



DOI: 10.11885/j.issn.1674-5086.2022.07.23.01

文章编号: 1674-5086(2024)01-0136-11

中图分类号: TE348

文献标志码: A

四川某气田集输管线积液影响规律研究

伍坤¹, 张露露², 林宇¹, 李蔚熹¹, 周军^{3*}

1. 中国石油西南油气田公司集输工程技术研究所, 四川 成都 610051

2. 中国石化皖能天然气有限公司, 安徽 合肥 230088

3. 西南石油大学石油与天然气工程学院, 四川 成都 610500

摘要: 针对四川某气田起伏湿气集输管道积液严重问题, 基于全动态多相流模拟软件(OLGA)仿真模拟建立了积液模型, 考虑了输气量、输液量、压力及温度对管内积液量的影响, 揭示了管内积液随输气量、压力、输液量及环境温度的变化规律。绘制了积液版图, 直观展现积液变化趋势, 为气田分析积液影响提供一定的数据支撑。由于大落差起伏管线流型变化复杂, 因此, 分析了不同工况下流型的演变过程, 结果表明, 积液最先在较长的上倾管段形成环状流, 随积液增多逐渐向上堆积形成段塞流, 直到管内全部充满积液。在积液规律基础上, 建立并模拟了混输和分输工况的清管作业, 研究了最小输气效率法、最大积液量法和最大允许压降法确定清管周期的可行性。结果表明, 对于混输工况, 最大允许压降法确定清管周期最长为 4.5 d; 对于分输工况, 采用最大积液量法确定清管周期最长为 32.0 d。

关键词: OLGA; 积液; 流型; 清管周期; 两相流

A Study on the Law of Liquid Accumulation Influence in Southern Sichuan Wet Gas Pipeline

WU Kunyi¹, ZHANG Lulu², LIN Yu¹, LI Weixi¹, ZHOU Jun^{3*}

1. Research Institute of Gathering and Transportation Engineering Technology, Southwest Oil & Gas Field Company, PetroChina, Chengdu,

Sichuan 610051, China; 2. Wanneng Natural Gas Co. Ltd., SINOPEC, Hefei, Anhui 230088, China;

3. Petroleum Engineering School, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China

Abstract: In order to solve the serious problem of liquid accumulation in the undulating wet gas gathering and transporting pipeline of a gas field in southern Sichuan, a liquid accumulation model is established based on OLGA simulation software. The influence of gas volume, infusion volume, pressure and temperature on the amount of liquid accumulation in the pipeline is taken into account, and the change rule of liquid accumulation in the pipeline with gas volume, pressure, infusion volume and ambient temperature is revealed. The map of liquid accumulation is drawn, and the change trend of liquid accumulation is displayed directly, which provides certain data support for analyzing the effect of liquid accumulation in gas fields. Due to the complexity of flow pattern variation in the pipeline with large drop fluctuation, the evolution process of flow pattern under different working conditions is analyzed. The results show that the liquid first forms annular flow in the long up dip pipe section, and gradually accumulates upward to form slug flow with the increase of liquid accumulation until the pipe is full of liquid accumulation. Based on the law of liquid accumulation, the pigging operation under mixed and separate transportation conditions is established and simulated, and the feasibility of determining pigging period by the methods of minimum gas transfer efficiency, maximum liquid accumulation amount and maximum allowable pressure drop is studied. The results show that the pigging period of the maximum allowable pressure drop method is 4.5 days for mixed transportation conditions. The pigging period is determined to be 32.0 days by the method of maximum liquid accumulation.

Keywords: OLGA; liquid accumulation; flow pattern; pigging cycle; two-phase flow

网络出版地址: <http://kns.cnki.net/kcms/detail/51.1718.TE.20240116.1725.014.html>

伍坤¹, 张露露, 林宇, 等. 四川某气田集输管线积液影响规律研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2024, 46(1): 136-146.

WU Kunyi, ZHANG Lulu, LIN Yu, et al. A Study on the Law of Liquid Accumulation Influence in Southern Sichuan Wet Gas Pipeline[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2024, 46(1): 136-146.

* 收稿日期: 2022-07-23 网络出版时间: 2024-01-17

通信作者: 周军, E-mail: zhoujunsupu@163.com

基金项目: 国家自然科学基金青年科学基金(51704253)

引言

四川某气田气井采用水力压裂开发方式,基于气田的特点,针对气田不同阶段的生产特点,不同阶段的输送方式也不同,输送方式可分为气液混输和气液分输。气液混输直接将井场来气和液体通过一条管线输送到天然气处理厂集中处理,气液分输先将天然气在井场分离计量,然后分别外输气和液。无论是气液混输还是气液分输,随着管线起伏高差、温度和压力的变化,管内会产生积液,积液较多时会形成段塞流。段塞流是指管道内一段气柱、一段液柱交替出现的气液两相流动状态,会引起摩擦和滑移损失,增加沿线压耗,影响下游设备的正常工作,甚至导致管内腐蚀。因此,有必要对气田起伏湿气输送管道的积液情况进行分析,便于制定合理的积液控制方案。

随着两相流理论和仿真软件的发展,人们对湿气管道积液发展特性与规律有了一定的认识。梁法春等^[1]研究了清管后的积液形成过程,以及不同气体输量对管内临界积液量影响规律。周威^[2]研究了降低加热炉出口温度从而降低饱和水汽析出量的方法来控制积液形成。周明明等^[3]利用 Pipephase 软件建立管道积液模型,预测分析管道积液量及积液位置,优化气田集输管道清管周期。刘建武等^[4]分析了全线清管前后的管内积液发展过程。大部分学者探讨了管网输气量、气体质量含液率、集气站出站温度和集气末站进站压力对管网积液量及积液分布的影响效应^[5-6],在积液规律

分析上少有考虑环境温度的影响,在积液演变过程中多是清管前后全线流型、持液率的变化过程。

本文依据四川某气田起伏实际管线和产量工况,考虑了环境温度对积液的影响,在分析全线不同工况下流型、流速变化基础上,增加起伏管段详细的流体推进过程描述,并对比了经验预测积液位置与仿真积液位置的差异。除此之外,考虑现场需求,分析了3种确定清管周期方法的适应性,为现场控制积液、减少风险和降低成本提供理论依据。

1 相关理论

气液两相流动的规律较单相流复杂得多,常采用简化的流动模型进行处理,以便探讨其流动规律。常用的模型有均相流动模型、分相流动模型和漂移流动模型等^[7]。本文选用 OLGA 模拟湿气管道的气液两相运动状态。软件采用扩展的双流体模型,其基本方程包括气相、液膜及液滴的3个质量守恒方程,气相和液滴的组合动量方程和液膜的动量方程,以及混合物能量方程。以质量、动量和能量守恒基本微分方程为核心对持液率、温降及压降进行模拟计算。

1) 质量守恒

对于气相

$$\frac{\partial}{\partial t}(V_g \rho_g) = -\frac{1}{A} \frac{\partial}{\partial z}(AV_g \rho_g v_g) + \psi_g + G_g \quad (1)$$

对于靠近管壁的液膜

$$\frac{\partial}{\partial t}(V_L \rho_L) = -\frac{1}{A} \frac{\partial}{\partial z}(AV_L \rho_L v_L) - \psi_g \frac{V_L}{V_L + V_D} - \psi_e + \psi_d + G_L \quad (2)$$

对于靠近气相中夹带的液滴

$$\frac{\partial}{\partial t}(V_D \rho_L) = -\frac{1}{A} \frac{\partial}{\partial z}(AV_D \rho_L v_D) - \psi_g \frac{V_D}{V_L + V_D} + \psi_e - \psi_d + G_D \quad (3)$$

2) 动量守恒

气相和液滴组合

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t}(V_g \rho_g v_g + V_D \rho_L v_D) = & -\frac{1}{A} \frac{\partial}{\partial z}(AV_g \rho_g v_g^2 + AV_D \rho_L v_D^2) - (V_g + V_D) \frac{\partial p}{\partial z} - \frac{1}{2} \lambda_g \rho_g |v_g| v_g \frac{S_g}{4A} - \\ & \frac{1}{2} \lambda_i \rho_g v_r |v_r| \frac{S_i}{4A} + (V_g \rho_g + V_D \rho_L) g \cos \alpha + \psi_g \frac{V_L}{V_L + V_D} v_a + \psi_e v_i - \psi_d v_D \end{aligned} \quad (4)$$

对于管壁中的液膜

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t}(V_L \rho_L v_L) = & -\frac{1}{A} \frac{\partial}{\partial z}(AV_L \rho_L v_L^2) - V_L \frac{\partial p}{\partial z} - \frac{1}{2} \lambda_L \rho_L |v_L| v_L \frac{S_L}{4A} + \frac{1}{2} \lambda_i \rho_g |v_r| v_r \frac{S_i}{4A} + \\ & V_L \rho_L g \cos \alpha - \psi_g \frac{V_L}{V_L + V_D} v_a - \psi_e v_i + \psi_d v_D - V_L d(\rho_L - \rho_g) g \frac{\partial V_L}{\partial z} \sin \alpha \end{aligned} \quad (5)$$

3) 能量守恒 对于气液混合物

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[m_g \left(E_g + \frac{1}{2} v_g^2 + gh \right) + m_L \left(E_L + \frac{1}{2} v_L^2 + gh \right) + m_D \left(E_D + \frac{1}{2} v_D^2 + gh \right) \right] =$$
$$- \frac{\partial}{\partial z} \left[m_g v_g \left(H_g + \frac{1}{2} v_g^2 + gh \right) + m_L v_L \left(H_L + \frac{1}{2} v_L^2 + gh \right) + m_D v_D \left(H_D + \frac{1}{2} v_D^2 + gh \right) \right]$$

(6)

2 管线建模

2.1 管线基本情况

四川某气田 N 井区 H7 集气站(N-H7)至 N 井区中心站集气管线(简称 I 段)和 N 井区 H1 集气站(N-H1)到 M 井区中心站管线(简称 II 段)起伏较大,管道起点集气站分离器水量较大,可能有部分液雾、液滴越过设备进入管道,导致管内积液严

重,选取这两段管线进行湿气两相流积液模拟。

I 段管线管长 6.40 km,最大高差 470.1 m,管道规格 273.0 mm×7.1 mm,设计输气量 160×10⁴ m³/d,设计压力 7.5 MPa; II 段管线管长 8.50 km,最大高差 403.4 m,管道规格 323.9 mm×8.0 mm,设计输气量 420×10⁴ m³/d,设计压力 7.5 MPa。管材均为 L360N 无缝钢管,管内绝对粗糙度 0.002 5 mm,管线走势如图 1 所示。

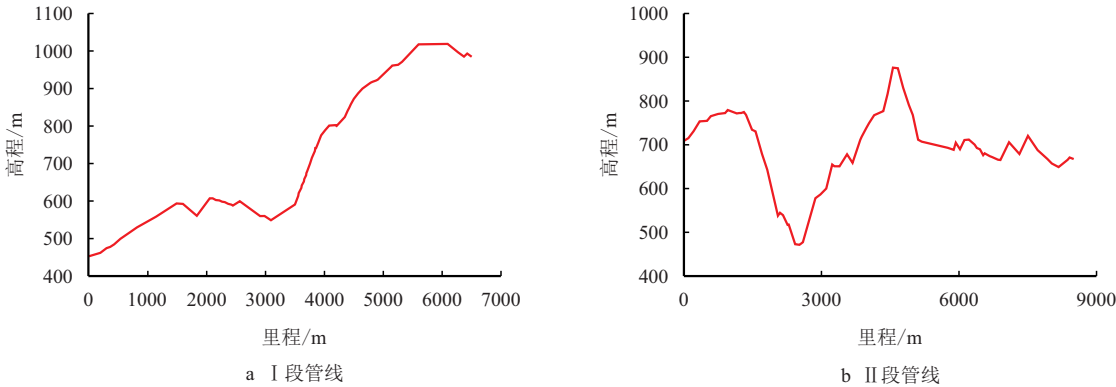


图 1 I、II 段管线管线走势图
Fig. 1 Pipeline trend chart of pipelines I and II

2.2 积液模型建立与校核

管线输送气质的摩尔分数如下:CH₄ 为 99.09%, C₂H₆ 为 0.44%, C₃⁺ 为 0.02%, CO₂ 为 0.27%, He 为 0.02%, N₂ 为 0.16%, 不含 H₂S, 相对密度 0.560 3, 经过模拟计算气体饱和水含量为 0.13%, 建立 I、II 段管线积液模型如图 2 所示。

取 I 段管线现场数据:入口温度 49.7 °C, 出口压力 6.5 MPa, 输气量 120×10⁴ m³/d, 分离器气液分离效率为 96%, 液滴、液雾流量 1 m³/d; 取 II 段管线现场数据:入口温度 48.5 °C, 出口压力 6.0 MPa, 输

气量 200×10⁴ m³/d, 分离器气液分离效率为 96%, 液滴、液雾流量 1 m³/d, 分别输入模型进行精度验证, 模拟结果见表 1。

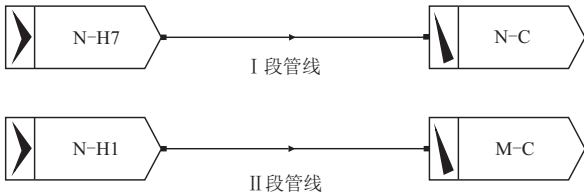


图 2 I、II 段管线积液模型
Fig. 2 Liquid accumulation model of pipelines I and II

表 1 I、II 段管线现场数据与模拟结果误差
Tab. 1 Error of field data and simulation results of pipelines I and II

管段	入口压力/MPa		误差/%	出口温度/°C		误差/%	积液量/m ³		误差/%	最大气体速度/(m·s ⁻¹)		误差/%
	现场数据	模拟结果		现场数据	模拟结果		现场数据	模拟结果		现场数据	模拟结果	
I	8.25	8.09	1.94	22.0	23.6	7.27	7.18	7.10	1.11	4.3	4.2	2.32
II	8.68	8.52	1.84	23.8	21.9	7.98	45.00	43.00	4.44	5.3	5.2	1.88

通过对比可知, I、II 段管线模型结果中入口压力、积液量、最大气体速度误差较小, 出口温度误差稍大。综上所述, 本文建立的积液模型模拟结果与现场数据在工程合理范围内, 可以保证模拟的精度。

3 积液规律分析

3.1 积液位置分析

积液的临界倾角是指当管道铺设角度小于该角度时, 管线中的积液会被气体全部带走; 反之, 管段的低洼处将产生积水, 且积液随着时间的延长将越来越严重。

通过计算积液临界倾角, 可以判断积液出现的位置, 继而可以判断积液腐蚀位置^[8-9]。NA-

CE SP 0206—2006 内腐蚀直接评价标准中^[10] 推荐使用的临界倾角计算经验公式为

$$\theta = \arcsin\left(0.675 \frac{\rho_g}{\rho_L \rho_g} \frac{v_g^2}{gd}\right)^{1.091}$$
 (7)

实际倾角的计算公式为

$$\theta_{ac} = \arcsin \frac{\Delta H}{\Delta L}$$
 (8)

最大流量代表液体积聚的最大可能性, 最小流量代表液体积聚的最小可能性, 计算管道出现液体积聚的最大和最小临界倾角, 得到一个积液产生的倾角范围, 以此可以简单判断某管线沿线实际倾角是否超出积液积聚的倾角范围。根据现场实际情况, 取 I 段管线最大工况(工况 1)、常见工况(工况 2)、较小工况(工况 3)和最小工况(工况 4)4 个代表工况进行模拟计算临界倾角, 结果如表 2 所示。

表 2 工况参数和临界倾角计算值
Tab. 2 Working condition parameters and the calculated value of critical dip angle

工况	输气量/(10 ⁴ m ³ ·d ⁻¹)	输液量/(m ³ ·d ⁻¹)	环境温度/°C	出口压力/MPa	临界倾角计算值/(°)
1	160	10	35	3	19.97
2	120	10	35	4	7.16
3	80	10	35	5	4.80
4	40	10	35	6	3.18

计算 I 段管线的实际倾角并与临界倾角对比, 结果如图 3 所示。

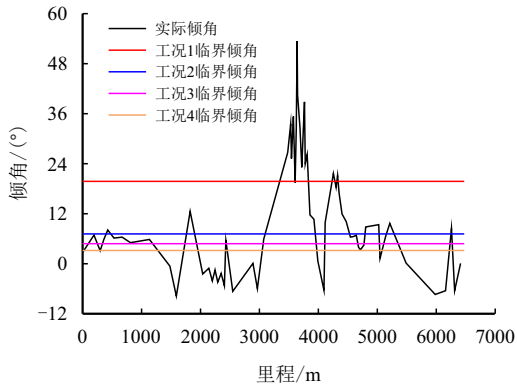


图 3 实际倾角与临界倾角示意图
Fig. 3 Actual inclination and critical inclination

由图 3 可预测积液产生的位置。工况 1, 在管段 3 479~3 810 m、4 252~4 325 m 两处的实际倾角超过临界倾角, 预测此处会出现积液, 管线整体积液出现段较少, 积液较少。工况 2, 除工况 1 产生积液的两处外, 增加管线始末段、500、1 800、4 800~5 200 m 等处出现积液。工况 3 的临界倾角线继续下移, 工况 2 容易出现积液的管段扩张, 较平缓的 531~1 133 m 管段也超过临界倾角。工况 4,

除倾角为负的管段, 几乎所有上倾段角度都超过临界倾角, 管内积液严重。

OLGA 可根据流型的变化判断管内积液的状态^[11]。模拟分析 I 段管线 4 种工况, 得到 4 种工况的流型变化如图 4 所示。

图中管内流型变化以分层流和段塞流为主。工况 1 中, 积液在管段 3 500 m 处最先形成环状流, 其他地方均为分层流。这是因为 3 500 m 段为较长上倾管, 而此时管内的积液较少, 气体速度远大于液体速度, 气体夹带部分液滴在管中心流动, 液膜沿着管内壁运动形成环状流。工况 2 在管段 0~1 000 m、1 800~2 000 m、3 000~5 500 m 处开始形成段塞流, 而这 3 段地势正是坡度较大的上倾段, 管线倾角分别为 11°、43° 及 32°。工况 3 的段塞流段较工况 2 增加了 3 500 m 处和管末处, 这两处也是上倾管段, 但是坡度较前 3 处较缓。工况 4 积液量超过 100 m³, 不仅上倾段充满积液, 平缓段也是段塞流, 且段塞长度更长, 流型更连续, 最大段塞长度为 2 700 m。这主要是因为液体增多, 全线的气相速度都较低, 气体与液体交替运动, 管道内部波浪增大形成液塞严重阻碍高速气流的输送。

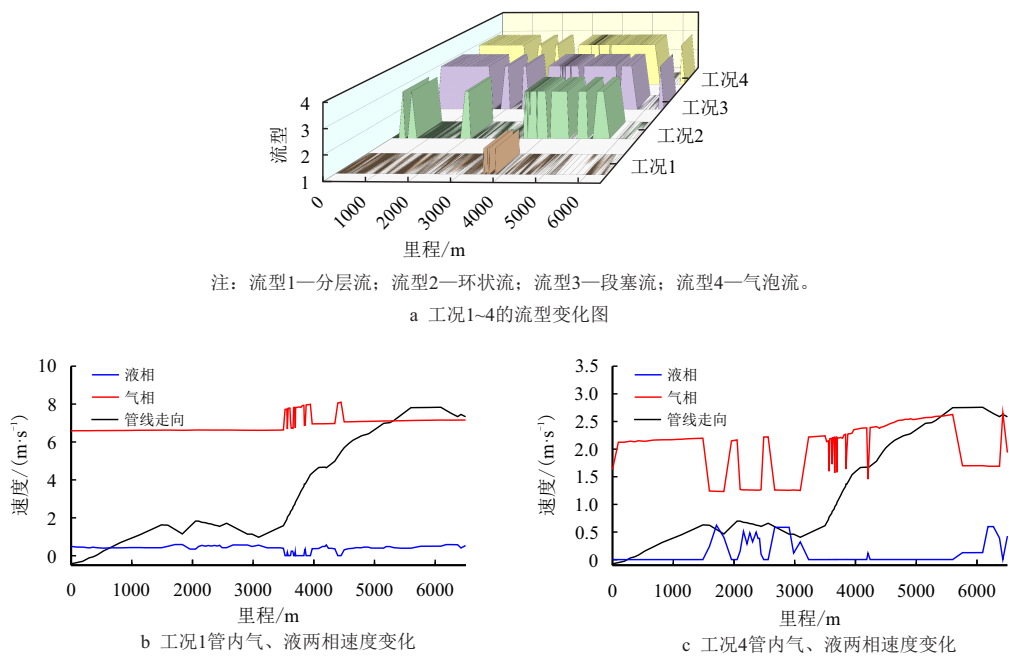


图 4 4 种工况的流型变化曲线和工况 1、4 管内气液两相速度变化曲线

Fig. 4 The flow pattern change curves of 4 working conditions and the velocity curves of gas and liquid in the pipes of working conditions 1 and 4

经验公式与仿真模型结果对比如表 3 所示。通过对比分析发现,经验公式和仿真模拟都可以判断积液产生的位置,两者判断具有一定的一致性^[12],但前者得到的管段位置范围更广,后者确定的位置更精准,且能判断管内流型。除此外,低洼处的积液形成有一定的规律性,在管线的运行过程中,较少积液会先在上倾管段形成环状流;当积液增加到一定量,会在管道倾角较大的低洼处最先形成积液,然后积液位置一直向上倾管方向扩散,直到管线出现下倾为止;当积液过多时,管道较缓坡段和管道平缓段也会形成段塞流,直到管线全部充满积液。

表 3 经验公式与仿真模型结果对比

Tab. 3 Comparison of empirical formula and simulation model results

工况	经验公式计算积液位置	仿真模拟计算积液位置
1	3 479~3 810 m、4 252~4 325 m	3 500 m
2	管线始末段、500 m、1 800 m、3 479~3 810 m、4 252~4 325 m、4 800~5 200 m	0~1 000 m、1 800~2 000 m、3 000~5 500 m
3	管线始末段、500 m、1 800 m、3 479~3 810 m、4 252~4 325 m、4 800~5 200 m、531~1 133 m	0~1 000 m、1 800~2 000 m、3 000~5 500 m、管末处
4	几乎所有上倾段	几乎所有上倾段

3.2 积液规律分析

对 I、II 段管线的现场情况进行工况模拟,绘制成积液量图版,不仅方便查看不同工况下的积液范围,也为探索各管段的最长停输时间、是否需要清管提供科学的决策依据^[13]。模拟结果如图 5 所示。

从图 5 可以看出,输气量越大,管内积液越少:I 段管线在输气量为 $40\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 时,积液量大幅度增加,管内总积液量最高达到 120 m^3 ,II 段管线输气量为 $80\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 时,管内总积液量最高达

到 127 m^3 。出口压力越大,管内积液越多:出口压力升高,小管径、小气量低含水量工况的气相携液能力虽增强,但未超最大携液速度,管内积液难以出管。根据图版可知,在管道压力允许范围内,出口压力为 3 MPa 时,I 段管线内积液量最少为 0.157 m^3 ,II 段管线内积液量最少为 0.03 m^3 。液相流量越大,管内积液越多:液相越多越容易滞留管内。环境温度对管内积液的影响较小,积液量整体波动较小。这是因为管道埋地,外界环境温度波动大,但埋地管道的地温变化较小,继而气液速度

变化也小,较小的温度、气液速度变化并未对积液造成明显影响。因此,模拟过程中可以忽略环境温度对积液的影响。

管内的积液并不是瞬间到达图5中的量,是逐渐积累趋于动态平衡的。气体进入管道后,自身携带的游离水一部分被气体携带沿线流动,一部分滞留在低洼处,管道运行过程中的温度、压力、气量、组分、地势及管径等因素均会影响管内积液生成,滞留液体与凝析出的液体较多时,容易在管道低洼处形成段塞流阻碍气体通过。OLGA软件根据式(1)~式(4)计算跟踪液相的持液率,通过持液率的变化可直观看出某点积液动态变化。以A段管线的1000~2500 m管段的积液和持液率在9.13~10.13 h内的变化进行说明,如图6a所示,运行一段时间后管内A、B、C段积聚部分液体(褐色部分表示积液),相应的管段持液率较高;随着时间的推移,当积液在B段管线积累到一定量时,B段管线持液率达到最大值0.013,积液翻过C段的顶点流入D段;随后继续在D段积聚,持液率达到最大值0.020,然后流入E段。全线积液以此类推不断前行,直至管内气液相形成动态平衡,积液量稳定在某一值。

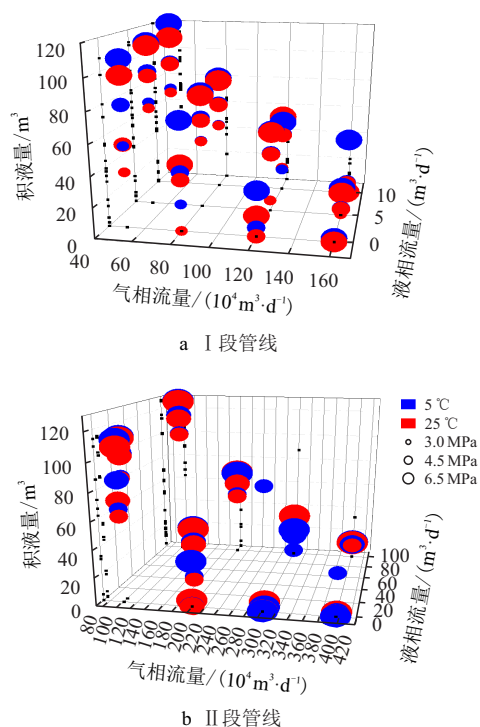


图5 I、II段管线不同气量、不同液量、不同压力及不同温度下的积液量曲线

Fig. 5 Liquid volume in pipelines I and II with different gas volume, liquid volume, pressure and temperature

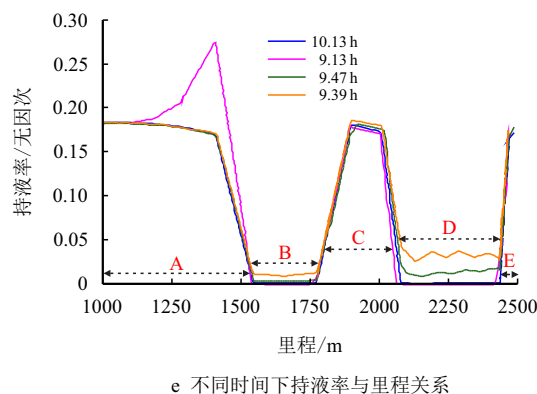
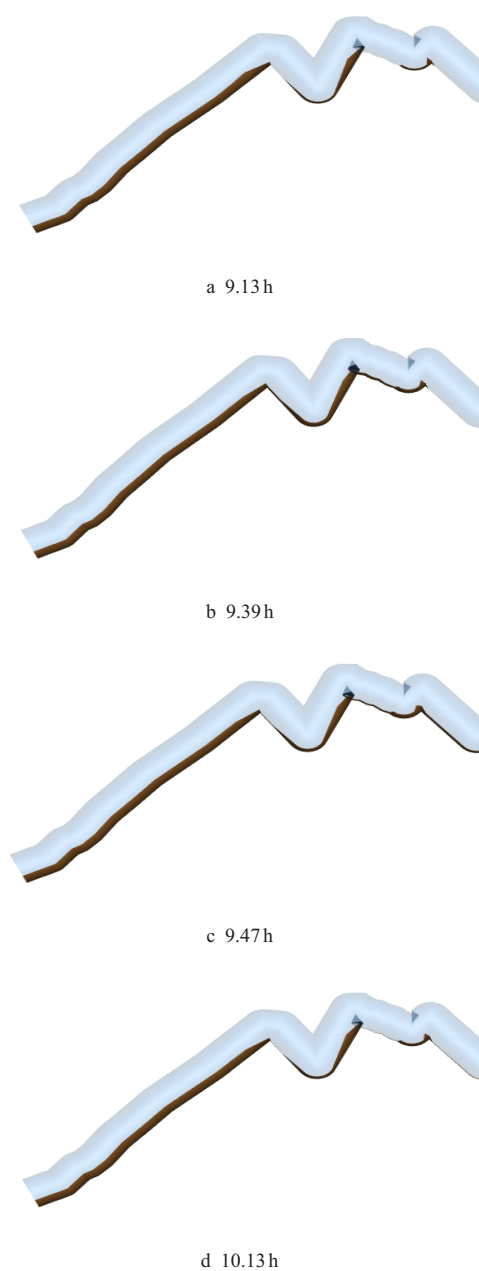


图6 I段管线1000~2500 m处积液随时间变化的3D图及持液率随时间变化曲线

Fig. 6 The relationship between fluid accumulation and liquid holdup at 1000~2500 m of pipeline I with time

4 清管周期

定期开展清管作业是清理管内液态水的主要方法,由于清管作业风险较大^[14],尤其是清管器对起伏管线有一定冲击应力^[15-16],提前预测管内积液量,制定合理的清管周期就显得尤为重要。常用的确定清管周期方法大致可分为最小输气效率法、最大允许压降法及最大积液量法 3 种,各方法均有应用并指导实际湿气管道清管周期的确定^[17]。本文通过模拟 I 段管线的混输和分输清管工况,探讨 3 种方法的适用性。在积液模型基础上添加质量 300 kg,过盈量 4%,直径 269 mm 的皮碗清管器(PIG),设置清管器与管道之间的壁摩擦系数为 9 500,建立 I 段管线清管模型如图 7 所示。混输工况:输气量 $40 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 未经过分离器分离的水量 $10 \text{ m}^3/\text{d}$, 出口压力 6.0 MPa 的混输工况管线积液最多,对此设置总模拟时间 16 d,清管器在运行 2 d 后投入。分输工况:输气量 $100 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 分离器气液分离效率为 96%, 液滴、液雾流量 $1 \text{ m}^3/\text{d}$, 出口压力 4.0 MPa 的分输工况管线积液较少,对此设置总模拟时间 60 d,清管器在运行 15 d 后投入。

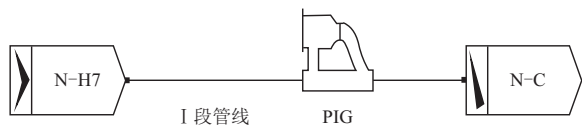


图 7 I 段管线清管模型
Fig. 7 Pipeline I pigging model

通过模拟得到清管器运行速度,结果如图 8 所示。规范要求清管器运行速度控制在 5.0 m/s 内^[18],实际运行速度为 $0.5 \sim 4.2 \text{ m/s}$,在上倾段速度较小,稳定在 $1.0 \sim 3.0 \text{ m/s}$,翻越最高点后速度激增,最大为 4.1 m/s ,全程未超过 5.0 m/s ,满足规范要求。

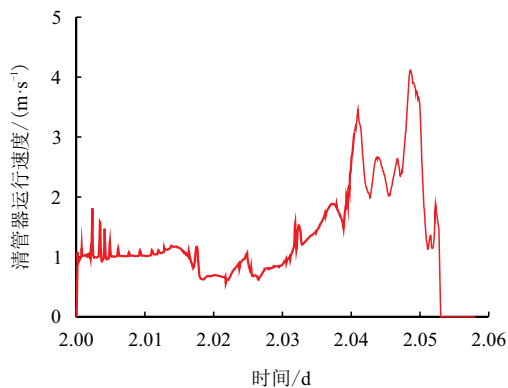


图 8 清管器运行速度变化曲线
Fig. 8 Variation of PIG running speed

4.1 最小输气效率法

SY/T 5922—2012《天然气管道运行规范》中规定当管道输气效率小于 95% 时,宜进行清管作业^[19]。但在实际应用中,由于产量不稳定,大气量时管道输气效率较高,清管周期较长;小气量时输气效率经常低于 95%,清管周期较密,频繁的清管作业不仅导致人力、物力的浪费,还影响正常生产。因此,有些气田会调整清管的最小输气效率,如苏里格^[20]气田在输气效率降至 90% 时清管,四川某气田现场综合考虑管道实际运行经验和成本损失,规定输气效率小于 80% 时即需进行清管以降低积液危害。管道输气效率 E 为管道实际输量与管道设计输量的比值

$$E = \frac{Q_r}{Q} \quad (9)$$

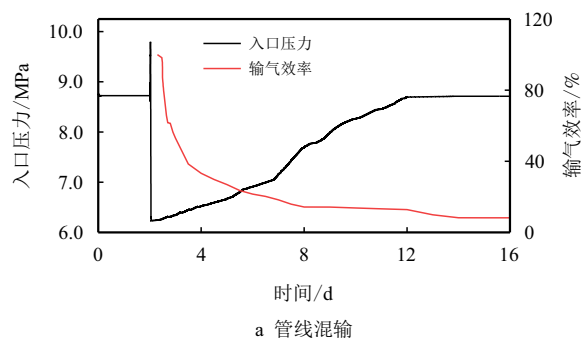
地形起伏地区的输气管道基本公式为

$$Q_0 = C_1 \sqrt{\frac{[p_Q^2 - p_Z^2(1 + a s_z)] d^5}{\lambda Z \Delta T L \left[1 + \frac{a}{2L} \sum_{i=1}^z (s_i + s_{i-1}) l_i \right]}} \quad (10)$$

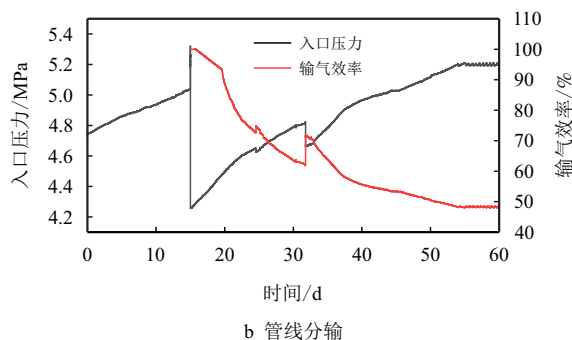
$$a = \frac{2g}{ZRT} \quad (11)$$

清管后入口压力和管道输气效率变化如图 9

所示。



a 管线混输



b 管线分输

图 9 管线混输、分输时入口压力和输气效率变化曲线
Fig. 9 Mixed and separate inlet pressure and gas efficiency curves

清管将管道中大量积液清出,大幅降低了管道的入口压力,提高了管道的输气效率,在此将清管

后管线输气效率近似 100%; 随着积液增多效率逐渐降低, 混输工况经过 0.5 d 管线的输气效率降低到 80%, 如果按输气效率法进行定期清管, 清管周期应定为 0.5 d。分输工况在第 26.7 天效率降到 80%, 按照输气效率法进行定期清管, 清管周期应定为 11.7 d。

4.2 最大积液量法

清管作业时应确保清出液量低于下游分离器处理能力, 对于大起伏的集输管道, 清管段塞量较大, 因此, 可将管道内部积液量与分离器有效处理能力(根据实际分离器大小, 确定为 20 m^3)相比较作为清管时机判定依据。清管前后的管内积液量变

化如图 10 所示。

混输工况在第 2.0 天投入清管器, 管内积液从 105.00 m^3 减至 1.00 m^3 , 清出积液 104.00 m^3 , 清管结束后管内积液逐渐恢复, 在第 4.0 天管内积液恢复到 20 m^3 ; 在第 14.0 天管内积液达到动态平衡, 按照最大积液量法, 当管内积液量超过分离器容积时需要清管, 清管周期应为 2.0 d。分输工况在第 15.0 天投入清管器, 管内积液从 24.60 m^3 减至 0.15 m^3 , 清出积液 24.45 m^3 , 清管结束后管内积液逐渐恢复, 在第 47.0 天管内积液恢复到 20 m^3 ; 在第 55.0 天管内积液达到动态平衡, 按照最大积液量法, 清管周期应为 32.0 d。

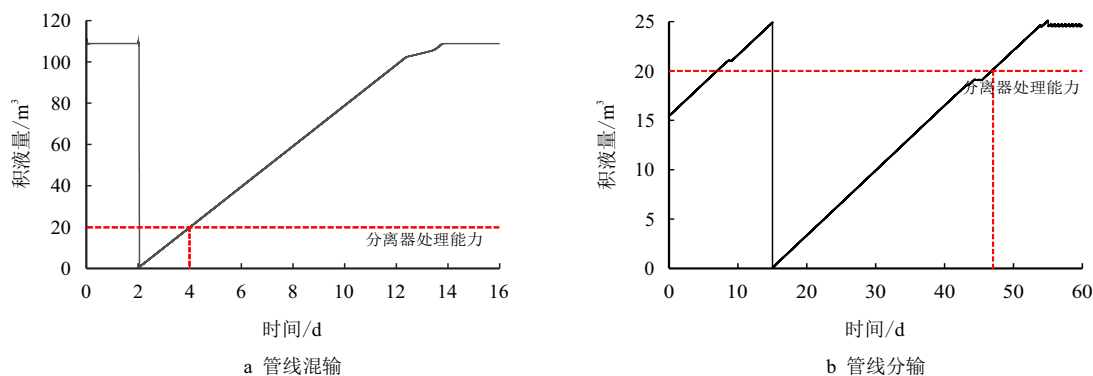


图 10 清管前后混输、分输管内积液量变化曲线

Fig. 10 Variation curves of liquid accumulation in mixed and separate transportation before and after pigging

4.3 最大允许压降法

由于积液基本清除, 管道清管后输气能力最大, 之后随着时间推移, 管内积液逐渐恢复, 气体流动阻力逐渐增大, 会出现管路压降变大、超过现场历

史数据的异常现象, 因此, 可以将压降是否高于允许压降值作为是否需要清管的判定标准。混输和分输工况在清管过程中的压降随时间变化曲线如图 11 所示。

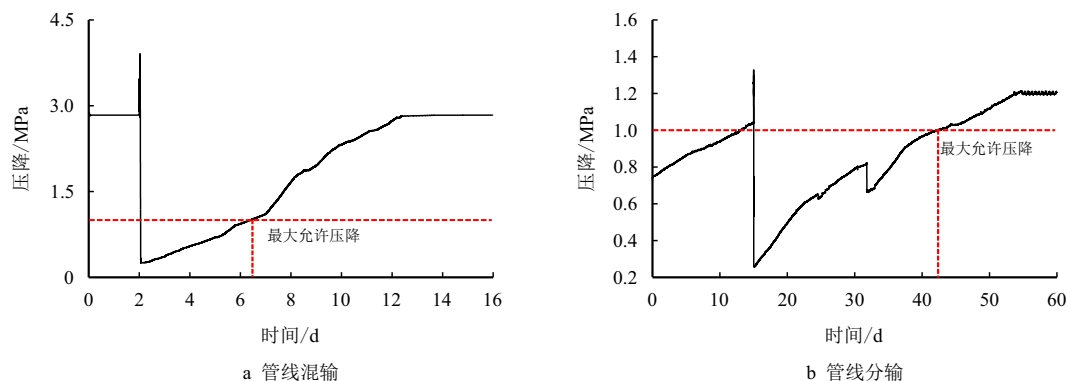


图 11 清管后混输、分输压降变化曲线

Fig. 11 Pressure drop curves of mixed and separate transportation after pigging

清管后管内积液几乎被清除, 流体进入管道的速度小于流体从管道内排出的速度, 导致入口压力突降, 输送能力达到最高, 此时管道压降主要由

管道摩阻构成; 随着输送时间的推移, 管道内部的积液量逐步增大, 流通能力逐渐缩小, 压降逐步增大。根据管线实际运行中的最大允许压差 1 MPa,

混输工况在第 6.5 天压降达到 1 MPa, 清管周期应为 4.5 d。分输工况压降在第 42.5 天达到 1 MPa, 清管周期应为 27.5 d。

综上所述, 通过 3 种方法计算得到两种工况清管周期如表 4 所示。由表 4 可知, 混输工况优先采用最大允许压降法计算清管周期, 并应根据运行情况合理确定允许压降。对于分输工况, 最大积液量法得到的周期最长。从本质上来说, 最大允许压降法的原理和最小输气效率法相同, 均是以压力的变化作为是否清管的判定依据^[21]。但两种方法各自的判断标准不同, 导致求出的周期不同, 对此建议采用最大积液量法来确定分输工况周期。

表 4 清管周期
Tab. 4 Pigging periodic table

工况	周期/d		
	最小输气效率法	最大积液量法	最大允许压降法
管线混输	0.5	2.0	4.5
管线分输	11.7	32.0	27.5

5 结 论

1) 输气量越大, 管内积液越少; 输气量越少, 管内积液越多。特别是在输气量低于 $80 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 时, 积液量对输量变化十分敏感, 管内总积液量最高达到 127 m^3 。出口压力越大, 管内积液越多; 在管道压力允许范围内, 当出口压力为 3 MPa 时, 管内积液量最少为 0.03 m^3 。环境温度对管内积液的影响较小, 可忽略环境温度对积液的影响。

2) 管线运行过程中分层流主要出现在下倾段, 段塞流出现在上倾段, 积液较少时会先在较长的上倾管段低洼处形成环状流, 随着积液增多逐渐转换成段塞流; 段塞流优先沿着上倾管方向扩散, 并逐渐增长段塞长度, 直到管线全部充满积液。

3) 定期清管可有效降低积液损害。对于未进行分离器分离的混输工况, 建议采用最大允许压降法确定清管周期, 本文分析工况下, 计算得到最长清管周期为 4.5 d; 对于分离器分离后的分输工况, 建议采用最大积液量法确定清管周期, 本文分析工况下, 计算得到最长清管周期为 32.0 d。

符号说明

t —时间, s;
 V_g, V_L, V_D —气相、液膜及液滴的体积分数, $V_g + V_L + V_D = 1$;
 ρ_g, ρ_L —气相、液相密度, kg/m^3 ;
 A —管过流横截面积, m^2 ;

v_g, v_L, v_D —气相、液膜及液滴的速度, m/s ;
 ψ_g —两相之间质量传递速率, 以液相蒸发为正, kg/s ;
 ψ_e, ψ_d —液滴夹带、沉积速率, $\text{kg}/(\text{m}^2 \cdot \text{s})$;
 G_g, G_L, G_D —气相、液膜及液滴的质量源, $\text{kg}/(\text{m}^3 \cdot \text{s})$;
 λ_g, λ_i —气相、气液相主体之间水力摩阻系数, 无因次;
 λ_L —液膜间水力摩阻系数, 无因次;
 α —管轴线与垂线的夹角, $(^\circ)$;
 p —压力, MPa;
 v_r, v_i —气、液相主体之间的相对速度, m/s ;
 v_a —进入管道的流体速度, m/s ;
 S_g, S_L, S_i —气相、液膜及气液相主体之间的界面的湿润, m ;
 g —重力加速度, $g = 9.8 \text{ m}/\text{s}^2$;
 m_g, m_L, m_D —气相、液膜及液滴的质量, kg ;
 E_g, E_L, E_D —气相、液膜及液滴单位质量的内能, J;
 H_g, H_L, H_D —气相、液膜及液滴单位质量焓值, J/K;
 h —高程, m ;
 H_s —质量源的焓, kJ/kg ;
 U —管壁的传热量, kW ;
 θ —临界倾角, $(^\circ)$;
 ρ_L —液体密度, 取 $1 \text{ g}/\text{m}^3$;
 ρ_g —气体密度, 取 $0.216 \text{ g}/\text{m}^3$;
 d —管道内径, m ;
 v_g —气体表观速度, m/s ;
 θ_{ac} —管线的实际倾角, $(^\circ)$;
 ΔH —计算管段的高程差, m ;
 ΔL —计算管段的支线距离, m ;
 Q_r —管道实际输送量, m^3/d ;
 Q —管道设计输量, m^3/d ;
 E —输气效率, %;
 Q_0 —天然气在标准状况下的体积流量, m^3/s ;
 C_1 —常数, $C_1 = 0.038 48$;
 p_Q —起点压力, Pa;
 p_Z —终点压力, Pa;
 s_z —管路终点与起点的高程差, m ;
 s_i —任意一点相对起点的高程差, m ;
 l_i —任意一直管段长度, m ;
 L —管道长度, m ;
 D —管道内径, m ;
 λ —水力摩阻系数, $\lambda = 0.031 4$;
 Z —压缩因子, 本文取 0.955 8;
 Δ —相对密度, $\Delta = 0.560 3$;
 T —输气温度, K;
 R —天然气气体常数, $R = 8.314 \text{ J}/(\text{mol} \cdot \text{K})$ 。

参考文献

- [1] 梁法春, 王骅钟, 陈婧, 等. 复杂山地湿气集输管道积液动态累积规律[J]. 北京石油化工学院学报, 2018, 26(3): 32–35, 86. doi: 10.12053/j.issn.1008-2565.2018-03.006

- LIANG Fachun, WANG Huazhong, CHEN Jing, et al. Study on liquid dynamic accumulation process of wet gas gathering pipelines in complex mountain region[J]. Journal of Beijing Institute of Petrochemical Technology, 2018, 26(3): 32–35, 86. doi: 10.12053/j.issn.1008-2565.-2018.03.006
- [2] 周威. 涪陵页岩气田集输积液形成原因和优化设计探讨[J]. 江汉石油职工大学学报, 2018, 31(2): 21–23. doi: 10.3969/j.issn.1009-301X.2018.02.007
ZHOU Wei. On fluid accumulation causes of and optimal design for gathering and transportation pipeline in Fuling shale gasfield[J]. Journal of Jiangnan Petroleum University of Staff and Workers, 2018, 31(2): 21–23. doi: 10.-3969/j.issn.1009-301X.2018.02.007
- [3] 周明明, 贾潇, 崔熙, 等. 管道积液模型在陕北某气田的建立与应用[J]. 内燃机与配件, 2017(19): 131–132. doi: 10.19475/j.cnki.issn1674-957x.2017.19.074
ZHOU Mingming, JIA Xiao, CUI Xi, et al. Establishment and application of pipeline fluid accumulation model in a gas field in northern Shaanxi Province[J]. Internal Combustion Engine & Parts, 2017(19): 131–132. doi: 10.-19475/j.cnki.issn1674-957x.2017.19.074
- [4] 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. doi: 10.3969/j.issn.1006-396X.2020.02.015
LIU Jianwu, HE Limin. Design and analysis of liquid loading treatment scheme in wet gas pipeline[J]. Journal of Petrochemical Universities, 2020, 33(2): 89–93. doi: 10.-3969/j.issn.1006-396X.2020.02.015
- [5] 张皓峤, 侯磊, 臧铭浩. 运行参数对某湿气集输管网积液的影响研究[J]. 油气田地面工程, 2020, 39(3): 64–69. doi: 10.3969/j.issn.1006-6896.2020.03.012
ZHANG Haoqiao, HOU Lei, ZANG Minghao. Influence study of operating parameter on liquid accumulation of one wet gas gathering and transportation pipeline network[J]. Oil-Gasfield Surface Engineering, 2020, 39(3): 64–69. doi: 10.3969/j.issn.1006-6896.2020.03.012
- [6] 孙乐园. 地形起伏湿气管道积液与清管数值模拟[D]. 西安: 西安石油大学, 2021. doi: 10.27400/d.cnki.gxasc.-2021.000004
SUN Leyuan. Numerical simulation of fluid accumulation and pigging in wet gas pipelines with hilly-terrain pipeline[D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2021. doi: 10.27400/d.cnki.gxasc.2021.000004
- [7] 杜超. 天然气管道流动模拟及流动保障分析[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2015.
DU Chao. Simulation of natural gas pipeline and analysis of flowing assurance[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2015.
- [8] 陈冰清, 王跃社, 何仁洋, 等. 基于管线积液的腐蚀位置预测研究[J]. 中国特种设备安全, 2017, 33(3): 37–41, 74. doi: 10.3969/j.issn.1673-257X.2017.03.007
CHEN Bingqing, WANG Yueshe, HE Renyang, et al. Study on the prediction of corrosion location based on the water accumulation in pipeline[J]. China Special Equipment Safety, 2017, 33(3): 37–41, 74. doi: 10.3969/j.issn.-1673-257X.2017.03.007
- [9] 谢飞, 李佳航, 王国付, 等. 天然气管道内腐蚀直接评价方法的改进[J]. 油气储运, 2022, 41(2): 219–226. doi: 10.6047/j.issn.1000-8241.2022.02.012
XIE Fei, LI Jiahang, WANG Guofu, et al. An improvement on direct assessment method for internal corrosion of natural gas pipeline[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2022, 41(2): 219–226. doi: 10.6047/j.issn.1000-8241.2022.02.012
- [10] 美国腐蚀工程师国际协会. 干气管道内腐蚀直接评价标准: NACE SP 0206—2006[S]. 休斯敦: NACE 国际, 2006.
National Association of Corrosion Engineers. Internal corrosion direct assessment methodology for pipelines carrying normally dry natural gas: NACE SP 0206[S]. Houston: NACE International, 2006.
- [11] 梁平, 赵伟东, 杨颖, 等. 页岩气管道两相流型判断研究[J]. 石油化工, 2021, 50(7): 680–685. doi: 10.3969/j.-issn.1000-8144.2021.07.010
LIANG Ping, ZHAO Weidong, YANG Ying, et al. Study on two phase flow pattern judgment of shale gas pipeline[J]. Petrochemical Technology, 2021, 50(7): 680–685. doi: 10.3969/j.issn.1000-8144.2021.07.010
- [12] 李晓平, 苏越, 谢平, 等. 长治气田集输管线积液形成规律研究[J]. 油气田地面工程, 2021, 40(1): 52–56. doi: 10.3969/j.issn.1006-6896.2021.01.010
LI Xiaoping, SU Yue, XIE Ping, et al. Study on formation law of gathering and transportation pipeline liquid loading in Changzhi Gas Field[J]. Oil-Gasfield Surface Engineering, 2021, 40(1): 52–56. doi: 10.3969/j.issn.1006-6896.-2021.01.010
- [13] 张伟, 高海梅. 涩北二号气田高低压集气工艺及管网两相流模拟[J]. 天然气工业, 2007, 27(9): 108–110. doi: 10.3321/j.issn:1000-0976.2007.09.034
ZHANG Wei, GAO Haimei. High and low pressure gas gathering technology and two-phase flow simulation in Sebei-2 Gas Field[J]. Natural Gas Industry, 2007, 27(9): 108–110. doi: 10.3321/j.issn:1000-0976.2007.09.034
- [14] 张晓东, 孙世武, 马军鹏, 等. 输气管道清管作业动态模拟分析与研究[J]. 石油工业技术监督, 2022, 38(2): 10–13. doi: 10.3969/j.issn.1004-1346.2022.02.003
ZHANG Xiaodong, SUN Shiwu, MA Junpeng, et al. Dynamic simulation analysis and research on pigging operation of gas transmission pipeline[J]. Technology Supervi-

- sion in Petroleum Industry, 2022, 38(2): 10–13. doi: 10.3969/j.issn.1004-1346.2022.02.003
- [15] 曾鸣, 宋尚娜, 王文明, 等. 基于有限元法的大落差管段清管冲击分析[J]. 天然气工业, 2013, 33(5): 100–103. doi: 10.3787/j.issn.1000-0976.2013.05.019
ZENG Ming, SONG Shangna, WANG Wenming, et al. Dropping impact analysis of hilly pipeline pigging based on the finite element method[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(5): 100–103. doi: 10.3787/j.issn.1000-0976.2013.05.019
- [16] 彭阳, 安建川, 罗敏, 等. 长宁页岩气宁纳线大落差管段清管冲击应力与位移分析[J]. 天然气工业, 2021, 41(9): 142–151. doi: 10.3787/j.issn.1000-0976-2021.09.015
PENG Yang, AN Jianchuan, LUO Min, et al. Analysis of pigging impact stress and displacement in the hilly section of Changning–Naxi pipeline of Changning shale gas transmission[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(9): 142–151. doi: 10.3787/j.issn.1000-0976.2021.09.015
- [17] 李涛, 宗媛, 朱德闻. 基于 OLGA 软件的湿气管道清管动态分析[J]. 油气储运, 2016, 35(5): 526–529. doi: 10.6047/j.issn.1000-8241.2016.05.015
LI Tao, ZONG Yuan, ZHU Dewen. Dynamic analysis of pigging operation in wet gas pipeline by OLGA[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2016, 35(5): 526–529. doi: 10.6047/j.issn.1000-8241.2016.05.015
- [18] 王子涵, 秦超. 低输量管道清管器运行速度控制方法及建议[J]. 油气储运, 2022, 41(5): 592–600. doi: 10.6047/j.issn.1000-8241.2022.05.012
WANG Zihan, QIN Chao. Method and suggestions on control of pigging speed of low throughput pipeline[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2022, 41(5): 592–600. doi: 10.6047/j.issn.1000-8241.2022.05.012
- [19] 石油工业油气储运专业标准化技术委员会. 天然气管道运行规范: SY/T 5922—2012[S]. 北京: 中国标准出版社, 2012.
Technical Committee for Standardization of Oil and Gas Storage and Transportation in Petroleum Industry. The operation regulation of gas pipeline: SY/T 5922—2012[S]. Beijing: Standards Press of China, 2012.
- [20] 傅强. 探究苏里格气田集输管线的清管工艺技术[J]. 云南化工, 2018, 45(2): 156. doi: 10.3969/j.issn.1004-275X.2018.02.110
FU Qiang. The pigging technology of gathering pipeline in Sulige Gas Field was studied[J]. Yunnan Chemical Technology, 2018, 45(2): 156. doi: 10.3969/j.issn.1004-275X-2018.02.110
- [21] 谢英, 崔梦梦, 全恺, 等. 谢英. 榆林—济南天然气管道清管周期[J]. 油气储运, 2014, 33(5): 522–525. doi: 10.6047/j.issn.1000-8241.2014.05.015
XIE Ying, CUI Mengmeng, QUAN Kai, et al. Pigging cycle for Yulin–Jinan gas pipeline[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2014, 33(5): 522–525. doi: 10.6047/j.issn.1000-8241.2014.05.015

作者简介



伍坤一, 1988 年生, 男, 汉族, 四川自贡人, 高级工程师, 硕士, 主要从事油气田地面工程研究工作。E-mail: wu_ky@petrochina.com.cn



张露露, 1997 年生, 女, 汉族, 安徽宿州人, 硕士, 主要从事油气集输管网布局优化研究工作。E-mail: 2948731073@qq.com



林宇, 1985 年生, 女, 汉族, 四川自贡人, 工程师, 主要从事油气田地面工程方面的研究工作。E-mail: linyu223@petrochina.com.cn



李蔚熹, 1985 年生, 女, 汉族, 四川遂宁人, 工程师, 主要从事油气田地面工程研究工作。E-mail: li-weixi@petrochina.com.cn



周军, 1987 年生, 男, 汉族, 四川德阳人, 副教授, 博士, 主要从事油气储运系统和综合能源系统优化研究工作。E-mail: zhou-junswpu@163.com

编辑: 牛静静

编辑部网址: <http://zk.swpuxb.com>