

太阳能热发电站中熔融盐冻堵管道的熔化过程

廖志荣^{1,3}, 李鑫¹, 徐超^{2*}, 张强强¹, 常哲韶^{1,3}, 李志^{1,3}

1. 中国科学院电工研究所, 中国科学院太阳能热利用及光伏系统重点实验室, 北京 100190;

2. 华北电力大学能源动力与机械工程学院, 北京 102260;

3. 中国科学院大学, 北京 100049

* 联系人, E-mail: mechxu@ncepu.edu.cn

2016-03-24 收稿, 2016-03-31 修回, 2016-04-01 接受, 2016-12-09 网络版发表

国家自然科学基金(51522602)和北京市自然科学基金(3164052)资助

摘要 熔融盐工质沸点高、低蒸汽压及良好的传热储热特性使塔式电站是最具商业前景的太阳能热发电技术之一。但是熔融盐的凝固点高, 导致采用熔融盐作为吸热传热工质的太阳能热发电站中有可能发生熔融盐在管道内凝固, 使得冻堵管道的解冻成为一个棘手的问题。在利用电伴热熔化管道内熔融盐的过程中, 最关键的问题在于熔融盐的固液相变, 本文利用焓法模拟了水平管道内熔融盐的熔化过程, 发现由于自然对流的存在使得先熔化的熔融盐聚集到管道的上端。研究发现, 电伴热的安装位置影响熔化过程的不均匀性以及管内熔融盐完全熔化所需时间。电伴热功率与完全熔化所需的时间呈非线性关系。随着电伴热功率的逐渐增大, 缩短熔融盐完全熔化所需时间的效果减弱。

关键词 太阳能热发电, 熔融盐, 解冻熔化, 焓法, 数值模拟

太阳能热发电技术指的是将太阳能“聚集”产生高温热能加热工质, 再通过传统的热力循环将热能转化为机械能驱动发电机发电^[1]。太阳能热发电的技术优势在于电力输出稳定且持续, 借助储热能对电网进行“削峰填谷”, 具有作为未来电网基础负荷的潜力^[2]。传热工质吸收由太阳能转化而来的热能, 并将热量传递给发电系统或者储热系统, 是影响太阳能热发电站性能和效率的关键因素之一。

理想的传热工质应具有熔点低、沸点高、热稳定性好、对金属腐蚀性低、导热系数高、比热容高以及成本低等特点^[3]。目前, 太阳能热发电站中主要的传热工质有空气、水/蒸汽、液态金属、导热油以及熔融盐。空气资源丰富且能工作在1200 K以上, 不足之处是比热容低、容易导致吸热器的局部过热^[4]。水/蒸汽能直接进入汽轮发电机发电, 系统结构简单。但

是水/蒸汽在沙漠地带不容易获取, 而且高温下的水/蒸汽的巨大压力给系统提出了很高的要求。液态金属工作温度也能达到1000 K以上, 但是液态金属成本高且易爆。导热油广泛应用于抛物线槽式太阳能热发电站中, 其成本较高。导热油的最高使用温度一般不超过670 K, 使得后续的发电系统效率受限。熔融盐广泛应用于太阳能塔式电站, 热稳定性高, 最高使用温度达到840 K, 能够同时作为传热流体和储热介质, 实现“吸热-储热”一体化^[5]。在众多传热流体中, Vignarooban最为看好熔融盐^[3]。西班牙Gemasolar商业化电站成功实现了24 h不间断地运行, 充分展示了熔融盐太阳能热发电站的商业前景^[6]。

熔融盐的主要问题是熔点高, 比如成分为60%硝酸钠及40%硝酸钾的二元混合盐(也称作太阳盐)结晶点达到511 K^[7]。因此熔融盐流经的管路需要保持

引用格式: 廖志荣, 李鑫, 徐超, 等. 太阳能热发电站中熔融盐冻堵管道的熔化过程. 科学通报, 2017, 62: 960-966

Liao Z R, Li X, Xu C, et al. The melting process of a freezing molten salt pipe of concentrated solar power plant (in Chinese). Chin Sci Bull, 2017, 62: 960-966, doi: 10.1360/N972016-00392

温度在熔融盐结晶点以上。常用的保温方案是在熔融盐管道外表面加装电伴热装置,同时利用绝热材料对管道和电伴热装置进行包裹。尽管如此,在极端的条件下,比如突然间系统停电,熔融盐仍有可能在管道内凝固产生冻堵。目前,很少有文献研究管道内熔融盐的相变过程。Bergan^[8]在启动熔融盐吸热器时直接利用热的熔融盐填充冷的吸热管道,通过压力对比发现冷充中存在凝固现象。Pacheco^[9]通过实验表明,不正当的解冻操作会使熔融盐膨胀挤压管壁产生塑性形变破坏管道。Lu等人^[10,11]通过数值模拟研究了热熔融盐冷充水平冷管道过程中的凝固熔化现象,结果表明只有当熔融盐冷充温度高于某一临界温度时,冷充过程中才不发生冻堵。本文针对管内熔融盐的固液熔化相变过程进行数值模拟研究,并考虑不同电伴热加装位置以及不同加热功率下管内熔融盐的相变熔化规律,主要意义在于揭示管内熔融盐的熔化机理并为实际利用电伴热解冻管道操作提供指导。

1 管内熔融盐熔化模型

如图1(a)所示,水平管道加装左右对称MI(mineral cable)电缆回路,电缆与管道中心线的连线与重力方向夹角为 γ ,外层的绝热材料包裹着管道和电缆。在解冻的过程中,电缆通电加热管道壁面从而熔化管内熔融盐。加热过程中熔融盐的熔化膨胀通过轴向移动进行释放。熔融盐熔化过程中膨胀系数不大(0.046)^[12],因此本文忽略熔融盐的轴向流动。图1(b)是根据对称性简化后的二维模型网格划分图。模型中不包含电缆,而是将管道与电缆的接触面作为恒热流边界条件,热流的大小经由电缆的功率换算得到。管道的其余外表面视为绝热表面。

本文计算中所用熔融盐为太阳盐,完整的解冻

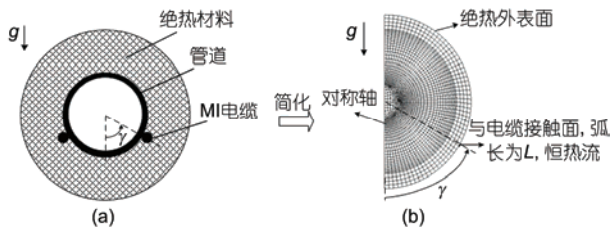


图1 电伴热加热管道示意图。(a) 物理模型; (b) 网格划分示意图
Figure 1 A tube with electrical heat tracing. (a) Physical model; (b) mesh diagram

过程包含纯固态盐的加热、固态盐的相变熔化以及纯液态盐的加热。其中固态盐和液态盐的加热较为简单,因此本文只分析熔融盐的固液相变熔化过程。在熔融盐的熔化过程中,管内熔融盐温度不均匀导致密度不均匀,在重力的作用下产生自然对流。本文分析假设驱动自然对流的浮升力服从布西涅斯克近似。太阳盐的结晶点 T_f 为511 K,凝固点 T_s 为494 K,因此相变熔化过程存在固液共存的混相区^[8]。针对这种相变,本文采用焓法进行计算^[12],基本控制方程如下:

连续性方程:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + u \frac{\partial \rho}{\partial x} + v \frac{\partial \rho}{\partial y} = 0. \quad (1)$$

动量方程:

$$x \text{ 方向 } \rho \left(\frac{\partial u}{\partial t} + u \frac{\partial u}{\partial x} + v \frac{\partial u}{\partial y} \right) = \mu \left(\frac{\partial^2 u}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 u}{\partial y^2} \right) - \frac{\partial P}{\partial x} + S_u, \quad (2)$$

$$y \text{ 方向 } \rho \left(\frac{\partial v}{\partial t} + u \frac{\partial v}{\partial x} + v \frac{\partial v}{\partial y} \right) = \mu \left(\frac{\partial^2 v}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 v}{\partial y^2} \right) - \frac{\partial P}{\partial y} + S_v, \quad (3)$$

其中针对混相区的源项

$$S_u = -A_{\text{mush}} \frac{(1-f)^2}{f^3 + \varepsilon} u, \quad (4)$$

$$S_v = -A_{\text{mush}} \frac{(1-f)^2}{f^3 + \varepsilon} v + \rho_{\text{ref}} g \beta (T - T_{\text{ref}}). \quad (5)$$

式(4)中 A_{mush} 为混相区常数, f 为混相区中熔融盐的液体体积分数,由下式给出:

$$f = \begin{cases} 1, & T \geq T_f, \\ \frac{T - T_s}{T_f - T_s}, & T_s > T > T_f, \\ 0, & T \leq T_s, \end{cases} \quad (6)$$

式(5)中 ε 为一个小数(0.001),是为了防止分母为零。式(5)右边第二项是自然对流浮力项, ρ_{ref} 以及 T_{ref} 为参考密度和参考温度, β 为太阳盐的膨胀系数。

能量方程:

$$\rho C_p \left(\frac{\partial T}{\partial t} + u \frac{\partial T}{\partial x} + v \frac{\partial T}{\partial y} \right) = k \left(\frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} \right) - \rho \Delta H \frac{\partial f}{\partial t}, \quad (7)$$

其中 ΔH 为熔融盐熔化过程中的潜热。

管壁的能量方程为

$$\rho C_p \frac{\partial T}{\partial t} = k \left(\frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} \right). \quad (8)$$

管道外表面与电缆的接触面为恒热流边界条件,

除此之外管道外表面绝热. 初始时刻管道与熔融盐的温度为 T_i ($T_i < T_s$). 计算中管道外径 D_o 为60 mm. 内径为50 mm. MI电缆(mineral cable)的直径为4.8 mm, 功率为105 W/m. 考虑高温下的形变, MI电缆与管道接触面的弧长 L 设为1 mm. 本文模拟中的温度变化范围为480~540 K, 熔融盐^[7,13]与不锈钢管道材料参数如表1所示. 计算中熔融盐的混相区常数 A_{mush} 取 10^5 , 浮力项的参考温度为494 K, 参考密度为1950 kg/m³, 膨胀系数 β 为0.046.

本文采用有限容积法离散计算域, 采用SIMPLE算法^[14]计算速度和压力耦合方程, 计算中动量方程和能量方程采用二阶迎风格式离散. 速度残差收敛标准为 10^{-4} , 能量残差收敛标准为 10^{-8} . 计算中, 网格单元总数为1989, 时间步长为0.2 s. 计算结果与采用网格数为885和4235的结果温度偏差在0.4 K以内, 相对误差小于1%. 与采用时间步长为0.1 s的结果温度偏差在0.2 K以内, 相对误差小于1%. 可见1989个网格单元以及0.2 s的时间步长已经处于网格和时间的收敛域内.

2 模型及算法验证

利用上述模型计算Pacheco^[9]文献中的管内太阳盐凝固过程. 计算中管道外径为25.4 mm, 内径为22.1 mm, 管内熔融盐的初始温度为580 K, 管道与环境的自然对流换热系数为5 W/(m² K). Pacheco^[9]测量了管道外壁面不同位置随时间的变化情况, 图2中给出了众多测点中最高温度测点与最低温度测点随时间的变化情况, 利用本模型的计算结果处于最高温度测点和最低温度测点之间, 可以看出本模型的结果和实验结果符合得较好.

3 管内熔融盐的熔化相变过程

图3所示为管内熔融盐的相变熔化过程, 图4给出了管内熔融盐自然对流的变化情况. $t=0$ 时刻, 管

道和管内熔融盐温度为480 K, 电伴热通电加热带. 图3(a)显示了加热10 min后, 靠近电伴热的固态熔融盐熔化形成了混相区, 混相区中液体体积分数最大值为0.3. 图4(a)中熔化的熔融盐在浮力的作用下向上流动, 此时流动速度小于1.0 mm/s. 如图3(b)所示, 加热到20 min后管道上半部的熔融盐已经全部进入了混相区, 混相区中液体体积分数最大值为0.4. 这表明受热后的熔融盐熔化并流动聚集到管道上端. 图3(c)所示, 加热到30 min后, 管内固态熔融盐全部熔化形成了混相区, 此时混相区中液体体积分数的最大值为0.5, 最小值为0.12. 图4(c)中管道内壁面自然对流的流速为2.7 mm/s. 如图3(d)所示, 加热到40 min后, 管内混相区熔融盐的液体体积分数的最小值为0.6, 最大值达到0.7. 与图3(c)比较可得, 管内液体体积积分最大值与最小值的差距缩小. 此时管内流体自然对流流速如图4(d)所示, 最大流速上升到5 mm/s. 图4(e)所示的流线图表明, 热熔融盐经过电伴热加热沿着管壁上升, 在顶端汇聚之后往下流动.

整个熔化过程中, 最高温度出现在管壁与电伴热的接触面, 最低温度出现在管内熔融盐. 图5给出了管壁最高温度、管内熔融盐最高温度和最低温度的变化情况. 在开始加热后4 min, 管内的熔融盐全部处于固态, 管内熔融盐的最高温度和管壁最高温度上升, 分别达到494和507 K. 之后管道温度停留在511 K, 管内有部分熔融盐温度高于凝固点494 K而熔化形成混相区, 同时未熔化的固态盐最低温度逐步上升. 加热到25 min, 管内熔融盐最低温度高于凝固点, 固态盐全部熔化. 之后, 管内的熔融盐最低温度和管壁最高温度缓慢的线性上升. 加热到54 min, 管内熔融盐最高温度高于结晶点511 K, 部分熔融盐熔化成纯液态盐. 56 min时, 管内熔融盐最低温度高于结晶点, 管内熔融盐全部转化为纯液态盐. 随后, 管壁最高温度与熔融盐的温度上升明显加快, 管壁最高温度与熔融盐最低温度之差稳定在13 K.

表 1 熔融盐及管道参数

Table 1 Material properties of solar salt and stainless steel

		密度(kg/m ³)	比热容(J/(kg K))	热导率(W/(m K))	黏性系数(Pa s)
太阳盐	固态	1950	1420	0.484	N/A
	液态	1950	1396+0.172×10 ⁻⁴ T	0.391+1.9×10 ⁻⁴ T	0.075515-2.776×10 ⁻⁴ T+ 3.498×10 ⁻⁷ T ² -1.474×10 ⁻¹⁰ T ³
不锈钢		8030	502	16.3	N/A

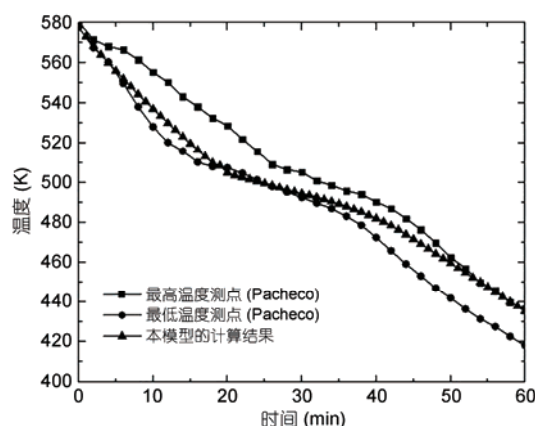


图2 管内熔融盐凝固过程中管道外表面随温度的变化

Figure 2 The change of outer surface temperatures of the tube during the solidification process

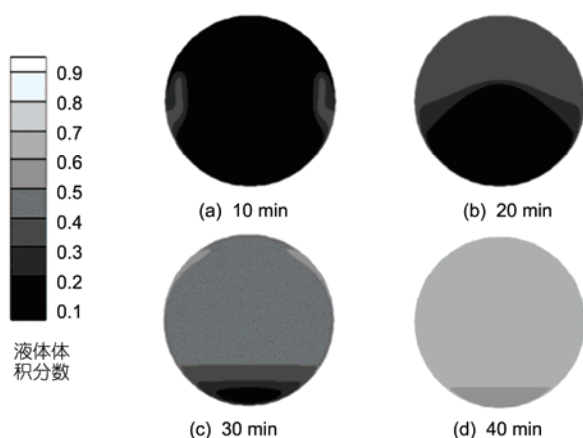


图3 管内熔融盐的熔化相变过程. (a) 10 min; (b) 20 min; (c) 30 min; (d) 40 min

Figure 3 The melting process of the molten salt. (a) 10 min; (b) 20 min; (c) 30 min; (d) 40 min

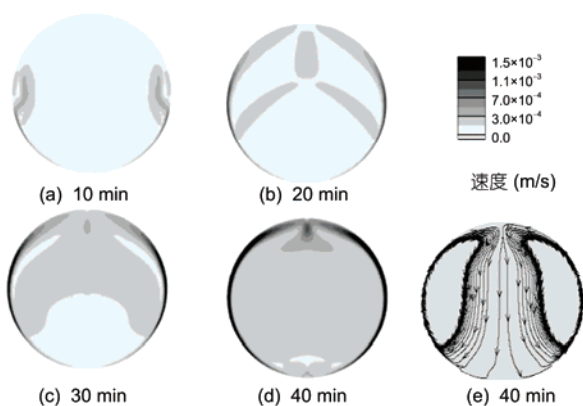


图4 管内熔融盐熔化过程中管内的自然对流. 速度云图: (a) 10 min; (b) 20 min; (c) 30 min; (d) 40 min; 流线图: (e) 40 min

Figure 4 Natural convection of the molten salt inside the tube during the melting process. Velocity contour at 10 min (a); 20 min (b); 30 min (c); 40 min (d); streamline at 40 min (e)

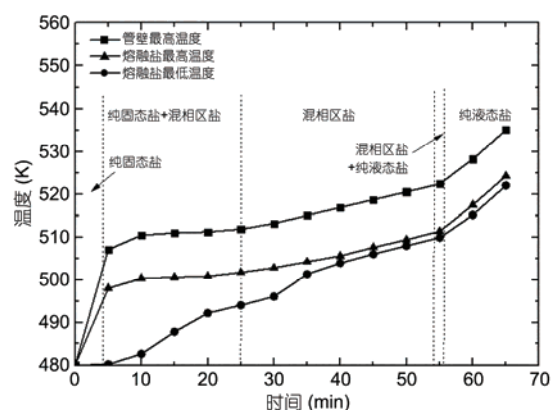


图5 管内熔融盐熔化过程中管道和管内熔融盐温度的变化

Figure 5 Temperatures of the tube wall and the molten salt during the melting process

4 伴热带位置的影响

考虑电伴热安装位置, 即 γ 变化, 对管内熔融盐熔化过程的影响. 图6所示, 当 γ 为 30° 和 90° 时, 管内熔融盐的熔化过程与图3所示 γ 为 60° 的熔化过程相差较大. γ 为 30° 时, 电伴热的位置较低, 管道下端熔融盐最先熔化形成混相区. 加热到20 min, 管内大部分熔融盐已处于混相区, 并且熔化的熔融盐并没有聚集到管道上端. γ 为 90° 时, 加热到20 min后的熔化情况与 γ 为 60° 的情况相似, 聚集到管道的上端. 但是在加热20~30 min时间段内, γ 为 90° 时管内熔融盐混相区的液体体积分数梯度较大, 有明显自上而下的分层. 通过对比图3和6可知在加热后的30 min内, γ 为 30° 时管内熔融盐熔化最均匀, 其次是 γ 为 60° , 最不均匀的是 γ 为 90° .

图7给出了3种不同 γ 值下, 加热过程中管壁最高温度以及管内熔融盐最低温度的变化情况. 3种 γ 值下, 管壁最高温度的温度值相差在4 K以内. 因此, 电伴热的安装位置对管壁最高温度没有明显的影响. 开始加热25 min内, 3种工况下熔融盐的最低温度几乎是一致的. γ 为 30° 时, 管内熔融盐最低温度最快上升至结晶点温度, 也即熔融盐全部进入混相区的时间最短. γ 为 60° 的情况下全部进入混相区的时间要比 γ 为 30° 时慢5 min, γ 为 90° 时则慢10 min. 如图3(d)和图6(c)所示, γ 为 30° 和 60° 时, 加热40 min后管内的液体体积分数的非均匀性逐渐消失. 这使得 γ 为 30° 和 60° 时管内熔融盐完全熔化的时间都为55 min. 然而, γ 为 90° 时完全熔化所需的时间为60 min. 这种情况是因为 γ 为 90° 时, 在整个加热熔化过程中管内熔融盐熔化

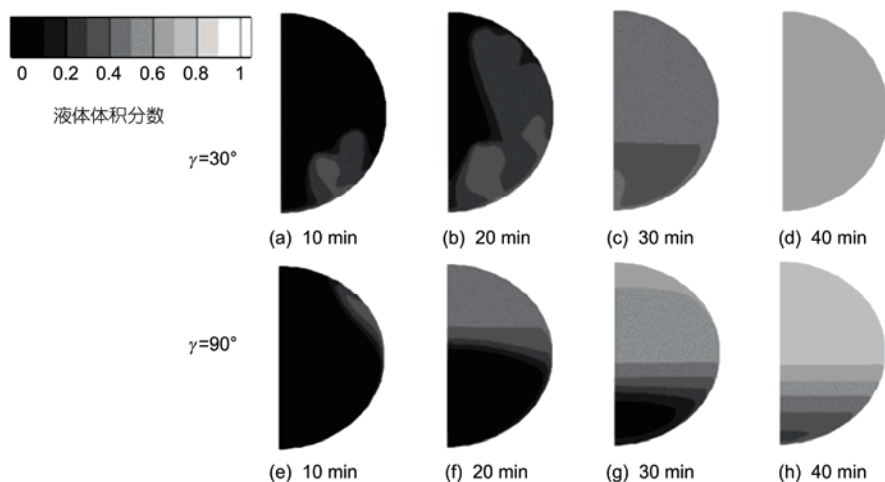


图6 不同 γ 时管内熔融盐的熔化过程. $\gamma=30^\circ$, (a) 10 min; (b) 20 min; (c) 30 min; (d) 40 min; $\gamma=90^\circ$, (e) 10 min; (f) 20 min; (g) 30 min; (h) 40 min
Figure 6 The melting processes of the molten salt with different γ . $\gamma=30^\circ$, (a) 10 min; (b) 20 min; (c) 30 min; (d) 40 min; $\gamma=90^\circ$, (e) 10 min; (f) 20 min; (g) 30 min; (h) 40 min

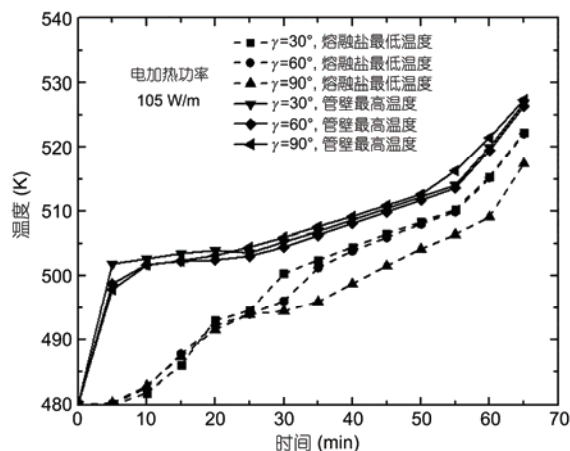


图7 不同 γ 值下熔化过程中熔融盐的最高温度和最低温度
Figure 7 The highest and the lowest temperatures of the molten salt during the melting processes with different γ

一直是不均匀的. 因此, 实际中应避免将电伴热放置在 γ 值较大的地方, 以加快管内熔融盐的完全熔化.

5 电伴热功率的影响

当 γ 为 60° , 电伴热功率由35 W/m增加到200 W/m时, 管内熔融盐最低温度的变化情况如图8所示. 图中可见, 当电伴热功率变化时, 熔融盐最低温度的变化趋势是一致的. 随着电伴热功率的提高, 管内熔融盐的最低温度上升加快, 熔化加快. 然而, 如图8所示, 完全熔化管内熔融盐所需的时间随电伴热的功率呈非线性变化. 当电伴热功率由35 W/m增大到70 W/m时, 完全熔化需要的时间由165 min减小到85 min,

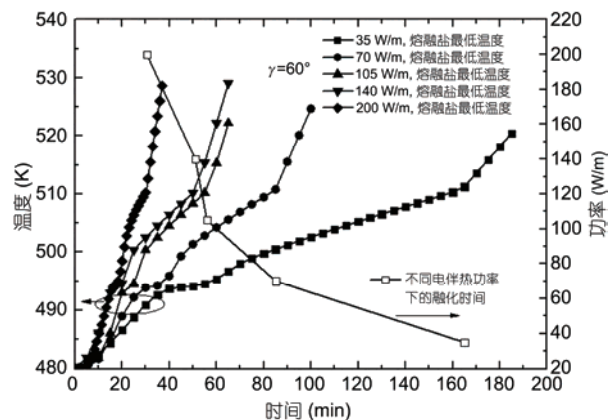


图8 不同电伴热功率下管内熔融盐最低温度的变化情况以及熔融盐完全熔化所需的时间
Figure 8 The lowest temperatures of the molten salt during the melting processes and the melting time with different heating power

熔化时间缩短了48.5%. 当电伴热功率再增大到140 W/m时, 完全熔化所需要的时间为51 min, 熔化时间缩短了40.0%. 可见, 加倍电伴热功率并不能成倍减小管内熔融盐完全熔化所需的时间. 这也表明随着电伴热功率的增加, 缩短融化时间的效果变弱.

如图9所示为加热总能量为280 kJ/m时, 加热功率从35 W/m变化到200 W/m 5种工况下, 各自管内的液体体积分数分布云图. 图中可得随着电伴热功率的增大, 管内熔融盐的液体体积分数的最大值增加、最小值减小, 管内熔化的非均匀性变大. 这是因为在混相区中熔融盐热导率基本不变, 要传导更多的热量必然带来更大的温差, 进而增大了非均匀性.

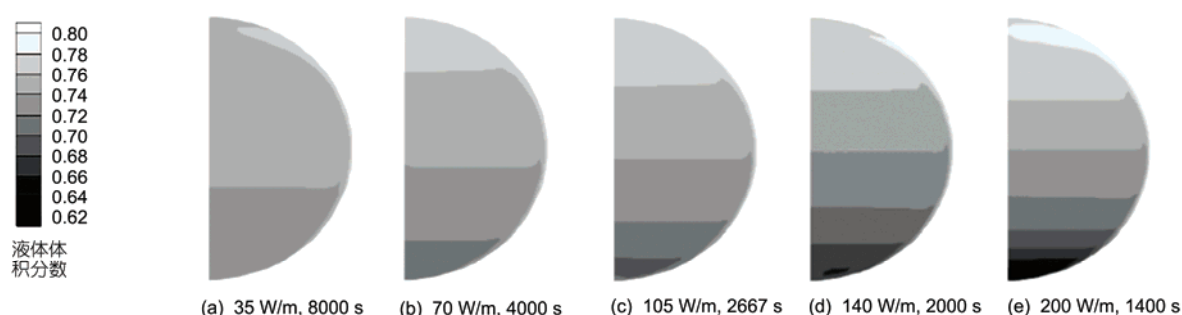


图9 加热相同能量(280 kJ/m)后不同电伴热功率下的管内液体体积分数分布云图。(a) 35 W/m, 8000 s; (b) 70 W/m, 4000 s; (c) 105 W/m, 2667 s; (d) 140 W/m, 2000 s; (e) 200 W/m, 1400 s

Figure 9 Liquid fraction contours inside the tube with different heating power at the same heating energy (280 kJ/s). (a) 35 W/m, 8000 s; (b) 70 W/m, 4000 s; (c) 105 W/m, 2667 s; (d) 140 W/m, 2000 s; (e) 200 W/m, 1400 s

这种熔化非均匀性解释了上述随着电伴热功率的增大, 缩短熔化时间效果减弱。

6 结论

本文对熔融盐在水平管道内的固液相变熔化进行了数值模拟研究, 得到了熔融盐在管内的相变熔化过程. 分析了电伴热安装位置和功率对熔融盐熔化过程和完全熔化所需时间的影响. 得到的主要结论如下:

由于受到管内自然对流的作用, 靠近电伴热的

熔融盐加热熔化后将流动聚集到管道的上端;

电伴热安装位置与重力方向的夹角越大, 管内的熔融盐熔化越不均匀; 夹角为 30° 和 60° 时, 管内熔融盐完全熔化的时间是相等的; 而夹角为 90° 时, 熔融盐完全熔化所需时间要比夹角为 60° 的情况多5 min, 因此实际中电伴热安装位置与重力方向所称的夹角不应过大;

成倍增加电伴热的功率并不能成倍缩短管内熔融盐完全熔化所需要的时间, 随着电伴热功率的增大, 缩短完全熔化所需时间的效果变差。

参考文献

- Wang Z F. Solar Thermal Power Station Design (in Chinese). Beijing: Chemical Industry Press, 2014 [王志峰. 太阳能热发电站设计. 北京: 化学工业出版社, 2014]
- Pfenninger S, Gauché P, Lilliestam J, et al. Potential for concentrating solar power to provide baseload and dispatchable power. Nat Clim Change, 2014, 4: 689–692
- Vignarooban K, Xu X, Arvay A, et al. Heat transfer fluids for concentrating solar power systems—A review. Appl Energy, 2015, 146: 383–396
- Kribus A, Ries H, Spirkel W. Inherent limitations of volumetric solar receivers. J Sol Energ-T ASME, 1996, 118: 151–155
- Ortega J I, Burgaleta J I, Téllez F M. Central receiver system solar power plant using molten salt as heat transfer fluid. J Sol Energ-T ASME, 2008, 130: 024501
- Burgaleta J I, Arias S, Ramirez D. Gemasolar, the first tower thermosolar commercial plant with molten salt storage. In: Proceedings of International Conference. Marrakech, 2012. 11–14
- Bradshaw R W, Carling R W. A Review of the Chemical and Physical Properties of Molten Alkali Nitrate Salts and Their Effect on Materials Used for Solar Central Receivers. Technical Report, Sandia National Laboratories, Livermore, 1987
- Bergan N E. An external molten salt solar central receiver test. Solar Eng, 1987, 1: 474–478
- Pacheco J E, Ralph M E, Chavez J M, et al. Results of molten salt panel and component experiments for solar central receivers: Cold fill, freeze/thaw, thermal cycling and shock, and instrumentation tests. Technical Report, Sandia National Laboratories, Livermore, Albuquerque, 1995
- Lu J, Ding J, Yang J. Filling dynamics and phase change of molten salt in cold receiver pipe during initial pumping process. Int J Heat Mass Trans, 2013, 64: 98–107
- Lu J, Ding J, Yang J. Solidification and melting behaviors and characteristics of molten salt in cold filling pipe. Int J Heat Mass Trans, 2010, 53: 1628–1635
- Brent A D, Voller V R, Reid K J. Enthalpy-porosity technique for modeling convection-diffusion phase change: Application to the melting of a pure metal. Numer Heat Tr A-Appl, 1988, 13: 297–318
- Bauer T, Laing D, Tammé R. Overview of PCMs for concentrated solar power in the temperature range 200 to 350°C . Adv Sci Tech, 2011, 74: 272–277
- Patankar S. Numerical Heat Transfer and Fluid Flow. Washington D C: Hemisphere Publishing Corp, 1980

Summary for “太阳能热发电站中熔融盐冻堵管道的熔化过程”

The melting process of a freezing molten salt pipe of concentrated solar power plant

LIAO ZhiRong^{1,3}, LI Xin¹, XU Chao^{2*}, ZAHNG QiangQiang¹, CHANG ZheShao^{1,3} & LI Zhi^{1,3}

¹ Key Laboratory of Solar Thermal Energy and Photovoltaic System, Institute of Electrical Engineering, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100190, China;

² School of Energy Power and Mechanical Engineering, North China Electric Power University, Beijing 102206, China;

³ University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, China

* Corresponding author, E-mail: mechxu@ncepu.edu.cn

Concentrated solar power plants are potential to provide based load power of the future electrical power system. Commercial concentrated solar power plants using molten salt as the heat transfer fluid and the energy storage medium have been built and show great promising. However, due to high freezing point, the molten salt has a freezing possibility and may block the pipe. In practical, an electrical heat tracing is installed along the flow path of the molten salt to protect against freezing. Once the molten salt is freezing inside the pipe, the electrical heat tracing can be used to melt the molten salt. This paper studied the melting process of a molten salt (60% NaNO₃ and 40% KNO₃, referred to as Solar Salt) inside a horizontal pipe by an electrical heat tracing. The molten salt is a binary mixture, its freezing point (511 K) is higher than melting point (494 K). A solid-liquid mixture mushy zone exists between the melting point and the freezing point during the melting process. The enthalpy method was used to simulate the solid-liquid phase change phenomenon of the molten salt. The effect of the natural convection inside the pipe was also considerate. The effect of the installation position and the heating power of the electrical heat tracing on the melting process and the melting time were studied.

During the heating process, the molten salt close to the electrical heat tracing melts first and forms a mushy zone. With the assistance of the natural convection, the molten salt in the mushy zone flows upward and gathers in the upper zone of the pipe. Thus, the upper zone of the pipe has a higher liquid fraction than the lower zone, which results in a liquid fraction gradient inside the pipe. The results show that the installation position of the electrical heat tracing effects the gradient of the liquid fraction during the melting process. The increase in the angle between the gravity and the installation position, γ , increases the liquid fraction gradient. It takes a same time to completely melt the molten salt when γ equals to 30° and 60°. When γ is 90°, due to a larger liquid fraction gradient, it needs more 5 min than γ is 60°. Therefore, large γ should be avoided for the practically installation of the electrical heat tracing. The results also show that the melting time is 165 min for a 35 W/m heating power, 85 min for 70 W/m, and 51 min for 140 W/m. Increasing the heating power from 35 W/m to 70 W/m can shorten 48.5% of the melting time, while increasing the heating power from 70 W/m to 140 W/m can only shorten 40% of the melting time. This is because a higher electrical heating power increases the liquid fraction gradient of the mushy zone during the melting process. Thus, the percentages of the shorten melting time decreases with the increases of the heating power. This study gives practical reference to the choose and the installation of the electrical heating tracing of the molten salt pipe.

concentrated solar power, molten salt, melting process, enthalpy method, numerical simulation

doi: 10.1360/N972016-00392