

T/CWDPA

团 体 标 准

T/CWDPA XXX—XXXX

油气藏勘探原位测试技术规程

Technical specification for in-situ testing of oil and gas reservoir exploration

（征求意见稿）

XXXX-XX-XX 发布

XXXX-XX-XX 实施

中国西部开发促进会 发 布

目次

前 言 II

1 范围 3

2 规范性引用文件 3

3 术语和定义 3

4 总体要求与风险预防措施 4

 4.1 总体要求 4

 4.2 风险预防措施 4

5 储层压力测试 4

 5.1 概述 4

 5.2 试验方法 4

 5.3 数据处理 5

6 流体性质测试 5

 6.1 概述 5

 6.2 试验方法 5

 6.3 试验验证 5

7 储层渗透率和孔隙度测试 5

 7.1 概述 5

 7.2 试验设备 5

 7.3 试验准备 5

 7.4 试验步骤 5

 7.5 数据处理 6

8 试验质量控制与报告 6

 8.1 质量控制 6

 8.2 报告编制 6

9 安全与环保要求 7

 9.1 安全防护 7

 9.2 环保处理 7

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。

本文件由中国西部开发促进会提出。

本文件由中国西部开发促进会归口。

本文件起草单位：。

本文件主要起草人：。

本文件首次发布。

油气藏勘探原位测试技术规程

1 范围

本文件规定了油气藏勘探原位测试的总则、储层压力测试、流体性质测试、储层渗透率和孔隙度测试、试验质量控制与报告、安全与环保要求等内容。

本文件适用于油气藏勘探原位测试。

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 26981 油气藏流体物性分析方法
GB/T 29172 岩心分析方法
HG/T 3987 电化学式硫化氢气体检测仪
JJG 49 弹性元件式精密压力表和真空表检定规程
JJG 700 气相色谱仪检定规程
JJG 882 压力变送器检定规程
SY/T 6174 油气藏工程常用词汇
SY/T 6277 硫化氢环境人身防护规范
SY/T 6385 覆压下岩石孔隙度和渗透率测定方法

3 术语和定义

SY/T 6174界定的以及下列术语和定义适用于本文件。

3.1

原位测试 in-situ testing

在油气藏所处的位置，基本保持油气藏原来的结构、湿度和应力状态，对油气藏进行的测试。

3.2

孔隙度 porosity

物质的孔隙空间体积与其总体积之比，是所有油层岩石的固有性质。

3.3

有效孔隙度 effective porosity

游离流体占据的相互连通的孔隙空间。

3.4

压力传导系数 pressure transmissibility

油气藏岩石的渗透率与其孔隙度和流体压缩系数的乘积之比，反映了地层压力波传播的快慢能力。

4 总体要求与风险预防措施

4.1 总体要求

- 4.1.1 测试作业应坚持“安全第一、环保优先、质量至上”的原则。
- 4.1.2 依据井眼轨迹、地层压力预测值、流体类型、储层埋深等地质资料，明确测试目标、测试参数及测试范围。
- 4.1.3 针对不同测试类型，制定详细的测试方案，包括测试管柱组合、测试时间、压力控制范围、流体取样要求等，避免测试过程中出现井喷、管柱损坏、岩心污染等风险。
- 4.1.4 应针对测试作业中可能出现的各类风险制定详细的应急预案，并定期进行演练，确保设备完好、人员熟悉程序。

4.2 风险预防措施

4.2.1 井喷

- 4.2.1.1 作业前应进行精细的地层压力预测，并设计合理的井身结构和井控方案，防喷器组及节流压井管汇的压力等级须满足最高关井压力要求。
- 4.2.1.2 作业中应保持井筒液柱压力始终高于地层压力。坐封封隔器等关键工序前，应循环调整钻井液性能。

4.2.2 管柱损坏

- 4.2.2.1 根据井深、压力、温度及腐蚀环境，对测试管柱及工具进行严格的强度与材质校核，确保其可靠性。
- 4.2.2.2 起下管柱应平稳，控制速度，减少压力激动和抽汲效应。严格按照规程操作井下工具，严禁超扭矩、超悬重作业。
- 4.2.2.3 实时监测指重、扭矩及泵压变化，及时发现并分析管柱遇卡、堵塞或刺漏等异常情况。

4.2.3 岩心污染

- 4.2.3.1 应采用适宜的钻井液体系，并优先选用密闭取心等专用工具。
- 4.2.3.2 取心钻进应采用温和参数，缩短岩心在井筒内的停留时间。岩心出筒后，应立即进行现场处理。
- 4.2.3.3 对需进行流体分析的样品，应立即切割、密封于样品罐中，并低温保存、快速送检，确保流体性质的原始性。

5 储层压力测试

5.1 概述

本测试通过井下压力计采集储层压力-时间数据，确定原始地层压力、目前地层压力及压力传导系数，用于评价储层能量、连通性及边界特征。

5.2 试验方法

- 5.2.1 收集井身结构、地质分层及预测地层压力数据，确定测试层段。
- 5.2.2 按“油管-封隔器-筛管-井下压力计”顺序组装测试管柱，丝扣处涂覆密封脂，组装后应用清水试压。
- 5.2.3 清理井口，检查采油树闸门开关灵活性，确认节流阀关闭。
- 5.2.4 匀速下入测试管柱，下入速度 $\leq 0.5\text{m/s}$ ，实时监测悬重，悬重异常变化时立即停止下入。
- 5.2.5 关闭井口闸门，启动数据采集系统，初始采样间隔 1s/次，压力稳定后调整为 30s/次；当压力稳定后，连续 10 组数据压力变化 $\leq 0.02\text{MPa}$ 时，记录此时压力为原始地层压力。
- 5.2.6 缓慢泄压，解封封隔器，起出测试管柱并回收井下压力计，导出数据并备份；清洗测试管柱及井口装置，检查设备完好性。

5.3 数据处理

- 5.3.1 采用 Horner 法（关井时间长的井）或 MDH 法（关井时间短的井）分析压力恢复曲线，计算地层压力、渗透率及压力传导系数，异常数据（如压力尖峰）需结合现场记录剔除。
- 5.3.2 原始地层压力测试需重复 2 次，2 次结果偏差 $\leq 0.1\text{MPa}$ 。
- 5.3.3 测试过程中若出现管柱泄漏，需重新坐封并重新测试。
- 5.3.4 数据记录需包含测试时间、深度、压力值、设备状态等内容。

6 流体性质测试

6.1 概述

本测试通过井下流体分析仪及原位取样器，在储层原始压力、温度下测量原油、天然气、地层水的物理化学性质，包括密度、黏度、组分、矿化度等参数。

6.2 试验方法

- 6.2.1 收集储层温度、压力数据，确定测试层段（与压力测试层段一致），选择匹配的井下分析仪。
- 6.2.2 对采用设备进行校准，并按“油管-井下流体分析仪-原位取样器-筛管”顺序组装测试管柱。
- 6.2.3 下入测试管柱至测试层段，启动流体输送系统，冲洗分析仪探头 30min 后停止注入，待储层流体进入分析仪，连续 5 组数据偏差 $\leq 1\%$ 时，记录原油密度、黏度、烃类组分、地层水矿化度。 H_2S 浓度 $>10\text{ppm}$ 时，每 5min 记录 1 次。 H_2S 检测仪器应符合 HG/T 3987 的规定，仪器分辨率 $\leq 1\text{ppm}$ ；测试前需采用 10ppm、50ppm 标准气体进行校准，校准误差不大于 $\pm 5\%$ ；记录 H_2S 浓度数据时，需标注检测仪器编号及校准状态。
- 6.2.4 触发取样器，采集流体，取样量应 $\geq 1000\text{mL}$ ，且不低于取样器容积的 80%；若取样器容积 $<1250\text{mL}$ ，应更换更大容积取样器（ $\geq 1250\text{mL}$ ），关闭阀门后稳压 5min，确认密封，取样过程应避免空气混入。起出取样器时应避免震动，将样品转移至地面设备，并进行试验验证。

6.3 试验验证

根据 GB/T 26981 和 GB/T 29172 的规定进行试验验证。

7 储层渗透率和孔隙度测试

7.1 概述

测定储层岩石有效孔隙度、总孔隙度、渗透率，为储层储集能力和渗流能力评价提供基础参数。

7.2 试验设备

氦气孔隙度测定仪、气体渗透率仪。

7.3 试验准备

按 GB/T 29172 的要求，依据仪器设备的岩心夹持器尺寸钻取柱状岩样，钻取直径 $25\text{mm} \pm 0.5\text{mm}$ 的柱状岩样，长度 $50\text{mm} \pm 5\text{mm}$ ，长径比 1.5~2.5，确保圆柱的两个端面平行且垂直于其轴线。样品应无明显裂缝、破碎，每个层位至少取 3 块平行样。

岩样清洗和烘干按照 GB/T 29172 的规定执行。

7.4 试验步骤

- 7.4.1 按 GB/T 29172 的要求测定孔隙体积。
- 7.4.2 采用标准块（已知孔隙度）校准仪器，校准偏差 $\leq 0.1\%$ 。
- 7.4.3 孔隙度测试：将岩心放入样品室，抽真空至压力 $\leq 10\text{Pa}$ ，通入氦气至平衡压力，记录仪器显示的孔隙度值（ Φ ）。
- 7.4.4 按 GB/T 29172 的规定测定渗透率，采用稳态法。对于渗透率 $>10\text{mD}$ 的岩样，通入氮气（纯度 $\geq 99.99\%$ ），对于渗透率 $\leq 10\text{mD}$ 的岩样用氦气（纯度 $\geq 99.999\%$ ），过程中应控制流量稳定，记录进口

压力、出口压力及流量，计算渗透率。

7.4.5 应进行 3 次试验，3 块平行样测试结果相对偏差 $\leq 5\%$ ，取平均值作为最终结果。

7.5 数据处理

按照 SY/T 6385 的规定进行。

8 试验质量控制与报告

8.1 质量控制

8.1.1 样品管理

8.1.1.1 样品的保存环境条件按照样品种类不同应符合下列要求：

- a) 岩样保存环境：温度 $20^{\circ}\text{C} \pm 5^{\circ}\text{C}$ ，相对湿度 $\leq 60\%$ ，避光；
- b) 流体样品保存环境：
 - 1) 原油样品：恒压（ $\geq$ 储层压力的 80%）、恒温（储层温度 $\pm 5^{\circ}\text{C}$ ）；
 - 2) 地层水样品：密封避光、温度 $20^{\circ}\text{C} \pm 5^{\circ}\text{C}$ 。

8.1.1.2 应建立样品台账，明确编号、层位、处理方式，保存期 ≥ 6 个月。

8.1.1.3 保存期内每月检查 1 次样品状态，记录异常情况。

8.1.2 仪器校准

8.1.2.1 应建立仪器设备定期校准制度，井下压力计、压力表、压力变送器等每月校准 1 次，按照 JJG 49、JJG 882 的规定执行，示值误差应 $\leq \pm 0.2\% \text{FS}$ 。

8.1.2.2 色谱仪每季度校准 1 次，色谱仪校准依据 JJG 700 执行，定性重复性偏差 $\leq 1\%$ 、定量重复性偏差 $\leq 2\%$ 。

8.1.2.3 其他计量仪器（如流量计、温度传感器等）每月校准 1 次，并应符合对应计量检定规程要求。

8.1.2.4 校准工作应委托具有法定计量检定资质的机构进行，校准记录应存档备查；若仪器出现故障、维修后，应重新进行校准并验证合格后方可投入使用。

8.1.2.5 校准记录应至少包含下列内容：

- a) 校准日期、校准人员；
- b) 标准器具编号；
- c) 误差值；
- d) 存档期。

8.1.3 数据精度

平行样测试结果相对偏差 $\leq 5\%$ （物性参数）、 $\leq 10\%$ （敏感性参数），否则重新试验。

8.2 报告编制

8.2.1 报告应包括下列内容：

- a) 试验目的；
- b) 样品信息；
- c) 仪器设备；
- d) 试验流程；
- e) 原始数据；
- f) 数据处理结果；
- g) 结论与建议。

8.2.2 附图应包括下列部分：

- a) 含孔隙度-深度曲线；
- b) 渗透率-压力关系图；
- c) 流体相态图。

9 安全与环保要求

9.1 安全防护

9.1.1 含硫样品试验需在通风橱内进行，通风橱换气次数应 ≥ 12 次/h，操作人员的人身防护应符合SY/T 6277的要求。

9.1.2 高压试验前检查设备密封性，压力不得超过额定值。

9.2 环保处理

9.2.1 废气处理

测试作业过程中产生的天然气、硫化氢等废气，应进行收集并无害化处理，严禁直接排放；室内试验产生的有毒有害废气，应通过通风橱和废气处理装置处理后达标排放。

9.2.2 废液处理

试验过程中产生的含油废液、含酸废液、钻井液废液及清洗设备的废水等均属于危险废物，应按GB 18597要求分类收集、密闭贮存于专用危险废物储罐，贮存过程应设置防渗、防漏、防溢流措施；废液转运及处置应委托具有相应危险废物处理资质的单位进行，严禁随意排放。废液最终处置应同时符合GB 8978的规定。

9.2.3 固废处理

测试作业产生的岩心废渣、废弃钻井液、废旧样品罐、破损配件等固体废弃物可按下列方式分类收集和处理：

- a) 危险固废：被原油、含硫流体、化学试剂污染的岩心废渣、废旧样品罐、沾污配件等，应密封收集并按GB 18597要求贮存，委托有资质单位无害化处置；
 - b) 一般工业固废：未被污染的岩心废渣、钻井液固相残渣等，应集中收集后送至指定工业固废处置场所，严禁随意丢弃；
 - c) 可回收固废：金属配件、管材、完好容器等，应分类回收、统一再利用。
-