doi:10.3969/j.issn.1005-3158.2013.06.002

清洁生产工艺在呼图壁气田的应用

王先朝 杜 楠 黄 磊 刘 斌 谭 猛

(中国石油新疆油田公司采气一厂)

摘 要 呼图壁气田针对传统天然气处理过程中产生的污水、富气,以及能耗大等问题,分别对污水处理、富气回收、单井工艺进行优化改造。通过工艺优化和技术改造,该气田实现了污水零排放、富气的完全回收,既节约了能源,又杜绝了污染排放,实现了清洁环保生产,为其它气田提供了有价值的参考。

关键词 气田;污水回注;富气回收;单井优化

中图分类号:X38 文献标识码:A 文章编号:1005-3158(2013)06-0004-03

0 引 言

呼图壁气田自 1998 年建设,1999 年投产,投产初期生产工艺为井口天然气经过水浴炉加热、二级节流后外输至处理站,在处理站进行计量、气液分离处理、降压后外输,其中产生的富气进行放空燃烧,产生的污水靠罐车拉到 260 km 外的基地污水处理厂进行净化处理。随着生产运行,为实现环保高效生产,呼图壁气田针对自身存在的问题,通过合理的工艺优化和技术改造,使用先进的科技,有效降低油气田生产中的能耗、减少空气污染,实现了零排放,并节约了成本,在绿色油气田建设中取得了良好的成效。

1 呼图壁气田概况

呼图壁气田所处地质区域位于准噶尔盆地南缘山前褶皱带第三排构造带的东端,地质储量 126.12 亿 m^3,可采储量 107.2 亿 m^3,属受岩性构造控制、带边底水、中高渗透性砂岩贫凝析气藏。呼图壁气田 1998 年投入试采,1999 年正式开发,建成处理能力为 150×10^4 m^3/d 的天然气处理站,2004 年扩建后,生产能力提高到 180×10^4 m^3/d。截止 2011 年 3 月,累计生产天然气 58.14×10^8 m^3,气藏采出程度46.1%。

呼图壁气田自 1998 年 12 月投产至今,不断优化工艺,完善管理,三次获得"高效开发油气田"、两次获得"绿色油气田"的荣誉。

2 实现工业污水零排放

2.1 原污水处理方式

原气田开发概念设计时,根据试气资料确定气田不产水,因此开发建设方案中没有设计污水处理装置。气田投入开发后,因产水量小,临时利用小容积的地下密闭罐储存污水,然后用潜水泵装车,定期回收拉运至克拉玛依工业污水处理厂处理。

这种处理方式主要存在以下问题:①由于工业污水中含有大量的烃类成分,装车和运输安全风险高。②由于地下密闭罐容积小,不易选择车型,造成吨位浪费和成本高昂。③随着气田产水量的上升,无法满足日常生产的需要。

2.2 气田工业污水来源

呼图壁气田工业污水主要来源有三个:①含水天然气被开采出来后进入液烃三相分离器分离出来的废水。②对天然气处理站内的压力容器进行清洗或蒸煮时产生的废水。③取样、化验、维修作业等日常工作时产生的废油和废水。其中液烃分离器分离出的废水为气田污水的主要来源,是回注时分析考虑的重点,容器清洗和化验、取样、维修作业等产生的污水可忽略不计。

呼图壁气田所产工业污水特点为"密度低、矿化度低、机械杂质含量少"。机械杂质与污水的密度差大,提高了机械杂质悬浮物的分离效果,由于处理站轻质油密度也较低(0.75 g/cm^3),所以重力分离系统的除油效果仍比较好。

2.3 回注井选择

呼图壁气田共有生产井 7 口(探井 2 口,开发井 5 口),2001 年该区内及周边未利用、报废井共有 4 口,分别为 A 井、B 井、C 井、D 井,具体情况如下:

A 井位于天然气处理站东南 1.24 km,井深

王先朝,2007 年毕业于中国石油大学(华东)石油工程专业,现任中国石油新疆油田公司采气一厂呼图壁储气库作业区安全副经理,主要从事天然气开发安全管理工作。通信地址:新疆克拉玛依市友谊路 100 号新疆油田公司采气一厂呼图壁储气库作业区,834000

3 005 m，钻至地层为第三系安集海组，试油 1 层，为水层，全井段没有发现油气显示，报废。A 井可供注入层位容积小，吸水指数低，井身结构和固井质量差，不利于污水回注。

B 井完钻井深 3 800 m，钻达地层 E_2z。该井共试油 7 层，均为水层，吸水指数较低，注入层容积较小，井口压力较高，储层物性较差，位于天然气处理站西南 4.45 km，距离较远，不利于污水回注。

C 井位于天然气处理站东南 5.68 km，完钻井深 3 760 m。该井共试油 4 层 9 段，其中水层 4 段，干层 5 段。根据气藏数值模拟研究的结果和通过电性对比分析，认为 C 井产水层与其它生产井产层一致，均为 Z_2^2 层，因此，为监测气水界面上升情况及地层能量状况，确保气藏平稳开采，有必要将 C 井作为观测井。

D 井是为了解呼图壁背斜沙湾组的含油气性而部署的一口预探井，距天然气处理站 0.6 km，距 B 井 4.05 km，完钻井深 2 460.34 m，完钻地层安集海河组（E2-3a 未穿）。该井在钻井过程中均未见气测显示，无再探的必要，不下油套，将 2 180.0 m 以下井段打水泥塞封固。N_2d 层岩性主要为灰色小砾岩、泥质小砾岩及灰色、浅棕色泥质粉砂岩，岩石以孔隙式钙泥质胶结为主，气层孔隙度为 12.9%，属于中等孔隙、强非均质性的砂岩储层。

通过对以上各井资料进行分析，结合回注井及回注层位的选择原则（注入层位要求密封、渗透性好、空间大，回注井井身结构好、位置近井口压力低等要求），认为将 D 井作为污水回注井最为理想，其原因有以下几点：①D 井在多个层段具有渗透性较好的干层可供污水回注，吸水指数高，注入层位容积大，也有利于回注污水与地层的配伍。②D 井井况好，技术套管为双级固井，固井质量较好。③D 井注入层位层间封闭性好，不与其它生产井产层相通，并且井口压力低，有利于污水注入地层。④D 井距处理站不足 0.6 km，距离较近。

2.4 改造后工业污水处理工艺

针对呼图壁气田污水的特点，结合国内在污水处理上的成功经验和做法，合理地选择污水处理工艺，使处理后水质达到回注水质要求。呼图壁气田污水回注系统（见图 1）于 2001 年 11 月建设投用。现已运行 11 年，保证污水全部回注到地下，实现污水零排放。

图1中工业污水处理的设备有：10 m^3 污水零位罐一座；电潜泵一台；60 m^3 污水罐一座；三柱塞往复泵一台，型号：3S75-3/20-7；过滤器一台；污水回注井一口：D 井。

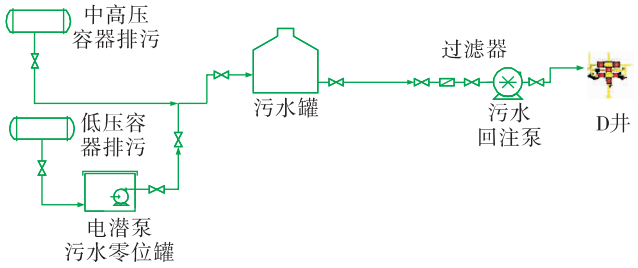

图 1　污水回注工艺流程

3　富气回收，实现废气零排放

呼图壁采气作业区产生的富气主要来自凝析油稳定塔加热过程，从凝析油中蒸发逸出的甲烷、乙烷以及一部分丙烷和丁烷。最初设计中，这部分富气直接进入放空系统，在火炬燃烧，既浪费资源，又污染大气。作业区改造富气回收系统，实现富气的完全回收利用[1]。

3.1 富气组分及参数

根据气田生产的单井气质组分和凝析油物性，经 HYSYS 软件模拟计算得出目前呼图壁天然气处理站的富气量，压力 0.6 MPa，温度 8.9℃，流量（400～1 200）×10^4 m^3/d。

经现场取样分析得出呼图壁气田富气、外输气组分，如表 1 所示。

表 1　呼图壁气田富气、外输气组分　　%

组分名称	塔顶富气	外输气
甲烷	80.75	94.97
乙烷	13.23	3.42
丙烷	3.27	0.63
异丁烷	0.77	0.15
正丁烷	0.69	0.13
异戊烷	0.25	0.05
正戊烷	0.23	0.05
正己烷	—	0.03
氮气	0.72	0.48
二氧化碳	0.09	0.09

3.2 富气改造工艺

根据现有工艺，适合富气回收后的用气点主要为

热媒炉燃烧用气，而且用气量大于富气的产生量，对富气进行加热脱水处理后用于热媒炉燃烧。

呼图壁采气作业区于 2009 年 7 月对富气回收工艺进行了优化改造，改造后主要工艺流程为凝析油稳定塔出来的富气首先进入分离器，进行气液分离，分离出富气中携带的凝析油和水以及析出的少量液态烃，液相排污；气相出来和补充进热媒炉燃气管线的干气汇合，进入电加热器加热，然后供热媒炉燃烧。经过改造优化工艺后，富气不再放空燃烧，实现废气零排放。

4 单井工艺优化，实现节能降耗

随气田开发地层压力逐年下降，井口油压下降，节流效应变差，外输气温度较高。通过对气藏地质资料及井口物流资料分析：天然气含凝析油的量约为 49.367 kg/m^3。近期，凝析油逐年减少，含水率逐年上升，井口温度也呈上升趋势。随着井口温度的上升，一些单井夏季已没有点炉的必要，根据节能降耗的要求，部分单井应考虑停炉。而且单井点炉增加了气井无人职守的安全隐患，也增加了员工的劳动强度。为解决这个问题，作业区对单井工艺改造，优化流程进行了研究。

4.1 单井进站温度的校核

单井出气外输的要求一是降低压力，二是保证温度，从而防止水合物的生成。长期的实践证明，压力通过一级节流完全能够达到要求，对于温度，经过生产实践或实验的方法，找到了不同相对密度的天然气生成水合物的条件，已知目前气田各单井的进站压力平均为 $P'=6.8$ MPa，天然气相对密度 $\rho'=0.599\ 2$，从“预测形成水合物的压力-温度曲线”中可查出[2]，对应的温度值约为 15℃。根据 GB 50350—2005《油气集输设计规范》水合物的防止规范要求，天然气水合物的防止，应确保天然气集输温度高于水合物形成温度 3℃以上，因此可确定天然气的最低进站温度为 18℃，为安全起见结合处理站实际运行情况，按单井进站温度不低于 20℃进行校核。

4.2 各单井外输温度校核

根据 GB 50350—2005《油气集输设计规范》，油气集输管道任意点的流体温度应按下式计算求得。

$$t_x=t_0+(t_1-t_0)e^{-\alpha x} \quad (1)$$

式中，t_x 为管道沿线任意点的流体温度，℃；t_0 为管外环境温度（埋地管道取管中心深度地温），℃；t_1 为管道计算段起点的流体温度，℃；e 为自然对数底数，宜按 2.718 取值；α 为系数；x 为管道计算段起点至沿线任意点的长度。用于原油集输管道计算时单位为 m，用于集气管道计算时单位为 km。

已知单井进站最低温度为 20℃，设 $t_x=20$℃；$t_0=0$℃（一般情况下管道埋深处 $t_0\geqslant 0$，$t_0=0$℃时计算的单井外输温度为最大值），由公式（1）求得单井外输温度，见表 2。根据表 2 校核结果可知各单井均可停炉。

表 2 同产量情况下单井外输温度校核值与实际值

井号	实际外输值/℃	校核外输值/℃	气体流量/万 m^3
呼 1	35	30	28
呼 2	25	21	18
呼 3	31	23	20
呼 4	38	24	18
呼 5	34	29	22
呼 6	38（停炉 31）	28	20

4.3 实际运行结果

由校核分析结合 2007、2008 年停炉试验结果得知：呼 1～呼 5 五口单井均可停炉，但只限于在高产量情况下运行。因为各单井在产量下调时，井温也会随之下降，当单井产量低于 15 万 m^3 情况，仍然需要点炉，所以单井停炉（拆除水浴炉）后各单井调产时需要合理配产。

2007、2008 年停炉试验时，呼 6 井虽然理论校核满足停炉要求，但经试验得知冬季仍需点炉。呼 2 井虽然满足停炉条件，但考虑到气田每年停产检修期间，要给呼县供气，且产量在 10 万 m^3 以下，此时就不满足停炉条件。

因此由校核结果结合实际试验运行情况只有呼 1、呼 3、呼 4、呼 5 单井可停炉或拆除单井水浴炉。

4.4 改造效果分析

经过 2009 年检修对四口单井的工艺改造，拆除了水浴炉，改为一级节流后外输。改造后的两年内，生产参数正常，没有出现一次冻堵或参数急剧变化现象。经过这次工艺优化，降低了单井能耗和采气生产成本；同时单井停炉和工艺改造增加单井工艺系统运行的安全性、稳定性和长期性，具有很好的社会效益。

5 效益分析与结论

经过多方面的工艺优化和技术改造，呼图壁气田

（下转第 13 页）

度为 2.5‰。通过这种接枝改性的方法，可以为提升油田应对丙烯酰胺等有机物泄漏时的应急处理能力提供技术参考。

参 考 文 献

[1] Ma Z, Gao C, Yuan J, et al. Surface Modification of Poly-L-lactide by Photografting of Hydrophilic Polymers towards Improving its Hydrophilicity[J]. Journal of Applied Polymer Science, 2002(85): 2163-2171.

[2] Yamada K, Kimra J, Hirata M. Autohesive Properties of Polyolefins Photografted with Hydrophilic Monomers[J]. Journal of Applied Polymer Science, 2003(87): 2244-2252.

[3] Yu H, Cao Y, Kang G, et al. Enhancing Antifouling Property of Polysulfone Ultrafiltration Membrane by Grafting Zwitterionic Copolymer via UV-initiated Polymerization[J]. Journal of Membrane Science, 2009, 342(1):6-13.

[4] Li B, Chen W, Liu X, et al. Preparation of Temperature-sensitive Polymer Films by Surface Photografting Techniques[J]. Polymers for Advanced Technologies, 2002(13):239-241.

[5] 李绍宁，魏俊富，赵孔银，等. 聚丙烯接枝丙烯酸丁酯吸油纤维的制备和表征[J]. 功能材料，2011，42(增刊 3)：559-561.

[6] Yang W, Ranby B. Bulk Surface Photografting Process and its Applications. II. Principal Factors Affecting Surface Photografting[J]. Journal of Applied Polymer Science, 1996, 62(3):545-555.

[7] Kubota H, Ogiwara Y. Effect of Water in Vapor-Phase Photografting of Vinyl Monomers on Polymer Films[J]. Journal of Applied Polymer Science, 1991, 43(5): 1001-1005.

[8] Yamada K, Takeda S, Hirata M. Improvement of Autohesive and Adhesive Properties of Polyethylene Plates by Photografting with Glycidyl Methacrylate[J]. Journal of Applied Polymer Science, 2007(103):493-500.

[9] Deng J, Wang L, Liu L, et al. Developments and New Applications of UV-induced Surface Graft Polymerizations[J]. Progress in Polymer Science, 2009, 34(2):156-193.

[10] He D, Suston H, Ulbricht M. Photo-irradiation for Preparation, Modification and Stimulation of Polymeric Membranes[J]. Progress in Polymer Science, 2009, 34(1):62-98.

[11] Xing C M, Deng J P, Yang W T. Synthesis of Antibacterial Polypropylene Film with Surface Immobilized Polyvinylpyrrolidone - iodine Complex[J]. Journal of Applied Polymer Science, 2005(97): 2026-2031.

（收稿日期　2013-04-10）
（编辑　李 娟）

（上接第 6 页）

在污水处理、富气排放以及单井工艺节能减排、降压增效等方面取得了可观的经济效益和社会效益。

从 2001 年污水处理工艺建成投用至今，气田共回注污水 25 775 t。若进行拉运处理，污水拉运费用和处理费用为 273.215 万元，除去新建污水回注处理工艺费用 86.22 万元，以及建设至今各种措施费用和管理费约 90 万，相应节约费用约 97 万元。此外，在拉运污水过程中，存在许多不安全因素，比如车辆事故，罐泄漏等，而且不易控制。通过污水工艺改造，气田产生污水进罐后直接储存，经污水回主泵回注到地下，只需要加强对泵的保养和管线的检测，便于控制，降低了风险。

富气回收工艺改造前，每天放空燃烧富气约 1 000 m^3，同时产生大量二氧化碳和少量氮氧化合物和烟尘，不仅造成能源浪费，还污染环境。通过工艺优化改造，熄灭了火炬，实现了富气的完全回收利用。根据当前市场天然气价格 1.00 元/m^3 计算，每年创造经济效益 36.00 万元，而且避免大气污染，取得了良好的社会效益。

单井工艺改造前，一台水浴炉耗气约 550 m^3/d，4 口单井一年停炉天数平均在 300 d 以上，截至 2013 年 4 月 30 日，呼气田单井节约用气约 396 万 m^3，按 0.51 元/m^3 计算，增加天然气收入约 201.96 万元。根据生产经验，天然气经过水浴炉盘管和二级节流过程中，存在很大的压力损失，改造后节省了 0.3 MPa 的压力损失。同时，经过单井工艺改造增加了单井工艺系统运行的安全性、稳定性和长期性，为同类气田的开采提供了有价值的参考。

参 考 文 献

[1] 柳海，桂来疆，刘先荣，等. 气田富气回收工艺技术应用[J]. 油气田环境保护，2010，20(增刊 1)：4-8.

[2] 林存瑛. 天然气矿场集输[M]. 北京：石油工业出版社，1997.

（收稿日期　2012-09-06）
（编辑　张 爽）