

丘陵起伏集输管道临界携液流速数值模拟与模型研究

徐艳丽¹, 沈群¹, 谭凯焯¹, 王槐¹, 沈喆², 吕丰¹, 何钜瑜¹, 许七林¹

¹中国石油西南油气田公司重庆气矿, 重庆

²重庆科技大学石油与天然气工程学院, 重庆

收稿日期: 2026年6月30日; 录用日期: 2026年8月3日; 发布日期: 2026年9月10日

摘要

针对重庆气矿丘陵地形起伏湿气集输管道倾角复杂、积液频发、运行稳定性差的工程难题, 本文以天高线B段复线为例, 依托Hysys、OLGA多相流仿真软件建立精细化集输管道气液两相流动模型, 经现场实测数据校核, 模型整体误差仅1.28%, 精度满足工程研究要求。采用单因素变量法系统探究出口压力、入口温度、环境温度等关键参数对管道临界携液流速的影响规律, 明确了丘陵起伏管线的携液响应机制。同时, 对比肖高棉液膜反转模型与Belfroid液滴模型对多类型起伏管线的适配能力, 通过重庆气矿6条集输管线的误差量化分析完成模型优选。结果表明: 管道出口压力升高可显著降低临界携液流速, 入口、环境温度升高会小幅提升临界携液流速; 相较于肖高棉模型, Belfroid模型平均绝对误差仅3.86%, 标准偏差5.68%, 预测精度与工况普适性远优于肖高棉模型, 可精准适配重庆气矿多倾角复合起伏集输集输管道。研究成果可为气矿起伏管线积液预判、运行参数优化及积液防控提供理论依据与技术支持。

关键词

丘陵起伏集输管道, OLGA数值模拟, 临界携液流速

Numerical Simulation and Model Study on Critical Liquid-Carrying Velocity of Gathering and Transportation Pipelines in Hilly and Uneven Terrain

Yanli Xu¹, Qun Shen¹, Kaiyang Tan¹, Huai Wang¹, Zhe Shen², Feng Lyu¹, Juyu He¹, Qilin Xu¹

¹Chongqing Gas Field, Southwest Oil & Gas Field Company, PetroChina, Chongqing

²School of Petroleum Engineering, Chongqing University of Science and Technology, Chongqing

Received: June 30, 2026; accepted: August 3, 2026; published: September 10, 2026

文章引用: 徐艳丽, 沈群, 谭凯焯, 王槐, 沈喆, 吕丰, 何钜瑜, 许七林. 丘陵起伏集输管道临界携液流速数值模拟与模型研究[J]. 矿山工程, 2026, 14(5): 1293-1304. DOI: 10.12677/me.2026.145128

Abstract

Addressing the engineering challenges of complex inclination angles, frequent liquid accumulation, and poor operational stability in the hilly and uneven terrain of the Chongqing Gas Field's wet gas gathering and transportation pipelines, this paper takes the B section of the Tiangao Line as an example. A refined gas-liquid two-phase flow model of the gathering and transportation pipeline is established using Hysys and OLGA multiphase flow simulation software. Verified with field measurement data, the overall error of the model is only 1.28%, meeting the accuracy requirements for engineering research. The single-factor variable method is used to systematically explore the influence of key parameters, such as outlet pressure, inlet temperature, and ambient temperature on the critical liquid-carrying velocity of the pipeline, clarifying the liquid-carrying response mechanism of the pipelines in hilly and uneven terrain. Meanwhile, the adaptability of the Shokawyn liquid film inversion model and the Belfroid droplet model to various types of pipelines in hilly and uneven terrain was compared, and model optimization was completed through error quantification analysis of six gathering and transportation pipelines in the Chongqing gas field. The results show that increasing the pipeline outlet pressure significantly reduces the critical liquid-carrying velocity, while increasing the inlet and ambient temperatures slightly increases the critical liquid-carrying velocity. Compared to the Shokawyn model, the Belfroid model has an average absolute error of only 3.86% and a standard deviation of 5.68%, demonstrating significantly better prediction accuracy and operational universality. It can accurately adapt to the multi-angle composite gathering and transportation pipelines in hilly and uneven terrain the Chongqing gas field. The research results can provide theoretical basis and technical support for predicting liquid accumulation, optimizing operating parameters, and controlling liquid accumulation in undulating pipelines in the gas field.

Keywords

Gathering and Transportation Pipelines in Hilly and Uneven Terrain, OLGA Numerical Simulation, Critical Liquid-Carrying Velocity

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

天然气集输管道积液是影响气田安全生产与输送效率的常见问题，积液易造成管路压降升高、输气能力下降，还会诱发管壁腐蚀、冰堵及段塞流冲击等隐患，严重威胁管网运行稳定性[1]-[3]。重庆气矿管线多依托丘陵地形敷设，以 $0^{\circ}\sim 30^{\circ}$ 平缓起伏管段为主，局部存在 $30^{\circ}\sim 90^{\circ}$ 大倾角陡坡管段，倾角工况复杂、积液频发。现阶段针对该类多倾角复合起伏管线的携液规律研究尚不充分，难以有效指导现场积液防控，成为制约气田高效生产的关键问题。

目前，国内外针对天然气气液两相携液特性的研究体系较为成熟，但现有研究与理论模型多聚焦于气井井筒工况，针对地面集输管道，尤其是复杂丘陵起伏管道的携液规律研究相对匮乏，难以精准指导复杂地形条件下集输管道的积液预判与防控优化。国外学者 Turner 等[4]基于液滴受力平衡提出了经典气井临界携液模型，Wallis 等[5]通过多组实验建立了气液两相流液泛经验公式，为气井携液特性研究奠定了核心理论基础。国内学者在此基础上开展了大量延伸研究：沈伟伟等[6]系统梳理了天然气管道积液临界气速预测模型的研究进展，指出传统井筒模型在倾斜起伏管道中存在适配性差异；李国豪等[7]针对低

倾角湿气管道开展模型优化研究，有效提升了管道临界携液参数的预测精度；陈建磊等[8]依托起伏管道压降特征，验证了气井经典携液模型在地面管线应用的可行性与局限性；刘昕宇[9]、郭永杰[10]等通过数值模拟与正交试验，明确了倾角、含液率、管径等参数对管道积液的影响规律，为起伏管线携液特性研究提供了重要参考；诸多学者[11]-[13]也通过数值模拟、室内实验等方式，系统探究了起伏、倾斜湿气管道的积液机理与携液特性，为复杂管线积液研究提供了充足理论支撑。

现有临界携液理论模型多基于气井井筒工况建立，鲜有适配丘陵多倾角集输管线的专项研究，传统模型直接套用存在较大计算误差。基于此，本文以重庆气矿多条起伏集输管线为研究对象，借助 OLGA 软件开展数值模拟，分析倾角、含水率、管径对管道临界携液流速的影响规律，引入经典气井携液模型开展工况适配与精度验证，筛选适配性最优的计算模型，为气矿管线积液防控与运行优化提供技术支撑。

2. 集输管道临界携液流速变化规律

2.1. 管道基础参数

本文选取重庆气矿典型丘陵起伏集输管线——天高线 B 段复线为例，管线整体敷设于川东丘陵区域，管线起伏交替、倾角复杂，兼具 0°~30°平缓管段与局部 30°~90°陡坡管段，具备良好的工程代表性。该管线起点为云安 012-1 井，终点为万州末站，管道外径 273 mm，管壁厚度 9 mm，管线总长度约 29.1 km；工程设计运行压力 7.85 MPa，设计单日最大输气量 200 万 m³。

管线实际运行参数如下：管道进口瞬时输气量稳定在 140.07 万 m³/h，进口运行压力 6.19 MPa、环境温度 21.6℃；管道出口运行压力 5.25 MPa、介质温度 11.9℃。现场工艺条件显示，气源经分离器处理后仍为饱和含水湿气，为抑制管线低温凝液与冰堵风险，现场持续注入乙二醇防冻剂，日注入量 200 L/d，管道介质组分复杂、气液两相流动特征显著，积液隐患突出，具体天然气组分参数如表 1 所示。

Table 1. Composition of natural gas in section B of the Tiangao Line
表 1. 天高线 B 段天然气组成

组分	摩尔分数，%	组分	摩尔分数，%
甲烷	83.176	硫化氢	7.04
乙烷	0.067	二氧化碳	9.24
丙烷	0.000	氮	0.460
异丁烷	0.000	氦	0.009
正丁烷	0.000	氢	0.008
异戊烷	0.000	氧	0.000
正戊烷	0.000	己烷和更重组分	0.000

2.2. 集输管道积液分析模型

(1) 模型建立

根据现场给出的气体组分数据，建立经过拟合验证的组分模型和相态包，以支持后续积液分析模型的正确运行。气井产出的气体中带有液体，分离器分离后的气体为饱和含水气体，运用 Hysys 建立饱和含水计算模型如图 1 所示，从而获得进入管道后的介质组成。

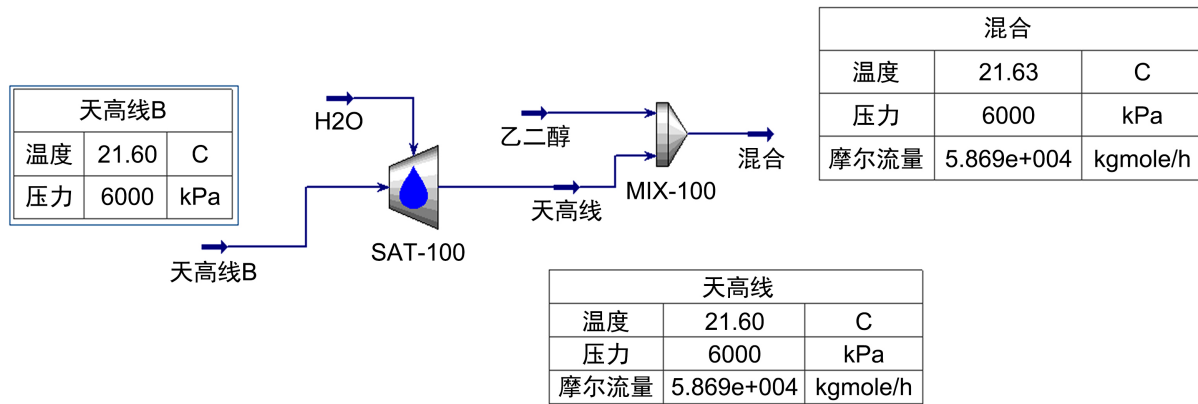


Figure 1. Calculation model of mixed media in section B of Tiangao Line
图 1. 天高线 B 段复线介质混合计算模型

依托 Hysys 运用状态方程建立气液平衡模型，计算获得流体在不同温压节点下的相态包络线，将介质组成参数(如表 2)带入 PVTsim 软件中，生成严格匹配现场组分的 PVT 物性文件(如图 2)。随后将该文件导入 OLGA 软件中，以确保流体密度、黏度及表面张力等物性随温压变化的动态响应精度。在环境及边界条件设定上，结合川东地区浅层地温分布特征，模型中设定管道埋深为 1.2 m，土壤类型假定为典型黏土(设定相应的土壤导热系数)，并将环境温度分布设置为与实测地表/地温梯度一致的剖面。

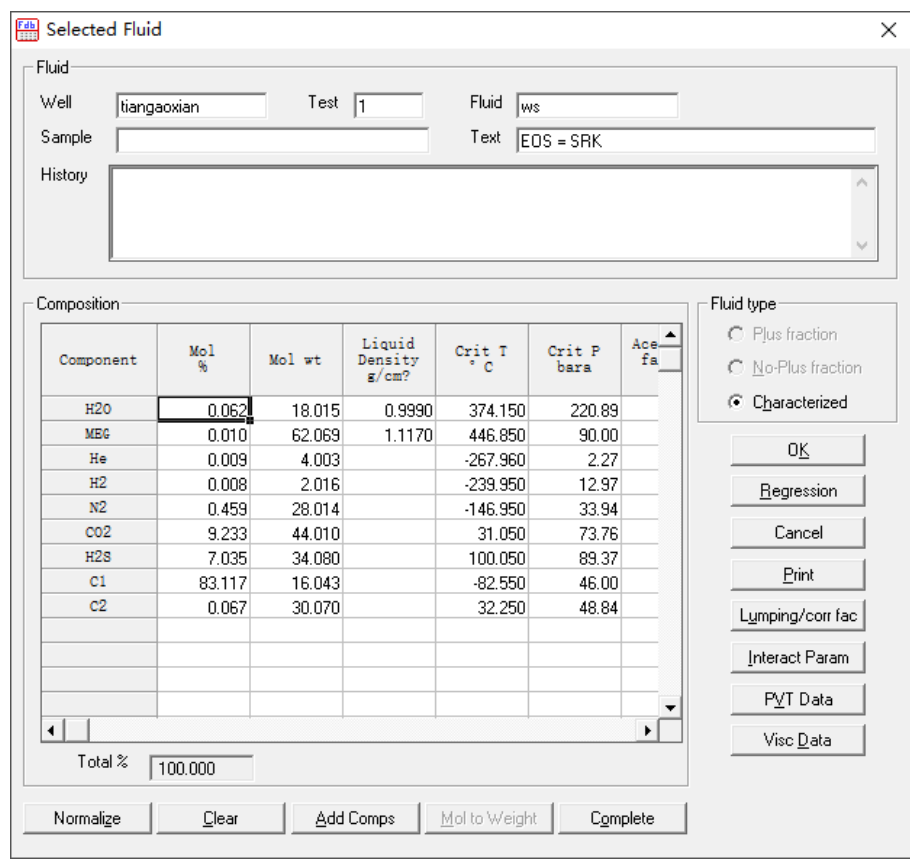


Figure 2. Mixed components of the medium in section B of the Tiangao Line
图 2. 天高线 B 段复线介质混合组分

Table 2. Calculation results of medium mixing for the B section of the Tiangao Line double track
表 2. 天高线 B 段复线介质混合计算结果

组分	摩尔分数，%	汽相	摩尔分数，%
甲烷	0.83116	0.83142	0
乙烷	0.00067	0.00067	0
硫化氢	0.07035	0.07036	0.04193
二氧化碳	0.09233	0.09236	0.01575
氮气	0.00459	0.0046	0
氦气	0.00009	0.00009	0
水	0.00062	0.00042	0.61658
乙二醇	0.0001	0	0.32574
氢	0.00008	0.00008	0

多相流模拟技术是探究管道积液现象的主要工具，OLGA 软件凭借双流体模型原理，能够准确描述瞬态流动特性，被普遍应用在积液分析领域[14]-[16]。因此，本文建立了一套高保真的气液两相流动仿真模型。在介质组分与含水特性精准核算的基础上，结合天高线 B 段复线丘陵起伏地形特征、管道结构参数及现场实际运行边界条件，依托 OLGA 软件的双流体求解器，将现场实地观测的起伏地形数据、流体相态特征及运行边界条件深度耦合，实现了对管线沿线水力学动态特性的精确捕捉。

(2) 模型校核

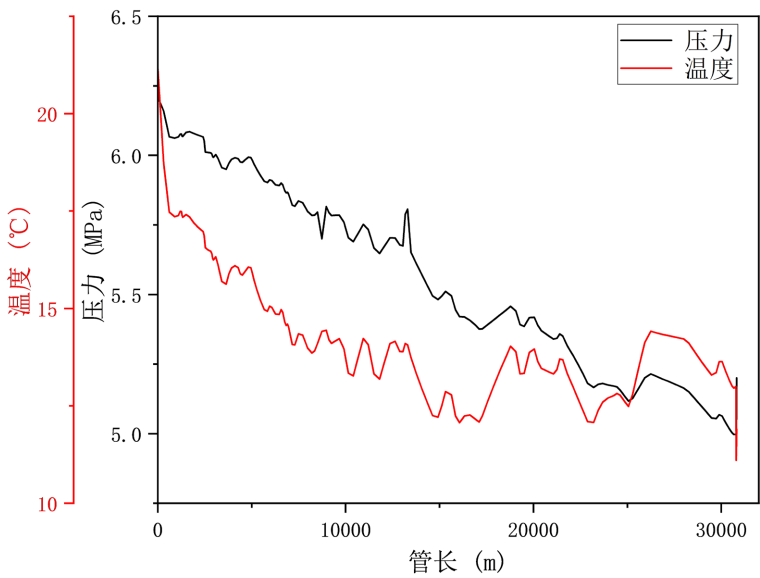


Figure 3. Temperature and pressure curves along the B section of the Tiangao Line double-track
图 3. 天高线 B 段复线的沿程温度、压力曲线

为确保本次搭建的天高线 B 段复线多相流仿真模型贴合现场实际工况、满足工程研究精度要求，依托现场实测运行数据开展模型校核与精度验证。模型校核边界条件严格匹配现场工况：以管线首站入口

瞬时流量、初始温度为入口边界条件，以万州末站进站压力为出口约束条件，导入已拟合校正的介质组分与相态参数，开展稳态模拟运算。

为使仿真模型更真实地反映管道的沿程水力与热力学状态，在校核过程中，以现场起终点的压降和温降实测数据为目标函数，重点对管道内壁绝对粗糙度及综合传热系数进行了迭代微调。通过校验比对，最终将管道内壁绝对粗糙度标定为 0.045 mm，并对管道防腐保温层与周围土壤的传热参数进行了适配性修正。

Table 3. Comparison of simulated and actual values of the Tiangao Line B section double-track
表 3. 天高线 B 段复线模拟值与实际值的对比

参数	起点压力(MPa)	末站压力(MPa)	起点温度(℃)	末站温度(℃)
实际值	6.19	5.25	21.60	11.9
模拟值	6.21	5.10	21.20	11.89
偏差(%)	0.32	2.86	1.85	0.08

提取模拟运算的天高线 B 段复线全线沿程压力分布与温度变化规律，管线整体温压沿程衰减特征与现场运行规律一致，模拟结果曲线如图 3 所示。通过提取管线关键节点的模拟计算数值，与现场实际监测数据进行逐项比对，统计节点相对误差，全面评价模型模拟精度。由表 3 可得，天高线 B 段复线起终点的压力与温度模拟值与实际值的平均计算偏差为 1.28%，在误差允许范围内。

结果表明：本文所建立的 OLGA 多相流模型计算误差小、拟合度高，能够精准还原天高线 B 段复线丘陵起伏工况下的气液两相流动与积液特征，模型可靠有效，可用于后续起伏管道临界携液流速影响规律分析与理论模型适配性验证。

3. 临界携液流速分析

3.1. 临界携液流速求取方法

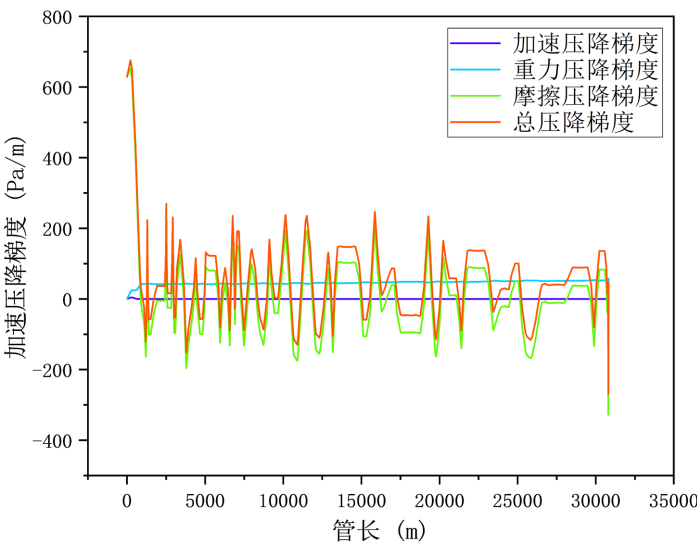


Figure 4. Pressure gradient variation along the line
图 4. 沿线压力梯度变化

以天高线 B 段复线为研究对象,以双流体两相流理论为基础,建立稳态工况下水力、热力学性能分析模型。该模型主要求解质量守恒、动量平衡和能量守恒的偏微分方程组,进而得到瞬态流动参数[17]-[19](压力、温度、速度等),并进一步揭示沿线压降分布规律(见图 4)。总压降中加速压降可以忽略不计,主要由重力作用产生的静压差和摩擦阻力构成。

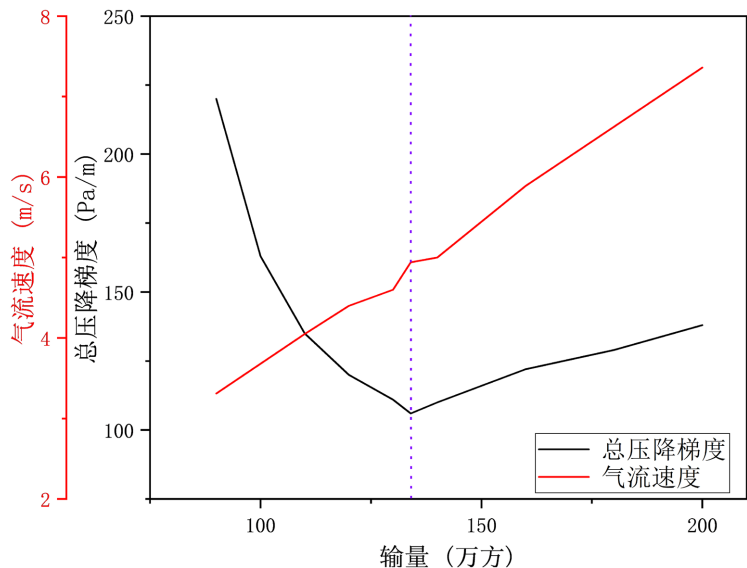


Figure 5. Determination of critical liquid-carrying velocity

图 5. 临界携液流速的确定

当系统运行流量达到 140.07 万方时,平均最小总压降梯度约为 89.6 Pa/m。由图 5 可知,不同气体流量下的总压降,最小压降梯度对应的气体流量为 134 万方,临界携液流速为 4.94 m/s。

3.2. 不同因素对临界携液速度的影响

采用 OLGA 软件对不同压力、温度等对临界携液流速的影响进行了进行模拟。

(1) 出口压力的影响

根据理想气体状态方程,在介质组分、温度恒定的条件下,气相密度与系统压力呈正相关变化。随着管道出口压力逐步升高,管内天然气气相密度持续增大,气液两相界面的摩擦碰撞、剪切作用显著增强,气相对液相的拖拽携带能力大幅提升,管线可在更低的气流速度下实现完全携液、消除液相滞留,因此管道临界携液流速随出口压力升高呈递减趋势。模拟结果表明,临界携液流速与出口压力之间呈现典型的幂函数衰减变化规律,具体变化特征如图 6 所示。

(2) 入口温度的影响

模拟结果表明,临界携液流速随入口温度的升高呈微弱上升趋势(见图 7)。这一现象是多重物理因素耦合作用的结果:首先,根据气体状态方程,在运行压力恒定的条件下,入口温度升高会导致管内天然气密度下降。气相密度的降低直接削弱了气流对液滴的动能传递以及对管壁液膜的界面剪切力,气相拖拽能力因此下降,从而需要更高的气相流速来防止液相滞留。其次,从流体物性来看,温度升高虽然会使液相黏度和表面张力下降,有利于液膜表面的液滴被剪切剥离,但这部分正面增益被气相密度下降带来的负面影响所掩盖,气相密度的变化在两相曳力中占据了主导地位[17]。最后,从相态行为分析,较高的入口温度提升了气体的饱和持水量,延缓了重组分和水蒸气沿程凝析析出的过程,改变了管道不同区

段的实际液气比。综合来看，气相动能与剪切力的衰减主导了携液能力的下降，导致临界携液流速随入口温度的升高而小幅增大。

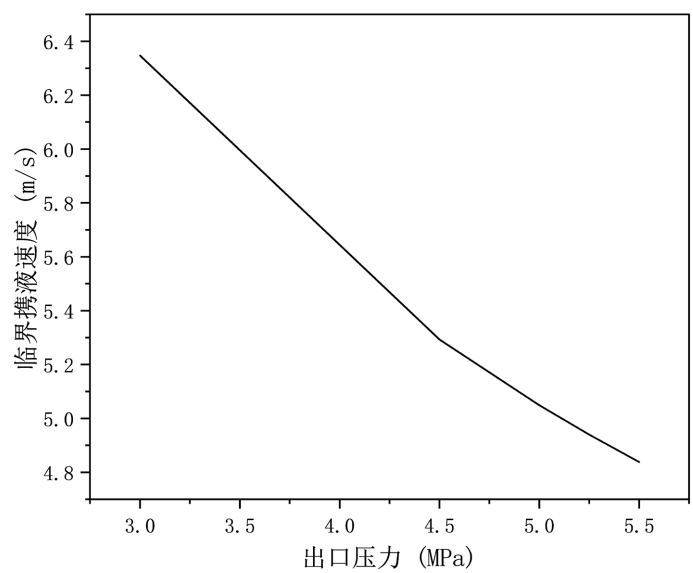


Figure 6. Impact of export pressure
图 6. 出口压力的影响

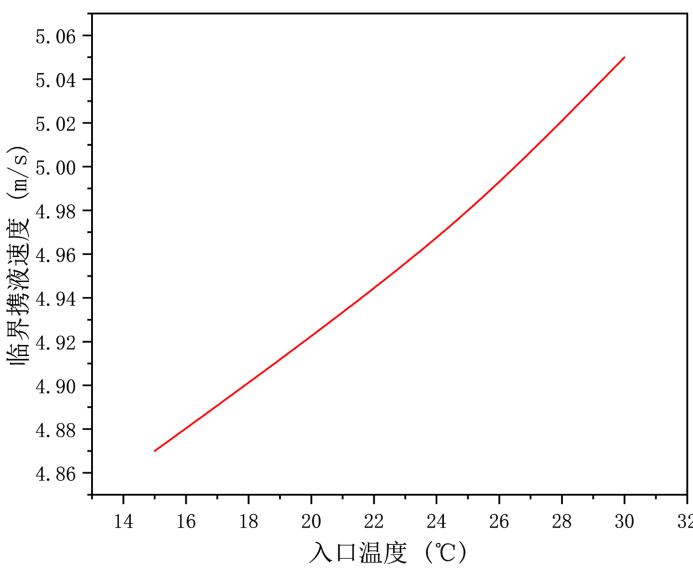


Figure 7. Effect of inlet temperature
图 7. 入口温度的影响

(3) 环境温度的影响

环境温度是影响管线整体传热与介质物性的重要外部参数。在管线运行工况恒定的前提下，环境温度升高会提升管道整体壁温与介质温度，促使管内天然气发生热膨胀，气相密度小幅下降。气相密度降低会弱化气液界面剪切携液能力，为保障管线无积液稳定运行，需要更高的气相流速完成液相携带，因此管道临界携液流速随环境温度升高呈微弱上升趋势，整体变化幅度平缓，具体变化规律如图 8 所示。

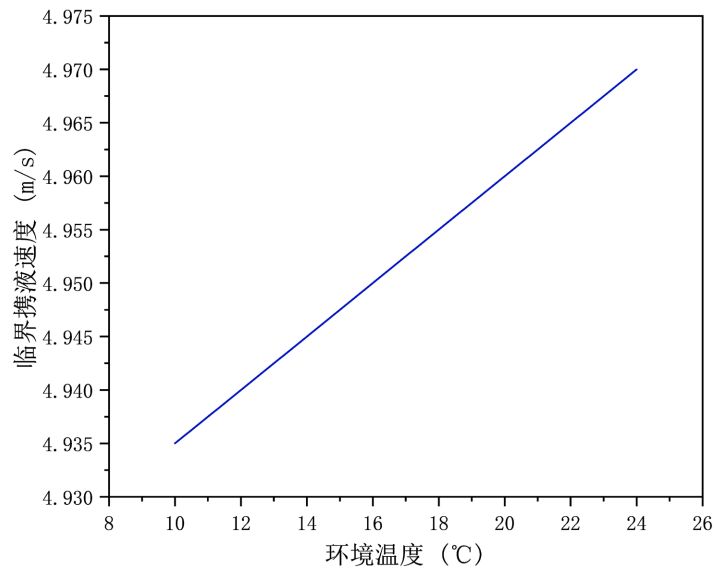


Figure 8. Effect of ambient temperature

图 8. 环境温度的影响

需要指出的是,上述关于出口压力、入口温度及环境温度对临界携液流速的影响规律,是基于天高线 B 段复线外径 273 mm 的特定管径特征、0°~90°丘陵交替起伏地形以及持续注入乙二醇防冻剂的湿气工况所得出的。对于管径更大或更小的集输管线,其内部流型边界(如分层流向段塞流转变的临界点)会发生平移;而对于存在剧烈高程突变或垂直爬坡段比例更高的山区管网,重力压降的占比将显著增加,各项环境与操作参数的敏感度排序及影响幅度可能存在差异。因此,本研究所揭示的响应机制在平直干线或地形极度恶劣的管网中应用时,仍需结合实际管网的拓扑结构与流体 PVT 特性进行针对性校核。

4. 临界携液模型优选与验证

4.1. 临界携液流速计算模型

现有天然气临界携液计算模型多基于垂直井筒或简单平直管道推导,以 Turner 液滴模型、传统液膜模型为代表,普遍未考虑丘陵起伏管道变倾角、沿程温压衰减、防冻助剂掺杂等复杂工况,直接应用于天高线 B 段复线大口径、长距离起伏管线时计算误差大、适配性差,难以满足现场积液精准预判需求。

针对传统模型的应用局限,本文选取两类适配起伏湿气管道的改进模型开展研究,分别为肖高棉模型与 Belfroid 模型。其中,肖高棉模型基于倾斜管道液膜失稳机理构建,重点考虑管道倾角、液膜重力与界面剪切耦合作用,适用于起伏管道液膜滞留型积液工况;Belfroid 模型在传统液滴受力平衡理论基础上,增设倾角修正与流型校正因子,有效克服了经典模型仅适配垂直井筒的缺陷,可精准适配变温压、变倾角复杂集输管线工况。结合研究管线丘陵敷设特征,本文将上述两类模型作为核心研究模型开展精度验证。

肖高棉模型:

$$v_{cr} = 4 \left(\frac{\rho_l^2 \sin^2 \theta Q_F \mu_l}{f_i^3 \rho_g^3} \right)^{1/6}$$

式中, v_{cr} ——临界携液气流速, m/s;

f_i ——气液界面处摩阻系数;

Q_F ——液膜厚度;
 μ_l ——液相粘度;
 ρ_l ——液相密度;
 ρ_g ——气相密度;
 θ ——管段与水平方向的夹角,适用角度范围 $5^\circ \leq \theta \leq 90^\circ$ 。
Belfroid 液滴模型:

$$v_{cr} = 6.6 \left[\frac{\sigma(\rho_l - \rho_g)}{\rho_g^2} \right]^{0.25} \frac{(\sin(1.7\theta))^{0.38}}{0.74}$$

式中, $\frac{\sin(1.7\theta)^{0.38}}{0.74}$ 为角度相关项,适用角度范围 $5^\circ \leq \theta \leq 90^\circ$ 。

4.2. 模型验证与误差分析

本文选取重庆气矿 6 条典型起伏集输管线为研究对象,以 OLGA 模拟的临界携液流速为基准值,分别采用两类模型对 6 条管线进行理论计算,结果如表 4 所示。

Table 4. Comparison of calculation results for each model
表 4. 各模型计算结果对比

	临界携液流速 m/s			临界携液流量 10 ⁴ m ³ /d			现场输 气量 10 ⁴ m ³ /d	积液情况			现场 实际
	Belfroid 模型	肖高棉 模型	OLGA 模拟	Belfroid 模型	肖高棉 模型	OLGA 模拟		模型判定			
								Belfroid 模型	肖高棉 模型	OLGA 模拟	
天高线 B 段复线	4.95	4.62	4.94	137.53	128.35	136.23	140.07	不积液	不积液	不积液	不积液
云内线	3.70	2.93	3.81	10.56	8.36	10.86	5.84	积液	积液	积液	积液
卧 66-卧 14 段	4.45	3.10	4.48	2.76	1.92	2.78	0.50	积液	积液	积液	积液
X1 井至 X10 井段	1.88	2.14	1.79	22.46	25.48	21.31	24.84	不积液	积液	不积液	不积液
X10-X9 井段	1.98	2.53	2.03	21.49	27.52	22.08	30.10	不积液	不积液	不积液	不积液
83-C1 井-X16 井	1.88	2.12	1.68	37.67	42.40	33.60	13.85	积液	积液	积液	积液

对比计算值与模拟值之间的误差,统计误差定义如下:

临界气流速误差: $e_{ri} = (\text{计算值} - \text{模拟值}) / \text{模拟值}$ 。

临界气流速平均百分误差: $E_1 = \frac{1}{n} \sum e_{ri}$ 。

临界气流速平均绝对百分误差: $E_2 = \frac{1}{n} \sum |e_{ri}|$ 。

临界气流速标准偏差: $E_3 = \sqrt{\frac{\sum (e_{ri} - E_1)^2}{n-1}}$ 。

模型的误差分析如表 5 所示。Belfroid 液滴模型依托倾角与流型修正优势,可较好地适应全部 6 条验证管线的复杂工况,计算结果与模拟值变化规律高度一致,相对误差更小、数据稳定性更强。多管线、

多工况误差分析表明，Belfroid 液滴模型对重庆气矿丘陵起伏湿气管道普适性与预测精度更优，可准确判定管线临界携液状态，更适用于现场积液预判与运行参数优化。

Table 5. Error analysis statistics
表 5. 误差分析统计

模型	E_1	E_2	E_3
Belfroid 模型	1.85%	3.86%	5.68%
肖高棉模型	1.67%	21.79%	25.23%

5. 结论

- (1) 基于 Hysys 相态拟合与 OLGA 双流体模型建立的多相流仿真模型，可精准还原丘陵起伏管道气液流动与液相滞留特征，天高线 B 段复线压力、温度模拟值与现场实测值平均偏差仅 1.28%，建模精度可靠，适用于重庆气矿同类管线的积液仿真分析。
- (2) 针对本文研究的丘陵起伏集输工况，参数变化对管道临界携液流速影响显著。出口压力升高可增强气相携液能力，使临界携液流速呈幂函数递减，入口温度与环境温度升高会降低气相携液性能，小幅提升临界携液流速，且入口温度影响敏感度更高。
- (3) Belfroid 液滴模型经倾角与流型校正优化，适配各类管径与起伏工况管线，整体平均绝对误差仅 3.86%，标准偏差 5.68%，计算精度高、稳定性好，能准确预判管道临界携液与积液情况，可作为重庆气矿丘陵起伏集输管道临界携液计算的优选模型，为现场积液防控与参数优化提供理论支撑。

参考文献

[1] 马晓玲, 韩杰林, 王伟, 等. 大牛地气田集输系统积液规律及质量控制标准研究[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2025, 45(10): 4-6.

[2] 胡占州. 地形起伏煤层气田集输管道积液分布及治理研究[D]: [硕士学位论文]. 北京: 中国石油大学(北京), 2024.

[3] 周亚云. 起伏地区天然气集输管线积液规律研究[D]: [硕士学位论文]. 北京: 中国石油大学(北京), 2017.

[4] 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>

[5] Wallis, G.B. (1969) One-Dimensional Two-Phase Flow. McGraw-Hill, 330-340.

[6] 沈伟伟, 邓道明, 刘乔平, 等. 天然气管道积液临界气速预测模型研究进展[J]. 油气储运, 2020, 39(10): 1109-1115.

[7] 李国豪, 邓道明, 宫敬. 湿气管道积液临界气速预测的新模型[J]. 化工学报, 2020, 71(11): 5107-5116.

[8] 陈建磊, 石家凯, 杨光, 等. 起伏湿气管道临界携液气速计算模型[J]. 油气储运, 2022, 41(1): 70-75.

[9] 刘昕宇, 郑江涛, 张玉强, 等. 某低压气田集输管道积液影响因素研究[J]. 安全、健康和环境, 2025, 25(12): 14-21.

[10] 郭永杰, 洪祥, 杨绍军. 基于改进型 SVM-RFE 算法的输气管道积液风险研究[J]. 西部特种设备, 2025, 8(4): 42-50.

[11] 蔡跃跃, 饶永超, 王树立, 等. 输气管道低洼处积液携带特性实验研究[J]. 油气田地面工程, 2018, 37(10): 10-15.

[12] 马鲁英. 倾斜管内湿天然气积液特性研究[D]: [硕士学位论文]. 西安: 西安石油大学, 2018.

[13] 孙荟婷. 管道中气体携液能力的研究[D]: [硕士学位论文]. 北京: 中国石油大学(北京), 2017.

[14] 刘刚, 胡占州, 刘京, 等. 某煤层气田集输管道积液预测研究[J]. 油气田地面工程, 2025, 44(2): 8-14.

[15] 田顺. 低输量高含液气田多起伏集气管线积液机理及排液机制研究[D]: [硕士学位论文]. 北京: 中国石油大学

(北京), 2024.

- [16] 宋佳恒. 基于 OLGA 软件的起伏湿气管线积液规律研究[D]: [硕士学位论文]. 大庆: 东北石油大学, 2023.
- [17] 张碧波, 刘姝, 李洋, 等. 起伏湿气管道持液率影响研究综述[J]. 化工管理, 2020(14): 170-172.
- [18] 肖高棉, 李颖川. 水平井段连续携液理论与试验研究[J]. 石油天然气学报, 2010, 32(1): 324-327.
- [19] Belfroid, S.P.C., Schiferli, W., Alberts, G.J.N., Veeken, C.A.M. and Biezen, E. (2008) Prediction Onset and Dynamic Behaviour of Liquid Loading Gas Wells. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Denver, September 2008, SPE-115567-MS. <https://doi.org/10.2118/115567-ms>