

数值模拟双管掺水系统经济性研究

吴宇蕊, 朱佳丽, 张 建

重庆科技大学石油与天然气工程学院, 重庆

收稿日期: 2024年9月25日; 录用日期: 2024年11月21日; 发布日期: 2025年1月13日

摘 要

本文聚焦于高凝原油的集输特性, 对某油田从井口至转油站的原油集输流程进行了数值模拟分析, 在双管掺水系统的基础上, 利用PipePhase软件构建管网水热力模型。有效应对该集油流程中普遍存在的高耗电问题; 通过调节掺水量、掺水温度等关键运行参数的优化策略, 减少加热炉的耗电量。运用迭代算法精确计算出在不同掺水温度下, 各井所需的最优掺水量。结合加热炉的基础运行数据评估不同方案下的总体运行成本。本论文为原油集输系统提供了一种切实可行的运行优化方案, 为实现节能减排、降低运营成本的目标提供了有力支持。

关键词

高凝原油, 双管掺水, 多相流模拟, 运行费用

Study on Numerical Simulation of the Economic Efficiency of the Double-Pipe Water Injection System

Yurui Wu, Jiali Zhu, Jian Zhang

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

Received: Sep. 25th, 2024; accepted: Nov. 21st, 2024; published: Jan. 13th, 2025

Abstract

In this paper, focusing on the gathering and transportation characteristics of high-freezing crude oil, a numerical simulation analysis was conducted on the crude oil gathering and transportation process from the wellhead to the oil transfer station in an oil field. Based on the double-pipe water injection system, the PipePhase software was used to construct a water thermal model of the pipeline network. High-power consumption problem prevalent in this oil-gathering process is effectively addressed; the

power consumption of the heating furnace is reduced by adjusting the optimization strategy of key operating parameters such as water injection amount and water injection temperature. An iterative algorithm is used to accurately calculate the optimal water injection amount required for each well at different water injection temperatures. Combined with the basic operating data of the heating furnace, the overall operating cost under different schemes is evaluated. This paper provides a practical operation optimization scheme for the crude oil gathering and transportation system and provides strong support for the goal of energy conservation, emission reduction and reduction of operating costs.

Keywords

High-Freezing Crude Oil, Double-Pipe Water Injection, Multiphase Flow Simulation, Operating Costs

Copyright © 2025 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. 研究意义

石油作为战略储备不可再生资源，随着近代工业汽车行业的兴起，对于石油的开采亦日益频繁；各地石油品质各不相同，对于目前石油行业日益繁荣的情况下，高凝原油的集输是一个很值得关注的问题。高凝原油的运输有掺稀输送、乳化降粘输送、稠油改质输送。油气集输系统的投资约占地面工程总投资的 65%，能源消耗则占油田系统总能耗的 30%~40% [1]。高凝原油凝固点较高，在常温状态下，极易发生凝结，不利于油品的集输，对输送工艺设备具有较高的性能要求；相关的建设费用也较高。降低油气集输系统的能耗不仅对石油企业节能减排工作意义重大，还具有较大的经济价值。

2. 油田自然条件

M 油田 E 区块基建采出井 40 口，建成产能 10×10^4 t/a (产油规模)，单井日产液 3.6~4.0 t/d，单井日产油 0.6~1.0 t/d。夏季雨热同期，冬季寒冷漫长，历年平均气温 3.7℃，历年最高气温 37.4℃，历年最低气温 -36.2℃。该区属北温带亚欧大陆东缘大陆性季风气候，受蒙古内陆冷空气和海洋暖流季风影响，冬长寒冷干燥，夏短温热多雨，春秋季风交替，气温变化急剧，无霜期短，冻土深达 2~2.2 m。本油田油品的相关数据如表 1 所示。

Table 1. Oil product parameters of the oil field

表 1. 该油田油品参数

原油粘度(mpas)	底层原油密度(g/cm ³)	地面原油密度(g/cm ³)	凝固点(℃)	初馏点(℃)	原始气油比(m ³ /t)	
58℃	20℃	0.7773	0.8534	32	118	35.49
5.8	14.1					

3. 计量间选址

机器学习的 K-Means 聚类算法划分将井区划分为 3 个聚簇。惩罚最小生成树模型在计算时主要分为以下 5 个步骤：

- ① 根据井口的分布，确定井口所属集计量间的大致位置区域，将该区域平均划分为若干子域，并假

设不同区域各子域几何中心的组合(设有 r 种组合), 计量间备选位置集 V 为:

$$V = V \{V_1, V_2, \dots, V_r\} \quad (1)$$

② 根据计量间位置, 确定联合站的位置区域, 将该区域平均划分为 S 个子域, 并根据各子域的几何中心, 构建中心站备选位置集 U 中与 V_i 相对应的子集 U_i :

$$U_i = \{U_i^1, U_i^2, \dots, U_i^s\} (i=1, 2, \dots, r) \quad (2)$$

③ 根据步骤①和步骤②, 构建集油管网规划方案集 S , 即:

$$S = \{S_1, S_2, \dots, S_r\} \quad (3)$$

$$S_i = \{V_i, U_i\} (i=1, 2, \dots, r) \quad (4)$$

④ 利用惩罚最小生成树算法, 对 S 中各个方案生成集油管网邻接矩阵, 并根据最小生成树各段长度计算各规划方案的代价, 而后选取代价值最小的一组规划方案为当前最优方案 S_{Temp} , 即:

$$S_{Temp} = (V_{Temp}, U_{Temp}^{temp}) \quad (5)$$

式中: V_{Temp} ——当前最优的计量间备选位置集; U_{Temp} ——当前最优的计量间备选位置集。

⑤ 重复步骤①~④, 进一步对步骤④求得的 S_{Temp} 中各计量间以及联合站所在的子域进行划分, 当子域范围缩至满足规划需求时, 停止迭代并得出最优方案 S_{Best} , 即:

$$S_{Best} = (V_{Best}, U_{Best}^{best}) \quad (6)$$

式中: V_{Best} ——最优的计量间备选位置集; U_{Best}^{best} ——最优的计量间备选位置集。

4. 模型的建立

双管掺水集输系统由掺水系统和集油系统两部分组成, 所掺热水经计量间分输至各油井井口[2]。热水由计量间输送至井口与原油混合回输至计量间, 计量间负责收集所管辖的所有井口掺水原油, 后转输至转油站进行脱水分离等其他工艺流程。双管掺水基本工艺流程如图 1 所示。



Figure 1. Double-pipe water injection process flow chart
图 1. 双管掺水工艺流程图

为降低生产成本, 充分利用井口回压将产物混输至转油站。经初步试算, 井口至转油站的压降在 0.4~0.8 mpa, 本论文的设计方案进计量间温度在 40℃以上, 转油站温度要求在原油凝固点 32℃以上。根据油田方案的开发指标, 通过 PipePhase 软件数值模拟, 项目要求设置联合站进站压力为 0.25 mpa, 井口到计量间的管道设计压力为 1.5 mpa, 计量间到联合站的管道设计压力为 1 mpa, 不断地调整掺水温度使油温到达进站温度, 通过模拟得出合理的管道直径。

5. 运行优化模拟方案

5.1. 掺水管线管径

采用 PipePhase 软件进行水力模型计算, 根据油田地面工程设计节能技术规范[3], 初步选择掺水管

径公称直径为 DN15、DN20、DN25 分别进行模拟计算。原油掺水的温度一般选择在 50℃~80℃之间，比较符合经济效益；由此初步选择掺水温度为 55℃、60℃、65℃下的条件下进行数值模拟仿真。

掺水温度为 55℃时，相关计量间的掺水温度、管道建设费用、电加热水费用如表 2 所示。

Table 2. Preliminary selection results of pipe diameter specifications for water injection temperature at 55℃

表 2. 掺水温度为 55℃掺水管径规格初选结果

计量间	DN15			DN20			DN25		
	掺水量 (m ³ /d)	建设费用 (万)	系统耗电量 (万/年)	掺水量 (m ³ /d)	建设费用 (万)	系统耗电量 (万/年)	掺水量 (m ³ /d)	建设费用 (万)	系统耗电量 (万/年)
1	268	2.23	253.26	315	2.84	193.725	370	3.60	165.375
2	205	3.45	193.725	205	4.40	143.64	205	5.57	113.4
3	175	3.28	165.375	380	4.19	236.25	425	5.31	212.625
total	648	8.96	612.36	900	11.43	573.615	1000	14.48	491.4

掺水温度为 60℃时，相关计量间的掺水温度、管道建设费用、电加热水费用如表 3 所示。

Table 3. Preliminary selection results of pipe diameter specifications for water injection temperature at 60℃

表 3. 掺水温度为 60℃掺水管径规格初选结果

计量间	DN15			DN20			DN25		
	掺水量 (m ³ /d)	建设费用 (万)	系统耗电量 (万/年)	掺水量 (m ³ /d)	建设费用 (万)	系统耗电量 (万/年)	掺水量 (m ³ /d)	建设费用 (万)	系统耗电量 (万/年)
1	205	2.23	330.75	250	2.84	262.5	280	3.60	215.25
2	152	3.45	215.25	163	4.40	171.15	669	5.57	130.2
3	250	3.28	399	440	4.19	462	350	5.31	262.5
total	607	8.96	945	853	11.43	895.65	779	14.48	604.8

掺水温度为 65℃时，相关计量间的掺水温度、管道建设费用、电加热水费用如表 4 所示。

Table 4. Preliminary selection results of pipe diameter specifications for water injection temperature at 65℃

表 4. 掺水温度为 65℃掺水管径规格初选结果

计量间	DN15			DN20			DN25		
	掺水量 (m ³ /d)	建设费用 (万)	系统耗电量 (万/年)	掺水量 (m ³ /d)	建设费用 (万)	系统耗电量 (万/年)	掺水量 (m ³ /d)	建设费用 (万)	系统耗电量 (万/年)
1	175	2.23	427.35	205	2.84	323.4	250	3.60	288.75
2	120	3.45	236.775	124	4.40	772.695	128	5.57	147.84
3	225	3.28	490.875	250	4.19	404.25	300	5.31	346.5
total	520	8.96	1155	576	11.43	899.745	678	14.48	783.09

通过分析，三个方案压力均满足输送要求，对掺水管道经济进行比选，初步选择掺水温度为 55℃时管道公称直径为 DN25 的方案，具体数据如表 5 所示。

Table 5. Economic comparison of water injection pipeline**表 5.** 掺水管道经济比选

管道	DN15			DN20			DN25		
温度(°C)	55	60	65	55	60	65	55	60	65
管费用(万)	2.2	2.2	2.2	3.16	3.16	3.16	4.00	4.00	4.00
电费(万)	612.36	945	1152	573.615	895.65	899.745	491.4	604.8	783.09
总费用(万)	614.56	947.2	1154.2	576.775	898.81	902.905	495.4	608.8	787.09

5.2. 集输支线管径

在确定掺水温度为 55°C 前提之下, 根据《油气输送管道完整性管理规范》选择相应的管径, 用 PipePhase 对集输支线管线在公称直径 DN32、DN40、DN50 进行模拟, 保温层采用高密度聚氨酯泡沫[4], 设计厚度为 40 mm。根据计量间的温降压降选取较为合适的支线管件。

基于掺水温度为 55°C 时, 掺水管道为 DN25, 相关计量间的温度、压力、管道建设费用、电加热水费用如表 6 所示。

Table 6. Preliminary selection results of oil gathering branch line pipe diameter specifications with water injection temperature at 55°C**表 6.** 掺水温度为 55°C 集油支线管径规格初选结果

计量间	DN32			
	温度(°C)	压力(kPa)	输液量(t/d)	建设费用(万)
1	40.35	740	50.37	7.50
2	40.17	831.9	80.25	11.62
3	40.34	873.5	70.425	11.06
total			201.045	30.18

基于掺水温度为 60°C 时, 掺水管道为 DN25, 相关计量间的温度、压力、管道建设费用、电加热水费用如表 7 所示。

Table 7. Preliminary selection results of oil gathering branch line pipe diameter specifications with water injection temperature at 60°C**表 7.** 掺水温度为 60°C 集油支线管径规格初选结果

计量间	DN40			
	温度(°C)	压力(kPa)	输液量(t/d)	建设费用(万)
1	40.21	740	50.37	8.66
2	40.2	831.9	80.25	13.42
3	40.22	911.2	70.425	12.77
total			201.045	34.85

基于掺水温度为 65°C 时, 掺水管道为 DN25, 相关计量间的温度、压力、管道建设费用、电加热水费用如表 8 所示。

Table 8. Preliminary selection results of oil gathering branch pipe diameter specifications with water injection temperature at 65°C
表 8. 掺水温度为 65°C 集油支线管径规格初选结果

计量间	DN50			
	温度(°C)	压力(kPa)	输液量(t/d)	建设费用(万)
1	40.9	739.9	50.37	10.94
2	40.34	834.7	80.25	16.96
3	40.56	899.7	70.425	16.14

在对应工程直径为 DN32、DN40、DN50 在 55°C、60°C、65°C 的温度参数下均满足计量间温度在 40°C 以上, 满足热力要求; 三种管均满足温度要求、压降输送要求, 通过管道材料经济比选初选支线管径选择为 DN32。

5.3. 集输干线管径

掺水温度为 50°C 时, 选取管道公称直径分别按照公称直径 DN80、DN90、DN100 进行模拟计算, 不同管径下的压降、温降、转油站温度、管道建设费用、总费用的模拟结果如表 9 所示。

Table 9. Preliminary selection results of oil gathering trunk pipe diameter specifications with water injection temperature at 55°C
表 9. 掺水温度为 55°C 集油干线管径规格初选结果

管径	计量间	温降(°C)	压降(kPa)	转油站温度(°C)	建设费用(万)	总费用(万)
DN80	1	7.25	789	33.1	7.21	21.71
		7.07	909.4		5.61	
		7.24	1294.6		8.89	
DN90	2	8.19	490	32.16	8.28	26.81
		8.01	581.9		8.32	
		8.18	819.7		10.21	
DN100	3	9.1	309.4	31.25	9.36	30.29
		8.92	378.6		9.40	
		9.09	535.8		11.53	

对比上表不同管径下温降、压降的结果, 初选支线管径选择为 DN90。在此设计条件下 DN100 的转油站温度不满足题目高于凝固点 32°C 的要求; DN80 的压降过大, 容易发生管道破裂的风险, 因此选择 DN90 作为集输干线管道设计运输的公称直径。

6. 最优参数选择

根据以上参数对比所选取的参数为保温层为高密度聚氨酯、厚度为 40 mm, 其他相关参数见表 10。

Table 10. Pipe diameter calculation data table

表 10. 管径计算数据表

管段	管段长度(m)	管道输量(t/d)	模拟管径(mm)	公称直径(mm)	壁厚(mm)	设计压力(MPa)
掺水管道	6067	1000	33.4	DN25 × 2.77	1.65	1.5
集油支线	6067	1220	42.2	DN32 × 2.77	2.77	1.275
集油干线	21969	1220	101.6	DN90 × 2.77	3.58	0.825

主要工程量

建议最终确定集油流程时在贯彻少投入、多产出，提高经济效益的原则之上，还要综合考虑油田开发开采要求和环境资源保护原则。集输管线包括掺水管线、集油支线、计量间至转油站混输干线；通过水力计算选出管径，通过壁厚计算公式计算出壁厚后，得到各管线的管线规格。管网主要工程量如表 11 所示。

Table 11. Equipment quantity for double-pipe water injection
表 11. 双管掺水的设备工程量

序号	项目		数目
	管道材质	管道规格	
1	L245 无缝钢管	D25 × 2.77 mm	1
2		D42.2 × 2.77 mm	2
3		D101.6 × 3.58 mm	3
4		井站平台	40 座
5		计量间	3 座
6		联合站	1 座

7. 结论

1) 在挑选最优的稠油输送策略时，必须全面权衡管线长度、现有设施状况及环境要素等诸多因素。尽管如此，经济因素依然占据核心地位。故而，针对每一种输油模式，我们都应仔细评估其基础建设投资与日常运维成本。唯有经过对这些因素的深入综合参考，我们才能确定出最为适宜的输送策略。

2) 综上所述，数值模拟选择掺水温度为 55℃，掺水量为 1000 m³/d，总运行费用最为经济；利用数值模拟软件进行计算，管线长度及单井掺水量等参数进行经济性计算，相对于其他方案节约 35% 的成本。根据地区适宜原则，在满足输送条件的情况下，井口回压要小于 1 mpa，进转油站压力小于 0.25 mpa；双管掺水流程适用范围较大，在后续运行费用方面较低，但前期的建设投资费用是较高的[5]。

基于数值模拟的结果对于前期经济的投入可以有效减少，实现管网的经济性运营。对于模拟结果缺少实质性的分析，具体情况得依据油田的现状进行分析；本研究主要针对处于双管掺水下油田的模拟研究，缺少其他布管方式或加热原油方式的对比。

参考文献

- [1] 缪顺宸, 王佩弦, 丁凯, 等. 基于 PIPEPHASE 的油田集输系统流动特性分析[J]. 当代化工研究, 2022(12): 26-28.
- [2] 许文会, 杨永刚, 胡延平, 等. 双管掺水集油工艺温降计算公式的应用[J]. 石油石化节能, 2018, 8(5): 6-8+49-50.
- [3] 于淳光, 魏紫暄, 王铁军. 双管掺水原油集输流程运行参数优化研究[J]. 当代化工, 2020, 49(3): 678-682.
- [4] 王崇新, 严大凡. 双管掺热水集输管网优化运行参数的选择[J]. 油田地面工程, 1990(4): 19-24+29.
- [5] 张璐莹, 张艳, 唐博强. 原油掺水集输流程方案优选[J]. 油气田地面工程, 2016, 35(12): 31-33.