

靖边气田上、下古气藏合采地面集输工艺

徐广军 周艳杰 池 坤 韦 玮 王遇冬
西安长庆科技工程有限责任公司 陕西 西安 710021

摘要:

靖边气田经过十多年的开发建设,气藏资源和地层能量迅速衰竭,为保证靖边气田稳产规模,研究试验了上、下古气藏气合采地面集输工艺,工艺主要采用了井下节流、单井中低压串接、井口不注醇、集气站大压比增压等技术。通过采用该工艺,技术难度大幅度降低,实现了中低压集气,降低了地面系统运行压力,同时地面投资大幅降低。该工艺技术的试验及实施,为苏东南 $20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 上古气藏天然气, $10 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 下古气藏天然气规划及靖边气田稳产提供了一种新思路及技术支持。

关键词:

靖边气田;上、下古气藏;天然气;合采;集输

文献标识码:B

文章编号:1006-5539(2011)03-0007-04

0 引言

截至 2010 年,长庆靖边气田已形成 $55 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 生产能力,实现了长期稳定高效开发,带来了巨大的经济、社会效益。靖边气田经过多年的开发与建设,气藏资源和地层能量迅速衰竭,多数气井均存在间歇生产方式等问题,如何探索新的工艺模式,保证靖边气田稳产规模,为下游地区经济发展提供坚实的能源保障,成为目前首要解决的问题。

1 靖边气田建设现状及开发建设难点

1.1 靖边气田建设现状

靖边气田是长庆气区的主力气田,主要位于陕西、内蒙交界处,系低渗透、低丰度、中低产、大面积复合联片的整装气田。

该气田目前投产气井可分为上、下古气藏两部分。其中,下古气藏天然气 CH_4 为 93.42 % (平均体积分数,下同), CO_2 为 5.121 %, H_2S 为 1 489.57 mg/m^3 (平均值,下同),地层水矿化度为 50.27 g/L , pH 值为 5.3,

为 CaCl_2 水型,单井产量约 $4.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$;上古气藏天然气中 CH_4 为 90 % 以上, CO_2 小于 3 %, H_2S 小于 20 mg/m^3 ,除含一定量(2 %~8 %)的 $\text{C}_2\sim\text{C}_6$ 外,还含有少量 C_7^+ 重烃,属低碳硫比、低含凝析油的湿天然气。2007 年对该气藏单井产能进行核实,平均单井产量约 $0.94 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

靖边气田经过多年的开发与建设,已形成了高压多井集气、多井加热、节流、常温分离、单井间歇计量、集气站集中注醇、三甘醇脱水工艺技术,概括为“三多、三简、四小、四集中”^[1]具有靖边气田特色的常温集输工艺模式,对确保北京及周边地区长期安全稳定供气起着举足轻重的作用。

截至 2009 年 7 月,靖边气田已形成 $55 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 生产能力,地面集输系统已建成上、下古藏气井共计 715 口,集气站 90 座,天然气净化厂 3 座。

1.2 靖边气田稳产及滚动开发建设难点

随着 10 多年的滚动开发和产能建设,靖边气田与周边气田区块交替区域日益增多。目前气田北靠苏

收稿日期:

2011-03-14

作者简介:

徐广军(1978-),男,吉林永吉人,工程师,学士,2002年毕业于西南石油大学油气储运专业,主要从事气田地面集输设计和研究工作。

东区块,西临桃7、桃2区块,南接长南区块,东临榆林气田,各种问题随之而来。

1.2.1 地面建设模式复杂多样

由于各气田区块地面建设模式不尽相同,靖边气田滚动开发中形成的地面建设模式受地域影响越来越大,因而集输工艺比选难度较大。

1.2.2 靖边气田上古气藏特点导致地面建设困难

靖边气田上古气藏以盒₈为主要目的层,类似苏里格气田的气藏特征,是非均质强的致密岩性气藏,储层之间连通性差,地质情况复杂,有效储层难以预测,具有低压、低渗、低丰度的特点。

a)一般井深在3 000 m以上,平均单井产量约为 1.0×10^4 m³/d左右,单井产量低,递减速度快,稳产能力差,气井寿命期短,气田单位产能建井数增多;

b)初期井口压力高,达到22 MPa左右,但压力在短期(一般6~8个月)内迅速下降,大部分时间处于低压生产状态。因此,确定系统压力既要考虑如何充分利用初期压力,又要应对后期低压生产的现实问题。

1.3 靖边气田上古气藏生产过程中暴露的问题

截止2008年,靖边气田上古气藏共投产74口气井,其地面集输工艺同样采用高压集气模式,在生产过程中已经暴露了如下问题:

a)气井压力下降快, 1×10^4 m³/d配产,一般6个月后压力降至6 MPa以下, $0.5 \times 10^4 \sim 0.8 \times 10^4$ m³/d配产,1年后压力降至6 MPa以下,气井具有关井压力恢复程度低的特征;

b)气井产量低,流速小,携液能力差,稳产能力差,大部分气井配产低于方案配产,多数气井均采用间歇生产方式;

c)气井间压力差异大,造成系统压力匹配困难。

2 上、下古气藏合采地面集输工艺的选择

靖边气田上古气藏气井地质条件复杂、地面环境较差,采用以往的高压集输工艺,对保证靖边气田经济有效的开发和降低地面建设投资均带来较大困难。

2009年,针对靖边气田上古气藏地质特征及气井生产特点,结合苏东南 20×10^8 m³/a上古气藏天然气及 10×10^8 m³/a下古气藏天然气规划构想,兼顾低成本开发战略需求,在苏里格气田取得的成果基础上,考虑上古气藏气井在靖边气田高压集输工艺下存在的问题,经过不断研究及创新,确定了靖边气田上、下古气藏合采地面集输工艺^[2],即:上古气藏气井采用井下节流(1.3 MPa)^[3]、单井中低压串接、井口不注醇、集气站大压比增压,原料气前期与靖边气田下古气藏气混合

接入靖边气田管网后去净化厂集中处理,待后期苏东南上古气藏天然气形成规模后,采用苏里格地面工艺模式,统一调往苏里格气田管网,去该气田处理厂集中处理。

该集输工艺目前主要以试验为主,地面流程简单,工艺技术难度大幅度降低;实现了中低压集气,地面系统运行压力1.0~5.6 MPa,安全等级大幅度提高;采用井间树枝状串接,适应了滚动建设的需要;地面投资大幅降低。

2.1 上、下古气藏合采集输系统压力优化

靖边气田集输压力系统:天然气出井口压力不大于25 MPa,各集气站出站压力为5.0~5.8 MPa,干线进净化厂压力为4.9~5.6 MPa。

苏里格气田集输压力系统^[4]:天然气井下节流压力不大于1.3 MPa,各集气站出站压力为3.5 MPa,干线进处理厂压力为2.5 MPa,在处理厂二次增压至5.2~5.8 MPa后外输。

结合气田集输系统压力要求,上古气藏气井在生产初期井下节流到1.3 MPa(此时水合物形成温度为4.1℃),到集气站最低压力1.0 MPa,需采用大压比压缩机增压至5.6 MPa后外输到净化厂,最低压力为4.9 MPa;后期可通过调节压缩机压比增压至3.5 MPa,与苏里格气田集输压力系统匹配去处理厂,最低压力为2.5 MPa,见图1。

当夏季地温升高到15℃以上时,生产初期可将井口压力节流至6.0 MPa(此时水合物形成温度为14.3℃),气体在集气站经压缩机旁通流程,不需增压;后期上古气藏气调往苏里格气田时可将井口压力节流至3.5 MPa(此时水合物形成温度为11.1℃),气体经压缩机旁通流程,也不需增压。

2.2 天然气在集气站内大压比增压

集气站分散增压可以降低井口最低生产压力,延长气井生产周期,提高单井采收率,同时降低了管网投资。

与苏里格气田相比,靖边气田集气站气体增压有以下特点:

2.2.1 大压比增压

为与靖边气田集输系统压力匹配,相对于苏里格气田集气站一级增压,上、下古气藏合采时集气站初期采用二级增压,上古气藏气井进站压力1.0 MPa,增压后最高压力达到5.6 MPa,压比为5.6,压缩机配置根据不同气量确定。

后期根据苏里格气田集输系统压力,上、下古气藏合采时采用一级增压,上古气藏气井天然气进站压

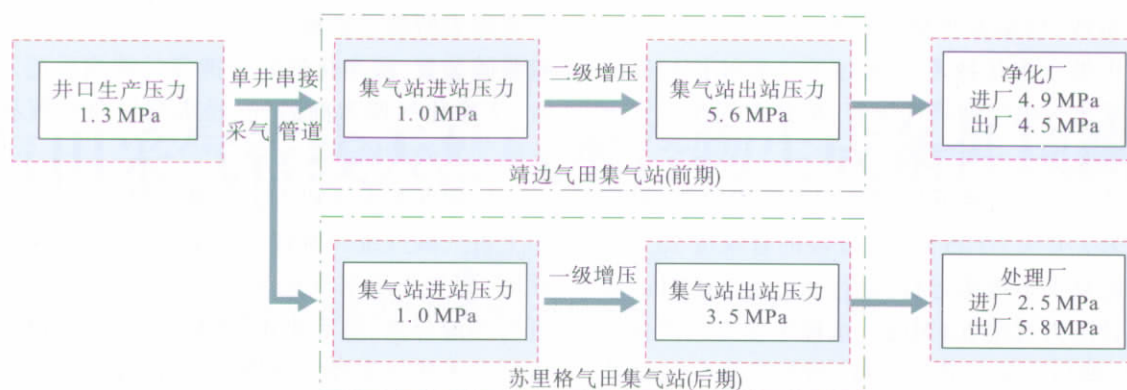


图 1 上、下古气藏合采压力系统匹配图

力 1.0 MPa,通过调节已有压缩机压比,增压后压力降至 3.5 MPa,压比调为 3.5,接入苏里格气田集输管网。由于压比减小,压缩机处理量增大,可优化上、下古合采站压缩机数量。

2.2.2 采用抗硫压缩机

由于靖边气田下古气藏气井天然气属含硫气,考虑后期下古气藏气井与上古气藏气井混合增压,故本次采用的压缩机需考虑抗硫措施及采用抗硫部件,对压缩机结构及材质提出了新的、更高的要求,包括进出口切断球阀,加载阀(气动),放空阀,安全阀,出口单向阀,进、出口缓冲罐,进、出口洗涤分离罐,燃料气洗涤器等制造要求均有不同程度的提高。

2.2.3 设计压力大

苏里格气田气井生产压力 1.3~4.0 MPa,集气站出站压力不大于 3.5 MPa,天然气处理厂进厂压力为 2.5 MPa,集气站到进处理厂前系统设计压力按 4.0 MPa 考虑,故压缩机设计压力为 4.0 MPa。

与苏里格气田相比,靖边气田上古气藏气井生产压力 1.3~6.0 MPa,集气站出站压力不大于 5.8 MPa,天然气净化厂进厂压力为 4.9~5.4 MPa,集气站到净化厂系统设计压力按 6.3 MPa 考虑,要求压缩机设计压力至少为 6.3 MPa,故对压缩机各种参数、材质、运行指标等均有更高要求。

2.2.4 启动气及燃料气含硫

启动气及燃料气均为含硫原料天然气,腐蚀性较强,启动气及燃料气系统材质要求高,结构复杂。

2.3 压缩机压比调节

由上可知,由于集输系统工艺参数在变化,故要求压缩机组配置具有很强的工况调节能力,上、下古气藏合采采用的燃气发动机驱动往复压缩机机组工况调节可以采取三种措施:

a)在排气压力一定的情况下,通过调节进气压力和排气量进行工况自调节;

b)在进气压力和排气压力一定的情况下,可通过调节余隙和转速进行工况调节。调节余隙时,增压气量在额定进气量基础上减少 10%~15%。调节转速时,压缩机组转速在额定转速 60%~100% 范围内运行;

c)考虑到气井生产的不确定性,若生产气量在一定时期内处于较低的状态,可采用将机组双作用运行切换为单作用运行,以适应不同工况要求。气量在额定进气量基础上可减少 50%。此方法操作简单,对技术人员要求较低,只需将进气阀和排气阀关闭即可。但此方法仅适用于气量在一定时期内处于稳定范围内,不适宜频繁切换。否则,会造成机组频繁开停机,影响机组寿命。

2.4 在靖边气田集输系统采用压缩机降噪工艺

由于上、下古气藏合采集气站周边人口密集,而压缩机组产生的噪声具有频带宽,低频声强,总声级高等特性,为避免影响到站内工作人员及周边群众身心健康,符合环保部门对压缩机组噪声排放提出的严格要求,故对上、下古气藏合采集气站压缩机采取了降噪措施。

根据声学原理,分析了压缩机组运行过程中的噪声产生原因和特点,在压缩机组场地设置版封闭式降噪厂房,厂房采用内吸式吸隔声屏障、隔声门、隔声窗、排烟消声围护、大型阻性片式消声器等结构组成,根据已实施的上、下古合采集气站实测结果,效果良好。

2.5 井口湿气带液计量

根据上古气藏气井井数多、产量低、不确定性带水含油和生产压力下降快的特点,前期选用旋进旋涡流量计对单井湿气进行连续带液计量,但产生涡流的转子容易在井口被沙粒损坏。通过流量计现场比对试验,改用简易孔板流量计对单井湿气进行计量,价格便宜,无可动部件,耐用性、适应性强,信号稳定。

2.6 气井采出气体中低压串接

由于靖边气田上古气藏井数多、井距小,为简化

单井集气系统,借鉴苏里格气田集输工艺技术,采气管线采用中低压串接技术^[5],通过采气管线把相邻的几口气井采出气串接到采气干管,单井来气在采气干管中汇合后集中进入集气站。

采气井口至井口高低压紧急切断阀段管线,最高运行压力为关井压力(25 MPa),此段的管线按 25 MPa 设计。考虑夏季不增压运行,运行压力为 6.0 MPa,采气管线设计压力选用 6.3 MPa。这种串接方式优化了管网布置,缩短了采气管线长度,增加了集气站辖井数量,降低了管网投资,提高了采气管网对气田滚动扩边的适应性。

2.7 集气站常温分离、中低压湿气输送

采气干管来气进站压力为 1.0 MPa,在集气站总机关汇合,经常温分离、增压、计量后与下古气藏气混合外输,待后期靖边气田上古气藏规模性开发时再调往苏里格气田。

由于此时采用井下节流技术,井口压力为 1.3 MPa 时,井口采出气不加热,采气管线不保温、不注醇,采气管线埋设于冰冻线以下,这样保证了井口和采气管线中不生成水合物,井口达到无人值守。

夏季地温较高时,也可将压力提高至 6.0 MPa 运行,后期调往苏里格气田时只需提高至 3.5 MPa,可充分利用气井压力,停止压缩机运行,节省运行费用。

2.8 集中处理

为了满足天然气外输质量和压力要求,前期上古气藏气与下古气藏气混合去靖边气田净化厂集中处理。含硫天然气进入集配气总站,经重力沉降和过滤

分离除去所携带机械杂质和游离水后,进入净化厂脱硫脱碳装置,湿净化气除去携带的液滴后进入脱水装置,干净化气即为商品气,经集配气总站贸易计量后去输气管线外输。

后期苏东南区块上古气藏规模性开发后,靖边气田上古气藏气统一调往苏里格气田处理厂集中处理。此时,集气干线来气进入处理厂预分离器,对原料气进行气液分离,然后再由 2.5 MPa 增压至 5.6 MPa。增压后的天然气先经空冷器冷却,再在进入预冷换热器(冷箱)时注入甲醇,经丙烷蒸发器进一步降温后进入低温分离器脱油脱水,最后进入聚结分离器进行精细分离,以确保外输气的水、烃露点符合要求。由低温分离器分出的气体(冷干气)进入原料气预冷器与原料气换热,复热后的干气在 5.2 MPa 下外输。

参考文献:

- [1] 李时宣. 长庆靖边气田地面建设技术[J]. 油气田地面工程, 2004, 23(4): 1-3.
- [2] 王春瑶, 刘 颖. 气田集输工艺的选择[J]. 天然气与石油, 2006, 24(5): 25-27.
- [3] 陈汝培, 余汉成. 井下节流工艺在低渗透气田的应用[J]. 天然气与石油, 2009, 27(2): 2-4.
- [4] 刘 伟, 王登海, 杨 光, 等. 苏里格气田天然气集输工艺技术的优化创新[J]. 天然气工业, 2007, 27(4): 139-141.
- [5] 杨 光, 刘 伟, 王登海, 等. 苏里格气田单井采气管网串接技术[J]. 天然气工业, 2007, 27(12): 128-129.

页岩气田开发步入快车道

页岩气是一种极具开发价值的新能源,占三种非常规天然气(煤层气、致密砂岩气、页岩气)总资源量的 50% 左右。据了解,我国页岩气资源量达 $100 \times 10^{12} \text{ m}^3$,可采储量 $26 \times 10^{12} \text{ m}^3$,与美国相当,未来开发利用具有广阔的前景,将成为常规天然气资源的重要补充。

鉴于页岩气开发的重要战略意义,壳牌和中石油于 2009 年 11 月 11 日签订协议在四川西南部地区的富顺-永川区块联合开发页岩气项目,并于 2010 年 12 月打下第一口井。本工程设计任务由中国石油集团工

程设计有限责任公司西南分公司承担,目前项目进展顺利,2011 年 6 月完成前期设计工作,为该项目下步展开具体实施做好技术准备。

页岩气可接替部分常规天然气,缓解我国能源压力,作为我国页岩气开发具有标志意义的富顺项目的实施,标志我国页岩气开发已经进入发展的快车道,虽任重道远,但是前景光明且势在必行。

(杨 静 黄 静 供稿)

OIL AND GAS TRANSPORTATION AND STORAGE

Study on Civil Natural Gas Load Prediction in Shengli Oil Field

Jiang Wenming, Liu Fan, Cao Xuewen (College of Pipeline and Civil Engineering, China University of Petroleum, Qingdao, Shandong, 266555, China)

Li Guosen, Liu Jidong (Oil and Gas Gathering and Transportation Factory of Shengli Oil Field, Dongying, Shandong, 257000, China) **NGO, 2011, 29 (3):1-3**

ABSTRACT: Civil natural gas load in Shengli Oil Field is uneven and changes along with different areas, different time in one day and different months in one year, which brings a lot of troubles to local gas transportation and distribution system. Exponential Smoothing Method is introduced to predict civil natural gas load in the future in order to solve those troubles. Posterior Variance Test Method is adopted to test the prediction results and it is found that accuracy standard of results from linear mode is grade 1 and accuracy standard of results from secondary curve mode is grade 2. The right mode may be selected according to accuracy demand in actual situations.

KEYWORDS: Shengli Oil Field; Natural gas load; Prediction; Exponential smoothing

Suggestions on Revision of Codes, Standards and Specifications Followed in Gas Pipeline Engineering Design

Zhang Lei, Yang Shuo, Zhang Shenyuan (China Petroleum Engineering Co., Ltd. Southwest Company, Chengdu, Sichuan, 610017, China)

Yue Liangwe (PetroChina Tarim Oil Field Company, Korle, Xinjiang, 841000, China) **NGO, 2011, 29 (3):4-6**

ABSTRACT: In recent years, China's natural gas industry is developing rapidly, a lot of large-scale gas pipeline systems have been built and put into operation and construction of many large-scale gas pipelines is under implementation or plan. Most of these large-scale gas pipelines pass through areas with very complex topography, landforms and geological conditions. Current codes, standards and specifications followed in construction periods of the large-scale gas pipelines can not meet actual requirements and it is very necessary to revise relative codes, standards and specifications. In combination with relative parameters in codes, standards and specifications followed in large-scale gas pipeline construction, comments and suggestions on their revision are put forward, which have some reference values.

KEYWORDS: Gas pipeline; Design standard; Suggestion

Surface Gathering and Transportation Techniques for Upper and Lower Paleozoic Gas Reservoir in Jingbian Gas Field

Xu Guangjun, Zhou Yanjie, Chi Kun, Wei Wei, Wang Yudong (Xi'an Changqing Technology Engineering Co., Ltd. Xi'an, Shaanxi, 710021, China) **NGO, 2011, 29 (3):7-10**

ABSTRACT: Gas reservoirs and production capacity of Jingbian Gas Field have damped rapidly after its development of over a decade. In order to ensure its steady output and production scale, studied and test was a surface gathering and transportation technology of commingled production for upper and lower Paleozoic gas reservoirs. The technology, including downhole throttling, series connection for single wells with low or middle pressure, no wellhead methanol injection and higher pressure ratio pressurization in gas gathering station, has realized low or middle pressure gas gathering and significantly reduced the degree of technical difficulties, operation pressure of surface system and surface construction investment. Meanwhile, its test and implementation will provide a brand new method and relevant technical support not only for ensuring steady production capacity of Jingbian Gas Field, but also for planning of the upper and lower Paleozoic gas reservoirs of $20 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ and $10 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ in southeast Sulige separately.

KEYWORDS: Jingbian Gas Field; Upper and lower Paleozoic gas reservoirs; Natural gas; Commingled production; Gas gathering and transportation

Prediction on Gas Hydrate Formation in Gas Filled Flow Lines

Liang Yuru, Zhang Shuqin (Yanchang Petroleum Group Co., Ltd. Research Institute, Xi'an, Shaanxi, 710075, Chi-