

引用格式:张瑞祥,马耿,权胜利.不同敷设方式的服役 XLPE 电缆绝缘结构及性能劣化规律研究[J].有色设备,2024,38(4):55-64.

ZHANG Ruixiang, MA Geng, QUAN Shengli. Study on the degradation law of insulation structure and performance of XLPE cables in service with different laying methods[J]. Nonferrous Metallurgical Equipment, 2024, 38(4): 55-64.

不同敷设方式的服役 XLPE 电缆绝缘结构及性能劣化规律研究

张瑞祥, 马耿, 权胜利

(中国铁路西安局集团有限公司 西安高铁基础设施段, 陕西 西安 710000)

[摘要] 本文以 110 kV XLPE 电力电缆为研究对象, 比较了直埋、排管、电缆沟敷设方式下电缆服役 13 年的情况。为了对 XLPE 绝缘材料的劣化规律进行表征, 本文采用了傅里叶红外光谱 (FTIR)、差式扫描量热 (DSC)、扫描电子显微镜 (SEM)、热重分析 (TG)、宽频介电谱和工频击穿试验等多种研究手段。结果表明: 服役 13 年的 XLPE 电缆绝缘相比未服役电缆在微观结构和宏观性能上均出现明显劣化, 具体表现为 XLPE 分子链发生断裂, C=O、C=C、—OH 等极性基团增多, 直埋、排管敷设时熔融温度、结晶度较低, 电缆沟道敷设时熔融温度、结晶度较高, 球晶形态均遭到破坏; 3 种不同敷设方式下的 XLPE 电力电缆介电常数及介电损耗均上升, 工频击穿场强下降。其中, 排管敷设的电缆绝缘在结构和性能上具有更快的劣化速率, 直埋敷设次之, 电缆沟道敷设劣化速率最慢。产生上述差异的原因在于沟道敷设电缆的散热条件最好, 在施加电流相同的情况下, 电缆运行温度最低, 排管敷设电缆散热条件最差, 电缆运行温度最高。

[关键词] XLPE; 热老化; 敷设方式; 微观结构; 直埋; 排管; 电缆沟道

[中图分类号] TM215.1 **[文献标志码]** A **[文章编号]** 1003-8884(2024)04-0055-10

DOI: 10.19611/j.cnki.cn11-2919/tg.2024.04.009

XLPE 电力电缆因具有电气、理化性能优良, 重量较轻, 易于安装和维护, 传输容量大等优点而广泛应用于交、直流输电系统^[1-3]。在 XLPE 电缆运行过程中, 电缆绝缘所能承受的长期运行最高温度为 90 °C^[4-5]; 当中低压电缆发生短路故障时, XLPE 绝缘的温度会在短时间内升高至 150 °C^[6]; 当高压电缆发生短路故障时, 电缆绝缘温度可升高至 250 °C^[7]。XLPE 电缆在实际运行时, 电缆承受的温度过高引起的热老化可能会损坏 XLPE 绝缘, 影响绝缘性能, 导致电缆寿命大为降低^[8]。

随城市化进程的加快, 地下电缆敷设方式逐渐代替了架空线路方式^[9]。直埋敷设、排管敷设和电缆沟道敷设是典型的电缆敷设方式。其中, 直埋敷设方式施工方便, 电缆散热条件好, 电缆载流量高,

投资少, 但在挖掘地面时电缆容易被损坏; 排管敷设方式抵抗外力破坏的能力较强, 能较好地保护电缆, 施工方便, 但投资较大, 管道中间隙小, 热阻较大, 影响电缆的传输容量; 而电缆沟道敷设方式维护电缆方便快捷, 沟道内空气流动较好, 散热能力强, 电缆载流量较高^[10-11]。从电缆热老化的角度考虑, 不同敷设方式下电缆散热、传热机理不同, 温差的存在会使热量向温度较低方向散发。热传导、热对流、热辐射是自然界热量传递的 3 种基本方式^[12]。直埋敷设电力电缆的传热方式为固体的热传导, 排管敷设和电缆沟道敷设方式电缆和其壁之间的空气层热量传递是上述 3 种传热方式的耦合, 排管、电缆沟外土壤、排管内电缆本体通过热传导方式实现传热。

对于上述 3 种敷设方式的电缆, 国内外学者主要针对电缆的载流量计算方面进行了仿真研究。电缆沟道电缆载流量较高的原因为沟道内部空间比较大, 空气对流较强, 因而散热能力强, 同时热量还可以通过很薄沟道盖板直接向空气中扩散, 而排管敷

[收稿日期] 2024-05-20

[第一作者] 张瑞祥 (1998—), 男, 陕西咸阳人, 助理工程师, 主要研究方向为高电压与绝缘。

设管内空气层比较薄,空气流动受限,空气热阻又比较大,且热量还需要向直埋敷设电缆一样通过土壤向地表和远处的土壤扩散,故排管敷设电缆载流量最低^[13-14]。所以在电缆规格相同、施加电流相同的情况下,不同敷设方式的电缆承受不同的老化温度。XLPE 电缆绝缘的结构和性能在经历热老化时会逐渐劣化,劣化是由氧化反应引发的热氧降解所造成,而自动氧化反应是聚合物热氧降解的主要特征,也是热氧降解的核心^[15]。热老化对 XLPE 电缆绝缘结构和性能的影响,国内外学者已开展大量的研究,结果表明 XLPE 绝缘在热老化过程中发生的氧化反应导致 XLPE 分子链断裂,使 XLPE 试样的结晶度和熔融温度下降^[16],介电性能下降^[17],以及机械性能下降^[18],其中,羰基为氧化反应和分子链断裂的主要产物^[19]。经历 160 °C 热氧老化后的 XLPE 交流击穿场强将大幅下降,并且由于 XLPE 材料长期处于高温条件下,材料会发生反复高温形变过程,其机械性能也将大幅下降。在 XLPE 电缆在运行期间,电缆绝缘因承受的温度过高,其劣化是不容忽略的。文献^[20]中研究了直埋敷设下电缆绝缘的老化规律,发现电缆绝缘外层相较于内层老化更严重,表明电缆绝缘受到碱性环境影响因素较大。目前行业内关于 XLPE 研究基本集中在单一敷设方式对材料老化影响,但是电缆的不同敷设方式对电缆绝缘老化产生的影响却鲜有研究。

本文选取了服役年限均为 13 年的直埋、排管、电缆沟道 110 kV XLPE 电力电缆,首先对其绝缘试样进行了微观结构和宏观性能表征;其次,通过对试验结果和仿真计算结果的综合分析,探讨了在不同敷设方式下 XLPE 电缆绝缘微观结构和宏观性能劣化存在差异的原因。

1 试验方法及仿真模型搭建

1.1 试样的制备

采用切片机对服役 13 年后的 110 kV 直埋、排管、沟道敷设方式以及未经老化的 XLPE 电缆绝缘层进行切片取样。所得的试样厚度为 0.5 mm,并经过清洁处理,以减小试验过程中表面杂质对结果的干扰。

1.2 试验方法

1) FTIR 测试:采用日本 IR Prestige-21 型傅立叶红外光谱仪,波数范围设置为 4 000 ~ 500 cm^{-1} ,对 XLPE 样品进行 FTIR 测量。

2) DSC 测试:采用 DSC-300L 型差示扫描量热仪对 XLPE 电缆绝缘进行熔融温度和结晶度的测试。试验在 N_2 气氛中进行,将约 5 mg 的 XLPE 样品放入坩埚中,温度的变化范围为 20 ~ 140 °C,升温速率为 10 °C/min,再将温度降至 20 °C,得到 DSC 一次曲线。

3) SEM 测试:采用日本 KEYENCE VE-9800 型扫描电子显微镜对 XLPE 试样中的球晶形态进行观察。为了清晰地观察球晶的大小和形态,将采用 98% 浓硫酸和高锰酸钾粉末按照 20:1 的质量比配置腐蚀液对试样的无定形区进行腐蚀处理。当试验结束后,从腐蚀液中取出试样,使用超声波清洗设备对其表面进行清洁并烘干。最后,在试样的一面使用离子溅射仪喷射约 10 nm 厚的金电极。

4) TG 测试:采用 DZ-TGA101 型热重分析仪对 XLPE 材料的热学性能变化进行研究。试验将在 N_2 气氛中进行,将约 5 mg 的 XLPE 试样加热至 50 ~ 600 °C,升温速率为 20 °C/min。通过测量试样质量随温度变化的曲线,得到 TG 曲线。对 TG 曲线进行一次微分,得到 DTG 曲线,用以描述试样失重率与温度之间的关系。

5) 宽频介电谱测试:采用 Concept 80 型 Novo-control 宽频介电谱仪对 XLPE 试样进行介电响应特性测试。设备测试电路原理如图 1 所示。为了消除边缘电容 C_{edge} 和杂散电容 C_s 的影响,在测试之前需要对 XLPE 试样进行约 20 nm 厚度的金喷镀处理,其中一面金电极直径约为 16 mm,另一面金电极直径为 25 mm。试验时,施加交流小信号电压幅值为 1 V,试验频率范围为 0.1 ~ 10⁶ Hz。

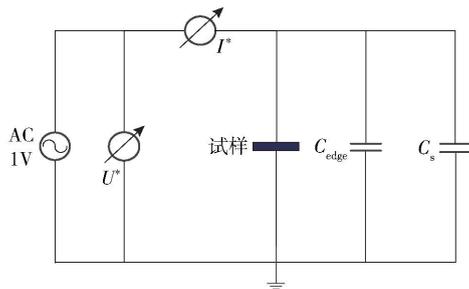


图 1 宽频介电谱测试系统等效电路图

Fig. 1 Equivalent circuit diagram of broadband dielectric spectrum testing system

6) 工频击穿试验:本文采用国产 GJW-100 kV 型击穿设备对工频击穿电压及场强进行测试,其电

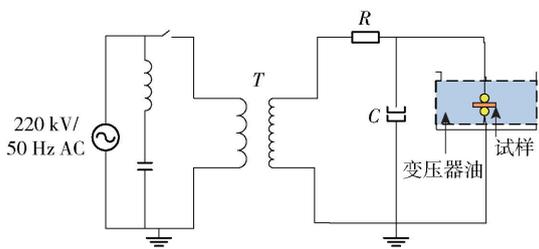


图2 工频击穿电路图

Fig.2 Power frequency breakdown circuit diagram

路图如图2所示。为减少沿面放电现象的发生,试验中采用直径为15 mm的球-球电极。为避免各种形式的放电对试验数据造成干扰,XLPE试样被浸泡在变压器油中进行击穿试验。升压过程采用1 kV/s的升压速率,持续加压直至XLPE试样被击穿。由于击穿试验结果具有一定的离散性,同一XLPE试样进行了8次以上的有效试验,数据处理

采用了两参数 Weibull 分布函数。

1.3 电缆本体模型

电缆本体模型如图3所示,电缆各部分结构参数如表1所示。

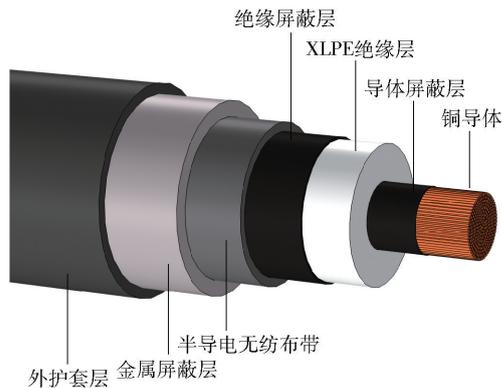


图3 电缆本体结构模型

Fig.3 Cable body structure model

表1 电缆结构、尺寸及导热系数

Table 1 Cable structure, size, and thermal conductivity

| 结构名称 | 厚度/mm | 半径/mm | 导热系数/(W·m ⁻¹ ·K ⁻¹) | 相对介电常数 |
|---------|-------|-------|--------------------------------------------|---------------------|
| 铜导体 | — | 15.10 | 400.0 | 1 × 10 ⁵ |
| 导体屏蔽层 | 1.30 | 16.45 | 0.4 | 100 |
| 绝缘层 | 17.9 | 33.00 | 0.285 7 | 2.3 |
| 绝缘屏蔽层 | 1.00 | 33.95 | 0.4 | 100 |
| 半导电无纺布带 | 4.50 | 37.50 | 0.142 9 | 2.4 |
| 金属屏蔽层 | 8.00 | 45.50 | 160.0 | 1 × 10 ⁵ |
| 外护套层 | 5.50 | 51.00 | 0.166 7 | 8.0 |

2 结果与讨论

2.1 服役前后 XLPE 电缆绝缘的分子结构表征

为表征不同敷设方式对 XLPE 电缆绝缘分子结构劣化的影响,本文采用傅立叶变换红外光谱 (FT-IR) 对样品进行测试,以揭示分子结构和官能团等数据的变化。如图4所示,对红外波段为 500 ~ 4 000 cm⁻¹的 XLPE 试样进行了分析。结果显示,直埋、排管和沟道3种敷设方式下服役13年的 XLPE 试样与未服役电缆相比,FTIR 曲线发生明显变化,吸收峰强度显著增加。在不同敷设方式中,直埋和电缆沟道方式的 FTIR 吸收峰强度差异较小,而排管方式下的吸收峰强度更高。在 FTIR 曲线中,波数为 888 cm⁻¹、3 362 cm⁻¹ 和 3 500 cm⁻¹ 处显示出明

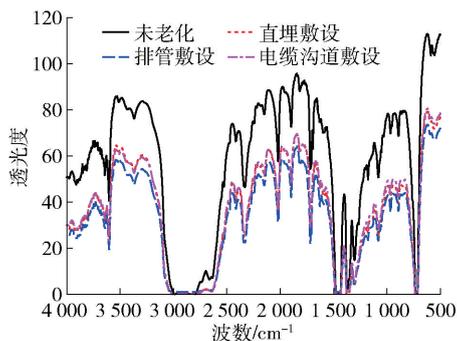


图4 未老化试样及服役13年试样的 FTIR 曲线

Fig.4 FTIR curves of unaged samples and samples in service for 13 years

显的吸收峰,分别对应=CH₂振动、分子内缔合羟基—OH振动和二聚分子间缔合。长期服役导致

XLPE 试样内部不饱和键数量增加。与直埋和排管方式相比,电缆沟道方式下的不饱和键数量较少。

电缆的敷设方式不同会影响其散热形式和能力,在使用过程中,电缆的温度过高会导致 XLPE 绝缘材料受到热氧降解。羰基指数可以更好地反映这种劣化情况。图 5 表示了未老化和不同敷设方式下羰基吸收峰的变化规律。

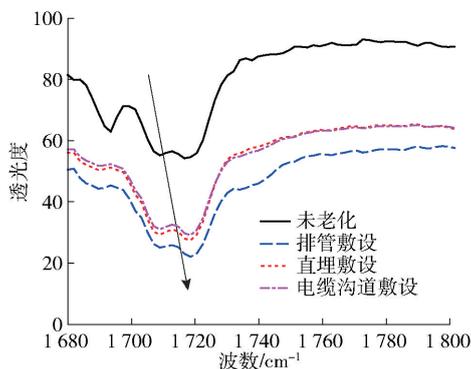


图 5 未老化试样及服役 13 年试样的羰基吸收峰

Fig. 5 Carbonyl absorption peaks of unaged samples and samples served for 13 years

从图 5 中可以看出: XLPE 老化会导致羰基指数增高,表明热老化会引起羰基指数升高;而排管敷设羰基峰最高,表明其热老化程度相较于其他 2 种敷设方式更严重;电缆沟道敷设峰值最低,老化程度最轻。

根据图 6 显示的数据,在电缆的未老化状态和不同敷设方式下,羰基指数随着使用 13 年后逐渐增加。在 3 种敷设方式中,排管敷设方式的羰基指数最高,为 1.25;直埋方式次之,为 1.16;电缆沟道敷

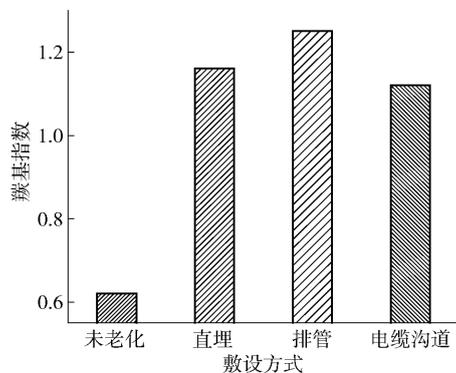


图 6 未老化试样及服役 13 年试样的羰基指数

Fig. 6 Carbonyl index of unaged samples and samples in service for 13 years

设方式最低,为 1.12。相较于未老化试样,这些数值分别增加了 101.61%、87.10% 和 80.65%。这种差异可能是由于电缆沟道内部空间较大,空气对流快,散热效果好,热量可以直接通过顶部盖板传导到外部;直埋方式可以通过土壤将热量传导到周围和地表,而排管内部的气隙较小,空气对流能力有限,导致散热困难。因此,沟道敷设方式下的 XLPE 电力电缆受热老化程度最低,直埋方式次之,排管方式最高。

分别计算 888 cm⁻¹吸收峰面积和 3 500 cm⁻¹吸收峰面积与内标峰面积的比值。根据图 7(a)的结果显示,排管敷设 XLPE 内部含有最多的 R₁R₂C=CH₂,达到 0.81;直埋敷设方式次之,为 0.68;而电缆沟道敷设方式下含量最少,为 0.54。这表明,在相同的服役时间内,排管敷设 XLPE 受到的电老化程度最为严重,而电缆沟道敷设受到的电老化程度最轻。根据图 7(b)的数据,相同年限下,直埋敷设、排管敷设和电缆沟道敷设方式下 XLPE 内部的

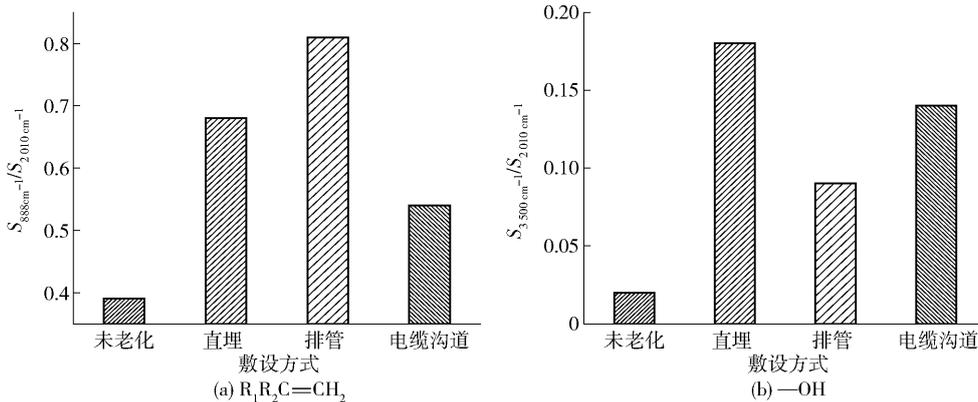


图 7 未老化试样及服役 13 年试样的 R₁R₂C=CH₂及-OH 键

Fig. 7 R₁R₂C=CH₂ and -OH bonds of unaged and 13 year old specimens

—OH 键含量均比未老化试样有所增加。直埋敷设方式下 XLPE 试样的一OH 键含量最高,这可能是因为直埋方式下 XLPE 电缆更容易受到土壤中水分的影响,在电场作用下产生大量水树并伴随着—OH 键的生成。电缆沟道敷设下的 XLPE 试样—OH 键含量介于直埋敷设和排管敷设之间,这可能是因为电缆沟道敷设环境较潮湿,可能会有水汽生成,但相对于直埋敷设,潮湿程度稍低,因此—OH 键含量也较低。排管敷设方式下的 XLPE 试样—OH 键含量最少,这是因为排管敷设下电力电缆受到外部排管保护,难以接触到环境中的水分,因此—OH 键含量最低,电老化程度也最小。

2.2 服役前后 XLPE 电缆绝缘的晶体熔融特性表征

为了表征不同敷设方式下 XLPE 电缆绝缘晶体熔融结构,采用 DSC 测试方法对不同敷设方式 XLPE 电缆绝缘试样进行测试,得到 DSC 测试曲线如图 8 所示。根据图 8 中的 DSC 熔融曲线,可以观察到 2 个明显的吸收峰,分别为峰 1 和峰 2。峰 1 出现在 70 ~ 100 °C 的温度范围内,代表着热历史效应;而峰 2 则在 100 ~ 120 °C 的温度范围内,代表着晶体的主要熔融过程。通过计算这 2 个峰的面积比值,可以得到 XLPE 试样的结晶度参数,进而对其内部绝缘晶体结构进一步分析。

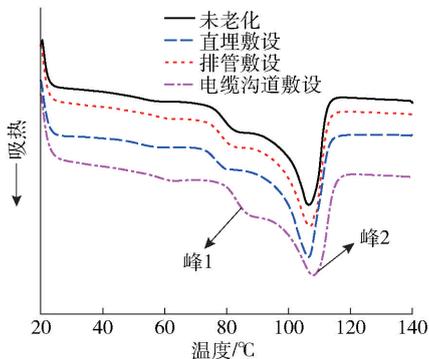


图 8 未老化试样及服役 13 年试样的 DSC 曲线
Fig. 8 DSC curves of unaged samples and samples in service for 13 years

图 8 中,对于 4 种试样,峰 1 温度分别为 84.13 °C、83.68 °C、82.69 °C、86.53 °C (根据 origin 中坐标读出的数值,存在的误差可以忽略不计)。未服役试样中观察到的峰 1 可能由于挤塑过程中存在压力,XLPE 内部晶体结构受到损坏,或残余应力导致晶体结构不完整。在 3 种不同的敷设方式下,观察

到的峰 1 的变化情况各不相同。在直埋和排管敷设方式下,峰 1 的温度相对于未服役试样有所降低,而在电缆沟道敷设方式下,峰 1 的温度有所升高。对于峰 2,4 种试样的温度分别为 107.45 °C、107.36 °C、106.46 °C、108.57 °C,变化规律与峰 1 类似。

不同敷设方式下 XLPE 电缆内部的散热情况不同。排管敷设方式由于散热困难而热老化程度较深,晶体结构受损,小分子物质增多,因此峰 2 的温度下降最为显著。相反,电缆沟道敷设方式能提供更好的绝缘保护,具有更大的内部空间和良好的散热性,短期低温热老化有助于晶体结构完善,因此峰 2 的温度略有提高。

通过式(1)计算不同敷设方式下 XLPE 试样的结晶度(X),并进一步表征其晶体结构。图 9 展示了未老化及不同敷设方式下 XLPE 试样结晶度的变化。从图 9 中可以看出,3 种不同敷设方式下的 XLPE 试样结晶度与未服役试样相比有不同程度的变化。电缆沟道敷设方式的试样的结晶度相对未老化试样有轻微提升,而直埋和排管敷设方式的试样则呈现不同程度的下降。

$$X = \frac{\Delta H_m}{\Delta H_0} \times 100\% \quad (1)$$

式中, ΔH_m 为 XLPE 试样的熔融热焓; ΔH_0 为 XLPE 完全结晶时的熔融热焓,通常在数值上取 287.3 kJ/mol。

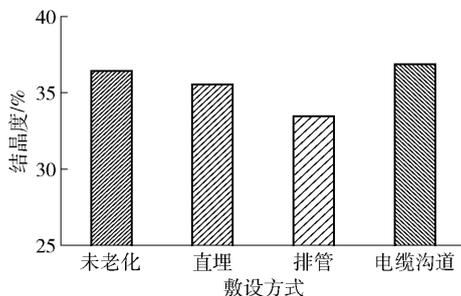


图 9 未老化试样及服役 13 年试样的结晶度
Fig. 9 Crystallinity of unaged samples and samples in service for 13 years

上述现象出现的原因,可能是电缆沟道敷设方式导致 XLPE 试样的结晶度在老化过程中出现不同程度的变化。在电缆沟道内部空间大、空气对流速度快的情况下,电缆本体温度升高时能够及时散热,试样处于较低温或常温状态。由于在生产过程中内部晶体不完善,低温会导致晶体重新熔融并重新结晶,从而提高结晶度。而直埋敷设方式下,土壤的散

热能力相对较差,导致试样的结晶度降低。排管敷设方式下,管内空间过小,散热困难,导致试样的结晶度下降幅度最大。此外,热氧老化也会加速主链结构的断裂速度,进一步影响试样的结晶度。

2.3 服役前后 XLPE 电缆绝缘的球晶形态表征

通过 SEM 测试方法对不同敷设方式 XLPE 试样的球晶形态进行观察,图 10 为不同敷设方式下 XLPE 试样的 SEM 图片。

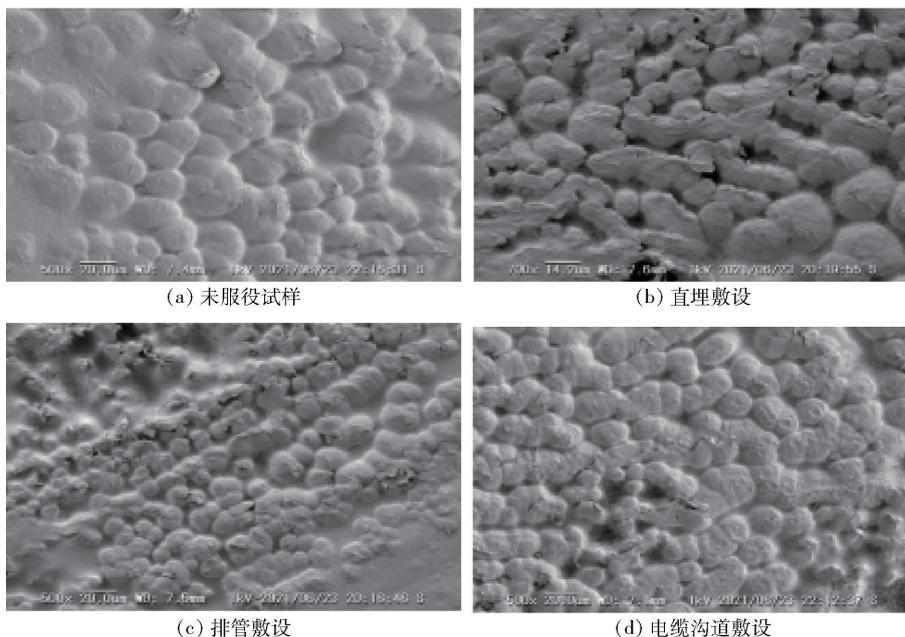


图 10 未老化试样及服役 13 年试样的 SEM 图片

Fig. 10 SEM images of unaged samples and samples that have been in service for 13 years

从图 10 可以看到,未服役 XLPE 样品中的球晶比较完整,并且在 XLPE 样品中的分布比较均匀;采用直埋法制备的 XLPE 样品,其球晶形貌仅有一小部分被破坏,其球晶形貌基本维持在球状;排管法铺设 XLPE 样品的整体球晶数目有所增加,但其边缘部分的球晶结构不能维持其完整形貌,并且其数目较直埋法时有所增加;电缆通道铺设 XLPE 样品,其内部晶区更加紧密,晶区球晶数目显著增加,几乎覆盖了整幅图像,其形貌类似于原始样品,并保持了良好的完整性。

整体球晶尺寸要大于排管式。而电缆沟敷设中,尽管各区间内球晶的数目是固定的,但各区间内球晶的数目差异却小于排管敷设,且与直埋式一样,处于 10 ~ 20 μm 的球晶数量最多,占统计总数的 81.54%。

图 11 是不同敷设方式中的球状晶粒大小的统计情况。从图 11 中可以看出,电缆沟敷设法的 XLPE 样品含有 65 颗以上的球晶,其次是直接埋入的样品有 63 颗,排管的样品最小有 54 颗;其中 10 ~ 15 μm 范围内数量最多,排管有 38 颗,直埋 37 颗。分别用最多的 2 个区段的球晶大小与统计的球晶数目做商,得到的数据是:5 ~ 15 μm 区间中排管敷设球晶最多,占统计总数的 87.04%;直埋敷设球晶尺寸处于 10 ~ 20 μm 球晶数量最多,占统计总数的 82.54%,由此可以看到,在直埋式管道样品的

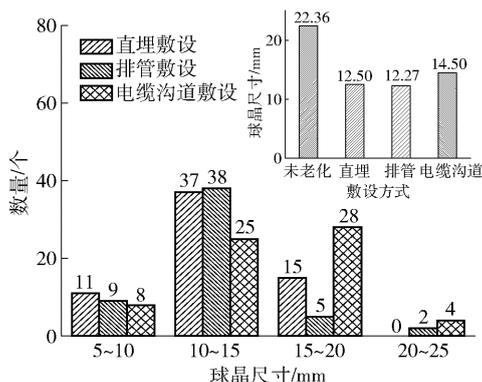


图 11 不同敷设方式试样球晶尺寸统计

Fig. 11 Statistics of spherical crystal size of samples with different laying methods

此外,还对每种敷设方法下的球晶平均尺寸进行了计算,其结果显示在图 11 中。从图上看,排管

敷设的球晶平均尺寸最小,其次为直埋式,电缆沟道法最大。结果表明,在长期服役过程中,由于管材老化严重,球晶结构发生了严重的破坏,从而影响了球晶的平均尺寸;直埋方式时可将热能从土体中向外释出,因此其老化程度比排管法小,且球晶结构保持相对完整,平均球晶尺寸较大。与之相比,电缆沟道的铺设方式,由于占据了较大的空间,空气的流动速度更快,热量的散发速度也更快,因此受到的影响也

最小,球晶结构也最完整,平均球晶尺寸也最大。

2.4 服役前后 XLPE 电缆绝缘的热性能测试

为了表征不同敷设方式 XLPE 试样热性能变化,采用 TG 测试方法对不同试样进行试验。图 12 (a) 所示为 TG 曲线,将其进行一次导数取值后得到图 12 (b) 所示的 DTG 曲线。TG 曲线与 DTG 曲线分别表征 XLPE 试样失重过程与 TG 峰所对应的失重过程。

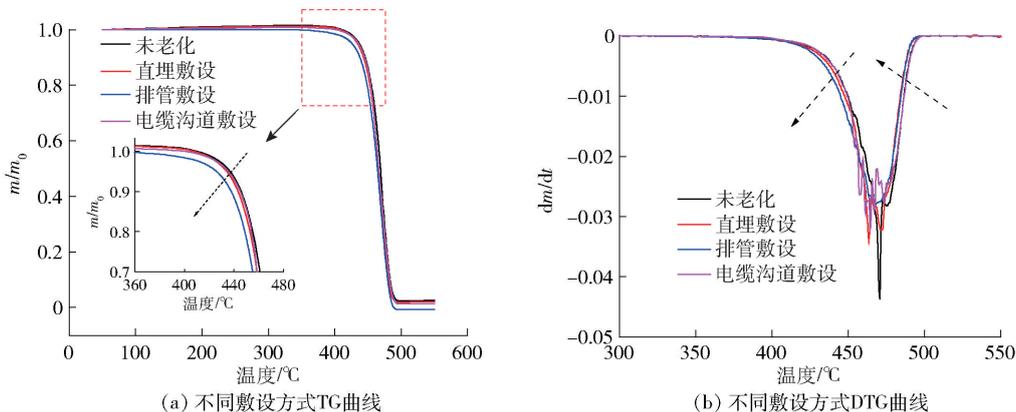


图 12 未老化试样及服役 13 年试样的 TG 与 DTG 曲线

Fig. 12 TG and DTG curves of unaged samples and samples in service for 13 years

从图 12 可以看出,直埋敷设和电缆沟道敷设的 TG 曲线与未服役电缆样品无明显差别,而排管敷设的电缆 TG 曲线则向较低的温度方向偏移,并且 DTG 曲线峰在 400 ~ 500 °C 区间出现,并且相较于未老化 XLPE 试样的曲线峰分布的温度范围更广且峰型弥散,表明排管敷设方式下试样的失重发生在更宽、更低温度范围内。上述结果表明,电缆沟道敷设与直埋方式下的电缆在运行中,当导体温度升高时,即可以较快的速度散热,使热降解持续过程缩短,使聚合物热性能得以更好的保持。而排管敷设因管内空间小,空气对流困难且释放热量过程缓慢,所以受热降解过程时间长。期间,XLPE 的大分子链易从弱键断裂,使其分子链破坏,从而使材料的热学性能迅速退化。结果表明,经过 13 年的使用,电缆沟敷设方式的 XLPE 试样的热学性能保持最佳,直埋敷设次之,排管敷设最差。

2.5 服役前后 XLPE 电缆绝缘的介电性能测试

2.5.1 介电常数的频率依赖特性

采用宽带介电谱测试方法对 XLPE 试样进行测量,以研究不同敷设方式对其介电响应特性的影响。图 13 (a) 显示了常温下不同敷设方式 XLPE 试样的

介电常数随频率 f 变化的曲线。由图 13 (a) 可知,排管敷设方式试样的介电常数上升最高,约为 2.58;直埋敷设方式试样次之,约为 2.53;电缆沟道敷设方式试样上升最少,约为 2.49。结果表明,不同敷设方式会导致 XLPE 试样的热氧降解程度不同,不同敷设方式下 XLPE 试样的介电常数随频率变化的规律相似。老化过程中,分子链可能在高温下发生断裂,同时在热氧降解过程中会生成一些含有羰基极性基团,如酮基、羧酸等。这些极性基团的转向极化在低频下与电压极性转变速度相符,因此老化程度越高,介电常数越大。相反,在高频下,极性基团在转向极化过程中难以跟上电压极性变化的速度,因此介电常数的增加相比于高频下更为缓慢。

图 13 (b) 是不同铺设方式 XLPE 样品室温介电损耗角正切 $\tan\delta$ 与频率 f 之间的关系曲线图。类似于图 13 (a),在 $10^{-1} \sim 10^2$ Hz 时, $\tan\delta$ 发生了明显的变化,但在高频段几乎没有发生变化。低频时,XLPE 样品不同敷设方式较未老化试样的损耗增长幅度有差异,其中,排管敷设最大,直埋敷设次之,电缆沟道敷设增幅最少,这是因为在低频段,材料的电导电流对 $\tan\delta$ 有很大的影响,并且电导损耗在低频

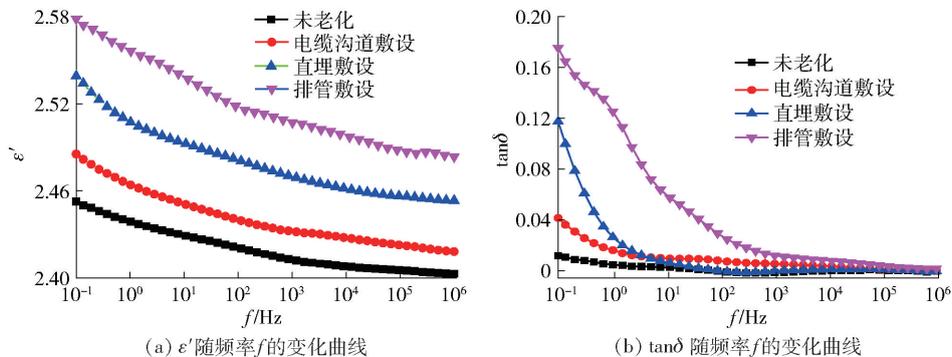


图 13 未老化试样及服役 13 年试样的 ϵ' 与 $\tan\delta$ 随频率 f 的变化曲线

Fig. 13 The variation curves of ϵ' and $\tan\delta$ with frequency f for unaged specimens and specimens in service for 13 years

损耗中起着主导作用。不同铺设方法中,排管铺设法由于在使用过程中很难迅速冷却,故热氧化导致材料劣化加剧、分子链断裂情况严重且电导电流增加,故低频区损耗高于电缆沟敷设和直埋敷设 2 种方式的损耗。以上结果表明在相同的服役年限下 XLPE 绝缘电缆的介电损耗角的正切值与敷设方式有关。

2.5.2 工频击穿场强

采用双参数 Weibull 分布方法,对不同敷设方式 XLPE 试样的工频击穿电压数据进行了分析,得出了不同敷设方式 XLPE 试样的 Weibull 分布曲线,如图 14 所示。

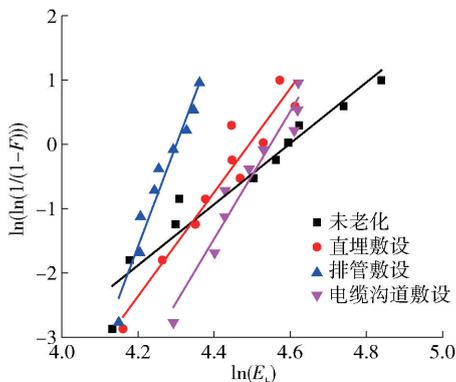


图 14 未老化试样及服役 13 年试样的 Weibull 分布曲线

Fig. 14 Weibull distribution curves of unaged specimens and specimens in service for 13 years

尺度参数及现状参数是 Weibull 分布的两个特征参数。尺度参数代表了击穿场强,决定了曲线比例;现状参数被称为 Weibull 斜率,决定了曲线形状,与材料质量有关,可以描述材料失效机理。从图 14 中提取出尺度参数 α 和现状参数 β ,如表 2 所示。

表 2 不同敷设方式 XLPE 试样的尺度参数 α 和现状参数 β

Table 2 Scale parameter α and current parameter β of XLPE samples with different laying methods

| 试样 | 未老化 | 直埋敷设 | 排管敷设 | 电缆沟道敷设 |
|----------|-------|-------|-------|--------|
| α | 99.32 | 89.38 | 73.82 | 94.19 |
| β | 4.74 | 8.08 | 15.74 | 9.91 |

表 2 表明,直埋敷设、排管敷设和电缆沟敷设试样的工频击穿场强分别为 89.38 kV/mm、73.82 kV/mm、94.19 kV/mm。对比来看,在电缆沟道敷设 XLPE 试样的工频击穿场强最大,排管法上的劣化最严重,其工频击穿场强也最小。

3 结论

1)在服役过程中 XLPE 电缆绝缘的微观结构和宏观性能出现明显劣化。具体表现为 XLPE 分子链发生断裂,C=O、C=C、-OH 等极性基团增多,相比之下,直埋、排管敷设时熔融温度、结晶度较低,电缆沟道敷设时熔融温度、结晶度较高,球晶形态均遭到破坏,介电常数及介电损耗均上升,工频击穿场强下降。

2)3 种敷设方式下,排管敷设的电缆绝缘在结构和性能上具有更快的劣化速率,直埋敷设次之,电缆沟道敷设劣化速率最慢,可能与敷设方式的散热差异有关。

3)采用 Weibull 分布参数法得到了 3 种敷设方式的工频击穿场强,直埋敷设、排管敷设和电缆沟敷设时,工频击穿场强分别为 89.38 kV/mm、73.82 kV/mm、94.19 kV/mm,表明电缆沟道敷设试样的劣

化程度最小,工频击穿场强最大。

[参考文献]

- [1] 李欢,徐磊,刘涛,等. 直流 XLPE 绝缘中空间电荷的抑制方法综述[J]. 电力工程技术,2021,40(5):54-62.
- [2] 黄之明,傅明利,郝艳捧,等. 高压直流电缆热循环试验控温水槽三维仿真研究[J]. 中国电机工程学报,2016,36(11):3133-3140.
- [3] Li J Y, Li H, Wang Q M, et al. Accelerated inhomogeneous degradation of XLPE insulation caused by copper-rich impurities at elevated temperature[J]. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 2016, 23(3): 1789-1797.
- [4] Gulmine J V, Akcelrud L. Correlations between structure and accelerated artificial ageing of XLPE [J]. European Polymer Journal, 2006,42(3):553-562.
- [5] 李欢. 热老化条件下 XLPE 电缆绝缘缺陷结构与性能的关联性研究[D]. 西安:西安交通大学,2016.
- [6] 金天雄,黄兴溢,江平开,等. 热老化对交联聚乙烯电缆绝缘中水树的影响研究[J]. 绝缘材料,2007,40(5):45-48.
- [7] 韩雪梅. 交联聚乙烯绝缘料在电线电缆中的地位[J]. 化学与粘合,2008,30(3):53-56.
- [8] Akcelrud L, Gulmine J V. FTIR characterization of aged XLPE[J]. Polymer Testing, 2006, 25(7): 932-942.
- [9] 梁永春. 高压电力电缆载流量数值计算[M]. 北京:国防工业出版社,2012.
- [10] 张洪麟. 基于有限元法的地下电缆温度场和载流量的计算及仿真[D]. 重庆:重庆大学,2009.
- [11] 邱超. 双回路单芯电力电缆不同敷设与排列方式下温度场与载流量计算[D]. 广州:华南理工大学,2013.
- [12] 许国良,王晓墨,郭田华,等. 工程传热学[M]. 北京:中国电力出版社,2011.
- [13] 胡明丽. 基于多物理场耦合模型的高压电力电缆温度场与载流量计算[D]. 广州:华南理工大学,2015.
- [14] 杜冰冰. 电力电缆的温度场和载流量研究[D]. 郑州:郑州大学,2016.
- [15] 钟世云. 聚合物降解与稳定化[M]. 北京:化学工业出版社,1992.
- [16] Gulmine J V, Akcelrud L. Correlations between structure and accelerated artificial ageing of XLPE [J]. European Polymer Journal, 2006, 42(3): 553-562.
- [17] Nedjar M, Beroual A, Boubakeur A. Influence of thermal aging on the electrical properties of poly(vinyl chloride) [J]. Journal of Applied Polymer Science, 2006, 102(5): 4728-4733.
- [18] Kim C, Jin Z, Jiang P, et al. Investigation of dielectric behavior of thermally aged XLPE cable in the high-frequency range[J]. Polymer Testing, 2006, 25(4): 553-561.
- [19] Boukezzi L, Boubakeur A, Laurent C, et al. Observations on structural changes under thermal ageing of cross-linked polyethylene used as power cables insulation[J]. Iranian Polymer Journal, 2008, 17(8): 611-624.
- [20] 姜春莹,刘宇. 直埋敷设电力电缆绝缘老化的微观研究[J]. 青海电力,2017,36(3):33-37.

Study on the degradation law of insulation structure and performance of XLPE cables in service with different laying methods

ZHANG Ruixiang, MA Geng, QUAN Shengli

(China Railway Xi'an Bureau Group Co., Ltd., Xi'an High speed Rail Infrastructure Section, Xi'an 710000, China)

Abstract: In this paper, the 110 kV XLPE power cable is taken as the research object, and the service of the cable for 13 years under different laying methods is compared. In order to characterize the deterioration of XLPE insulating materials, this paper used a variety of research methods, such as Fourier transform infrared spectroscopy (FTIR), differential scanning calorimetry (DSC), scanning electron microscopy (SEM), thermogravimetric analysis (TG), broadband dielectric spectroscopy and power frequency breakdown test. The results show that the microstructure and macroscopic properties of XLPE cable insulation in service for 13 years are significantly degraded compared with those in non-service cables, as follows: XLPE molecular chains are broken, polar groups such as C=O, C=C and —OH

are increased, the melting temperature and crystallinity are lower in direct burial and drain laying, and the melting temperature and crystallinity are higher in cable trench laying. The dielectric constant and dielectric loss have increased, and the frequency breakdown field strength has decreased. Among them, the structure and performance of the cable insulation laid in the row pipe has a faster rate of deterioration, the direct burial laying is the second, and the cable trench laying has the slowest rate of deterioration. The reason for this difference is that the trench laid cable has the best heat dissipation conditions and the lowest cable operating temperature with the same applied current, while the duct laid cable has the worst heat dissipation conditions and the highest cable operating temperature.

Key words: XLPE; thermal aging; laying method; microstructure; direct burial laying; duct laying; cable trench laying ▲

(上接第 43 页)

Harm of uranium-containing wastewater and research progress of important processing technology

MA Mengyue¹, YANG Shiyi^{2*}

(1. State Key Laboratory of Nuclear Resources and Environment, East China University of Technology, Nanchang 330013, China;
2. CGN Cangnan Nuclear Power Co. Ltd., Wenzhou 325800, China)

Abstract: The rapid development of nuclear energy has generated a large amount of low-concentration uranium-containing wastewater, and U(VI) in water will cause harm to human body and ecological environment. With the emphasis on environmental protection in China, research and development of green, low-cost, and efficient water treatment technologies for removing U(VI) in water has become a key direction. This study investigates and evaluates various prevalent U(VI) water treatment technologies, encompassing methods such as chemical precipitation, evaporation concentration, ion exchange, membrane filtration, extraction processes, electrochemical treatment, photocatalysis, phytoremediation, and adsorption. Through the detailed analysis and problem elucidation, this research aims to offer technical and theoretical insights for enhancing U(VI) treatment in water.

Key words: uranium removal; wastewater treatment; precipitation; evaporation; ion exchange; membrane treatment; combined treatment; phytoremediation ▲