

优化地面工艺设施,提高伴生气的利用率

吐哈油田分公司开发处 于志鹏 江 涛 刘 松

目前,吐哈油田主要有丘陵、温米、鄯善、吐鲁番和丘东采油厂的共计 7 套天然气处理装置,就原有的工艺,鄯善与丘陵的湿气与干气可以实现互调,温米、丘陵的高压湿气可以进入丘东气处理厂进行处理。因此,整个油田的天然气基本上实现了“联网”。

然而,随着对油田认识的深入和开发力度的加大,原油增产与天然气利用率的矛盾日益突出,油田的产气量与轻烃装置的处理能力也存在着一定的矛盾,为了进一步提高伴生气的利用率、进一步挖掘轻烃装置潜力、更充分利用现有装置和管网、保护环境、保存资源,实现油田公司“稳油、增气、提效,保持经济总量稳步增长”的目标,我们采取了以下的措施。

1. 完善油田天然气集输管网及配套工艺,消灭临时火炬

“九五”期间,吐哈油田就开始着手解决天然气的放空问题。

近几年,依据开发的需要,建采气管线 30 km,气层气集气管线 15.31 km,建溶解气及干气集输管线 85.09 km。1999 年建成温 2 计向鄯善油田的调气管线,并能使温米油田厚 175.23 m,可采煤层 46~48 层,平均可采总厚 169.20 m。平均合煤系数达 22.91%。实测镜质组最大反射率变化范围为 0.54%~0.86%,煤级以气煤为主,长焰煤次之。煤级的区域变化呈现出北高南低、东西高中间低的规律性。

乌鲁木齐河—白杨河煤层气藏,煤层的显微组分富镜质组,惰质组次之,稳定组常见,镜质组含量一般为 70%~90%,惰质组含量一般为 5%~20%,稳定组含量一般为 1%~10%,煤中有机质含量较高,多为中灰—低灰煤,具备生气的良好物质基础。

目标区内煤层埋深从不足 100 m 到超过 2 000 m。煤层含气性好。煤层含气量高,煤层埋深 1000 m 以浅煤田瓦斯孔实测含气量最高达 9 m³/t,深部预测含气量可达 14 m³/t;煤层含气饱和度高,推算煤层 1 000 m 埋深含气饱和度为 80%左右,向深部煤层含气饱和度呈增高趋势;煤层气甲烷浓度高,煤层气风化带下限深度约为 400 m,风化带以下煤层气甲烷浓度多大于 90%。

在煤层埋深 2 000 m 以浅地区,目标区煤层气总资源量 1 738.29 ×10⁸ m³,平均资源丰度 49.01 ×10⁸ m³/km²。乌鲁木齐河—白杨河目标区煤层气总可采资源量 1 053.07 ×

温西三的伴生气进入鄯善和丘陵轻烃装置,鄯善和丘陵的天然气能够互调。2000 年建成葡北至七泉湖化工厂输气管线,新建了一条温 8 计至温 2 计 2 km DN200 的输气复线、一条温 2 计至温米联合站 6.4 km DN300 的输气复线、鄯善联合站至丘陵联合站一条 7.8 km DN150 输气复线,并对相应工艺进行了优化改造,使之能适应油田开发和天然气生产的需要,截至目前,完善的管网设计增加管输能力 60 ×10⁴ m³/d,油田已建成湿气集输管线 48.7 km,油田内部干气集输管线 70.2 km,干气外输管线 355 km。

2. 配套完善现有工艺设施,提高伴生气利用率

(1) 实施红连 2 ×10⁴ m³/d 气处理装置改扩建效益工程

经过对红连油田原料气组成进行分析化验,其结果如表 1 所示。

表 1 红连原料气组成

组分	C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅	nC ₅	C ₆ ⁺	N ₂
组成	44.05	19.65	18.69	6.70	5.10	1.50	0.98	0.0	4.32

注:单位均为摩尔分数。

10⁸ m³。煤层气成藏具有高含气量、高饱和度的含气性特点,高资源丰度、资源量大的资源特点和较高渗透率和采收率的可采性特点,具有良好的煤层气勘探开发前景。

结 论

1) 准噶尔盆地内部坳陷构造格局形成于二叠纪晚海西期,后经印支—燕山运动、喜山运动的进一步叠加和改造,奠定了盆地现今的构造格局。盆地的构造演化有利于煤层气藏的形成。

2) 准噶尔盆地煤层气资源丰富,煤层气资源总量为 22 133.78 ×10⁸ m³,平均资源丰度 1.50 ×10⁸ m³/km²。煤层埋深 1 000 m 以浅的资源量分布丰富,盆地南缘煤层气资源量大、资源丰度高、资源类级高。

3) 盆地南缘有利区中的乌鲁木齐河—白杨河目标区 2 000 m 以浅的煤层气总资源量为 1 738.29 ×10⁸ m³,平均资源丰度 49.01 ×10⁸ m³/km²。含气量高、含气饱和度高,资源量大,资源丰度高,具有良好的煤层气勘探开发前景。

(编辑 黄君权)

作者简介:于志鹏,工程师,1995 年毕业于西南石油学院化学工程系;一直从事天然气的生产、管理及天然气地面工程建设研究工作。地址:(838202)新疆鄯善吐哈油田分公司开发处。

由表1可以看出,红连油田的伴生气较富(C_3 含量达到19.69%),为了充分利用红连油田现有天然气资源,发挥现有天然气处理装置的潜力,经过充分论证,在节省投资的基础上,提出了改扩建的指导思想,即改扩建后的生产能力只按“生产合格的干气”进行设计,所产生的液烃全部通过汽车运输进入新建的丘东采油厂卸油台,再经过相关工艺流程进入丘东采油厂的气体处理装置进行处理,由此可以节省投资200万元左右。该工程于2001年3月中旬开工,于6月30日一次投产成功,投产后增加了 $(2\sim 3)\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 的处理量,日产混烃 $8\sim 10\text{ t}$,日产干气 $(1\sim 2)\times 10^4\text{ m}^3$,昔日的黑烟变成了能“增气提效”的轻烃产品,年经济效益达百万元以上。目前新建装置运行平稳,装置运行参数、处理能力和经济效益均达到了设计要求。

(2)实施温米轻烃装置扩容工程,进一步提高了装置的处理量

随着温米油田开发的深入,油田伴生气产量有所上升,而原轻烃装置原料气压缩机的最大压缩能力约为 $60\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$,同时由于其中一台原料气压缩机故障率高、运行时率较低,装置未能满负荷运行。为了充分利用现有天然气资源,充分挖掘和发挥轻烃处理装置的作用,因此,在装置现有条件下,应进一步提高装置伴生气的压缩能力。

后经现场调研和充分论证,于1999年底决定新上一台原料气压缩机。该工程于2001年6月30日一次投产成功,投产后增加了 $(8\sim 10)\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 的处理量,日增产液化气 $8\sim 10\text{ t}$ 、轻油 $2\sim 3\text{ t}$,日增产干气 $(7\sim 8)\times 10^4\text{ m}^3$,年经济效益300多万元。

该工程投产后,不但增加了伴生气的处理量,而且对于提高装置运行的灵活性、进一步降低温米油田伴生气放空量、保护环境、提高油田的经济效益等都具有非常重要的意义。

(3)采取措施使神泉 $20\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 天然气处理装置满负荷运行

由于神泉、甸北日产气 $28\times 10^4\text{ m}^3$,除 $14\times 10^4\text{ m}^3$ 用于注气外,其余 $14\times 10^4\text{ m}^3$ 由神泉 $20\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 气处理装置处理,但由于神泉 $20\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 气处理装置原料气压缩机设计为电力驱动,单机日处理能力仅 $10\times 10^4\text{ m}^3$ 。因此两台原料气压缩机无法全部满负荷运行。通过对原工艺流程进行改造,并将神北2口 $1\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 的气井气进入管网,原料气压缩机既能够满负荷运行,伴生气也能被完全处理。实施后增加了 $8\times 10^4\sim 10\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 的处理量,日增产液化气 4 t 、轻油 1.8 t 、干气 $6\times 10^4\text{ m}^3$,年经济效益上百万元。

(4)实施丘陵采油厂巴略接转站天然气增压站的建设

由于巴略接转站伴生气较贫,其组成成分近似干气,同时为了充分利用巴略接转站原天然气外输工艺,经充分讨论研究,确定只需增加一台原料气压缩机,便可将约 $4\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 的天然气经过压缩后直接外输进入鄯乌管道,也可进入丘陵轻烃装置进行处理,实施后增加了 $4\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 的干气,同时消灭了巴略接转站的临时放空火炬,年经济效益50多万

元。

(5)进一步完善湿气联网

为了充分利用丘陵采油厂轻烃处理装置检修期间的高压天然气,新建了一条 $\Phi 73\times 7.8.4\text{ km}$ 丘陵采油厂至丘东采油厂的高压湿气输气管线,使丘陵采油厂气体处理装置在检修期间、在丘东采油厂不开井的情况下,将其压力为 $3.3\sim 3.5\text{ MPa}$ 、 $100\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 的油田高压伴生气输送至丘东采油厂气体处理装置进行处理,在丘东 3.0 MPa 的入口压力的前提下,预计轻烃产量为:干气 $73\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$,液化气 $128\text{ t}/\text{d}$,轻油 $40\text{ t}/\text{d}$, C_3 收率为56%,预计年经济效益上千万元。

(6)完善原稳气和密封气的回收工艺,进一步降低温米放空气量

由于温米采油厂的原稳气量小(低于原稳压缩机的正常处理量)以及膨胀压缩机密封出口气压力低,原稳气和密封气一直都只能进入火炬放空系统,而在放空燃烧的天然气中,这两种占主要部分。通过对工艺流程的改造,开启了原稳压缩机,全部回收了原稳气和密封气,从而进一步降低了火炬放空量。

3. 优化工艺方案,挖掘装置潜力,加大装置改造力度

在加大完善天然气地面集输工艺的同时,更注重加大完善天然气集输处理系统的力度,建成了布局合理、满足近期天然气开发需要的天然气集输处理系统。

1997年建成丘东气体处理装置;1998年建成神泉 $20\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 气体处理装置;1999年对丘陵气体处理装置进行了完善,新增了一台设计能力 $40\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 的原料气压缩机,2002年对丘陵气体处理装置进行了改造和功能完善,更换了4台原料气压缩机的空冷器,对分子筛再生冷吹流程进行了优化,改造后,该装置的适应能力增强,原料气压缩机的效率进一步得到提高,装置的处理能力进一步增强。1997年完成温米气体处理装置完善工程,装置处理能力达到 $50\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 。1998年完成丘东气体处理装置完善工程和温米气体处理装置扩容工程,温米气体处理装置设计处理能力达到 $70\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$,新增原料气压缩机2台、膨胀增压机1台、重接触塔1具。2002年对存在安全隐患的3具分子筛进行了更换,改造了重接触塔,增加了软化水处理装置,并进行了其它工艺优化和改造,改造后,装置处理能力增加 $15\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$,装置 C_3 收率增加了约10%。

2000年完成了鄯善 $30\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 制冷系统的改造,增加了一台湿式空冷器,进一步完善了温度和压力控制,采用了调节范围大、节约电能的变频器,使吐哈油田投运最早的轻烃装置更能适应油田恶劣的环境条件,装置运行时率提高了 $8\%\sim 10\%$, C_3 收率增加了5%。

通过以上措施的实施,消灭了温8选、温2计和巴略接转站三个站点的临时放空以及红连油田的伴生气放空,进一步减小了温米油田和神泉油田的伴生气放空量,这样整个油田公司各采油厂的伴生气放空量进一步降低,不但充分利用了油田的伴生气资源,而且对于保护环境也具有非常重要的意义。

同时,各轻烃装置针对自身的特点和在运行过程中暴露

用单井经济极限储量评价复杂断块气藏可开发储量

中原油田分公司勘探开发科学研究院 靳秀菊 姜贻伟 毕建霞 刘红磊

复杂断块气田可开发储量评价的难点

已探明的气藏要投入开发,首先要对探明储量进行评价,以确定在现有经济技术条件下的可开发储量,为气藏的开发提供储量基础。对一般的整装气藏来说,可采用常规的容积法;在取得地质、生产及实验数据时,采用物质平衡法或产量递减曲线分析法;或者,参考其他类似气藏,采用数值模拟法等^[1]。

对于复杂断块气藏,制约其可开发储量评价的因素较多。该类气藏多表现为构造破碎、砂体展布复杂、气层分散等特征,致使采用常规的容积法评价结果误差较大,不能满足生产需要;同时,地质条件复杂也决定了实验、生产数据的匮乏,物质平衡法或产量递减曲线分析法难以发挥其特长;数值模拟法实现的是气藏开采的最优化模拟,而每个气藏的开采过程,都有与其他气藏不尽相同的复杂性。因此,其模拟结果,尤其对于复杂断块气藏,可能过于理想化。

经对比分析,考虑用经济评价手段评价复杂断块气藏的可开发储量。

评价思路及方法

1. 评价思路

一般来说,气藏周边构造低部位或砂体不发育相带气层厚度较薄,储量丰度也较小,值不值得钻新井开发,关键要看钻井单井控制储量有多少,只有在单井控制储量大于经济极限储量时,开发才有效益。由此,提出用单井经济极限储量评价气田可开发储量的思路(图 1)。

该方法立足于经济效益,将单井视为一个独立小气藏。

出来的问题,对工艺、自控、仪表等均逐步进行了改造,使装置达到了安全、平稳、满负荷、长周期运行的目的。

针对油田干气供、需的实际情况,为了便于干气集中统一调配管理,设计、建设了干气集中放空工程,并出台了相关管理办法,以保证油田天然气的安全生产。

此外,目前正加紧对油田各轻烃装置不适应性的分析,以便更充分地利用油田的天然气资源。

总之,通过以上措施的实施,在油田现有生产能力的基础上,进一步完善了天然气集输工艺,消灭了 3 个临时火炬,伴生气处理量增加了 $25 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,轻烃装置全部满负荷运行,伴生气资源既得到了充分利用,又保护了环境,基本实现

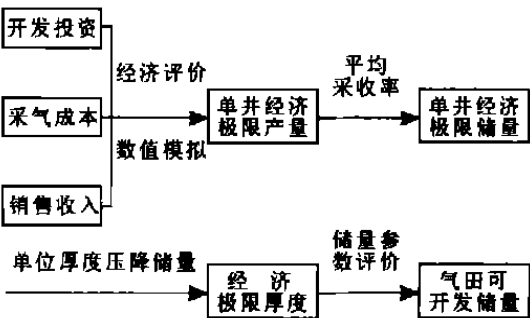


图 1 用单井经济极限储量评价气田可开发储量的思路

用经济评价手段来衡量气田开发效益,计算出钻一口新井有效益时的最小产气量,即单井经济极限产量,再根据气田平均采收率,反算出单井经济极限控制储量,进一步计算出单井经济极限气层厚度,大于经济极限气层厚度面积范围内的地质储量就是目前技术经济条件下开发有效益的储量,即可开发储量。

2. 评价方法

(1) 基础参数

- 1) 开发投资:包括钻井及地面建设投资。
- 2) 采气成本估算:按相关因素预测。
- 3) 销售收入:销售收入 = 商品量 × 商品率 × 价格。

(2) 单井经济极限产量估算

反映一个项目的主要经济指标有很多,这里主要采用财务净现值(FNPV)、内部收益率(FIRR)两项反映项目在计算期内获利能力的动态评价指标^[2]。

一个项目的财务净现值是指项目按基准收益率,将各年

了油田分公司“稳油、增气、提效,保持经济总量稳步增长”的目标。

参考文献

1 宋允林等译. 气体加工工程数据手册. 北京:石油工业出版社
2 苗成武等. 油田油气集输设计技术手册. 北京:石油工业出版社
3 LPG- plant operate technical documentation. linde.

(编辑 居维清)

作者简介:靳秀菊,女,1989年毕业于西北大学石油天然气专业,现从事气田开发地质研究。地址:(457001)河南省濮阳市中原油田分公司勘探开发科学研究院。电话:(0393)4821543、4816348。