

地形起伏湿气输送管道积液敏感性分析

张朋岗¹, 邓玉发¹, 郑斌¹, 苏松山¹, 马荣彬¹, 梁士佳¹, 张伟¹, 李瀚翔^{2*}

¹中国石油塔里木油田公司油气运销事业部, 新疆 库尔勒

²中石化西南油气分公司采气二厂, 四川 阆中

收稿日期: 2026年1月4日; 录用日期: 2026年2月24日; 发布日期: 2026年3月6日

摘要

地形起伏管道在输送湿气过程中容易出现管道积液的现象, 继而影响到管道运行的安全性。积液的产生与多种因素有关, 为了研究KL输气管道积液敏感性, 利用多相流模拟软件OLGA建立输气管道积液模型, 模拟计算分析了不同影响因素对管内总积液量和沿程持液率的影响规律。结果表明, 起点输量对积液的影响最大, 烃露点温度的影响次之, 末端压力和埋深温度影响甚微; 将输量控制在合理的范围内($2500 \times 10^4 \sim 3000 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$), 有利于改善管内积液状况, 保障管道平稳高效运行。

关键词

输气管道, 管道积液, 敏感性分析, 烃露点, OLGA模拟

Sensitivity Analysis of Liquid Accumulation in Gas Pipelines with Terrain Variations

Penggang Zhang¹, Yufa Deng¹, Bin Zheng¹, Songshan Su¹, Rongbin Ma¹, Shijia Liang¹, Wei Zhang^{1*}, Hanxiang Li^{2*}

¹Oil and Gas Transportation and Marketing Department, PetroChina Tarim Oilfield Company, Korla Xinjiang

²Sinopec Southwest Oil and Gas Branch, Gas Production Plant 2, Langzhong Sichuan

Received: January 4, 2026; accepted: February 24, 2026; published: March 6, 2026

Abstract

Liquid accumulation in gas pipelines with terrain variations during the transportation of moist gas can affect the safety of pipeline operation. The occurrence of liquid accumulation is related to various factors. In order to study the sensitivity of liquid accumulation in the KL gas pipeline, a liquid accumulation model was established using the multiphase flow simulation software OLGA.

*通讯作者。

文章引用: 张朋岗, 邓玉发, 郑斌, 苏松山, 马荣彬, 梁士佳, 张伟, 李瀚翔. 地形起伏湿气输送管道积液敏感性分析[J]. 石油天然气学报, 2026, 48(1): 92-100. DOI: [10.12677/jogt.2026.481011](https://doi.org/10.12677/jogt.2026.481011)

The effects of different influencing factors on the total liquid accumulation and liquid holdup along the pipeline were simulated and analyzed. The results indicate that the initial flow rate has the greatest influence on liquid accumulation, followed by the hydrocarbon dew point temperature, while the effects of the terminal pressure and burial depth temperature are minimal. Controlling the flow rate within a reasonable range ($2500 \times 10^4 \sim 3000 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$) is beneficial for improving the liquid accumulation condition inside the pipeline and ensuring smooth and efficient pipeline operation.

Keywords

Gas Pipeline, Liquid Accumulation, Sensitivity Analysis, Hydrocarbon Dew Point, Olga Simulation

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

地形起伏输气管道积液会导致管道输压增加、输气效率下降、管内腐蚀加剧等问题,对管道的运行和安全产生造成威胁[1]。国际上早期多采用 Turner 液滴模型及其修正模型来确定临界携液流量,这些经典理论基于液滴受力平衡原理,为垂直或近垂直管流提供了理论基础[2]。然而,对于长距离地形起伏管道, Beggs-Brill 等经验相关式指出,气液两相在倾斜管段中的流型变化更为复杂,重力与摩阻的耦合作用导致积液主要发生在爬坡段底部[3]。影响管内流动状态和液体积聚的因素较多,如管径规格、输气量、气体组成、压力、温度等,掌握这些因素的影响规律及其对积液的影响的程度,可以帮助评估管道设计的合理性和操作管理的有效性,并为优化管道设计和运行提供参考依据。尽管已有大量文献研究了平坦地形下的积液规律,但针对复杂起伏地形下的湿气输送,传统的稳态计算往往难以捕捉液体在低洼处的动态累积与段塞形成过程。现有国际研究表明,瞬态多相流模拟能更准确地预测地形诱导的积液分布[4]。OLGA 软件是目前国际多相流领域应用最多、效果较好的瞬态多相流模拟软件,在管道积液、清管模拟等方面有较高的精度,已在国内外管道工程领域得到广泛应用[5]。为此本文将基于 OLGA 软件,针对 KL 管道面临的管道积液问题进行敏感性分析研究,掌握不同工况下管道内液体流动和积聚的规律,并将模拟结果与经典流体力学理论进行对比验证,以便采取相应的措施控制积液的产生和流动,确保管道的安全和经济运行。

2. 管道模拟模型构建

由于 OLGA 软件缺少流体物性计算模块,因此先借助 PVTSIM 软件来生成 TAB 物性数据文件以供 OLGA 软件调用。然后根据 KL 管道的基本属性参数、运行工况数据及流体物性 Tab 文件,基于 OLGA 软件搭建克轮管道仿真模拟模型。由于阀门在正常生产时对运行参数不产生影响,因此在模型中可不考虑 KL 管道沿线截断阀室,管道起点采用封闭节点,管道终点采用压力节点,两个进气点(KL 出站和 ZQ 阀室)采用质量节点,考虑管道沿线地形起伏。

通过对比管道沿程压力、温度的模拟计算值与实测数据的误差,判断管道仿真模型与实际工程的吻合度[6]。校核结果如表 1 所示。可以看出,管道沿程压力模拟结果与现场实测值的相对误差在 4%以内,温度模拟值与实测值的偏差仅为 0.11°C ,模拟结果与实测值吻合性较好,能够作为管道积液敏感性分析研究的基础模型。

Table 1. Comparison of simulated and measured pressure and temperature along the KL pipeline**表 1.** KL 管道沿线压力温度模拟值与实测值的对比

管道输量 ($\times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$)	沿线位置	压力(MPa)			温度($^{\circ}\text{C}$)		
		实测值	模拟值	相对误差%	实测值	模拟值	绝对误差 $^{\circ}\text{C}$
KL 出站 1945.52 ZQ 出站 85.42	0#阀室	7.65	7.61	0.52	8.40	8.40	/
	2#阀室	7.08	7.31	3.25	-	6.73	/
	5#阀室	7.00	6.74	3.71	-	4.19	/
	轮南站	6.07	6.07	0.00	3.37	3.26	0.11

3. 管道积液敏感性分析

通过模拟计算和分析 KL 管道不同的输气量、埋深温度、输送温度、末端压力、烃露点等对管内总积液量和沿程持液率的影响情况。结合管道实情，确定了变量参数值敏感性范围，见表 2。

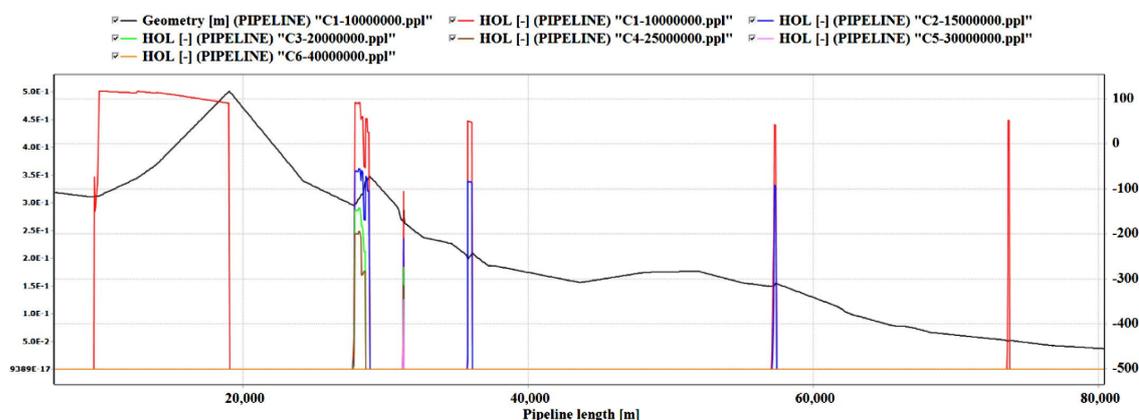
Table 2. Actual operating condition range and values for factor sensitivity analysis of the KL pipeline**表 2.** KL 管道实际工况范围及因素敏感性分析取值

积液影响因素	输气量($\times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$)	埋深温度($^{\circ}\text{C}$)	末端压力(MPa)	烃露点($^{\circ}\text{C}$)
近期工况范围	1503.95~2150.23	5 (最低)、10 (年平均)	6.07~6.35	0~1
敏感性分析取值	1000, 1500, 2000, 2500, 3000, 4000	5, 10, 15	5.5, 6.0, 6.5	-5, 0, 5

3.1. 起点输量变化的影响

在其他参数不变的情况下，模拟计算得到不同输量下 $1000 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、 $1500 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、 $2000 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、 $2500 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、 $3000 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、 $4000 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 时，管道沿程持液率、总积液量的变化情况。

由于管内持液率主要发生在有地形起伏的里程管段(9~74 km)，为了便于观察分析，这里仅展示了此里程段内的持液率剖面，如图 1 所示。可以看出，输气量越低，沿程出现高持液率的管段数就越多，且持液率的最高值也越大。例如，输量 $1000 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 时(红色曲线)，高持液率管段有 8 个，最大持液率为 50.15% (在里程 9844 m 处)；输量 $4000 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 时(浅蓝色曲线)，管道全线持液率基本持平，无明显的持液率高点，最大持液率仅为 0.14% (位于管道出口处)。

**Figure 1.** Liquid holdup profile curves for the local mileage section (9~74 km) under different gas transmission rates**图 1.** 不同输气量下局部里程段(9~74 km)的持液率剖面曲线

不同输气量下管内总积液量和管道起点压力的趋势图如图 2~图 3 所示。可以看出,随着输量的增加,管内总积液量呈下降的趋势,且这种变化在低输量阶段更显著[7]。输量 $1000 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 时(红色曲线)的管内总积液量为最大,积液总量维持在 4100 m^3 左右;输量 $4000 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 时(接近设计输量 $4300 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$),管内总积液量仅为 46 m^3 左右。而随着运行时间的增加,管内总积液量会有小幅的波动,但最大波动幅度不超过 100 m^3 。此外,输气量越大,管道起点压力越高且压力波动越小[8];输量超过 $3000 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 时,管道起点压力超过 9.2 MPa ,接近管道设计压力 10.0 MPa 。因此,为安全起见,建议输量应控制在 $3000 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 以内。

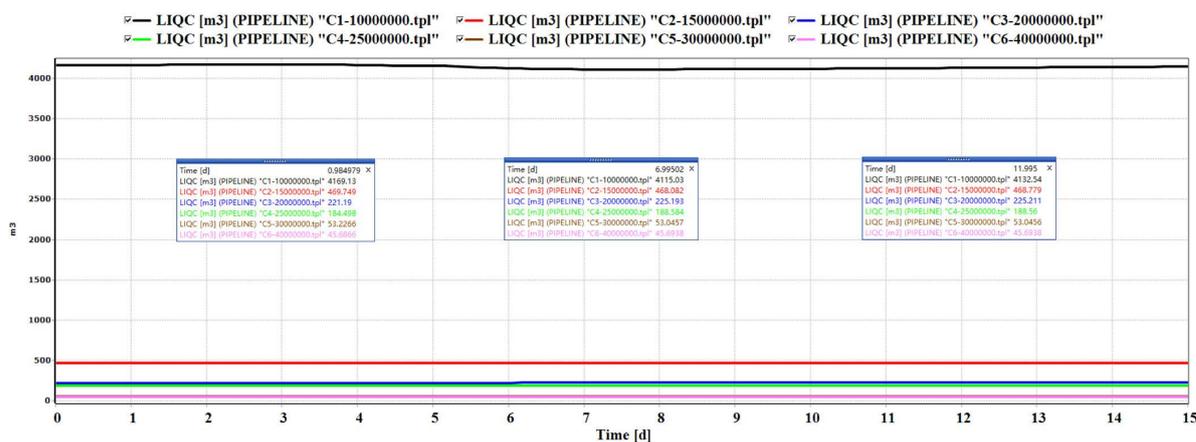


Figure 2. Trend of total liquid accumulation inside the pipeline (0~15 days) under different gas transmission rates
图 2. 不同输气量下管内总积液量的趋势图(0~15 d)

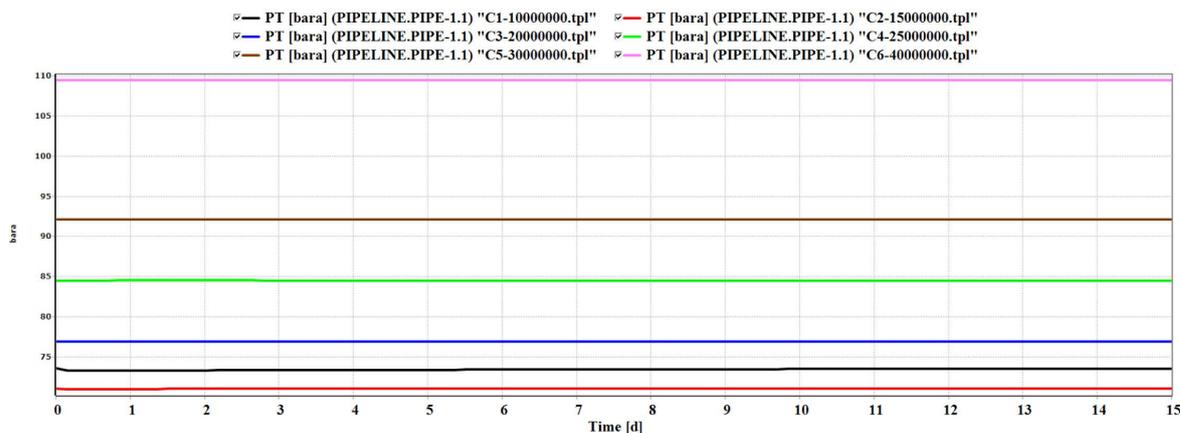


Figure 3. Trend of pipeline starting point pressure (0~15 days) under different gas transmission rates
图 3. 不同输气量下管道起点压力的趋势图(0~15 d)

3.2. 埋深温度变化的影响

模拟计算得到埋深环境温度分别为 5°C (最低地温)、 10°C (年平均地温)、 15°C 时,管道沿程持液率的剖面图和总积液量的趋势图,如图 4~图 5 所示。随着埋深处地温的降低,沿程高持液率管段的持液率和管道总积液量均在逐渐增大[9]。埋深温度每降低 5°C ($15^\circ\text{C} \rightarrow 10^\circ\text{C} \rightarrow 5^\circ\text{C}$),持液率增幅分别为 1.09% 和 1.08% ($29.00\% \rightarrow 29.32\% \rightarrow 29.63\%$),增幅较小;总积液量增幅分别为 6.30% 和 9.87% ($203.23 \rightarrow 216.04 \rightarrow 237.37 \text{ m}^3$),增幅也不大。

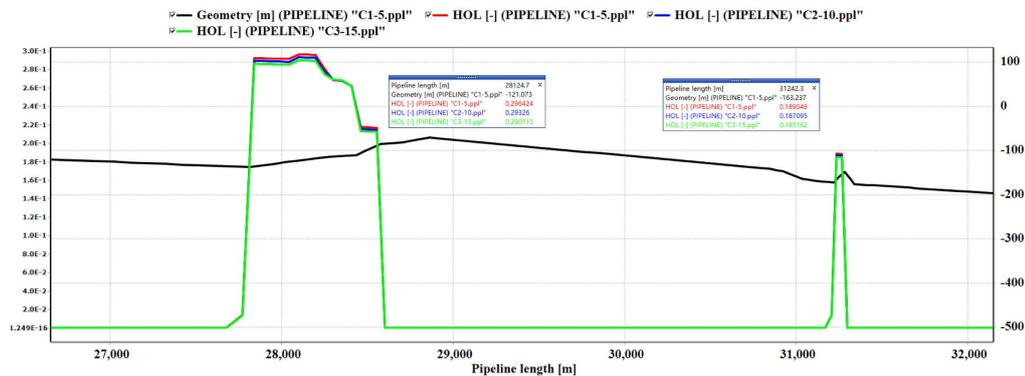


Figure 4. Liquid holdup profile curves for the local mileage section (9~74 km) under different burial depth temperatures
图 4. 不同埋深温度下局部里程段(9~74 km)的持液率剖面曲线

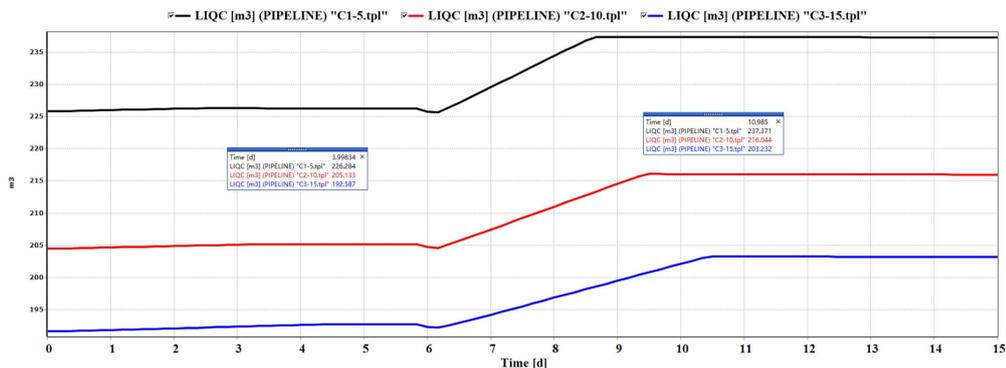


Figure 5. Trend of total liquid accumulation inside the pipeline (t = 0~15 days) under different burial depth temperatures
图 5. 不同埋深温度下管内总积液量的趋势图(t = 0~15 d)

3.3. 末端压力变化的影响

在其他参数不变的情况下，模拟计算得到末端(轮南集气站)进站压力分别为 5.5 MPa、6.0 MPa、6.5 MPa 时，管道沿程持液率的剖面图和总积液量的趋势图如图 6~图 7 所示。可以看出，随着末端进站压力的增大，沿程高持液率管段(位于爬坡段)的持液率也在逐渐增大(27.76%→29.40%→31.07%)，其余管段(位于下坡段)持液率在微幅减小(0.036%→0.031%→0.026%)，管内总积液量在增加但增幅在逐渐减小(229.41 m³→237.28 m³→237.96 m³)。

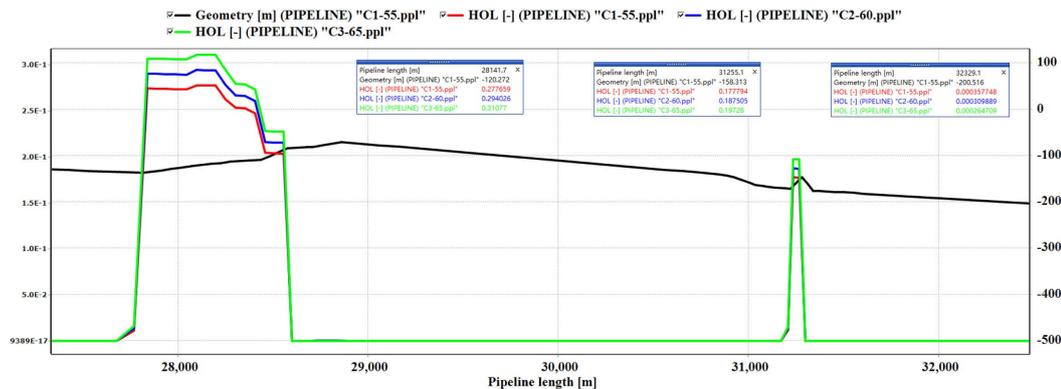


Figure 6. Profile of liquid holdup along the local pipeline section under different inlet pressures at the terminal station
图 6. 末端不同进站压力下局部管段沿程持液率剖面图

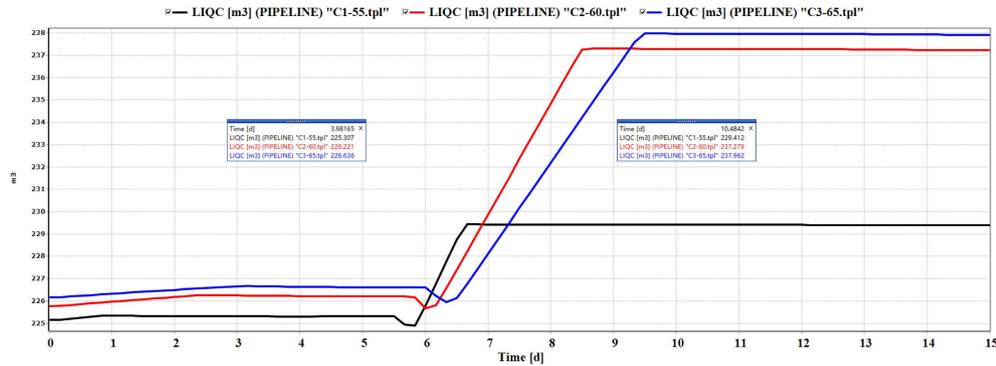


Figure 7. Trend of total liquid accumulation inside the pipeline ($t = 0\sim 15$ days) under different inlet pressures at the terminal station

图 7. 末端不同进站压力下管内总积液量趋势图($t = 0\sim 15$ d)

3.4. 烃露点变化的影响

不同烃露点(-5°C , 0°C , 5°C)下管道沿程持液率的剖面曲线计算结果如图 8~图 10 所示(展示持液率剖面有明显变化的管段), 管内总积液量趋势曲线计算结果如图 11 所示。可以看出, 随着出站天然气烃露点的增加($-5^{\circ}\text{C}\rightarrow 0^{\circ}\text{C}\rightarrow 5^{\circ}\text{C}$), 沿程高持液率管段(位于爬坡段)的持液率在增大[10] ($33.65\%\rightarrow 42.41\%\rightarrow 43.36\%$), 但增幅在逐渐减小; 管内总积液量也在增加($226.54\text{ m}^3\rightarrow 230.74\text{ m}^3\rightarrow 308.04\text{ m}^3$)且增幅在逐渐增大。

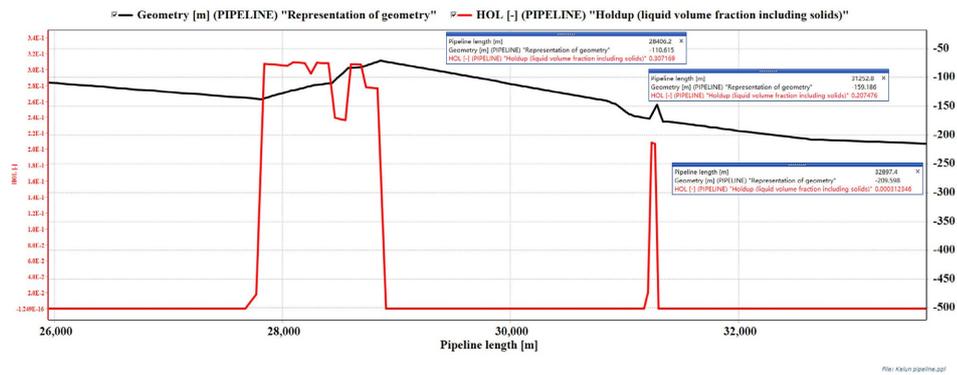


Figure 8. Liquid holdup profile along the local pipeline section at a hydrocarbon dew point of -5°C

图 8. 烃露点 -5°C 时局部管段沿程持液率剖面图

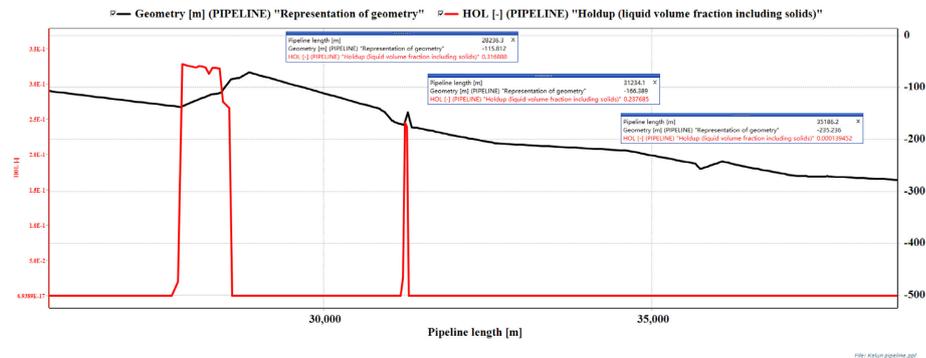


Figure 9. Liquid holdup profile along the local pipeline section at a hydrocarbon dew point of 0°C

图 9. 烃露点 0°C 时局部管段沿程持液率剖面图

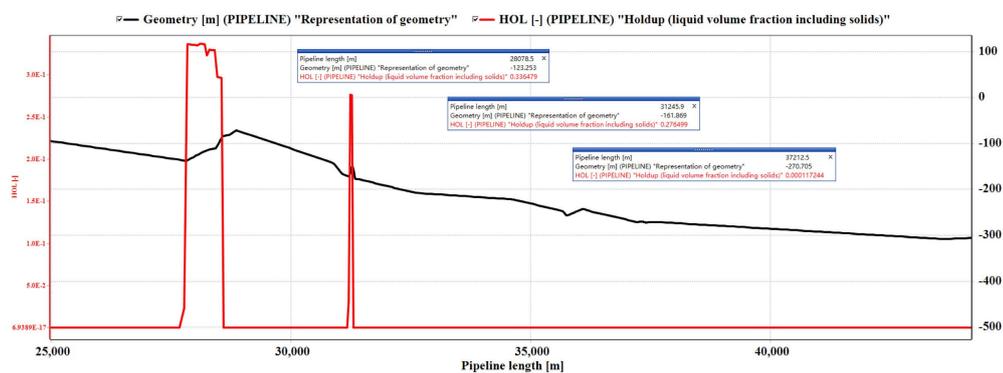


Figure 10. Liquid holdup profile along the local pipeline section at a hydrocarbon dew point of 5°C
图 10. 烃露点 5°C 时局部管段沿程持液率剖面图

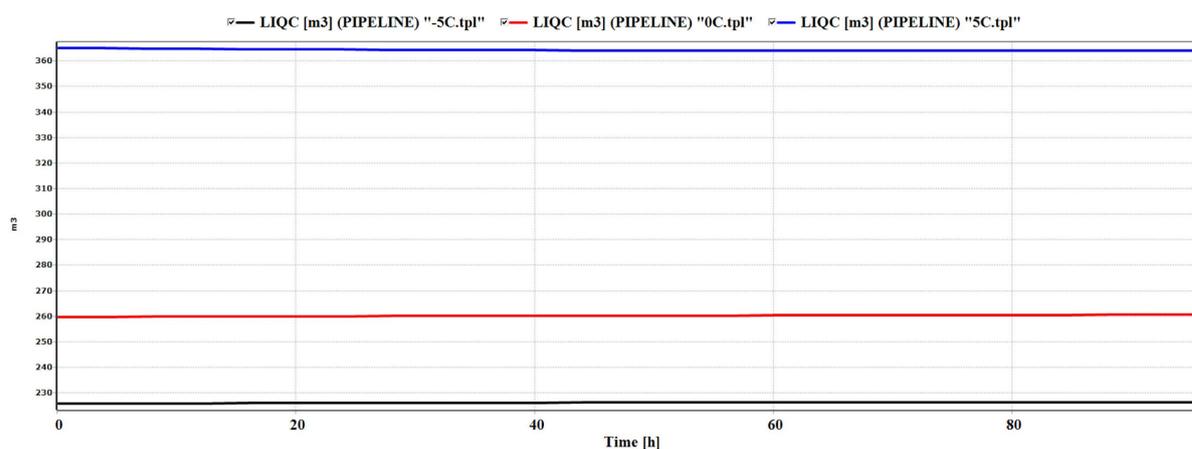


Figure 11. Trend of total liquid accumulation in the pipeline under different hydrocarbon dew points (-5°C, 0°C, 5°C)
图 11. 不同烃露点(-5°C, 0°C, 5°C)下管内总积液量趋势图

3.5. 各因素敏感程度分析

为了搞清楚管内积液(持液率和持液量)对不同影响因素的敏感程度,将上述分析结果数据汇总列于表 3 中。由此可知,管内持液率影响因素的影响程度从大到小依次为“起点输量 > 烃露点 > 末端压力 > 埋深温度”,而对管内总积液量的影响程度从大到小依次为“起点输量 > 烃露点 > 埋深温度 > 末端压力”。其中,起点输量对管道持液率和总积液量的影响均最为显著,这一结论与国际通用的 Turner 临界携液理论相符:当输量较低时,气相表观流速低于将液滴带出所需的临界流速,气流无法克服重力对液相的曳力,导致液滴回落并在低洼处聚积,加剧了地形诱导的段塞流现象。同时,模拟显示的积液主要集中在爬坡段的规律,也验证了 Beggs-Brill 多相流理论关于倾斜管段流动特性的描述,即重力沿管轴的分量阻碍液体上行,导致该处持液率对压力和流速的变化尤为敏感。相比之下,本研究中埋深温度的影响较小,这与部分针对极寒地区管道的国际研究结论存在一定差异,主要是因为 KL 管道埋深较深且有保温措施,管内流体与环境的热交换处于准稳态。综合来看,管道末端压力主要由下游管网负荷等工况参数所决定,而管道埋深温度则取决于季节温度的变化,这两个因素的取值都难以调控;烃露点温度虽然可以通过调整上游处理装置参数控制,但成本较高且改善效果在 0°C 以下不明显。因此,合理调配 KL

管道输量是控制积液的最优解, 建议将输量控制在 $2500 \times 10^4 \sim 3000 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 此时气相流速处于能够连续携液的“安全窗口”内, 能有效抑制积液形成, 且现场具有较强的可操作性。

Table 3. Statistics of sensitivity analysis results for liquid accumulation in the Kelen pipeline

表 3. 克轮管道积液敏感性分析结果统计

序号	影响因素				观测值	
	输量($\times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$)	埋深温度($^{\circ}\text{C}$)	末端压力(MPa)	烃露点($^{\circ}\text{C}$)	最大持液率(%)	最大积液量(m^3)
1	1000				50.15	4173.89
2	1500				36.17	469.75
3	2000				29.07	225.23
4	2500	5	6.07	1.0	24.84	188.60
5	3000				12.64	53.23
6	4000				0.14	45.71
7		5			29.63	237.40
8	1945.52	10	6.07	1.0	29.32	216.07
9		15			29.00	203.26
10			5.50		27.76	229.43
11	1945.52	5	6.00	1.0	29.40	237.30
12			6.50		31.07	237.98
13				-5	30.72	226.16
14	1945.52	5	6.07	0	31.69	260.17
15				5	33.65	364.17

4. 结论

(1) 基于 PVTsim 和 OLGA 软件建立了 KL 管道动态仿真模拟模型, 通过实测数据对模型进行了校准和测试[11], 管道压力模拟结果相对误差在 4%以内, 温度偏差仅为 0.11°C 。

(2) 管道沿程持液率、总积液量影响因素的敏感性分析结果表明, 起点输量是其关键影响因素, 烃露点温度的影响次之, 末端压力和埋深温度影响甚微。

(3) 随着输量的增加, 管道高持液率管段数、沿程持液率、管内总持液量、出口液量波动幅度和持续时间等参数的值均在减小; 输量越小, 这些参数受输量变化的影响程度越为显著[12]。建议将输量控制在 $2500 \times 10^4 \sim 3000 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 以内, 有利于控制管内积液量, 保障管道平稳高效运行。

参考文献

- [1] 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.
- [2] 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>
- [3] Beggs, D.H. and Brill, J.P. (1973) A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes. *Journal of Petroleum Technology*, **25**, 607-617. <https://doi.org/10.2118/4007-pa>
- [4] Yin, P., Cao, X., Zhang, P., Yang, W., Bian, J. and Guo, D. (2020) Investigation of Slug Flow Characteristics in Hilly

Terrain Pipeline Using Ultrasonic Doppler Method. *Chemical Engineering Science*, **211**, Article 115300.
<https://doi.org/10.1016/j.ces.2019.115300>

- [5] 王国栋, 王春升, 张明等. 基于 OLGA 瞬态模拟的凝析气管道积液影响因素分析[J]. 油气田地面工程, 2017, 36(4): 14-17.
- [6] 苏越. 起伏天然气管线积液规律研究[D]: [硕士学位论文]. 北京: 中国石油大学, 2019.
- [7] 潘峰, 陈双庆. 基于 OLGA 的起伏湿气集输管道水力特性研究[J]. 当代化工, 2017, 46(3): 511-513.
- [8] 魏林伟. 气液混输管道积液影响因素及控制方法研究[J]. 管道技术与设备, 2017(2): 13-15.
- [9] 胡延成, 马贵阳, 于鑫泰, 等. 季节变化对埋地管道周围温度场的影响[J]. 管道技术与设备, 2010(2): 13-15.
- [10] 王娜, 张昆, 赖燕, 等. 天然气脱水脱烃方法研究[J]. 辽宁化工, 2015, 44(12): 1511-1512+1520.
- [11] 王靖怡. 多相流模拟软件在油气田生产中的对比应用[D]: [硕士学位论文]. 北京: 中国石油大学, 2021.
- [12] 张友波, 李长俊, 杨静. 多相管流中压降和持液率的影响因素分析[J]. 河南石油, 2005, 19(2): 55-57.