

引用格式:罗懿,周瑞立,符伟兵,等.高产水气井自适应智能排采工艺的设计与应用[J].油气藏评价与开发,2025,15(6):1080-1087.

LUO Yi, ZHOU Ruili, FU Weibing, et al. Design and application of adaptive intelligent drainage and production process for high-water-production gas wells[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2025, 15(6): 1080-1087.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025.06.014

# 高产水气井自适应智能排采工艺的设计与应用

罗懿<sup>1,2</sup>,周瑞立<sup>1,2</sup>,符伟兵<sup>1,2</sup>,乔倩瑜<sup>1,2</sup>,孔浩<sup>1,2</sup>

(1.中国石化华北油气分公司石油工程技术研究院,河南郑州 450000;2.中国石化深层煤层气勘探开发重点实验室,河南郑州 450000)

**摘要:**高产水气井井筒压损大,开发时压力降低会引发井筒中液滴回落聚集形成段塞流,导致井筒压降增大、井底流压升高、生产压差及产气量降低,最终造成水淹停产。泡排、柱塞等常规工艺无法满足高产水气井长期稳定排水需求。为此,研发高产水气井自适应智能排采工艺:以气液两相流型图版为指导,利用井下气液分离器、分配器合理分配地层产出的气液,使井筒气流速度维持在环雾流范围,避免液体回落形成段塞流,实现井筒环雾流稳定排水;配套设计防冻堵系统和气液管理平台保障工艺高效运行;建立智能控制系统,实时监控气井生产状态并动态优化产气产液量配比。选取东胜气田Q1井开展工艺应用评价,结果显示:该工艺实施后,平均日产气6456 m<sup>3</sup>,较实施前增产15.9%;日产液2.64 m<sup>3</sup>,生产时率从95.3%提升至100%,压力监测显示井筒无积液。连续运行6个月,有效替代泡排工艺和气举辅助排水措施。与试验前相比,泡排剂用量和气举次数减少,成本降低了50.72万元。这验证了该技术的有效性和经济性,解决了高含水气井积液周期短、稳产难的问题,对储层产能释放、气井智能化管控及全生命周期长效排水采气具有重要意义。

**关键词:**高产水气井;排水采气工艺;自适应排采;智能排采;东胜气田

中图分类号:TE934

文献标识码:A

## Design and application of adaptive intelligent drainage and production process for high-water-production gas wells

LUO Yi<sup>1,2</sup>, ZHOU Ruili<sup>1,2</sup>, FU Weibing<sup>1,2</sup>, QIAO Qianyu<sup>1,2</sup>, KONG Hao<sup>1,2</sup>

(1. Petroleum Engineering Technology Research Institute, Sinopec North China Oil and Gas Company, Zhengzhou, Henan 450000, China; 2. Sinopec Key Laboratory for Exploration and Development of Deep Coalbed Methane, Zhengzhou, Henan 450000, China)

**Abstract:** High-water-production gas wells experience significant wellbore pressure loss. During production, pressure decline can cause the liquid droplets in the wellbore to fall back and accumulate, forming slug flow. This leads to increased wellbore pressure drop, elevated bottomhole flowing pressure, and reduced production differential pressure and gas production, ultimately resulting in water flooding and production stoppage. Conventional processes such as foam drainage and plunger lift fail to meet the long-term stable drainage requirements of high-water-production gas wells. To this end, an adaptive intelligent drainage and production process for high-water-production gas wells was designed and developed. Guided by the gas-liquid two-phase flow pattern diagram, the downhole gas-liquid separator and distributor were used to reasonably distribute the gas and liquid produced in the formation in the wellbore, maintaining the wellbore gas and liquid flow velocity within the range of annular mist flow. This prevented liquid fallback and slug flow formation, thereby ensuring stable annular-mist flow drainage in the wellbore. An anti-freezing and blocking system and a gas-liquid management platform were designed to ensure the efficient operation of the process. Additionally, an intelligent control system was established to monitor the production status of gas wells in real time and dynamically optimize the gas-liquid production ratio. Well Q1 in Dongsheng gasfield was selected as the experimental well for process application evaluation. The results showed that after the implementation of this process, the average daily gas production was 6456 m<sup>3</sup>, an increase of 15.9% compared to that before implementation, and the daily liquid production was 2.64 m<sup>3</sup>. The production uptime rate increased from 95.3% to 100%, and the pressure monitoring indicated no liquid accumulation in the wellbore. After continuous operation for six months, the process effectively replaced the foam drainage process and gas lift auxiliary drainage measures. Compared with the period before the experiment, the amount of foam drainage agent and gas lift frequency were reduced, resulting in a cost saving of 507 200 yuan. These findings demonstrate the effectiveness and economic efficiency of the proposed technology. This study solves the problems of short liquid accumulation cycle and difficulty in maintaining stable production in high-water-production gas wells. It holds significant

收稿日期:2024-11-25。

第一作者简介:罗懿(1968—),男,硕士,教授级高级工程师,现从事采油气理论和技术研究工作。地址:河南省郑州市中原区陇海西路199号中国石化华北油气分公司,邮政编码:450000。E-mail: Luoyi009@163.com

基金项目:中国石化科研项目“致密气藏钻完井及压裂关键技术研究”(P23156)。

implications for reservoir production capacity enhancement, intelligent control of gas wells, and long-term efficient drainage and gas production throughout the entire life cycle.

**Keywords:** high-water-production gas well; drainage and gas recovery technology; adaptive drainage and production; intelligent drainage and production; Dongsheng gasfield

鄂尔多斯盆地东胜气田是中国首个高含水致密气藏,其气井水气比介于 $2.5\sim 50\text{ m}^3/10^4\text{ m}^3$ ,平均水气比达 $10.5\text{ m}^3/10^4\text{ m}^3$ <sup>[1-3]</sup>。随着气田持续开发,部分气井步入低压低产阶段,难以达到最小携液流量要求。此时,井筒内液滴回落聚集形成段塞流,致使井筒压降增大、井底流压升高、生产压差减小、产气量降低,且举升压力不足,液体段塞回落至井底,最终引发水淹停产,严重制约了气井产能释放<sup>[4-8]</sup>。如何有效消除段塞流,确保井筒以环雾流态携液生产,实现连续、高效携液,是挖掘高产水气井生产潜力的关键举措,也是高含水气藏实现规模化开发的必然要求。为此,开展了国内外相关文献调研。

2016-2019年四川蜀谷仪表科技有限公司在引进PCS(过程控制系统)基础上开展自主研发,成功开发出适用于苏里格气田的智能柱塞气举工具并推广应用<sup>[9]</sup>;2020年7月中国石油在苏里格气田开展同步回转排水采气现场试验,结果显示该技术能有效排除气井积液、改善生产状况<sup>[10]</sup>;2022年,四川盆地磨溪地区以智能泡排工艺管理软件为依托,通过前端智能控制器分别控制多联药剂智能混配系统,实现药剂智能混配与配注<sup>[11]</sup>。

目前,辅助井筒排液措施主要包括泡排、柱塞、负压采气等<sup>[12-15]</sup>,这些措施主要针对低产液气井辅助井筒排出积液。然而,东胜气田具有高产水、积液周期短的特征,针对该气田的此类问题,相关研究较为缺乏。为此,设计研发了一种高产水气井自适应智能排采技术,利用井下气液分离器、分配器重新分配井筒产出的气、液流量,使其以环雾流形态排出井筒,实现气井连续携液生产。同时,通过智能控制系统实时监控气井生产状态。该工艺不仅能解决高含水气井排液问题,还增加了气井智能生产管理系统,对实现全生命周期长效排水采气及智能化管控具有重要意义。

## 1 气井自适应排采技术

### 1.1 气井自适应排采技术原理

气井自适应排采主要基于流型图版(图1)中环雾流对应气、液流速。当气体流速达到 $30\text{ m/s}$ 且液体流速低于 $10\text{ m/s}$ 时,井筒内呈现环雾流状态。由于该工艺处于初期试验阶段,为降低试验难度,选定试验井的气流速需

大于 $30\text{ m/s}$ ,气液比大于 $1\ 000\text{ m}^3/\text{m}^3$ 。通过合理分配气液流量,将地层产出的非连续气、液流态,通过分离器、分配器对其进行分离—收集—分配处理,确保流入井筒内气、液流速始终满足环雾流条件,避免段塞流产生,达到井筒以环雾流携液的目的。

井口结构如图2所示,管柱结构如图3所示。其中,气液分离器、分配器负责井底气液分离及分配,使合理液气比的气液进入小油管,破坏小油管形成段塞流液柱的条件,实现高效携液生产;协同管柱(油套环空)负责工艺替喷、外来气补给、加药注入等。同时,利用自动化控制柜多模式开关系统监测小油管段塞流液柱的动态情况。从地面生产动态监测来看,当油压与回压平衡或瞬时接近0时,可判断井底积液水淹,此时系统及时调用套管气破坏油管内聚集的段塞流液柱,并实时监控携液情况和雾化状态,保证小油管畅通,实现气井平稳携液。

根据实际单井生产情况、管柱下深及井口压力计算井筒压降,并于实时监测的井下压力对比。当实测压力大于理论井筒压降时,可判断气井能量不足,此时通过间歇生产方式储备能量,继续排液,以实现持续生产。当井筒中气量充足,满足环雾流液气比条件时,井筒分离器、分配器进行气液流量合理分配,电控针阀关闭,角阀驱动器开启,气井自喷生产,产出气液通过输出管线进入集输管网;从井下流动动态监测来看,当井筒中存在积液,液气比无法满足环雾流条件时,电控针阀开启,通过外来气向井筒中补气,使井筒中的气液比增大至大于 $1\ 000\text{ m}^3/\text{m}^3$ ,并通过井下分离器、分配器对气液流量进行气液流量再分配,以满足环雾流条件。

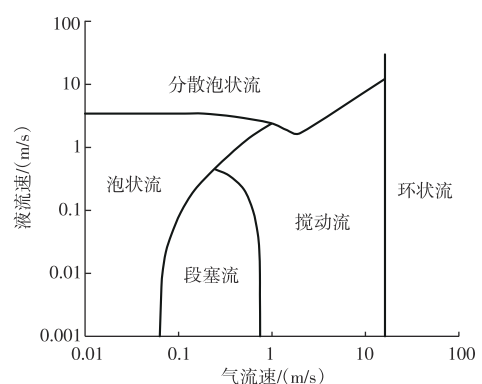


图1 流型图版

Fig. 1 Flow pattern diagram

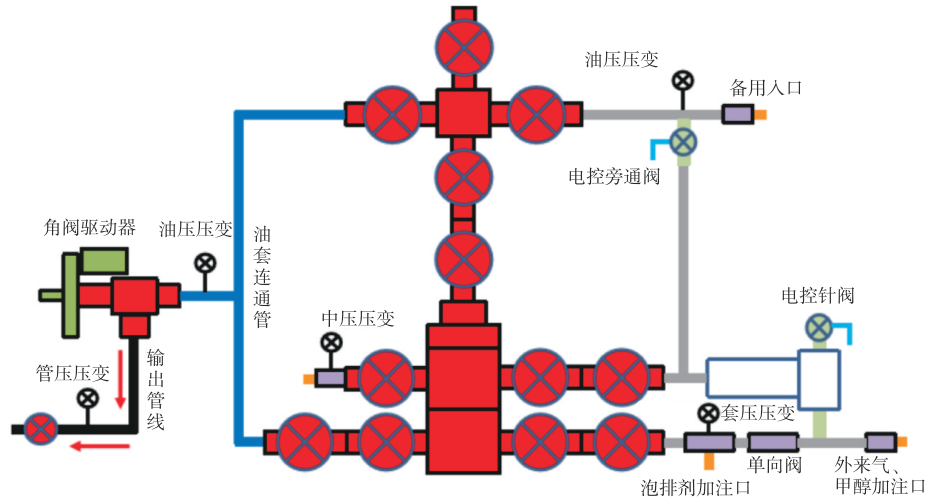


图2 气液自适应智能排采工艺示意图

Fig. 2 Schematic diagram of gas-liquid adaptive intelligent drainage and production process

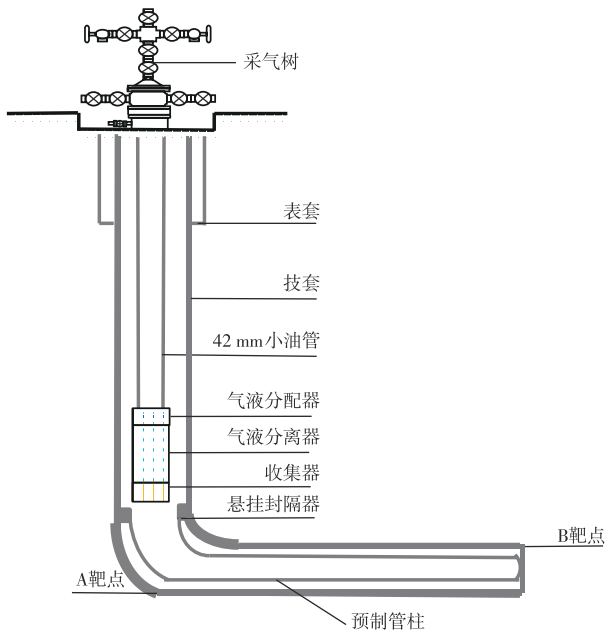


图3 气液自适应智能排采井下管柱示意图

Fig. 3 Schematic diagram of downhole string for gas-liquid adaptive intelligent drainage and production

### 1.2 气液分离器分配器工作原理

借助旋转加速器能够实现气液分离。当液体与气体一同流动时,由于气液密度的差异,液体所受的离心力与重力作用均大于气体。因此,液体会产生向下的速度,并有离心分离的倾向,附着在分离壁上,随后在重力的作用下向下汇集,最终经油管排出。而不含水气体则会沿着井筒向上流动。分离后的气液通过气液分配器中的分配孔,以一定比例的气液比进入小油管,进而减少或消除段塞流液体的产生,使气路保持畅通,实现自适应高效排水采气,具体原理示意图见图4。

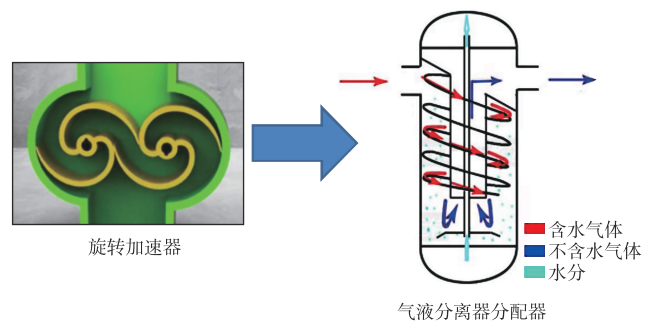


图4 气液分离器分配器工作原理示意图

Fig. 4 Schematic diagram of working principle of gas-liquid separator and distributor

### 1.3 气液分离器分配器工具

气液进入旋转分离段实现气液分离。液体在重力作用下,下落至收集器上部,随后经中心管向井口流动;气体则通过中心管外侧小环空向井口流动。在分配与雾化区域,气液混合,由于气体流速较高,对液体产生冲击雾化作用,从而实现雾化携液。分离分配器示意图及组成(图5—图6)。主要技术参数如下:

- 1) 气液分离器:启动分离压差低于0.3 MPa,开井瞬时气液分离体积比大于80%;
- 2) 气液分配器:气液分配比例大于100:1,可有效消除段塞流液体的产生;
- 3) 气液收集器:气液收集率大于30%。

### 1.4 气液分配当量测试

为了验证气液分离器、分配器能否有效破除段塞流液体,设定特定气液比例,让气液通过不同通道通径形式进入小油管。通过模拟东胜气田平均井底

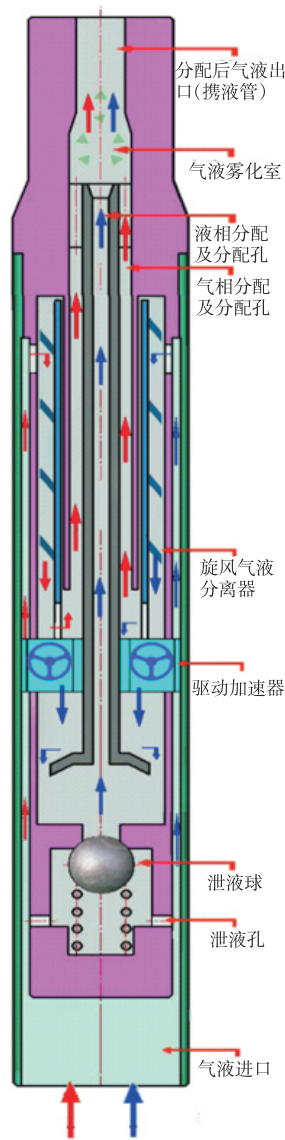


图5 气液分离器分配器示意图

Fig. 5 Schematic diagram of gas-liquid separator and distributor



图6 气液分离器分配器组成

Fig. 6 Gas-liquid separator and distributor assembly

流压为 10 MPa 的工况条件,得到了表 1 中不同管径、气液比条件下的气液当量体积比。测试过程中,并筒压力梯度分布介于 0.002~0.003 MPa/m。结果表明:

表 1 携液管柱、气液比、分配当量表

Table 1 Liquid-carrying string, gas-liquid ratio, and distribution equivalent

中心管管径/mm	携液管内径/mm	日产气量/mm	4<LGR≤8 气液当量体积比	8<LGR≤12 气液当量体积比	12<LGR≤16 气液当量体积比	16<LGR≤20 气液当量体积比
8	20~30	2 000~6 000	40:1	50:1	60:1	80:1
10	30~40	3 000~7 000	60:1	70:1	80:1	100:1
11	40~50	4 000~10 000	80:1	90:1	100:1	120:1

注:LGR为液气比,单位 $m^3/10^4 m^3$ 。

携液管径小,对应小气量,在同等气量情况下,宜选用小口径携液管柱;此外一定的气液比例既能解决或缓解油管液柱的形成问题,又能具备较高的携液能力。

### 1.5 气液分配的压力修正

为进一步提升开井压力,可利用气体的可压缩性以及流体动能原理,对气液分配进行调整与修正<sup>[16-17]</sup>。理想气体具有可压缩性,当有外来气额外补充增加气量时,能够改变气液分配比,优化携液管的携液状态,增加携液量,进而提高产量。根据流体动能原理及伯努利方程<sup>[18-21]</sup>(公式 1),推导出流量的参数公式(公式 2),气体通过增加压力来实现气、液分配比例的修正,进而得出气液再分配方程(公式 3),使小油管能更好地适应井况。

$$\Delta p = \frac{225.16 \times 1000\rho \times Q^2}{C_d^2 \times d^4} \quad (1)$$

$$Q = \sqrt{\frac{\Delta p \times C_d^2 \times d^4}{225.16 \times 1000\rho}} \quad (2)$$

$$n = \frac{Q_{\text{气}}}{Q_{\text{水}}} = 33.96 \times t_1 \times \left(\frac{d_{\text{气}}}{d_{\text{水}}}\right)^2 \times \sqrt{\frac{\Delta p_{\text{气}}}{\Delta p_{\text{水}}}} = t \times \left(\frac{d_{\text{气}}}{d_{\text{水}}}\right)^2 \quad (3)$$

式中: $\Delta p$ 为压差,单位 MPa; $\rho$ 为流体密度,单位  $g/m^3$ ;  $C_d$ 为流量系数; $Q$ 为流体流量,单位  $m^3$ ;  $d$ 为某状态下气、液当量管径,单位 m; $n$ 为某状态下气液再分配系数; $t_1$ 为气体可压缩系数; $t$ 为天然气的可压缩修正系数。

## 2 气井智能排采技术

气井自适应智能排采工艺设计了三模式开关系统、定流量及防冻堵系统、气液管理平台等一系列自动化智能系统,以此达成智能井筒与智能平台的综合管理。

### 2.1 三模式开关系统

建立智能控制系统,实现了定压、定压差、自动优化 3 种控制模式(图 7),以此提升智能排采过程对不同井况的适应性。定压模式:设定某一套压值来实施关井操作,

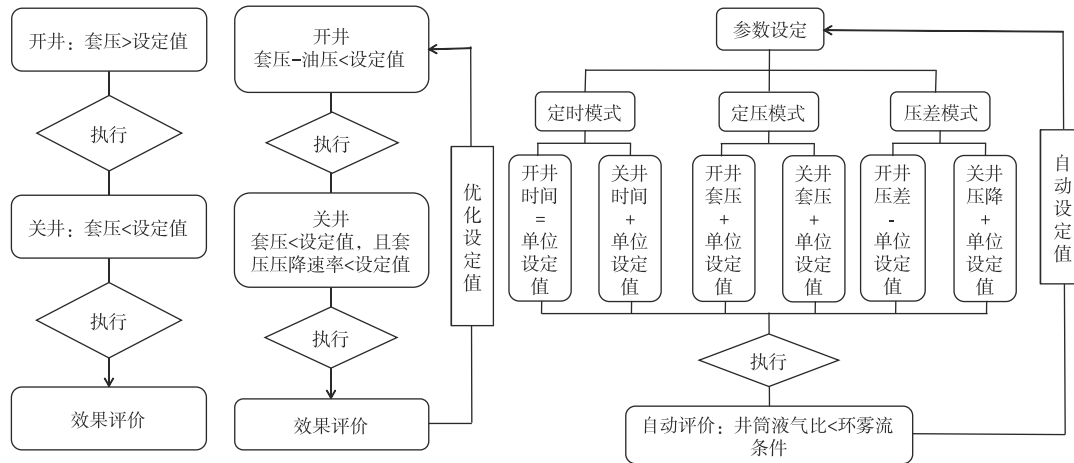


图7 定压模式、定压差模式、自动优化模式流程图

Fig. 7 Flowchart of constant pressure mode, constant differential pressure mode, and automatic optimization mode

确保高产液井在特定套压值以上进行生产。当实际套压低于该设定值时,则关井以恢复压力,保障有充足的气量来满足环雾流的需求。定压差模式:设定某一套压与回压的差值来实施开井和关井操作,保证井筒中产出的气体能够顺利将液滴带出井筒,同时尽可能减少回压波动对井筒气液两相比例的影响。自动优化模式:在定压模式和定压差模式的基础上,对气井流量进行控制。在开井生产过程中,系统自动调整井口角阀开度,以满足携液所需的气量,充分利用产出气的能量,进而延长气井连续稳定携液的周期。

## 2.2 定流量及防冻堵功能设计

为更精准地适配井况与井口要求,在工艺设计环节,特意增设了回压变送器、可编程逻辑控制器。通过这些设备的协同作用,实现了对角阀驱动器的智能控制,达成定流量调节以及冬季防冻堵功能。

**定流量控制:**在流量计前端安装回压传感器,用于实时感知回压大小。系统依据回压所对应的流量数值,对针阀开口大小进行调节,以此实现流量调节;也可直接利用流量计反馈的信号来调节流量大小,进而达成流量调控目的。

**防冻堵控制:**当针阀出现冻堵情况时,阀口会因冻堵而缩小,导致下游回压或流量随之降低。当流量降低至预设值时,系统自动控制针阀防冻堵驱动器增大阀口开度;当阀口开度增大至设定值时,针阀驱动器停止动作。在气流的持续冲刷下,冻堵得以解除,随后回压或流量升高。当升高至设定值时,系统控制针阀防冻堵驱动器减小阀口开度,确保下游回压或流量维持在设定范围内。通过针阀防冻堵装置的多次往复工作,最终实现解除冻堵的目标。

## 2.3 气液管理平台设计

开发气井气液管理平台,实现实时及历史生产动态查询、实时运行操控管理、系统维护与管理,同时可实现4G、SR485、RS232、SCADA多种传输与操作模式。主要有两个方面的目的:一是可实时查看气井运行状态,配合地质设计及调产要求,设定一定瞬时或流速进行生产,调整最佳排水管理,实现合理的产量管理,充分保护地层携液开发,实现气井最佳产量的远程智能管理;二是实现加药系统、液罐系统、临井气增压系统的整合,监测水合物抑制剂加注、泡排剂加注等井筒辅助系统工作,实现井口集约化综合管理和最佳产能优化。

## 3 现场应用

该项新工艺已在东胜气田分两批次累计试验15口井,其中5口井已完成现场评价。平均生产时率由62.3%提高至93%,稳定日产气量 $4.3 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,增产13.7%;稳定日产液量 $17.5 \text{ m}^3$ ,同时减少了泡排、气举、放空等辅助排液措施的应用,累计节约采气成本300余万元。

### 3.1 试验前生产情况

Q1井于2017年11月2日投产,试气结果显示其无阻流量为 $12.3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,试气评价判定为含水气层。在开展新工艺试验前的3个月内,该井生产状况极不稳定、波动幅度大,且频繁发生水淹。期间,累计实施气举作业14次、放空操作100次,日注泡排量高达37 L/d。若不及时采取有效措施,该井将面临停产风险。

### 3.2 气液自适应智能排采工艺运行情况

Q1井在实施自适应智能排采前,受油管内液柱压力影响,气井难以连续生产,只能通过油套环空进行生产,这导致套压处于较低水平。为保障气井产能的释放,采用制氮正举措施。2023年10月26日,Q1井下入气液自适应智能排采工艺装置。通过合理分配气液流量,有效消除了油管内聚集的液柱,实现了油管的连续稳定生产。实施新工艺后,套压升高,气井能够自主携液且生产平稳。在生产时率方面,由原来的95.3%提升至100%。注

泡排量从原来的37 L/d减少至0 L/d,且无需放空、气举等措施辅助生产。从成本角度分析,试验前3个月,泡排剂费用为4.32万元,气举费用为11万元,井口放空分液措施费用为26万元。此外,这期间共计75次放空损失气量的价值5.04万元。上述各项费用总计46.36万元。而试验后,日注泡排量为0,无需放空、气举措施辅助,且已稳定运行6个月。除去该工艺成本投入42万元,累计节约成本50.72万元。在产量方面,平均日产气量由原来的5 573 m<sup>3</sup>增加至6 456 m<sup>3</sup>,日增产15.9%,日产液量为2.64 m<sup>3</sup>。试验前后每日生产运行如图8所示。

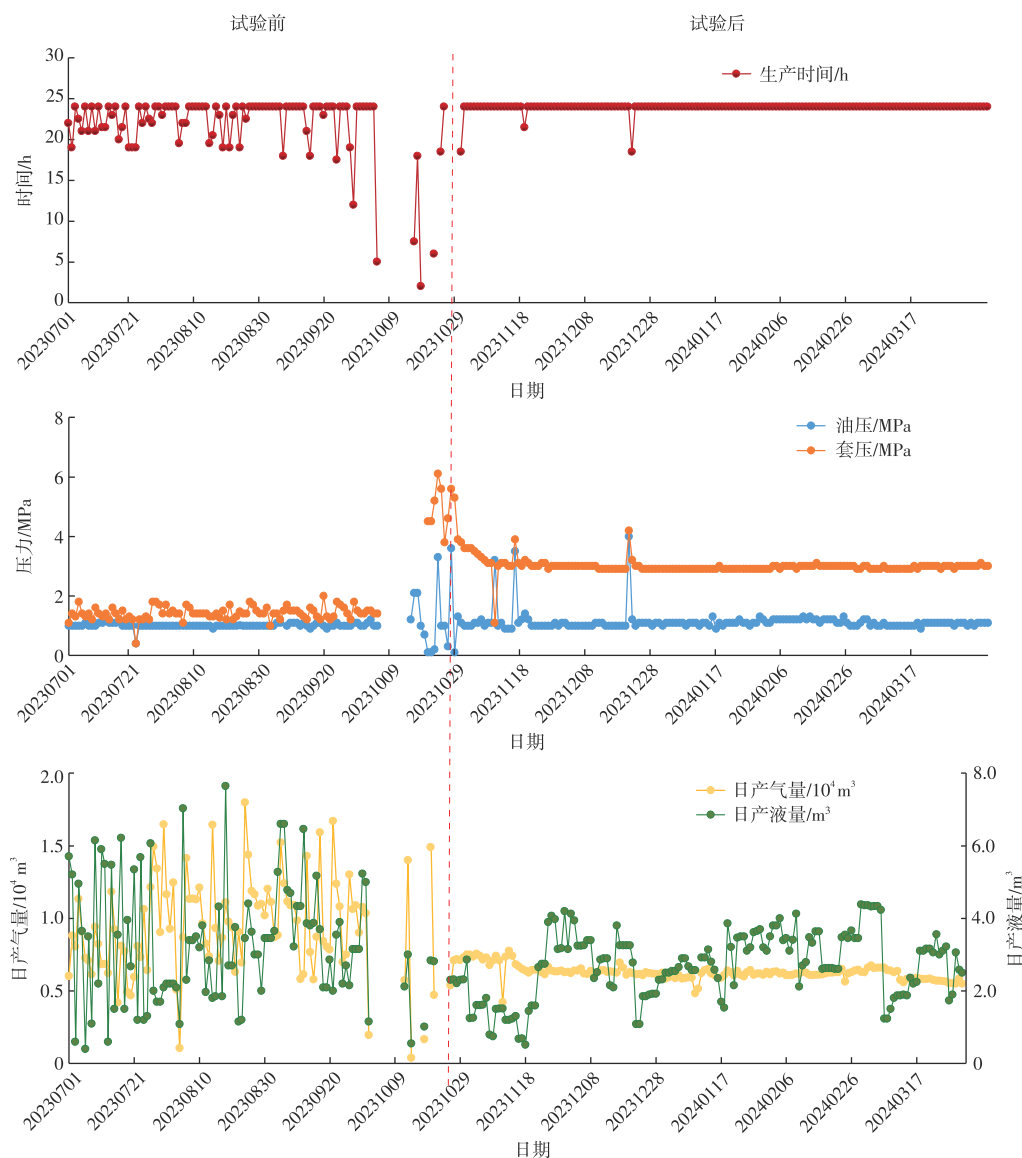


图8 Q1井气液自适应智能排采工艺生产曲线

Fig. 8 Production curves of gas-liquid adaptive intelligent drainage and production process for well Q1

### 3.3 排液性能分析

为进一步分析评价气井自适应智能排采工艺的排液效果,试验后对Q1井开展流压测试(图9),结果显

示井筒压力梯度均匀,呈现井筒雾状流态特征。采用pipism软件对Q1井不同产量下的井筒压力模拟分析(图10),与流压测试结果基本吻合,充分验证了该工艺的有效性。

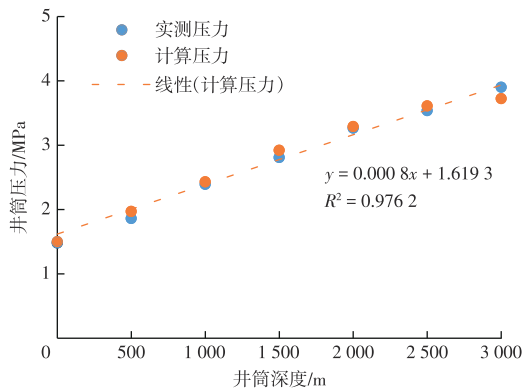


图9 Q1井模拟计算和流压测试分析井筒压力分布

Fig. 9 Wellbore pressure distribution analyzed by simulation calculation and flowing pressure testing for well Q1

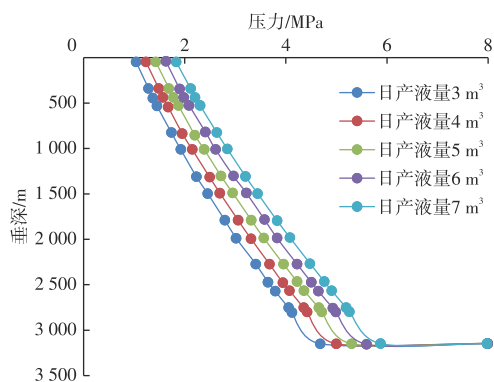


图10 Q1井软件模拟不同产量井筒压力分布

Fig. 10 Software-simulated pressure distribution of wellbore with different production volumes for well Q1

## 4 结论

1) 针对高产水气井易井内液堵、积液水淹的瓶颈问题,自主设计研发出一种适用于高产水气井的自适应智能排采工艺,显著提升了对东胜气田高产水气井的适应性。

2) 利用井下气液分离器、分配器将井筒产出流体进行气液分离及分配雾化,使气液雾化形成一定的体积比进入小油管,破坏积液在油管内形成段塞流液柱的条件,从而实现油管畅通,保持连续排液稳定生产。

3) 气井自适应智能排采工艺设计了三模式开关系统、定流量及防冻堵系统、气液管理平台等自动化智能系统。这些系统不仅可以实现井口集约化综合管理和最佳产能优化,还能对井筒进行智能化管理。

4) 选取Q1井作为试验井开展工艺应用评价,结果显示:试验后该井采用油管生产并实现自主携液,产气、产液状态稳定,无需气举、泡排等排采工艺辅助。平均日产气量达6456 m<sup>3</sup>,日产液量为2.64 m<sup>3</sup>,生产时率从95.3%提升至100%,且测试表明井筒无积液。这充分验

证了气井自适应智能排采技术的有效性,成功解决了高含水气井排液难题。该技术对于释放储层产能、实现气井智能生产管理以及全生命周期长效排水采气具有重要意义,具备大力推广的价值。

### 参考文献

- [1] 罗懿,刘瑞,孔浩,等.东胜致密低渗产水气藏水平井一点法产能模型研究[J].重庆科技学院学报(自然科学版),2024,26(2):1-7.  
LUO Yi, LIU Rui, KONG Hao, et al. Study on one-point productivity model of horizontal well in Dongsheng tight low permeability water production gas reservoir[J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology (Natural Science Edition), 2024, 26(2): 1-7.
- [2] 李阳.东胜气田致密高含水气藏合采气井层间干扰影响因素[J].天然气技术与经济,2024,18(2):14-19.  
LI Yang. Influential factor of interlayer interference in commingled-producing wells in tight gas reservoirs with rich water, Dongsheng gasfield[J]. Natural Gas Technology and Economy, 2024, 18(2): 14-19.
- [3] 孙伟.东胜气田锦58井区气井生产规律及产能影响因素研究[J].内蒙古石油化工,2023,49(12):117-120.  
SUN Wei. Production law of the gas wells in wellblock JIN-58 of DONGSHENG gas field and its factors affecting production capacity [J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2023, 49(12): 117-120.
- [4] 周舰.产液水平气井井下节流工艺参数优化及应用[J].石油机械,2018,46(4):69-75.  
ZHOU Jian. Optimization of downhole throttling parameters of liquid-producing horizontal gas well[J]. China Petroleum Machinery, 2018, 46(4): 69-75.
- [5] 黄全华,黄智程,杨亚涛,等.高气液比水平井临界携液流量预测新模型[J].断块油气田,2024,31(5):843-850.  
HUANG Quanhua, HUANG Zhicheng, YANG Yatao, et al. A new model for predicting critical fluid-carrying flow rate in horizontal wells with high gas-liquid ratio[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2024, 31(5): 843-850.
- [6] 张阳.产水气井积液规律及气举排水采气工艺方案[J].石化技术,2024,31(3):171-173.  
ZHANG Yang. The law of liquid accumulation in water producing gas wells and the gas lift drainage gas production process plan[J]. Petrochemical Industry Technology, 2024, 31(3): 171-173.
- [7] 曹桐生,张厅汉,张悦,等.致密砂岩储层不同成藏环境下气水分布研究:以东胜气田十里加汗气区下石盒子组为例[J].成都理工大学学报(自然科学版),2024,51(1):60-75.  
CAO Tongsheng, ZHANG Tinghan, ZHANG Yue, et al. Physical simulation experiment of gas and water distribution during the accumulation of a tight sandstone gas reservoir[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2024, 51(1): 60-75.
- [8] 方燕俊.致密高含水气藏调整生产制度后动态变化及影响因素:以东胜气田锦30井区为例[J].天然气技术与经济,2023,17(5):15-20.  
FANG Yanjun. Dynamic changes and influential factors in tight gas reservoirs with rich water after adjustment of working system: An example from Jin 30 well area, Dongsheng gasfield[J]. Natural Gas Technology and Economy, 2023, 17(5): 15-20.

- [9] 李亚山. 排水采气智能柱塞系统设计及仿真[D]. 西安: 西安石油大学, 2021.  
LI Yashan. Design and simulation of intelligent plunger system for drainage and gas production[D]. Xi'an: Xi'an Shiyu University, 2021.
- [10] 刘融. 抽吸与气举排水采气工艺方法研究[D]. 大庆: 东北石油大学, 2022.  
LIU Rong. Research on Extraction and Gas Lift Drainage Gas Production Technology [D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2022.
- [11] 陈本学, 杨辉, 李忠良, 等. 智能气田泡排加注系统[J]. 天然气工业, 2022, 42(12): 132.  
CHEN Benxue, YANG Hui, LI Zhongliang, et al. Intelligent gas field bubble discharge filling system[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(12): 132.
- [12] 朱迅. 苏里格气田数字化排水采气系统研究及应用[D]. 西安: 西安石油大学, 2013.  
ZHU Xun. Research and application of digital drainage gas production system in Sulige gas field[D]. Xi'an: Xi'an Shiyu University, 2013.
- [13] 冯朋鑫. 苏里格气田排水采气工艺技术研究[D]. 西安: 西安石油大学, 2010.  
FENG Pengxin. Research on Drainage Gas Production Technology in Sulige Gas Field [D]. Xi'an: Xi'an University of Petroleum, 2010
- [14] 曾小军, 廖刚, 任文希. 四川页岩气开发排水采气技术优选[J]. 钻采工艺, 2023, 46(3): 176-179.  
ZENG Xiaojun, LIAO Gang, REN Wenxi. Optimization of drainage and gas recovery technology for shale gas development in Sichuan Block[J]. Drilling & Production Technology, 2023, 46(3): 176-179.
- [15] 唐寒冰, 蔡道钢, 王庆蓉. 龙王庙组气藏排水采气技术探索[J]. 钻采工艺, 2022, 45(4): 103-108.  
TANG Hanbing, CAI Daogang, WANG Qingrong. Development of dewatering gas production technology in Longwangmiao gas reservoir [J]. Drilling & Production Technology, 2022, 45(4): 103-108.
- [16] 陈越, 张达, 段改庄, 等. 气液量对微通道反应器气液分配器压降特性的影响[J]. 化学世界, 2023, 64(3): 188-192.  
CHEN Yue, ZHANG Da, DUAN Gaizhuang, et al. Influence of gas-liquid quantity on pressure drop characteristics of gas-liquid distributor in microchannel reactor[J]. Chemical World, 2023, 64(3): 188-192.
- [17] 莫哈阳, 雍玉梅, 张广积, 等. 文丘里卷吸型气液分配器液体分配性能的结构参数研究[J]. 化工学报, 2021, 72(12): 6241-6253.  
MO Hanyang, YONG Yumei, ZHANG Guangji, et al. Study on the effects of structural parameters of bubble-cap distributor with venturi downcomer on the liquid distribution performance[J]. CIESC Journal, 2021, 72(12): 6241-6253.
- [18] 暴小鹏, 周浩. 基于伯努利方程与边界层理论的水下航行体减阻特性分析[J]. 兵工自动化, 2023, 42(2): 65-69.  
BAO Xiaopeng, ZHOU Hao. Analysis of drag reduction characteristics of underwater vehicles based on Bernoulli equation and boundary layer theory[J]. Ordnance Industry Automation, 2023, 42(2): 65-69.
- [19] 冯子江, 鲁斌. 伯努利方程在电介质流体中的应用[J]. 物理通报, 2021(10): 33-35.  
FENG Zijiang, LU Bin. Application on bernoulli equation in dielectric fluid[J]. Physics Bulletin, 2021(10): 33-35.
- [20] 雷洪. 伯努利方程推导分析[J]. 中国冶金教育, 2021(4): 48-51.  
LEI Hong. Analysis on deduction of bernoulli equation[J]. China Metallurgical Education, 2021(4): 48-51.
- [21] 刘沛清, 赵芸可. 伯努利方程对流体力学理论建立的历史贡献[J]. 力学与实践, 2020, 42(2): 258-264.  
LIU Peiqing, ZHAO Yunke. The historical contribution of Bernoulli's equation to the establishment of fluid mechanics theory[J]. Mechanics in Engineering, 2020, 42(2): 258-264.

(编辑 徐佩)