油田老区块增压点改造一体化橇装装置研制

周元甲　郭亚红　杨建东　王　勇
西安长庆科技工程有限责任公司,陕西　西安　710018

摘　要:长庆油田地处陕、甘、宁、蒙、晋,具有点多、面广的特点。由于油田处于不断滚动开发中,随着长时间开采,老区块油田产量出现递减趋势。为了降低油田老区块增压点的改造成本,提升油田老区块开发效益,通过分析长庆油田老区块增压点生产现状和存在问题,针对性地提出了解决方案。以长庆胡尖山油田增压点为改造试验站,核算了一体化橇装装置的缓冲容积、输油泵轴及电机功率、加热负荷等主要设计参数,提出了一体化橇装装置的设计结构。该装置通过现场投运后,生产平稳、实时控制效果好,增压点改造成本大幅降低,取得了良好的经济效益。

关键词:油田老区块;增压点;改造成本;一体化橇装装置
DOI:10.3969/j.issn.1006-5539.2013.04.005

0　前言

随着油田开发,部分油田区块先后进入开发的中后期,采出原油具有劣质化、高含水、伴生气少等特点。目前长庆油田老区块主要集中在陇东地区的马岭油田、华池油田,陕北地区的靖安油田和安塞油田等。这些区块原油的综合含水已达 70 %以上,部分区块已接近甚至超过 90 %,随着油田含水增加,原油劣质化加剧,采油能耗随之大幅增长,因此对油田老区块地面系统改造迫在眉睫。

1　油田老区块增压点生产现状

增压点主要存在问题:

a) 生产设备多,主要生产设备有:总机关、收球装置、加热炉、分离缓冲罐、事故油箱、输油泵、循环泵、污油箱、水箱等。这些设备布置分散,占地面积大,操作维护不便。

b) 自动化程度低,目前站内设备操作及生产流程切换基本依靠人工完成,需要员工有较强的责任心和熟练的操作技术,如果操作稍有不当就可能影响生产甚至引发安全事故。

c) 人工成本高,目前增压点需要配置 5 名现场操作员工,增加了企业人工劳动成本支出。

d) 能耗大、污染重,油田老区块采出原油中伴生气少,无法利用自身伴生气对原油进行加热,如果周围没有天然气供给源,那么只能依靠煤作为燃料对原油加热,煤的采购及运输成本高,燃烧热效率低且燃烧后产生有毒有害气体,造成成本增加、资源浪费和环境污染。

2　解决方案

针对油田老区块增压点生产现状,在改造中需要着手解决三个问题:

a) 将设备小型化、集成化、橇装化,降低成本、节约用地,满足生产需要。

b) 利用电能代替煤炭作为燃料, 对原油进行加热。

c) 实现集成装置远程自动化控制, 现场无人值守。

初步设想装置主要由加热、缓冲、增压、控制四部分组成。将这四部分橇装化,形成一个占地面积小、自

收稿日期:2013-01-25
基金项目:西安长庆科技工程有限责任公司科研基金资助项目(KC91-253)
作者简介:周元甲(1983-),男,辽宁庄河人,助理工程师,学士,现从事油气田地面设备设计及研究工作。

动化程度高、生产运行成本低、满足油田老区块增压点生产需要的一体化橇装装置[1]。

在生产流程设置上，我们参考现有增压点主要生产流程，确定装置生产流程为：第 1 套，加热→缓冲→增压→外输至下一级站；第 2 套，缓冲→增压→外输至下一级站；第 3 套，利用自压直接外输至下一级站。

第 1 套流程主要在秋冬季气温低原油较黏稠情况下使用；第 2 套流程主要在春夏季气温较高原油流动性好情况下使用；第 3 套流程为装置发生故障或检修时使用。

加热部分的设备为导热油电加热器，考虑到原油具有腐蚀性且加热时易产生结垢、结焦，影响设备使用功能。因此采用间接加热方式，避免原油直接与加热元件接触。在加热载体选择上，由于导热油具有加热温度高、性能稳定、损耗小等优点，所以选用导热油作为电加热器的加热载体。

缓冲部分的设备采用密闭缓冲罐，该设备主要是对原油进行缓冲，沉降原油的泥沙等杂质，避免外输时杂质对输油泵的损害，同时满足输油泵进口端对输送介质压力的要求[2]。

增压部分的设备选用多级离心输油泵，该泵高效、节能、购置成本低，针对油田老区块采出原油含水高、伴生气少等特点，使用该型式输油泵既经济又高效[3-4]。

控制部分要求对装置内原油的压力、温度等进行实时监测和控制，可以远程启停集成装置和生产流程切换，实现无人值守，降低劳动成本。

3 装置主要设计参数核算

以长庆胡尖山油田某增压点作为研究一体化橇装装置的实验站，该站的生产现状见表 1。

表1 增压点生产现状

日产液量 /m^3	综合含水 /(%)	外输压力 / MPa	原油加热前后温差 /℃	原油比热 /($J\cdot kg^{-1}\cdot ℃^{-1}$)	原油密度 /($kg\cdot m^{-3}$)
158	72	2.2	20	3 600	870

3.1 确定密闭缓冲罐容积

结合长庆油田缓冲罐现场使用经验，确定缓冲时间为 25~30 min，正常液面控制在罐体直径 2/3 处[5]，见图 1。

假定缓冲罐整个容积为 1 份，根据图 1，计算得出有效容积约为 0.67 份。

按照增压点日产液量 158 m^3 计算得出缓冲罐需要有效容积为 3.3 m^3，那么缓冲罐实际所需容积为 $3.3\times\frac{1}{0.67}=4.9\ m^3$。

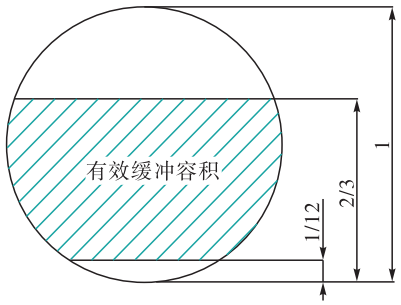

图 1 缓冲罐有效容积

3.2 多级离心输油泵选型

3.2.1 输油泵轴功率计算

$$P=\frac{q_v\rho H}{102\eta} \quad (1)$$

式中：P 为输油泵轴功率，kW；q_v 为输送温度下泵的排量，m^3/s；ρ 为输送温度下原油密度，kg/m^3；H 为输油泵排量为 q_v 时的扬程，m；η 为输送温度下泵的排量为 q_v 时的输油泵效率。

通过计算得出 P=7.6 kW。

3.2.2 输油泵电机功率计算

$$N=k\frac{P}{\eta_e} \quad (2)$$

式中：N 为输油泵电机功率，kW；P 为输油泵轴功率，kW；η_e 为传动系数；k 为电机额定功率安全系数。

通过计算得出 N=9.0 kW。

根据上述计算数据结合泵生产厂家提供产品样本，确定选用的多级离心输油泵型号为：FDYD10–40×6，具体参数见表 2。

表2 多级离心输油泵主要参数

型号	级数	流量 /($m^3\cdot h^{-1}$)	扬程 / m	转速 /($r\cdot min^{-1}$)	功率 / kW		效率 η/(%)
					轴功率	电机功率	
FDYD10–40	6	10	240	2 950	14.5	18.5	45

3.3 电加热器热负荷计算

$$P=q_mC\Delta T\times(1+\eta)\times k\times Q \quad (3)$$

式中：P 为电加热器热负荷，W；q_m 为进入加热设备的介质流量，kg/s；C 为加热介质的比热容，J/kg·℃；ΔT 为加热后温度与初始温度之差，℃；η 为安全系数；k 为经验值；Q 为热损失系数。

通过计算得出 $P=177.6\times10^3$ W。

3.4　控制系统监测的参数

控制系统主要实现装置远程启停操作，监测并控制装置的温度、压力、液位等工作参数。

3.4.1　装置进口端温度、压力监测

在装置进口端管线上安装压力变送器，监测原油进入装置前的温度及压力。

3.4.2　导热油电加热器温度、液位监测

电加热器筒体上安装 K 型热电偶监测导热油温度；电加热元件上安装 K 型热电偶监测电加热元件工作时的温度；电加热器出口端管线上安装温度变送器监测原油被加热后的温度；电加热器的膨胀槽上安装防爆电热液位计监测导热油液位。

3.4.3　缓冲罐液位监测

缓冲罐安装防爆电热液位计，实时监测缓冲罐液位，并为输油泵变频控制提供信号。

3.4.4　输油泵变频控制

输油泵电机安装变频控制器，使得输油泵可根据缓冲罐液位测量信号实现启停和连续输油等功能[6]。

3.4.5　输油泵进出口压力监测

输油泵进、出口管线安装压力变送器，监测输油泵前后压力状况。

3.4.6　装置流程切换

2 台输油泵进口前端装有电动三通球阀，通过电磁控制阀实现 2 台泵外输流程切换。

4　一体化橇装装置结构

将导热油电加热器、密闭缓冲罐、外输泵等设备合理地布置在橇座上面，通过管线、阀门连接后，配套远程控制系统，形成一体化橇装装置。该装置现已在长庆胡尖山油田增压点上使用，通过一段时间观察，装置运行平稳，实时监控效果良好，性能优越[7]。一体化橇装装置见图 2。

图 2　一体化橇装装置现场应用

5　结论

通过分析长庆油田老区块增压点生产现状和存在问题，提出了针对性的解决方案。以长庆油田采油六厂胡尖山油田增压点为改造试验站，通过核算装置主要设计参数，建立三维模型，提出了一体化橇装装置的设计结构。该装置的成功投运，将增压点的改造周期由原来 25 d 缩短到现在 10 d 左右，降低了改造成本。同时，装置的智能化控制，满足了油田数字化管理要求。目前，装置生产运行平稳、各项运行指标均达到预期要求，取得了良好的经济效益和社会效益。

参考文献：

[1] 何茂林，郭亚红，王文武，等.橇装增压集成装置的研究、应用与展望[J]. 石油工程建设，2010，36(1)：131−133.
He Maolin，Guo Yahong，Wang Wenwu，et al.Research，Application and Prospect of Skid Mounted Supercharging Integrated Equipment [J]. Petroleum Engineering Construction，2010，36(1)：131−133.

[2] 田新民，李成红，王　喆. 油气分离缓冲罐的改进[J]. 中国设备工程，2011，27(11)：51−52.
Tian Xinmin，Li Chenghong，Wang Zhe. Improvement of Oil and Gas Separation Buffer Tank [J]. China Plant Engineering，2011，27(11)：51−52.

[3] GB 50350−2005，油气集输设计规范[S].
GB 50350−2005，Code for Design of Oil−Gas Gathering and Transportation Systems[S].

[4] 张国钊，李铁军. 原油离心泵性能曲线的换算[J]. 天然气与石油，2011，29(6)：4−6.
Zhang Guozhao，Li Tiejun. Conversion of Performance Curves of Centrifugal Crude Oil Pump[J]. Natural Gas and Oil，2011，29(6)：4−6.

[5] 苗承武，江士昂，程祖亮，等. 油田油气集输设计手册[M]. 北京：石油工业出版社，1995. 34−36.
Miao Chengwu，Jiang Shiang，Cheng Zuliang，et al. Oilfield Gathering and Transportation System Design Manual[M]. Beijing：Petroleum Industry Press，1995. 34−36.

[6] 于维国.变频技术在离心泵节能中的应用[J]. 科技与企业，2012，20(14)：295.
Yu Weiguo. The Application of Frequency Conversion Technology in Centrifugal Pump's Energy Saving [J]. Technology and Enterprise，2012，20(14)：295.

[7] 王　勇，王文武，郭亚红. 苏里格气田凝析油稳定工艺及橇装化研究[J]. 天然气与石油，2010，28(6)：49−51.
Wang Yong，Wang Wenwu，Guo Yahong. Research on Condensate Oil Stabilization Process and Skid−Mounted Equipment in Sulige Gas Field[J]. Natural Gas and Oil，2010，28(6)：49−51.