

# 长庆气区开发模式及地面配套工艺技术

徐勇<sup>1</sup> 穆谦益<sup>1</sup> 杨亚聪<sup>1</sup> 焦廷奎<sup>2</sup>

1. 中国石油长庆油田公司油气工艺研究院低渗透油气田勘探开发国家工程实验室 2. 中国石油长庆油田公司采气二厂

徐勇等. 长庆气区开发模式及地面配套工艺技术. 天然气工业, 2010, 30(2): 102-105.

**摘要** 长庆气区包括靖边气田、榆林气田及苏里格气田, 属低渗透率、低丰度、中低产、大面积复合连片整装气区, 开发难度较大。为此, 结合不同区块的地质特性、气质特点及试采情况, 遵循安全、高效、简单、先进、实用的原则, 探索出适合长庆气区不同区块特点的3大开发工艺模式(靖边模式、榆林模式、苏里格模式)及12项地面配套工艺技术(多井高压集气、多井高压集中注醇、多井集中加热节流、周期性间歇计量、小型橇装脱水、低温高效聚结分离、小型高效设备应用、井下节流、井口湿气带液计量、常温分离中低压湿气输送、二级增压和气田数字化管理工艺技术), 提高了地面建设水平, 简化了工艺流程, 降低了工程投资。10多年的生产运行证明: 上述12项地面配套工艺技术经济、可靠, 保障了长庆气区的经济高效开发, 是同类气藏开发工艺设计借鉴的典范。

**关键词** 长庆气区 低渗透率 低丰度 中低产 开发模式 地面工艺 配套技术 评价

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2010.02.027

长庆气区位于鄂尔多斯盆地中部, 地跨陕西和内蒙古两省区, 包括靖边气田、榆林气田及苏里格气田等, 属低渗透率、低丰度、中低产、大面积复合连片整装气区。气区开发建设以提高经济效益和社会效益为核心, 通过采用国内外先进的工艺技术和新的管理体制, 对气区地面建设进行总体规划, 以降低工程造价和运行费用、简化工艺流程为突破口, 结合长庆气区不同区块的地质特点, 立足自主创新, 大力推进科技进步, 不断探索、总结、完善、集成、创新, 对地面建设工艺进行了深化和研究, 逐步形成了适合不同区块开发的3大工艺模式及12项地面配套工艺技术。

## 1 长庆气区开发三大工艺模式

### 1.1 靖边模式

靖边气田是长庆气区最早投入开发的区块, 借鉴国内外气田开发工艺模式, 从“集气半径、集输管网、净化工艺、管材选择”等多方面进行优化, 形成了以“三多、三简、两小、四集中”为代表的靖边气田地面集输工艺——靖边模式: 多井高压集气、多井注醇、多井加热; 简化井口、简化布站、简化计量; 小型橇装脱水、小型发电; 集中净化、集中甲醇回收、集中监控、集中污水处理。其工艺流程如图1所示。

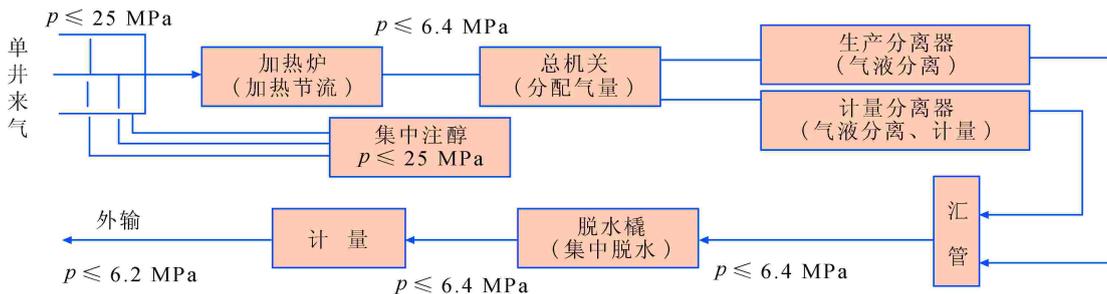


图1 靖边模式气田地面工艺流程图

### 1.2 榆林模式

榆林气田采取边勘探边开发原则,为适应产能建设滚动开发的特点,在借鉴靖边模式的基础上,提出了

“进一步减少集气站数量、简化地面系统”的建设思路,形成了以“节流制冷、低温分离、高效聚结、小站脱烃”为特点的地面集输工艺——榆林模式(图 2)<sup>[1]</sup>。

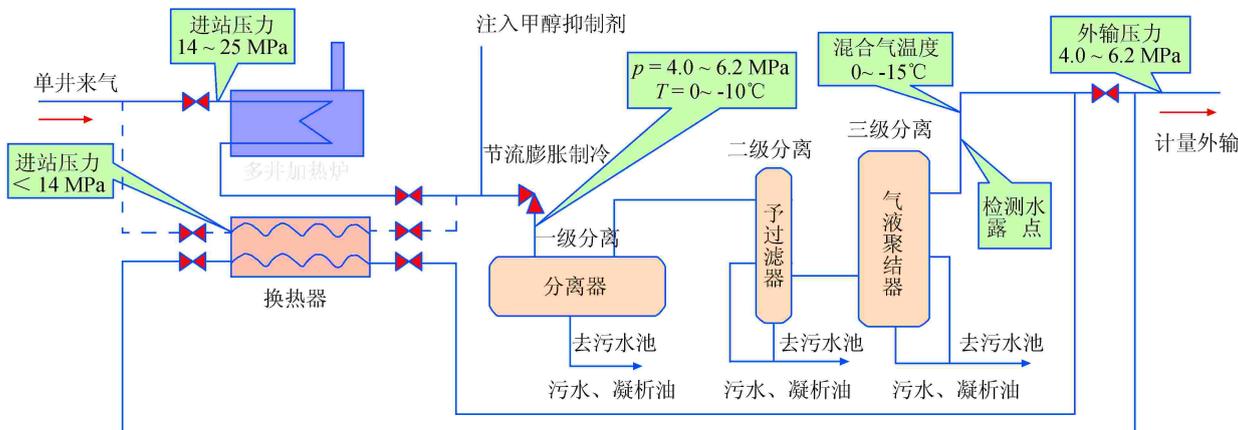


图 2 榆林模式气田地面工艺流程图

### 1.3 苏里格模式

苏里格气田前期试采显示气井高压稳产时间短,中低压稳产期长,气田最终采收率低。如何经济有效地开发成为苏里格气田开发的关键。在借鉴靖边、榆

林模式的基础上集成创新形成了以“井下节流、井口不加热、不注醇、中低压集气、带液计量、井间串接、常温分离、二级增压、集中处理”为主体的苏里格“三低”气藏“中低压开发集输工艺”——苏里格模式<sup>[2-4]</sup>(图 3)。

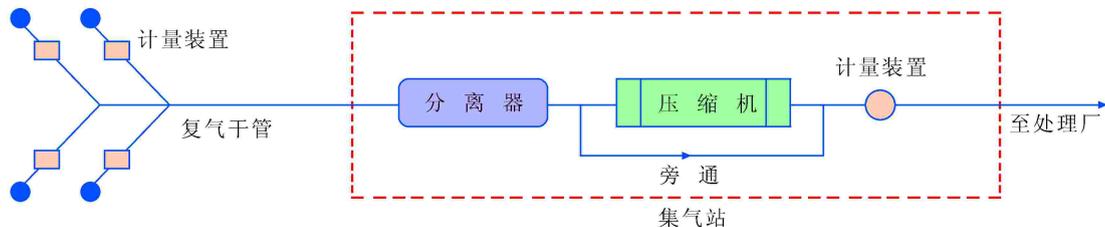


图 3 苏里格模式气田地面工艺流程图

## 2 十二项地面配套工艺技术

### 2.1 多井高压集气工艺

传统多井集气工艺比较复杂,为了节流降压,多在井口建加热设施以防止形成天然气水合物。长庆气区为尽量减少井口设施,采用多井高压集气工艺,高压气流经采气管线直接输送到集气站集中加热。多井高压集气工艺是一项综合配套技术,技术关键是选择合理的集气半径、管线规格和站场所辖的井数,长庆气区集气半径一般控制在 6 km 以内。

采用多井高压集气工艺可最大限度地简化井口,井口无需维护,主要设施全部集中到了集气站,井口不再需要供电、供水、通信、自控等辅助系统。

### 2.2 多井高压集中注醇工艺

长庆气区采用甲醇作为天然气水合物抑制剂。高压集气管线易形成天然气水合物,为防治天然气水合物,需从井口注入甲醇。长庆气区采用与采气管线同沟敷设的注醇管线向气井油管、套管或采气管线注入防冻剂甲醇。

多井高压集中注醇工艺是实现高压集气和二级布站的关键技术,生产实践表明,其工艺运行可靠,能有效简化井口,使设备集中,便于管理。

### 2.3 多井集中加热节流工艺

降压常伴随着急剧的温降,高压天然气进入集气站后,需要节流降压以满足集输系统要求,为防止降压过程中生成天然气水合物,集气现场采用水套加热炉

加热,以提高节流前的气流温度。为减少站内设备及提高热效率,长庆气区采用了多井式加热炉,可同时实现1~8口井共同加热。

多井加热节流是多井高压集气工艺的有效补充,既满足开发工艺要求,又减少了站内设备数量,是提高设备利用率的有效手段。

## 2.4 周期性间歇计量工艺

气井产量是进行地质分析的重要依据<sup>[5-6]</sup>,长庆气区根据储层低渗透、单井产量稳定的特点,在集气站内设生产分离器和计量分离器,单井产量采用轮换间歇计量,打破了气井连续计量的常规。间歇计量就是单井产气量采用周期性轮换的方式计量,计量分离器配合孔板流量计用于单井产量计量,不计量的气井进生产分离器。

周期性间歇计量工艺减少了大量的计量装置和仪表,简化了集气站工艺流程,降低了投资。几年来的运行表明长庆气区气井生产稳定,采用间歇计量工艺完全满足资料录取要求。

## 2.5 小型橇装脱水工艺

集气站脱水是长庆气区的特色。集气站脱水的目的是为了减缓集气管线的腐蚀。长庆气区集气站脱水采用的是橇装三甘醇脱水装置,三甘醇脱水具有吸湿性好、蒸汽压低、露点降大、操作平稳可靠等优点。橇装化脱水装置加热、脱水、溶剂再生、计量一体化,不需外接电源,适合长庆气区比较恶劣的自然环境。

小型橇装脱水装置具有建设速度快、自动化控制程度高、不需要外界动力、投资低、运行维护和管理方便的特点,简化了工艺流程,缩小了配套系统规模,脱水后的天然气水露点可降到 $-10\sim-13\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,集气干线无凝析液析出,延长了集气干线的使用寿命<sup>[7]</sup>。

## 2.6 低温高效聚结分离工艺技术

榆林气田开发在充分借鉴靖边模式的基础上,根据榆林气田上古气藏含凝析油的特点,采用节流膨胀制冷低温分离工艺技术来脱水脱烃。集气站应用强制旋流气液分离器加上气液聚结分离的两段式分离工艺,气液聚结聚结分为前置预过滤和聚结过滤两部分,通过高效聚结分离器中的纤维介质,对亚微米的液滴进行高效聚结分离<sup>[8]</sup>。低温高效聚结分离工艺技术集气站外输天然气水露点在 $-8\sim 13\text{ }^{\circ}\text{C}$ 之间,满足国家二类气质要求。

使用高效聚结分离工艺技术在脱除水的同时,也脱除了凝析油,简化了天然气的净化处理工艺,出口天

然气满足外输气质量标准,节约了一次投资费用。

## 2.7 小型高效设备应用技术

1)为保证低温分离效果,防止集气站内发生天然气水合物堵塞,开发了小型甲醇雾化装置,使甲醇与气流充分混合,增强对天然气水合物的抑制效果,降低甲醇消耗量。

2)采用强制旋流气液分离器进行气液分离,与重力分离器相比分离效率提高了10%左右。

3)应用疏水阀排液,有效解决了电动球阀自动排液系统故障率高、运行费用高的问题。

小型高效设备的选用,为长庆气区各区块工艺模式的形成提供了技术支撑,在气田的生产过程中发挥着重要的作用。

## 2.8 井下节流工艺技术

井下节流工艺不仅是高压气田防止天然气水合物生成、排出井筒积液的有效手段,更是简化地面工艺、实现中低压集气模式的技术关键<sup>[9]</sup>。试采资料显示苏里格气田具有高压稳产期短、中低压稳产期长的特点,在总结、摸索的基础上,应用井下节流降压工艺技术,开发了苏里格气田开发初期中低压集气模式。

苏里格气田井下节流降压工艺技术使地面建设投资降低50%;以井下节流技术为基础的地面工艺简化优化工作取得重大突破,成为苏里格气田经济有效开发的关键和核心。

## 2.9 井口湿气带液计量工艺技术

苏里格气田井数多、产量低,气井具有不确定性带水含油和生产压力下降快的特点,通过大量的流量计现场比对试验,选用旋进旋涡流量计对单井气量进行连续带液计量。流量计工作压力4.0 MPa,流量计量范围 $(0.6\sim 9.0)\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ ,可显示瞬时工况流量和累计工况流量。

井口湿气带液计量工艺技术,简化了苏里格气田开发地面工艺,单井气量计量误差小于10%,满足气田开发计量规范要求。

## 2.10 常温分离中低压湿气输送工艺

苏里格气田开发单井不加热、不注醇,经井下节流,井口在线湿气计量后进入采气干管,输送至集气站经过常温气液分离后增压至3.5 MPa,湿气输送至处理厂集中脱水脱烃后增压外输。夏季运行时充分利用气井压力,停止压缩机运行,节省运行费用。

中、低压湿气输送工艺将气田地层能量与开发条件、自然环境相结合,不同的季节采用不同的分离输送

工艺,保证气田低成本开发。

### 2.11 二级增压工艺技术

增压是低压气田开发的核心技术。为优化气田地面压力系统,合理分配增压压比,根据技术研究和方案对比,创新形成了集气站、处理厂“两地两级”增压方式。

二级增压降低了采气管线的运行压力,提高了气井的生产时率,降低了管网建设投资,提高了管线运行的安全性。

### 2.12 气田数字化管理技术

为达到“提高管理水平、精简组织机构、减轻劳动强度、降低操作成本”的目的,开发了数字化气田生产管理系统。该系统由数据传输系统、远程开关井系统、自动配产与动态预测系统、生产管理系统4部分组成。苏里格气田生产过程实现了数据自动采集、方案自动生成、运行自动控制、异常自动报警、单井电子巡井六大功能<sup>[10]</sup>。

#### 2.12.1 井口数据无线远传技术

井口数据无线远传技术是利用数传电台,采用无线远传的方式,把井口油压、套压、流量计流量、温度、压力等数据传至集气站工控机,实现对气井生产的实时监控。井口数据无线传输系统设备主要包括:压力变送器、流量计、RTU。井口数据远传减少了常规人工巡井频率,实现了井口数据采集及管理自动化,为气井的安全监控、实时监测并获取连续生产数据提供了有效手段。

#### 2.12.2 远程控制开关井技术

为提升气田的自动化、数字化管理水平,气井井口采用了高低压紧急截断阀,确保了中压集气采气管线的安全运行,避免管线超压和泄漏事故的发生。同时,紧急截断阀能实现远程控制开、关井操作,奠定了建设“数字化气田”的基础。远程开关井技术具有不受外界因素影响,实现机械式井口超/欠压自动截断,可靠性强,可随时远程控制开关井的优点。

数字化管理系统的应用,保障了气田生产运行安全,有利于指导气井合理生产,是节省投资、降低成本、优化用工、提高生产效益的有效手段。

## 3 结论

1)靖边气田是长庆气区最早投入开发的区块,多井高压集气、多井集中注醇、多井加热节流、间歇计量及甲醇、污水集中回收处理等配套技术,降低了气田的

建设投资;结合靖边气田产地层水、 $H_2S$ 含量较高的特点,采用小站脱水工艺,使集输管线中不含游离水,降低了 $H_2S$ 的腐蚀效率。

2)结合榆林气田无边底水、高产凝析油的特点,在发展靖边模式工艺的基础上采用节流制冷低温分离工艺和高效聚结分离工艺,应用小型高效设备,可有效脱除天然气中的凝析油和饱和水。

3)苏里格气田属典型的“三低”气藏,常规开发基本无经济效益可言。在总结靖边、榆林气田开发模式的基础上,运用井下节流、湿气带液计量、常温分离中低压湿气输送、二级增压及数字化管理等配套工艺技术,逐步形成苏里格气田开发工艺模式,创造了“三低”气藏开发的典范。

4)结合气田地质条件,围绕气田流体性质,在试采的基础上总结形成的长庆气区3大开发工艺模式及12项地面配套工艺技术,具有针对性、有效性和实用性,较好地解决了气田开发的关键问题,对国内外相似气田的开发有借鉴作用。

### 参 考 文 献

- [1] 苏欣,李瑜,章磊.低压油气轻烃回收方案比选[J].石油与天然气化工,2008,37(3):186-190.
- [2] 毛美丽.苏里格气田开发模式及经济效益评价[J].天然气经济,2006(5):60-63.
- [3] 王红霞,陶永,杨艳,等.沁水盆地煤层气田与苏里格气田的集输工艺对比[J].天然气工业,2009,29(11):104-108.
- [4] 王红霞,刘祎,王登海,等.沁水盆地煤层气地面工艺技术[J].天然气工业,2008,28(3):109-110.
- [5] 金忠臣,杨川东,张守良,等.采气工程[M].北京:石油工业出版社,2004.
- [6] 杨继盛.采气工艺基础[M].北京:石油工业出版社,1992.
- [7] 周玉荣,张成虎,薛永强,等.榆林气田含油含醇污水预处理工艺发行效果评价[J].天然气工业,2008,28(2):139-141.
- [8] 李莲明,杜双都,余浩杰,等.气液聚结器在天然气低温分离工艺中的应用[J].天然气与石油,2002,20(3):42-44.
- [9] 吴革生,王效明,韩东,等.井下节流技术在长庆气田试验研究及应用[J].天然气工业,2005,25(4):65-67.
- [10] 吴庆伦,郑忠云,舒玉春.大型气田地面系统一体化控制方案可行性分析[J].石油与天然气化工,2008,37(5):448-452.

(修改回稿日期 2009-11-05 编辑 何明)