

川南页岩气井生产特征及开采方式优化

王琦¹, 张昶¹, 何天宝², 徐艳丽³, 景嘉宝¹, 黄子松¹, 庞英明¹, 向兰平¹, 杜鑫¹

¹重庆科技大学石油与天然气工程学院, 重庆

²中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司蜀南气矿, 四川 泸州

³中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司重庆气矿, 重庆

收稿日期: 2026年5月18日; 录用日期: 2026年6月22日; 发布日期: 2026年7月14日

摘要

基于四川盆地川南页岩气田161口井的地质工程数据、全生命周期生产动态及现场试验成果, 系统分析了气田“三高一微”(埋深3300~5000 m、温度124℃~148℃、压力系数1.75~2.1、微含H₂S为0~18 mg/m³)的地质特征与“压力三阶段递减、产量分化显著、积液频发”的生产规律, 构建了以“早期控压生产 + 优选管柱、中期柱塞 + 泡排 + 气举、后期增压 + 复合工艺、压窜井连续气举 + 泡排强排液”为核心的全生命周期采气工艺体系。该体系经现场验证, 已实施工艺累计应用58井次, 累计增产22.62 × 10⁸ m³, 维护气量占比48.98%, 电驱气举、井间高低压气举等工艺实现成本降低40%~60%, 平台井群生产时率提升至93%。研究成果为四川盆地同类中深层高压页岩气田高效开发提供了可靠工程借鉴。

关键词

川南页岩气田, 全生命周期, 采气工艺体系, 增产降本

Production Characteristics and Exploitation Method Optimization of Shale Gas Wells in Southern Sichuan

Qi Wang¹, Chang Zhang¹, Tianbao He², Yanli Xu³, Jiabao Jing¹, Zisong Huang¹, Yingming Pang¹, Lanping Xiang¹, Xin Du¹

¹School of Petroleum Engineering, Chongqing University of Science and Technology, Chongqing

²Shunan Gas Field, Southwest Oil and Gas Field Branch, PetroChina Company Limited, Luzhou Sichuan

³Chongqing Gas Field, Southwest Oil and Gas Field Branch, PetroChina Company Limited, Chongqing

Received: May 18, 2026; accepted: June 22, 2026; published: July 14, 2026

文章引用: 王琦, 张昶, 何天宝, 徐艳丽, 景嘉宝, 黄子松, 庞英明, 向兰平, 杜鑫. 川南页岩气井生产特征及开采方式优化[J]. 矿山工程, 2026, 14(4): 960-970. DOI: 10.12677/me.2026.144096

Abstract

Based on geological and engineering data, full-life-cycle production performance, and field test results of 161 wells in the southern Sichuan shale gas field of the Sichuan Basin, this study systematically analyzed the geological characteristics of the gas field featured by “three highs and one trace” (burial depth 3300~5000 m, temperature 124°C~148°C, pressure coefficient 1.75~2.1, and trace H₂S content 0~18 mg/m³) as well as its production patterns characterized by “three-stage pressure decline, significant production differentiation, and frequent liquid loading”. A full-life-cycle gas production technology system was established, with the core consisting of “early-stage pressure-controlled production + optimized tubing string, mid-stage plunger lift + foam drainage + gas lift, late-stage pressurization + composite processes, and continuous gas lift + strong foam drainage for channeling wells”. Field verification shows that the above technologies have been applied to 58 well-times, with a cumulative incremental gas production of 22.62×10^8 m³ and a maintained gas production ratio of 48.98%. Technologies such as electric-driven gas lift and inter-well high-low pressure gas lift have reduced costs by 40%~60%, and the production efficiency of platform well clusters has been raised to 93%. The research results provide a reliable engineering reference for the efficient development of similar mid-deep high-pressure shale gas fields in the Sichuan Basin.

Keywords

Southern Sichuan Shale Gas Field, Full Life Cycle, Gas Production Technology System, Increasing Production and Reducing Cost

Copyright © 2026 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

页岩气作为我国非常规油气资源的核心组成，其高效开发对保障能源安全具有重要战略意义[1]。四川盆地是我国页岩气开发的核心区域，川南页岩气田蜀南气矿工区位于四川盆地川中古隆平缓构造带南部，属中深层-超深层高压气藏，具有“三高一微”的典型特征[2]。气田自2020年规模化投产以来，累计投产161口井，累计产气量 45.3×10^8 m³，但开发过程中面临压力产量递减快、井筒积液频发、平台化开发工艺适配难、压窜井复产效率低等突出问题。

随着开发推进，气田74.5%的投产井需依赖采气工艺维持产能，2025年1~6月工艺维护气量占比已达71.23%，工艺需求从早期“单点积液治理”转向“全生命周期系统维护”。基于气田生产数据与多种采气工艺现场试验成果，构建全生命周期采气工艺体系，实现不同开发阶段、不同井况的精准适配，为气田稳产增产、降本增效提供技术支撑。

2. 气藏地质与工程特征

2.1. 工区概况

川南页岩气蜀南气矿工区区域构造位于川西南低褶构造带东部、川中古隆平缓构造带南部及川南低陡构造带西北部[3]。邻近乐山、资阳、泸州、重庆市永川区等城市，区内水系较发达，沱江、濑溪河等

流经[4]。气田分为威远、泸州、资中三大区块，主力开发层系为龙马溪组与筇竹寺组，工区累计开钻 260 口，完钻 222 口，完成压裂 162 口，投产 161 口。

2.2. 孔隙流体特征

页岩气组成：烃类组成以甲烷为主，摩尔百分比平均为 97.4%，变化范围为 91.9%~98.7%，C3 以上烃类含量很低；非烃类气体以 CO₂ 和 N₂ 为主，微含 H₂S，含量范围为 0~18 mg/m³，属微含硫气藏；

压力温度特征：气藏均为高压气藏，压力系数 1.75~2.1，其中威远区块龙马溪组压力系数 1.75~2.02，泸州区块龙马溪组 >2.0，资中区块筇竹寺组 >1.8；埋深 3300~5000 m，对应温度 124℃~148℃，威远区块 124℃~132℃，泸州区块 129℃~140℃，资中区块 139℃~148℃[5]。

测试情况：龙马溪组共完成 5 口直井和 49 口水平井的试油测试，累计获得测试产量 1076.43 × 10⁴ m³/d，井均测试产量 19.93 × 10⁴ m³/d；筇竹寺组共完成 1 口直井和 4 口水平井试油测试，累计获得测试产量 149.32 × 10⁴ m³/d，井均测试产量 29.86 × 10⁴ m³/d，最高测试产量为泸 203 井的 137.9 × 10⁴ m³/d。

3. 川南页岩气井生产动态特征

3.1. 压力递减特征

常规页岩气的开发，初期产能大，产液量大，压力较高[6]。川南页岩气田压力递减呈现明显的“三阶段”规律，基于 161 口井统计数据，各阶段特征清晰：

快速递减期(0~46 天)：投产初期套压 30~50 MPa，平均递减速率 0.87 MPa/天，46 天内套压降至 10 MPa 以下，此阶段气井自喷能力强，但压力衰减迅速，地层能量释放剧烈。

稳定递减期(47~365 天)：套压维持在 5~10 MPa，递减速率降至 0.02 MPa/天，76%的井进入该阶段，气井产量逐渐趋于稳定，但随着产气量下降，井筒携液能力减弱，积液风险逐步凸显[7]。

衰竭期(>365 天)：套压低于 5 MPa，递减速率仅 0.005 MPa/天，50.8%的井已进入该阶段，气井能量不足，深部积液问题突出，仅依靠自身能量难以实现有效携液，需依赖持续的工艺措施维持生产；川南页岩气田压力递减阶段划分及参数如表 1 所示。

Table 1. Classification of pressure decline stages and parameters for the Southern Sichuan shale gas field
表 1. 川南页岩气田压力递减阶段划分及参数

生产阶段	持续时间	套压范围(MPa)	平均递减速率(MPa/天)	井数占比
快速递减期	0~46 天	10~50	0.87	100%
稳定递减期	47~365 天	5~10	0.02	76%
衰竭期	>365 天	<5	0.005	50.8%

3.2. 产气产水特征

产气量递减呈现“早期快、后期缓”的特点：页岩气井产气量递减较快[8]。2025 年工区内气井平均月递减率高达 6.4%，其中老井生产较为平稳月均递减率 3.7%，上年新井及新井月均递减率高达 8.1%。产量两级分化较为严重，中小产量气井(日产气量 < 6 万方)井数占比 73.4%，小产量井(日产气量 < 3 万方)井数占比更是高达 57.3%，且 80%以上气井在日产气量低于 5 万方[9]。

产液量呈现“断崖式下滑”特征：投产初期受压裂液返排影响，产液量 350~700 m³/d，当压裂液返排率达到 20%~40%后，产液量快速下降至 10~20 m³/d，生产中后期普遍小于 5 m³/d，当前气田井均产水量 10 m³/d。

3.3. 工艺需求特征

随着气田开发推进，工艺依赖度逐年提升，工艺需求从“单点积液治理”转向“全生命周期系统维护”：2020 年工艺井仅 25 口，工艺井次 133 次，维护气量 $0.52 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，占比 20.63%；2023 年工艺井增至 63 口，工艺井次激增至 5102 次，维护气量 $5.18 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，占比 55.14%；2025 年 1~6 月，工艺井已达 120 口，工艺井次 4600 次，维护气量 $4.98 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，占比 71.23%，工艺措施已成为气田维持产能的核心支撑。截至 2025 年 6 月，气田 161 口投产井中，自喷生产井仅 41 口，日产气量 $105.88 \times 10^4 \text{ m}^3$ ；工艺井 120 口，日产气量 $292.10 \times 10^4 \text{ m}^3$ ，涵盖增压气举一体化、柱塞、泡排、车载式气举、电驱增压气举等多种工艺类型，工艺应用呈现多样化、规模化特征[10]。川南页岩气田历年采气工艺实施情况统计如表 2 所示。

Table 2. Statistics on the implementation of gas production technologies in the Southern Sichuan shale gas field over the years
表 2. 川南页岩气田历年采气工艺实施情况统计

年份	投产井数	工艺井数	工艺井次	维护气量($\times 10^8 \text{ m}^3$)	维护气量占比
2019 年前	19	10	10	0.0017	0.55%
2019	22	16	43	0.5988	42.19%
2020	36	25	133	0.5232	20.63%
2021	52	47	263	1.2607	26.47%
2022	68	57	492	2.2752	38.39%
2023	95	63	5102	5.1804	55.14%
2024	129	95	7781	7.7900	64.38%
2025 (1~6 月)	161	120	4600	4.9800	71.23%
合计	-	120	18,424	22.6253	48.98%

3.4. 开采阶段划分与技术选择决策模型

为实现气井开采阶段的定量划分与采气工艺的快速优选，基于 161 口井的生产动态大数据，提炼出井口套压、日产气量、月递减率、气液比及压窜状态五项关键参数，构建了“定性决策树 + 定量评分卡”的双层决策模型。该模型将气井划分为早期自喷、中期低压低产、后期衰竭及压窜特殊井况四类，并精准推荐主体工艺，为全生命周期采气工艺体系的高效落地提供标准化流程。

3.4.1. 基于关键生产参数的工艺选择决策树

决策树模型以“是否发生压窜”为首要判断节点，再依次以套压和日产气量进行阶段分流，最后依据产液量与积液风险细化工艺推荐，实现“一井一策”的快速定性判断。具体决策路径如图 1 所示。

3.4.2. 阶段划分评分卡定量模型

为降低经验依赖，进一步构建评分卡模型。选取井口套压、日产气量、月递减率、气液比 4 项可连续监测的参数，依据其对气井驱动能量和排液能力的贡献进行赋分(1~3 分)，通过加权综合得分实现开采阶段的半定量划分。压窜井直接归为特殊井况，不参与评分。各指标权重及评分标准见表 3。

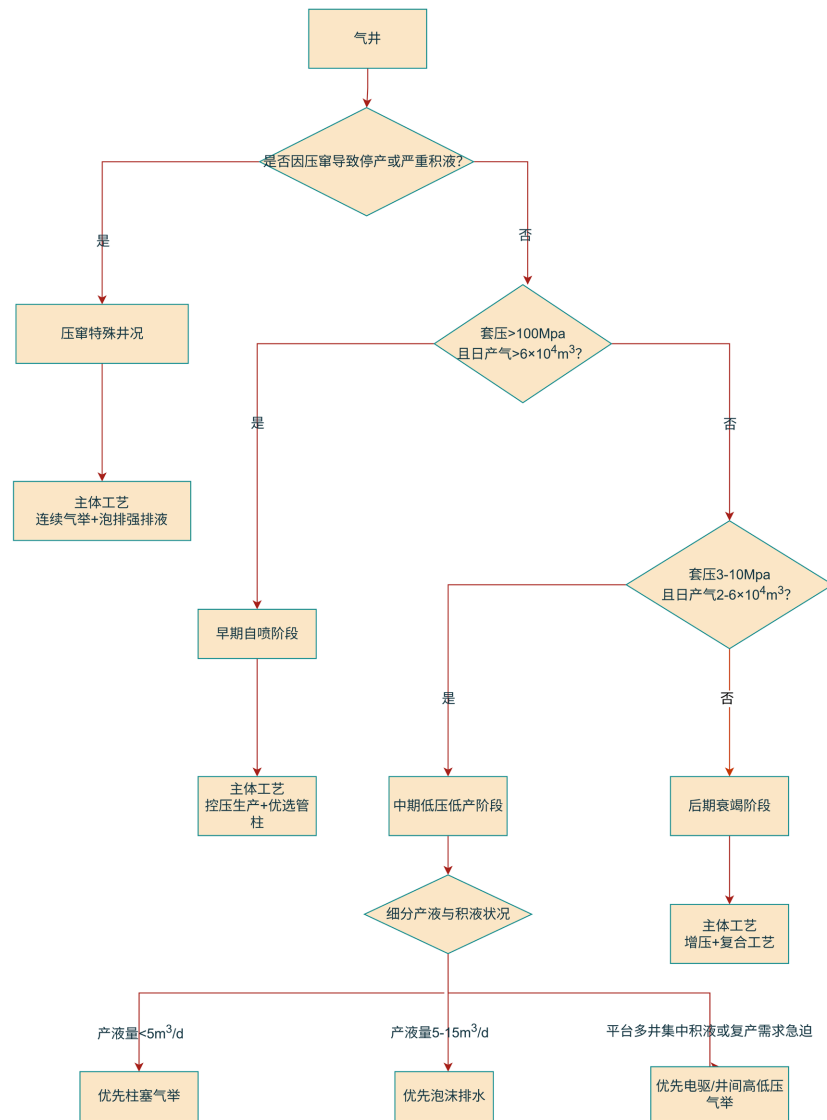


Figure 1. Specific decision path diagram
图 1. 具体决策路径图

Table 3. Scoring card for gas well production stage classification
表 3. 气井开采阶段划分评分卡

评价指标	权重	评分标准与分值(1~3 分)	分值含义
井口套压(MPa)	0.30	>10 MPa (3 分)/5~10 MPa (2 分)/<5 MPa (1 分)	表征地层驱动能量，套压越高地层能量越充足
日产气量(10 ⁴ m ³)	0.30	>6 × 10 ⁴ m ³ (3 分)/2~6 × 10 ⁴ m ³ (2 分)/<2 × 10 ⁴ m ³ (1 分)	表征井口产能规模，日产气量越高产能越强
月递减率(%)	0.20	<3% (3 分)/3%~8% (2 分)/>8% (1 分)	反映生产稳定性，递减率越低，生产状态越稳定
气液比(m ³ /10 ⁴ m ³)	0.20	>8000 m ³ /10 ⁴ m ³ (3 分)/3000~8000 m ³ /10 ⁴ m ³ (2 分)/<3000 m ³ /10 ⁴ m ³ (1 分)	表征气体携液能力，气液比越高，气井越不易出现积液问题

综合得分 = Σ (各指标得分 $\times$ 权重)。依据气田实际生产规律, 确定阶段划分阈值与主体工艺匹配关系:

1) 得分 ≥ 2.5 : 早期自喷阶段。气井能量充足、递减平稳、排液顺畅, 主体工艺采用控压生产与优选管柱。

2) 得分 1.5~2.5: 中期低压低产阶段。能量下降, 积液风险显现, 主体工艺为柱塞、泡排或气举的优化组合, 可参照决策树细化。

3) 得分 < 1.5 : 后期衰竭阶段。驱动能量不足, 需补充举升能量, 主体工艺为增压与复合工艺。

以典型井进行验证: 自 205H1-3 井(套压 12.8 MPa, 日产气 $6.2 \times 10^4 \text{ m}^3$, 月递减率 2.7%, 气液比 9300 $\text{m}^3/104\text{m}^3$)得分为 3.0, 判定为早期阶段, 与实际优选气动力管柱工艺吻合; 威 214 井(套压 4.1 MPa, 日产气 $2.3 \times 10^4 \text{ m}^3$, 月递减率 4.1%, 气液比 4200 $\text{m}^3/10^4\text{m}^3$)得分为 1.8, 判定为中期阶段, 与采用柱塞气举维持排液的实际相符。该模型为规模化、智能化决策提供支撑。

3.5. 递减与积液内在机理分析

川南页岩气井“压力三阶段递减、积液频发”的生产特征, 其内在机理可从岩石力学与多相流理论得到解释。

1) 三阶段递减的岩石力学机制

快速递减期(0~46 天)套压骤降, 平均日递减 0.87 MPa, 主要源于压裂后大规模返排引起孔隙压力快速释放。根据有效应力原理, 孔隙压力降低导致有效应力增大, 压裂裂缝与层理缝逐步闭合, 裂缝导流能力呈指数型衰减[11]。同时, 此阶段以游离气产出为主, 解吸气贡献不足, 产量与压力同步锐减。

稳定递减期(47~365 天)递减速率大幅放缓至 0.02 MPa/d, 标志着气藏进入基质供气阶段。此时微纳米孔隙中的吸附气开始解吸 - 扩散 - 渗流, 与游离气形成接替, 供气能力趋于平稳。裂缝闭合过程基本完成, 储层渗透率维持在残余值, 压力递减主要由基质表观渗透率和解吸速率控制, 表现出较平稳的递减特征[12]。

衰竭期(>365 天)套压低于 5 MPa, 递减速率仅 0.005 MPa/d, 气体产出以深层基质解吸为主, 驱替压差微弱。此时储层有效应力已接近上覆岩压, 裂缝几乎完全闭合, 渗流通道以基质微孔喉为主, 滑脱效应增强但供气量极小, 气井进入长期低产稳产阶段, 完全依赖人工举升维持生产。

2) 积液频发的多相流机理

气井积液本质是气相携液能力低于液相回落临界值的多相流问题。川南页岩气井投产初期产液量可达 350~700 m^3/d , 气液比极低, 井筒流型以段塞流和泡状流为主, 压力损失大, 需足够气速方可实现连续携液。生产中后期产液量骤降至 10 m^3/d 以下后, 虽气液比上升, 但随套压衰减至 5 MPa 以下, 井底流速显著降低。以 Turner 模型临界携液流速计算, 当油管内径 62 mm、套压 $< 5 \text{ MPa}$ 时, 临界携液气量约需 $(2.5 \sim 3.0) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 而衰竭期多数气井日产气已低于 $2 \times 10^4 \text{ m}^3$, 无法满足连续携液条件, 液滴回落井底形成积液[13]。此外, 平台井压窜事件导致井筒压力剧烈波动, 瞬态大液量侵入, 引发更严重的积液停产, 需高强度排液方能复产。

4. 川南页岩气井开采方式优化

基于气田生产动态特征与现场试验成果, 形成以“早期控压生产 + 优选管柱、中期柱塞 + 泡排 + 气举、后期增压 + 复合工艺、压窜井连续气举 + 泡排强排液”为核心的全生命周期采气工艺体系, 实现分阶段精准适配。采气工艺技术体系如图 2 所示。

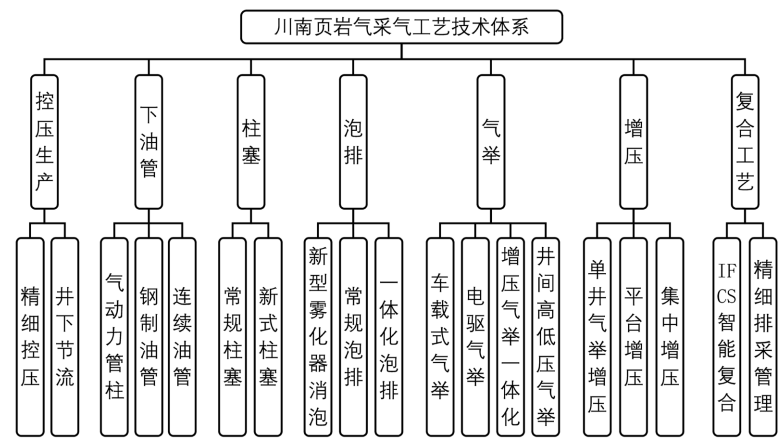


Figure 2. Southern Sichuan shale gas recovery technology system
图 2. 川南页岩气采气工艺技术体系

4.1. 早期：控压生产 + 优选管柱

投产初期为自喷阶段，套压 $> 10\text{ MPa}$ ，日产气 $> 6 \times 10^4\text{ m}^3$ ，核心目标为控制井底流压、优化管柱配置，避免过早积液和能量浪费，充分释放自喷潜力。气井以控压生产为主，通过精准调控井口针阀开度与生产压差，匹配地层能量释放节奏，有效避免节流导致的井筒积液和储层伤害；同时搭配优选管柱工艺，形成“管柱优化 + 控压 + 消泡”的协同体系，进一步提升自喷阶段生产效率[14]。

气动力管柱工艺是一种新型优选管柱工艺，该工艺的管柱由涡旋短节、射流阀和油管组合而成，形成“竹节”式管柱，分割气液两相、降低总压差，适配气水比 $0\sim 200\text{ m}^3/\text{m}^3$ 、垂深 $\leq 4500\text{ m}$ 的井况[15]，全新气动力管柱如图 3 所示，气动力功能件与射流阀流场如图 4 所示。典型如自 205H1-3 井，该井 2024 年 10 月投产，前期因节流积液导致日产气降至 $4.34 \times 10^4\text{ m}^3$ ，2025 年 6 月下入气动力管柱后，日均产气量增至 $6.2 \times 10^4\text{ m}^3$ ，增幅 42.86%，日均产水量也从 2.13 m^3 增至 3.91 m^3 ，增幅 83.57%，连续稳定生产超 3 个月。

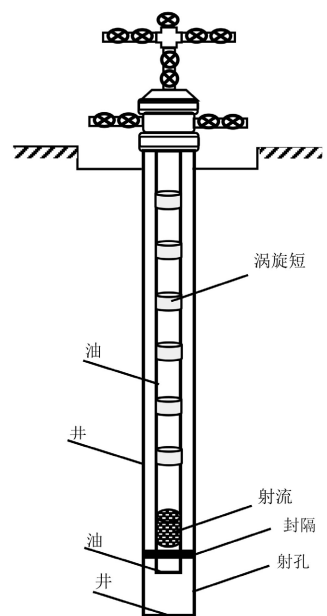


Figure 3. A new pneumatic string schematic diagram
图 3. 全新气动力管柱示意图

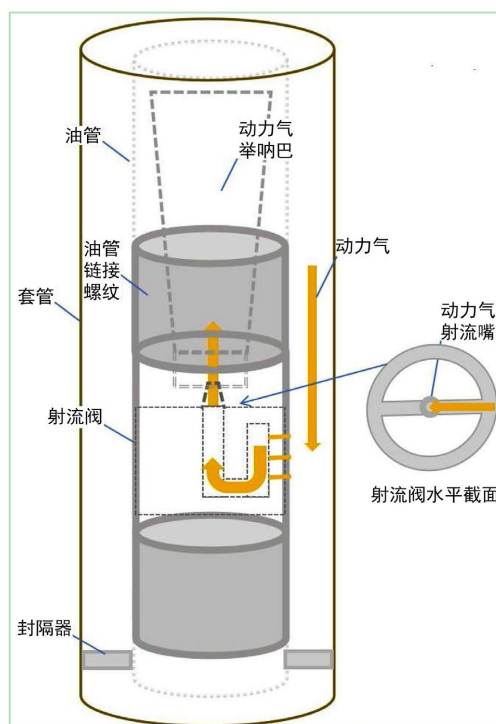


Figure 4. Pneumatic function parts-flow field diagram of jet valve
图 4. 气动力功能件 - 射流阀流场示意图

4.2. 中期：柱塞 + 泡排 + 气举

开采中期为低压低产阶段，套压 3~10 MPa，日产气 $2\sim6 \times 10^4 \text{ m}^3$ ，该阶段以高效排液、补充能量、稳定产能为主要目标，形成“柱塞 + 泡排 + 气举”的工艺体系。

柱塞气举工艺依托气井自身能量周期性携液，适用于低产液、易积液井。威 214 井前期投运柱塞工艺，在日产气 $2.3 \times 10^4 \text{ m}^3$ 阶段维持稳定排液，有效延缓积液积累；自 201H53-1 井通过新型柱塞卡定器、预置工作筒等技术排除积液，延长工艺有效期，降低气井递减率；自 201H53-4 井应用弹块式变径组合柱塞，单井平均产气量提高 $0.95 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

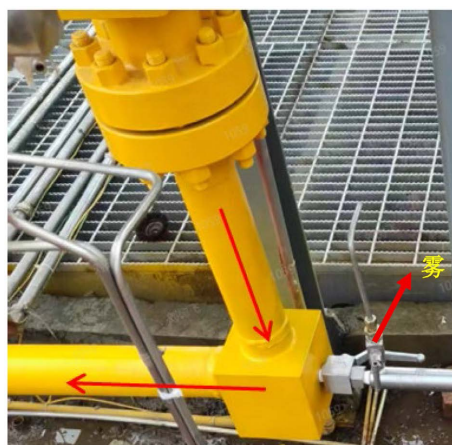


Figure 5. New atomizer
图 5. 新型雾化器

泡沫排水采气工艺注入起泡剂形成低密度泡沫,利用气井自身能量排除积液。川南页岩气田荣 239/自 232 井配套新型雾化器消泡,实现微米级精准加注,起消泡比从 1:2 优化至 1:1,累计减少消泡剂用量 5.9 吨,节约费用约 5 万元,实现不停产检修;自 201H2 平台部分井采用 UT-11C 液体起泡剂与 UT-6 固体泡排棒,在含凝析油、高矿化度条件下仍保持良好起泡与携液性能;泸 203H9 平台部分井通过优化泡排剂用量与加注制度,显著降低油套压差,提升带液效率。新型雾化器如图 5 所示。

气举工艺针对平台井群规模化排采需求,提供稳定举升动力,包括电驱气举、压缩机气举。井间高低压气举等类型。电驱气举采用电驱压缩机 + 智能注气分配撬精准配气,泸 203H9 平台 2025 年实施电驱气举后,通过智能配气模型优化注气量分配,成功实现“一机四举”,平台产气量从 $0.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 增至 $1.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 以上,日均节约成本 2.2 万元,成本降低 40%;井间高低压气举依托平台高压井为低压积液井提供气源,无需额外压缩机,自 201H62 平台包含 1 口高压井和 3 口低压积液井,高压井套压 17.2 MPa,日均产气 $10.5 \times 10^4 \text{ m}^3$,应用后高压井产气利用率从 75%升至 92%,低压井日均产气量从 $0.35 \times 10^4 \text{ m}^3$ 增至 $0.53 \times 10^4 \text{ m}^3$,增幅 51.4%,单平台年节约运维成本超 800 万元。

4.3. 后期：增压 + 复合工艺

页岩气开发一般采用衰竭式开发,套压小于 3 MPa,日产气小于 $2 \times 10^4 \text{ m}^3$,核心目标是补充举升能量、整合多元工艺,延长有效生产周期。增压工艺通过井口增压设备提升外输压力,降低井底回压,适用于地层压力 $\leq 15 \text{ MPa}$ 的低压井;部分井采用增压气举一体化工艺,解决低压井排液困难。

复合工艺则是整合“泡排 + 气举 + 增压”多元技术,实现精准调控。自 201H2 平台 3 口井采用“精细泡排 + 增压 + 气举”模式,预期首年日均产气量 $2.62 \times 10^4 \text{ m}^3$,月递减率控制在 2.5%左右,次年月递减率控制在 2%左右。

4.4. 特殊井况：连续气举 + 泡排强排液

针对平台井压窜后积液严重、复产困难的问题。采用“连续气举排液 + 泡排强带液”组合工艺,快速恢复产能。泸 203H9 平台第三次严重压窜后,通过“电驱连续气举 + 泡排强排液”工艺,智能注气分配撬精准控制注气量,配合泡排剂强化携液,平台产气量从 $0.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 增至 $1.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 以上,投入产出比从 1:1.5 提升至 1:3.2;威 202H13-3 井压窜后长期停产,采用“地面连续气举 + 井底射流阀 + 泡排强排液”组合工艺,累计排液 $1.26 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 后成功复产,当前日产气约 $1 \times 10^4 \text{ m}^3$,产液量约 4 m^3 ,复产情况稳定。

4.5. 技术体系针对不同区块的差异化优化

本文构建的全生命周期采气工艺体系,在应用于威远、泸州、资中三个地质工程特征差异明显的区块时,需进行针对性调整,以提升普适性和现场实用性。

1) 威远区块:龙马溪组压力系数 1.44~1.96,温度 124°C ~ 132°C ,属中深层高压气藏,地层能量相对泸州区块略弱。早期“控压生产”可适当放宽压差控制,避免过度节流;优选管柱时可采用常规尺寸油管,兼顾自喷携液与后期工艺适配。中期泡排工艺因温度相对较低,常规起泡剂即可满足性能要求,无需特殊耐温配方。该区块压窜风险中等,井间高低压气举可利用本区块高压老井作为稳定气源,降低成本。

2) 泸州区块:龙马溪组压力系数 > 2.0 ,温度 $> 140^\circ\text{C}$,属超高压气藏,地层能量充足但递减更快。早期控压必须严格执行小压差生产,油嘴开度需精细调控,防止因压力过快衰减导致裂缝过早闭合和出砂。优选管柱宜采用高钢级、大壁厚油管,兼顾安全性和长期耐蚀性。中期泡排需选用耐温 $\geq 140^\circ\text{C}$ 的起泡剂(如 UT-11C 系列),气举工艺因单井产液量较高,优先选用大排量电驱气举,满足快速排液需求。压

窜井复产工艺中，连续气举需匹配更高注气压力以克服高压地层回压。

3) 资中区块：筇竹寺组压力系数 >1.8 ，温度 $>140^{\circ}\text{C}$ ，属高温超深层气藏。早期优选管柱需考虑高温对封隔器和管柱螺纹密封性的影响，推荐采用气密封扣油管。中期泡排剂必须满足 150°C 高温稳定性和高矿化度地层水配伍性，常规泡排剂易失效，需研发专用配方或采用耐高温固体泡排棒。气举工艺中井下气举阀需选用高温高压型，且注气参数需根据高温下气体物性变化进行校正。该区块开发较晚，技术体系可提前植入智能化管控模块，实现全流程数字化决策。

通过上述差异化调整，技术体系可在三大区块实现精准落地，为四川盆地同类气田的规模化应用提供可推广的范例。

5. 开采方式应用效果

5.1. 增产成效显著

2019~2025 年 6 月，已实施工艺累计应用 58 井次，累计增产气量 $22.62 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，占总产气量的 48.98%。其中注超临界 CO_2 吞吐单井最大增幅 275%，电驱气举平台日均增产 $0.5 \times 10^4 \text{ m}^3$ 以上，气动力管柱单井平均增幅 42.86%，井间高低压气举低压井平均增幅 51.4%，新型雾化器消泡工艺配合泡排实现增产 27%~93%。制定合理开采措施，有效挖掘不同阶段、不同井况产能潜力。

5.2. 降本效益突出

电驱气举较车载气举成本降低 40%，泸 203H9 平台累计节约成本 534 万元，日均节约 2.2 万元；新型雾化器消泡工艺减少药剂消耗 14.9%，荣 239/自 232 井累计节约药剂费用约 5 万元；井间高低压气举较车载气举成本降低 60%，自 201H62 平台年节约运维成本超 800 万元；复合工艺通过智能调控减少人工干预，单平台年节约运维成本预计超 200 万元。

5.3. 稳产效果好

电驱气举与井间高低压气举通过稳定举升动力，使平台井群生产时率提升至 93%，减少因积液、能量不均导致的停产时间；气动力管柱、注超临界 CO_2 吞吐等工艺有效解决积液问题，气井连续稳定生产周期普遍超过 3 个月，提升气田生产的连续性与稳定性，提高气田生产能力，实现气田稳产增产。

6. 讨论

本研究基于川南页岩气田 161 口井的长期实践，构建并验证了全生命周期采气工艺体系。该体系的核心价值首先体现在实现了从“被动抢险”到“主动维护”的范式转变：传统采气工艺多针对单井积液问题被动实施，而本体系依据压力三阶段递减规律，将工艺介入提前至早期自喷阶段，通过控压生产和优选管柱主动延缓递减、预防积液。现场数据显示，已实施工艺累计维护气量占总产气量的 48.98%，2025 年上半年维护气量占比高达 71.23%，表明工艺措施已成为气田稳产的支柱而非补充。其次，平台化复合工艺验证了显著的规模降本潜力，电驱气举较车载气举成本降低 40%，井间高低压气举成本降低 60%，单平台年节约运维成本超 800 万元，其根本在于平台井群共享能源与气源，打破了单井独立作业的传统模式。此外，基于套压、日产气、递减率、气液比四项核心参数构建的决策树与评分卡模型，将经验性判断转化为定量评分，使技术选择有了统一标尺，为气田数字化、智能化管理奠定了算法基础。

尽管本体系经现场验证成效显著，仍存在值得深入探索的方向。在智能化决策方面，当前模型仍依赖人工数据录入与经验阈值设定，未来可基于气田物联网实时数据流，引入机器学习算法开发智能排采决策系统，实现从“定时定次”到“按需精准”的智能排采。在材料工艺方面，泸州、资中区块井底温度高达 140°C ~ 150°C ，需研发耐高温、抗凝析油的新型纳米泡排剂或复配体系，同时可探索轻质高强、耐蚀

的复合材料或功能梯度涂层油管, 为超深层高温高压井提供长效保障。在压窜治理方面, 需深化压窜对储层的伤害机制与窜流通道识别研究, 结合微地震监测建立风险预警模型, 研发可降解暂堵剂与快速复产联作工艺, 实现“防-控-治”一体化。在地质工程一体化方面, 应将地质模型、压裂数据与长期生产动态深度融合, 建立井级数字孪生模型, 实时模拟不同工艺方案的长期效果, 支撑全生命周期方案的迭代优化。本研究已迈出从经验向科学决策的重要一步, 未来通过与智能算法、新材料和地质工程一体化的深度融合, 有望为深层页岩气高效低成本开发提供更强大的技术引擎。

7. 结论

1) 川南页岩气田具有“三高一微”地质特征, 水平井占比 87.6%, 储层地质工程条件复杂; 生产动态呈“压力三阶段递减、产量分化显著、积液频发”规律, 74.5%的井需工艺维护产能, 工艺需求覆盖全生命周期。

2) 构建的全生命周期采气工艺体系适用于不同开发阶段: 早期“控压生产 + 优选管柱”保障自喷产能释放, 中期“柱塞 + 泡排 + 气举”破解积液难题, 后期“增压 + 复合工艺”延缓产能递减, 压窜井“连续气举 + 泡排强排液”实现高效复产, 形成全流程闭环保障。

3) 已实施工艺经现场验证成效显著, 累计增产 $22.62 \times 10^8 \text{ m}^3$, 维护气量占比 48.98%, 在增产、降本、稳产方面表现突出, 其中电驱气举、井间高低压气举等工艺的规模化应用, 为四川盆地同类中深层高压页岩气田构建全生命周期采气工艺体系提供了可靠工程借鉴。

参考文献

- [1] 邹才能, 董大忠, 王玉满, 等. 中国页岩气特征、挑战及前景[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(6): 689-701.
- [2] 何晓, 陈更生, 吴建发, 等. 川南地区百亿立方米页岩气产能建设地质工程一体化关键技术[J]. 天然气工业, 2021, 41(1): 72-82.
- [3] 郑新权, 沈泽俊, 童征, 等. 斜坡型强非均质页岩气藏高效开发技术——以川南威远地区龙马溪组页岩气藏为例[J]. 天然气工业, 2021, 41(4): 72-81.
- [4] 王玉满, 董大忠, 李新景, 等. 四川盆地及其周缘下志留统龙马溪组层序与沉积特征[J]. 天然气工业, 2015, 35(3): 12-21.
- [5] 马新华, 谢军, 雍锐, 等. 四川盆地南部龙马溪组页岩气储集层地质特征及高产控制因素[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(5): 841-855.
- [6] 张武装, 王坤, 谢晶, 等. 深层页岩气产液与井筒流态特征分析[J]. 石化技术, 2024(7): 92-96.
- [7] 尚绍芬, 严鸿, 吴建, 等. 页岩气井积液诊断及排水采气工艺技术探讨[J]. 天然气与石油, 2020, 38(5): 83-87.
- [8] 李武广, 杨胜来, 殷丹丹, 等. 页岩气井产量递减规律分析[J]. 天然气工业, 2014, 34(6): 44-49.
- [9] 陈满, 陈学忠, 刘亚青, 等. 长宁页岩气井柱塞气举工艺规模化应用及效果分析[J]. 钻采工艺, 2023, 46(2): 70-75.
- [10] 向建华, 文明, 王强, 等. 页岩气排水采气技术研究及应用[J]. 石油科技论坛, 2022, 41(3): 57-63.
- [11] 李传亮. 岩石压缩系数与孔隙度的关系[J]. 中国海上油气(地质), 2003, 17(5): 355-358.
- [12] Civan, F. (2010) Effective Correlation of Apparent Gas Permeability in Tight Porous Media. *Transport in Porous Media*, 82, 375-384. <https://doi.org/10.1007/s11242-009-9432-z>
- [13] Turner, R.G., Hubbard, M.G. and Dukler, A.E. (1969) Analysis and Prediction of Minimum Flow Rate for the Continuous Removal of Liquids from Gas Wells. *Journal of Petroleum Technology*, 21, 1475-1482. <https://doi.org/10.2118/2198-pa>
- [14] 于洋, 尹强, 叶长青, 等. 精细控压生产技术在宁 209H49 平台的应用[J]. 天然气与石油, 2022, 40(2): 32-37.
- [15] 位云生, 刘成, 贾爱林, 等. 页岩气井生产管柱优选研究与应用[J]. 天然气工业, 2022, 42(3): 68-75.