DOI:10.14188/j.1671-8844.2024.0300 文章编号:1671-8844(XXXX)XX-0001-10

风电场35kV电缆T型接头温度响应与绝缘老化关联度分析

陶培源[1],陈浩[2],卢晨[1],Samee Ur Rehman[1],彭阁[3],陶劲松[1]

(1. 武汉大学电气与自动化学院,湖北 武汉 430072; 2. 中国华能钟祥风电有限责任公司,湖北 钟祥,431900; 3. 中国华能湖北新能源有限责任公司,湖北 武汉 430300)

摘要: 近年来,我国风电事业取得长足发展,由于运行环境原因,风电场变电站配电系统存在一定的安全隐患,其中电缆T型接头由于长期承载电流产生的热效应,引起绝缘层老化从而出现局部放电、电弧等故障,引起爆裂等安全事故。因此,分析电缆T型接头温度响应与老化程度间的关系至关重要。本文首先搭建了电缆T型接头温度响应测量平台,接头套内加装加热棒仿真电缆线芯动态温度变化,选取不同使用程度的电缆T型接头的不同位置测量其实时内外表面温度,得到不同使用程度的电缆T型接头绝缘的温度响应与老化程度间的关系。建立双层介质模型,分析电缆T型接头内外表面温度随时间的变化规律,对比实际数据与双层介质模型拟合曲线,二者具有极强的相关性。对比不同使用程度的电缆T型接头拟合曲线,同样得到电缆T型接头使用程度与电缆T型接头厚层温升曲线有较强关联。

关键词: 电缆T型接头;绝缘老化;动态温度响应;双层介质传热模型

中图分类号: TM21 **文献标志码:** A

Correlation analysis between temperature response and insulation aging of T-joint of 35kV cable in wind farm

TAO Peiyuan[1], CHEN Hao[2], LU Chen[1], REHMAN SAMEE UR[1], PENG Ge[3], TAO Jingsong[1]

(1. School of Electrical Engineering and Automation, Wuhan University, Wuhan 430072, China;
2. Huaneng Zhongxiang Wind power Co., LTD, Zhongxiang 431900, China;
3. Huaneng Hubei New Energy Co., LTD, Wuhan 430300, China)

Abstract: In recent years, China's wind power industry has made significant progress. However, due to environmental factors, there are certain safety risks in the distribution systems of wind farm substations. Among these, the T-type cable joints are prone to failures such as partial discharge and arc faults caused by insulation aging due to the thermal effects of prolonged current loads, which can lead to safety incidents such as explosions. Therefore, it is crucial to analyze the relationship between the temperature response of T-type cable joints and their aging levels. This study first establishes a temperature response measurement platform for T-type cable joints. Heating rods are installed inside the joint sleeves to simulate the dynamic temperature changes

收稿日期: XXXX-XX-XX

作者简介: 陶培源(2001-),男,硕士研究生,主要从事高电压与绝缘技术研究,E-mail:1223489101@qq.com。

通信作者: 陶劲松(1968-),男,副教授,硕士生导师,主要从事高电压与绝缘技术,电力系统规划,智能交通等研究,E-mail:jamson_tao@163.com。

基金项目: 国家自然科学基金项目(编号:51977161);中国华能集团有限公司项目(编号:HBXNY-ZX-QT-2022-019)。

本文引用格式: 陶培源,陈浩,卢晨,等.风电场35kV电缆T型接头温度响应与绝缘老化关联度分析[J].武汉大学学报(工学版),XXXX,XX(XX):1-10.

Citation: TAO Peiyuan, CHEN Hao, LU Chen, et al. Correlation analysis between temperature response and insulation aging of T-joint of 35kV cable in wind farm[J]. Engineering Journal of Wuhan University, XXXX, XX(XX):1-10.

of cable cores. The real-time internal and external surface temperatures of T-type cable joints at different aging levels are measured at various positions. This allows the identification of the relationship between the temperature response and the aging degree of the cable joint insulation. A double-layer dielectric model is constructed to analyze the temporal changes in the internal and external surface temperatures of T-type cable joints. The actual data are compared with the fitted curves of the double-layer dielectric model, showing a high correlation. Additionally, by comparing the fitted curves of T-type cable joints with different aging levels, it is evident that the degree of usage is strongly associated with the thermal rise curves of the cable joint′s thick insulation layers..

Key words: T-joint of cable; insulation aging; dynamic temperature response; Two-layer medium heat transfer model

风电场电缆T型接头是串接风机电能的关键组件之一,其绝缘老化问题可能威胁电力系统的安全可靠性。绝缘老化的一个分支是热老化,其是指电缆长期处于大电流状态导致温度异常从而引起的老化现象,在严重时可能会导致电缆损坏甚至爆炸等故障。本文结合实验室测量与模型仿真,分析电缆T型接头的内外表面温升响应,反映其绝缘性能。一方面,通过搭建一个分析电缆T型接头温升响应的实验平台,测试不同老化阶段的T型接头样品。研究初步揭示了其内外表面的温度响应特性,分析了温度变化趋势与绝缘老化程度的相关性。

国内外对于电缆及其接头的温升与老化研究取得了长足的进步,李荣伟[1]采用分布式光纤传感技术并结合光时域反射原理研究电缆在运行过程中温度和应力的变化情况;刘骥[2]采用先进的频域介电谱技术深入理解交联聚乙烯(Cross linked polyethylene, XLPE)电缆的电树枝老化问题。刘红剑[3]聚焦于低密度聚乙烯在不同温度条件下的黏度特性;王昊月[4]通过采用高压频域介电谱揭示了交联聚乙烯在电缆中的老化状态。伍亚萍[5]利用介电泳理论分析电树的形成及其发展方向。单秉亮[6]采用宽频阻抗谱和分段老化电缆等研究方法实现对电缆缺陷的诊断和定位。王治[7]利用绝缘状态在线监测为电缆运行状态的实时监测和维护提供了有效途径。沈智飞[8]通过XLPE电缆的加速电老化实验,对其理化性能和介电性能的变化进行了详细分析。马骁[9]关注电力电缆中水树的老化特征,为水树问题的监测和评估提供了一种新的电流法。景巍巍[10]的研究集中在硅橡胶绝缘及电缆附件的老化特性,通过研究陷阱参数和介电性能,揭示了硅橡胶绝缘老化机理。王尉军[11]聚焦于XLPE电缆的绝缘状态,通过低频信号感应和在线监测,提出了一种新颖的电缆绝缘状态监测方法。张梦甜[12]关注高压直流XLPE电缆绝缘的性能,通过将完整的电缆处理成环形切片,使用电导率测试、直流击穿和空间电荷测试的方法分别测试了电缆多层绝缘性能。张浩然[13]的研究主题是高压电缆的缓冲层和烧蚀故障,通过温度测量和气体分析,揭示了缓冲层在高压电缆中的重要作用。

Osama E. Goud[14]设计了一种用于在线监测地下电缆运行状态的装置,通过测量电缆土壤附近的温度场分布。Lulu Li[15]通过观测电缆外部自然功率扰动,计算电缆绝缘相对介电常数,实现了远程在线电缆的运行状态的监测。Sujie Shao[16]通过边缘计算的方法,对电缆在线监测的任务分配机制展开了研究,该方法大幅提高了电缆在线监测的效率。Chen Junqi[17]研究了异氰脲酸三烯丙酯(TAIC)对XLPE材料水树耐电性以及其他电学特性的影响。Li Huan[18]等学者研究了XLPE电缆在微观结构和介电性能方面的退化过程,通过测试不同使用程度的XLPE电缆,探究了老化状态与XLPE热老化产物之间的联系。Takashi Kurihara[19]等学者在研究XLPE电缆的破损原因时,发现了电缆屏蔽层的腐蚀和挤压会导致电缆老化速度加剧。国外关于XLPE材料的主流研究都聚焦于XLPE材料本身或XLPE在电缆上的应用,只有少量研究专注于XLPE中间接头的绝缘老化现象[20-23]。尽管XLPE电缆的制造工艺已达到相对成熟的水平,然而,在其制造过程中,难以避免地存在一定数量的杂质、微孔等缺陷。这些缺陷的存在,再加上电缆在运输、敷设过程中可能遭受的损伤以及在恶劣的运行环境下工作的情况,都对电力电缆的可靠运行产生了极大的影响,为电力系统的安全运行埋下了重大的隐患[24]。理想条件下,XLPE材料的理论寿命为25至45年之间。实际生产应用场景下,电缆线芯发热、电弧泄漏和雨污覆盖等因素都会导致XLPE电

缆的寿命减少。研究分析了大量XLPE电缆老化样本后发现,电力电缆的失效率与其运行时间之间通常遵循浴盆曲线的关系[25]。XLPE电缆绝缘劣化过程分为三个阶段:早期故障期、偶然故障期和严重故障期。电力电缆绝缘劣化过程具有明确的阶段性特征,每个阶段都伴随着独特的故障机制和相关风险。深入了解这些阶段对于保持电力系统的可靠性以及实施预防措施至关重要[26]。高电压等级的XLPE绝缘电缆通常采用过氧化物交联技术。这些技术的应用推动了XLPE绝缘电缆在电力工程领域的广泛应用[27]。

本文首先搭建了电缆T型接头温度响应测量平台,接头套内加装加热棒仿真电缆线芯动态温度变化,选取不同使用程度的电缆T型接头的不同位置测量实时内外表面温度,得到不同使用程度即不同老化程度的电缆T型接头绝缘的温度响应与老化程度间的关系,建立双层介质模型,分析不同使用程度的电缆T型接头内外表面温度随时间的变化规律。

1 XLPE老化机理

XLPE电缆在实际运行过程中,其性能受到多种因素的长期影响,这些条件可能导致XLPE材料的物理和化学性质发生变化,特别是在高温和高湿环境下,XLPE电缆的老化速度会加快,其绝缘性能下降,从而增加了电缆故障的风险。而电缆的热老化现象是指电缆运行电流过大或电力系统发生短路故障时造成的瞬时过电流导致电缆线芯产生过多热量,从而加速电缆绝缘材料中内部分子的裂变过程,其最终导致绝缘材料的结晶度和交联度的降低,影响其绝缘性能。

XLPE材料的热老化过程涉及两种主要类型的物理化学反应,即热裂解反应和热氧化反应。热裂解反应指的是在无氧条件下,链状或网状结构的XLPE分子在高温作用下发生键的断裂,从而导致小分子基团的无规则重新排列或重组。热氧化反应是指电缆绝缘层长时间在高温环境中工作,引发的氧化分解等反应。其会导致绝缘材料的分子量减小。同时,高温会加速化学反应速率,加剧绝缘材料性能的劣化,导致XLPE绝缘性能下降和寿命缩短。

电缆T型接头的老化主要与其使用的XLPE(交联聚乙烯)绝缘层密切相关。XLPE作为绝缘材料,具有高绝缘性能和耐热性能。但在实际运行中,由于电流引起的发热、电压冲击、湿度和水分渗透等因素的作用,XLPE绝缘层可能会发生热老化、电气击穿以及结构变化等现象,导致绝缘性能下降和老化加速。因此,保持XLPE绝缘层的稳定性和性能至关重要。由于电缆T型接头呈不规则形状,电缆从T型接头下方插入连接至升压变压器,因此研究电缆T型接头35kV侧的绝缘老化程度极有必要的。本文实验将测试电缆T型接头35kV侧不同横截面的内外表面温度响应,从而得到使用程度与不同位置温度响应的对应关系。

2 温度响应实验平台

本文采用220V/50Hz交流电源控制的可调节热源模拟电缆线芯在实际运行状态下的发热过程。可调节热源集成了温度传感器,能够测量绝缘内表面温度;绝缘外表面温度由一台红外温度摄像系统测量。通过测量电缆T型接头绝缘外表面对绝缘内表面的温度响应,分析电缆T型接头的表面温度响应与其老化程度的关系。

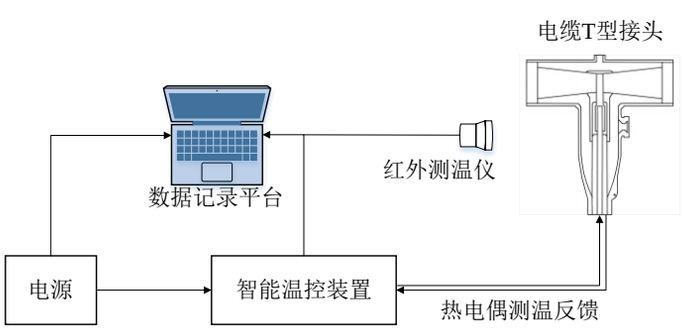


图1 电缆T型接头温度响应实验平台

Fig.1 Temperature response test platform of cable T-joint

电缆T型接头温度响应实验平台硬件由四部分组成:可控热源、热电偶测温装置、红外测温仪以及被测电缆T型接头。可控热源连接220V/50Hz交流电源,其加热棒集成温控与测温功能。加热棒从电缆T型接头下方插入,使其与电缆T型接头内表面紧密接触。红外测温仪与加热棒处集成的温度传感器共同测量接头内外温度,实验平台示意图如图1所示。

电缆T型接头主要由电缆、压接端子、绝缘层以及内外屏蔽层组成。电缆T型电缆接头绝缘层采用XLPE橡胶材料制成。本实验采用的接头为RCW35C系列可触摸分离型电力电缆连接器,其构件主要包括外屏蔽层、内屏蔽层、绝缘层、接地孔和压接端子。由于实验所采用的电缆T型接头型号为RCW35C系列-可触摸分离型电力电缆连接器,其绝缘层几何形状并不均匀,因此实验中在管壁上下两端取薄层和厚层两处进行实验。测量点在T型接头的位置如图2所示:

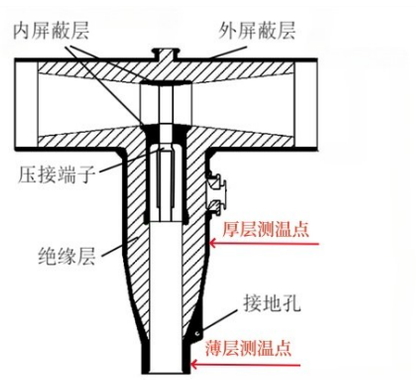


图2 电缆T型接头结构与测温点示意图

Fig.2 Diagram of the structure and temperature measuring point of the T-joint of the cable

电缆T型接头温度响应实验步骤如下:

(1) 设定热源初始温度

在实验开始时,设定可控热源目标温度,测量记录电缆T型接头内外表面的初始温度。利用红外测温仪,对电缆T型接头上下两个位置的厚层测温点和薄层测温点的外表面温度进行间隔为60秒的测量并记录,获取温度变化的详细数据。温度控制箱负责控制加热开关,当温度达到目标值后跳闸。温控箱通过控制加热管的加热过程,而加热管内部则装有热电偶测温装置,用于实时监测加热管的温度。温度数据反馈回温控箱并通过箱面控制面板显示,一旦加热管的温度达到了预设的目标温度,温控箱会触发继电器切断加热,停止加热过程,确保了热源的稳定温度控制。

(2) 红外图像温度记录

采用红外热成像技术,对T型接头两测量点进行图像采集。通过截图的方式,获取T型接头表面的红外温度分布,间隔60秒同时记录外表面测温点温度和热电偶传感器测量的内表面温度。

(3) 重复对照实验

为避免温度过高加速接头老化,导致多次试验后老化程度加深,影响同一试验样品试验结果的重复性,目标温度统一设置在90℃以下。对于一种电缆T型接头,首先设置同样的目标温度,多次重复测量。然后,对该接头内部设定不同的目标温度,同样进行多次重复测量,记录不同目标温度下电缆T型接头内外表面温度响应情况。

(4) 不同使用程度的电缆T型接头对比实验

本实验测量3种不同使用程度的电缆T型接头内外部温度,分别代表了绝缘老化程度的不同,设计温升实验测试其内外温度响应曲线。3种不同使用程度的电缆T型接头分别为使用时间为3年并爆裂的接头、使用1年的接头和全新接头。对不同使用程度的电缆T型接头,重复上述实验步骤,观察薄厚层与内部温度之间的响应变化。对照不同使用程度下温差变化,重复多组实验,并设定相同温度目标值测量不同温度目标值下电缆T型接头内外温差。

3 电缆T型接头温度动态响应分析

3.1 电缆T型接头温度变化趋势分析

首先选取使用程度为1年的电缆T型接头,在室温为14℃、空气相对湿度为60%的条件下,设定可控热源目标温度为40℃,将加热棒插入至T型接头内部模拟电缆线芯发热,记录其外表面薄层和外表面厚层温度以及内部温度值。分析数据表明,电缆T型接头薄层温度响应比厚层温度响应更迅速。T型接头底部薄层绝缘材料XLPE较薄,热传导速度较快,因此在实验前期温度响应更快,且随着时间的推移温度增速逐渐放缓。后期温度响应则更慢。T型接头底部厚层绝缘材料XLPE较厚,热传导速度较慢,因此在实验前期温度响应较慢。但随着T型接头腔内热量堆积以及时间的推移,厚层温度增速逐渐增加。

进一步处理数据,得到薄层外表面与厚层的温度差、薄层外表面与内部温差以及厚层外表面与内部温差,如图3所示:

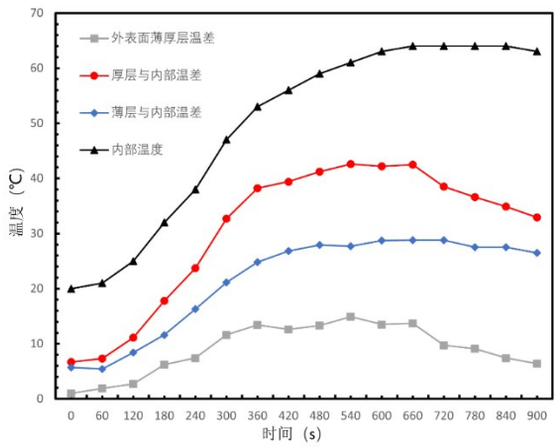


图3 电缆T型接头不同位置间的温差

Fig.3 Temperature difference between different positions of cable T-joint

由图3可知，温差曲线均随时间推移先上升后降低。厚层外表面与内部温差最大，其任意时刻温差数值均高于薄层外表面与内部温差，薄层外表面与内部任意时刻温差数值均高于薄层外表面与厚层的温度差。

3.2 不同老化程度电缆T型接头温度动态响应分析

选取三个不同使用程度的电缆T型接头，为了便于区分，分别将这三个电缆T型接头命名为T1、T2和T3。按工作情况分别分为T1全新未使用、T2已工作1年和T3已工作3年并爆炸损坏。对三个接头分别在不同室温的条件下，设定可控热源目标温度为40℃模拟电缆线芯发热，测量其外表面薄厚测温点与内部温度间的温差。根据不同位置处与内部的温度差，描述不同使用程度电缆T型接头的温度响应情况。

3.2.1 不同使用程度接头的薄层外表面与内部温差

三个T型接头薄层外表面与内部温差图像如图4所示：

图4表明，电缆T型接头的薄层外表面与内表面温差首先随着时间逐步增加，到一定范围后维持在一个稳定状态。电缆T型接头达到稳定状态的稳态值和进入稳态的时间与接头的老化状态相关，且进入稳态前温差上升速度也与电缆T型接头老化状态相关。

对三个不同使用程度的电缆T型接头进入稳态前的温差上升曲线拟合，取T1前360s的曲线为温差上升曲线、T2前480s的曲线为温差上升曲线以及T3前540s的曲线为温差上升曲线。T1、T2和T3的温差上升曲线拟合函数表达式分别如式1、2和3所示：

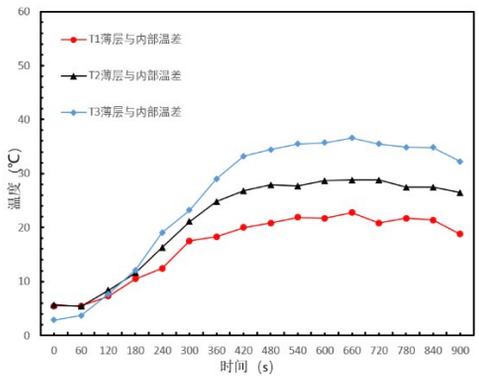


图4 不同使用程度接头的薄层外表面与内部温差

Fig.4 Temperature difference between the outer surface and the inside of the thin layer of the joint with different service life

$$y = 5.9667 - 1.1632x + 0.5694x^2 - 0.0102x^3 \quad (1)$$

$$y = 8.8 - 4.9701x + 1.9597x^2 - 0.1321x^3 \quad (2)$$

$$y = 4.4581 - 3.3921x + 1.8259x^2 - 0.1198x^3 \quad (3)$$

由此可见：不同的使用程度即不同的老化状态对电缆T型接头传热效果有较大影响。使用时间越长，接头内外温差稳态值范围越大，接头外部温度达到稳态时间所需时间越久，达到稳态前温差增长率越大，即XLPE绝缘层传热速率越慢。

3.2.2 不同使用程度接头的厚层外表面与内部温差

三个T型接头厚层外表面与内部温差图像如图5所示：

如图5所示，对于电缆T型接头的厚层外表面与内部温差变化规律与薄层类似，温差先随着时间逐步增长，增长到一定范围后会维持在一个稳定状态。相较于薄层，厚层与内部温差始终大于薄层与内部温差。

拟合三个不同使用程度的电缆T型接头进入稳态前的温差上升曲线，取T1前480s的曲线为温差上升曲线、T2前540s的曲线为温差上升曲线以及T3前660s的曲线为温差上升曲线。T1、T2和T3的温差上升曲线拟合函数表达式分别如式4、5和6所示：

对比薄层与内部温差，由于厚层XLPE绝缘层材料半径数倍于薄层，其传热效率会低于薄层。因此导致厚层与内部温差始终大于薄层与内部温差、温差增长率同样大于薄层以及进入稳定状态时刻也滞后于薄层。且设定其他不同目标温度值重复

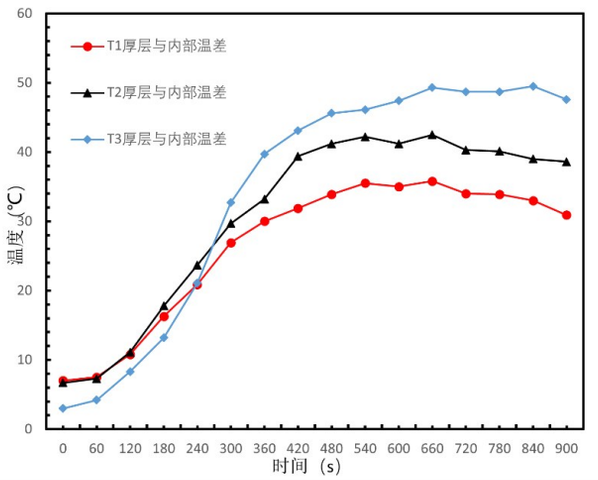


图5 不同使用程度接头的厚层外表面与内部温差

Fig.5 Temperature difference between the outer surface of the thick layer and the inner surface of the joint with different service life

$$y=9.7571-4.9434x+2.2694x^2-0.1634x^3 \quad (4)$$

$$y=7.3444-2.7488x+1.7533x^2-0.1146x^3 \quad (5)$$

$$y=4.3318-3.8741x+2.1634x^2-0.1337x^3 \quad (6)$$

多组实验后,电缆T型接头温差变化趋势与上述变化类似。

3.2.3 不同使用程度接头的厚层外表面与薄层温差

三个T型接头薄层外表面与厚层温差图像如图6所示:

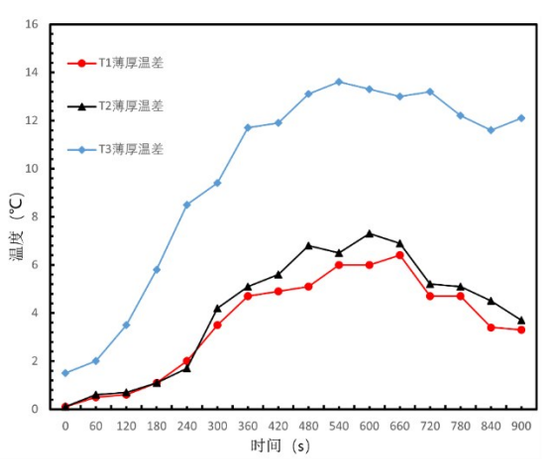


图6 不同使用程度接头的厚层外表面与薄层温差

Fig.6 Temperature difference between thick layer outer surface and thin layer of joint with different service life

如图6所示,T3薄厚温差在绝对值上波动最大,但相对于其平均值的波动性最小。这表明T3的实验条件或过程具有较高的不确定性或变化性,但这种变化在整体上是比例相对稳定的。绝缘性能越差,电缆T型接头薄厚段温度差异越大,且温差越不稳定。T1和T2的波动性在相对标准差上接近,这意味着这两组数据在实验的波动性方面有相似的特征或受到相似因素的影响。二者使用时间差距不大,说明老化程度越好,电缆T型接头薄厚段温度差异越小,且温差越稳定。

4 电缆T型接头传热模型与现场试验结果比较

4.1 电缆T型接头双层介质传热模型

电缆T型接头通常处于封闭且通风散热条件有限的开关柜环境中,在这种环境下电缆线芯产生的热量会导致电缆本体的温度上升。此温度上升对于决定电缆以及其接头的绝缘材料的老化速率及绝缘寿命具有显著影响,因此建立可靠的模型计算接头内部向外部的温度传递尤为关键。

本文所研究的重点是电缆T型接头本体的绝缘老化性能,而非电缆T型接头与电缆形成的连接体。从电缆T型接头的物理结构可知,电缆T型接头厚层是由两层材料所组成:外屏蔽层和绝缘层。电缆T型接头外屏蔽层材料为保护用的硬橡胶,绝缘层材料为XLPE。

电缆T型接头包括橡胶绝缘层和XLPE屏蔽层,可将该结构利用解析分析模型的方法建立双介质传热模型,双介质传热模型如图7所示。将双层介质的传热过程视为垂直于电缆T型接头表面的径向一维运动,方向由内侧指向外侧,零点为电缆T型接头内表面。

电缆T型接头传热模型就可以描述为:由于电缆线芯发热,已知电缆T型接头厚层外侧温度,建立双层介质传热模型,求解接头外表面温度。

由傅里叶定律和能量守恒定律得出温度随时间和位置变化的方程:

$$\frac{\partial u(x,t)}{\partial t}-a^2\frac{\partial^2 u(x,t)}{\partial x^2}=f(x,t) \quad (7)$$

其中热扩散率$a^2=\lambda/c\rho$,用于衡量物体之间单位时间单位面积上的传热量,λ为热导率,用于衡量物体内部间热量扩散的能力,c为比热容,ρ为密度,$f(x,t)$为电缆T型接头内部存在的热源。设双层介质整体厚度为d,初值条件满足外界环境温度恒为T_1,稳定后内侧温度为T_3,则有:

$$u(x=0,t)=T_1,u(d,t=\infty)=T_3 \quad (8)$$

令试探解$u(x,t)=X(x)T(t)$,带入温度随时间和位置变化的方程得到:

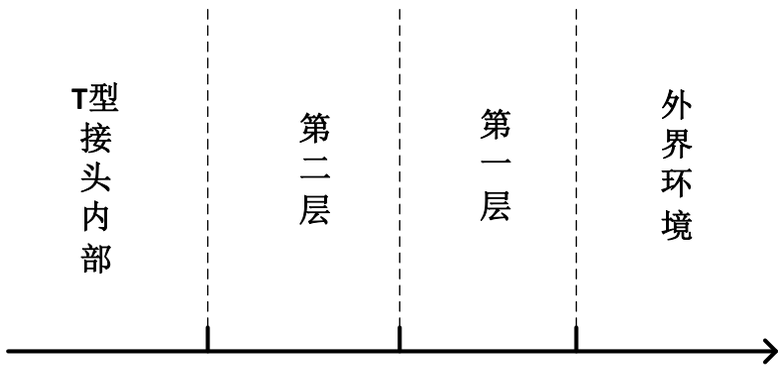


图7 电缆T型接头双层传热模型示意图

Fig.7 Schematic diagram of double-layer heat transfer model of cable T-joint

$$X_k(x)=p_k\cos(\omega_k x)+q_k\sin(\omega_k x) \tag{9}$$

$$T_k(t)=n_k e^{-a^2\omega_k^2 t}\ (k=0,1,2) \tag{10}$$

其中系数p_k，q_k，n_k由初值条件决定，$\omega_k=k\pi/d$。温度随时间和位置变化的方程的一般解可表示为：

$$u(x,t)=\sum_k X_k(x)T_k(t) \tag{11}$$

电缆T型接头对应屏蔽层和绝缘层的厚度分别为d_1，d_2，热导率分别为λ_1，λ_2。屏蔽层和绝缘层中间两层分界面的温度为T_2。当热传导过程达到稳态后，此时每一层的导热速率均相等，由热量流守恒条件得每层传递的热量$Q_i(i=0,1,2)$为d_1，d_2为：

$$Q_i=A\frac{\lambda_i}{d_i}(T_i-T_{i+1}) \tag{12}$$

这里A为电缆T型接头屏蔽层和绝缘层横截面积。当热传导处于稳定状态时，则有：

$$\frac{\Delta T_{1,2}}{R_1}\equiv Q \tag{13}$$

其中$R_1=\dfrac{d_1}{\lambda A}$为热阻，$\Delta T_{1,2}=\Delta T_1-\Delta T_2$。利用$\Delta T_{1,2}=Q\times R_1$可求得各层分界面的温度差以及各层面的温度。

将橡胶绝缘层和XLPE屏蔽层视为一个整体，通过复合计算可以得到电缆T型接头厚层整体的密度、比热容和热导率，如下式所示：

$$\rho=\frac{\rho_1 v_1+\rho_2 v_2}{v_1+v_2} \tag{14}$$

$$\rho=\frac{\rho_1 v_1+\rho_2 v_2}{v_1+v_2} \tag{15}$$

$$\lambda=\frac{\lambda_2}{\left(\dfrac{\lambda_2}{\lambda_1}-1\right)v_1+1} \tag{16}$$

其中v_1，v_2为相对体积。将以上参数带入温度随时间和位置变化的方程的一般解可得到电缆T型接头厚层整体的分界面和表面温度随时间的表达式：

$$u(x=d,t)=C_1 e^{-a^2\omega^2 t}+C_0+\varphi(x,t) \tag{17}$$

其中C_1，C_0为常数，可通过代入初始条件求得，$\varphi(x,t)$为电缆T型接头内部存在的热源所引起的特解。

以实验室环境温度为14℃、三个不同使用程度的电缆T型接头的实验数据为依托，对电缆T型接头双层热传导模型进行计算求解。电缆T型接头内部初始温度为20℃，热传导过程达到稳定后电缆T型接头内部温度为64℃。

将以上参数带入至温度随时间和位置变化的一般解方程，同时考虑边界条件$u(x=d,t=0)=20$℃，$u(x=d,t=\infty)=64$℃，计算得到电缆T型接头厚层外表面的温升曲线为：

$$u(x=d,t)=0.19+15.79e^{0.026t} \tag{18}$$

对比实验测量所得到电缆T型接头厚层外表面的曲线与双层热传导模型计算，实验数据与模型计算值基本吻合，T1接头计算结果如图8所示。对实验所得数据与拟合曲线进行相关性分析，得到拟合曲线与实验数据间的决定系数R^2为0.92，说明二者具有较强的相关性。

T2和T3接头以同样的初设条件带入温度随时间和位置变化的一般解方程，考虑边界条件后，计算得到电缆T型接头厚层外表面的温升曲线分别为：

$$u(x=d,t)=0.2+11.9e^{0.049t} \tag{19}$$

$$u(x=d,t)=0.19+11.631e^{0.059t} \tag{20}$$

对实验所得数据与拟合曲线进行相关性分析，得到使用1年的电缆T型接头拟合曲线与实验数据间的决定系数R^2为0.89，使用3年的电缆T型接头拟合曲线与实验数据间的决定系数R^2为0.94。二者拟合曲线如图9所示：

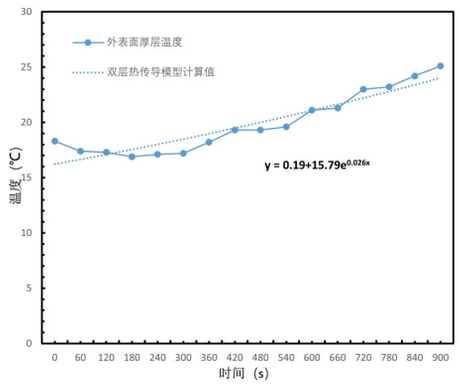


图8 T1接头的模型拟合曲线

Fig.8 Model fitting curve of T1 joint

为验证模型的合理性,采用平均相对误差(Mean Relative Error,MRE)进行误差分析,衡量模型预测值与实际值之间的误差,其计算公式如下:

$$\mathrm{MRE}=\frac{1}{n}\sum_{i=0}^{n}\frac{\left|u_{a,i}-u_{m,i}\right|}{u_{a,i}} \tag{21}$$

其中,$u_{a,i}$为外表面厚层温度在第i个时间点的值,$u_{m,i}$为双层热传导模型计算值在第i个时间点的值。

计算得到三个电缆T型接头的MRE分别为3.976%,4.595%,4.995%,均小于5%,说明双层热传导模型计算值基本准确,误差始终控制在合理范围内。

由双层介质传热模型计算结果可得:全新的电缆T型接头厚层外表面温升曲线的幂在0.025至0.03之间;使用1年的电缆T型接头厚层外表面温升曲线的幂在0.045至0.05之间;使用3年的电缆T型接头厚层外表面温升曲线的幂在0.055至0.065之间。根据函数曲线的幂值,可以用于判别电缆T型接头的老化性能。

5 结论

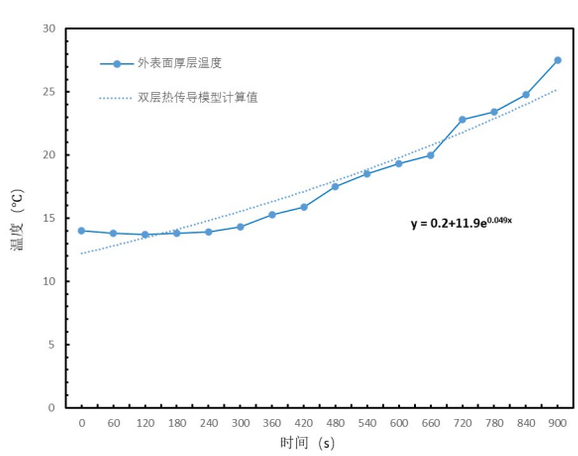
本文探讨了风电场35kV电缆T型接头温度响应的关键理论基础、实验室与现场温度响应数据测量分析方法。通过实证研究,建立了实时监测系统的设计和温度响应的预测模型。在试验测量中,得到以下结论:

(1)电缆T型接头的薄层部分温度响应较厚层部分响应快,外部薄层温度变化率随时间减少,而厚层温度变化率则逐渐增加。

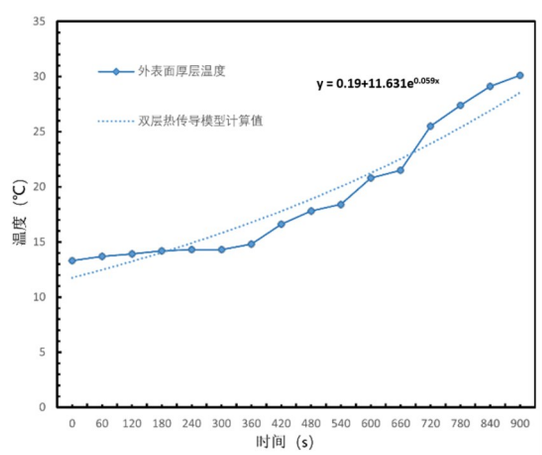
(2)不同的使用程度也影响T型接头内外温差达到稳定值的大小。全新的接头内外温差最小,厚层外表面与内部间稳定值为在33.9℃至35.8℃范围之间。使用时间为1年接头的稳态温差值在40.1℃至42.5℃范围之间;使用时间为3年接头稳态温差值在47.4℃至49.5℃范围之间。

(3)双层介质模型揭示了接头外表面的温升与使用程度之间的相关性。全新的电缆T型接头厚层外表面温升曲线的幂在0.025至0.03之间;使用时间为1年的电缆T型接头厚层外表面温升曲线的幂在0.045至0.05之间;使用时间为3年的电缆T型接头厚层外表面温升曲线的幂在0.055至0.065之间。根据函数曲线的幂值,可以用于判别电缆T型接头的绝缘老化性能。

参考文献:



(a)T2接头



(b)T3接头

图9 T2、T3接头的模型拟合曲线

Fig.9 Model fitting curve of T2、T3 joint

[1] 李荣伟,李永倩.高压电缆用分布式光纤传感检测系统[J].光纤与电缆及其应用技术,2010,(01):38-41.
LI Rongwei, LI Yongqian. High-Voltage Cable Detection System Based on Distributed Fiber Optic Sensing [J]. Optical Fiber & Electric Cable and Their Applications, 2010(01): 38-41.

[2] 刘骥,闫爽,王守明,等.基于低频高压频域介电谱的XLPE电缆电树枝老化状态评估[J].电工技术学报,2023,38(09):2510-2518.
LIU Ji, YAN Shuang, WANG Shouming, et al. Evaluation of Electrical Tree Aging State of XLPE Cables Based on Low Frequency and High Voltage Frequency Domain Spectroscopy[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2023, 38(09): 2510-2518.

[3] 刘红剑,李加才,刘浩,等.温度对高压电缆绝缘低密度聚乙烯基料黏度特性的影响[J].绝缘材料,2022,55(03):45-50.
LIU Hongjian, LI Jiacai, LIU Hao, et al. Effect of Temperature on Viscosity Properties of LDPE Insulating Materials for High-voltage Cable[J]. Insulating Materials, 2022, 55(03): 45-50.

[4] 王昊月,孙茂伦,赵凯杰,等.电缆绝缘老化的高压频域介电谱诊断评估方法[J].中国电机工程学报,2023,43(09):3630-3642.
WANG Haoyue, SUN Maolun, ZHAO Kaijie, et al. High Voltage FDS Diagnosis and Evaluation Method for Cable Insulation Aging[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(09): 3630-3642.

[5] 伍亚萍,周凯,李诗雨,等.电场作用下含电压稳定剂修复液的扩散及对热氧老化电缆绝缘性能的影响[J].中国电机工程学报,2023,43(04):1622-1632.
WU Yaping, ZHOU Kai, LI Shiyu, et al. Diffusion of Rejuvenation Fluid Containing Voltage Stabilizer Under Electric Field and Its Effect on Insulation Performance of Thermal-oxidative Aged Cables[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(04): 1622-1632.

[6] 单秉亮,李舒宁,杨霄,等.XLPE配电电缆缺陷诊断与定位技术面临的关键问题[J].电工技术学报,2021,36(22):4809-4819.
SHAN Bingliang, LI Shuning, YANG Xiao, et al. Key Problems Faced by Defect Diagnosis and Location Technologies for XLPE Distribution Cables[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(22): 4809-4819.

[7] 王治.电力电缆绝缘状态在线监测研究进展[J].机电工程技术,2021,50(11):215-219.
WANG Zhi. Summary of Research on On-line Monitoring of High Voltage Cable Insulation State[J]. Mechanical & Electrical Engineering Technology, 2021, 50(11): 215-219.

[8] 沈智飞,柳宝坤,王国栋,等.10 kV交联聚乙烯电缆加速电老化特性研究[J].绝缘材料,2021,54(08):60-66.
SHEN Zhifei, LIU Baokun, WANG Guodong, et al. Accelerated Electrical Ageing Characteristics of 10 kV XLPE Cable[J]. Insulating Materials, 2021, 54(08): 60-66.

[9] 马骁,李康乐,周凯,等.基于水树微观结构特征的水树老化电缆PDC支路参数特征[J].高电压技术,2022,48(02):716-723.
MA Xiao, LI Kangle, ZHOU Kai, et al. PDC Branch Parameter Characteristics of Water Tree Aged Cables Based on the Microstructural Characteristics of Water Trees[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(02): 716-723.

[10] 景巍巍,谢坤,李鸿泽,等.硅橡胶绝缘高压电缆附件的老化特性研究[J].高压电器,2023,59(11):201-210+223.
JING Weiwei, XIE Kun, LI Hongze, et al. Study on the aging characteristics of silicone rubber insulated high-voltage cable accessories[J]. High Voltage Apparatus, 2023, 59(11): 201-210+223.

[11] 王尉军,陈旻,殷慧,等.基于多维介电参数雷达谱图的XLPE电缆老化状态综合评估[J].绝缘材料,2024,57(02):72-79.
WANG Weijun, CHEN Min, YIN Hui, et al. Comprehensive Assessment of the Aging State of XLPE Cables Based on Multi-Dimensional Dielectric Parameters Radar Spectrum[J]. Insulating Materials, 2024, 57(02): 72-79.

[12] 张梦甜,玉林威,陈向荣,等.高压直流XLPE电缆绝缘的介电性能研究[J].广东电力,2019,32(12):12-18.
ZHANG Mengtian, YU Linwei, CHEN Xiangrong, et al. Study on Dielectric Properties of XLPE Insulation for High-voltage Direct Current Cable[J]. Guangdong Electric Power, 2019, 32(12): 12-18.

[13] 张浩然,高建,武康宁,等.基于温度测量和气体分析的高压电缆缓冲层烧蚀故障检测技术[J].高电压技术,2023,49(12):4929-4937.
ZHANG Haoran, GAO Jian, WU Kangning, et al. Ablation fault detection technology of buffer layer of High voltage cable based on temperature measurement and gas analysis [J]. High Voltage Engineering, 2019, 49(12):4929-4937.

[14] Gouda E O, Osman F G. On-line monitoring device for dry zone formation in the soil surrounding underground power cables[J]. IET Generation, Transmission& Distribution, 2020, 14(8):1483-1490.

[15] Li L, Yong J, Xu W. On-Line Cable Condition

Monitoring Using Natural Power Disturbances [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2019, 34 (4): 1242-1250.

[16] Shao S, Zhang Q, Guo S, et al. Task Allocation Mechanism for Cable Real-Time Online Monitoring Business Based on Edge Computing[J]. IEEE Systems Journal, 2020, PP(99): 1-12.

[17] Huan L, Zhuobin X, Lei X, et al. Research on the degradation in micro-structure and dielectric performance of XLPE cable insulation in service [J]. Journal of Materials Science: Materials in Electronics, 2023, 34 (18): 1449.

[18] Kurihara T, Kimura K, Watanabe T, et al. Measurements of electrical resistances and investigations of factors affecting corrosion and breakages of shielding layers in extruded three-layer 6.6 kV XLPE cables [J]. Electrical Engineering in Japan, 2023, 216 (4): e23447.

[19] Can W, Xuetong Z, Jingqi Q, et al. Structural Changes and Very-Low-Frequency Nonlinear Dielectric Response of XLPE Cable Insulation under Thermal Aging. [J]. Materials (Basel, Switzerland), 2023, 16 (12): 4388.

[20] Qiaosheng P, Chi Z, Xinyuan W, et al. Assessment of MV XLPE cable aging state based on PSO-XGBoost algorithm [J]. Electric Power Systems Research, 2023, 221: 109427.

[21] Xu Z, Yang M, Peng H, et al. Influence of Combined Electrothermal Aging on Dielectric and Thermal Properties of HVAC XLPE Cable [J]. Energies, 2023, 16 (8): 3353.

[22] Tao Z, Xiaozhong Z, Haifei Y, et al. Identification of XLPE cable insulation defects based on deep learning [J]. Global Energy Interconnection, 2023, 6 (1): 36-49.

[23] Tatsuo T, Toshiyuki F, Takuma M, et al. New diagnostic method of electrical insulation properties based on current integration [J]. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 2017, 24 (4): 2549-2558.

[24] Teng P Y, Dai T S, Xiao Y L, et al. The Electric Field Analysis of the Warm Dielectric HTS Power Cable [J]. Applied Mechanics and Materials, 2013, 2560 (347-350): 1276-1282.

[25] Canova A, Freschi F, Giaccone L, et al. The high magnetic coupling passive loop: A steady-state and transient analysis of the thermal behavior [J]. Applied Thermal Engineering, 2012, 37: 154-164.

[26] Vollaro L D R, Fontana L, Vallati A. Thermal analysis of underground electrical power cables buried in non-homogeneous soils [J]. Applied Thermal Engineering, 2011, 31 (5): 772-778.

[27] Afantitis A, Melagraki G, Makridima K, et al. Prediction of high weight polymers glass transition temperature using RBF neural networks [J]. Journal of Molecular Structure: THEOCHEM, 2005, 716 (1-3): 193-198.