

苏里格气田南区块天然气集输工艺技术

刘银春¹ 王莉华¹ 李卫¹ 陈虹¹ 刘伟² 郑欣¹

1. 中国石油西安长庆科技工程有限责任公司 2. 中国石油长庆油田公司第五采气厂

刘银春等. 苏里格气田南区块天然气集输工艺技术. 天然气工业, 2012, 32(6): 69-72.

摘 要 鄂尔多斯盆地苏里格气田南区块单井控制储量小、稳产期短、非均质性强, 属于典型的低渗透致密岩性气藏。针对该区块的地质特征和特殊的开发方式(采用井间与区块相结合的接替方式开发), 采用了以下天然气集输工艺: ①井下节流、井丛集中注醇的天然气水合物抑制工艺; ②管道不保温; ③中压集气; ④井口带液连续计量; ⑤常温分离; ⑥两次增压; ⑦气液分输; ⑧集中处理。形成了“中压集气、井口双截断保护、气井移动计量测试、气液分输、湿气交接计量”等一系列工艺技术, 有效降低了地面工程的投资成本, 提高了气田开发项目的经济效益, 对类似气田的开发建设具有借鉴意义。

关键词 苏里格气田南区块 天然气集输 工艺技术 中压集气 井口双截断保护 气液分输 湿气交接计量

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2012.06.017

1 气田概况

苏里格气田南区块(以下简称南区块)位于鄂尔多斯盆地苏里格气田南部, 地处内蒙古自治区乌审旗、鄂托克前旗和陕西省定边县境内, 是中国石油天然气集团公司(以下简称中国石油)与法国道达尔公司共同开发的国际合作区。

南区块单井控制储量小、稳产期短、非均质性强, 属于典型的低渗透致密岩性气藏, 具有以下地质特征和开发建设难点。

1) 气田初期生产压力高达 22 MPa, 但压力下降快^[1]。

2) 井流体中含少量重烃, 不含 H₂S, 微含 CO₂, 需采用脱油脱水天然气净化工艺^[1]。

3) 单井稳压生产能力较强, 可以较长时间利用地层压力采用定压放产的方式生产, 在超过 5.0 MPa 的井口压力下生产了 4 年, 其后在 2.5 MPa 以下的井口压力下生产, 而未采用苏里格气田其他区块定产量稳产的生产方式。

4) 单井初期配产高, 最高配产量为 10×10⁴ m³/d, 平均配产量为 3×10⁴ m³/d, 为苏里格气田其他区块单井配产量的 2~3 倍。

5) 单井产量下降快, 生产 1 年后, 产量下降了一半。

6) 全部采用 9 井式井丛开发, 后期约一半的井丛需要加密到 18 井, 地面井场数量较苏里格气田其他区块大幅度减少。

7) 采用井间与区块相结合的接替方式开发, 地面集输系统庞大, 投资高。

如何根据南区块的地质特征和特殊的开发方式, 充分借鉴苏里格气田其他区块和道达尔公司的开发经验, 创建一套全新的地面集输工艺, 降低工程投资成本, 提高气田开发项目的经济效益, 已成为开发建设这一国内首个中国石油作为作业者的国际合作项目的首要任务。

2 地面集输工艺

2.1 总体布局

南区块规划建设产能为 30×10⁸ m³/a, 最大集气量为 958×10⁴ m³/d, 集气干线输气能力为 1 000×10⁴ m³/d。建集气站 4 座, 集气站总规模为 1 350×10⁴ m³/d。当井口压力降至 2.5 MPa 时, 在集气站设置压缩机组, 区块最大增压气量为 466×10⁴ m³/d, 设计增压能力为 500×10⁴ m³/d。原料气通过集气干线输往与苏里格气田其他区块共用的天然气处理厂处理。

2.2 压力级制

南区块与苏里格气田其他区块共用天然气处理厂,区块压力级制与其他区块基本一致(图1),即井口截断阀及上游设计压力为25.0 MPa。井口截断阀下游、采气管线设计压力为6.3 MPa。集气站设计压力为4.5 MPa,集气干线、集气支线设计压力为4.5 MPa,注醇管线设计压力为8.0 MPa。

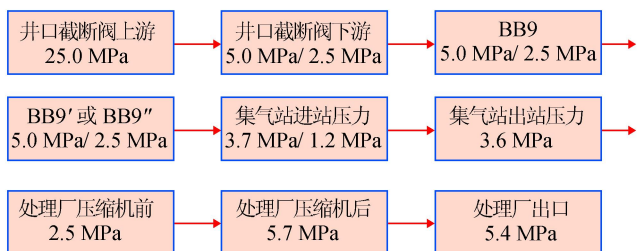


图1 苏里格气田南区块压力系统示意图

注:图中“/”前后指两套生产压力系数

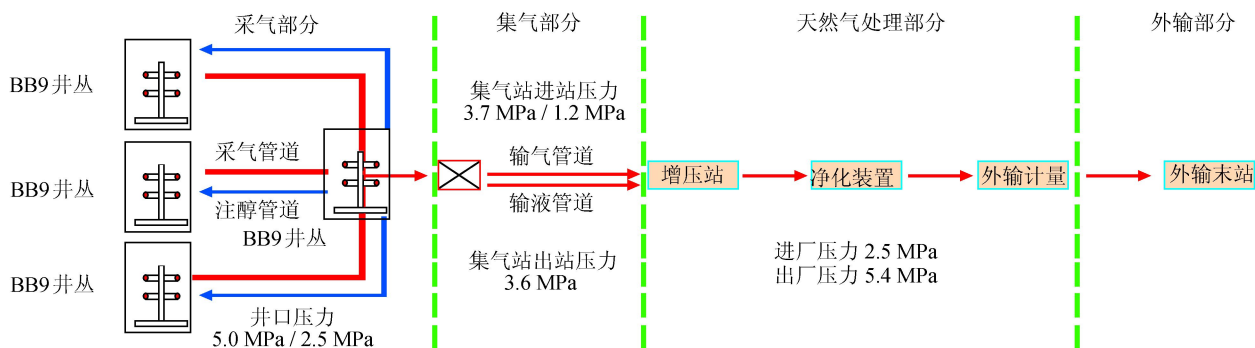


图2 苏里格气田南区块集输总工艺流程示意图

天然气汇集后,与附近3座或2座BB9井丛输来的原料气汇合后输至本区块集气站。

集气站通过放射状的采气干管汇集本站所辖的BB9'或BB9''井丛来气。前期不增压,原料气在集气站经过气液分离后,经集气干线湿气输送至天然气处理厂进行处理。当井口压力降至2.5 MPa时,经分离的原料气通过压缩机增压后与集气站中压气汇合,湿气输送至天然气处理厂进行处理。分离出来的气田采出水通过与集气管线同沟敷设的管道输送至天然气处理厂进行处理。

在BB9'或BB9''井丛设置甲醇储罐、注醇泵,将甲醇用罐车拉运至BB9'或BB9''井丛,通过与BB9~BB9'或BB9''采气管线同沟敷设的甲醇管道注入BB9井丛。

3 地面集输工艺的主要特点

3.1 基于丛式井的中压集气工艺

南区块采用了中压集气工艺,BB9气井通过井下

2.3 总体集输方案

南区块全采用9井式井丛开发,包括BB9、BB9'、BB9''3种井丛类型。南区块开发所采用的9井式井丛称为BB9;由另外3座BB9井丛连接到1个BB9井丛,这个汇集井丛组称为BB9';由另外2座BB9井丛连接到1个BB9井丛,这个汇集井丛组称为BB9''。

区块集输总工艺为(图2):①井下节流,在BB9'或BB9''井丛集中注醇;②中压集气;③所有BB9'或BB9''井丛单独敷设集气管道,放射状接至临近集气站的多井集气管网;④集气站、天然气处理厂两次增压、气液分离;⑤集中处理。

BB9的单井原料气经井下节流后,通过孔板流量计连续计量,与该井丛另外8口气井的天然气汇集后输至BB9'或BB9''井丛。

BB9'或BB9''井丛9口气井原料气经井下节流后,通过孔板流量计连续计量,与该井丛另外8口气井的

节流器把井口压力降到5.0 MPa,通过采气支管输往BB9'或BB9'';BB9'或BB9''将周边2~3座BB9丛式井组汇集后通过采气干管输送至集气站,在集气站进行气液分离后,再输往天然气处理厂进行处理;集气站前期不增压,当井口压力下降到2.5 MPa时再增压。沿采气支管同沟敷设注醇管线,通过注醇泵从BB9'或BB9''井丛向各BB9井组注醇,使天然气在输送过程中不至于形成天然气水合物,确保气田平稳运行^[2]。

与苏里格气田推广的中低压集气方法相比,中压集气工艺的特征是:①井场全为9井式井丛;②在BB9'或BB9''井丛设有注醇系统,向本井组和周边所属的BB9井丛注入甲醇以防止生成天然气水合物;③每个BB9井丛单独敷设采气支管至BB9'或BB9''井丛;④每座BB9'或BB9''井丛单独敷设采气干管至集气站;⑤集气站前期不设置压缩机,直接利用地层压力将原料天然气输送至天然气处理厂;到生产末期,气田仍然存在5.0 MPa和2.5 MPa这2种井口生产压力,所以

气田建设产能规模为 $30 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$, 而实际最大增压规模约为 $15 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$, 占总建设产能规模的一半。

井下节流工艺具有以下优点: ①充分利用了地层能量; ②降低了天然气水合物堵塞井筒的几率, 提高了携液能力; ③降低了管线运行压力, 保护了储层; ④与高压集气工艺相比, 大幅度降低了甲醇的注入量, 可以根据生产工况调整甲醇的注入量, 夏季温度高时可以不注入甲醇, 工况适应能力强, 提高了气田平稳生产的能力; ⑤注醇压力由高压降为中压, 减小了甲醇泵的功率; ⑥降低了注醇管线的设计压力和壁厚。

井口注醇工艺具有以下优点: ①确保了天然气在输送中不形成天然气水合物, 使气田在中压下稳定运行, 避免了集气站提前设置压缩机; ②采气管线可中压运行, 相同管径的输气能力增加了 2~3 倍, 降低了采气管线的投资成本。

南区块采用的井下节流和井丛集中注甲醇相结合的中压集气工艺相对于高压集气工艺来说, 工艺简单且成本低; 相对于低压集气工艺来说, 集气站前期不设置压缩机, 后期区块增压规模仅为整体建设规模的一半, 减少了工程投资, 降低了运行、管理成本。

3.2 采气井口双截断保护技术

在采气井口除设置苏里格气田已经广泛运用的高低压紧急截断阀之外, 还在采气树上设置了液压控制阀。2 台截断阀均具有超压、失压自动截断的功能, 也可以远程关闭, 避免因井口超压而破坏下游管线, 同时可有效避免管线泄漏造成的事故。

3.3 气井计量测试工艺

在气田的开发过程中, 需要对生产气井的产气量、产水量、产油量进行准确、及时的计量, 以掌握气藏状况, 准确分析气井的动态, 了解气层及井筒的特性。这对预测气井产能、指导气田开发、制订生产方案具有重要意义^[3]。

南区块采用了丛式气井的计量测试工艺, 在井丛出口管线上设置气井测试阀, 配置一定数量的三相计量测试车, 该测试车可将天然气进行油、气、水三相分离, 并分别计量, 得到气井准确的生产数据。测试时将需要测试的气井采气树顶部的测试阀与测试车进口相连, 测试车出口与井丛出口的测试阀相连, 实现气井不关井测试, 测试时不影响其他气井的正常生产, 提高了气井的生产时率和生产效率, 简化了气井测试的程序, 降低了测试工作的工作强度。测试后的气、水、油接入原流程, 避免了液体拉运和气体放空, 既保护了环境, 又节能降耗。

3.4 数字化集气站技术

南区块采用了在苏里格气田已经推广运用的数字化集气站技术, 采用“实时动态检测技术、多级远程关断技术、远程自动排液技术、紧急安全放空技术、关键设备自启停技术、全程网络监视技术、智能安防监控技术、报表自动生成技术”等 8 项关键技术, 实现控制中心对数字化集气站的集中监视和控制^[4]。控制中心实现“集中监视、事故报警、人工确认、远程操作、应急处理”, 集气站实现“站场定期巡检, 运行远程监控、事故紧急关断、故障人工排除”, 提高了气田管理水平, 适应大气田建设、管理的需要。

3.5 集气站气液分输工艺

根据预测, 达产时南区块每天采出水的水量介于 $400 \sim 500 \text{ m}^3$, 由于产水量大, 且集中分布在 4 座集气站内, 通过与集气支线、干线同沟敷设的采出水输送管道, 将其分输到天然气处理厂进行处理。

该工艺与汽车拉运相比运行费用低, 运行管理方便, 输送不受外部条件的影响, 减少了车辆运输的安全风险; 与气液混输相比, 减少了管道的摩阻损失, 减小了天然气处理厂的压缩机装机功率, 降低了能耗。

3.6 天然气处理厂湿气交接计量工艺

南区块与气田其他区块共用天然气处理厂, 需要进行天然气的贸易交接计量, 因厂内设置的脱油、脱水、增压等工艺装置均为共用, 只能在处理前对原料气进行湿气计量。

采用湿气计量交接工艺能有效解决商品天然气的计量、分配问题^[5]。天然气的计量、分配按照“计量原料气、分配商品气”的原则进行(图 3), 根据计量出的原料气(图 3 中的 A 和 B)的比例分配计量出的商品气(图 3 中的 C)。即在天然气处理厂集气区分别就南区块和苏里格气田其他区块来气设置预分离器, 经过相同的分离后采用高级孔板计量仪计量各自原料气的气量, 设置全组分分析仪来进行组分分析; 混合后的原料

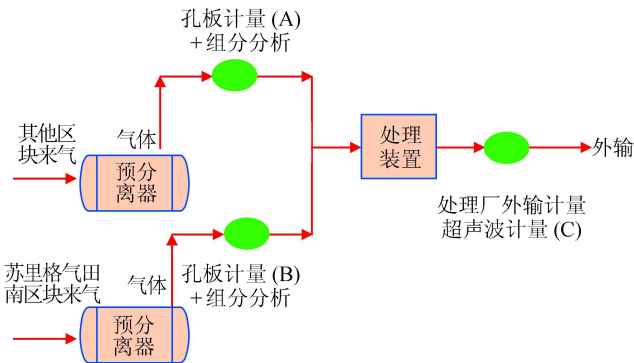


图 3 湿气交接计量示意图

气经脱油、脱水、增压后外输,在外输出口进行商品气的计量和组分分析,根据集气区原料气的比例进行商品气的分配,并根据组分的不同进行分配比例的修正。

4 结论

1)苏里格气田南区块采用定压放产的方式生产,单井配产量为苏里格气田其他区块的2~3倍,采用全9井式井丛开发等有别于该气田其他区块的地质特征和开发方式,形成了一套新的、经济合理、安全可靠、调整灵活的地面集输工艺,有效降低了地面工程的投资成本,提高了气田开发项目的经济效益,对类似气田的开发建设具有借鉴意义。

2)苏里格气田推广使用的中低压集气方法主要特征是:井下节流、井口不注醇、集气站设压缩机;夏季中压运行,井口压力为4.0 MPa,到集气站压力为3.6 MPa,直接外输;冬季低压运行,井口压力为1.3 MPa,集气站增压至3.6 MPa后外输,集气站总增压能力与气田产能相一致。苏里格气田南区块中压集气主要特

征是:井下节流、井丛集中注醇、集气站后期设压缩机;前期运行井口压力为5.0 MPa,到集气站压力为3.6 MPa,直接外输;后期运行井口压力为2.5 MPa,集气站增压至3.6 MPa后外输,集气站总增压能力约为气田产能的一半。

参 考 文 献

- [1] 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(5):139-141.
- [2] 刘银春,刘伟,郑欣,等.一种基于丛式井的中压集气装置:中国,ZL201120057944.4[P].2011-10-05.
- [3] 刘银春,刘伟,郑欣,等.一种丛式气井计量测试装置:中国,ZL201120091785.X[P].2011-10-19.
- [4] 朱天寿,刘伟,周玉英,等.苏里格气田数字化集气站建设管理模式[J].天然气工业,2011,31(2):9-11.
- [5] 刘伟,刘银春,杨莉,等.一种天然气、凝析油计量分配装置:中国,201120157173.6[P].2011-12-14.

(修改回稿日期 2012-04-06 编辑 何 明)