



**UNIVERSIDAD DE LA FRONTERA
FACULTAD DE INGENIERÍA Y CIENCIAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA**

Efecto de la corrosión por sales fundidas a altas temperaturas en las propiedades mecánicas de aleaciones de níquel utilizadas en los intercambiadores de calor de plantas solares de torre central

**ACTIVIDAD DE TITULACIÓN, MODALIDAD PROYECTO DE TÍTULO
PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL MECÁNICO**

Profesor Guía: Dr. Víctor Tuninetti Vásquez

JAVIER ELIAS SAAVEDRA TRANAMIL

2020

**EFFECTO DE LA CORROSIÓN POR SALES FUNDIDAS A ALTAS TEMPERATURAS
EN LAS PROPIEDADES MECANICAS DE ALEACIONES DE NÍQUEL UTILIZADAS
EN LOS INTERCAMBIADORES DE CALOR DE PLANTAS SOLARES DE TORRE
CENTRAL**

JAVIER ELIAS SAAVEDRA TRANAMIL

VÍCTOR TUNINETTI VÁSQUEZ

Profesor Guía

RICARDO ALZUGARAY FRANZ
Académico Evaluador

ANDRÉS JARAMILLO MUÑOZ
Académico Evaluador

Calificación informe escrito :

Calificación presentación oral:

Calificación final :

*“El entrenamiento no es nada.
¡La voluntad lo es todo! La
voluntad de actuar”*

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, agradecer a Dios, por las fuerzas que me brindó, cada vez que lo necesité y cada vez tuve dudas sobre este camino, me mostró mediante acciones (que aún no me explico) que era parte de su plan. Hoy puedo decir que nada hubiera sido posible sin su ayuda.

A mis abuelos, quienes fueron los primeros en instarme a continuar mis estudios, creyendo siempre en mí y dándome ánimo, siendo ellos el pilar principal en todo momento, gracias por estar siempre a mi lado y por entregarme tanto amor a pesar de la distancia.

A mi madre, que, con su amor incondicional, siempre se sacrificó para que nunca me faltara nada y poder entregarme una buena educación. A mis tíos Elías y Lisette, por su constante apoyo y preocupación hacia mi desde pequeño. A mis tíos Jorge y Gabriela y a mis primos, por su hospitalidad y preocupación durante mi periodo de práctica en CMPC Planta Laja. A mi familia en general, por siempre estar pendiente de este proceso y por su alegría al verme en esta instancia.

A mi polola Daniela por su apoyo y amor, por soportar mi carácter en los momentos más difíciles. A su familia, por acogerme en su hogar, durante este proceso, por brindarme soporte cada vez que lo necesitaba y por el grato ambiente que siempre se mantuvo.

A mi profesor guía, Dr. Víctor Tuninetti, gracias por acompañarme en este desafío y entregarme la confianza para llevarlo a cabo, por el tiempo invertido en este trabajo y por todas las herramientas brindadas, conocimientos y correcciones, permitiéndome conocer un área distinta donde como ingenieros mecánicos podemos aportar.

A los compañeros de carrera, con los que compartí, los que siguen y los que se fueron, gracias por el grato ambiente que tuvimos en las salas de clases y en los pastos de la universidad. Éxito en todo lo que emprendan.

Por último, a mi gran amigo Patricio, que hasta el día de hoy me acompaña, gracias por todo, por las risas, por los traspasos estudiando, por el buen carácter, por enseñarme el valor del orden, por el respeto y por el cariño con el que siempre nos hemos tratado. Estoy seguro de que serás un gran ingeniero. Fuerza, que ya falta poco.

RESUMEN

Actualmente, CMI solar, la Université de Liège, el Departamento de Ingeniería Mecánica (DIM) de la Universidad de La Frontera y la Universidad de Concepción, se encuentran trabajando en lo que se denomina la tercera generación de intercambiadores de calor (receptor) para la producción de energía eléctrica a partir de energía solar concentrada con torre central. En este contexto, se ha diseñado una campaña experimental, la cual permitirá simular en condiciones de laboratorio, el ambiente corrosivo al que es sometido el receptor y evaluar la respuesta mecánica del material que lo compone (aleación 230).

Para el diseño de la campaña experimental, se ha realizado una revisión bibliográfica de las principales centrales de generación de energía eléctrica a partir de energía solar concentrada (plantas CSP). Además de una búsqueda exhaustiva acerca de los principales problemas que provoca el uso de las sales fundidas a alta temperatura sobre las aleaciones de níquel. Por otra parte, se han identificado dispositivos que permitan simular condiciones corrosivas con temperatura. Finalmente se han establecido las condiciones de cada ensayo mencionado en este trabajo, con la finalidad de evaluar la degradación de las propiedades mecánicas de la aleación 230.

Contenido

Capítulo 1. Introducción.....	2
1.1 Objetivos	3
1.1.1 Objetivo general.....	3
1.1.2 Objetivos específicos.....	3
Capítulo 2. Antecedentes generales.....	6
2.1 Energía solar concentrada	6
2.2 Fluido de transferencia de calor (HTF).....	6
2.3 Sales fundidas.....	6
2.4 Ensayo de tracción.....	6
2.5 Fatiga	8
2.6 Creep	14
2.7 Nanoindentación	17
Capítulo 3. Revisión de plantas CSP de torre central.....	19
3.1 Plantas CSP de torre central.....	19
3.2 Registro histórico de plantas CSP de torre central.....	20
3.3 Componentes y funcionamiento de planta CSP de torre central.....	21
3.3.1 Receptor solar de una planta CSP de torre central	23
3.4 Clasificación de Receptores solares	25
3.5 Estudios sobre receptores centrales de absorción solar	31
3.6 Sales fundidas como fluido de transferencia de calor	35
3.7 Resumen contexto plantas CSP de torre central	37
3.8 Desafíos Actuales para mejorar la eficiencia de receptores solares de plantas CSP	39
Capítulo 4. Antecedentes y efectos de la corrosión sobre aleaciones de níquel	45
4.1 Propiedades del material Haynes 230.....	45
4.2 Tipos de Corrosión.....	54

4.2.1	Corrosión en caliente	55
4.2.2	Corrosión localizada	56
4.2.3	SCC	57
4.3	Corrosión en aleaciones de níquel	59
4.4	Degradación de propiedades mecánicas	64
4.5	Dispositivos para realizar pruebas de corrosión	70
Capítulo 5.	Campaña Experimental	83
5.1	Normativa aplicable	83
5.1.1	ASTM G1	83
5.1.2	DIN 50125	83
5.1.3	ASTM E8	83
5.1.4	ASTM E606	83
5.1.5	DIN EN ISO 6892-1	83
5.1.6	ASTM G129-00	83
5.1.7	TM0198	83
5.2	Procedimientos publicados	84
5.3	Equipamiento	86
5.4	Consideraciones finales	87
5.5	Parámetros de entrada y salida	88
5.6	Etapas de campaña experimental	88
5.6.1	Etapa 0	89
5.6.2	Etapa 1	92
5.6.3	Etapa 2	98
5.6.4	Etapa 3	100
5.6.5	Etapa 4	102
5.6.6	Evaluación de la pérdida de ductilidad	106

Capítulo 6. Conclusiones	118
Nomenclatura	121
Bibliografía	124

Listado de figuras

Figura 2.1. Curva esfuerzo-deformación obtenida de un ensayo de tracción (Omnexus, 2020).....	7
Figura 2.2. Zonas de falla por fatiga. a) Representación esquemática de falla por fatiga en eje de acero (Askeland et al., 2012) b) Identificación de fases de falla por fatiga (Jaramillo, 2017).....	10
Figura 2.3. Gráfico que muestra la nomenclatura para una carga cíclica de amplitud constante (Stephens et al., 2000).....	11
Figura 2.4. Diagrama S-N obtenido a partir de ensayos de fatiga axial totalmente invertida ($R=-1$) de un acero UNS G41300 (Budynas & Keith Nisbett, 2012)	12
Figura 2.5. Curva S-N tipo Basquin (Stephens et al., 2000).....	12
Figura 2.6. Curva de vida a fatiga de un material (Stephens et al., 2000).....	14
Figura 2.7. Diagrama de creep deformación-tiempo y comportamiento intergranular identificable a partir de la etapa del creep (Aalto University. 2020).....	15
Figura 2.8. Curva típica de Carga – Desplazamiento en un ciclo (Arias et al., 2015)...	17
Figura 3.1. Esquema de la planta CSP de torre central ubicada en Cerro Dominador (Crespo, 2019)	22
Figura 3.2. Vista superior de planta Termosolar Cerro Dominador (Cerro Dominador, 2020).....	22
Figura 3.3. Funcionamiento de un receptor solar (Reoyo-Prats et al., 2019)	24
Figura 3.4. Temperaturas y flujo másico de un receptor central en día normal de operación (Walczak et al., 2018).....	24
Figura 3.5. Rangos de operación para cada tipo de receptor de la absorción indirecta (Romero & González-Aguilar, 2017)	26
Figura 3.6. Esquema de receptor de partículas con sistema de almacenamiento e intercambio de calor integrado (Ho et al., 2014).....	27
Figura 3.7. Muestras de materiales porosos para receptores de plantas CSP de torre central (de La Lastra Pérez, 2010)	27
Figura 3.8. Ejemplo de receptor volumétrico (Valero, 2013)	28
Figura 3.9. Esquema de receptor volumétrico de proyecto PHOEBUS-TSA (de La Lastra Pérez, 2010).....	28

Figura 3.10. Comparación del rendimiento de un receptor de tubo y volumétrico en absorción y transferencia de calor (Hoffschmidt, 1997)	29
Figura 3.11. Receptores tubulares, (a) esquema de un diseño de cartelera, (b) configuración cilíndrica y (c) concepto de receptor de cavidad (Conroy et al., 2020).....	30
Figura 3.12. Configuración de receptor de cavidad correspondiente a proyecto SOLHYCO (Buck et al., 2017).....	30
Figura 3.13. Simulación termomecánica de un tubo de un receptor solar: (a) sección transversal y carga de calor, (b) distribución de temperatura, (c) distribución de tensión de von Mises para tubos UNS S31600, obtenidas utilizando un modelo termoelástico (Logie et al., 2018); (d) distribución de temperatura y (e) distribución de esfuerzos de von Mises para tubos de aleación 230 obtenida mediante el modelo termomecánico (Morch et al., 2020)	35
Figura 3.14. Subsistemas que componen una planta CSP de torre central	40
Figura 3.15. Cascada de partículas utilizada como HTF en receptor solar (Ho, 2017) .	41
Figura 3.16. Curvas de relación entre la velocidad del viento y la eficiencia del receptor (Yu et al., 2020).....	43
Figura 4.1. Composición química de Haynes 230 (HAYNES INTERNATIONAL, 2020; UPM, 2020).....	46
Figura 4.2. Grafica de variación entre el módulo de elasticidad con el incremento de la temperatura (HAYNES INTERNATIONAL, 2020)	48
Figura 4.3. Gráfico de variación del módulo de corte con el incremento de la temperatura (HAYNES INTERNATIONAL, 2020).....	49
Figura 4.4. Gráfico de la variación del coeficiente de Poisson con el incremento de la temperatura (HAYNES INTERNATIONAL, 2020)	49
Figura 4.5. Comparación del esfuerzo para producir 1% de creep en 1000 horas en distintos tipos de aleaciones (HAYNES INTERNATIONAL, 2020).....	50
Figura 4.6. Curvas esfuerzo-deformación de HA230 a temperatura ambiente, 800 °C y 900 °C (Pataky et al., 2013)	51
Figura 4.7. Curvas comparativas de ensayo de fatiga a tres temperaturas distintas, 427 °C, 760 °C Y 871 °C (HAYNES INTERNATIONAL, 2020)	52

Figura 4.8. Curvas del material HA230 que muestran la evolución del esfuerzo alterno con respecto al número de ciclos, aplicando distintas velocidades de deformación y temperatura, (a) 25 °C, (b) 204 °C, (c) 427 °C y (d) 649 °C (Ahmed et al., 2016).....	53
Figura 4.9. Simulaciones de respuestas de amplitud de esfuerzo alternante en experimentos de LCFC a temperaturas entre 649–982 °C con un tiempo de compresión de (a) 60s (b) 120s (Ahmed et al., 2016).....	54
Figura 4.10. Resumen de las formas de corrosión más relevantes (Walczak et al., 2018)	55
Figura 4.11. Formas de agrietamiento inducido por ambiente corrosivo (Jones, 1996)	55
Figura 4.12. Vista en sección transversal de un pozo de corrosión en Al 6061 formado por polarización anódica en 0.1 M NaCl (McCafferty et al., 1990)	56
Figura 4.13. Aleación 625 después de la prueba de corrosión por grietas a 65 °C en agua de mar. a) +200 mV vs Ag/AgCl durante 24 h. b) +400 mV vs. Ag/AgCl durante 24 h (McCafferty, 2010).....	57
Figura 4.14. Micrografía (500x) que muestra SCC intergranular de un tubo intercambiador de calor de Inconel con la grieta siguiendo los límites del grano (NACE International, 2020)	58
Figura 4.15. Tasa límite de pérdida de material para metales seleccionados, según Kruiuzenga et al., 2013 ^b (Sánchez-González et al., 2020).....	61
Figura 4.16. Muestras de Inconel 625 y Haynes 230 después de ser sometidas a largos tiempos de exposición en sales fundidas a 680 °C (McConohy & Kruiuzenga, 2014)	62
Figura 4.17. Mapeo de rayos X por SEM y EDS del Cr presente en el material Haynes 230 (UNS N06230) después de 100 h de exposición en MgCl ₂ -KCl a 850 ° C (Cho et al., 2016).....	64
Figura 4.18. La influencia de la exposición en sales fundidas a altas temperaturas, sobre la perdida de ductilidad de las aleaciones ensayadas (Bradshaw & Goods, 2001).....	65
Figura 4.19. Comportamiento de aleación 800 a fatiga de bajo número de ciclos, luego de ser sometido a ensayos de corrosión, en sales de nitrato fundido a 650 °C, por 40 horas (Bradshaw & Goods, 2001).	66
Figura 4.20. Dimensiones y geometría de probetas ensayadas a tracción (Xu et al., 2018)	67

Figura 4.21. Resistencia a tracción de muestras de Haynes 230, luego de ser expuestas en diferentes ambientes (para una mejor comprensión del gráfico, revisar Tabla 4.5) (Xu et al., 2018)	68
Figura 4.22. Resistencia a tracción de muestras de Hastelloy C-276, luego de ser expuestas en diferentes ambientes (para una mejor comprensión del gráfico, revisar Tabla 4.6) (Xu et al., 2018).....	69
Figura 4.23. Antofagasta Molten Salt Loop (AMSAL): (1) Bomba vertical, (2) Vessel, (3) tubería, (4) tanque de almacenamiento, (5) tubería de prueba de corrosión dinámica, (6) calentador eléctrico, (7) aislamiento térmico, (8) sistema de adquisición de dato, (9) controlador trazado de calor (Fernández et al., 2018).....	71
Figura 4.24. Diagrama esquemático de los tubos de cuarzo sellados para inmersión estática (Wang et al., 2019).....	71
Figura 4.25. Diagrama esquemático de la sección transversal y la vista superior del autoclave (Wang et al., 2019).....	72
Figura 4.26. Dispositivo de prueba de corrosión. (1) Sensor de desplazamiento, (2) Tornillo de carga, (3) tornillo fijo, (4) base, (6) tuerca de carga, (7) anillo de tensión, (9) muestra de prueba de esfuerzo, (10) galga extensométrica, (12) cámara de prueba de corrosión, (14) entrada de aire, (16) probeta, (17) ambiente corrosivo, (18) anillo de estanqueidad inferior (Dezhi et al., 2016).....	73
Figura 4.27. (a) Esquema del dispositivo para realizar prueba de corrosión, (b) Sistema para prueba de corrosión (Zhuang et al., 2019).	74
Figura 4.28. Esquema del montaje para realizar ensayos de inmersión en sales de cloruro fundido ($MgCl_2/KCl/NaCl$) (Ding et al., 2018)	75
Figura 4.29. Esquema de montaje experimental para la realización de estudios de corrosión a alta temperatura por método potenciodinámico para Hastelloys en sales fundidas eutécticas de $NaCl-KCl-ZnCl_2$ (Vignarooban et al., 2014)	76
Figura 4.30. Potenciostato/Galvanostato avanzado PARSTAT 2273 (EVISA, 2020)	76
Figura 4.31. Vista lateral del sistema de prueba, para realizar ensayos de exposición en sales fundidas (Ren et al., 2016).....	78
Figura 4.32. Características de probeta utilizada. (4) probeta, (70) conector superior, (72) conector inferior, (74) sección de calibre, (76) vaciado interior de probeta (Ren et al., 2016).....	79

Figura 4.33. Reactor termosifón para experimentos de corrosión dentro del horno (Cho et al., 2016)	80
Figura 4.34. Sistema de circuito cerrado para ensayos de corrosión (CORTEST., 2020)	81
Figura 5.1. a) Diagrama esquemático de los tubos de cuarzo sellados para inmersión estática; b) Diagrama esquemático de la vista superior y transversal de autoclave (Wang et al., 2019)	85
Figura 5.2. Ejemplo de codificación de muestras expuestas en sales fundidas	91
Figura 5.3. Ejemplo de localización de codificación a) vista frontal b) vista lateral	91
Figura 5.4. Dimensiones de probetas utilizadas para ensayos de campaña experimental, dimensiones en milímetros	95
Figura 5.5. Dimensiones de pieza de ensayo para nanoindentación, dimensiones en milímetros	96
Figura 5.6. Distribución de piezas ensayadas por cada prueba	98
Figura 5.7. Modelo de tabla de registro de resultados (NACE International, 1998).....	109
Figura 5.8. Diagrama de flujo de etapa 0 de campaña experimental	110
Figura 5.9. Diagrama de flujo de etapa 1 de campaña experimental	111
Figura 5.10. Diagrama de flujo de etapa 2 de campaña experimental	112
Figura 5.11. Diagrama de flujo de etapa 3 de campaña experimental	113
Figura 5.12. Diagrama de flujo de etapa 4 de campaña experimental	114

Listado de tablas

Tabla 3.1. Proyectos de plantas CSP de torre central en Chile	19
Tabla 3.2. Parámetros considerados en estudio realizado (Rodríguez-Sánchez et al, 2014).....	31
Tabla 3.3. Potenciales tipo de sales fundidas propuestas como HTF, con aplicación en plantas CSP de torre central (Mehos et al., 2017; Prieto et al., 2020).....	36
Tabla 3.4. Listado de plantas CSP de torre central de prueba, demostración y torre piloto (Conroy et al., 2020).....	37
Tabla 3.5. Plantas en funcionamiento que utilizan sales fundidas como fluido de transferencia de calor (Conroy et al., 2020)	38
Tabla 3.6. Proyectos futuros de plantas comerciales CSP de torre central (Conroy et al., 2020)	39
Tabla 4.1. Propiedades de HAYNES 230 (HAYNES INTERNATIONAL, 2020).....	46
Tabla 4.2. Propiedades en tracción de probeta tipo placa, de material Haynes 230 (HAYNES INTERNATIONAL, 2020).....	46
Tabla 4.3. Coeficiente de dilatación térmica promedio de material Haynes 230 (HAYNES INTERNATIONAL, 2020)	47
Tabla 4.4. Velocidades de corrosión a distintas temperaturas para aleación HA230 (Kruizenga et al., 2013 ^b).....	60
Tabla 4.5. Descripción de datos presentados en Figura 4.19 (Xu et al., 2018).....	68
Tabla 4.6. Descripción de datos presentados en Figura 4.20 (Xu et al., 2018).....	69
Tabla 5.1. Resumen de equipamiento a utilizar en campaña experimental	86
Tabla 5.2. Parámetros de entrada para campaña experimental	88
Tabla 5.3. Parámetros de salida para campaña experimental	88
Tabla 5.4. Periodos de ensayo de exposición en sales fundidas Fase I	89
Tabla 5.5. Periodos de ensayo de exposición en sales fundidas Fase II.....	90
Tabla 5.6. Periodos de ensayo de exposición en sales fundidas.....	90
Tabla 5.7. Nomenclatura para realizar codificación de probetas	92
Tabla 5.8. Modelo de tabla de registro de dimensiones del material	93
Tabla 5.9. Características de mezclas de sales fundidas con potencial uso en campaña experimental (Mehos et al., 2017; Walczak et al., 2018).....	93
Tabla 5.10. Listado de proveedores de sales para campaña experimental	94

Tabla 5.11. Características de material utilizado en campaña experimental	94
Tabla 5.12. Dimensiones de pieza de ensayo considerada para realización de campaña experimental (DIN 50125)	95
Tabla 5.13. Desglose de tipo de material y cantidad de muestras para ser ensayadas	96
Tabla 5.14. Dimensiones y cantidad de probetas no corroídas, para cada tipo de ensayo	97
Tabla 5.15. Dimensiones y cantidad de probetas sometidas a corrosión, para cada tipo de ensayo.....	97
Tabla 5.16. Condiciones para realizar ensayos de exposición en sales fundidas.....	99
Tabla 5.17. Rampa de calentamiento del horno durante ensayo de exposición en sales fundidas Fase I.....	99
Tabla 5.18. Rampa de calentamiento del horno durante ensayo de exposición en sales fundidas Fase II.....	100
Tabla 5.19. Procedimientos de limpieza de probetas para remover productos de corrosión (basada en publicación de Yu et al., 2019)	100
Tabla 5.20. Modelo de tabla para registrar datos luego de la exposición en sales fundidas	102
Tabla 5.21. Severidad relativa de las velocidades de corrosión (McCafferty, 2010)....	102
Tabla 5.22. Desglose de condiciones y equipos utilizados para cada ensayo	103
Tabla 5.23. Modelo de tabla de dimensiones de piezas de ensayo una vez realizada las pruebas mecánicas	104
Tabla 5.24. Modelo de tabla de registro de resultados de ensayo de tracción	104
Tabla 5.25. Modelo de tabla de registro de resultados de ensayo de fluencia térmica	105
Tabla 5.26. Modelo de tabla de registro de resultados de ensayo de fatiga	105
Tabla 5.27. Listado de técnicas de postratamiento de las muestras ensayadas	105
Tabla 5.28. Resumen de procedimientos principales de campaña experimental	115

CAPÍTULO 1
INTRODUCCIÓN

Capítulo 1. Introducción

Los grandes desafíos actuales a nivel mundial para generar electricidad a partir de fuentes renovables y reducir las emisiones de CO₂ han incentivado a universidades, centros de investigación, empresas privadas, departamentos de gobierno que trabajan conjuntamente en desarrollar nuevas tecnologías de generación de energía eléctrica. Existen varias iniciativas en curso como la propuesta de SunShot en Estados Unidos (Office of ENERGY EFFICIENCY & RENEWABLE ENERGY, 2020) que buscan disminuir las toneladas anuales de CO₂ que se emiten al generar electricidad a partir de combustibles fósiles.

Las plantas de concentración de energía termosolar (CSP, por sus siglas en inglés) aparecen como una alternativa eficiente, confiable y limpia para generar energía eléctrica sin interrupciones durante todo el año (Behar *et al.*, 2013). Por las características de operación, los materiales usados en estas plantas, específicamente en el intercambiador de calor del receptor y los tanques de almacenamiento de sales, presentan problemas de corrosión que se intensifica al incrementar la temperatura de las sales fundidas (Bradshaw & Goods, 2001).

Actualmente, CMI solar, la Université de Liège y el Departamento de Ingeniería Mecánica (DIM) de la Universidad de La Frontera se encuentran trabajando en lo que se denomina la tercera generación de colectores para la producción de energía eléctrica a partir de energía solar concentrada con torre central. Se espera que estos receptores avanzados utilicen sales fundidas a temperaturas que bordean los 730 °C. Entre otros desafíos de la tercera generación de plantas solares, se identifica el potencial uso de sales de cloruro fundidas como fluido intercambiador de calor en lugar de las sales de nitrato fundidas actualmente utilizadas. Cabe mencionar que la segunda generación de receptores trabaja actualmente con sales fundidas a 565 °C (Behar *et al.*, 2013; Ho *et al.*, 2017; Mehos *et al.*, 2017).

En este contexto de colaboración internacional, se requiere diseñar una campaña experimental para simular en laboratorio las condiciones reales de corrosión al interior de las tuberías de los receptores, y para evaluar con ensayos la resistencia mecánica de aleaciones de níquel. Se espera que el rango de temperatura de evaluación sea entre los 750 °C a 850 °C, mientras que el tiempo de exposición estimado es entre 1000 y 3000

horas. El principal material a utilizar es una aleación en base a níquel del tipo Haynes 230.

La evaluación del efecto de la corrosión se cuantifica principalmente con la evolución de la pérdida de material en función de parámetros como el tiempo de exposición en sales fundidas, temperatura, velocidad y otros factores que deben ser determinados durante este estudio. Es por esta razón, la importancia de realizar un exhaustivo y correcto estado del arte, lo que nos permitirá adquirir el conocimiento desarrollado por varias décadas de reconocidos grupos de investigación y desarrollo como los de Bradshaw & Goods, 2001; Bradshaw & Tyner, 1988.

Finalmente, este trabajo de titulación busca realizar una contribución a la comunidad científica del área mecánica de materiales, con impacto en el desarrollo tecnológico en el área de la energía. Generar un know-how en la evaluación del efecto de la corrosión en las propiedades mecánicas de aleaciones, permite además desarrollar nuevas líneas de investigación del DIM e impactar con nuevos conocimientos y formación para los futuros ingenieros que desarrollen su carrera en las industrias químicas, energéticas o mineras.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo general

El objetivo de este trabajo es estudiar el funcionamiento y condiciones de operación de un intercambiador de calor utilizado en plantas de concentración de energía solar (CSP) con el fin de diseñar un programa experimental que permita evaluar la respuesta mecánica de aleaciones de níquel en sales fundidas a elevadas temperaturas.

1.1.2 Objetivos específicos

Cuatro objetivos específicos se han planteado para el desarrollo de este trabajo de titulación.

1. Estudiar la evolución histórica de diseños y funcionamientos de los intercambiadores de calor usados en plantas CSP identificando los desafíos actuales requeridos para aumentar su eficiencia.
2. Realizar una revisión bibliográfica o estado del arte del efecto de la corrosión sobre las propiedades mecánicas de aleaciones de níquel sumergidas en sales a altas temperaturas.

3. Investigar los diferentes dispositivos disponibles en el mercado y en bases de datos de patentes utilizados para realizar pruebas experimentales de corrosión por sales fundidas en diferentes aleaciones y condiciones de operación de las futuras plantas CSP de tercera generación.
4. Diseñar una campaña experimental requerida para evaluar el comportamiento mecánico de probetas de aleaciones de níquel sumergidos en sales fundidas a altas temperaturas con el fin de cuantificar la degradación de las propiedades mecánicas por corrosión.

CAPÍTULO 2

ANTECEDENTES GENERALES

Capítulo 2. Antecedentes generales

2.1 Energía solar concentrada

Consiste en concentrar radiación solar en forma de calor en un solo punto, utilizando espejos o lentes, conocidos también como heliostatos, con la finalidad de producir vapor para impulsar una turbina y generar electricidad.

2.2 Fluido de transferencia de calor (HTF)

Utilizado para entregar energía térmica al subsistema de generación de energía eléctrica, a partir de la energía solar concentrada absorbida en el receptor. Los principales HTF utilizados son: agua/vapor, sales de nitrato fundidas, sodio líquido, petróleo y gas (gases como el aire o el Helio). Finalmente, la elección del tipo de HTF a utilizar, depende directamente de la temperatura para producir vapor, seguridad, costos de implementación y mantención (Battleson, 1981).

2.3 Sales fundidas

En el campo de la generación de energía eléctrica concentrada, las sales fundidas son utilizadas con mayor frecuencia como HTF, debido a su precio, estabilidad térmica y baja reactividad con el aire, estas características pueden variar dependiendo del tipo de mezcla de sal utilizado. Sin embargo, el principal problema que presenta es la corrosión. Cabe mencionar que, las sales de nitrato y las sales de cloruro son las más comunes en este tipo de industria (Mehos *et al.*, 2017).

2.4 Ensayo de tracción

Utilizado para la caracterización de materiales, basado en la normativa ASTM E8 principalmente. Este ensayo consiste en la aplicación de una carga axial sobre una probeta normalizada (DIN 50125) provocando un alargamiento de la pieza hasta la fractura. Mediante este tipo de pruebas se puede cuantificar la resistencia del material y obtener la curva esfuerzo-deformación correspondiente (Figura 2.1).

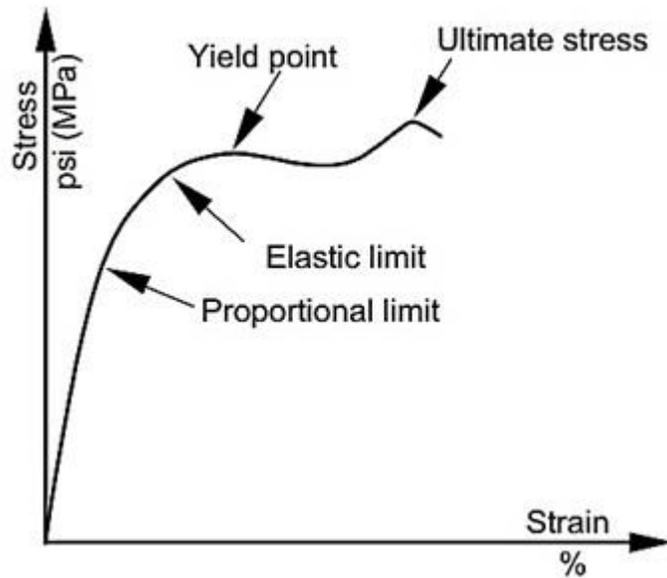


Figura 2.1. Curva esfuerzo-deformación obtenida de un ensayo de tracción (Omnexus, 2020)

Módulo de Young

Corresponde a la pendiente de la curva de esfuerzo-deformación unitaria en la región elástica. Dicha relación es conocida como ley de Hooke, ver ecuación (2.1).

$$E = \frac{\sigma}{\epsilon} \quad (2.1)$$

Límite de proporcional

Se define como el mayor esfuerzo que se puede identificar en la zona elástica de un diagrama esfuerzo-deformación, donde la relación directamente proporcional que existe entre ellos es no lineal (Figura 2.1). Este límite proporcional para muchos tipos de metales puede ser igual al límite elástico, por lo cual es importante no confundirlos (Askeland *et al.*, 2012).

Esfuerzo de fluencia

Esfuerzo máximo que puede alcanzar un material sin provocar una deformación plástica (límite elástico) (Figura 2.1), es decir la tensión máxima a la cual se cumple la elasticidad.

Esfuerzo máximo

Es el esfuerzo máximo registrado luego de que el material entra en la zona plástica (también conocido como UTS por su sigla en inglés “*Ultimate tensile strength*”) (Figura 2.1). Cabe mencionar que esta tensión no se debe confundir con el esfuerzo a la ruptura, debido que normalmente los materiales metálicos, continúan deformándose una vez alcanzado este punto, siendo el esfuerzo a la ruptura menor que el esfuerzo máximo.

Deformación ingenieril

Es la relación entre el cambio de la longitud de calibre de la muestra (Δl) con respecto al largo inicial (l_0) del mismo.

$$\varepsilon = \frac{\text{largo instantaneo} - \text{largo inicial}}{\text{largo inicial}} = \frac{\Delta l}{l_0} \quad (2.2)$$

Deformación real

Es la relación entre la longitud de calibre de la muestra (l) al aplicar una carga, con respecto al largo inicial (l_0) del mismo.

$$\varepsilon = \frac{\text{largo instantaneo}}{\text{largo inicial}} = \ln\left(\frac{l}{l_0}\right) \quad (2.3)$$

Ductilidad

La ductilidad es la capacidad que posee un material para deformarse de manera permanente sin romperse cuando se aplica una fuerza. Existen dos parámetros utilizados para medir la ductilidad, el porcentaje de elongación y reducción del área transversal (Askeland *et al.*, 2012).

2.5 Fatiga

Falla por fatiga

La fatiga es la disminución de la resistencia y/o falla de un material debido a un esfuerzo fluctuante el cual puede estar por encima o debajo de la resistencia a la fluencia. Es un fenómeno común en los componentes o materiales que están sometidos de manera

constante a esfuerzos repetitivos en tracción, compresión, flexión, vibración, expansión térmica y contracción u otros esfuerzos (Askeland *et al.*, 2012).

Etapas de fallas por fatiga

Etapas 1- Iniciación de grieta

Una vez que comienza a actuar la carga sobre el material, se produce o nuclea una o varias grietas pequeñas. Por lo general, los sitios de formación de núcleos están en la superficie o cerca de ella, donde el esfuerzo está a un máximo e incluye defectos de la superficie (Figura 2.2) como rayaduras o picaduras, esquinas afiladas debidas a un diseño o fabricación deficiente, inclusiones, límites de los granos o concentraciones de dislocaciones (Askeland *et al.*, 2012; Jaramillo, 2017).

Etapas 2-Propagacion de grieta

Las grietas comienzan a crecer y a propagarse de manera gradual a medida que la carga cíclica continúa actuando sobre el material. Cabe mencionar que estas grietas son finas, poseen un aspecto similar a líneas sobre la arena (Figura 2.2) y son difícil de identificar (Askeland *et al.*, 2012; Jaramillo, 2017).

Etapas 3-Fractura

Por último, a medida que aumenta el crecimiento de la grieta, disminuye la sección transversal restante del material, esto por la acción de la carga que debe soportar, llegando al punto de fractura del material de forma repentina. Cabe mencionar que, los componentes pueden fallar por fatiga aun cuando el esfuerzo aplicado total permanezca debajo del límite elástico, esto a una escala de longitud local, donde el esfuerzo excede ampliamente la resistencia a la tensión (Askeland *et al.*, 2012).

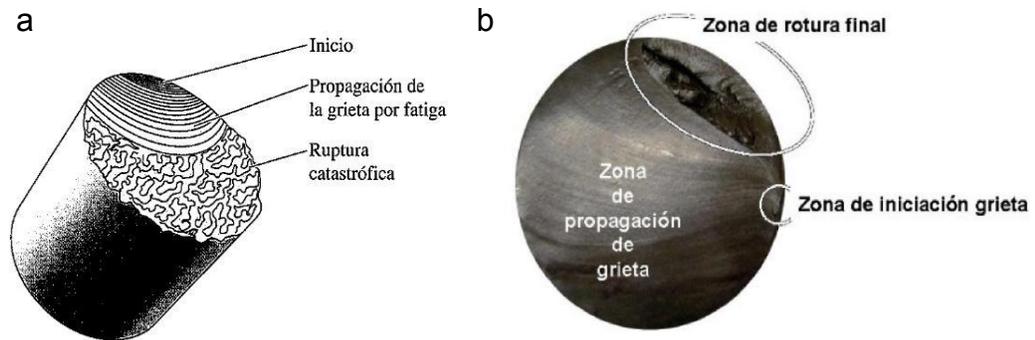


Figura 2.2. Zonas de falla por fatiga. a) Representación esquemática de falla por fatiga en eje de acero (Askeland *et al.*, 2012) b) Identificación de fases de falla por fatiga (Jaramillo, 2017)

En general las fallas por fatiga son fáciles de identificar. La superficie de la fractura (en particular en las zonas cercanas al origen) generalmente es lisa. La superficie se vuelve más áspera a medida que la grieta original aumenta de tamaño y puede ser fibrosa durante la propagación final de la grieta.

Ensayo de fatiga

Método para determinar el comportamiento de los materiales bajo cargas cíclicas, en general ligadas a un origen térmico. El ensayo consiste en aplicar una carga media específica y una carga alternante a una pieza de ensayo, con la finalidad de obtener el número de ciclos que se requieren para alcanzar el punto de fractura del material. Las cargas pueden ser aplicadas de manera axial, torsional o en flexión. Cabe mencionar que estos ensayos se realizan comúnmente en máquinas de flexión, rotatorias o vibratorias, con la finalidad de simular las condiciones a las que es sometido el material.

Carga de fatiga

Para la comprensión de las condiciones de los ensayos de fatiga a realizar, en la campaña experimental, se define la siguiente nomenclatura. Se pueden ver estos parámetros en el siguiente gráfico de tensión de amplitud constante frente al tiempo (Figura 2.3) (Stephens *et al.*, 2000).

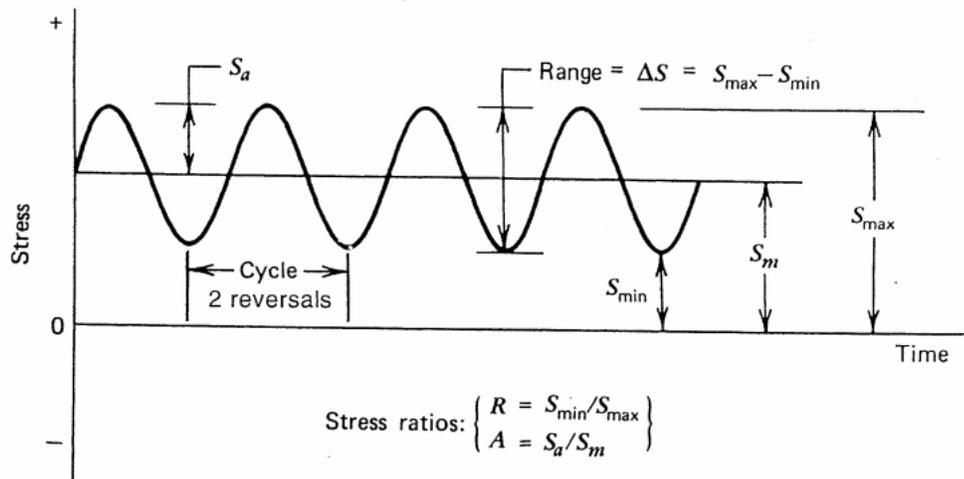


Figura 2.3. Gráfico que muestra la nomenclatura para una carga cíclica de amplitud constante (Stephens et al., 2000)

Tensión media

$$\sigma_m = \frac{\sigma_{max} + \sigma_{min}}{2} \quad (2.4)$$

Tensión variable

$$\sigma_a = \frac{\Delta\sigma}{2} = \frac{\sigma_{max} - \sigma_{min}}{2} \quad (2.5)$$

Razón de tensiones

$$R = \frac{\sigma_{min}}{\sigma_{max}} \quad (2.6)$$

Razón de amplitud

$$A = \frac{\sigma_{max} - \sigma_{min}}{\sigma_{max} + \sigma_{min}} \quad (2.7)$$

Cabe mencionar que las condiciones más comunes para la razón de tensiones son $R=-1$ y $R=0$, conocidos como totalmente invertida y tensión pulsante respectivamente.

Curva S-N

Los datos obtenidos a partir de los ensayos de fatiga se presentan en un diagrama S-N (grafico que muestra la relación entre el número de ciclos y la resistencia a la fatiga del material) (Figura 2.4 y 2.5). El esfuerzo representado puede ser la amplitud del esfuerzo, el esfuerzo máximo o el esfuerzo mínimo. Cada curva del diagrama representa un esfuerzo medio constante.

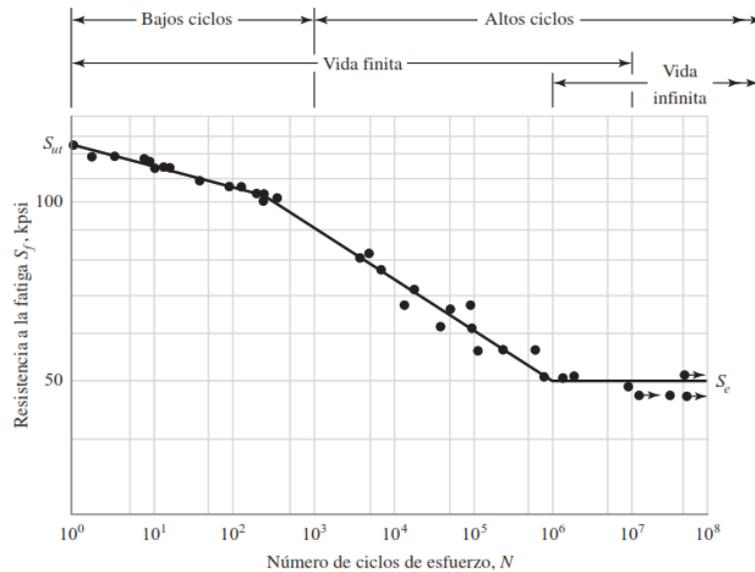


Figura 2.4. Diagrama S-N obtenido a partir de ensayos de fatiga axial totalmente invertida ($R=-1$) de un acero UNS G41300 (Budynas & Keith Nisbett, 2012)

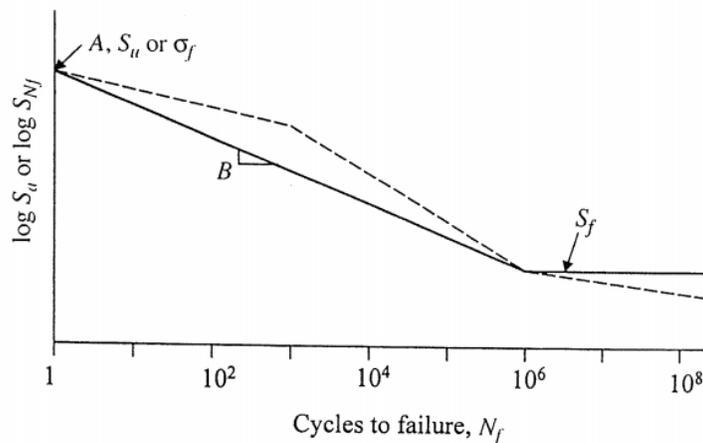


Figura 2.5. Curva S-N tipo Basquin (Stephens et al., 2000)

A partir de la ecuación (2.7) y (2.8) se puede obtener información para determinar valores de tensión media (σ_m) y tensión variable (σ_a) permisible, para una vida a fatiga de partes sin muescas. Donde A es un coeficiente y representa el valor de la resistencia a la fatiga totalmente invertida (σ_{Nf}), b corresponde a la pendiente de la curva S-N (Figura 2.5) (Stephens et al., 2000).

$$\sigma_{Nf} = A(Nf)^b \quad (2.7)$$

$$\frac{\sigma_a}{\sigma_{Nf}} + \frac{\sigma_m}{\sigma_f} = \frac{\sigma_a}{\sigma_{Nf}} + \frac{\sigma_m}{\sigma_u} = 1 \quad (2.8)$$

Fatiga de bajo número de ciclos

Estimación de vida a fatiga

La amplitud de deformación total se compone de una componente elástica y otra plástica, a partir de los bucles de histéresis en estado estable producidos. Se puede obtener una estimación del comportamiento a fatiga controlada por la deformación, a partir de las curvas de vida útil (Ecuación 2.9) (Stephens et al., 2000).

$$\frac{\Delta\varepsilon}{2} = \left(\frac{\sigma_f'}{E}\right)(2N_f)^b + \varepsilon_f'(2N_f)^c \quad (2.9)$$

Donde

$\frac{\Delta\varepsilon}{2}$ = rango de amplitud de deformación

E = módulo de elasticidad del material

σ_f' = coeficiente de resistencia a la fatiga

$2N_f$ = reversiones a la falla

ε_f' = coeficiente de la ductilidad a fatiga

b = exponente de la resistencia a la fatiga

c = exponente de la ductilidad a fatiga

Esta expresión (ecuación 2.9) se correlaciona con ensayos de fatiga de bajo número de ciclos, dado que resulta más fácil medir deformaciones que esfuerzos en elementos sujetos a cargas cíclicas.

Al graficar las curvas obtenidas de vida a la fatiga en una escala logarítmica (Figura 2.6), se puede observar que, un eje corresponde a la amplitud de deformación y el otro representa el número de ciclos para que se produzca la falla en el material. Tanto la amplitud de deformación elástica como plástica, poseen un comportamiento lineal (Stephens *et al.*, 2000).

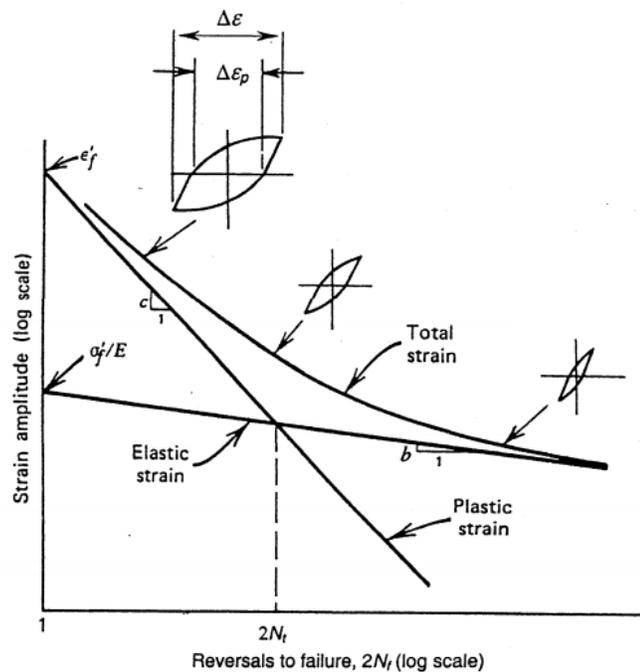


Figura 2.6. Curva de vida a fatiga de un material (Stephens *et al.*, 2000)

2.6 Creep

Ensayo mediante el cual se cuantifica la cantidad de deformación producida por una carga constante sobre un material a una temperatura determinada con respecto al tiempo. El grafico a continuación muestra la relación típica entre la deformación que experimenta el material y el tiempo en el cual es aplicada la carga a una determinada

temperatura, evidenciando las etapas de creep de un material dúctil metálico y comportamiento intergranular.

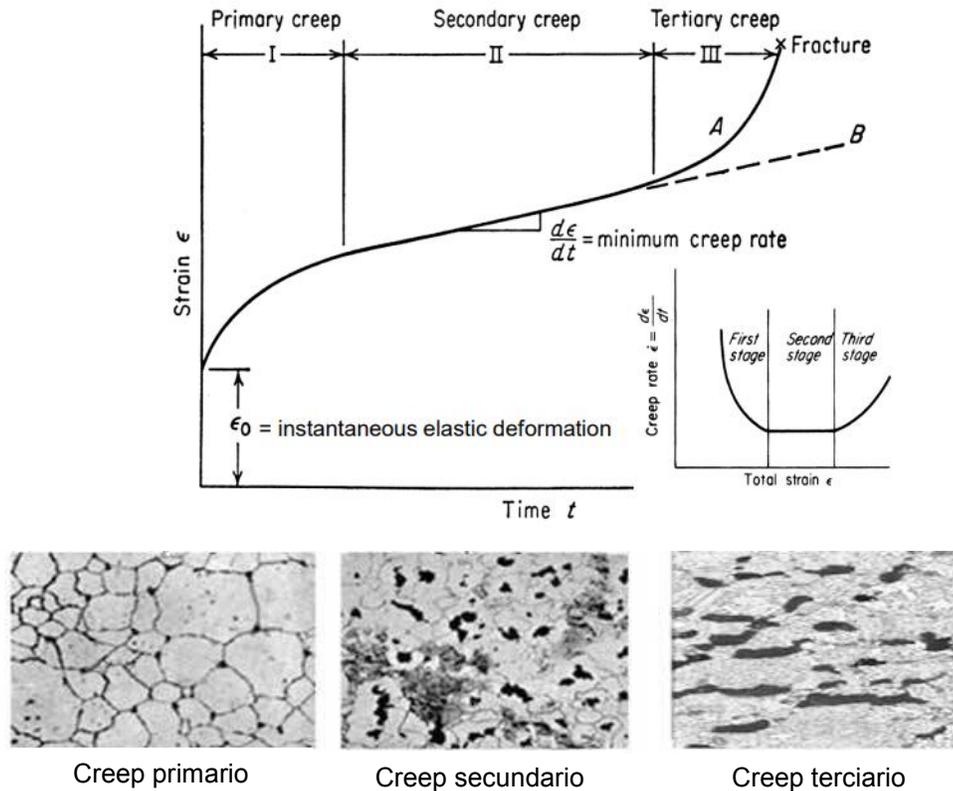


Figura 2.7. Diagrama de creep deformación-tiempo y comportamiento intergranular identificable a partir de la etapa del creep (Aalto University. 2020)

Las variables que intervienen en el proceso del Creep son:

- Esfuerzo
- Deformación
- Tiempo
- Temperatura

A continuación, se definen las tres etapas que se pueden identificar en un ensayo creep.

Creep primario

Etapa de consolidación, donde se puede observar que se comienza con una rápida velocidad de deformación del material y que comienza a disminuir a medida que entra en

la segunda etapa. En la Figura 2.7, se puede apreciar que a medida que avanza el tiempo, la deformación adicional comienza a disminuir debido al endurecimiento por deformación. Finalmente, el incremento del número de dislocaciones es evidente.

Creep secundario

Conocido también como Creep estacionario, el cual presenta una tasa de deformación aproximadamente constante, es decir la velocidad con que las dislocaciones se mueven es similar a la velocidad con la que son bloqueadas. Cabe mencionar que la pendiente o velocidad de deformación en esta etapa depende solo del esfuerzo aplicado y la temperatura.

Creep terciario

En esta etapa el material comienza a deformarse rápidamente, presentado cambios volumétricos importantes, defectos que se transformaran en grietas, conduciendo al material al punto de fractura.

Resistencia a la fractura por Creep

Corresponde al mayor esfuerzo que un material puede soportar por un periodo determinado de tiempo (en horas), sin alcanzar el punto de fractura.

Resistencia al Creep

Corresponde a la mayor tensión que un material puede soportar durante un periodo de tiempo, sin deformarse de manera excesiva.

Parámetro Larson-Miller

El parámetro de Larson Miller (PLM), corresponde a un método paramétrico, que permite una aproximación aceptable de la estimación del tiempo de ruptura de un material que es sometido a una carga constante y a una temperatura determinada. La ventaja del PLM es que permite extrapolar datos a partir de una curva maestra y finalmente conocer la vida útil de un material sometido a condiciones termomecánicas (Troncoso, 2020).

$$PLM = [T * (\text{Log}_{10}(TR) + C)] * 10^{-3} \quad (2.10)$$

Donde:

T = temperatura de operación (K)

TR = tiempo de ruptura (h)

C= constante del material

2.7 Nanoindentación

Es una prueba de dureza de material, llevada a cabo en escalas nanométricas. Se utiliza un indentador de punta pequeña, para generar una huella medible en la pieza de ensayo. El equipo correspondiente, va aplicando una carga (incluso en nanonewtons) sobre la probeta y a su vez registrando el desplazamiento (en nanómetros), en función del tiempo definido para esta prueba. Se pueden determinar propiedades mecánicas del material, como la dureza y el módulo de elasticidad del material, a partir de las curvas de carga-desplazamiento (Figura 2.8) (Arias et al., 2015).

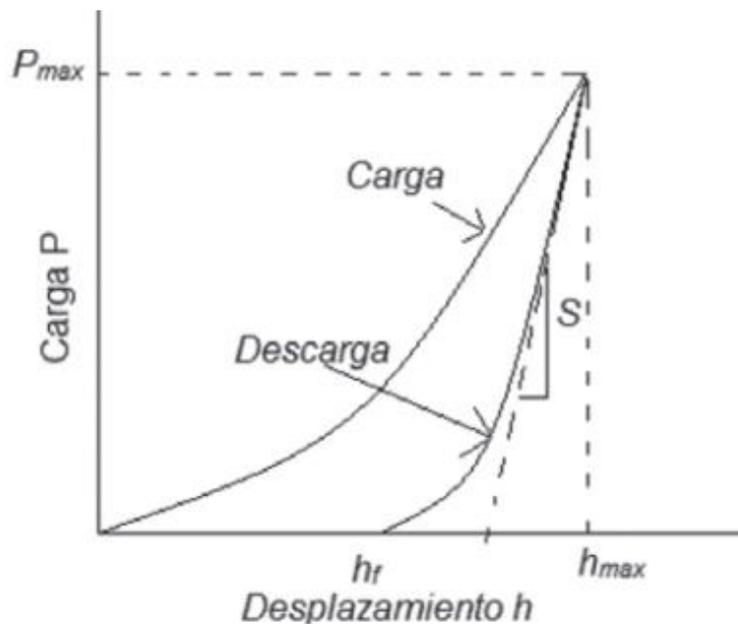


Figura 2.8. Curva típica de Carga – Desplazamiento en un ciclo (Arias et al., 2015)

CAPÍTULO 3

REVISIÓN DE PLANTAS CSP-t

Capítulo 3. Revisión de plantas CSP de torre central

3.1 Plantas CSP de torre central

Las plantas de concentración termosolar de potencia con torre central o CSP, por su nombre en inglés *Concentrate Solar Power*, funcionan de manera similar a una central termoeléctrica convencional con la diferencia que la generación de vapor proviene de una fuente renovable. Mediante heliostatos instalados alrededor de una torre central, la radiación solar es dirigida a un dispositivo receptor central instalado en la parte superior de la torre el cual utiliza sales fundidas como fluido de transferencia de calor (HTF, del inglés *Heat Transfer Fluid*). Actualmente, las plantas CSP pueden generar energía eléctrica mediante ciclos de potencia como el Rankine y el Brayton con CO₂ supercrítico (Ho, 2017).

En el mundo existen más de 219 proyectos de plantas CSP las que en conjunto representan 10.000 MW de energía eléctrica (Programa 4e Chile, 2020). En Chile se busca generar más de 1.8 GW a partir de energía solar concentrada (New Energy Update, 2020; ELECTRICIDAD, 2019) con proyectos en desarrollo como la Planta Termosolar Cerro Dominador (PROTERMOSOLAR, 2020) y la Planta de Concentración Solar de Potencia Copiapó Solar. En la Tabla 3.1 se puede encontrar un resumen de ambos proyectos.

Tabla 3.1. Proyectos de plantas CSP de torre central en Chile

Proyecto	Potencia Instalada (MWe)	Ubicación	Desarrollador	Toneladas de CO2 evitadas	Periodos
Cerro Dominador (ex Atacama 1)	110	María Elena, Región de Antofagasta	Consorcio Acciona Abengoa	240.000	Construcción
Copiapó Solar	240	Copiapó, Región de Atacama	SolarReserve Chile	900.000	Desarrollo
Camarones	105	Camarones, Región de Arica y Parinacota	Elecnor Chile	-	Planificación

CEME 1	70	María Elena, Región de Antofagasta	Ceme 1 SPA	-	Planificación
Likana Solar	450	Calama, Región de Antofagasta	SolarReserve Chile	-	Planificación
Tamarugal Solar	450	Pozo Almonte, Región de Tarapacá	SolarReserve Chile	-	Planificación
María Elena	400	Tocopilla, Región de Antofagasta	Ibereólica Chile	-	Anunciado

3.2 Registro histórico de plantas CSP de torre central

En este apartado se realiza un breve resumen acerca de la implementación de plantas CSP de torre central abarcando su evolución histórica, tipos de instalaciones más importantes y sistemas frecuentes de transferencia de energía termosolar para generación de energía eléctrica.

En el año 1978 entra en operación la primera planta CSP de torre central de prueba, desarrollada por Sandia National Laboratories (SNL) en Albuquerque, New Mexico, con la finalidad de realizar estudios y pruebas de nuevos materiales, diseños de receptores, y simular el funcionamiento de plantas CSP de torre central en condiciones normales.

En los años 1981 y 1995 se implementaron dos plantas piloto, Solar One y Solar Two respectivamente en Daggett, California, las cuales actualmente están fuera de servicio. En la primera planta mencionada se identificó la necesidad de incorporar un fluido de transferencia de calor capaz de lograr un rango de temperatura mayor, dado que utilizando el vapor como HTF la temperatura máxima de operación es de 540 °C (Battleson, 1981; Conroy *et al.*, 2020; Tyner *et al.*, 1995). Solar Two fue la primera planta piloto donde se probaron las sales fundidas como fluido de transferencia de calor, logrando un rango de temperatura entre los 285 °C – 565 °C (Ho, 2017; Mehos *et al.*, 2017; Tyner *et al.*, 1995).

Posteriormente, en el año 2007, comienza a operar en España la Planta Solar 10, seguida por la Planta Solar 20 en el 2009, y Gemasolar en el año 2011. Esta última, con una potencia generada de 110 GWh, corresponde a la primera planta del tipo comercial que utilizó sales de nitrato fundidas como HTF (Reoyo-Prats *et al.*, 2019).

En el 2014 en Ivanpah, Estados Unidos, la central ISEGS comienza a operar con tres receptores, con la finalidad de lograr mayor generación de electricidad, alcanzando una capacidad instalada de 377 MWe (Ho, 2017). Luego en 2015, la planta Crescent Dunes entra en operación usando sales fundidas como fluido de transferencia de calor, con una capacidad instalada de 110 MWe.

En el año 2016, se implementa la primera planta termosolar de potencia en Sudáfrica, llamada Khi Solar One, con sales fundidas como fluido de transferencia de calor y una capacidad instalada de 50 MWe.

China, en el 2016 pone en marcha las plantas SupCon y SunCan con sales fundidas como HTF, las cuales cada una aportan 10 MWe, siendo las primeras plantas comerciales en funcionamiento en este país (McConohy & Kruizenga, 2014).

Finalmente, Chile busca este año poner en marcha el proyecto Cerro Dominador, además de comenzar la construcción del proyecto Copiapó Solar, dado que ya cuenta con los permisos medioambientales correspondientes. Por otro lado, existen proyectos con RCA aprobado, en estado de planificación como CEME 1, Camarones, Likana solar y Tamarugal solar.

3.3 Componentes y funcionamiento de planta CSP de torre central

Las plantas CSP de torre central están compuestas por elementos captadores de radiación solar conocidos como heliostatos, un receptor solar, tanques de almacenamiento de sales fundidas, generador de vapor, turbina de vapor y un condensador (Figuras 3.1 y 3.2).

En la Figura 3.1 se puede apreciar un esquema descriptivo de la composición y funcionamiento de la planta termosolar Cerro Dominador, donde de manera breve se describen algunos componentes de la planta. Cabe mencionar que esta planta fue diseñada para funcionar mediante el ciclo de potencia Rankine.

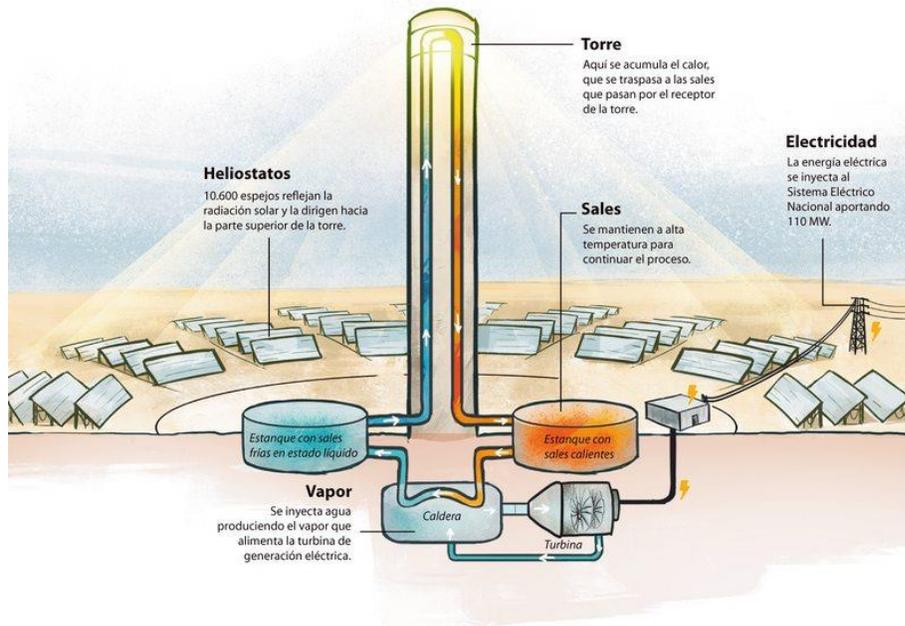


Figura 3.1. Esquema de la planta CSP de torre central ubicada en Cerro Dominador (Crespo, 2019)

En la Figura 3.2 se muestra una vista aérea de la planta termosolar Cerro Dominador, donde se aprecia la distribución de los equipos principales requeridos para la generación de electricidad.

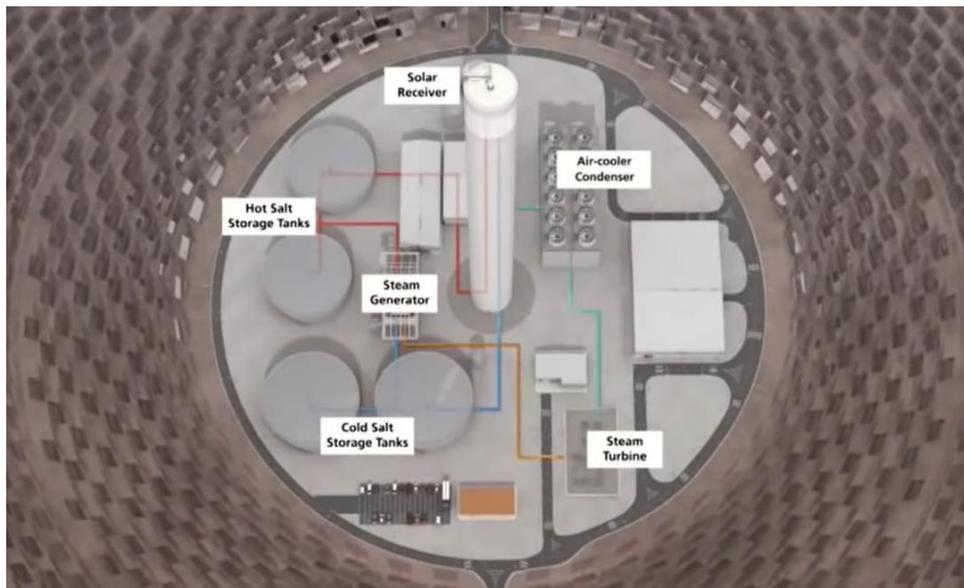


Figura 3.2. Vista superior de planta Termosolar Cerro Dominador (Cerro Dominador, 2020)

El proceso de generación de energía eléctrica comienza cuando los heliostatos reflejan los rayos solares, concentrándolos en un receptor ubicado en la parte superior de la torre central. La energía solar es absorbida en forma de calor por las paredes del receptor y transmitida a su interior por donde circula sal fundida. El ciclo de las sales comienza en un estanque de almacenamiento de baja temperatura, las cuales al pasar por el receptor absorben energía térmica alcanzando temperaturas cercanas los 565°C. Luego, las sales a altas temperaturas son almacenadas en el estanque de sales calientes para posteriormente ingresar a un dispositivo generador de vapor sobrecalentado, el cual impulsa una turbina de generación de energía eléctrica. Con este ciclo, se logra producir electricidad de manera limpia y sustentable.

3.3.1 Receptor solar de una planta CSP de torre central

Uno de los procesos más críticos y complejos dentro de la planta ocurre en la torre central, específicamente en el receptor, debido a que en este dispositivo las sales fundidas almacenan energía en forma de calor logrando temperaturas por sobre los 565°C. Actualmente se busca ampliar el rango de operación normal entre los 750°C y 850°C con la finalidad de aumentar la eficiencia del proceso de producción de vapor y por ende el de generación de energía eléctrica (Mehos *et al.*, 2017).

El simple esquema mostrado en Figura 3.3 permite comprender el proceso de transferencia de calor, desde la radiación solar reflejada por los heliostatos o espejos hasta el aumento de temperatura de las sales fundidas. Cabe mencionar que es en esta etapa del proceso donde se centrará el estudio de este proyecto de titulación, con énfasis en el efecto de la corrosión en el comportamiento mecánico de las aleaciones de níquel usados en la fabricación de los receptores.

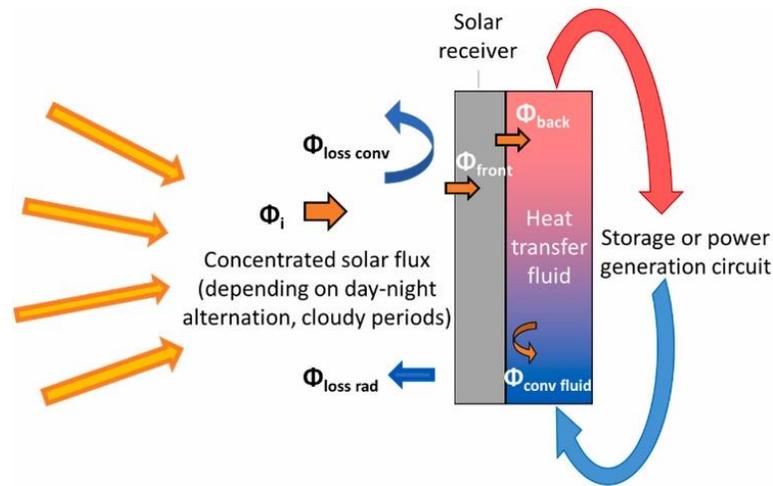


Figura 3.3. Funcionamiento de un receptor solar (Reoyo-Prats *et al.*, 2019)

Debido a la naturaleza de operación (Figura 3.3) del receptor, los materiales utilizados en la fabricación de este tipo de sistemas deben soportar un gran flujo de radiación durante el día, grandes gradientes térmicos con cambios agresivos de temperatura y el contacto directo con ambientes altamente corrosivos (sales fundidas a 565 °C) (Figura 3.4). Esto provoca que experimenten de manera constante esfuerzos mecánicos cíclicos (esfuerzos alternantes) y presenten daños evidentes por corrosión (especialmente SCC).

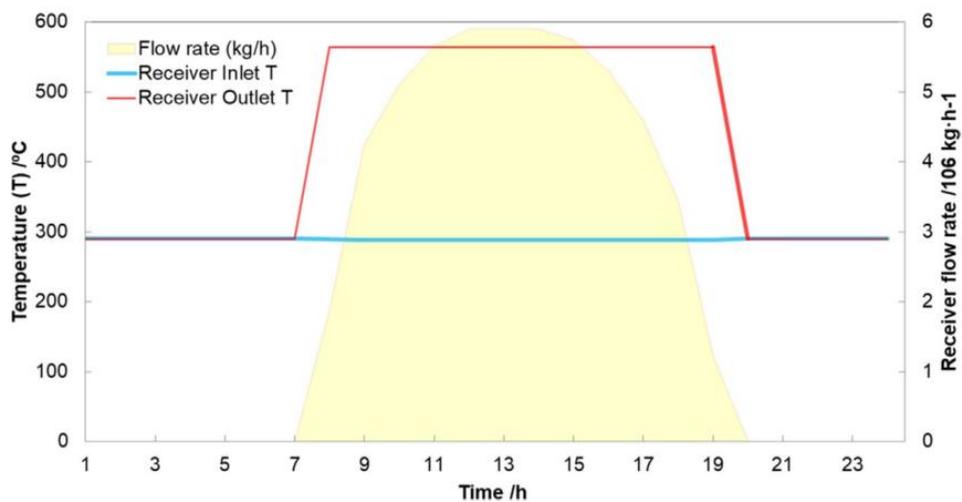


Figura 3.4. Temperaturas y flujo másico de un receptor central en día normal de operación (Walczak *et al.*, 2018)

Los materiales usados comúnmente para la fabricación de los receptores solares son el acero al carbono (Bradshaw & Goods, 2001), aleaciones de níquel como el Inconel 625 y Haynes 230 (McConohy & Kruienza, 2014) debido a sus apropiadas propiedades

mecánicas y comportamiento frente a la corrosión. Sin embargo, debido a los prolongados tiempos de exposición a sales fundidas a altas temperaturas, el fenómeno de corrosión afecta considerablemente la vida útil de los materiales y la seguridad de operación de los dispositivos.

De manera constante se busca mejorar la eficiencia de los receptores aumentando la temperatura de trabajo de las sales fundidas (Mehos *et al.*, 2017). Algunas investigaciones se centran en identificar otros tipos de mezclas de sales (Bradshaw & Goods, 2001), mientras que otras se enfocan en diseñar y evaluar la adición de barreras térmicas con materiales cerámicos en la pared interna de las líneas de transporte de sales fundidas. Estas investigaciones progresan a nivel mundial para aumentar el tiempo de operación de las plantas, disminuir los costos operacionales y garantizar la seguridad requerida en el proceso para generar energía eléctrica a un menor costo (Wang *et al.*, 2019).

3.4 Clasificación de Receptores solares

En una planta de energía termosolar concentrada, el receptor es un dispositivo intercambiador de calor donde por su interior circula el fluido de transferencia de calor. Para que la eficiencia de transferir energía al fluido sea la mayor posible, existen distintos tipos de receptores, los que se clasifican según su morfología y forma de absorber energía termosolar (Buck *et al.*, 2014).

El primer grupo corresponde a los receptores de absorción indirecta, como los de tipo volumétrico, tubular externo y de cavidad, los cuales según la gráfica mostrada en la Figura 3.5, pueden operar en distintos rangos de temperatura y presión de operación. En el segundo grupo están los de absorción directa como los receptores de partículas sólidas.

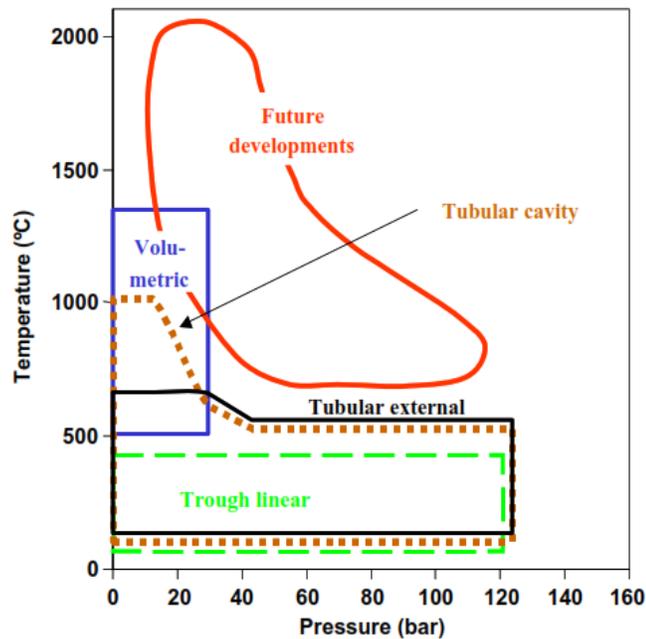


Figura 3.5. Rangos de operación para cada tipo de receptor de la absorción indirecta (Romero & González-Aguilar, 2017)

Se conoce como receptores de absorción indirecta a los sistemas donde la transferencia de calor se realiza por conducción y convección a un fluido, como el aire, agua, vapor o sales fundidas, el cual circula por el interior de tubos de absorción ubicados en paralelo con la finalidad de aumentar la temperatura de trabajo. La temperatura de salida depende del tipo de receptor, la cantidad de radiación concentrada, el tiempo de exposición y cantidad de fluido que circula en el receptor, expresadas en caudal y velocidad de circulación.

El receptor de absorción directa, absorbe la radiación solar de manera directa en el medio de transferencia de calor, siendo las partículas sólidas el HTF más utilizado. La implementación de estos sistemas en el futuro podría ser una opción viable, debido a la capacidad que posee de alcanzar altas temperaturas (Buck *et al.*, 2014). Aunque este tipo de receptores aún no se implementa de manera comercial, existen estudios que hablan de la capacidad que poseen de alcanzar mayores rangos de temperatura de salida (700 °C – 1000 °C) (Mehos *et al.*, 2017) y menores requerimientos de los materiales estructurales (Alexopoulos & Hoffschmidt, 2017; Behar *et al.*, 2013; Ho, 2017).

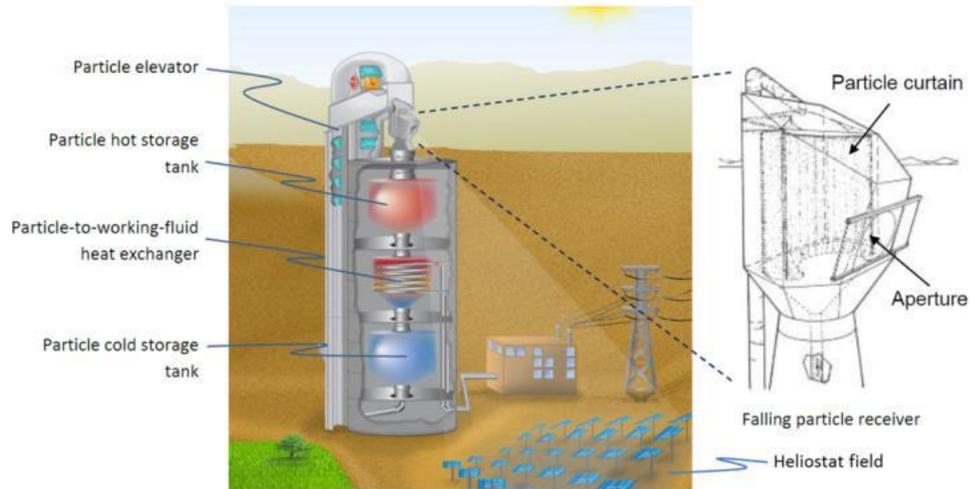


Figura 3.6. Esquema de receptor de partículas con sistema de almacenamiento e intercambio de calor integrado (Ho *et al.*, 2014)

Actualmente los receptores de absorción indirecta son utilizados con mayor frecuencia para plantas CSP de tipo comercial. A continuación, se realiza una revisión de los tres tipos principales de receptores, volumétricos, tubulares y de cavidad.

El receptor de tipo volumétrico mostrado en la Figura 3.8 y 3.9 utiliza materiales volumétricos porosos entrelazados como paquetes de alambres, espumas de metal o cerámicas (Figura 3.7) como medio absorbedor de la radiación solar concentrada (Behar *et al.*, 2013).



Figura 3.7. Muestras de materiales porosos para receptores de plantas CSP de torre central (de La Lastra Pérez, 2010)

La radiación solar concentrada que llega al receptor central aumenta la temperatura del material poroso, mientras que el HTF circula a través del volumen siendo calentado por convección forzada, convirtiendo la energía solar concentrada en energía térmica (Figura 3.8 y 3.9).

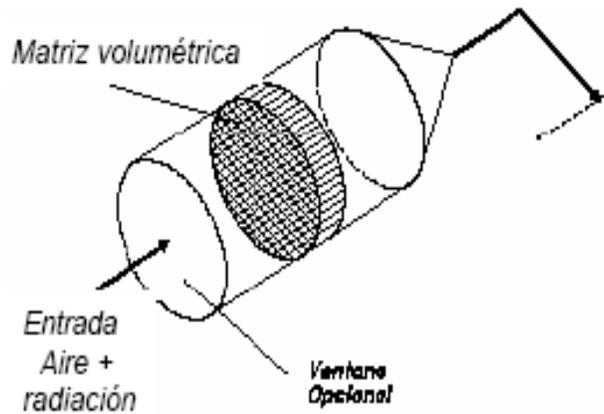


Figura 3.8. Ejemplo de receptor volumétrico (Valero, 2013)

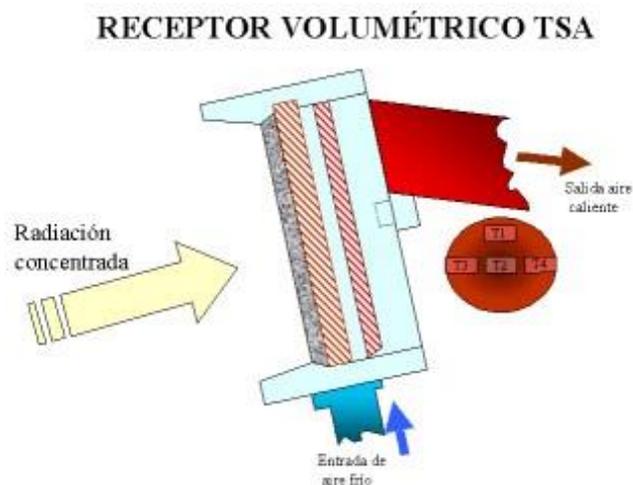


Figura 3.9. Esquema de receptor volumétrico de proyecto PHOEBUS-TSA (de La Lastra Pérez, 2010)

Este tipo de sistema es más flexible que los receptores de tubo, debido a su funcionalidad y configuración tridimensional, mientras que el intercambiador de tubos es cuasi-bidimensional como menciona (Ávila-Marín, 2011). En la Figura 3.10 se realiza una comparación del rendimiento de ambos sistemas, debido al efecto volumétrico de la configuración, obliga a que la temperatura en la zona irradiada o calentada debe ser menor a la temperatura en la salida, evidenciando que las pérdidas serán menores en el receptor de tipo volumétrico (Avila-Marin *et al.*, 2019; Hoffschmidt, 1997).

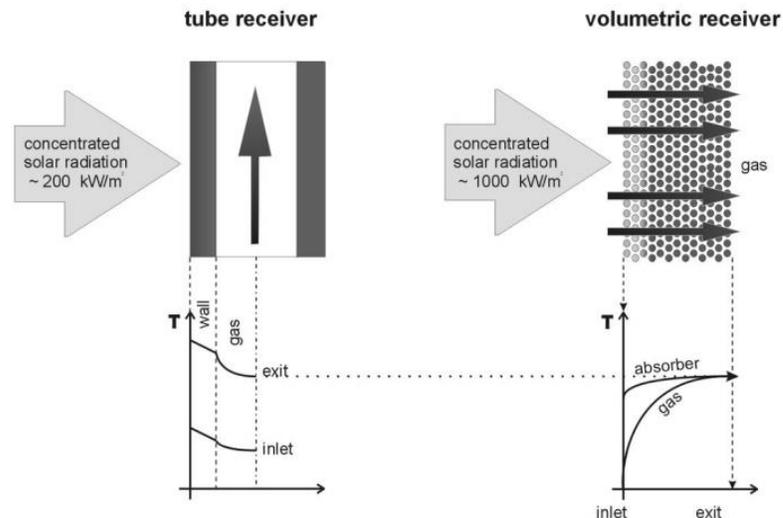


Figura 3.10. Comparación del rendimiento de un receptor de tubo y volumétrico en absorción y transferencia de calor (Hoffschmidt, 1997)

Sin embargo, Avila-Marin *et al.*, 2019, mencionan que este tipo de receptores a pesar de su buen rendimiento en absorción de la radiación solar, bajos tiempos de arranque y puesta en marcha de la planta, además de utilizar HTF gratuito (aire), no se ha comprobado su viabilidad a nivel comercial, manteniendo desafíos importantes sin ser abordados. Debido a la inestabilidad del flujo del fluido de transferencia de calor, el cual provoca caídas en el rendimiento, la necesidad de mantener un alto flujo de manera constante se hace evidente, por ejemplo, la implementación de un gran ventilador capaz de cumplir con las exigencias operacionales del fluido, aumentando a su vez la demanda de energía y por consiguiente la aparición de pérdidas parásitas en la planta (Avila-Marin *et al.*, 2019).

El receptor de tubo es conformado por una gran cantidad de tubos orientados en posición vertical, formando un panel o un conjunto de ellos para adoptar una forma cilíndrica siendo de manera interna o externa (Conroy *et al.*, 2020) (Figura 3.11), el receptor tubular se encuentra con mayor frecuencia en la disposición externa (Tabla 3.4 y 3.5). Por el interior de los tubos irradiados circula el HTF (Sales fundidas, metales líquidos o vapor). Las mezclas de sales más frecuente son las sales de nitrato fundidas como Hitec (53% KNO_3 + 40% NaNO_2 + 7% NaNO_3) y la denominada sal solar (60% de NaNO_3 y 40% de KNO_3).

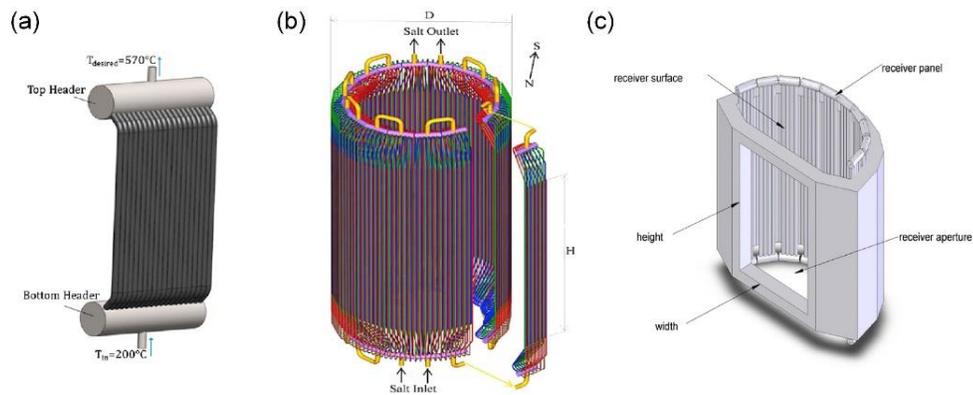


Figura 3.11. Receptores tubulares, (a) esquema de un diseño de cartelera, (b) configuración cilíndrica y (c) concepto de receptor de cavidad (Conroy *et al.*, 2020)

Los receptores de cavidad son llamados así por su morfología (Figura 3.12), el cual posee una cavidad con una pequeña abertura por donde entra el flujo de radiación solar concentrado. Como se puede ver en la Figura 3.5, los receptores de cavidad tubular brindan un rango más amplio de operación en cuanto a temperatura y presión interna.

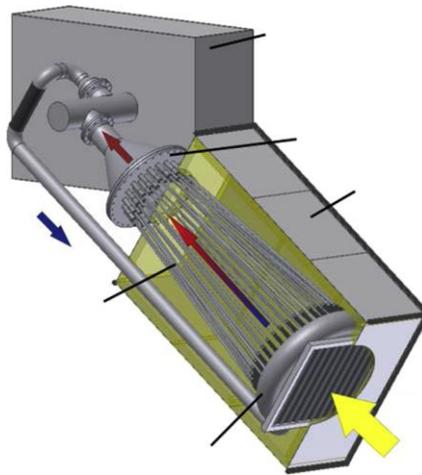


Figura 3.12. Configuración de receptor de cavidad correspondiente a proyecto SOLHYCO (Buck *et al.*, 2017)

Una de las principales desventajas que presentan los receptores de cavidad, son las altas pérdidas por convección al ambiente (Buck *et al.*, 2017), debido a la entrada de aire desde el ambiente hacia la cavidad, esto debido a su morfología. El efecto de la entrada de aire al receptor es la caída en la eficiencia térmica del intercambiador de calor.

3.5 Estudios sobre receptores centrales de absorción solar

En esta sección se realiza una revisión de los estudios acerca de los receptores y sus respectivos intercambiadores de calor, se detalla información como el año, ubicación, parámetros de diseño como temperaturas de entrada y salida, eficiencia térmica del intercambiador de calor, flujo másico, tipo de HTF y tipos de receptores.

Rodríguez-Sánchez *et al.*, realizaron un estudio del comportamiento térmico de un nuevo diseño de tubo para receptores solares de torre central, este tubo fue llamado bayoneta. La finalidad fue desarrollar un modelo térmico simplificado, fue para comparar este sistema con el de un receptor cilíndrico tradicional como el que se ve en la Figura 3.11^b. En la Tabla 3.2 se resume los parámetros utilizados para la realización del estudio mencionado (Rodríguez-Sánchez *et al.*,2014).

Tabla 3.2. Parámetros considerados en estudio realizado (Rodríguez-Sánchez *et al.*, 2014)

Parámetro	Valor
Flujo másico total de sales en los tubos	290 kg/s
Diámetro del receptor	8.4 m
Flujo másico de sales por cada tubo	6.59 kg/s
Diámetro exterior de cada tubo	52 mm
Espesor de pared del tubo	1.65 mm
Velocidad de sales (565 °C)	1,783 mm/s
Velocidad del viento	0 m/s
Presión ambiental	1 bar
Temperatura ambiente	30 °C
Humedad relativa	60 %
Temperatura de entrada de sales	290 °C

Finalmente se concluyó que el receptor que utiliza tubos del tipo bayoneta registra temperaturas de pared y recubrimiento más bajas en comparación a lo registrado en el receptor tradicional, este resultado incide en la disminución de la velocidad de corrosión. Por otra parte, al reducir estas temperaturas, la eficiencia térmica registró un incremento del 2%. Finalmente, los esfuerzos o tensiones térmicas se reducen debido a una mayor

homogeneidad en la distribución de la temperatura, permitiendo prolongar los ciclos de vida de los materiales.

En el estudio presentado por Tehrani & Taylor, se desarrolló y validó un modelo térmico que es adecuado para analizar el rendimiento de receptores de cavidad que utilizan sales fundidas, operando dentro y fuera del rango de los parámetros de diseño, en estado estacionario y transitorio. Se concluyó que temperaturas de entrada superiores a la de diseño (290 °C) provocan una caída en el rendimiento del receptor, teniendo un rango máximo admisible entre 326 °C a 426 °C. Por otra parte, las estrategias de control del receptor afectan directamente la irradiación normal directa junto con la temperatura de entrada. Finalmente se propone una nueva estrategia de control que combina las consideradas en este estudio con la finalidad de aumentar el rango de operación y rendimiento de la CSP-t durante el día (Tehrani & Taylor, 2016).

Los receptores empleados para absorber energía termosolar, mediante fluidos de transferencia de calor como sales fundidas o vapor de agua, son un foco constante de estudio, debido a sus características y potencial uso de manera comercial. La implementación de plantas piloto y de prueba han permitido avanzar en el desarrollo de plantas CSP de torre central a gran escala. Por otra parte, se han realizado estudios donde se evalúa el sodio líquido y bismuto de plomo como fluido de transferencia de calor, sin embargo, a pesar de sus características y su potencial uso, en el primer caso presentó un constante peligro de incendio y en el segundo caso el problema va ligado a la baja conductividad térmica en comparación al sodio líquido, además de su alto costo y corrosión agresiva (Ho, 2017).

En el año 2017 según lo presentado por Alexopoulos & Hoffschmidt, DOE realizaba estudios acerca de receptores capaces de implementar sales fundidas a alta temperatura, metal líquido, CO₂ supercrítico, aire y partículas sólidas, como HTF. Por otra parte, exploraba sistemas innovadores, con la finalidad de mejorar la transferencia de calor desde la energía solar concentrada hacia el fluido, incluyendo los receptores directos de CO₂ supercrítico, los receptores de microcanales, sistemas combinados como el de cavidad/volumétrico y al mismo tiempo el desarrollo de recubrimientos de pared (Alexopoulos & Hoffschmidt, 2017).

Shen *et al.*, realizaron análisis mediante ensayos de laboratorio para evaluar el rendimiento de la transferencia de calor en estado transitorio de un receptor solar de tipo tubular que utiliza sales fundidas como fluido de transferencia de calor, con la finalidad de estudiar el comportamiento de este tipo de receptores en condiciones inestables. Los ensayos se realizaron con un rango de temperatura de las sales fundidas entre los 290 °C – 400 °C y una velocidad del fluido entre 1 – 3.5 m/s, por otra parte, se consideró un rango de flujo de calor entre 0 – 253 kW/m². Concluyeron que a medida que variaba la velocidad del fluido, la transferencia de calor por convección dentro de los tubos del receptor también cambió, por ende, la variación de la temperatura de salida fue significativa (Shen *et al.*, 2019).

Yu *et al.*, 2020, menciona que el receptor es responsable no solo de la absorción de energía solar, sino que también de la conversión a energía eléctrica, aumentar la eficiencia de este proceso tiene incidencia en el rendimiento global del sistema y la capacidad de generación de la planta. Las pérdidas por convección y radiación se tienden a incrementar al aumentar la temperatura de trabajo, sin embargo, la acción del viento y la emisividad del material del intercambiador de calor hacen que las pérdidas sean más severas respectivamente, teniendo efectos en la disminución de la eficiencia en el proceso de transferencia de calor (Yu *et al.*, 2020).

En el documento presentado por Conroy *et al*, realiza una revisión del modelado térmico y mecánico en receptores solares tubulares donde concluyeron que el desarrollo de nuevos diseños de receptores solares de tipo tubular toma relevancia debido a la alta cantidad de plantas y proyectos que contemplan el uso de este tipo de receptores, entonces el modelado térmico y mecánico resultan ser herramientas útiles en el proceso de diseño de estos receptores. Los modelos de transferencia de calor tridimensionales semi-empíricos permiten mayor precisión al resolver temperaturas y pérdidas de calor en todo el conjunto mediante el uso de mapas de flujo de calor, con la finalidad de disminuir requerimientos computacionales además de favorecer el desarrollo de nuevos conceptos de receptores, mientras que un modelo bidimensional analítico permite estudiar la confiabilidad mecánica de los materiales usados en este tipo de aplicaciones (Conroy *et al.*, 2020).

Prieto *et al.*, presenta la nueva planta piloto de tipo experimental, desarrollada por la empresa Abengoa, llamada Avanza2, que utiliza como HTF una mezcla de carbonato ternario, con capacidad de operar a altas temperaturas (400-700 °C). Con la finalidad de brindar el conocimiento para el desarrollo futuro de plantas a gran escala de tipo comercial que utilicen este tipo de sales fundidas. Se detalla el funcionamiento de la planta y de los componentes clave dentro del rango de temperatura, realizando pruebas de corrosión desde las 1000 a 1300 horas, además se registran la cantidad de horas de funcionamiento por rango de temperatura (Prieto *et al.*, 2020).

Morch *et al.*, 2020, mencionan la realización de una simulación termomecánica para probar el modelo propuesto, el cual fue comparado con lo realizado por Logie *et al.*, 2018. La simulación consideró la exposición de un tubo de un receptor solar a un flujo de calor de 850 (kW/m²), el cual fue aplicado por un lado (Figura 3.13^a), mientras que el fluido (sal fundida) que circula por el interior se encuentra a una temperatura de 450 °C (Logie *et al.*, 2018). Cabe mencionar que debido a la simetría del problema solo se modeló la mitad del tubo (Figura 3.13), considerando un espesor de 0.2 (mm) (Morch *et al.*, 2020).

Como se puede ver en la Figura 3.13^b y 3.13^d, la distribución de temperatura no es uniforme en el tubo, debido a la naturaleza del funcionamiento del receptor, condición que fue replicada para la aplicación del modelo. Esta falta de uniformidad combinada con las fijaciones del tubo genera deformaciones y tensiones en el tubo, lo cual permite comprender la reacción termomecánica de los tubos del receptor solar (Morch *et al.*, 2020).

Morch *et al.*, 2020, menciona que el modelo utilizado aquí es un modelo viscoplástico, mientras que el utilizado por Logie *et al.* (2018) fue un cálculo termoelástico. Es por esto que recalca que, los valores de las tensiones no son los mismos (Figura 3.13^c y 3.13^e), aunque, la distribución de las tensiones es similar para ambos casos, donde la tensión máxima se encuentra en la parte delantera del tubo (Morch *et al.*, 2020).

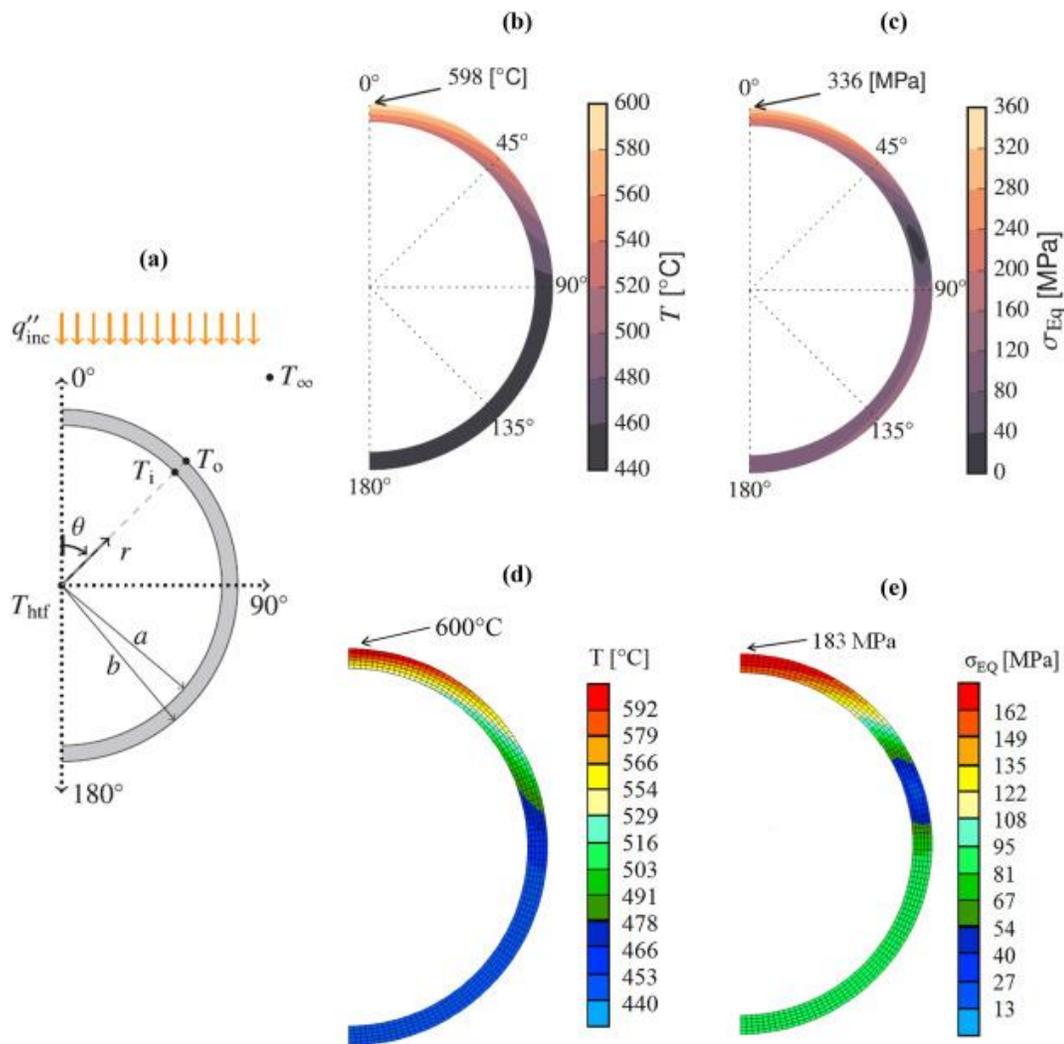


Figura 3.13. Simulación termomecánica de un tubo de un receptor solar: (a) sección transversal y carga de calor, (b) distribución de temperatura, (c) distribución de tensión de von Mises para tubos UNS S31600, obtenidas utilizando un modelo termoelástico (Logie *et al.*, 2018); (d) distribución de temperatura y (e) distribución de esfuerzos de von Mises para tubos de aleación 230 obtenida mediante el modelo termomecánico (Morch *et al.*, 2020)

3.6 Sales fundidas como fluido de transferencia de calor

Como se mencionó anteriormente para generar el vapor que alimenta la turbina, se utilizan sales fundidas como fluido de transferencia de calor las cuales pueden ser mezclas de sales de cloruro o de sales de nitrato (Bradshaw & Goods, 2001; Bradshaw & Tyner, 1988; Mehos *et al.*, 2017), actualmente se investiga con mezclas como las de carbonato debido a sus características (Prieto *et al.*, 2020).

Las plantas comerciales implementan las sales fundidas cada vez con mayor frecuencia (Tabla 3.5 y 3.6), por ejemplo, la planta Gemasolar en España, Crescent Dunes en Estados Unidos, Shouhang Dunhuang, SUPCON Solar, Luneng Haixi y Qinghai Gonghe en China, NOOR III en Marruecos y finalmente en Chile los proyectos como Cerro Dominador, Likana, Copiapó y Tamarugal, son evidencia de ello (Mehos *et al.*, 2019).

Las mezclas de sales más frecuente son las sales de nitrato fundidas como Hitec (53% KNO_3 + 40% NaNO_2 + 7% NaNO_3) y la denominada sal solar (60% de NaNO_3 y 40% de KNO_3). De manera frecuente, en proyectos futuros de plantas CSP de torre central consideran el uso de sal solar, cabe mencionar que posee una estabilidad térmica entre los 200 °C y los 600 °C y un costo promedio de 0.5 \$/kg (Conroy *et al.*, 2020; Pacio & Wetzel, 2013). Las sales fundidas son comúnmente seleccionadas, debido a su valor comercial (Mehos *et al.*, 2017), capacidad de operación a altas temperaturas, permite grandes cantidades de almacenamiento de calor sensible (Conroy *et al.*, 2020) y baja reactividad con el aire en caso de una rotura de las líneas de transporte (Wang *et al.*, 2019).

Mehos *et al.*, realizaron una hoja de ruta para la tercera generación de plantas de concentración solar, uno de los aspectos relevantes que analizaron fueron los distintos tipos de mezclas de sales fundidas, en base a lo presentado en la Tabla 3.3, donde se tomó como línea base la mezcla de nitrato de sodio (NaNO_3) y nitrato de potasio (KNO_3), cabe mencionar que la columna denominada Ce corresponde al calor específico, finalmente el costo energético presentado corresponde al valor que alcanza al operar a 650 °C (Mehos *et al.*, 2017).

Tabla 3.3. Potenciales tipo de sales fundidas propuestas como HTF, con aplicación en plantas CSP de torre central (Mehos *et al.*, 2017; Prieto *et al.*, 2020)

Mezcla	Proporción			Ce (J/kg-K)	T _{mín} (°C)	T _{máx} (°C)	Costo energético (\$/kWht)
	(%)	(%)	(%)				
NaNO_3 - KNO_3	60.0	40.0	-	1.5	240	600	8.8
CaCl_2 - FeCl_3	25.0	75.0	-	0.8	12	-	7.7
LiCl - NaOH	50.0	50.0	-	1.9	225	667	17.2
CaCl_2 - ZnCl_2	1.8	98.2	-	1.5	309	594	8.2

KCl-ZnCl ₂	31.7	68.3	-	1.5	224	609	6.2
NaCl-ZnCl ₂	17.1	82.9	-	1.5	249	587	6.2
Na ₂ CO ₃ -NaOH	19.0	81.0	-	2.05	284	714	2.3
K ₂ CO ₃ -NaOH	39.0	61.0	-	1.8	228	741	4.5
KOH-NaOH	57.0	43.0	-	1.74	170	690	5.6
LiCO ₃ -Na ₂ CO ₃ -K ₂ CO ₃	32.0	33.0	35.0	1.7	397	662	26.1

En el reporte de Kruizenga, 2012, menciona que debido al interés de aumentar la temperatura de salida del receptor (700 °C – 800 °C) y dado que la estabilidad térmica de las sales de nitrato tiene su límite a los 600 °C, realiza un estudio acerca del uso de sales de cloruro y sales de carbonato, ya que la estabilidad térmica de ambas se encuentra en el rango de interés, además de su viabilidad económica. Por otra parte, plantea técnicas de purificación de las sales, porque las impurezas en forma de humedad y oxígeno en las mezclas incrementan las tasas de corrosión en las aleaciones de níquel, sin embargo, en las sales de carbonato tienen un menor impacto (Kruizenga, 2012).

La desventaja principal que significa el uso de sales fundidas a altas temperaturas por periodos prolongados de operación, es la corrosión severa que se puede apreciar en las líneas de circulación y en estanques de almacenamiento de las sales, debido a que son fabricados con materiales metálicos, esto se expresa en la degradación de propiedades mecánicas y pérdida de material.

3.7 Resumen contexto plantas CSP de torre central

En esta sección se presenta un resumen de las diferentes instalaciones y proyectos comerciales de plantas CSP de torre central.

En la Tabla 3.4, se presenta un resumen de las plantas demostrativas, piloto y de prueba que han permitido el desarrollo de estudios para mejorar el funcionamiento de las plantas a nivel comercial.

Tabla 3.4. Listado de plantas CSP de torre central de prueba, demostración y torre piloto (Conroy *et al.*, 2020)

Planta	País	Tipo de receptor	Finalidad de instalación	Capacidad térmica (MWth)	HTF
--------	------	------------------	--------------------------	--------------------------	-----

NSTFF	Estados Unidos	-	Prueba	-	-
THEMIS	Francia	Cavidad	Demostración, prueba	8.9	Sales fundidas
Solar Two	Estados Unidos	Externo, cilíndrico	Piloto	43	Sales fundidas
Coalingha	Estados Unidos	Tubular de cartelera	Proceso de Vapor	29	Vapor de agua
Sundrop CSP	Australia	Tubular de cartelera	Electricidad, desalación, calefacción	36.6	Vapor de agua
Jemalong CSP	Australia	Tubular de cartelera	Piloto	5 x 1.2	Sodio

En la Tabla 3.5 se muestra la situación actual acerca de la implementación de plantas CSP de torre central que utilizan sales fundidas como fluido de transferencia de calor.

Tabla 3.5. Plantas en funcionamiento que utilizan sales fundidas como fluido de transferencia de calor (Conroy *et al.*, 2020)

Planta	País	Tipo de receptor	Año de comienzo	Generación eléctrica (MWe)
Gemasolar	España	Externo	2011	19.9
Crescent Dunes	Estados Unidos	Externo	2015	110
SUPCON Phase I	China	Externo	2016	10
Dunhuang Phase I	China	Externo	2016	10
SUPCON Phase II	China	Externo	2018	50
Dunhuang Phase II	China	Externo	2018	100
NOOR III	Marruecos	Externo	2019	150
Ashalim Plot B	Israel	Externo	2019	121
Qinghai Gonghe	China	Externo	2019	50

Finalmente, en la Tabla 3.6 se presenta un resumen de los proyectos de torre central con receptores tubulares que utilizan fluidos de transferencia de calor como las sales fundidas

y el vapor de agua, cabe mencionar que se evidencia el crecimiento de este tipo de tecnología y la inversión en sistemas cada vez más grandes.

Tabla 3.6. Proyectos futuros de plantas comerciales CSP de torre central (Conroy *et al.*, 2020)

Proyecto	País	Estado	Comienzo estimado	Generación eléctrica (MWe)	HTF
Cerro Dominador	Chile	Construcción al 90%	> 2020	110	Sales fundidas
Copiapó	Chile	Planificación	> 2021	260	Sales fundidas
Likana	Chile	Planificación	> 2021	390	Sales fundidas
Tamarugal	Chile	Planificación	> 2021	450	Sales fundidas
Golden Tower	China	Planificación	> 2021	100	Sales fundidas
Golmud	China	Construcción	> 2020	100	Sales fundidas
Qinghai Delingha	China	Construcción	> 2021	135	Vapor de agua
MINOS	Grecia	Planificación	> 2021	52	Vapor de agua
Redstone	Sudáfrica	Planificación	> 2021	100	Sales Fundidas

3.8 Desafíos Actuales para mejorar la eficiencia de receptores solares de plantas CSP

A partir de los distintos procesos que dan paso a la generación de energía eléctrica mediante la utilización de energía termosolar concentrada, se puede ver en la Figura 3.14 que una planta CSP de torre central es un conjunto de tres subsistemas principales. El campo de reflectores o heliostatos, el receptor central y un bloque de potencia. Estos son los subsistemas donde se centra el esfuerzo por aumentar la eficiencia global de las centrales termosolares.

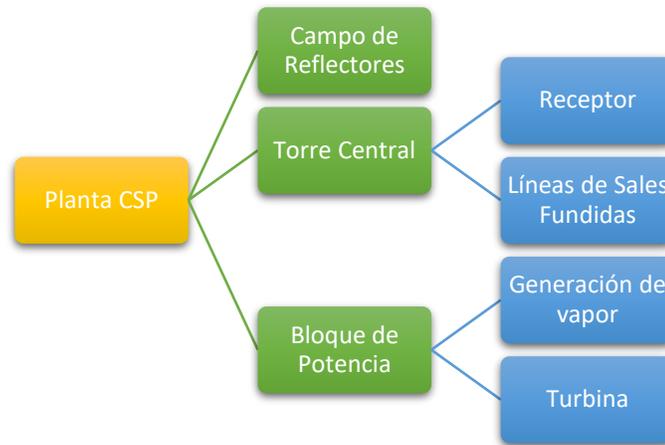


Figura 3.14. Subsistemas que componen una planta CSP de torre central

Con la finalidad de hacer más viables, seguras y competitivas las plantas solares de torre central, los principales estudios de I + D están enfocados en el incremento de la eficiencia de captación y conversión de energía termosolar a eléctrica, aumentar la durabilidad y fiabilidad del sistema, junto con la reducción de costos de inversión, operación y mantenimiento (Alexopoulos & Hoffschmidt, 2017; Morales & San Vicente, 2017; Reoyo-Prats *et al.*, 2019).

El departamento de energía de E.E.U.U en conjunto con SRNL (por sus siglas en inglés *Savannah River National Laboratory*) y la Universidad de Alabama, identificaron las siguientes metas y objetivos para alcanzar desafíos referentes al aumento de la eficiencia de generación de energía y vida útil de los subsistemas, para avanzar a la tercera generación de plantas CSP (Garcia & Gray, 2013, diapositiva 10).

- Meta 1: Identificar las combinaciones de sales fundidas y materiales, que tengan una vida útil prolongada y satisfagan las necesidades de rendimiento de transferencia de calor en el receptor.
- Meta 2: Caracterizar las tasas de corrosión, los mecanismos de corrosión y los métodos para reducir los efectos de la corrosión.
- Objetivo 1: Realizar experimentos que cuantifiquen las tasas de corrosión y brinden información para determinar los mecanismos de corrosión bajo operación isotérmica y no isotérmica.

- Objetivo 2: Determinar los productos de corrosión y predecir los potenciales de corrosión a través del modelado termodinámico.
- Objetivo 3: Determinar la cinética de la reacción de corrosión y modelar las reacciones de corrosión en sistemas reales utilizando CFD

Para lograr los objetivos mencionados, constantemente se investiga cómo aumentar la eficiencia térmica del receptor y su vida útil (Alexopoulos & Hoffschmidt, 2017), mediante prototipos o simulaciones numéricas. SNL investiga la implementación de un tipo de receptor que utiliza una cascada de partículas cerámicas (Figura 3.15) para mejorar el proceso de absorción de energía termosolar para incrementar la eficiencia en la conversión de energía térmica a energía eléctrica, esto debido a que logra mayores temperaturas (Ho, 2017).



Figura 3.15. Cascada de partículas utilizada como HTF en receptor solar (Ho, 2017)

Otra de las principales acciones para lograr estos desafíos es aumentar la temperatura de trabajo, mejorando la eficiencia de los intercambiadores de calor y el proceso de generación de energía eléctrica. Sin embargo, este aumento de temperatura produce un incremento significativo de las pérdidas de energía térmica por radiación y convección (Ho, 2017), convirtiendo al receptor en un subsistema crítico dentro de la planta para lograr el aumento de la eficiencia global (Rodríguez-Sánchez, 2014).

En relación a las cargas mecánicas, Buck *et al.*, 2017 indica que los altos gradientes térmicos provocan grandes esfuerzos en las paredes de los tubos de absorción del receptor, lo cual, en conjunto con la exposición a sales fundidas, los materiales son sometidos a corrosión asistida por esfuerzo (SCC). Para disminuir las exigencias

termomecánicas de estos sistemas, se desarrolló un tubo perfilado multicapa para ser utilizado en el receptor, el cual consiste en implementar una tubería intermedia de cobre entre dos tubos de aleación de níquel, el uso del cobre tuvo efectos positivos debido a su alta conductividad térmica, favoreciendo la vida útil del sistema. Este diseño de tubo multicapa permitió la disminución de los gradientes térmicos (de 220 K a 65 K), disminución de los esfuerzos (de 100 MPa a 30 MPa) y la temperatura máxima en el tubo (de 885 °C a 812 °C) (Buck *et al.*, 2017).

Entre los desafíos críticos según (Yu *et al.*, 2019), se encuentra la corrosión en aleaciones metálicas debido a los prolongados periodos de tiempo (>1000 h) y altas temperaturas (>600 °C) en los sistemas de almacenamiento de energía térmica. Materiales utilizados en sistemas de contención y en tubos donde se realiza la transferencia de calor hacia el HTF, siendo estos los más afectados por la acción de sales corrosivas a altas temperaturas. En el caso del Haynes 230 se estiman 8 $\mu\text{m/año}$ en pérdida de material, teniendo una mejor resistencia a la corrosión en comparación al Inconel 625 (9 $\mu\text{m/año}$) y el acero inoxidable 304 (94 $\mu\text{m/año}$), estos datos fueron obtenidos a partir de exposiciones en MgCl_2 (Cloruro de Magnesio), por un periodo de tiempo de 1000 h a 750 °C (Yu *et al.*, 2019).

Según estudio realizado por Jin *et al.*, uno de los desafíos para mejorar el rendimiento y vida útil de los sistemas CSP de torre central es solucionar el problema de distribución no uniforme del flujo de calor en la superficie del receptor, debido a que esta inhomogeneidad aumenta las probabilidades de fallas por fatiga a bajos números ciclos ($n < 10000$) en los tubos. En el estudio, se realizaron simulaciones numéricas del uso de carbono en aerosol en el receptor de cavidad, de la central eléctrica "DAHAN". Se concluyó que la partícula de aerosol de carbono disminuye el rendimiento térmico del receptor, aunque también disminuye la concentración de esfuerzos en los paneles del receptor. Por otra parte, el análisis económico reveló que el receptor atrapado en aerosol de carbono requiere un menor costo (Jin *et al.*, 2019).

Reoyo-Prats *et al.*, muestra en su publicación una propuesta para de aumentar tanto la temperatura de operación del recubrimiento como su vida útil. El recubrimiento propuesto cumpliría la doble función de barrera térmica y química. Con este fin, se desarrollan

nuevos tipos de recubrimientos en proyecto Raisalife, con aplicación potencial en los receptores de plantas solares de torre central (Reoyo-Prats *et al.*, 2019).

Yu *et al.*, 2020, presenta en su publicación que las pérdidas por convección se hacen más severas a medida que aumenta la velocidad del viento, debido a que el coeficiente de transferencia de calor por convección (h) entre la superficie del receptor y el aire también aumenta. De este análisis, se evidencia que las pérdidas y la caída en la eficiencia del receptor no solo ocurre por el aumento de la temperatura, sino que también por la variación de h (Figura 3.16). Con el fin de disminuir este efecto y evitar el problema planteado, se requiere mejorar el diseño de los receptores de cavidad.

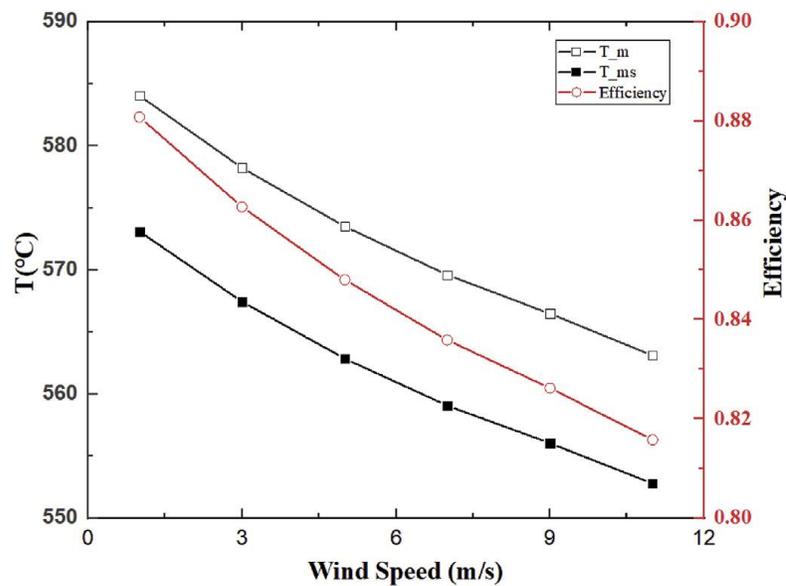


Figura 3.16. Curvas de relación entre la velocidad del viento y la eficiencia del receptor (Yu *et al.*, 2020)

De manera general, para mejorar el proceso de transferencia de calor, se plantea mejorar la absorbancia térmica y disminuir las pérdidas de calor durante el funcionamiento mediante la implementación de materiales con mejores propiedades termomecánicas y fluidos de transferencia de calor capaces de operar a mayores temperaturas de trabajo y un menor costo de operación. Además, la mejora continua de los procesos para captar energía solar en forma de calor (campo de heliostatos) y convertirla en energía eléctrica (bloque de potencia). Finalmente, prolongar la vida útil del receptor (Alexopoulos & Hoffschmidt, 2017; Buck *et al.*, 2017) y de los sistemas de almacenamiento térmico (Yu *et al.*, 2019).

CAPÍTULO 4

ANTECEDENTES Y EFECTOS DE LA CORROSION SOBRE ALEACIONES DE NIQUEL

Capítulo 4. Antecedentes y efectos de la corrosión sobre aleaciones de níquel

En esta sección se realiza una revisión de características y propiedades del material HA230. Por otro lado, se estudian los mecanismos de corrosión por sales fundidas a altas temperaturas, sus efectos en el material (HA230 y otras aleaciones) y equipos para realizar pruebas de corrosión.

4.1 Propiedades del material Haynes 230

En esta sección se realiza una revisión general de las propiedades del material Haynes 230, también conocido como UNS N06230, AMS 5878, HA230, A230 y DIN 17742 No.2.4733, con la finalidad de conocer las principales características, para luego realizar comparaciones con los resultados a partir de esta campaña experimental.

El primer aspecto importante es conocer la composición química del material (Figura 4.1), para conocer qué efectos químicos pueden producirse a partir de la utilización de distintos tipos de mezclas de sales fundidas, por ejemplo, las características de la película de óxido que se produce, severidad de la corrosión y que elementos favorecen a este.

Como se puede observar (Figura 4.1), los principales componentes del Haynes 230, son el Níquel (elemento base), seguido del cromo y el tungsteno, lo cual permite una buena resistencia a la corrosión por sales fundidas a altas temperaturas, así como también adecuadas propiedades mecánicas para soportar las cargas cíclicas debido a los gradientes de temperatura.

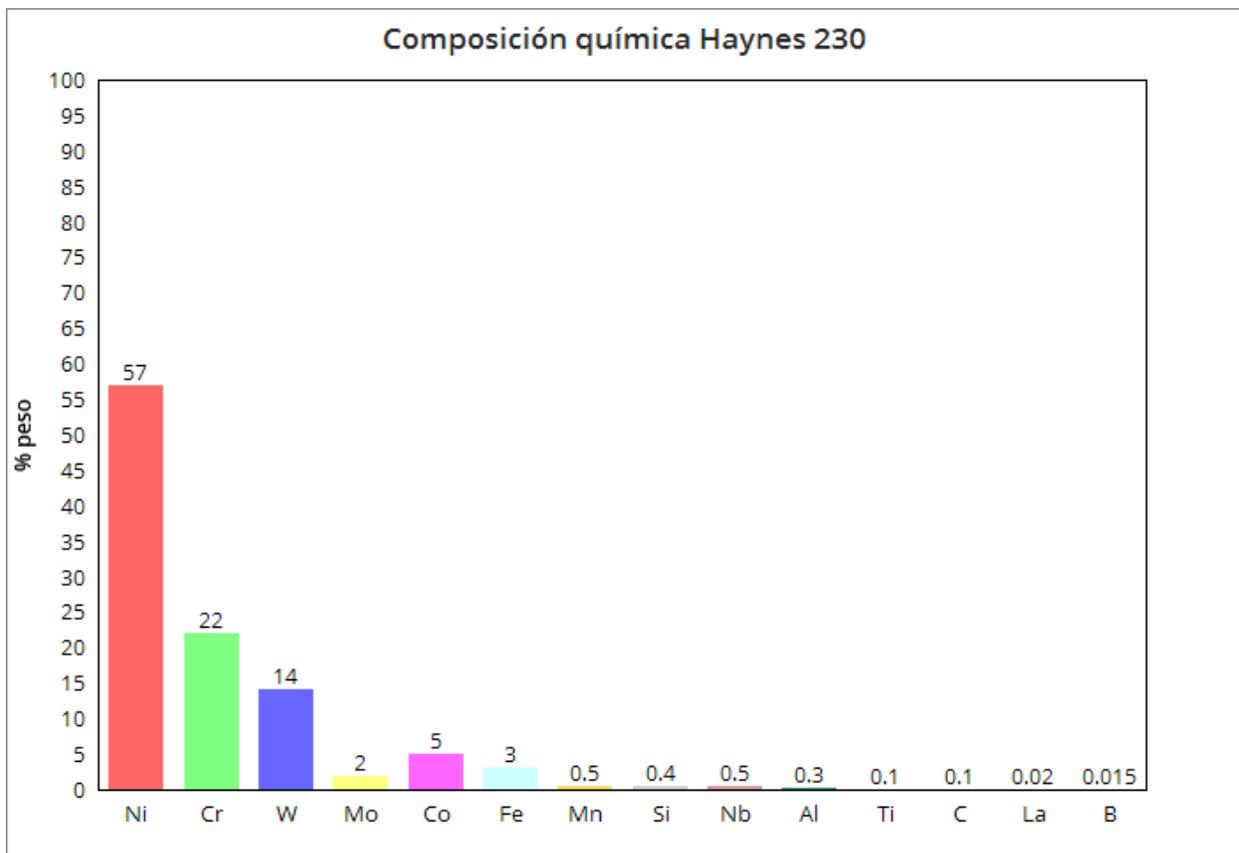


Figura 4.1. Composición química de Haynes 230 (HAYNES INTERNATIONAL, 2020; UPM, 2020)

Otro aspecto importante son las propiedades físicas que posee este material (Tabla 4.1; Tabla 4.2; Tabla 4.3; Figura 4.2; Figura 4.3, Figura 4.4), con la finalidad de comprender de mejor manera el efecto que tiene la variación de temperatura en las propiedades mecánicas.

Tabla 4.1. Propiedades de HAYNES 230 (HAYNES INTERNATIONAL, 2020)

Propiedad	Rango de temperatura (°C)	Valor
Densidad	TA	8.97 (g/cm ³)
Temperatura de fusión	1301-1371	-

Tabla 4.2. Propiedades en tracción de probeta tipo placa, de material Haynes 230 (HAYNES INTERNATIONAL, 2020)

Temperatura de ensayo	0.2% de Límite Elástico	Esfuerzo ultimo de tracción	Alargamiento (%)
-----------------------	-------------------------	-----------------------------	------------------

(°C)	(MPa)	(MPa)	
21	383	852	46.0
538	263	706	53.2
649	267	677	53.0
760	260	533	68.0
871	234	311	94.0
982	116	168	91.2
1093	63	91	92.1

Tabla 4.3. Coeficiente de dilatación térmica promedio de material Haynes 230 (HAYNES INTERNATIONAL, 2020)

Rango de temperatura (°C)	Valor (m/m·°C)
25 - 100	11.8 x 10 ⁻⁶
25 - 200	12.4 x 10 ⁻⁶
25 - 300	12.8 x 10 ⁻⁶
25 - 400	13.2 x 10 ⁻⁶
25 - 500	13.6 x 10 ⁻⁶
25 - 600	14.1 x 10 ⁻⁶
25 - 700	14.7 x 10 ⁻⁶
25 - 800	15.2 x 10 ⁻⁶
25 - 900	15.7 x 10 ⁻⁶
25 - 1000	16.1 x 10 ⁻⁶

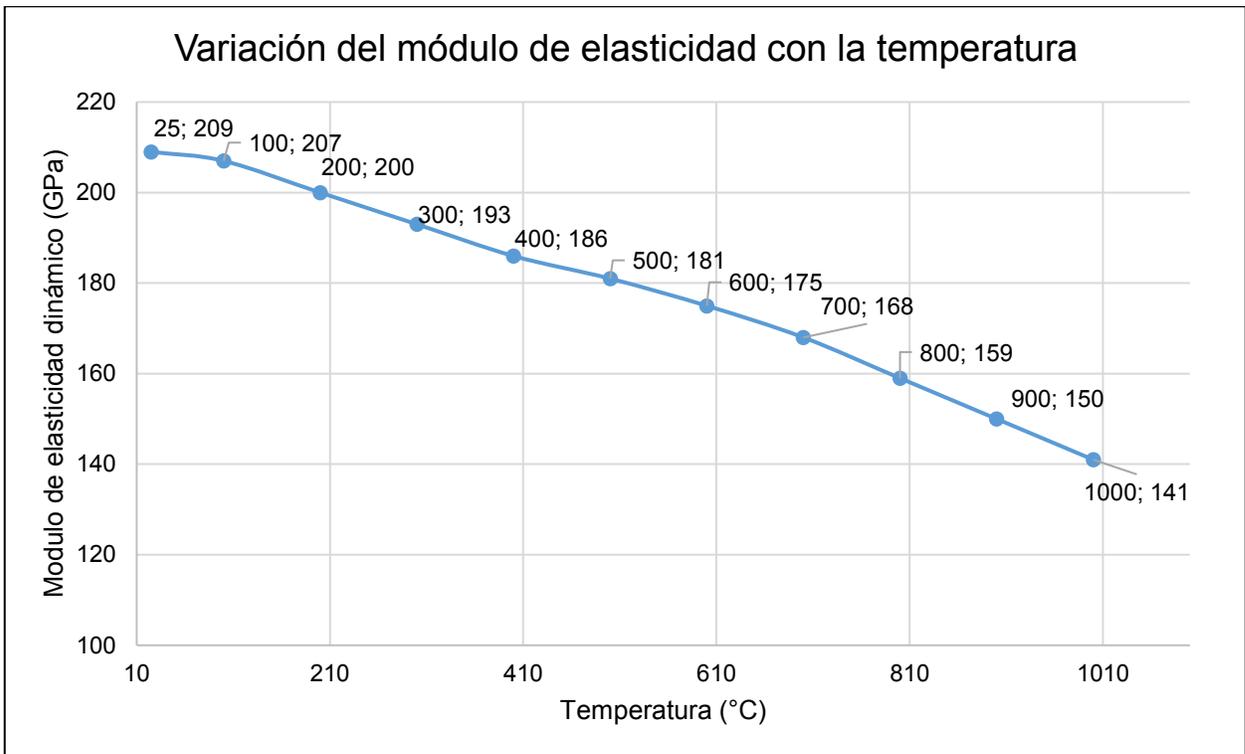


Figura 4.2. Grafica de variación entre el módulo de elasticidad con el incremento de la temperatura (HAYNES INTERNATIONAL, 2020)

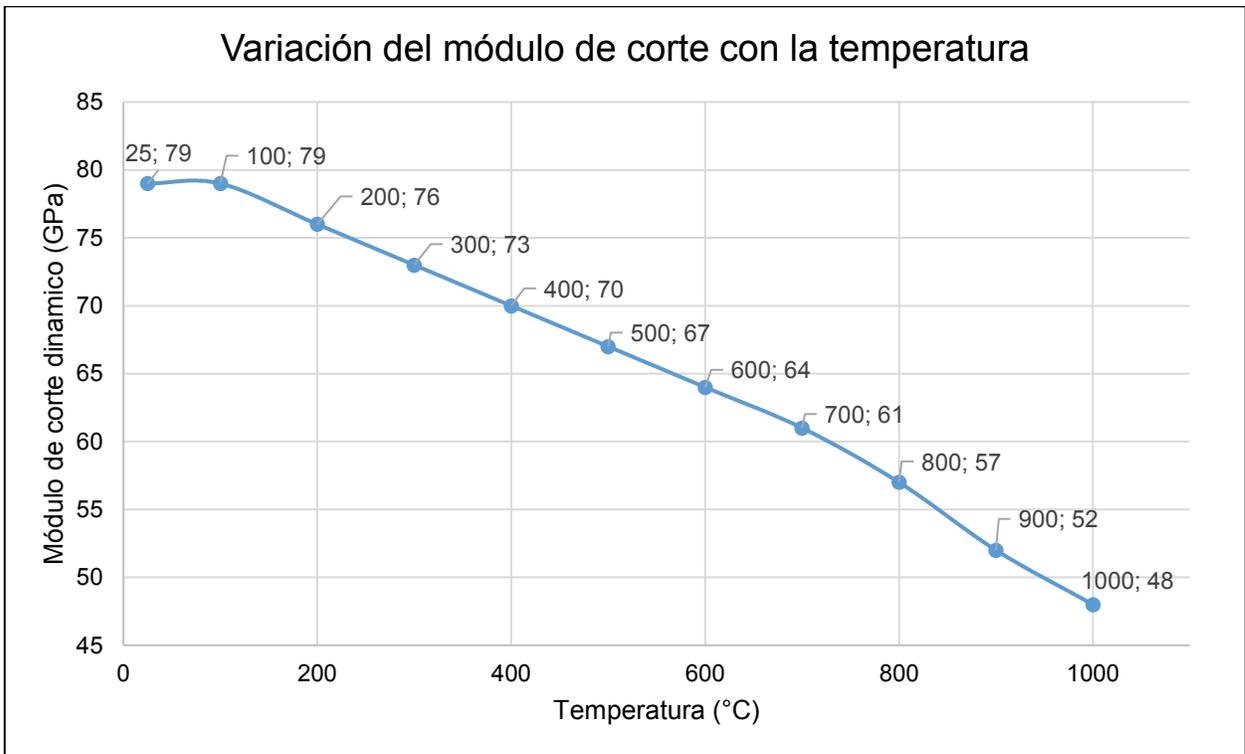


Figura 4.3. Gráfico de variación del módulo de corte con el incremento de la temperatura (HAYNES INTERNATIONAL, 2020)

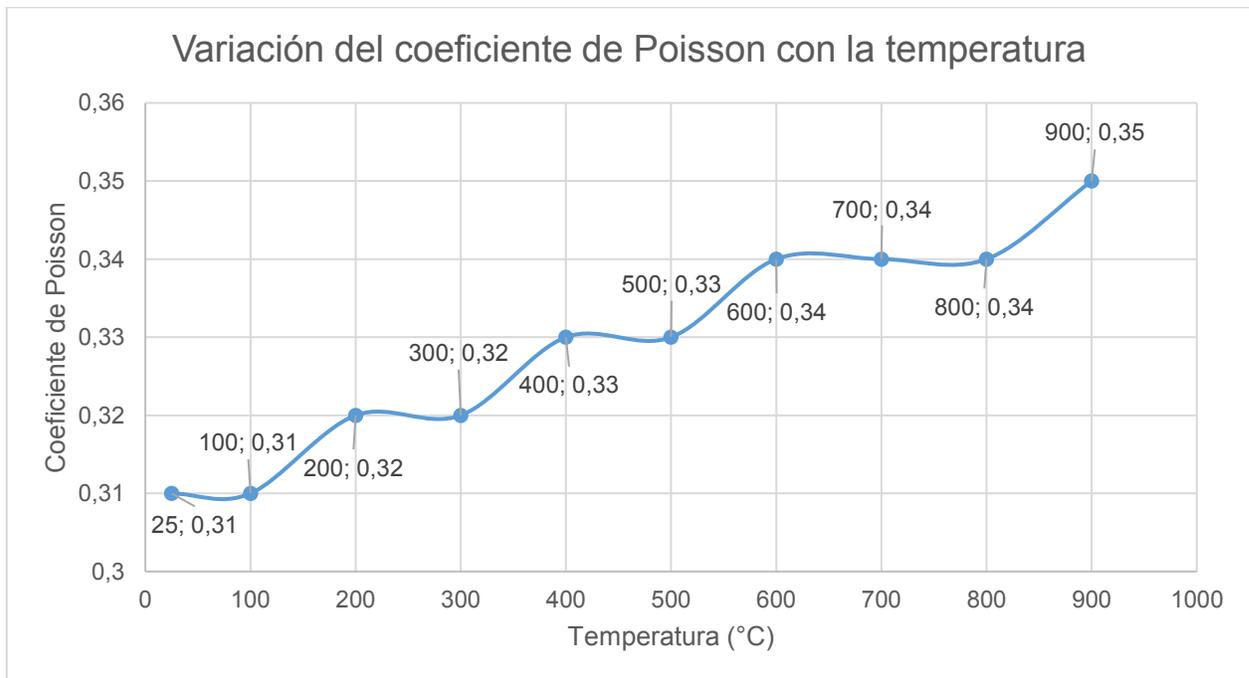


Figura 4.4. Gráfico de la variación del coeficiente de Poisson con el incremento de la temperatura (HAYNES INTERNATIONAL, 2020)

Se puede observar en la Figura 4.5 el excelente desempeño que posee el Haynes 230 (aleación 230 o UNS N06230), con respecto a otros tipos de aleaciones frente al aumento de la temperatura, grafica que muestra los resultados de un ensayo creep realizado por el fabricante HAYNES INTERNATIONAL.

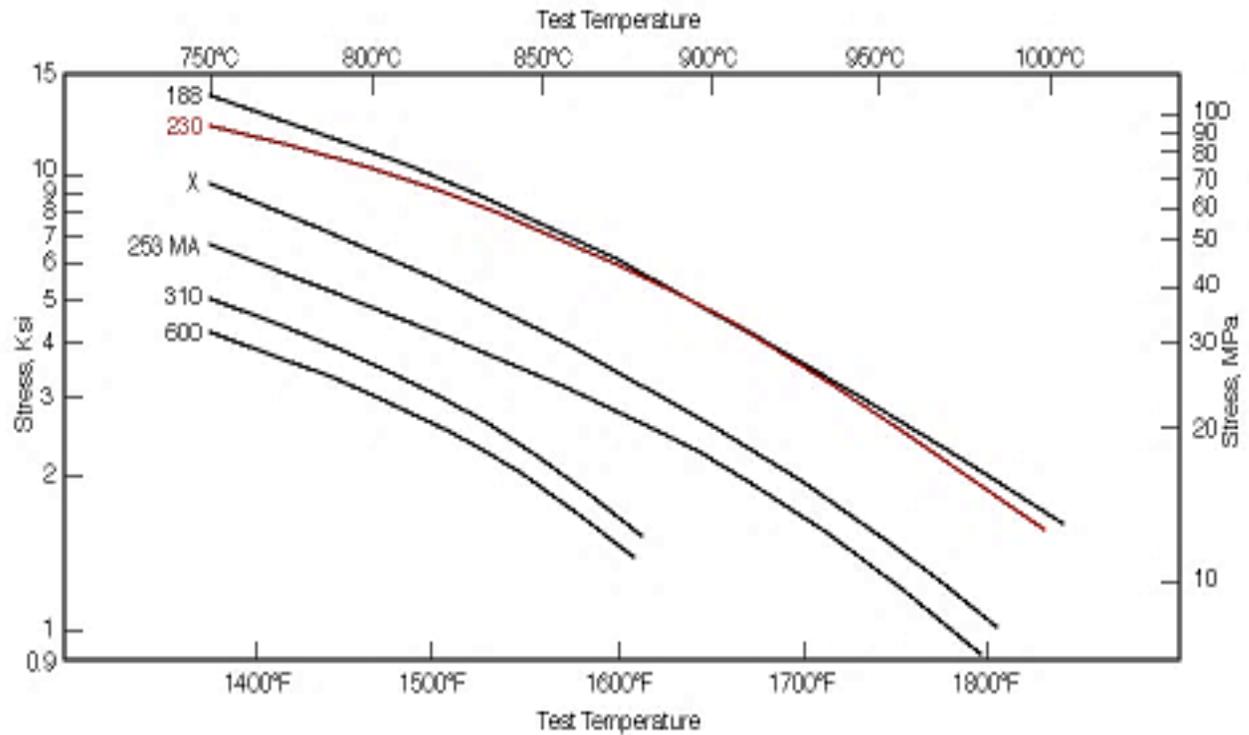


Figura 4.5. Comparación del esfuerzo para producir 1% de creep en 1000 horas en distintos tipos de aleaciones (HAYNES INTERNATIONAL, 2020)

Pataky *et al*, con la finalidad de estudiar el comportamiento del material sometido a altas temperaturas, presenta la gráfica de esfuerzo-deformación a temperatura ambiente, a 800 °C y 900 °C (Figura 4.6), lo cual servirá de referencia para esta campaña experimental.

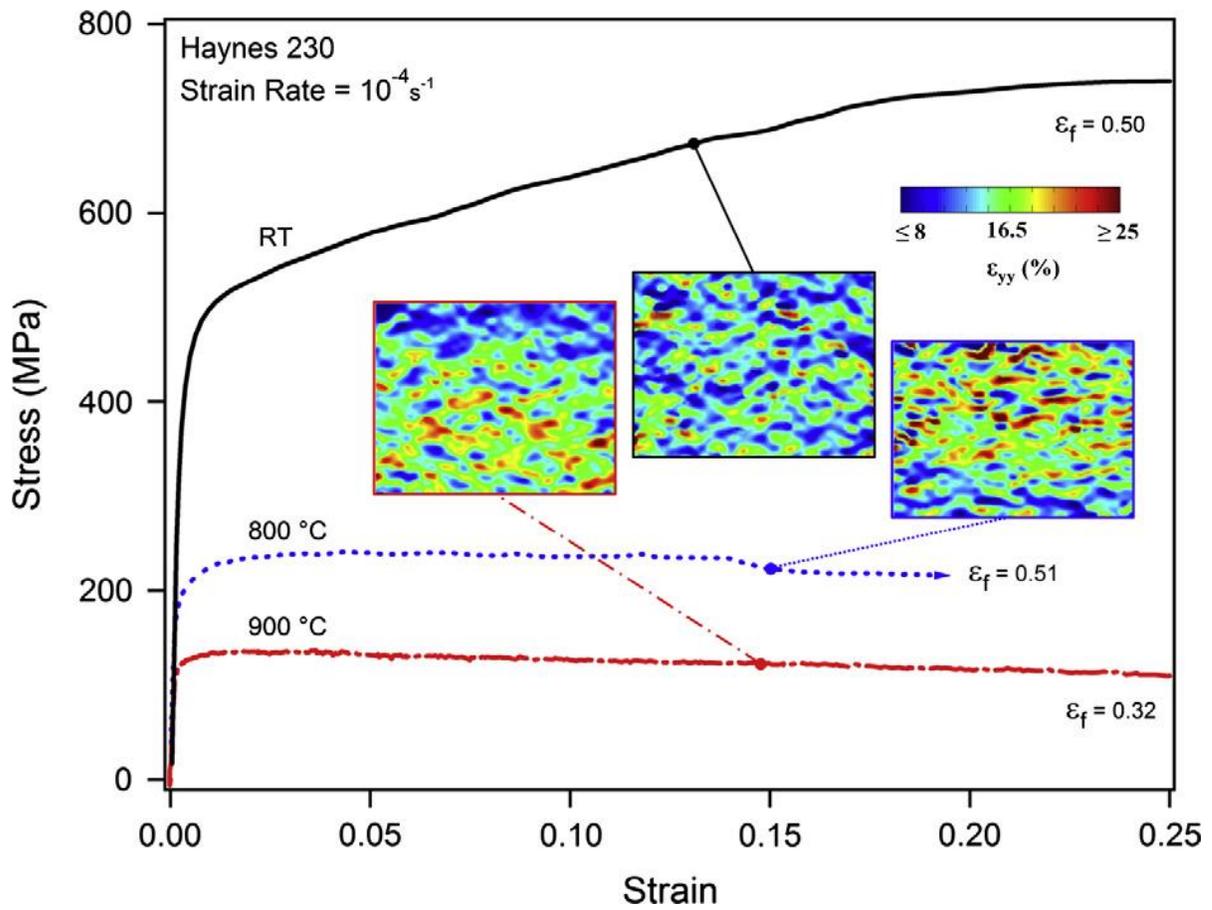


Figura 4.6. Curvas esfuerzo-deformación de HA230 a temperatura ambiente, 800 °C y 900 °C (Pataky *et al.*, 2013)

La aleación HAYNES® 230® (HAYNES INTERNATIONAL, 2020) presenta excelentes propiedades de fatiga de bajos ciclos (10^3) a temperaturas elevadas (425 a 980 °C). Los resultados que se muestran a continuación (Figura 4.7) son para pruebas realizadas en el rango de temperatura de 425 °C a 980 °C, considerando un $R = -1$ y una frecuencia de 20 cpm (0,33 Hz).

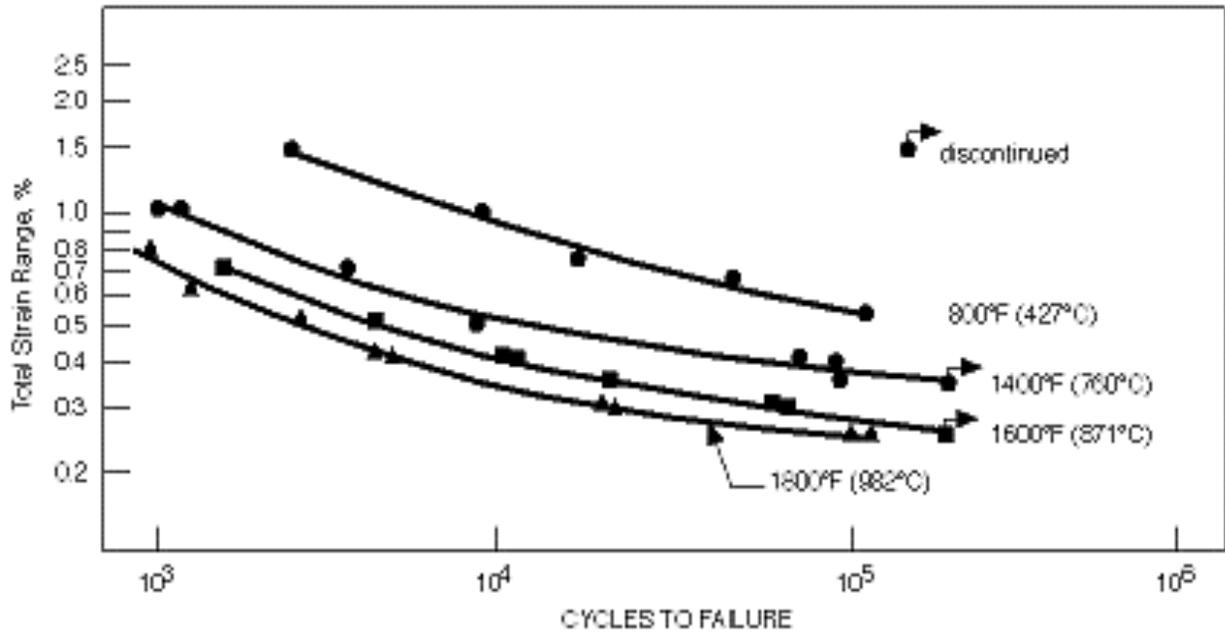


Figura 4.7. Curvas comparativas de ensayo de fatiga a tres temperaturas distintas, 427 °C, 760 °C Y 871 °C (HAYNES INTERNATIONAL, 2020)

En la Figura 4.8, se puede ver la evolución del esfuerzo alternante a distintos rangos de deformación y temperaturas. Estos resultados fueron obtenidos a partir de experimentos y simulaciones, con la finalidad de evaluar el comportamiento del endurecimiento del material. En la Figura 4.9 se muestran los resultados de experimentos y simulaciones del comportamiento del material frente a ensayos de fatiga por fluencia térmica de ciclos bajos (LCFC) a altas temperaturas (Ahmed *et al.*, 2016).

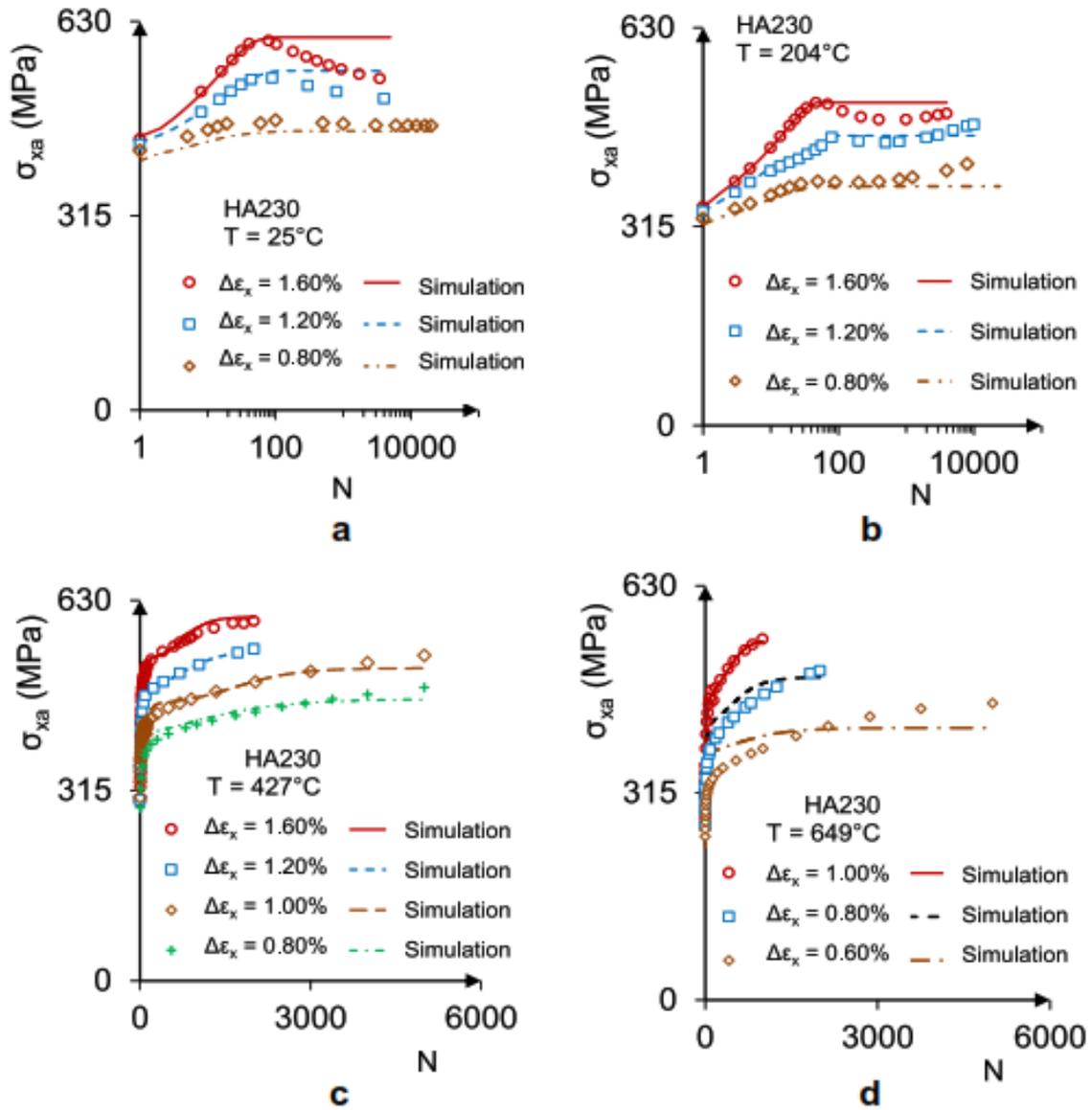


Figura 4.8. Curvas del material HA230 que muestran la evolución del esfuerzo alterno con respecto al número de ciclos, aplicando distintas velocidades de deformación y temperatura, (a) 25°C , (b) 204°C , (c) 427°C y (d) 649°C (Ahmed *et al.*, 2016)

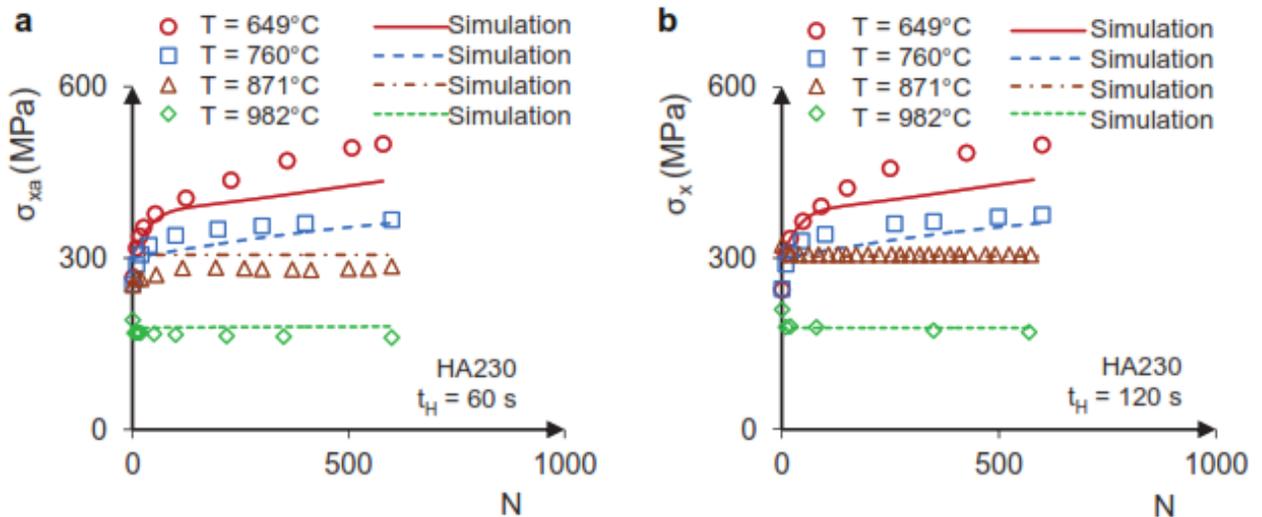


Figura 4.9. Simulaciones de respuestas de amplitud de esfuerzo alternante en experimentos de LCFC a temperaturas entre 649–982 °C con un tiempo de compresión de (a) 60s (b) 120s (Ahmed *et al.*, 2016)

4.2 Tipos de Corrosión

La corrosión es el ataque destructivo de un metal por su reacción con el medio ambiente (McCafferty, 2010), estas pueden ser reacciones químicas y electroquímicas. Tiene muchas repercusiones a nivel económico, de seguridad y de conservación de materiales, por lo que estudiar los mecanismos de corrosión nos permite adoptar medidas de control, mitigación de sus efectos y predicción de fallas en materiales debido a la degradación de sus propiedades mecánicas (Salazar-Jiménez, 2015).

La corrosión en metales puede presentarse de diversas formas (Figura 4.10 y Figura 4.11). Específicamente en el caso de las plantas CSP-t, las formas más importantes para su estudio debido a sus efectos son la corrosión en caliente, corrosión localizada (picadura y grieta), corrosión asistida por esfuerzo (SCC) (Walczak *et al.*, 2018).

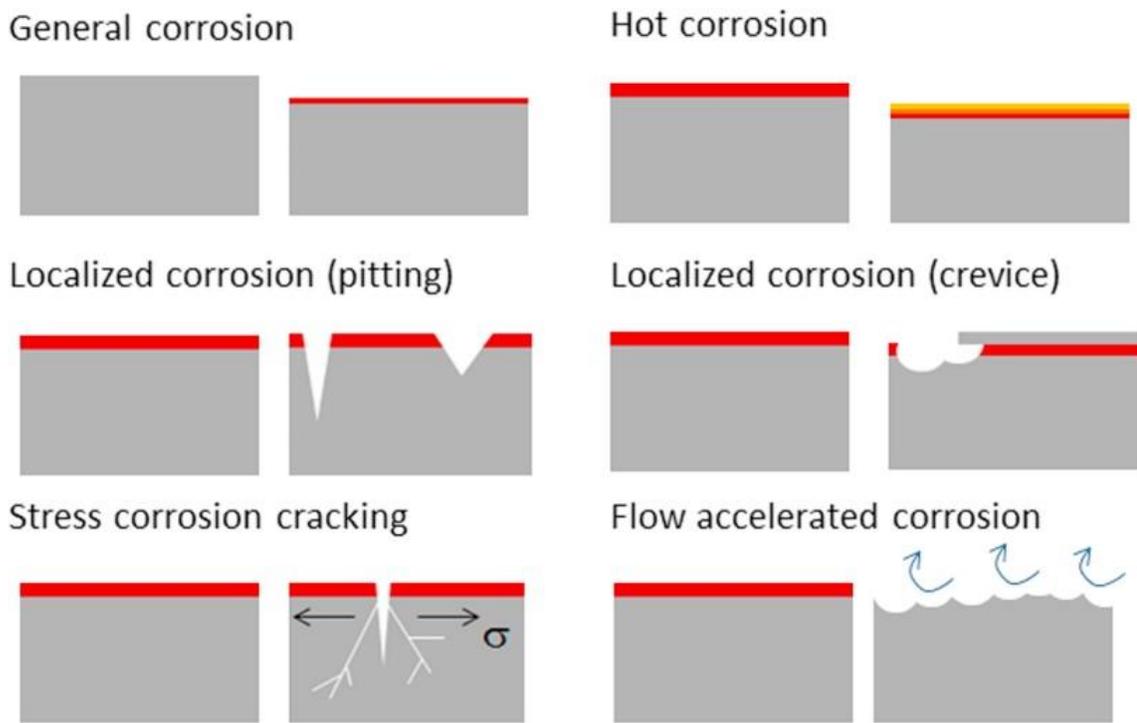


Figura 4.10. Resumen de las formas de corrosión más relevantes (Walczak *et al.*, 2018)

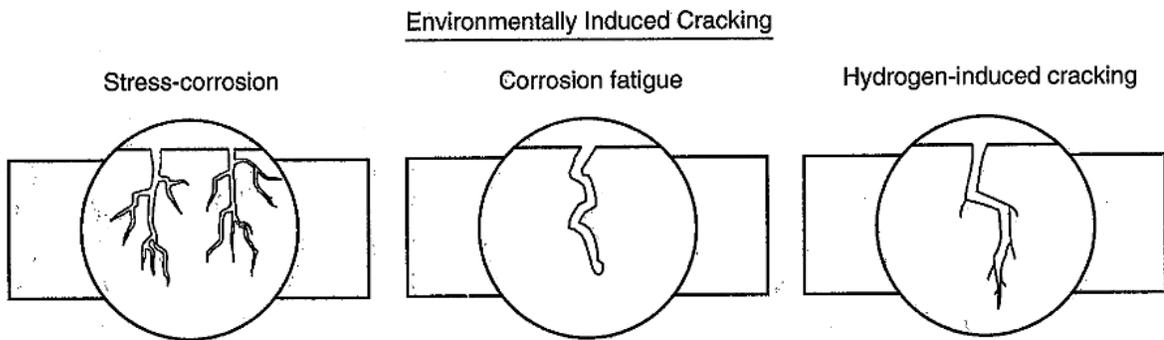


Figura 4.11. Formas de agrietamiento inducido por ambiente corrosivo (Jones, 1996)

4.2.1 Corrosión en caliente

Es la oxidación acelerada de un material sometido a altas temperaturas (600-900 °C), provocada por una película delgada de residuos de sales fundidas (Rapp, 2002).

Se llama "corrosión en caliente" (Figura 4.10) porque, al ser causada por una delgada película de electrolito, comparte algunas similitudes con la corrosión atmosférica acuosa,

en la que la corrosión es comúnmente controlada por la difusión de oxígeno a la superficie del metal.

4.2.2 Corrosión localizada

La corrosión localizada representa un mayor riesgo, debido que es difícil de detectar, dado que se manifiesta en zonas específicas del material. La localización está determinada por la naturaleza del material, la geometría que posee y las condiciones del medio en el que se encuentra sumergido. Los mecanismos de corrosión localizada de mayor ocurrencia en plantas CSP-t son de picadura y de grietas (Salazar-Jiménez, 2015).

Picadura

Las picaduras son una forma de corrosión localizada en la que el ataque se limita a una pequeña área fija de la superficie del metal (Figura 4.12). Las picaduras ocurren debido a la ruptura localizada de una película pasiva, generalmente por iones de cloruro (McCafferty, 2010).

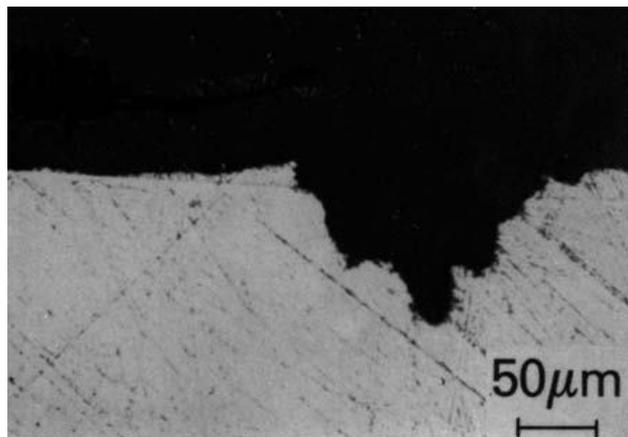


Figura 4.12. Vista en sección transversal de un pozo de corrosión en Al 6061 formado por polarización anódica en 0.1 M NaCl (McCafferty *et al.*, 1990)

Las picaduras son una forma peligrosa de ataque por corrosión. Los hoyos pueden resultar en la perforación de un material metálico, mientras que el resto de la pieza permanece sin atacar. En presencia de cargas (como las del tipo cíclicas presentes en tubos de un receptor), las picaduras sirven como sitios para iniciar un agrietamiento, esto se conoce como SCC o corrosión asistida por esfuerzo, la cual es catastrófica.

Finalmente, la presencia de picaduras en el material puede dificultar su detección, dado que pueden estar cubiertas con productos de corrosión (McCafferty, 2010).

Agrietamiento

La corrosión por grietas o agrietamiento, es un tipo de corrosión localizada, que ocurre dentro de espacios reducidos o debajo de superficies metálicas protegidas (Figura 4.13).

El agrietamiento por corrosión puede ocurrir en holguras geométricas, por ejemplo, dentro de roscas de tornillos, debajo de juntas o sellos, debajo de cabezas de los pernos, entre láminas de metal superpuestas. También puede ocurrir debajo de depósitos como los productos de corrosión y partículas de polvo (McCafferty, 2010).

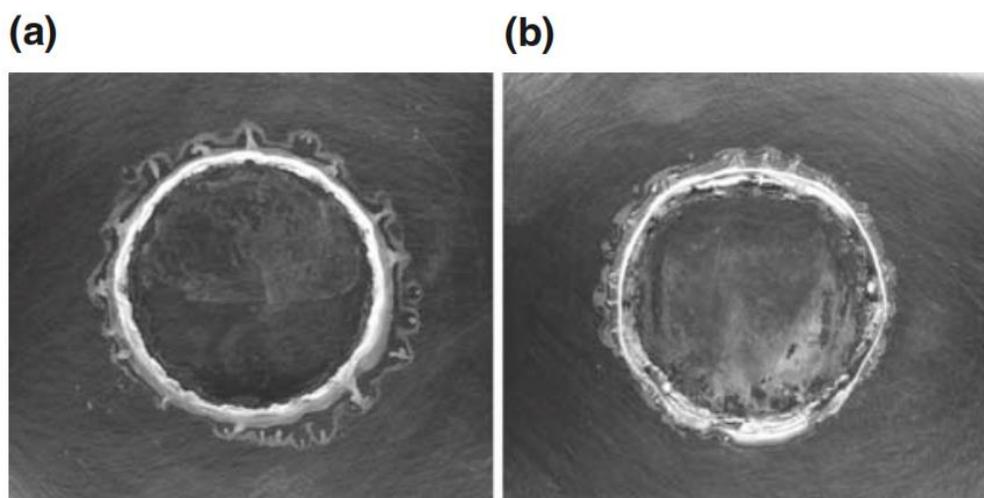


Figura 4.13. Aleación 625 después de la prueba de corrosión por grietas a 65 °C en agua de mar. a) +200 mV vs Ag/AgCl durante 24 h. b) +400 mV vs. Ag/AgCl durante 24 h (McCafferty, 2010)

4.2.3 SCC

Es un tipo de corrosión conocida como agrietamiento asistido por el ambiente (EAC por sus siglas en inglés *Environmentally assisted cracking*). Corresponde al fenómeno por el cual un material pierde de manera progresiva su ductilidad. Para que esto ocurra debe existir un ambiente corrosivo (por ejemplo, sales fundidas a altas temperaturas), cargas

o esfuerzos mecánicos y una microestructura metálica susceptible a este tipo de fenómeno (Rebak, 2011).

El agrietamiento por corrosión asistida por esfuerzo (SCC), corresponde al agrietamiento inducido por la combinación de un efecto químico y mecánico (corrosión y esfuerzos). El principal efecto del SCC en un material, es el agrietamiento (Figura 4.14) y el umbral de fatiga de ese material. Los esfuerzos de tracción que aumentan la severidad de este daño pueden ser en forma de esfuerzos aplicados directamente (cargas cíclicas por efecto de los gradientes de temperatura) o en forma de esfuerzos residuales (asociado a defectos de fabricación del material). Este tipo de corrosión puede ser identificado de manera simple, dado que el material presenta una falla de tipo frágil cuando es sometido a este tipo de ambiente corrosivo (sales fundidas a temperaturas sobre los 600 °C), cuando es conocido que en condiciones normales (temperatura ambiente y expuesto al aire) posee un comportamiento de tipo dúctil (NACE International, 2004).



Figura 4.14. Micrografía (500x) que muestra SCC intergranular de un tubo intercambiador de calor de Inconel con la grieta siguiendo los límites del grano (NACE International, 2020)

4.3 Corrosión en aleaciones de níquel

Como ya se ha mencionado, en la industria de la generación de energía eléctrica mediante plantas termosolares concentradas, el principal problema que afecta su seguridad y costos de operación es el fenómeno de la corrosión. Este problema común tiene su origen en el uso de sales fundidas, las cuales provocan degradación de las propiedades mecánicas y pérdida de material, disminuyendo la resistencia a la tracción y aumentando la probabilidad de falla por fatiga.

Las aleaciones de níquel son ampliamente usadas por su buena resistencia a la corrosión (sobre todo en ambientes alcalinos) y por su capacidad de operar a elevadas temperaturas (posee un punto de fusión de alrededor 1300 °C). De igual forma, poseen una buena resistencia a la corrosión por ambientes químicos y otros tipos de ambientes naturales. Existen aleaciones de níquel (materiales como el Haynes 230 o el Inconel 625) que presentan una excelente resistencia a picaduras, corrosión por hendiduras y a SCC en ambientes con presencia de cloruros (NACE International, 2004).

Las aleaciones de níquel son usadas comúnmente en líneas que transportan sales fundidas al igual que en estanques donde se almacenan en forma líquida, en un rango de temperatura reportado entre los 290°C y los 565°C (Wang *et al.*, 2019). En el caso del HA230, el cual es expuesto en sales fundidas a temperaturas que varían entre 290 °C – 565 °C, sumado a los gradientes de temperatura y presión interna de las tuberías, en conjunto con la velocidad de circulación de sales, el daño por corrosión parece ser aún más severo como los efectos reportados en estudios de laboratorio (McConohy & Kruienza, 2014; Walczak *et al.*, 2018).

En el reporte presentado por Kruienza *et al.*, 2013^b, se presenta los resultados de velocidades de corrosión (V_c) por inmersión en sales fundidas, del material HA230. Se puede observar (Tabla 4.4) que la velocidad de corrosión tuvo un gran incremento entre los 600 °C y 680 °C, dejando en evidencia que a medida que aumenta la temperatura las tasas de corrosión aumentan significativamente, lo cual es un problema para las propiedades mecánicas del material.

Tabla 4.4. Velocidades de corrosión a distintas temperaturas para aleación HA230 (Kruizenga *et al.*, 2013^b)

Temperatura (°C)	ρ (g/cm ³)	Factor de ajuste (n)	k (mg/cm ² -seg ⁿ)	$\Delta M''$ (mg/cm ²)	V_c (μ m/año)
400 ^a	8.97	0.19 (R=0.87)	7300e-6	0.15	0.5
500 ^a	8.97	0.48 (R=0.92)	260e-6	0.55	1.8
600 ^c	8.97	-	-	-	19.8
680 ^b	8.97	-	-	72.3	688

a. Ensayo realizado por un periodo de tiempo de 3064 h

b. Ensayo realizado por un periodo de tiempo de 1025h

c. Ensayo realizado por un periodo de tiempo superior a 3000 h (Kruizenga *et al.*, 2013^a)

Como se puede ver en la Figura 4.15, la corrosión es evidente en el material (Haynes 230) cuando las sales alcanzan una temperatura de 600 °C. Para limitar el daño por corrosión en los materiales, es necesario la realización de ensayos de exposición o inmersión en sales fundidas a alta temperatura que permitan determinar la temperatura máxima de la sal para cada aleación.

La tasa máxima de pérdida de material considerada aceptable se establece en 50 (μ m/año), esto según lo que indica Kruizenga *et al.*, 2013^b, esto significa que de manera uniforme debería presentarse una pérdida máxima de 1,5 mm de espesor del tubo por un periodo de 30 años (vida útil del receptor) a una temperatura determinada (600 °C). Como resultado, las temperaturas límite son 628 °C para Inconel 625, 620 °C para HA230 (UNS N06230), 626 °C para 321SS y 632 °C para 347SS (Figura 4.15) (Sánchez-González *et al.*, 2020).

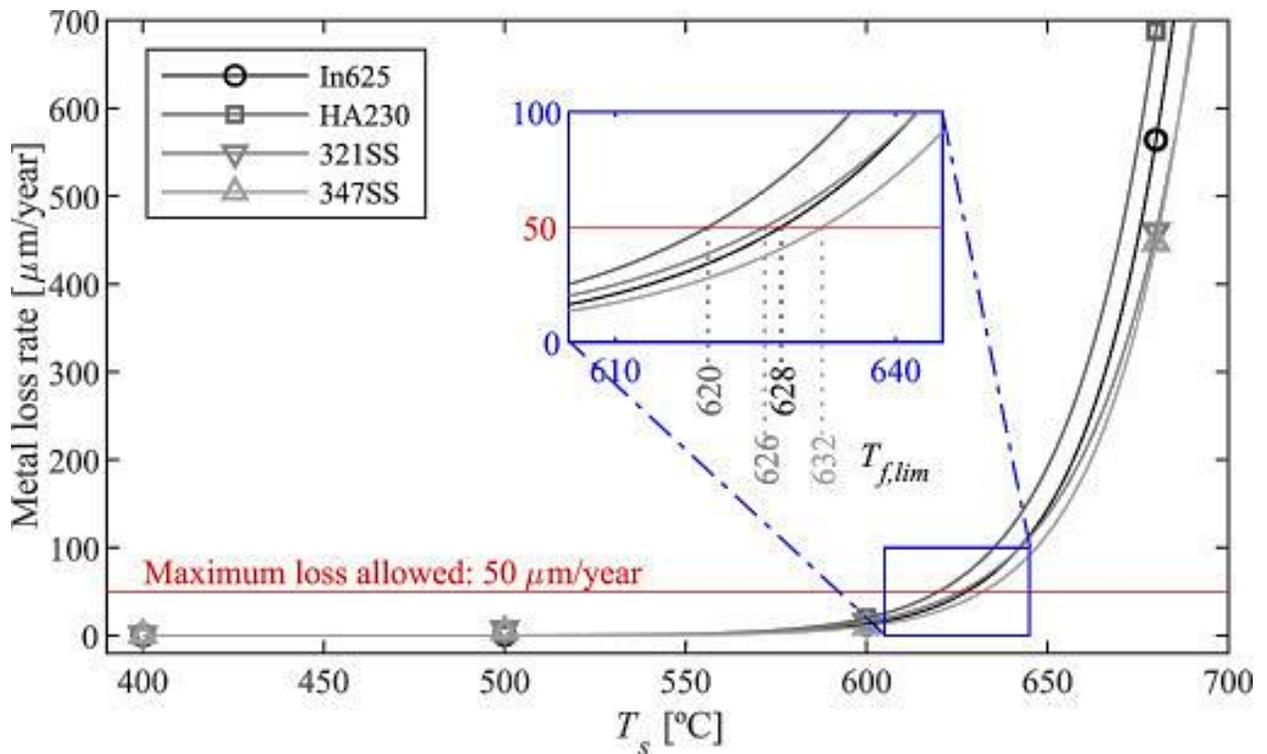


Figura 4.15. Tasa límite de pérdida de material para metales seleccionados, según Kruizenga *et al.*, 2013^b (Sánchez-González *et al.*, 2020)

McConohy & Kruizenga, 2014, presentan resultados referentes a las propiedades de las sales fundidas luego de realizar las pruebas de corrosión, en condiciones de laboratorio (condiciones mencionadas en Kruizenga *et al.*, 2013^b). Además, en la Figura 4.16, se puede observar los efectos superficiales debido a la inmersión en sales fundidas a altas temperaturas. Cabe mencionar que los materiales ensayados fueron el Haynes 230 y el Incoloy 625, los cuales son comúnmente usados en plantas CSP-t.

Por otro lado, también concluyeron que, el material Haynes 230, es apto para operar a 680 °C a pesar de la alta velocidad de corrosión registrada (688 μm/año). Realizando ensayos de exposición a sales de nitrato fundidas por un periodo de tiempo de 4000 horas. Cabe mencionar que el comportamiento de esta aleación fue comparado con el de la aleación Inconel 625 que a pesar de sus buenas propiedades mecánicas y buena resistencia a la corrosión no es un material recomendado por la ASME para operar a temperaturas sobre los 600 °C. lo cual lo hace un material no apto para la tercera generación de plantas CSP (McConohy & Kruizenga, 2014).

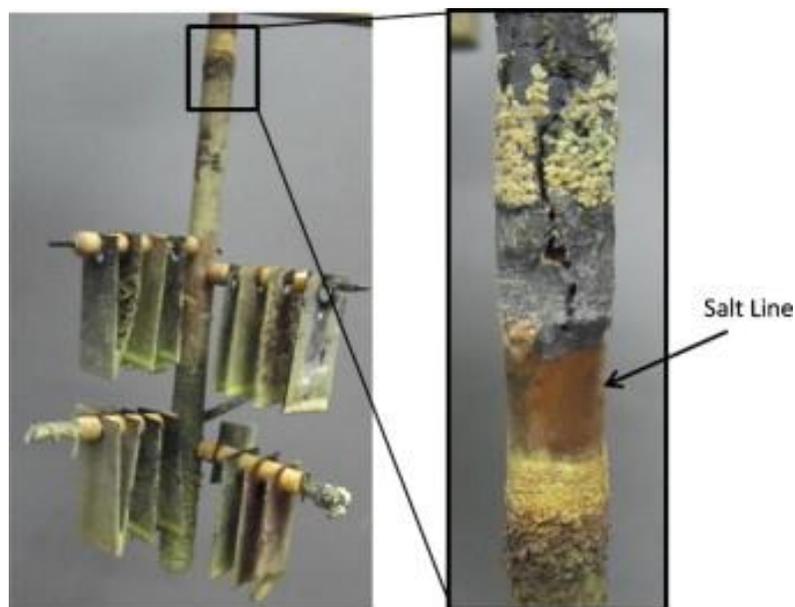


Figura 4.16. Muestras de Inconel 625 y Haynes 230 después de ser sometidas a largos tiempos de exposición en sales fundidas a 680 °C (McConohy & Kruizenga, 2014)

El documento publicado por Gómez-Vidal & Tirawat, muestra la realización de ensayos sobre muestras de aleaciones de níquel expuestas a sales fundidas compuestas por cloruro de sodio y cloruro de litio con temperatura de 650 °C a 700 °C en atmosfera de nitrógeno. La velocidad de corrosión obtenida en esas condiciones fue superior a 3 mm/año. Además, esta tasa de corrosión fue comparada con la registrada con sales comúnmente utilizadas en plantas CSP (con temperatura de operación <650 °C) donde se encuentran velocidades de corrosión no superiores a 50 $\mu\text{m/año}$ (Gómez-Vidal & Tirawat, 2016).

Alexopoulos & Hoffschmidt, 2017 menciona que la Universidad de Wisconsin, NREL y SNL estudian los efectos de la corrosión, debido al uso de CO_2 , aleaciones metálicas líquidas y sales fundidas como fluido de transferencia de calor en plantas CSP-t, que operan en un rango de temperatura entre los 600 y 900 °C. Para esto, se plantean posibles soluciones, como métodos de protección y recubrimientos para materiales que están en constante contacto con estos tipos de HTF.

Por otra parte, plantean que, en el proceso de diseño de receptores solares, se debe asegurar el sistema de sellado entre los materiales empleados, con la finalidad de evitar

problemas de pérdida de temperatura y daños por corrosión debido a la infiltración de oxígeno o impurezas al medio.

Finalmente, se debe analizar el comportamiento frente a la exposición en sales fundidas de los materiales utilizados en plantas CSP-t, en condiciones de laboratorio. Realizar ensayos de fatiga de ciclos bajos, replicando de esta forma los ciclos de operación equivalentes a 30 años. Por otro lado, se deben considerar una tasa de cambio de temperatura de al menos 1 °C/s, para ensayos de corrosión (Alexopoulos & Hoffschmidt, 2017).

Prieto *et al.*, 2020, presentan ensayos de exposición de sales de carbonato fundidas, en distintos tipos de materiales constructivos utilizados dentro de una planta CSP, entre ellos el Haynes 230 comúnmente utilizado en la fabricación de receptores solares. Las pruebas fueron realizadas a 710 °C por un periodo de tiempo entre las 1000 y 1300 horas, el resultado fue una velocidad de corrosión entre 0,06 – 0,10 mm/año (Prieto *et al.*, 2020).

Cho *et al.*, 2016 mencionan que la oxidación selectiva del Cr, es el principal contribuyente en la pérdida de peso que experimenta la mayoría de las aleaciones basadas en Fe-Ni-Cr. La Figura 4.17 muestra el agotamiento de Cr a lo largo de los límites de los granos en estudios de espectroscopia de rayos X de dispersión de energía (EDS) y microscopio electrónico de barrido (SEM) en la superficie de Haynes 230 (UNS N06230) después de la inmersión en sal de MgCl₂ -KCl a 850 °C durante 100 h (Cho *et al.*, 2016).

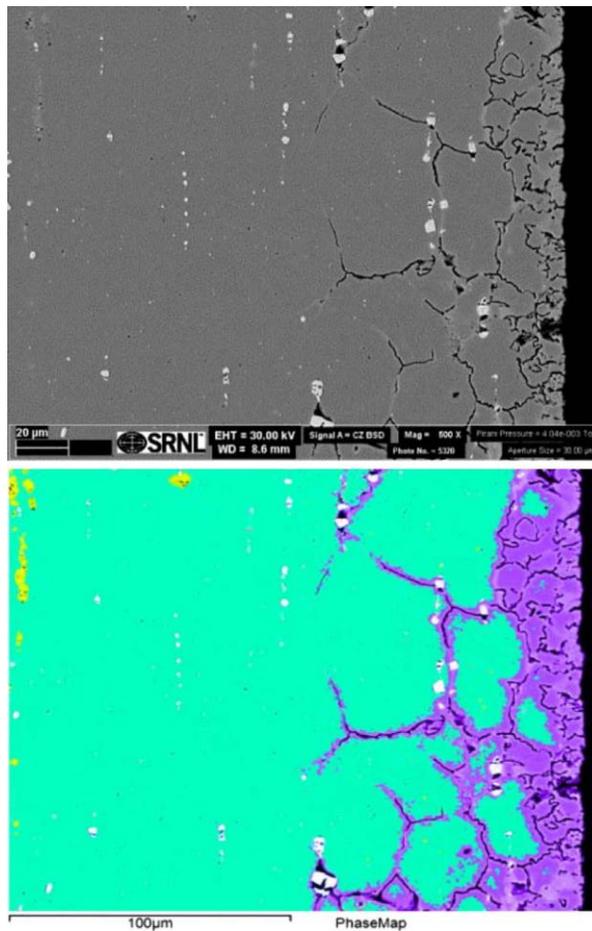


Figura 4.17. Mapeo de rayos X por SEM y EDS del Cr presente en el material Haynes 230 (UNS N06230) después de 100 h de exposición en $MgCl_2-KCl$ a $850\text{ }^\circ\text{C}$ (Cho *et al.*, 2016)

4.4 Degradación de propiedades mecánicas

Los metales pueden experimentar algún tipo de degradación por procesos físicos que ocurren en ausencia de un entorno químico. Los procesos de degradación física se identifican como fractura, fatiga, desgaste, erosión o cavitación y daño por radiación. Estos procesos de degradación física del material pueden ser agravados por el tipo de ambiente en el cual se encuentren sumergidos (McCafferty, 2010).

La degradación de las propiedades mecánicas en los materiales empleados en la fabricación de los receptores, son un efecto de las condiciones de operación a las cuales son sometidos, por ejemplo, los cambios de temperatura debido a la no homogeneidad

del flujo de calor concentrado y el efecto de la corrosión por el uso de sales fundidas a altas temperaturas ($> 500\text{ }^{\circ}\text{C}$) (Bradshaw & Goods, 2001; Kolb, 2011; Mehos *et al.*, 2017).

Bradshaw & Goods., 2001, en el reporte de SNL, presentan resultados de pruebas CERT (por sus siglas en inglés “*Constant Extension Rate Testing*”) (Figura 4.18) realizadas en muestras de aleaciones de acero (316 SS, HT9 y Cr-Mo) y aleación 800, luego de ser expuestas en sal solar (60% NaNO_3 + 40% KNO_3).

El uso de sales fundidas a altas temperaturas favorece la velocidad de corrosión en las aleaciones de níquel, esto trae como consecuencias la pérdida de la ductilidad del material (Figura 4.18) y desprendimiento de material en el orden de las micras. Las velocidades de corrosión pueden verse beneficiadas por factores como el aumento en la temperatura, composición química de las sales y también la de los materiales utilizados en la fabricación del receptor (Bradshaw & Goods, 2001).

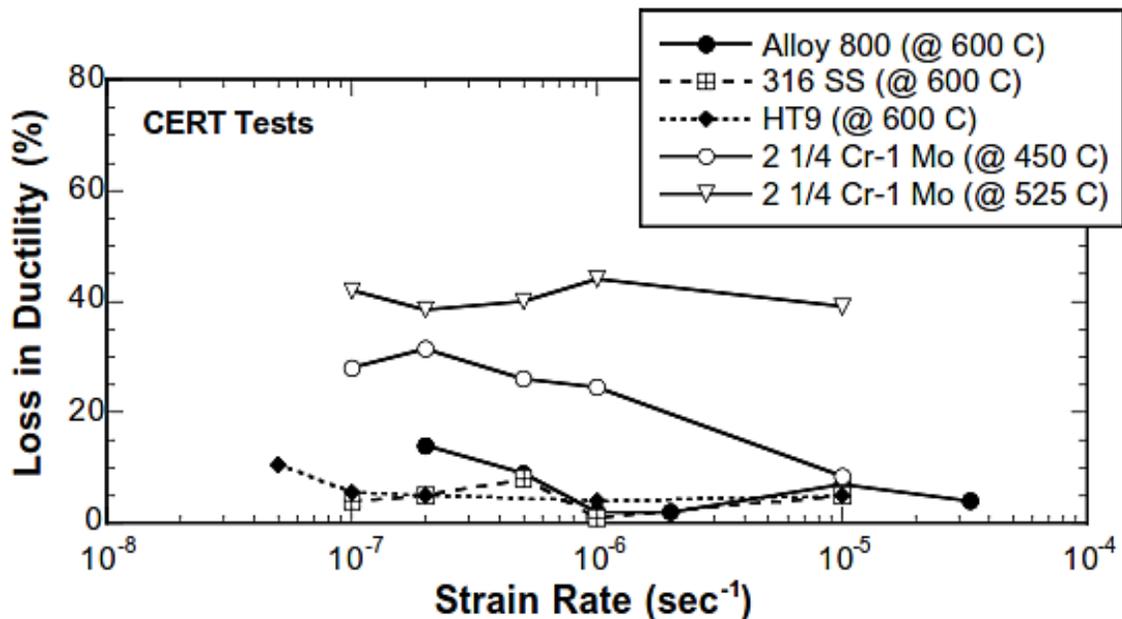


Figura 4.18. La influencia de la exposición en sales fundidas a altas temperaturas, sobre la pérdida de ductilidad de las aleaciones ensayadas (Bradshaw & Goods, 2001)

Por otro lado, los resultados referentes al comportamiento del material en condiciones de fatiga (Figura 4.19), a bajos ciclos y altas amplitudes de deformación, revelan que la

exposición en sales a altas temperaturas no tuvo un efecto significativo en la disminución de la vida a fatiga de la aleación comparado con las muestras expuestas al aire. Cabe mencionar que estas pruebas de exposición en sales fundidas fueron por un breve periodo de tiempo (40 horas) y de manera isotérmica (650 °C), lo cual no replica totalmente las condiciones termomecánicas que debe soportar el receptor (Bradshaw & Goods, 2001).

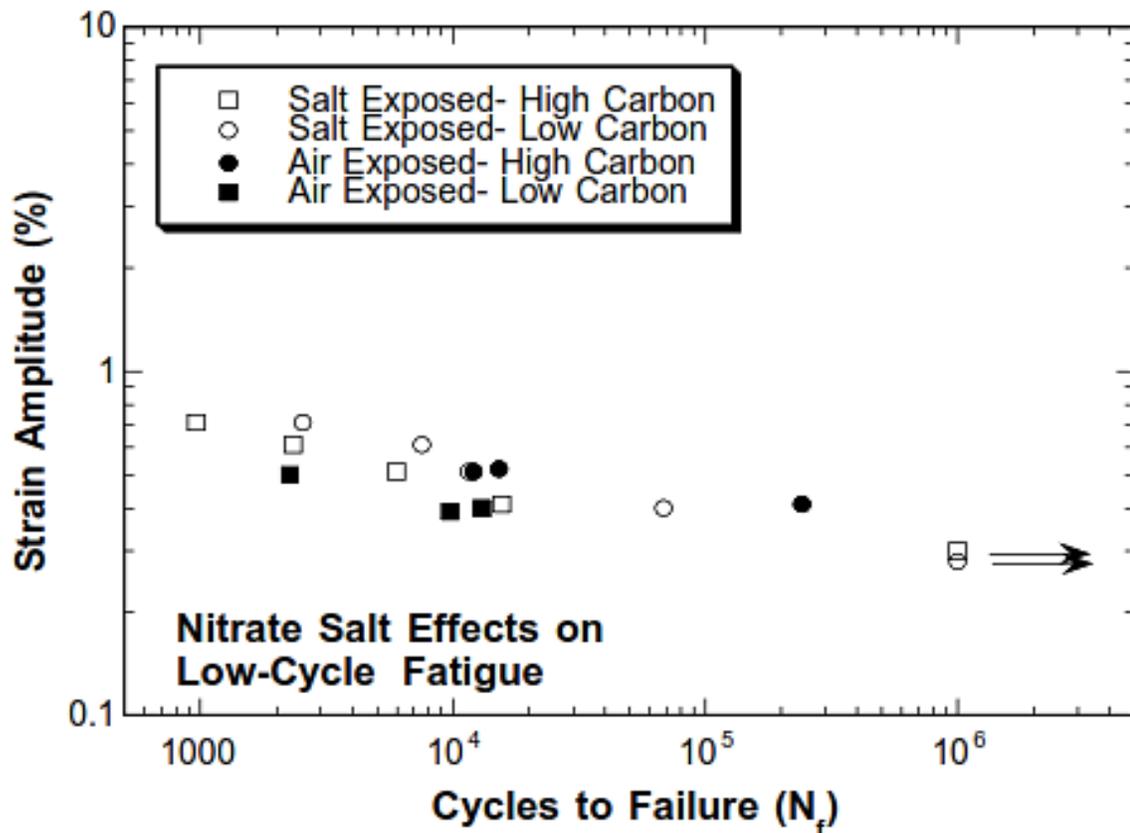


Figura 4.19. Comportamiento de aleación 800 a fatiga de bajo número de ciclos, luego de ser sometido a ensayos de corrosión, en sales de nitrato fundido a 650 °C, por 40 horas (Bradshaw & Goods, 2001)

Los ciclos producidos por los cambios de temperatura es una de las condiciones que debe soportar el receptor, estos se deben al paso de nubes sobre la planta, provocando que la homogeneidad del flujo de calor se vea alterada y por ende exista una disminución en la temperatura de la superficie externa de los tubos del receptor. Por otro lado, el cambio de temperatura de día a noche provoca que el receptor cada mañana deba aumentar su temperatura para que el HTF absorba energía y mantener en operación la

planta. Ambas situaciones provocan que el material de manera constante experimente dilataciones y contracciones debido a esta operación cíclica, como resultado aparecen los daños por fatiga térmica. Cabe mencionar que este daño por fatiga debe ser controlado, para asegurar una vida útil del receptor de 30 años de operación de la planta (Kolb, 2011).

En el estudio de Xu *et al.*, 2018, se analiza el comportamiento de aleaciones de níquel (Haynes 230 y Hastelloy C-276) (Figura 4.20) en tracción (Figura 4.21 y Figura 4.22 respectivamente). Comparando las muestras que fueron ensayadas a temperatura ambiente y piezas expuestas de manera isotérmica (800 °C) en distintos ambientes (aire, argon y sales fundidas como KCl–MgCl₂ y NaCl–KCl–ZnCl₂), libre humedad, con periodos de exposición de 1, 4, 8 y 16 semanas (Xu *et al.*, 2018).

A partir de los resultados reportados por Xu *et al.*, 2018 (Figura 4.21 y Figura 4.22), se puede observar la evidente disminución en la resistencia a la tracción de las aleaciones de níquel (Haynes 230 y Hastelloy C-276) en función del tiempo de exposición, siendo la sal NaCl–KCl–ZnCl₂ la más agresiva para ambas aleaciones (ver curva 13 en Figura 4.21 y curva 11 en Figura 4.22) (Xu *et al.*, 2018).

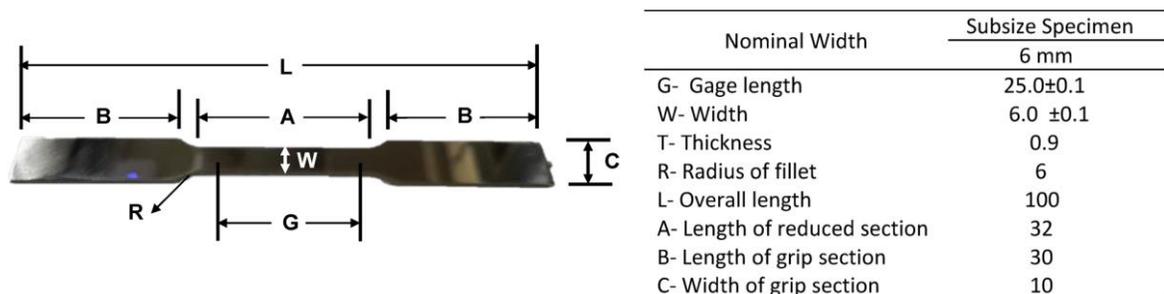


Figura 4.20. Dimensiones y geometría de probetas ensayadas a tracción (Xu *et al.*, 2018)

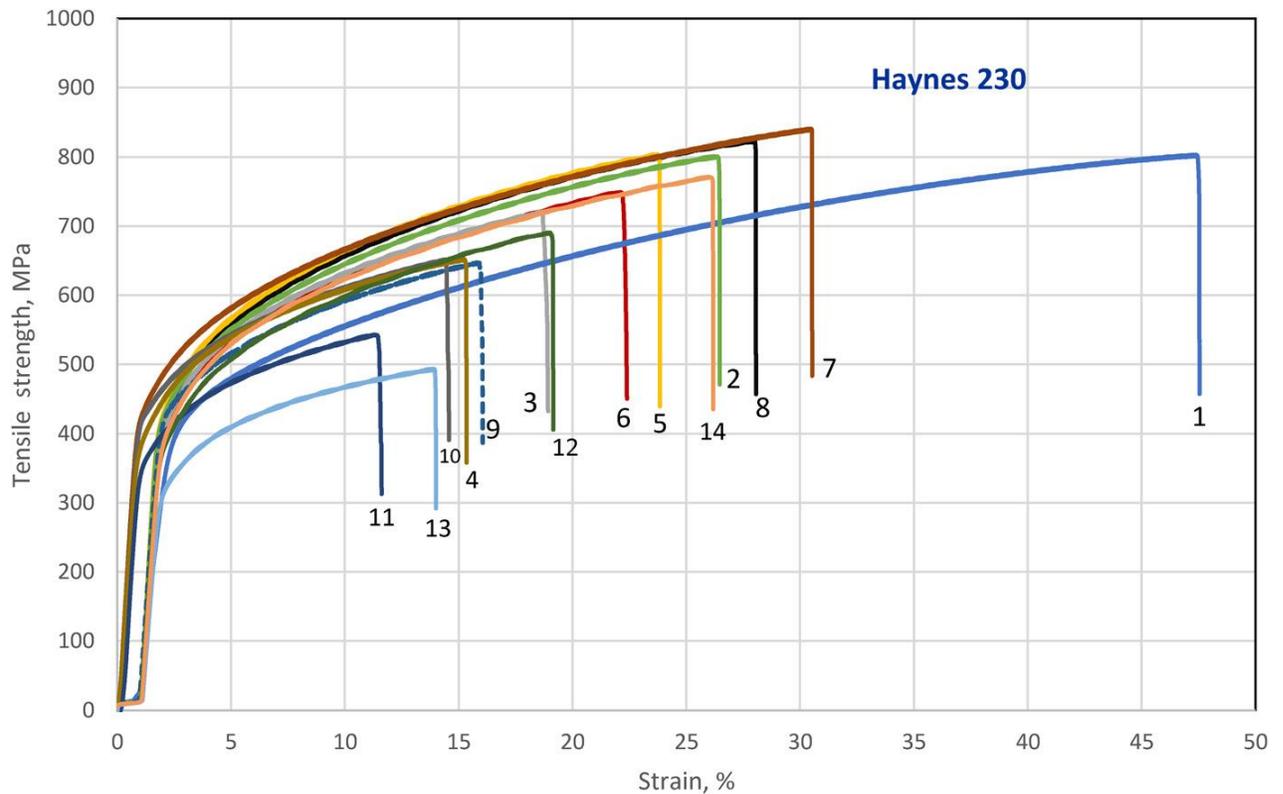


Figura 4.21. Resistencia a tracción de muestras de Haynes 230, luego de ser expuestas en diferentes ambientes (para una mejor comprensión del gráfico, revisar Tabla 4.5) (Xu et al., 2018)

Tabla 4.5. Descripción de datos presentados en Figura 4.21 (Xu et al., 2018)

Condición	Tiempo (semanas)	Descripción
1	-	Probeta sin exposición, a temperatura ambiente
2	1	Expuestas en aire, a 800 °C
3	1	Expuestas en argón, a 800 °C
4	4	Expuestas en argón, a 800 °C
5	8	Expuestas en argón, a 800 °C
6	1	Expuestas en KCl-MgCl ₂ , a 800 °C
7	4	Expuestas en KCl-MgCl ₂ , a 800 °C
8	8	Expuestas en KCl-MgCl ₂ , a 800 °C
9	1	Expuestas en NaCl-KCl-ZnCl ₂ , a 800 °C

10	4	Expuestas en NaCl–KCl–ZnCl ₂ , a 800 °C
11	8	Expuestas en NaCl–KCl–ZnCl ₂ , a 800 °C
12	16	Expuestas en KCl–MgCl ₂ , a 800 °C
13	16	Expuestas en NaCl–KCl–ZnCl ₂ , a 800 °C
14	16	Expuestas en argón, a 800 °C

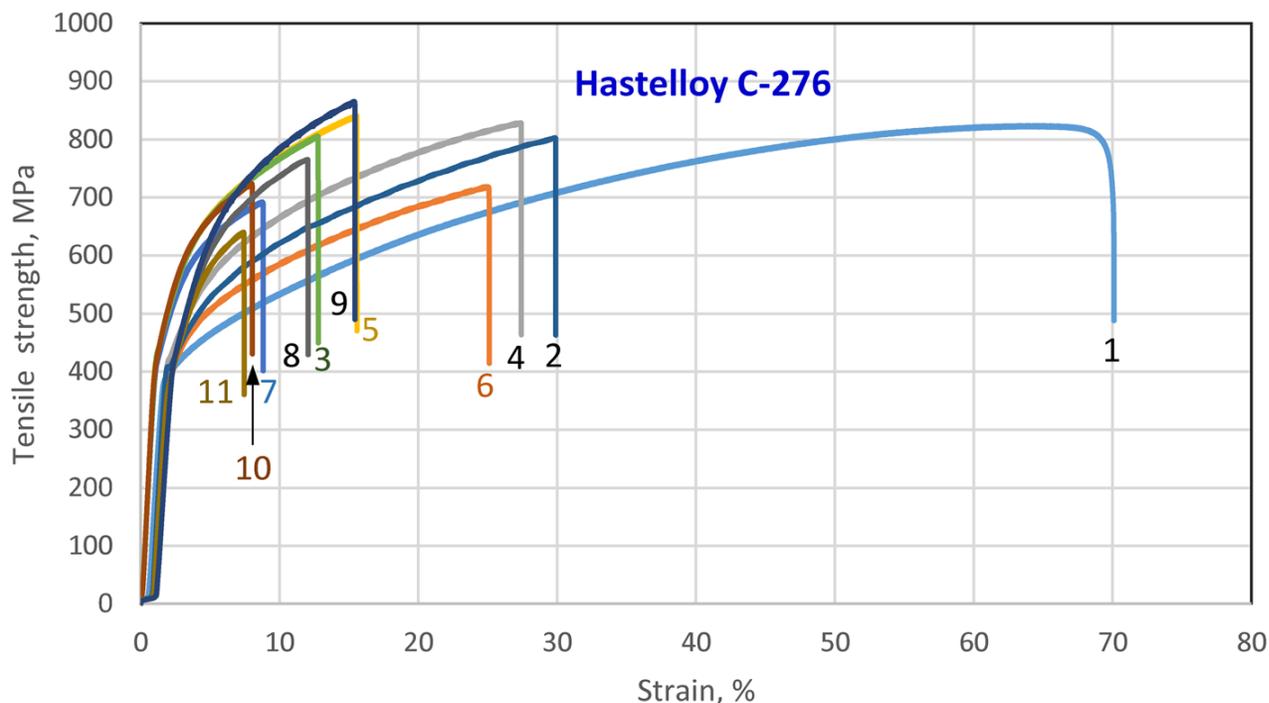


Figura 4.22. Resistencia a tracción de muestras de Hastelloy C-276, luego de ser expuestas en diferentes ambientes (para una mejor comprensión del gráfico, revisar Tabla 4.6) (Xu et al., 2018).

Tabla 4.6. Descripción de datos presentados en Figura 4.22 (Xu et al., 2018)

Condición	Tiempo (semanas)	Descripción
1	-	Probeta sin exposición, a temperatura ambiente
2	1	Expuestas en aire, a 800 °C
3	4	Expuestas en argón, a 800 °C

4	1	Expuestas en KCl–MgCl ₂ , a 800 °C
5	4	Expuestas en KCl–MgCl ₂ , a 800 °C
6	1	Expuestas en NaCl–KCl–ZnCl ₂ , a 800 °C
7	4	Expuestas en NaCl–KCl–ZnCl ₂ , a 800 °C
8	8	Expuestas en KCl–MgCl ₂ , a 800 °C
9	16	Expuestas en KCl–MgCl ₂ , a 800 °C
10	8	Expuestas en NaCl–KCl–ZnCl ₂ , a 800 °C
11	16	Expuestas en NaCl–KCl–ZnCl ₂ , a 800 °C

4.5 Dispositivos para realizar pruebas de corrosión

En este apartado se realiza una revisión de dispositivos comerciales, prototipos y patentes utilizados para evaluar la corrosión de manera estática y dinámica. Esta revisión se llevó a cabo mediante una búsqueda en distintos medios electrónicos como Google patents, Lens patents, Science direct, Springer Link y Wiley.

En el estudio realizado por Fernández *et al.*, 2018, se han propuesto diferentes configuraciones de corrosión dinámica para simular condiciones normales de operación en plantas CSP. Para esto, se desarrolló un reactor de corrosión dinámica (Figura 4.23), que posee un agitador mecánico y una configuración integrada de tubería similar a la una planta piloto.

Este dispositivo fue utilizado para realizar ensayos dinámicos de corrosión por un periodo de tiempo de 350 (h) a 390 °C, también se menciona que posee una capacidad de almacenamiento de sales de 1 tonelada (Fernández *et al.*, 2018). Por otro lado, se estima que el caudal de sales fundidas que circulaba por el dispositivo fue de 0.46 (m³/h), donde, la velocidad del fluido no fue medida, aunque estimaron una velocidad lineal del fluido en un rango de 0.6 a 1 (m/s) (Fernández *et al.*, 2018).

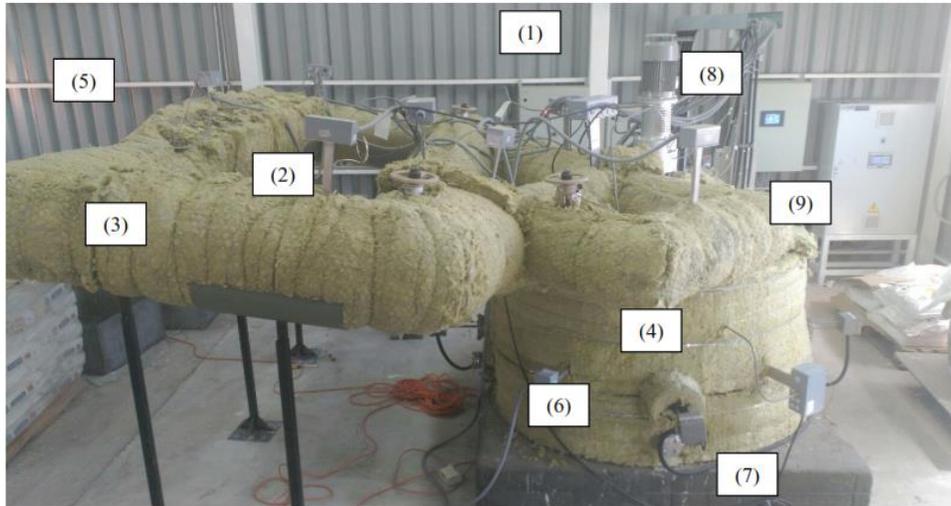


Figura 4.23. Antofagasta Molten Salt Loop (AMSAL): (1) Bomba vertical, (2) Vessel, (3) tubería, (4) tanque de almacenamiento, (5) tubería de prueba de corrosión dinámica, (6) calentador eléctrico, (7) aislamiento térmico, (8) sistema de adquisición de dato, (9) controlador trazado de calor (Fernández *et al.*, 2018)

En el documento publicado por Wang *et al.*, 2019, se muestra el desarrollo de un tubo de cuarzo (Figura 4.24), que se utilizó para realizar pruebas estáticas de inmersión de probetas en sales fundidas (350 - 530 °C por un periodo de tiempo de 3000 h). Este dispositivo posee la capacidad de ser sellado con un gas determinado, para evaluar la corrosión en ambientes distintos al aire.

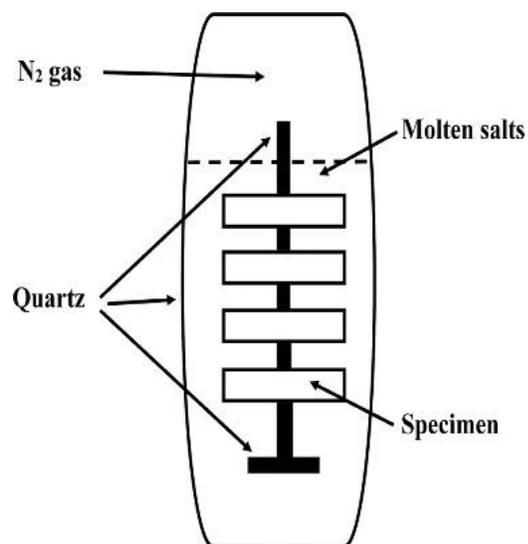


Figura 4.24. Diagrama esquemático de los tubos de cuarzo sellados para inmersión estática (Wang *et al.*, 2019)

En el mismo documento (Wang *et al.*, 2019), se muestra otro dispositivo (Figura 4.25) para realizar ensayos de corrosión en estado dinámico. Este corresponde a un autoclave que posee un portamuestras rotatorio, el cual es accionado por un motor eléctrico. Estas características permiten simular el entorno al cual está expuesto el material (sales fundidas a altas temperaturas en movimiento).

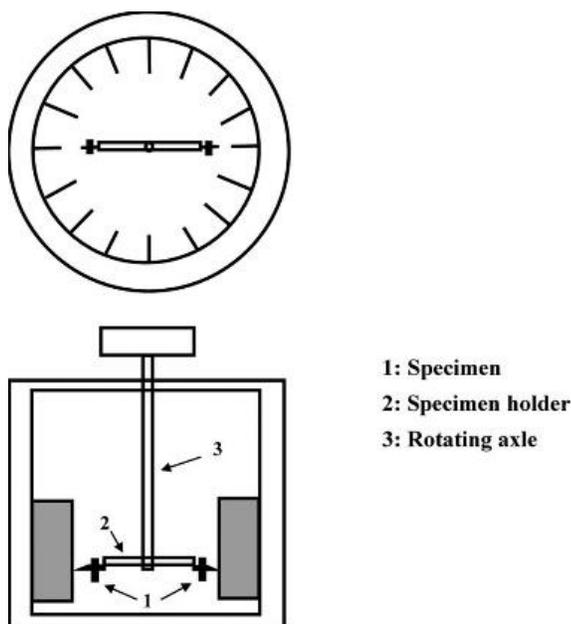


Figura 4.25. Diagrama esquemático de la sección transversal y la vista superior del autoclave (Wang *et al.*, 2019)

Cabe mencionar que la velocidad de rotación relativa entre la muestra y las sales fundidas se puede calcular mediante la ecuación (4.1).

$$v = \omega R \quad (4.1)$$

Donde:

v = velocidad relativa entre la probeta y las sales

ω = velocidad angular a la que gira el eje

R = radio del portamuestras

Los ensayos de corrosión en estado dinámico fueron realizados a 530 (°C) por un periodo de tiempo de 1960 (h), con una velocidad relativa de 1 (m/s), esto basado en las condiciones actuales de funcionamiento de plantas CSP-t (Wang *et al.*, 2019).

El dispositivo patentado por Dezhi *et al.*, 2016 (Figura 4.26), permite evaluar la corrosión en probetas pequeñas no estandarizadas, mientras se aplica una tensión de carga constante. Se pueden determinar las características de agrietamiento por corrosión en tuberías de paredes delgadas. También se evalúa el nivel de tensión por tracción, la corrosión asistida por esfuerzo (SCC) en ambientes ácidos y la velocidad de corrosión. De acuerdo con los resultados de la prueba se puede obtener la compatibilidad de los materiales con la aplicación que se requiera, además de lograr determinar el espesor mínimo de las tuberías (Dezhi *et al.*, 2016).

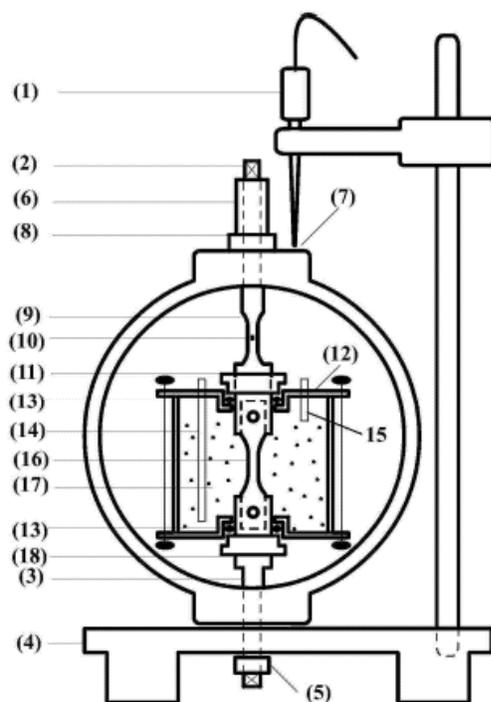


Figura 4.26. Dispositivo de prueba de corrosión. (1) Sensor de desplazamiento, (2) Tornillo de carga, (3) tornillo fijo, (4) base, (6) tuerca de carga, (7) anillo de tensión, (9) muestra de prueba de esfuerzo, (10) galga extensométrica, (12) cámara de prueba de corrosión, (14) entrada de aire, (16) probeta, (17) ambiente corrosivo, (18) anillo de estanqueidad inferior (Dezhi *et al.*, 2016)

Zhuang *et al.*, 2019, menciona que utilizaron un dispositivo (Figura 4.27) para realizar ensayos estáticos de exposición en sales fundidas (sal de cloruro de NaKZn, sal de carbonato LiNaK y sal de carbonato de LiF-NaK) a alta temperatura (700 °C), por distintos

periodos de tiempo (7,14 y 21 días), utilizando probetas de distintas aleaciones (C276, In625, In718 y SS316). La particularidad de este aparato es la capacidad que posee para ser sellado al vacío y ser rellenado con otro tipo de gas (para este estudio se utilizó argón), además de que los crisoles fueron fabricados en cuarzo (Zhuang *et al.*, 2019).

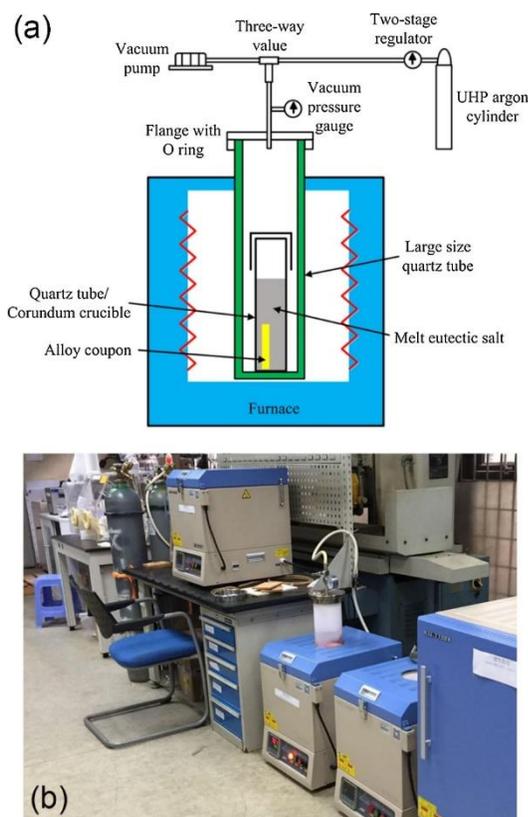


Figura 4.27. (a) Esquema del dispositivo para realizar prueba de corrosión, (b) Sistema para prueba de corrosión (Zhuang *et al.*, 2019).

El dispositivo (Figura 4.28) utilizado por Ding *et al.*, 2018, consiste en un horno que es calentado hasta una temperatura determinada, el cual es sellado con gas argón. Las muestras son depositadas dentro de un crisol de carbón vítreo, las cuales son sujetadas por un cable de níquel (Figura 4.28). Las probetas son expuestas en sales fundidas rodeadas por un ambiente de argón, para evitar que el aire altere los resultados de las tasas de corrosión. Las pruebas de inmersión estática en sales de cloruro fundidas ($MgCl_2/KCl/NaCl$) fueron realizadas a $700\text{ }^{\circ}C$ por 500 h. Durante la prueba, la temperatura

fue controlada con una termocupla, como se ve en la Figura 4.28, esta se encuentra al interior del crisol de alúmina (material no reactivo) (Ding *et al.*, 2018).

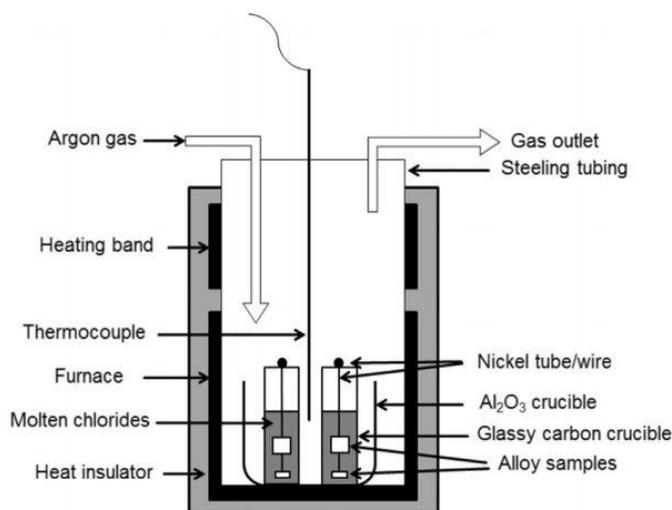


Figura 4.28. Esquema del montaje para realizar ensayos de inmersión en sales de cloruro fundido ($MgCl_2/KCl/NaCl$) (Ding *et al.*, 2018)

Vignarooban *et al.*, 2014, menciona el uso de un dispositivo (Figura 4.29) para realizar pruebas de corrosión mediante técnicas electroquímicas, utilizando un horno mufla para proporcionar la temperatura requerida (250-500 °C). Con el cual se puede determinar la velocidad de corrosión a altas temperaturas, midiendo la diferencia de potencial entre el electrodo de trabajo y el de referencia. Cabe mencionar que el ensayo fue realizado por un periodo de 2 semanas (Vignarooban *et al.*, 2014).

El dispositivo utilizado para realizar pruebas de polarización potenciodinámica, se llevaron a cabo utilizando un sistema electroquímico llamado PARSTAT-2273 (Figura 4.30), el cual fue desarrollado por Princeton Applied Research. El equipo fue configurado para tener una velocidad de barrido de 0.2 ($mV s^{-1}$), comenzando en -30 (mV) y terminando en +30 (mV) del voltaje de circuito abierto del electrodo de trabajo frente al electrodo de referencia Ag/AgCl (Vignarooban *et al.*, 2014).

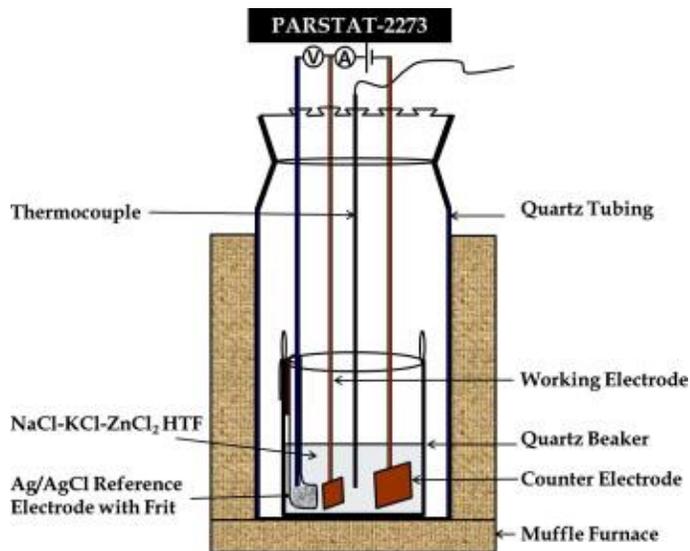


Figura 4.29. Esquema de montaje experimental para la realización de estudios de corrosión a alta temperatura por método potenciodinámico para Hastelloys en sales fundidas eutécticas de NaCl-KCl-ZnCl₂ (Vignarooban *et al.*, 2014)



Figura 4.30. Potenciostato/Galvanostato avanzado PARSTAT 2273 (EVISA, 2020)

El siguiente dispositivo (Figura 4.31), es mencionado en la patente de Ren *et al.*, 2016, utilizado para caracterizar materiales sometidos a ambientes corrosivos (como las sales fundidas), sometidos a tracción, para aplicaciones como los intercambiadores de calor y reactores nucleares. Posee la capacidad para realizar ensayos de corrosión a altas temperaturas (entre 700-1000°C). Posee una cámara sellada (identificador 6 en Figura 4.31) para evitar que se escape el gas inerte y al mismo tiempo que ingrese aire.

A continuación, se describen las partes principales del equipo mostrado en la Figura 4.31. (2) sistema de testeo, (4) probeta, (6) recipiente, (8) horno, (10) acople, (12) barra de tracción, (14) acople, (16) barra de tracción, (19) puerto para fijar termocupla, (20) sello

de fuelle, (22) roscado superior de tren de carga, (26) soporte de montaje, (27) soporte de montaje, (30) escudo térmico, (32) acople, (34) barra de tracción, (36) escudo térmico, (38) adaptador de rotura de puente térmico, (40) accesorio de rotura de puente térmico, (42) espaciador aislante, (44) barra de tracción inferior, (46) barra de tracción, (48) abertura inferior, (50) cámara inferior, (52) sistema de refrigeración, (53) puertos del sistema de refrigeración, (54) célula de carga, (55) conector, (56) sistema de sellado, (58) cojinete, (60) anillo, (66) roscado inferior del tren de carga, (78) fijación de probeta.

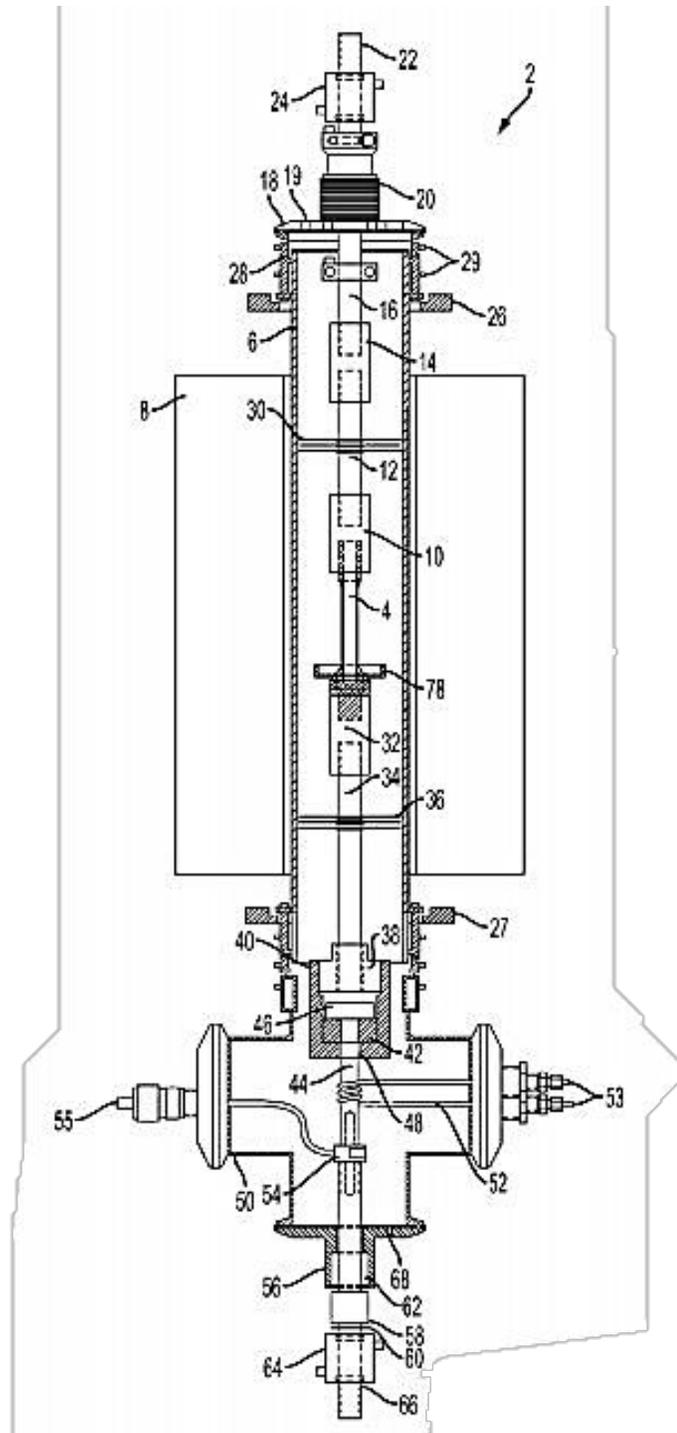


Figura 4.31. Vista lateral del sistema de prueba, para realizar ensayos de exposición en sales fundidas (Ren *et al.*, 2016)

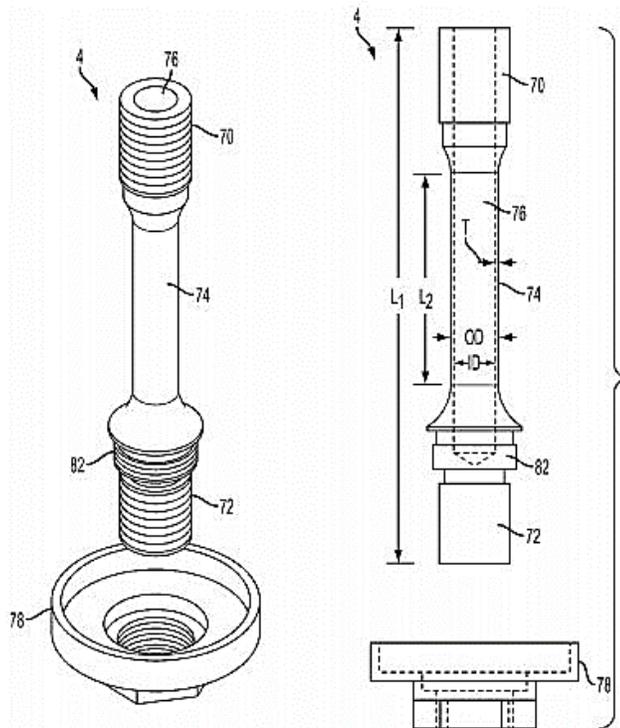


Figura 4.32. Características de probeta utilizada. (4) probeta, (70) conector superior, (72) conector inferior, (74) sección de calibre, (76) vaciado interior de probeta (Ren *et al.*, 2016)

El siguiente dispositivo corresponde a un reactor termosifón (Cho *et al.*, 2016) (Figura 4.33), diseñado y utilizado para realizar ensayos de corrosión por inmersión en sales fundidas ($MgCl_2-KCl$), en condiciones isotérmicas (750 °C, 850 °C y 950 °C) y no isotérmicas (gradientes de temperatura de 600-850 °C y de 800-950 °C), por un periodo de 100 h. Cabe mencionar que el horno que contiene al dispositivo puede alcanzar una temperatura máxima de 1200 °C. Por otro lado, el termosifón posee la capacidad de ser sellado con un ambiente inerte (Argón).

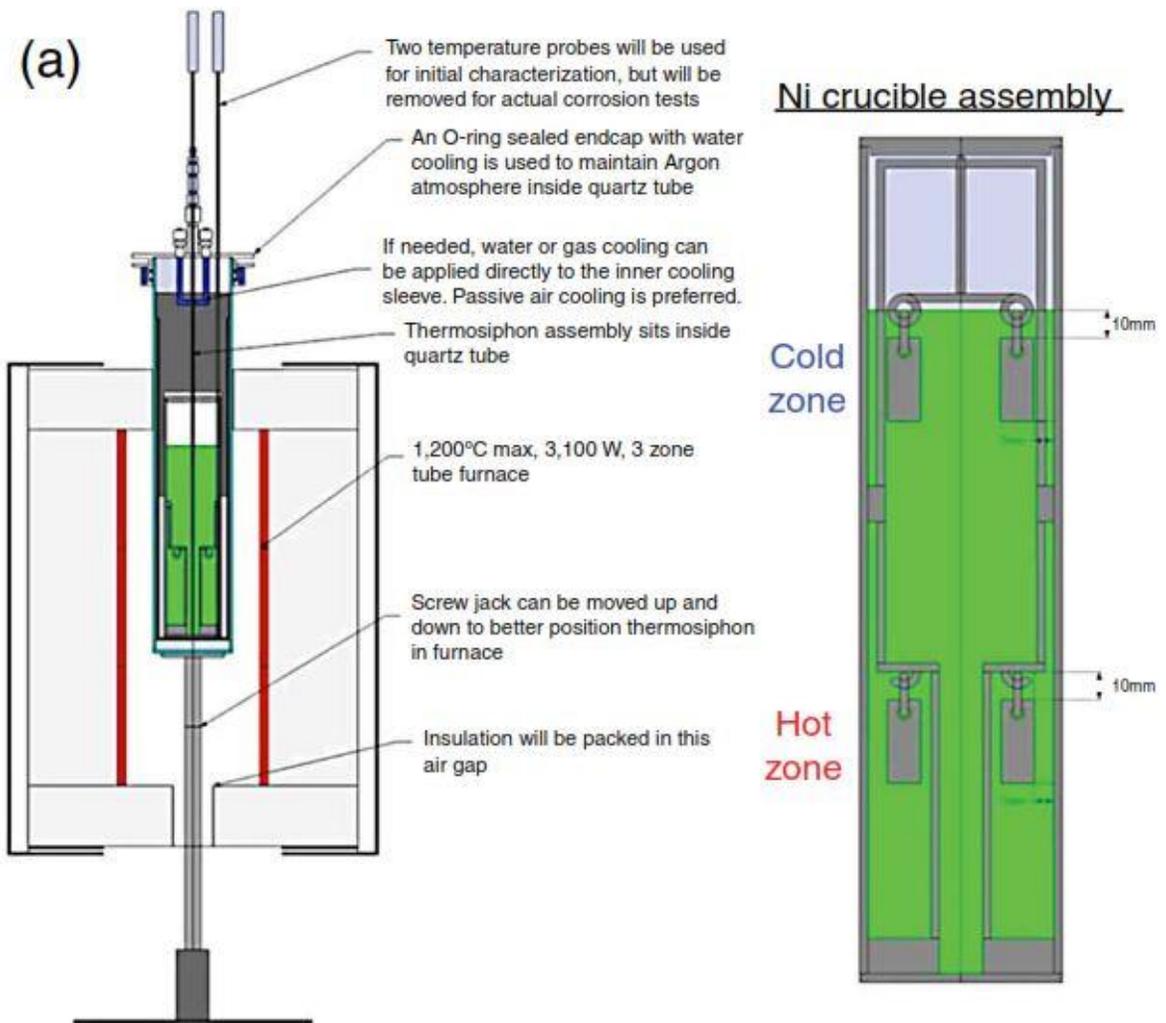


Figura 4.33. Reactor termosifón para experimentos de corrosión dentro del horno (Cho *et al.*, 2016)

El fabricante CORTEST, desarrolló un sistema (Figura 4.34) de circulación de flujo de ciclo cerrado, el cual es útil para realizar pruebas dinámicas de corrosión considerando la acción de la presión ($P_{\text{máx}} = 35 \text{ MPa}$) y la temperatura ($T_{\text{máx}} = 600 \text{ °C}$), además de tener la capacidad de realizar pruebas CERT (por sus siglas en inglés “*constant extension rate testing*”). Esto con la finalidad de probar el material en condiciones críticas de operación (CORTEST, 2020).

Por otro lado, posee una capacidad de recirculación del fluido de hasta 150 mL/min, un sistema de calentamiento y enfriamiento rápido. El sistema puede ser construido en distintos materiales (316 SS, Inconel 625, Hastelloy C-276 y Titanio) dependiendo del tipo

de aplicación. Finalmente, la parte de control de este sistema es de autoría del fabricante, el cual permite controlar distintos aspectos (Temperatura, presión, velocidad y sentido de circulación del fluido) (CORTEST, 2020).



Figura 4.34. Sistema de circuito cerrado para ensayos de corrosión (CORTEST., 2020)

CAPÍTULO 5

CAMPAÑA EXPERIMENTAL

Capítulo 5. Campaña Experimental

5.1 Normativa aplicable

Para la realización de esta campaña experimental se considera la utilización de la siguiente normativa aplicable.

5.1.1 ASTM G1

La normativa ASTM G1 *Standard Practice for Preparing, Cleaning, and Evaluation Corrosion Test Specimens*, detalla el procedimiento a seguir para evaluar el efecto de la corrosión en muestras de metal una vez terminada la exposición a sales fundidas, la cual es aplicable a los objetivos de esta campaña experimental.

5.1.2 DIN 50125

Normativa para fabricación de probetas.

5.1.3 ASTM E8

Normativa para ensayo de tracción.

5.1.4 ASTM E606

Normativa para ensayo de fatiga.

5.1.5 DIN EN ISO 6892-1

Normativa para realizar ensayos de fluencia térmica.

5.1.6 ASTM G129-00

La normativa ASTM G 129-00 *Standard Practice for Slow Strain Rate Testing to Evaluate the Susceptibility of Metallic Materials to Environmentally Assisted Cracking*, establece el procedimiento para realizar ensayos de deformación lenta a velocidad constante, con la finalidad de evaluar el efecto de la corrosión asistida por esfuerzo o SCC, en las propiedades mecánicas del material, debido a la exposición de ambientes corrosivos.

5.1.7 TM0198

Normativa realizada por NACE International, "Slow Strain Rate Test Method for screening Corrosion-Resistant Alloys (CRAs) for Stress Corrosion Cracking in Sour Oilfield Service". Utilizada para realizar ensayos SSR, aplicable para aleaciones de níquel, para evaluar la

resistencia del material al SCC debido a la exposición en sales fundidas a altas temperaturas.

5.2 Procedimientos publicados

Según el reporte publicado por SNL a cargo de Bradshaw & Goods, 2001, se consideraron condiciones de temperatura constante para la realización de ensayos de exposición en sales fundidas (600 °C para aleaciones de níquel y acero inoxidable), por un periodo de tiempo de 1000 horas, estos fueron llevados a cabo en un crisol isotérmico, con la finalidad de mantener una temperatura uniforme. Una vez terminado el ensayo se cuantificó la pérdida de material registrando la diferencia entre el peso inicial de la muestra y el peso al finalizar la exposición (Bradshaw & Goods, 2001).

Para evaluar la degradación de propiedades mecánicas de los materiales sumergidos en sales fundidas, se realizaron ensayos de tracción y prueba de deformación a velocidad de extensión constante (CERT, Constant Extension Rate Testing). El ensayo CERT permitió examinar la incidencia de la deformación en las características de la corrosión. Se concluyó que la deformación mecánica induce un cambio en el modo de corrosión, evidenciando que se acelera considerablemente la velocidad de la oxidación (Bradshaw & Goods, 2001).

Según el documento presentado por (Wang *et al.*, 2019) se realizaron ensayos de exposición a sales fundidas por periodos de 1960 (h) y 3000 (h), en un caso dinámico y estático respectivamente. Se utilizaron muestras de 20x30 (mm), las cuales tenían una perforación de 9 (mm) de diámetro en el centro. Antes de comenzar los ensayos las probetas fueron pulidas con lijas de grano 180, 600 y 1000, posteriormente limpiadas y desionizadas con agua y etanol, secadas a 60 °C por 24 (h). Todo en base al estándar ASTM G1.

Las pruebas de exposición en sales fundidas en estado estático fueron realizadas en tubos de cuarzo sellado (Figura 5.1^a). Para el caso dinámico se diseñó un autoclave (Figura 5.2^b) para replicar condiciones de operación a la que se encuentra sometida el material. El dispositivo cuenta con un sistema de accionamiento para lograr que el eje rote mientras se realice la exposición del material en sales fundidas (Wang *et al.*, 2019).

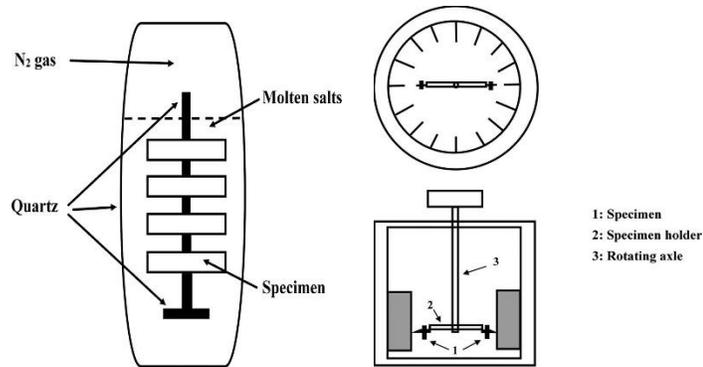


Figura 5.1. a) Diagrama esquemático de los tubos de cuarzo sellados para inmersión estática; b) Diagrama esquemático de la vista superior y transversal de autoclave (Wang *et al.*, 2019)

El primer caso de estudio fue en estado estático, donde dentro de los tubos de cuarzo se colocaron las muestras sumergidas en sales fundidas además de sellar el recipiente con gas nitrógeno, por un periodo de tiempo de 3000 (h) a una temperatura constante de 530 (°C). Al terminar la exposición, de manera cuidadosa se retiró todo rastro de material corrosivo desde la superficie, todo en base a la normativa ASTM G1 (Wang *et al.*, 2019).

Para el caso dinámico, las muestras de aleaciones de níquel (aleación 600 y 825) fueron sumergidas en sales fundidas por un tiempo de exposición de 1960 (h) a una temperatura de 530 (°C), las muestras se mantuvieron rotando a una velocidad constante para replicar condiciones normales de operación, es decir la interacción que existe entre las sales fundidas con la superficie del material (Wang *et al.*, 2019).

Según lo presentado por Prieto *et al.*, se realizaron ensayos de exposición en sales fundidas en distintos materiales entre ellos el HA230, aplicando temperaturas sobre los 710 (°C) por un periodo de tiempo entre las 1000 y 1300 (h). Se ensayaron muestras planas, con forma cilíndrica o en U. Las probetas planas tenían dimensiones de 60 x 25 (mm) conforme a lo que muestra la Normativa ASTM G1, en cambio las muestras que tenían forma cilíndrica o en U fueron dimensionadas en base a lo que muestra el estándar ASTM G30 (Prieto *et al.*, 2020).

Para evaluar la pérdida de material, las muestras fueron pesadas antes y después de la exposición con una balanza analítica de precisión $\pm 0,001$ (g). Finalizada la exposición de sales fundidas, se les removió de manera mecánica y química todo residuo de

carbonato, una de las técnicas utilizadas fue el baño en nitrato fundido, lo cual resulta ser más efectivo para remover el carbonato que tratar de disolver esta sal en agua. Para evaluar la velocidad de corrosión se midió la capa de óxido y espesores metálicos usando microscopia óptica a 200x (Prieto *et al.*, 2020).

Finalmente, la reducción de área, deformación hasta la fractura y el esfuerzo ultimo de tracción son parámetros medibles que permiten cuantificar la degradación de propiedades metálicas de materiales expuestos a ambientes altamente corrosivos como es el caso de las sales fundidas.

5.3 Equipamiento

Para el desarrollo de esta campaña experimental se ha considerado el siguiente equipamiento.

Tabla 5.1. Resumen de equipamiento a utilizar en campaña experimental

Equipamiento	Descripción
Elementos de protección personal	Antiparras, guantes engomados, guantes de cuero, mascarilla anti polvo
Instrumentos de medición	Pie de metro
Balanza analítica	Precisión 0,1 (mg). para pesar probetas antes y después de ensayos de exposición en sales fundidas
Limpiador ultrasónico	Para procedimientos de preparación de probeta y limpieza de productos de corrosión
Horno o crisol isotérmico	Con capacidad de alcanzar temperaturas hasta los 1000 °C, fabricado con material resistente a la corrosión

Máquina de ensayo de tracción	Para realizar ensayo de tracción y evaluar pérdida de ductilidad del material
Máquina de ensayo de fatiga	Para realizar ensayo de fatiga de ciclos bajos, para obtener curva S-N del material
Máquina de ensayo de fluencia térmica	Para realizar ensayo de creep, para analizar el comportamiento del material frente a cargas termomecánicas
Nanoindentador	Para obtener curvas de carga y descarga, para evaluar el comportamiento de estas a partir de las superficies corroídas
Microscopio electrónico de barrido con detector de energía dispersiva (SEM-EDX)	Obtención de imágenes microscópicas de materiales ensayados, variaciones composicionales de la probeta y propiedades morfológicas y químicas del material
Microscopio metalográfico	Hasta 500x para análisis, evaluar el comportamiento de los granos del material, luego de ser expuestos en sales fundidas.

5.4 Consideraciones finales

Realizar ensayos que permitan tener variaciones de temperaturas, con la finalidad de proporcionar una simulación de condiciones operacionales. Considerar la posibilidad de realizar estos ensayos en tuberías en circuito cerrado o mecanismos que permitan simular el efecto de las sales fundidas en movimiento, con la temperatura requerida y los tiempos de exposición (1000 a 3000 horas).

5.5 Parámetros de entrada y salida

Para el desarrollo de la campaña experimental se definen los siguientes parámetros (Tabla 5.2 y 5.3).

Tabla 5.2. Parámetros de entrada para campaña experimental

Parámetro	Unidad de medida
Temperatura de exposición	°C
Tiempo de exposición	h

Tabla 5.3. Parámetros de salida para campaña experimental

Parámetro	Unidad de medida
Pérdida de material	μm
Velocidad de corrosión	μm/año
Esfuerzo último	MPa
Esfuerzo de fluencia	MPa
Esfuerzo máximo	MPa
Alargamiento	%
Deformación máxima	-
Velocidad de deformación mínima	mm/min
Tiempo para la fractura	h
Numero de ciclos para la fractura	-

5.6 Etapas de campaña experimental

La presente campaña experimental contempla 4 etapas para su realización. Sin embargo, está definida una etapa 0, dado que corresponde a detalles previos a la realización de la campaña.

Por otra parte, esta campaña está pensada para evaluar la corrosión, asumiendo que esta ocurre de manera uniforme, determinando la velocidad de corrosión por método gravimétrico por pérdida de masa del material. Se consideran sales con potencial uso en plantas CSP-t de tipo comercial (Tabla 5.9), debido al interés que existe por parte de las entidades colaboradoras. Las pruebas mecánicas han sido planteadas en base a su

correspondiente normativa, sin embargo, algunas condiciones pueden cambiar a partir de lo que se quiera evaluar durante la campaña. Finalmente, los tiempos de los ensayos de corrosión, pueden ser cambiados por quien realice el ensayo.

5.6.1 Etapa 0

Para comenzar, se definirá el periodo de tiempo en el que se realizará la exposición de las probetas en las sales (Tabla 5.4, Tabla 5.5 y Tabla 5.6), el cual puede ser en días o en horas, dado que esto incide directamente en la cantidad de probetas ensayadas. 30 probetas serían la cantidad ideal para realizar ensayos de este tipo, aunque 9 probetas resulta ser una cantidad aceptable, por cada ensayo de caracterización mecánica luego de ser expuestas en sales a altas temperaturas (Melchers, 2019). Sin embargo, debido a la disponibilidad del material y su alto costo, la cantidad ha sido disminuida a 3 muestras por cada ensayo de caracterización mecánica (fatiga, tracción, nanoindentación y creep) por cada periodo de exposición en sales fundidas, es decir hay que tener en cuenta al menos 12 probetas por cada rango de temperatura (Fase I o Fase II), por cada tipo de material y de sal en la que se utiliza en cada prueba de exposición en sales fundidas.

La finalidad de establecer estos periodos de tiempo, es para evaluar la evolución de la velocidad de corrosión y sus efectos, en este caso, sobre las propiedades mecánicas. Cabe mencionar que para aplicar esta metodología la cantidad de muestras aumenta. Para que existan resultados representativos, se debe tener una cantidad mínima de probetas expuestas (Melchers, 2019) a las mismas condiciones de temperatura y tiempo, y así realizar la evaluación de la degradación de las propiedades mecánicas del material.

Si se define evaluar el efecto de la corrosión utilizando periodos en días, para alcanzar la cantidad de horas correspondientes (3000 h para temperaturas bajo los 600 °C y 1500 h para temperaturas bajo los 1000 °C), se debe utilizar la Tabla 5.4 y 5.5. La finalidad de utilizar esta configuración, es medir la velocidad de corrosión y los efectos de las sales fundidas en las propiedades mecánicas del material, en periodos interrumpidos y lograr registrar en una gráfica la evolución de estos resultados.

Tabla 5.4. Periodos de ensayo de exposición en sales fundidas Fase I

Tiempo (días)	Temperatura de sales (°C)
-------------------------	-------------------------------------

30	<600
60	<600
90	<600
125	<600

Tabla 5.5. Periodos de ensayo de exposición en sales fundidas Fase II

Tiempo (días)	Temperatura de sales (°C)
7	<1000
15	<1000
30	<1000
65	<1000

Si se define evaluar el efecto de la corrosión por periodos de tiempo en horas para alcanzar la cantidad de horas correspondientes (3000 h para temperaturas bajo los 600 °C y 1500 h para temperaturas bajo los 1000 °C), se debe utilizar la Tabla 5.6. En este caso al final de cada exposición se obtendrá un dato puntual de la velocidad de corrosión.

Tabla 5.6. Periodos de ensayo de exposición en sales fundidas

Tiempo (horas)	Temperatura de sales (°C)
1500	600 - 1000
3000	290 – 600

El elegir una de las dos configuraciones de tiempo estará sujeto a la capacidad que exista para realizar los ensayos de exposición en sales a altas temperaturas. La finalidad de definir una configuración, es dar libertad a quien lleva a cabo la campaña experimental, para decidir la cantidad de probetas a utilizar.

Luego de definir la cantidad de probetas, se recomienda realizar la codificación de las muestras, una vez terminado el proceso de fabricación de las piezas de ensayo. Se debe

Cabe mencionar que las muestras que no sean sometidas a pruebas de corrosión, deben ser identificadas sin el tipo de exposición, rango de temperatura y tiempo de exposición, quedando de esta forma el tipo de material, el número de la muestra y tipo de ensayo.

En la Tabla 5.7, se presenta la nomenclatura correspondiente para realizar la codificación correspondiente de las piezas ensayadas en sales fundidas a altas temperaturas.

Tabla 5.7. Nomenclatura para realizar codificación de probetas

Nomenclatura	Descripción
E	Ensayo de exposición estático
D	Ensayo de exposición dinámico
FI	Fase I (290 - 600 °C)
FII	Fase II (600 - 1000 °C)
FT	Ensayo de fatiga
CP	Ensayo de fluencia térmica
TR	Ensayo de tracción
NA	Ensayo de nanoindentación

5.6.2 Etapa 1

En esta primera etapa se define el tipo de mezcla de sal a utilizar y su correspondiente composición porcentual en peso. Por otro lado, también se define el tipo de material utilizado, su composición, las dimensiones de la muestra para los ensayos correspondientes y la cantidad de muestras.

Cabe mencionar que se debe medir el diámetro de la sección de calibre (d_0) en tres puntos distintos. En cada punto de medición se debe medir al menos dos veces con una separación de 90° , registrando como valor final el promedio de las mediciones por punto, para así calcular el área de sección transversal. Si las medidas en estos tres puntos difieren demasiado se debe rechazar la probeta, o utilizarse para pruebas preliminares o demostrativas (Raske & Morrow, 1969).

Además, se deben registrar datos (Tabla 5.8) como el largo de calibre (L_0) y diámetro de calibre (d_0), con la finalidad de determinar el área de sección inicial (A_0) de la probeta

(Figura 5.4) y evaluar la pérdida de ductilidad del material luego de los ensayos de corrosión.

Tabla 5.8. Modelo de tabla de registro de dimensiones del material

Código	Medición 1					Medición 2					Medición 3				
	Lo	do	Ao	Lc	Lt	Lo	do	Ao	Lc	Lt	Lo	do	Ao	Lc	Lt

NREL realiza una hoja de ruta (Mehos *et al.*, 2017) donde se proponen las siguientes mezclas de sales (Tabla 5.9) en base a sales de cloruro, para la nueva generación de plantas CSP de torre central, las cuales serán consideradas para el desarrollo de la presente campaña experimental. En la Tabla 5.10, hay un listado de algunos proveedores de productos químicos (sales mencionadas en Tabla 5.9), para realizar pruebas de exposición.

Tabla 5.9. Características de mezclas de sales fundidas con potencial uso en campaña experimental (Mehos *et al.*, 2017; Walczak *et al.*, 2018)

Mezcla	Composición en peso (%)	PF (°C)	Nota	Precio* (\$/MT)	Referencia
			ZnCl		
ZnCl ₂	0.686		PE (732 °C)	900	(Mehos <i>et al.</i> , 2017;
NaCl	0.075	204	(Límite de	60	Vignarooban <i>et al.</i> ,
KCl	0.239		estabilidad	700	2015)
			850 °C)		
ZnCl ₂	0.529 (mol%)		(Límite de	900	(Walczak <i>et al.</i> ,
NaCl	0.134 (mol%)	250	estabilidad	60	2018)
KCl	0.337 (mol%)		800 °C)	700	
MgCl ₂	0.375		MgCl ₂	75	(Mehos <i>et al.</i> , 2017)
KCl	0.625	426	PE (1412 °C)	700	

*Precios obtenidos de www.alibaba.com

Tabla 5.10. Listado de proveedores de sales para campaña experimental

Proveedor	Enlace
SQM S.A.	https://www.sqm.com/productos/quimicos-industriales/
QUIMICA INDUSTRIAL CHILE	https://quimicaindustrialchile.cl/producto/
QUIMICA DEL SUR	https://quimicadelsur.cl/nuestros-productos/
PRODUCTOS QUIMICOS CHILE	https://productosquimicoschile.cl/productos/

Otro aspecto importante, corresponde a la descripción del material que será ensayado (Tabla 5.11) y la cantidad de muestras ensayadas. Se recomienda una cantidad mínima de probetas que no sean sometidas a la exposición de sales fundidas a altas temperaturas (Tabla 5.14) para cada ensayo, con la finalidad de comparar los resultados con las muestras que sean expuestas a ambientes corrosivos.

Tabla 5.11. Características de material utilizado en campaña experimental

Ítem	Descripción
Tipo de material	HA230/UNS N06230
Composición química	Tabla 4.1.
Esfuerzo ultimo de tracción	850-890 (MPa)
Esfuerzo de fluencia	395-405 (MPa)
Módulo de elasticidad	211 (GPa)
Densidad	8.97 (g/cm ³)
Punto de fusión	1301 – 1371 (°C)
Muestras totales	57

Para la realización de los ensayos se consideran las siguientes dimensiones (Figura 5.4) para la fabricación de probetas, basado en lo revisado en la normativa DIN 50125 para piezas de ensayo tipo B. Cabe mencionar que se considera un diámetro mayor en la zona de agarre, para posteriormente mecanizar esta pieza y lograr el diámetro de hilo métrico ISO descrito en la Tabla 5.12, esto debido a que con la exposición en sales fundidas se

pierde material, lo cual provoca problemas al momento de instalar la probeta en la máquina de ensayos.

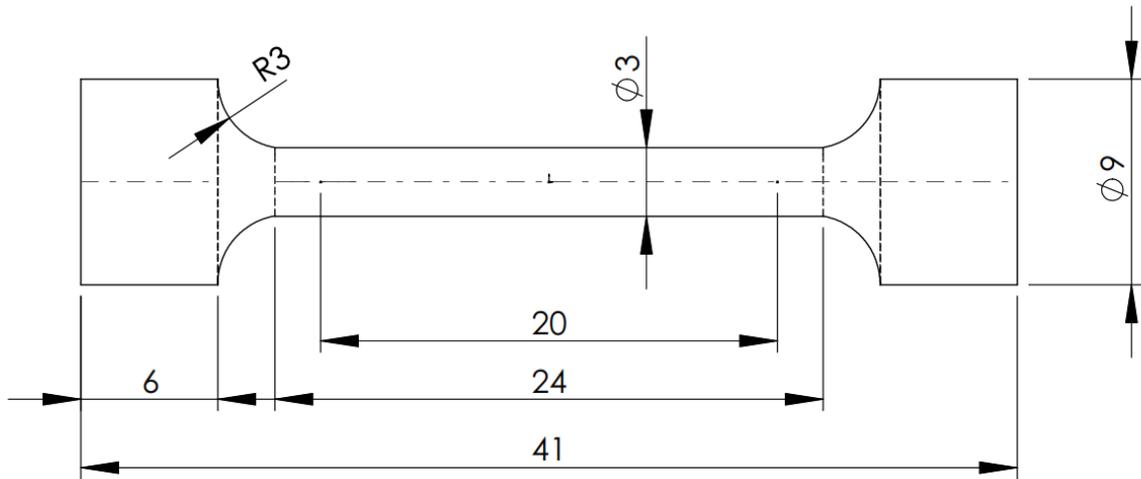


Figura 5.4. Dimensiones de probetas utilizadas para ensayos de campaña experimental, dimensiones en milímetros

Tabla 5.12. Dimensiones de pieza de ensayo considerada para realización de campaña experimental (DIN 50125)

d_o	L_o	d_1	r	h	L_c	L_t
3	20	M6 ($\phi 9$)	3	6	24	41

Donde:

d_o = diámetro de zona de calibre

L_o = largo de zona de calibre

d_1 = diámetro de zona de agarre para ensayos

h = altura de zona de agarre

L_c = largo de sección reducida

L_t = largo total de probeta

Para esta campaña experimental se ha definido una pieza de ensayo distinta para realizar pruebas de nanoindentación (Figura 5.5). Dado que no se requiere una probeta normalizada, esto debido a las características del ensayo.

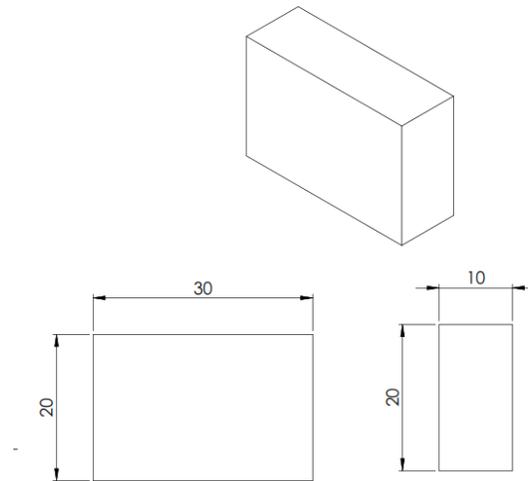


Figura 5.5. Dimensiones de pieza de ensayo para nanoindentación, dimensiones en milímetros

El material considerado para la realización de la campaña experimental, debe ser sometido a algunos de los métodos de preparación antes de ser sometido a ensayos de corrosión. Las técnicas de limpieza mencionados en la normativa ASTM G1 (Tabla 5.13), fueron seleccionadas con la finalidad de eliminar impurezas y suciedad de las muestras, debido a los procesos de fabricación a los cuales son sometidos. Todos estos procedimientos se deben realizar utilizando guantes quirúrgicos, para evitar alteraciones en los resultados de las pruebas corrosivas.

Tabla 5.13. Desglose de tipo de material y cantidad de muestras para ser ensayadas

Tipo de material	Dimensiones	Cantidad de muestras	Normativa	Métodos de preparación muestra
UNS N06230	(Figura 5.4)	45	ASTM G1	6.3.1/6.3.3/6.3.4/6.5
UNS N06230	(Figura 5.5)	12	ASTM G1	6.3.1/6.3.3/6.3.4/6.5

En la Tabla 5.14 y 5.15, se referencian las dimensiones de las probetas utilizadas para cada tipo de ensayo y la cantidad de muestras correspondientes. Cabe mencionar que

en la Tabla 5.14, se define una cantidad mínima de muestras que no son sometidas a ensayos de exposición en sales a altas temperaturas.

Tabla 5.14. Dimensiones y cantidad de probetas no corroídas, para cada tipo de ensayo

Tipo de Ensayo	Dimensiones	Cantidad de muestras	Normativa
Fatiga	(Figura 5.4)	3	(ASTM E606)
Fluencia térmica	(Figura 5.4)	3	(ASTM E139; DIN EN ISO 6892-1)
Tracción	(Figura 5.4)	3	(ASTM E8/8M)

Tabla 5.15. Dimensiones y cantidad de probetas sometidas a corrosión, para cada tipo de ensayo

Tipo de Ensayo	Dimensiones	Cantidad de muestras	Normativa
Fatiga	(Figura 5.4)	12	(ASTM E606)
Fluencia térmica	(Figura 5.4)	12	(ASTM E139; DIN EN ISO 6892-1)
Tracción	(Figura 5.4)	12	(ASTM E8/8M)
Nanoindentacion	(Figura 5.5)	12	(ISO 14577-1)

Una vez terminada la etapa de preparación, se debe realizar el pesaje de las muestras, utilizando una balanza analítica con precisión de 0.1 (mg) (Ding *et al.*, 2018), registrando el código de la muestra y el correspondiente valor en miligramos, para luego comparar y evaluar estos resultados en la etapa 3. Otro aspecto importante es registrar el área inicial (en Tabla 5.20) de la pieza de ensayo que será expuesta en sales fundidas. Finalmente, se recomienda realizar un breve análisis de la superficie de la zona calibrada, mediante SEM-EDX y metalografía, con la finalidad, de tener un registro de la probeta sin corroer para luego ser comparada con muestras corroídas y observar la evolución de la microestructura y formación de grietas, muescas o fisuras.

5.6.3 Etapa 2

En esta etapa se definen las condiciones de tiempo y temperatura, para realizar los ensayos de exposición en sales fundidas.

En el esquema siguiente (Figura 5.6) se muestra la distribución de probetas para los ensayos de exposición en sales fundidas, como se vio anteriormente (Tabla 5.15).

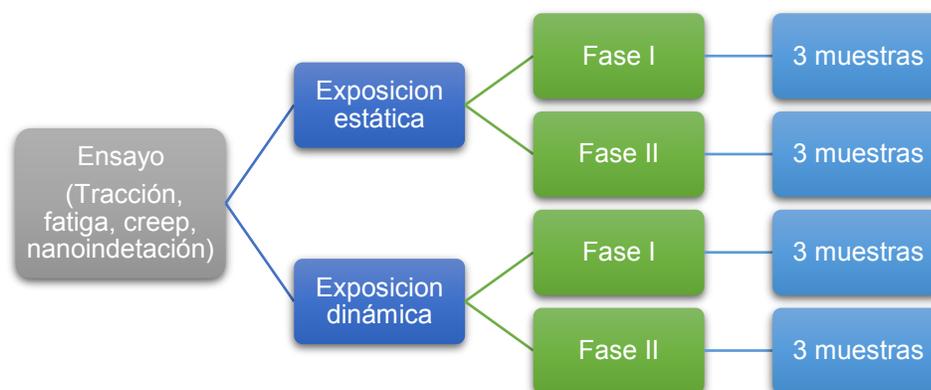


Figura 5.6. Distribución de piezas ensayadas por cada prueba

Se han definido (Tabla 5.16) dos tipos de exposición en sales fundidas, estado estático y dinámico, con dos Fases para cada uno, las cuales se diferencian por el rango de temperatura. Para el caso dinámico, se recomienda una velocidad de sales igual a 0.001783, 0.6, 1 y 4 (m/s), esto debido a lo mencionado en los capítulos anteriores.

Tabla 5.16. Condiciones para realizar ensayos de exposición en sales fundidas

Tipo de exposición	Rango de temperatura (°C)	Cantidad de muestras	Horas de exposición (h)	Referencia	
Estático	Fase I	290 - 600	3	3000	(Kruizenga <i>et al.</i> , 2013 a; Kruizenga <i>et al.</i> , 2013 b; McConohy & Kruizenga, 2014)
	Fase II	600 - 1000	3	1500	
Dinámico	Fase I	290 - 600	3	3000	(Wang <i>et al.</i> , 2019)
	Fase II	600 - 1000	3	1500	

Para iniciar el ensayo de exposición en sales fundidas a altas temperaturas, se recomienda calentar el horno a una tasa de 5 (°C/min) desde la temperatura ambiente hasta los 200 °C (Ding *et al.*, 2018), una vez alcanzada esta temperatura, esta se debe mantener por un periodo de tiempo de 2 horas con la finalidad de eliminar la humedad o agua residual contenida en las sales.

Se definió una rampa de calentamiento del horno (Tabla 5.17 y 5.18), para lograr un incremento uniforme de temperatura hasta la deseada, manteniéndose constante durante el periodo de tiempo que dura la prueba de corrosión.

Tabla 5.17. Rampa de calentamiento del horno durante ensayo de exposición en sales fundidas Fase I

Tiempo (h)	Temperatura de sales (°C)
2	200
2	300
2	400
3000	<600

Tabla 5.18. Rampa de calentamiento del horno durante ensayo de exposición en sales fundidas Fase II

Tiempo (h)	Temperatura de sales (°C)
2	200
2	300
2	400
1500	<1000

5.6.4 Etapa 3

Una vez terminado el ensayo de exposición en sales fundidas a altas temperaturas, se recomienda realizar métodos de limpieza (ASTM International, 1999) para remover restos de sales fundidas y productos de corrosión, evitando remover material base, metodologías descritas en el capítulo 7 de esta normativa. Además, se deben realizar procedimientos químicos de limpieza mencionados en la Tabla A1.1 (de la misma normativa), que para el caso de las aleaciones de níquel se determinan dos procedimientos, el C.6.1 y C.6.2. Cabe mencionar que cada método de limpieza debe ser seleccionado en base a los productos de corrosión obtenidos, ya que hay algunos más fáciles de remover en comparación a otros, esto se debe estudiar mientras se desarrolla la campaña.

Tabla 5.19. Procedimientos de limpieza de probetas para remover productos de corrosión (basada en publicación de Yu et al., 2019)

Procedimiento	Descripción	Tiempo	Temperatura
Cepillado	Utilizar cepillo suave, aplicando movimientos suaves y lentos, para remover productos de corrosión.	Ciclos de 5 min	T.A
Limpieza ultrasónica (etanol y agua)	Realizar limpieza ultrasónica con una mezcla de etanol y agua, hasta que estos productos sean removidos	15 min	T.A

Secado de probetas (etanol y agua)	Luego del baño ultrasónico, secar las piezas, en un horno, para eliminar la humedad	20 min	100 °C
Limpieza ultrasónica (isopropanol)	Realizar limpieza ultrasónica con un baño de isopropanol, hasta que estos productos sean removidos	15 min	T.A
Secado de probetas (isopropanol)	Luego del baño ultrasónico, secar las piezas, en un horno, para eliminar la humedad	20 min	60-70 °C

Para conocer las tasas de corrosión se emplea la ecuación (5.1), el cual corresponde a un método gravimétrico. La velocidad de corrosión se expresa en función de la pérdida de masa y el tiempo de exposición (ASTM International, 1999; Jones, 1996; Kruizenga *et al.*, 2013^a). Cabe mencionar que esta velocidad no es necesariamente constante en el tiempo y se debe recordar que considera que el ataque corrosivo actúa de manera uniforme.

$$v_c = \frac{87600 (\Delta M)}{A * \rho_{material} * t} \left[\frac{\mu m}{año} \right] \quad (5.1)$$

Donde:

- ΔM : variación de la masa de la muestra (mg)
- A : área inicial de la superficie expuesta (cm²)
- $\rho_{material}$: densidad del material expuesto (g/cm³)
- t : tiempos de exposición (h)

Se recomienda la Tabla 5.20 para registrar datos necesarios para evaluar la pérdida de material y posteriormente determinar la velocidad de corrosión.

Tabla 5.20. Modelo de tabla para registrar datos luego de la exposición en sales fundidas

Código	ρ_{material}	m_i	m_f	ΔM	A	t	v_c
muestra	$\left(\frac{\text{g}}{\text{cm}^3}\right)$	(mg)	(mg)	(mg)	(cm ²)	(h)	$\left(\frac{\mu\text{m}}{\text{año}}\right)$

Una vez registrados los datos (Tabla 5.20), es necesario comparar los resultados de velocidades de corrosión obtenidos, para reconocer el grado de resistencia a la corrosión (Tabla 5.21) que posee el material frente a la exposición de ambientes corrosivos como las sales fundidas a altas temperaturas.

Tabla 5.21. Severidad relativa de las velocidades de corrosión (McCafferty, 2010)

Resistencia relativa a la corrosión	Velocidad de corrosión		
	(mpy)	($\mu\text{m}/\text{año}$)	(mm/año)
Excepcional	<1	<25.4	<0.0254
Excelente	1-5	25.4-127	0.0254-0.127
Bueno	5-20	127-508	0.127-0.508
Aceptable	20-50	508-1270	0.508-1.270
Pobre	50-200	1270-5080	1.270-5.080
Inaceptable	>200	>5080	>5.080

Sin embargo, Ding *et al.*, (2018) menciona que la velocidad de corrosión permitida para este tipo de material y aplicación comercial, debe ser menor a 10 ($\mu\text{m}/\text{año}$) para una vida útil de 30 años, para una temperatura de funcionamiento superior a 650 °C.

5.6.5 Etapa 4

En esta última etapa se considera la realización de distintos tipos de ensayos (Tabla 5.22) con la finalidad de evaluar la degradación de propiedades mecánicas debido a la exposición del material en sales fundidas. Además, se consideran técnicas de

postratamiento (Tabla 5.27) de muestras una vez terminados los ensayos, con la finalidad de conocer las características de la película de óxido formada a partir de las sales fundidas a altas temperaturas, junto con estudiar el cambio en la microestructura del material, debido al ataque por corrosión del material.

Para el caso del ensayo de fatiga se considera 1 ciclo completo, el funcionamiento del receptor durante el día y cese de operación durante la noche. Considerando que el receptor debe tener una vida útil de 30 años, el número total de ciclos es igual a 10950, es decir el ensayo corresponde a fatiga de ciclos bajos (10^3).

Los ensayos se realizan aplicando cargas repetitivas ($R=-1$ y $R=0$) provocando un porcentaje de deformación determinado (entre 0.3 y 1.6 %). Con la finalidad de obtener curvas que describan el comportamiento del material frente a estas condiciones. Cabe mencionar que estas condiciones aplican de igual forma si se desea considerar la temperatura (en un rango de 20 – 900 °C).

Finalmente, para realizar el ensayo de nanoindentación, se realizará un corte transversal a la probeta (Figura 5.5) y se harán pruebas en la dirección transversal a la superficie corroída.

Tabla 5.22. Desglose de condiciones y equipos utilizados para cada ensayo

Tipo de ensayo	Condiciones de ensayos	Equipo utilizado	Referencia
Tracción	$\dot{\epsilon} = 0.005 \text{ mm/mm/min}$ $T = TA = 10 - 38 \text{ }^\circ\text{C}$	Máquina de ensayo de tracción	(ASTM International, 2013)
Fluencia térmica (creep)	100 MPa/885 °C 120 MPa/700 °C	Máquina de ensayo de creep	(Buck <i>et al.</i> , 2017; Troncoso, 2020)
Fatiga (LCF)	Strain ratio, $R=-1$ y $R=0$ $f= 0.2, 2, 20$ (cpm) Strain range = 0.3-1.6 (%)	Máquina de ensayo de fatiga	(Ahmed <i>et al.</i> , 2016)

	$\dot{\epsilon} = 1.1 \times 10^{-2} \text{ s}^{-1} \text{ a } 2.6 \times 10^{-5} \text{ s}^{-1}$		
Nanoindentacion	Profundidad: 2000 nm Tiempo: 300 s Dirección del ensayo: Transversal a la superficie corroída	Nanoindentador	ISO 14577-1

Una vez terminado los ensayos correspondientes, se recomienda registrar los datos en la Tabla 5.23, Tabla 5.24, Tabla 5.25 y Tabla 5.26.

Tabla 5.23. Modelo de tabla de dimensiones de piezas de ensayo una vez realizada las pruebas mecánicas

Código	Medición 1					Medición 2					Medición 3				
	L _{of}	d _{of}	A _{of}	L _{cf}	L _{tf}	L _{of}	d _{of}	A _{of}	L _{cf}	L _{tf}	L _{of}	d _{of}	A _{of}	L _{cf}	L _{tf}

Donde:

d_{of} = diámetro final de zona de calibre

L_{of} = largo final de zona de calibre

A_{of} = Área transversal final de zona de calibre

L_{cf} = largo final de sección reducida

L_{tf} = largo final total de probeta

Tabla 5.24. Modelo de tabla de registro de resultados de ensayo de tracción

Código	Esfuerzo de fluencia (MPa)	Esfuerzo máximo (MPa)	Esfuerzo de ruptura (MPa)	Alargamiento (%)
--------	-------------------------------	--------------------------	------------------------------	---------------------

Tabla 5.25. Modelo de tabla de registro de resultados de ensayo de fluencia térmica

Código	Alargamiento (%)	Deformación máxima	Velocidad de deformación mínima (mm/min)	Tiempo de ruptura (h)
---------------	----------------------------	-------------------------------------	--	---

Tabla 5.26. Modelo de tabla de registro de resultados de ensayo de fatiga

Código	Esfuerzo Máximo (MPa)	Esfuerzo Mínimo (MPa)	Esfuerzo medio (MPa)	Ciclos para la falla
---------------	---	---	--	---------------------------------------

Tabla 5.27. Listado de técnicas de postratamiento de las muestras ensayadas

Tipo de postratamiento	Aumento	Finalidad
SEM-EDX	20x, 100x, 200x, 500x	Observar superficies fracturadas, modos de iniciación y propagación de grietas, morfología del óxido y estudiar profundidad de la corrosión
Metalografía	100x a 500x	Observar y reportar la transformación de la microestructura del material.

5.6.6 Evaluación de la pérdida de ductilidad

Según la normativa NACE TM0198-98 existen dos parámetros principales para medir o cuantificar la pérdida de ductilidad. Estos son el porcentaje de reducción de área y el porcentaje de reducción en la capacidad de alargamiento que posee el material antes de entrar en plasticidad o para alcanzar su punto de fractura.

Usando la ecuación (5.2), podemos cuantificar el porcentaje de reducción de área de la pieza de ensayo, relacionando el diámetro inicial de la sección de ensayo con el diámetro final. Cabe mencionar que para comparar estos resultados es necesario ensayar probetas que hayan sido expuestas en sales fundidas, como también muestras que no fueron sometidas a ensayos de corrosión.

$$RA = \frac{(D_o^2 - D_{of}^2) * 100}{D_o^2} = \frac{(A_o - A_{of}) * 100}{A_o} \quad (\%) \quad (5.2)$$

Donde:

RA = Porcentaje de reducción del área transversal de probetas circulares

D_o = Diámetro inicial de la zona de ensayo (Figura 5.4 y Tabla 5.12)

D_{of} = Diámetro final de la zona de ensayo o fractura

Una vez obtenido el porcentaje de reducción de área, se puede determinar la deformación verdadera por fractura (ϵ_f), el cual también es un indicador de la ductilidad del material y puede ser comparado rápidamente con los resultados de probetas sin corroer.

$$\epsilon_f = \ln \left[\frac{100}{100 - RA} \right] \quad (5.3)$$

Otro parámetro medible es el alargamiento de la muestra, en el caso de la ecuación (5.4) y (5.5) corresponde al alargamiento plástico total, decir la diferencia entre el alargamiento que experimenta el material cuando ocurre la falla y cuando sale de la zona elástica.

Si se trabaja con un gráfico de carga-tiempo podemos determinar el alargamiento plástico total de la siguiente forma.

$$E_p = \frac{X(T_F - T_{LP}) * 100}{L_0} (\%) \quad (5.4)$$

Donde:

E_P = Porcentaje de alargamiento plástico total

X = Velocidad de ensayo

T_F = Tiempo para la falla

T_{LP} = Tiempo para el límite proporcional (Figura 2.1)

L_0 = Largo inicial de la zona de ensayo (Figura 5.4 y Tabla 5.12)

Si se trabaja con un gráfico de carga-alargamiento podemos determinar el alargamiento plástico total de la siguiente forma.

$$E_p = \frac{(E_F - E_{LP}) * 100}{L_0} (\%) \quad (5.5)$$

Donde:

E_F = Alargamiento en el momento de la falla

E_{LP} = Alargamiento en el límite proporcional

L_0 = Largo inicial de la zona de ensayo (Figura 5.4 y Tabla 5.12)

Finalmente, teniendo los resultados obtenidos de las ecuaciones (5.2), (5.3), (5.4) y (5.5), para piezas de ensayo sometidas a exposición en sales fundidas y no sometidas a este tipo de condición, podemos evaluar el porcentaje de pérdida de ductilidad del material de dos formas. Primero con la proporción de alargamiento (ecuación 5.6) y la proporción de reducción de área (ecuación 5.7) del material.

Para determinar la proporción de alargamiento, se realiza una relación entre el alargamiento plástico total de la muestra corroída y la muestra sin corroer, lo cual nos entrega un porcentaje de disminución del alargamiento total del material.

$$E_R = \left(\frac{E_C}{E_S} \right) * 100 (\%) \quad (5.6)$$

Donde:

E_R = Proporción de alargamiento del material (%)

E_C = Alargamiento plástico total de muestra corroída

E_S = Alargamiento plástico total de muestra no corroída

Para determinar la proporción de reducción de área del material, se realiza una relación entre la reducción de área de la muestra corroída y la muestra sin corroer, lo cual nos entrega un porcentaje correspondiente a la disminución de la reducción del área transversal del material.

$$RAR = \left(\frac{R_C}{R_S} \right) * 100 (\%) \quad (5.7)$$

Donde:

RAR = Proporción de reducción del área del material (%)

R_C = Reducción del área transversal de material corroído

R_S = Reducción del área transversal de material no corroído

Finalmente se recomienda la siguiente tabla de registro de datos (Figura 5.7) (NACE International, 1998), con la finalidad de mantener un historial de las características de probetas ensayadas, condiciones de ensayo de exposición en sales fundidas, velocidad a la cual se desarrolló el ensayo de tracción y resultados referentes a las propiedades mecánicas del material.

Material _____.

Geometría de muestra Normalizada No Normalizada D₀ _____ (mm) L₀ _____ (mm)

Condiciones

Tipo de Sal (composición) _____ Temperatura FI FII Otra: _____ Velocidad de ensayo tracción _____ (mm/min)

Tratamiento de limpieza de la muestra _____.

Código muestra	Resultados sin exposición				Resultados con exposición				Proporción		Notas
	$\sigma_{fluencia}$	$\sigma_{último}$	E _P	RA	$\sigma_{fluencia}$	$\sigma_{último}$	E _P	RA	ER	RAR	

Figura 5.7. Modelo de tabla de registro de resultados (NACE International, 1998)

Para una mejor comprensión de esta campaña experimental, se ha desarrollado un diagrama de flujo, considerando solo los procedimientos base, con la finalidad de mostrar la secuencia lógica de cada etapa y cada procedimiento (Figura 5.8, Figura 5.9, Figura 5.10, Figura 5.11, Figura 5.12).

Por otro lado, se ha generado una tabla de resumen (Tabla 5.28), en donde en un plano general se pueden observar los procedimientos y pruebas a realizar en conjunto con sus respectivas condiciones, identificando las normativas aplicables, el objetivo de cada uno y los resultados que se pueden obtener a partir de estos.

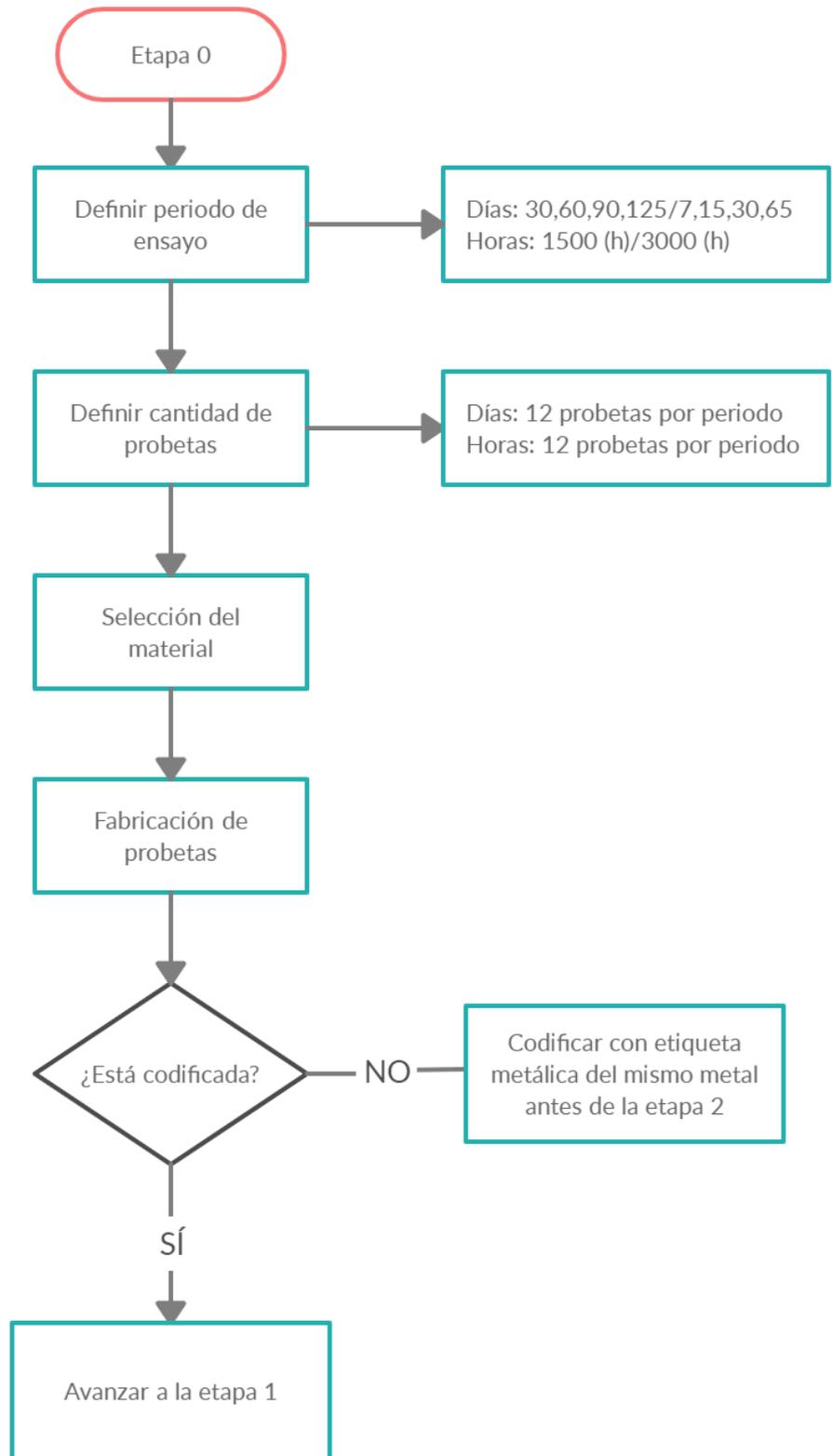


Figura 5.8. Diagrama de flujo de etapa 0 de campaña experimental

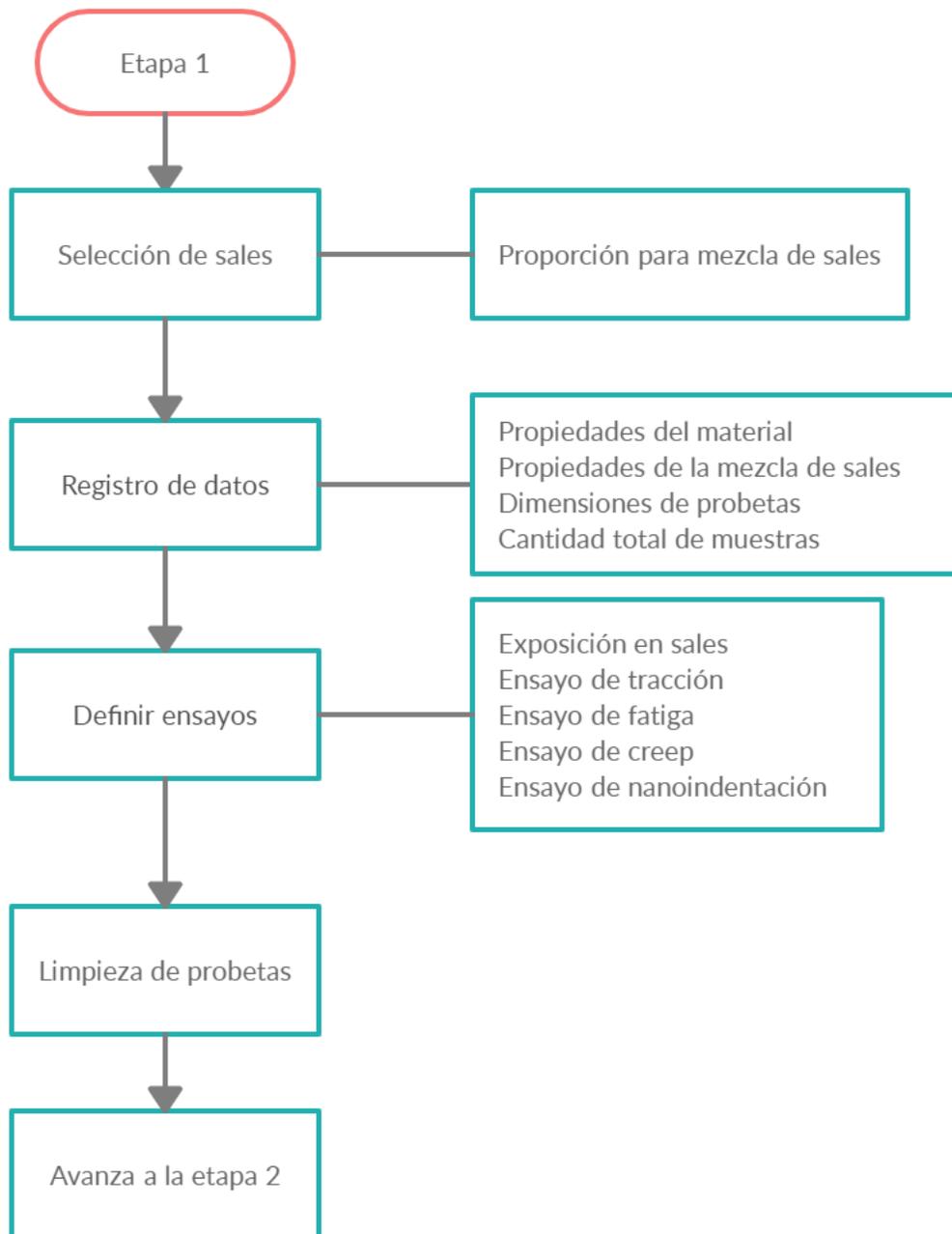


Figura 5.9. Diagrama de flujo de etapa 1 de campaña experimental

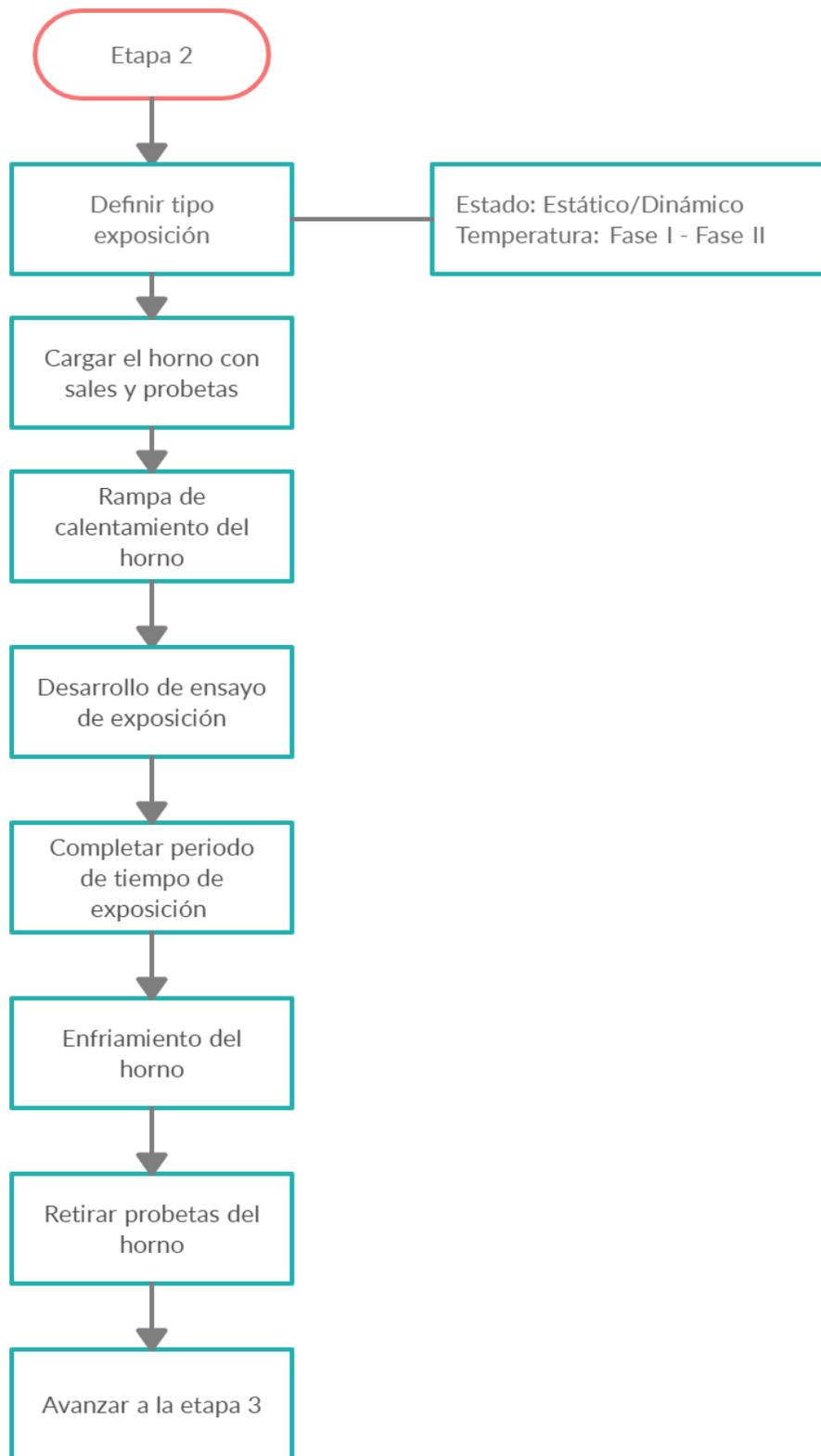


Figura 5.10. Diagrama de flujo de etapa 2 de campaña experimental

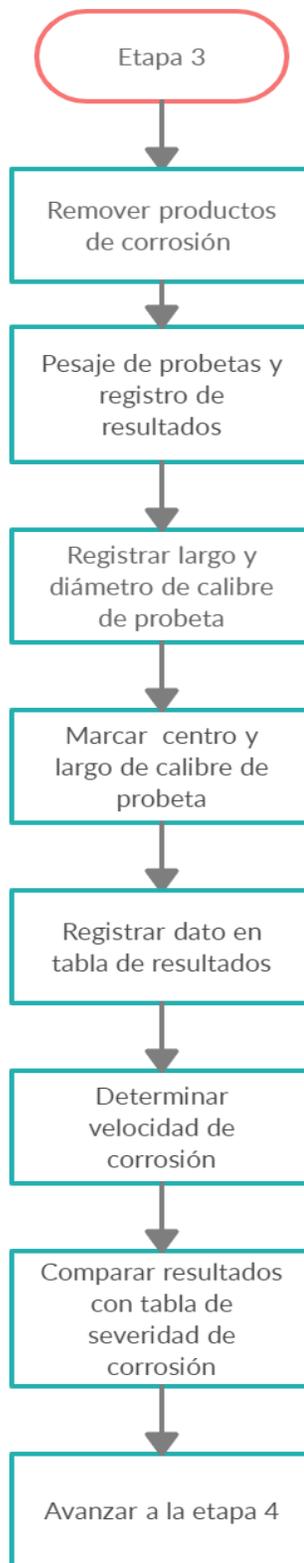


Figura 5.11. Diagrama de flujo de etapa 3 de campaña experimental

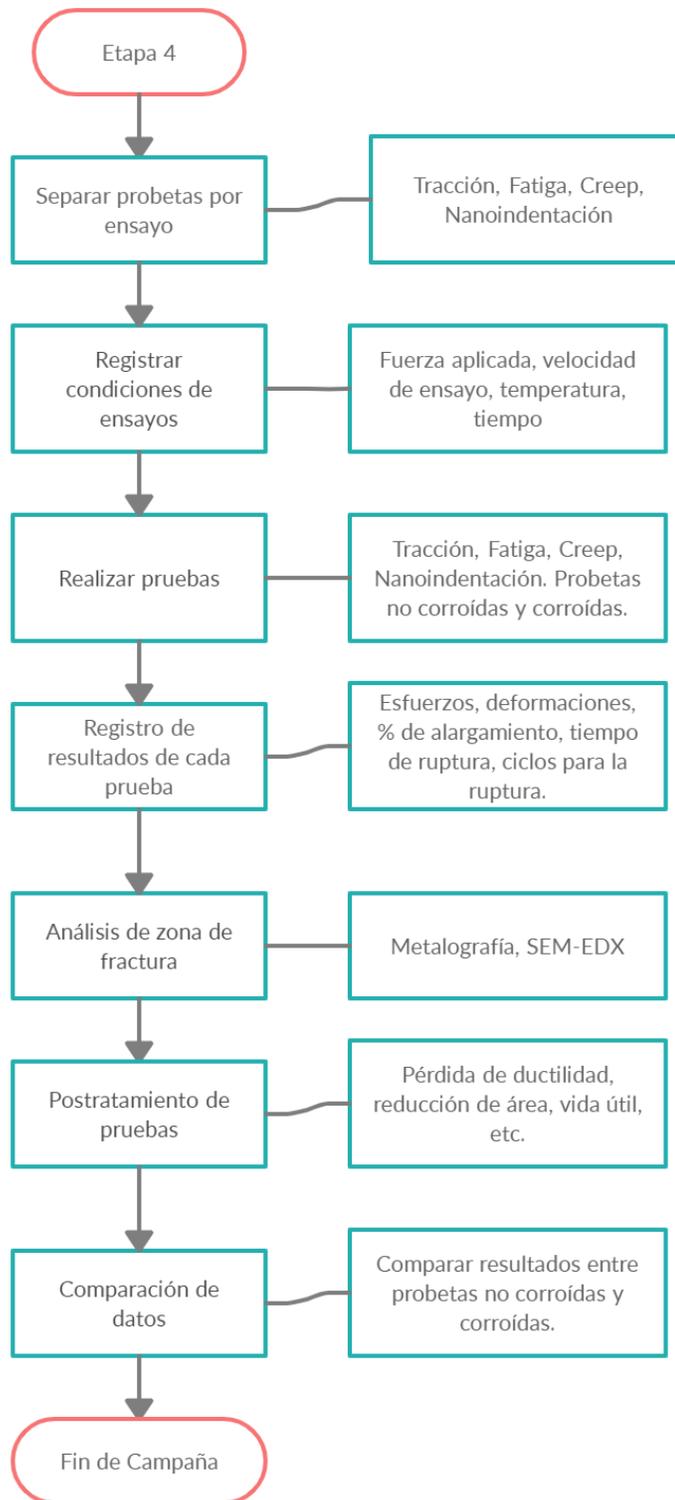


Figura 5.12.Diagrama de flujo de etapa 4 de campaña experimental

Tabla 5.28. Resumen de procedimientos principales de campaña experimental

Ensayo o procedimiento	Objetivo	Norma en que se basa	Equipamiento	Variables que se deben medir	Variables o propiedades que se obtienen	Condiciones: Temperatura °C	Condiciones: Tiempo h	Condiciones: Otro.	Geometría de probetas	Postratamiento de datos del ensayo (mirada de desde Ciencia, materiales)	Postratamiento de datos del ensayo (mirada de desde la mecánica de materiales)
Preparación de probetas	Limpieza de probetas, pesaje y registro de dimensiones	ASTM G1 D 1387	Guantes, Lija grano 180, paño, limpiador ultrasónico, balanza analítica	Peso de probeta, dimensiones de probeta, área de exposición	-Peso inicial de la probeta	-Pulido a T.A. -Secado a 60°C	-Pulido hasta notar que no hay impurezas -Secado por 24 h	-	Figura 5.4, Figura 5.5	Inspección SEM-EDX (inspección de superficie) / Metalografía (inspección de morfología de superficie)	-
Exposición de sales	Realizar ensayo de exposición en sales a altas temperaturas	ASTM G1	-Horno -cristal isotermico -balanza analítica	Temperatura, Tiempo de ensayo	-Peso de la probeta con productos de corrosión	290 – 600 600 - 1000	3000 1500	Estático	Figura 5.4, Figura 5.5	Inspección SEM-EDX (identificar productos de corrosión, identificar grietas, muescas o fisuras) / Metalografía (inspección de morfología de grano en superficie)	-
Limpieza de productos de corrosión	Limpieza de productos de corrosión para conocer peso final de la probeta	ASTM G1	-Guantes -quirúrgicos -cepillo suave -balanza analítica	Peso de probeta, dimensiones de probeta	-Peso final de probeta -Pérdida de material -Velocidad de corrosión.	-Secado a 60-70°C -Limpieza a T.A.	Limpieza ultrasónica: 15 min Secado: 20 min Limpieza con cepillo: 10 min	-	Figura 5.4, Figura 5.5	Inspección SEM-EDX (identificar productos de corrosión, identificar grietas, muescas o fisuras) / Metalografía (inspección de morfología de grano en superficie)	-
Mecanizado de probeta (Figura 5.3) para realizar hilo M6, con la finalidad de realizar pruebas de caracterización mecánica											
Tracción	Obtener parámetros para determinar la pérdida de ductilidad del material	ASTM E8/8M	-Máquina de ensayo de tracción -Sistema de registro de datos -Pie de metro	Fuerza aplicada, alargamiento	-Limite proporcional -Limite de elasticidad - Limite de deformación permanente -Módulo de elasticidad -Esfuerzos	-T.A T.A	Hasta la ruptura	$\epsilon = 0,005$ [mm/mm]/min	Figura 5.4	Inspección SEM-EDX (identificar productos de corrosión en zona de fractura, deterioro del material) / Metalografía (inspección de morfología de grano en zona de fractura)	Pérdida de ductilidad del material
Fatiga	Determinar la vida a fatiga	ASTM E806	-Máquina de ensayo de fatiga	-Carga aplicada	-Limite proporcional -Limite de elasticidad - Limite de deformación permanente -Módulo de elasticidad -Esfuerzos	-T.A -T=20-900°C	Hasta la ruptura	[$\sigma = 0,2 - 2 - 20$ [cpm], R= -1	Figura 5.4	Inspección SEM-EDX (identificar productos de	Generar curvas S-N del material Determinar vida a fatiga

Efecto de la corrosión por sales fundidas a altas temperaturas en las propiedades mecánicas de aleaciones de níquel utilizadas en los intercambiadores de calor de plantas solares de torre central

			-Sistema de registro de datos	-Rango de deformación	-Esfuerzos (máximo, mínimo, alterno, medio)				$R=0$ $\dot{\epsilon} = 1.1 \times 10^{-2}$ $a 2.6 \times 10^{-5} s^{-1}$		corrosión en zona de fractura, deterioro del material) / Metalografía (inspección de morfología de grano en zona de fractura) Etapas de fatiga	
Fluencia térmica	Determinar la pérdida la vida útil	ASTM E 139 DIN EN ISO 6892-1	-Máquina de ensayo creep -Pie de metro -alargamiento	-Carga aplicada -Temperatura	-% alargamiento -Def. Máxima -Vel. Máxima de deformación -Tiempo de ruptura -Fases de creep	-700 -885	Hasta la ruptura	-120 MPa -100 MPa (Respectivamente)	Figura 5.4	Inspección SEM-EDX (identificar productos de corrosión en zona de fractura, deterioro del material) / Metalografía (inspección de morfología de grano en zona de fractura) Etapas de Creep	Comportamiento del material a fluencia térmica , Parámetro Larson Miller	
Nanoindentación	Determinar la degradación del esfuerzo de fluencia de la película del material corroído	ISO 14577-1	Nanoindentador	-Carga y descarga aplicada -Profundidad de indentación	-Dureza -Módulo de Young -Identificación inversa por FEM de esfuerzo de fluencia	T.A	300 s	$\dot{\epsilon} = 1 \times 10^{-3} s^{-1}$	Figura 5.5	Inspección SEM-EDX (identificar productos de corrosión en zona de fractura, deterioro del material) / Metalografía (inspección de morfología de grano en zona de corte)	Curva de evolución de esfuerzo de fluencia en función de tiempo de exposición y profundidad desde la superficie corroída hasta el núcleo	

Efecto de la corrosión por sales fundidas a altas temperaturas en las propiedades mecánicas de aleaciones de níquel utilizadas en los intercambiadores de calor de plantas solares de torre central

CAPÍTULO 7

CONCLUSIONES

Capítulo 6. Conclusiones

En este trabajo se presentó el funcionamiento y condiciones de operación de un intercambiador de calor utilizado en plantas de concentración de energía solar (CSP). De las condiciones de operación estudiadas en los tubos del receptor CSP se identifican los fenómenos de creep, fatiga a bajo número de ciclos (LCF) y corrosión asistida por esfuerzos (SCC). Como estado del arte, se presenta además la respuesta mecánica de las aleaciones más usadas en los receptores considerando los fenómenos presentes previamente mencionados. Luego, se diseñó un programa experimental que permitirá al equipo de investigación conformado por la Universidad de La Frontera, la Université de Liège y la Universidad de Concepción, evaluar la respuesta mecánica de aleaciones de níquel en sales fundidas a elevadas temperaturas (> 600 °C) y diferentes solicitaciones.

En base a lo revisado en los capítulos 3 y 4, se sentaron las bases para la realización de esta campaña experimental. Se identificaron los materiales utilizados con frecuencia en plantas CSP-t, las principales características del funcionamiento de receptores y sistemas de almacenamiento térmico, los tipos de sales utilizadas para la transferencia de calor, además de las condiciones de velocidad, temperatura y tiempos de exposición al flujo de calor concentrado. Esta información permitió diseñar la campaña experimental con la finalidad de realizar pruebas de laboratorio que simulen lo más cercano posible las condiciones de operación del material, obteniendo resultados que puedan ser comparables a los de una planta CSP-t y finalmente utilizarlos para predecir con exactitud la vida útil del material y consecuentemente los componentes críticos de la tercera generación de CPS tales como el receptor y tanque de almacenamiento.

A partir de lo revisado en el capítulo 4, se puede concluir que la aleación 230 (UNS N06230) presentará una caída en la ductilidad luego de ser expuesto en sales fundidas a temperaturas elevadas (>650 °C). Esto debido a la acción de los mecanismos de corrosión, los cuales son beneficiados por el incremento de la temperatura y las cargas presentes en el sistema. Estas cargas internas o esfuerzos que benefician a los mecanismos de corrosión son los siguientes: esfuerzo radial, producto de la presión interna debido al aumento del flujo de HTF; esfuerzo circunferencial, ejercido por la acción combinada entre la presión interna y el flujo de calor concentrado; y finalmente los esfuerzos de tracción en el lado externo (lado de exposición a la radiación solar) del tubo

y los esfuerzos de compresión en la cara interna del tubo del receptor, ambos debido a los altos gradientes térmicos.

A partir de la búsqueda realizada en estudios, patentes y páginas web de proveedores, se encontraron dispositivos que permiten realizar pruebas de corrosión por sales fundidas a altas temperaturas, ya sea por medición gravimétrica o electroquímica. De esto se puede concluir que, la utilización de un gas inerte (argón) como ambiente que rodea a la muestra en ensayos de exposición estática permite realizar ensayos donde no exista alteración alguna por otro medio distinto a las sales fundidas. Un ejemplo claro de la alteración de los resultados debido al ambiente es la presencia de aire durante la prueba, siendo el oxígeno el más perjudicial para el ensayo. Al finalizar los ensayos de exposición en ambientes corrosivos, los resultados de velocidad y productos de corrosión son los parámetros mayormente reportados.

A partir de la revisión de dispositivos disponibles para realizar pruebas de corrosión por sales fundidas, se concluye que es importante avanzar en el desarrollo de un nuevo dispositivo (del tipo reactor), automatizado que permita simular condiciones dinámicas de operación, donde el fluido tenga una velocidad relativa al HTF cercana a la velocidad de operación. El dispositivo debe contar con las siguientes características. Primero, debe ser resistente a la corrosión por sales fundidas, tales como sales de cloruro o de nitrato fundidas. Segundo, debe tener la capacidad de soportar altas temperaturas (600–1000 °C), además de registrar este parámetro de forma digital mientras se realizan los ensayos de corrosión. Tercero, este debe contar con un sistema que permita variar o controlar la velocidad del fluido (hasta 4 m/s). Cuarto, el dispositivo debe medir de manera electroquímica la velocidad de corrosión. Quinto, debe ser completamente hermético para ser llenado de manera simple por un ambiente inerte (como el gas argón). Finalmente, cabe mencionar que el nuevo dispositivo debe ser seguro y de fácil operación.

Los datos obtenidos durante las últimas décadas por diferentes grupos de investigación y empresas productoras de la aleación 230 que se presentan en este estudio exhaustivo, incluidos los que se obtendrán por el equipo de investigación usando el aporte entregado en este trabajo se utilizarán para la etapa de identificación y validación de los modelos termo-mecánicos a implementar en un software de elementos finitos, con el fin de predecir con mayor exactitud la vida útil de los receptores diseñados y fabricados por

John Cockerill Energy (CMI Solar) de plantas CSP que están en planificación para ser instaladas en el norte de Chile.

Nomenclatura

Abreviaciones

ASME	Asociación Americana de Ingenieros Mecánicos
CERT	prueba de deformación a velocidad de extensión constante
CSP	concentración solar de potencia
CSP-t	planta de torre central basada en concentración termosolar
DIM	Departamento de Ingeniería Mecánica
DOE	Departamento de Energía de los EE.UU.
EDX	espectroscopia de rayos X
HA230	superaleación de níquel / A230/ HAYNES 230/ UNS N06230
HTF	fluido de transferencia de calor
LCF	fatiga de ciclos bajos
LCFC	fatiga por fluencia térmica de ciclos bajos
NREL	Laboratorio Nacional de Energías Renovables de los EE.UU.
PE	punto de ebullición
PF	punto de fusión
RCA	resolución de calificación ambiental
SNL	Sandia National Laboratories
SEM	microscopia electrónica de rastreo
SCC	corrosión asistida por esfuerzo
SF	sales fundidas
TA	temperatura ambiente
TES	estanque de almacenamiento de energía

Abreviaciones químicas	Nombre
-------------------------------	---------------

Al	Aluminio
B	Boro
C	Carbono
Ca	Calcio
Cl	Cloro
Co	Cobalto

Cr	Cromo
Fe	Hierro
H	Hidrogeno
K	Potasio
La	Lantano
Li	Litio
Mn	Manganeso
Mo	Molibdeno
N	Nitrógeno
Na	Sodio
Nb	Niobio
Ni	Níquel
O	Oxigeno
Si	Silicio
Ti	Titanio
W	Tungsteno/Wolframio
Zn	Zinc

Subíndices

amb	ambiente / ambiental
e	energía eléctrica
en	entrada
f	final
h	hora
i	inicial
min	mínimo
máx	máximo
sal	salida
th	energía térmica

Símbolo	Descripción	Unidades
$\dot{\epsilon}$	velocidad de deformación	(mm/min)
Ce	calor específico	(J/kg-K)
d	diámetro	(mm)
h	coeficiente de transferencia de calor por convección	(W/m ²)
m	masa	(kg)
\dot{m}	flujo másico	(kg/s)
P	presión	(kPa)
T	temperatura	(°C)
v	velocidad	(m/s)

Bibliografía

- Aalto University. (2020). Introduction to Mechanical Properties of Materials, Stress, strain, and deformation. *School of Electrical Engineering*, Pp. 6–12. Obtenido de https://mycourses.aalto.fi/pluginfile.php/205449/mod_folder/content/0/Introduction%20to%20Mechanical%20Properties%20of%20Materials.pdf?forcedownload=1
- Ahmed, R., Barrett, P., & Hassan, T. (2016). Unified viscoplasticity modeling for isothermal low-cycle fatigue and fatigue-creep stress-strain responses of Haynes 230. *International Journal of Solids and Structures*. **88-89**: 131-145. Elsevier Ltd.
- Alexopoulos, S., & Hoffschmidt, B. (2017). Advances in solar tower technology. In *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*. (Vol. **6**, Issue 1). John Wiley and Sons Ltd. <https://doi.org/10.1002/wene.217>
- Arias, D. F., Pérez, D., & González, J.M. (2015). Una revisión del estado del arte de la medida de la nanodureza usando el Microscopio de Fuerza Atómica. *Entre Ciencia e Ingeniería*. Pp 67–74.
- Askeland, D. R., Fulay, P. P., Wright, W. J. (2012). *Ciencia e ingeniería de materiales*. Pp 197-230. Sexta edición., Cengage Learning Editores, S.A. Ciudad de México.
- ASTM International. (1999). Standard Practice for Preparing, Cleaning, and Evaluating Corrosion Test Specimens, in G1-90.
- ASTM International. (2013). Standard Test Method for Tension Testing of Metallic Materials, in E8/E8M-13a.
- Ávila-Marín, A. L. (2011). Volumetric receivers in Solar Thermal Power Plants with Central Receiver System technology: A review. *Solar Energy*. **85**(5): 891–910.
- Avila-Marin, A. L., Fernandez-Reche, J., & Martinez-Tarifa, A. (2019). Modelling strategies for porous structures as solar receivers in central receiver systems: A review. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. **111**: 15–33. Elsevier Ltd.

- Battleson, K. W. (1981). Solar power tower design guide: solar thermal central receiver power systems, a source of electricity and/or process heat. Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM, Report No SAND81-8005. (Pp. 1-50).
- Behar, O., Khellaf, A., & Mohammedi, K. (2013). A review of studies on central receiver solar thermal power plants. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. **23**: 12–39.
- Bradshaw, R. W., & Goods, S. H. (2001). Corrosion of Alloys and Metals by Molten Nitrates. Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM, Report No. SAND2000-8727.
- Bradshaw, R. W., & Tyner, C. E. (1988). Chemical and Engineering Factors Affecting Solar Central Receiver Applications of Ternary Molten Salts. Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM, Report No. SAND88-8686.
- Buck, R., Giuliano, S., Gobereit, B., Pfahl, A., Puppe, M., Schwarzbözl, P., Uhlig, R., & Wilbert, S. (2014). Sistemas de torre solar Estado y perspectiva. *Deutsche Gesellschaft Für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH*. Pp 22–53.
- Buck, R., Giuliano, S., & Uhlig, R. (2017). Central tower systems using the brayton cycle. In *Advances in Concentrating Solar Thermal Research and Technology* (Pp. 353–382). Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-100516-3.00016-2>
- Budynas, R. G., & Keith Nisbett, J. (2012). Diseño en ingeniería mecánica de Shigley. Pp 254-329. Novena Edición., Editorial McGraw-Hill, México DF.
- Cerro Dominador. (2020). *Planta Termosolar*. Obtenido de Cerro Dominador Concentrated Solar Power.
- Cho, H.-S., van Zee, J. W., Shimpalee, S., Tavakoli, B. A., Weidner, J. W., Garcia-Diaz, B. L., Martinez-Rodriguez, M. J., Olson, L., & Gray, J. (2016). Dimensionless Analysis for Predicting Fe-Ni-Cr Alloy Corrosion in Molten Salt Systems for Concentrated Solar Power Systems. *Corrosion*. **72**(6): 742–760. <https://doi.org/10.5006/1865>
- Conroy, T., Collins, M. N., & Grimes, R. (2020). A review of steady state thermal and mechanical modelling on tubular solar receivers. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. **119**. Elsevier Ltd.

- CORTEST. (2020) HPHT CIRCULATING FLOW LOOP SYSTEMS. Ohio. EU. Obtenido de <http://cortest.com/project/hpht-circulating-flow-loops/>. Visitada el 18 de agosto del 2020
- Crespo, F. (19 de noviembre de 2019). Instalan el último espejo de la planta solar Cerro Dominador: son 10.600. *Últimas Noticias*, pág. 18.
- de La Lastra Pérez, P. (2010). Dimensionado y Simulación de una Planta de Receptor Central de 20MW. *Proyecto fin de carrera*.
- Dezhi, Z., Duo, H., Junying, H., Liming, H., Tan, G., Taihe, S., Wenliang, D., Zhi, Z., (2016). CHINA. Patente N°. CN103926146B. Chengdu, Universidad Xindu.
- Ding, W., Shi, H., Xiu, Y., Bonk, A., Weisenburger, A., Jianu, A., & Bauer, T. (2018). Hot corrosion behavior of commercial alloys in thermal energy storage material of molten MgCl₂/KCl/NaCl under inert atmosphere. *Solar Energy Materials and Solar Cells*. **184**: 22–30. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2018.04.025>
- ELECTRICIDAD. (2019). Los cinco proyectos de Concentración Solar de Potencia en carpeta después de Cerro Dominador. Electricidad, la revista energética de Chile. Obtenido de https://www.revistaei.cl/2019/04/02/los-cinco-proyectos-csp-carpeta-despues-cerro-dominador/?utm_source=Newsletter+Grupo+Editorial+EDITEC&utm_campaign=0c30e52cb9EMAIL_CAMPAIGN_2019_04_03_10_57&utm_medium=email&utm_term=0_24864427d2-0c30e52cb9-62130121#. Visitada el 15 de mayo del 2020
- EVISA. (2020). Instrument Database: Princeton Applied Research - PARSTAT 2273. Obtenido de <http://www.speciation.net/Database/Instruments/Princeton-Applied-Research/PARSTAT-2273-;i109>. Visitada el 31 de julio del 2020.
- Fernández, A. G., Henriquez, M., Mallco, A., Muñoz-Sánchez, B., & Nieto-Maestre, J. (2018). Dynamic corrosion tests comparison: Dynamic reactor vs high temperature pilot plant scale setup for Chilean LiNO₃ containing molten salt. 090009.
- Garcia, B., & Gray, J. (2013). Corrosion in Very High-Temperature Molten Salt for Next Generation CSP Systems [Diapositiva de PowerPoint]. DOE. https://www.energy.gov/sites/prod/files/2014/01/f7/csp_review_meeting_042413_garcia_diaz.pdf

- Gomez-Vidal, J. C., & Tirawat, R. (2016). Corrosion of alloys in a chloride molten salt (NaCl-LiCl) for solar thermal technologies. *Solar Energy Materials and Solar Cells*. **157**: 234–244.
- HAYNES INTERNATIONAL. (2020). Creep and Stress-Rupture Strength. <https://www.haynesintl.com/es/aleaciones/cartera-de-aleaciones/aleaciones-para-alta-temperatura/haynes-230-alloy/creep-and-stress-rupture-strength>. Indiana. Visitada el 7 de julio del 2020.
- Ho, C., Christian, J., Gill, D., Moya, A., Jeter, S., Abdel-Khalik, S., Sadowski, D., Siegel, N., Al-Ansary, H., Amsbeck, L., Gobereit, B., & Buck, R. (2014). Technology Advancements for Next Generation Falling Particle Receivers. *Energy Procedia*. **49**: 398–407.
- Ho, C. K. (2017). Advances in central receivers for concentrating solar applications. *Solar Energy*. **152**: 38–56.
- Hoffschmidt, B. (1997). Vergleichende Bewertung verschiedener Konzepte volumetrischer Strahlungsempfänger. *DLR Forschungsbericht*.
- Jaramillo, H. E. (2017). Resistencia de materiales. Algunos temas especiales. Pp. 30-70. (Segunda edición). Programa Editorial Universidad Autónoma de Occidente.
- Jin, Y., Fang, J., Wei, J., Qaisrani, M. A., & Wang, X. (2019). Homogenization of solar flux distribution in a carbon aerosol entrapped cavity receiver. *Energy*. **182**: 21–36.
- Jones, D.A. (1996). Principles and prevention of corrosion. Pp 9-319. Upper Saddle River, NJ: Prentice Hall.
- Kolb, G.J. (2011). An Evaluation of Possible Next-Generation High-Temperature Molten-Salt Power Towers. Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM, Report No SAND2011-9320.
- Kruizenga, A. M. (2012). Corrosion mechanisms in chloride and carbonate salts. Sandia National Laboratories, Livermore, CA, Report No. SAND2012-7594.
- Kruizenga, A., Gill, D., LaFord., M. (2013a). Materials Corrosion of High Temperature Alloys Immersed in 600°C Binary Nitrate Salt. Sandia National Laboratories, Livermore, CA, Report No. SAND 2013-2526.

- Kruizenga, A., Gill, D., LaFord., M. McConohy., G. (2013b). Corrosion of High Temperature Alloys in Solar Salt at 400, 500, and 680°C. Sandia National Laboratories, Livermore, CA, Report No. SAND 2013-8256.
- Logie, W. R., Pye, J. D., & Coventry, J. (2018). Thermoelastic stress in concentrating solar receiver tubes: A retrospect on stress analysis methodology, and comparison of salt and sodium. *Solar Energy*. **160**: 368–379. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.12.003>
- McCafferty, E. (2010). Introduction to Corrosion Science. Springer New York. <https://doi.org/10.1007/978-1-4419-0455-3>
- McCafferty, E., Trazskoma, P. P. and Natishan, P. M. (1990). In Advances in Localized Corrosion. Pp.181, National Association of Corrosion Engineers, Houston, TX.
- McConohy, G., & Kruizenga, A. (2014). Molten nitrate salts at 600 and 680°C: Thermophysical property changes and corrosion of high-temperature nickel alloys. *Solar Energy*. **103**: 242–252.
- Mehos, M., Turchi, C., Vidal, J., Wagner, M., Ma, Z., Ho, C., Kolb, W., Andraka, C., & Kruizenga, A. (2017). Concentrating Solar Power Gen3 Demonstration Roadmap.
- Melchers, R. (2019). Predicting long-term corrosion of metal alloys in physical infrastructure. In *npj Materials Degradation*. **3**(1). <https://doi.org/10.1038/s41529-018-0066-x>
- Morales, A., & San Vicente, G. (2017). A new generation of absorber tubes for concentrating solar thermal (CST) systems. In *Advances in Concentrating Solar Thermal Research and Technology* (Pp. 59–73). Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-100516-3.00004-6>
- Morch, H., Duchêne, L., Harzallah, R., Tuninetti, V., & Habraken, A. M. (2020). Efficient temperature dependence of parameters for thermo-mechanical finite element modeling of alloy 230. *European Journal of Mechanics - A/Solids*. <https://doi.org/10.1016/j.euromechsol.2020.104116>
- NACE International. (2020). Agrietamiento por corrosión bajo tensión (SCC). <https://www.nace.org/resources/general-resources/corrosion-basics/group-3/stress-corrosion-cracking>. Visitada el 7 de julio del 2020.

- NACE International. (2004). Curso de corrosión básica, Manual del estudiante. Pp. 49–209.
- NACE International. (1998). Slow Strain Rate Test Method for Screening Corrosion-Resistant Alloys (CRAs) for Stress Corrosion Cracking in Sour Oilfield Service, in NACE Standard TM0198-98.
- New Energy Update. (2020). CSP Today Global Tracker. Obtenido de <http://tracker.newenergyupdate.com/tracker/projects/map?worldregion%5B%5D=149&country%5B%5D=Chile&technology%5B%5D=Tower>
- Omnexus. (2020). Elongation at Yield. Obtenido de <https://omnexus.specialchem.com/polymer-properties/properties/elongation-at-yield>
- Pacio, J., & Wetzel, T. (2013). Assessment of liquid metal technology status and research paths for their use as efficient heat transfer fluids in solar central receiver systems. *Solar Energy*. **93**: 11–22.
- Pataky, G. J., Sehitoglu, H., & Maier, H. J. (2013). Creep deformation and mechanisms in Haynes 230 at 800°C and 900°C. *Journal of Nuclear Materials*. **443**(1–3): 484–490. <https://doi.org/10.1016/j.jnucmat.2013.08.009>
- Prieto, C., Fereres, S., Ruiz-Cabañas, F. J., Rodriguez-Sanchez, A., & Montero, C. (2020). Carbonate molten salt solar thermal pilot facility: Plant design, commissioning and operation up to 700 °C. *Renewable Energy*. **151**: 528–541.
- Programa 4e Chile. (2020). *Los cinco proyectos de Concentración Solar de Potencia en carpeta después de Cerro Dominador*. Obtenido de <https://www.4echile.cl/los-cinco-proyectos-concentracion-solar-potencia-carpeta-despues-cerro-dominador/>
- PROTERMOSOLAR. (2020). *Centrales Termosolares Situación a nivel mundial*. Obtenido de <https://www.protermosolar.com/la-energia-termosolar/situacion-internacional/>
- Rapp, R. A. (2002). Hot corrosion of materials: a fluxing mechanism? *Corrosion Science*. **44**(2): 209–221. [https://doi.org/10.1016/S0010-938X\(01\)00057-9](https://doi.org/10.1016/S0010-938X(01)00057-9)
- Raske, D.T. & Morrow, Jo Dean. (1969). Mechanics of Materials in Low Cycle Fatigue Testing, Manual on Low Cycle Testing, ASTM STP 465, *American Society for Testing and Materials*. Pp. 1-25.

- Rebak, R. B. (2011). Stress Corrosion Cracking (SCC) of nickel-based alloys. *GE Global Research*. Pp. 1–34.
- Ren, W., Holcomb, D.E., Muralidharan, G., Wilson, D.F., (2016). Liquid Salt Environment Stress-Rupture Testing. Patente EE.UU. No. US9291537 B2.
- Reoyo-Prats, R., Carling Plaza, A., Faugeroux, O., Claudet, B., Soum-Glaude, A., Hildebrandt, C., Binyamin, Y., Agüero, A., & Meißner, T. (2019). Accelerated aging of absorber coatings for CSP receivers under real high solar flux – Evolution of their optical properties. *Solar Energy Materials and Solar Cells*. **193**: 92–100.
- Rodríguez-Sánchez, M. R., Sánchez-González, A., Marugán-Cruz, C., & Santana, D. (2014). New designs of molten-salt tubular-receiver for solar power tower. *Energy Procedia*. **49**: 504–513.
- Romero, M., & González-Aguilar, J. (2017). 7 - Next generation of liquid metal and other high-performance receiver designs for concentrating solar thermal (CST) central tower systems. In M. J. Blanco & L. R. Santigosa (Eds.), *Advances in Concentrating Solar Thermal Research and Technology* (Pp. 129–154). Woodhead Publishing. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-08-100516-3.00007-1>
- Salazar-Jiménez, J. (2015). Introducción al fenómeno de corrosión: tipos, factores que influyen y control para la protección de materiales (Nota técnica). *Tecnología en Marcha*. (Vol. **28**, Pp 127-136)
- Sánchez-González, A., Rodríguez-Sánchez, M. R., & Santana, D. (2020). Allowable solar flux densities for molten-salt receivers: Input to the aiming strategy. *Results in Engineering*, **5**, 100074. <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2019.100074>
- Shen, X., Lu, J., Ding, J., & Wang, W. (2019). Transient heat transfer performance of molten salt tubular receiver. *Energy Procedia*. **158**: 541–546. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2019.01.149>
- Stephens, R. I., Fatemi, A., Stephens, R. R., & Fuchs, H. O. (2000). *Metal Fatigue in Engineering*. Wiley.

- Tehrani, S. S. M., & Taylor, R. A. (2016). Off-design simulation and performance of molten salt cavity receivers in solar tower plants under realistic operational modes and control strategies. *Applied Energy*. **179**: 698–715.
- Troncoso, R. (2020). Estudio del comportamiento mecánico del acero AISI 304L sometido a sales fundidas bajo ambientes corrosivos y altas temperaturas, aplicación en la industria de la energía solar en Chile. Informe de Memoria de Título para optar al título de Ingeniero Civil de Materiales. Universidad de Concepción, Concepción.
- Tyner, C. E., Sutherland, J. P., & Gould, W. R. (1995). Solar Two: A Molten Salt Power Tower Demonstration*. Department of Energy, Report No SAND95-1828C. <https://www.osti.gov/servlets/purl/100002>
- UNITED PERFORMANCE METALS (UPM). Alloy 6230 - AMS 5878, UNS 6230. <https://www.upmet.com/products/nickel/alloy-6230>. Visitada el 7 de julio del 2020
- Universidad Distrital Francisco José de Caldas (2020). Ensayo de fatiga. Pp. 1–11. Obtenido de <https://rita.udistrital.edu.co:23604/recursos/?p=574>. Visitada el 7 de Julio del 2020
- Valero, J. (2013). Diseño e implementación de herramientas software para el desarrollo de estrategias de control en el campo de helióstatos de la PSA. *Proyecto Fin de Máster*. (Pp. 5–6)
- Vignarooban, K., Pugazhendhi, P., Tucker, C., Gervasio, D., & Kannan, A. M. (2014). Corrosion resistance of Hastelloys in molten metal-chloride heat-transfer fluids for concentrating solar power applications. *Solar Energy*. **103**: 62–69. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.02.002>
- Walczak, M., Pineda, F., Fernández, Á. G., Mata-Torres, C., & Escobar, R. A. (2018). Materials corrosion for thermal energy storage systems in concentrated solar power plants. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. **86**: 22–44. Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.01.010>
- Wang, J., Jiang, Y., Ni, Y., Wu, A., & Li, J. (2019). Investigation on static and dynamic corrosion behaviors of thermal energy transfer and storage system materials by molten salts in concentrating solar power plants. *Materials and Corrosion*. **70**(1): 102–109. <https://doi.org/10.1002/maco.201810362>

- Xu, X., Wang, X., Li, P., Li, Y., Hao, Q., Xiao, B., Elsentriecy, H., & Gervasio, D. (2018). Experimental Test of Properties of KCl–MgCl₂ Eutectic Molten Salt for Heat Transfer and Thermal Storage Fluid in Concentrated Solar Power Systems. *Journal of Solar Energy Engineering*. **140**(5). <https://doi.org/10.1115/1.4040065>
- Yu, Q., Fu, P., Yang, Y., Qiao, J., Wang, Z., & Zhang, Q. (2020). Modeling and parametric study of molten salt receiver of concentrating solar power tower plant. *Energy*. **200**. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117505>
- Yu, W., Singh, D., & France, D. M. (2019). Investigation of Corrosion of 304 Stainless, Inconel 625, and Haynes 230 in a Chloride-Salt-Based Thermal Storage Medium. *Journal of Materials Engineering and Performance*. **28**(12): 7379–7389. <https://doi.org/10.1007/s11665-019-04508-y>
- Zhuang, X., Liu, W., & Xu, X. (2019). Hot corrosion of different alloys in chloride and carbonate molten-salt mixtures under argon atmosphere. *Solar Energy*. **189**: 254–267. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.07.065>.