



中华人民共和国石油天然气行业标准

SY/T 7644—2021

盐穴型储气库井筒及盐穴 密封性检测技术规范

**Technical specification for integrity testing
of wellbore and salt cavity for gas storage**

2021—11—16发布

2022-02—16实施

国家能源局 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 资料准备	1
4.1 地质资料	1
4.2 工程资料	2
5 基本要求	2
5.1 检测时段	2
5.2 检测介质	2
5.3 检测压力	2
6 检测仪表设备要求	2
6.1 仪表	2
6.2 检测配套设备、管汇	2
6.3 气水界面检测设备仪器	2
6.4 密封检测井口装置	2
7 检测技术要求	3
7.1 准备	3
7.2 检测	3
8 评价	3
8.1 评价方法	3
8.2 评价指标	3
8.3 评价标准	3
9 健康、安全与环境	3
附录 A (资料性) 井筒及盐穴密封性检测原理图	4

附录B (资料性) 井筒及盐穴密封性检测报告	6
附录C (资料性) 气体泄漏率计算公式	7
附录 D (资料性) 气体泄漏率随时间的变化趋势	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。

本文件由石油工业标准化技术委员会储气库专业标准化技术委员会提出并归口。

本文件起草单位：中国石油集团工程技术研究院有限公司、中国石油天然气股份有限公司华北油田分公司、中盐金坛盐化有限责任公司、中国石油天然气股份有限公司勘探与生产分公司、中国石油天然气股份有限公司储气库分公司、中国石油天然气股份有限公司盐穴储气库技术研究中心、中国石油化工股份有限公司天然气分公司、中国石油集团渤海钻探工程有限公司。

本文件主要起草人：庄晓谦、夏焱、何刚、袁光杰、安国印、郭凯、路立君、钟俊雄、谢卫炜、王斌、巴金红、姜炜、李国韬、李亮亮、李彬、李翔、陈飞、李景翠、金根泰、赵云松。



盐穴型储气库井筒及盐穴密封性检测技术规范

1 范围

本文件规定了盐穴储气库井筒及盐腔密封性检测工艺要求及评价方法。

本文件适用于盐穴储气库建库过程中各个阶段井筒及盐腔的密封性检测。

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 22513 石油天然气工业 钻井和采油设备 井口装置和采油树

SY/T 5587.9 常规修井作业规程第9部分：换井口装置

SY/T 5726 石油测井作业安全规范

SY/T 6276 石油天然气工业健康、安全与环境管理体系

SY/T 6751 电缆测井与射孔带压作业技术规范

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

气体泄漏率 leakage rate of gas

单位时间内的气体漏失量。

3.2

检测管柱 detection string

密封检测过程中下入井筒中的管柱，用于与待检测的井筒间形成环形空间，便于在环空中注入检测气体进行密封性检测。

4 资料准备

4.1 地质资料

密封检测资料准备应包含(但不限于)以下地质资料：

- a) 区域构造、地层分布及岩性；
- b) 单井钻井地质设计、地质总结；
- c) 地应力测试成果资料。

4.2 工程资料

密封检测资料准备应包含(但不限于)以下工程资料:

- a) 钻井完井设计及施工资料;
- b) 录井及测井资料;
- c) 前期密封检测情况总结;
- d) 腔体声呐测腔成果。

5 基本要求

5.1 检测时段

- 5.1.1 造腔开始前,应对生产套管进行检测,同时宜对裸眼井段进行检测。检测原理图见图A.1。
- 5.1.2 造腔结束后,应对井筒及腔体进行密封性检测。检测原理图见图A.2。
- 5.1.3 注采完井后,应对井口、注采管柱及腔体进行密封性检测。检测原理图见图A.3。

5.2 检测介质

检测介质宜为氮气,浓度不低于工业用氮气标准。

5.3 检测压力

检测期间生产套管鞋处所承受的压力,应为储气库运行上限压力的1.1倍。

6 检测仪表设备要求

6.1 仪表

- 6.1.1 压力测量仪表精度应不低于1级。
- 6.1.2 温度测量仪表精度应不低于0.5级。
- 6.1.3 井口检测仪表数据应实现远程传输。

6.2 检测配套设备、管汇

- 6.2.1 检测用注气、注水管汇及设备压力等级,应大于检测井口压力最大值的1.5倍。
- 6.2.2 注气管汇气试压到设计试压压力,稳压0.5h,压降不大于0.5MPa 为合格。
- 6.2.3 注水管汇连接完成后,使用饱和卤水试压到设计试压压力,稳压0.5h,压降不大于0.5MPa 为合格。

6.3 气水界面检测设备仪器

- 6.3.1 气水界面检测设备仪器应包括电缆测井设备、防喷管、气水界面检测仪器等。

6.3.2 界面仪器检测精度应小于10cm。

6.4 密封检测井口装置

6.4.1 井口装置的配置及性能应符合GB/T 22513的要求。

6.4.2 宜采用具有气密封性能的双翼井口装置。

7 检测技术要求

7.1 准备

- 7.1.1 检测井口安装与拆卸应执行 SY/T 5587.9。
- 7.1.2 检测管柱下端宜安装防仪器落井装置。
- 7.1.3 检测管柱的下深宜低于生产套管鞋深度30m。
- 7.1.4 对井筒进行检测时，应使用饱和卤水替换井筒内钻井液。

7.2 检测

- 7.2.1 应采取分段升压方式逐步将压力升至设计压力，升压速率宜不大于0.3MPa/h。
- 7.2.2 调整气水界面至设计深度时，界面波动幅度小于0.1m/h 可开展后续作业。
- 7.2.3 井筒及腔体关闭时间应不少于8h，观察井口温度、压力变化情况。
- 7.2.4 检测时可根据需要对设计界面进行微调，但调整范围应控制在±0.2m 内。
- 7.2.5 每小时记录一次井口压力，测量一次气水界面，持续检测时间应不少于24h。
- 7.2.6 检测结束后，压力应缓慢泄放，降压速率宜不大于0.3MPa/h。
- 7.2.7 气水界面检测作业应符合 SY/T 6751的要求。
- 7.2.8 测试过程中，井口套压降幅大于0.1MPa 时，可适时注入饱和卤水补压，补压后检测应不少于24h。
- 7.2.9 密封性检测不符合要求时，应降低检测压力，按照7.2.1~7.2.8再次测试。
- 7.2.10 重复7.2.9,直至检测符合要求。
- 7.2.11 检测结束后，应编写井筒及盐穴密封性检测报告，内容及格式见附录B。

8 评价

8.1 评价方法

根据井口气体检测压力、温度及记录的气水界面深度等参数计算出气体泄漏率，绘制24h 内泄漏率与时间的关系曲线。根据泄漏率与时间的关系曲线和气水界面深度变化值，对井筒及盐腔密封性进行评价。

气体泄漏率计算公式见附录C。

8.2 评价指标

井筒及盐穴密封性检测的评价指标应包括以下内容：

- a) 气体泄漏率曲线逐渐减小，并趋近于零，气体泄漏率随时间的变化趋势见附录D；
- b) 在24h 检测时间内，气水界面深度变化值小于1m。

8.3 评价标准

检测结果同时符合8.2 中 a) 和 b) 的规定，密封性符合要求。

以上内容仅为本文档的试下载部分，为可阅读页数的一半内容。如要
下载或阅读全文，请访问：

<https://d.book118.com/608015133011006066>