

ICS 75.020

CCS E 14



# 团 体 标 准

T/CEATEC XXX—2026

## 油藏生产智能优化系统设计指南

Design guidelines for intelligent reservoir production optimization systems

2026-X-XX 发布

2026-X-XX 实施

中国欧洲经济技术合作协会 发布

# 目 次

前言 .....	III
1 范围 .....	1
2 规范性引用文件 .....	1
3 术语和定义 .....	1
4 总体设计 .....	2
4.1 设计原则 .....	2
4.2 系统架构 .....	2
4.3 部署模式 .....	2
5 功能要求 .....	2
5.1 数据采集与治理模块 .....	2
5.2 油藏动态感知与监控模块 .....	3
5.3 数字孪生油藏建模与仿真模块 .....	3
5.4 注采参数智能优化模块 .....	3
5.5 智能闭环控制模块 .....	3
5.6 生产决策与评价模块 .....	4
5.7 系统运维管理模块 .....	4
6 性能指标 .....	4
6.1 通用性能指标 .....	4
6.2 算法与模型精度指标 .....	5
6.3 系统集成与接口性能指标 .....	5
7 数据与接口规范 .....	5
7.1 数据模型规范 .....	5
7.2 数据传输与存储规范 .....	6
7.3 接口协议规范 .....	6
8 安全要求 .....	6
8.1 安全等级要求 .....	6
8.2 物理安全 .....	6
8.3 网络与数据安全 .....	7
8.4 应用与控制安全 .....	7
9 部署与运维 .....	7
9.1 工程部署流程 .....	7
9.2 现场安装调试要求 .....	7
9.3 日常运维与故障处置 .....	8
10 测试与验收 .....	8

10.1 测试内容与方法 ..... 8

10.2 验收准则 ..... 8

## 前言

本文件按照GB/T 1.1—2020《标准化工作导则 第1部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别专利的责任。

本文件由中国欧洲经济技术合作协会提出并归口。

本文件起草单位：。

本文件主要起草人：。

本文件为首次编制。

# 油藏生产智能优化系统设计指南

## 1 范围

本文件规定了油藏生产智能优化系统的总体设计、功能要求、性能指标、数据与接口规范、安全要求、部署与运维、测试与验收。

本文件适用于油藏生产智能优化系统的设计、研发、集成、验收与运行维护。

## 2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本文件必不可少的条款。其中，注日期的引用文件，仅该日期对应的版本适用于本文件；不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

GB/T 22239 信息安全技术 网络安全等级保护基本要求

GB/Z 41291 泛在物联应用 智慧油田总体技术要求

SY/T 6744 油气藏数值模拟应用技术规范

SY/T 7468 油气生产物联网系统技术规范

IEC 60870-5-104 遥控设备和系统-第5-104部分：传输协议-使用标准传输配置文件的IEC 60870-5-101网络访问（Telecontrol equipment and systems - Part 5-104: Transmission protocols - Network access for IEC 60870-5-101 using standard transport profiles）

## 3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

### 3.1

**数字孪生油藏** digital twin reservoir

基于油藏地质模型、井筒模型、地面管网模型构建，与物理油藏实时数据同步、状态映射、动态同化，具备历史拟合、生产预测、方案预演功能的数字化镜像模型。

### 3.2

**注采协同优化** injection-production collaborative optimization

以油藏压力保持、液量供需平衡、含水上升管控、能耗降低为核心约束，对注水井、生产井、地面集输系统进行一体化参数优化的技术方法。

### 3.3

**空穴替代率** voidage replacement ratio

一定周期内，注入油藏流体的地下体积与采出流体地下体积的比值，是衡量油藏压力保持水平的核心指标。

### 3.4

**油藏动态预警** reservoir dynamic early warning

基于预设阈值、趋势预判算法，对油藏压力突变、含水突升、产量骤降、设备异常等风险进行实时告警的功能。

## 4 总体设计

### 4.1 设计原则

系统设计应遵循以下基本原则：

- a) 整体性原则：系统应将油藏地质建模、生产动态监控、智能优化决策、闭环控制执行作为有机整体统一设计，实现地下-地面-管理层的数据贯通与业务协同（应符合GB/Z 41291的相关规定）；
- b) 实时性原则：关键生产参数采集周期不应大于5分钟，优化指令下发响应时间不应大于30秒，报警信号响应时间不应大于10秒；
- c) 可靠性原则：系统应采用冗余设计，核心计算节点平均无故障工作时间（MTBF）不应小于8760小时，系统年可用率不应低于99.5%；
- d) 开放性原则：系统应支持OPC-UA、Modbus TCP/IP、MQTT等标准工业通信协议，并预留与第三方地质建模软件及生产管理平台的标准集成接口；
- e) 安全性原则：系统应符合GB/T 22239规定的网络安全等级保护第二级要求，涉及工业控制的关键功能应满足第三级要求；
- f) 可扩展性原则：系统架构应支持横向扩展，在不改变核心架构的前提下，能够将接入油井数量从百井级扩展至千井级，算法模型应支持在线增量更新。

### 4.2 系统架构

系统采用分层架构设计，从下至上依次分为感知采集层、数据治理层、平台计算层、应用服务层和用户交互层，各层职责划分如下：

- a) 感知采集层：负责油井井口传感器、井下压力温度计、注水泵组仪表、地面管网流量计等设备数据的采集与边缘预处理，支持RTU、PLC、DCS等现场控制器接入；
- b) 数据治理层：负责多源异构数据汇聚、数据清洗与质量校验、时序数据压缩存储及历史数据归档管理，提供统一的数据访问服务；
- c) 平台计算层：提供油藏数值模拟、机器学习模型训练与推理、多目标优化求解等高性能计算能力，支持云端与本地混合部署；
- d) 应用服务层：承载各功能模块的业务逻辑，对外提供符合RESTful规范的API接口及WebSocket实时数据推送服务；
- e) 用户交互层：提供基于B/S架构的可视化操作界面，支持PC端与移动端（平板电脑）自适应显示，应支持主流浏览器（Chrome、Edge、Firefox）免插件访问。

### 4.3 部署模式

系统支持以下三种部署模式，可根据油田实际条件选择或组合使用：

- a) 集中式云端部署：计算与存储资源集中部署于数据中心或公有云平台，适用于区块分散、通信条件良好的油田；现场设备通过4G/5G或专用光纤网络接入；
- b) 边云协同部署：在各作业区设置边缘计算节点承担实时控制与本地计算，云端承担模型训练和跨区域数据分析；此模式适用于对实时性要求高、广域网带宽受限的场景；边缘节点应具备独立运行能力，断网期间不影响本地闭环控制功能；
- c) 本地私有化部署：全部计算与存储资源部署于油田内网服务器，无数据出境，适用于对数据安全隔离要求严格的场景；此模式下系统应支持完全离线运行。

## 5 功能要求

### 5.1 数据采集与治理模块

数据采集与治理模块应具备以下功能：

- a) 多协议接入：应支持Modbus RTU/TCP、OPC-DA/UA、MQTT、IEC 60870-5-104等工业标准协议，实现油气生产现场仪表、SCADA系统及MES系统的数据统一接入；
- b) 边缘预处理：应在边缘计算节点完成数据滤波、量程校验、工程量换算及异常数据剔除，减少向中心传输的无效数据量；

- c) 数据质量管理：应对采集数据进行完整性检验、合理性核查和一致性比对，对质量问题数据进行标记，并支持人工审核与修正；
- d) 时序数据存储：应采用时序数据库存储生产实时数据，数据压缩比不应低于10:1，支持任意时间跨度的历史数据快速查询，查询响应时间不应超过3秒；
- e) 数据治理流程：应实现元数据管理、数据血缘追踪及数据字典维护，支持全局统一命名规范（应符合SY/T 7468的相关规定）；
- f) 数据同步：应支持分布式数据节点之间的双向同步，边云之间的数据同步延迟不应超过60秒。

## 5.2 油藏动态感知与监控模块

油藏动态感知与监控模块应具备以下功能：

- a) 实时监控看板：应提供可配置的生产态势综合看板，展示全区块油井产液量、产油量、含水率、油压、套压、动液面等关键参数的实时状态与趋势曲线；
- b) 井组动态分析：应支持注采井组联动分析，自动计算空穴替代率（VRR）、注采比、受效井响应等指标，识别注采不平衡区域；
- c) 动态预警：应基于阈值规则与趋势预判算法，对产量骤降（下降幅度超过基准值20%）、含水突升、油压异常、设备故障等事件进行实时预警，预警分级不应少于三级（提示/警告/紧急）；
- d) 工况诊断：应基于机器学习模型对抽油机井功图、电参数进行自动工况诊断，识别供液不足、气锁、杆断脱等常见故障，诊断准确率不应低于90%；
- e) 生产报表：应支持日、月、年生产报表自动生成，报表格式应可自定义配置，并支持导出为Excel、PDF格式。

## 5.3 数字孪生油藏建模与仿真模块

数字孪生油藏建模与仿真模块应具备以下功能：

- a) 地质模型集成：应支持导入Eclipse、CMG等主流地质建模软件生成的静态模型文件（.GRDECL、.DATA等格式），实现地质模型与生产动态数据的融合；
- b) 历史拟合：系统应提供辅助历史拟合功能，支持基于机器学习的参数自动调参，将拟合周期压缩至传统方法的50%以下；历史拟合后关键指标（产液量、含水率）的误差不应超过±10%；
- c) 生产预测：应支持基于数值模拟与数据驱动相融合的生产预测功能，预测时间窗口不应少于180天，含水率预测精度误差不应超过±5个百分点；
- d) 方案预演：应支持注采参数调整方案的虚拟预演，提供调整前后的产量、压力、含水等指标对比，辅助方案决策；
- e) 模型实时同化：数字孪生模型应基于实时生产数据持续校正，同化更新周期不应超过24小时。

## 5.4 注采参数智能优化模块

注采参数智能优化模块应具备以下功能：

- a) 多目标优化：应支持以产油量最大化、含水上升率最小化、能耗最低化为目标的多目标协同优化，优化约束条件应包括地层压力保持范围、单井液量上限、注水泵组额定压力等；
- b) 注水优化：应基于注采响应模型和油藏数值模拟，自动生成注水井分层配注方案，推荐注水量应满足VRR在0.9~1.1之间；
- c) 采油参数优化：应针对抽油机井提供冲程、冲次、泵径优化建议；针对电潜泵井提供频率（转速）优化建议；针对自喷井提供油嘴尺寸优化建议；
- d) 优化方案输出：优化结果应以可读报告形式呈现，包含优化依据、参数调整建议及预期效果，并提供参数调整指令的一键下发功能（须经操作员确认）；
- e) 优化效果评价：系统应对已执行的优化方案进行跟踪评价，定期生成优化效果分析报告。

## 5.5 智能闭环控制模块

智能闭环控制模块应具备以下功能：

- a) 指令下发：系统应支持向变频器、电动调节阀、注水泵控制器等现场执行机构下发控制指令，指令执行确认反馈时间不应超过10秒；

b) 安全防护：闭环控制功能应设置严格的操作权限，所有自动控制指令下发前应进行参数合法性校验，超出安全边界的指令应被拦截并记录；闭环控制应具备人工override（手动优先）功能；

c) 分级控制：系统应支持全自动、半自动（建议+人工确认）、纯手动三种控制模式，并可按井、按站、按区块分别设置控制模式；

d) 控制日志：系统应完整记录所有控制操作的操作人、操作时间、操作内容及执行结果，日志保存期限不应少于5年；

e) 异常保护：当通信中断或设备反馈异常时，系统应自动切换至安全状态（保持当前参数不变或执行预设的安全策略），并触发报警。

## 5.6 生产决策与评价模块

生产决策与评价模块应具备以下功能：

a) 开发指标评价：系统应自动计算采出程度、存水率、波及效率、吨液耗电等开发综合评价指标，并支持与同类区块进行对标分析；

b) 措施效果评价：系统应对压裂、调剖、转注等增产措施实施前后的生产数据进行对比分析，定量评价措施效果；

c) 决策辅助：系统应基于历史数据和模型计算，为调整开发方式、优化井网部署等重大决策提供数据支撑，输出可视化分析报告；

d) KPI仪表盘：应提供可配置的关键绩效指标（KPI）仪表盘，支持按区块、按班组、按时段对生产绩效进行多维度展示；

e) 智能报告生成：系统应支持月度/季度开发分析报告自动生成，报告内容包括生产动态、异常事件、优化措施及效果总结，并支持人工补充完善后导出。

## 5.7 系统运维管理模块

系统运维管理模块应具备以下功能：

a) 用户权限管理：应实现基于角色的访问控制（RBAC），角色不应少于操作员、工程师、管理员、审计员四类，支持细粒度功能权限与数据权限配置；

b) 系统健康监控：应对服务器CPU、内存、磁盘、网络等基础资源及各功能服务的运行状态进行实时监控，资源告警阈值应可配置；

c) 设备台账管理：应维护现场仪表、传感器、执行机构的台账信息，记录设备型号、安装位置、校验记录、维护历史，支持设备全生命周期管理；

d) 通信链路监控：应实时监测现场采集通道的通信质量，对通信中断、数据丢失超标等异常自动告警；

e) 系统配置管理：应记录所有系统配置变更操作，支持配置版本管理和回滚，配置变更记录保存期限不应少于3年。

## 6 性能指标

### 6.1 通用性能指标

通用性能指标应满足表1的要求。

表1 通用性能指标

序号	指标项目	指标要求
1	系统并发用户数	≥200 个在线用户，响应时间不超过 3s
2	数据采集实时性	采集周期≤5min，数据上传延迟≤30s
3	系统可用率	≥99.5%（年度统计）
4	历史数据存储周期	在线存储≥3 年，归档存储≥10 年
5	数据完整率	≥99%（采集点正常通信情况下）

序号	指标项目	指标要求
6	系统恢复时间目标 (RTO)	≤4 小时
7	系统恢复点目标 (RPO)	≤1 小时
8	最大接入井数	≥1000 口 (单套系统)
9	报警响应时间	≤10s
10	优化指令下发响应时间	≤30s

## 6.2 算法与模型精度指标

算法与模型精度指标应满足表2的要求。

表2 算法与模型精度指标

序号	算法/模型类型	精度要求
1	产液量预测模型	30 天预测误差≤±10%
2	含水率预测模型	30 天预测误差≤±5 个百分点
3	抽油机工况诊断模型	综合诊断准确率≥90% (6 类以上工况)
4	历史拟合精度	产液量及含水率误差≤±10%
5	注水响应预测模型	响应时间预测误差≤15%

## 6.3 系统集成与接口性能指标

系统集成与接口性能指标应满足表3的要求。

表3 系统集成与接口性能指标

序号	指标项目	指标要求
1	API 接口平均响应时间	≤500ms (P95)
2	数据同步最大延迟	边云同步≤60s, 跨区域同步≤300s
3	系统冷启动时间	≤10 分钟
4	批量数据导入速度	≥10000 条/秒
5	报表生成时间	月度报表≤30s, 年度报表≤120s

## 7 数据与接口规范

### 7.1 数据模型规范

数据模型规范应满足以下要求：

a) 统一数据字典：系统应建立覆盖油藏地质、井筒工程、生产动态、设备设施四大类的统一数据字典，所有数据对象的命名、编码、量纲、数据类型应遵循一致的定义规范；

b) 地质与井身数据模型：应符合SY/T 6744的相关规定，静态地质属性数据应包括但不限于构造深度、有效厚度、孔隙度、渗透率、饱和度等；

c) 生产动态数据模型：时序生产数据应包括日期时间戳（精度至秒）、计量值、数据质量标志、数据来源标识等必要字段；

d) 设备数据模型：应包括设备唯一标识码、设备类型、规格参数、安装位置（坐标/井号）、运行状态及维护记录等核心属性；

e) 主数据管理：油井编号、计量站、集输管网等基础主数据应设置唯一主键，跨系统集成时应通过主数据管理（MDM）服务进行统一映射。

## 7.2 数据传输与存储规范

数据传输与存储规范应满足以下要求：

a) 传输加密：系统与现场设备之间、系统各组件之间的数据传输应采用加密通信，传输层应采用 TLS 1.2及以上协议；

b) 数据压缩：现场向中心传输时序数据时，应采用无损压缩算法，压缩比不应低于10:1；

c) 断点续传：边缘采集节点与中心平台之间的数据传输应支持断点续传机制，通信中断后恢复时应自动补传中断期间的历史数据，补传数据不应丢失；

d) 存储分层：应采用热-温-冷三层存储策略：近30天数据存储于高速时序数据库（热存储）；30天至3年数据存储于分布式对象存储（温存储）；3年以上数据归档至低成本存储（冷存储）；不同层之间数据迁移应自动进行；

e) 数据备份：核心数据库应每日进行全量或增量备份，备份文件应存储于与主系统物理隔离的备份区域，异地备份数据延迟不应超过24小时；

f) 数据保留：原始采集数据保留期限不应少于10年；历史拟合模型文件及优化方案记录保留期限不应少于系统运行全生命周期。

## 7.3 接口协议规范

接口协议规范应满足以下要求：

a) 北向接口（对外集成）：系统应提供符合RESTful规范的HTTP/HTTPS API，数据格式采用JSON；接口应提供完整的API文档，支持OAuth 2.0身份鉴权；

b) 南向接口（采集接入）：应支持Modbus TCP/IP、OPC-UA（IEC 62541）、MQTT 3.1.1/5.0等协议；对于老旧RTU设备，应通过协议网关适配接入；

c) 数字孪生接口：应支持与主流油藏模拟软件（包括Eclipse、CMG等）的模型文件导入接口，静态模型文件格式应支持.GRDECL、.DATA、HDF5等标准格式；

d) GIS接口：应提供与油田地理信息系统（GIS）的数据交换接口，支持井位、管网等空间数据的双向同步，坐标系应支持WGS-84和CGCS2000；

e) 接口版本管理：API版本应在URL路径中标明（如/api/v1/），发布新版本接口时，旧版本接口应至少维护12个月后方可废弃。

## 8 安全要求

### 8.1 安全等级要求

系统安全等级要求如下：

a) 整体安全等级：系统整体安全保护能力应不低于GB/T 22239规定的网络安全等级保护第二级（S2A2G2）要求；

b) 工业控制安全：涉及现场设备控制的功能子系统（包括智能闭环控制模块及其通信链路）应满足工业控制系统信息安全防护的第三级要求；

c) 等保测评：系统投入运行前应通过具备资质的测评机构的等级保护测评，测评结论不应低于“基本符合”；

d) 安全审计：系统应记录所有用户登录、权限变更、配置修改、控制指令下发等安全事件，审计日志应防篡改，保存期限不应少于6个月。

### 8.2 物理安全

物理安全要求如下：

a) 机房环境：中心服务器机房应具备门禁管理、视频监控、防火防水措施，温度控制在18℃~25℃，相对湿度40%~70%，并配备不间断电源（UPS），UPS供电时间不应少于30分钟；

b) 边缘节点防护：部署于现场的边缘计算设备应具备IP54及以上防护等级，工作温度范围应覆盖 $-20^{\circ}\text{C}\sim+60^{\circ}\text{C}$ ；

c) 介质管理：系统使用的存储介质（含移动存储）应进行登记管理，报废前应进行数据安全擦除；

d) 供电保障：现场采集设备应采用工业级宽压电源（AC 85V~264V），关键节点应配备后备电源，断电后应能保持正常工作不少于4小时。

### 8.3 网络与数据安全

网络与数据安全要求如下：

a) 网络分区：系统网络应划分为互联网区、企业信息网区、生产管理网区和工业控制网区，区域之间应部署防火墙或工业隔离网关，工业控制网与企业信息网之间应采用单向数据传输技术；

b) 访问控制：系统应实现基于最小权限原则的网络访问控制策略，应禁止未经授权的设备接入生产控制网络；

c) 数据加密：敏感数据（包括用户凭证、优化模型参数、控制指令）在存储和传输过程中均应加密，加密算法应符合国家密码管理部门的规定；

d) 入侵检测：系统应部署工业入侵检测系统（IDS），对异常网络流量和攻击行为进行实时检测与告警；

e) 漏洞管理：系统应定期进行安全漏洞扫描，高危漏洞应在发现后30天内完成修补，中危漏洞应在90天内完成修补。

### 8.4 应用与控制安全

应用与控制安全要求如下：

a) 身份鉴别：用户登录应采用不少于两种鉴别方式（密码+动态口令/数字证书），密码复杂度应满足长度不少于10位、包含大小写字母、数字和特殊字符的要求；

b) 会话管理：用户空闲超过30分钟应自动登出，重要操作（如参数下发、模型更新）前应进行二次身份验证；

c) 控制指令安全：所有向现场设备下发的控制指令应包含指令来源标识、操作人员ID、时间戳及校验码；系统应拒绝执行来源不明或校验失败的指令；

d) 软件安全开发：系统软件开发应遵循安全开发生命周期（SDL）规范，上线前应进行代码安全审计和渗透测试，渗透测试报告中的高危问题应全部整改后方可投产；

e) 第三方组件管理：系统使用的开源组件和第三方库应建立清单，定期核查已知漏洞，禁止使用未维护的或存在高危漏洞的组件版本。

## 9 部署与运维

### 9.1 工程部署流程

工程部署应按以下流程实施：

a) 需求调研（第1阶段）：应开展现场调研，收集油田区块地质概况、现有数字化基础设施现状、SCADA系统接口清单、生产管理业务需求等基础资料，形成需求调研报告；

b) 方案设计（第2阶段）：应基于需求调研结果，完成系统总体架构设计、网络拓扑设计、硬件选型、数据迁移方案及接口适配方案，经甲方评审确认后实施；

c) 环境准备（第3阶段）：应完成机房改造（或云资源申请）、网络改造、现场采集设备安装与调试、基础软件环境部署；

d) 系统部署与集成（第4阶段）：应完成各功能模块部署、接口联调、数据迁移验证、初始数据导入（包括静态地质模型、历史生产数据），所有接口应完成联调测试且通过率达到100%；

e) 试运行（第5阶段）：系统正式验收前应进行不少于60天的试运行，试运行期间应记录所有功能异常、性能问题及用户反馈，并完成整改；

f) 正式上线（第6阶段）：完成试运行评估、培训交底、文档移交后，经各方签字确认后正式投产。

### 9.2 现场安装调试要求

现场安装调试应满足以下要求：

- a) 传感器安装：压力传感器、温度传感器、流量计的安装位置和安装方式应符合仪表制造商的技术要求及SY/T 7468的规定；安装完成后应进行现场校验，校验记录应存档；
- b) 通信链路调试：现场采集RTU/PLC与平台之间的通信链路调试完成后，应进行不少于72小时的连续数据传输测试，要求数据完整率不低于99%；
- c) 边缘设备调试：边缘计算节点应完成OS初始化、安全加固（包括关闭不必要端口、修改默认密码、安装补丁）后方可接入生产网络；
- d) 数据核实：现场采集数据接入后，应与现场人工读取数据进行比对验证，关键参数（产液量、注水量、压力）误差不应超过 $\pm 3\%$ ；
- e) 调试文档：每口接入井、每台采集设备的调试结果应逐一记录，形成调试完成单，由甲方现场代表签字确认。

### 9.3 日常运维与故障处置

日常运维与故障处置应满足以下要求：

- a) 巡检制度：应制定系统运维巡检制度，每日对系统运行状态、采集通道健康度、存储空间占用情况进行例行检查，巡检结果应记录存档；
- b) 版本升级：系统软件升级应制定详细的升级方案和回退方案，升级应在非生产高峰时段进行，升级后应进行功能验证，确认无异常后方可关闭升级窗口；
- c) 故障分级：系统故障应分为三级：一级（系统停运或核心功能不可用），响应时间 $\leq 30$ 分钟，恢复时间 $\leq 4$ 小时；二级（部分功能异常），响应时间 $\leq 2$ 小时，恢复时间 $\leq 8$ 小时；三级（轻微缺陷），响应时间 $\leq 8$ 小时，计划修复；
- d) 备件管理：关键硬件备件（包括边缘计算节点、工业交换机、传感器等）应按现场设备总量的10%备货，存放于油田仓库；
- e) 运维记录：所有运维操作（含硬件更换、软件更新、参数修改）应记录于运维日志系统，记录应包含操作人、操作时间、操作内容及结果，保存期限不少于3年。

## 10 测试与验收

### 10.1 测试内容与方法

测试应涵盖以下内容，并采用对应方法进行：

- a) 功能测试：应按照系统功能规格书逐项验证各功能模块的功能完整性，功能测试用例通过率应达到100%；功能测试应覆盖正常业务流程、边界条件及异常场景；
- b) 性能测试：应模拟最大设计负载（200并发用户、1000口井数据同时采集）下的系统性能，验证响应时间、数据吞吐量等指标满足第6章的要求；
- c) 安全测试：应委托具备资质的第三方机构按照GB/T 22239的要求进行等级保护测评，并进行专项渗透测试；
- d) 接口测试：应对所有对外接口进行联调测试，验证数据格式、通信协议、异常处理的正确性；
- e) 数字孪生精度测试：应选取不少于3个典型区块，以12个月历史生产数据作为输入，验证油藏模型的历史拟合精度满足5.3 b) 条款的要求；
- f) 闭环控制测试：应在测试环境中模拟现场控制指令下发安全流程，验证安全防护、权限控制、日志记录等功能正确性，严禁在生产系统中进行破坏性控制测试；
- g) 可靠性测试：应进行不少于168小时（7天）的连续运行稳定性测试，测试期间不应发生系统崩溃，关键性能指标波动不应超过 $\pm 5\%$ 。

### 10.2 验收准则

验收应满足以下准则：

- a) 功能验收：所有合同约定功能项应100%实现，严重（P0）功能缺陷数量为0，重要（P1）功能缺陷完成修复；
- b) 性能验收：第6章规定的全部通用性能指标及算法精度指标应全部达标；

- c) 安全验收：网络安全等级保护测评结论不应低于“基本符合”，渗透测试未发现高危漏洞；
  - d) 文档验收：应提交完整的竣工文档，包括：系统总体设计说明书、接口设计文档、运维手册（含常见故障处置手册）、用户操作手册、安全配置基线文档、数据字典、测试报告；
  - e) 培训验收：应完成对甲方运维人员（系统管理员、应用工程师）的上岗培训，培训考核通过率不应低于90%；
  - f) 试运行验收：试运行60天内，系统可用率不应低于99%，一级故障次数为0，二级故障每月不超过1次，且均在规定时限内恢复；
  - g) 正式验收：上述各项验收准则全部满足后，由甲方、监理方及供应商三方签署正式验收确认书，系统正式移交投产。
-