

# 页岩气田稳产期混输工艺优化与工程实践

谢若霜<sup>1</sup>, 冉海波<sup>2</sup>, 颜文豪<sup>2</sup>, 彭有余<sup>2</sup>, 邓明锴<sup>3</sup>

<sup>1</sup>四川科宏石油天然气工程有限公司油气管道室, 四川 成都

<sup>2</sup>四川长宁天然气开发有限责任公司地面建设工程部, 四川 成都

<sup>3</sup>四川华成油气工程建设监理有限公司专业项目部, 四川 成都

收稿日期: 2025年12月2日; 录用日期: 2026年2月11日; 发布日期: 2026年3月2日

## 摘要

目的: 为解决长宁页岩气田稳产期新建平台与在役管网高效衔接的难题, 本研究旨在克服复杂地形制约并确保新老系统兼容, 以支撑气田的可持续开发。方法: 提出了以地形适应性与系统兼容性为核心的页岩气混输工艺优化方案, 并规划了“集中计量-集中处理”的近距离集约化混输技术路线。结果: 2024年7月建成的试验工程成功验证了该技术路线的可行性。实践表明, 该方案不仅能有效适应复杂地形, 更在降低投资、优化管理、提升效率方面展现出显著的经济与技术优势。结论: 本研究为长宁及同类页岩气田在稳产期的管网扩展提供了集地形适应性、运行经济性及工艺兼容性于一体的成功工程范式, 对推动页岩气田的高效开发具有重要的推广价值。

## 关键词

页岩气, 气液混输, 输送工艺, 稳产开发

# Optimization of Commingled Transportation Technology during the Stable Production Phase of Shale Gas Fields: A Case Study on Engineering Practice

Ruoshuang Xie<sup>1</sup>, Haibo Ran<sup>2</sup>, Wenhao Yan<sup>2</sup>, Youyu Peng<sup>2</sup>, Mingkai Deng<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Oil and Gas Pipeline Department, Sichuan Kehong Petroleum and Natural Gas Engineering Co., Ltd., Chengdu Sichuan

<sup>2</sup>Surface Construction Engineering Department, Sichuan Changning Natural Gas Development Co., Ltd., Chengdu Sichuan

<sup>3</sup>Specialized Project Department, Sichuan Huacheng Oil and Gas Engineering Construction Supervision Co., Ltd., Chengdu Sichuan

Received: December 2, 2025; accepted: February 11, 2026; published: March 2, 2026

文章引用: 谢若霜, 冉海波, 颜文豪, 彭有余, 邓明锴. 页岩气田稳产期混输工艺优化与工程实践[J]. 石油天然气学报, 2026, 48(1): 48-54. DOI: 10.12677/jogt.2026.481006

## Abstract

**Purpose:** This study aims to address the challenge of efficiently connecting new platforms to existing gathering and transmission pipeline networks during the stable production phase of the Changning Shale Gas Field. It focuses on overcoming terrain constraints and ensuring compatibility between new and existing systems to support sustainable gas field development. **Methods:** A shale gas mixing process optimization scheme was proposed, emphasizing terrain adaptability and system compatibility. The approach implemented a centralized measurement and processing technical route for short-distance mixed transportation. **Results:** A pilot project completed in July 2024 successfully validated the feasibility of this technical route. Practice demonstrated that the scheme not only effectively adapts to complex terrain but also exhibits significant advantages in reducing investment, optimizing management, and improving operational efficiency. **Conclusion:** This study provides an engineering paradigm integrating terrain adaptability, operational economy, and process compatibility for pipeline network expansion during the stable production phase of the Changning and similar shale gas fields. It offers valuable insights for promoting efficient development in such contexts.

## Keywords

Shale Gas, Gas-Liquid Co-Transmission, Transportation Process, Steady Production Development

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

当前中国页岩气混输技术主要集中在地面工艺与布局、橇装装备、生产运维管理等三方面的研究，由于页岩气气田多位于山区，管网建设、维护难度和成本高，且气井普遍具有产量与压力衰减快、波动剧烈，需要将动态集输工艺、高效分离、腐蚀防护等方面进行全生命周期成本优化。

长宁页岩气田位于四川宜宾市境内，地表以山地丘陵为主。至 2024 年已实现稳产开发。针对新建采气平台邻近在役管网的特点，基于集输管网运行问题及工况条件，从混输系统构建、实施效果和经济效益三方面论证混输工艺可行性。通过将分析成果与工艺优化建议应用于实际生产，有效提升了管网运行适应性和输送效率，为页岩气田效益稳产提供了技术支撑。该实践验证了混输工艺在复杂地形气田开发中的技术经济价值，为同类页岩气田开发积累了可借鉴经验。

## 2. 混输系统构建

### 2.1. 输送工艺介绍

#### 2.1.1. 气液分输

丛式井场 - 集气站 - 脱水站的集气管道采用气液分输方式，即丛式井场设置气液分离器分离为气相和液相，气相经孔板计量后通过集气管道输往下游场站，液相经电磁流量计计量后通过排污管道排放至钻前污水池。

#### 2.1.2. 气液混输

丛式井场不设置气液分离设备，将页岩气中气田水通过气液混输集气管道一起输往下游场站，在下

游场站设置集中气液分离设备，分离后的气相通过集气管道输往下游场站(集气站/脱水站)、液相通过排污管道集中排放到集中污水池中[1]。

### 2.1.3. 输送工艺比选

输送工艺比选见表 1。

Table 1. Conveying process comparison table

表 1. 输送工艺比选表

名称	气液分输	气液混输
优点	1、运用成熟，清管作业频率较低。 2、计量精度较高。	1、不设置气田水转输管网系统等设施，节约投资，可有效降低环境影响风险。 2、井场设备数量较少，征地面积较少，运维工作量较小。
缺点	1、井场设备多、征地面积大、投资高、运维工作量大。 2、需设置污水池、气田水转输管网等设施，投资较高，环境影响风险较高。	1、井场气量计量精度较低。 2、气体携液及携砂较多，对管道冲蚀较大，管输效率较低，清管频率较高。

## 2.2. 流体模型

基于动态模拟平台构建页岩气混输多相流计算流体力学模型[2][3](见图 1)，采用长宁区块典型井组稳产阶段气藏数据，重点模拟气田稳产阶段排液采气后相对稳定期工艺特征。根据页岩气产液规律[4][5](见表 2)，系统解析混输管道流速分布与压降的动态关系(见表 3)。该模拟结果验证了混输系统的运行可靠性。

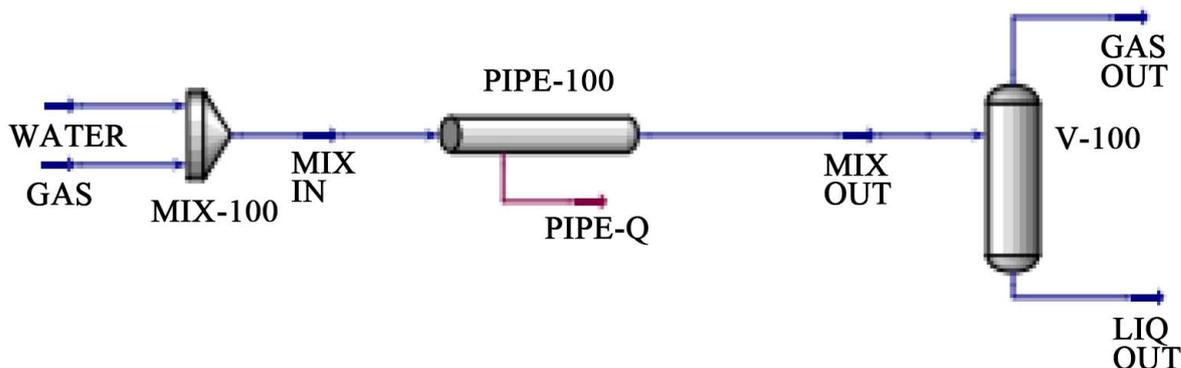


Figure 1. Dynamic simulation calculation

图 1. 动态模拟计算

Table 2. Dynamic simulation calculation

表 2. 动态模拟计算

产气量 m <sup>3</sup>	产液量 m <sup>3</sup>	起点压力 Mpa	终点压力 Mpa	流速 m/s
200,000	40	2.0	1.987	5.3
200,000	200	2.0	1.987	5.3
200,000	40	4.0	3.996	3.7
200,000	200	4.0	3.996	3.7

**Table 3.** Production of typical well groups in the Changning Block**表 3.** 长宁区块典型井组的产量

平台 井站	气井 井号	产气量/m <sup>3</sup>	工况一 产液量/m <sup>3</sup>	工况二 产液量/m <sup>3</sup>
长宁 气田	1号	60000	11~30	2~6
	2号	66000	11~30	2~6
	3号	69000	11~30	2~6

注：工况一：相对稳定期前期产液量高；工况二：相对稳定期后期产液量低。

## 2.3. 工艺系统设计

### 2.3.1. 平台选择原则

- (1) 地形适应优先，地势起伏小，高程差小，空间距离最短[6]。
- (2) 邻近在役集输管网，下游平台可扩建。
- (3) 平台总井数少，产液量少。

### 2.3.2. 混输工艺系统

结合流体模型的模拟运行建立混输工艺系统[7]，在上游平台设置两相流量计橇，采用两相流量计对气液混合物进行气液计量，计量后的天然气汇合进入混输管线输至下游平台除砂器、分离器进行除砂、分离、计量后接入下游平台已建工艺系统。

## 3. 实际工程建设情况

基于“地形适应优先、管网兼容拓展”的混输系统构建原则，选取长宁页岩气田稳产阶段具有典型地形特征的 A 平台作为试验对象。该平台地理空间参数显示：与邻近在役 B 平台直线间距 192 m，最大高程差 34 m，处于丘陵地貌过渡带。在役平台工艺区预留 15 m × 15 m 扩建空间，满足除砂分离模块设备布置需求。

### 3.1. 优选平台

#### 3.1.1. 管道设计

针对两相流输送特性，采用管径 DN150 气液混输管道系统，设计参数如下：

设计输气规模：10 × 10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d。

气田水输送量：200 m<sup>3</sup>/d。

设计压力：8.5 MPa。

设计长度：0.2 km。

#### 3.1.2. 站场设计

##### (1) 上网站场

上网站场工艺区仅设置两相流量计橇装置，公用工程系统(供电系统、仪表风系统、控制系统等)通过混输管线同沟敷设与下游站场实现互联共享。

用地规划采用紧凑型布局策略，站场总征地面积优化至 15 m × 50 m (750 m<sup>2</sup>)，较常规站场标准占地 (35 m × 50 m = 1750 m<sup>2</sup>) 缩减 57%。

较常规站场取消气液分输工艺所需气田水转输管网、转输泵站等设施及征地。

##### (2) 下游站场

针对混输系统气液处理需求,通过“空间集约化+功能模块化”设计理念对下游场站实施工艺装置扩建。基于既有工艺区 15 m×15 m 的扩建空间,布置除砂分离模块。实现了新建混输系统与在役设施的集成。

### 3.2. 实际运行情况

混输试验平台自 2024 年 7 月投运以来,通过为期 15 个月的连续生产监测,验证了系统设计的可靠性(见图 2)。

初期运行阶段:单井日产气量峰值达  $7.4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,产水量峰值  $26 \text{ m}^3/\text{d}$ ;

稳定生产阶段:气量峰值稳定于  $6.7 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,产水量峰值降至  $6 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

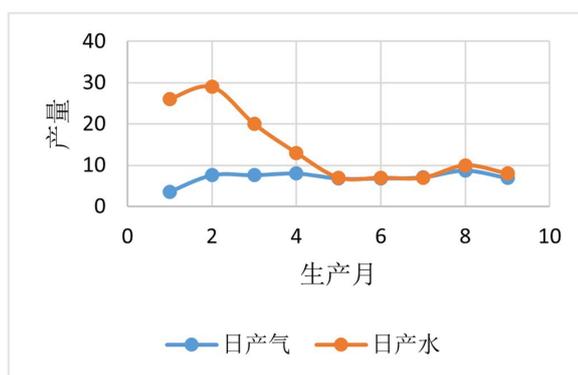


Figure 2. Field Data from the test platform  
图 2. 试验平台实际生产数据

## 4. 技术经济效益及环境影响

### 4.1. 经济效益分析

通过与传统单相计量工艺的全生命周期成本对比,混输方案展现出显著的经济优势。以长宁区块试验平台为例,混输系统单位产能投资成本为 1.2 万元/( $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ),较常规计量工艺 1.8 万元/( $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ )下降 33.3%,核心节资因素体现在:

场站工程:取消放空立管,取消气田水转输泵站建设,公用工程依托已建站场,节约投资 29%;

管道工程:水气同管输送,取消气田水转输管道建设,节约投资 30%;

土建施工:集约化站场布局减少征地与地基处理,土建成本下降 57%;

运维成本:气液混输管道在巡检频次上人工投入有所降低,清管频率、化学防护成本较为提升,但就全生命周期而言,随着缓蚀剂效率提升、清管周期优化等,混输管道的运维成本有下降空间(见表 4)。

Table 4. Lifecycle O&M cost comparison  
表 4. 全生命周期运维成本对比

项目	气液分输	气液混输	区别
巡检频次	场站两周一次,管线一天一次	场站三周一,管线一天一次	减少巡检频次,每年减少人工时投入 8 人次
清管作业	常规清管作业一季度一次,使用清管球、智能清管器等进行清管,清管时需停气碰口	气液混输清管作业一季度 2 次,清管球、智能清管器等可重复使用,清管时需停气碰口	清管作业综合单价 0.5 万元/次,每年增加 2 万元

续表

腐蚀监测	采用测厚、探针等在线系统及 MFL/几何)智能内检测方式, 3 年一次	采用测厚、探针等在线系统及 MFL/几何)智能内检测方式, 5 年两次	在线检测系统初期投资相同, 智能内检测综合单价 10 万元/次, 每 5 年增加一次, 增加 10 万元
维护成本	管段维修、更换	管段维修、更换	非计划性, 基于内检测结果。按年均准备金估算
化学防护成本	缓蚀剂、阻垢剂连续加注, 加注浓度为 20~100 ppm, 年均成本 5 万元	缓蚀剂、阻垢剂连续加注, 加注浓度为 40~120 ppm, 年均成本 7 万元	加注浓度提高, 年均成本提高 2 万元

## 4.2. 环境可持续性

### 4.2.1. 土地占用减少

集输站场: 单站场用地由常规方案的 1750 m<sup>2</sup> 降至 750 m<sup>2</sup>, 节约 57%, 其中工艺区占地从 250 m<sup>2</sup> 缩减 40 m<sup>2</sup>, 节约 84%。

气田水转输泵站: 混输方案取消气田水转输泵站建设, 按常规方案泵站征地面积计算减少征地面积 270 m<sup>2</sup>, 节约 100%。

### 4.2.2. 生态影响

地表扰动减少: 混输方案取消气田水转输管道建设, 降低管道作业宽度, 减少植被破坏面积, 可有效降低环境影响风险。

水环境风险防控: 混输方案取消气田水转输管道建设规避管道泄漏风险, 防止气田水污染地表水及地下水。

## 5. 结论

本研究基于长宁页岩气田稳产期新建平台与在役管网高效衔接的实际需求, 系统构建并实践了一套近距离集约化气液混输工艺方案。通过长宁区块 A 试验平台的建设与超过 15 个月的连续运行监测, 得出以下主要结论:

(1) 技术可行性得到成功验证: 工程实践表明, “上游两相流实时计量 - 中游梯度混输 - 终端集中除砂”的三级工艺架构是切实可行的。该方案成功解决了丘陵地貌下的高程差限制问题, 实现了新建混输系统与在役管网设施的集约化、模块化高效集成, 系统运行安全稳定。

(2) 综合经济效益显著: 混输工艺通过简化上游场站设施、取消独立的气田水转输管网与泵站、采用紧凑化布局等关键措施, 实现了全生命周期成本的显著优化。与常规气液分输工艺相比, 该方案使单位产能投资成本降低 33%, 其中场站工程、管道工程及土建成本分别节约 29%、30%和 57%, 展现出突出的经济优势。

(3) 环境与社会效益突出: 该方案通过工艺流程的集约化, 大幅减少了土地资源占用和地表生态扰动。单座集输站场用地面积减少 57%, 并完全取消了气田水转输泵站的建设, 同时有效规避了独立污水管道潜在的泄漏环境风险, 体现了绿色低碳的开发理念。

(4) 形成了可推广的工程范式: 研究表明, 针对长宁及地质地形条件类似的页岩气田, 在稳产期采用以地形适应性和系统兼容性为核心的近距离气液混输工艺, 是一条技术上可靠、经济上合理、环境上友好的有效技术路径。该实践为页岩气田的效益稳产与区域管网优化提供了可量化、可复制的工程范例。

## 参考文献

- [1] 何国玺, 等. 页岩气集输管网适应性评价分析[J]. 科学技术与工程, 2022, 22(24): 550-556.
- [2] 陈登攀. 气液两相流流型特性分析及其软件系统实现[D]: [硕士学位论文]. 青岛: 青岛科技大学, 2017.
- [3] 姜俊泽, 张伟明, 王志明. 气液两相管流流型识别理论研究进展[J]. 后勤工程学院学报, 2010, 26(4): 40-47.
- [4] 劳力云, 等. 关于气液两相流流型及其判别的若干问题[J]. 力学进展, 2002(2): 235-249.
- [5] 谢崇文, 刘昱, 罗欢. 油气田集输管路流动特性技术研究[J]. 管道技术与设备, 2020(5): 18-22.
- [6] 周永淳. 川西气田地面工程集气工艺改造方案研究[D]: [硕士学位论文]. 成都: 西南石油大学, 2017.
- [7] 梁平等. 页岩气管道两相流型判断研究[J]. 石油化工, 2021(7): 680-685.