

特高含水期油田采输系统 节能技术及应用

林海波 仪垂杰 等著



石油工业出版社
PETROLEUM INDUSTRY PRESS

特高含水期油田采输系统 节能技术的应用

林海波 仪垂杰 等著

石油工业出版社

内 容 提 要

本书分析了油田特高含水期生产能耗的情况,详细论述了机采、集输、注水和供电四大地面系统实际生产中的节能技术,以及与节能技术相关的控制理论、计算机技术和仪表技术等,并提供了相应的应用案例。

本书可供从事油田生产节能的工程技术人员参考,也可作为石油工程、油气储运工程及自动化等专业教师和学生的参考用书。

图书在版编目(CIP)数据

特高含水期油田采输系统节能技术及应用/林海波,仪垂杰著.
北京:石油工业出版社,2010.10

ISBN 978 - 7 - 5021 - 7984 - 7

I. 特…

II. ①林… ②仪…

III. ①油田开发—节能

②油气集输—节能

IV. ①TE 34 ②TE 86

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2010)第 165738 号

特高含水期油田采输系统节能技术及应用

林海波 仪垂杰 等著

出版发行:石油工业出版社

(北京安定门外安华里 2 区 1 号 100011)

网 址:www. petropub. com. cn

发行部:(010)64523620

经 销:全国新华书店

印 刷:石油工业出版社印刷厂

2010 年 10 月第 1 版 2010 年 10 月第 1 次印刷

787 × 1092 毫米 开本:1/16 印张:18

字数:454 千字 印数:1—2500 册

定价:70.00 元

(如出现印装质量问题,我社发行部负责调换)

版权所有,翻印必究

序

能源是人类赖以生存和发展的重要物质基础,也是经济发展的原动力。改革开放以来,我国经济飞速发展,人民生活水平显著提高,同时对能源的需求也在高速增长。2009年我国的能源消费总量在2000年的基础上翻了一番还多,超过了 $21 \times 10^8 \text{t}$ 标准油,但能源消费的水平还很低,目前的人均能耗只有1.6t标准油,远低于发达国家的水平。而从发达国家走过的道路来看,达到碧水蓝天、生活舒适、交通便利的社会景象,一般人均能耗都在4t标准油以上。我国经济虽然经历了三十多年的高速发展,但人口多、底子薄、水平低、发展不平衡仍是我国的基本国情。目前我国仍处在工业化、城镇化的“家园建设”的阶段,能源消费的快速增长仍将持续很长的一段时间。

为保持社会、经济的持续发展,我国政府将节能减排作为基本的国策加以实施和落实。国民经济和社会发展规划纲要提出:“十一五”期间单位国内生产总值能耗降低20%,主要污染物排放总量减少10%。为应对气候变化,我国政府对外承诺2010年单位GDP二氧化碳排放强度在2005年的基础上降低40%~45%。这些约束性指标的提出,是贯彻落实科学发展观、实现全面、可持续发展的重大举措;是建设资源节约型、环境友好型社会的必然选择;是推进经济结构调整,转变增长方式的必由之路;是提高人民生活质量,实现社会经济可持续发展的必然要求。

“十一五”即将过去,在此期间我国节能工作取得了巨大的成就,高耗能行业节能成效显著,能源利用效率水平显著提高,但与国际先进水平的差距仍然十分明显,还有着巨大的节能潜力可以挖掘。石油和化工行业是我国能源消耗的大户,2009年全行业能源消费量在全国能源消费总量中占到15%以上。目前全国的石油产量近 $2 \times 10^8 \text{t}$,石油开采、输送过程中的节能可以说是全社会节能的重点领域之一。

由国内著名的学者、青岛理工大学校长、国家发改委能源研究所客

座研究员仪垂杰博士组织在油田一线工作的专家和学者完成了《特高含水期油田采输系统节能技术及应用》和《油田注水管网动态流量平衡节能技术》两本专著的编写。该书的作者多年从事油田节能技术开发及应用推广工作,在油田生产节能技术方面取得了一系列研究成果,成功研究开发了油田抽油机动态平衡控制、集输能耗分析控制、油田注水管网动态流量平衡和输配电无功补偿节能等技术,并在油田得到了推广应用和完善。

该书理论联系实际,突出了节能技术的先进性和实用性,系统地阐述了油田地面生产节能各个方面的相关应用技术和经验体会,是近几年来少有的系统论述油田生产过程中能耗环节及节能技术的专著,对目前油田生产的节能降耗,尤其是特高含水期油田的生产节能具有较高的参考价值,同时也可供相关领域的专业技术人员以及管理人员参考、借鉴,作为高校相关专业的参考书使用。

该书的出版将有助于油田企业加快技术进步,提高系统能源利用效率,实现清洁生产。期望《特高含水期油田采输系统节能技术及应用》和《油田注水管网动态流量平衡节能技术》两本专著的出版在为提高油田生产节能做出贡献的同时,能够带动我国相关节能技术的进一步提高,并期待更多先进技术的面世。

国家发展和改革委员会能源研究所副所长

戴彦德

2010年9月

前 言

原油生产企业既是产能大户,又是能源消耗大户。能源消耗在原油生产企业的成本中占有很大的比重。我国大部分油田是渗透率低、区块复杂的油田,并且开采技术与国外先进技术还存在着较大的差距。因此,开采开发过程中的生产能耗是国外常规油田平均水平的2~3倍。随着油田进入特高含水期开发,油田含水量不断增加,开发工作量也逐渐增大,油田能耗急剧升高。本书结合特高含水期油田生产现状,围绕机采系统、注水系统、集输系统和供电系统四个方面的生产特点,分析各个系统能耗情况,利用自动控制理论、计算机技术和通信技术讨论油田生产系统的节能技术,为特高含水期油田开发的节能降耗提供技术支持和应用参考。

本书共分为八章。第一章讨论了油田生产的特点及进入特高含水期后生产能耗情况;第二章讨论了机采系统能耗情况和节能技术;第三章讨论了集输系统生产能耗情况及节能技术;第四章讨论了注水系统生产能耗情况及节能技术;第五章讨论了供电系统及与供电相关的生产设备能耗情况及节能技术;第六章讨论了油田生产过程中的自动控制技术及系统;第七章讨论了油田生产过程中的仪表技术;第八章介绍了书中所讨论的节能技术在机采、注水、集输和供电系统中的应用。

董树亮、邱燕、王丽娜、李卿和张志强同学参加了本书的资料整理与图表绘制等工作。本书在写作的过程中得到了胜利油田胜利采油厂的大力支持,在此表示感谢。

由于作者水平所限,书中难免存在缺点和不当之处,敬请读者不吝指正。

作者
2010年7月

目 录

第 1 章 特高含水期油田节能概述	1
1.1 特高含水期油田生产特点	1
1.2 特高含水期油田生产能耗分析	2
1.2.1 机采系统	2
1.2.2 集输系统	4
1.2.3 注水系统	4
1.2.4 配电系统	5
第 2 章 机采系统能耗及节能	7
2.1 有杆泵采油工艺技术	7
2.1.1 抽油机	7
2.1.2 抽油泵	10
2.1.3 抽油杆柱	11
2.2 无杆泵采油技术	12
2.2.1 潜油电泵采油	12
2.2.2 水力活塞泵采油	15
2.2.3 螺杆泵采油	17
2.3 机采系统能效分析	21
2.3.1 抽油机采油系统工作流程	21
2.3.2 机采系统能量损失	23
2.3.3 机采系统能耗分析	25
2.4 机采系统节能技术	27
2.4.1 节能抽油机及其节能原理	28
2.4.2 抽油机节能电动机	32
2.4.3 抽油机节能控制器	34
2.4.4 常规抽油机技术改造	35
第 3 章 集输系统能耗及节能	37
3.1 集输系统组成及工艺流程	37
3.1.1 油气集输技术简介	37
3.1.2 联合站功能和工艺流程	43
3.2 集输系统能耗分析	47
3.2.1 三相分离器能耗分析	47

3.2.2	罐能耗分析	49
3.2.3	加热炉能耗分析	51
3.2.4	电脱水器能耗分析	53
3.2.5	泵能耗分析	54
3.2.6	联合站整体能耗分析	55
3.3	联合站集输过程自动控制	58
3.3.1	三相分离器控制系统	58
3.3.2	缓冲罐液位控制	59
3.3.3	加热炉控制系统	60
3.3.4	电脱水器控制系统	61
3.4	集输系统节能技术	63
3.4.1	加热炉节能技术	63
3.4.2	输油泵节能技术	65
3.4.3	集输系统综合节能	67
第4章	注水系统能耗及节能	71
4.1	油田注水概述	71
4.1.1	油田注水作用	71
4.1.2	油田注水方式	72
4.1.3	注水系统的组成	73
4.1.4	注水工艺流程	74
4.2	注水系统能耗分析	76
4.2.1	注水系统能耗设备	77
4.2.2	注水系统能耗分析	80
4.2.3	注水系统主要节能技术	84
4.3	注水泵的优化运行技术	86
4.3.1	注水泵的优化模型	87
4.3.2	优化及求解方法	88
4.4	注水系统高压变频控制技术	90
4.4.1	变频调速装置的作用	90
4.4.2	离心泵调速节能技术分析	91
4.4.3	应用中应注意的问题	93
4.5	注水系统运行控制技术	95
4.5.1	注水系统运行的特点	95
4.5.2	系统控制的关键技术问题	96
4.5.3	控制系统组成及分析	100
4.5.4	控制系统的实现及操作	101
第5章	供电系统能耗及节能	104
5.1	油田供电系统特点	104
5.1.1	机采系统耗电特点	104

5.1.2	注水系统耗电特点	106
5.1.3	集输系统耗电特点	107
5.1.4	输配电系统耗电特点	107
5.1.5	油田电力系统存在的主要问题	108
5.2	供电系统耗电分析	110
5.2.1	输电系统耗电分析	110
5.2.2	配电系统耗电分析	111
5.2.3	机采系统耗电分析	113
5.2.4	注水系统耗电分析	115
5.2.5	集输系统耗电分析	117
5.3	供电系统节能技术	119
5.3.1	输变电系统节能技术	119
5.3.2	配电系统节能技术	121
5.3.3	机采系统供电节能技术	123
5.3.4	注水供电节能技术	127
5.3.5	集输系统供电节能技术	129
5.3.6	绿色供电系统	130
第6章	特高含水期油田数字控制技术	135
6.1	特高含水期油田数字控制特点	135
6.1.1	生产过程自动化技术发展概述	135
6.1.2	国内外油田自动化技术应用现状	136
6.1.3	油田自动控制系统的特点	137
6.1.4	计算机控制系统的特点	138
6.2	自动控制技术	139
6.2.1	PID 控制	139
6.2.2	预测控制	146
6.3	监控组态软件	151
6.3.1	监控组态软件及其发展	151
6.3.2	组态软件的设计思想及特点	156
6.3.3	使用组态软件的一般步骤	159
6.3.4	监控组态软件的界面及生成系统	160
6.4	集散控制系统	162
6.4.1	集散控制系统的发展及现状	162
6.4.2	国外最新集散控制系统	163
6.4.3	国内最新集散控制系统	174
第7章	特高含水期油田仪表技术	182
7.1	油田控制系统仪表综述	182
7.1.1	油田控制系统仪表概述	182
7.1.2	油田仪表应用现状	183

7.2	压力检测仪表	185
7.2.1	概述	185
7.2.2	压力表	186
7.2.3	压力变送器	187
7.2.4	压力检测仪表选型原则	196
7.3	温度检测仪表	197
7.3.1	概述	197
7.3.2	热电偶温度计	198
7.3.3	热电阻温度计	201
7.3.4	ROSEMOUNT3144 和 3244M 智能型温度变送器	202
7.3.5	SBW 型可变量程温度变送器	203
7.3.6	温度检测仪表选型原则	207
7.4	流量检测仪表	208
7.4.1	概述	208
7.4.2	涡轮流量计	210
7.4.3	差压式流量计	212
7.4.4	科里奥利质量流量计	214
7.4.5	流量仪表选型原则	215
7.5	液位检测仪表	216
7.5.1	概述	216
7.5.2	常用液位仪表	218
7.5.3	液位仪表选型原则	221
7.6	其他检测仪表	222
7.6.1	原油含水检测仪表	222
7.6.2	电参数检测仪表	225
7.7	执行单元仪表	229
7.7.1	概述	229
7.7.2	气动执行器	230
7.7.3	电动执行器	233
7.7.4	调节阀	234
7.7.5	执行器选型原则	235
第8章	特高含水期油田节能技术应用	238
8.1	机采系统节能技术应用	238
8.1.1	双驴头抽油机	238
8.1.2	抽油机变频控制器	240
8.1.3	抽油机高效永磁同步电动机	242
8.1.4	基于 GPRS 的杆式抽油机节能监控系统	244
8.2	集输系统节能技术应用	248
8.2.1	脱水泵变频控制	248

8.2.2	联合站 PAC 监控系统	252
8.3	注水系统节能技术应用	257
8.3.1	概述	257
8.3.2	高压变频调速技术	257
8.3.3	前置泵串级调速技术	259
8.3.4	斩波内馈调速技术	260
8.3.5	注水站自动化测控系统的实现	261
8.3.6	PLC 在注水站的应用	265
8.4	供电系统节能技术应用	268
8.4.1	油田供电系统综合节能	268
8.4.2	油田配电网分散无功补偿节能	270
参考文献		273

第1章 特高含水期油田节能概述

1.1 特高含水期油田生产特点

油田在进行开发时,为了保持油田较长开发周期和原油产量的稳定,基本上都要采用保持地层压力开采的方法。在油田开采过程中,采用人工的办法向油层补充能量,保持地层压力,使之达到多出油、出好油的目的。目前比较成熟的措施有:注水、注气、注蒸汽及火烧油层等。与其他物质相比,注水具有无可比拟的优点,一方面水的来源比较易于解决,同时把水注入油层是比较便宜的;另一方面,在一个油层中用水作为介质来排油十分理想。

从1954年开始在玉门油田首先采用注水以来,国内的各大主要油田先后都进行了油田的注水开发,以使油田长期稳定高产。注水油田的开发过程,按照油田生产含水率的变化可分为四个时期:油田综合含水率2%以下称为无水采油期;含水率2%~20%称为低含水采油期;含水率20%~60%称为中含水采油期;含水率高于60%称为高含水采油期。现在看来,根据油田生产特点的变化,在含水率高于60%的高含水期还应该划分含水率60%~80%的高含水初期,含水率80%~90%的高含水中期和含水率大于90%的高含水后期或是特高含水期。

我国主要油田原油属石蜡基原油,黏度普遍较高,这就形成了一个重要的特点:高含水期是注水油田开发的一个重要阶段,在高含水、特高含水阶段仍有较多储量可供采出。在不同的生产时期,不仅油田生产的特点不同,而且开发和调整的对象、方法和难度都是不同的。目前我国大部分油田都进入了高含水期或特高含水期开采阶段,其生产特点如下:

(1) 剩余油分布复杂,开采难度大。进入特高含水开发阶段后,油层普遍呈现出了典型的“三高”特征,高含水井比例上升,平面上油层高度水淹,纵向上层与层之间以及厚油层层内韵律层之间由于非均质性的影响,剩余油分布差异越来越大,再加上经过长期的强化注水开发和多次的井网调整,油层本身及油水分布发生了较大的变化,地下油水关系更加复杂,剩余油分布异常零散,认识剩余油的难度和开发难度也越来越大。

(2) 井网密度加大,适应性不均衡。在特高含水期开发阶段,连通差、注采关系不完善的小油砂体,储量动用效果差,甚至动用不起来。同时,由于受到平面非均质性、沉积微相、微构造、停产停注井等的因素影响,即便在井网控制程度较高的单元,也存在死油区或剩余油相对富集区。因此,常通过适当补钻加密井、更新井、老井转注、停产停注井等手段完善注采井网。另外,由于多年的连续开采以及补孔改层、改层系、下电泵、油转水等上产措施的实施,不可避免地造成井网不完善以及井况的恶化。

(3) 产液量提高,设备效率低下。随着油田含水的不断上升,油田总产液量将大幅度增加,含水越高,增加幅度越大,油田产量递减速度将明显加快。因此,在不能大规模生产接替的情况下,为尽可能减缓产量递减,必须不断地提高油井产液量。但是从统计结果来看,抽油机、电泵、螺杆泵三种人工举升方式能耗仍然较高,系统效率偏低,平均在20%左右。

(4)注水生产压差大,用电单耗较高。在细分层系、加密井网后提高采油效果的主要方法是改变地下压力场分布,使滞留状态的原油运动起来,在水驱作用下开采。典型的方法有增加注水井点、增大生产压差、调整注采剖面等。这些均对降低含水、稳定产油量、提高采收率有显著作用。通常地面工程设计时,为了满足开发注聚各阶段要求的最大注水压力,注水泵的压力一般选取最高值,在实际生产运行中,按照聚驱分阶段注聚的特点,空白水驱、注聚初期以及后续水驱油压值都较低。因此,造成注聚系统注水泵压高,井口截流能耗大,整个聚驱系统总的压力损失高,设备单耗大。

(5)产液含砂量提高,降低采油效率。在特高含水期油田开采阶段,会出现油井含砂量、出砂程度上升的趋势,导致开井率低、采油速度慢、免修期短的状况出现。出砂的主要原因有:一是,由于油层压力下降生产压差放大等因素的作用,使油层压力状况发生巨大变化,地层砂骨架结构遭到破坏;二是,由于油层介质环境变化和流体长期冲刷,产生黏土颗粒运移、胶结物溶蚀剥落等一系列物化作用,使地层砂胶结强度大幅度下降。

(6)生产自动化水平日益提高。进入特高含水期开发阶段,给油田进一步“控水挖潜”增加了难度。为了充分挖潜剩余油,提高采收率,油田必须加强动态监测。动态监测资料是对当前生产的依据,也是油田开发后期“控水挖潜”的重要参考资料。第一阶段以零散井、设备为对象,实现压力、流量、温度等参数自动检测,这一阶段主要是实现局部区块自动化系统;第二阶段以油田综合处理厂及油气集输系统为对象,初步实现油田全面自动化,油田的监控系统与油井自动测试系统、油田设备监测及维护系统、油田生产优化系统和油田的自动化管理系统等相结合。通过采集到的油井数据和油井的动态资料,精确地预测油藏特性模型,选择最有效的方法开发油藏,预测生产能力,调整生产设施,最大限度地提高采收率,把油井的监控系统与油田自动化系统的其他部分紧密结合起来,从而更好地完成油田的自动化生产和自动化管理。

随着油田进入特高含水期开发,油田含水量不断增加,开发工作量也逐渐增大。为了实现油田稳产,油田能耗急剧升高。因此,充分发挥已建和在建生产能力,进一步控制并降低损耗,减少生产能耗,已成为今后油田生产建设中的重要任务。

1.2 特高含水期油田生产能耗分析

油田企业采油系统生产工序构成较为复杂,设备性能各异,设备之间、工序之间在能源和非能源方面存在十分复杂的联系。在这种对能耗影响因素众多、关系复杂的实际生产中,除个别情况外,多数情况很难发现各生产因素对工序能耗的影响机理,难以建立整体的反映机理的数学模型。因此要实现节能降耗,首先要从系统分析石油生产工艺流程的能耗出发,研究能源消耗的趋势及其各影响因素对综合能耗的影响变化规律,确定影响能耗的薄弱环节和节能潜力比较大的因素,从而为节能方案的制定和评价提供理论依据。这对于加强企业能源管理,促进节能技改工作,提高企业的经济效益,具有重要的现实意义。

1.2.1 机采系统

目前采油技术包括有杆泵、电潜泵、水力泵与气举等。其中,有杆泵抽油工艺是应用最早也是最为广泛的人工举升方法,随着技术的不断发展,有杆泵抽油设备不断完善,在各种人工

举升采油方法中,有杆泵仍居于首要地位。我国陆上大约有 14 万口油井,75% 以上的油井使用有杆泵采油方式。全世界油田多达几百万口井,除中东地区多数是自喷井外,多数采用有杆泵采油技术。有杆泵采油系统主要是由主机和辅件两部分组成,主机主要是底座、减速器、曲柄、连杆、横梁、支架、游梁、驴头和刹车等机械装置,辅件主要由电动机、节电装置、电路控制系统等组成。

1. 能耗特点

据统计,在我国的油田生产中,机械采油生产井的用电要占油气生产用电的 40% 左右,有的油田已达 50%,而抽油机井的用电是采油生产井用电的主要部分。因此,抽油机采油系统的节能降耗是油田生产节能的重点,对于石油企业降低生产成本、提高经济效益具有十分重要的意义。

机采系统主要使用游梁式抽油机(有杆)和潜油电泵(无杆)。机采系统主要是通过抽油机将电能转换为机械能从地面传递给井下液体,通过油泵将井下液体举升到井口。整个机械采油系统工作的过程,就是一个能量不断传递和转化的过程,能量的每一次传递和转化都会有一定的损失。在深井泵采油过程中,所消耗的能量包括用于提升所载液体的有效能量和举升过程中所消耗的能量。

2. 影响因素

(1)电动机损失。抽油机电动机的负荷变化十分剧烈而频繁,因此电动机输出功率的变化远远超出了额定功率的范围,特别是当抽油机出现严重不平衡时,其电动机甚至可能在额定功率的 80% ~ 120% 范围内变化,这时电动机的效率极低,损耗也大量增加。

(2)传动损失。传动损失包括带传动损失和齿轮减速箱损失。一般情况下,带传动损失以弯曲损失和弹性滑动损失为主;减速箱损失包括轴承损失和齿轮损失,如果减速箱润滑不良,功率损失将增加,效率将下降。

(3)四连杆机构。对于游梁式抽油机,其换向部分主要是四连杆机构。四连杆机构的损失主要包括轴承摩擦损失及驴头钢丝绳变形损失。

(4)密封盒损失。主要是光杆与密封填料间的摩擦损失。在正常情况下,密封盒损失不大。如果抽油机安装不对中,光杆与密封盒的摩擦力将成倍增加。

(5)抽油杆损失。在抽油机采油系统工作过程中,抽油杆上下往复运动,抽油杆与油管间产生摩擦和抽油杆与井液间产生摩擦,造成功率损失。摩擦力增加了悬点载荷,而且使功率消耗大大增加。

(6)抽油泵损失。抽油泵功率损失包括机械功率损失、容积功率损失和水力功率损失。机械功率损失主要是指柱塞与泵筒—衬套之间的机械摩擦所产生的功率损失,一般情况下其值较小。容积功率损失主要是指柱塞与泵筒—衬套之间漏失所产生的功率损失以及泵阀关不严和开关不及时造成漏失而产生的功率损失。

(7)抽油管柱损失。抽油管柱功率损失包括两项,即为由于油管漏失引起的功率损失和井液沿油管流动引起的功率损失即水力损失。

抽油机、电动机、传动装置及控制装置作为油井系统设备,单单考虑一个设备的节能问题意义并不大,因此要考虑单个设备在节能的同时是否改善了相邻设备的运行状态,如果没有或是影响了相邻系统运行状态,那么它的效果或是应用空间就会受到限制或制约,所以要以系统节能理论为指导,开展地面地下节能设备优化配置的研究。

1.2.2 集输系统

原油集输可归纳为:将油田油井的产物,在油田上进行汇集、处理成出矿原油、天然气、液化石油气及天然汽油,经储存、计量后输送给用户的油田生产过程。石油天然气行业标准 SY/T 5264—2006《油田生产系统能耗测试和计算方法》定义原油集输系统为:“在油田内,将油井采出液汇集、处理和输送的整个工艺处理系统”。

油气集输系统工艺流程是根据各油田的地质特点、采油工艺、原油、天然气物性和自然条件、建设条件制定的,没有固定的模式。但是油气集输工艺流程的单元工艺内容基本上是相同的,而且实现这些单元内容的工艺方法是可以选择的。集输系统的主要单元工艺包括:分井计量、集油集气、油气水分离、原油脱水、原油稳定等。

1. 能耗组成

若将油气集输系统分为集油、脱水、稳定和储运四个过程,则其能耗分别为集油能耗、脱水能耗、原油稳定能耗和原油储运能耗。其中集油能耗约占油气集输总能耗的 60% ~ 80%,因而如何降低集油过程能耗是油气集输系统节能的关键。其能耗实物构成包括:

(1)电耗。随着油田产液量以及产液含水率的增加,油田集输的动力耗电大幅度增加。原油生产用电单耗逐年增加,年平均增长率在 9% 左右。

(2)气耗。目前各油田平均集输耗气在 $15 \sim 35 \text{ m}^3/\text{t}$ 油,全国平均 $16 \text{ m}^3/\text{t}$ 油左右。随着油田含水率的提高,集输原油耗气也在增加,而随着油田进入高含水采油,伴生气产量则可能有所下降,气的矛盾会越来越突出。

2. 影响效率的主要因素

(1)油井回压。适当提高井口回压,不设接转站,是实现流程密闭的重要措施。有文献表明,油、气全面考虑收集利用,提高回压可节省动力功耗 1 ~ 2 倍,具有明显节能效果。

(2)脱水站中加压次数。以往脱水站设计中,站内流程为:来油(液)→油罐→泵→加热炉→一段沉降→泵→加热炉→二段电脱水→稳定塔→泵→外输。来油进站到外输共三次加压。改进后的脱水站设计减少加压次数,利用井口回压而不经任何泵的额外增压,直接解决集输和站内分离、脱水处理问题,即“无泵无罐流程”。流程为:来油(液)→一段沉降→加热炉→二段电脱水→稳定塔→泵→外输。

(3)集油管线的保温及管径。管道的散热量与集油管线总传热系数成正比,采用新型高效保温材料,虽然投资大,但管线总传热系数下降,能有效地减少散热损失。管线散热随管径加大而增加。集油管线的管径差一个等级,散热将相差 25% ~ 30%。但管径偏小会使泵耗增大,应综合考虑热力、水力条件及管线的一次性投资,优化选择管径。

(4)进站(管线末端)温度。进站油温直接影响管线内输送介质的平均温度,其对散热的的影响尤其不容忽视。若进站油温比要求温度偏高 5°C 时,集油管线的平均温度将高出 3°C 左右,会使热损失高出 6% ~ 8%。由此可见,低温处理产出液是油气集输系统节能的重要发展方向。

1.2.3 注水系统

随着油井开采时间的增长,油层本身能量不断地被消耗,致使油层压力不断地下降,地下原油大量脱气,黏度增加,油井产量大大减少,出现停喷停产,造成地下残留大量采不出来的

油。为了弥补原油采出后所造成的地下亏空,保持或提高油层压力,实现油田高产稳产,并获得较高的采收率,需要向油层补充能量。注水是保持地层压力、提高采油速度和采收率方面应用得最广泛的一项技术。

与其他物质相比,注入水的优势在于:(1)水的来源比较易于解决,注入油层也相对便宜。(2)水在油层中具有扩散能力,使油层保持较高的压力水平,避免因溶解气脱出而导致原油的流动性变差。因此,油田注水是采油生产中最重要的工作之一。

1. 能耗组成

注水系统的能耗大致可以分为四部分:

(1)驱动注水泵电动机损失的能量。这部分能量可以用电动机的效率曲线来描述。油田使用电动机的效率随着轴功率变化,效率约为96%,即每注入 1m^3 的水大约有4%的能量由电动机本身损耗。

(2)注水泵消耗的能量。这部分能量用水泵效率曲线来表示。它随水泵输出流量而变化,目前油田注水泵平均运行效率约为77%,即每注入 1m^3 的水大约有20%能量被注水泵消耗。

(3)管网摩阻损失,可以用管网的损失率来描述。

(4)水注入油层所需的能量。这部分能量决定于油层所要保持的压力、储油层的性质和油层的动态因素。

因此油田注水系统耗电量很大,平均占油田生产用电量的30%以上,开发油田注水系统节能技术和装备一直是油田节能工作的重点之一。

2. 影响注水能耗主要因素

(1)电动机效率。电动机正常工作(在保证高效的前提下)必须满足两个条件:第一,电动机输入功率必须小于或等于额定功率;第二,电动机必须在额定负荷系数下运行,效率最高。因此,要提高电动机效率,应选择节能型高效电动机;应合理选型,减少无功损失;应与注水泵合理匹配,避免“大马拉小车”。

(2)注水泵效率。在油田注水系统中,因泵效低而损失的能量最多,因此,注水泵节能是降低注水系统能耗的关键。

(3)注水管网损失率。注水管网损失包括摩阻损失、泄漏损失、配水间与井口节流造成的损失等,也是注水系统能量的重要部分。降低注水管网损失率的措施主要为:优选注水流程、合理确定注水半径、划分压力系统以及注意维修及日常管理。

1.2.4 配电系统

油田配电系统包括直接供应油田电力设备(抽油机、注水泵、输油泵等)的配电变压器和配电线路等,主要能源损耗就是一次、二次、三次变电供电网损。供配电系统中变压器和配电线路是否经济运行,包括运行方式和用电负荷是否优化等,直接影响着各级线路的网损和功率因数,是确保供配电系统能源利用的重要因素。

1. 能耗组成

配电系统的能耗可归纳为:阻性损耗与非阻性损耗两大类。阻性损耗就是系统中输电线路、输变电附件和各类负荷的内在电阻在电流通过时的发热损耗(即线损);非阻性损耗则是交流电路中各类非阻性负载产生的功率因数下降,并最终通过线损的增加表现出来,所以最终

都可归结到阻性损耗上来。显然,负载的性质决定了供电系统的运行效率高低。

油田用电负载基本上都是高度分散的、负载率很低(特别是在低压电网中)的感性负载,运行过程中产生感性功率因数。并且,除了油气集输处理系统和注水系统外,大量的设备都是分散在每口抽油井上低负载率的人工举升设备的拖动装置。

2. 影响配电系统能耗的因素

1) 网损率较高

油田 10kV 线路电网网损率相对较高,其原因为:(1)作为配电网主要用电负荷的电动机负荷普遍存在着“大马拉小车”现象,因而造成配网功率因数过低、网损过大。(2)配电变压器多处于非经济运行区。(3)由于油田处于滚动开发阶段,用电负荷不断增大,线损也随之增加。(4)一些配网供电半径过长,远远超出合理输送距离,也是造成网损过大的原因。

2) 机械设备与电动机配套不合理

形式选用不合理、容量选用不合理、转矩和转速选用不合理等现象比较普遍,设备选用与运行方式不合理,造成大量的电动机处于低效率运行状态,导致这一情况的原因主要有两点:(1)抽油机的驱动电机一直采用通用系列异步电机,这种电机额定点的效率和功率因数呈现最大值,而当负载降低时效率和功率因数都随之下降,能耗随之增大。(2)通用系列异步电机起动转矩倍数只有 1.8 倍,最大为 2.0 倍,因此在选用时为了考虑起动和特殊作业时的需要,不得不提高装机功率,造成“大马拉小车”现象,这一现象使电机的电能利用率降低,对提高抽油机系统效率极为不利。当电动机负载率较低时,电动机的效率和功率因数下降较多,相应多消耗较多有功功率和多占有较多无功功率。因此,抽油机专用节能电机应具有效率和功率因数高、曲线平坦、负载越轻时效率和功率因数越高、起动力矩大、过载能力强等特性。

3) 功率因数过低

由于油田电网负荷中存在着电动机和配电变压器的“大马拉小车”现象,而且配网的线路长度过长,这都是造成无功功率比重较大的原因,直接表现则是电网的自然功率因数过低。为了提高功率因数,使其达到国家标准(不低于 0.9),则必须对电网进行无功补偿。目前只有变电所集中补偿和计转站就地补偿,而抽油机单井及其他用电设备没有采取无功就地补偿。

在采油系统中,每一个子系统都是相辅相成、紧密连接的,任何一个子系统都会或多或少的影影响其他子系统,都对整个采油系统效率有着重要影响。从主要消耗能源看,应当尤其重视电力和原油的消耗,注重燃料结构的调整。从用能设备分析看,用能设备的新度系数和负载效率是影响系统效率的重要因素,设备越新,越先进,特别是节能型设备,其耗能就越小;设备实际负荷与额定负荷越接近,其负载效率越高,能源利用率就越高。此外,设备之间,如电动机与抽油机以及电动机与注水注聚泵的配套程度,也影响着系统的高效运转,是必须考虑的重要因素。