

陆地油田原油含水率控制与质量提升策略

金 睿 郭 峰 高宗杰 贾晋锋 徐 鹏

长庆油田分公司第十二采油厂 甘肃 庆阳 745400

【摘 要】：陆地油田中后期采出液含水波动会同时牵动产量计量、集输负荷、脱水药耗和商品原油交接质量，单点化验难以及时解释井组突升、仪表偏差和沉降界面变化。本文识别含水率生成特征、集输处理扰动和外输质量约束，提出井站联动监测、分层集输、分级调控、药剂沉降参数匹配、站场化验反馈和跨站参数共享策略，使含水控制由末端验收转为全过程质量管理，并降低异常批次对外输稳定性的影响。

【关键词】：陆地油田；原油含水率；集输处理；脱水控制；质量提升

DOI:10.12417/2811-0722.26.09.043

引言

陆地油田采出液通常由原油、地层水、伴生气、细砂和少量化学剂残留共同组成，进入中后期开发后，井组含水上升、层间产液差异扩大，站场处理系统不再只面对单一油水分离问题，而是同时承担产量计量、脱水稳定、能耗控制和外输质量约束。含水率读数若滞后于井口波动，三相分离器、沉降罐和外输泵的负荷会在短时间内偏离设计区间，脱水药剂投加也容易出现过量或不足。原油含水率控制从单点化验转向井站联动的过程控制，把监测、集输、处理、化验和外输质量放在同一条管理链上。

1 陆地油田采出液和原油含水率概述

1.1 陆地油田原油含水率的内涵与生成特征

原油含水率指采出液或外输原油中水相所占比例，现场既关联系统产液结构，也关联系统最终交接质量。井筒举升阶段的乳化水、游离水和细小水滴在温度、压力、剪切强度变化下不断转换，单次取样读数只能反映某一时刻的局部状态，连续计量和周期化验共同限定同一口径^[1]。陆地油田井组差异会使含水率呈现明显空间分布特征，高含水井、间歇出水井和措施后恢复井进入同一干线时，管输速度、停留时间和乳化稳定性同步变化，站场入口含水率可能偏离单井日度统计。含水率控制对象不是孤立水分，而是井口产液、集输路径、分离负荷和化验判定共同形成的动态状态。

1.2 原油含水对集输处理与质量指标的影响

含水率升高首先改变集输系统的有效输油量和水平携带量，单位原油对应的输送液量增加后，管线压降、加热负荷和分离停留时间都会受到挤压。外输原油若夹带细小水滴和盐分，后续储运、计量交接和炼化预处理会承受更高不确定性，原油含水量测定蒸馏法对检测方法和适用边界有明确规定。质量指标波动还会沿着处理链逐级放大，入口含水偏高时，三相分离器液位界面更容易漂移，沉降罐油水界面厚度增加，药剂投加若只按固定产液量执行，会忽略乳化强度、温度和矿化度变化。外输端低含水目标必须前移到井口识别和站场过程，不

能等到交接前化验才集中纠偏。

2 陆地油田原油含水率和质量指标控制策略

2.1 构建井站联动的含水率动态监测体系

井站联动监测应把单井产液、站场入口、分离器出口、沉降罐出口和外输计量点设为连续观察链。在线仪表适合捕捉短周期波动，人工取样和蒸馏法适合校准基准读数，二者之间应建立同一时间窗的偏差记录。近年电容法、微波谐振和在线监测装置研究集中于提高复杂工况下的含水率识别稳定性^[2]。高含水井组、掺水干线和站场入口是最容易产生波动叠加的位置，监测点应优先覆盖这些节点；稳定井组采用化验抽检和历史趋势比对，异常井组缩短复测周期。仪表读数与化验读数出现持续偏差时，优先检查取样代表性、温度补偿、探头结蜡结垢和管内流型变化。监测点布置还要保留井口、汇管和外输端之间的空间顺序，便于异常读数追溯到具体处理节点。监测点布置关系如图1所示。

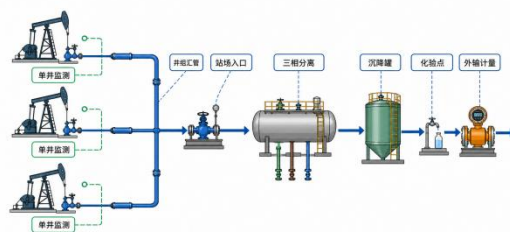


图1 陆地油田含水率监测点布置示意

图1中，三处单井监测先汇入井组汇管，站场入口位于分离设备之前，三相分离和沉降罐之间保持主流向连接，化验点靠近外输计量端，说明井口波动、站场处理和外输判定可以在同一链路内追溯。

2.2 推行采出液分层集输的稳态运行模式

采出液分层集输的核心是避免高含水、高乳化和低温高黏液流在同一干线中无序混合。井组可按含水区间、液量强度和乳化稳定性划分集输单元，使相近物性液流进入相同处理节奏，减少三相分离器入口负荷突变。外围油田卸油点在线检测

设计提示,含水率快速识别对卸油、计量和站内分流具有直接作用^[3]。稳态运行还要求温度、流速和停留时间保持匹配,低温段水滴聚并速度下降,流速过高会增强剪切乳化,停留时间不足则削弱重力沉降效果。站场调度应把高含水批次安排在处理能力余量较大的时段,避开设备切换、清罐排污和外输峰值。

2.3 实施高含水井组分级识别精准管控

高含水井组不应只按单日含水率排序,还要结合产液量、含水上升速度、措施历史和地层水突进特征分级。含水率高但产液稳定的井组主要影响处理负荷,含水率快速上升的井组更可能带来计量失真和站场入口冲击。渤海某油田降低原油含水率的实践把井筒、集输和处理环节作为同一控制对象^[4]。分级管控可设置观察、调整和重点控制三类状态,观察状态关注趋势,调整状态借助配产、间开、掺水温度和集输路径修正降低波动,重点控制状态同步安排井口复测、站场分流和脱水参数复核。状态升降应由连续读数和化验结果共同触发,避免单次异常造成频繁切换。

2.4 落实脱水药剂投加的沉降参数管控模式

脱水药剂投加量应与入口含水率、乳化强度、温度和沉降罐界面状态联动,而不是简单按日液量固定。药剂不足会使细小水滴难以聚并,药剂过量又可能增加后续水处理负担并干扰油水界面判定。FPSO 外输原油含水率控制措施中,药剂、分离条件和外输质量的联动同样是关键环节。沉降参数管控应关注界面厚度、排水节奏和罐内停留时间,含水波动较大时,排水过快会夹带油相,排水过慢会抬高水垫层并压缩油相停留空间;温度不足时,黏度升高削弱水滴下沉速度。药剂投加、加热温度和排水阀开度应形成同一张操作表,异常批次完成化验后再调整下一周期参数。

2.5 建立集输处理含水核算与动态预警机制

含水核算应把井口产液量、在线含水率、取样化验值和外输原油含水量统一到同一日度边界,避免井口、站场和外输点各自形成独立口径。动态预警不只判断水分是否超限,还要识别波动来自井口、管线混输、分离界面还是化验偏差。井口含水监测、分层集输、三相分离、脱水加药、沉降稳定和化验判定按处理顺序连接,化验判定还要回到分层集输和脱水加药,预警结果必须直接改变下一周期的集输与处理动作。预警阈值可设置为趋势触发、偏差触发和质量触发三类,趋势触发关注连续上升,偏差触发关注在线读数与化验值背离,质量触发关注外输批次判定。含水率控制链路如图2所示。



图2 陆地油田原油含水率控制链路示意

图2中,井口含水监测位于流程前端,分层集输和三相分离承接入口液流,脱水加药与沉降稳定共同改变水滴聚并和分层状态;化验判定节点向分层集输和脱水加药回传,说明外输质量判定应转化为下一周期处理参数。

3 陆地油田原油含水控制价值和提升路径

3.1 完善站场化验联动的质量增稳体系

站场化验的价值不在于替代在线仪表,而在于给在线读数提供可追溯的基准。石油产品含水量蒸馏法适用于石油产品、焦油及其衍生产品含水量测定;原油含水量测定还应结合原油专用方法口径。化验、取样和在线监测采用不同原理时,偏差记录比单个读数更能反映质量风险^[5]。质量增稳体系应把取样点、取样时刻、样品静置条件、化验方法和外输批次关联起来,站场入口样品判断处理负荷,沉降罐出口样品判断脱水效果,外输点样品确认交接质量。三个位置读数若方向不一致,应先排查取样代表性和罐内界面状态,再调整药剂或加热参数。

3.2 推进数字化模型支撑的含水趋势研判

数字化模型可以把井组产液、泵压、电流、温度、药剂投加和化验结果放入同一趋势窗口,控制状态可按1—4级映射为稳定、关注、调整和重点控制,化验复核周期可由24h缩短到4h。药剂修正量由0kg/d递进到9kg/d、温度调整范围由0℃扩大到6℃时,模型输出已经从趋势提示转向站场动作配置;这些状态量用于识别含水率突升、缓升和周期性波动的不同含义。含水率测量技术进入产量计量后,计量结果与生产决策之间形成直接联系,模型研判应服务于分流、调参和复测,而不是只生成趋势曲线^[6]。模型输出需要保留可解释变量,若含水率上升同时伴随产液量增加和分离器界面上移,处理负荷增加是主要矛盾;若在线读数上升但化验值稳定,则仪表补偿或探头状态更值得检查。归一化质量风险按0.85、0.60、0.35和0.18形成状态推进响应曲线,数值只表达站场情景配置。质量风险响应曲线如图3所示。

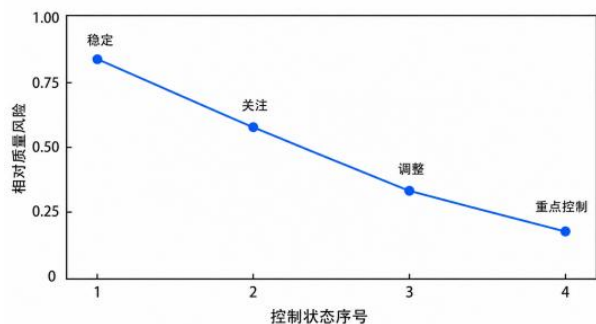


图3 控制状态与相对质量风险关系

图3中,控制状态序号由1升至4时,相对质量风险由0.85降至0.18,关注和调整两点位于中间过渡区,说明风险下降不是单次外输判定造成,而是监测、复核、药剂和温度等动作共同加密后的结果。

3.3 构建低能耗脱水处理的质量提升机制

低能耗脱水不是单纯降低加热温度或减少药剂,而是在满足外输水含量约束下寻找温度、药剂、停留时间和排水节奏的组合。温度过低会提高黏度并延长沉降时间,温度过高则增加燃料和电耗;药剂投加不足会降低破乳效率,过量投加又增加药耗和污水处理压力^[7]。不同控制状态下的参数配置按控制强度递进,行轴采用“稳定、关注、调整、重点控制”四类状态,指标包含入口含水趋势、化验复核周期、药剂修正量、温度调整范围和外输判定动作,便于站场把能耗调整与质量风险放在同一口径下比较。处理参数配置关系如表1所示。

表1 含水率控制状态与处理参数配置

控制状态	入口含水趋势	化验复核周期 h	药剂修正量 kg/d	温度调整范围℃	外输判定动作
稳定	小幅波动	24	0	0	按批次确认
观察	间歇上升	18	2	1	复查趋势
关注	连续上升	12	3	2	加密取样
调整	高位波动	8	6	4	复核界面
警戒	接近外输限值	6	8	5	分批暂存
重点控制	突升或超限	4	9	6	暂缓外输

表1中,关注状态把化验复核周期缩短到12h,调整状态把药剂修正量增至6kg/d并扩大温度调整范围,重点控制状态采用4h复核周期和暂缓外输动作。复核周期缩短与参数修正量增大同时出现,说明质量风险升高时应优先保证外输水含量稳定,再评估能耗和药耗代价。

3.4 实现处理参数的跨站共享与动态匹配

同一油田不同站场可能面对相近井组、不同设备余量和不同外输节奏,处理参数若完全依赖单站经验,容易形成过度加热、重复化验或药剂库存压力。跨站共享应优先共享有效信息:入口含水波动范围、药剂型号与投加区间、沉降罐界面变化、外输批次化验结果和异常处置结果。动态匹配的重点是把参数迁移限定在相似工况内,高矿化度采出水、低温高黏原油和强乳化液流不能直接套用低黏轻质原油站场参数;新参数进入运行前,应先在低流量或短周期内验证化验偏差、排水含油和外输稳定性。跨站共享越充分,越要保留工况边界。

参考文献:

- [1] 瞿佳.原油含水率测量技术在油田产量计量中的应用分析[J].石油石化节能与计量,2026,16(1):7-11.
- [2] 赵鹤竹.外围油田卸油点原油含水率在线检测仪的设计[J].中国计量,2024,(10):90-94.
- [3] 刘洋.渤海某油田降低原油含水率的研究与实践[J].山东化工,2023,52(1):174-176.
- [4] 王文榜,金向东,刘中柏,等.浅析降低 FPSO 外输原油含水率的措施[J].石化技术,2024,31(4):193-194+152.
- [5] 杨海,张航宇,王磊.电容法原油含水率在线测量技术及结构优化研究[J].中国测试,2026,52(5):98-105+124.
- [6] 张立岗,高京伟,史少帅.基于微波谐振技术的井下原油含水率实时检测装置研究[J].石化技术,2026,33(7):256-257.
- [7] 关士洁.原油含水率在线监测技术在油井的应用[J].石化技术,2025,32(5):153-154+160.

3.5 培育含水控制与商品原油质量融合网络

商品原油质量不是外输前最后一道化验形成的结果,而是井口含水识别、分层集输、脱水处理和站场化验连续作用的产物。含水控制网络应把生产、集输、化验、设备和外输岗位连接起来,使异常井组、异常批次和异常仪表都能找到对应处置路径。含水异常可分为井口突升、仪表偏差和沉降界面上移三类,并分别连接井组分流、取样复核和排水调整,末端统一进入外输判定。融合网络的评价不宜只看某一天外输水含量是否合格,还应看含水波动识别提前量、异常批次处置时间、药剂单位用量和化验复核偏差。稳定的质量改进来自可追溯数据、分级动作和明确边界共同作用。异常处置分支关系如图4所示。

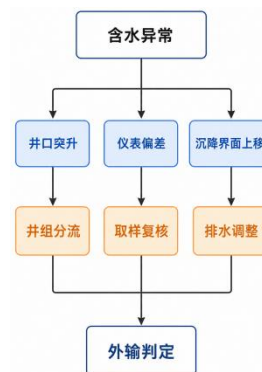


图4 含水异常分级处置决策树

图4中,井口突升、仪表偏差和沉降界面上移没有进入同一处置动作,而是分别对应井组分流、取样复核和排水调整,三条动作线最终汇入外输判定,说明异常处置应先识别来源再决定是否放行外输。

4 结语

陆地油田原油含水率控制应把井口识别、分层集输、脱水处理、化验判定和外输质量纳入同一控制链。稳定的质量改进并非依靠单一设备或单次化验完成,而是依靠连续监测发现波动来源,依靠分级管控降低入口冲击,依靠药剂、温度和沉降参数匹配改善油水分离效果,再由站场化验把外输质量反馈到下一周期操作。测点布置、控制链路、风险曲线、参数配置和异常决策共同说明,只有在同一计量边界和同一工况边界内比较数据,才能减少过度加热、过量加药和外输质量波动之间的矛盾。