

天高线B段复线管道积液特性分析

徐艳丽¹, 何亭玥², 何志强¹, 谭建¹, 朱英杰¹, 沈群¹, 谭凯焯¹, 罗媛媛^{3*}, 沈喆⁴

¹中国石油西南油气田公司重庆气矿, 重庆

²墨尔本大学工程与信息技术学院, 澳大利亚 维多利亚州

³中国人民解放军联勤保障部队工程大学, 重庆

⁴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26日; 录用日期: 2026年8月24日; 发布日期: 2026年9月2日

摘要

针对天高线B段复线起伏管段的积液问题, 本文基于管道实际运行参数, 耦合Hysys相态分析与OLGA双流体多相流机制, 建立了高精度的管道工艺及流动计算模型(平均计算偏差为1.26%)。基于该模型, 系统研究了管线积液的分布特征及关键运行参数的影响规律。结果表明: 当前工况下, 管线积液受地形主导, 主要富集于19处低洼管段(总积液量约3 m³), 其中T15处(距起点14,185 m)为最大积液风险点(0.945 m³); 积液量随气体流量、环境温度及出口压力的升高而减少, 随入口温度及乙二醇注入量的升高而增加, 但参数波动不改变积液的核心分布位置。分析认为, 上述规律主要受控于温压条件改变引起的气液相平衡偏移, 以及气相流速变化带来的携液剪切力差异。为进一步指导现场排液, 本文结合临界携液流速分析, 确定了当前工况下的临界携液界限(4.94 m/s), 并构建了拟合度高达0.99的积液预测模型。本研究阐明了该天然气管道内积液的形成与分布机制, 可为管道积液的动态预测与清管作业参数优化提供理论支撑。

关键词

管道积液, 分布规律, 临界携液速度

Analysis of Liquid Accumulation Characteristics in Tian'gao Line Section B Double Pipeline

Yanli Xu¹, Tingyue He², Zhiqiang He¹, Jian Tan¹, Yingjie Zhu¹, Qun Shen¹, Kaiyang Tan¹, Yuanyuan Luo^{3*}, Zhe Shen⁴

¹Chongqing Gas Mine, PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Chongqing

²Faculty of Engineering and Information Technology, University of Melbourne, Victoria, Australia

*通讯作者。

文章引用: 徐艳丽, 何亭玥, 何志强, 谭建, 朱英杰, 沈群, 谭凯焯, 罗媛媛, 沈喆. 天高线B段复线管道积液特性分析[J]. 石油天然气学报, 2026, 48(3): 420-431. DOI: 10.12677/jogt.2026.483046

³Engineering University of the Joint Logistics Support Force, PLA, Chongqing⁴School of Petroleum Engineering, Chongqing University of Science and Technology, Chongqing

Received: June 26, 2026; accepted: August 24, 2026; published: September 2, 2026

Abstract

Aiming at the liquid accumulation problem in the undulating sections of the Tian-Gao Line Section B looping pipeline, a high-fidelity process and flow model was established based on actual field parameters. By coupling HYSYS phase behavior analysis with the OLGA two-fluid multiphase flow mechanistic model, the computational reliability was verified with an average deviation of 1.26%. Utilizing this model, the distribution characteristics of liquid accumulation and the influence of key operating parameters were systematically investigated. The results indicate that under the current operating conditions, liquid holdup is predominantly governed by topography, concentrating at 19 low-lying sections with a total volume of approximately 3 m³. Notably, location T15 (14,185 m from the inlet) exhibits the highest accumulation risk, reaching 0.945 m³. Furthermore, the liquid accumulation volume is found to decrease with increasing gas flow rate, ambient temperature, and outlet pressure, whereas it increases with elevated inlet temperature and ethylene glycol injection rates. Importantly, these parameter fluctuations do not alter the core topographical distribution of the accumulated liquid. Mechanistic analysis reveals that these phenomena are primarily driven by shifts in vapor-liquid phase equilibrium induced by temperature and pressure variations, alongside differences in the interfacial shear stress dictating the gas phase's liquid-carrying capacity. To provide actionable guidance for on-site liquid unloading, a critical liquid-carrying gas velocity threshold of 4.94 m/s was determined for the current conditions, and a highly accurate predictive model for liquid accumulation was developed ($R^2 = 0.99$). This study elucidates the formation and distribution mechanisms of liquid holdup in natural gas pipelines, providing a robust theoretical foundation for the dynamic prediction of liquid accumulation and the optimization of pigging operations.

Keywords

Pipeline Liquid Accumulation, Distribution Law, 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

天然气集输管道在低含液、低气速及温压波动条件下,气相携液能力可能不足,游离水、凝析液和防冻剂溶液易在局部低洼处滞留。积液不仅会增大沿程压降和输送能耗,还可能诱发段塞、腐蚀及水合物或冰堵等流动安全问题[1]-[3]。对于穿越丘陵山区的长距离湿气管道,连续起伏地形使重力回流、液膜反转、气液滑脱与相态变化相互耦合,积液位置和规模更难由单一经验公式准确判断。天高线B段复线连接云安012-1井与万州末站,沿线地形起伏频繁,其积液风险具有典型的复杂地形管道特征,因此有必要从相态、水力和地形耦合角度开展系统研究。

围绕气液两相流型、持液率与携液临界条件,国内外已形成较为系统的理论基础。Eaton等[4]较早建立了水平两相流流型、持液率与压降的预测关联;Turner等[5]从液滴受力平衡出发建立了经典临界携液

速度模型，为气井排液判断提供了基础；Taitel 和 Dukler [6]基于界面稳定性提出水平及近水平管流型转变机理，Barnea [7]进一步将流型判别拓展至全倾角范围。Kokal 和 Stanislav [8]的微倾管实验表明，较小倾角变化即可显著改变流型、持液率和压降；Al-Safran 等[9]则针对丘陵管道谷底段揭示了地形诱导积液与段塞演化特征。这些研究说明，复杂地形管道的积液本质上是局部几何约束、重力作用和界面剪切共同控制的结果，但经典理论多基于理想化管段或稳定流型，难以直接反映长距离连续起伏管道中的多低点耦合效应。

在数值模拟与预测方法方面，Bendiksen 等[10]建立的 OLGA 动态双流体模型能够联立求解气液两相质量、动量和能量守恒方程，已成为管道瞬态多相流分析的重要工具。国内学者围绕起伏湿气管道积液分布、清管过程和临界携液速度开展了大量研究[11]-[21]；潘杰等[22]建立了微倾管低含液率分层流临界携液模型。针对丘陵管道局部机理，Yin 等[23]通过实验与数值方法分析了低液速条件下段塞起始和发展，Fan 等[24]将上倾管液膜反转作为积液起始的重要判据，Bissor 等[25]提出了避免低洼段积液的临界气量预测方法。近年来，Hong 等[26]进一步利用 OLGA 样本和机器学习识别起伏管道积液位置，体现了数据驱动方法在快速预测方面的潜力。总体而言，现有研究仍存在三方面不足：一是实验或经验模型多针对单一坡段和简化介质，真实组分相态变化考虑不足；二是地形、热力学相平衡与运行边界常被分开处理，难以解释积液位置与积液规模对参数变化的不同响应；三是针对具体管道建立的临界速度或代理模型，往往缺少现场数据校核及明确的适用边界。

基于上述认识，本文以天高线 B 段复线为对象，将 HYSYS 相态计算、OLGA 双流体模型、实测地形和现场运行数据进行耦合，构建“相态分析 - 多相流计算 - 现场校核 - 参数敏感性 - 临界携液判定”的研究框架。本文的学术贡献主要体现在：一是区分并揭示了复杂起伏管道中“地形控制积液位置、工况控制积液规模”的双重机制；二是从热力学相平衡与流体动力学携液能力两个层面解释流量、温度、压力和乙二醇注入量的作用路径；三是在明确参数范围的基础上建立临界携液速度预测关系，为类似复杂地形湿气管道由个案模拟向可迁移的风险识别和运行调控方法拓展提供参考。

2. 管道积液模型的建立

2.1. 管道基础参数

天高线 B 段复线起点为云安 012-1 井，终点为万州末站，管径为外径 273 mm，壁厚 9 mm，总长约 29.1 km，设计运行压力 7.85 MPa，单日最大输气量 200 万 m³。根据对实时监测数据进行统计分析可知，天高线 B 段复线进口端瞬时流量稳定在 140.07 万 m³/h 左右，进口气压稳定在 6.19 MPa 左右，环境温度 21.6℃；出口端数据显示下游压力 5.25 MPa，气温 11.9℃。天然气组分信息见表 1 中的具体数值。

Table 1. Natural gas composition of Section B of Tian'gao 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	氢	0.009
正丁烷	0.000	氧	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，且有乙二醇注入，注入量为 200 L/d。

运用 Hysys 建立工艺模型(如图 1 所示)，确定管道入口端流体的相态及组分数据。

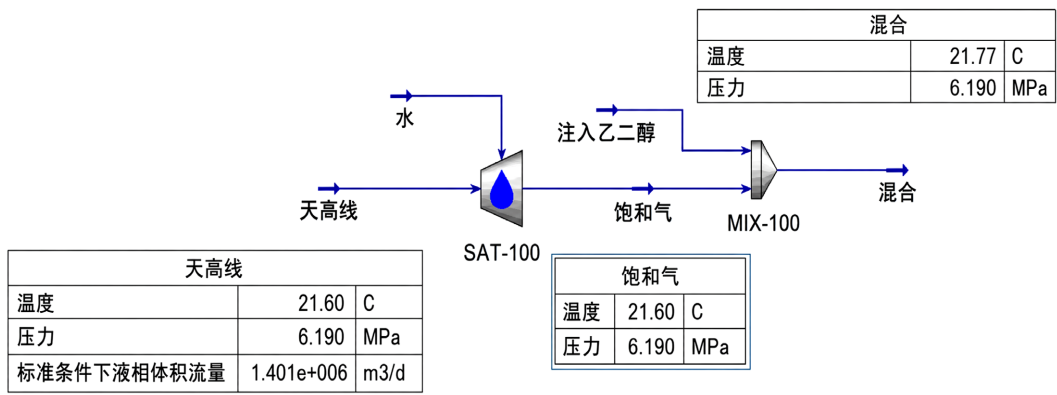


Figure 1. Computational model for medium mixing of Tian'gao Line Section B Double Pipeline
图 1. 天高线 B 段复线介质混合计算模型

针对天高线 B 段复线工程，本研究建立了一套高保真的气液两相流动仿真模型。该研究以流体力学基本控制方程为理论框架，依托 OLGA 软件的双流体求解器，实现了对管线沿线动态特性的精确捕捉。多相流仿真模型的建模与具体过程如图 2 所示。

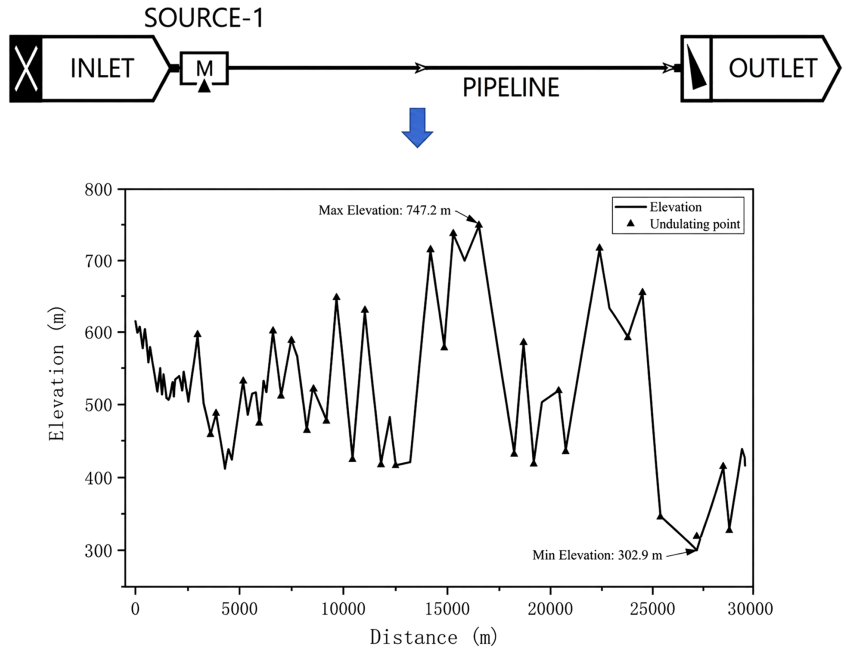


Figure 2. OLGA computational model for Tian'gao Line Section B Double Pipeline
图 2. 天高线 B 段复线 OLGA 计算模型

(2) 模型校核

采用 OLGA 软件对天高线 B 段复线模型进行验证。根据现场运行工况，设置管段起点流量和入口温度，并将末站进站压力作为出口边界条件，模拟获得管线沿程压力分布及温度变化规律，如图 3 所示。通过对比关键节点的模拟值与现场实测值，综合评价模型的计算精度。结果表明，管线起、终点压力和温度的模拟值与实测值吻合较好，平均偏差为 1.28%，处于允许误差范围内，说明所建立的 OLGA 模型具有较好的可靠性和工程适用性。

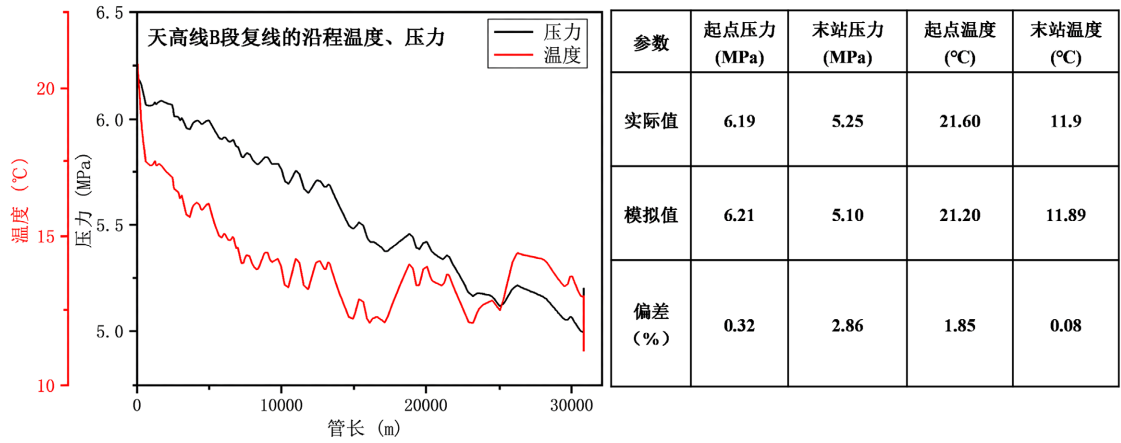


Figure 3. Axial pressure and temperature variations and simulation validation for the Tian'gao Line Section B Double Pipeline

图 3. 天高线 B 段复线沿程温压变化及模拟验证

3. 管道积液分布的分析

如图 4 所示，天高线 B 段复线沿线持液率呈明显的非均匀波动特征，整体数值主要集中在 0.14 以下，沿管长方向无显著单调变化趋势，仅在部分管段出现局部峰值。其主要原因是沿线地形起伏导致管道倾角和坡度持续变化，在重力、气液相间作用力及气体携液能力共同影响下，液相在不同管段发生加速、滞留和再携带，使持液率呈现复杂的空间波动特征。

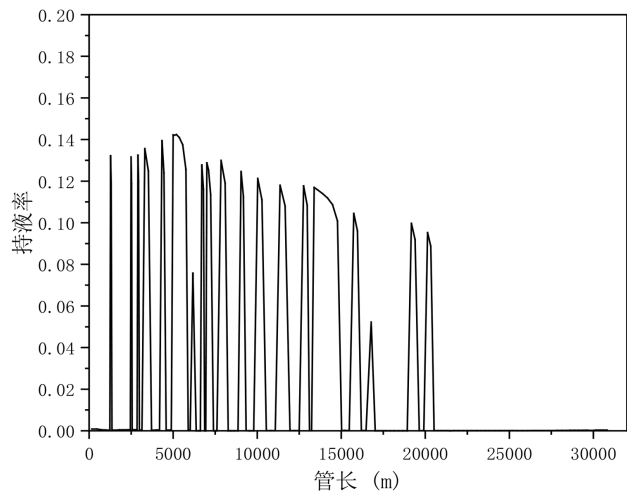


Figure 4. Liquid holdup along the Tian'gao Line Section B Double Pipeline

图 4. 天高线 B 段复线沿线持液率

复杂起伏管线中的积液位置与沿线地形高程密切相关。根据图 5 所示的高程剖面及积液分布，共识别出 19 处积液点，并按照距管线起点由近及远依次编号为 T1~T19。图中红色圆点表示积液位置，蓝色标注表示相应位置的积液量。

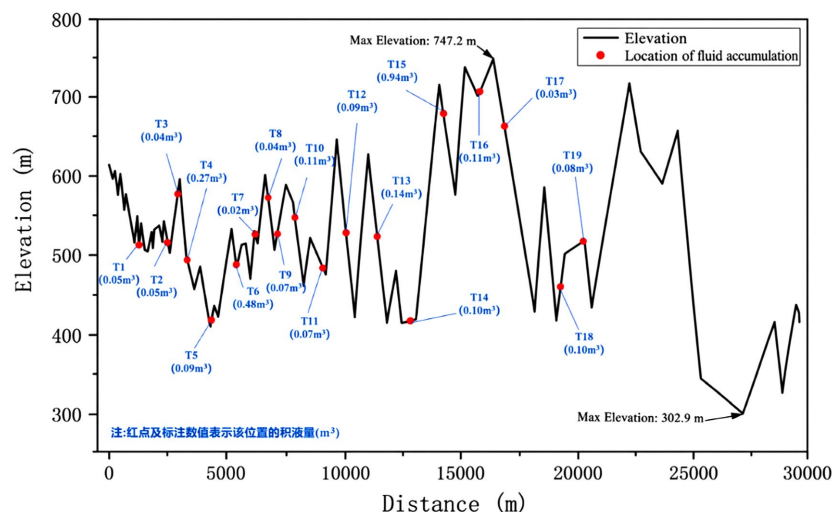


Figure 5. Topographical elevation profile and distribution of fluid accumulation locations along the Tian'gao Line Section B

图 5. 天高线 B 段沿线地形高程剖面及积液位置分布图

综合图 4 和图 5 可知，沿线局部低洼及坡度变化较大的管段更易发生液体滞留。根据持液率及管段几何参数计算，天高线 B 段复线总积液量约为 3.0 m^3 ，且积液量呈明显的局部集中分布。其中，T15 处积液量最大，为 0.94 m^3 ；T6 和 T4 处次之，分别为 0.48 m^3 和 0.27 m^3 ，其余积液点的积液量总体较低。因此，T15、T6 和 T4 所在管段应作为积液监测和排液调控的重点区域。

4. 管道积液特征研究

4.1. 积液影响因素分析

(1) 气体流量变化

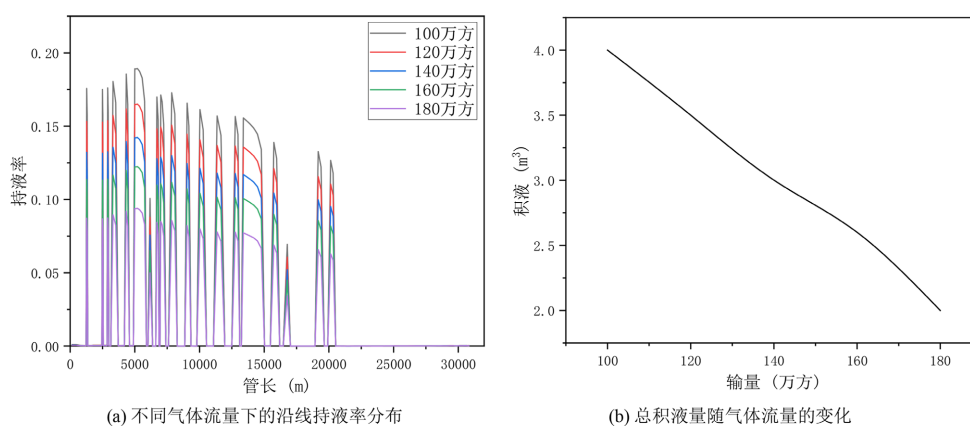


Figure 6. Variation of liquid hold-up distribution and total liquid accumulation with gas flow rate in Tian'gao Line Section B Double Pipeline

图 6. 天高线 B 段复线持液率分布及总积液量随气体流量的变化

图 6(a)显示了天高线 B 段复线持液率的空间分布状况以及它同气体流量之间的联系, 从这个图表的数据可以了解到, 当管线当中气体流量出现变动的时候, 其对应的持液率以及积液总量都会同步发生波动[14]。结合图像来看, 在保持恒定压力条件下, 随着气体流量增大, 气流速度提高, 携液能力变强, 管道内部实际持有的液量比例慢慢下降, 并且表现出递减趋势。由图 6(b)可知, 管段内总积液量随着气体流量的增大而减小, 当气体流量增大到 180 m^3 时, 总积液量由 4 m^3 降低至 2 m^3 , 这是因为随着气体流量的增大, 气体流速越快, 产生的剪切力、升力和拖拽力增大, 越能克服液滴的重力、管壁附着力, 以及液膜的黏性阻力[27]。

(2) 入口温度

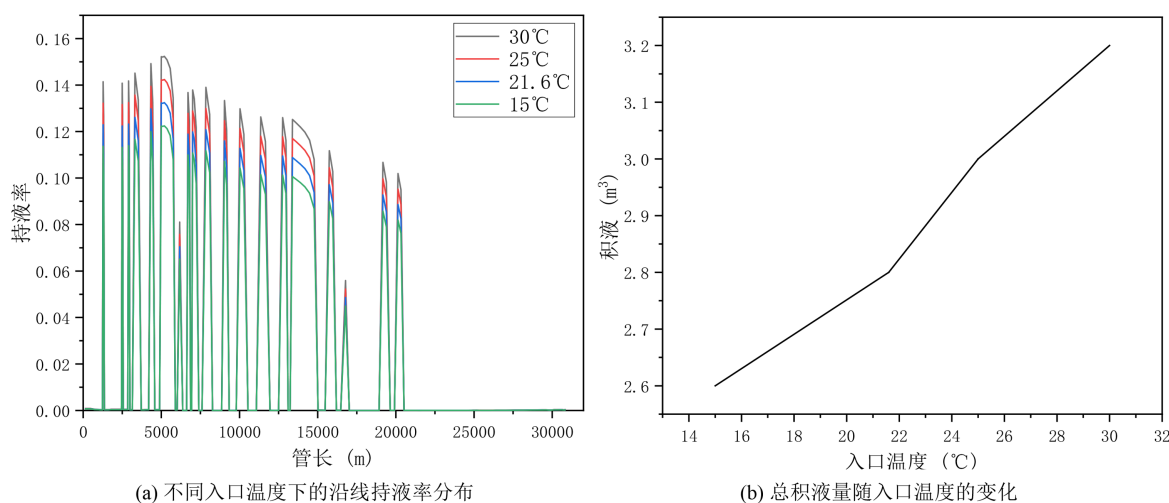


Figure 7. Variation of liquid hold-up distribution and total liquid accumulation with inlet temperature for Tian'gao Line Section B Double Pipeline

图 7. 天高线 B 段复线沿线持液率分布及总积液量随入口温度的变化

图 7(a)为天高线 B 段复线沿程持液率随入口温度变化规律。由研究数据可知, 入口温度升高时, 管道内部持液量逐渐增加, 同时气体饱和含水量也逐渐增加(20°C 约为 1000 mg/m^3 , 40°C 后增加至约 3500 mg/m^3)。当入口温度逐渐升高时, 管内持液率呈上升趋势, 但同时气流携带液体的能力减弱。

图 7(b)显示了入口温度从 15°C 升到 30°C 时, 积液体积由 2.6 m^3 涨到大概 3.2 m^3 , 主要有两个因素: 低温条件下流体的黏度和密度明显增多, 流动性急剧下降, 容易在管壁或者局部凹陷处沉积, 促使持液率上升, 积液量慢慢累积, 而且, 气体在不同温度下有着独特的密度分布特点和流动行为模式, 这对携液能力有着关键影响[28]。

(3) 环境温度

在入口压力、温度不变的条件下, 本文探讨了环境温度变化对管线积液量的影响。由图 8(a)可知, 环境温度的升高不仅减缓了气体中液相组分的冷凝析出速率, 同时加剧了气体分子的热运动; 根据经典的气液两相流携液理论[29], 温度升高会导致气相动能增加及液滴表面张力下降, 从而有效提升了气体的宏观携液能力。

图 8(b)表明, 当环境温度由 10°C 升至 24°C 时, 天高线 B 段复线总积液量由 3.05 m^3 降至 2.85 m^3 , 管线持液率同步减小。其主要原因是温度升高抑制了水和烃类组分的冷凝析出, 同时增大气液界面剪切作用、降低液相表面张力, 使低洼管段积液更易被气流携带排出。

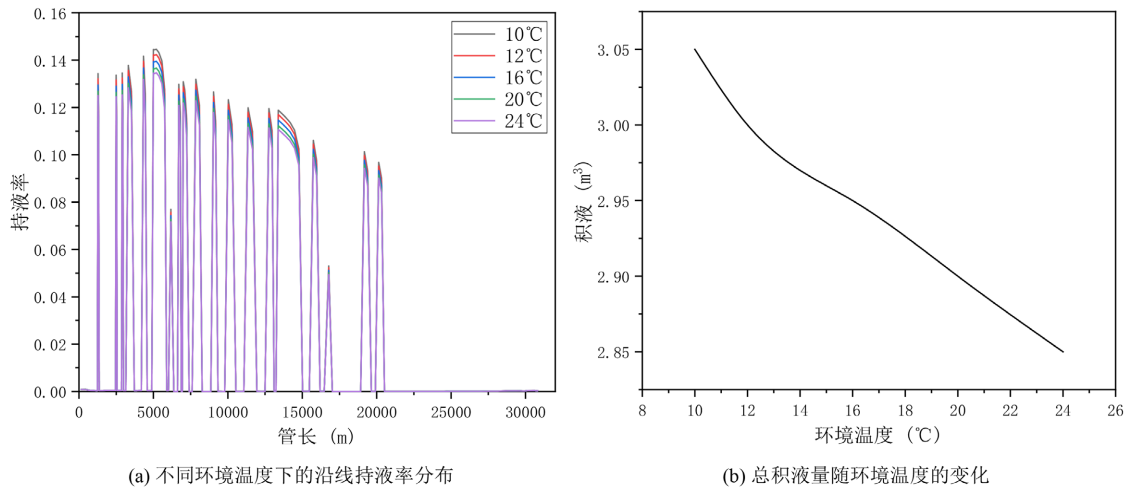


Figure 8. Variation of liquid hold-up distribution and total liquid accumulation with ambient temperature for Section B of Tian'gao Dual Pipeline

图 8. 天高线 B 段复线沿线持液率分布及总积液量随环境温度的变化

(4) 出口压力

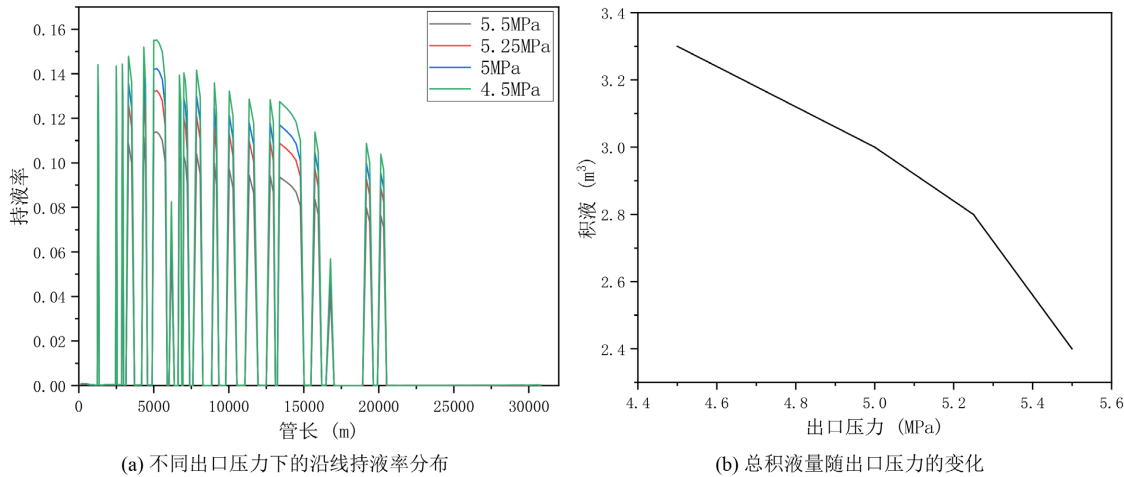


Figure 9. Variation of liquid hold-up distribution and total liquid accumulation with outlet pressure for Section B of Tian'gao Dual Pipeline

图 9. 天高线 B 段复线沿线持液率分布及总积液量随出口压力的变化

图 9(a)显示了天高线 B 段复线持液率随出口压力变化的规律。随着出口压力上升,系统总压及气体密度相应增大。根据连续携液临界流速模型,气相密度的增大显著增强了气体对液相的曳力与牵引效果[30],从而有效减薄了管壁的液膜厚度并减少了管底积水。尽管压力升高会在一定程度上抑制天然气中饱和水分的蒸发,但高密度气体带来的流体动力学携液优势占据主导地位,使得持液率整体呈下降趋势。

由图 9(b)可知,当出口压力从 4.5 MPa 逐步增至 5.5 MPa 时,总积液体积由 3.3 m³ 显著缩减至 2.4 m³,管道内部积液呈现出递减趋势,这是由于提高运行压力大幅增加了系统的气相动能因子($\rho_g v_g^2$),气流对底部液层的剪切应力增大,有效克服了复杂地形下液体的重力回流效应,从而显著改善了管道的排液状态。

(5) 乙二醇注入量

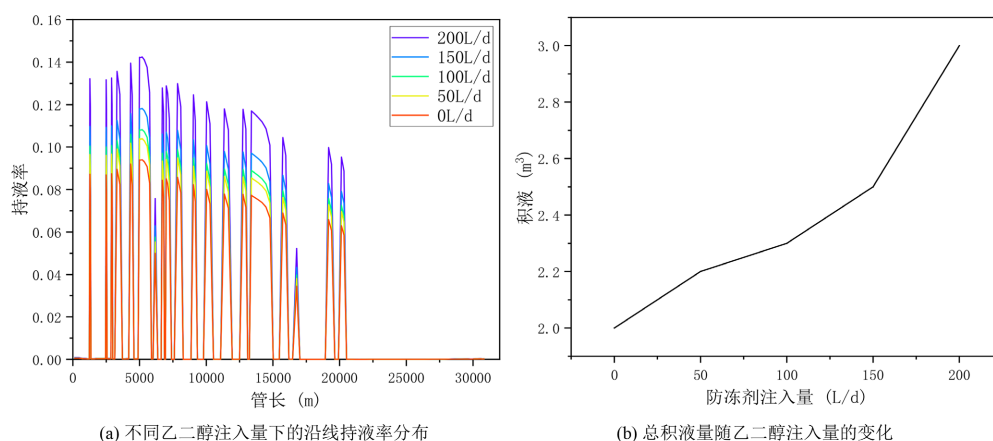


Figure 10. Variation of liquid hold-up distribution and total liquid accumulation with ethylene glycol injection rate for Section B of Tian'gao Dual Pipeline

图 10. 天高线 B 段复线沿线持液率分布及总积液量随乙二醇注入量的变化

图 10(a)表明, 随着乙二醇(MEG)注入量增加, 天高线 B 段复线持液率逐渐升高。MEG 注入改变了混合液物性, 降低液相表面张力并扰动原有液膜和液塞结构[31]。一方面, 新增液相增大了气流的携液负荷, 削弱有效携液能力, 使液滴更易沉降; 另一方面, 乙二醇与水混合后液相黏度增大, 更易在管壁形成流动阻力较大的连续液层, 从而加剧积液。

图 10(b)显示, 当 MEG 注入量由 0 增至 200 L/d 时, 总积液量由 2 m^3 增至 3 m^3 , 呈持续上升趋势。这说明 MEG 注入不仅直接增加管内液量, 还会改变气液界面摩擦和速度滑脱特性。因此, 实际运行中应兼顾水合物防控与积液风险, 合理确定 MEG 注入量。

4.2. 临界携液速度分析

4.2.1. 临界携液速度计算方法

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[15][16], 并进一步揭示沿线压降分布规律。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(见图 11(a))。

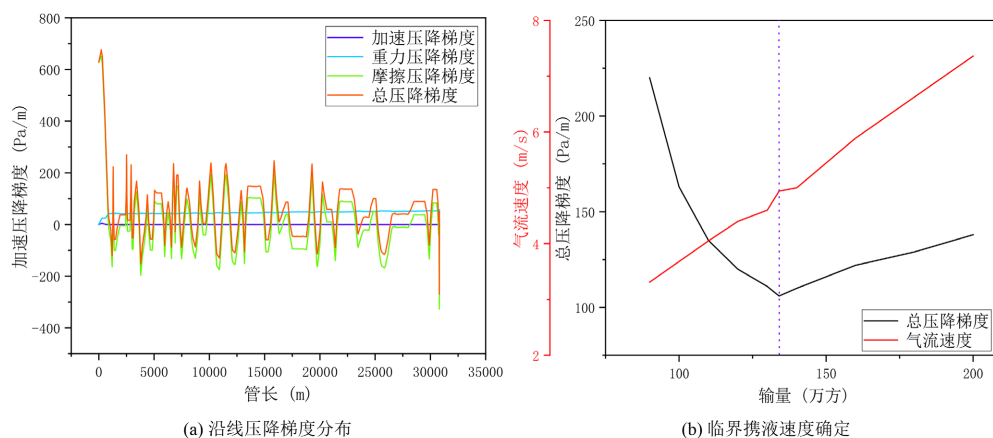


Figure 11. Pressure drop gradient composition and critical liquid-carrying velocity determination

图 11. 压降梯度组成与临界携液速度确定

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 11(b)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。

4.2.2. 天高线 B 段复线临界携液速度预测模型

(1) 临界携液速度的影响因素

临界携液速度是表征气液两相管流中气相携液能力的关键参数, 受运行工况和环境条件等多种因素共同影响。根据理想气体状态方程, 出口压力升高会增大气相密度, 强化气液两相间的摩擦、碰撞与剪切作用, 提高气相携液能力, 因此临界携液速度随出口压力升高呈幂函数下降趋势[17] [18], 如图 12(a)所示。在压力恒定条件下, 入口温度升高会降低气液两相黏度, 且液相黏度对温度变化更为敏感[19] [20]。液相黏度降低后, 管壁液膜厚度减小, 气相对液滴和液膜的轴向携带作用减弱, 导致临界携液速度升高, 如图 12(b)所示。环境温度升高会带动管内流体温度上升, 使气相密度降低, 临界携液速度呈小幅上升趋势, 如图 12(c)所示。随着乙二醇注入量增加, 管内游离水和凝析液总量增大, 液相负荷升高, 临界携液速度随之增加[21]; 当注入量超过 300 L/d 后, 其增幅逐渐减小, 变化趋势趋于平缓, 如图 12(d)所示。

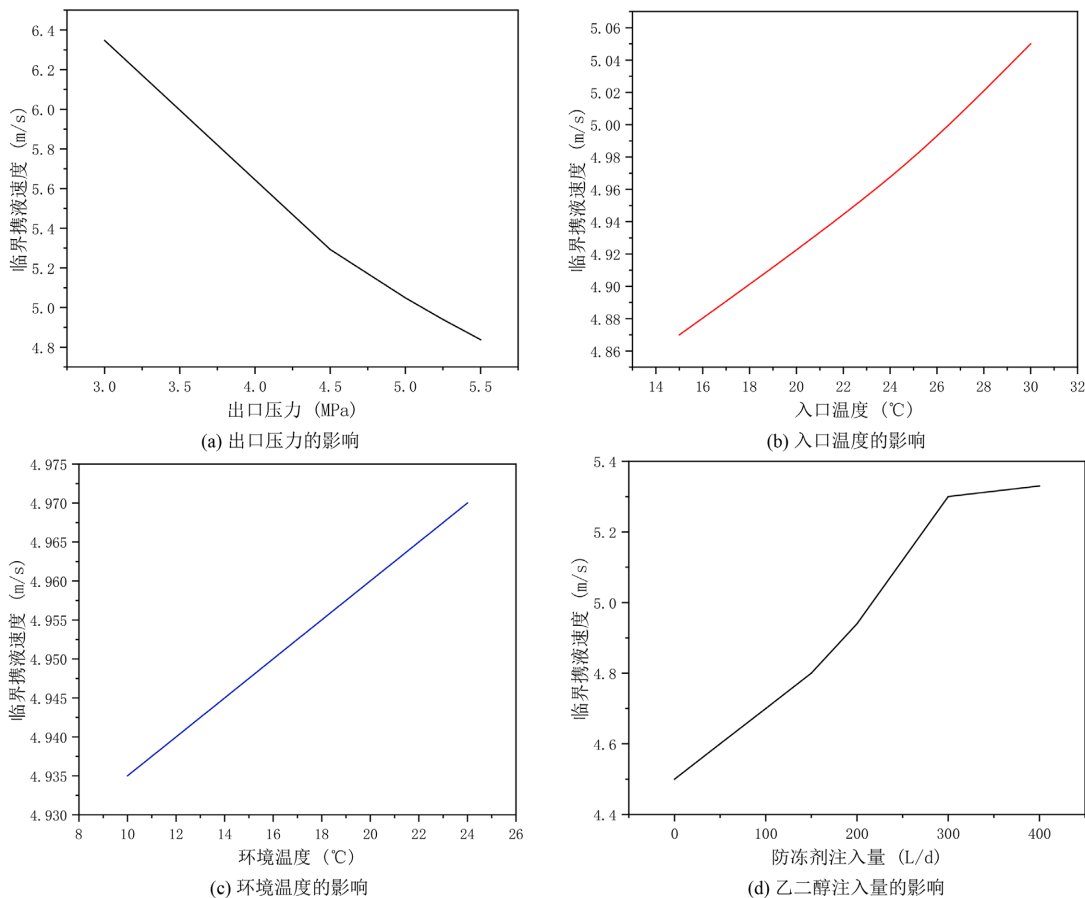


Figure 12. Effects of different factors on critical liquid-carrying velocity for Section B of Tian'gao Dual Pipeline
图 12. 不同因素对天高线 B 段复线临界携液速度的影响规律

(2) 临界携液速度预测模型的建立

① 预测模型的建立及参数适用范围

为准确预测天高线 B 段复线的临界携液速度, 基于 OLGA 多相流模拟获取的灵敏度分析数据, 以出

口压力(x_1)、入口温度(x_2)、环境温度(x_3)及防冻剂注入量(x_4)为自变量, 临界携液速度(y)为因变量。利用 MATLAB 软件采用多元线性回归(Multiple Linear Regression, MLR)方法进行数学拟合。经过参数显著性检验与模型优化, 得到天高线 B 段复线临界携液速度预测模型, 如式(1)所示:

$$y = 7.375 - 0.6x_1 + 0.012x_2 + 0.0024x_3 + 0.0023x_4 \quad (1)$$

式中, y ——临界携液流速, m/s; x_1 ——出口压力, MPa; x_2 ——入口温度, °C; x_3 ——环境温度, °C; x_4 ——注入量, L/d。

需要指出的是, 该预测模型是基于天高线 B 段复线特定工况下的 OLGA 模拟数据拟合而成的纯数学模型。为保证预测结果的可靠性, 特明确该公式适用的参数范围: 出口压力 3.0 MPa; 入口温度 15°C~30°C; 环境温度 10°C~24°C; 防冻剂注入量 400 L/d。

② 模型误差分析与对比验证

拟合模型的决定系数(R^2)为 0.99, 均方根误差较低, 表明模型能够较准确地描述各运行参数与临界携液流速之间的关系。采用天高线 B 段现场历史数据或独立 OLGA 测试数据进行验证, 预测结果的平均绝对相对误差控制在 5%以内。与 Turner、Li Min 等传统模型相比, 本模型考虑了 T1-T19 等低洼积液区的地形起伏和实际工况, 对复杂起伏管线具有更好的适用性。

③ 关于入口温度与出口压力独立性的讨论

公式(1)将出口压力与入口温度作为独立变量。虽然压缩机增压过程中温压存在耦合关系, 但高温气体通常经空冷器降温后进入管道, 入口温度主要受冷却系统设定及换热效率影响。因此, 在正常冷却工况下, 将两者解耦进行灵敏度分析与模型拟合具有合理性; 在无冷却或冷却失效工况下, 则需考虑温压耦合对预测结果的影响。

5. 结论

(1) 基于 HYSYS 相态分析与 OLGA 双流体模型建立天高线 B 段复线多相流模型, 经现场压力、温度数据校核, 平均偏差为 1.28%, 能够较准确反映管道热力与水力特征。

(2) 当前工况下, 全线积液主要分布于 19 处低洼管段, 总积液量约 3 m³, 其中 T15、T6 和 T4 为主要积液点。积液位置主要受局部谷底、上下游坡度及储液空间控制, 运行参数变化主要影响积液量及风险程度, 对主要积液区位置影响较小。

(3) 积液规模由液体生成量与气流携液能力共同决定。温度、压力及介质组成影响相态平衡、析液量和液相物性; 气体流量与密度则通过界面剪切和拖曳作用控制液体携出。因此, 积液评价应综合考虑析液与携液两方面因素。

(4) 当前工况下, 临界携液流速为 4.94 m/s, 对应最小压降梯度约 89.6 Pa/m; 多元回归模型拟合度 R^2 为 0.99, 可用于给定参数范围内的快速判断。该临界值受管径、组分、压力、粗糙度、液量及地形影响, 应用于其他管道时需重新校核和标定。

(5) 建议采用“低点筛查 - 相态计算 - 多相流模拟 - 现场校核 - 临界边界分析”的研究流程。运行中应重点监测储液空间较大、下游上坡明显的低洼段, 并综合优化气速、乙二醇加注、清管周期及排液措施, 实现复杂地形管道积液风险的识别与管控。

参考文献

- [1] 李先兵, 康宁, 王晓冬, 等. 天然气管道积液预测技术研究与应用[J]. 石油化工应用, 2022, 41(12): 74-77.
- [2] 刘建武, 何利民. 湿天然气管道积液处理方案设计与分析[J]. 石油化工高等学校学报, 2020, 33(2): 89-93.
- [3] 刘子翼. 天然气凝析液管道积液特性研究[J]. 能源化工, 2023, 44(5): 60-63.

- [4] Eaton, B.A., Knowles, C.R. and Silberbrg, I.H. (1967) The Prediction of Flow Patterns, Liquid Holdup and Pressure Losses Occurring during Continuous Two-Phase Flow in Horizontal Pipelines. *Journal of Petroleum Technology*, **19**, 815-828. <https://doi.org/10.2118/1525-pa>
- [5] Turner, H.D., Hubbard, M.G. and Dukler, A.E. (1969) Prediction of Flow Rates for the Continuous Removal of Liquids from Gas Wells. *Journal of Petroleum Technology*, **21**, 1425-1436.
- [6] Taitel, Y. and Dukler, A.E. (1976) A Model for Predicting Flow Regime Transitions in Horizontal and near Horizontal Gas-Liquid Flow. *AIChE Journal*, **22**, 47-55. <https://doi.org/10.1002/aic.690220105>
- [7] Barnea, D. (1987) A Unified Model for Predicting Flow-Pattern Transitions for the Whole Range of Pipe Inclinations. *International Journal of Multiphase Flow*, **13**, 1-12. [https://doi.org/10.1016/0301-9322\(87\)90002-4](https://doi.org/10.1016/0301-9322(87)90002-4)
- [8] Kokal, S.L. and Stanislav, J.F. (1989) An Experimental Study of Two-Phase Flow in Slightly Inclined Pipes—I. Flow Patterns. *Chemical Engineering Science*, **44**, 665-679. [https://doi.org/10.1016/0009-2509\(89\)85042-0](https://doi.org/10.1016/0009-2509(89)85042-0)
- [9] Al-Safran, E., Sarica, C., Zhang, H. and Brill, J. (2005) Investigation of Slug Flow Characteristics in the Valley of a Hilly-Terrain Pipeline. *International Journal of Multiphase Flow*, **31**, 337-357. <https://doi.org/10.1016/j.ijmultiphaseflow.2004.11.002>
- [10] Bendiksen, K.H., Malnes, D., Moe, R. and Nuland, S. (1991) The Dynamic Two-Fluid Model OLGA: Theory and Application. *SPE Production Engineering*, **6**, 171-180. <https://doi.org/10.2118/19451-pa>
- [11] 孙乐园. 地形起伏湿气管道积液与清管数值模拟[D]: [硕士学位论文]. 西安: 西安石油大学, 2021.
- [12] 张皓岍. 某气田湿气集输管网积液分布及清管研究[D]: [硕士学位论文]. 北京: 中国石油大学(北京), 2020.
- [13] 刘刚, 胡占州, 刘京, 等. S 煤层气田集输管道积液影响因素研究[J]. 油气田地面工程, 2024, 43(11): 10-17.
- [14] 张学聪. 连续起伏天然气管道携液特性研究[D]: [硕士学位论文]. 西安: 西安石油大学, 2022.
- [15] 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.
- [16] 秦虹, 赵紫汐, 姚佳杉, 等. 集输管道临界携液流速计算模型研究[J]. 石油工程建设, 2024, 50(1): 31-37.
- [17] 梁裕如, 何鹏, 胡耀强, 等. 延安气田多起伏地面管道临界携液流速计算模型[J]. 油气储运, 2023, 42(4): 438-446.
- [18] 罗程程, 李楠, 刘永辉, 等. 气井携液临界气流速计算新模型[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2025, 47(4): 146-154.
- [19] 马俊杰, 熊好羽, 马国光, 等. 煤层气集输管道持液率影响因素及排液点优选[J]. 天然气化工(C1 化学与化工), 2020, 45(1): 66-71.
- [20] 李成敏. 普光气田集输系统积液预测与防控技术研究[D]: [硕士学位论文]. 东营: 中国石油大学(华东), 2021.
- [21] 邢鹏. 地形起伏湿气管道积液及天然气携液研究[D]: [硕士学位论文]. 西安: 西安石油大学, 2020.
- [22] 潘杰, 蒲雪雷, 王武杰, 等. 微倾管中低含液率气液分层流临界携液流速预测模型[J]. 天然气工业, 2019, 39(12): 124-133.
- [23] Yin, P., Cao, X., Li, Y., Yang, W. and Bian, J. (2018) Experimental and Numerical Investigation on Slug Initiation and Initial Development Behavior in Hilly-Terrain Pipeline at a Low Superficial Liquid Velocity. *International Journal of Multiphase Flow*, **101**, 85-96. <https://doi.org/10.1016/j.ijmultiphaseflow.2018.01.004>
- [24] Fan, Y., Pereyra, E. and Sarica, C. (2018) Onset of Liquid-Film Reversal in Upward-Inclined Pipes. *SPE Journal*, **23**, 1630-1647. <https://doi.org/10.2118/191120-pa>
- [25] Bissor, E.H., Yurishchev, A., Ullmann, A. and Brauner, N. (2020) Prediction of the Critical Gas Flow Rate for Avoiding Liquid Accumulation in Natural Gas Pipelines. *International Journal of Multiphase Flow*, **130**, Article ID: 103361. <https://doi.org/10.1016/j.ijmultiphaseflow.2020.103361>
- [26] Hong, B.Y., Liu, S.N., Li, X.P., et al. (2022) A Liquid Loading Prediction Method of Gas Pipeline Based on Machine Learning. *Petroleum Science*, **19**, 3004-3015. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2022.05.002>
- [27] 江鸣. 天然气凝析液管道携液特性[D]: [硕士学位论文]. 东营: 中国石油大学(华东), 2018.
- [28] 戚恒慎. 凝析天然气管管内积液特性研究[D]: [硕士学位论文]. 西安: 西安石油大学, 2020.
- [29] 周良胜. 复杂地表条件下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, 2009.
- [30] Liu, H., Chen, J., Tao, J., Li, N., Duan, J. and Chen, Y. (2024) Gas-Liquid Hydrodynamics during Liquid Displacement by Gas in Up-Hill Pipeline. *Processes*, **12**, Article No. 394. <https://doi.org/10.3390/pr12020394>
- [31] Karami, H., Pereyra, E. and Sarica, C. (2017) Effects of Monoethylene Glycol (MEG) on Three-Phase Flow Characteristics in Near-Horizontal Pipes. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **149**, 834-843. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.11.010>