◀专题论文▶

深层页岩气测试与采气一体化技术及现场应用*

米凯夫[1] 申朋玉[1] 乔士航[2] 赵月琪[2] 张学铭[1] 曾可茹[2]
（1. 北京石油机械有限公司 2. 浙江油田勘探开发事业部）

米凯夫，申朋玉，乔士航，等. 深层页岩气测试与采气一体化技术及现场应用［J］. 石油机械，2025，53（10）：48-55，63.

Mi Kaifu，Shen Pengyu，Qiao Shihang，et al. Development and application of integrated deep shale gas testing and production technology［J］. China Petroleum Machinery，2025，53（10）：48-55，63.

摘要：深层页岩气现行的分阶段测试与采气模式难以满足其在复杂工况下对地面处理工艺和生产数据交互的需求。为探究一种适应于深层页岩气测试与采气一体化开采（简称一体化开采）的技术与装备，考虑深层页岩气高温高压、多相返排、温压波动等复杂特征，提出了数字化井口精细调控、多相分离智能计量等一体化开采系统技术。通过构建气井油嘴控产和多相态双维度分离控制模型，以模块化装备为载体，系统地对深层页岩气一体化开采模式进行分析。川南深层页岩气田现场应用结果表明：一体化开采技术的工艺模块数量减少 60.6%，现场施工时间缩短 68.1%；以产能分析为目标，考虑井筒临界出砂的“固定油嘴粗调+电控节流精调”的动态调控方法能稳定控制页岩气井压降速率小于 0.1 MPa/d；以动态砂液外排为目的，采用液位-时间双维度协同分离控制方法可有效降低控制单元的调整频次。研究结果有效提高了深层页岩气井的整体生产效率，可为深层页岩气的高效开发与优化管理提供参考。

关键词：深层页岩气；含砂气井；测试与采气；一体化；多物理场耦合；数智化调控
中图分类号：TE37 **文献标识码：**A DOI：10.12473/CPM.202503106

Development and Application of Integrated Deep Shale Gas Testing and Production Technology

Mi Kaifu[1] Shen Pengyu[1] Qiao Shihang[2] Zhao Yueqi[2] Zhang Xueming[1] Zeng Keru[2]
（1. *Beijing Petroleum Machinery Co.，Ltd.*；2. *Zhejiang Oilfield Company Exploration and Development Department*）

Abstract: The current staged deep shale gas testing and production mode cannot meet the requirement for interactions between surface processes and production data under complex conditions. Thus, it is necessary to develop a technology for integrated deep shale gas testing and production (hereinafter referred to as “integrated technology”) and associated equipment. Considering the complexities of deep shale gas such as high temperature and high pressure, multi-phase flowback and temperature and pressure fluctuation, an integrated technology featuring digital wellhead fine control and multi-phase separation intelligent metering was proposed. Through constructing a gas well choke production control and multi-phase two-dimensional separation control model, taking modular equipment as the carrier, the integrated technology was systematically analyzed. The field applications in deep shale gas fields of southern Sichuan Basin show that the number of process modules of the integrated technology is reduced by 60.6%, and the field operation time is shortened by 68.1%. For production capacity analysis, the

* 基金项目：中国石油天然气集团有限公司重大工程现场试验项目“页岩气测试与采气一体化关键装备与自动化调控系统现场试验”（2022ZS05）。

dynamic control method of “fixed choke coarse adjustment + electric throttling fine adjustment” considering wellbore critical sand production can stably control the pressure drop rate of shale gas wells less than 0.1 MPa/d. For dynamic sand fluid discharge, the liquid level-time two-dimensional collaborative separation control method can effectively reduce the adjustment frequency of control units. The research results effectively improve the overall production efficiency of deep shale gas wells, and provide reference for the efficient development and optimal management of deep shale gas fields.

Keywords: deep shale gas; sand-bearing gas well; testing and production; integrated; multi-physical field coupling; digital-intelligent control

0　引　言

2018 年国内页岩气规模化开发后，页岩气地面开发技术逐步成熟，形成了一批基于“单平台”“大井丛”“工厂化作业”开发的特色技术[1]。页岩气开采初期具有压力高、液量大、产量大、出砂多，而后迅速递减，气液砂比例波动大等特点。其对测试装备压力等级和处理能力要求高，设备投入成本大；且随着产量和压力快速降低，需要不断进行增产作业；由于自动化程度低，需要大量的人力、物力投入现场，后期作业和运维成本高。页岩气在不同生产阶段差异显著，国内普遍采用便于组合和搬迁的橇装设备[2]，并结合滚动开发模式快速调整以适应站场的处理能力。资料显示，川南深层页岩气资源丰富，占整个川南页岩气资源量的 80% 以上[3-4]，其中渝西-泸州区块是当前川南深层页岩气增产的核心区域[5]。相较于威远、长宁区块的浅层、中深层页岩气井[6-7]，深层页岩气井生产初期的井口流体具有高温、高压、高产、高含砂等特点[8]，地面开采存在井场设备多、建设投资大、管线易失效、自动化程度低、后期运维成本高等问题[9]，对开采设备的抗压性能、稳定性以及精细调控能力提出极高要求[10]。因此，优化深层页岩气地面开采工艺及设备、提升系统自动化水平十分迫切。

当前针对深层页岩气平台地面测试与采气一体化开采技术的研究尚处空白，多数研究聚焦于页岩气地面工程标准化设计或工艺流程优化。对于页岩气地面工程标准化设计，梁光川等[11]指出，我国页岩气地面工程设计面临集输规模不确定性强、管网和站场布局适应性差等诸多难点，要求页岩气地面工程建设必须向“标准化设计、模块化建设、橇装化配备”方向发展；张纯等[12]对页岩气田地面工程现状以及未来工艺发展趋势进行探究，认为标准化设计应着重关注设备的通用性与可替换性。对于页岩气平台工艺流程优化设计，谢欣奇[13]针对川南页岩气田标准化体系实践应用中出现的问题，进行了页岩气平台地面工艺流程的优化研究；邱艳华等[14]针对川南页岩气地面集输系统面临的问题，对平台中压工艺流程进行了优化并开展了相关分析与效果评价。

在页岩气开采低成本战略和提质增效的新形势下，笔者结合常规页岩气测试工艺流程与稳定采气流程[15-17]，引入数字化井口精细调控、一体化多相分离智能计量等新技术，形成深层页岩气测试与采气一体化开采系统技术，并在川渝深层页岩气平台进行了试点应用。现场试验结果表明：该模块化和橇装化的一体化开采技术，可满足页岩气生产不同阶段的工况变化对装备压力等级和处理能力的要求，降低了地面流程装备的投资；通过数智化调控，有效提高了气井开采效率和运行的稳定性。该技术可为区块页岩气的高效开发开辟新路径，为非常规气藏的低成本开发提供新思路。

1　深层页岩气地面工程需求分析

1.1　高压含砂气井节流系统稳定性控制

深层页岩气藏能量充沛，初始地层压力超 60 MPa，节流压差超过 50 MPa，地面开发全过程需实施精准有序的压力控制，以保障气藏采收率最大化。在气井测试与生产阶段，井下返排流体携带地层砂、岩石碎屑等固体颗粒，高速含砂气流[18-19]易造成管道堵塞以及测量仪器损坏。现有节流技术受结构设计与材料性能限制，难以实现高压降精准调节，无法满足深层页岩气井口节流稳定性与可靠性要求。

1.2　大波动气液固三相流高效分离

在深层页岩气开采进程中，受储层物性、压裂改造工艺、气藏动态变化等多重因素影响，气井返排液呈现显著的大流量、强波动特性，数据

显示返排液流量变化可达 50~200 m^3/d。当前工业实践中普遍采用串联式除砂器与重力分离器的组合配置实现原料气分离，装备成本高昂、占地面积大。在气液固三相流复杂流态作用下，传统分离设备难以实现高效分离；排液管线阀门高频次动作，加速阀门密封面及传动部件的磨损，阀门失效周期大幅缩短，无法满足深层页岩气规模化高效开采对分离效率与设备稳定性的需求。

1.3　动态供需匹配多模式协同外输

深层页岩气开发呈现初期高产与快速衰减并存的典型特征，而用户用气需求呈现多元化、差异化特征。当前常规外输以单一管网输送为主，新开区域管网建设滞后，部分地区采用直接销售至终端用户等零散外输方式，对产量衰减规律与用户多样化需求的动态响应能力低，难以适应深层页岩气高效开发对输送系统灵活性与经济性的需求。

综上所述，深层页岩气地面工程面临高压含砂环境下的装备可靠性、多相流复杂工况适应性、供需动态匹配以及智能化升级等多重挑战。针对以上难点，通过优化工艺功能，创新装备结构设计、集成智能控制技术，构建深层页岩气一体化开发系统解决方案。

2　关键技术研究

2.1　一体化开采工艺路线

页岩气地面工程一般应具备井口节流、计量、除砂、气液分离及外输功能。通过分析深层页岩气井返排生产特点，结合压裂后试气工艺流程与正常地面生产流程，参照测试与采气全流程统筹设计，重新定义设备功能模块：集合井口安全截断、节流控压与混相计量功能，形成数字化井口精细调控模块；融合除砂、分离、精准计量功能，构建一体化多相分离计量模块；集成调压计量、出站安全截断等功能，打造多通道集成分输模块，实现深层页岩气地面测试与采气一体化开采的地面解决方案。按照设备小型化、组合化、灵活移动等结构特点，优化形成“数字化井口调控、一体化多相分离、多通道集成分输”的深层页岩气测试与采气一体化开发工艺路线（见图 1）。

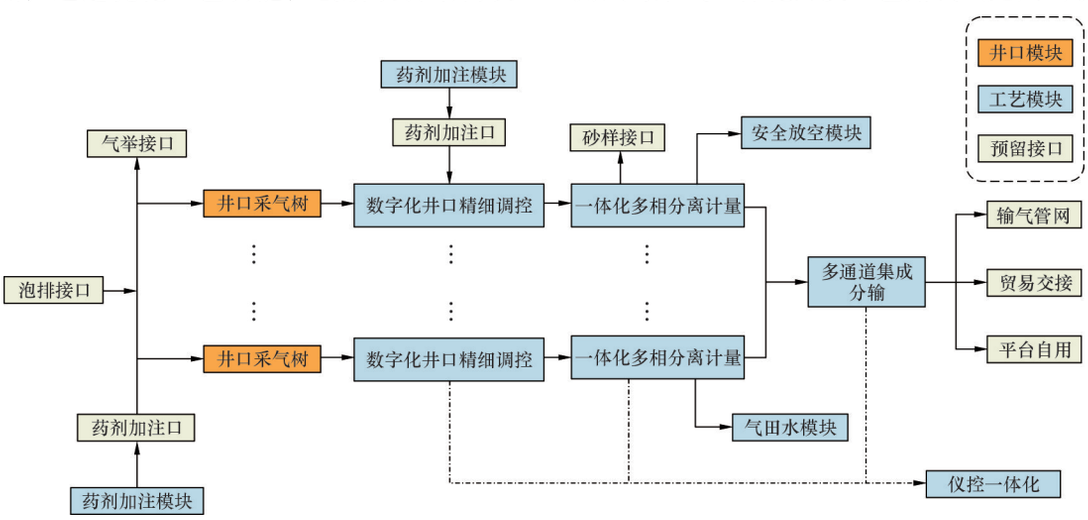


图 1　深层页岩气测试与采气一体化开发工艺流程

Fig. 1　Process of integrated deep shale gas testing and production

各功能模块均部署远程终端单元，构建基于工业以太网的全双工通信架构，实现井口压力、分离液位、流量等平台井关键参数的秒级采集与实时传输，支持远程指令下发与设备状态监控，形成“数据感知–智能决策–精准执行”闭环控制体系。同时，采用模块化预制装配技术，将高压工艺管道系统、智能仪表集成管路、控制通信线路进行工厂化预制。现场施工阶段，各模块通过标准化法兰接口快速对接，辅以预制电缆插头即插即用，大幅减少高空作业与交叉施工风险，同步提升装备安装精度与系统集成度。

2.2　数字化井口精细调控

2.2.1　系统架构与协同控制机制

针对深层页岩气开采面临的稳产时间短、生产不连续等问题，采用井口控压生产和双流程在线更换生产通路设计相结合的方式，集合井口安全截断、井口节流降压、在线更换生产通路功能和压差与温度、压力生产参数监测于一体，形成数字化井口精细调控技术。其装备构成如图 2 所示。

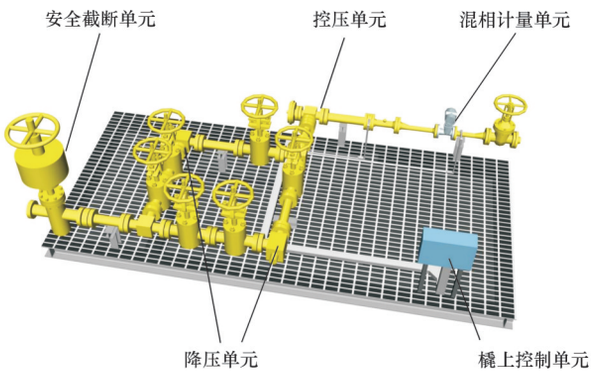


图 2　数字化井口调控装置

Fig. 2　Digital wellhead control device

该装置由安全截断单元、降压单元、控压单元、混相计量单元与橇上控制单元组成。其中：安全截断单元由井口安全截断阀及配套检测仪表组成，实现超压、泄漏等异常工况的秒级响应，保障平台生产安全；降压单元采用并联固定油嘴通路设计架构，实现双流程在线切换生产通路，有效规避单通路堵塞或磨损导致的生产中断；控压单元引入高精度电控装置，细化井口节流压力控制台阶，与降压单元协同构建“固定油嘴粗调+电控节流精调”的二级压力调控机制，实现±0. 5%的节流精度控制；橇上控制单元实时处理井口压力、温度及流量等 10 余项生产参数并下达相应控制指令，统筹协调各单元有序协作。

2. 2. 2　多物理场耦合模型

基于油嘴控压，构建多物理场耦合模型体系。综合分析井下裂缝状态及储层供气能力[20]，指导油嘴尺寸实时优化，动态调整控制气、液流速，保障裂缝导流能力，减轻储层伤害，降低井筒摩阻压力损耗，发挥单井产能。具体模型如下：

（1）临界出砂流量模型。已有研究通过建立基于流体力学和颗粒力学的模型，分析流体对支撑剂颗粒的曳力、浮力以及颗粒间的摩擦力等作用力[21]；通过试验测定松散支撑剂在不同流体流速下的启动条件，结合理论分析，建立临界出砂流量与流体性质（如黏度、密度）、支撑剂特性（如密度、粒径分布）以及地层孔隙度、渗透率等参数的关系模型[22]。

（2）气井油嘴流动模型。基于气液两相临界流动特征规律建立气井油嘴流动模型，具体如下：

$$Q_g=\frac{95.94x_gCd^2\sqrt{\dfrac{nx_gv_gp}{n-1}\left(1-r^{\frac{n-1}{n}}\right)+(1-x_g)pv_l(1-r)}}{\rho_g\left[x_gv_gr^{\frac{1}{n}}+(1-x_g)v_l\right]} \tag{1}$$

式中：Q_g为产量，m³/d；p为压力，Pa；x_g为气相的质量分数；v_g为气相比容，m³/kg；v_l为液相比容，m³/kg；n为多变指数；C为原料气流量系数，无量纲；d为井口节流油嘴直径，mm；ρ_g为气相密度，kg/m³；r为气液体积比。

将气、液量或气水比之一作为已知条件进行迭代计算，进行不同压力制度下的产量预测。

（3）气井产能分析模型。引入流动指数D表征单位气液体积下所呈现的生产压差量，综合考虑地层压力p_i、井底流压p_{wf}、产气量V_g及产液量V_l等参数，构建产能分析模型如下：

$$D=\frac{p_i-p_{wf}}{\left(V_l+\dfrac{V_g}{B_g}\right)/1\,000} \tag{2}$$

式中：p_i为地层压力，MPa；p_{wf}为井底流压，MPa；V_l为产液量，m³/d；V_g为产气量，m³/d；B_g为气体体积系数，无量纲；D为流动指数，（Pa·d）/m³。

通过多模型耦合计算，实时解析井下裂缝导流、井筒流动及地面节流状态。气井产量异常波动、压力梯度偏离设定范围时，井口双流程自适应调控技术迅速响应，井口自适应调控，结合模型预测控制分级调压，能有效平衡气井产能释放与储层保护需求。

2. 2. 3　数据驱动智能决策

针对深层页岩气开采过程中生产调控精度不足、智能化水平低等问题，气井生产全面融入数智化调控理念，如图 3 所示。由图 3 可知，在决策分析系统内嵌预测模块和自动调控模块，基于区域历史数据、地质参数与现场生产数据，预测气井产能并依据结果与预设目标动态比对，精准调整策略，优化生产状态，提升气井生产效率与采收率。

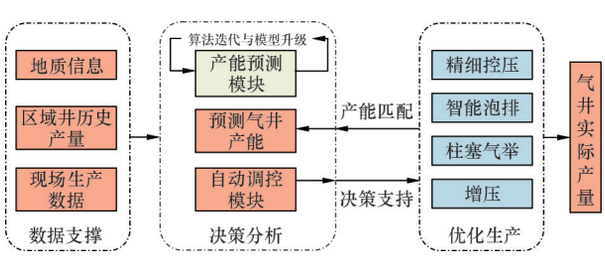


图 3　数智化调控技术

Fig. 3　Digital-intelligent control technology

2.3　一体化多相分离

为降低页岩气分离除砂设备建设成本，延长调节阀使用寿命，采用定油嘴控量连续排砂与定期排砂相结合的排液方式，集合除砂、分离、砂液分排功能与自动连续排砂技术于一体，形成一体化智能多相分离技术，其装备构成如图4所示。

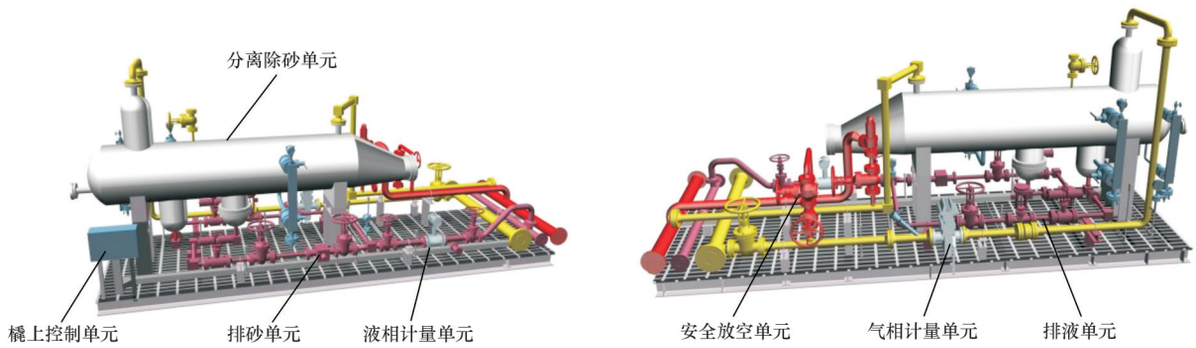


图4　一体化多相分离装置

Fig. 4　Integrated multi-phase separation device

2.3.1　集成架构与协同运行机制

该技术由分离除砂单元、排砂单元、排液单元、计量单元、安全放空单元、橇上控制单元组成。其中：分离除砂单元将常规除砂器、分离器集成为单一容器，在确保分离除砂功能[23-25]有效实现的基础上，简化工艺流程架构；排砂单元采用固定油嘴连续排液，减少因流量频繁变化造成的管线冲蚀；排液单元采用电动调节阀控制液位，避免因液位过低造成串气；计量单元采用气液分离计量模式保障气井计量精度；橇上控制单元嵌入自动连续排液技术模块，根据不同生产阶段的产砂量和排液量灵活调整运行模式。具体如下：

（1）生产前期。排液量大、产砂严重时，排液单元和排砂单元独立运行。其中，排砂单元通过在线连续排砂技术将大量砂粒排出；排液单元保证液体的正常输送与后续处理流程的衔接。

（2）生产后期。产砂量逐渐减小，此时排液单元连续排液，以维持整个生产系统的液体输送稳定性；排砂单元转为定期排砂模式，根据预设的时间间隔或基于对砂粒积累情况的监测结果进行排砂操作。

2.3.2　双维协同控制模型

区别于传统液位PID控制，采用液位–时间双维度协同控制模型。通过实时监测液位高度与排液时间参数，动态调整调节阀开关频次。连续排液模式下，排液单元中电动调节阀根据液位上下限调整开关状态，排砂单元为常开状态。根据伯努利方程推导排砂单元油嘴排出液量Q：

$$Q=86\,400C_{\mathrm{v}}A\sqrt{\frac{2\Delta p}{\rho_{\mathrm{e}}}} \tag{3}$$

式中：C_{v}为液相流量系数，无量纲；A为排砂单元油嘴截面积，m^2；Q为排出液量，m^3/s；ρ_{e}为液相密度，kg/m^3；Δp为前后压差，MPa。

该模式下，由于部分液体通过排砂单元排出，排液单元调节阀开关的可减少次数N如下：

$$N=\frac{Q}{q} \tag{4}$$

式中：q为分离除砂器单次排液体积，m^3/s。

3　现场应用

深层页岩气测试与采气一体化技术于2024年8月16日、2024年11月8日分别在四川盆地渝西地区5井式A平台、自贡地区深层页岩气田4井式B平台开展工业化应用。

3.1　平台建设效能

以A平台为例，深层页岩气测试与采气一体化技术建设工作量如表1所示。该技术通过模块化集成与流程优化，实现多维度效能提升。

表1　A平台建设工作量

Tab. 1　Operation workload of platform A

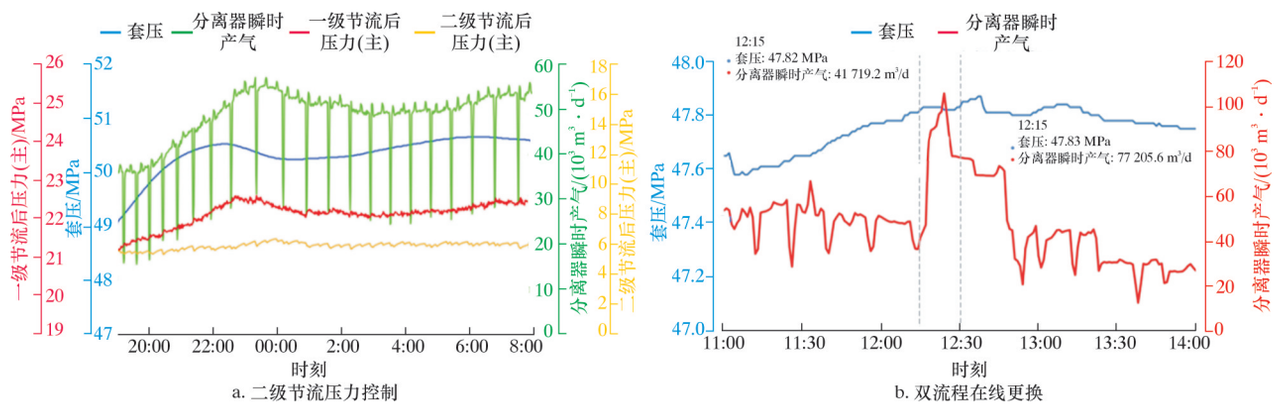
工作内容	标准化工作		一体化工作	优化比例/%
	测试阶段	采气阶段		
焊口/道		208	71	65.9
电缆安装/m		5 530	4 340	21.5
调节阀动作/(次·d^{-1})		约300	65~95	约74
现场施工周期/d	17	30	15	68.1
投入人员/名	8	15	16	30.4
压力容器/个	7	12	6	68.4
模块数量/个	15	18	13	60.6

由表1可知，深层测试与采气一体化开采技术从多维度为深层页岩气开发带来显著的效益提升。

3.2　数字化井口智能调控

3.2.1　井口双流程自适应调节

图5a为A-1井井口套压波动时，各级压力及产量变化情况。由图5a可知，随着井口压力的上升与波动，一级节流（降压单元）后压力由20.74 MPa上升至22.40 MPa，二级节流（控压单元）后压力在5.54~6.33 MPa内波动，单井产气情况与井口压力波动呈现出相同的变化趋势，反映了二级节流控制方式在复杂压力变化下的自适应调节能力。



a. 二级节流压力控制　　b. 双流程在线更换

图5　A-1井生产曲线

Fig. 5　Production curve of Well A-1

图5b为A-1井生产制度更换时，基于双流程在线更换技术的气井生产状态。由图5b可知：在12：15时，气井一级固定油嘴尺寸由4.5 mm更换至4.0 mm，更换过程15 min，更换期间套压波动0.01 MPa并呈现出缓慢且平稳的上升态势；在油嘴更换过程中产量出现一定范围波动，在过程结束后逐渐趋于稳定且较更换前有所降低，整体生产过程有序可控。

3.2.2　数字化井口精细化调控

为验证数字化井口调控技术的井口压力控制性能，在B平台开展井口控压生产技术对比验证。其中，B-4井先后采用“固定节流阀+手动可调式节流阀”控压生产工艺与“固定油嘴+高精度电动节流装置”数字化井口精细调控技术。B-4井生产动态如图6所示。

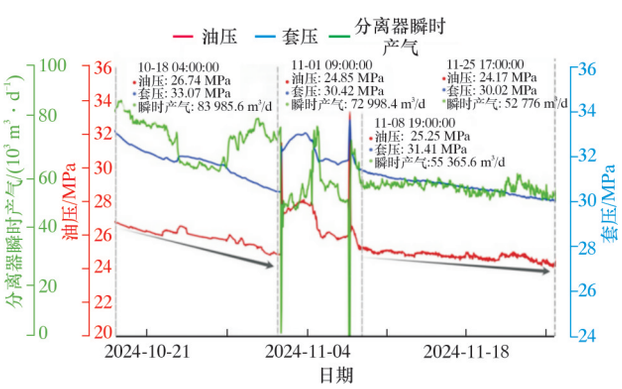


图6　B-4井生产曲线

Fig. 6　Production curve of Well B-4

由图6可知：气井生产初始阶段采用“固定节流阀+手动可调式节流阀”控压生产工艺时，其油压由26.74 MPa降至24.85 MPa，压降速率约为0.135 MPa/d，该种控压方式下手动可调式节流阀冲蚀现象频发；2024年11月8日起改为“固定油嘴+高精度电动节流装置”数字化井口精细调控技术进行生产，采用系统模型推荐的6 mm油嘴生产，配合高精度电控装置动态调控，B-4井井口油压由25.25 MPa降至24.17 MPa，压降速率约为0.064 MPa/d。综合对比各项参数，B-4井后期采用的数字化井口调控技术实现了井口压力的精细控制与产量调控。

3.3　多相分离自动连续排液

在A-1井开展自动连续排液技术现场试验。图7为A-1井自动连续排液曲线。

由图7a可知，生产前期气井返排液量大，一体化多相分离装置采用连续排液方案。在该方案下，排砂单元为固定油嘴连续排液模式；当容器液位上升到预设安全高液位时，排液单元调节阀开启，系统开始排液；当容器液位下降到预设安全低液位时，排液路调节阀关断，瞬时产液量恢复为排砂单元固定油嘴排液量。在该模式下，排液单元调节阀的启动频次约65次/d，由式（3）和式（4）得出，排液单元调节阀动作频次理论上减少16次/d，有效减少了因阀门频繁动作引起的机械磨损。

随着产液量降低，一体化多相分离装置调整为定期排砂模式，A-1井一体化多相分离装置运行情况如图7b所示。在该方案下，排砂单元定期开启排砂任务，容器液位呈现周期性变化，即在排砂时段内容器液位保持恒定状态；排液单元工作

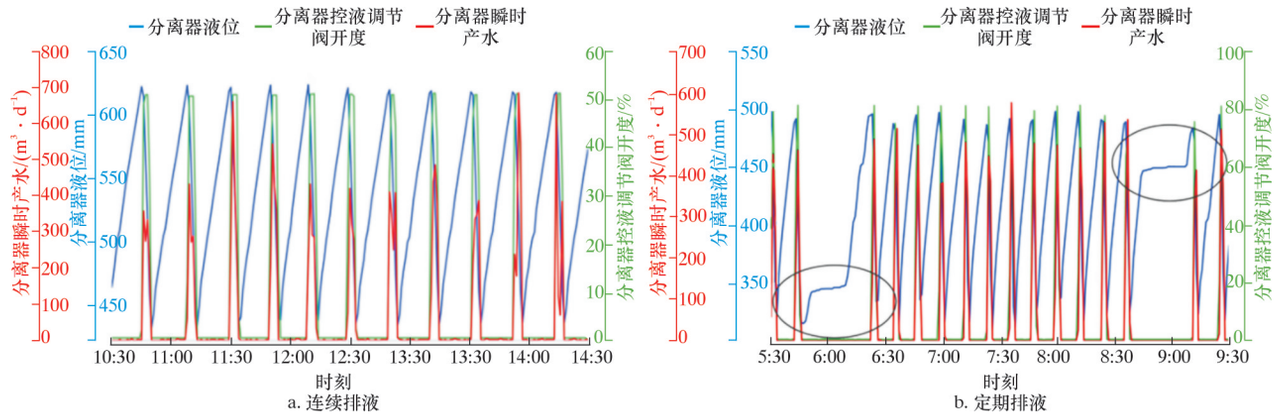


图 7　A-1 井排液曲线

Fig. 7　Drainage curve of Well A-1

原理不变。调节阀动作次数约 95 次/d，保障排液流程顺畅与高效。

4　结　论

（1）区别于传统分阶段开发模式，采用模块化装备集成设计，形成“数字化井口精细调控、一体化多相分离、多通道集成分输”工艺路线。实现工艺模块数量减少 60.6%、现场施工时间缩短 68.1%，显著降低成本、缩短建设周期。

（2）基于“固定油嘴粗调+电控节流精调”数字化井口精细调控，结合多物理场耦合模型，精准控制气井压力与产量，压降速率稳定控制在 0.1 MPa/d 以内，有效延缓地层能量衰减；双流程设计实现 15 min 在线油嘴更换，保障生产连续性。

（3）设计单容器集成分离除砂装置，结合固定油嘴连续排液工艺形成一体化智能多相分离技术；采用液位-时间双维控制策略，调节阀开关频次减少约 74%，大幅降低运维成本，同时提升多相流分离效率与计量精度。

参　考　文　献

[1] 汪周华，钟世超，汪轰静. 页岩气新型“井工厂”开发技术研究现状及发展趋势［J］. 科学技术与工程，2015，15（20）：163-172.
WANG Z H，ZHONG S C，WANG H J. Research status and trend of new “well factory” development technology for shale gas reservoir［J］. Science Technology and Engineering，2015，15（20）：163-172.

[2] 昝林峰，李刚，邬姝琰，等. CN 页岩气田地面建设标准化体系的建立及应用［J］. 天然气与石油，2020，38（6）：1-7.
ZAN L F，LI G，WU S Y，et al. Establishment and application of standardization system for CN shale gas field surface facilities development［J］. Natural Gas and Oil，2020，38（6）：1-7.

[3] 胡文瑞，张书通，徐思源，等. 中国油气田开发实践、挑战与展望［J］. 中国石油勘探，2024，29（5）：1-11.
HU W R，ZHANG S T，XU S Y，et al. Practice，challenges and prospects of oil and gas field development in China［J］. China Petroleum Exploration，2024，29（5）：1-11.

[4] 潘继平. 中国国产气勘探开发现状与中长期前景研究［J］. 国际石油经济，2024，32（8）：1-14.
PAN J P. Status quo of exploration and development of domestic natural gas in China and its mid-long term outlook［J］. International Petroleum Economics，2024，32（8）：1-14.

[5] 毕开原. 我国页岩气钻完井关键技术现状及发展趋势［J］. 石油机械，2024，52（11）：12-20，28.
BI K Y. Current status and trend of key technologies for shale gas well drilling and completion in China［J］. China Petroleum Machinery，2024，52（11）：12-20，28.

[6] 易刚，张恒，代锋，等. 长宁页岩气小井眼钻井技术可行性研究［J］. 石油机械，2023，51（7）：1-9.
YI G，ZHANG H，DAI F，et al. Feasibility study on application of slim hole drilling technology in Changning shale gas field［J］. China Petroleum Machinery，2023，51（7）：1-9.

[7] 梁兴，张介辉，张涵冰，等. 浅层页岩气勘探重大发现与高效开发对策研究：以太阳浅层页岩气田为例［J］. 中国石油勘探，2021，26（6）：21-37.
LIANG X，ZHANG J H，ZHANG H B，et al. Major discovery and high-efficiency development strategy of shallow shale gas：a case study of Taiyang shale gas field［J］. China Petroleum Exploration，2021，26（6）：21-37.

[8] 龙胜祥，卢婷，李倩文，等. 论中国页岩气“十四五”发展思路与目标［J］. 天然气工业，2021，41（10）：

1-10.
LONG S X, LU T, LI Q W, et al. Discussion on China's shale gas development ideas and goals during the 14th five-year plan [J]. Natural Gas Industry, 2021, 41 (10): 1-10.

[9] 詹国卫，杨建，赵勇，等. 川南深层页岩气开发实践与面临的挑战 [J]. 石油实验地质，2023，45 (6)：1067-1077.
ZHAN G W, YANG J, ZHAO Y, et al. Development practice and challenges of deep shale gas in southern Sichuan basin [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2023, 45 (6): 1067-1077.

[10] 邓亨建，陈维铭，钟铮，等. 渝西深层页岩气井精细控压生产技术应用 [J]. 石油管材与仪器，2024，10 (3)：60-64.
DENG H J, CHEN W M, ZHONG Z, et al. Application of precision pressure control production technology for deep shale gas wells in western Chongqing [J]. Petroleum Tubular Goods & Instruments, 2024, 10 (3): 60-64.

[11] 梁光川，余雨航，彭星煜. 页岩气地面工程标准化设计 [J]. 天然气工业，2016，36 (1)：115-122.
LIANG G C, YU Y H, PENG X Y. Standardized surface engineering design of shale gas reservoirs [J]. Natural Gas Industry, 2016, 36 (1): 115-122.

[12] 张纯，李健，艾小丰. 页岩气田地面工程进展及工艺 [J]. 中国石油和化工标准与质量，2024，44 (13)：160-162.
ZHANG C, LI J, AI X F. Progress and technology of shale gas field surface engineering [J]. China Petroleum and Chemical Standard and Quality, 2024, 44 (13): 160-162.

[13] 谢欣奇. 页岩气平台地面工艺流程优化研究 [J]. 油气田地面工程，2024，43 (9)：30-35.
XIE X Q. Research on ground process flow optimization of shale gas platform [J]. Oil-Gas Field Surface Engineering, 2024, 43 (9): 30-35.

[14] 邱艳华，吴宇，温庆，等. 页岩气平台中压工艺流程的现场应用与评价 [J]. 天然气与石油，2023，41 (3)：27-35.
QIU Y H, WU Y, WEN Q, et al. Field application and evaluation of medium pressure process flow scheme of shale gas platform [J]. Natural Gas and Oil, 2023, 41 (3): 27-35.

[15] 涂敖，王圣，谢奎. 页岩气多井组平台地面测试工艺流程优化研究 [J]. 钻采工艺，2021，44 (4)：73-76.
TU A, WANG S, XIE K. Research on the optimization of surface well testing system for shale gas multi-well pad [J]. Drilling & Production Technology, 2021, 44 (4): 73-76.

[16] 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.
YU Y, YIN Q, YE C Q, et al. Application of precision pressure control production technology in Ning 209 H49 platform [J]. Natural Gas and Oil, 2022, 40 (2): 32-37.

[17] 刘恩斌，寇博，王明军，等. 页岩气井口除砂器的性能分析及结构优化 [J]. 制造业自动化，2023，45 (12)：144-149.
LIU E B, KOU B, WANG M J, et al. Performance analysis and structure optimization of shale gas wellhead desander [J]. Manufacturing Automation, 2023, 45 (12): 144-149.

[18] 王健刚，孙巧雷，严淳鍹，等. 测试地面流程弯管冲蚀磨损的影响研究 [J]. 石油机械，2021，49 (1)：88-94.
WANG J G, SUN Q L, YAN C C, et al. Study on the influences of the erosion wear of bend pipe in testing surface process [J]. China Petroleum Machinery, 2021, 49 (1): 88-94.

[19] 白莉，商鹏程，刘强，等. 天然气水合物试采多相输送的弯管段防护研究 [J]. 石油机械，2024，52 (1)：109-117.
BAI L, SHANG P C, LIU Q, et al. Protection of bend section in multiphase transportation at gas hydrate production test [J]. China Petroleum Machinery, 2024, 52 (1): 109-117.

[20] 欧阳勇，张更，黄洪林，等. 天然气水合物固态流化开采井筒多相流动模型 [J]. 石油机械，2024，52 (7)：1-9，63.
OUYANG Y, ZHANG G, HUANG H L, et al. A model for multiphase flow in wellbore during solid fluidization exploitation of natural gas hydrate [J]. China Petroleum Machinery, 2024, 52 (7): 1-9, 63.

[21] 陆国琛，秦丙林，田天，等. 气井井筒临界携垢流量计算与分析 [J]. 石油机械，2023，51 (10)：107-112.
LU G C, QIN B L, TIAN T, et al. Calculation and analysis of critical scale carrying flow rate in gas wells [J]. China Petroleum Machinery, 2023, 51 (10): 107-112.

[22] 殷洪川，胥良君，吕泽宇，等. 页岩气井临界出砂产量预测方法 [J]. 特种油气藏，2023，30 (6)：135-140.
YIN H C, XU L J, LÜ Z Y, et al. Prediction method of critical sand production rate from shale gas wells [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2023, 30 (6): 135-140.

（下转第 63 页）