

# 致密气田集输管道积液规律分析研究

李瀚翔, 代章涛, 赵菲菲, 易思静

重庆科技学院石油与天然气工程学院, 重庆

收稿日期: 2023年10月29日; 录用日期: 2023年11月30日; 发布日期: 2023年12月7日

## 摘要

为了研究致密气田集输管道积液规律, 利用多相流模拟软件OLGA建立管道积液模型, 计算分析该管道沿程各项状态参数(包括压力、温度、管内流速、流体流型、持液率、总积液量)随生产运行时间的变化情况, 从模拟运行168小时的结果来看, 管内各项状态数据变化甚微, 说明在本文设计参数条件下管道运行状态相对稳定。

## 关键词

集输管道, 积液, 持液率, 涡流排液, OLGA

# Analysis and Research on Liquid Accumulation Patterns in Tight Gas Field Gathering and Transportation Pipelines

Hanxiang Li, Zhangtao Dai, Feifei Zhao, Sijing Yi

School of Petroleum and Natural Gas Engineering, Chongqing University of Science and Technology, Chongqing

Received: Oct. 29<sup>th</sup>, 2023; accepted: Nov. 30<sup>th</sup>, 2023; published: Dec. 7<sup>th</sup>, 2023

## Abstract

In order to study the liquid accumulation rules of tight gas field gathering and transportation pipelines, the multiphase flow simulation software OLGA was used to establish a pipeline liquid accumulation model, and calculate and analyze various state parameters along the pipeline (including pressure, temperature, flow velocity in the pipe, and fluid flow pattern). Liquid holding rate, total liquid volume changes with production operation time. Judging from the results of 168 hours of simulated operation, the status data in the pipe changed very little, indicating that the pipeline operating status is relatively stable under the design parameters of this article.

## Keywords

Gathering and Transportation Pipeline, Liquid Accumulation, Liquid Retention Rate, Vortex Drainage, OLGA

Copyright © 2023 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. 工程概况

### 1.1. 自然地理环境

#### 1) 地理位置

本项目位于山西省吕梁市兴县。兴县，隶属于山西省吕梁市，位于山西省西北部，吕梁市北端，东邻岚县、岢岚，南连临县、方山，北倚保德，西隔黄河与陕西省神木县相望，是山西省版图最大的县。

#### 2) 气象条件

兴县属北温带大陆性季风气候，四季分明，春季干旱多风升温较快，夏季短暂炎热多雨，秋季凉爽晴朗雨水集中，冬季寒冷少雪。冬春季多西北风，夏季多东南风。该区域年平均日照时数 2600 小时左右，年平均相对湿度为 54.4%，年最大冻土深度约 130 cm。根据气象资料统计，全县年平均气温为 8.1℃，冬季为 9.1℃，夏季为 22.4℃，秋季为 7.8℃。1 月份最冷，平均气温为 -9.4℃；7 月份最热，平均气温为 23.2℃。极端最低温度为 -29.3℃ (1958 年 1 月 16 日)，年平均温差 12.5℃ [1]。无霜期年平均为 174 天，最长 190 天左右，最短 130 天左右。降水量沿黄河岸边的黄土丘陵沟壑区由东向西逐渐递减，多年平均降水量低于 400 mm，且年内分配不均。兴县地处半干旱地区，蒸发力较强，据 1980 年~2000 年水面蒸发资料，年平均水面蒸发量为 900 mm~1300 mm，陆面蒸发量为 350 mm~600 mm。干旱指数一般在 2~3 之间。

#### 3) 沿线地形地貌

本工程管道沿线地区等级为一级二类地区和二级地区，拟建场地地貌单元属 II 级阶地或河谷、沟谷 (描述见后补地质勘察报告)。沿线经过沟谷、河谷、黄土梁、黄土台、农田等地貌地段，沿途地形起伏大、地貌多变，且变化反复。地面上有旱地，长满各类杂草，农田内基本以玉米、小米为主要农作物，林地中基本上为散树，主要以枣树、核桃树为主。

#### 4) 水文地质条件

管道线路通过地区地下水受地形地貌、地质构造和地层岩性控制明显，主要接受大气降水补给，地下水分布不均，其水位和水量受季节变化影响较大。沿线地段内无大的河流，冲沟大部分地区干涸，局部有小溪流。

#### 5) 交通运输

管道所经地区主要沿目前现有乡道、村道以及生产路埋地敷设。管道沿途经过旱地、农田、林地等。地势较为开阔，交通条件相对较好，可供施工使用。

### 1.2. 管道基础数据

#### 1) 输送介质

管道输送介质：致密气(气液混输)，组分及其组成比见表 1。

**Table 1.** Natural gas components**表 1.** 天然气组分

天然气组分	甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	氮气	二氧化碳
含量(%)	97.16	1.05	0.34	0.03	0.04	1.02	0.35

含水量：最大  $4 \text{ m}^3/10^4 \text{ m}^3$  气，平均  $2 \text{ m}^3/10^4 \text{ m}^3$  气

含凝析油产量： $0.0022 \text{ m}^3/10^4 \text{ m}^3$  气

地区等级：一级二类地区/二级地区

操作压力：1.0 MPa~3.5 MPa

操作温度： $2^\circ\text{C}\sim 15^\circ\text{C}$

设计压力：4.0 MPa

设计温度： $-15^\circ\text{C}\sim 50^\circ\text{C}$

设计管道规格： $\Phi 168.3 \times 5.0$ 、 $\Phi 114.3 \times 5.0$

## 2) 线路用管

本次新建采气支线具体用管见表 2。

**Table 2.** Pipes for branch lines**表 2.** 支线用管

种类	用管规格	钢材等级	制管形式	制管标准	地区等级	设计系数
采气支线	$\Phi 114.3 \times 5.0$	PSL2L245N	无缝钢管	GB/T9711-2017	一级二类	0.72
冷弯弯管	$\Phi 114.3 \times 5.0$	PSL2L245N	无缝钢管	SY/T4127-2014	一级二类	0.72
热煨制弯管	$\Phi 114.3 \times 5.6$	PSL2L245N	无缝钢管	SY/T5257-2012		

## 3) 沿线高程

本次新建采气支线沿线高程见表 3。

**Table 3.** Elevation along the pipeline**表 3.** 管道沿线高程

序号	设计标高	水平里程	垂直间距	水平间距	管长	高程
1	1113.89	0.00	-13.04	70.11	71.31	-13.04
2	1100.85	70.11	-29.75	67.91	74.14	-29.75
3	1071.10	138.02	-31.39	33.39	45.83	-31.39
4	1039.71	171.41	-9.95	35.58	36.95	-9.95
5	1029.76	206.99	-4.38	22.27	22.70	-4.38
6	1025.38	229.26	-4.48	9.08	10.13	-4.48
7	1020.90	238.34	3.39	24.88	25.11	3.39
8	1024.29	263.22	-4.75	63.51	63.69	-4.75
9	1019.54	326.73	-13.30	21.97	25.68	-13.30
10	1006.24	348.70	-0.01	10.94	10.94	-0.01
11	1006.23	359.64	13.99	65.90	67.37	13.99

Continued

12	1020.22	425.54	0.48	20.71	20.72	0.48
13	1020.70	446.25	9.38	15.55	18.16	9.38
14	1030.08	461.80	1.14	13.87	13.92	1.14
15	1031.22	475.67	0.28	24.33	24.33	0.28
16	1031.50	500.00	12.14	58.93	60.17	12.14
17	1043.64	558.93	4.04	53.77	53.92	4.04
18	1047.68	612.70	-10.39	27.34	29.25	-10.39
19	1037.29	640.04	-0.89	19.46	19.48	-0.89
20	1036.40	659.50	31.39	81.42	87.26	31.39
21	1067.79	740.92	38.34	71.52	81.15	38.34
22	1106.13	812.44	8.63	40.95	41.85	8.63
23	1114.76	853.39	1.60	79.26	79.28	1.60
24	1116.36	932.65	5.52	10.96	12.27	5.52
25	1121.88	943.61	11.03	56.39	57.46	11.03
26	1132.91	1000.00	19.34	115.38	116.99	19.34
27	1152.25	1115.38	-5.37	17.97	18.76	-5.37
28	1146.88	1133.35	-0.11	16.14	16.14	-0.11
29	1146.77	1149.49	-6.19	8.07	10.17	-6.19
30	1140.58	1157.56	-9.37	50.00	50.87	-9.37
31	1131.21	1207.56	0.56	36.20	36.20	0.56
32	1131.77	1243.76	-8.48	7.49	11.31	-8.48
33	1123.29	1251.25	-0.16	26.09	26.09	-0.16
34	1123.13	1277.34	-1123.13	-1277.34		

## 2. 管道模拟模型构建

根据气田集输管网结构组成、几何参数、运行参数及所产气体组分, 利用 OLGA 和 PVTsim 软件搭建管网结构模型, 进行相应的参数设置。

### 2.1. 结构搭建

待研管道全长 1.27 km, 最大高差为 60.1 m, 设计输量为  $1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ , 管材选用无缝钢管 PSL2L245N, 管道规格为  $\Phi 168.3 \times 5.0 \text{ mm}$ , 防腐方式为三层 PE + 外加电流, 设计压力为 2.7 MPa。结合管道的实际运行现状, 选取 OLGA 软件中的 BasicCase (基础模型) 建立符合该管道特点的高精度积液仿真模型, 阀门在正常生产时对运行参数不产生影响, 建模时不考虑沿线截断阀室; 积液模型主要用于管道内积液变化的研究, 可将新建井场 LX1-29 简化为提供气源的质量节点, 集气末站简化为控制进站压力的压力节点[2]。根据已知条件建立的起伏致密气管道积液仿真模型如下图 1 所示。

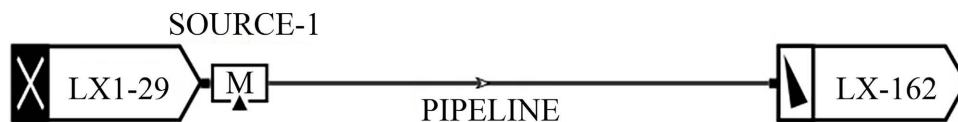


Figure 1. Pipeline OLGA model

图 1. 管道 OLGA 模型

## 2.2. 参数设置

本文选用多相流瞬态模拟软件 OLGA 完成湿气管道积液规律与清管过程模拟计算的分析部分，OLGA 软件自带的四种基本模型：BasicCase、BlackoilCase、EmptyCase、BasicNetworkCase，本文模型选取 BasicCase (基础模型) 建立积液模型，以下为积液模型建立过程中的关键参数设置。

### 1) 组分设置

该新建井场产气量约为  $1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，产液量约为  $1.38 \text{ m}^3/\text{d}$ ，所产天然气中水蒸气达到饱和状态。选用流体物性软件 PVTsim 中的 SRKPeneloux 状态方程进行天然气物性和气液相平衡计算，将软件生成的物性参数表 TAB 文件导入 OLGA 软件，OLGA 通过插值法完成模拟计算。

### 2) 边界条件设置

源气量约为  $1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，温度  $22^\circ\text{C}$ ，末点 LX-162 井场井口汇压  $2.7 \text{ MPa}$ ，边界条件设置如下表 4 所示。

Table 4. Model boundary conditions

表 4. 模型边界条件

模型	入口温度	入口气量	环境温度	总传热系数	出口压力
设定值	$15^\circ\text{C}$	$1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$	$10^\circ\text{C}$	$6.5 \text{ W/m}^2 \cdot ^\circ\text{C}$	$2.7 \text{ MPa}$

### 3) 管道设置

在地形编辑器界面利用 OLGA 自带的 Discretize geometry 对管段进行网格划分，为了使计算更精准，管道相邻的两个小段长度比值不宜相差太大(建议相邻两管段长度比值介于 0.5~2 之间)。同一管段划分的小段长度可以不同，可以通过渐变的方式来定义划分的相邻小段长度值，从而满足相邻小段对长度差异的要求。图 2 为 OLGA 对管道网格划分后的管段图。管道共分成了 33 个管段 66 部分。

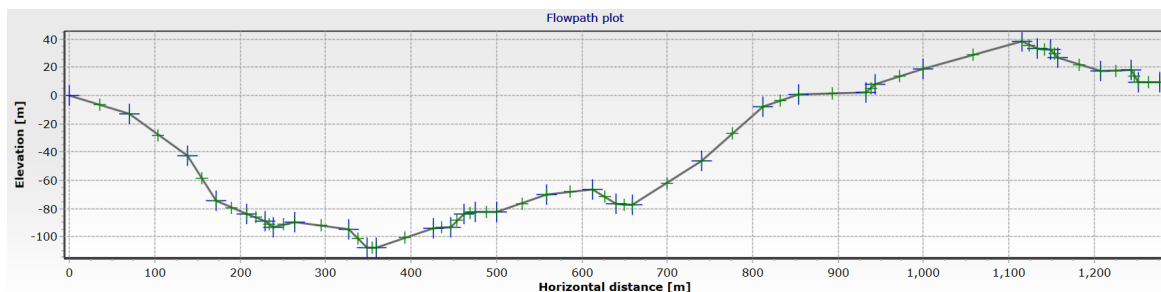


Figure 2. Pipe segment division

图 2. 管段划分

### 4) 管道钢材、保温层及土壤传热参数设置

管道钢材、保温层及土壤传热参数设置如下表 5 所示。

**Table 5.** Pipe steel, insulation layer and soil heat transfer parameter settings in the model  
**表 5.** 模型中管道钢材、保温层及土壤传热参数设置

材料	钢材	保温层	土壤
密度 $\text{kg/m}^3$	7850	50	900
导热系数 $\text{w/m}\cdot\text{C}$	50	0.035	2
比热容 $\text{J/kg}\cdot\text{k}$	500	1700	800

### 5) 时间参数设置

时间参数设置如下表 6 所示。

**Table 6.** Time condition settings  
**表 6.** 时间条件设置

模拟时间	迭代步长	最大时间迭代步长	最小时间迭代步长
48 h	0.01 s	5 s	0.01 s

### 6) 输出设置

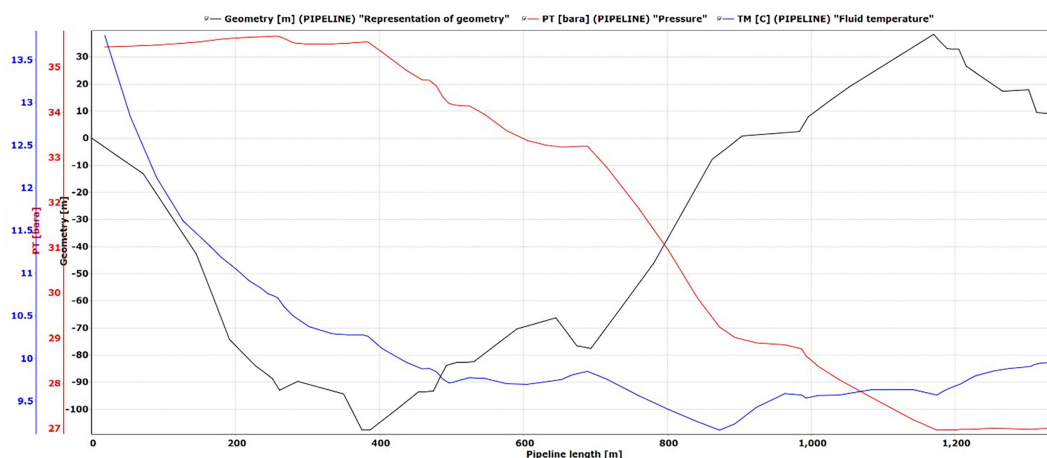
输出的结果主要可以分为两种类型，PROFILE 结果(PROFILE 输入的是整条管路在某个时刻内各参数沿程的改变)和 TREND 输入的结果(该点的各个参数会随着时间而改变)。对于管道输出计算结果的设定是非常重要的，在进行设置之前一定要搞明白研究中所需的各个参数并进行正确的设定，才能够达到模拟计算的目标。根据本次研究所提供的需要数据，输出结果的主要数据包括：

PROFILE 的统计数据：PT (压力)、TM (温度)、ID (沿线流型)、HOL (沿线持液率)、QLT (总排水体积和液相气体流量)、ACCLIQBR (沿线排水管道内的气体累加量和热积液体质量)、UG (热积气体和水流速)、UL (热积液体和水流速)、GT (总气体质量和水流量)。在系统运行管理工作全部完成后，就已经能够通过实时检测和自动查看各个管路沿线各个参数来对曲线形成示意图。

TREND 主要数据：累计管道积液入口处的管内压力、出口处管内温度、入口处管内累计的积液量浓度 ACCLIQ 和根据管内总流量累计管道积液的流量 LIQC。

## 3. 管道运行状态模拟

### 3.1. 压力温度分布



**Figure 3.** Temperature and pressure changes along the line

**图 3.** 沿线温度与压力变化图



从图 3 中可知, 该管线沿线温度呈下降趋势, 管线终点温度为 10℃。从图中可知, 管线沿线压力呈下降趋势, 管线终点压力为 2.7 MPa。该管线压降在里程为 0~250 m 时出现回升。这是由于该管道为下坡管道, 重力作用使得压力从 3.5 MPa 上升到 3.59 MPa。在里程为 384~1171 m 时, 压力显著降低。这是由于该管道为上坡管道, 摩阻增加的同时需克服上坡管道的重力作用。

### 3.2. 管内流速分析

如图 4, 对管道沿线流速进行模拟分析, 发现沿线流速变化同持液率变化趋势基本相同, 当管道持液率下降至最低值时管道沿线流速同时下降至最低值。

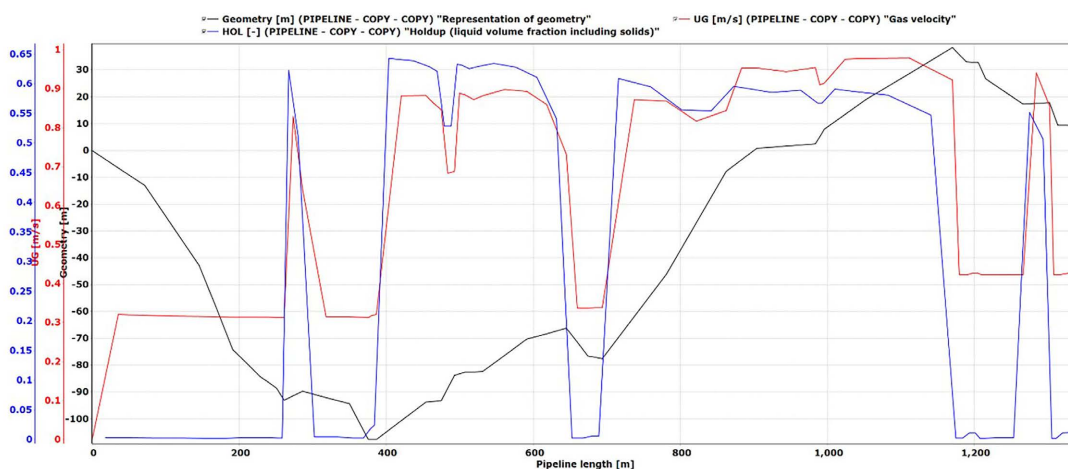


Figure 4. Gas phase flow rate, liquid holdup and elevation change curves under different mileage

图 4. 不同里程下气相流速、持液率和高程变化曲线

### 3.3. 管内流型分布

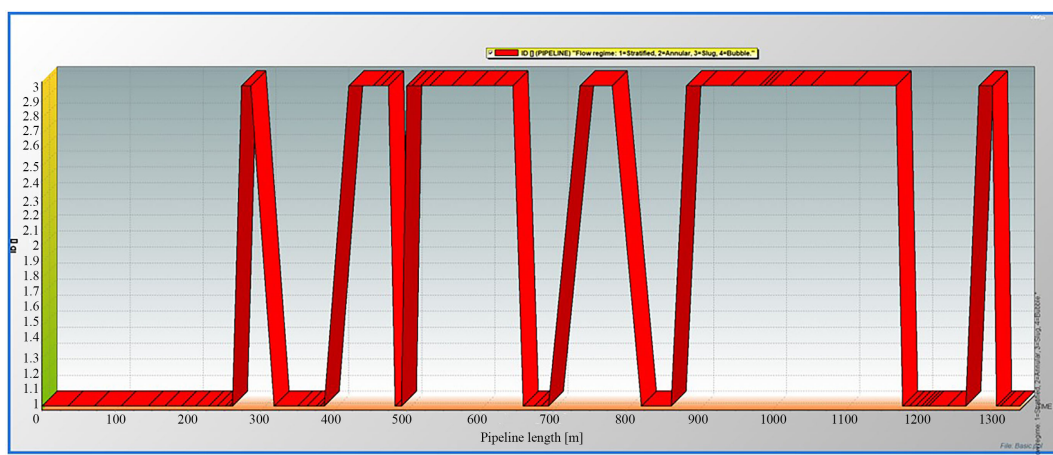


Figure 5. Three-dimensional display of flow pattern along the pipeline

图 5. 管道沿线流型三维展示图

从生产运行资料来看, 集输管道内的气流并非是单一流动状态的流体。管内流体的流型是影响管道沿程压降损失和持液率的一项重要因素, 为了掌握管内气流的流动状态, 可基于 OLGA 模拟软件计算出各段管路流型图如下所示。软件根据流动特点将多相流动划分为分层流、环状流、段塞流和泡状流 4 种

流型[3], 其中 1 代表分层流, 2 代表环状流, 3 代表段塞流, 4 代表泡状流。

各管道的流型均为 1 和 3, 即为分层流、段塞流, 可见正常生产工况下, 管网中没有出现致使压力、流量产生波动的段塞流。分析流型与沿线高程关系如图 5、图 6 所示, 判断出当流体经过起伏管道转折点, 流型也马上发生突变。

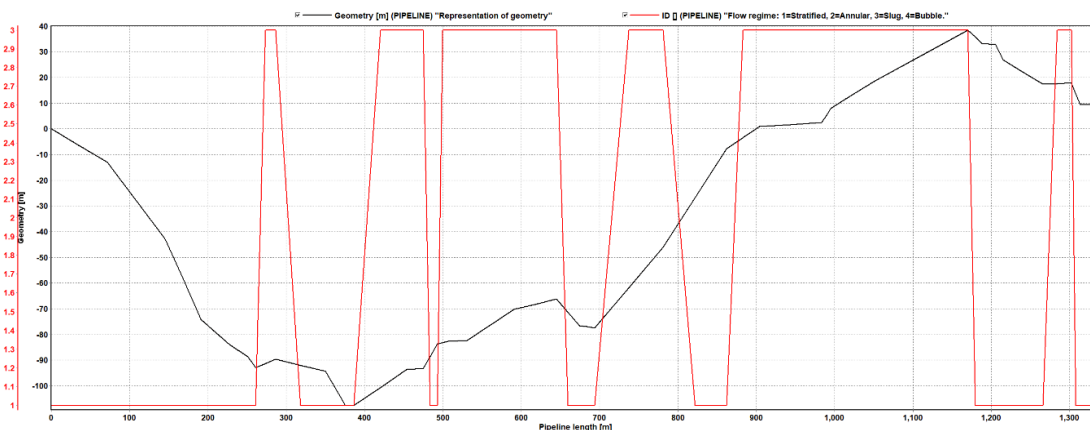


Figure 6. Schematic diagram of pipeline flow patterns at different elevations

图 6. 不同高程下管道流型示意图

### 3.4. 管内持液率分布

积液在管道中的分布是通过持液率表征的, 管段持液率越高表明积液量越大。通过分析管网中各条管道的持液率分布, 确定积液问题严重的管段, 有针对性地采取相应措施, 以降低管道积液量、提高输气效率。

LX1-2 井场 9 至 LX-162 井场管道沿线持液率如下图 7 所示, 管道持液率分布在 0.3%~62% 之间, 本研究将持液率高于 50% 定义为严重积液管段。该段管道严重积液管段分布在图中管段 200~268 m、375~645 m、694~1170 m 处, 均位于“V”型管段的上坡段。通过观察不同管段的持液率, 发现上坡管段持液率均高于下坡管段。这是因为在上坡管段, 液体受重力作用有向下回流的趋势, 气体受浮力作用有向上流动的趋势, 导致气液滑脱比增大, 液体在管段中积聚, 持液率上升[4]。

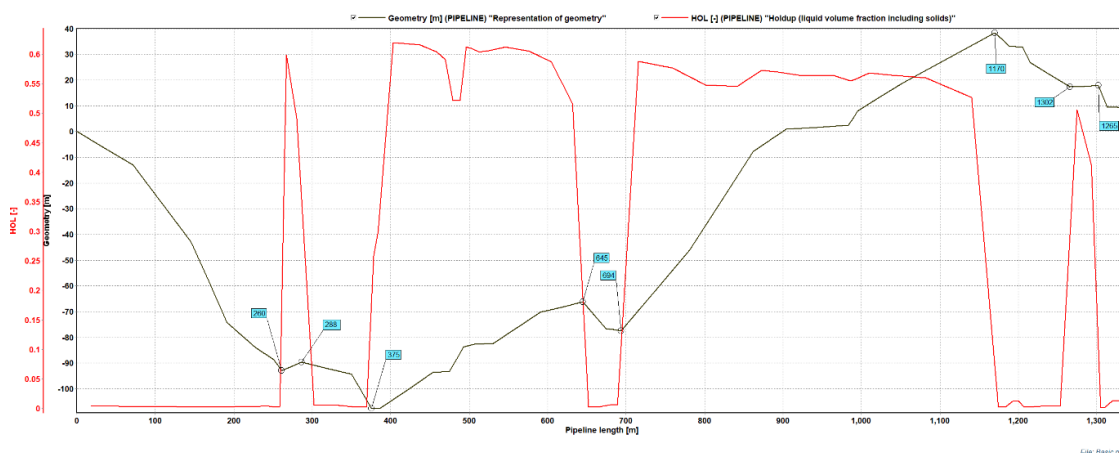


Figure 7. Liquid holdup and elevation change curves under different mileage

图 7. 不同里程下持液率和高程变化曲线



### 3.5. 管内积液量计算

在不改变运行参数的条件下, 管网达到稳定状态后积液量维持在一个固定值, 不随时间发生变化, 该值称为饱和积液量。在正常生产工况下, 管道的积液量随时间变化规律如下图 8 所示, 可知该管道饱和积液量约为  $3.83 \text{ m}^3$ 。

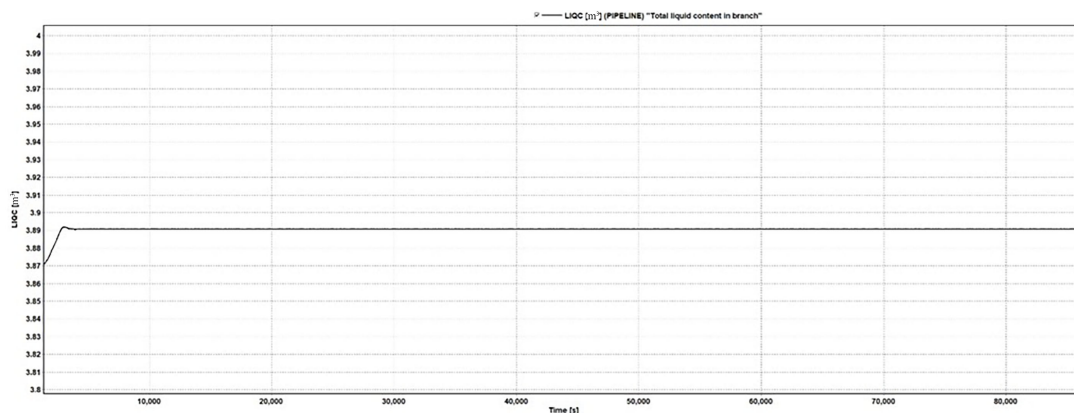


Figure 8. Fluid volume change curve with time

图 8. 积液量随时间变化曲线

综上, 通过对该集气支线沿程管内状态参数(压力、温度、流速、流型、持液率以及总积液量)沿管道里程剖面变化情况(模拟运行时间 168 h)的模拟分析, 在上坡段管内持液率明显较高, 某些管段内出现了段塞流, 这主要是由于上坡段气相流速明显高于液相流速, 气、液两相异之间存在滑脱损失引起的; 从模拟运行 168 小时的结果来看, 管内各项状态数据变化甚微, 说明在当前设计参数条件下管道的运行状态相对稳定。

## 4. 管道积液敏感性分析

### 4.1. 积液影响因素分析

#### 1) 产气量对管内积液的影响

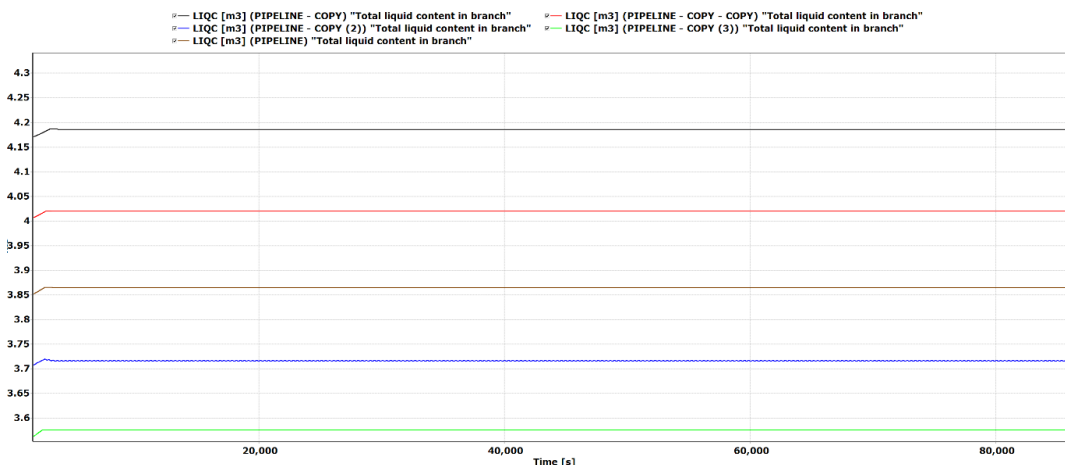


Figure 9. Total liquid accumulation in pipelines under different gas transmission volumes

图 9. 不同输气量下管道总积液

当入口液量固定时，入口气量大小与气液比对积液量的变化趋势是一致的，因此模拟不同产气量下的积液量分布，就是研究不同气液比下的沿线积液量变化情况。在天然气开采的后期，产气量不断降低，设定出口压力和其余生产参数保持不变，通过已建模型分析产气量对管线持液率及积液量分布情况影响。取产气量为 8000、10,000、12,000 m<sup>3</sup>/d 变化时，其变化趋势如图 9 所示。从图中可知，输气量较大程度上影响管线积液量。随着输气量越高，沿线积液量越低。当输气量为 8000、10,000 及 12,000 m<sup>3</sup>/d 时末端积液量分别为 4.19 m<sup>3</sup>、3.86 m<sup>3</sup> 及 3.57 m<sup>3</sup>。由此可见，提高产气量可降低管线积液量。

根据图 9 可得：在入口液量、进口温度、出口压力等初始参数一定的条件下，管线内积液量会随着入口输气量的增大而减小，气体输量对积液量的影响非常明显。这是因为：气体输量增加后，气速将会增大，使得气液相之间的剪切应力变大，气体携液能力增强，管内更多液体会被携带至管线出口，引起积液量减小。从管内积液量降低速度来看，管线内气液比较小时，随着气液比的增加，管线内积液量降低速度较快；当气液比较大时，管段内的积液量下降速度有所减缓。总结：气液比较小时，气液比对管道积液量的影响较大；气液比较大时，气液比对管道积液量的影响较小，因此现场的生产操作者必须合理配产，寻找最佳入口气液比。

气液两相之间的剪切应力表达式如下所示：

$$\tau = f_i \frac{\rho_g |u_g - u_l| (u_g - u_l)}{2} \quad (3.1)$$

式中， $f$  为气液相摩擦系数； $\rho$  为气相密度，kg/m<sup>3</sup>； $u_g$  和  $u_l$  分别为气液相流速，m/s。

根据上式可知气体输量对管道积液量的影响主要是改变了气、液各相流速的大小，气液相之间的剪切应力发生变化，从而影响了气体携液能力。不同入口气量下的气液相流速变化曲线如图 10 所示。

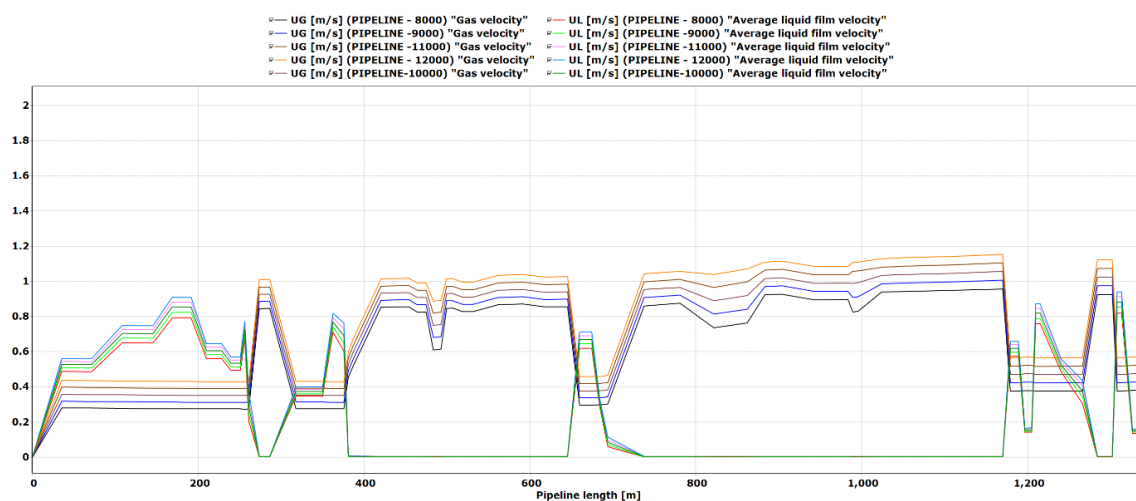


Figure 10. Pipeline gas phase velocity and liquid phase velocity under different gas transmission volumes

图 10. 不同输气量下管道气相速度及液相速度

从图中可知，随着输气量的下降，气体流速的降低幅度明显高于液体，导致气体携液能力下降，液体不能被气体携带出管道而积聚在管内，引起积液量上升。

不同入口气量下的管道持液率变化情况如图 11 所示。

从图中分析管内积液分布情况可知，当气量从  $1.2 \times 10^4$  m<sup>3</sup>/d 减小至  $0.8 \times 10^4$  m<sup>3</sup>/d，管道沿线最高持液率从 14% 提高至 75%，且上坡管段的持液率总体大于下坡管段的持液率，这是由于管内液相受到重力

作用影响出现倒流现象。管内液体不仅会在已经存在的积液管道继续累积，此外还会在新的位置积聚。

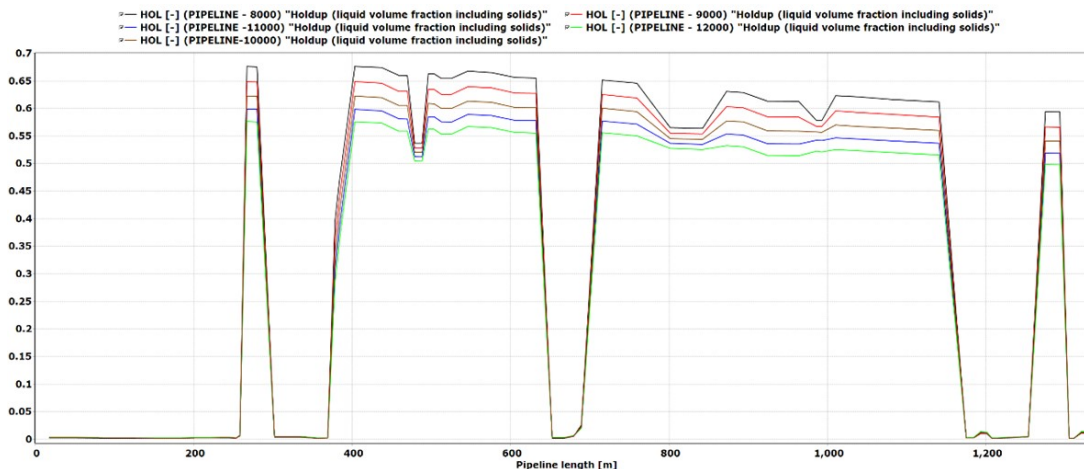


Figure 11. Pipeline liquid holding rate under different gas transmission volumes

图 11. 不同输气量下管道持液率

## 2) 环境温度对管内积液的影响

由于管道所处兴县气候寒冷，多年平均气温  $8.0^{\circ}\text{C}$ ，一月份气温最低，全县平均为  $-9.0^{\circ}\text{C}$ ；七月份气温最高，全县平均为  $24.0^{\circ}\text{C}$ 。保持其他参数为正常生产工况下的数据，模拟计算管道在不同环境温度下 ( $-9^{\circ}\text{C}$ 、 $8^{\circ}\text{C}$ 、 $24^{\circ}\text{C}$ ) 的积液量，积液量如图 12 所示。



Figure 12. Total liquid accumulation in pipelines under different ambient temperatures ( $-9^{\circ}\text{C}$ ,  $8^{\circ}\text{C}$ ,  $24^{\circ}\text{C}$ )

图 12. 不同环境温度 ( $-9^{\circ}\text{C}$ 、 $8^{\circ}\text{C}$ 、 $24^{\circ}\text{C}$ ) 下管道总积液

据模拟结果可知，随着温度的降低，管线中的积液量逐渐增加，这主要是由于随着温度的降低，管线中的饱和水蒸气逐渐液化，液化后的小水滴逐渐向低洼处聚集，总积液量便会增大，但环境温度对管道形成积液总量影响不明显。

## 3) 出站温度对管内积液的影响

保持其他参数为正常生产工况下的数据，模拟计算管网在不同集气站出站温度下 ( $5^{\circ}\text{C}$ 、 $15^{\circ}\text{C}$ 、 $25^{\circ}\text{C}$ ) 的积液量及持液率，积液量如图 13 所示。

根据图 14 可以看出：随着入口温度的上升，管线内的积液量是逐渐减小的，但减小的数值幅度变化

不大。入口温度的不同会影响气液两相之间的相变传质，改变了气液两相之间的物性参数，会使气体密度和气体流速不同，随着温度的升高，气体流速增大，气液相间的速度差变大，滑脱损失也相应随之增大，提高了气体携液能力，管内更多的液相被携带至管道末端，所以管线内的积液量减小。因此，在所允许的合理经济范围内，适当的提高管道入口温度可以小幅度降低管内积液量。

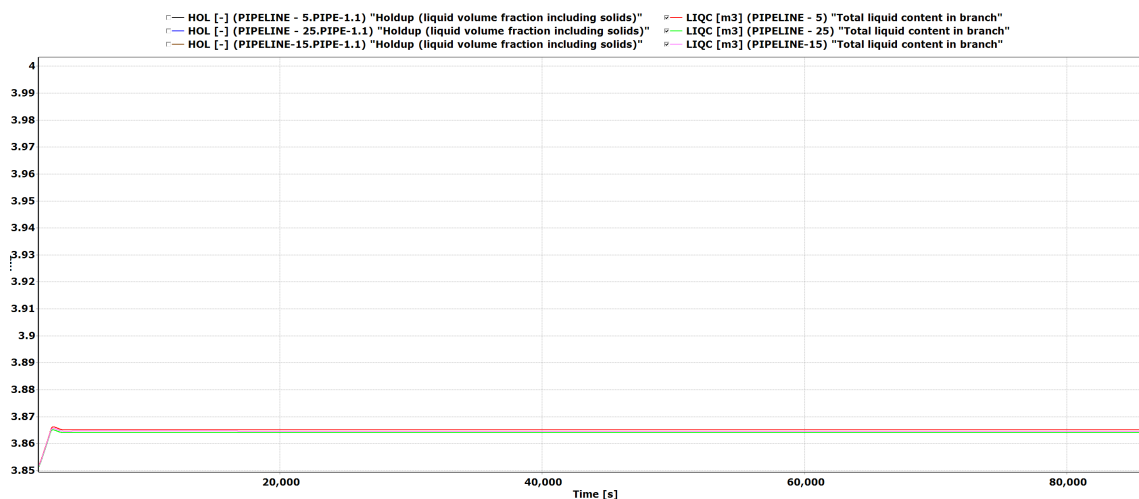


Figure 13. Changes in pipeline liquid volume under different outlet temperatures of gas gathering stations

图 13. 不同集气站出站温度下的管道积液量变化

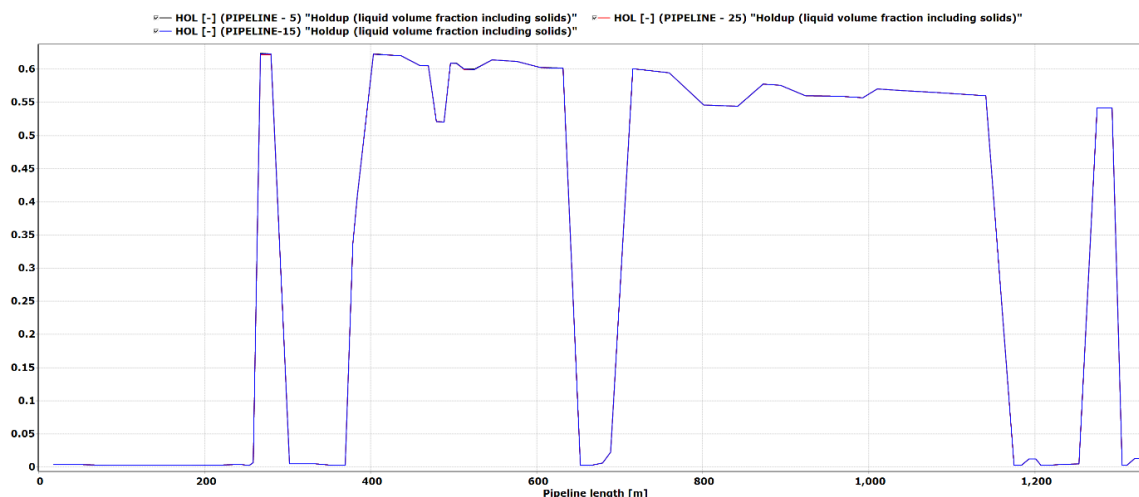


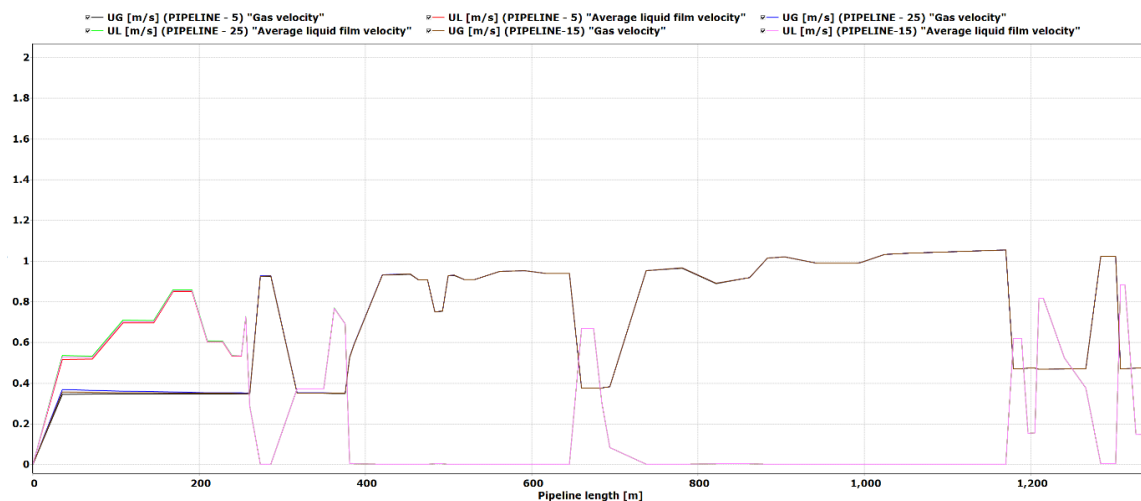
Figure 14. Pipeline liquid holdup changes under different outlet temperatures of the gas gathering station

图 14. 不同集气站出站温度下的管道持液率变化

由于该气田管道所输原料气在改变入口温度后基本没有重烃析出，积液量的减少主要是由于气体携液能力的增强，而导致这一结果的原因是温度的改变对气体流速影响较大，故研究不同入口温度下管线内气液两相流速的变化规律，如下图 15 所示。其中图上部 3 条曲线为气相流速曲线，图下部 3 条曲线为液相流速曲线。

由图 15 可以看出由于入口温度的不同，其所对应气体流速会发生改变。随着入口温度的升高，气、液相的速度均呈上升趋势，但是气体流速增大的幅度明显大于液相流速，致使气、液两相间的速度差增大，滑脱损失也随之增加[5]，气体携液能力增强，液相被携带至下游管线，所以管线内的积液量随着入

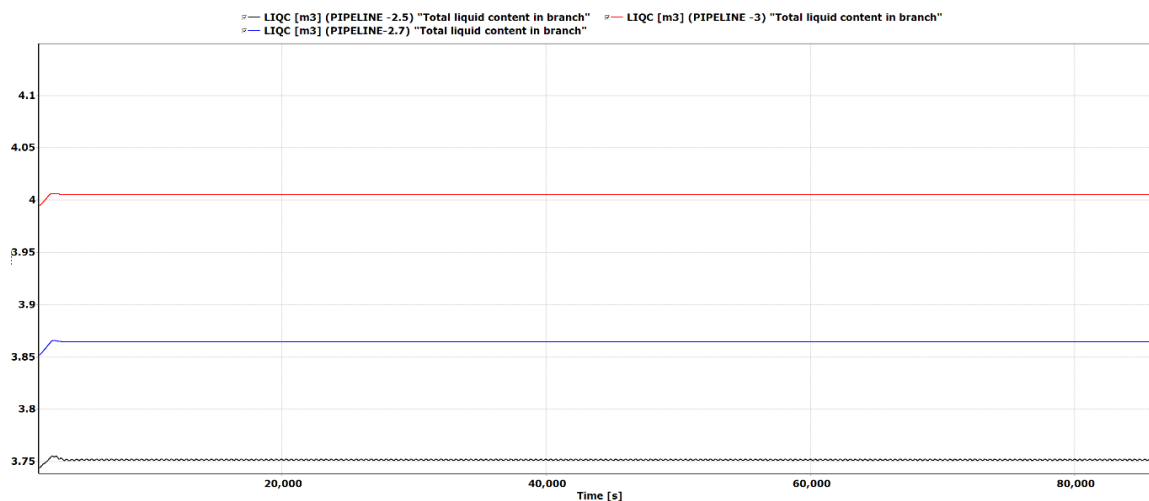
口温度的升高而减小。



**Figure 15.** Pipeline gas phase and liquid phase velocity changes under different gas gathering station outlet temperatures  
**图 15.** 不同集气站出站温度下的管道气相及液相速度变化

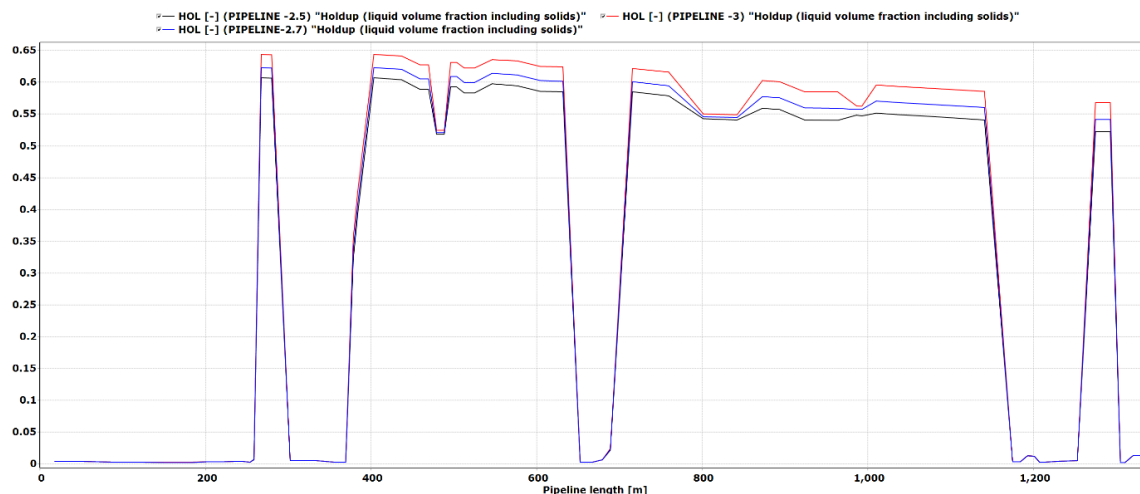
#### 4) 末端压力对管内积液的影响

在管道入口气量等其它生产参数不变的条件下，由于气体具有可压缩性，改变压力后会影响到气液相的平衡状态，气相体积流量、气相表观流速等参数发生变化，进而影响积液量，故研究不同出口压力(2.5 MPa、2.7 MPa、3.0 MPa)对管内积液量的影响规律，并对积液量及持液率计算结果图 16 进行分析。



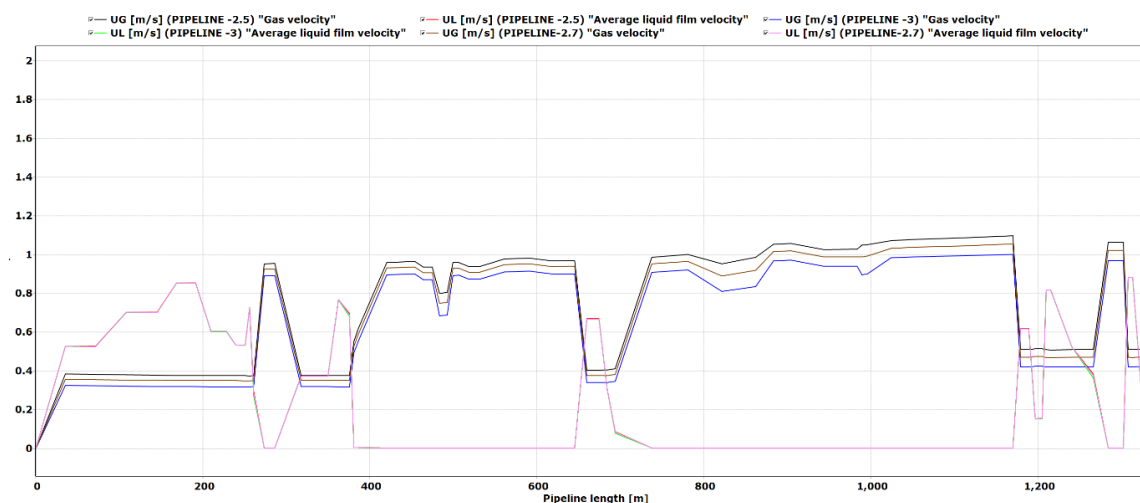
**Figure 16.** Changes in pipeline liquid accumulation under different terminal station inlet pressures  
**图 16.** 不同末站进站压力下的管道积液量变化

从图 17 可看出：出口压力对管内积液量的影响较小，管线积液量随压力变化的总体趋势是积液量随着出口压力的增大而逐渐升高。对于该条管道所输原料气，改变出口压力后管内基本没有重烃析出，所以出口压力对管道积液量的影响主要是改变了气、液两相流速的大小，气液相之间的剪切应力发生变化，从而影响了气体携液能力。



**Figure 17.** Pipeline liquid holdup changes under different terminal inlet pressures  
**图 17.** 不同末站进站压力下的管道持液率变化

不同管道出口压力下的管道气液两相流速变化情况如图 18 所示。



**Figure 18.** Pipeline gas phase and liquid phase velocity changes under different terminal station inlet pressures  
**图 18.** 不同末站进站压力下的管道气相及液相速度变化

从上图 18 可知，由于气体具有可压缩性，在管道进口气量一定的情况下，出口压力不同，气体受到压缩后气相流速会随之变化。随着出口压力的升高，气液相流速均会降低，但因为液体的可压缩性小于气体，所以气速相对于液速来说，气速的减小幅度更为明显，造成气相携液能力降低，积液量升高。

## 4.2. 因素重要程度分析

### 1) 正交试验方案设计

正交试验设计法是可以处理多种影响因素和多水平试验的一门基于数理统计学的科学计算方法，该方法通过编排合适的“正交表”来分析各个影响因素的实验结果，其优点是可以减少进行试验的次数达到缩短计算周期的目的且高效快速，但又不会影响计算结果的精确度并通过试验得到每个影响因素的最佳水平的组合。其中 A、B、C、D 这四个影响因素分别为管道入口输气量、埋深温度、入口温度以及出



口压力, 且基于四因素三水平的正交表  $L_9(3^4)$  进行实验, 方案见下表 7。

**Table 7.** Orthogonal experimental design  
**表 7.** 正交试验设计

序号	试验组合	A	B	C	D
1	$A_1B_1C_1D_1$	1	1	1	1
2	$A_1B_2C_2D_2$	1	2	2	2
3	$A_1B_3C_3D_3$	1	3	3	3
4	$A_2B_1C_2D_3$	2	1	2	3
5	$A_2B_2C_3D_1$	2	2	3	1
6	$A_2B_3C_1D_2$	2	3	1	2
7	$A_3B_1C_3D_2$	3	1	3	2
8	$A_3B_2C_1D_3$	3	2	1	3
9	$A_3B_3C_2D_1$	3	3	2	1

## 2) 各因素对积液量影响程度计算结果

本小节通过分析管道入口输气量、埋深温度、入口温度以及出口压力的变化对管道内积液量的影响程度, 确定选用四因素三水平的正交表  $L_9(3^4)$  进行实验, 将 9 组正交方案在 OLGA 软件中进行仿真模拟, 其积液量计算结果见下表 8。

**Table 8.** Orthogonal test plan  
**表 8.** 正交试验方案

序号	影响因素				计算结果
	输气量( $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ )	埋深温度 $^\circ\text{C}$	入口温度 $^\circ\text{C}$	出口压力 MPa	管内积液量 $\text{m}^3$
1	0.8	-9	5	2	3.05
2	0.8	8	15	2.5	2.78
3	0.8	24	25	3	2.94
4	1	-9	15	3	3.35
5	1	8	25	2	3.76
6	1	24	5	2.5	2.98
7	2	-9	25	2.5	3.56
8	2	8	5	3	3.98
9	2	24	15	2	3.14

## 3) 正交试验的极差分析

极差分析法的优点在于其计算简单且结果易于直接观察, 因此本节选取极差分析法来处理正交试验计算结果数据, 计算公式如下所示。

$$R_i = \max(k_{i1}, k_{i2}, k_{i3} \cdots k_{ij}) - \min(k_{i1}, k_{i2}, k_{i3} \cdots k_{ij})$$

处理流程如下：

1) 以每个水平为基准，将各个影响因素相关的数值求和取其平均值，则每个水平试验下的平均值记为： $k_i$ 。

2) 根据计算得到的各个水平下试验的平均值  $k_i$  求解方差  $iR$ 。

通过利用极差分析法对表 3~8 中的试验计算结果进行分析，得到了管道入口输气量、入口温度、埋深温度以及出口压力下的极差  $R$ ，基于此来分析 4 种影响因素对观测值的影响程度。 $R$  数值越大，则表明该因素的水平改变对正交试验结果的影响程度就越高，根据  $R$  值的大小，对各影响因素的主次进行编排。计算正交试验中各影响因素各水平的极差  $R$ 、平均值  $t$  以及极差值  $T$ ，得到计算结果见下表 9。

**Table 9.** Orthogonal test results

**表 9.** 正交试验结果

观测值	入口气量( $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ )	埋深温度 $^{\circ}\text{C}$	入口温度 $^{\circ}\text{C}$	出口压力 MPa
编号	A	B	C	D
T1	8.77	9.96	10.01	9.95
T2	10.09	10.52	9.27	9.32
T3	10.68	9.06	10.26	10.27
t1	2.92	3.32	3.34	3.32
t2	3.36	3.51	3.09	3.11
t3	3.56	3.02	3.42	3.42
极差 R	0.64	0.36	0.32	0.49
主次排序	A > D > B > C			

从表 9 可以看出，入口气量的极差值为 0.64，是 4 个影响因素里面极差最大值，入口温度的极差值为 0.32，是 4 个影响因素里面极差最小值，不同工况条件下对积液量影响程度依次为：入口气量 > 管道出口压力 > 埋深温度 > 管道入口温度。末端回压受下游管网工况的影响难以人为干预调控，而通过对气井合理配产可确保气流有较为稳定的带液能力。当气井产量不能设置在一个对携液有力的数值时，需要考虑设置涡流辅助携液设施。

## 5. 涡流工具安装位置选取

通过对管道运行状态进行模拟，综合分析考虑(图 19~21)，发现 LXZ-506 桩下游 63 米处管道内持液率低，气相速度大，气流通过涡流装置时可产生更强的旋流，而此处下游就是管内持液率较高的上坡区段，这样更助力于气流携液爬坡。



**Figure 19.** Liquid holdup distribution along the pipeline

**图 19.** 管道沿线持液率分布图

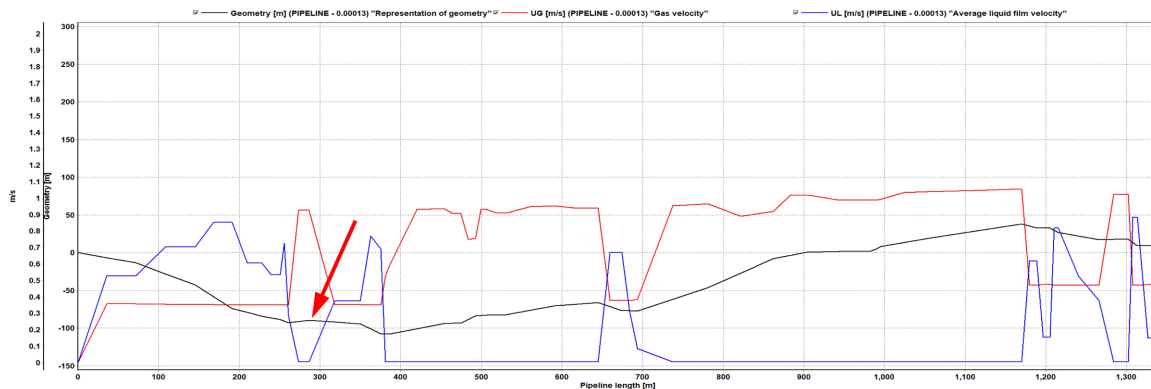


Figure 20. Elevation along the pipeline and gas phase and liquid phase flow rates

图 20. 管道沿线高程及气相、液相流速

同时需要考虑现场施工条件，该处地势相对平坦，利于现场安装施工和后期维护。

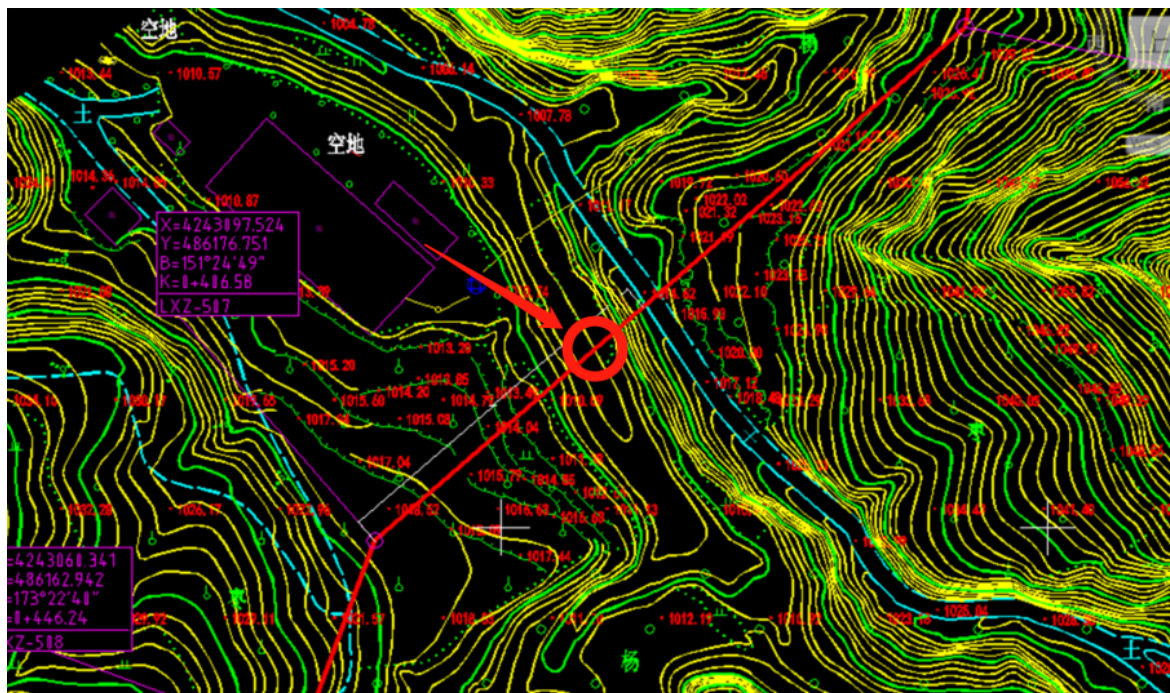


Figure 21. Eddy current tool installation location

图 21. 涡流工具安装位置

综合考虑对集气支管内流速、持液率分布情况的模拟计算结果及现场施工情况，初步确定涡流工具安装位置设在 LXZ-506 桩下游 63 米处。

## 6. 总结

本章通过对该致密气管道管线积液分布规律的分析，为该管道积液的控制提供有效依据，主要进行以下几个方面工作：

1) 基于该管线的入口流量、管径、出口压力、管道高程等现场参数，选取多相流瞬态模拟 OLGA 软件，搭建管线模型，通过 PVTSIM 软件进行物流组分的导入及计算，同时进行管线运行参数及模拟条件

的设置。

2) 基于已建模型, 分析致密气管道在运行过程中沿程压力温度、流速、流型以及管内持液率变化情况。分析得出在上坡段管内持液率明显较高, 某些管段内出现了段塞流, 这主要是由于上坡段气相流速明显高于液相流速, 气、液两相异之间存在滑脱损失引起的[6]。从模拟运行 168 小时的结果来看, 管内各项状态数据变化甚微, 说明在当前设计参数条件下管道运行状态相对稳定。

3) 基于单因素控制变量法分析单条管线下入口气体输量、起点温度、出口压力及埋深温度等对起伏湿气管道内积液量的影响规律, 通过正交试验设计法深入分析各影响因素对管道内积液量的影响程度, 利用极差分析法对各影响因素的试验计算结果进行分析, 得到不同工况条件下对积液量影响程度依次为: 入口气量、管道出口压力、埋深温度、管道入口温度。由于末端回压受下游管网工况的影响难以人为干预调控, 而通过对气井合理配产可确保气流有较为稳定的带液能力。当气井产量不能设置在一个对携液有力的数值时, 需要考虑设置涡流辅助携液设施。

4) 通过对管道运行状态进行模拟, 综合分析考虑, 选取 Z-506 桩下游 63 米处作为涡流工具安装位置, 该处管道持液率低, 气相速度大, 气流通过涡流装置时可产生更强的旋流, 同时该处地势相对平坦, 利于现场安装施工和后期维护。

## 基金项目

重庆科技学院硕士研究生创新计划项目“致密气集输管道积液规律分析研究”(YKJCX2220103)。

## 参考文献

- [1] 大庆油田设计院有限公司[J]. 油气田地面工程, 2020, 39(10): 2.
- [2] 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.
- [3] 刘建武, 何利民. 积液在湿气输送管道中的发展过程分析[J]. 油气田地面工程, 2019, 38(S1): 76-80.
- [4] 谷琼. 复杂地形条件下湿气集输管路积液规律的研究[D]: [硕士学位论文]. 北京: 中国石油大学, 2011.
- [5] 袁明森, 贺铸, 谭方关. 纳米流体在热虹吸管中换热性能数值研究[J]. 矿业工程研究, 2021, 36(3): 8-16. <https://doi.org/10.13582/j.cnki.1674-5876.2021.03.002>
- [6] 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.