

煤层气多层合采解吸叠加效应分析方法与实践

郭晨 吉彦 赵宸谊 卢玲玲 于鑫航 高俊喆 李猴强 张旭阳 王祥 何红斌 张润涵

引用本文:

郭晨, 吉彦, 赵宸谊, 等. 煤层气多层合采解吸叠加效应分析方法与实践[J]. 煤田地质与勘探, 2025, 53(1): 152–162.

GUO Chen, JI Yan, ZHAO Chenyi, et al. An analytical method for the desorption superposition effect in commingled production of coalbed methane and its application: A case study of the Xiaotun mine field in western Guizhou Province, China[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2025, 53(1): 152–162.

在线阅读 View online: <https://dx.doi.org/10.12363/issn.1001-1986.24.10.0647>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

煤层气合采地质研究进展述评

Review of the progress of geological research on coalbed methane co-production

煤田地质与勘探. 2022, 50(3): 42–57 <https://doi.org/10.12363/issn.1001-1986.21.10.0573>

煤岩类型对煤储层吸附/解吸特征影响及实践意义

Influence of coal lithotypes on adsorption/desorption characteristics in coal reservoirs and its practical significance: A case study in Baode Block

煤田地质与勘探. 2022, 50(3): 110–118 <https://doi.org/10.12363/issn.1001-1986.21.12.0864>

贵州织金地区煤层气合采开发实践与认识

Practice and understanding of coalbed methane co-production in Zhijin area, Guizhou

煤田地质与勘探. 2022, 50(9): 163–170 <https://doi.org/10.12363/issn.1001-1986.22.01.0050>

吸附解吸状态下煤层气运移机制

Coalbed methane migration mechanism under adsorption-desorption condition in coal

煤田地质与勘探. 2019, 47(4): 12–18 <https://doi.org/10.3969/j.issn.1001-1986.2019.04.003>

不同煤阶煤储层吸附/解吸特征差异及其对产能的影响

Differences in the adsorption/desorption characteristics of coal reservoirs with different coal ranks and their effects on the reservoir productivity

煤田地质与勘探. 2023, 51(5): 66–77 <https://doi.org/10.12363/issn.1001-1986.22.10.0816>

煤层气井合层开发层间干扰分析与合采方法探讨——以平顶山首山一矿为例

Analysis of interlayer interference in combined development of coalbed methane wells and discussion on combined production methods: A case study of Shoushan No.1 Coal Mine in Pingdingshan

煤田地质与勘探. 2021, 49(3): 112–117, 127 <https://doi.org/10.3969/j.issn.1001-1986.2021.03.014>



移动阅读

郭晨, 吉彦, 赵宸谊, 等. 煤层气多层合采解吸叠加效应分析方法与实践——以黔西小屯井田为例[J]. 煤田地质与勘探, 2025, 53(1): 152–162. doi: 10.12363/issn.1001-1986.24.10.0647

GUO Chen, JI Yan, ZHAO Chenyi, et al. An analytical method for the desorption superposition effect in commingled production of coalbed methane and its application: A case study of the Xiaotun mine field in western Guizhou Province, China[J]. Coal Geology & Exploration, 2025, 53(1): 152–162. doi: 10.12363/issn.1001-1986.24.10.0647

煤层气多层合采解吸叠加效应分析方法与实践

——以黔西小屯井田为例

郭晨^{1,2,3}, 吉彦¹, 赵宸谊⁴, 卢玲玲^{4,5}, 于鑫航¹, 高俊喆¹,
李猴强¹, 张旭阳¹, 王祥¹, 何红斌¹, 张润涵¹

(1. 西安科技大学地质与环境学院, 陕西西安 710054; 2. 陕西省煤炭绿色开发地质保障重点实验室, 陕西西安 710054; 3. 西安科技大学煤炭绿色开采地质研究院, 陕西西安 710054; 4. 西北大学地质学系, 陕西西安 710069; 5. 中国煤炭地质总局航测遥感局, 陕西西安 710199)

摘要: 【目的】煤层气多层合采是提高单井产量的重要手段, 但开发实践表明煤层气合采效果与控制因素复杂多变, 面临产气贡献判别、产气潜力预测、产层组合优化等技术难点。不同煤储层解吸产气的叠加性决定着煤层气合采能否取得高产。【方法】提出解吸次序判断、解吸区间叠加性与解吸阶段匹配性分析、井控可解吸量预测的煤层气合采解吸叠加效应分析方法, 并以黔西小屯井田为例开展应用研究。【结果和结论】结果表明, 该区煤储层具有吸附能力强、含气饱和度低、临界解吸压力低的特点。煤层气产层可划分为 2 套解吸系统, 上部解吸系统的解吸次序为 6_上、7、6_中与 6_下煤, 下部解吸系统的解吸次序为 34、33 煤。以生产过程动液面变化为刻度, 分析煤层气合采过程中各煤层的解吸历程, 发现 6_上、7、6_中、6_下煤在 45 m 的动液面范围内能够同步解吸, 33 煤与 34 煤在 92 m 的范围内能够同步解吸。基于等温吸附曲线揭示各煤层解吸阶段的匹配性, 由于临界解吸压力低, 各煤层解吸后直接进入敏感解吸阶段, 解吸效率高且匹配性好, 有利于高产, 但存在压降空间不足, 排水周期长等弊端, 对煤储层改造和排采提出更高要求。井控可解吸量及其时变曲线预测表明, 当解吸系统内部所有产层同步解吸时, 将迎来解吸高峰, 此阶段上部系统井控可解吸量 378.09 万 m³, 日均 4.20 万 m³, 下部系统井控可解吸量 199.11 万 m³, 日均 1.08 万 m³。上下 2 套解吸系统均显示了良好的解吸叠加效应, 分别构成两套有利合采产层组合。该方法可为煤层气合采产气贡献识别、产气潜力预测与产层组合优化提供参考依据。

关键词: 煤层气合采; 解吸叠加; 解吸阶段; 动液面; 产层组合

中图分类号: P618.13; TE37 文献标志码: A 文章编号: 1001-1986(2025)01-0152-11

An analytical method for the desorption superposition effect in commingled production of coalbed methane and its application: A case study of the Xiaotun mine field in western Guizhou Province, China

GUO Chen^{1,2,3}, JI Yan¹, ZHAO Chenyi⁴, LU Lingling^{4,5}, YU Xinhang¹, GAO Junzhe¹, LI Houqiang¹,
ZHANG Xuyang¹, WANG Xiang¹, HE Hongbin¹, ZHANG Runhan¹

(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. Department of Geology, Northwest University,

收稿日期: 2024-10-23; 接收日期: 2024-12-18

基金项目: 国家自然科学基金项目(42472243, 42002195); 贵州省科技计划项目黔科合战略找矿项目([2022] ZD001-1); 贵州省科技计划项目黔科合平台人才项目(CXTD [2022] 016)

第一作者: 郭晨, 1988 年生, 男, 山西晋城人, 博士, 副教授。E-mail: makaay_@126.com

© Editorial Office of Coal Geology & Exploration. OA under CC BY-NC-ND

Xi'an 710069, China; 5. Aerophoto Grammetry and Remote Sensing Bureau, China National Administration of Coal Geology, Xi'an 710199, China)

Abstract: [Objective] The commingled production of coalbed methane (CBM) serves as a significant means to increase single-well production. However, production practices reveal that the commingled production of CBM exhibits complex and varied effects and controlling factors, facing technical challenges of identifying gas-producing contributions, predicting gas-producing potential, and optimizing pay interval combinations. The superposition of desorption for gas production among different coal seams determines whether high CBM production can be achieved using commingled production. **[Methods]** This study proposed an analytical method for the desorption superposition effect in the commingled production of CBM, involving determining desorption sequences, analyzing the superposition of desorption intervals and the matching of desorption stages, and predicting well-controlled desorption capacities. The proposed method was applied to the Xiaotun mine field in western Guizhou Province, China. **[Results and conclusions]** The results indicate that coal reservoirs in the Xiaotun mine field feature high adsorption capacities, low gas saturation, and low critical desorption pressures. The CBM pay intervals can be categorized into the upper and lower desorption systems. The upper desorption system manifested a desorption sequence of the No.6 upper, No.7, No.6 middle, and No.6 lower coal seams, while the lower desorption system displayed a desorption sequence of the No.34 and No.33 coal seams. Using changes in the working fluid during the production process as an indicator, this study analyzed the desorption processes of coal seams during the commingled production of CBM. The analytical results reveal that the synchronous desorption of the No.6 upper, No.7, No.6 middle, and No.6 lower coal seams can be achieved within a working fluid of 45 m and the synchronous desorption of the No.33 and No.34 coal seams can be gained within a working fluid of 92 m. Isothermal adsorption curves discovered the matching of the coal seams' desorption stages. The low critical desorption pressures allowed various coal seams to directly enter the sensitive desorption stage after desorption, suggesting high desorption efficiency and effective matching. This creates favorable conditions for high CBM production. However, limitations like insufficient pressure drop space and long drainage periods impose high requirements for coal seam stimulation and CBM production. The well-controlled desorption capacities and their time-varying curves indicate that gas desorption capacities peaked in the case of the synchronous desorption of all pay intervals within the respective desorption systems. In this case, the upper and the lower desorption systems yielded well-controlled desorption capacities of $378.09 \times 10^4 \text{ m}^3$ (daily average: $4.20 \times 10^4 \text{ m}^3$) and $199.11 \times 10^4 \text{ m}^3$ (daily average: $1.08 \times 10^4 \text{ m}^3$), respectively. Both desorption systems demonstrated satisfactory desorption superposition effect, each forming a favorable pay interval combination for the commingled production of CBM. The proposed method will provide a reference for identifying gas-producing contributions, predicting gas-producing potential, and optimizing pay interval combinations for the commingled production of CBM.

Keywords: commingled production of coalbed methane (CBM); desorption superposition; desorption stage; working fluid; production layer combination

多层合采是煤层气开发降本增效的重要技术手段,被广泛应用于我国多煤层含煤岩系的煤层气开发。例如,黔西上二叠统多、薄煤层叠置,通过多层合采技术的持续优化,初步实现了商业化开发,织金区块率先形成了“定向井多层合采+水平井分段压裂”的煤层气开发模式,大井组稳定产量达 $2\,000 \text{ m}^3/\text{d}$ 以上^[1-3]。文家坝1口定向井合采16、23、27和30号煤,峰值产气量 $6\,100 \text{ m}^3/\text{d}$,维持 $5\,000 \text{ m}^3/\text{d}$ 以上5个月^[4]。杨梅树向斜杨梅参1井,3层合采最高产气量达 $5\,000 \text{ m}^3/\text{d}$,连续51 d稳产 $4\,000 \text{ m}^3/\text{d}$ 以上^[5]。除此之外,煤层气/煤系气合采在多个地区取得产能突破乃至形成工程示范^[6-7],临兴区块示范工程煤系气合采单井最高产气量达 $4\,000 \text{ m}^3/\text{d}$,平均日产气量超过 $6\,000 \text{ m}^3$ ^[8]。

煤层气合采面临的关键技术问题包括分层产气贡献的确定、综合产能潜力及其主控因素的评估以及产层组合的合理划分等。针对上述问题,前人开展了富有成效的探索。产气贡献方面,建立了基于排采曲线分峰

剥离的游离气与吸附气产量,以及不同煤层吸附气产量的煤系气合采产气贡献劈分方法^[7];提出通过向井中分段注水,由下至上依次淹没各个产层,以确定合采井分层产量^[9];基于合采物理模拟实验厘定了分层产气贡献的主控因素,构建了产气贡献梯级变化的判识模板^[10-11];研发了合采产层贡献的井筒内分层实时监测装置,可提供最准确、直观的分层产量数据^[6,12-13]。

面对煤层气合采主要制约因素与产层组合划分这一关键问题,前期侧重关注层间属性差异(包括含水层与含气层)诱发的流体能量干扰,由此作为合采产能诊断与产层组合优化设计的依据。例如,基于产能与地质因素相关性分析法,指出黔西-滇东地区高效合采的产层组底界埋深不大于 800 m ,流体压力状态差异系数不大于 8% ;产层组最大跨度滇东为 $40\sim 60 \text{ m}$,而黔西为 100 m ;含气饱和度差异指数黔西小于 180% ,滇东小于 20% ^[14]。含水层干扰是制约煤层气合采效果的重要原因,提出了基于产出水地球化学特征的排采水源解析与

合采干扰判别方法^[15-16], 基于生产特征曲线的煤层气合采井产水能量驱动类型与含水层干扰识别方法^[17-18]。

在产层组合优化方面, 以黔西松河区块为例, 提出了产层组合优化的“三步法”, 包括主力产层优选、主力产层扩展、产层组合优化 3 个步骤, 兼顾了产气贡献、干扰程度与经济效益^[19]。以云南老厂雨旺区块为例, 选取煤层厚度、埋深、储层压力梯度、渗透率和含气量 5 个参数, 建立了基于聚类分析的煤层气合采产层组合优选方法, 发现多产层相似度越高, 类间距越近, 产气效果越好^[19]。以临兴区块为例, 提取地层压力梯度、气层厚度、渗透率及可动水量等煤系气合采兼容性关键因素, 采用最优分割法, 指出千 5 段、盒 1—4 段、盒 5—8 段具有较好的合采兼容性^[20]。

进一步思考, 层间属性差异及其诱发的合采兼容性问题, 属于合采高产限制性因素的研究范畴, 基于“相似相容”的原则可实现对“负面”因素(或层位)的剔除, 以保障产气水平的下限。但凭借“相似相容”原则仍无法充分保障与客观评估煤层气合采井产能潜力的“上限”问题。换言之, 前期对于煤层气合采高产的“正面”因素关注不足, 因而无法回应在无层间干扰且充分改造的前提下, 煤层气多层合采到底有多大的产能潜力, 为实现这种潜力应如何优化产层组合与技术工艺。因此, 立足目前关于煤层气压力系统识别、表征及其兼容性分析研究成果, 本文试图探讨煤层气合采解吸与产气潜力的“上限”问题, 以期丰富与发展煤层气合采兼容性地质理论与分析方法。问题的关键在于不同产层能否实现有效的产气叠加, 而产气的叠加性取决于解吸次序、解吸区间的叠加性与解吸阶段的匹配性 3 个方面, 较长的叠加解吸区间与匹配的解吸阶段(解吸效率)是合采高产的基础保障。为此, 笔者以黔西小屯井田为例, 分析吸附与解吸的层间差异, 判断解吸次序, 揭示多煤层合采条件下解吸区间的叠加性与解吸阶段的匹配性, 进而探讨其对煤层气合采产气潜力与产层组合划分的指示意义, 以期对相关地区煤层气高效合采提供理论依据。

1 地质背景

小屯井田位于黔北煤田的短轴式褶皱区内。现今构造轮廓定型于燕山期, 表现为 NE 向褶皱和断裂带。小屯井田构造上位于 NE 向大方背斜的 SE 翼, 总体呈一宽缓的单斜构造, 地层走向 25°~35°, 倾向 SE, 倾角 8°~10°。井田内断层以正断层为主, 少量逆断层, 走向以 NE 向为主(图 1)。

井田内揭露地层包括中二叠统茅口组、上二叠统峨眉山玄武岩组、上二叠统龙潭组、上二叠统长兴组、下三叠统夜郎组、下三叠统茅草铺组和第四系。上二

叠统龙潭组为含煤地层, 为一套碎屑岩夹灰岩的海陆过渡相含煤地层, 潮坪与三角洲平原为主要成煤环境, 旋回结构发育。龙潭组平均厚度 199 m, 含煤 30~35 层, 总厚度 21.03~25.98 m, 平均 23 m。可采煤层 6 层, 包括 6_上、6_中、6_下、7、33 与 34 号煤层, 平均总厚 7.45 m。宏观煤岩成分以亮煤为主, 暗煤次之, 条带状结构。显微煤岩组分以镜质组为主, 体积分数平均 65%, 惰质组体积分数平均 21%, 无机组分体积分数平均 14%, 以黏土矿物为主, 方解石、石英次之, 含少量黄铁矿。镜质体最大反射率介于 3.11%~3.36%, 平均 3.27%, 属于 3 号无烟煤, 煤质特点为中等灰分, 特低水分, 特低挥发分与中高硫分。煤体结构以原生结构煤与碎裂煤为主, 坚固性系数在 1.3 以上, 有利于煤层气开发。

2 原理与方法

小屯井田施工 1 口煤层气参数井 X 井, 测试资料齐全, 本文重点选取储层压力、含气量、等温吸附常数等数据, 分析不同煤层的吸附解吸性质, 获取含气饱和度、临界解吸压力等参数。对吸附(解吸)曲线进行数值描述, 划分解吸阶段, 分析煤层气合采条件下各煤层的解吸次序、解吸区间的叠加性与解吸阶段的匹配性, 以全面揭示多煤层的叠加解吸历程。

2.1 解吸次序判断

以 2 个煤层为例说明解吸次序的判断方法。依据静水压力梯度可将各煤层的临界解吸压力转化为液柱高度, 液柱底界为各煤层底板, 液柱顶界由液柱高度与煤层位置共同决定, 液柱顶界高者优先解吸。

操作层面, 定义 H_{cd1} 为上部煤层临界解吸压力对应的液柱高度, H_{cd2} 为下部煤层临界解吸压力对应的液柱高度, H 为层间距。据此存在 3 种情况: (1) $H_{cd2} < H_{cd1} + H$, 上部煤层优先解吸; (2) $H_{cd2} = H_{cd1} + H$, 2 个煤层同时解吸; (3) $H_{cd2} > H_{cd1} + H$, 下部煤层优先解吸(图 2)。

2.2 解吸区间分析

解吸区间可由液柱高度予以衡量, 对应井筒内特定动液面深度范围, 高度越大, 解吸区间越长。若在上部煤层暴露之前 2 个煤层均可发生解吸, 则存在两煤层的解吸叠加现象, 液柱的重合区间代表叠加解吸区间。因此, 可以动液面为刻度表征煤层气的叠加解吸区间。本文定义所有可以发生叠加解吸的煤层为一个解吸系统。假设煤层暴露后解吸瞬间结束, 忽略套压的影响, 井底流压全部来自井筒液柱。

2.3 解吸阶段划分

定义单位压降下的解吸量为解吸效率, 作为解吸阶段划分的重要依据。首先求取 Langmuir 等温吸附方程的一阶导数, 获得解吸效率与压力的关系方程, 再计算

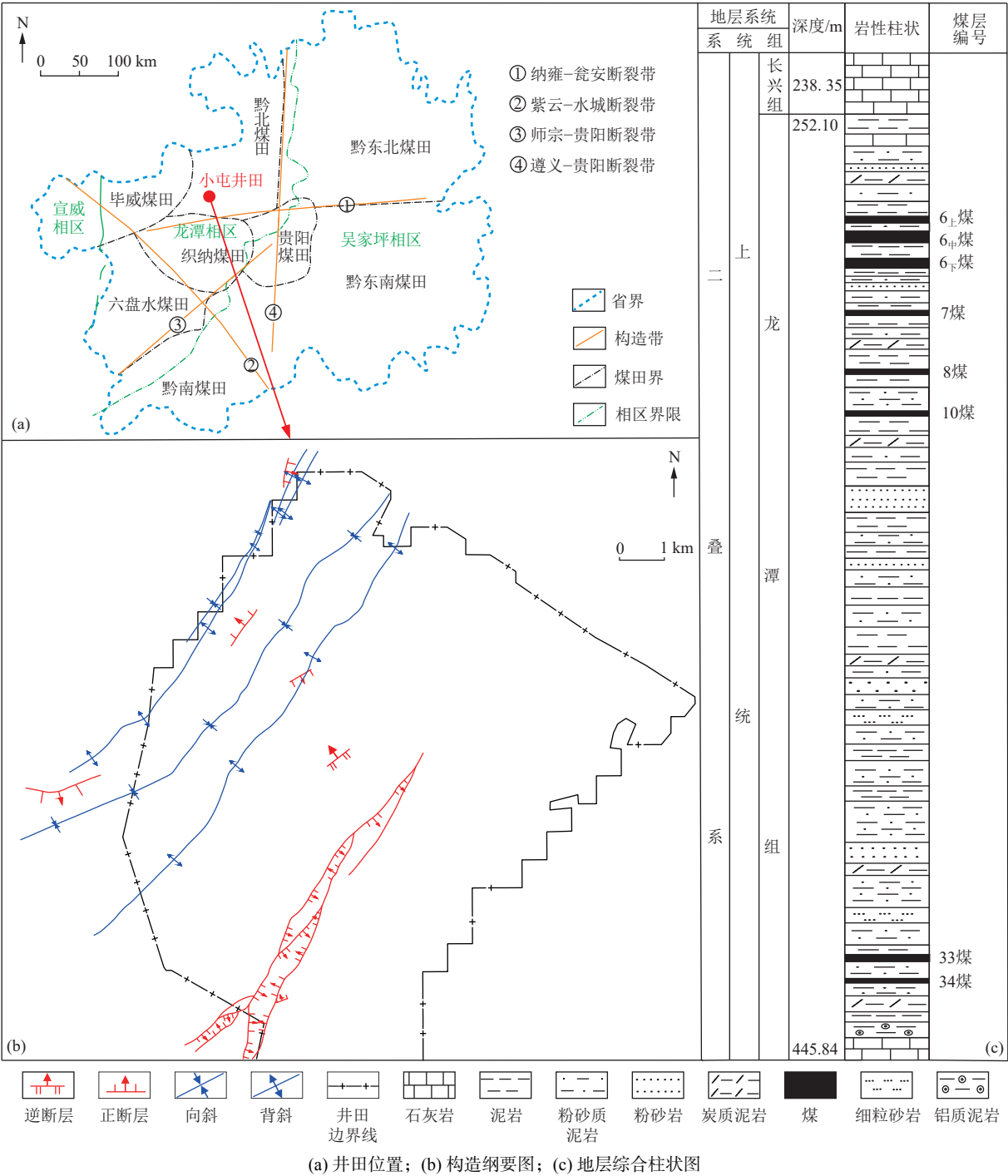


图 1 小屯井田综合地质特征
Fig.1 Comprehensive geological characteristics of the Xiaotun mine field

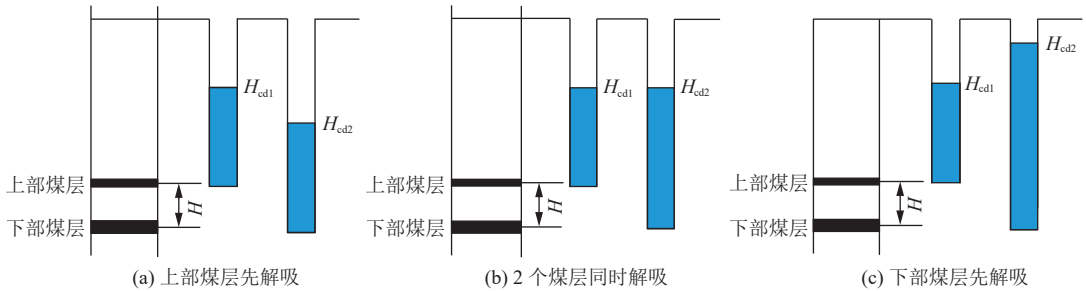


图 2 解吸次序判断
Fig.2 Schematic diagrams showing the determination of desorption sequences

解吸效率与压力关系的曲率方程,曲率变化的突变点可视为煤层气解吸阶段划分的关键点,曲率变化可通过曲率的斜率予以表征。因此,需要进一步求取曲率方程的一阶导数,一阶导数(曲率斜率)的极值点对应的压力点,即为煤层气解吸阶段划分的关键压力点,由大到小依次定义为启动压力、过渡压力与敏感压力,由此将解吸曲线划分为低效、缓慢、快速与敏感 4 个阶段^[21]。结合临界解吸压力,可判断煤层实际经历的解吸阶段,进而分析多煤层合采过程中解吸阶段的匹配性。

2.4 井控可解吸量预测

黔西地区煤层气开发的优势井间距多为 200~300 m^[4,22-23],因此,推测解吸半径为 100~150 m,考虑到压裂规模的不断提升与开发技术的进步,取 150 m 作为计算井控可解吸量的解吸半径。假设条件为:储层压力能够极限降低至大气压,即以大气压为废弃压力,忽略压降漏斗扩展与解吸渗流时间,井底压力达到相应解吸压力时 150 m 范围内的煤层气可瞬时完成解吸。因此,井控可解吸量代表了绝对理想状况下的极限产气能力,可有效评价多煤层同步解吸的叠加性,计算公式为:

$$Q = V_{qp} \quad (1)$$

各井钻遇煤层的视密度见表 1。计算煤的体积时,假设 150 m 范围内煤厚保持不变。在此基础上预测井控可解吸量,构建考虑时间因素的井控可解吸量时变曲线,综合评价煤层气合采的叠加解吸效应与产气潜力,

表 1 X 井各煤层视密度
Table 1 Apparent density of various coal seams in well X

煤层	6 _上 煤	6 _中 煤	6 _下 煤	7煤	33煤	34煤
视密度/ (t·m ⁻³)	1.63	1.52	1.52	1.54	1.54	1.57

为煤层气合采层组合优化与开发过程合理配产提供理论依据。

3 解吸叠加效应

3.1 煤储层属性

X 井揭露的可采煤层埋深介于 273~436 m, 平均 333 m, 煤厚介于 0.50~2.42 m, 总厚 6.70 m。各煤层的 Langmuir 体积 V_L 平均为 37.08 m³/t, 级差为 6.46 m³/t, Langmuir 压力 p_L 平均 1.40 MPa, 级差 0.56 MPa; 含气量平均 13.72 m³/t, 级差 4.27 m³/t(表 2)。煤储层吸附能力较强, 层间差异不大。各煤层等温吸附曲线显示, 在实验压力范围内, 6_中煤的吸附能力最强, 33 煤的吸附能力最弱(图 3)。含气饱和度以 6_上煤最高, 其他煤层偏低且相差不大。总体含气饱和度较低, 一方面与煤层吸附性强有关, 另一方面也指示构造抬升导致煤层气发生过散失。受其影响, 临储压力比未超过 0.5, 指示煤层气开发需经历较长的排水降压周期。储层压力具有随埋深增加而增加的总体趋势, 但 7 煤以下压力梯度显著增加, 指示叠置煤层气系统的客观存在。

表 2 X 井煤储层属性参数
Table 2 Parameters of coal reservoirs in well X

煤层	埋深/m	厚度/m	$V_L/(m^3 \cdot t^{-1})$	p_L/MPa	含气量/(m ³ ·t ⁻¹)	储层压力/MPa	临界解吸压力/MPa	临储压力比	含气饱和度/%
6 _上 煤	273.89	0.85	35.17	1.27	15.24	1.97	0.97	0.49	71
6 _中 煤	278.95	2.42	40.68	1.39	13.24	1.88	0.67	0.36	57
6 _下 煤	283.98	1.04	34.63	1.19	10.97	1.90	0.55	0.29	52
7煤	294.12	0.78	37.54	1.52	13.43	2.88	0.84	0.29	55
33煤	431.16	1.11	34.22	1.30	14.21	4.31	0.92	0.21	54
34煤	435.98	0.50	40.21	1.75	15.22	4.15	1.07	0.26	54

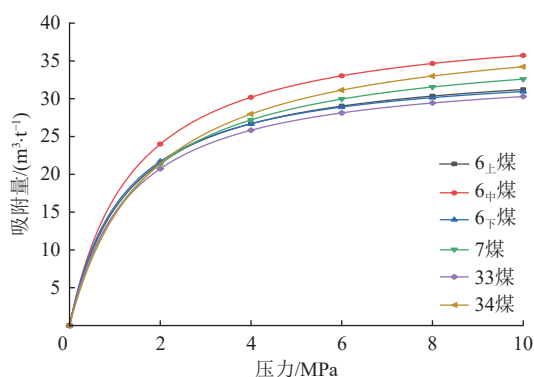


图 3 X 井煤储层等温吸附曲线

Fig.3 Isothermal adsorption curves of coal reservoirs in well X

3.2 解吸区间叠加性

7 煤与 33 煤的层间距为 137 m, 33 煤的临界解吸压力为 0.92 MPa, 对应液柱高度约 94 m。当 7 煤暴露时, 33 煤层还远未达到临界解吸压力, 因此可将 6_上煤到 7 煤确定为上部解吸系统, 33 煤和 34 煤为下部解吸系统。进一步判断, 上部解吸系统的解吸次序为 6_上、7、6_中、6_下煤, 下部解吸系统的解吸次序为 34、33 煤。

上部解吸系统: 当动液面降至 176.04 m, 6_上煤达到临界解吸压力而发生解吸, 动液面从 176.04 m 降至 209.34 m, 在这 33.30 m 的降低区间内仅 6_上煤解吸; 动

液面从 209.34 m 降至 209.53 m 的 0.19 m 范围内 6_上、7 煤同时解吸; 动液面从 209.53 m 降至 227.94 m 的 18.41 m 范围内 6_上、7、6_中煤同时解吸; 动液面从 227.94 m 降至 273.04 m 的 45.10 m 范围内 6_上、7、6_中、6_下煤同时解吸; 当动液面降至 273.04 m 时, 6_上煤暴露, 视为解吸结束, 动液面从 273.04 m 降至 276.53 m 的 3.49 m 范围内 7、6_中、6_下煤同时解吸; 动液面从 276.53 m 降至 282.94 m 的 6.41 m 范围内 7、6_下煤同时解吸; 动液面从 282.94 m 降至 293.34 m 的 10.40 m 范围内仅 7 煤解吸; 动液面介于 293.34~328.48 m 时无煤层解吸。

下部解吸系统: 动液面降至 328.48 m, 34 煤发生解吸, 动液面从 328.48 m 降至 338.05 m 的 9.57 m 范围内仅 34 煤解吸; 动液面从 338.05 m 降至 430.05 m 的 92 m 范围内 33、34 煤同时解吸; 当动液面降至 430.05 m, 33 煤暴露, 动液面从 430.05 m 降至 435.48 m 的 5.43 m 范围内仅 34 煤解吸; 动液面超过 435.48 m 后, 所有煤层解吸结束。

据此, 可得到 X 井多煤层合采的叠加解吸历程(图 4)。

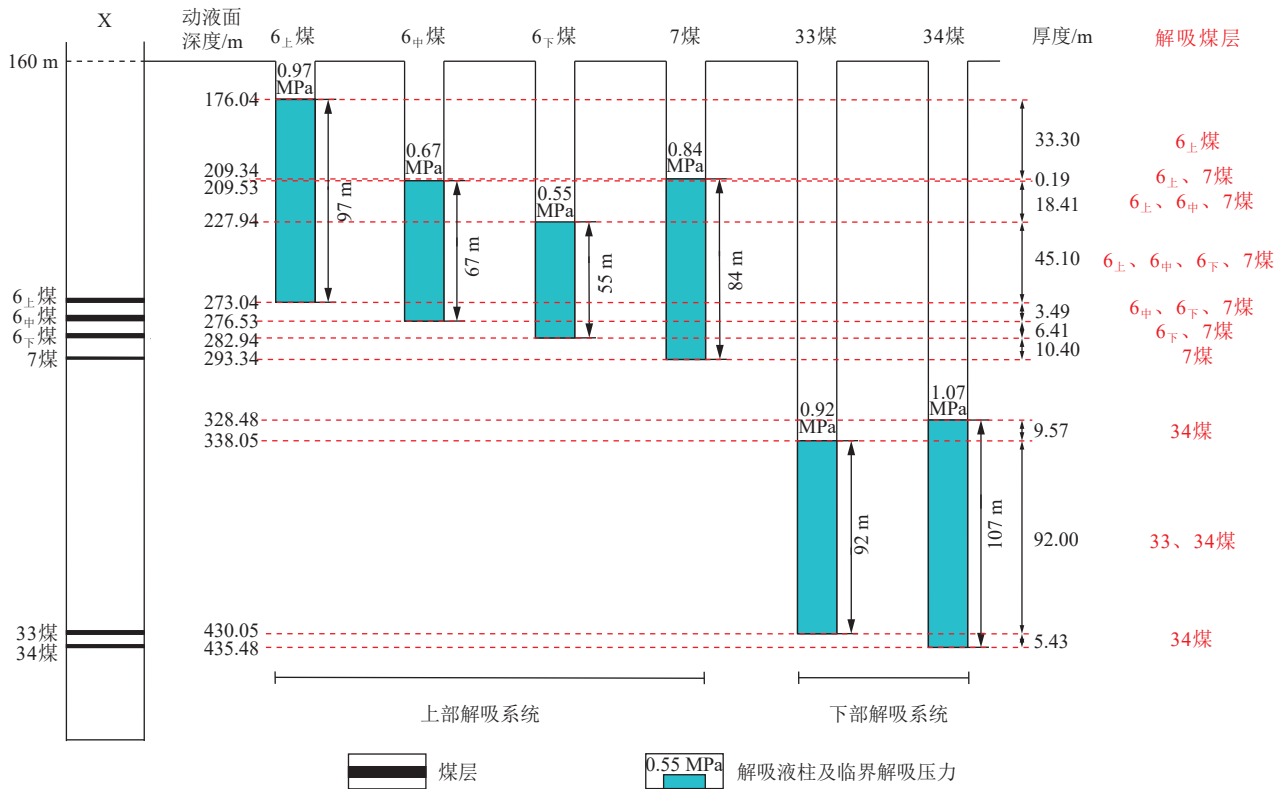


图 4 X 井多煤层解吸历程

Fig.4 Desorption processes of multiple coal seams in well X

3.3 解吸阶段匹配性

基于各煤层等温吸附方程获得解吸效率曲率的一阶导数方程。基于方程, 获得解吸效率曲率线斜率与压力的关系曲线, 在曲线上提取各个关键压力点(图 5)。各煤层的方程如下。

1) 6_上煤层

$$S = \frac{-24 \times 35.17 \times 1.27}{(p + 1.27)^5} \times \left\{ 1 + \left[\frac{2 \times 35.17 \times 1.27}{(p + 1.27)^3} \right]^2 \right\}^{(-3/2)} + \frac{216 \times (35.17 \times 1.27)^3}{(p + 1.27)^{11}} \times \left\{ 1 + \left[\frac{2 \times 35.17 \times 1.27}{(p + 1.27)^3} \right]^2 \right\}^{(-5/2)} \quad (2)$$

2) 6_中煤层

$$S = \frac{-24 \times 40.68 \times 1.39}{(p + 1.39)^5} \times \left\{ 1 + \left[\frac{2 \times 40.68 \times 1.39}{(p + 1.39)^3} \right]^2 \right\}^{(-3/2)} + \frac{216 \times (40.68 \times 1.39)^3}{(p + 1.39)^{11}} \times \left\{ 1 + \left[\frac{2 \times 40.68 \times 1.39}{(p + 1.39)^3} \right]^2 \right\}^{(-5/2)} \quad (3)$$

3) 6_下煤层

$$S = \frac{-24 \times 34.63 \times 1.19}{(p + 1.19)^5} \times \left\{ 1 + \left[\frac{2 \times 34.63 \times 1.19}{(p + 1.19)^3} \right]^2 \right\}^{(-3/2)} + \frac{216 \times (34.63 \times 1.19)^3}{(p + 1.19)^{11}} \times \left\{ 1 + \left[\frac{2 \times 34.63 \times 1.19}{(p + 1.19)^3} \right]^2 \right\}^{(-5/2)} \quad (4)$$

4) 7 煤层

$$S = \frac{-24 \times 37.54 \times 1.52}{(p+1.52)^5} \times \left\{ 1 + \left[\frac{2 \times 37.54 \times 1.52}{(p+1.52)^3} \right]^2 \right\}^{(-3/2)} + \frac{216 \times (37.54 \times 1.52)^3}{(p+1.52)^{11}} \times \left\{ 1 + \left[\frac{2 \times 37.54 \times 1.52}{(p+1.52)^3} \right]^2 \right\}^{(-5/2)} \quad (5)$$

5) 33 煤层

$$S = \frac{-24 \times 34.22 \times 1.30}{(p+1.30)^5} \times \left\{ 1 + \left[\frac{2 \times 34.22 \times 1.30}{(p+1.30)^3} \right]^2 \right\}^{(-3/2)} + \frac{216 \times (34.22 \times 1.30)^3}{(p+1.30)^{11}} \times \left\{ 1 + \left[\frac{2 \times 34.22 \times 1.30}{(p+1.30)^3} \right]^2 \right\}^{(-5/2)} \quad (6)$$

6) 34 煤层

$$S = \frac{-24 \times 40.21 \times 1.75}{(p+1.75)^5} \times \left\{ 1 + \left[\frac{2 \times 40.21 \times 1.75}{(p+1.75)^3} \right]^2 \right\}^{(-3/2)} + \frac{216 \times (40.21 \times 1.75)^3}{(p+1.75)^{11}} \times \left\{ 1 + \left[\frac{2 \times 40.21 \times 1.75}{(p+1.75)^3} \right]^2 \right\}^{(-5/2)} \quad (7)$$

以 6_上煤为例,展示解吸阶段划分结果:在低效解吸阶段(按最大压力 12 MPa 计算),解吸量为 1.13 m³/t,解吸效率为 0.25~0.45 m³/(t·MPa);缓慢解吸阶段解吸量为 3.28 m³/t,解吸效率为 0.45~1.36 m³/(t·MPa);快速解吸阶段解吸量为 5.12 m³/t,解吸效率为 1.36~3.77 m³/(t·MPa);敏感解吸阶段解吸量为 22.29 m³/t,解吸效率为 3.77~27.75 m³/(t·MPa)。敏感解吸阶段解吸量占总解吸量的 70%(图 6)。

各煤层的临界解吸压力均低于敏感压力,因此,解吸后直接进入敏感解吸阶段,有利方面是解吸效率高,

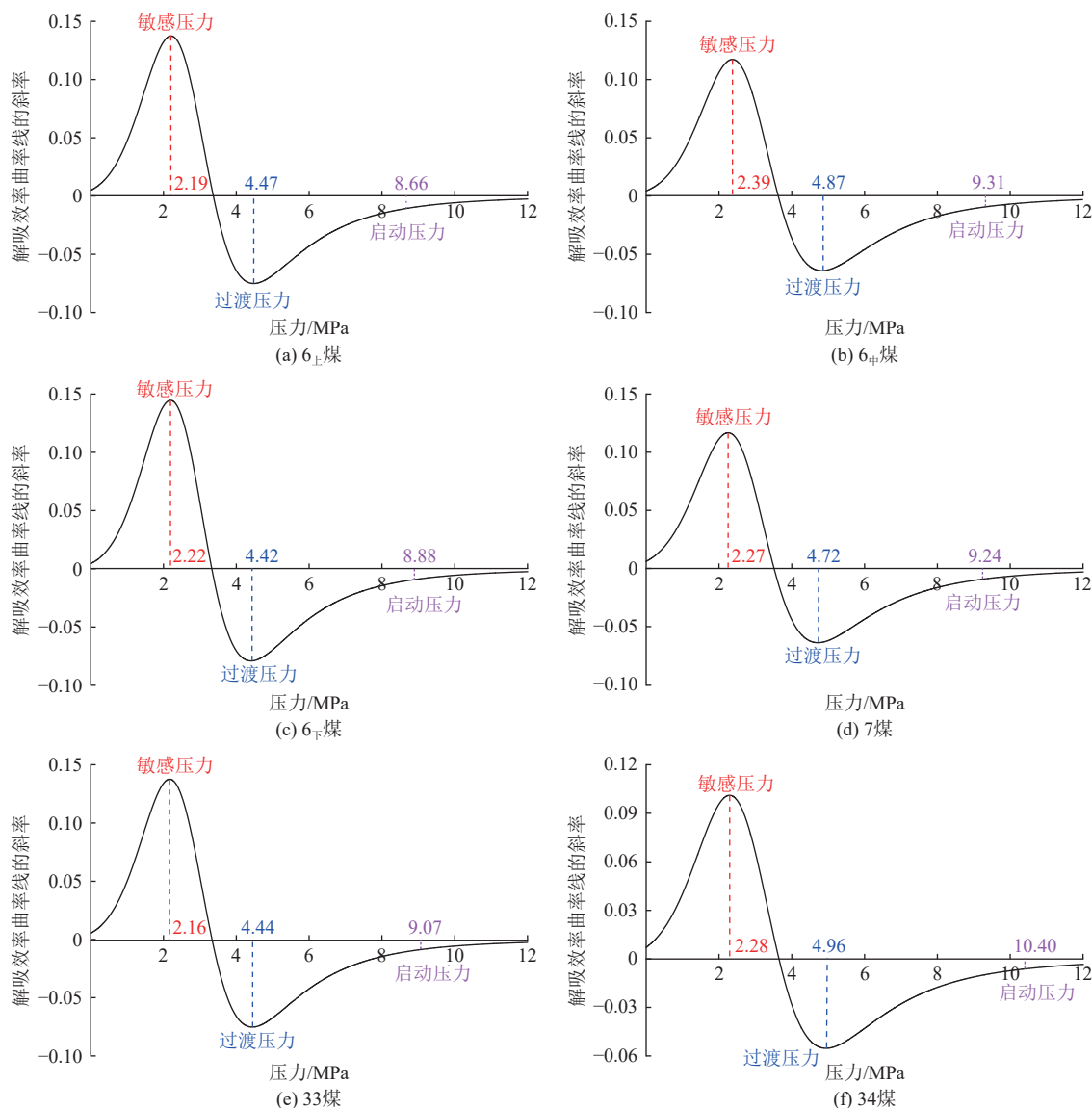


图 5 解吸效率曲率的一阶导数曲线与关键压力点提取

Fig.5 First derivative curves of desorption efficiency curvature and extracted critical pressure points

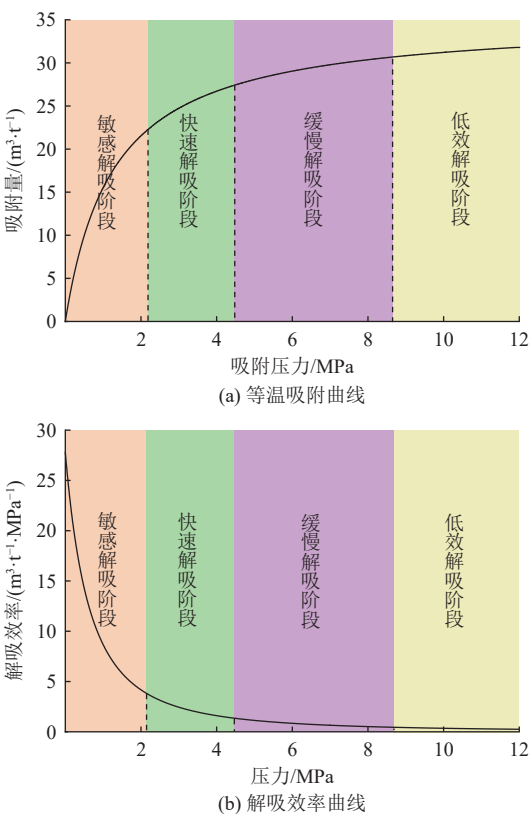


图 6 6_上煤层解吸阶段划分

Fig.6 Desorption stages of the No. 6 upper coal seam

多煤层叠加解吸后能够快速迎来高产,不利方面是解吸的压降空间小,且需经历较长的排水降压周期。较低的含气饱和度与临储压力比是本区煤层气开发的不利条件。就解吸阶段的匹配性而言,能够实现产气高效叠加,但需依赖储层的充分改造与降压。黔西煤层气开发经验表明,产气量与压裂规模成正比^[4]。

4 可解吸量预测

4.1 井控可解吸量

依据 X 井多煤层叠加解吸历程(图 4)与井控可解吸量计算方法(式(1)),计算动液面控制下的井控可解吸量阶段性变化特点(表 3)。结果显示,当动液面深度介于 227.94~273.04 m 时,上部解吸系统的 4 个煤层发生叠加解吸,累计井控可解吸量远大于该系统其他解吸液面范围;当动液面深度介于 338.05~430.05 m 时,下部解吸系统的 2 个煤层发生叠加解吸,累计井控可解吸量也远大于其他解吸液面范围(图 7a)。可见,只有解吸系统内多个煤层发生叠加解吸,才能为多煤层合采高产创造有利条件。

产层贡献方面,6_中煤和 33 煤分别是 2 个解吸系统的主力产层,井控可解吸量分别占各系统总井控可解吸量的 46.39% 和 61.62%。在含气量相似的前提下,煤层

表 3 动液面控制下的井控可解吸量阶段变化

Table 3 Phased variations of well-controlled desorption capacities under the control of the dynamic liquid level

动液面范围/m	解吸煤层	压降幅度/MPa	吨煤可解吸量/m ³	井控可解吸量/万 m ³	累计井控可解吸量/万 m ³
176.04~209.34	6 _上	0.330	3.49	34.16	34.16
>209.34~209.53	6 _上	0.002	0.02	0.20	0.37
	7		0.02	0.17	
>209.53~227.94	6 _上	0.180	2.51	24.57	108.55
	7		2.00	16.93	
	6 _中		2.58	67.05	
>227.94~273.04	6 _上	0.450	6.65	65.10	378.09
	7		6.70	56.86	
	6 _中		7.17	186.33	
	6 _下		6.25	69.80	
>273.04~276.53	7	0.030	0.86	7.30	33.75
	6 _中		0.73	18.97	
	6 _下		0.67	7.48	
>276.53~282.94	7	0.060	1.34	11.37	26.23
	6 _下		1.33	14.86	
>282.94~293.34	7	0.100	0.70	5.94	5.94
328.48~338.05	34	0.100	0.89	4.94	4.94
>338.05~430.05	34	0.920	12.63	70.10	199.11
	33		10.68	129.01	
>430.05~435.48	34	0.050	0.96	5.32	5.32

厚度是主要控制因素,6_中煤和33煤的煤层厚度是各系统内其他煤层厚度的2倍以上。6_中煤又是所有煤层中产气潜力最大的,单煤层井控可解吸量272.35万m³,占有煤层井控可解吸量之和的34%。6_下煤和34煤的井控可解吸量分别占各系统总井控可解吸量的15.69%和38.38%,属于各解吸系统的次要产层(图7b)。

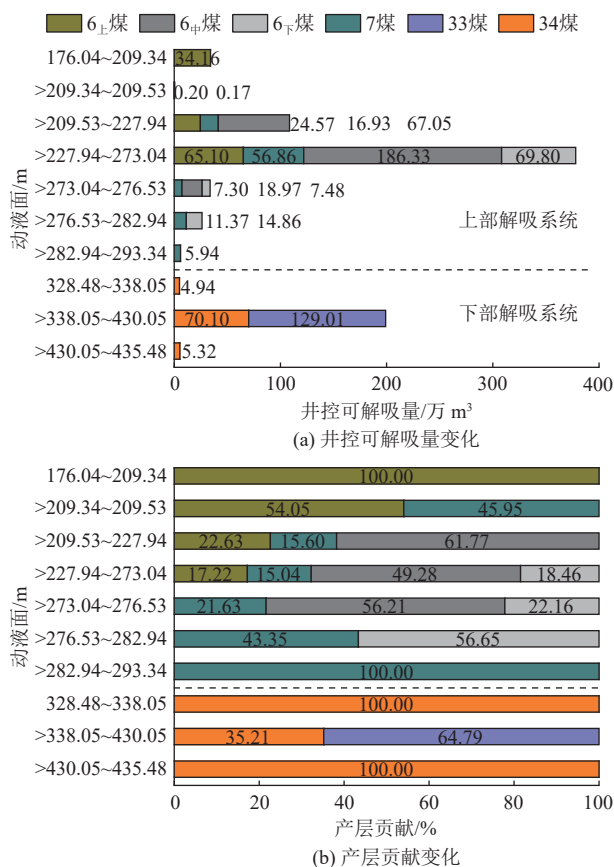


图7 动液面控制下的井控可解吸量及产层贡献

Fig.7 Well-controlled desorption capacities and contributions of production seams under the control of the dynamic liquid level

据此,可为煤层气多层合采的排采控制提供参考,即重点控制的动液面范围为>227.94~273.04和338.05~430.05m,各范围内重点控制的煤层分别为6_中煤和33煤,其产层贡献率分别为49.28%和64.79%,目的在于通过降低排采过程诱发的储层敏感性,扩大煤层解吸面积,充分发挥多煤层叠加解吸优势并释放主力煤层的产能潜力。

4.2 井控可解吸量时变曲线

煤层气井排采过程中,见气前动液面降低较快,见气后动液面降低速率会大幅降低。结合黔西地区煤层气排采实际情况,设定在未产气阶段(动液面范围0~176.04、293.34~328.48m)动液面每日降5m,产气阶段动液面每日降0.5m^[23-24]。

对于上部解吸系统:排采第35天,6_上煤开始解吸,时长67d,日均井控可解吸量0.51万m³;第102天,6_上、7煤同时解吸,时长0.4d,日均井控可解吸量0.93万m³;第103天,6_上、7、6_中煤同时解吸,时长37d,日均井控可解吸量2.93万m³;第139天,6_上、7、6_中、6_下煤同时解吸,时长90d,日均井控可解吸量4.20万m³;第229天,7、6_中、6_下煤同时解吸,时长7d,日均井控可解吸量4.82万m³;第236天,7、6_下煤同时解吸,时长13d,日均井控可解吸量2.02万m³;第249天,7煤单独解吸,时长21d,日均井控可解吸量0.28万m³。

下部解吸系统:第277天,34煤开始解吸,时长25d,日均井控可解吸量0.20万m³;第302天,33、34煤同时解吸,时长184d,日均井控可解吸量1.08万m³;第486天,34煤层单独解吸,时长11d,日均井控可解吸量0.48万m³。据此获得X井井控可解吸量时变曲线(图8),可为气井不同生产阶段产气贡献识别与合理配产提供参考依据。

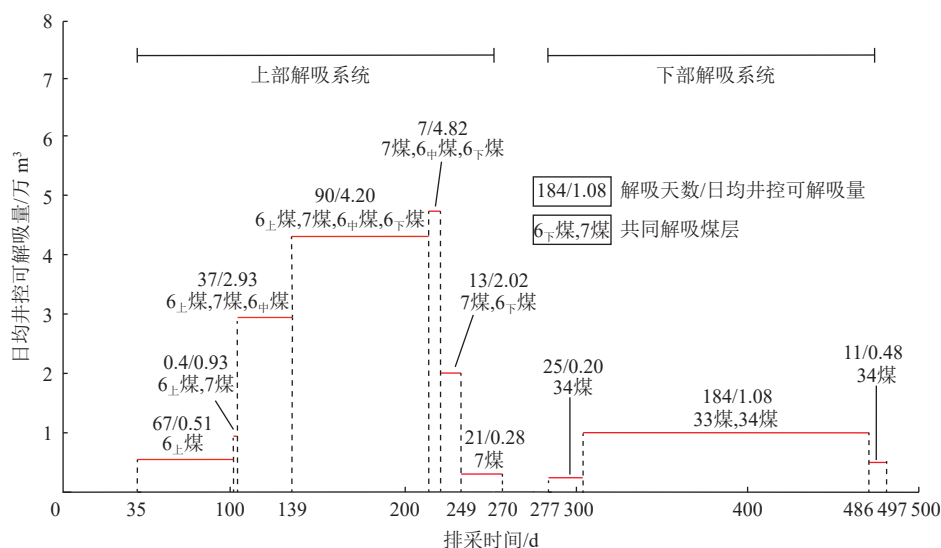


图8 X井井控可解吸量时变曲线

Fig.8 Time-varying curves of well-controlled desorption capacities in well X

4.3 产层组合划分

煤层气合采的意义在于能够实现不同煤层解吸的有效叠加,体现为在一定的动液面深度范围内,解吸煤层数量多、解吸效率高、总解吸气量大。在上部解吸系统中,当 $6_{上}$ 、7、 $6_{中}$ 、 $6_{下}$ 煤同时解吸时(动液面范围 $>227.94\sim 273.04$ m),全部为敏感解吸阶段,累计井控可解吸量 378.09 万 m^3 ,日均井控可解吸量 4.20 万 m^3 ;在下部解吸系统中,当33煤与34煤同时解吸时(动液面范围 $338.05\sim 430.05$ m),全部为敏感解吸阶段,累计井控可解吸量 199.11 万 m^3 ,日均井控可解吸量 1.08 万 m^3 。上下2个解吸系统叠加产气效应良好,在满足同一压力系统的前提下,是有利的合采产层组合。解吸初期的高解吸效率及其诱导的基质收缩效应构成见气后高产快速来临的有利条件,这种现象在黔西可能具有普遍意义^[17,25]。

综合考虑压力系统与解吸系统,将 $6_{上}$ 、 $6_{中}$ 、 $6_{下}$ 、7煤划分为1个产层组合,该组合总解吸天数235 d,日均井控可解吸量 2.50 万 m^3 ,累计井控可解吸量 587.09 万 m^3 。将33与34煤划分为一个产层组合,总解吸天数220 d,日均井控可解吸量 0.95 万 m^3 ,累计井控可解吸量 209.37 万 m^3 。合采产层组合内,各煤层能够实现解吸液面区间的重叠与解吸阶段的匹配,为合采高产创造有利条件。

5 结论

(1) 构建了包括解吸次序判识、解吸区间叠加性与解吸阶段匹配性分析、井控可解吸量及其时变曲线预测的煤层气多层合采解吸叠加效应分析方法,并提出解吸系统的概念。该方法可为煤层气合采产气贡献识别、产气潜力预测与产层组合优化提供依据。

(2) 黔西小屯井田煤层气产层可划分为2套解吸系统,上部解吸系统的解吸次序为 $6_{上}$ 、7、 $6_{中}$ 、 $6_{下}$ 煤,下部解吸系统的解吸次序为34、33煤,由此确定了多煤层合采的协同解吸历程。各解吸系统内部煤层能够实现解吸叠加,上部系统 $6_{上}$ 、7、 $6_{中}$ 、 $6_{下}$ 煤在45 m的动液面区间内,下部系统33与34煤在92 m的区间内能够实现解吸叠加。解吸阶段均为敏感解吸阶段,解吸效率高,但面临压降空间小,排水降压周期长的缺陷。需通过优化压裂与排采方案,扩大降压漏斗波及范围与压降幅度;井控可解吸量及其时变曲线预测结果表明,产气潜力高,2个解吸系统分别构成2套合采产层组合。

(3) 本文提出的煤层气多层合采解吸叠加效应分析方法,是对叠置煤层气系统发育背景下煤层气合采兼容性理论与方法体系的进一步延伸与拓展,通过流体压力系统与解吸系统的双重分析,可为产层组合优化与开发

工艺设计提供更可靠的方法支撑。面对黔西残留向斜浅部高阶煤低渗、低含气饱和度(由强吸附性与构造抬升决定)等限制因素,强化多层压裂规模与裂缝有效支撑,最大限度提高压降幅度与解吸半径,是进一步释放丰富煤层气资源的必然途径。

符号注释:

p 为压力,MPa; q 为吨煤可解吸量, m^3 ,由压降范围与Langmuir曲线获得; Q 为井控可解吸量, m^3 ; S 为解吸效率率线的斜率; V 为解吸半径150 m范围内煤的体积, m^3 ; ρ 为煤的视密度, t/m^3 。

利益冲突声明/Conflict of Interests

所有作者声明不存在利益冲突。

All authors disclose no relevant conflict of interests.

参考文献(References)

- [1] 郭涛. 贵州省织金区块岩脚向斜煤层气富集高产规律研究[J]. 煤田地质与勘探, 2021, 49(2): 62–69.
GUO Tao. The enrichment and high yield law of CBM in Yanjiao syncline in Zhijin Block, Guizhou Province[J]. Coal Geology & Exploration, 2021, 49(2): 62–69.
- [2] 郭晨, 李瑞腾, 秦勇, 等. 煤层气井产出水演化路径及产量判识意义: 以黔西地区织金区块为例[J]. 石油学报, 2024, 45(3): 517–530.
GUO Chen, LI Ruiteng, QIN Yong, et al. Evolution path of water produced from coalbed methane wells and its significance evolution path of water produced from coalbed methane wells and its significance in judging productivity: A case study of Zhijin Block in western Guizhou Province[J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(3): 517–530.
- [3] 杨兆彪, 高为, 秦勇, 等. 贵州深部煤层气地质特征及其资源潜力[J]. 煤炭学报, 2024, 49(增刊1): 348–361.
YANG Zhaobiao, GAO Wei, QIN Yong, et al. Geological characteristics and resource potential of deep coalbed methane in Guizhou[J]. Journal of China Coal Society, 2024, 49(Sup.1): 348–361.
- [4] 金军, 杨兆彪, 秦勇, 等. 贵州省煤层气开发进展、潜力及前景[J]. 煤炭学报, 2022, 47(11): 4113–4126.
JIN Jun, YANG Zhaobiao, QIN Yong, et al. Progress, potential and prospects of CBM development in Guizhou Province[J]. Journal of China Coal Society, 2022, 47(11): 4113–4126.
- [5] 杨兆彪, 张争光, 秦勇, 等. 多煤层条件下煤层气开发产层组合优化方法[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.
- [6] 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.

- al of China Coal Society, 2018, 43(6): 1504–1516.
- [7] 秦勇, 吴建光, 李国璋, 等. 煤系气开采模式探索及先导工程示范[J]. 煤炭学报, 2020, 45(7): 2513–2522.
QIN Yong, WU Jianguang, LI Guozhang, et al. Patterns and pilot project demonstration of coal measures gas production[J]. Journal of China Coal Society, 2020, 45(7): 2513–2522.
- [8] 李国璋. 煤系气合采层贡献及其预测模型: 以鄂尔多斯盆地临兴—神府地区为例[D]. 徐州: 中国矿业大学, 2020.
LI Guozhang. Contribution and prediction model of production strata for joint CMG mining: A case study from Linxing-Shenfu area in Ordos Basin, China[D]. Xuzhou: China University of Mining and Technology, 2020.
- [9] RIPEPI N, LOUK K, AMANTE J, et al. Determining coalbed methane production and composition from individual stacked coal seams in a multi-zone completed gas well[J]. *Energies*, 2017, 10(10): 1533.
- [10] WANG Ziwei, QIN Yong. Physical experiments of CBM coproduction: A case study in Laochang district, Yunnan Province, China[J]. *Fuel*, 2019, 239: 964–981.
- [11] GUO Chen, QIN Yong, SUN Xueyang, 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.
- [12] 李炯, 乌效鸣, 李瑞, 等. 煤层气井流体原位实时监测仪[J]. 煤田地质与勘探, 2015, 43(3): 99–101.
LI Jiong, WU Xiaoming, LI Rui, et al. In-situ and real-time monitor of fluid in CBM well[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2015, 43(3): 99–101.
- [13] 吴川, 乌效鸣, 文国军, 等. 基于电导率的煤层气气泡形态井下实时探测装置[J]. 煤炭学报, 2015, 40(9): 2137–2143.
WU Chuan, WU Xiaoming, WEN Guojun, et al. Real-time detection on CBM bubble based on electrical conductivity[J]. Journal of China Coal Society, 2015, 40(9): 2137–2143.
- [14] 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.
- [15] 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.
- [16] 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 Petrolei Sinica*, 2017, 38(5): 493–501.
- [17] 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.
- [18] 郭晨, 秦勇, 易同生, 等. 煤层气合采地质研究进展述评[J]. 煤田地质与勘探, 2022, 50(3): 42–57.
GUO Chen, QIN Yong, YI Tongsheng, et al. Review of the progress of geological research on coalbed methane co-production[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2022, 50(3): 42–57.
- [19] 杨兆彪, 秦勇, 张争光, 等. 基于聚类分析的多煤层煤层气产层组合选择[J]. 煤炭学报, 2018, 43(6): 1641–1646.
YANG Zhaobiao, QIN Yong, ZHANG Zhengguang, et al. Production layer combination selection for coalbed methane development in multi-coal seams based on cluster analysis[J]. Journal of China Coal Society, 2018, 43(6): 1641–1646.
- [20] 申建, 秦勇, 张兵, 等. 鄂尔多斯盆地东缘临兴区块煤系叠置含气系统及其兼容性[J]. 煤炭学报, 2018, 43(6): 1614–1619.
SHEN Jian, QIN Yong, ZHANG Bing, et al. Superimposing gas-bearing system in coal measures and its compatibility in Linxing block, east Ordos Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2018, 43(6): 1614–1619.
- [21] 张政, 秦勇, WANG Guoxiong, 等. 基于等温吸附实验的煤层气解吸阶段数值描述[J]. 中国科学: 地球科学, 2013, 43(8): 1352–1358.
ZHANG Zheng, QIN Yong, WANG Guoxiong, et al. Numerical description of desorption stage of coalbed methane based on isothermal adsorption experiment[J]. *Scientia Sinica (Terrae)*, 2013, 43(8): 1352–1358.
- [22] 郭晨. 多层叠置含煤层气系统及其开发模式优化—以黔西比德—三塘盆地上二叠统为例[D]. 徐州: 中国矿业大学, 2015.
GUO Chen. Multi-layer superposed CBM system and drainage model optimization: In the case of the Upper Permian Bide-Santang Basin[D]. Xuzhou: China University of Mining and Technology, 2015.
- [23] 程泽虎, 袁航, 匡玉凤. 织金区块煤层气排采制度对产气特征的影响[J]. 中国煤层气, 2021, 18(5): 14–18.
CHENG Zehu, YUAN Hang, KUANG Yufeng. Influence of CBM drainage system on gas production characteristics in Zhijin Block[J]. *China Coalbed Methane*, 2021, 18(5): 14–18.
- [24] 孟美辰, 王运海, 袁航, 等. 织金区块煤层气井产气量影响因素分析[J]. 煤炭科学技术, 2019, 47(4): 187–192.
MENG Meichen, WANG Yunhai, YUAN Hang, et al. Influence factor analysis for coalbed methane production in Zhijin Block[J]. *Coal Science and Technology*, 2019, 47(4): 187–192.
- [25] 秦勇, 郑长东, 王博洋, 等. 基于等温吸附曲线的煤储层产气潜力定量评价: 以黔北地区长岗矿区为例[J]. 天然气工业, 2018, 38(9): 40–47.
QIN Yong, ZHENG Changdong, WANG Boyang, et al. Quantitative evaluation on the gas production potential of coal reservoirs based on isothermal adsorption curves: A case study of the Changgang field, northern Guizhou, China[J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(9): 40–47.

(责任编辑 范章群)