

文章编号: 1000-8241 (2011) 03-0166-04

秦京输油管道停输再启动安全性评价与建议

苗青^{1,2} 宋建河³ 高国平³ 柳建军² 徐波² 姜保良² 王海东³ 郝小虎³

(1. 中国石油大学(北京), 北京 102249; 2. 中国石油管道科技研究中心, 河北廊坊 065000;

3. 中国石油管道公司秦皇岛输油气分公司, 河北秦皇岛 066000)

苗青等. 秦京输油管道停输再启动安全性评价与建议. 油气储运, 2011, 30(3): 166 - 169.

摘要: 目前秦京输油管道处在接近于生产规程规定的最低输量状态下运行, 流动安全性问题值得关注。针对缺少定量评价结果的情况, 利用原油管道停输再启动凝管概率计算软件, 评价了秦京输油管道在当前输量和生产规程规定的允许停输时间下停输再启动的安全性, 并提出在不同站间合理分配安全裕量的建议, 探讨了基于流动安全性评价结果, 分站间进行工艺参数优化配置的可行性。秦京输油管道全线大部分站场在全年大多数月份安全性良好, 可以考虑通过降低进站温度或延长允许停输时间等方法合理分配安全裕量, 为秦京输油管道在保障流动安全性的前提下实现经济输送提供保证。

关键词: 输油管道; 流动安全性; 停输再启动; 凝管; 优化; 评价

中图分类号: TE832

文献标识码: A

DOI: CNKI:13-1093/TE.20110312.1132.003

秦京(秦皇岛—北京)输油管道承担着大庆原油进京的输送任务, 管道全长为 349.19 km, 设计输量为 750×10^4 t/a。2005 年, 迁安站开始注入冀东原油, 以缓解秦京输油管道输量逐年降低给安全运营带来的压力。目前, 冀东原油注入量稳定在 170×10^4 t/a 左右, 秦京输油管道输量稳定在 600×10^4 t/a 左右。即便如此, 秦京输油管道目前仍处于接近生产规程规定最低输量状态下运行, 管道的流动安全性问题值得关注。

管道运行过程中计划停输和检修不可避免, 停输再启动失败导致凝管的后果非常严重。影响停输再启动安全性的因素较多, 大多数因素具有不确定性, 如输量、出站温度、地温和土壤导热系数等。采用原油管道停输再启动凝管概率计算软件, 评价了 2009 年 6 月至 2010 年 5 月秦京输油管道实际运行工况下停输再启动的安全性, 进而提出了保障流动安全、提高经济效益的相关建议。同时, 根据凝管概率计算结果, 开展了分站间进行工艺参数优化配置的初步探讨。

1 计算方法与不确定性数据的选取

原油管道停输再启动凝管概率计算软件基于可靠性的极限状态方法(Reliability-based limit state

methods)^[1], 计算原油管道停输后再启动过程中发生凝管的概率, 即流动失效概率, 据此评价原油管道停输再启动的安全性。计算所需基础数据包括管道及其沿线环境的物理数据、原油物性数据、管道运行工况数据等, 其中物理数据包括管道长度、直径、壁厚、管道埋深及埋深处自然地温等; 原油物性数据主要包括基本物性和流变性参数等; 管道运行工况数据主要包括输量、进出站油温及压力等。在上述参数中, 输量、出站温度、管道埋深及埋深处自然地温等都具有不确定性, 初步将其概率分布定义为正态分布。其中, 输量、出站温度和埋深处自然地温的均值及方差由生产报表数据统计得出, 而管道埋深均值固定取 1.5 m, 根据现场情况取波动为 ± 0.1 m。

根据标准规定的管道允许停输时间^[2], 将全年分为 5 个时间段(表 1)、取每个时间段管道埋深处自然地温最低月份的数据进行评价。

表 1 秦京输油管道允许停输时间

月份	允许停输时间/h
1—3月	12
4月和12月	14
5月和11月	17
6月和10月	24
7—9月	30

2 现有生产规程下安全性评价结果

基于对秦京输油管道在 2009 年 6 月至 2010 年 5 月运行期间停输再启动凝管概率的评价结果,可以将这个期间管道的流动安全性分为 3 类:安全裕量不足,如对应 2009 年 9 月运行工况的流动安全性;安全裕量适中,如对应 2009 年 12 月运行工况的流动安全性;安全裕量较高,如对应 2010 年 2 月、5 月和 2009 年 6 月运行工况的流动安全性。

评价结果中的“凝管概率”是指管道停输达到评价设定的停输时间时对应的凝管概率。显然,实际管道由各种原因导致的各次停输时间各不相同,具有随机性,管道停输达到设定时间本身也是一个概率事件。因而,管道停输达到评价设定的停输时间对应的凝管概率是一个条件概率,管道实际凝管概率为原油管道停输某小时的概率与停输相应时间下的凝管概率的乘积。管道实际凝管概率无法通过数值模拟求得,只能通过统计被评价管道的实际停输记录,计算发生频率而取得。目前,大多数原油管道历史运行报表中的停输记录均不足以形成准确的统计规律,秦京输油管道亦是如此。根据对东北管网近年停输时间的统计结果(表 2),管道停输不同时间的频率最大为 0.46,基于安全可靠性的考虑,评价中将管道实际凝管概率取为定值 0.5。借鉴相关领域的经验,认为原油管道停输再启动后的流动失效概率小于 2.5×10^{-3} 是

可接受的,相应地,停输数小时后发生凝管的概率小于 5×10^{-3} 是可接受的,该指标是确定安全裕量等级的依据。

表 2 东北原油管网 1999—2006 年停输时间统计结果

停输时间范围/h	发生频率
(0, 5]	0.20
(5, 10]	0.46
(10, 15]	0.27
(15, 20]	0.07
>20	0

2.1 安全裕量不足月份

秦京输油管道在 2009 年 9 月实际运行工况下停输 30 h 再启动,凝管概率较高(表 3),安全裕量明显不足,比较危险。

2.2 安全裕量适中月份

秦京输油管道在 2009 年 12 月实际运行工况下停输 14 h 再启动,大部分站间凝管概率较低(表 4),安全裕量适中,相对比较安全。丰润—宝坻、宝坻—大兴两管段的凝管概率偏高,主要是运行工况不稳定引起出站温度波动较大所致。同时,该月份管道埋深处的地温波动也较大,应加以重视。

表 3 秦京输油管道 2009 年 9 月停输 30 h 再启动凝管概率的计算结果

站间	输量 $/(t \cdot d^{-1})$	输量波动 $/(t \cdot d^{-1})$	温度/ $^{\circ}C$					凝管概率
			出站	出站温度波动	进站	地温	地温波动	
秦皇岛—昌黎	10 121.3	840.51	51.41	2.77	34.44	19.93	0.52	0.011 5
昌黎—迁安	10 114.3	840.45	46.71	1.97	33.91	22.63	0.33	0.138 6
迁安—丰润	14 371.7	970.04	43.88	1.65	34.20	24.30	0.69	0.044 6
丰润—宝坻	14 364.4	970.35	43.46	1.83	33.74	20.10	0	0.177 8
宝坻—大兴	14 353.7	964.05	41.82	2.25	33.93	20.41	0.25	0.218 2
大兴—房山	14 348.4	964.48	41.01	2.07	33.67	22.47	0.39	0.341 7

表4 秦京输油管道 2009 年 12 月停输 14 h 再启动凝管概率的计算结果

站间	输量 (t·d ⁻¹)	输量波动 (t·d ⁻¹)	温度/℃					凝管概率
			出站	出站温度波动	进站	地温	地温波动	
秦皇岛—昌黎	12 450.7	1 337.68	57.49	2.19	34.66	10.30	1.12	<10 ⁻⁴
昌黎—迁安	12 437.1	1 337.62	52.05	2.15	34.60	13.11	1.10	3.2×10 ⁻³
迁安—丰润	16 474.9	1 313.57	47.11	2.70	34.20	9.51	1.04	7.4×10 ⁻³
丰润—宝坻	16 460.9	1 314.89	48.34	3.86	35.42	13.18	0.88	10.2×10 ⁻³
宝坻—大兴	16 453.6	1 318.00	47.89	3.84	34.76	10.89	1.09	25.6×10 ⁻³
大兴—房山	16 443.2	1 318.24	45.78	1.61	33.87	11.59	1.10	4.4×10 ⁻³

2.3 安全裕量较高月份

秦京输油管道在 2010 年 2 月和 5 月实际运行工况

下分别停输 12 h 和 17 h 再启动,凝管概率大多在 10⁻⁴ 数量级(表 5、表 6),安全裕量较高,流动安全性良好。

表5 秦京输油管道 2010 年 2 月停输 12 h 再启动的凝管概率

站间	输量 (t·d ⁻¹)	输量波动 (t·d ⁻¹)	温度/℃					凝管概率
			出站	出站温度波动	进站	地温	地温波动	
秦皇岛—昌黎	11 050.8	727.85	61.50	2.05	33.77	5.12	0.34	<10 ⁻⁴
昌黎—迁安	11 036.4	727.35	54.13	0.98	34.15	7.81	0.43	<10 ⁻⁴
迁安—丰润	15 763.5	603.74	50.84	1.48	33.86	5.57	0.25	<10 ⁻⁴
丰润—宝坻	15 748.9	603.65	49.54	1.74	34.17	8.35	0.35	<10 ⁻⁴
宝坻—大兴	15 722.8	585.44	48.66	1.20	33.99	5.32	0.32	<10 ⁻⁴
大兴—房山	15 710.3	585.23	47.70	0.93	33.83	6.97	0.41	<10 ⁻⁴

表6 秦京输油管道 2010 年 5 月停输 17 h 再启动的凝管概率

站间	输量 (t·d ⁻¹)	输量波动 (t·d ⁻¹)	温度/℃					凝管概率
			出站	出站温度波动	进站	地温	地温波动	
秦皇岛—昌黎	11 479.6	862.24	60.24	2.08	35.65	9.49	0.54	<10 ⁻⁴
昌黎—迁安	11 465.6	862.76	56.37	3.48	37.27	11.78	1.30	<10 ⁻⁴
迁安—丰润	14 480.2	866.69	50.89	3.56	35.88	15.06	1.60	5×10 ⁻⁴
丰润—宝坻	14 468.3	866.53	50.82	3.74	35.79	11.99	1.00	1.6×10 ⁻³
宝坻—大兴	14 476.4	927.03	49.09	2.99	35.22	11.90	1.37	2.2×10 ⁻³
大兴—房山	14 465.8	927.87	48.09	3.03	36.05	12.95	1.43	4×10 ⁻⁴

3 安全裕量的调整

安全裕量不足的月份需要提高安全裕量,以保障流动安全;安全裕量较高的月份可以降低安全裕量,以提高经济效益。

3.1 提高安全裕量

通过提高进站温度来提高管道停输再启动的安全裕量,经过计算,宝坻及其前面各站的进站温度提高至 35 ℃,大兴站和房山站的进站温度提高到 36 ℃,比实际进站温度高 1~2 ℃。在此安全裕量条件下,秦

京输油管道 2009 年 9 月停输 30 h 后再启动的凝管概率明显降低(表 7)。

表 7 提高进站温度后秦京输油管道 2009 年 9 月停输 30 h 再启动的凝管概率

站间	实际进站温度/℃	不同进站温度下停输再启动的凝管概率	
		35 ℃	36 ℃
秦皇岛—昌黎	34.44	$<10^{-4}$	$<10^{-4}$
昌黎—迁安	33.91	1.6×10^{-3}	$<10^{-4}$
迁安—丰润	34.20	$<10^{-4}$	$<10^{-4}$
丰润—宝坻	33.74	4×10^{-4}	$<10^{-4}$
宝坻—大兴	33.93	1.1×10^{-2}	$<10^{-4}$
大兴—房山	33.67	1.5×10^{-2}	10^{-4}

3.2 降低安全裕量

3.2.1 延长停输时间

通过计算,秦京输油管道于 2010 年 2 月在标准规定的允许停输时间下进行停输再启动比较安全,存在降低安全裕量、提高经济性的空间。根据标准规定^[2],目前 33~34 ℃ 的进站温度已不能再降低,因此考虑通过延长允许停输时间来降低安全裕量。

将允许停输时间由 12 h 延长至 24 h,秦京输油管道于 2010 年 2 月在实际运行工况下停输再启动,凝管概率较低(表 8),比较安全。允许停输时间延长至 24 h,则一次停输能够完成多次检修任务,提高了检修效率,实现了经济停输。

表 8 延长允许停输时间后秦京输油管道 2010 年 2 月停输再启动的凝管概率

站间	不同停输时间下停输再启动的凝管概率		
	12 h	24 h	36 h
秦皇岛—昌黎	$<10^{-4}$	$<10^{-4}$	6×10^{-3}
昌黎—迁安	$<10^{-4}$	10^{-3}	2.09×10^{-2}
迁安—丰润	$<10^{-4}$	$<10^{-4}$	4.60×10^{-3}
丰润—宝坻	$<10^{-4}$	1.1×10^{-3}	1.85×10^{-2}
宝坻—大兴	$<10^{-4}$	10^{-4}	7.90×10^{-3}
大兴—房山	$<10^{-4}$	2×10^{-3}	3.77×10^{-3}

3.2.2 降低进站温度

在标准规定的允许停输时间下,秦京输油管道在 2010 年 5 月昌黎站的进站温度降低至 33 ℃,其余各站的进站温度降低至 35 ℃,安全裕量比较合理(表 9)。

基于秦京输油管道在不同月份停输再启动凝管

概率的计算结果,对其安全裕量进行分析,可以对管道不同站间实行不同的进站温度(表 7、表 9)。这种根据流动安全性评价结果分站间进行工艺参数的优化配置,符合现场运行情况,有可能改变现行生产规程中部分工艺参数一刀切的现状。

表 9 降低进站温度后秦京输油管道 2010 年 5 月停输 17 h 再启动的凝管概率

站间	不同进站温度下停输再启动的凝管概率			
	33 ℃	34 ℃	35 ℃	36 ℃
秦皇岛—昌黎	10^{-4}	$<10^{-4}$	$<10^{-4}$	$<10^{-4}$
昌黎—迁安	0.136 6	0.036 7	4.3×10^{-3}	2×10^{-4}
迁安—丰润	/	0.029 1	2.5×10^{-3}	/
丰润—宝坻	/	0.046 5	4.4×10^{-3}	/
宝坻—大兴	/	0.014 5	2.2×10^{-3}	/
大兴—房山	/	0.063	8.3×10^{-3}	/

4 结论与建议

(1) 秦京输油管道全线大部分站场在全年大多数月份安全性较好,可以考虑通过降低进站温度或延长允许停输时间等方法合理分配安全裕量,提高管道输送的经济效益。

(2) 虽然夏季地温条件较好(地温高,停输后温降慢),但经过评价,2009 年 9 月秦京输油管道全线进站温度普遍较低,安全停输时间达不到标准规定的 30 h,应提高进站温度。

(3) 管道运行过程中应控制工况稳定,特别在季节交替、管道埋深处自然地温波动较大的月份,需要防止多种波动因素相互叠加引起的最坏情况的发生。

参考文献:

- [1] 苗青,姜保良,王玉彬,等.油气管道流动保障技术[M].北京:石油工业出版社,2010:142-146.
- [2] 中国石油天然气集团公司.Q/SY 1156.16—2009 原油管道工艺运行规程——秦京原油管道[S].北京:石油工业出版社,2009.

(收稿日期:2010-10-20)

作者简介: 苗青,高级工程师,1969 年生,1991 年毕业于北京大学力学专业,现主要从事油气管道流动保障技术方向的研究工作。

电话:0316-2173696; Email:miaoqing@petrochina.com.cn