

油田伴生气回收利用技术研究

曲 虎*

(中国石油集团工程设计有限责任公司华北分公司,河北任丘062552)

摘要:介绍了油田伴生气的分类及伴生气回收的意义。对目前比较常用的伴生气回收装置及新开发的伴生气回收工艺技术进行了调研,对各种伴生气回收装置的工艺参数、结构特点及工艺技术的优点和局限性进行对比,并对伴生气的综合利用技术进行研究和分析,最后,对国内的伴生气回收技术的发展方向提出一些意见和建议。

关键词:油田伴生气;节能;环保;回收利用

中图分类号:TE09

文献标志码:A

文章编号:0253-4320(2015)08-0147-04

Recycling and utilizing technology of oilfield associated gas

QU hu*

(China Petroleum Engineering Huabei Company, Renqiu 062552, China)

Abstract: The classification of the oilfield associated gas and the significance of associated gas recovery are described. The commonly used recovery units for the associated gas and newly developed technology for associated gas recovery are investigated. The process parameters, structure, characteristics, advantages and limitations of process technology are compared. The energy utilization technology is studied and analyzed. Some comments and suggestions for the direction of associated gas recovery technology in China are finally proposed.

Key words: oilfield associated gas; energy conservation; environmental protection; recycling and utilizing

油田伴生气又称油田气,通常指与石油共生的天然气^[1]。按有机成烃的生油理论,有机质演化可生成液态烃与气态烃,气态烃或溶解于液态烃中,或呈气顶状态存在于油气藏的上部,这2种气态烃均称为油田伴生气或伴生气,主要成分是甲烷、乙烷等低分子烷烃,还有一定数量的丙烷、丁烷、戊烷等^[2-3]。

石油伴生气具有非常可观的经济效益,如果不回收对环境的破坏和污染非常严重。以前通常将石油伴生气放空,散发的油气污染当地的自然环境。认识到伴生气就地放空对环境的破坏后,各级企业对于排放量大的气体均采用燃烧后排放的方式,但燃烧后产生的CO₂、CO、硫化物等也对环境造成一定程度的污染。所以从油田开发远景考虑,将伴生气综合回收利用是达到人与自然和谐发展和企业可持续发展目标的最佳选择。

1 油田伴生气分类

1.1 油井套管气

在油井生产过程中,当井底压力低于原油饱和压力时,天然气便从原油中分离出来。分离出的天然气一部分上升积聚在油井套管中,一部分随液流进入抽油泵泵腔而采出,这就是通常所说的油井伴生气。油井伴生气除了含有轻烃外,还经常含有水分、一氧化碳、硫化氢、氮、氦、机械杂质等危害性很

大的非烃类化合物,在井口很难处理,通常在长期的生产过程中采用放空和焚烧2种处理办法,不但污染大气,更重要的是浪费了不可再生的清洁资源,形成了恶性循环。回收这部分套管气不但能够减少对环境的污染,还能有效地利用这部分套管气,达到节能的效果^[4-5]。

1.2 油罐挥发气

原油在储存过程中,原油罐每天通过呼吸阀要挥发掉大量天然气,尤其在原油稳定装置工作不稳定,或没有加设原油稳定装置的场所,这种挥发更加严重。这些气体通过油罐呼吸阀挥发到大气中,不但损失油气资源,还污染环境,同时还存在很大安全隐患^[6]。

2 伴生气回收技术

2.1 油井套管气回收技术

目前在国内比较常用的套管气回收装置主要有定压式套管气回收装置、移动式套管气回收装置、电加热式油井套管气回收装置和自控式油井套管气回收装置^[7-9]。

2.1.1 定压式套管气回收装置

定压式套管气回收装置也称为定压放气阀,相当于在油井套管上安装了一个安全阀,根据油井的回压大小调好开启压力,当溢出的套管气在环空聚

集压力超过设定值时便泄放到单井集输管道中输送到处理站,避免了放空造成的环境污染及资源浪费。定压放气阀具有结构简单、维修方便的优势。定压放气阀分为普通定压放气阀(图 1)和防冻定压放气阀(图 2),后者在原有收气阀的基础上进行了改进,其收气阀体直接焊接在井口集油线上,有效缩短了阀体与井口集油线的距离,收气管线不存在不流动的“死油”,可避免冬季收气线堵塞问题发生。

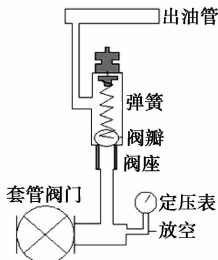


图 1 普通定压式套管气回收装置结构图

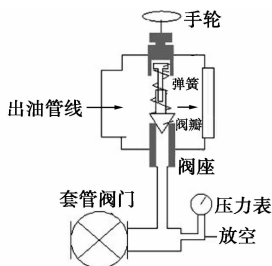


图 2 防冻定压式套管气回收装置结构图

防冻套管定压放气采油组合装置收气工艺流程见图 3。

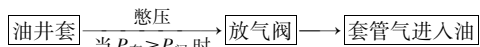


图 3 定压放气工艺流程

由于定压放气阀与油管线连接,只有当套管压力大于油管压力时,放气阀才能打开进行收气。井口回压与进站管线距离、站压等因素有关,一般在 0.5 ~ 1.5 MPa,安装了收气阀的油井,套管压力必须憋至 1.5 MPa 以上才能回收套管气,因此,定压放气阀适用于油气比高、气量大且常压下沉没度大于 150 m 的油井。

2.1.2 移动式套管气回收装置

移动式套管气回收装置(图 4)的工作原理是:套管冒出的天然气经套管闸门进入一次油气分离器,然后沿着高压连接软管进入二次油气分离器,使油气再度分离,分离较干净的天然气进入天然气压缩机,使天然气的压力由 0.1 MPa 升至 1.6 MPa,增压后的天然气经智能旋涡流量计,计量后进入集油干线。

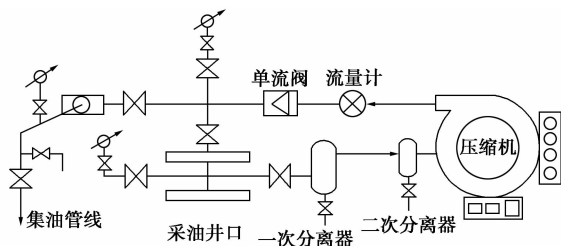


图 4 移动式套管气回收工艺流程简图

移动式套管气回收装置流程较为复杂,一次性投资较高,但回收量大、效率高,且不会对油井生产造成影响,因此,本装置适用于含气量高的单井或丛式井组。

2.1.3 电加热式油井套管气回收装置

该装置由电加热式 TH23X/D-60 调压止回阀和电加热高压收气胶管 2 部分组成,其中调压阀由调压手轮、调压弹簧、阀、阀座、连接收气头、连接套管头、测压孔、电加热环等多部分组成(见图 5);收气胶管由高压胶管、连接调压阀头、连接输油管头、电加热网、保护胶筒、密封卡箍等组成。

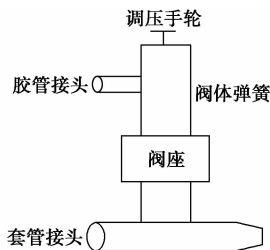


图 5 电加热式油井套管气回收装置

使用时首先将调压阀同套管阀门放空处连接,在测压孔处加装压力表,然后把高压收气胶管与输油进站管线连接,再将收气胶管同阀连接,最后把 220 V 电源同调压阀线头和胶管线头并联连接,通过调整调压手轮,就可实现调压加热收气,达到控制套压的目的。当油井套管气压力低于或等于回压时,调压止回阀将自动关闭,防止回流倒灌。

该装置的工作环境温度为 -45 ~ 40℃;调压范围为 0 ~ 5 MPa;最高加热温度为 80℃;最高工作压力(胶管)为 6 MPa;工作电压范围为 140 ~ 300 V;加热功率为 100 W。本装置收气率高、适用寿命长,但对油井外部电源有一定要求。

2.1.4 自控式油井套管气回收装置

自控式油井套管气回收装置由调节阀、先导阀、套管气引出管及套管气反馈管组成,自控式油井套管气回收装置运用液体流体力学能量理论,利用油井排液及进站管网的回压液力能量,驱动本装置内

部的进排液压缩系统运行,使本装置实现油井排液及套管气的抽排功能。实现了无有效功耗回收油井低压套管气的目的,有效地解决了油井动液面下降及油井气锁的技术难题。

自控式油井套管气回收装置收气工艺流程见图6。

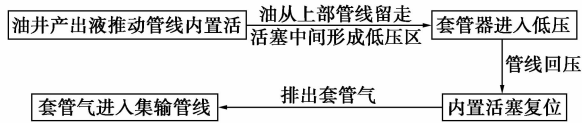


图6 自控式油井套管气回收装置工艺流程简图

自控式油井套管气回收装置属负压抽气装置,安装后不增加套压,可解决低沉没度油井套管气的回收问题,但其结构尺寸较大,不易安装,因此对井口的外部环境有一定要求。

2.1.5 套管气回收装置对比分析

根据表1几种套管气回收装置对比可知,定压套管气回收装置、电加热式油井套管气回收装置技术成熟,已经广泛应用于各个油田,移动式套管气回收装置是在前2种套管气的基础上研发的大型套管气回收装置,也已经在胜利油田和长庆油田有应用实例。自控式油井套管气回收装置是近几年新研发的套管气回收装置,除在华北油田有试验性应用外,其他油田尚未应用。

表1 套管气回收装置对比分析表

回收装置名称	优点	缺点
定压套管气回收装置	能设定油井的套压值;结构合理,操作方便;经济性好,回收率高,安全可靠	使套管压力升高,对油井沉没度有要求;弹簧容易腐蚀;不适宜在出砂严重的井中使用
移动式套管气回收装置	功率小、排气量大;可移动,不受气源的限制;超压能自动卸压并报警,压力过低自动停机保护设备	若套管气量低,无法进入集输管线;大范围使用推广有一定难度;一次性投资较高
电加热式油井套管气回收装置	结构合理,具有单流阀作用;加温均匀,使用寿命长;经济适用,收气效率高;能够调整套压,提高泵效	需外接电源
自控式油井套管气回收装置	工作不需要额外的动力,能节省大量能源;能有效提高抽油机的平衡效果,降低电动机的输出功率;经济性好	对安装空间有一定要求

2.2 油罐挥发气回收

针对油罐气回收,国内已有很多成功应用案例,

主要有以下2种形式:微压自控式油罐气回收装置、皮囊缓冲式油罐气回收装置^[10-11]。

2.2.1 微压自控式油罐气回收装置

该装置是利用微压差变送器检测大罐顶部压力(如果已建罐改造,也可在靠近大罐顶部的抽气管道上设置微压差变送器),通过压力变化控制压缩机启动、停运及变速。为了确保大罐安全运行,当大罐压力低于压缩机设定启动压力较多时,补气阀开启,大罐补气;当大罐压力较高时,通过压缩机变速不能降压时,呼吸阀开始动作。

微压自控式大罐气回收装置主要包括压缩机入口气液分离器、抽气压缩机、冷却器、压缩机出口分离、计量阀组、负压补气装置等设备。大罐抽气装置主要流程见图7。

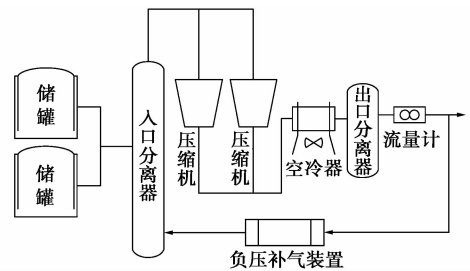


图7 微压自控式油罐气回收装置工艺流程简图

2.2.2 皮囊缓冲式油罐气回收装置

该装置利用皮囊顶部液位计测定液位控制压缩机启停,当大罐压力升高时,气体进入皮囊,皮囊内压力增高到一定程度,压缩机运转;当大罐压力变为微负压时,皮囊内气体进入大罐确保安全。这种方式不需要补气阀,在大罐微负压下抽气,能够尽可能多地抽取轻烃,但皮囊在风吹日晒情况下易老化。皮囊式油罐气回收装置工艺流程见图8。

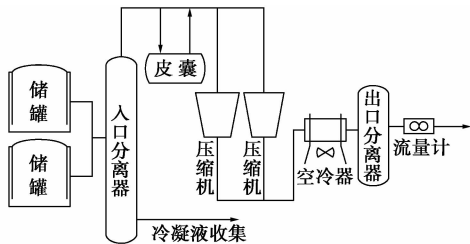


图8 皮囊式油罐气回收装置工艺流程简图

2.2.3 大罐气回收装置比选

通过表2对比可知,虽然皮囊缓冲式油罐气回收装置相比微压自控式油罐气回收装置造价较高,但微压自控式油罐气回收装置比皮囊缓冲式油罐气回收装置更加安全、高效和方便,而且随着仪表自控

技术的不断改进,微压自控式油罐气回收装置的应用日趋成熟。

表 2 大罐气回收装置比选分析表

装置类型	优点	缺点
微压自控式油罐气回收装置	自动化程度高,维护方便,泄漏点少,效率高,安全	投资较高
皮囊缓冲式油罐气回收装置	投资较低	自动化程度低,皮囊易老化,需定期更换

3 伴生气综合利用

3.1 燃料加热

回收的伴生气,不论量多量少,最方便、最直接的利用就是替代生产过程中加热消耗的原油,提高原油生产商品率,节约运行费用^[12]。表 3 为 1 台 2 330 kW 的加热炉每年的运行状况对比。通过对比可知,加热炉经过以气代油后,每年可以节约运行费用 634 万元。

表 3 加热炉运行状况对比表

燃烧介质	天然气	原油
平均低位发热量/[kJ·m ⁻³ (kg ⁻¹)]	38931	41816
燃烧量/[万 m ³ (t)·a ⁻¹]	210	1952.5
运行费用/(万元·a ⁻¹)	147	781
节约费用/(万元·a ⁻¹)	634	

注:能耗指标引自《综合能耗计算通则》(GB/T 2589—2008),加热炉效率按照 90% 计算,天然气量以 m³ 计,原油量以 kg、t 计。

3.2 回收轻烃产品

对华北油田某联合站在用原油储罐进行了油气损耗现场测试和取样,并对所取样品进行了色谱分析和数据处理,具体分析数据见表 4。

表 4 油储罐损耗测试数据表 m³/d

储罐号	1#	2#	3#
呼出气量(无空气基)	486	452	525

注:油罐状态均为边进边出。

利用 HYSYS 软件对大罐挥发气进行分离模拟,模拟后的天然气量和轻油量见表 5。

表 5 回收天然气及轻油量表

站场	挥发气量(无空气基)/(m ³ ·d ⁻¹)	天然气量/(m ³ ·d ⁻¹)	轻油/(t·d ⁻¹)
联合站	1463	1263	0.667

通过储罐气回收装置回收的天然气去加热炉进行燃烧,轻油回收后进行出售。通过表 5 可知,由大

罐气回收装置每天可以回收轻油 0.667 t,每年可以增加经济效益 110 万元。

3.3 燃气发电

由于油气生产电力消耗很大,因此对具有一定规模零散气量且距离用气系统较远的区域,直接采用天然气发电措施,充分利用回收的零散伴生气,减少购电量,节约了电费的支出。

华北油田某联合站将加热炉燃烧剩余的油田伴生气作为站内 5 台 500 kW 天然气发电机的气源进行发电,供站内设备和站外单井用电,可节约电费 900 万元/a,即保护了环境,又提高了经济效益^[13]。

3.4 为汽车提供燃料

目前,市面上天然气汽车所使用天然气燃料分为压缩天然气(CNG)和液化天然气(LNG)。压缩天然气(CNG)是一种无色透明、热量高、无味、比空气轻的气体,主要成分是甲烷,组分简单,容易完全燃烧,并且燃料含碳较少,抗爆性好,不会对润滑油造成稀释,对发动机有延长寿命的作用。液化天然气就是常压下温度为 -162℃ 的液体天然气,通常储存在车载绝热气瓶中。液化天然气(LNG)的燃点较高,安全性能强,可以进行长途运输和储藏。油田伴生气与天然气成分相近,可以将油田伴生气经过工艺处理加工成压缩伴生气或液化伴生气,为天然气汽车或液化天然气汽车提供能源^[14-15]。

4 结语

随着节能和环保成为时代主题,油田伴生气的回收利用越来越受到重视,国外石油公司在油田伴生气回收率和能量消耗等方面达到了很高的水平,中国在伴生气的回收利用方面还需要更多地付出和努力。一方面要努力研究开发新的回收装置和工艺,完善中国油田伴生气回收装置和工艺的不足,实现充分利用资源并保护环境;另一方面要注重培育伴生气的利用市场,扩展油田伴生气应用前景。

参考文献

- [1] 许冬进,马丽,程俊. 油田伴生气回收装置现状和分析[J]. 石油科技论坛,2010,15(4):29-33.
- [2] 苏欣,王胜雷,张琳,等. 油田伴生气利用对策及现状[J]. 天然气与石油,2008,26(2):33-37.
- [3] 齐玉钗. 海上油田伴生气回收利用方法探讨[J]. 石油科技论坛,2009,28(3):41-44.
- [4] 王遇冬. 天然气处理与加工工艺[M]. 北京:中国石化出版社,2011:70-75.

不稳,操作难度增大,轻烃收率会明显降低。

2 研究成果

研究 2 套装置切换的最佳时间,具体指导 2 套装置的切换,以保障 2 套大型天然气处理装置的无干扰切换,装置启动由原设计原料气分子质量($M = 21.67^{[1]}$)更换为使用干气($M = 17.94$)。

2.1 装置切换时间的研究

针对天然气处理厂 2 套大型中压深冷分离天然气处理装置,切换时间的安排是否恰当,决定了能否实现时间-资源目标和时间-成本目标。主要体现在三大机组的切换运行是否正常,尤其是膨胀机的成功运行才标志着 2 套装置机组成功切换完毕。因此,装置的无扰动切换应着重从三大机组的切换时机着手研究,利用干气作为装置的启动和停运原料,从而实现 2 套装置无干扰切换,并将切换时间由 27 h 降为 15 h。

2.1.1 装置启动时间

起初利用原料气对备用装置进行启动,对其启动时间进行记录,如表 1。

表 1 备用装置启动进度图

工序名称	工序时间	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
5-K1	0.5	■																		
1-GT ₁ /1-K ₁	15.5		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
3-K1	15			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
NGL 回收	9									■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2-TK1	0.5																			■
分馏塔投用	3																			■

由表 1 可见,利用原料气来启动一期装置的燃料气压缩机 5-K₁ 和燃气轮机/原料气压缩机 1-GT₁/1-K₁,此时燃气轮机/原料气压缩机和丙烷压缩机 3-K₁ 启动之间有 8 h 的分子筛再生时间间隔,膨胀机启动前 NGL 回收单元降温需要 8 h 的预冷时间,因此用原料气启动设备共计 19 h 处于无产量

状态。

2.1.2 运行装置停机时间

由表 2 可见,二期装置停运膨胀机后,利用原料气来对干燥塔进行再生,造成了原料气的损耗,另一方面原料气组分重,不利于干燥再生,造成整个装置停机时间达 8 h。

由表 1 和表 2 可知,一期装置整个启机过程中,时长共计 19 h,二期装置停机,则共需时长为 27 h,若用干气启动切换装置,可节约开机启动时间,使用干气对装置进行停机,可以避免原料气的损耗,还有利于分子筛干燥再生,而且将装置切换时间缩短 8 h。

表 2 二期装置停机进度图

工序名称	工序时间	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1-GT ₁ /1-K ₁ 降负荷	3.5	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2-TK1	0.5				■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
3-K1	0.5													
干燥塔再生	8													
1-GT ₁ /1-K ₁	0.5													

2.1.3 装置开机启动至切换完毕时消耗的能源及产出

从表 3 中可以看出,装置开机启动至切换完毕后消耗电能为 34 644.6 kWh,消耗燃气达 3.6 万 m³/d,而生产的轻烃仅为 0 t。但是使用干气进行装置启动的消耗按正常归为损耗气,在一期装置和二期装置切换期间,约有 30 min 的膨胀机停运时间,基本实现装置的无干扰切换。

表 3 一期装置启动消耗能源表

机组或机泵名称	功率/ kW	消耗电能/ kWh	消耗燃气/ (万 m ³ ·d ⁻¹)	产出 轻烃/t
5-K ₁	58	1102		0
1-GT ₁ /1-K ₁ 及辅助系统	22	418	3.6	0
3-K ₁ 及辅助系统	1517	28823		0
2-TK ₁ 及辅助系统	7.5	142.5		0
机泵及空冷器	218.9	4159.1		0
合计		34644.6	3.6	0

(上接第 150 页)

[5] Scholes C, Stevens G W, Kentish S E. Membrane gas separation applications in natural gas processing[J]. Fuel, 2012, 96: 15 - 28.

[6] 田佳玉. 大罐抽气技术的应用[J]. 油气田地面工程, 2013, 32 (4): 61 - 62.

[7] 王勇, 周元甲, 赵鹏, 等. 井口伴生气回收研究及利用[J]. 天然气与石油, 2013, 31 (2): 18 - 20.

[8] 代旭升. 移动式油井套管气回收装置的研制[J]. 胜利油田职工大学学报, 2005, 19 (1): 19 - 21.

[9] 李秀锦, 唐鑫. 靖安油田井口套管气回收技术应用研究[J]. 石油天然气学报, 2005, 27 (4): 513 - 514.

[10] 唐海燕, 王国丽, 黄晓丽. 油田集输系统节气技术[J]. 石油规划设计, 2004, 15 (1): 6 - 49.

[11] 陈文, 叶洋, 尹丑子, 等. 大罐抽气技术[J]. 油气田地面工程, 2011, 30 (5): 28 - 30.

[12] 苏欣, 王胜雷, 张琳, 等. 油田伴生气利用对策及现状[J]. 天然气与石油, 2008, 26 (2): 33 - 37.

[13] 徐文渊, 蒋长安. 天然气利用手册[M]. 北京: 中国石化出版社, 2006: 35 - 40.

[14] 顾安忠. 液化天然气技术[M]. 北京机械工业出版社, 2004: 50 - 60.

[15] 刘洁莹. 天然气中轻烃回收方法研究进展[J]. 榆林学院学报, 2008, 18 (2): 76 - 78. ■