线和单位压差产水量随时间变化曲线的生产特征曲线, 分析合采干扰在生产特征曲线上的响应特点。研究表明: 根据含煤地层抽水试验钻孔单位涌水量数据, 可以获得煤层气井原位产水能力临界值为 $2 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{m})$; 生产指示曲线形态与初期直线段斜率对干扰有明显响应, 依据生产指示曲线初期直线段斜率临界值 $200 \text{ m}^3/\text{MPa}$, 可区分含煤岩系内源水与外源水两种水源类型; 单位压差产水量随时间变化曲线分为上凹和下凹两种形态, 前者产出内源水, 平均产气量大于 $800 \text{ m}^3/\text{d}$, 后者产出外源水, 平均产气量小于 $400 \text{ m}^3/\text{d}$ 。构建了基于生产特征曲线的煤层气合采干扰判识方法与临界指标, 结合产气效率分析形成合采干扰判识图版, 可为优化合采工程设计、探索经济高效合采模式提供借鉴。

关键词: 煤层气; 多煤层合采; 层间干扰; 生产指示曲线; 外源水; 内源水; 判识图版

中图分类号: TE122.3 文献标识码: A

A method for identifying coalbed methane co-production interference based on production characteristic curves: A case study of the Zhijin block, western Guizhou, China

GUO Chen^{1,2,3}, QIN Yong⁴, YI Tongsheng⁵, CHEN Zhenlong⁶, YUAN Hang⁶, GAO Junzhe¹, GOU Jiang¹

(1. College of Geology and Environment, Xi'an University of Science and Technology, Xi'an 710054, China; 2. Shaanxi Provincial Key Laboratory of Geological Support for Coal Green Exploitation, Xi'an 710054, China; 3. Geological Research Institute for Coal Green Mining, Xi'an University of Science and Technology, Xi'an 710054, China; 4. Key Laboratory of CBM Resources and Reservoir Formation Process, Ministry of Education, China University of Mining and Technology, Xuzhou 221116, China; 5. Guizhou Bureau of Coal Geological Exploration, Guiyang 550008, China; 6. East China Oil & Gas Company, Sinopec, Nanjing 210011, China)

Abstract: Efficient detection of coalbed methane (CBM) co-production interference is the key to timely adjusting the development plan and improving the co-production efficiency. Based on production data of six typical CBM co-production wells in the Zhijin block of western Guizhou Province, China, the production characteristic curves, including production indication curve, curve of water production per unit drawdown of producing fluid level with time, and curve of water production per unit differential pressure with time have been analyzed to explore the response characteristics of co-production interference on the production characteristic curves. Based on the unit water inflow data of pumping test in coal measures, the critical value of in-situ water production of the CBM wells is $2 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{m})$. The form and the slope of the initial linear section of the production indication curves have clear responses to the interference, which can be used to discriminate internal water source from external water source based on the critical slope value of $200 \text{ m}^3/\text{MPa}$ in the initial linear section of the production indication curve. The time variation curves of water production per unit differential pressure can be divided into two morphological types: up-concave curve and down-concave curve. The former is represented by producing internal water with average daily gas production greater than $800 \text{ m}^3/\text{d}$, and the latter produces external water with average daily gas production smaller than $400 \text{ m}^3/\text{d}$. The method and critical indexes for recognition of CBM co-production interference based on the production characteristic curve are constructed. A template for discriminating interference of CBM co-production was constructed combined with the gas production efficiency analysis, which can provide reference for optimizing co-production engineering design and exploring economic and efficient co-production mode.

Key words: coalbed methane; multi-seam co-production; interlayer interference; production indication curve; external water; internal water; discrimination template

引用: 郭晨, 秦勇, 易同生, 等. 基于生产特征曲线的煤层气合采干扰判识方法: 以黔西地区织金区块为例[J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(5): 977-986.

GUO Chen, QIN Yong, YI Tongsheng, et al. A method for identifying coalbed methane co-production interference based on production characteristic curves: A case study of the Zhijin block, western Guizhou, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(5): 977-986.

0 引言

多煤层合采技术可以有效开发多煤层地区的丰富煤层气资源, 但由于合采井段跨度较大, 各煤层间渗透率、流体性质以及储集层压力存在差异, 导致层间流体流动产生相互干扰, 进而诱发层间能量干扰, 降低开发效率^[1-4]。据中国以往煤层气合采工程实践经验, 排采过程中容易发生层组以外的含水层补给, 导致压降传播受限或传播路径改变, 出现高产水和低产气现象^[5-8]。例如, 沁水盆地南部上古生界太原组与山西组煤层气合采, 易沟通太原组灰岩岩溶含水层, 影响合采产能, 开发效率整体较低^[9-11]; 黔西地区上二叠统长兴组—龙潭组发育煤层群, 煤层含气量高, 但合采易受浅层地下水 and 地表水干扰, 产层跨度与产气能力负相关^[12-13]。

前人针对煤层气合采干扰判识开展了较广泛的研究, 涉及数值模拟^[14-17]、物理模拟^[18-22]、产出水地球化学分析^[9, 10, 23-26]、分层产气贡献量化^[27-28]等方法。这些方法具有较好的理论性与科学性, 但在实用性与时效性方面存在局限, 推迟了合采井干扰诊断时机, 进而增加合采工程的时间与经济成本。鉴于排采数据是现场最易获取的第一手资料, 含丰富的生产状况信息, 若能构建基于排采数据的干扰判识方法及相关指标体系, 将显著提高合采干扰判识效率与现场可操作性, 具备推广应用价值。

黔西地区煤层气资源丰富, 是中国重要的煤层气勘探开发接替区, 上二叠统海陆交互相含煤岩系以细粒碎屑岩为主, 夹多套碳酸盐岩, 沉积旋回出现频繁, 煤层数量多且发育叠置煤层气系统^[29], 开发实践显示跨系统合采效果总体不佳^[30]。笔者前期基于产出水地球化学分析, 指出表层水干扰是限制黔西地区织金区块煤层气合采产能的重要因素, 并构建了基于产出水地球化学特征的合采干扰判识与水源解析模板^[12-13]。在此基础上, 为进一步提高合采干扰判识效率, 促进煤层气开发, 本文结合该区煤层气合采工程试验与排采资料, 引入生产特征曲线分析, 探讨含水层干扰在生产过程中的动态响应特点, 提取临界指标体系, 以期构建一种基于生产特征曲线的合采干扰判识新方法。

1 原理与方法

煤层气井排采水源可分为内源水与外源水, 内源水系指煤储集层及其顶底板内赋存的有限静水, 其产出将促进储集层降压与煤层气解吸产出; 外源水系指产层(组)以外的含水层水或地表水, 为越流(跨层)水源, 具有较好补给条件, 属于动水, 外源水大量产出将抑制储集层有效降压, 导致高产水、低产气^[31]。

生产指示曲线在常规油气藏工程领域应用广泛, 包括油藏生产指示曲线与气藏生产指示曲线, 基于物质平衡原理, 分析累计产油/气量与油/气藏压降之间的关系, 进而诊断油/气井生产状况, 可判别油/气藏能量驱动类型, 计算动态储量以及采收率等^[32]。这一分析方法目前在煤层气领域应用较少, 煤层气属于吸附气, 其气体产出行为与游离气具有明显差异, 不能简单套用气藏生产指示曲线进行煤层气产能分析。但煤层气井的排水降压过程与石油及常规天然气产出过程类似, 即通过排水释放流体自身弹性能实现储集层降压。油气藏中流体弹性能释放的基本特征为产液伴随储集层压降, 因此可借鉴未饱和弹性驱动油藏生产指示曲线分析方法对煤层气井产水过程, 尤其是生产初期产水量进行分析, 依据曲线形态与关键参数分析气井排采情况与水源信息。不同之处在于, 煤层解吸产气后将转化为气水两相流, 削弱弹性水释放能力, 引起生产指示曲线偏离原趋势, 亦可为生产诊断提供信息。另外, 一般采用地下体积绘制生产指示曲线, 但考虑到煤层气井层位较浅以及水的低可压缩性, 忽略温压对水体积的影响, 本文以地面体积(即实际产量)代替地下体积进行分析。

具体分析步骤为: ①整理煤层气井投产以来的产液量与流压数据, 删除产液初期不稳定数据, 如相邻日产液量差异达 $10 \text{ m}^3/\text{d}$ 以上、流压非单调波动、只产液不降压等情况, 尽可能消除非地质因素影响; ②将日产液量累加, 获得累计产液量; 以产层组底界为基准面, 基于排采前的井筒液面高度获得初始静压, 将初始静压与排采过程中的井底流压(包括液柱压力与套压)相减得到生产压差(见(1)式), 特指井筒内的压力降落值是地层产水与产气综合作用的结果, 无

需考虑储集层内部压力传递与解吸行为；③将投产以来累计产液量与生产压差数据绘制到直角坐标系中，获得生产指示曲线^[33]，如（2）式所示。

$$\Delta p = p_i - p \quad (1)$$

$$Q = J\Delta p \quad (2)$$

依据封闭未饱和弹性驱动油藏物质平衡方程^[33]，生产指示曲线在排采初期一般为直线，代表产层组内部水体弹性能释放过程，其斜率为弹性产液指数，反映弹性能量的大小，其值越大，弹性能越大，单位压降的产液量就越高。排采后期曲线发生偏离，可分为两种典型情形，一种是外源水侵入导致曲线上凹，代表产水不能促进降压，类似油藏由弹性驱动向水驱转变；另一种是无外源水侵入，气体大量产出使产水受限，曲线下凹，类似油藏由弹性驱动向溶解气驱动转变。

值得注意的是，生产指示曲线中并非只有单相排水阶段会出现直线段，气水两相流同样可呈此现象，原因在于气体产出虽降低产水量，但气体在井筒的积聚也抑制了生产压差的增长幅度，进而在一定程度上维持两者的相对平衡而形成直线段。另外，压裂液注入会改变储集层原始含水与压力状态，早期压裂能量释放的不稳定返排阶段已在前述分析步骤①中处理，稳定返排阶段会引起储集层压降，可视为有限弹性产液，因此可与原位地下水作整体分析。若生产指示曲线初期直线段之前存在局部非线性段，极大可能源于压裂等工程因素，在拟合时不予考虑，可最大程度弱化压裂液等外来液体对分析结果的影响。

基于生产指示曲线分析原理，单位压降下的产水量能够反映煤储集层弹性产液能力，指示排采水源类型，为合采干扰分析提供进一步依据。构建单位降深产水量与单位压差产水量两个参数，单位降深产水量为产水量与当日动液面下降值的比值（删除当日动液面下降值小于等于0的数据），单位压差产水量为累计产水量与累计生产压差的比值。分别将两个参数与排采时间绘制到直角坐标系中，获得两个参数随时间的

变化曲线，并将其与生产指示曲线合称为生产特征曲线。3条特征曲线是水文地质参数与排采动态的综合体现，能客观反映煤层气井生产状况与产层组水文地质信息，解决了合采井分层水文地质参数全面获取、层间水力联系直接探测等问题，为煤层气井产能与干扰分析提供新方法。

2 关键参数

织金区块位于黔西地区织纳煤田，中国石油化工股份有限公司华东油气分公司自2009年在该区块开展煤层气勘探开发试验，相继取得产能突破。选择该区6口典型煤层气井作为研究对象（见表1），系统收集地质与排采数据，包括产层组合、产水量、产气量、套压、动液面、井底流压等，并分析排采动态；同时收集区块内煤田地质勘探抽水试验资料。气井主要分布于区块内岩脚向斜的珠藏次向斜与三塘次向斜，其中Z-1井位于岩脚向斜以北的黔西向斜南缘；井型均为直井，采用多煤层分压合采方式生产（见图1）。笔者前期基于产出水地球化学分析，揭示Z-2井第2生产试验阶段、Z-1井、Z-S1井排采受浅层活跃水源补给影响^[23]。织金区块降水丰富、地形起伏大，三叠系灰岩大面积出露，溶洞与地下暗河发育，地下水具有循环浅、径流短、受大气降水影响强等特点^[24]。上二叠统含煤岩系上部的长兴组发育灰岩岩溶强含水层，单位涌水量大于0.1 L/(s·m)，且与三叠系直接接触，矿井水文地质勘探揭示其直接受大气降水补给，水位受季节影响明显，导致上部煤层组煤层气开发易受表层水干扰；龙潭组以细粒碎屑岩为主，夹灰岩与煤层，岩性致密，富水性弱，整体为弱含水层与相对隔水层，单位涌水量分别为0.01~0.10 L/(s·m)和0~0.01 L/(s·m)^[34]。

对上二叠统含煤岩系层序结构与物性旋回分析发现，三级层序格架的最大海泛面发育致密隔水阻气层，以此为界可将含煤储集层由上至下划分为3套叠置煤

表1 织金区块典型煤层气井概况

井号	压裂排采层位	产层组几何参数/m			平均日产量/m ³		峰值产气量/ (m ³ ·d ⁻¹)
		埋深	最大跨度	产层厚度	产水量	产气量	
Z-1	9, 10, 23—24	214~376	162	14.1	3.81	305	428
Z-2-1	20, 23, 炭质泥岩层	407~432	25	3.2	0.56	1 650	2 772
Z-2-2	6-1, 7, 8, 10, 12, 14, 17	240~389	149	6.8	3.51	387	770
Z-3	14, 16	697~737	40	4.7	0.80	817	1 137
Z-4	6, 7, 17, 20, 23, 27, 30	283~531	248	11.7	1.98	798	2 465
Z-5	16—17, 20, 23, 27	355~426	71	7.6	0.85	1 433	2 806
Z-S1	8—10, 14—17, 19—23, 26—27	270~453	183	18.4	23.08	5	68

注：Z-2-1代表Z-2井第1生产试验阶段（0~263 d），Z-2-2代表Z-2井第2生产试验阶段（266~814 d）；排采层位数字代表煤层编号

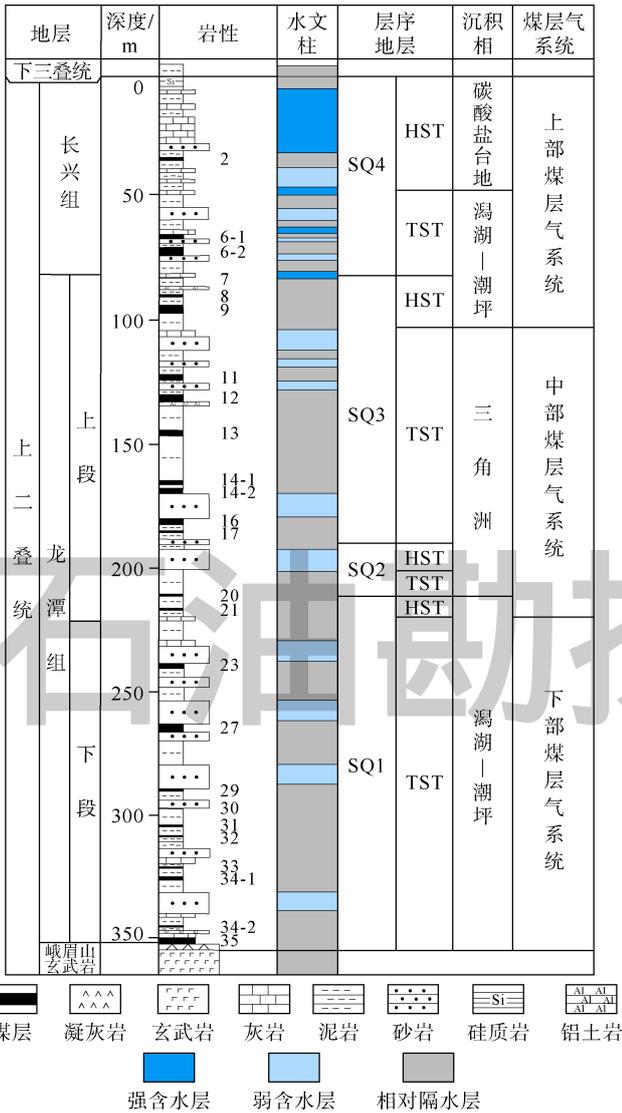


图1 织金区块地层柱状图(岩性列数据为煤层编号;TST—海侵体系域;HST—高位体系域;SQ—层序)

层气系统,分别为1—9号煤层,10—21号煤层与22—35号煤层^[13]。前期研究显示中、下部含气系统具有较

好的合采兼容性^[13],本文将中、下部含气系统合称为下部系统。以往煤田地质勘探钻孔钻进至6号煤层底板、7号煤层顶板时易发生钻井液消耗量突增的现象,漏失段岩性多为灰岩与细砂岩,说明上部系统具有较强的水动力条件。

生产指示曲线主要表征压降与产液量之间的关系,其斜率*J*代表单位压差产液量,该值为常数反映弹性驱动特征,若为变量反映非弹性驱动特征。对煤层气开发而言,难以精确描述合采层段含水层、隔水层分布并获取不同层位全部水动力参数,而抽水层段单位涌水量为井孔内水位每下降1m时的涌水量,表征层段内水动力因素的综合影响,可视为原始地层条件下的理论产水量。通过(3)式对含煤地层单位涌水量数据进行单位换算,可估算煤层气井不受压裂工程影响的原位产水能力。其中,*d*₁/*d*₂反映相同供液层段厚度下钻孔进水面积之比;在相同供液能力(流速)条件下,进水面积越大,产水量越高。

$$P_w = 86.4q(d_1/d_2) \quad (3)$$

当抽水测试层段以煤层为主时,*P_w*可直接反映煤层的供液能力。黔西地区煤层气井生产套管内径一般为132mm,抽水试验孔过滤管内径一般为91mm,因此本区的*d*₁/*d*₂值一般为1.45。依据织金区块含煤岩系的单位涌水量数据,计算*P_w*并绘制相关图件。

*P_w*的递增序列如图2a所示,数值在超过2m³/(d·m)(*d*·m)之后发生跳跃式增长,相邻数值差达到最大值。以*P_w*=2m³/(d·m)为界,左侧数据增长缓慢,而右侧增长迅速,说明含煤地层内部的弱含水层/相对隔水层的原位极限弹性产水能力约为2m³/(d·m),大于此极限值时产生外源水的补给作用。*P_w*与中值埋深(指抽水试验层段顶界面与底界面埋深的平均值)

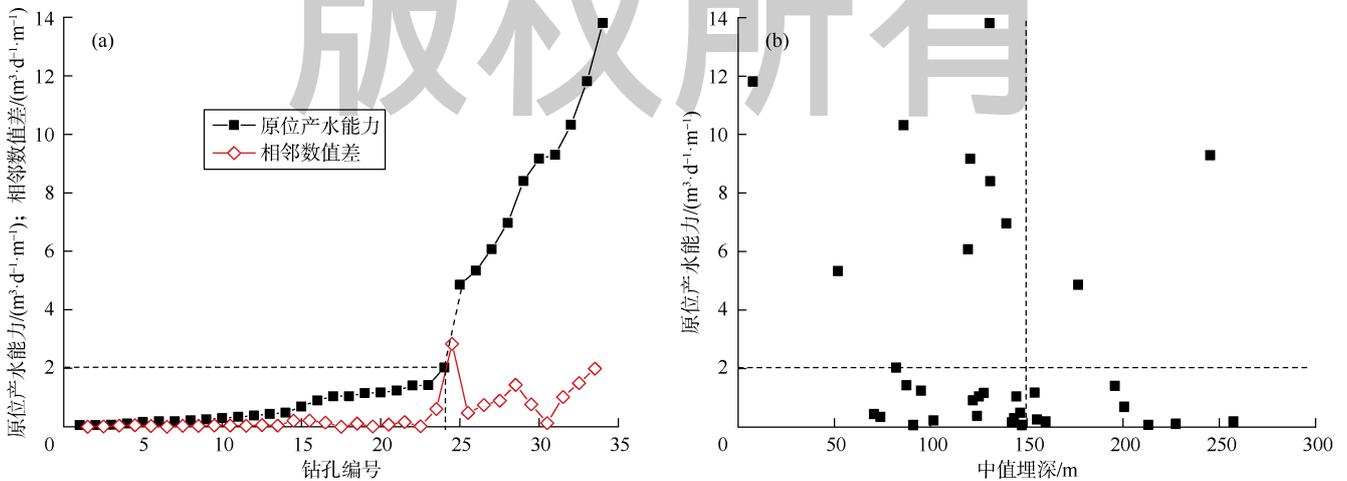


图2 原位产水能力递增序列(a)及其与埋深的关系(b)

的相关性显示, $P_w = 2 \text{ m}^3 / (\text{d} \cdot \text{m})$ 的数据点占 71% ; 当抽水层段中值埋深大于 150 m 时, $P_w = 2 \text{ m}^3 / (\text{d} \cdot \text{m})$ 的数据点占 80%(见图 2b)。考虑到采用的埋深值为测试层段中间值,结合抽水层段跨度(一般为 50~150 m) 并取其上限,推测 300 m 以浅层段具有相对活跃的地下水动力条件;300 m 以深则水动力变差。因此,可将 $2 \text{ m}^3 / (\text{d} \cdot \text{m})$ 视为判识上二叠统含煤储集层产水能力的临界值,若煤层气井的单位降深产水量长期高于此值,表明气井可能发生外源水补给,从而影响煤层产气量,且当产层主体位于 300 m 以浅时,发生外源水干扰的可能性增大。笔者前期研究揭示本区煤层气富集高产的有利深度为 300~600 m^[35],与上述结论相符。

3 生产特征曲线

3.1 单位降深产水量随时间变化曲线

单位降深产水量随时间变化的曲线显示,以临界值 $2 \text{ m}^3 / (\text{d} \cdot \text{m})$ 为参照,单位降深产水量整体低于临界值的包括 Z-2 井第 1 试验阶段,Z-3 井与 Z-5 井,整体高于临界值的包括 Z-2 井第 2 试验阶段、Z-1 井与 Z-S1 井(见图 3)。高于临界值的井产气情况不理想,峰值产气量均在 800 m³/d 以下,代表外源水侵入导致产水能力逐步强化;低于临界值的井产能较好,峰值产气量均在 1 000 m³/d 以上,代表无补给条件下储集层水体弹性能衰减(见表 1)。

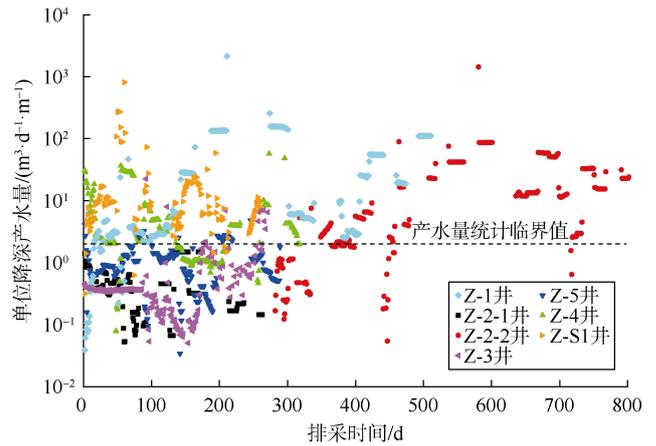


图 3 煤层气合采井单位降深产水量随时间变化曲线

3.2 生产指示曲线

各煤层气井的生产指示曲线如图 4 所示。Z-2 井第 1 试验阶段的生产指示曲线始终保持直线状态(见图 4a),说明整个排采周期具有封闭系统弹性产水特征,其斜率为 $34.69 \text{ m}^3 / \text{MPa}$;第 2 试验阶段曲线具有明显上翘特征,反映出外部能量的供给。对第 2 阶段排采初期的直线部分进行线性拟合,斜率为 $214.73 \text{ m}^3 / \text{MPa}$,明显大于第 1 阶段,对应更高的水体弹性能与储水量,随后曲线偏离直线段发生上翘,表明外源水侵入导致储集层降压速度减缓,制约气体产出。

Z-1 井的生产指示曲线也具有上翘特征(见图 4b)。对排采初期的直线部分进行线性拟合,第 1 段直线(13~50 d)基本对应见气前单相排水阶段,第 2

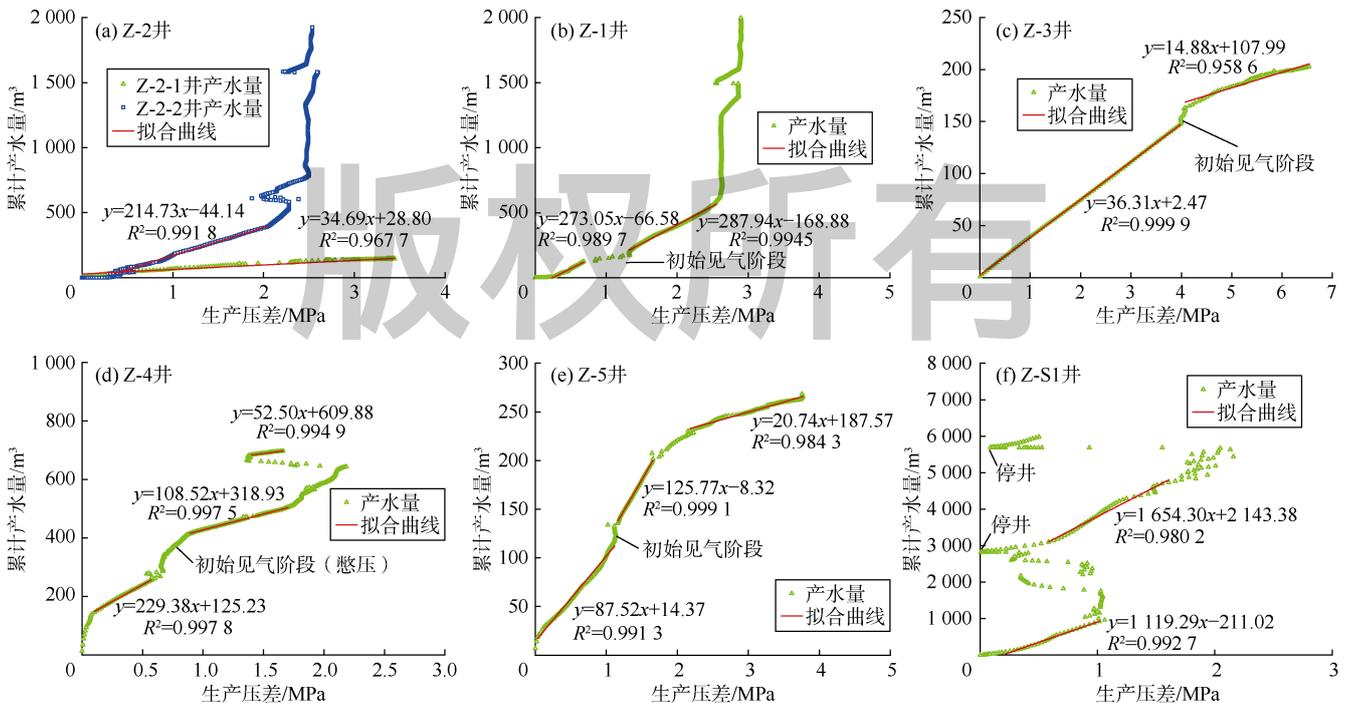


图 4 煤层气合采井生产指示曲线

段直线(66~135 d)代表见气后产量稳定提升阶段,两者之间为初始见气阶段。两条拟合直线的斜率差异较小且均大于 $200\text{ m}^3/\text{MPa}$,与Z-2井第2试验阶段类似,代表较强供液能力,表示储集层水体弹性能充足,即内源水能量较高。第2段直线后的曲线呈陡峭上升状态,此阶段产水量长期维持在 $3\text{ m}^3/\text{d}$ 以上,产气量维持在 $300\text{ m}^3/\text{d}$ 左右,外部能量补给导致压降无法有效扩展,解吸范围与供气能力有限。

Z-3井的生产指示曲线具有双阶段特征(见图4c),排采初期的第1段拟合直线对应见气前单相排水阶段,第2段拟合直线对应见气后阶段,线性关系减弱且呈下凹型特征,为封闭系统内由于气体产出导致水相渗透率降低所致,类似于封闭油藏压力降至饱和压力以下导致溶解气脱出阶段;两者之间的过渡段代表初始见气阶段。拟合直线的斜率均较低,小于 $50\text{ m}^3/\text{MPa}$,代表水体弹性能有限,且第2段直线斜率小于第1段,说明见气后的产水能力降低。该井排采煤层埋深大、数量少、间距小,无含水层干扰现象。

Z-4井排采层段跨度大,产层数量多,生产指示曲线较为复杂。曲线存在3段稳定的拟合直线,斜率依次降低(见图4d)。第1段直线对应见气前的单相排水阶段,第2、第3段直线对应低产气和高产气阶段,产气量分别为 $421, 1\,979\text{ m}^3/\text{d}$ 。第3段直线前(299~311 d)生产压差急剧降低,源于套压的明显增高。结合排采历史分析,排采至300 d时动液面为293 m,上部的6、7号煤已处于暴露状态,气、水产出受限,此时套压的剧增与生产压差的波动源于下部煤层的强烈解吸,随后达到峰值产气量 $2\,465\text{ m}^3/\text{d}$ 。Z-4井第1段直线斜率与Z-2井第2试验阶段、Z-1井直线斜率接近,结合排采历史分析,反映出上部系统较高的水体弹性能与储水量,具有高产水特征;第3段直线斜率与Z-2井第1试验阶段相近,反映下部系统具有封闭性强、低产水、高产气特征。该井产层组合虽跨越上、下含气系统,但主体位于300 m以深且以下部含气系统为主,干扰能量有限,产出水地球化学分析也表明排采后期(对应第3段直线阶段)水源为煤层水^[13]。另外,下部系统解吸后直接进入敏感解吸阶段,导致产气率急剧增高,黔西地区浅埋煤层气井多具有此生产规律^[36]。

Z-5井的生产指示曲线包含3段拟合直线(见图4e),第1段直线对应见气前的单相排水阶段;第2段直线对应产气量缓慢提升阶段,套压维持在 0.5 MPa 左右,产气量低于 $400\text{ m}^3/\text{d}$;第3段直线对应高产稳产阶段,套压逐渐降低,达到峰值产气量 $2\,806\text{ m}^3/\text{d}$ 。

第1段直线斜率小于 $100\text{ m}^3/\text{MPa}$,产水量小于 $2\text{ m}^3/\text{d}$;第2段直线斜率增大,源于该阶段产气量逐步提高,憋压导致生产压差增幅变缓;第3段直线斜率较低,产气量大于 $1\,000\text{ m}^3/\text{d}$,产水量急剧降低,小于 $1\text{ m}^3/\text{d}$ 。该井生产指示曲线总体呈现下凹状,且各直线段斜率均低于 $200\text{ m}^3/\text{MPa}$,说明排采基本未受含水层干扰,产出水来自含煤岩系内部的弹性储水量。

Z-S1井的生产指示曲线波动剧烈(见图4f),中间历经两次停井,其中两段拟合直线斜率均在 $1\,000\text{ m}^3/\text{MPa}$ 以上;第2段直线的斜率高达 $1\,654\text{ m}^3/\text{MPa}$,代表生产极不稳定,排采处于失控状态,外源水侵入强烈,导致压降无法有效扩展,产气量极低。

3.3 单位压差产水量随时间变化曲线

由于采用累计数据进行计算,单位压差产水量随时间变化曲线可有效弱化单日生产波动与工程因素干扰,使曲线形态更为清晰且突显地质意义(见图5)。按100 m水柱压力为1 MPa近似计算,基于抽水试验获得的煤层原位产水量临界值对应的单位压差产水量临界值为 $200\text{ m}^3/\text{MPa}$ 。Z-2井第1试验阶段、Z-3、Z-5井的单位压差产水量曲线基本在该临界值以下,且随时间呈递减趋势;Z-2井第2试验阶段、Z-1、Z-S1井的单位压差产水量曲线基本在该临界值以上,随时间呈递增趋势。Z-4井较为特殊,其曲线位于临界值之上但总体呈递减趋势,前文指出该井具有双产气阶段特征,第1阶段生产时间远长于第2阶段,导致产水量整体较高,随第2阶段产气时间延长,推测其单位压差产水量将降至临界值以下。

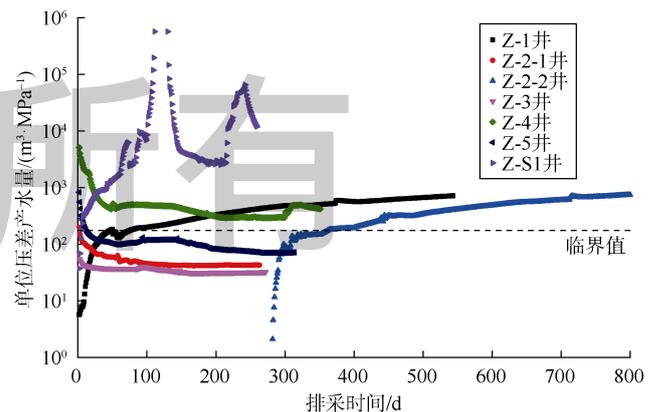


图5 煤层气合采井单位压差产水量随时间变化曲线

3.4 生产特征曲线组分类

生产指示曲线可有效区分排采水源与驱动类型,对关键生产节点与阶段有较好响应,但无法反映时间影响;单位降深日产水量随时间变化曲线与单位压差

产水量随时间变化曲线可直观反映产水状态及其能量随时间的演化特征，前者对单日排采波动与工程扰动响应更明显，后者在刻画整体排采动态方面更具优势，且具有更为清晰的曲线形态，可实现干扰井与非干扰井的有效识别。

根据单位压差产水量随时间变化曲线形态可将合采井分为两类：①上凹型，包括Z-2井第1试验阶段、Z-3、Z-4、Z-5井；②下凹型，包括Z-2井第2试验阶段、Z-1、Z-S1井（见图5）。上凹型曲线指示单位压差产水量随时间逐步降低，最终稳定于低值水平，代表水体能量逐渐消耗，产出水源自于产层段内的有限弹性储水量，有助于压降扩展，平均产气量大于800 m³/d，产气峰值大于1000 m³/d，平均产水量小于2 m³/d；下凹型曲线指示单位压差产水量随时间逐渐升高，并趋于稳定在高值水平，代表产层段之外的活跃水体能量补给，不利于压降扩展，平均产气量小于400 m³/d，产气峰值小于800 m³/d，平均产水量大于3 m³/d。

合采井单位煤厚产气量、产水量能更好表征产能释放程度与合采效率，下凹型井单位煤厚平均产水量下限为0.25 m³/(d·m)，而上凹型井均低于此值；上凹型井单位煤厚平均产气量下限值为70 m³/(d·m)，下凹型井均低于此值（见图6）。

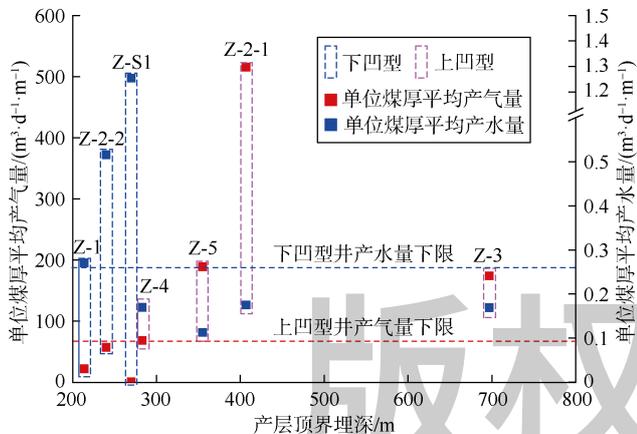


图6 不同类型合采井的单位煤厚气水产出量

综合而言，上凹型单位压差产水量随时间变化曲线对应的生产指示曲线形态为下凹型，分段拟合斜率逐次降低，代表非干扰井，产出内源水；下凹型单位压差产水量时间变化曲线对应的生产指示曲线形态为上凹型，分段拟合斜率逐次增加，代表干扰井，产出外源水。干扰井的生产压差最大值均低于3 MPa，非干扰井生产压差均大于3 MPa，据此趋势外推，Z-4井生产指示曲线第3段拟合直线生产压差随排采时间延续也将超过3 MPa。可见产出外源水将增大降压难度，

提高废弃压力，降低采收率。

4 合采干扰判识方法

构建基于生产特征曲线的煤层气合采含水层干扰判识方法与临界指标体系如表2所示。各类产水指标临界值具有地域特征，对应特定水文地质条件与弹性供液能力，仅适用于黔西地区织金区块，其他地区干扰判识临界值需按本文所述方法进一步探讨。相比之下，生产指示曲线与单位压差产水量随时间变化曲线的形态类型对于含水层干扰的指示具有一定普适性，可为其他地区提供借鉴。

表2 煤层气合采干扰判识方法与临界指标

类型	生产指示曲线		单位压差产水量随时间变化曲线	
	形态	$k_0/(m^3 \cdot MPa^{-1})$	形态	$J/(m^3 \cdot MPa^{-1})$
非干扰井	右下凹型	2	右上凹型	200
干扰井	左上凹型	>2	右下凹型	>200

为验证临界指标的科学性，将生产指示曲线初期直线段斜率与单位煤厚日均产气量数据绘制成散点图并进行非线性拟合，获得负指数关系曲线（见图7）。求取该曲线的曲率方程，并计算其一阶导数，获得曲率曲线驻点，代表曲率在此处达到最大值，即为拟合曲线的拐点，超过此点后，曲线变化趋缓且保持低值。该点对应的初期直线段斜率为196.20 m³/MPa，单位煤厚平均产气量为70.70 m³/(d·m)，与上述判识指标临界值高度一致，从数学上证明了其合理性。

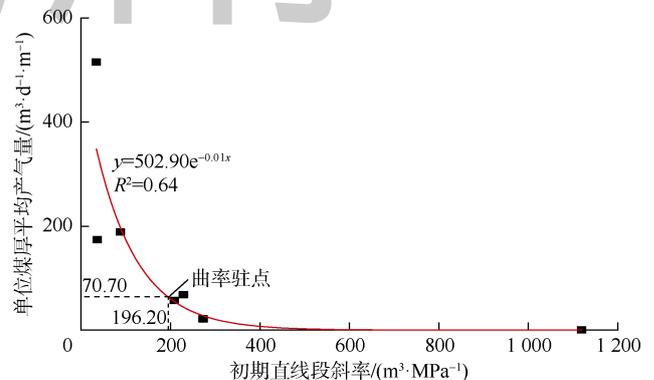


图7 合采干扰判识临界指标合理性证明

构建判识图版以提高研究成果的应用效率。将累计产水量数据除以 200，使生产指示曲线初期直线段斜率临界值为 $1 \text{ m}^3/\text{MPa}$ ，据此可将图版分为斜率大于 $1 \text{ m}^3/\text{MPa}$ 的干扰区和斜率小于 $1 \text{ m}^3/\text{MPa}$ 的非干扰区。结合图 7 中的拟合方程，预测图版中各归一化斜率对应的单位煤厚平均产气量，同时由方程可确定单位煤厚产气量的极限值为 $502.90 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{m})$ ，将各斜率对应的单位煤厚平均产气量预测值与该极限值相除，获得对应产气效率（见表 3）。产气效率最大值为 1，代表斜率为 0 时的理论值，物理意义为无水产出时的绝对理想状态下的最优单位煤厚产气量，而实际产气能力小于此值^[37]。最终形成煤层气合采干扰判识图版，兼具产能预测功能（见图 8）；干扰区产气效率不足 0.14，源于外源水的强烈侵入抑制产能释放。将实际井数据投绘于图版中，以斜率 $1 \text{ m}^3/\text{MPa}$ 为界，干扰区与非干扰区曲线分别呈现上凹与下凹两种形态，分类结果与图 6 基本一致，其中 Z-4 井存在例外，源于其双产气阶段特征，推测随时间延续，第 2 产气阶段将进入非干扰区。

表 3 不同斜率对应的产气效率

归一化斜率/ ($\text{m}^3 \cdot \text{MPa}^{-1}$)	实际斜率/ ($\text{m}^3 \cdot \text{MPa}^{-1}$)	单位煤厚产气量 预测值/($\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1} \cdot \text{m}^{-1}$)	产气 效率
0	0	502.90	1.00
0.20	40.00	337.10	0.67
0.40	80.00	225.97	0.45
0.60	120.00	151.47	0.30
0.80	160.00	101.53	0.20
1.00	200.00	68.06	0.14
1.25	250.00	41.28	0.08
1.67	334.00	17.82	0.04
2.50	500.00	3.39	0.01
5.00	1 000.00	0.02	0

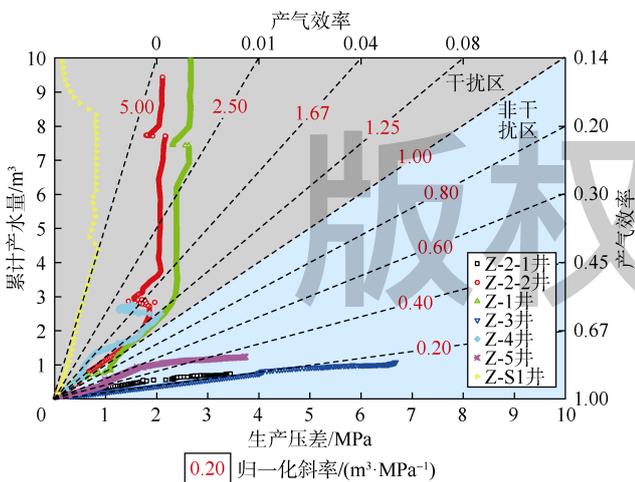


图 8 煤层气合采干扰判识图版（红色数据为归一化斜率）

在实际判识过程中，若早期稳定产水数据位于图版干扰区，说明产水异常，若后期曲线进一步上翘，代表发生外源水侵入，可依据初期直线斜率确定产气效率，进而判识含水层干扰的严重程度，并及时制定、

落实调层、封堵等开发调整方案；若后期曲线下凹，则指示产水异常弱化乃至消失，未发生进一步水侵，可能源于含水层补给能力有限、产气系统更替（如 Z-4 井）或者压裂液基本返排干净，未来有望实现高产，宜维持当前生产方案以进一步观察。判识的关键节点在于初期直线段的终点，其后曲线偏离形态可作为水侵诊断与开发动态调整的确切依据。

上述产气效率值仅适用于本研究区，其他区域数据向模板投绘时，应首先基于原位产水能力临界值分析进行数据归一化处理，同时结合实际地质条件确定生产指示曲线初期直线段斜率与单位煤厚日均产气量的关系方程，进而预测不同斜率对应的产气效率。本文方法在含煤岩系频繁相变、储盖组合与水文地质结构复杂且叠置含气系统发育地区具有较好的适用性，能够有效判识因流体动力系统差异造成的水侵现象及其对煤层气产能效率的影响程度。

5 结论

构建了包括生产指示曲线、单位降深产水量随时间变化曲线与单位压差产水量随时间变化曲线的煤层气生产特征曲线综合分析方法。基于抽水试验钻孔单位涌水量数据，确定研究区煤层气井原位产水能力临界值为 $2 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{m})$ ，若煤层气井的单位降深产水量长期高于此值，指示气井发生外源水补给，将影响煤层气合采效率。不同煤层气井生产指示曲线形态以及初期直线段斜率存在显著差异，反映不同的产水状态与能量驱动类型，依据生产指示曲线初期直线段斜率临界值 $200 \text{ m}^3/\text{MPa}$ ，可区分含煤岩系内源水与外源水两种水源类型。单位压差产水量随时间变化曲线形态分为两类，上凹型代表非干扰井，产出储集层内源水；下凹型代表含水层干扰井，产出外源水。

基于生产特征曲线构建了煤层气合采干扰判识方法与临界指标，结合产气效率分析形成了合采干扰判识图版，兼具产量判识功能，为黔西地区织金区块煤层气合采优化提供了科学依据，亦为其他地区煤层气高效开发提供了思路与方法借鉴。临界指标具有地域局限性，生产特征曲线形态类型在指示干扰方面具有更高的普适性，两者结合可实现针对不同地区特定地质条件的煤层气合采干扰高效判识。未来应进一步检验并优化本方法在其他地区的应用效果与适用程度。

符号注释：

d_1 ——煤层气井孔直径，m； d_2 ——抽水钻孔直径，m； J ——单位压差产液量， m^3/MPa ； k_0 ——生产指示曲线初期直

线段斜率, m^3/MPa ; p ——排采过程中的实测井底流压, MPa ; p_1 ——排采前的初始静压, 即原始储集层压力, MPa ; P_w ——由单位涌水量换算得出的煤层气井动液面下降 1 m 时的产水量, $m^3/(d \cdot m)$; q ——单位涌水量, $L/(s \cdot m)$; q_w ——单位降深产水量, $m^3/(d \cdot m)$; Q ——累计产液量, m^3 ; Q_w ——累计产水量, m^3 ; t ——排采时间, d ; Δp ——生产压差, MPa 。

参考文献:

- [1] 李国彪, 李国富. 煤层气井单层与合层排采异同点及主控因素[J]. 煤炭学报, 2012, 37(8): 1354-1358.
LI Guobiao, LI Guofu. Study on the differences and main controlling factors of the coalbed methane wells between single layer and multi-layer drainage[J]. Journal of China Coal Society, 2012, 37(8): 1354-1358.
- [2] 杨兆彪, 秦勇, 陈世悦, 等. 多煤层储层能量垂向分布特征及控制机理[J]. 地质学报, 2013, 87(1): 139-144.
YANG Zhaobiao, QIN Yong, CHEN Shiyue, et al. Controlling mechanism and vertical distribution characteristics of reservoir energy of multi-coalbeds[J]. Acta Geologica Sinica, 2013, 87(1): 139-144.
- [3] 秦勇, 吴建光, 申建, 等. 煤系气合采地质技术前缘性探索[J]. 煤炭学报, 2018, 43(6): 1504-1516.
QIN Yong, WU Jianguang, SHEN Jian, et al. Frontier research of geological technology for coal measure gas joint-mining[J]. Journal of China Coal Society, 2018, 43(6): 1504-1516.
- [4] 秦勇. 中国煤系气共生藏作用研究进展[J]. 天然气工业, 2018, 38(4): 26-36.
QIN Yong. Research progress of symbiotic accumulation of coal measure gas in China[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(4): 26-36.
- [5] 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.
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.
- [6] 汪万红, 郑玉柱. 陕西省吴堡矿区煤层气井产层组合研究[J]. 煤田地质与勘探, 2012, 40(5): 31-33.
WANG Wanhong, ZHENG Yuzhu. Combination of gas-producing layers of CBM wells in Wubu mining area[J]. Coal Geology & Exploration, 2012, 40(5): 31-33.
- [7] 孟艳军, 汤达祯, 许浩, 等. 煤层气开发中的层间矛盾问题: 以柳林地区为例[J]. 煤田地质与勘探, 2013, 41(3): 29-33, 37.
MENG Yanjun, TANG Dazhen, XU Hao, et al. Interlayer contradiction problem in coalbed methane development: A case study in Liulin area[J]. Coal Geology & Exploration, 2013, 41(3): 29-33, 37.
- [8] 康永尚, 陈晶, 张兵, 等. 沁水盆地寿阳勘探区煤层气井排采水源层判识[J]. 煤炭学报, 2016, 41(9): 2263-2272.
KANG Yongshang, CHEN Jing, ZHANG Bing, et al. Identification of aquifers influencing the drainage of coalbed methane wells in Shouyang exploration area, Qinshui Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2016, 41(9): 2263-2272.
- [9] 王善博, 唐书恒, 万毅, 等. 山西沁水盆地南部太原组煤储层产出水氢氧同位素特征[J]. 煤炭学报, 2013, 38(3): 448-454.
WANG Shanbo, TANG Shuheng, WAN Yi, et al. The hydrogen and oxygen isotope characteristics of drainage water from Taiyuan coal reservoir[J]. Journal of China Coal Society, 2013, 38(3): 448-454.
- [10] 秦勇, 张政, 白建平, 等. 沁水盆地南部煤层气井产出水源解析及合层排采可行性判识[J]. 煤炭学报, 2014, 39(9): 1892-1898.
QIN Yong, ZHANG Zheng, BAI Jianping, et al. Source apportionment of produced-water and feasibility discrimination of commingling CBM production from wells in southern Qinshui Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2014, 39(9): 1892-1898.
- [11] 张政, 秦勇, 傅雪海. 沁南煤层气合层排采有利开发地质条件[J]. 中国矿业大学学报, 2014, 43(6): 1019-1024.
ZHANG Zheng, QIN Yong, FU Xuehai. The favorable developing geological conditions for CBM multi-layer drainage in southern Qinshui Basin[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2014, 43(6): 1019-1024.
- [12] 郭晨, 秦勇, 韩冬. 黔西比德—三塘盆地煤层气井产出水离子动态及其对产能的指示[J]. 煤炭学报, 2017, 42(3): 680-686.
GUO Chen, QIN Yong, HAN Dong. Ions dynamics of produced water and indication for CBM production from wells in Bide-Santang Basin, Western Guizhou[J]. Journal of China Coal Society, 2017, 42(3): 680-686.
- [13] 郭晨, 秦勇, 夏玉成, 等. 基于氢、氧同位素的煤层气合排井产出水源判识: 以黔西地区比德—三塘盆地上二叠统为例[J]. 石油学报, 2017, 38(5): 493-501.
GUO Chen, QIN Yong, XIA Yucheng, et al. Source discrimination of produced water from CBM commingling wells based on the hydrogen and oxygen isotopes: A case study of the Upper Permian, Bide-Santang Basin, western Guizhou area[J]. Acta Petroli Sinica, 2017, 38(5): 493-501.
- [14] 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.
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.
- [15] 李勇, 孟尚志, 吴鹏, 等. 煤系气合采产出数值模拟研究[J]. 煤炭学报, 2018, 43(6): 1728-1737.
LI Yong, MENG Shangzhi, WU Peng, et al. Numerical simulation of coal measure gases co-production[J]. Journal of China Coal Society, 2018, 43(6): 1728-1737.
- [16] ZHAO Y L, WANG Z M. Effect of interlayer heterogeneity on multi-seam coalbed methane production: A numerical study using a gray lattice Boltzmann model[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019, 174: 940-947.
- [17] 张先敏, 吴浩宇, 冯其红, 等. 多层合采煤层气井动态响应特征[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2020, 44(6): 88-96.
ZHANG Xianmin, WU Haoyu, FENG Qihong, et al. Dynamic characteristics of commingled coalbed methane production in wells with multi-layer coal seams[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2020, 44(6): 88-96.
- [18] 许江, 张超林, 彭守建, 等. 多层叠置煤层气系统合采方式及其优化[J]. 煤炭学报, 2018, 43(6): 1677-1686.
XU Jiang, ZHANG Chaolin, PENG Shoujian, et al. Multiple layers superposed CBM system commingled drainage schedule and its optimization[J]. Journal of China Coal Society, 2018, 43(6): 1677-1686.
- [19] WANG Z W, QIN Y. Physical experiments of CBM coproduction: A case study in Laochang district, Yunnan province, China[J]. Fuel, 2019, 239: 964-981.

- [20] 许江, 李奇贤, 彭守建, 等. 不同层间压差条件下叠置含气系统的定产合采试验研究[J]. 煤炭科学技术, 2020, 48(1): 46-53.
XU Jiang, LI Qixian, PENG Shoujian, et al. Experimental study on commingled production with constant-rate of a multi-superimposed gas system under different interlayer pressure difference[J]. Coal Science and Technology, 2020, 48(1): 46-53.
- [21] 梁冰, 石迎爽, 孙维吉, 等. 层间距对双层煤层气藏合采解吸影响实验[J]. 中国矿业大学学报, 2020, 49(1): 54-61, 68.
LIANG Bing, SHI Yingshuang, SUN Weiji, et al. Experiment on influence of inter layer spacing on combined desorption of double-layer coalbed methane reservoir[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2020, 49(1): 54-61, 68.
- [22] GUO C, QIN Y, SUN X Y, et al. Physical simulation and compatibility evaluation of multi-seam CBM co-production: Implications for the development of stacked CBM systems[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2021, 204: 108702.
- [23] GUO C, QIN Y, XIA Y C, et al. Geochemical characteristics of water produced from CBM wells and implications for commingling CBM production: A case study of the Bide-Santang Basin, western Guizhou, China[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2017, 159: 666-678.
- [24] GUO C, QIN Y, HAN D. Interlayer interference analysis based on trace elements in water produced from coalbed methane wells: A case study of the Upper Permian coal-bearing strata, Bide-Santang Basin, western Guizhou, China[J]. Arabian Journal of Geosciences, 2017, 10(6): 137.
- [25] ZHANG S H, TANG S H, LI Z C, et al. Study of hydrochemical characteristics of CBM co-produced water of the Shizhuangnan Block in the southern Qinshui Basin, China, on its implication of CBM development[J]. International Journal of Coal Geology, 2016, 159: 169-182.
- [26] ZHANG Z, QIN Y, BAI J P, et al. Hydrogeochemistry characteristics of produced waters from CBM wells in southern Qinshui Basin and implications for CBM commingled development[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2018, 56: 428-443.
- [27] 杨兆彪, 张争光, 秦勇, 等. 多煤层条件下煤层气开发层组优化方法[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(2): 297-304.
YANG Zhaobiao, ZHANG Zhengguang, QIN Yong, et al. Optimization methods of production layer combination for coalbed methane development in multi-coal seams[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(2): 297-304.
- [28] 杨兆彪, 李洋阳, 秦勇, 等. 煤层气多层合采开发单元划分及有利区评价[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(3): 559-568.
YANG Zhaobiao, LI Yangyang, QIN Yong, et al. Development unit division and favorable area evaluation for joint mining coalbed methane[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(3): 559-568.
- [29] 秦勇, 熊孟辉, 易同生, 等. 论多层叠置独立含煤层气系统: 以贵州织金—纳雍煤田水公河向斜为例[J]. 地质论评, 2008, 54(1): 65-70.
QIN Yong, XIONG Menghui, YI Tongsheng, et al. On unattached multiple superposed coalbed-methane system: In a case of the Shuigonghe syncline, Zhijin-Nayong coalfield, Guizhou[J]. Geological Review, 2008, 54(1): 65-70.
- [30] 秦勇, 吴建光, 张争光, 等. 基于排采初期生产特征的煤层气合采地质条件分析[J]. 煤炭学报, 2020, 45(1): 241-257.
QIN Yong, WU Jianguang, ZHANG Zhengguang, et al. Analysis of geological conditions for coalbed methane co-production based on production characteristics in early stage of drainage[J]. Journal of China Coal Society, 2020, 45(1): 241-257.
- [31] 朱学申, 梁建设, 柳迎红, 等. 煤层气井产水影响因素及类型研究: 以沁冰盆地柿庄南区块为例[J]. 天然气地球科学, 2017, 28(5): 755-760.
ZHU Xueshen, LIANG Jianshe, LIU Yinghong, et al. Influencing factor and type of water production of CBM wells: Case study of Shizhuangnan block of Qinshui Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(5): 755-760.
- [32] 李传亮. 油藏生产指示曲线[J]. 新疆石油地质, 2001, 22(4): 333-334.
LI Chuanliang. Production index curves of reservoirs[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2001, 22(4): 333-334.
- [33] 李传亮. 油藏工程原理[M]. 3版. 北京: 石油工业出版社, 2017.
LI Chuanliang. Principles of reservoir engineering[M]. 3rd ed. Beijing: Petroleum Industry Press, 2017.
- [34] 郭晨, 秦勇, 易同生, 等. 黔西肥田区块地下水动力条件与煤层气有序开发[J]. 煤炭学报, 2014, 39(1): 115-123.
GUO Chen, QIN Yong, YI Tongsheng, et al. Groundwater dynamic conditions and orderly coalbed methane development of Feitian block in western Guizhou, south China[J]. Journal of China Coal Society, 2014, 39(1): 115-123.
- [35] 郭晨, 卢玲玲. 黔西煤层气成藏特性空间分异及其对开发的启示[J]. 煤炭学报, 2016, 41(8): 2006-2016.
GUO Chen, LU Lingling. Spatial distribution and variation of coalbed methane reservoir characteristics and its significance for CBM development in western Guizhou[J]. Journal of China Coal Society, 2016, 41(8): 2006-2016.
- [36] 孟艳军, 汤达祯, 许浩, 等. 煤层气解吸阶段划分方法及其意义[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(5): 612-617.
MENG Yanjun, TANG Dazhen, XU Hao, et al. Division of coalbed methane desorption stages and its significance[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(5): 612-617.
- [37] GUO C, QIN Y, MA D, et al. Pore structure and permeability characterization of high-rank coal reservoirs: A case of the Bide-Santang Basin, western Guizhou, South China[J]. Acta Geologica Sinica, 2020, 94(2): 243-252.
- 第一作者简介: 郭晨(1988-), 男, 山西晋城人, 博士, 西安科技大学地质与环境学院副教授, 主要从事煤层气开发地质方面的研究与教学工作。地址: 陕西省西安市雁塔中路58号西安科技大学北校区, 邮政编码: 710054。E-mail: makaay_@126.com
- 联系作者简介: 秦勇(1957-), 男, 重庆人, 博士, 中国矿业大学资源学院教授, 主要从事能源地质学、非常规油气地质学研究与教学工作。地址: 江苏省徐州市大学路1号中国矿业大学南湖校区, 中国矿业大学资源学院, 邮政编码: 221116。E-mail: yongqin@cumt.edu.cn
- 收稿日期: 2022-02-22 修回日期: 2022-09-06

(编辑 刘恋)