

成品油管道停输时段压力变化分析

张 强* 宫 敬

闵希华

(中国石油大学(北京)) (中国石油集团西部管道有限责任公司)

张 楠

(中国石油大学(北京))

张 强 宫 敬等: 成品油管道停输时段压力变化分析, 油气储运, 2009, 28(12) 14~18.

摘 要 针对多条成品油管道停输后出现管道压力降低的现象, 讨论了油品温度和管道所处地形对停输管道压力的影响, 同时结合西部成品油管道的现场数据展开分析。建立了考虑地形因素影响的成品油管道停输阶段温度压降计算模型, 模拟了成品油管道停输阶段因打孔盗油和泄漏导致的管道压力变化, 并与管道停输的温度压降进行对比分析。基于分析计算结果, 制定了西部成品油管道的停输保压方案。

主题词 成品油管道 停输 启动 压降分析 保压方案

一、问题的提出

目前, 国内针对输油管道停输再启动问题的研究主要集中在原油管道上, 成品油管道的停输再启动鲜有涉及。近些年随着几条长距离、大输量、高压成品油管道相继建成并投产运营, 现场人员发现, 成品油管道在停输后也存在一些令人困扰的问题^[1~2], 其中, 管道停输后管内压力的逐渐下降最为突出, 它与管道能否安全顺利再启动以及管内是否出现油品气化密切相关。

成品油管道在投产和日常运行过程中, 经常由于各种原因停输, 此时, 管内压力变化对管道生产运行的影响主要表现在两个方面, 第一, 管内压力下降可能使调度人员以为管道发生泄漏或破坏分子打孔盗油, 导致错误报警; 第二, 管内压力下降增加了管道再启动的难度, 再启动时, 各泵站的输油泵需要一定的入口压力, 如果管内压力低于输油泵所需的最小入口压力, 则需要对管道进行充装, 使压力回升。在一些地形复杂地区, 管内压力下降还会引起管段高点油品气化, 给管道运行带来安全隐患^[3~5]。

二、管道停输压力变化分析

停输压降现象在兰成渝管道、西南成品油管道、西部成品油管道等多条管道的投产和日常运行中均

有出现, 结合成品油具有膨胀性和压缩性的物理特性, 基于传热学理论, 对成品油管道停输后的压降过程、原因及物理意义进行分析。

1、温度引起的管道压降

由于油品的膨胀性使得油品的温度和体积之间存在一定关系, 而体积的改变又与管道压力有关, 因此认为, 管输油品和管道环境温度的差异是引起管道压降的一个主要因素。

(1) 初始管段的温度压降

初始管段是指成品油管道首站或注入站之后一定距离以内的管段, 初始管段长度取决于停输时首站或注入站后关闭截断阀的位置, 温度差异引起的管内压降在该段尤为明显。特别是夏季, 油品在库区油罐内的温度较管道埋深处的环境温度高出很多, 再加上油品经过泵组引起的升温, 使管内油品与管道环境的平均温差在 5℃以上。由此可见, 初始管段停输后的压力变化将十分明显。

国内日前投产的港枣线成品油管道首站至 2 号阀室管段, 停输后的压力变化曲线(见图 1)显示, 在停输后超过 60 h 的时间内, 管道压力由停输前的 3.3 MPa 降至接近 0 MPa, 如此迅速的管道压降使得调度人员误以为管道发生了泄漏。该管段长约 32 km, 投产时正值 6 月份, 此时罐区内油品的日间平均温度在 30℃左右, 而地下约 1 m 处的温度在 20℃左右, 温差达到 10℃, 显著的温差导致首站至 2

* 102200, 北京市昌平区府学路 18 号; 电话: (010) 89733804。

号阀室管段压力迅速下降。

类似情况在其他成品油管道投产停输中也多次发生,西南成品油管道停输后首站和第一个中间站之间管段的压力变化趋势见图 2。虽然夏季是成品油管道初始管段停输后管内油品温降最显著的季节,但是其他季节成品油管道初始管段的压降也不容忽视,停输压降十分明显。在 3~4 月份,西部成品油管道初始管段的平均油温比地温高出约 4℃,与夏季相比,虽然管内压降幅度明显减小,但是在停输后的前 30 h 内压降依然相当明显(见图 3)。

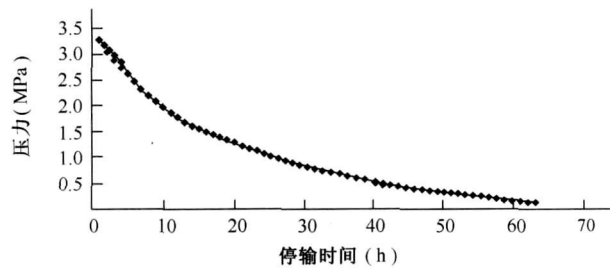


图 1 港枣线停输后管内压力随时间变化曲线

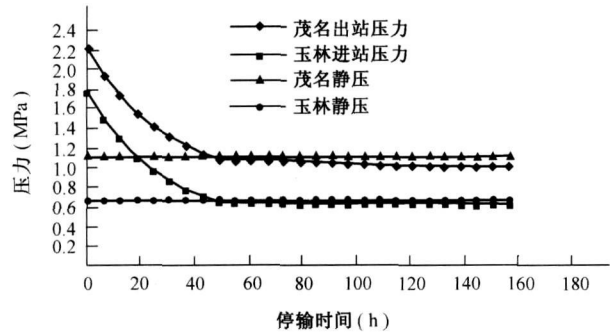


图 2 西南成品油管道停输压降变化趋势

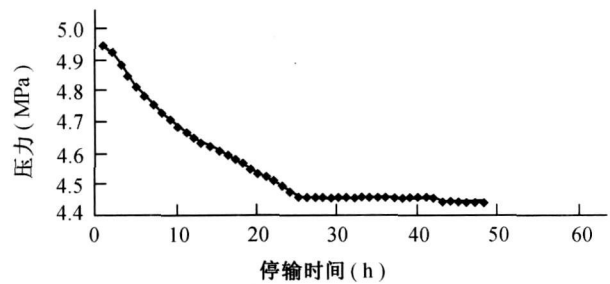


图 3 西部成品油管道停输压力变化趋势

结合传热学原理,对导致该现象的具体原因进行分析。当气温高于地温,所输油品进入管道的初始温度比管道的环境温度高。在管道停输的初始阶段,由于管内油品温度和管道环境温度(地温)的差值较大,自然对流换热较强烈,油品和管壁、管壁和土壤之间的热量交换较多,此时管内油品温度的下降速度较快,管道压力的下降速度也相应较快;停输一段时间后,随着油品温度的下降和管道环境温度

的提升,油品和管壁的温度差值减小,自然对流换热逐渐减弱,管内油品温度的下降速度随之减小,管道压力的变化也相应地趋于平缓。现场实践也从另一侧面证明了管内油品温度变化对管道压力的影响。成品油管道在投产阶段,通常采用向管道内充水的方式进行管道试压和各种调试,在该过程中管道压力无明显变化。这是因为所用的水一般为当地的地下水,而地下水的温度与地温较为接近,管内油品、管壁和土壤之间几乎没有热量交换,使输送介质的温度变化不大。

综上所述,在成品油管道投产或日常运行中的停输阶段,对于初始管段的压降问题,应该给予足够的重视,并提前制订停输保压措施。

(2) 中间管段的温度压降

油品在管道内流动一段时间后,温度逐渐接近管道的环境温度,压力变化不似初始管段那样明显,但由于油品在输送过程中与管壁和泵摩擦会产生一定的热量,因此管道停输时油品温度略高于环境温度。西部成品油管道的运行数据显示,各管段的平均油温比同一时期的地温约高出 1~2℃,而且受季节变化的影响很小。因此,管道停输后各管段的压力变化仍然存在,只是变化速度较慢。西部成品油管道鄯善—四堡管段停输后中间管段的压力变化(见图 4)表明,在 4 天的时间里,管道压力只下降了约 0.35 MPa,说明在管内油品温度与环境温度平均温差不大的情况下,管道压降速度缓慢。

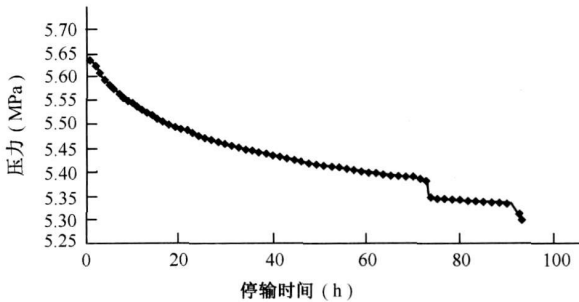


图 4 西部成品油管道鄯善—四堡管段停输后的压力变化曲线

对于中间管段的压力变化,除了随温度的降低而降低外,在一些特殊时段也可能发生随着地温升高而升高的现象(见图 5),由于 5 月份四堡—翠岭管段的地温有所上升,因此在停输的最后一段时间内,管道压力逐步升高。

2、地形引起的管道压降

在分析和比较西部成品油管道各管段的停输压降数据时,发现一些长度相当、温差相近、位置相邻

的管段在同一停输时间内的压力变化有明显不同。四堡—翠岭管段和翠岭—河西管段的压力变化对比曲线(见图 6)显示,四堡—翠岭管段在停输后的 100 h 内,管道压力下降了约 0.4 MPa,而与之相邻的翠岭—河西管段的压力仅下降了约 1.2 MPa,二者压力变化相差 2 倍。类似现象也出现在张掖—西靖、西靖—兰州等管段。对两停输条件相似的管段进行分析,发现两管段最大的不同之处在于它们所处的地形,四堡—翠岭管段相对较平缓,管段高差约 250 m,而翠岭—河西管段高差近 600 m。

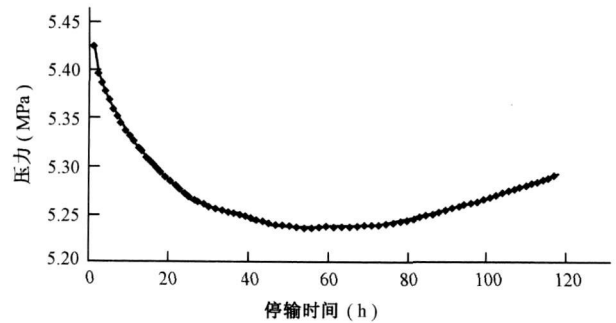


图 5 四堡—翠岭管段 5 月份压力曲线

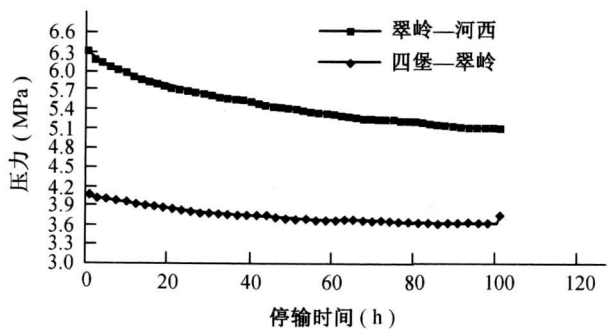


图 6 西部成品油二相邻管段停输压力对比曲线

地形因素之所以对管道停输后的压降产生影响,是因为管内油品具有压缩性。在地势平缓地区,管道停输时压力较低,所输油品的压缩性在较低压力下很难体现,此时管道压降主要受油品温降的影响。但是,地形起伏较大地区的管段,管道停输时平均压力已经很高,再加上管段本身较高的位压,使得停输压力比平缓地区的管道压力高出许多,管内油品的压缩性也随之得以体现。因此,处在地形起伏较大地区的管段,其停输后的压力变化不仅受温差的影响,也受地形因素的影响。

三、数值模拟

针对由温度引起的停输管道压降进行建模计算,并将计算结果与现场数据加以比较。在一些特

殊管段的压降计算中,引入了油品压缩性方程,对温度压降模型进行修正。模拟了管道停输时打孔盗油和泄漏的压降曲线,二者与温度压降存在明显差异。

1、 温度压降的数值模拟^[6~7]

管道停输后温度随时间的变化可通过方程(1)计算:

$$T_{\tau} = T_0 + (T_0 - T_{\tau}) \times \exp\left[-\frac{4 \cdot 584 \cdot K \cdot \pi \cdot D \cdot \tau}{c_y \cdot \rho_y \cdot D_1^2 + c_g \cdot \rho_g \cdot (D_2^2 - D_1^2)}\right] \tag{1}$$

式中 K' ——总传热系数, W/(m·℃);
 $D、D_1、D_2$ ——管道平均直径、管道内径和管道外径, m;
 $c_y、c_g$ ——油和钢材的比热容, J/(kg·℃);
 $\rho_y、\rho_g$ ——油和钢材的密度, kg/m³;
 T_0 ——环境温度,℃;
 T_{τ} ——停输 τ 小时后的油温,℃;
 T_0 ——开始停输时的油温,℃;
 τ ——停输时间, h。

管道开始停输时的平均油温已知,以 1 h 为计算单位,便可以由方程(1)求出停输一段时间内每小时的管内平均油温。

随着温度变化,管道压力的变化可通过方程(2)计算。选取鄯善—四堡管段在 3 月和 5 月的停输压力数据,此时地温随地表平均温度的升高而逐渐升高,管道压力停止下降且转为逐渐升高(见图 7 和图 8)。在计算过程中,温升对管道压力的影响同温降对管道压力的影响一样明显,但实际数据显示,温升和温降对压力的影响存在差异。

$$\Delta p = \frac{\beta - \alpha}{\frac{1}{K} + \frac{1}{A}} (T_{i-1} - T_i) \tag{2}$$

$$A = \delta \cdot E / D$$

式中 α ——管道的体积膨胀系数,管道为钢管时,
 $\alpha \approx 3.3 \times 10^{-5} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$;
 δ ——管道壁厚, mm;
 E ——管材的杨氏弹性模量, 管材为钢管时,
 $E \approx 2 \times 10^{11} \text{ Pa}$;
 β ——油品的体积膨胀系数, $^{\circ}\text{C}^{-1}$;
 K ——油品的弹性系数, Pa;
 T_i ——第 i 时步的油温,℃;
 T_{i-1} ——第 $i-1$ 时步的油温,℃;
 Δp ——第 i 时步与第 $i-1$ 时步的压差, Pa。

2、 地形影响修正模型

用上述模型计算处于地形起伏地区管段的停输压降时,计算结果较实际数据明显偏小,需要对温度

压降模型进行修正。在方程(2)中引入修正系数 ξ 得到修正模型方程(3):

$$\Delta p = \xi \frac{\beta_v - \alpha}{\frac{1}{K} + \frac{1}{A}} (T_{i-1} - T_i) \quad (3)$$

式中, $\xi = 1.42$ 。需要说明的是, **该方程为经验方程**, 仅适用于西部成品油管道翠岭—河西段、张掖—山丹段、山丹—西靖段、西靖—新堡段的压降计算。

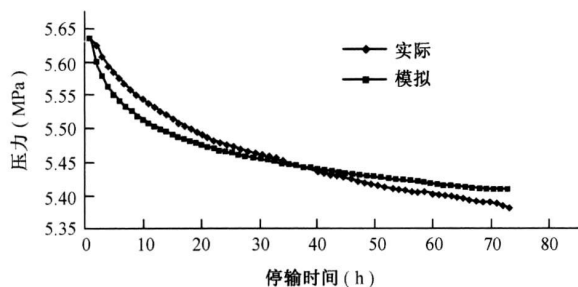


图 7 鄯善—四堡管段 3 月份温度压降模拟与实际数据对比曲线

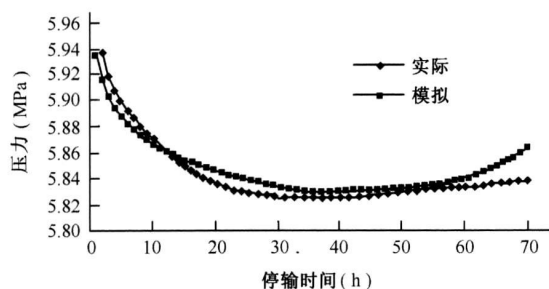


图 8 鄯善—四堡管段 5 月份温度压降模拟与实际数据对比曲线

利用修正模型的计算结果分别与原模型的计算结果及现场数据进行对比, 发现修正模型与现场数据比较吻合(见图 9)。

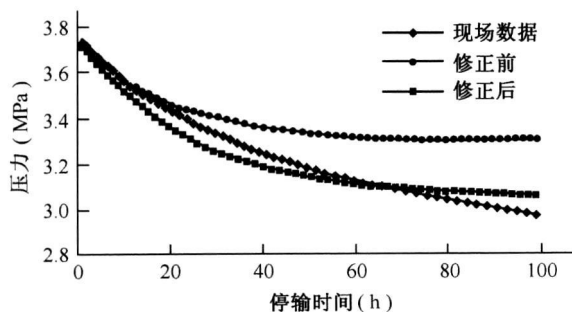


图 9 模型修正前后计算结果与现场数据的对比曲线

3、 其他原因引起的管道压降^[8-9]

管道停输后由温度引起的压降, 常常使调度人员误认为是管道发生了泄漏或打孔盗油。为此, 针对管道泄漏和打孔盗油这两种非正常情况进行模拟, 并与温度压降比较, 找出温度压降与这两种情况

的不同之处。

管道在停输状态下, 由泄漏和打孔盗油引起的压降为:

$$dP = \left(\frac{\delta E}{D} + \frac{1}{\beta_v V} \right) dV \quad (4)$$

式中 dV —— 体积改变量, m^3 ;
 β_v —— 油品的体积压缩系数, $^{\circ}C^{-1}$;
 dP —— 压力改变量, Pa;
 V —— 油品初始体积, m^3 。

管道发生打孔盗油时, 接收点通常进行流量控制, 因此以定流量的方式模拟打孔盗油的压力变化, 管内油品每小时的体积改变量即盗油者每小时的盗油量(流量), 以 1 h 为计算单位, 即可得到打孔盗油条件下管道每小时的压力平均值。现以打孔盗油的流量为 $5 m^3/h$ 进行模拟(见图 10)。

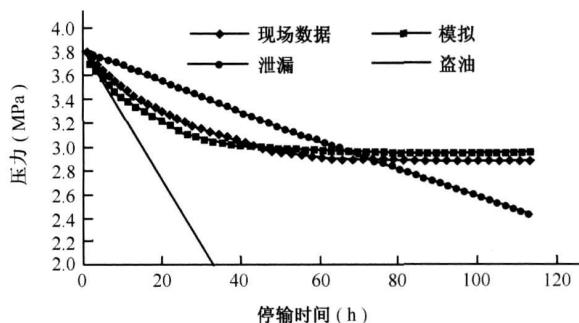


图 10 停输温度压降同泄漏和盗油压降的比较

停输管道的泄漏与打孔盗油不同, 泄漏量不受人为因素影响, 仅与管道压力和泄漏点的面积有关。若确定了管道压力和泄漏点的面积, 理想状况下每小时的泄漏量可由方程(5)得出:

$$Q = 3\,600 A_1 \sqrt{\frac{2P}{\rho}} \quad (5)$$

式中 Q —— 泄漏量, m^3/h ;
 A_1 —— 泄漏点面积, m^2 ;
 P —— 管道压力, Pa;
 ρ —— 油品密度, kg/m^3 。

在计算过程中, 泄漏量会随着管内压力的减小而减小, 因此, 每个时步都要确定计算下一时步管道压力和泄漏量, 最终迭代算出停输泄漏时每小时的管道压力。

设泄漏点面积为 $0.5 cm^2$, 模拟结果见图 10, 管道出现打孔盗油或泄漏时, 管道压力随时间呈线性变化。打孔盗油导致的管道压降非常迅速, 而泄漏导致的管道压降速度与泄漏点的面积密切相关。油品温度变化导致的管道压降则不同, 该压降速度先快后慢, 而且最终降幅远小于打孔盗油和泄漏。

四、停输保压方案

鉴于目前西部成品油管道启输和停输的控制均以压力作为基本参数,遂以压力作为指标制订停输保压方案(见表 1)。

本方案的制订条件包括两个方面,保证每个泵

站的进站压力在启输前大于 1.0 MPa; 保证沿线各高点压力大于 0.1 MPa。同时,以一个站间管段为一个计算单元,且将“关键站”的进站压力作为停输保压的重要指标,而“关键站”是指每个站间管段的末端泵站,例如玉门—张掖管段的“关键站”是张掖泵站。

表 1 西部成品油管道停输保压参照表

时间 (h)	停输时各“关键站”的最小保压进站压力(MPa)										
	鄯善	四堡	翠岭	河西	安西	玉门	张掖	山丹	西靖	新堡	兰州
12	5.96	1.12	1.15	1.28	4.62	1.17	3.92	1.22	7.61	1.21	10.77
24	6.11	1.20	1.24	1.44	4.75	1.27	4.05	1.35	7.73	1.33	10.93
36	6.21	1.25	1.30	1.55	4.84	1.35	4.14	1.44	7.82	1.42	11.04
48	6.30	1.29	1.35	1.64	4.92	1.40	4.22	1.52	7.88	1.48	11.13
60	6.36	1.32	1.39	1.72	4.97	1.45	4.27	1.57	7.94	1.54	11.20
72	6.42	1.35	1.43	1.78	5.02	1.49	4.32	1.62	7.98	1.58	11.26
84	6.47	1.37	1.46	1.83	5.07	1.52	4.37	1.67	8.02	1.62	11.31
96	6.51	1.40	1.48	1.88	5.10	1.55	4.40	1.70	8.06	1.66	11.36
108	6.55	1.41	1.51	1.92	5.14	1.58	4.44	1.74	8.09	1.69	11.40
120	6.59	1.43	1.53	1.96	5.17	1.60	4.47	1.77	8.12	1.72	11.44
132	6.62	1.45	1.55	1.99	5.20	1.62	4.50	1.80	8.15	1.75	11.47
144	6.65	1.46	1.56	2.03	5.22	1.64	4.52	1.82	8.17	1.77	11.50
156	6.68	1.48	1.58	2.06	5.24	1.66	4.54	1.84	8.19	1.79	11.53

表 1 给出了不同停输时间各“关键站”的最小保压进站压力,最小保压进站压力即管段开始停输时“关键站”的进站压力。在管道停输期间,该站的进站压力随时间和温度变化,但会在停输结束时满足再启动要求。

参 考 文 献

1, 王功礼 王 莉: 油气管道技术现状与发展趋势,石油规划设计, 2004, 15(4)。

2, 宋艾玲 梁光川等: 世界油气管道现状与发展趋势, 油气储运, 2006, 25(10)。

3, 张增强: 兰成渝成品油管道投产技术, 油气储运, 2004, 23(6)。

4, 高发连 刘双双等: 西部成品油管道空管投油的技术分析, 油气储运, 2006, 25(11)。

5, 张 楠 宫 敬等: 大落差对西部成品油管道投产的影响, 油气储运, 2008, 27(1)。

6, 杨筱蘅 张国忠: 输油管道设计与 管理, 石油大学出版社(东营), 1996。

7, Gong Jing, Zhang Qiang: Analyses of the process control and technical scheme of Urumchi-Lanzhou multi-products pipeline, International Pipeline Conference, Calgary, Canada, 2008.

8, 蒲家宁: 管道水击分析与控制, 机械工业出版社(北京), 1991。

9, 张国忠: 管道瞬变流动分析, 石油大学出版社(东营), 1994。

(收稿日期: 2009-08-05)

《管道科学技术论文选集》
文摘(六十四)

视频会议系统及其应用

楚爱军

视频会议系统能有效地提高工作效率和经济效益, 为用户提供的是全面直接的沟通交流, 即通过通信网络把两个或多个地点的多媒体会议终端连接起来, 在其间传送各种图像、语音和数据信号, 使出席会议者有亲临现场的感觉。通过对视频会议系统的配置及应用功能的介绍, 指出它不但可用于多点的多媒体会议, 而且还可应用于远程教育、远程医疗等需要传送实时音频、视频和数据的业务。

作 者 介 绍

- 许彦博 1984 年生, 2007 年毕业于大庆石油学院油气储运专业, 现为中国石油大学(北京)油气储运专业在读硕士研究生。
- 闵希华 教授级高工, 1959 年生, 2004 年博士毕业于西南石油大学油气储运专业, 现在西部管道公司从事输油气生产管理工作。
- 王 亮 1980 年生, 2005 年毕业于大连理工大学电子与信息工程专业和国际经济与贸易专业, 现在中国石油国际事业有限公司从事生产组织与物流管理工作, 武汉理工大学在读硕士研究生。
- 张国忠 教授, 1953 年生, 1981 年硕士毕业于华东石油学院石油储运专业, 现在中国石油大学(华东)从事长距离管道输送技术的教学与研究工作。
- 张 强 高级工程师, 1960 年生, 1982 年毕业于抚顺石油学院油气储运专业, 现在中国石油西部管道责任有限公司从事长输油气管道的运行管理工作, 中国石油大学(北京)在读博士生。
- 任彦斌 助理工程师, 1983 年生, 2006 年毕业于西安石油大学过程装备与控制工程专业, 现在长庆油田第三输油处工作。
- 刘 娅 1983 年生, 2005 年毕业于安康学院数学专业, 现为西南石油大学油气储运专业在读硕士研究生, 从事储运工程优化设计方面的研究。
- 张立松 1982 年生, 2006 年毕业于中国石油大学(华东)土木工程专业, 现为中国石油大学(华东)机械设计及理论专业在读博士研究生, 从事油气管道强度及稳定性方面的研究。
- 王兆芹 1984 年生, 2006 年毕业于中国地质大学(北京)安全工程专业, 现为中国地质大学(北京)安全技术及工程专业在读硕士研究生, 从事工业灾害控制、安全信息系统等方面的研究。
- 魏东吼 高级工程师, 1962 年生, 2008 年硕士毕业于中国石油大学(华东)油气储运专业, 现在中国石油天然气与管道分公司从事油田开发和油气管道、地下储气库工程建设的安全管理工作。
- 董建辉 工程师, 1981 年生, 2007 年毕业于西安石油大学油气井工程专业, 现在中国石油集团钻井工程技术研究院从事复杂结构井的钻完井工程研究工作。
- 刘春阳 见本刊 2009 年第 11 期作者介绍。
- 于 达 教授, 1956 年生, 1982 年毕业于抚顺石油学院储运专业, 现任中国石油大学(北京)储运工程系实验室主任, 城市油气输配技术北京市重点实验室副主任。
- 易 净 工程师, 1969 年生, 1992 年毕业于中国石油大学(华东)应用化学专业, 现在江苏南京金陵石化分公司从事质检分析工作。
- 赵荣生 见本刊 2009 年第 2 期作者介绍。
- 申振宏 工程师, 1977 年生, 2001 年毕业于大庆石油学院自动化及控制专业, 现在华北油田公司第四采油厂从事油田项目管理工作。
- 曲卫方 工程师, 1969 年生, 1990 年毕业于中国石油大学(北京)化工设备与机械专业, 现在胜利油田石化总厂从事油气储运方面的管理工作。
- 蔡 欧 助理工程师, 1980 年生, 1999 年毕业于西南石油大学油气储运专业, 现在中石化销售有限公司华南分公司从事输油管道调度工作。
- 朱建平 工程师, 1969 年生, 1993 年毕业于西北大学化工工艺专业, 现在陕西省天然气股份有限公司从事天然气储运技术方面的工作。
- 邬建国 工程师, 1965 年生, 现在中国石油北京天然气管道有限公司板 876 储气库从事储气库的生产运行和设备管理工作。
- 芦建华 高级工程师, 1962 年生, 1983 年毕业于西南石油大学油气储运专业, 现在华北油田公司第四采油厂从事油气集输技术管理工作。
- 谢 飞 1983 年生, 2009 年硕士毕业于辽宁石油化工大学油气储运工程专业, 现为辽宁石油化工大学油气储运专业在读博士研究生, 从事油气集输及管道腐蚀方面的研究。
- 李景昌 工程师, 1970 年生, 1992 年毕业于黑龙江工程学院机械工程专业, 现在中国石油管道公司从事管道应急管理工作。
- 张东亮 1982 年生, 2006 年毕业于天津工业大学建筑环境与设备工程专业, 现为西南石油大学供热、供燃气通风及空调工程专业在读硕士研究生, 从事油气管道焊接安全性的研究。
- 张洪山 高级工程师, 1961 年生, 1992 年毕业于中国石油大学(华东)采油工程专业, 现在中国石化胜利油田生产管理部从事生产管理工作。

Temperature field of buried hot oil pipeline is simplified as two-dimensional unsteady state heat transfer issue to set up mathematical models for heat transfer characteristics in such three regions as oil, wax deposit layer and soil. Under simulation conditions, variation in soil temperature field and mean oil temperature with time for wax deposit layer are calculated during pipeline running and shut-down period at different layer thickness of wax deposit.

Subject Headings: hot oil pipeline, wax deposit, heat transfer characteristics, simulation calculation, critical thickness, restart-up

ZHANG Qiang, GONG Jing *et al*: **Analysis of Pressure Change in Oil Product Pipeline during Shut-down Period**, *OGST*, 2009, 28 (12)14 ~18.

In allusion to the phenomena of pressure decrease in several oil product pipelines after shutting down, influence of oil temperature and pipeline's terrain on the pressure of pipeline shut-down are discussed and analysis is made based on field data of West Oil Product Pipeline. A mathematical model which takes terrain factors into account to calculate temperature and pressure drop of oil product pipeline in shut-down period is established, pressure change induced by oil stolen and leakage in shut-down period is simulated and comparison and analysis are made between the pressure change and the temperature and pressure drop of the pipeline shut-down. Pressure maintaining program in shut-down period for West Oil Product Pipeline are set up based on the analysis and calculation result.

Subject Headings: oil product pipeline, shut-down, restart-up, pressure drop analysis, pressure maintaining program

REN Yanbin, YU Dan *et al*: **Settlement Velocity of Emulsified Water in Settling Tanks**, *OGST*, 2009, 28 (12) 19~21.

Aiming at the problem that a 5000 m³ settling tank in some oil production complex works with poor dehydration effectiveness, starting from increasing settling velocity of water, mathematical model of emulsified water is built up, causes in low temperature of settling tank and underload of heater are analyzed combined with field production condition and effective measures to raise settling velocity of emulsified water are put forward.

Subject Headings: emulsified water, settling tank, settlement velocity, viscous-temperature correlation, method

LIU Ya, WANG Yuchun *et al*: **Optimization of Gas Pipeline Design Scenario Based on Layering Evaluation Method**, *OGST*, 2009, 28 (12) 21~24.

A layering evaluation method integrated with orthogonal design, analytical hierarchy process, gray correlative analysis is put forward to assess design scenario for gas pipeline. This method can be used to determine optimal technical parameter combination to satisfy actual pipeline engineering based on orthogonal design and multiple indexes fuzzy comprehensive evaluation, then better scenario can be selected from preselective scenarios to meet the needs of technical parameter combination, and optimal design scenario can be obtained through comparison between the better scenarios contained 4 technical and economic index values. Cases analysis display that the layering evaluation method is available and feasible for realizing optimal selection in design of gas pipeline scenario.

Subject Headings: gas transmission pipeline, design scenario, orthogonal design, layering analysis method, gray correlative analysis, fuzzy comprehensive evaluation

ZHANG Lisong, YAN Xiangzhen *et al*: **Strength and Optimized Design Software for Long-distance Oil/Gas Pipelines**, *OGST*, 2009, 28 (12) 25~27.

According to pipeline design codes and the theory in pipeline strength, stability and optimization, a long-distance oil/gas pipeline strength and optimization design software (PIPSOD) is developed. The