

打破原油输送凝固点界限实现降本增效

闫兴亮

中国石油天然气股份有限公司吉林油田公司红岗采油厂

DOI:10.12238/gmsm.v8i1.2116

[摘要] 吉林油田红岗采油厂集输运行成本持续多年无下降潜力,2024年通过厂内开展“买热工程”项目,通过部门、作业区、班组员工上下联动,责任捆绑来实现集输系统平稳运行,有效控降自用气量消耗,并结合多措并举的手段,多方向利用天然气,实现效益拉动。

[关键词] 买热工程;集输系统;自用气量消耗;效益拉动

中图分类号: U260.15+3 **文献标识码:** A

Breaking the Limit of Crude Oil Transportation Freezing Point to Achieve Cost Reduction and Efficiency Enhancement

Xingliang Yan

Honggang Oil Production Plant, Jilin Oilfield Company, PetroChina

[Abstract] The gathering and transportation operation cost of Honggang Oil Production Plant in Jilin Oilfield has remained without potential for reduction for many years. In 2024, through the implementation of the "Heat Purchase Project" within the plant, by coordinating efforts among departments, operation areas, and teams, and binding responsibilities, the stable operation of the gathering and transportation system was achieved, effectively controlling and reducing the consumption of self-used gas. Combined with multiple measures, natural gas was utilized in multiple directions to drive benefits.

[Key words] Heat Purchase Project; Gathering and Transportation System; Self-Used Gas Consumption; Benefit Driving

红岗采油厂有3区11站106座井组,共768井环,掺输井环的集输半径平均为3630米,大安作业区采油六队平均集输半径超过5000米以上,降温掺输调控工作困难与潜力并存。其次红岗采油厂集输运行成本居高不下,自用油气成本占比63.9%。对标各区凝固点温度,掺输节点运行温度均在凝固点以上运行,集输系统处于高能耗状态,系统节点运行温度有下降空间。另外天然气产量受季节性影响,合理匹配用量可以有效减少放空,提高利用效益。

1 管理思路

油田公司确定自用油气压降工程就是真金白银工程为我们提供了治理方向;公司领导提出的“买热工程”给我们指引了管理的路径;在产量高和消耗高时段挖潜空间也最大的观点给了我们控降的启示。红岗采油厂以买热工程为切入点,精细开展天然气控降提效工作。

2 买热工程运行方案

2.1 算热能分指标

从井口倒算站场用能负荷,配置各站天然气指标,指标分配由“参照历史”变为“理论计算”为依据。使指标分配更加科

学合理,结果考核更加理直气壮^[1]。

2.2 建模型定参数

按照原油输送温降理论方程和粘壁温度计算公式,根据不同季节和区域地温变化,利用液量、含水、输送距离等节点参数,分段计算不同节点终点温度,以确保回站温度 \geq 粘壁温度为标准,计算节点参数为临界运行参数。

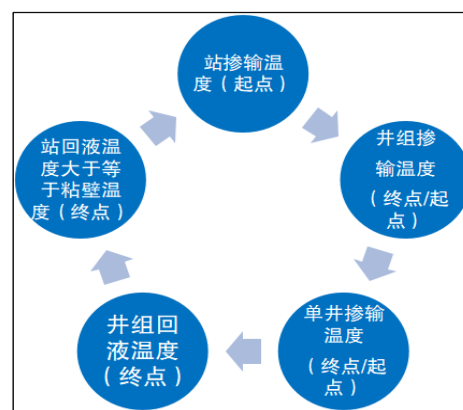


图1 降温掺输理论模型节点参数计算步骤

表1 大45区块现场试验数据

序号	单环油井数	凝固点温度	粘壁温度	管线长度	产液量	综合含水	试验前			试验后		
							井组掺输温度	回油温度℃	单环平均掺水	回油温度℃	单环修正掺水(方/天)	减掺输水量
1	D45-6-4环(5口)	38	26.11	697	9.5	85%	48.41	37	35.65	31.75	27.65	8
2	D45-6-2环(4口)	38	25.247	678	8.08	88%	48.41	38	32.83	30.89	21.83	11
3	D45-12-3环(2口)	38	30.67	380	4.17	67%	48.41	39	19.04	35.17	13	6.04
4	D45-4-1环(2口)	38	29.75	678	4.16	71%	48.41	37	29.99	33.2	25	4.99
5	D47-2-2环(4口)	38	28.02	950	10.77	78%	48.41	38	51.75	31.91	38	13.75
6	D45-6-5环(5口)	38	28.78	670	4.94	75%	48.41	38	43.74	35.96	20.75	22.99
合计			28.1				48.41	37.83	35.5	33.31	24.4	66.77

$$T_z = T_0 + (T_r - T_0) * EXP(-K * PI() * \frac{D}{G_m * C} * L)$$

T_z —管道终点最低温度
 T_0 —管道周围介质温度
 T_r —管道起点最高温度
 K —管道总传热系数
 D —管道内径
 G_m —流速质量流量
 C —输油平均温度下比热容
 L —管道输送距离
 ρ —输送油水综合含水

图2 原油输送管道降温方程

$$T_{粘油} = T_{GP} - K \phi^m \tau^n$$

T粘——油水悬浮液管输粘壁温度，℃；
TGP——原油乳状液凝点温度，℃；
φ——油水悬浮液中综合含水率
τ——管线内壁处剪切应力，Pa；
k、m、n——实验结果拟合参数

图3 任意含水原油粘壁温度计算公式

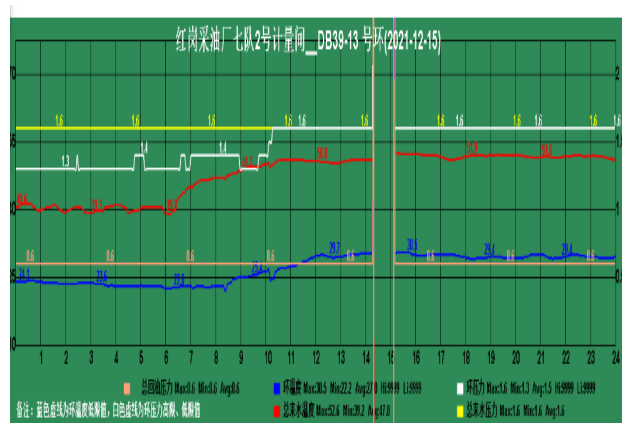


图4 井环运行曲线

2.3 广验证提信心

在红岗采油厂第七采区开展降温试验，整体降温1个月，以物联网数据为依托，掺输去水温度控制在52℃以下，掺输压力1.6MPa，回液温度均在30℃以下，末端产量未受影响，未造成凝管事故，实际运行温度在理论粘壁温度以上5-7℃。

通过软件模拟协助计算各节点运行参数，在大45站3#间进行降温掺输试验，单环平均降掺输水11方，回液温度下降4℃。实际运行温度比理论粘壁温度高5℃，比凝固点温度低4.7℃。

2.4 实验结论

根据理论计算，结合现场试验实际情况，最终确定不同站场，不同含水井环临界运行参数标准模板，制作集输参数指导卡，作为降温掺输运行调控的依据。通过试验验证，运行温度应控制在粘壁温度以上3-5℃，能保持平稳运行^[2]。

3 多措并举、多向拉动效益

以降温掺输模型作为理论依据，坚持先算后干，算赢再干的经营理念，精细分析各类措施效益情况。从统计结果来看，效益排序优选热电联供，次选燃气发电，再次选零散气销售，剩余气脱硫脱碳加工处理^[3]。

3.1 效益利用工作开展情况

通过井环改造，井口加装电加热器，结合降温掺输模型，有效解决边远地区掺输问题；合理利用燃气发电等新能源设备，实现效益最大化；多边扩展销售用户，合理利用加工处理等手段，有效提高天然气的商品量^[4]。

3.2 项目效果

通过管理+技术双轮驱动，管理上实施买热工程、技术上实施新方式替代，实现了管网气清零、放空气清零、自用油清零三大工作目标，天然气综合效益得到了显著的提升。全年厂内自用气1692.6万方，比同期节457.4万方，自用油气成本同比压降640.3万元，有效降低厂内集输系统运行成本^[5]。

4 结论

“买热工程”在管理上大胆降温，拓展冷输边界，打破了凝

固点上运行的思想禁锢,回油温度降到凝固点下3.5℃,进一步拓展了油田节能空间,为吉林油田提质增效提供了一个有力手段^[6]。

[参考文献]

- [1]李明,张广卿.《降凝剂对含蜡原油流变性的影响研究》[J].《石油学报(石油加工)》,2018,34(2):345-352.
- [2]赵东风.《热处理对高凝原油流动性的改善机制》[J].《石油工程建设》,2019,45(4):1-6.
- [3]孙广宇.《含蜡原油管道停输再启动安全性研究》[J].《油气储运》,2017,36(5):553-558.

[4]吴超.《高凝原油掺稀输送技术经济性分析》[J].《石油规划设计》,2020,31(2):12-16.

[5]周雪梅.《磁场处理对含蜡原油流变特性的影响》[J].《石油学报》,2021,42(6):803-810.

[6]吕红梅,余晓玲,巩佳语.采输用新型流动改进剂的研究与应用[J].精细石油化工进展,2021,22(6):1-5.

作者简介:

闫兴亮(1972--),男,汉族,吉林省大安市人,中专,研究方向:油气田地面建设、油气储运。