

春光油田特稠油单井计量技术的发展探讨

刘坤玮

(中国石油化工股份有限公司河南油田分公司采油气工程服务中心, 河南 南阳 473132)

摘要: 河南油田西部春光油田的白垩系和沙湾组春 10、春 17 区块为特稠油区块, 近年来春光油田热采稠油快速上产, 为满足生产需要, 在春 10、春 17 区特稠油产能建设中, 集输系统不断优化与完善计量方式和集输工艺, 力求达到工艺与效益的最优化。在计量方式和集输工艺选择过程中分别历经了春 10 上产期计量站自动选井、多管道放射状管网模式, 春 10 扩产能期井口切换控制、撬块集中计量、集输双管枝状串接工艺, 春 10 和春 17 规模开发期井口仪表计量远传、集输单管枝状串接工艺, 以及最新的井口示功图、集输单管枝状串接工艺等多个不同阶段, 在满足生产实际的基础上努力实现热采稠油集油工艺的提升, 达到规范管理、提高效率、降低投资的目的。

关键词: 特超稠油; 计量; 自动选井; 撬块; 串接; 示功图

1 春光油田稠油概况

春光油春 10 和春 17 区为特稠油区块, 根据研究成果, 春 17 区块稠油储量规模在 $4000 \times 10^4 \text{t}$ 左右, 春 10 白垩系和春 17 沙湾组为其主力油区, 其原油物性特点如下:

1.1 春 10 井区原油物性

根据春 10 井原油分析结果, 春 10 井区 N_1S_1 II 1 小层地面脱气原油密度为 $0.97246\text{--}0.9816\text{g/m}^3$, 50°C 时脱气原油粘度在 $22953\text{--}33293\text{MPa}\cdot\text{s}$ 之间, 油层温度下脱气原油粘度为 $63886\text{MPa}\cdot\text{s}$, 含蜡量: $0.96\text{--}1.73\%$, 凝固点: $12\text{--}24^\circ\text{C}$ 。根据国内原油物性分类标准, 春 10 井区原油为特稠油。

1.2 春 17 沙湾组原油物性

地面脱气原油密度为 $0.9688\text{--}0.9774\text{g/m}^3$, 50°C 时脱气原油粘度在 $1556\text{--}10998\text{MPa}\cdot\text{s}$ 之间, 含蜡量: $1.22\text{--}1.64\%$, 含硫: 0.82% , 胶质沥青质含量: $16.55\text{--}19.34\%$, 凝固点: $8\text{--}25^\circ\text{C}$, 沙湾组原油为特稠油。

春光特稠油集输是与采油井筒降粘工艺相结合, 采用了掺稀油降粘工艺, 计量系统采用传统的计量站模式, 地面集输系统采用三级布站方式: 油井 - 计量站 - 注汽转油站 - 联合站, 混合油输至排 2 联合站处理。

2 稠油单井计量方式的发展与应用

2.1 东部稠油计量方式现状

目前河南油田东部稠油热采单井计量主要应用的是传统的计量站方式, 计量装置原来采用的是常压罐量油, 最近几年新建稠油井主要应用了称重式

油井计量装置, 该设备由罐体、多通阀、出油口、分离器、称重装置等检测部分组成^[1]。该装置在密闭的压力容器中设置特殊的翻斗结构, 配合称重传感器将流经罐体的原油称重并转化为每天的产量, 实现连续在线计量, 不受容器大小、油品性质等条件限制。称重式油井计量方式较常压罐量油计量具有计量精度高、能够实现油井自动转换、连续计量、取消单井计量提升泵等优点, 在东部稠油单井计量中逐步推广应用。

2.2 各阶段西部稠油计量方式的发展与应用

西部油田与东部油田不同之处在于新疆环境恶劣、地广人稀, 操作成本高, 计量站或增压站等低级别站场尽量少人值守或无人值守, 自动化程度要更高, 这也与总部提出“四化”建设中的信息化提升及打造春光数字化油田目标相一致。春光油田稠油单井计量方式是在实际生产中不断优化与发展, 计量方式经历几个不同的优化阶段。

2.2.1 第一阶段: 计量站自动选井、多管道放射状管网模式

首先第一阶段参考东部稠油计量站计量方式的成熟经验并进行优化, 在春 10 稠油区块上产期实施的 31 口油井最先采用计量站模式、圆形多井式全自动选井计量装置计量。计量站至井口多管道放射状管网布置方式。单井集油管线来油通过分配阀自动(手动)切换, 进入生产汇管或计量汇管, 计量汇管进计量分离器进行气液分离, 然后分别进入油、气流量计进行计量, 通过换算测出油井的液、气产量。计量后油、气混合去外输汇管, 进入正常

生产流程。

单井液量通过质量流量计进行连续计量，气量通过气体旋进旋涡流量计连续计量，两个计量的计量值通过通信接口模块分别传送至 PLC，由 PLC 实现计算功能。累计计量一定时间后，PLC 指令自动切换至下一口井位，井位采用光定位对中，对中后通过光电开关自动切换，执行器停止运转，重新开始第二口井的计量。计量装置设有过滤除砂装置，适合于高温和含硫化氢的运行操作，在中石化西北局应用较多。

2.2.2 第二阶段：井口切换控制、撬块集中计量、集输双管枝状串接工艺

在春 10 区扩产能期，根据井区采用排状井场、条状布置的特点，将选井功能前移至井场，采用井口切换控制、撬块集中（称重式）计量、集输双管枝状串接工艺，多个井场共用 1 套计量装置，在计量站设置 1 套称重计量装置，控制室内设置 1 套 PLC 系统，对站内生产工艺进行监控，并通过对电动阀的远程控制实现井场开闭。该方式适应于春 10 井区排状井场、条状布置井区，集油管线串接进站，两条集输管道：一条单井计量管道、一条生产管道 + 一条掺稀油管道，减少了单井管线，节省了投资，与第一阶段相比，投资降低约 10%，有利于低液量生产管线平稳运行。该方式是处于方案研究优化阶段，并未在实际生产中应用。

考虑春光油田稠油开发前 3-4 年采用蒸汽吞吐开采，以后转蒸汽驱开采^[2]，井口计量、串接工艺是努力方向。为实现热采稠油地面单管集输串接工艺，在新建产能井中开展热采稠油单井井口计量先导试验，在热采稠油单井井口安装容积式（弹性刮板）流量计，对单井产液量进行计量，并测试流量计计量误差、适应性等，分析提出调整改进措施等。通过不断分析研究与调整完善，在实际生产中实现热采稠油集输简化工艺。

2.2.3 第三阶段：井口仪表计量远传、集输单管枝状串接工艺

在春 10+ 春 17 规模开发期，继续优化完善春光特稠油集输与处理工艺，进一步优化了热采单井计量方式，采用了井口仪表计量远传、集输单管枝状串接工艺，井口安装计量远传仪表。一条集输管道 + 一条掺稀油管道，投资降低 10-15%。但随着规模开发，投入生产油井增加，产出液中含砂量增多，特别是粉砂，易沉砂，影响流量计计量精度。该方式也同第二阶段一样是处于方案研究优化阶

段，并未在实际生产中应用。

2.2.4 第四阶段：井口示功图计量 + 车载活动车量油、单管串接工艺

新疆采油厂采用油公司管理模式，要求少人高效，管理更加便捷。春光油田之前没有统一的信息化管理平台，不能满足总部对西部油田统一的信息提升的要求。根据总部要求春光油田建成数字化^[3]油田的目标，春光油田正在进行油气生产信息化的建设，稀油和稠油井口均配套建设数据采集^[4]和视频监控系統，目前春光稀油单井计量均考虑采用示功图在线计量方式^[5]。示功图在线计量方式在稀油、普通稠油油田应用已较为成熟，该计量技术的应用取消了计量站、实现了油井至联合站支状串接流程、一级布站，减少了工程投资，节省劳动定员。

该技术是采油工程技术、测试技术、通信技术和计算机技术相结合的综合系统，具有油井自动监测和控制、实时数据采集、油井液量计量、油井工况诊断优化等功能，计量误差一般 5-10%。功图法远程在线计量技术将单井计量移至井口，改变传统的单井计量模式，简化井场集输流程，取消计量站，减少占地面积，节省能耗，同时提高集输系统的自动化与信息化管理水平，实现井场无人值守，便于人员的组织与管理。油井远程监测计量系统原理如图 1 所示。

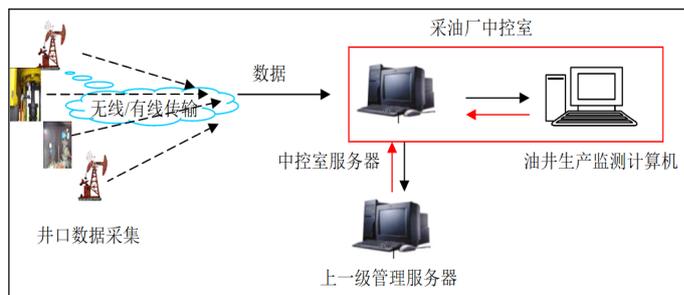


图 1 油井远程监测计量系统原理图

油井在线远传计量系统主要包括油井功图数据测试模块、油井数据采集终端（RTU 采集器）、油井数据处理系统、应用终端等部分。每个 RTU 可以管理 500m 以内的油井，数据传输可通过无线或有线光缆等方式传输。目前该计量方式也开始应用于热采稠油油田。据调研该技术已应用于胜利油田胜利采油厂热采油井平台约 100 多口井。由于热采油井运行工况变化较大，计量误差也相对较大，从胜利采油厂 30 口井的统计数看，计量误差

> 15% 的油井有 16 口, 计量误差 < 15% 的油井有 14 口。另外, 该计量方式在油井放喷期无法实现计量。

通过对油井井口功图计量技术研究优化、完善配套, 进一步的改进和完善、适合春光稠油热采井的井口计量方式, 对工况变化大的高产井配套变频控制器进行远程调参, 缩小计量误差。为节省投资, 目前在最新产能建设中提出了稠油热采单井计量应用“示功图计量 + 车载活动车量油”、单管集输串接模式, 在井口安装一体化示功仪, 采油井产液量计量正常生产采油期采用井口示功图计量, 即单井远程在线计量技术在抽油机上安装功图计量设施; 在稠油注蒸汽热采放喷无功图期间, 辅助撬装活动标定计量装置进行计量。目前春 10 区东部 30 多口油井采用“示功图计量 + 车载活动车量油”集输串接工艺。

3 春光稠油单井计量方式的优缺点分析与探讨

春光稠油区块自 2013 年规模开发以来, 单井计量与集输工艺在生产实际中也在不断地摸索与改进, 采用的几种方式均有利有弊, 主要优缺点分析如下:

计量站自动选井、多管道放射状管网模式, 采用的是圆形多井式油气全自动计量装置, 其特点是能实现计量站的自动选井, 介质流量、温度、压力等数据采集、传输、智能化控制等功能。其具有占地面积小、操作方便、无人值守、撬装化的优点, 实现单井油气量自动远传与报警功能。该方式采用计量站集中计量, 主要缺点是需敷设多条单井集输管线 + 一条掺稀油 (或蒸汽), 单井集输管道采用排状管网进计量站, 单井管线数量多、距离长、计量站多, 投资高, 维护费用高, 生产管理不方便。

井口切换控制、撬块集中 (称重式) 计量、集输双管枝状串接工艺, 适应于春 10 井区排状井场、条状布置井区, 集油管线串接进站, 两条集输管道: 一条单井计量管道、一条生产管道 + 一条掺稀油管道, 减少了单井管线, 节省了投资, 与第一阶段相比, 投资降低约 10%, 有利于低液量生产管线平稳运行。但该方式也存在一定的问题, 主要是: 切换控制阀多, 远程切换电动三通阀西部低温环境下适应性差; 生产维护费用高。

井口仪表计量远传、集输单管枝状串接工艺, 一条集输管道 + 一条掺稀油管线, 投资降低 10-15%。但由于该区油井产出液中含汽含砂, 规模开

发后油井增加, 沉砂严重, 影响流量计计量精度。

“示功图计量 + 车载活动车量油”集输串接工艺, 在春光春 17 区热采特稠油开发集输中应用, 简化了集输工艺技术, 取消计量站、减少一级管理, 降低了工程投资和能耗 10-15%。在几种计量方式中投资最低, 与第一阶段的计量站模式相比减少工程投资约 4 万元/井。但该方式也同样存在着缺陷: 功图计量系统参数调整多、计量误差相对较大, 且活动车计量增加人工、成本高, 冬季寒冷环境下活动计量难度大。

综上, 几种方式均有利弊, 其中“井口切换控制、撬块集中 (称重式) 计量、集输双管枝状串接工艺”和“井口仪表计量远传、集输单管枝状串接工艺”处于方案优化与研究阶段, 并未在实际生产中投用, 怎样选择会利大于弊, 还应与生产实践紧密结合, 因地制宜, 将集输与计量方式相结合进一步综合研究优化, 有的放矢, 才能有所提升。

4 结语

几种不同的计量方式均有其不同的优势和缺点, 通过油气集输计量技术综合周密论证, 在实践中不断摸索, 结合目前国内成熟的油气计量技术, 逐步优化调整、敢于突破, 解决实际生产中稠油计量技术瓶颈, 努力实现春光油田热采稠油计量及集油工艺提升, 达到规范管理、降低投资的目的。

随着科学技术的不断进步, 地面配套技术及工艺设备等也在不断地优化与完善, 面对严峻的原油生产形势和油田开发中存在的诸多困难, 在油田开发建设中应进一步配套完善工艺技术, 持续优化工艺参数, 选择的工艺技术要与现场环境及实际生产情况紧密结合, 力求先进、实用、高效、低耗, 依托技术创新, 全面提升油田开发工艺技术水平, 为西部油田增储上产提供强有力的工艺技术支持。

参考文献:

- [1] 李秋莲. 稠油计量方式的选择与探讨 [J]. 油气田地面工程, 2009, 28(9): 51.
- [2] 李鹏华. 稠油开采技术现状及展望 [J]. 油气田地面工程, 2009, 28(2): 10.
- [3] 解巨军. 数字化系统在庆新油田的应用 [J]. 油气田地面工程, 2013, 32(8): 44.
- [4] 赵贵菊. 稠油热采数据采集系统 [J]. 油气田地面工程, 2009, 28(2): 7.
- [5] 杨巍. 单井计量技术的现状及发展 [J]. 油气田地面工程, 2009, 28(9): 49-50.