

煤层气L型水平井防窜气排采控制方法研究

刘展 张群霞 耿宇欣 罗丹 王铭刚

引用本文:

刘展, 张群霞, 耿宇欣, 等. 煤层气L型水平井防窜气排采控制方法研究[J]. *煤田地质与勘探*, 2024, 52(5): 77–87.

LIU Zhan, ZHANG Qunxia, GENG Yuxin, et al. Anti-channeling methods for coalbed methane production using L-type horizontal wells [J]. *Coal Geology & Exploration*, 2024, 52(5): 77–87.

在线阅读 View online: <https://dx.doi.org/10.12363/issn.1001-1986.23.10.0660>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

沁水盆地郑庄区块北部煤层气直井低产原因及高效开发技术

Causes for low CBM production of vertical wells and efficient development technology in northern Zhengzhuang Block in Qinshui Basin

煤田地质与勘探. 2021, 49(2): 34–42 <https://doi.org/10.3969/j.issn.1001-1986.2021.02.005>

煤层气水平井微地震成像裂缝监测应用研究

Application of microseismic monitoring and imaging of fractures in horizontal CBM well

煤田地质与勘探. 2018, 46(4): 67–71 <https://doi.org/10.3969/j.issn.1001-1986.2018.04.011>

延川南区块深部煤层气U型分段压裂水平井地质适用性研究

Geological adaptability of deep CBM U-shaped staged fracturing horizontal well in the south block of Yanchuan

煤田地质与勘探. 2018, 46(5): 146–152 <https://doi.org/10.3969/j.issn.1001-1986.2018.05.023>

淮北芦岭煤矿煤层顶板水平井煤层气抽采效果分析

Analysis on the CBM extraction effect of the horizontal wells in the coal seam roof in Luling coal mine in Huaibei

煤田地质与勘探. 2020, 48(6): 155–160,169 <https://doi.org/10.3969/j.issn.1001-1986.2020.06.021>

沁水盆地柿庄南区块煤层气井储层压降类型及排采控制分析

Analysis on the type of reservoir pressure drop and drainage control of coalbed methane well in the southern block of Shizhuang

煤田地质与勘探. 2019, 47(5): 118–126 <https://doi.org/10.3969/j.issn.1001-1986.2019.05.016>

沁水盆地南部潘庄区块废弃矿井煤层气地球化学特征及成因

Origin and geochemical characteristics of coalbed methane in abandoned coal mines, Panzhuang block, southern Qinshui basin

煤田地质与勘探. 2019, 47(6): 67–72,77 <https://doi.org/10.3969/j.issn.1001-1986.2019.06.011>



移动阅读

刘展, 张群霞, 耿宇欣, 等. 煤层气 L 型水平井防窜气排采控制方法研究[J]. 煤田地质与勘探, 2024, 52(5): 77-87. doi: 10.12363/issn.1001-1986.23.10.0660

LIU Zhan, ZHANG Qunxia, GENG Yuxin, et al. Anti-channeling methods for coalbed methane production using L-type horizontal wells [J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(5): 77-87. doi: 10.12363/issn.1001-1986.23.10.0660

煤层气 L 型水平井防窜气排采控制方法研究

刘 展, 张群霞, 耿宇欣, 罗 丹, 王铭刚

(中国石油华北油田公司山西煤层勘探开发分公司, 山西 长治 046000)

摘要: 煤层气采用 L 型水平井开发, 可使单井稳产气量达到 8 000 m³/d 以上, 但由于 L 型水平井无沉砂口袋, 无法靠重力实现气、水自然分离, 易发生油管窜气, 导致泵效大幅下降, 制约进一步排水降压。前期通过优化排采举升工艺, 油管窜气现象得到了一定缓解, 但对低流压产气井和高流压产气井的治理效果仍然不理想。以沁水盆地樊庄-郑庄区块 L 型水平井为例, 通过研究分析 56 口发生油管窜气井的气、水变化规律, 建立了窜气严重程度评价指标, 利用灰色关联度法找出影响油管窜气的主控因素, 明确产生油管窜气的原因, 并在优化排采制度方面提出了 2 种防治油管窜气的方法。结果表明: 井筒环空的液柱高度是引发油管窜气的先决条件, 油管窜气随液柱高度降低突然发生, 当液柱高度大于 75 m 时, 出水口不窜气或以轻、中度窜气为主; 当液柱高度小于 75 m 时, 以重度窜气为主, 且发生窜气后其窜气程度随液柱高度的降低呈指数增大。气液比是影响窜气程度大小的关键因素, 且窜气程度随气液比的增大呈对数增大, 当气液比小于 30 时, 以轻度 and 中度窜气为主, 当气液比大于 30 时, 以重度窜气为主。通过控制恒定高套压, 采取“控压排水”法, 可有效提高泵吸入口附近两相流的持液率; 通过控制日产气量, 采取“控产排水”法, 将泵吸入口附近的气液比降低至 30 以下, 可有效降低油管窜气程度。在此基础上, 结合防窜气排采举升工艺, 最终实现油管窜气的标本兼治。

关键词: 煤层气; L 型水平井; 油管窜气; 液柱高度; 气液比; 樊庄-郑庄区块; 沁水盆地

中图分类号: TE37 **文献标志码:** A **文章编号:** 1001-1986(2024)05-0077-11

Anti-channeling methods for coalbed methane production using L-type horizontal wells

LIU Zhan, ZHANG Qunxia, GENG Yuxin, LUO Dan, WANG Minggang

(CBM Branch Company, PetroChina Huabei Oilfield Company, Changzhi 046000, China)

Abstract: Coalbed methane (CBM) production using L-type horizontal wells can yield stable single-well production of up to above 8 000 m³/d. However, due to the lack of sand settling pockets, L-type horizontal wells fail to achieve gas-water separation under the action of gravity. Consequently, gas channeling from tubing is prone to occur, significantly decreasing pumping efficiency and restricting further drainage and pressure reduction. By optimizing the lifting process for production in the early stage, the gas channeling from tubing has been somewhat alleviated. However, the anti-channeling effects remain unsatisfactory in low-fluid-pressure and high-yield gas wells. This study examined L-type horizontal wells in the Fanzhuang-Zhengzhuang block within the Qinshui Basin. Based on the changing patterns of gas and water in 56 wells subjected to gas channeling from tubing, this study established evaluation indicators for gas channeling severity. Using grey relational analysis, this study identified dominant factors influencing gas channeling from tubing, determining the causes. Furthermore, this study proposed two methods for preventing and controlling gas channeling from tubing to optimize the production system. Key findings are as follows: (1) The annular liquid column height in the wellbore is proved to be the prerequisite for gas channeling from tubing. Gas channeling from tubing can occur suddenly with a decrease in the liquid column height. Liquid column heights above 75 m suggest the absence of gas

收稿日期: 2023-10-22; 接收日期: 2024-04-25

基金项目: 中国石油华北油田公司山西煤层气勘探开发分公司科技项目(2023- I -14)

第一作者: 刘展, 1987 年生, 男, 河北石家庄人, 高级工程师, 从事煤层气地质与排采研究工作. E-mail: 827918845@qq.com

channeling or the occurrence of mild/moderate gas channeling primarily at the outlet, while those below 75 m are predominantly associated with severe gas channeling. Moreover, gas channeling severity increases exponentially with a decrease in the liquid column height. (2) The gas-liquid ratio is identified as a critical factor affecting gas channeling severity, which increases logarithmically with the former. Gas-liquid ratios below 30 suggest mild/moderate gas channeling primarily, whereas those above 30 are principally associated with severe gas channeling. (3) The pressure-controlled drainage method, by remaining constant high casing pressure, can effectively enhance the liquid holdup of the two-phase flow near the pump inlet. The production-controlled drainage method, by controlling the daily gas production, can reduce the gas-liquid ratio near the pump inlet to below 30. Both methods, which can effectively alleviate the gas channeling from tubing, combined with the anti-channeling lifting process for production, can jointly eliminate gas channeling from tubing.

Keywords: coalbed methane(CBM); L-type horizontal well; gas channeling from tubing; liquid column height; gas-liquid ratio; Fanzhuang-Zhengzhuang block; Qinshui Basin

2020 年以来,沁水盆地樊庄-郑庄区块通过采用 L 型水平井开发模式不仅将单井平均产气量提升至 $8\,000\text{ m}^3/\text{d}$ 以上,相比之前的直井开发模式还进一步降低了煤层气综合开发成本^[1-2],但由于 L 型水平井无沉砂口袋,无法依靠重力在井下实现气、水自然分离,气体容易窜入油管内抑制水的产出,发生油管窜气^[3]。油管窜气不仅导致 L 型水平井在排采制度不变的情况下日产水量大幅下降,影响正常排水降压,而且还导致油管内无法形成连续液相流,使其携带固体颗粒的能力变差,引起固体颗粒在泵筒内部沉积而卡泵。当前,油管窜气问题已经成为该区块影响 L 型水平井排采连续性和稳定性的技术难题之一。

笔者认为发生油管窜气主要有两方面原因:一方面是井筒防窜气工艺不适应,无法使泵吸入口附近的气、水彻底分离,导致气体进入油管引发油管窜气;另一方面是随着日产气量增大,泵吸入口附近两相流的持液率逐渐降低,当持液率低于临界值后,气体将大量进入油管而引发油管窜气。基于上述问题,前人在气液分离方面进行了多方面研究:如在管柱结构中加装插入式水平气锚,利用垂深差可实现较好的气液分离,并研究了气锚长度、油气比与气液分离程度的关系^[4];在煤层气井中试验无杆泵排采工艺,通过加装气、水分离装置降低油管窜气的影响^[5-7]。调研发现,国内学者主要是从工艺方面入手,如优化防气工艺、优选排采设备、增加导流罩或气锚等方式,在一定程度上缓解了油管窜气的影响。前期樊庄-郑庄区块在 L 型水平井防窜气工艺研究中,主要也是采用加装倒置导流罩配合重力气锚的工艺方式,基本解决了排采前期油管窜气的问题,但是对于部分高产气井和处于排采后期的低流压产气井,即使采用与排采前期相同的工艺,油管窜气问题依然存在。笔者认为,防窜气工艺虽然在一定程度上能够降低油管窜气的影响,但属于被动防御措施。发生油管窜气的根本原因是泵吸入口附近两相流的持液率过低。因此,只

有提高泵吸入口附近两相流的持液率,才能从根本上减少油管窜气的发生。通过文献调研,国内外学者在井筒两相流态方面开展了大量研究,但尚未见到有关井筒流态与油管窜气方面的报道。如:开展气、水两相非稳态流研究,优化排采制度,延长稳产期,提高了最终累产气量^[8];利用气、水两相流分析压力分布特征及排采规律,通过合理控压,优化了排采制度^[9];分析水平井中重力分异下的气、水两相流态,建立水平井筒内气、水两相段塞流的动力学模型,提高了开发效果^[10];通过改变两相流水力-力学耦合模型关键参数,研究产量变化并阐明流体输送规律^[11];开展气液两相流流型实验,建立了产液气井两相流流型转变组合机理模型,并对低持液率井气、液两相流进行了数值模拟^[12-14];开展以油管排水、环空产气为生产方式的煤层气井井筒气、水两相流态研究,明确了井筒流态分布规律^[15-16];通过对水平井气液两相瞬态流变化规律、两相流持液率计算方法和压降规律等研究,阐明了井筒环空气、液两相流的变化规律^[17-20]。为了从井筒流态方面彻底解决樊庄-郑庄区块 L 型水平井油管窜气问题,笔者建立了油管窜气程度定量评价指标,分析气液两相流态与油管窜气的关系,系统开展油管窜气影响因素分析,查明产生油管窜气的原因,提出了增大泵吸入口附近两相流持液率的具体方法,从根本上降低了油管窜气对排采稳定性和连续性的影响。

1 油管窜气井生产特征及窜气程度评价指标

1.1 油管窜气井生产特征

樊庄-郑庄区块现有煤层气 L 型水平井 200 余口,平均单井产气量超过 $8\,000\text{ m}^3/\text{d}$,较直井开发效果显著提升^[21]。但部分 L 型水平井容易发生油管窜气,导致泵效大幅下降,影响正常排水降压。

统计分析区块内存在油管窜气的 56 口 L 型水平井的生产特征,平均达产时间为 82 d(图 1a),发生油管

窜气的平均时间为见气后 194 d(图 1b)。由此可知, 在 L 型水平井见气初期发生油管窜气的概率较小, 基本可以实现井底流压的平稳下降和日产气量平稳提升。当

稳产一段时间后, 随着井底流压进一步降低, 油管窜气才逐渐显现。

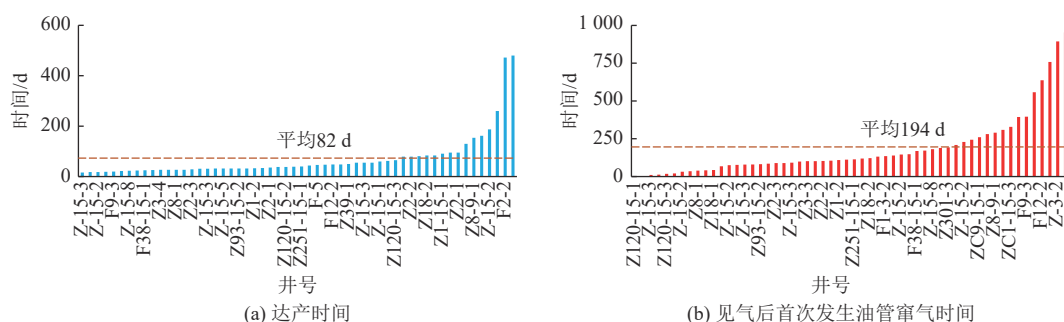


图 1 L 型水平井达产时间及发生窜气时间

Fig.1 Times of reaching designed capacity and gas channeling in L-type horizontal wells

以郑 76-4 井为例(图 2), 该井临界解吸压力为 3.43 MPa, 在产气初期未发生油管窜气, 可实现井底流压的平稳下降和产气量的平稳上升①段。当产气量提升至 14 300 m³/d 时, 井底流压下降至 1.27 MPa, 套压

为 1.03 MPa, 液柱高度为 24 m, 出水口未出水时间长达 2 h 且含有大量气体②段。受气体影响, 泵效下降, 无法实现进一步排水降压。因此, 可以判断受到排采参数变化影响, 到油管窜气临界点后, 才发生油管窜气。

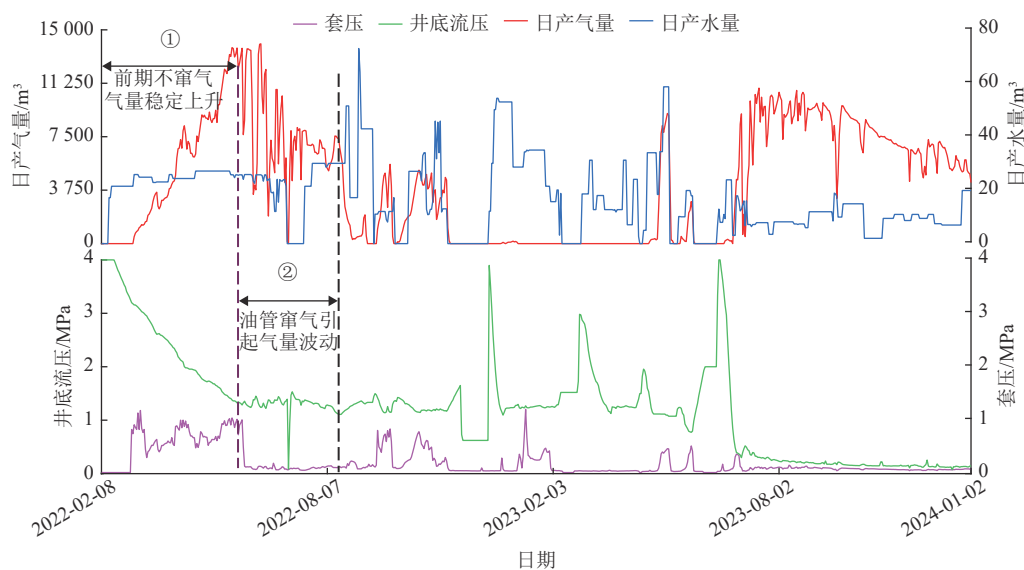


图 2 典型窜气 L 型水平井排采曲线(郑 76-4 井)

Fig.2 Production curves of L-type horizontal well Z76-4 subjected to gas channeling

1.2 窜气程度评价指标

为分析排采参数对油管窜气的影响, 首先对油管窜气严重程度进行定量评价。本文引入“窜气程度”作为评价油管窜气严重程度的指标, 用字母“C”表示。L 型水平井发生窜气后, 出水口产水量将出现一定程度下降, 且窜气越严重产水量下降幅度越大。因此, 以 L 型水平井发生窜气前 10 d 平均产水量 \bar{Q}_{wb} 与窜气后 10 d 平均产水量 \bar{Q}_{wa} 下降的百分比 C 作为窜气严重程度的评价指标, 表达式如下:

$$C = \frac{\bar{Q}_{wb} - \bar{Q}_{wa}}{\bar{Q}_{wb}} \times 100\% \quad (1)$$

结合出水口的产气和产水特征, 将窜气程度分为轻度、中度和重度 3 种类型(表 1)。按照上述计算方法, 计算得到 56 口油管窜气井的窜气程度, 其中轻度窜气井 2 口, 中度窜气井 18 口, 重度窜气井 36 口。

2 油管窜气程度影响因素及窜气原因分析

2.1 影响因素

2.1.1 单因素关联性分析

发生油管窜气的根本原因是泵吸入口附近两相流持液率低于临界值, 气相流和液相流的变化对持液率有直接影响。其中, 日产水量可以直接反映泵吸入口附近

表 1 L 型水平井窜气严重程度评价指标
Table 1 Evaluation indicators for gas channeling severity of L-type horizontal wells

窜气程度	评价指标 $C/\%$	生产现象
轻度	≤ 20	油管中含有微量气体, 出水较连续, 泵效下降不超过 20%, 可以实现水量的调节, 井底流压可实现稳定下降, 产气量能基本保持稳定
中度	$20 < C \leq 50$	油管中含少量气体, 出水间歇时间小于 30 min, 泵效下降超过 20% 但小于 50%, 通过提升转速能够调整水量, 但调节比例小于 20%, 井底流压下降困难, 产气维持稳定时间不大于 10 d
重度	> 50	油管中含大量气体, 出水间歇时间超过 30 min 或基本不产水, 泵效下降超过 50%, 无法实现水量的调节, 井底流压不能保持稳定, 产气维持稳定的时间小于 3 d

的液相流的变化; 而日产气量因受井筒温度和压力变化影响, 井口产气量与泵吸入口附近气体体积相差较大。本文将“日产气量(Q_{sc})”定义为井口产气量, 将“折算气量(Q_R)”定义为泵吸入口附近气量, 结合天然气体积系数(B_g)^[22-23], 进行两者之间换算:

$$Q_R = B_g \times Q_{sc} \quad (2)$$

除此之外, 井底流压、套压和排采时间等参数对折算气量和日产水量变化有直接影响, 进而间接影响泵吸入口附近两相流的持液率。

经上述分析, 折算气量、日产水量、井底流压、套压和排采时间等 5 个参数对油管窜气程度能够产生直接或间接影响。为明确上述 5 个单因素与油管窜气程度的关联性, 采用灰色关联法^[24]进行分析:

(1) 原始数据初始化。首先对影响因子数据和参考数列进行无量纲化。本文利用极差变化计算法对初始数据进行归一化处理: $X_{j, \min}$ 为第 j 列原始数据中的最小值, $X_{j, \max}$ 为第 j 列原始数据中的最大值, X'_{ij} 为预处理后的第 i 行第 j 列数据, X_{ij} 为第 i 行第 j 列原始数据。

$$X'_{ij} = \frac{X_{ij} - X_{j, \min}}{X_{j, \max} - X_{j, \min}} \quad (3)$$

(2) 计算每个时刻点上母序列 $X_0(t_j)$ 与各子序列 $X_i(t_j)$

差的绝对值 $\Delta X_{0,i}(t_j)$:

$$\Delta X_{0,i}(t_j) = |X_0(t_j) - X_i(t_j)| \quad (4)$$

(3) 求在各时刻点上母序列与各子序列的关联系数

$L_{0,i}(t_j)$:

$$L_{0,i}(t_j) = \frac{\Delta X_{\min} + \Delta X_{\max}}{\Delta X_{0,j}(t_j) + \Delta X_{\max}} \quad (5)$$

(4) 关联度 γ_{0i} 计算, 即计算关联系数的平均值:

$$\gamma_{0i} = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n L_{0,i}(t_j) \quad (6)$$

计算得出 56 口油管窜气井窜气程度与各单因素的关联度(图 3), 以平均值表示窜气程度与各单因素之间的关联度, 得到窜气程度与井底流压、套压、折算气量、日产水量和排采时间的关联度分别为: 0.753 6, 0.742 0, 0.783 2, 0.772 6, 0.518 3。

可以看出, 窜气程度与折算气量、日产水量、井底流压和套压的关联度较高, 与排采时间的关联度较低。选取与窜气程度关联度较高的 4 个单因素进一步与窜气程度做相关性分析。可以看出, 窜气程度与井底流压和日产水量呈负相关关系, 与套压和折算气量呈正相关关系(图 4)。

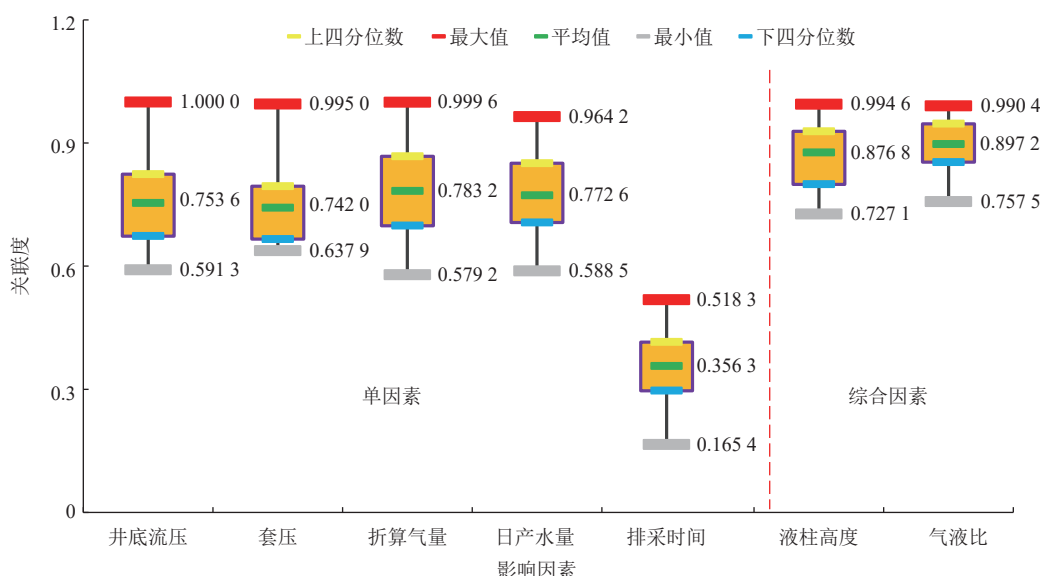


图 3 窜气程度与影响因素的关联度

Fig.3 Correlations of gas channeling severity with individual and composite factors

2.1.2 综合因素关联性分析

在实际生产过程中, 窜气程度一般是由多因素共同作用。分别选择井底流压和套压以及折算气量和日产水量作为综合因素。其中, 井底流压和套压以二者差值作为综合因素, 该因素反映的是井筒环空的液柱高度, 即: 液柱高度=(井底流压-套压) \times 100; 折算气量和日产水量以二者比值作为综合因素, 该因素反映的是泵吸入

口附近的气液比, 即: 气液比=折算气量/日产水量。再次采用灰色关联法分别计算 56 口油管窜气井综合因素与窜气程度的关联度(图 4), 并以平均值表示窜气程度与各综合因素之间的关联度, 得到窜气程度与液柱高度和气液比的关联度分别为 0.876 8 和 0.897 2(图 3)。可以看出, 窜气程度与综合因素的关联度相比于单因素的关联度进一步提高。

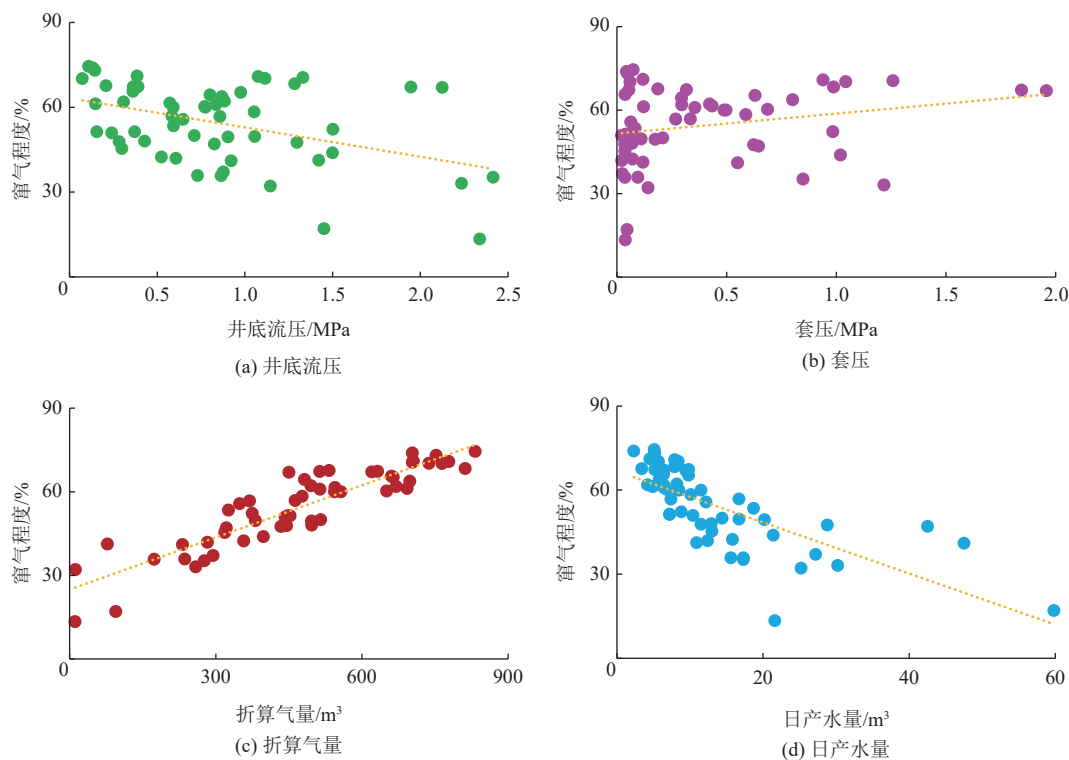


图 4 窜气程度与各单因素相关性

Fig.4 Correlations of gas channeling severity with individual factors

在此基础上, 进一步开展窜气程度与液柱高度和气液比的相关性分析。窜气程度与液柱高度呈负相关关系, 窜气程度随液柱高度的降低呈指数增大, 当液柱高度大于 75 m 时, 油管窜气井仅有 10 口, 占比 18%, 且以轻、中度窜气为主; 当液柱高度小于 75 m 时, 油管窜气井有 46 口, 占比 82%, 且以重度窜气为主(图 5a)。窜

气程度与气液比呈正相关关系, 窜气程度随气液比的增大呈对数增大, 当气液比小于 30 时, 油管窜气井为 21 口, 占比 37%, 且以轻、中度窜气为主; 当气液比大于 30 时, 油管窜气井 35 口, 占比 63%, 且以重度窜气为主(图 5b)。

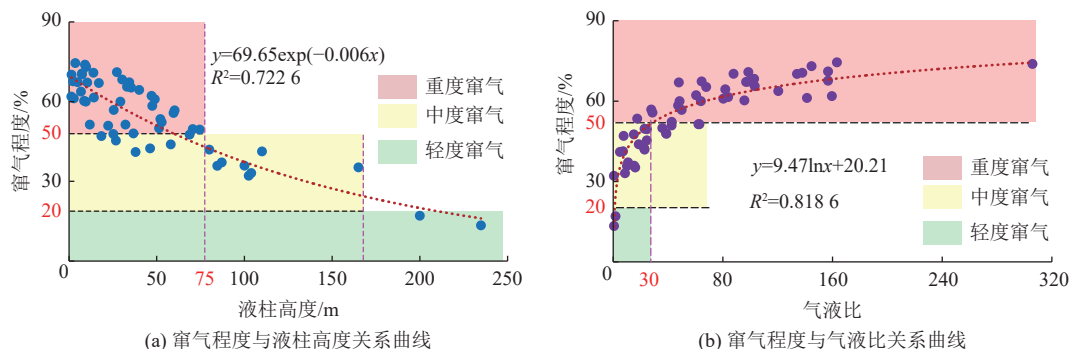


图 5 窜气程度与综合影响因素的相关性

Fig.5 Composite factors influencing gas channeling severity

2.2 原因分析

在 L 型水平井解吸产气后, 气、水同时从煤层中产出, 受重力作用, 形成上部为纯气段, 下部为气液混合段的流态。气相在向上运移过程中受到的压力逐渐降低, 体积不断膨胀, 在气体突破液体表面时形成一定高度的“泡沫流段”^[25], 且气量越大“泡沫流段”越长。由此, 建立了“纯气流段-泡沫流段-气液混合流段”井筒垂向流态模型(图 6)。液柱高度可以视为“泡沫流段”和气液混合流段的总长度。“泡沫流段”相比气液混合流段持液率较小, 当泵吸入口处于“泡沫流段”时, 易发生油管窜气。

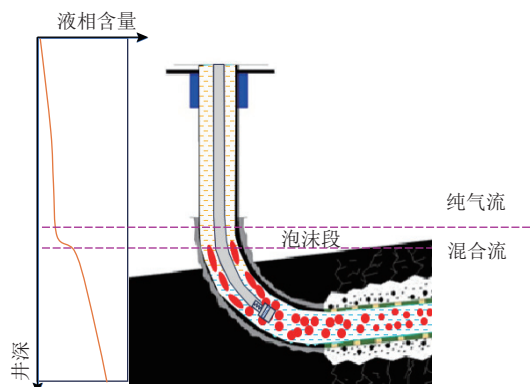


图 6 井筒环空流态模型

Fig.6 Flow state model for wellbore annulus

2.2.1 液柱高度

按照樊庄-郑庄区块低恒套压-变速排采的控制方

法^[26], 煤层气井产气后需控制较低套压恒定生产, 因此, 井底流压变化与液柱高度呈同比例变化。当井底流压降低时, 液柱高度也随之下降, “泡沫流段”也随之下移。当“泡沫流段”位置接近泵吸入口时, 气体将大量进入泵筒, 从而发生油管窜气。这是“油管窜气一般发生在平稳产气一段时间后”主要原因。因此, 是否发生油管窜气主要取决于泵吸入口与“泡沫流段”的相对位置。一方面“泡沫流段”越靠近吸入口越容易发生油管窜气; 另一方面“泡沫流段”长度也影响着其与泵吸入口的位置, “泡沫流段”越长, “泡沫流段”下端越接近泵吸入口, 也就越容易发生油管窜气。因此, 液柱越高或“泡沫流段”越短, 泵吸入口附近持液率就会越大, 油管窜气程度就会越小或者油管窜气基本不发生。液柱高度是决定是否发生油管窜气的先决条件, 油管窜气是在液柱高度低于临界值后突然发生的。

因液柱高度不足而发生油管窜气井的类型, 主要是低流压产气井。该类井井底流压一般低于 0.3 MPa, 泵吸入口附近为“泡沫流段”, 持液率相对较低, 加之泵吸入口位置井斜角超过 80°, 泵基本处于水平状态, 导致气、液分离能力差, 即使采用导流罩或气锚等工艺也无法实现气、液彻底分离, 因而引发窜气。如: F1-3-2 井井底流压 0.049 MPa, 产气量为 4 300 m³/d, 下泵位置为 81°, 属重度油管窜气(图 7)。

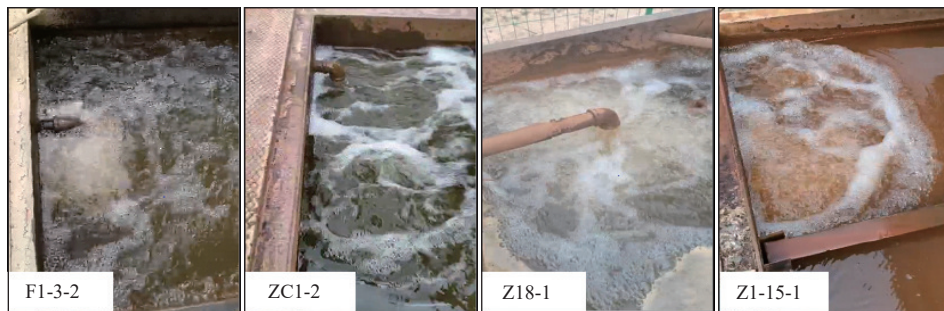


图 7 低流压井出水口重度窜气

Fig.7 Severe gas channeling at the outlet of a low-fluid-pressure well

2.2.2 气液比

在不同排采时期和井筒的不同深度位置, 因折算气量不同, 其气液比也不同。一方面, L 型水平井从初始产气至产气峰值, 在井筒同一垂深位置, 油套环空中的气相含量逐渐增大, 液相含量不变, 导致气液比逐渐增大; 另一方面, 在同一排采时期, 从井筒垂深最低点至井口, 因流体压力逐渐降低, 气相在向上运移过程中不断膨胀, 气相体积逐渐增大, 而液相体积基本不变, 导致气液比逐渐增大。

根据相关研究结论^[18], 气体和液体之间存在滑脱现象, 当保持液体表观流速不变时, 滑脱会随着气体表

观流速的增大而增加, 从而导致持液率降低。因此, 气液比决定两相流的持液率, 进而影响油管窜气的程度。由此得出, 气液比是决定窜气程度大小的关键因素, 窜气程度随气液比的增大而增大。

因气液比变大而发生油管窜气井的类型主要是高产气井。如: 樊庄-郑庄区块高产气的 L 型水平井井底流压一般低于 0.5 MPa, 产气量超过 15 000 m³/d, 产水量一般小于 5 m³/d, 此时, 液柱高度小于 75 m, 具备发生油管窜气的先决条件, 且产气量越高, 气液比就越大, 窜气程度就越大。

3 防窜气排采控制方法

根据上述油管窜气原因可知,在采取了防窜气工艺后仍发生油管窜气的56口井,主要是受液柱高度和气液比的影响。因此,可将窜气类型分为两类(图8):第一类主要受液柱高度影响,共有27口,其生产类型为低流压产气井,该类井井底流压低于0.3 MPa,但产气量一般小于8 000 m³/d。由于井底流压较低,“泡沫流段”接近泵吸入口而引起油管窜气;第二类主要受气液比影响,共有29口,其生产类型为高产气井,由于日产气量较大,导致泵吸入口附近两相流的持液率超过临界值引起油管窜气。

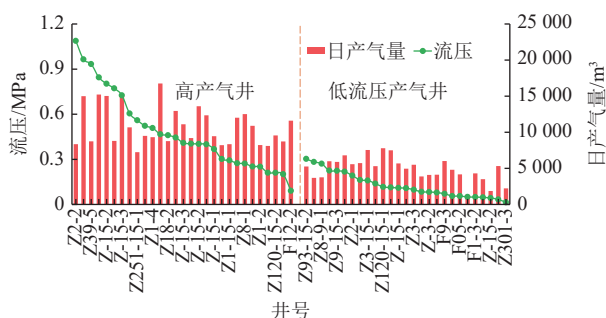
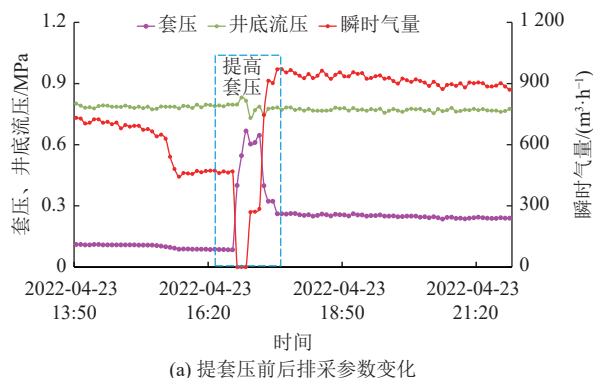


图8 不同原因引起的油管窜气井分类

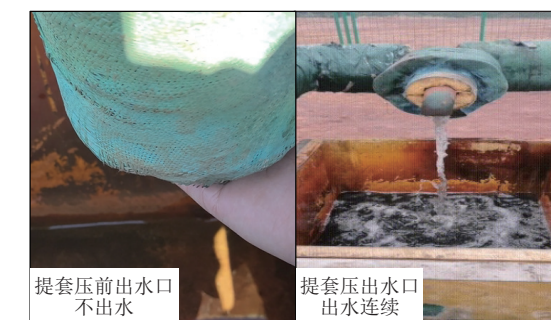
Fig.8 Types of wells subjected to gas channeling from tubing caused by different reasons

3.1 低流压产气井

生产实践表明,在煤层气井见气后,通过回声仪测定的液面相比真实液面偏浅,这主要是因为声波在遇到



(a) 提套压前后排采参数变化



(b) 提套压后正常出水现场照片

图10 油管窜气井提高套压试验(F6-3)

Fig.10 Test of reducing gas channeling severity by increasing casing pressure for well F6-3 subjected to gas channeling from tubing

由此证明,对于低流压产气井,由于“泡沫流段”在泵吸入口附近,通过采取提高套压的方式可压实“泡沫流段”长度,提高两相流持液率,进而降低油管窜气程度。但是,由于当前L型水平井主要采用电潜螺杆泵排采,为了设备运行安全需要保持一定沉没度,提高套压容易造成沉没度不足而烧泵^[27],根据电潜螺杆泵工作极限沉没度要求,在提高套压时应保持沉没度在5 m

持液率较高“泡沫流段”后产生“假液面”所致。通过对煤层气某试验井开展回声仪测定液面与压力计反推液面对比试验,结果表明:套压越高回声仪测定液面就越深,回声仪测定的液面与压力计反推液面的差值就越小(图9)。这是因为提高套压后,“泡沫流段”被压实变短,使持液率增大所致。因此,增加套压可以提高“泡沫流段”的持液率。

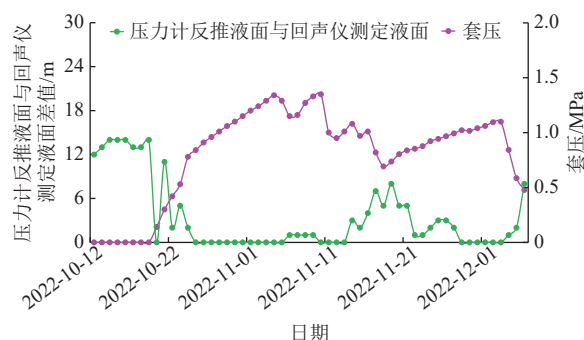


图9 套压对“泡沫流段”高度的影响

Fig.9 Influence of casing pressure on the height of the foam flow section

为进一步验证上述结论,选择重度窜气的F6-3井做提高套压试验。在提高套压前该井因油管窜气,出水口基本不出水,井底流压回升至0.849 MPa,套压为0.09 MPa,产气量为11 000 m³/d。将套压提升至0.66 MPa,窜气程度逐渐减小,出水口开始连续产水(图10),且实现了正常排水降压,井底流压下降0.06 MPa,瞬时气量增加了600 m³/h(折合日产气14 400 m³)。

以上。此外,短期憋压快速放气的方式,虽然可以达到降低窜气程度的效果,但频繁憋压快速放气的方式,容易引起煤储层出砂和出煤粉,因此,控制恒定高套压,有助于降低储层敏感性带来的渗透率伤害^[28]。对于低流压产气井,通过控制恒定高套压提高泵吸入口附近两相流持液率来降低窜气程度的方法,称为“控压排水法”。

3.2 高产气井

液柱高度在产气量的主控因素中所占的权重仅次于井底流压,排在第二位^[29],如果降低液柱高度生产,将导致煤体结构特征和力学特性发生改变,从而影响煤层气井的产气潜力^[30],过高地追求日产量不利于煤层气井长期稳产,根据提产效率和稳产压降两个指标,采用阶梯式提产方式有利于煤层气井的高产和稳产^[31]。因此,保持一定液柱高度生产对维持排采设备的稳定运行和保持储层稳定性均有利。对于煤层气 L 型水平井,选择合理的产量长期稳产比追求不稳定高产更为重要。

根据煤层气井排采过程中气、水变化规律,在初始产气阶段随着日产气量的提升,气相渗透率不断增大,对应水相渗透率不断降低。因此,气液比增加速率大于日产气量的增加速率,更容易导致油管窜气的发生(图 11)。此时,如果降低日产气量,其折算气量也随之降低,对应水相渗透率逐渐恢复,有利于降低泵吸入口附近的气液比,进而提升两相流的持液率。因此,可采取阶梯式逐级降产的方法来降低油管窜气程度。

具体降低气量的多少应遵循在满足排水降压需求的同时,尽量保持较高产气量生产。例如:产气量为 10 000 m³/d,产水量 5 m³/d,井底压力 0.8 MPa,其折算气量约为 380 m³/d,泵吸入口附近气液比为 76.1。以井口日产气量 2 000 m³(折合 1 h 气量约为 82 m³)为一个阶梯进行阶梯降产,首先将产气量降低至 8 000 m³/d,

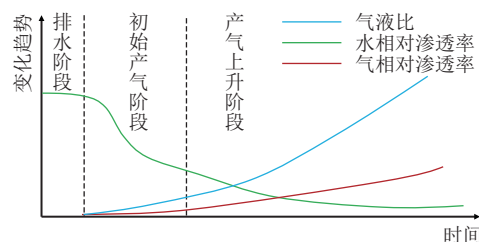


图 11 见气初期的气、水相对渗透率及气液比变化

Fig.11 Variations in the relative permeability of gas and water and the gas-liquid ratio in the initial stage of coalbed methane production

其折算气量约为 212 m³/d,此时由于气相含量减少对应液相含量将增大,预计其产水量可恢复至 6 m³/d 左右,井底流压回升至 1.0 MPa,则气液比可降低至 35.3。此时再根据窜气程度大小上下微调日产气量。对于高产气井,通过降低气液比提高泵吸入口附近两相流持液率来缓解油管窜气的方法,称为“控产排水法”。

4 现场应用

4.1 控压排水法

以 Z8-9-1 井为例,该井在 2022 年 10 月开始间歇性出水,产气量在 3 000~11 000 m³/d 波动,2023 年 1 月后,该井产气量由 9 000 m³/d 下降至 2 300 m³/d,出水间隔时间为 2~3 h,出水时水中伴随大量气体,但持续出水时间仅持续 0.5 h,整个过程中产气量不受控制地剧烈波动。根据窜气程度评价指标判定该井为重度窜气井(图 12)。

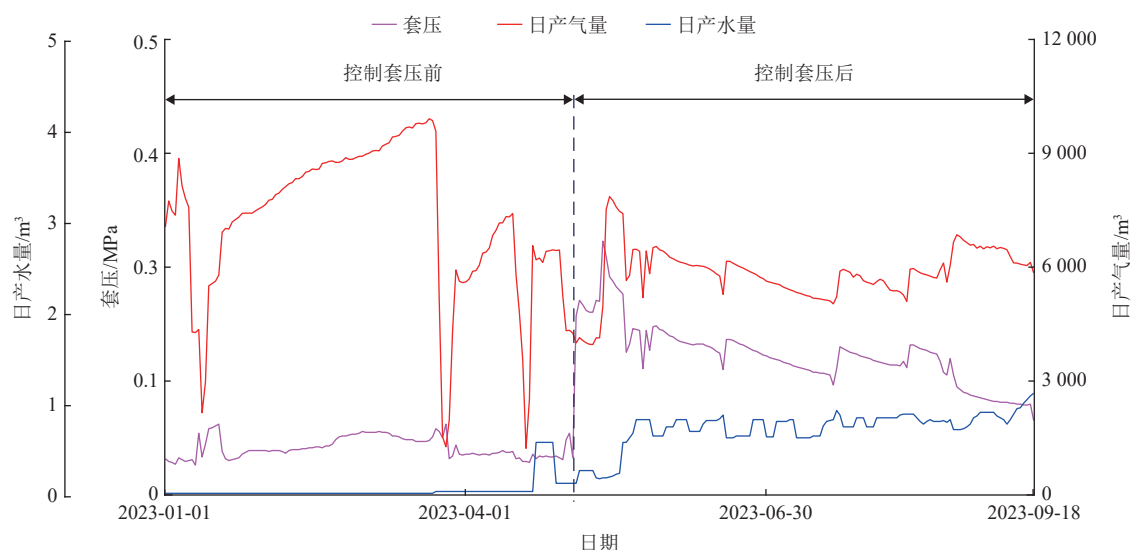


图 12 控压排水法试验井排采曲线(Z8-9-1 井)

Fig.12 Production curves of the pressure-controlled drainage method for test well Z8-9-1

由于该井井底流压为 0.38 MPa,相对较低,且平均产气量仅为 6 000 m³/d,尚未达到经济产气量 8 000 m³/d。若采用控产排水法回升液柱高度,将导致该井日产气量进一步下降,因此对该类低流压产气井首选控压排水法。

鉴于该井套压为 0.03 MPa,液柱高度为 35 m。通过提升套压并将其稳定在 0.15~0.20 MPa 生产,出水口窜气间隔时间降低为 20 min,连续出水时间延长至 1 h 以上。此时虽然井口仍然有窜气现象,但出水量能够满足排水

降压需求,实现了产气量在 5 500 m³/d 左右稳定生产。

4.2 控产排水法

以 Z1-4 井为例,2021 年 12 月该井井底流压为 0.81 MPa,套压为 0.42 MPa,产气量为 10 000~15 000 m³/d,产水量为 13~17 m³/d,气液比为 44。由于油管窜气导致套压和气量剧烈波动。2022 年 1 月,该井出水口出水间歇时间超过 2 h 且伴随气体产出,判定

该井为重度窜气。

鉴于该井井底流压相对较高且产气量在经济产量以上,因此可选择控产排水法。2023 年 3 月将该井套压降低至 0.15 MPa,回升液柱高度至 65 m,同时降低产气量至 7 000 m³/d,气液比由原来的 44 降低至 10 以下。出水口产水量达到 23 m³/d,且实现连续产出,基本不窜气,连续生产时间达到 1 a 以上并仍保持稳定生产(图 13)。

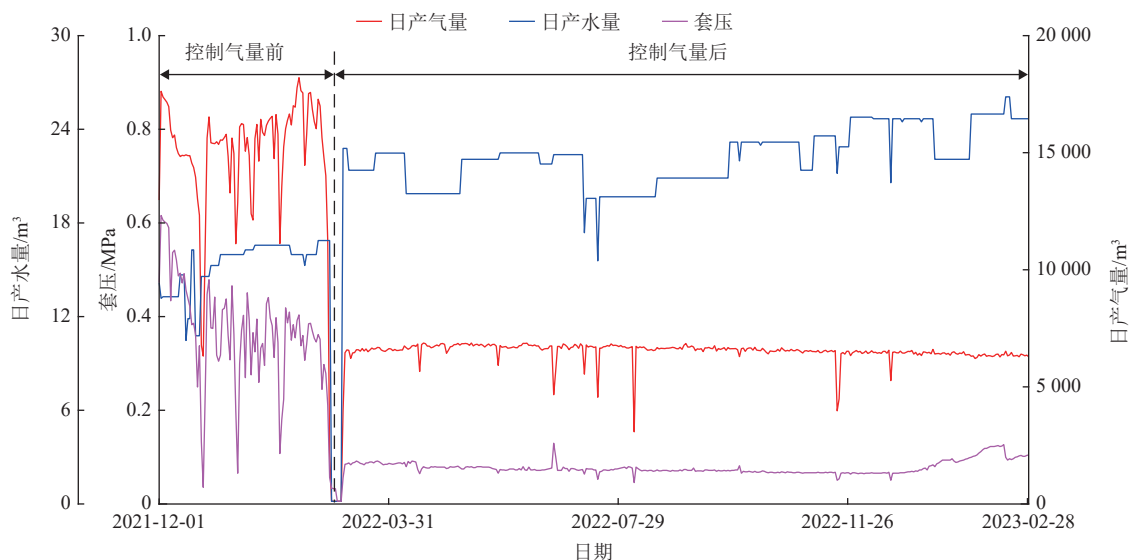


图 13 控产排水法试验井排采曲线(Z1-4 井)

Fig.13 Production curves of the production-controlled drainage method for test well Z1-4

5 结论

(1) 影响 L 型水平井窜气程度的单因素主要有井底流压、套压、折算气量和产水量 4 个参数。影响 L 型水平井窜气程度的综合因素包括液柱高度和气液比 2 个参数,且综合因素是影响油管窜气主要原因。

(2) 井筒环空的液柱高度是引发油管窜气的先决条件,液柱高度对油管窜气的影响主要与“泡沫流段”的长度以及“泡沫流段”与泵吸入口的位置有关,油管窜气是液柱高度低于临界值后突然发生。窜气程度随液柱高度的降低呈指数增大,当液柱高度>75 m 时,不发生油管窜气或以轻、中度窜气为主,当液柱高度≤75 m 时,以重度窜气为主。气液比是影响窜气程度大小的关键因素,窜气程度随气液比的增大呈对数增大,当气液比小于 30 时,以轻、中度窜气为主,当气液比大于 30 时,以重度窜气为主。

(3) 控压排水法主要适用于解决低流压产气井的油管窜气问题,通过提高套压可以压缩“泡沫流段”的长度,进而提高泵吸入口附近两相流的持液率,从而降低窜气程度;控产排水法适用于解决高产气井的油管窜气问题,通过阶梯式逐级降低日产气量,保持一定的液柱高度,不仅可以降低油管窜气程度,还为电潜螺杆泵的

稳定运行提供良好的生产条件。因此,应优先选择控产排水法,在无法达到经济产气量的情况下再考虑选择控压排水法。

(4) 随着国内煤层气 L 型水平井井数越来越多,低流压产气井和高产气井面临的窜气问题将日趋严重,通过针对不同窜气类型采取相应防窜气排采控制方法,可有效的降低窜气程度,从而提高 L 型水平井排采的连续性和稳定性,为解决 L 型水平井油管窜气问题从排采控制角度提出了一种新的方案。后续将对控压排水法和控产排水法进行定量化研究,查明窜气程度与合理生产套压及合理稳产气量的平衡点,实现既能稳产又能达到相对高产的目标。

符号注释:

X_0 为母序列; X_i 为子序列; $\Delta_{0,i}(t_j)$ 为 t_j 时刻子序列上的每一个点与母序列中的每一个点的绝对差值,即 $|X_0-X_i|$ 值; ΔX_{\max} 为 $|X_0-X_i|$ 的最大值; ΔX_{\min} 为 $|X_0-X_i|$ 的最小值。

参考文献(References)

- [1] 孟庆春,左银卿,周靓,等.沁水盆地南部煤层气水平井井型优化及应用[J].中国煤层气,2010,7(6):15-19.

- MENG Qingchun, ZUO Yinqing, ZHOU Rui, et al. Optimization and application of horizontal CBM well in south of Qinshui Basin[J]. *China Coalbed Methane*, 2010, 7(6): 15–19.
- [2] 贾慧敏, 胡秋嘉, 樊彬, 等. 沁水盆地郑庄区块北部煤层气直井低产原因及高效开发技术[J]. *煤田地质与勘探*, 2021, 49(2): 34–42.
- JIA Huimin, HU Qiujia, FAN Bin, et al. Causes for low CBM production of vertical wells and efficient development technology in northern Zhengzhuang Block in Qinshui Basin[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2021, 49(2): 34–42.
- [3] 田江, 霸振, 陈志鑫, 等. 沁水煤层气田 L 型水平井防窜气技术研究[J]. *中国煤层气*, 2017, 14(6): 21–23.
- TIAN Jiang, BA Zhen, CHEN Zhixin, et al. Research on L-type horizontal well anti-channeling technology in Qinshui coalbed methane field[J]. *China Coalbed Methane*, 2017, 14(6): 21–23.
- [4] 张莹, 韦乃详, 刘姝祺, 等. 泵外防气装置沉降部分数值模拟[J]. *科学技术与工程*, 2010, 10(29): 7259–7262.
- ZHANG Ying, WEI Naixiang, LIU Shuqi, et al. Simulating the numerical of subsidence section of the pump external defense installment[J]. *Science Technology and Engineering*, 2010, 10(29): 7259–7262.
- [5] 崔金榜, 孙泽良, 朱庆忠, 等. 煤层气无杆泵举升配套关键技术[R]. 长治: 中国石油山西煤层气勘探开发分公司, 2013.
- [6] 原红超, 安玉敏, 张慧, 等. 煤层气 L 型水平井无杆泵油水分离装置研发与应用[J]. *中国煤层气*, 2020, 17(5): 28–30.
- YUAN Hongchao, AN Yumin, ZHANG Hui, et al. Development and application of oil-water separation unit for rodless pump drainage technology in L-type horizontal well for coalbed methane[J]. *China Coalbed Methane*, 2020, 17(5): 28–30.
- [7] 蔡华. 无杆举升工艺在煤层气井的适应性研究[J]. *中国煤层气*, 2021, 18(5): 29–32.
- CAI Hua. Adaptability research of rodless lifting technology in CBM wells[J]. *China Coalbed Methane*, 2021, 18(5): 29–32.
- [8] 张鹏, 王相春, 封从军, 等. 基于多因素的煤储层气水两相非稳态流入动态评价方法及应用[J]. *天然气地球科学*, 2023, 34(9): 1641–1651.
- ZHANG Peng, WANG Xiangchun, FENG Congjun, et al. Evaluation method and application of gas-water two-phase unsteady inflow performance of coal reservoir based on multiple factors[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2023, 34(9): 1641–1651.
- [9] SUN Zheng, SHI Juntao, WU Keliu, et al. Novel optimization method for production strategy of coal-bed methane well: Implication from gas-water two-phase version productivity equations[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, 176: 632–639.
- [10] SONG Hongwei, GUO Haimin, XU Sihui. Analysis of gas and liquid two-phase slug flow production logging interpretation model in near horizontal shale gas wells[J]. *Open Journal of Yangtze Oil and Gas*, 2019, 4(2): 100–112.
- [11] SHU Yong, SANG Shuxun, ZHOU Xiaozhi, et al. A coupled hydraulic-mechanical model with two-phase flow for fracturing development of undersaturated coalbed methane reservoirs considering permeability velocity-sensitive damage[J]. *Natural Resources Research*, 2023, 32(5): 2053–2076.
- [12] 韩悦, 李梦杰. 垂直管内两相流流型的实验研究[J]. *当代化工*, 2016, 45(8): 1697–1699.
- HAN Yue, LI Mengjie. Experimental study on two phase flow pattern in vertical tube[J]. *Contemporary Chemical Industry*, 2016, 45(8): 1697–1699.
- [13] 窦金宝. 气井井筒气液两相流动特性及临界携液模型研究[D]. 西安: 西安石油大学, 2020.
- DOU Jinbao. Subject: A study of gas-liquid two-phase flow characteristics and critical liquid carrying model in wellbore[D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2020.
- [14] 杨通. 水平管内低含液率气液两相流动特性数值模拟[D]. 西安: 西安石油大学, 2022.
- YANG Tong. Numerical simulation of flow characteristics of gas-liquid two-phase flow with low liquid content in horizontal pipe[D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2022.
- [15] 董银涛. 煤层气直井井筒流动模型研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2017.
- DONG Yintao. Study on wellbore flow model of coalbed methane vertical wells[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2017.
- [16] 黄思婧, 侯大力, 强贤宇, 等. 致密砂岩气藏压裂直井气水两相产能评价新方法[J]. *非常规油气*, 2023, 10(6): 68–74.
- HUANG Sijing, HOU Dali, QIANG Xianyu, et al. A new method for evaluating the gas-water two-phase productivity of fractured straight wells in tight sandstone gas reservoirs[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2023, 10(6): 68–74.
- [17] 罗程程, 吴宁, 王华, 等. 水平气井气液两相管流压降预测[J]. *深圳大学学报(理工版)*, 2022, 39(5): 567–575.
- LUO Chengcheng, WU Ning, WANG Hua, et al. Pressure gradient prediction of gas-liquid two-phase pipe flow in horizontal gas wells[J]. *Journal of Shenzhen University (Science and Engineering)*, 2022, 39(5): 567–575.
- [18] 刘羽珊. 高气液比倾斜管道气液两相瞬态流变化规律及携液研究[D]. 荆州: 长江大学, 2021.
- LIU Yushan. Study on variation law of gas-liquid two-phase transient flow and liquid carrying in inclined pipeline with high gas-liquid ratio[D]. Jingzhou: Yangtze University, 2021.
- [19] 李紫晗, 刘宇涛, 张滨海, 等. 临兴区块致密气井动态携液规律研究[J]. *非常规油气*, 2021, 8(2): 80–87.
- LI Zihan, LIU Yupei, ZHANG Binhai, et al. Study on dynamic liquid carrying law of tight gas wells in Linxing Block[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2021, 8(2): 80–87.
- [20] LUO Chengcheng, CAO Yufeng, LIU Yonghui, et al. Experimental and modeling investigation on gas-liquid two-phase flow in horizontal gas wells[J]. *Journal of Energy Resources Technology*, 2023, 145(1): 013102.
- [21] 胡秋嘉, 贾慧敏, 祁空军, 等. 高煤阶煤层气井单相流段流压精细控制方法: 以沁水盆地樊庄—郑庄区块为例[J]. *天然气工业*, 2018, 38(9): 76–81.
- HU Qiujia, JIA Huimin, QI Kongjun, et al. A fine control method of flowing pressure in single-phase flow section of high-rank CBM gas development wells: A case study from the Fanzhuang–Zhengzhuang Block in the Qinshui Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(9): 76–81.

- [22] 郑俊德,张洪亮. 油气田开发与开采: 2 版[M]. 北京: 石油工业出版社, 1997.
- [23] 秦朝葵,高顶云. 天然气体积修正系数的计算方法[J]. 同济大学学报(自然科学版), 2004, 32(1): 27–30.
QIN Chaokui, GAO Dingyun. Calculation of volume-correction coefficient of natural gas[J]. Journal of Tongji University, 2004, 32(1): 27–30.
- [24] 白利娜,曾家瑶,高为. 基于灰色关联分析的盘关向斜煤层气有利井区优选[J]. 煤炭科学技术, 2019, 47(4): 169–173.
BAI Lina, ZENG Jiayao, GAO Wei. Optimization of favorable well for CBM based on grey correlation analysis in Panguan syncline[J]. Coal Science and Technology, 2019, 47(4): 169–173.
- [25] 崔立伟,孙彦高,刘征. 煤层气井筒流动状态研究[J]. 煤炭技术, 2013, 32(2): 82–84.
CUI Liwei, SUN Yangao, LIU Zheng. Study on shaft flow state of coalbed methane well[J]. Coal Technology, 2013, 32(2): 82–84.
- [26] 胡秋嘉,毛崇昊,石斌,等. 沁水盆地南部高煤阶煤层气井“变速排采-低恒套压”管控方法[J]. 煤炭学报, 2019, 44(6): 1795–1803.
HU Qiujia, MAO Chonghao, SHI Bin, et al. “Variable speed drainage-low casing pressure” control method of high rank CBM wells in South Qinshui Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2019, 44(6): 1795–1803.
- [27] 韩胜华,刘利梅,秦守栋,等. 电动潜油螺杆泵技术及应用[J]. 油气田地面工程, 2009, 28(4): 41.
HAN Shenghua, LIU Limei, QIN Shoudong, et al. Technology and application of electric submersible screw pump[J]. Oil-Gas-field Surface Engineering, 2009, 28(4): 41.
- [28] 刘展,张雷,蒋轲,等. 煤层气多分支水平井产能影响因素及增产稳产对策: 以鄂尔多斯盆地三交区块为例[J]. 天然气工业, 2018, 38(增刊 1): 65–69.
LIU Zhan, ZHANG Lei, JIANG Ke, et al. Influencing factors of productivity of multi-branch horizontal wells in coalbed methane and countermeasures for increasing and stabilizing production: Taking Sanjiao Block in Ordos Basin as an example[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(Sup.1): 65–69.
- [29] 李媛,郭大立,康芸玮. 融合注意力机制的煤层气产量动态预测[J]. 科学技术与工程, 2023, 23(2): 550–557.
LI Yuan, GUO Dali, KANG Yunwei. Dynamic prediction of coalbed methane production with attention mechanisms[J]. Science Technology and Engineering, 2023, 23(2): 550–557.
- [30] 翟雨阳,胡爱梅,王芝银等. 韩城地区煤层气井合理动液面高度控制方法探讨[C]//中国煤炭学会煤层气专业委员会, 中国石油学会石油地质专业委员会. 2011 年煤层气学术研讨会论文集. 北京: 地质出版社, 2011: 5.
- [31] 李金平,潘军,李勇等. 基于流动物质平衡理论的煤层气井定量排采新方法[J]. 天然气工业, 2023, 43(6): 87–95.
LI Jinping, PAN Jun, LI Yong, et al. A new CBM well quantitative production method based on the flow material balance theory[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(6): 87–95.

(责任编辑 范章群)