

# 基于PIPESIM的海外油田站外集输系统管径优选

赵珂珂<sup>1,2</sup>, 邢明<sup>1</sup>, 房昆<sup>1</sup>, 赵仲慧<sup>1</sup>, 廖芎燕<sup>1</sup>, 孙越<sup>1</sup>

<sup>1</sup>中国石油工程建设有限公司北京设计分公司, 北京

<sup>2</sup>中国石油大学(华东), 山东 青岛

收稿日期: 2022年4月26日; 录用日期: 2022年5月24日; 发布日期: 2022年5月31日

## 摘要

油田站外集输系统将分散在油田各处的油井产物加以收集, 以便进入联合站集中处理。集输管网覆盖面积大、投资占比高, 对其进行管径优化设计对提高整个油田地面工程的经济效益至关重要。需充分利用井口流体的压力能和热能, 合理布站, 从而降低集输能耗和管网投资。站外集输系统模拟主要包括水力计算和热力计算, 本文利用PIPESIM软件对海外某油田站外集输系统进行稳态模拟, 完成单井和集输管线管径优选、井口背压校核、进集中处理站的温度计算等。本文工作对其他原油站外集输系统的管径优化具有一定的指导意义。

## 关键词

海外油田, PIPESIM, 稳态模拟, 水力计算, 热力计算

# Overseas Oilfield Surface Facility System Pipe Diameter Optimization Based on PIPESIM

Keke Zhao<sup>1,2</sup>, Ming Xing<sup>1</sup>, Kun Fang<sup>1</sup>, Zhonghui Zhao<sup>1</sup>, Xiangyan Liao<sup>1</sup>, Yue Sun<sup>2</sup>

<sup>1</sup>China Petroleum Engineering & Construction Corp. Beijing Company, Beijing

<sup>2</sup>China University of Petroleum, Qingdao Shandong

Received: Apr. 26<sup>th</sup>, 2022; accepted: May 24<sup>th</sup>, 2022; published: May 31<sup>st</sup>, 2022

文章引用: 赵珂珂, 邢明, 房昆, 赵仲慧, 廖芎燕, 孙越. 基于 PIPESIM 的海外油田站外集输系统管径优选[J]. 计算机科学与应用, 2022, 12(5): 1404-1412. DOI: 10.12677/csa.2022.125140

## Abstract

Production wellhead fluid is collected by field surface facility, followed by flowing to the united station for treatment. The pipe network of gathering wellhead fluid could cover a large area, and its investment is huge, so the pipe diameter design optimization is critical to improve economic benefits of the entire oilfield surface project. It should take full advantage of the pressure energy and the thermal energy of wellhead fluid and thus set station rationally to reduce both the energy consumption and the construction investment of pipe network. Field surface facility system simulation mainly includes hydraulic computation and thermal calculations. In this paper, we use PIPESIM software for steady-state simulation, and perform the diameter selection of single well flowline and collection trunkline, wellhead back pressure check, temperature calculation of entering central processing facility, etc. This would provide guidance for the diameter optimization of other oilfield surface facility system.

## Keywords

Overseas Oilfield, PIPESIM, Steady-State Simulation, Hydraulic Calculation, Thermal Calculation

Copyright © 2022 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

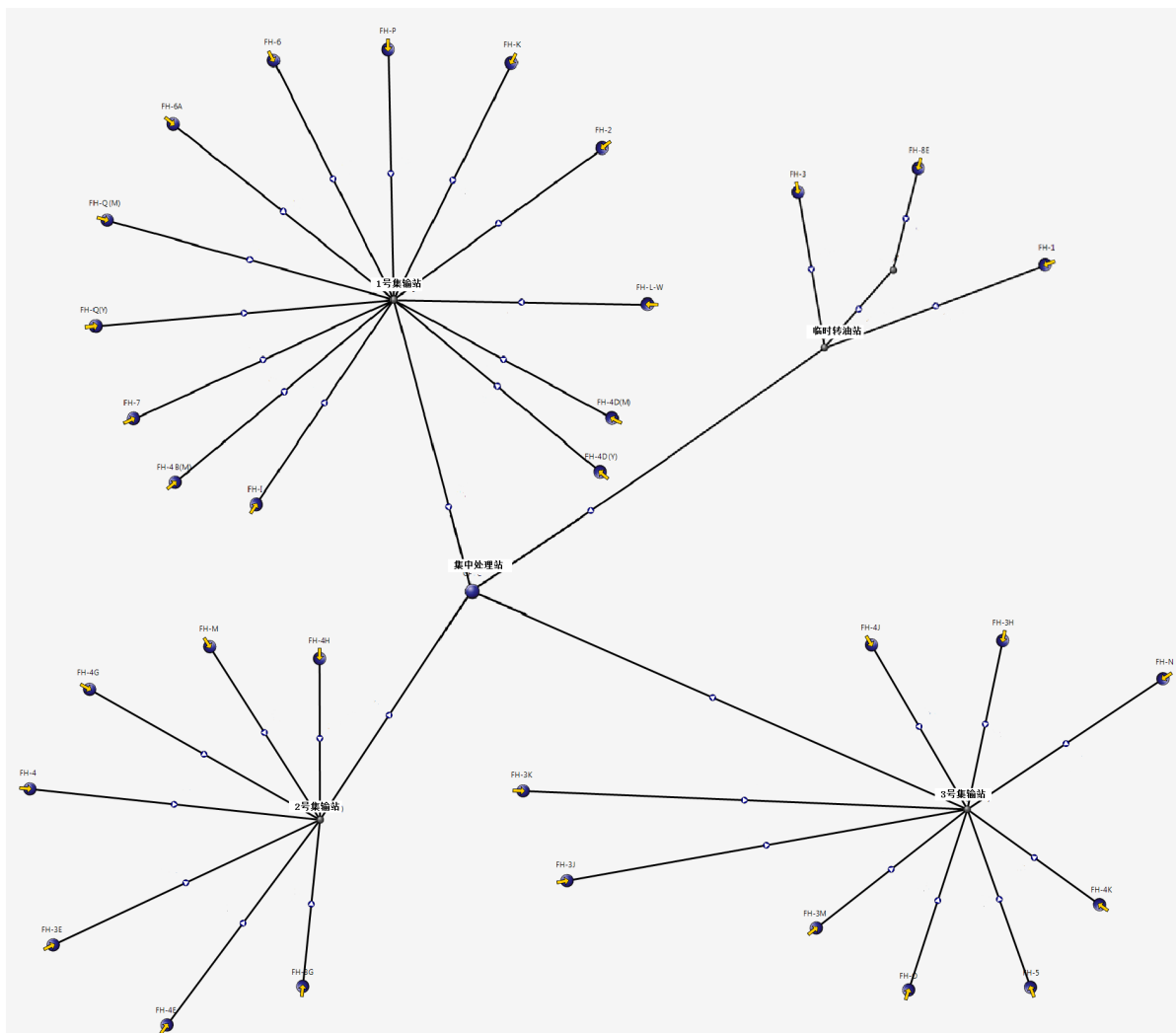
PIPESIM 软件是 Schlumberger 公司开发的一种集油藏动态优化、单井分析优化、管网设计优化等于一体的工程应用软件,可以对油藏开发到地面处理(包括注水的整个生产系统)进行稳态模拟,是目前油气田开发和生产的公认软件之一,软件内部涵盖了丰富的流体物性包和多种多相流计算方法,极大地提高了计算的准确性和科学性。

本文主要介绍管网模拟分析模块在海外某油田站外集输系统中的应用,以辅助站外集输系统的管径优选[1][2]。该油田原油比重大、气油比高,站外集输系统包含单井管线和集输干线,均为两相流输送管线[3],是一个比较典型的站外集输系统[4],对其他原油站外集输系统的管径优选具有一定的指导意义。

## 2. 建立计算模型

油气集输系统的设计优化包含两个层面:一是油气集输管网形态[5]优化,即井和井之间、井和站之间的拓扑连接形式[6]的对比选择;二是集输管网运行参数优化,比如单井和集输管线管径优选、井口背压校核、进集中处理站的温度计算等。首先需要建立管网模型,然后结合实际情况建立目标函数和相应的约束条件,最后利用 PIPESIM 软件进行水力计算、热力计算最终确定最佳工艺参数[7]。

油气集输管网的拓扑形态主要有两种,即星式管网连接形态和树状管网连接形态。对这两种连接形式的选取应从投入成本和集输系统可靠性两个方面进行考虑[8]。通常来说,星式管网连接形态具有可靠性高,投资大的特点;而树状管网的连接形态具有投资小,可靠性低的特点。结合本区块各单井实际情况采取二级星形管网拓扑布局,拟建联合站 1 座,计量站 3 座,由于各油井的产液量和计量站的集液量不均,建站位置偏向产液量、集液量较大的油井或偏向油井密度较大的区域,这些产液量较大的油井和计量站之间的连接管道长度相对缩短,运行损耗降低[9]。根据设计思路,将所有的单井、单井管线、集输干线搭建在模型中,完成模型的物理连接,如图 1 所示[10]。



**Figure 1.** Oil gathering network model  
**图 1.** 集输管网模型

建立计算模型时[11], 依次定义环境参数、选择水力方程、选择热力方程、设定黑油模型, 需输入如表 1 所示的初始条件, 包括流体物性参数, 单井管线和集输干线的管径、壁厚、粗糙度、长度, 总传热系数, 管道埋深处的地温, 井口温度、进站压力等数据[12], 其中井口温度和进站压力是整个模拟过程的关键约束条件, 计算完成后的井口背压不得低于井口最大允许回压 2 MPag, 进站温度不得低于最低允许进站温度(本项目要求高于凝点以上 5℃) [13]。

**Table 1.** Initial conditioning value  
**表 1.** 初始条件取值

序号	参数	数值
1	井口油温(℃)	90
2	井口产油量(BOPD)	4000~5000
3	气油比(SCF/STB)	1250

## Continued

4	含水率(%)	0~20
5	粘度@50℃ (cp)	0.22~0.27
6	API (API°)	34~38
7	凝点(℃)	-15~18
8	进站压力(MPa)	1.2
9	管顶埋深(m)	1.2
10	土壤温度(℃)	18 (冬) 28 (夏)
11	土壤导热系数(W/m·K)	1.2
12	井口最大允许回压(MPa)	2.0
13	最低允许进站温度(℃)	23

### 3. 结果分析及优化

#### 3.1. 管径比选

管径比选通过计算所得的井口背压、管线流速、侵蚀速率比等参数判断所选管径是否合适, 其中背压是由管线末端进站压力反推计算得出的, 计算公式如下[14]:

$$P_b = P_e + h_f \quad (1)$$

$$h_f = \lambda \frac{l}{d} \frac{v^2}{2g} = 0.0826\lambda \frac{lQ^2}{d^5} \quad (2)$$

其中  $P_b$  为井口背压,  $P_e$  为进站压力,  $h_f$  为管线沿程摩擦阻损失( $\text{mm}^3/\text{s}$ ),  $\lambda$  为达西摩擦因子(无量纲),  $l$  为管线长度(m),  $d$  为管线内径(mm),  $v$  为管线流速(m/s),  $g$  为重力加速度( $\text{m}/\text{s}^2$ ),  $Q$  为管线输量( $\text{m}^3/\text{s}$ )。

流速一般指气液均相流速, 由管径和气液总输量决定, 计算公式如下[14]:

$$v = \frac{Q}{A} = \frac{Q_L + Q_g}{A} \quad (3)$$

其中  $v$  为管线流速,  $Q_L$  和  $Q_g$  分别为液体体积输量和气体体积输量( $\text{m}^3/\text{s}$ ),  $A$  为管线截面积( $\text{m}^2$ )。两相流管线中的速度须大于 3 m/s, 以便减少下游分离设备的冲击, 这对沿程高差变化较大的长距离输送管道尤为重要。

侵蚀速率比指管线均相流速与侵蚀速率的比值, 为有效防止管壁被侵蚀, 要求均相流速不能超过计算出的侵蚀流速, 即该比值须小于 1。侵蚀速率的计算方法如下[15]:

$$v_e = \frac{c}{\sqrt{\rho_m}} \quad (4)$$

其中,  $v_e$  为管线侵蚀流速(ft/s),  $c$  为经验常数(无量纲),  $\rho_m$  为气液均相密度( $\text{l b}/\text{ft}^3$ )。对于不含固体的流体进行保守取值, 连续输送时  $c=100$ , 间歇输送时  $c=125$ , 本项目取  $c=120$ 。

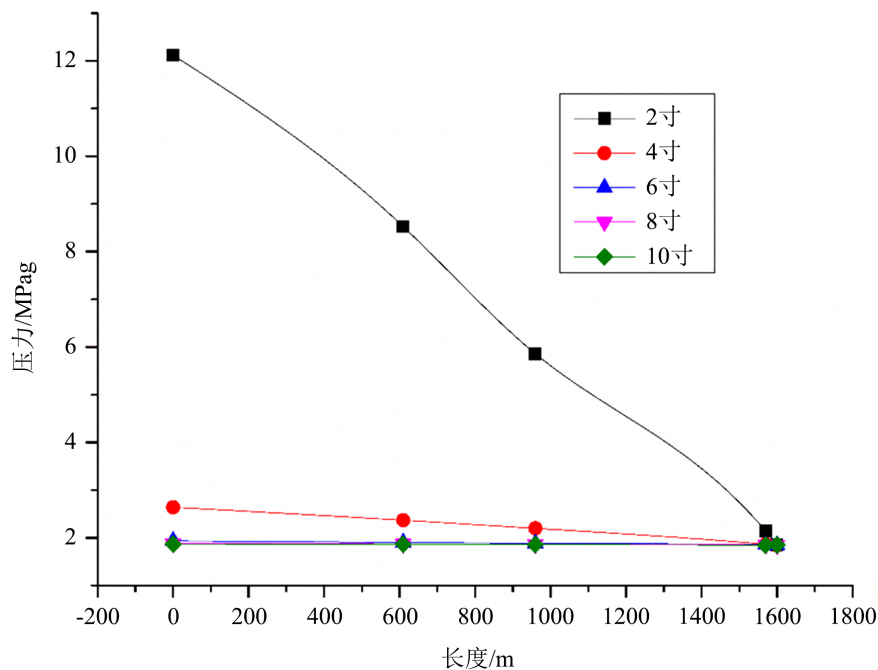
##### 1) 单井管线管径比选

以单井 FH-K 至 1 号集输站的单井管线为例进行管径比选[16], 该管线全程长 1600 米, 沿线起伏高程差约为 9.8 米。以井口背压为目标函数, 输入 2 寸~12 寸不同的管径尺寸进行比选分析[17], 得到如表

2和图2所示的结果。本项目的井口背压不能超过2 MPag，可以看出6寸以上的管径对应的井口背压均小于2 MPag，且侵蚀流速比均满足规范要求，再结合单井管线的最小允许流速(3 m/s)，最终选择6寸的单井管线。按此原则依次比选各单井管线的管径[18]。

**Table 2.** Single well pipeline pipe diameter comparison results  
**表 2.** 单井管线管径比选结果

名称	管径 inch	压力 MPag	温度℃	流速 m/s	侵蚀速率比
FH-K-8-1600m	2	12.1174	90	6.6857	1.1168
FH-K-8-1600m	4	2.6397	90	5.9562	0.5271
FH-K-8-1600m	6	1.9332	90	3.5174	0.2700
FH-K-8-1600m	8	1.8789	90	2.0307	0.1539
FH-K-8-1600m	10	1.8713	90	1.3044	0.0987
FH-K-8-1600m	12	1.8679	90	0.9074	0.0686



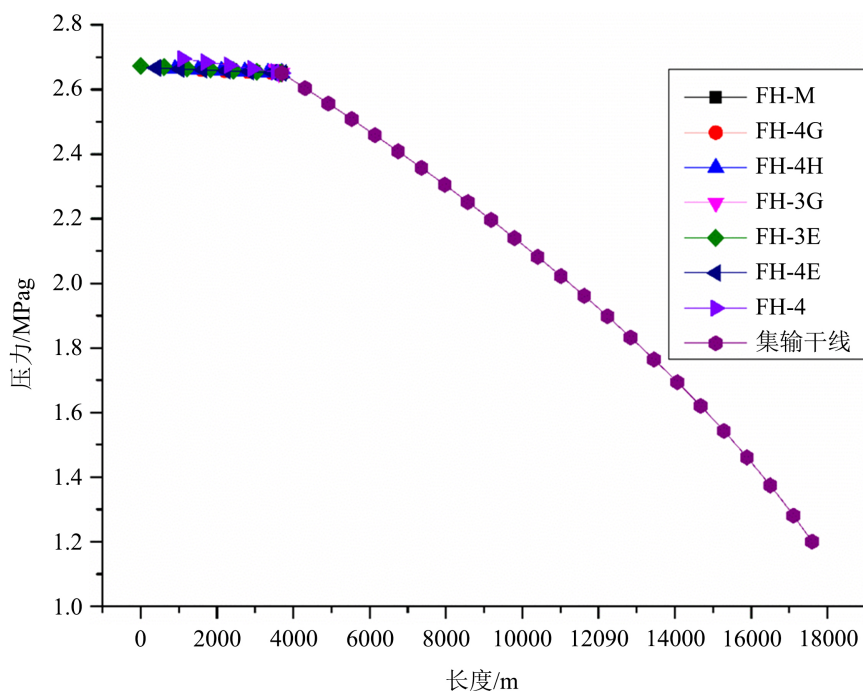
**Figure 2.** Pressure changes along the line of different single well pipe diameter change  
**图 2.** 不同管径单井管线沿线压力变化

## 2) 集输干线管径比选

以2号集输站至中心处理站的集输干线为例进行管径比选[19]，该管线全程长13,900米，沿线起伏高程差约为8.3米。本项目集输干线一般选用12寸、14寸和16寸三种规格，故只进行12寸、14寸和16寸的比选，其他项目根据项目情况进行比选。初选12寸管径，运行模型后，连进2号集输站的各个井口回压以及集输干线的液体流速、侵蚀速率等运行参数见表3，各单井管线和集输干线的沿程压力变化如图3，可见单井背压均已超井口最大允许回压2 MPag，且集输干线的流速过高。

**Table 3.** Key parameter running results of 12 inch trunkline  
**表 3.** 12 寸集输干线关键参数运行结果

名称	压力 MPag	温度 °C	流速 m/s	侵蚀速率比	管径 inch	侵蚀速率 m/s
FH-M	2.6653	90	3.7806	0.3360	8	11.2511
FH-4G	2.6610	90	3.4263	0.3043	6	11.2593
FH-4H	2.6642	90	3.4248	0.3043	6	11.2531
FH-3G	2.6615	90	3.6043	0.3201	8	11.2585
FH-3G	2.6506	89.2965	3.6070	0.3201	8	11.2679
FH-3G	2.6510	88.6264	3.6036	0.3201	8	11.2561
FH-3E	2.6728	90	3.5981	0.3202	8	11.2367
FH-4E	2.6666	90	3.4236	0.3043	6	11.2486
FH-4	2.6952	100	3.1267	0.3009	6	10.3905
CPF	1.2000	61.3400	9.7213	0.6382	12	15.2303

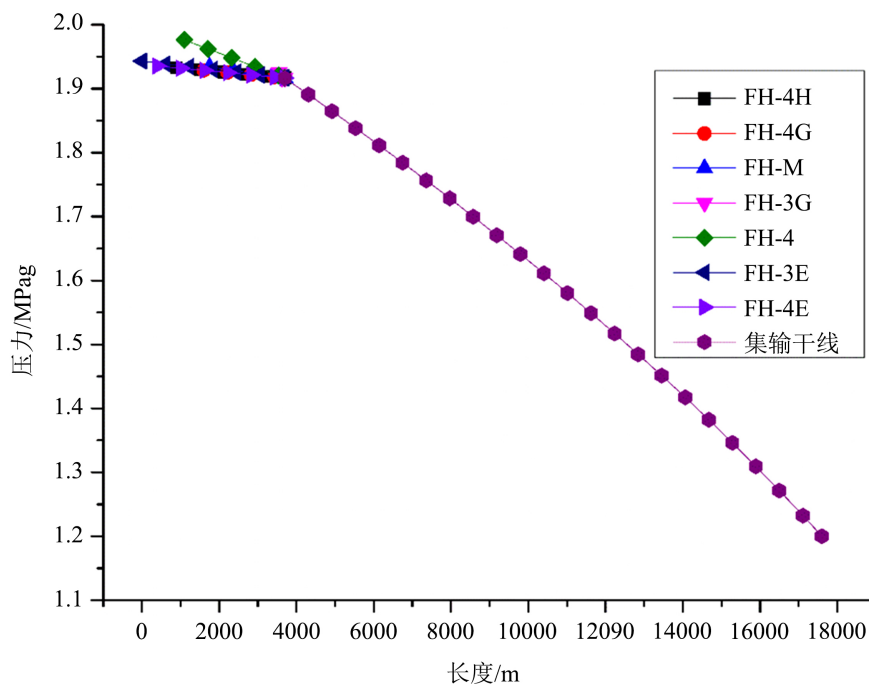


**Figure 3.** Pressure changes along the line of 12 inch trunkline  
**图 3.** 12 寸集输干线沿程压力变化

再选 14 寸管径，运行模型后，连进 2 号集输站的各个井口回压以及集输干线的液体流速、侵蚀速率等运行参数见表 4，各单井管线和集输干线的沿程压力变化如图 4，可见单井背压均低于井口最大允许回压 2 MPag，且集输干线流速和侵蚀流速等均满足规范要求。

**Table 4.** Key parameter running results of 14 inch trunkline  
**表 4.** 14 寸集输干线关键参数运行结果

名称	压力 MPag	温度 °C	流速 m/s	侵蚀速率比	管径 inch	侵蚀速率 m/s
FH-4G	1.9287	90	3.9132	0.3001	6	13.0401
FH-4E	1.9355	90	3.9071	0.3001	6	13.0192
FH-3G	1.9258	90	3.1551	0.2418	8	13.0490
FH-3E	1.9432	90	3.1376	0.2414	8	12.9957
FH-4H	1.9326	90	3.9096	0.3001	6	13.0278
FH-M	1.9340	90	3.3858	0.2599	8	13.0236
FH-4	1.9762	100	3.8090	0.3189	8	11.9416
CPF	1.2000	60.8	7.1300	0.4687	14	15.2100



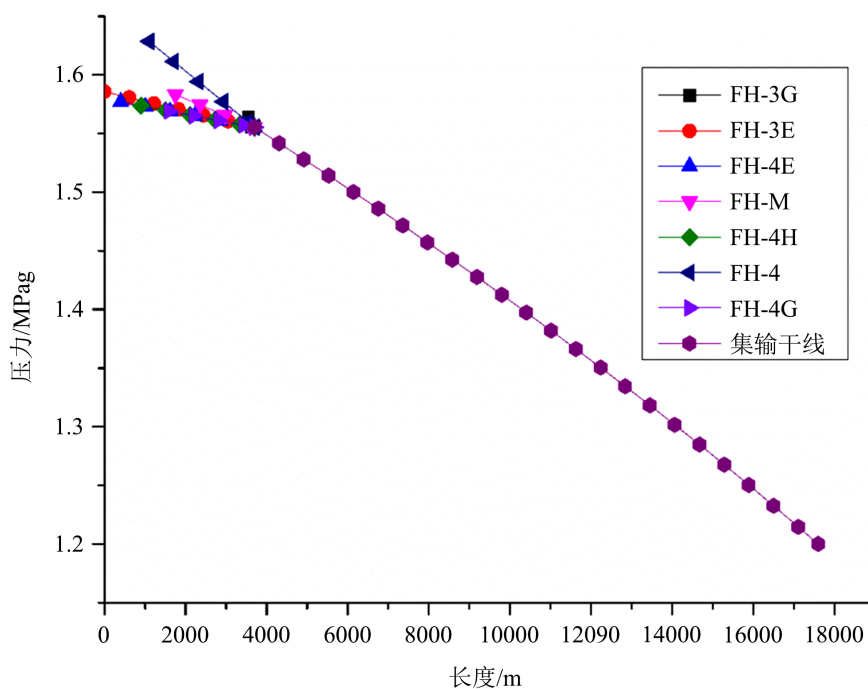
**Figure 4.** Pressure changes along the line of 14 inch trunkline  
**图 4.** 14 寸集输干线沿程压力变化

最后选 16 寸管径，运行模型后，连进 2 号集输站的各个井口回压以及集输干线的液体流速、侵蚀速率等运行参数见表 5，各单井管线和集输干线的沿程压力变化如图 5，单井背压虽然均低于井口最大允许回压 2 MPag，但背压处于 1.5~1.65 MPag 区间，且集输干线流速过低，没有充分利用井口能承受的回压，另外管径选取过大，也会增加线管投资等。

通过比较上述单井的井口回压、管线流速和侵蚀速率选择集输干线的管径。选择 12 寸集输干线时，单井的井口背压超过规定的最高压力 2.0 MPag，集输干线的流速过高；选择 16 寸集输干线时，单井井口背压、集输干线流速过低；选择 14 寸集输干线时，单井井口背压、集输干线流速均合适；所以 2 号集输站至中心处理站的集输干线最终选择 14 寸[20]。

**Table 5.** Key parameter running results of 16 inch trunkline  
**表 5.** 16 寸集输干线关键参数运行结果

名称	压力 MPag	温度 °C	流速 m/s	侵蚀速率比	管径 inch	侵蚀速率 m/s
FH-3G	1.5640	90	3.6057	0.2513	8	14.3485
FH-3E	1.5856	90	3.5732	0.2506	8	14.2587
FH-4E	1.5768	90	3.2991	0.2308	6	14.2950
FH-M	1.5831	90	3.8639	0.2708	8	14.2692
FH-4H	1.5736	90	3.3033	0.2309	6	14.3082
FH-4	1.6285	100	4.3439	0.3334	8	13.0292
FH-4G	1.5691	90	3.3094	0.2310	6	14.3268
CPF	1.2000	60.25	5.4500	0.3586	16	15.2000



**Figure 5.** Pressure changes along the line of 16 inch trunkline  
**图 5.** 16 寸集输干线沿程压力变化

#### 4. 结论

本文主要对海外某油田站外集输系统进行稳态模拟，该油田原油比重大、气油比高，站外集输系统包含单井管线和集输干线，均为两相流输送管线。通过 PIPESIM 软件完成单井和集输管线管径优选、井口背压校核、进集中处理站的温度计算、水力条件和热力条件敏感性分析等，以辅助站外集输系统的设计优化。模拟发现对集输管网的热力计算影响较大的参数是含水率和季节地温，即含水率为 0% 的冬季工况是热力计算最严苛的情况，而对集输管网的水力计算影响较大的参数是含水率和气油比，即气油比为 1400、含水率为 20% 的工况是热力计算最严苛的情况。该系统是一个比较典型的站外集输系统，其集输



管径的优选, 对其他原油站外集输系统的模拟优化具有一定的指导意义, 可为油气管道的安全运行提供保障。

## 参考文献

- [1] 侯丽萍. 油气集输工程管网布局的优化设计[J]. 化学工程与装备, 2020(2): 137+9.
- [2] 甄志卓. 油气集输工程的管网布局优化设计[J]. 化工管理, 2019(22): 185.
- [3] Shamir, U. (1971) Optimal Route for Pipelines in Two-Phase Flow. *Society of Petroleum Engineers Journal*, **11**, 215-222. <https://doi.org/10.2118/2836-PA>
- [4] 孙琳. 浅谈油气集输管网布局优化的发展[J]. 石化技术, 2019, 26(6): 146-148.
- [5] 常玉连, 邢宝海, 任永良, 等. 油田注水管网拓扑结构自动设计方法研究[J]. 石油工程建设, 2005, 31(4): 5-9.
- [6] 杜晶晶. 放射环状组合式集输管网布局优化研究[D]: [硕士学位论文]. 成都: 西南石油大学, 2019.
- [7] 陈学刚. 油气集输节能降耗技术探究[J]. 化学工程与装备, 2019(7): 178.
- [8] 郑清高. 油气集输管网几何布局的研究[J]. 石油学报, 1995, 26(1): 139-143.
- [9] 罗叶新, 张宗杰, 王喜, 王翠娟. 油田地面集输系统布局优化模型[J]. 油气储运, 2014, 33(9): 1004-1009.
- [10] 冷建成, 刘扬, 赵洪激. 基于神经网络方法的油气集输管网拓扑优化设计[J]. 石油规划设, 2001, 12(6): 7-9.
- [11] 白晓东, 刘忠付, 云庆. 利用 PIPESIM 软件优化阿尔善油田站外集油系统[J]. 石油规划设计, 2007, 18(1): 34-35.
- [12] 蒋胜海, 李炜, 王继忠, 等. PIPESIM 在尼日利亚 64 区块油管选择上的应用[J]. 内蒙古石油化工, 2012(8): 9-10.
- [13] de Lucena, R.R., Baioco, J.S., de Lima, B.S.L.P., *et al.* (2014) Optimal Design of Submarine Pipeline Routes by Genetic Algorithm with Different Constraint Handling Techniques. *Advances in Engineering Software*, **76**, 10-124. <https://doi.org/10.1016/j.advengsoft.2014.06.003>
- [14] 冯叔初, 郭揆常. 油气集输与矿场加工[M]. 东营: 中国石油大学出版社, 2006: 164-165.
- [15] American Petroleum Institute (2007) Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems. American Petroleum Institute, New York, 63 p.
- [16] 陈思锭, 李重剑. 低压气田集输管网管径优化[J]. 油气田地面工程, 2012, 31(9): 46-48.
- [17] de Lima Jr., M.H.A., Baioco, J.S., Albrecht, C.H., *et al.* (2011) Synthesis and Optimization of Submarine Pipeline Routes Considering On-Bottom Stability Criteria. *ASME 2011 30th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering*, Rotterdam, 19-24 June 2011, 307-318. <https://doi.org/10.1115/OMAE2011-49373>
- [18] 王博. 某转油站站外集输管道管径优化设计[J]. 化工管理, 2017(5): 19.
- [19] 刘先涛. 输油管道翻越点后最优管径组合的确定[J]. 油气田地面工程, 1993(5): 17-18.
- [20] Rothfarb, B., Frank, H., Rosenbaum, D.M., *et al.* (1970) Optimal Design of Offshore Natural Gas Pipeline Systems. *Operations Research*, **18**, 992-1020. <https://doi.org/10.1287/opre.18.6.992>