



煤炭科学技术 COAL SCIENCE AND TECHNOLOGY

# 煤炭科学技术

## 沁水盆地南部煤层气L型水平井排采技术研究及应用

高宇 张聪 赵立平 贾慧敏 覃蒙扶 张文胜 纪彦波 袁帅

### 引用本文:

高宇, 张聪, 赵立平, 等. 沁水盆地南部煤层气L型水平井排采技术研究及应用[J]. 煤炭科学技术, 2025, 53(3): 304–314.  
GAO Yu, ZHANG Cong, ZHAO Liping. Application of drainage technology for L-shaped coalbed methane horizontal well in Southern Qinshui Basin[J]. Coal Science and Technology, 2025, 53(3): 304–314.

在线阅读 View online: <https://doi.org/10.12438/cst.2025-0037>

### 您可能感兴趣的其他文章

#### Articles you may be interested in

#### 沁水盆地南部煤层气水平井产能影响因素分析

Analysis of factors affecting productivity of CBM in horizontal wells in southern Qinshui Basin

煤炭科学技术. 2020, 48(10) <http://www.mtkxjs.com.cn/article/id/c628192c-8d90-43b7-b5d1-968b8be91440>

#### 煤层气水平井井型结构分析及钻完井技术优化

Analysis on well type structure and optimization of associated drilling technology of CBM horizontal wells

煤炭科学技术. 2020, 48(3) <http://www.mtkxjs.com.cn/article/id/0ba95d16-0798-4366-b6f0-3029133ac398>

#### 沁水盆地深部煤层气开发井完井技术进展

Progress in completion technology of deep coalbed methane development wells in Qinshui Basin

煤炭科学技术. 2025, 53(2): 252–262 <https://doi.org/10.12438/cst.2024-0202>

#### 沁水盆地郑庄区块煤层气水平井钻井体系优化

Optimization of drilling system for CBM horizontal wells in Zhengzhuang Block of Qinshui Basin

煤炭科学技术. 2023, 51(4): 118–126 <https://doi.org/10.13199/j.cnki.cst.2021-0670>

#### 延川南煤层气田深部煤层气藏排采制度的建立与优化

Establishment and optimization of drainage system for deep coalbed methane in South Yanchuan CBM Field

煤炭科学技术. 2021, 49(6): 251–257 <http://www.mtkxjs.com.cn/article/id/e78a882f-0c4b-4ccc-8ce0-df0b13a9d583>

#### 对称多分支水平井煤层气水电模拟试验研究

Hydroelectric simulation test of coalbed methane in symmetric multi branch horizontal wells

煤炭科学技术. 2022, 50(10): 135–142 <http://www.mtkxjs.com.cn/article/id/f546e85b-4cfc-40be-a0ed-5bc104f857e8>



关注微信公众号, 获得更多资讯信息



移动扫码阅读

高宇,张聪,赵立平,等.沁水盆地南部煤层气L型水平井排采技术研究及应用[J].煤炭科学技术,2025,53(3):304-314.

GAO Yu, ZHANG Cong, ZHAO Liping, *et al.* Application of drainage technology for L-shaped coalbed methane horizontal well in Southern Qinshui Basin[J]. Coal Science and Technology, 2025, 53(3): 304-314.

## 沁水盆地南部煤层气L型水平井排采技术研究及应用

高宇,张聪,赵立平,贾慧敏,覃蒙扶,张文胜,纪彦波,袁帅

(中国石油华北油田分公司山西煤层气勘探开发分公司,山西长治 046000)

**摘要:**随着L型水平井成为煤层气主要开发井型,传统煤层气井排采工艺不能满足需要,为了形成适用于L型水平井的排采工艺技术,基于沁水盆地南部马必合作区块L型水平井排采实践,分析了2类有杆排采工艺和3类无杆排采工艺的工作原理、工艺改进及其对L型水平井的适应性,并研究了相关防砂、防气配套工艺,形成了系统的水平井排采工艺。结果表明:①2类有杆排采工艺通过管柱结构优化、泵结构优化等可以有效减轻杆管偏磨,能够适应L型水平井排采。抽油机+管式泵排采工艺通过优化管柱结构加装扶正器,能够减缓杆管偏磨,通过采用双固定阀长柱塞管式泵能够提升固体颗粒适应性;顶驱螺杆泵排采工艺通过在管柱结构不同部位差异化安装弹簧式扶正器,采用加厚油管,并在狗腿度大的位置加装导向器和双保接箍,能够减轻杆管偏磨。②无杆管式泵、射流泵、电潜螺杆泵等无杆工艺从本质上消除了杆管偏磨问题,对L型水平井适应性更强,射流泵对固体颗粒的粒适应性最强,电潜螺杆泵的排量可达50~60 m<sup>3</sup>/d,无杆管式泵排量一般在20~30 m<sup>3</sup>/d,射流泵的排量一般在30~40 m<sup>3</sup>/d。③提出的分级下泵、气液分离及循环洗井3项配套工艺,能够有效防砂、防气,提升了主体工艺的适应性。其中,分级下泵工艺即在排采前期将泵挂位置设计在井斜65°~75°处,保留足够的沉砂空间,在排采后期,出砂量减少时,进一步下放管柱,充分释放单井产能;循环洗井工艺即在排采后期,通过循环洗井增加产出液体排量,提升携砂能力;重力分离式气锚可有效实现气液分离,减缓窜气对泵效影响。上述工艺技术在研究区应用后,能够满足埋深1500 m中深层煤层气水平井的排采需求,L型水平井平均检泵周期由265 d延长至335 d,投产第1年检泵率由29.9%下降至19.8%,实现了L型水平井平稳高效排采。

**关键词:**沁水盆地南部;中浅层煤层气;L型水平井;排采工艺;现场应用

中图分类号:TE371

文献标志码:A

文章编号:0253-2336(2025)03-0304-11

### Application of drainage technology for L-shaped coalbed methane horizontal well in Southern Qinshui Basin

GAO Yu, ZHANG Cong, ZHAO Liping, JIA Huimin, QIN Mengfu, ZHANG Wensheng, JI Yanbo, YUAN Shuai

(Shanxi CBM Exploration and Development Company, Huabei Oilfield Branch of Petrochina, Changzhi 046000, China)

**Abstract:** As L-shaped horizontal wells have become the main well type for Coalbed Methane (CBM) development, the traditional CBM wells' drainage technologies can no longer meet the drainage requirements. In order to develop a series of drainage technologies applicable to L-shaped horizontal wells, this article, based on the drainage practices of L-shaped horizontal wells in the Mabi Cooperative Block in Southern Qinshui Basin, analyzes the working principles, process improvements, and technological adaptability to L-shaped horizontal wells of two types of rod-pumping drainage technologies and three types of rodless-pumping drainage technologies. It also studies the relevant supporting processes for sand control and gas prevention, and forms a systematic horizontal well production technology. The results show that: ① Through the optimization of the string structure and the pump structure, the eccentric wear between the rods and the pipes of

收稿日期:2025-01-08

策划编辑:常琛

责任编辑:李雅楠

DOI: 10.12438/cst.2025-0037

基金项目:中国石油华北油田公司揭榜挂帅资助项目(2024-HB-ZD0501)

作者简介:高宇(1990—),男,河南安阳人,工程师。E-mail: zhb\_gy@petrochina.com.cn

通讯作者:贾慧敏(1989—),男,河北井陉人,高级工程师,博士。E-mail: jiahuimin1108@sina.com.cn

the two types of rod-pumping drainage technologies can be effectively reduced, which can adapt to the drainage of L-shaped horizontal wells. For the oil pumping unit process, the eccentric wear can be alleviated by installing centralizers optimize the string structure and using a long plunger tubing pump with double fixed valves to improve the adaptability to solid particles. For the top drive screw pump process, by installing spring centralizers differently at different parts of the string structure, using thickened tubing, and installing a deflector and double protect collars at the positions with large dogleg degrees, the eccentric wear can be reduced. ② Rodless processes such as rodless tubing pumps, jet pumps, and electric submersible screw pumps essentially eliminate the problem of eccentric wear between the rods and the pipes, and have a much stronger adaptability to L-shaped horizontal wells than rod-pumping drainage technologies. Jet pumps have the strongest adaptability to solid particles. The maximum displacement of electric submersible screw pumps can reach 50–60 m<sup>3</sup>/d, the maximum displacement of rodless tubing pumps is generally 20–30 m<sup>3</sup>/d, and the maximum displacement of jet pumps is generally 30–40 m<sup>3</sup>/d. ③ The three supporting processes proposed in this article, namely, the graded pump setting process, gas-liquid separation process, and circulating well cleaning process, can effectively reduce the influence from sand particles and CBM gas, and improve the adaptability of the main processes. Among them, the graded pump setting process is that the pump setting position is designed at the well deviation of 65°–75° in the early stage of production to reserve sufficient sand settling space, while the pump setting position is further lowered to fully release the productivity of a single well, in the later stage of production, when the sand production decreases. The circulating well cleaning process improves the sand carrying capacity by injecting water to increase the production rate in the later stage of production. The gravity separation gas anchor can effectively realize gas-liquid separation and reduce the impact of gas channeling on the pump efficiency. After the above process technologies are applied in the study area, they can meet the production requirements of horizontal CBM wells in the middle-deep layer with a burial depth of 1 500 m. The average pump inspection cycle of L-shaped horizontal wells has been extended from 265 days to 335 days, and the pump inspection rate in the first year of production has decreased from 29.9% to 19.8%, achieving stable and efficient production of L-shaped horizontal wells.

**Key words:** Southern Qinshui Basin; medium-shallow coalbed methane; L-shaped horizontal well; drainage technology; field application

## 0 引言

我国煤层气资源量丰富,埋深 2 000 m 以浅煤层气地质资源量为  $30.5 \times 10^4$  亿 m<sup>3</sup><sup>[1-2]</sup>,埋深 2 000 m 以深的煤层气资源也获得产量突破<sup>[3-4]</sup>,具有极大的开发潜力。沁水盆地南部是我国主要的煤层气开发基地之一,以中浅层煤层气为主,2015 年以前,由于采取以直井为主的开发方式、以中小规模为主的压裂方式,煤层气单井产量长期未突破 10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>,后来随着水平井成为主体开发技术<sup>[5-7]</sup>,煤层气井单井产量得到持续提升,特别是随着 L 型水平井分段压裂成为主体开发技术后,煤层气水平井单井产量最高突破 2 万 m<sup>3</sup>,同时,L 型水平井分段压裂技术在沁水盆地南部中浅层煤层气开发中展现出了较强适用性,整体开发效果较好<sup>[8]</sup>。

由于沁水盆地南部主要为中浅层煤层气,以吸附气为主,需要持续排水降压将井底流压降至解吸压力以下才能解吸产气,因此井底流压越低越好,这就要求排采设备必须尽可能的放置在井筒中最低的位置。而井型转变导致排采设备的运行环境由直井/定向井井眼改变为了水平井井眼,以往定向井的井况和气水产出特征与现在水平井分段压裂后的气、水产出特征及井筒特征完全不一致,狗腿度增大导致原来排采设备的适应性及稳定性较差,卡泵、烧泵、

偏磨、漏失等排采设备故障,煤粉和压裂砂等固体颗粒影响以及窜气影响导致泵效降低,无法高效稳定排采。因此需要研究与目前煤层气水平井分段压裂开发技术相匹配的水平井高效排采技术。煤层气井气体、液体、固体的产出特征在不同排采阶段差异性较大,尤其分段压裂水平井表现更加明显,大宽度排量的设备适应度和固体颗粒的容忍度成为水平井排采设备适应性的主要指标,仅靠一种设备很难适应前期高产水,中后期低液面、高气水比、出砂、出煤粉、窜气的排采情况。目前有大量学者从地质、工程的角度进行广义研究<sup>[9-11]</sup>,或从煤储层中固液运移特征、某一特定问题、工况进行单一研究<sup>[12-16]</sup>,但针对煤层气 L 型水平井研究整体较少,对生产实际的指导性较弱。笔者以马必合作区块为例,基于现场实践,分析不同类型排采工艺的适应性,提出针对 L 型分段压裂水平井的排采技术体系,以期对 L 型水平井高效排采提供技术支撑。

## 1 研究区地质及 L 型水平井概况

### 1.1 研究区地质概况

马必合作区块位于沁水盆地南部,是沁水盆地南部煤层气水平井开发具有一定代表性的区块。区块西邻霍山隆起,南接秦岭造山带,主要受太行山造山带和秦岭造山带的影响,东部和南部埋深较浅,整

体构造较简单。行政隶属于山西省晋城市沁水县,临汾市的浮山县、安泽县和翼城县。区块面积近 1 000 km<sup>2</sup>, 开采 3 号煤和 15 号煤的煤层气, 属于高煤阶煤层气。区块煤层埋深 500 ~ 1 500 m, 煤层厚度 2 ~ 7 m, 含气量主体在 8 ~ 21 m<sup>3</sup>/t, 渗透率  $(0.1 \sim 0.2) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。马必合作区块煤层气勘探开发始于 2000 年以后, 经过钻探评价直井、评价直井试采、直井规模建产、L 型水平井分段压裂先导试验、L 型水平井规模建产等 5 个阶段, 形成了 L 型水平井分段压裂主体开发技术, 实现了高效开发。

## 1.2 研究区 L 型水平井概况

1) 水平井井身结构及完井方式。沁水盆地南部 L 型水平井以二开全通径 L 型水平井为主<sup>[17-18]</sup>, 如图 1 所示, 一开采用直径为 311.2 mm 钻头钻进 150 m, 采用直径 244.5 mm 套管完井, 固井水泥返至地面; 二开采用直径为 215.9 mm 钻头完成全部井段钻井, 采用直径 139.7 mm 套管完。前期采用半程固井工艺(图 1a), 井口至分级箍固井, 固井水泥返至地面, 分级箍以下水平段不固井, 套管主要起到支撑井眼、防止垮塌堵塞井眼的作用; 后期采用全程固井工艺(图 1b), 水泥返至地面。

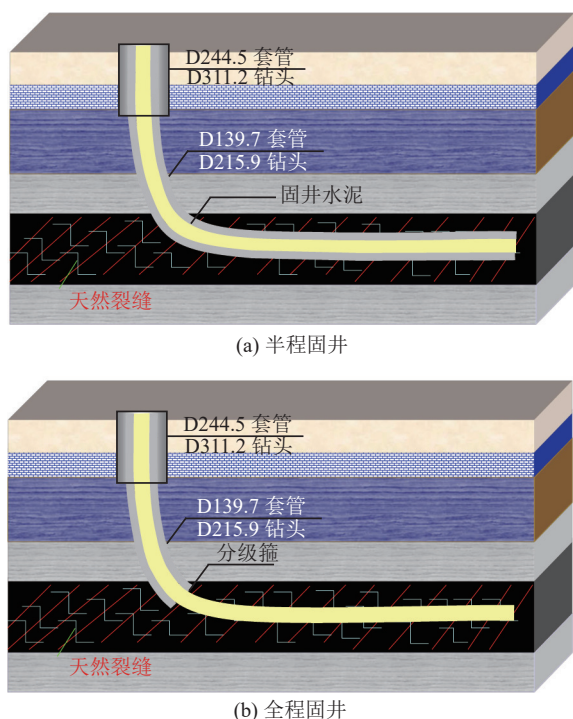


图 1 二开全通径 L 型水平井井型结构(据文献[5]修改)

Fig.1 Two-spud-in structure and full bore sleeve of a L-shaped horizontal well(Modified according to reference[5])

2) 水平井的压裂改造方式及参数。水平井压裂方式主要有普通油管底封拖动压裂、连续油管压裂、

桥射联作压裂, 目前主流工艺为桥射联作压裂工艺。压裂改造参数经历了中小规模压裂向大规模压裂转变的过程<sup>[19]</sup>, 在 2021 年以前以中小规模压裂为主, 单段压裂液量 450 ~ 600 m<sup>3</sup>, 单段砂量 30 ~ 50 m<sup>3</sup>, 单段排量 4 ~ 6 m<sup>3</sup>/min, 后来规模、排量、砂量持续成倍增加, 到目前单段液量达 3 000 ~ 4 000 m<sup>3</sup>, 单段砂量达到 250 m<sup>3</sup> 以上, 单段排量达 20 ~ 22 m<sup>3</sup>/min, 这对后期排采造成以下不利影响, 一是大液量注入, 导致投产后产水量大幅增加, 对排采设备排量宽度提出了更高要求; 二是大砂量注入, 导致后期压裂砂大量返吐, 煤层产出水中含砂量大幅增加, 对排采设备固体颗粒的适应性提出更高要求。

## 2 L 型水平井排采主体工艺

目前沁水盆地南部煤层气 L 型水平井排采主体工艺包括有杆排采工艺和无杆排采工艺 2 类, 其中有杆排采工艺主要为抽油机+管式泵和顶驱螺杆泵; 无杆排采工艺主要为无杆管式泵、射流泵、电潜螺杆泵。不同排采工艺各有优缺点, 适应性也各不相同。

### 2.1 有杆排采工艺

1) 抽油机+管式泵排采工艺。抽油机+管式泵为煤层气直井普遍应用的排采设备, 主要由地面抽油机和井下管式泵组成, 地面抽油机通过抽油杆带动井下管式泵活塞在泵筒内往复运动, 将井筒内的水不断抽汲至泵筒, 通过油管排出地面。

该工艺在常规直井、定向井中应用较为成熟, 但对 L 型水平井适应能力差, 杆管偏磨、窜气、卡泵等问题频发。为提升其适应性, 一方面, 将泵体改进为长柱塞管式泵, 将单固定阀改为双固定阀, 减小固体颗粒进入泵筒的概率, 降低卡泵频率; 另一方面, 优化了管柱结构, 在稳斜段、造斜段和造斜点以上井段均设计扶正器, 抽油杆安装插接式/注塑式扶正器和滚轮扶正器, 油管安装弹簧式/橡胶扶正器实现全井段防偏磨。

埋深 1 500 m 以浅时, 一般采用 4 ~ 7 型调径变距游梁平衡抽油机, 配备 4 极 15 ~ 22 kW 防爆变频电机, 额定悬点载荷 5 ~ 7 t; 泵型选用  $\phi 38 \sim 57$  mm 管式泵; 抽油杆采用  $\phi 19$  mm 抽油杆; 油管一般采用直径为 73 mm, 材质为 N80 的加厚正扣油管。

2) 顶驱螺杆泵排采工艺。顶驱螺杆泵主要由地面驱动装置、抽油杆和井下泵组成, 如图 2 所示。地面驱动装置主要包括电动机和传动齿轮, 电机采用功率 15 ~ 22.5 kW 的 6 极防爆变频电机, 埋深 800 m 以浅的储层采用 15 kW 电机, 埋深 800 ~ 1 200 m 的

储层采用 18.5 kW 电机, 1 200 m 以深的储层采用 22.5 kW 电机。井下泵的关键部件是转子和定子, 转子为单外螺旋体, 截面是圆形, 由高强度钢筋加工而成, 定子为双内螺旋体, 由合金钢管内衬耐磨蚀弹性材料模压而成。地面驱动装置通过抽油杆带动井下转子在定子内顺时针旋转<sup>[20-21]</sup>, 从而产生泵抽作用, 抽油杆一般采用  $\phi 25$  mm 抽油杆。当转子旋转时, 在相隔  $180^\circ$  的范围内将形成一连串的空穴, 把流体从泵的吸入口推向地面。转子与定子之间连续密封, 使得流体能够始终与泵的旋转速度和空穴体积成正比的速率向上运移。

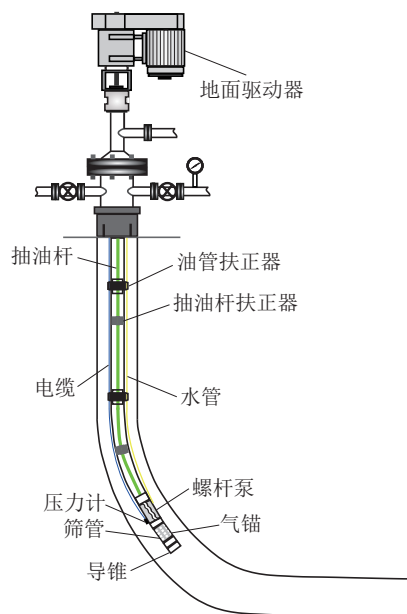


图2 顶驱螺杆泵排采工艺示意

Fig.2 Schematic diagram of top drive screw pump extraction process

该工艺较为成熟, 具有地面设备简单、占地面积小的优势, 能适应较高气水比和较高固体颗粒含量的井, 但需要保持一定的液面防止“烧泵”, 该工艺在 L 型水平井存在主要问题为杆管偏磨, 严重时会导致抽油杆断裂或油管磨穿。主要通过改变接触方式和接触位置来缓解偏磨: 一是优化扶正器组合<sup>[22]</sup>, 在泵上油管使用橡胶式扶正器, 井斜  $< 20^\circ$  时, 每 3 根油管使用 1 个, 井斜  $> 20^\circ$  时, 每 2 根油管使用 1 个; 泵上下各安装 1 个弹簧式扶正器, 减少泵的震动; 井斜和狗腿度大的井段, 抽油杆本体加装扶正器, 直井段、造斜段、稳斜段的每根抽油杆分别加装 2、4、3 个, 从而减少抽油杆与油管之间的摩擦。要求采用固定式扶正器, 防止在运行过程中扶正器下滑。二是增大油管壁厚, 将管柱上部的平式油管更换为加厚油管, 增大丝扣抗剪切和抗拉能力。三是优化管柱结

构, 在狗腿度大的位置加装导向器和双保接箍, 起降低弯矩、减小摩阻的作用。导向器主要用于传递扭矩, 其本体筒体有间隙, 里转外不转, 筒体相对静止, 防接触产生偏磨。双保接箍采用特殊的表面处理工艺将合金粉末喷涂在接箍表面, 形成耐磨、耐蚀的涂层, 并在上下端面形成倒角, 降低起下油管的摩擦, 减少卡阻风险。

## 2.2 无杆排采工艺

1) 无杆管式泵排采工艺。该工艺由地面驱动系统、同心管组和井下管式泵组组成。同心管组由油管(外径为 73 mm、内径为 62 mm)和中心管(外径为 48 mm、内径为 40 mm)组成, 中心管安装在油管内部, 形成同心管组。中心管是动力液通道, 中心管与油管之间的环空是产出液通道, 套管与油管之间的环空是煤层气产出通道。地面驱动系统自动交替往中心管和油管环空注高压水, 驱动井下管式泵组活塞往复运行, 将井内液抽出地面(图 3)。井下管式泵的泵径为 32 ~ 50 mm, 冲程一般为 4 ~ 8 m, 冲次为 0 ~ 4 次/min, 具有长冲程、低冲次特点。根据排量和扬程大小配备 4 ~ 30 kW 的电机, 工作压力 2 ~ 10 MPa、扬程 0 ~ 2 000 m, 采用变频变量泵和定量泵联动, 排量无级可调, 理论排量幅度较大, 为 0.1 ~ 50.0 m<sup>3</sup>/d。地面电动换向阀控制井下液压泵的换向, 通过改变注入方向控制驱动液在中心管和环空轮换流动, 进而驱动井下管式泵活塞往复运行。

该工艺采用液体传动代替了抽油杆+管式泵中机械传动, 取消了抽油杆, 从本质上消除了杆管偏磨,

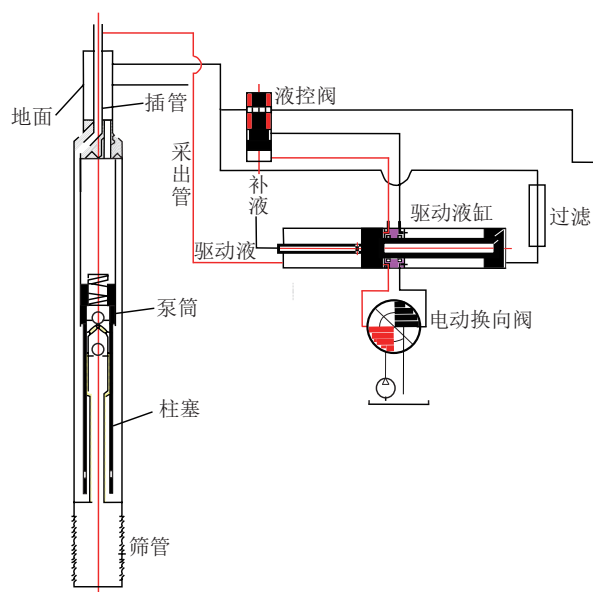


图3 无杆管式泵排采工艺示意<sup>[23]</sup>

Fig.3 Schematic diagram of water conservancy rodless pump extraction process<sup>[23]</sup>

适应 L 型水平井大井斜角、大狗腿度的井型结构;在管柱内高速流体的作用下,携灰、携砂能力强,自清洗固定阀、游动阀,解决排煤粉、砂卡难题;能耗低,易于远程控制。该工艺对于产水量大于  $20 \text{ m}^3/\text{d}$  的井适应性较差,高负荷运转下地面驱动系统故障增多。

2)射流泵排采工艺。该工艺主要由地面系统和井下系统组成,其中地面系统包括储水罐、地面柱塞泵、采油树、流量计,井下系统包括同心油管、井下射流泵等组成,如图 4 所示。射流泵没有运动部件,靠动力液与地层流体之间的动量转换实现排水。储水罐内的清水通过地面柱塞泵加压形成高压液体,并通过  $\phi 48 \text{ mm}$  中心管到达井下射流泵,高压液体在喷嘴与喉管之间形成负压<sup>[24-25]</sup>,煤层产出液随动力液一起进入喉管并混合,增压后的混合液通过  $\phi 48 \text{ mm}$  中心管和  $\phi 73 \text{ mm}$  油管之间的环空到达地面储水罐,在储水罐内进行过滤沉降后上部清水进入柱塞泵循环至管柱。地面柱塞泵安装在预制的水泥底座上增加稳定性,根据排量和扬程大小配备  $22 \sim 45 \text{ kW}$  的电机,通过调节频率控制工作压力实现排量的转换,运行频率  $0 \sim 50 \text{ Hz}$ ,理论排量  $0 \sim 130 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

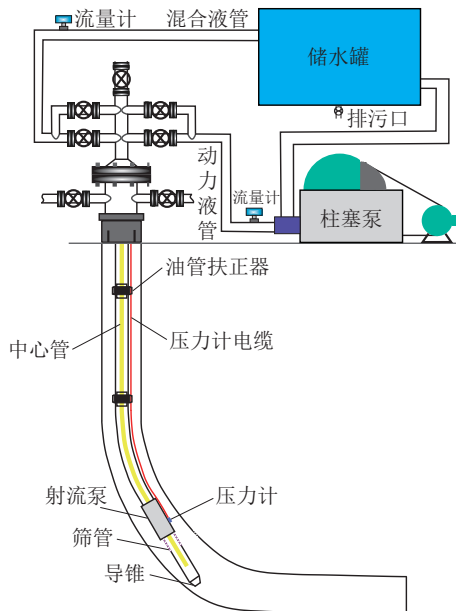


图 4 射流泵排采工艺示意

Fig.4 Schematic diagram of jet pump extraction process

该工艺井下无运动部件,本质上避免了杆管偏磨,非常适用于 L 型水平井排采。对固体颗粒适应力强,可将进入泵内小于  $1.8 \text{ mm}$  的颗粒有效排出,能够实现不动管柱清洗筛管和更换泵芯,有效解决固体颗粒对筛管的堵塞,管柱使用寿命显著提高;可通过地面变频控制设备微调泵注量,排量适应范围

大,满足煤层气井不同阶段精细降压需要;可通过动力液自动分配实现一机多井排采,降低能耗及费用;地面设施成套配置,管理方便,维护费用低廉。该工艺主要缺点是系统能量转换率低、能耗较高,地面设备及流程复杂、占地面积大,投资成本较大。同时,对于含硫化氢的煤层气井适应较差,井下部件容易腐蚀、结垢导致卡泵。

3)电潜螺杆泵排采工艺。如图 5 所示,该工艺由潜油螺杆泵、柔性轴(带泵吸入口)、保护器、减速器和潜油电动机部件组成<sup>[26]</sup>,动力直接来源于井下电机,电机与保护器之间安装双行星齿轮变速器,保护器与泵之间安装挠性轴,用以将电机提供的同心运动转化为螺杆泵的偏心运动。该工艺井下螺杆泵长  $5 \sim 6 \text{ m}$ 、外径  $73 \text{ mm}$ ,柔性轴长  $1.2 \text{ m}$ 、外径  $88 \text{ mm}$ ,保护器长  $3.3 \text{ m}$ 、外径  $88 \text{ mm}$ ;潜油电机长度  $6.0 \text{ m}$ 、外径  $100 \text{ mm}$ 、功率  $2 \sim 30 \text{ kW}$ 、转速  $0 \sim 500 \text{ r/min}$ 、扬程  $1\,200 \sim 2\,200 \text{ m}$ 、排量  $0.1 \sim 60.0 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

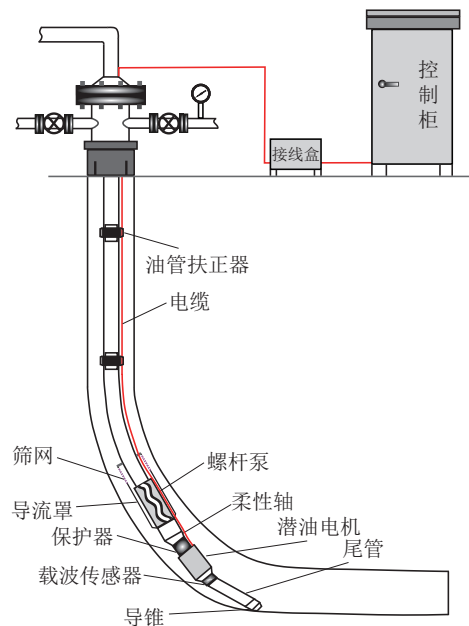


图 5 电潜螺杆泵排采工艺示意

Fig.5 Schematic diagram of electric submersible screw pump extraction process

该工艺在本质上消除了杆管偏磨问题,对固体颗粒(粒径  $< 2 \text{ mm}$ )的适应性仅次于射流泵,最突出的优势是系统效率高,最大可达  $49\%$ ,而无杆管式泵和射流泵分别仅为  $24\%$  和  $15\%$ 。其主要缺点是,当地层产液量低时,转子在定子内容易干磨发热导致烧泵;且对于泵挂位置狗腿度要求较高,最大不超过  $0.27 (^{\circ})/\text{m}$ ;当固体颗粒含量过高时容易卡泵。

### 2.3 排采主体工艺适应性分析

上述各类排采主体工艺具有显著的优缺点

(表1),单一的排采设备无法满足全生命周期的排采需求,也无法适应复杂地质、工程条件的需求。

通过对地层、井筒、管柱整体全方位考虑,搭配较为适宜的排采设备及配套装置。合理控制固液气的运移,优化下泵空间和时间,提高气液分离效率,最终制定出一套适宜高阶煤层气的排采控制方法和模板(表2),从一种设备被动适应不同工况转变为多种设备主动适应不同工况,实现全生命周期动态高效排采。

表1 水平井排采工艺对比  
Table 1 Comparison of horizontal well production techniques

项目	条件	有杆泵		无杆泵		
		管式泵	螺杆泵	电潜螺杆泵	射流泵	水力管式泵
基本情况	复杂程度	简单	简单	井下复杂	地面复杂	地面复杂
	一次投资	低	低	较高	中等	中等
	运行能耗	低	较高	低	高	低
排量/(m <sup>3</sup> ·d <sup>-1</sup> )	正常范围	0.1~100.0	0.5~250.0	0.1~100.0	10.0~130	0.1~30.0
泵深/m	正常范围	<3 000	<1 500	<1 200	<1 500	<1 000
井身结构	大斜度井或水平井	差	差	一般	适宜	适宜
操作问题	高气水比	较好	一般	一般	一般	较好
	出砂	适宜	适宜	一般	一般	适宜
	煤灰	适宜	适宜	适宜	配套筛管	较好
维修管理	检泵工作	较大	较大	大	大	大
	免修期	3	2	2	1	1
	自动控制	适宜	一般	适宜	适宜	适宜
	灵活性	适宜	一般	适宜	适宜	适宜

表2 水平井高效排采工艺技术模板  
Table 2 Template for efficient drainage technology of horizontal well

时段	原则	排采设备	下泵位置/管柱优化	日排采强度/m <sup>3</sup>
完井	前期疏导扩面,安全排出煤粉	电潜螺杆泵、顶驱螺杆泵、射流泵	井斜65°左右,15~20 m稳斜段	15~20
见气			根据解吸压力和井底压力,可适当加深管柱(适量多次)	5~10
提产	中期清理井筒,优化设备和管柱	水量变小则更换为水力无杆泵,同时加深、优化泵挂(防窜气)	根据水量变化,考虑更换排采设备或优化管柱(此时清理井筒)	3~5
稳产	后期保证足够流压、安全空间	防煤粉)	保证足够流压的前提下稳定产水	0.5~1.0

### 3 L型水平井排采配套工艺

#### 3.1 分级下泵工艺

充分利用井筒空间,形成有效的固体颗粒沉降空间,促进固液分离,能够有效降低砂卡的风险。为了充分释放煤层气井产能,下泵位置越低越好,但是下泵位置越低,固体颗粒的沉降距离就越短,当泵下入水平段后,固体颗粒来不及沉降就直接进入泵筒,从而导致卡泵。为了避免卡泵发生,提出分级下泵理念,即在排采前期,井筒中动液面位置较高时,泵挂位置设计在在井斜65°~75°处,井斜65°处到着陆点一般垂深高差25~40 m,井斜75°处到着陆点一般垂深高差10~15 m,这样有充足的空间促进固体颗

粒沉降;当排采后期,井筒中动液面降至泵挂位置后,进一步加深泵挂至井斜75°~85°处,实现充分降压,同时在加深泵挂前要彻底的清理井筒,清除井筒中的固体颗粒。为了配合分级下泵的实施,对钻井井眼轨迹进行了修改,在井斜65°~75°处和75°~85°处分别设计20~30 m的稳斜段,为后期下泵提供良好的井眼环境,便于后期泵挂深度的调整,以此来满足不同阶段的降压需求。

在生产过程中,排采设备对水的抽排与煤储层中水的运移相互影响较大。煤层水进入井筒后经过排采设备抽排至地面,排采设备对水的抽吸会带动煤粉动态的沉降,排采速度越大,煤粉运移的高度和粒度也会提高<sup>[27]</sup>。根据冯常青<sup>[14]</sup>数值模拟计算出的

垂直井筒中煤粉临界携带流速, 0.150 ~ 0.635 mm 的煤粉临界携带流速为 2.47 ~ 0.53 cm/s, 折算成井筒日产水量为 25.87 ~ 5.55 m<sup>3</sup>/d; 0.150 ~ 0.635 mm 的石英砂临界携带流速为 4.35 ~ 0.93 cm/s, 折算成井筒日产水量为 45.55 ~ 9.74 m<sup>3</sup>/d。依据常规的流速范围, 煤粉、支撑剂等主要固体颗粒“扬起”的高度一般是自水平段以上 30 m, 根据实际排采中摸索出的规律, 将下泵位置在垂直方向上可粗略划分集中段、扰动段(图 6)。扰动段煤粉颗粒较细, 集中段煤粉颗粒较粗, 扰动段下泵时流压较大, 煤层水补给较为充足, 建议此时可正常排采将细小煤粉排出。集中段排采时, 水量较小, 煤粉颗粒也相对较大, 建议此时降低排采强度, 同时利用筛网物理隔离煤粉, 达到降低煤粉影响的目的。根据划分的区域、粒径大小, 对固体颗粒进行针对性处置, 有效降低煤粉堵塞的风险, 满足不同下泵深度排采安全需求。

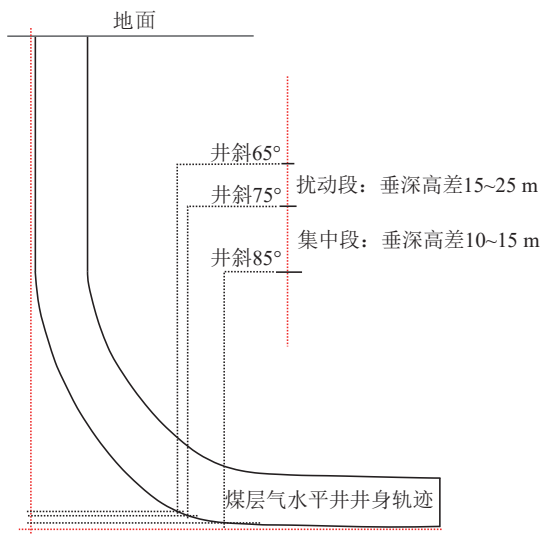


图 6 水平井颗粒处置垂直剖面

Fig.6 Vertical profile of particle disposal in horizontal well

### 3.2 气液分离工艺

煤层气井采用油管产水、套管产气的工艺技术。产气之后煤层以上井筒内为气水两相流, 井下气液体积比达 100 ~ 500, 高气液比导致油管窜气严重<sup>[28]</sup>, 尤其排采后期气水比高、泵筒沉没度低、泵筒倾斜角度大甚至水平放置时, 井下泵受气体影响频繁发生气锁, 必须有效实施气液分离。气液分离原理主要有重力分离、离心力分离及混合分离。重力分离式装置利用气液密度差异, 在重力作用下液体向下运动, 气泡向上运移, 在一定分离高度差的基础上实现气液分离; 离心力分离装置是通过流体旋转过程中由于密度差形成的离心力差异实现气液分离。煤层气井由于井下空间有限, 主要采用重力分离式装置,

一般采用油管与中心管组合形成气液分离装置(图 7), 气泡由筛孔进入油管内部, 在油管与中心管环空中实现重力作用下的气水分离。

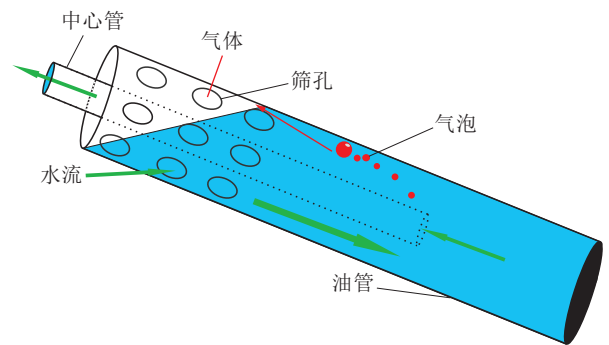


图 7 煤层气水平井气液分离简易模型

Fig.7 A Simple model for gas-liquid separation in coalbed methane horizontal well

根据苗志国<sup>[29]</sup>深井泵气锚分气效率计算方法研究结论, 当气锚环空中液流速度小于等于环空中气泡上浮速度时可实现高效分离。依据斯托克公式, 以 1 mm 气泡为例, 计算出气泡在静止水中的上浮速度  $V_d$  为 0.53 m/s。即当水流速度小于 0.53 m/s 时, 气泡不会随着水流向下运动, 而是向上运动。斯托克公式为

$$V_d = \frac{d^2 g}{18 \mu_0} (\rho_0 - \rho_g) \quad (1)$$

式中:  $V_d$  为气泡在静止液体中上浮速度, m/s;  $d$  为气泡直径, m;  $g$  为重力加速度, m<sup>2</sup>/s;  $\mu_0$  为流体的黏度, Pa · s;  $\rho_0$  为液体的密度, kg/m<sup>3</sup>;  $\rho_g$  为气体的密度, kg/m<sup>3</sup>。

根据建立的简易气液分离模型, 气液分离装置所在位置井斜角度为  $\theta$ , 气泡沿着油管与中心管环空向上运移, 则直径为 1 mm 气泡向上运移速度在油管方向上分量为  $V_d'$ , 计算公式为

$$V_d' = V_d \cos \theta \quad (2)$$

当环空中水流速度不大于  $V_d'$  时, 气泡不会随着水流进入中心管中。

利用式(2)可计算出气液分离装置在不同井斜时, 不同管径下的最大日产水, 即高效气液分离的最大排采速度(表 3)。实际生产中, 由于气泡大小的差异, 气液分离效果主要与排液速度, 以及分离装置的倾斜度、长度相关, 在尽可能满足生产需求的情况下, 建议在 65° ~ 75° 井斜位置处安全平稳降压, 随着后期气量增加、水量降低, 根据油管窜气情况, 逐渐加深泵挂、优化管组组合、降低排采强度, 可实现高效的气液分离, 满足高效排采需求。

表3 不同气液分离装置条件下最大排液速度

Table 3 Suggested drainage speed for efficient gas-liquid separation in horizontal well

井斜角度/(°)	73 mm油管, 32 mm中心管/ (m <sup>3</sup> ·d <sup>-1</sup> )	89 mm油管, 48 mm中心管/ (m <sup>3</sup> ·d <sup>-1</sup> )	89 mm油管, 32 mm中心管/ (m <sup>3</sup> ·d <sup>-1</sup> )
65	43.6	53.7	73.5
70	35.3	43.4	59.4
75	26.7	32.9	45.0
80	17.9	22.1	30.2
85	9.0	11.0	15.1

顶驱螺杆泵、水力无杆泵、射流泵等在完井管柱结构中采用的重力分离式气锚,中心管长度可根据井况及气液分离效率实时优化调整。中心管采用无接箍油管,尾管使用外径 88.9 mm 油管,降低中心管与油管环空堵塞的情况发生。电潜螺杆泵在完井管柱结构中采取导流罩与气锚组合的方式,解决窜气问题。同时为保证气液分离效率,一般在低套压条件下生产,减少进入管柱内的气量。

### 3.3 循环洗井工艺

排采后期,单井产液量下降,导致固体颗粒浓度提升且电潜螺杆泵易出现干磨<sup>[30]</sup>,不利于排采设备正常运转,可以通过从地面向井筒循环清水,降低压固体颗粒浓度并防止螺杆泵干磨。

循环洗井装置如图 8 所示,主要由水罐、水泵、水管组成。水管直径 16 mm、水罐体积 5 m<sup>3</sup>。下泵时采用与油管同步入井的方式,通过油管扶正器将水管固定在油管外侧。循环洗井时,通过水泵将地

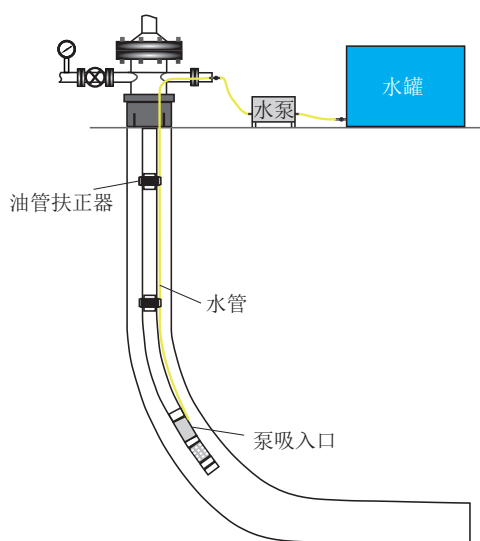


图8 煤层气水平井循环洗井装置

Fig.8 Circulating well cleaning device for horizontal wells of coalbed methane

面水罐中的清水循环到井下排采设备的吸入口附近。通过调节泵的排量决定循环洗井水量大小,根据地层产液量和排采设备排量确定循环洗井水量,保证排采设备排液量等于或略大于地层产液量与循环洗井水量之和。推荐恒流压连续循环洗井为主,避免间歇洗井对井底沉积煤粉的激荡,减少卡泵风险。

## 4 L型水平井高效排采应用成效

通过对上述主体排采工艺及配套工艺的优化,研究区排采设备扬程适应性明显提升。统计马必合作区块 L 型水平井 3 种主要排采设备的下泵深度(图 9)来研究主体工艺的扬程适应性边界,结果表明,无杆管式泵的下入深度最浅,平均为 889 m,最深能满足埋深 1 280 m 煤层气井的连续排采;电潜螺杆泵的平均下入深度最深,平均深度达到 1 307 m,最深突破 1 550 m;顶驱螺杆泵的平均下入深度 982 m,最深下泵深度 1 509 m,也可以实现埋深 1 500 m 的中深层煤层气井排采。

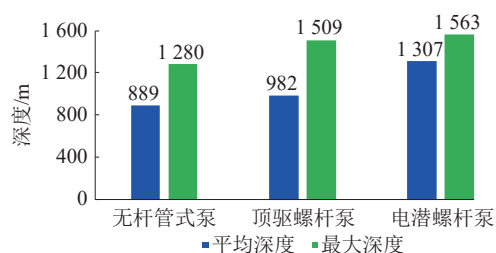


图9 马必合作区块不同排采设备下泵深度对比

Fig.9 Comparison of pump setting depths among different extraction equipment in the Mabi Cooperation Block

研究区老水平井的平均检泵周期仅为 265 d 且投产井当年检泵率高达 29.9%,在采用本文提出的分级下泵工艺、气液分离工艺和循环洗井工艺组合后,新投产水平井的检泵周期延长至 335 d,而且投产井当年检泵率降低至 19.8%,设备运行稳定性和连续性得到明显改善,如图 10 所示。

为了进一步展示本文提出的 L 型水平井主体工艺及配套工艺的适应性,列举了 MBP-1 井和 MBP-2 井 2 个典型井的排采曲线(图 11)。其中,MBP-1 井采用顶驱螺杆泵排采,当该井产量达到 10 000 m<sup>3</sup> 后井筒中窜气严重,导致泵效降低难以进一步降压提产,采用了气液分离装置(图 11a 黑色箭头标记处)后窜气现象得到有效遏制,单井产气量从 10 000 m<sup>3</sup> 提升至 18 000 m<sup>3</sup>,单井产能得到充分释放;MBP-2 井采用电潜螺杆泵排采,投产后由于压裂砂返吐,压裂砂频繁进入泵筒及排采管柱中,导致泵卡、吸入口堵

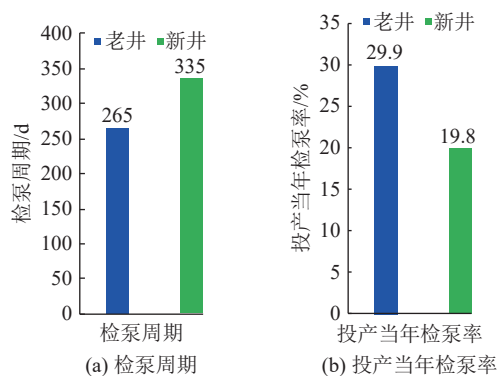


图 10 马必合作区块新老水平井关键参数对比

Fig.10 Comparison of pump inspection cycles between new and old horizontal wells in the Mabi Cooperation Block

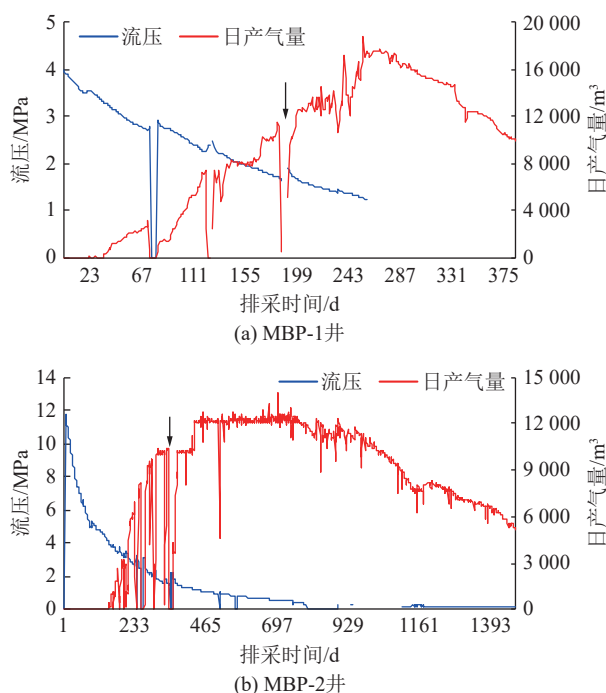


图 11 马必合作区块 L 水平井典型排采曲线

Fig.11 Typical production curves of L-typed horizontal wells in Mabi Cooperation Block

塞等问题频发,检泵周期仅有 20 ~ 30 d,在半年内作业达到 7 次,之后采用本文分级下泵工艺,将排采泵上提 50 m 并增加循环洗井工艺,实现了平稳连续运行,检泵周期延长至近 500 d。

## 5 结 论

1) L 型水平井排采主体工艺包括有杆排采工艺和无杆排采工艺。其中,抽油机+管式泵、顶驱螺杆泵 2 类有杆排采工艺在改进后仍然可以适用 L 型水平井排采,但无杆管式泵、射流泵、电潜螺杆泵等 3 类无杆工艺对 L 型水平井适应性更强。

2) 分级下泵、循环洗井以及气液分离 3 项排采

配套工艺能够有效实现防砂、防气功能。其中,分级下泵工艺即通过改进井身结构,设计 2 个稳斜段,在排采前期出砂量较大时,泵挂位置设置在第 1 个稳斜段,提供有效沉砂空间,排采后期出砂量降低时下放泵挂位置至第 2 个稳斜段,充分降压释放产能;通过研发配套循环洗井工艺,适时向井筒内注入液体降低固体颗粒浓度,可以有效改善泵运行环境,同时可以防止电潜螺杆泵、顶驱螺杆泵烧泵发生;通过重力分离式气锚可有效实现气液分离,减缓窜气对泵效影响。

3) 本文排采主体工艺和排采配套工艺能够实现 L 型水平井稳定有效排采,可以实现埋深 1 500 m 以内的中深部煤层气水平井的稳定排采,检泵周期由 265 d 延长至 335 d,投产第 1 年检泵率由 29.9% 下降至 19.8%。

## 参考文献(References):

- [1] 刘大锰,贾奇峰,蔡益栋. 中国煤层气储层地质与表征技术研究进展[J]. 煤炭科学技术, 2022, 50(1): 196–203.  
LIU Dameng, JIA Qifeng, CAI Yidong. Research progress on coalbed methane reservoir geology and characterization technology in China[J]. Coal Science and Technology, 2022, 50(1): 196–203.
- [2] 张道勇,朱杰,赵先良,等. 全国煤层气资源动态评价与可利用性分析[J]. 煤炭学报, 2018, 43(6): 1598–1604.  
ZHANG Daoyong, ZHU Jie, ZHAO Xianliang, et al. Dynamic assessment of coalbed methane resources and availability in China[J]. Journal of China Coal Society, 2018, 43(6): 1598–1604.
- [3] 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, 1853.  
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 Petroli Sinica, 2023, 44(11): 1812–1826, 1853.
- [4] 米立军,朱光辉. 鄂尔多斯盆地东北缘临兴—神府致密气田成藏地质特征及勘探突破[J]. 中国石油勘探, 2021, 26(3): 53–67.  
MI Lijun, ZHU Guanghui. Geological characteristics and exploration breakthrough in Linxing-Shenfu tight gas field, northeastern Ordos Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(3): 53–67.
- [5] 张聪,李梦溪,胡秋嘉,等. 沁水盆地南部中深部煤层气储层特征及开发技术对策[J]. 煤田地质与勘探, 2024, 52(2): 122–133.  
ZHANG Cong, LI Mengxi, HU Qiuji, et al. Moderately deep coalbed methane reservoirs in the southern Qinshui Basin: Characteristics and technical strategies for exploitation[J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(2): 122–133.
- [6] 王红岩,段瑶瑶,刘洪林,等. 煤层气水平井开发的理论技术初

- 探：兼论煤层气和页岩气开发条件对比[J]. *煤田地质与勘探*, 2024, 52(4): 47–59.
- WANG Hongyan, DUAN Yaoyao, LIU Honglin, et al. Preliminary exploring the theories and technologies for coalbed methane production using horizontal wells: Comparison of conditions for coalbed methane and shale gas exploitation[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2024, 52(4): 47–59.
- [7] 高德利, 毕延森, 鲜保安. 中国煤层气高效开发井型与钻完井技术进展[J]. *天然气工业*, 2022, 42(6): 1–18.
- GAO Deli, BI Yansen, XIAN Baoan. Technical advances in well types and drilling & completion for high-efficient development of coalbed methane in China[J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(6): 1–18.
- [8] 胡秋嘉, 李梦溪, 贾慧敏, 等. 沁水盆地南部高煤阶煤层气水平井地质适应性探讨[J]. *煤炭学报*, 2019, 44(4): 1178–1187.
- HU Qiujia, LI Mengxi, JIA Huimin, et al. Discussion of the geological adaptability of coal-bed methane horizontal wells of high-rank coal formation in southern Qinshui Basin[J]. *Journal of China Coal Society*, 2019, 44(4): 1178–1187.
- [9] 韩文龙, 李勇, 陈湘生, 等. 煤层气排采非饱和流阶段煤粉-气泡耦合作用机理[J]. *煤田地质与勘探*, 2023, 51(3): 46–53.
- HAN Wenlong, LI Yong, CHEN Xiangsheng, et al. Mechanism of coal fine-bubble coupling in the unsaturated flow stage of coalbed methane drainage[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2023, 51(3): 46–53.
- [10] 章朋, 孟雅, 刘超英, 等. 煤层气井排采中煤储层稳定性分析方法与应用：以郑庄区块为例[J]. *煤炭学报*, 2022, 47(4): 1620–1628.
- ZHANG Peng, MENG Ya, LIU Chaoying, et al. Stability analysis method of CBM reservoir during depletion and its application: A case study of Zhengzhuang Block[J]. *Journal of China Coal Society*, 2022, 47(4): 1620–1628.
- [11] 朱庆忠. 我国高阶煤煤层气疏导式高效开发理论基础——以沁水盆地为例[J]. *煤田地质与勘探*, 2022, 50(3): 82–91.
- ZHU Qingzhong. Theoretical basis of dredging and efficient development of high-rank coalbed methane in China: A case study of the Qinshui Basin[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2022, 50(3): 82–91.
- [12] 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.
- [13] 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.
- [14] 冯常青. 井筒内煤粉颗粒的运移规律研究[D]. 太原：中北大学, 2020: 32–38.
- FENG Changqing. Study on the migration law of pulverized coal in wellbor[D]. Taiyuan: North University of China, 2020: 32–38.
- [15] 唐松磊. 煤层气排采井地层液-煤粉颗粒耦合运移规律研究[D]. 北京：中国矿业大学(北京), 2021.
- TANG Songlei. Study on coupling law of formation fluid and pulverized coal particles in coalbed methane drainage[D]. Beijing: China University of Mining & Technology-Beijing, 2021.
- [16] 魏迎春, 李超, 曹代勇, 等. 煤层气开发中煤粉产出机理及管控措施[J]. *煤田地质与勘探*, 2018, 46(2): 68–73.
- WEI Yingchun, LI Chao, CAO Daiyong, et al. The output mechanism and control measures of the pulverized coal in coalbed methane development[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2018, 46(2): 68–73.
- [17] 鲜保安, 高德利, 徐凤银, 等. 中国煤层气水平井钻完井技术研究进展[J]. *石油学报*, 2023, 44(11): 1974–1992.
- XIAN Baoan, GAO Deli, XU Fengyin, et al. Research progress of coalbed methane horizontal well drilling and completion technology in China[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(11): 1974–1992.
- [18] 朱庆忠, 李志军, 李宗源, 等. 复杂地质条件下煤层气高效开发实践与认识：以沁水盆地郑庄区块为例[J]. *煤田地质与勘探*, 2023, 51(1): 131–138.
- ZHU Qingzhong, LI Zhijun, LI Zongyuan, et al. Practice and cognition of efficient CBM development under complex geological conditions: A case study of Zhengzhuang Block, Qinshui Basin[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2023, 51(1): 131–138.
- [19] 叶建平. 中国煤层气勘探开发及其科技进步历程回顾与思考[J]. *煤田地质与勘探*, 2025, 53(1): 114–127.
- YE Jianping. China's CBM exploration and production and associated technological advancements: A review and reflections[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2025, 53(1): 114–127.
- [20] 祖海英, 孙金山, 叶卫东, 等. 采油单螺杆泵动态力学特性及疲劳寿命预测研究[J]. *中国机械工程*, 2024, 35(8): 1358–1365.
- ZU Haiying, SUN Jinshan, YE Weidong, et al. Study on dynamic mechanics characteristics and fatigue life prediction of single PCPs[J]. *China Mechanical Engineering*, 2024, 35(8): 1358–1365.
- [21] 董子龙, 董世民, 具自强. 螺杆泵采油杆柱受径向力激励的横向振动[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2023, 47(1): 156–163.
- DONG Zilong, DONG Shimin, JU Ziqiang. Transverse vibration driven by radial force of sucker rod string in screw pump production system[J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2023, 47(1): 156–163.
- [22] 秦绍锋, 王若仪. 潘河区块煤层气L型水平井排采工艺及配套技术研究[J]. *煤炭科学技术*, 2019, 47(9): 132–137.
- QIN Shaofeng, WANG Ruoyi. Study on gas drilling technology and supporting technology for L-type horizontal well in Panhe Block[J]. *Coal Science and Technology*, 2019, 47(9): 132–137.
- [23] 梅永贵, 郭简, 苏雷, 等. 无杆泵排采技术在沁水煤层气田的应用[J]. *煤炭科学技术*, 2016, 44(5): 64–67.
- MEI Yonggui, GUO Jian, SU Lei, et al. Application of rodless

- pump drainage technology to Qinshui Coalbed Methane Field[J]. *Coal Science and Technology*, 2016, 44(5): 64–67.
- [24] 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.
- [25] 曾雯婷, 徐凤银, 张雷, 等. 鄂尔多斯盆地东缘深部煤层气排采工艺技术进展与启示[J]. *煤田地质与勘探*, 2024, 52(2): 23–32.
- ZENG Wenting, XU Fengyin, ZHANG Lei, et al. Deep coalbed methane production technology for the eastern margin of the Ordos Basin: Advances and their implications[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2024, 52(2): 23–32.
- [26] 郝忠献, 朱世佳, 裴晓含, 等. 井下直驱螺杆泵无杆举升技术[J]. *石油勘探与开发*, 2019, 46(3): 594–601.
- HAO Zhongxian, ZHU Shijia, PEI Xiaohan, et al. Submersible direct-drive progressing cavity pump rodless lifting technology[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2019, 46(3): 594–601.
- [27] 刘新福, 刘春花, 何鸿铭, 等. 大斜度井段排采泵三层流场低速液流携粉运移特性[J]. *煤炭学报*, 2021, 46(7): 2313–2320.
- LIU Xinfu, LIU Chunhua, HE Hongming, et al. Characteristics of pulverized coal with water of low rate in three-layer flow field of high-inclined pumps[J]. *Journal of China Coal Society*, 2021, 46(7): 2313–2320.
- [28] 邢雷, 关帅, 蒋明虎, 等. 高气液比井下气液旋流分离器结构设计及性能分析[J]. *化工学报*, 2024, 75(3): 900–913.
- XING Lei, GUAN Shuai, JIANG Minghu, et al. Study on structure optimization and performance of downhole gas-liquid hydrocyclone under high gas-liquid ratio[J]. *CIESC Journal*, 2024, 75(3): 900–913.
- [29] 苗志国. 深井泵气锚分气效率计算方法研究[D]. 东营: 中国石油大学(华东), 2008: 19–31.
- MIAO Zhiguo. Study on separation efficiency calculation method of deep well pump gas anchor[D]. Dongying: China University of Petroleum (Huadong), 2008: 19–31.
- [30] 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.