

引用格式:吴建军, 马文涛, 郝鹏程, 等. 深层煤层气井水力射流泵工况分析与参数优化研究: 以鄂尔多斯盆地东缘大宁—吉县区块为例[J]. 油气藏评价与开发, 2026, 16(5): 1082-1092.

Wu Jianjun, Ma Wentao, Hao Pengcheng, et al. Research on working condition analysis and parameter optimization of hydraulic jet pumps in deep coalbed methane wells: a case study of Daning-Jixian block on eastern margin of Ordos Basin[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2026, 16(5): 1082-1092.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025303

深层煤层气井水力射流泵工况分析与参数优化研究 ——以鄂尔多斯盆地东缘大宁—吉县区块为例

吴建军^{1,2}, 马文涛^{1,2}, 郝鹏程^{1,2}, 刘陈伟³, 刘印华^{1,2}, 冯延青², 尹德财^{1,2}, 张康⁴

(1. 中石油煤层气有限责任公司工程技术研究院, 陕西 西安 710082; 2. 中联煤层气国家工程研究中心有限责任公司, 北京 100095; 3. 中国石油大学(华东), 山东 青岛 266580; 4. 中石油煤层气有限责任公司临汾分公司, 山西 临汾 042200)

摘要:水力射流泵工艺是深层煤层气井人工举升阶段的常用排采工艺之一。在大宁—吉县区块深层煤层气开发初期,水力射流泵喷嘴与喉管面积比等关键参数与气井产量之间的影响关系及气井排采工况,普遍缺乏系统、深入的认知,导致参数调控的针对性和有效性不足。本文综合同心双管水力射流泵排采特征和大宁—吉县区块深层煤层气井的生产状况,开展了深层煤水力射流泵工况分析、参数优化与设计校验计算方法/流程研究;借助编制的水力射流泵计算软件对大宁—吉县区块深层煤层气水力射流泵排采井进行了实例计算与分析。研究结果表明:①选用戈斯兰和奥布赖恩(Gosline和O'Brien)提出的摩阻系数,理论压力比与实际压力比误差最小,更加符合深层煤层气水力射流泵的实际工况;②大宁—吉县区块深层煤层气井水力射流泵排采普遍存在流量比小,泵效低,管柱和射流泵存在结垢堵塞问题,部分工况存在射流泵冲蚀扩径现象;③通过优选高面积比喷嘴与喉管组合配套,降低动力液排量可以有效提升深层煤层气射流泵排采压力比,增加泵效和排液量。同时,建议在深层煤射流泵地面建设时,需考虑优化单井气液计量管线,便于生产现场准确计量单井日产气量与日产液量,有利于提高单井水力射流泵工况分析的准确度,对提高深层煤层气井水力射流泵排采井的排采连续性、降低维护保养与修井成本具有指导意义。

关键词:深层煤层气;水力射流泵;参数优化;工况分析;鄂尔多斯盆地;大宁—吉县区块

中图分类号:TE37

文献标识码:A

Research on working condition analysis and parameter optimization of hydraulic jet pumps in deep coalbed methane wells: a case study of Daning-Jixian block on eastern margin of Ordos Basin

Wu Jianjun^{1,2}, Ma Wentao^{1,2}, Hao Pengcheng^{1,2}, Liu Chenwei³, Liu Yinhu^{1,2}, Feng Yanqing², Yin Decai^{1,2}, Zhang Kang⁴

(1. Engineering Technology Research Institute, PetroChina Coalbed Methane Company Limited, Xi'an, Shaanxi 710082, China; 2. China United Coalbed Methane National Engineering Research Center Co., Ltd., Beijing 100095, China; 3. China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266580, China; 4. Linfen Company of PetroChina Coalbed Methane Company Limited, Linfen, Shanxi 042200, China)

Abstract: Hydraulic jet pumping is a widely used drainage and production technique in the artificial lift stage of deep coalbed methane (CBM) wells. In the early stage of deep CBM development in the Daning-Jixian block, there was generally a lack of systematic and in-depth understanding of the relationship between key parameters such as the nozzle/throat area ratio of the hydraulic jet pump and gas well production, as well as the drainage and production conditions of gas wells, which led to insufficient specificity and effectiveness in parameter regulation. Based on the drainage and production characteristics of the concentric double-tubing hydraulic jet pumps and the production conditions of deep CBM wells in the Daning-Jixian block, this study conducted research on working condition analysis, parameter optimization, and design verification calculation methods/flows for hydraulic jet pumps in deep CBM wells. Using the

收稿日期: 2025-09-16。

第一作者简介:吴建军(1985—), 硕士, 高级工程师, 现从事煤层气、致密气及页岩气采气工艺研究工作。地址: 陕西省西安市莲湖区劳动路115号, 邮政编码: 710082。E-mail: wujj85@126.com

通信作者简介:马文涛(1989—), 本科, 工程师, 现从事煤层气、致密气及页岩气采气工艺研究工作。地址: 陕西省西安市莲湖区劳动路115号, 邮政编码: 710082。E-mail: mawentaomwt@163.com

基金项目:中石油煤层气有限责任公司科学研究与技术开发项目“深层煤层气同心管水力射流泵排采系统优化工艺研究”(2023-GCYKJ-02)。

developed calculation software for hydraulic jet pumps, case calculations and analyses were carried out on the hydraulic jet pump drainage and production wells in the Daning-Jixian block. The research results showed that: (1) When the friction coefficient proposed by Gosline and O'Brien was adopted, the error between the theoretical pressure ratio and the actual pressure ratio was minimal, which was more in line with the actual working conditions of hydraulic jet pumps in deep CBM wells. (2) In the Daning-Jixian block, the hydraulic jet pump drainage and production in deep CBM wells generally had problems such as low flow ratio, low pump efficiency, scaling and blockage in the tubing and jet pump, and erosion-induced diameter enlargement of the jet pump under some operating conditions. (3) By optimizing nozzle/throat combinations with high area ratios and reducing the power fluid flow rate, the drainage and production pressure ratio of hydraulic jet pumps in deep CBM wells was effectively increased, and the pump efficiency and liquid production were also increased. It is recommended that when building the ground facilities for hydraulic jet pumps in deep CBM wells, the gas and liquid metering pipelines for single wells should be optimized to facilitate accurate measurement of the daily gas and liquid production at the production site. This is conducive to improving the accuracy of the working condition analysis of hydraulic jet pumps in single wells, and has guiding significance for improving the drainage and production continuity of hydraulic jet pumps in deep CBM wells and reducing maintenance and well repair costs.

Keywords: deep coalbed methane (CBM); hydraulic jet pump; parameter optimization; working condition analysis; Ordos Basin; Daning-Jixian block

鄂尔多斯盆地是中国最大的油气基地,在非常规能源领域,盆地东缘凭借有利地质条件,建成多个深层煤层气基地。近年来,中国石化在陕北大牛地气田部署阳煤1HF井,获得 $10.4\times 10^4\text{ m}^3$ 日产气量^[1-2]。中国海油在神府区块创新提出致密气与煤层气“互补式”“立体式”勘探新理念,成功申报中国首个千亿立方米深部煤层气田^[3-6]。中石油煤层气有限责任公司持续深化资源认识,进行技术迭代升级,先后取得鄂尔多斯盆地东缘深层煤层气勘探开发重大突破。2019年,大宁—吉县区块深部煤首口DJ3-7X2井稳定日产气量达 $0.5\times 10^4\text{ m}^3$,在此基础上优选勘探有利区开展精细评价和试采工作,提交了国内首个埋深超2 000 m的深部煤层气探明地质储量 $1\ 122\times 10^8\text{ m}^3$ ^[7-8]。2021年,深部煤层气先导试验水平井JS6-7P01井,最高日产气量达 $10.1\times 10^4\text{ m}^3$,成为中国深层煤层气获得重大突破的标志^[8-10]。同年在“大宁—吉县”区块探明了国内首个埋深超2 000 m的大型深层煤层气田,实现了中国深层煤层气资源勘探的战略性突破,为规模勘探开发深层煤层气提供了重要支撑。大宁—吉县区块前期(2019—2020年)主要在致密气老井中开展深层煤层气开发先导试验,并获得产能突破。2021年后在储量区实施2个开发先导试验项目,并部署35口水平井^[7,11],正式拉开了区块深层煤层气高效建产序幕。截至2024年底建成了中国首个百万吨油气当量深部煤层气田,成为目前中国探明储量规模最大、生产规模最大的深部煤层气田^[12]。

深层煤层气要实现高效开发,采气工艺的配套支撑不可或缺。区块深层煤层气勘探前期井型主要为直井、定向井,采气工艺主要以抽油机+有杆泵方式为主,定向井中开展的水力射流泵工艺试验取得了较好的应用效果,D3-2X3井采用水力射流泵工艺后连续正常运行超过400 d,超出大宁—吉县区块深层煤层气抽油机+有杆泵

工艺井平均检泵周期72.2%^[13]。区块深层煤层气规模开发后以水平井为主,气井生产前期通过自喷生产,中后期通过泡排、气举、增压外输等辅助措施延长自喷期,后期地层能量减弱后需采取抽油机+有杆泵、水力射流泵等人工举升措施生产。

国内学者对水力射流泵工艺做了较充分研究,张宏录等^[14]针对中国石化延川南区块中浅层煤层气井开展同心双管水力射流泵应用研究,验证了水力射流泵工艺能有效避免管杆偏磨,可通过调整工作参数合理控制动液面位置;乔倩瑜等^[15]针对中国石化东胜气田致密气藏排液需求入手,从射流泵理论排量方程参数对实际生产的影响开展研究,通过优化流量修正系数提高了气井日产气量和日产液量;薛清祥等^[16]研究了同心双管水力泵排水采气工艺及管柱结构;于姣姣等^[17]建立了更加完整的同心双管射流泵在气井上应用的理论模型,并编制了计算软件;邵振鹏等^[18]通过分析喷嘴、喉管尺寸与泵效的关系,提出了适用于不同类型天然气井储层的不同喷嘴与喉管的尺寸范围和面积比范围;王常斌等^[19]通过研究射流泵效率,证明摩擦损失系数是影响射流泵效率的主要因素,最优面积比只与摩擦损失系数有关,而与流体间的密度比无关。

前述研究对大宁—吉县区块深层煤层气井应用水力射流泵排水采气具有一定的指导意义,但由于影响该工艺排采效果的因素众多,在大宁—吉县区块深层煤层气井现场生产运行中存在喷嘴与喉管参数选用不合理、气井工况不明等现实问题。为此,作者在前人研究基础上,针对同心双管水力射流泵举升系统排采特点,开展了工艺参数优化方法研究;结合大宁—吉县区块深层煤层气井具体生产工况,开展了水力射流泵工况分析方法研究,取得了较好的效果,提升了该项工艺在深层煤层气井中的适用性和生产管理水平。

1 研究背景

1.1 深层煤层气井采气工艺应用概况

深层煤层气水平井是大宁—吉县区块的产气主力。生产现场根据深层煤层气水平井不同生产阶段采用多种采气工艺(图1)。表1为深层煤层气水平井不同采气工艺主要特点。自喷工艺适用于深层煤层气水平井压后返排阶段、上产阶段及稳产初期,此时气井可实现自喷生产。泡排工艺和气举工艺作为辅助工艺,适用于稳产中后期,泡排工艺不适用高水气比的井况,且在低压低产井效果差,气举工艺在低地层压力条件下,注入的气体易向地层



注:“一拖一”井即1台射流泵只负责1口井;“一拖多”井即1台射流泵同时负责多口井。

图1 大宁—吉县区块深层煤层气水平井不同采气工艺

Fig. 1 Different gas production techniques for deep coalbed methane horizontal wells in Daning-Jixian block

发生窜流,导致井筒排水效率显著下降,难以达到预期排液效果。气井生产后期,采取人工举升工艺排水采气,抽油机+有杆泵工艺费用较低,但在水平井造斜段存在偏磨问题而受到一定限制。气体射流泵取出泵芯需要额外配套泵车与水罐车,单次取泵芯间隔时间长且成本高。此外,气体射流泵工艺与气举工艺类似,均需要配套地面天然气压缩机,日常生产费用高。水力射流泵工艺地面较为复杂、日常生产费用较高,但不受井型限制,是目前区块深层煤层气水平井生产后期的人工举升工艺之一。

1.2 水力射流泵工艺存在的问题

虽然水力射流泵工艺解决了大宁—吉县区块深层煤层气水平井后期排水采气的问题,但也同时存在一些影响水力射流泵高效生产的突出问题,具体表现为:

1) 结垢引起的堵塞问题

区块深层煤层气井产液矿化度高,平均矿化度普遍超过 10.0×10^4 mg/L,部分区域甚至达到 30.0×10^4 mg/L及以上,地质条件导致成垢离子(Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 HCO_3^- 等)高度富集。射流泵泵芯内流道存在流速和压力变化,易在泵芯、井筒内产生结垢(图2a)、腐蚀,导致泵效降低,影响排水采气稳定性、连续性和气井产量。例如JS14-7P01井与JS14-7P04井,分别生产154 d和172 d后,受泵芯结垢影响,井底压力明显增高,日产气量降低(图2b、图2c)。

2) 冲蚀引起的喉管扩径问题

地层产液时常含有少量煤粉、地层返砂等固相颗粒,在高混合产液流量下,携带固相的高速水流对喉管产生强烈的冲蚀作用,导致喉管内径扩大,截面形状也变得不规则,实际运行工况偏离理论设计工况(图3)。

3) 设备和参数不合理造成的低泵效问题

水力射流泵采用“文丘里”效应进行负压抽汲,其工作原理决定了其泵排效率低,理论最高泵效一般在30%左右。在现场应用中,喷嘴与喉管型号配套不当,动力液注入流量、压力设置不合理都会使其处于低泵效区域,实际运行泵效很低,直接影响该工艺应用的经济效益。

针对上述典型问题,需要采取相应的措施去消除或改善。对于高矿化度引起的结垢、堵塞问题,目前现场主

表1 深层煤层气水平井不同采气工艺主要特点

Table 1 Main characteristics of different gas production techniques for deep coalbed methane horizontal wells

采气工艺	生产阶段	井斜适应性	气液比适应性	防腐防垢	经济性
自喷	前期	适宜	适宜	适宜	费用低
泡排	中后期	适宜	一般	适宜	费用较高
气举	中后期	适宜	适宜	适宜	费用高
抽油机+有杆泵	后期	受限	一般	一般	费用低
气体射流泵	后期	适宜	适宜	适宜	费用高
水力射流泵	后期	适宜	适宜	一般	费用较高

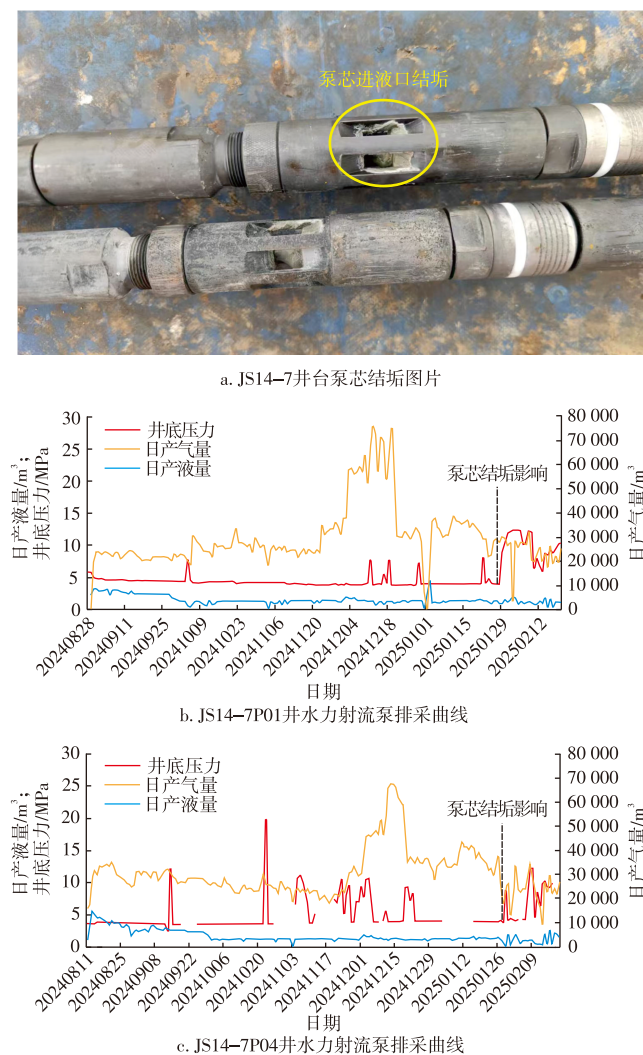


图2 大宁—吉县区块JS14-7井台水力射流泵泵芯结垢对生产影响

Fig. 2 Scaling of hydraulic jet pump core and its influence on production at well platform JS14-7 in Daning-Jixian block



图3 水力射流泵喷嘴未冲蚀(左侧)与冲蚀(右侧)

Fig. 3 Non-eroded (left) and eroded (right) nozzles of hydraulic jet pumps

要通过优选缓蚀阻垢药剂,随动力液一起注入来消除或减缓泵芯、井筒内结垢。对于冲蚀造成的扩径问题,一方面可选择高强度喉管材质来增强其对高速水流的抗冲蚀能力;另一方面可通过优化降低动力液注入流量来减弱对喉管的磨蚀能力。针对设备和参数不合理造成的低泵

效问题,可借助相应的优化理论及模型,以泵效为优化目标,实现设备和参数的合理配置。此外,通过构建相应的工况分析理论方法,实时、准确地识别上述典型工况问题,便于及时做出调整措施,提高水力射流泵井日常维护保养水平和经济效益。本文主要从水力射流泵工艺的工况分析和参数优化等方面展开讨论。

2 水力射流泵理论特性方程

水力射流泵是该项工艺整套系统的核心组成,其特性曲线是开展工况分析和优化设计的必备基础信息。

2.1 特性方程选取

王常斌等^[20-22]学者详细研究了水力射流泵举升特性,提出了在等密度与非等密度条件下水力射流泵特性方程,深层煤层气地层产液矿化度高,密度高于动力液,因此采用非等密度条件下的特性方程^[20]。

$$H = \frac{p_2 - p_3}{p_1 - p_2} = \frac{1 - N}{N + M} \quad (1)$$

$$E = MH = \frac{q_3(p_2 - p_3)}{q_1(p_1 - p_2)} \quad (2)$$

式中: H 为无量纲压力比,即地层液压力增量与动力液压力的降低量之比; p_1 、 p_2 、 p_3 分别为喷嘴入口压力、根据井口回压计算出的泵排出口压力、泵入口压力,单位MPa; N 为无量纲射流泵特性参数; M 为无量纲流量比,即产出液量与动力液量之比; E 为射流泵的泵效,即无量纲压力比与无量纲流量比的乘积; q_1 、 q_3 分别为动力液体积流量、吸入液体积流量,单位 m^3/d 。

非等密度特性方程:

$$N = [(1 + K_j) + (1 + K_s)\rho_m M^3 (\frac{R}{1 - R})^2 + (1 + K_d)] / [(1 + K_j) - \rho_m (1 + K_s)M^2 (\frac{R}{1 - R})^2] \quad (3)$$

式中: ρ_m 为无量纲密度比,即地层产液密度与动力液密度之比; R 为无量纲喷嘴与喉管面积比; K_j 、 K_s 、 K_l 、 K_d 分别为动力液通过喷嘴、地层液通过吸入环道、混合液通过喉管、扩散管的摩阻系数,且 $K_{ld}=K_l+K_d$ 。目前常用的摩阻系数见表2。

2.2 水力射流泵理论特性曲线

如图4所示,以流量比为横坐标,并设定 R 分别为0.1、0.2、0.3、0.4、0.5时,分别将4组摩阻系数代入式(3)、式(1)、式(2)开展计算,并最终求得水力射流泵的压力比(纵坐标左)和泵效(纵坐标右)。计算结果显示,在采用4种不同摩阻系数时,计算得到的水力射流泵理论最高泵效介于25.68%~39.92%,相互之间结果差距很大。因而有必要对

表2 常用摩阻系数

Table 2 Common friction coefficients

研究学者	K_s	K_j	K_l	K_d	K_{id}
戈斯兰和奥布赖恩 (Gosline 和 O'Brien)	0.000	0.15	0.280	0.100	0.38
皮特里(Petrie)等	0.000	0.03			0.20
坎宁安(Cunningham)	0.000	0.10			0.30
桑格(Sanger)	0.036	0.14	0.102	0.102	
	0.008	0.09	0.098	0.102	

4种摩阻系数下的水力射流泵相关数据开展计算,优选出适用于深层煤层气井射流泵工艺的摩阻系数。

3 深层煤层气井水力射流泵相关模型

除了前述射流泵特性方程外,开展深层煤层气井水力射流泵举升工艺工况分析和参数优化还需综合多个基础理论模型,包括气井产能模型、井筒温度场模型、压力场模型和气蚀判别模型等。气井产能可以用典型二项式方程^[23],也可以采用多项式拟合法,温度场分布可以参照开式热流体循环井筒温度场模型求解^[24]。

3.1 压力场模型

井筒内压力分布计算的目的在于获取3个关键位置的压力,即喷嘴入口、泵排出口和泵入口的压力,以便进行压力比和泵效的预测。

1) 喷嘴入口压力

由动力液井口注入压力由上往下计算,具体为:

$$p_1 = LG_1 + p_s - h_p \quad (4)$$

式中: L 为管柱长度,单位m; G_1 为动力液压力梯度,单位MPa/m; p_s 为动力液井口注入压力,单位MPa; h_p 为动力液在内管中的摩阻,单位MPa。

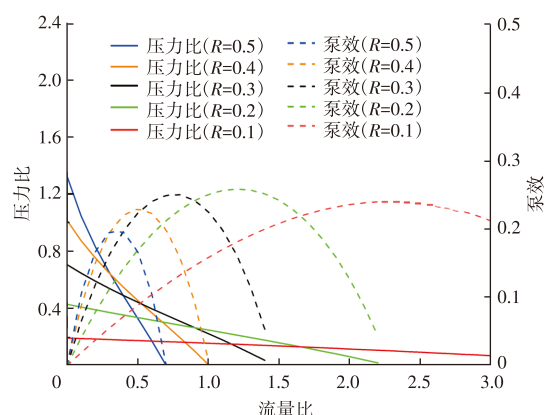
需要注意的是,当进行优化设计时,需要由 p_1 往上计算地面注入压力。

2) 泵排出口压力

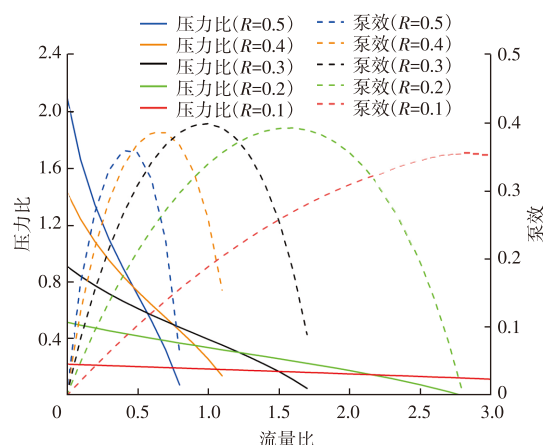
以地面为起点,按式(5)由上往下计算,具体为:

$$p_2 = LG_2 + p_{wh} + h_m \quad (5)$$

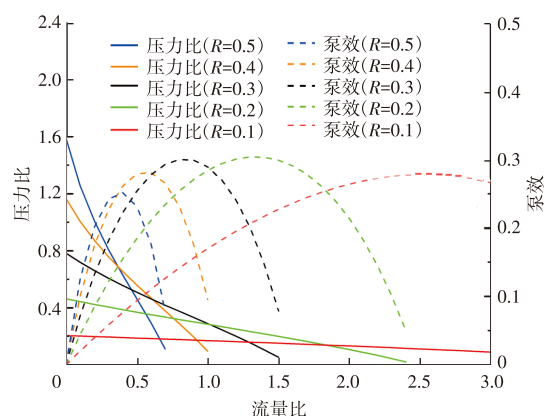
式中: G_2 为混合液压力梯度,单位MPa/m; p_{wh} 为井口回压,单位MPa; h_m 为混合液在油环空中的摩阻,单位MPa。



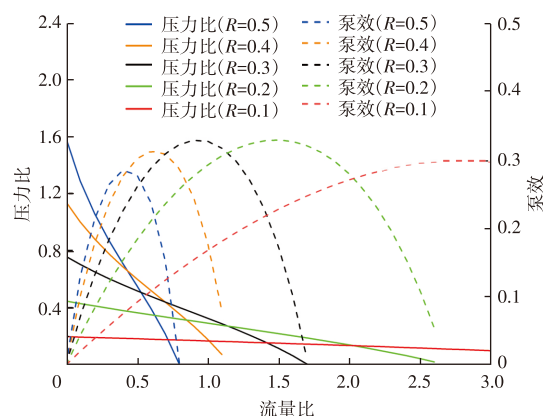
a. 采用Gosline和O'Brien摩阻系数下的最高泵效: 25.68%



b. 采用Petrie摩阻系数下的最高泵效: 39.92%



c. 采用Cunningham摩阻系数下的最高泵效: 30.37%



d. 采用Sanger摩阻系数下的最高泵效: 32.78%

图4 4种摩阻系数下的特性曲线

Fig. 4 Characteristic curves under four friction coefficients

3) 泵入口压力

泵入口压力计算流程取决于边界条件。当已知井底流压时,可以按式(6)进行计算:

$$p_3 = p_{wf} - p_m - p_{pump} \quad (6)$$

式中: p_{wf} 为井底流压,单位MPa; p_m 为尾管到井底混合气液柱压力,可用Beggs-Brill模型求解^[25],单位MPa; p_{pump} 为尾管到下泵深度处的液柱压力,单位MPa。

当已知动液面时,则需要以井口套压为起点,按式(7)先计算井底流压,然后再按式(6)求解泵入口压力。

$$p_{wf} = p_c + p_g + p_m + p_w \quad (7)$$

式中: p_c 为套压,单位MPa; p_g 为环空流动气柱压力^[17],单位MPa; p_w 为气体通过静液柱压降^[26],单位MPa。

3.2 气蚀判别模型

油井产液高速进入喉管时潜藏着气蚀问题,气蚀影响会给泵的工作状况带来严重危害。布朗认为,气蚀压力点对应的流量比的极限值可以表示为^[27]:

$$M_c = \frac{1-R}{R} \sqrt{1+K_j} \sqrt{\frac{p_3}{I_c(p_1-p_3)+p_3}} \quad (8)$$

式中: M_c 为气蚀极限流量比; I_c 为气蚀指数, I_c 值介于0.80~1.67,通常取1.35。

当 M 值低于 M_c 时,水力射流泵工作不会出现气蚀现象。提高 M ,使之高于 M_c 时,会在喉管入口处产生气蚀。气蚀判别既是工况分析的重要内容也是开展举升优化设计的重要约束条件。

3.3 工况分析方法及流程

工况分析是基于当前的生产、设备参数进行相关指标的计算分析,评价当前井的工作状况,对存在运行问题的井及时优化调整。结合水力射流泵排采特点,其工况分析可从以下几个方面开展:

1)利用式(8)判断是否发生气蚀。

2)流量比是否在推荐高泵效流量比范围内。具体如图4中所示,根据应用的喷嘴尺寸、喉管尺寸和选取的摩阻系数,以流量比为横坐标,绘制泵效曲线。确立最高泵效(η_{max})和对应的流量比($M_{\eta_{max}}$),在 $M_{\eta_{max}}$ 左右两侧以 $80\%\eta_{max}$ 在横坐标上确立大、小流量比边界。若实际流量比介于大、小流量比边界之间,则认为流量比合理;若小于小流量比边界,则认为流量比偏小;若大于大流量比边界,则认为流量比偏大。

3)水力射流泵的实际压力比与理论压力比是否吻合。由式(1)可知,利用前述的压力场模型计算出3个节

点的压力后便可确立实际压力比。与此同时,利用射流泵摩阻系数、流量比、喷嘴与喉管面积比和式(1)、式(3)可以确立射流泵的理论压力比。正常情况下,实际压力比和理论压力比应一致,若二者偏离较多,则预示着一些异常工况。假如实际压力比低于理论压力比,预示实际生产中流体流动通道内的摩擦阻力系数增加,考虑到区块深层煤层气井产液矿化度很高,故可认为在喷嘴、喉管或者环道等位置处结垢导致流通管径减小,流动压降损耗增加,这与现场实际情况呈现较好的一致性。对于实际压力比高于理论预测值的情况,可认为冲蚀导致喉管内径被冲大,阻力系数相应减小,这也与现场实际情况相一致。为了进一步量化压力比偏离,引入相对压力比误差:

$$e = (H_L - H_S) / H_S \quad (9)$$

式中: e 为相对压力比误差; H_L 为水力射流泵理论压力比; H_S 为水力射流泵实际压力比。

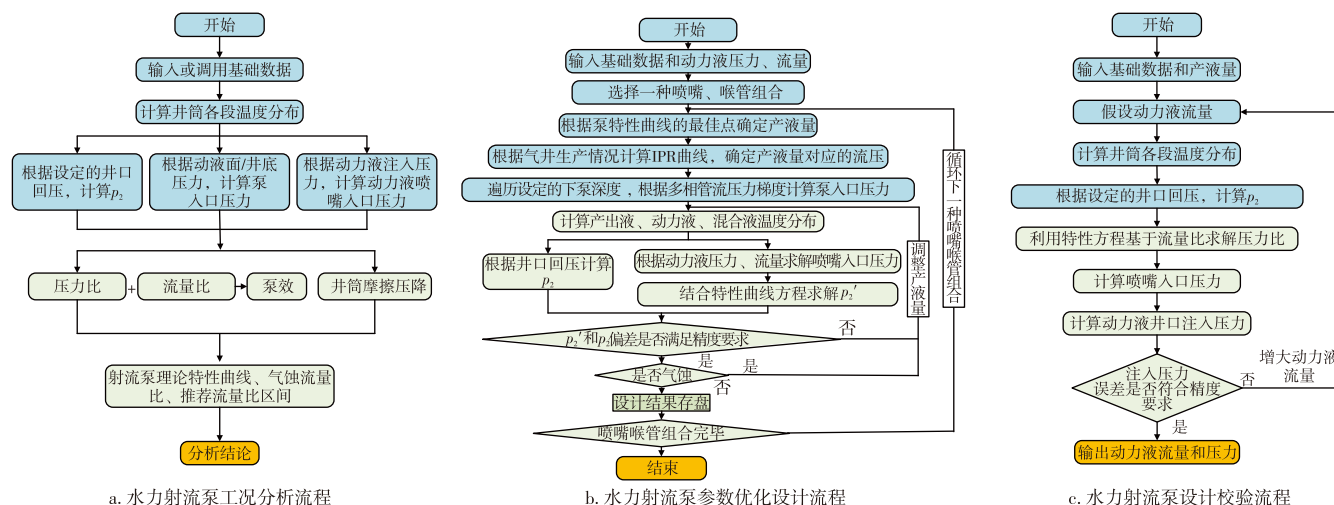
结合现场实际,按相对压力比误差大小分为以下几种情况:当 $-5\% \leq e \leq 5\%$,管柱和射流泵工况较好;当 $5\% < e \leq 10\%$,管柱或射流泵可能存在轻微结垢堵塞;当 $e > 10\%$,管柱或射流泵可能存在明显结垢堵塞;当 $-10\% \leq e < -5\%$,射流泵存在轻微冲蚀扩径现象;当 $e < -10\%$,射流泵存在明显冲蚀扩径现象。工况分析的具体流程见图5a。

3.4 参数优化设计方法及流程

参数优化设计是指为了满足一定的设计任务(如产液量),通过优选喷嘴与喉管配套,油管、下泵深度和动力液注入参数等组合,实现泵效或系统效率的最大化。首先,构建所有可能的设备和参数组合;其次,遍历所有组合进行设计并按优化目标进行排序;最后,筛选出最优的组合方案。每组方案的详细设计步骤参考文献[25],对应的设计流程见图5b。

3.5 设计校验方法及流程

优化设计的现场验证具有滞后性,实际情况中,往往利用现场运行的基础数据去设计,并与实际生产数据进行对比验证相关模型的可靠性。为此,提出图5c所示的射流泵井排采设计校验流程。事实上,设计校验是优化设计众多方案中的一例,只不过该方案有现场数据的支撑。此外,对于存在堵塞或冲蚀扩径的工况,射流泵工作特性会发生改变,应用该流程可通过调整水力射流泵摩阻或喷嘴与喉管面积比实现校验精度,近似定量评估堵塞或冲蚀的程度。



注: p_2' 为根据动力液压力、流量,结合特性曲线方程求解出的泵排出口压力,单位MPa。

图5 水力射流泵工况分析、参数优化、设计校验流程

Fig. 5 Flowchart of working condition analysis, parameter optimization, and design verification of hydraulic jet pump

4 现场实例应用及分析

4.1 摩阻系数确立

水力射流泵各组成部分的摩阻系数是确立其特性曲线的关键,也是开展工况分析和优化设计的基础。为了确立适合深层煤层气水力射流泵排采的摩阻系数,选取现场3口深层煤层气井(JS6-7P01井、JS14-5P01井、JS14-5P02井)维保或更换新喷嘴与喉管组合配套后初期的生产数据进行测试。选取投产初期数据的原因在于

避免较长时间生产对泵造成堵塞或冲蚀扩径而改变其工作特性,利用3处节点的预测压力和理论特性方程分别计算压力比。实际压力比和基于4组摩阻系数计算的压力的对比结果见表3。表3中3口井4井次计算对比表明:采用Gosline和O'Brien提出的摩阻系数时($K_s=0, K_j=0.15, K_{id}=0.38$),理论压力比与实际压力比误差最小,4井次压力比平均误差为3.59%,但采用其他的摩阻系数(Petrie、Cunningham、Sanger)时,压力比误差则变大,平均误差分别达到73.93%、26.46%、30.07%。由此证明了Gosline和O'Brien提出摩阻系数的准确性,并可用于后续深层煤层气井的工况分析和优化设计。

表3 深层煤层气井水力射流泵不同摩阻系数计算结果

Table 3 Calculation results of different friction coefficients for hydraulic jet pumps in deep coalbed methane wells

井号	日期	流量比	实际压力比	Gosline 和 O'Brien		Petrie		Cunningham		Sanger	
				理论压力比	压力比误差/%	理论压力比	压力比误差/%	理论压力比	压力比误差/%	理论压力比	压力比误差/%
JS6-7P01	20230417	0.089	1.020	1.104 7	8.30	1.852 9	81.66	1.353 4	32.69	1.407 8	38.02
JS6-7P01	20230430	0.083	1.132	1.124 3	0.68	1.885 5	66.56	1.376 9	21.63	1.429 4	26.27
JS14-5P01	20240101	0.022	1.310	1.348 3	2.92	2.280 9	74.11	1.651 0	26.03	1.680 8	28.31
JS14-5P02	20240101	0.021	1.320	1.352 4	2.45	2.288 5	73.37	1.656 2	25.47	1.685 5	27.69
平均误差					3.59	73.93		26.46		30.07	

4.2 工况分析

基于前述水力射流泵工况分析流程(图5a),应用Gosline和O'Brien提出的摩阻系数,选取采用水力射流泵工艺生产时间较长的3井台4口深层煤层气生产井,开展22井次工况分析,具体结果见表4。

如表4所示,22井次工况中,20井次工况流量比偏小,且不会发生气蚀现象,表示可以通过适当降低注入动力液量来提升射流泵泵效。5井次管柱和射流泵工

况较好,11井次管柱或射流泵可能存在明显结垢堵塞,1井次存在轻微结垢堵塞,4井次存在明显冲蚀扩径现象,1井次存在轻微冲蚀扩径现象。对于存在结垢堵塞的工况,一方面要及时进行维保,清除垢体;另一方面要调整/采用日常注阻垢剂措施,消除或减缓管道或泵内结垢。针对存在冲蚀扩径的工况,需要及时更换喷嘴与喉管配套,并可以优化降低动力液注入量来削弱冲蚀作用。

此外,从表4中也能看出,相较于JS6-7P01井此类

表4 深层煤层气井水力射流泵工况分析计算结果
Table 4 Calculation results of working condition analysis for hydraulic jet pumps in deep coalbed methane wells

井号	日期	实际 压力 比	理论 压力 比	压力比 误差/%	流量 比	推荐流 量比	实际泵 效/%	工况分析结果
JS6-7P01	20230417	1.020	1.105	8.30	0.089	0.15~0.41	9.08	流量比偏小,不气蚀,管柱或射流泵可能存在轻微结垢堵塞
	20230430	1.111	1.123	1.11	0.083		9.25	流量比偏小,不气蚀,管柱和射流泵工况较好
	20230801	0.964	1.101	14.23	0.090		8.69	流量比偏小,不气蚀,管柱或射流泵可能存在明显结垢堵塞
	20230829	0.960	1.160	20.79	0.072		6.96	流量比偏小,不气蚀,管柱或射流泵可能存在明显结垢堵塞
	20230929	0.947	1.191	25.76	0.063		6.01	流量比偏小,不气蚀,管柱或射流泵可能存在明显结垢堵塞
JS14-5P01	20240101	1.310	1.348	2.88	0.022	0.15~0.41	2.90	流量比偏小,不气蚀,管柱和射流泵工况较好
	20240301	1.234	1.248	1.16	0.048		5.87	流量比偏小,不气蚀,管柱和射流泵工况较好
	20231108	1.203	1.043	-13.29	0.122		14.74	流量比偏小,不气蚀,射流泵存在明显冲蚀扩径现象
	20231114	1.136	1.188	4.55	0.064		7.31	流量比偏小,不气蚀,管柱和射流泵工况较好
JS14-5P02	20240101	1.320	1.355	2.61	0.021	0.15~0.41	2.71	流量比偏小,不气蚀,管柱和射流泵工况较好
	20240301	1.329	1.219	-8.27	0.056		7.38	流量比偏小,不气蚀,射流泵存在轻微冲蚀扩径现象
	20231108	1.099	0.779	-29.11	0.207		22.69	流量比合理,不气蚀,射流泵存在明显冲蚀扩径现象
	20231114	1.070	0.953	-10.92	0.140		14.93	流量比偏小,不气蚀,射流泵存在明显冲蚀扩径现象
JS13-6P03	20240330	0.864	1.059	22.54	0.033	0.23~0.61	2.83	流量比偏小,不气蚀,管柱或射流泵可能存在明显结垢堵塞
	20240401	0.841	1.071	27.33	0.027		2.25	流量比偏小,不气蚀,管柱或射流泵可能存在明显结垢堵塞
	20240524	0.717	0.831	15.84	0.161		11.54	流量比偏小,不气蚀,管柱或射流泵可能存在明显结垢堵塞
	20240626	0.736	0.453	-38.50	0.531		39.10	流量比偏大,气蚀,射流泵存在明显冲蚀扩径现象
	20240715	0.924	1.060	14.76	0.055	0.15~0.41	4.44	流量比偏小,不气蚀,管柱或射流泵可能存在明显结垢堵塞
	20240817	0.998	1.251	25.39	0.047		4.67	流量比偏小,不气蚀,管柱或射流泵可能存在明显结垢堵塞
	20240907	0.801	1.201	49.91	0.024		1.94	流量比偏小,不气蚀,管柱或射流泵可能存在明显结垢堵塞
	20240917	0.803	1.218	51.69	0.103		9.52	流量比偏小,不气蚀,管柱或射流泵可能存在明显结垢堵塞
	20241030	0.817	1.341	64.13	0.060		4.82	流量比偏小,不气蚀,管柱或射流泵可能存在明显结垢堵塞

“一拖一”模式,JS14-5P01井、JS14-5P02井、JS13-6P03井此类“一拖多”模式计算得到的压力比误差与泵效波动更大。分析认为,由于“一拖一”模式仅为1口生产井,即使井口产液含气,水流量计显示不准确,循环水罐也能准确标定单井日产液数据,计算得到的数据准确度高。而“一拖多”模式下为多口生产井,井口产液含气导致水流量计难以实现准确的单井日产液计量(图6),单井日产液主要由驻井人员临时计量,每口井日产液数据存在“不准确”的情况,这也是射流泵工况分析中,“一拖多”模式计算得到的压力比误差普遍较大的原因。

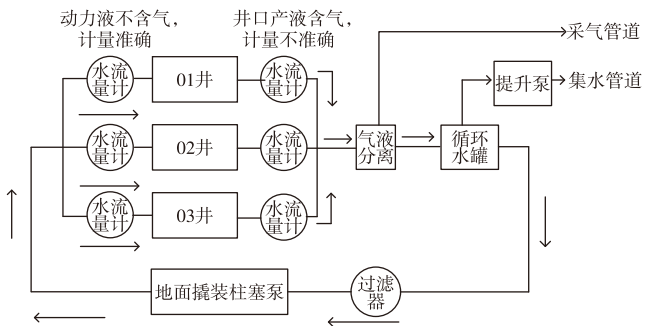


图6 水力射流泵“一拖多”动力液循环示意图

Fig. 6 Schematic diagram of power fluid circulation of “one pump for multiple wells” mode for hydraulic jet pumps

4.3 设计校验

利用图5c所示的流程图,首先针对表4中呈现正常或存在轻微堵塞与冲蚀工况的气井进行了设计校验。此外,因为泵的工况相对较好,所以并未对摩阻系数做出调整。具体校验结果见表5。如表5所示,7井次设计的平均注入量误差为4.68%,平均注入压力误差为4.06%,证明了设计校验流程和相关模型的可靠性以及所选摩阻系数准确性。

针对存在明显结垢的工况,流道截面积的减小会增加流动阻力。为此,以JS6-7P01井存在明显堵塞工况的井次为例,尝试增加摩阻系数进行校验。表6展示了将 K_j 由原来的0.15调整到0.22的校验情况。如表6所示,经调整摩阻系数后,设计注入量平均误差由31.53%降低至8.29%,注入压力平均误差由4.77%降低至3.43%,验证了泵存在堵塞后摩阻系数增加的事实。

4.4 举升优化设计

合理的喷嘴与喉管组合配套是深层煤层气水力射流泵排采工艺优化设计的核心内容。以区块深层煤层气生产井JS8-8P01井为例,在前期曾采用喷嘴与喉管面积比

表5 正常或存在轻微堵塞与冲蚀工况设计校验结果

Table 5 Design verification results under normal or slight blockage and erosion working conditions

编号	井名	日期	实际注入量/ (m ³ /d)	设计注入量/ (m ³ /d)	注入量误差/ %	实际注入压 力/MPa	设计注入压 力/MPa	压力误差/%
1	JS6-7P01	20230417	101.3	110.0	8.60	27.80	26.44	4.89
2	JS6-7P01	20230430	98.9	90.0	8.98	25.30	26.35	4.15
3	JS14-5P01	20240101	79.2	79.0	0.25	17.00	16.24	4.48
4	JS14-5P01	20231114	79.2	84.0	6.06	18.60	17.74	4.61
5	JS14-5P01	20240301	75.6	75.0	0.79	17.90	17.23	3.74
6	JS14-5P02	20240101	86.4	87.0	0.69	17.50	16.69	4.62
7	JS14-5P02	20240301	86.4	80.0	7.40	17.90	18.25	1.95
平均误差					4.68			4.06

表6 大宁—吉县区块JS6-7P01井摩阻系数调整前后设计校验结果

Table 6 Design verification results before and after friction coefficient adjustment for Well JS6-7P01 in Daning-Jixian block

日期	实际注入 量/(m ³ /d)	实际注入压 力/MPa	$K_f=0.15$				$K_f=0.22$			
			设计注入 量/(m ³ /d)	注入量 误差/%	设计注入 压力/MPa	压力误差/ %	设计注入 量/(m ³ /d)	注入量 误差/%	设计注入 压力/MPa	压力误差/ %
20240801	86.64	27.10	107.00	23.50	25.87	4.54	90.00	3.88	27.00	0.37
20240829	88.00	27.60	117.00	32.95	26.23	4.96	94.00	6.82	26.22	5.00
20240929	87.60	27.90	121.00	38.13	26.56	4.80	100.00	14.16	26.53	4.91
平均误差				31.53		4.77		8.29		3.43

接近的2.4 mm与4.4 mm(面积比0.297 5)、2.2 mm与4.0 mm(面积比0.302 5)、2.2 mm与3.8 mm(面积比0.335 2)3类喷嘴与喉管组合生产。期间最低井底流压为5.05 MPa,平均日产气量为 0.56×10^4 m³,平均日产液量为5.01 m³,排采效果一般。利用优化设计流程对不同喷嘴与喉管组合的敏感性分析表明,JS8-8P01井适合采用高面积比喷嘴与喉管组合以获得高泵效和产量。在此指导下,2024年8月17日后JS8-8P01井更换为2.3 mm与3.12 mm(面积比0.543 4)的喷嘴与喉管组合进行排采。相应的,井底流压最低均可降低至3.92 MPa左右,平均日产气量为 4.55×10^4 m³,平均日产液量为10.82 m³,排采效果明显提

升(图7)。

上述改善源于深层煤层气井的生产特点,大宁—吉县区块深层煤层气井储层煤层埋深一般大于2 000 m^[28-32],且气液比高,故需要较大的扬程和较低的排量。根据相关文献资料,水力射流泵采用低面积比可获得低压力大排量,采用高面积比易获得高压力低排量^[17-19]。

此外,针对工况分析中深层煤层气水力射流泵排采普遍存在的流量比偏小,泵效低的问题,也开展了流量比的优化设计。表7显示了保持原始排量下3口井4井次的优化设计结果。如表7所示,在保持原始排量下,经过优化降低动力液注入量后,泵举升压力比有了明显

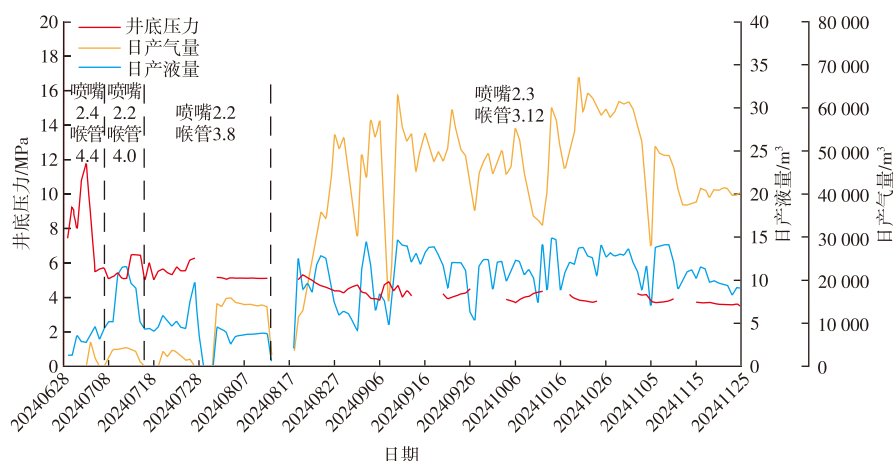


图7 大宁—吉县区块JS8-8P01井水力射流泵运行期间工艺参数及对应产量曲线

Fig. 7 Process parameters and corresponding production curves during operation of hydraulic jet pump in Well JS8-8P01 of Daning-Jixian block

表7 3口井优化动力液注入量前后计算结果
Table 7 Calculation results before and after optimization of power fluid injection volume for three wells

井号	日期	喷嘴内径/ mm	喉管内径/ mm	排液量/ (m ³ /d)	原始流量比	原始泵效/%	优化流量比	优化泵效/%	泵效绝对 增幅/%
JS6-7P01	20230417	2.3	3.12	9.35	0.089	9.08	0.158	14.26	5.18
JS6-7P01	20230801	2.3	3.12	8.09	0.090	8.69	0.126	12.50	3.81
JS14-5P01	20240101	2.3	3.12	1.86	0.022	2.90	0.219	16.41	13.51
JS14-5P02	20240101	2.3	3.12	1.84	0.021	2.71	0.218	16.39	13.68

的提升,对应泵效增幅显著,4井次平均泵效绝对增幅达9.05%,特别是排液量较低的工况,泵效绝对增幅达13%以上。

5 结论

1)开展了深层煤层气水力射流泵工艺井不同摩阻系数下压力比及误差计算,结果表明,选用 Gosline 和 O’Brien 提出的摩阻系数更加符合深层煤层气井射流泵特性的描述。

2)工况分析表明深层煤层气井多数工况属于流量比小,实际泵效低;由于产液矿化度高,管柱和射流泵普遍存在结垢堵塞问题;部分工况存在射流泵冲蚀扩径现象。

3)深层煤层气井储层埋深大、产液相对较小,举升优化设计结果表明:需选用较高的喷嘴与喉管面积比,从区块现场实际生产效果来看,一般以0.43~0.55之间为宜,有利于降低井底压力、提高煤层气井产量;通过优化降低动力液注入量,可以有效提升排采泵效。

4)对于“一拖多”模式,由于日产气量、日产液量存在不准确的情况,因此在水力射流泵工况分析中,结算结果误差普遍较大,不利于分析单井工况。建议在深层煤层气水力射流泵地面建设时,需考虑优化设计单井气体、产液计量管线,便于生产现场准确计量单井日产气量、日产液量,提高“一拖多”模式下射流泵排采井工况分析的准确度。

参考文献

[1] 何发岐,雷涛,齐荣,等.鄂尔多斯盆地大牛地气田深部煤层气勘探突破及其关键技术[J].石油与天然气地质,2024,45(6): 1567-1576.
He Faqi, Lei Tao, Qi Rong, et al. Breakthroughs and key technology in deep coalbed methane exploration in the Daniudi gas field in the Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(6): 1567-1576.

[2] 李亚辉.鄂尔多斯盆地大牛地气田深层中煤阶煤层气勘探实践及产能新突破[J].石油与天然气地质,2024,45(6): 1555-1566.
Li Yahui. Exploration practices of and recent production breakthroughs in deep middle-rank coalbed methane in the Daniudi gas field, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(6): 1555-1566.

[3] 徐长贵,季洪泉,王存武,等.鄂尔多斯盆地东缘临兴-神府区块深部煤层气富集规律与勘探对策[J].煤田地质与勘探,2024,52(8): 1-11.

Xu Changgui, Ji Hongquan, Wang Cunwu, et al. Enrichment patterns and exploration countermeasures of deep coalbed methane in the Linxing-Shenfu block on the eastern margin of the Ordos Basin[J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(8): 1-11.

[4] 王志壮,吴鹏,孙强,等.临兴区块深部煤层气井生产特征及影响因素[J].煤田地质与勘探,2024,52(8): 69-78.
Wang Zhizhuang, Wu Peng, Sun Qiang, et al. Production characteristics of deep coalbed methane wells in the Linxing block and associated their influencing factors[J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(8): 69-78.

[5] 李斌,杨帆,张红杰,等.神府区块深部煤层气高效开发技术研究[J].煤田地质与勘探,2024,52(8): 57-68.
Li Bin, Yang Fan, Zhang Hongjie, et al. Technology for efficient production of deep coalbed methane in the Shenfu block[J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(8): 57-68.

[6] 朱光辉,季洪泉,米洪刚,等.神府深部煤层气大气田的发现与启示[J].煤田地质与勘探,2024,52(8): 12-21.
Zhu Guanghui, Ji Hongquan, Mi Honggang, et al. Discovery of a large gas field of deep coalbed methane in the Shenfu block and its implications[J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(8): 12-21.

[7] 聂志宏,徐凤银,时小松,等.鄂尔多斯盆地东缘深部煤层气开发先导试验效果与启示[J].煤田地质与勘探,2024,52(2): 1-12.
Nie Zhihong, Xu Fengyin, Shi Xiaosong, et al. Outcomes and implications of pilot tests for deep coalbed methane production on the eastern margin of the Ordos Basin[J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(2): 1-12.

[8] 周立宏,熊先钺,丁蓉,等.煤岩气内涵、富集机理及实践意义[J].天然气工业,2025,45(3): 1-15.
Zhou Lihong, Xiong Xianyue, Ding Rong, et al. Connotation, enrichment mechanism and practical significance of coal-rock gas [J]. Natural Gas Industry, 2025, 45(3): 1-15.

[9] 徐凤银,熊先钺,侯伟,等.深部煤层气产业升级与“八个一体化”体系的建立[J].石油学报,2025,46(2): 289-305.
Xu Fengyin, Xiong Xianyue, Hou Wei, et al. Upgrading of deep coalbed methane industry and establishment of the “Eight-in-One” system[J]. Acta Petrolei Sinica, 2025, 46(2): 289-305.

[10] 李勇,徐凤银,唐书恒,等.鄂尔多斯盆地煤层(岩)气勘探开发进展及发展方向[J].天然气工业,2024,44(10): 63-79.
Li Yong, Xu Fengyin, Tang Shuheng, et al. Progress and development direction of coalbed methane(coal-rock gas)exploration and development in the Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2024, 44(10): 63-79.

[11] 杨秀春,徐凤银,王虹雅,等.鄂尔多斯盆地东缘煤层气勘探开发历程与启示[J].煤田地质与勘探,2022,50(3): 30-41.
Yang Xiuchun, Xu Fengyin, Wang Hongya, et al. Exploration and development process of coalbed methane in eastern margin of Ordos Basin and its enlightenment[J]. Coal Geology & Exploration, 2022, 50

- (3): 30–41.
- [12] 代由进, 徐凤银, 王峰, 等. 深部煤层气勘探开发项目经济评价及投资决策流程[J]. 煤炭科学技术, 2025, 53(3): 47–59.
Dai Youjin, Xu Fengyin, Wang Feng, et al. Economic evaluation and investment decision-making process of deep coalbed methane exploration and development projects[J]. Coal Science and Technology, 2025, 53(3): 47–59.
- [13] 马文涛, 刘印华, 吴建军, 等. 煤层气井无杆排采工艺应用与改进方向: 以鄂尔多斯盆地东缘为例[J]. 煤田地质与勘探, 2022, 50(9): 22–31.
Ma Wentao, Liu Yinhu, Wu Jianjun, et al. Application and improvement directions of rodless drainage technology in coalbed methane wells: a case study from east margin of Ordos Basin[J]. Coal Geology & Exploration, 2022, 50(9): 22–31.
- [14] 张宏录, 谢先平, 张龙胜, 等. 煤层气同心双管排采新工艺技术应用研究[J]. 中国煤层气, 2015, 12(2): 34–36.
Zhang Honglu, Xie Xianping, Zhang Longsheng, et al. Research on new technology of CBM drainage with concentric parallel tube[J]. China Coalbed Methane, 2015, 12(2): 34–36.
- [15] 乔倩瑜, 罗懿, 赵润冬, 等. 同心双管射流泵流量修正系数的优化研究[J]. 石油机械, 2025, 53(3): 109–114.
Qiao Qianyu, Luo Yi, Zhao Rundong, et al. Optimization of flow rate correction coefficient of concentric double-tube jet pump[J]. China Petroleum Machinery, 2025, 53(3): 109–114.
- [16] 薛清祥, 王大星, 刘常军, 等. 同心双管水力泵排水采气工艺[J]. 油气井测试, 2013, 22(5): 45–47.
Xue Qingxiang, Wang Daxing, Liu Changjun, et al. Drainage gas recovery technology of concentric double-tube hydraulic pump[J]. Well Testing, 2013, 22(5): 45–47.
- [17] 于姣姣, 李又武, 李乐忠, 等. 同心双管射流泵排采工艺参数设计及应用[J]. 石油机械, 2020, 48(1): 95–101.
Yu Jiaojiao, Li Youwu, Li Lezhong, et al. Design and application of drainage and gas recovery process parameters of concentric dual tubing jet pump[J]. China Petroleum Machinery, 2020, 48(1): 95–101.
- [18] 邵振鹏, 方勇, 王志国, 等. 多层管柱射流泵排采工艺参数优化[J]. 油气井测试, 2021, 30(3): 7–12.
Shao Zhenpeng, Fang Yong, Wang Zhiguo, et al. Parameter optimization of multi-layer string jet pump drainage and gas recovery technology[J]. Well Testing, 2021, 30(3): 7–12.
- [19] 王常斌, 林建忠, 石兴. 射流泵最佳参数的确定方法[J]. 流体机械, 2004, 32(9): 21–25.
Wang Changbin, Lin Jianzhong, Shi Xing. Method of optimal parameter ascertainment of jet pump[J]. Fluid Machinery, 2004, 32(9): 21–25.
- [20] 王常斌. 油井排砂用射流泵的研究[D]. 杭州: 浙江大学, 2004.
Wang Changbin. Research on the jet pumps used in the drain sand of petroleum well[D]. Hangzhou: Zhejiang University, 2004.
- [21] 王忠博. 煤层气井喷射泵携煤粉排水采气工艺技术研究[D]. 东营: 中国石油大学(华东), 2020.
Wang Zhongbo. Research on technology of coal-bed gas well jet pump carrying coal powder drainage and gas production[D]. Dongying: China University of Petroleum (East China), 2020.
- [22] 孙斌. 煤层气射流泵采气技术研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2016.
Sun Bin. Research on coalbed methane jet pump gas production technology[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2016.
- [23] 李士伦. 天然气工程[M]. 2版. 北京: 石油工业出版社, 2008: 120–129.
Li Shilun. Natural gas engineering[M]. 2nd ed. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008: 120–129.
- [24] 薛建泉, 黄宇轩, 王通, 等. 海上射流泵井筒温度场模型[J]. 石油钻采工艺, 2018, 40(6): 782–786.
Xue Jianquan, Huang Yuxuan, Wang Tong, et al. A borehole temperature field model for offshore wells equipped with jet pump[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2018, 40(6): 782–786.
- [25] 张琪. 采油工程原理与设计[M]. 东营: 石油大学出版社, 2000.
Zhang Qi. Principle and design of oil production engineering[M]. Dongying: China University of Petroleum Press, 2000.
- [26] 刘安琪, 郭平, 李悦钦, 等. 井筒零液流研究[J]. 石油钻采工艺, 2009, 31(4): 75–78.
Liu Anqi, Guo Ping, Li Yueqin, et al. Wellbore zero liquid flow study[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2009, 31(4): 75–78.
- [27] 王常斌, 王春翠, 郭霞. 水力喷射泵的气蚀特性[J]. 石油钻采工艺, 1998, 20(1): 66–68.
Wang Changbin, Wang Chuncui, Guo Xia. The characteristics of cavitation erosion for hydraulic jet pump[J]. Oil Drilling & Production Technology, 1998, 20(1): 66–68.
- [28] 闫霞, 徐凤银, 聂志宏, 等. 深部微构造特征及其对煤层气高产“甜点区”的控制: 以鄂尔多斯盆地东缘大宁—吉县地区为例[J]. 煤炭学报, 2021, 46(8): 2426–2439.
Yan Xia, Xu Fengyin, Nie Zhihong, et al. Microstructure characteristics of Daji area in east Ordos Basin and its control over the high yield dessert of CBM[J]. Journal of China Coal Society, 2021, 46(8): 2426–2439.
- [29] 闫霞, 熊先钺, 李曙光, 等. 深层煤岩气水平井各段产出贡献及其主控因素: 以鄂尔多斯盆地东缘大宁—吉县区块为例[J]. 天然气工业, 2024, 44(10): 80–92.
Yan Xia, Xiong Xianyue, Li Shuguang, et al. Production contributions of deep CBM horizontal well sections and their controlling factors: a case study of Daning-Jixian area, eastern Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2024, 44(10): 80–92.
- [30] 徐凤银, 王成旺, 熊先钺, 等. 深部(层)煤层气成藏模式与关键技术对策: 以鄂尔多斯盆地东缘为例[J]. 中国海上油气, 2022, 34(4): 30–42.
Xu Fengyin, Wang Chengwang, Xiong Xianyue, et al. Deep(layer) coalbed methane reservoir forming modes and key technical countermeasures: taking the eastern margin of Ordos Basin as an example[J]. China Offshore Oil and Gas, 2022, 34(4): 30–42.
- [31] 徐凤银, 闫霞, 林振盘, 等. 我国煤层气高效开发关键技术研究进展与发展方向[J]. 煤田地质与勘探, 2022, 50(3): 1–14.
Xu Fengyin, Yan Xia, Lin Zhenpan, et al. Research progress and development direction of key technologies for efficient coalbed methane development in China[J]. Coal Geology & Exploration, 2022, 50(3): 1–14.
- [32] 熊先钺, 闫霞, 徐凤银, 等. 深部煤层气多要素耦合控制机理、解吸规律与开发效果剖析[J]. 石油学报, 2023, 44(11): 1812–1826.
Xiong Xianyue, Yan Xia, Xu Fengyin, et al. Analysis of multi-factor coupling control mechanism, desorption law and development effect of deep coalbed methane[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(11): 1812–1826.