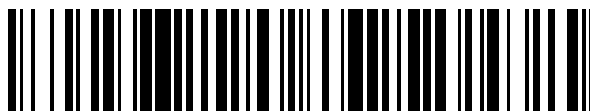


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 756 334**

51 Int. Cl.:

C22C 38/00	(2006.01)	C22C 38/28	(2006.01)
C22C 38/32	(2006.01)		
C21D 8/10	(2006.01)		
C21D 9/08	(2006.01)		
C22C 38/06	(2006.01)		
C22C 38/22	(2006.01)		
C22C 38/02	(2006.01)		
C22C 38/04	(2006.01)		
C22C 38/24	(2006.01)		
C22C 38/26	(2006.01)		

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

- 86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **04.06.2015 PCT/JP2015/066133**
- 87 Fecha y número de publicación internacional: **17.12.2015 WO15190377**
- 96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **04.06.2015 E 15806552 (4)**
- 97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **18.09.2019 EP 3153597**

54 Título: **Tubería de acero de baja aleación para pozos de petróleo**

30 Prioridad:

09.06.2014 JP 2014118849

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:

27.04.2020

73 Titular/es:

**NIPPON STEEL CORPORATION (100.0%)
6-1, Marunouchi 2-chome, Chiyoda-ku
Tokyo 100-8071 , JP**

72 Inventor/es:

**SOMA, ATSUSHI y
ARAI, YUJI**

74 Agente/Representante:

ELZABURU, S.L.P

ES 2 756 334 T3

Aviso: En el plazo de nueve meses a contar desde la fecha de publicación en el Boletín Europeo de Patentes, de la mención de concesión de la patente europea, cualquier persona podrá oponerse ante la Oficina Europea de Patentes a la patente concedida. La oposición deberá formularse por escrito y estar motivada; sólo se considerará como formulada una vez que se haya realizado el pago de la tasa de oposición (art. 99.1 del Convenio sobre Concesión de Patentes Europeas).

DESCRIPCIÓN

Tubería de acero de baja aleación para pozos de petróleo

Antecedentes**Campo técnico**

- 5 La presente invención se refiere a una tubería de acero de baja aleación para un pozo de petróleo y, más particularmente, a una tubería de acero de baja aleación de alta resistencia para un pozo de petróleo, y a un método de fabricación de la misma.

Descripción de los antecedentes de la técnica

- 10 Se puede usar una tubería de acero para un pozo de petróleo como una carcasa o tubería para un pozo de petróleo o un pozo de gas. Tanto un pozo de petróleo como un pozo de gas se denominarán en lo sucesivo "pozo de petróleo". A medida que se desarrollan pozos de petróleo cada vez más profundos, se requiere una tubería de acero para un pozo de petróleo que tenga mayor resistencia. Tradicionalmente, se han empleado las tuberías de acero para pozos de petróleo en el grado de resistencia de 80 ksi (es decir, con un límite elástico en el intervalo de 80 a 95 ksi, es decir, un límite elástico en el intervalo de 551 a 654 MPa) o en el grado de 95 ksi (es decir, con un límite elástico en el intervalo de 95 a 110 ksi, es decir, un límite elástico de 654 a 758 MPa). Recientemente, sin embargo, 15 las tuberías de acero para pozos de petróleo en el grado de resistencia de 110 ksi (es decir, con un límite elástico en el intervalo de 110 a 125 ksi, es decir, un límite elástico en el intervalo de 758 a 861 MPa) se utilizan cada vez en más casos.

- 20 Muchos pozos de petróleo profundos que se han desarrollado recientemente contienen sulfuro de hidrógeno, que es corrosivo. En tal entorno, una mayor resistencia del acero significa una mayor susceptibilidad del acero al agrietamiento por tensión de sulfuro (en lo sucesivo, SSC). Muchas tuberías de acero para pozos de petróleo que se usan en un entorno que contiene sulfuro de hidrógeno son tuberías de acero de baja aleación, porque el acero inoxidable martensítico, que tiene una buena resistencia a la corrosión por gas de dióxido de carbono, tiene una alta susceptibilidad al SSC.

- 25 Aunque el acero de baja aleación tiene una resistencia SSC relativamente buena, dicho acero con mayor resistencia tiene una mayor susceptibilidad al SSC. Por lo tanto, hay que proponer varias ideas para el diseño de materiales para una tubería de acero para un pozo de petróleo que se utilizan en un entorno que contiene sulfuro de hidrógeno para aumentar la resistencia de la tubería de acero y, al mismo tiempo, garantizar una cierta resistencia al SSC.

- 30 Para mejorar la resistencia al SSC de un acero, el documento WO 2007/007678 describe (1) mejorar la limpieza del acero; (2) enfriar el acero y, a continuación, templearlo a alta temperatura; (3) hacer los granos de cristal (granos de austenita anteriores) del acero más fino; (4) hacer que las partículas de carburo producidas en el acero sean más finas o más esféricas; y otros enfoques.

- 35 El acero de baja aleación para un pozo de petróleo descrito en este documento tiene una composición química que satisface $12V + 1-Mo \geq 0$ y, si contiene Cr, satisface aún más $Mo - (Cr + Mn) \geq 0$. Según este documento, este acero de baja aleación para un pozo de petróleo tiene un alto límite elástico que no es inferior a 861 MPa y exhibe una buena resistencia al SSC incluso en un entorno corrosivo con 1 atm H₂S.

- 40 El documento JP 2000-178682 A describe un acero para un pozo de petróleo hecho de un acero de baja aleación que contiene C: 0,2 a 0,35 %, Cr: 0,2 a 0,7 %, Mo: 0,1 a 0,5 % y V: 0,1 a 0,3 %, donde la cantidad total de carburo precipitado está en el intervalo de 2 a 5 % en peso, de los cuales el carburo basado en MC representa del 8 al 40 % en peso. Según este documento, este acero para un pozo de petróleo tiene una buena resistencia al SSC y un límite elástico de 110 ksi o más. Más específicamente, este documento describe que, en ensayos de carga constante que cumplen con el método A TM0177 de la Asociación Nacional de Ingenieros de Corrosión (NACE) (en una solución acuosa de NaCl al 5 % y ácido acético al 0,5 % saturado con H₂S a 25 °C), este acero para un pozo de petróleo no se rompe bajo un esfuerzo de carga del 85 % de su límite elástico.

- 45 El documento JP 2006-265657 A describe un método para fabricar una tubería de acero sin juntas para un pozo de petróleo, donde una tubería de acero sin juntas con una composición química que tiene C: 0,30 a 0,60 %, Cr + Mo: 1,5 a 3,0 % (no siendo Mo menor que un 0,5 %), V: 0,05 a 0,3 % y otros componentes se producen e, inmediatamente después de completar el laminado, se enfría con agua a un intervalo de temperatura de 400 a 600 °C y, sin interrupción, se realiza un tratamiento térmico de transformación isotérmica bainítica en un intervalo de 50 temperatura de 400 a 600 °C. Este documento describe que esta tubería de acero sin juntas para un pozo de petróleo tiene un límite elástico de 110 ksi o más, y, en ensayos de carga constante que cumplen con el método TM0177 A de NACE, no se rompe bajo un esfuerzo de carga del 90 % de su límite elástico.

- 55 El documento WO 2010/150915 describe un método de fabricación de una tubería de acero sin juntas para un pozo de petróleo, donde una tubería de acero sin juntas que contiene C: 0,15 a 0,50 %, Cr: 0,1 a 1,7 %, Mo: 0,40 a 1,1 % y otros componentes se enfría bajo una condición que produce granos de austenita anteriores con un número de

5 tamaño de grano de 8,5 o superior, y templados en un intervalo de temperatura de 665 a 740 °C. Según este documento, este método produce una tubería de acero sin juntas para un pozo de petróleo en el grado de 110 ksi con buena resistencia al SSC. Más específicamente, este documento describe que, en ensayos de carga constante que cumplen con el método A TM0177 de NACE, esta tubería de acero sin juntas para un pozo de petróleo no se rompe bajo un esfuerzo de carga de al menos el 85 % de su límite elástico.

10 El documento WO 2008/123425 describe un acero de baja aleación para tuberías de pozos de petróleo con buena resistencia al HIC y resistencia al SSC en un entorno de sulfuro de hidrógeno a alta presión y con un límite elástico de 758 MPa o más, que contiene C: 0,10 a 0,60 %, Cr: 3,0 % o menos, Mo: 3,0 % o menos y otros componentes, y satisface la relación representada por $Cr + 3Mo \geq 2,7$ %, donde no están presentes más de 10 inclusiones no metálicas con una longitud de su eje mayor de 10 μm en un área de 1 mm^2 de una sección transversal observada.

15 La patente japonesa N.º 5387799 describe un método para fabricar un acero de alta resistencia con buena resistencia al agrietamiento por tensión de sulfuro, que incluye, después de que un acero que tiene una composición química predeterminada se haya trabajado en caliente, [1] la etapa de calentar el acero a una temperatura superior al punto Ac_1 y debajo del punto Ac_3 y, a continuación, enfriarlo, [2] la etapa de recalentar el acero a una temperatura que no sea inferior al punto Ac_3 y refrigerarlo rápidamente para enfriarlo, y [3] la etapa de templar el acero a una temperatura que no sea superior al punto Ac_1 , siendo realizadas las etapas en este orden.

20 El documento JP 2010-532821 A describe una composición de acero que contiene C: 0,2 a 0,3 %, Cr: 0,4 a 1,5 %, Mo: 0,1 a 1 %, W: 0,1 a 1,5 % y otros componentes, donde $Mo/10 + Cr/12 + W/25 + Nb/3 + 25 \times B$ está en el intervalo de 0,05 a 0,39 % y el límite elástico está en el intervalo de 120 a 140 ksi.

25 La patente japonesa N.º 5522322 describe un acero para una tubería para un pozo de petróleo que contiene C: mayor que 0,35 % a 1,00 %, Cr: 0 a 2,0 %, Mo: mayor que 1,0 % a 10 % y otros componentes, donde el límite elástico es de 758 MPa.

30 El documento EP 1197571A1 describe un material de acero de alta resistencia para un pozo de petróleo, excelente en resistencia y resistencia al SSC, y que tiene un límite elástico de al menos 120 ksi. El material de acero contiene C: 0,10 a 0,40 %, Si \leq 0,5 %, Mn \leq 0,5 %, P \leq 0,015 %, S \leq 0,0050 %, Mo: 0,5 a 2,5 %, Al: 0,005 a 0,1 %, Ti: 0,005 a 0,1 % y al menos 3,4 veces N, Nb: 0,01 a 0,1 %, N \leq 0,01 % y B: 0,0005 a 0,0050 %, en donde el límite elástico expresado por ksi y el contenido de Mo satisfacen la siguiente relación (1), el equilibrio de los contenidos de C, Mn y Mo satisface la siguiente relación (2), y el material de acero puede contener, cuando sea necesario, al menos uno de Cr \leq 0,2 %, W \leq 0,5 %, V: 0,01 a 0,3 %, Zr: 0,001 a 0,01 %, Ca: 0,001 a 0,01 %, Mg: 0,001 a 0,01 % y REM: 0,001 a 0,01 %.

$$(1) \alpha = Mo - 0.15YS \geq -18.9$$

$$(2) \beta = 2.7C + Mn + 2Mo \geq 2.0.$$

35 El documento EP 1911857A1 describe que un acero de baja aleación para productos tubulares de petróleo contiene, en porcentaje en masa, 0,20 % a 0,35 % de C, 0,05 % a 0,5 % de Si, 0,05 % a 0,6 % de Mn, como máximo 0,025 % de P, como máximo 0,01 % de S, 0,005 % a 0,100 % de Al, 0,8 % a 3,0 % de Mo, 0,05 % a 0,25 % de V, 0,0001 % a 0,005 % de B, como máximo 0,01 % de N, y como máximo 0,01 % de O, el resto comprende Fe e impurezas, la Expresión satisfactoria de acero (1): $12V + 1 \cdot Mo \geq 0$ (1) donde los símbolos de los elementos representan el contenido de los elementos en porcentaje en masa. De esta manera, el acero según la presente invención tiene una alta resistencia al SSC.

40 El documento EP 0828007A1 describe un procedimiento para producir tubos de acero sin juntas que tienen rendimientos al menos equivalentes a los de los tubos de acero sin juntas convencionales producidos por el tratamiento térmico fuera de línea, cuyo procedimiento permite que la producción de tuberías y el tratamiento térmico se realicen en una misma línea de producción. El procedimiento se caracteriza por utilizar un taco de acero de baja aleación que contiene 0,15-0,50 % de C, 0,1-1,5 % de Cr, 0,1-1,5 % de Mo, 0,005-0,50 % de Al, 0,005-0,50 % de Ti y 0,003-0,50 % de Nb y también al comprender las siguientes etapas (1) a (5): (1) laminado en caliente del taco en un calado de 40 % o más en términos de compresibilidad de sección transversal, (2) acabado del laminado en caliente a 800-1.100 °C, (3) calentando simultáneamente la tubería laminada inmediatamente después del acabado bajo las condiciones de temperatura y tiempo que satisfacen la siguiente relación (a) en una unidad de calentamiento concurrente: $23500 \leq (T + 273) \times (21 + \log t) \leq 26000$... (a), en donde T representa una temperatura (°C) de 850 °C o superior, y t representa un tiempo (h), (4) enfriamiento de la tubería inmediatamente después de sacarla de la unidad de calentamiento concurrente, y (5) sometimiento de la tubería enfriada al templado final a una temperatura del punto de transformación Ac_1 o inferior. Es aceptable realizar un tratamiento térmico intermedio (enfriamiento rápido o una combinación de enfriamiento rápido con templado) entre las etapas (4) y (5).

Descripción de la invención

55 Como se ejemplifica en estos documentos, se han propuesto una serie de diseños de tuberías de acero para un pozo de petróleo que tiene un límite elástico de 110 ksi (es decir, 758 MPa) o más y que tiene buena resistencia al SSC. Sin embargo, en algunos casos, incluso el empleo de una de las técnicas descritas en los documentos de

patente anteriores puede no lograr una producción industrial estable y económica de tubos de acero de alta resistencia para pozos de petróleo con buena resistencia al SSC.

5 Las razones para esto pueden ser las siguientes. En algunos de los documentos de patente anteriores, las propiedades del acero se evalúan en base a experimentos que utilizan placas o tubos de acero con un espesor de pared relativamente pequeño. Si se emplean estas técnicas para una tubería de acero, particularmente una tubería de acero con un espesor de pared grande, la diferencia en la velocidad de calentamiento y la velocidad de enfriamiento pueden no reproducir las propiedades previstas. Además, en la producción industrial a gran escala, los segregados o precipitados producidos durante la fundición pueden ser diferentes de los de la producción a pequeña escala.

10 Por ejemplo, en el documento WO 2008/123425, muchos de los experimentos se llevan a cabo usando placas y, para aquellos que usan tuberías de acero, no se describe su tamaño. Como tal, no está claro si las propiedades deseadas se pueden proporcionar de manera estable cuando se aplica la técnica del documento WO 2008/123425 a una tubería de acero con un gran espesor de pared.

15 Hacer granos de austenita previos más finos al enfriarlos repetidamente puede mejorar la resistencia al SSC. Sin embargo, el enfriamiento repetido aumenta los costes de fabricación.

Según la patente japonesa N.º 5387799, en lugar de repetir el enfriamiento rápido, el templado intermedio se realiza en un intervalo de dos fases después del trabajo en caliente y, a continuación, se realiza el enfriamiento rápido y el templado. Por lo tanto, la patente japonesa N.º 5387799 proporciona una microestructura fina con un número de tamaño de grano de austenita previo de 9,5 o superior.

20 Desde el punto de vista de la flexibilidad en las etapas de fabricación y la estabilidad de la calidad en la producción a escala industrial, es preferible garantizar una cierta resistencia al SSC incluso cuando los granos de austenita anteriores son relativamente gruesos. La patente japonesa N.º 5387799 proporciona buena resistencia al SSC para aceros con números de tamaño de grano de austenita anteriores que no son inferiores a 9,5; sin embargo, los aceros con números de tamaño inferiores a 9,5 no tienen buena resistencia al SSC.

25 Un objeto de la presente invención es proporcionar una tubería de acero de baja aleación de alta resistencia para un pozo de petróleo con una resistencia al SSC buena y estable.

Una tubería de acero de baja aleación para un pozo de petróleo según la presente invención incluye una composición química que tiene, en % en masa, C: no menos de 0,15 % y menos de 0,30 %, Si: 0,05 a 1,00 %, Mn: 0,05 a 1,00 %, P: no más de 0,030 %, S: no más de 0,0050 %, Al: 0,005 a 0,100 %, O: no más de 0,005 %, N: no más de 0,007 %, Cr: no menos de 0,10 % y menos de 1,00 %, Mo: más de 1,0 % y no más de 2,5 %, V: 0,01 a 0,30 %, Ti: 0,002 a 0,009 %, Nb: 0 a 0,050 %, B: 0 a 0,0050 %, Ca: 0 a 0,0050 %, y el resto es Fe e impurezas, en donde la composición química satisface la ecuación (1), la microestructura metálica de la tubería de acero tiene una fase de martensita templada en una relación de volumen de 90 % o más, la tubería de acero tiene un espesor de pared de 10 a 50 mm, la tubería de acero tiene un número de grano de cristal de granos de austenita anteriores según ASTM E112 no inferior a 7,0, la tubería de acero incluye 50 o más partículas de cementita con un diámetro de círculo equivalente de no menos de 200 nm presente en un área de 100 μm^2 de matriz, la tubería de acero incluye carburo de aleación a base de M_2C en una densidad numérica de no menos de 25/ μm^2 , en donde las partículas de cementita con un diámetro de círculo equivalente de no menos de 200 nm y el carburo de aleación basado en M_2C se observan e identifican usando TEM y EDS, y el número de precipitados diferentes se cuenta por análisis de imagen, y la tubería de acero tiene un límite elástico no inferior a 758 MPa según 5CT del estándar API,

$$\text{Mo/Cr} \geq 2.0 \dots (1),$$

en donde cada uno de los símbolos químicos en la ecuación (1) se sustituye por el contenido del elemento correspondiente en % en masa.

45 La presente invención también incluye un método para fabricar la tubería de acero de baja aleación para un pozo de petróleo descrito anteriormente, que comprende:

la producción de un taco que tiene una composición química que consta de, en % en masa,

C: no menos del 0,15 % y menos del 0,30 %,

Si: 0,05 a 1,00 %,

Mn: 0,05 a 1,00 %,

50 P: no más de 0,030 %,

S: no más de 0,0050 %,

Al: 0,005 a 0,100 %,

O: no más de 0,005 %,

N: no más de 0,007 %

Cr: no menos del 0,10 % y menos del 1,00 %,

5 Mo: más del 1,0 % y no más del 2,5 %,

V: 0,01 a 0,30 %,

Ti: 0,002 a 0,009 %,

Nb: 0 a 0,050 %,

B: 0 a 0,0050 %,

10 Ca: 0 a 0,0050 %, y

siendo el resto Fe e impurezas,

en donde la composición química satisface la ecuación (1),

$$\text{Mo/Cr} \geq 2.0 \dots (1),$$

15 en donde cada uno de los símbolos químicos en la ecuación (1) se sustituye por el contenido del elemento correspondiente en % en masa, trabajando en caliente el taco para producir una carcasa hueca,

después de completar el conformado en caliente, realice una de las siguientes etapas a) a c):

a) la carcasa hueca se deja enfriar o se enfría con aire, preferiblemente a una temperatura ambiente o una temperatura cercana a ella;

20 b) la carcasa hueca se enfría directamente a partir de una temperatura que no es inferior al punto Ar3 y, a continuación, se tiempla opcionalmente a una temperatura que no es superior al punto Ac1; y

c) la carcasa hueca se somete a impregnación a una temperatura que no es inferior al punto Ar3 y, a continuación, se enfría y, a continuación, se tiempla opcionalmente a una temperatura que no es superior al punto Ac1;

recalentar la carcasa hueca procesada por una de las etapas anteriores a) a c) a una temperatura que no sea inferior al punto Ac3,

25 enfriar la carcasa hueca recalentada a una temperatura que no es más alta que la temperatura de inicio de la transformación martensítica, y templar la carcasa hueca enfriada a una temperatura superior a 660° y no superior al punto Ac1.

La presente invención proporciona una tubería de acero de baja aleación de alta resistencia para un pozo de petróleo que tiene una resistencia al SSC buena y estable, y un método de fabricación de la misma.

30 **Breve descripción de los dibujos**

La figura 1 es un gráfico que muestra la relación entre el contenido de Cr y la densidad numérica de cementita, donde se cuenta el número de partículas de cementita que tienen un diámetro de círculo equivalente de no menos de 50 nm.

35 La figura 2 es un gráfico que muestra la relación entre el contenido de Cr y la densidad numérica de cementita, donde se cuenta el número de partículas de cementita que tienen un diámetro de círculo equivalente de no menos de 200 nm.

La figura 3 muestra una imagen TEM de microestructura metálica de un acero con un contenido de Mo del 0,7 %.

La figura 4 muestra una imagen TEM de microestructura metálica de un acero con un contenido de Mo del 1,2 %.

La figura 5 muestra una imagen TEM de microestructura metálica de un acero con un contenido de Mo del 2,0 %.

40 La figura 6 es un diagrama de flujo de un método ejemplar de fabricación de una tubería de acero de baja aleación.

La figura 7 muestra una imagen TEM de carburo usando películas de réplica.

La figura 8 muestra una imagen producida extrayendo contornos de partículas de carburo de la figura 7 utilizando análisis de imágenes.

Descripción de las realizaciones

5 Los presentes inventores realizaron una investigación detallada sobre la resistencia al SSC de las tuberías de acero de baja aleación para pozos de petróleo.

10 Si aumenta la resistencia de una tubería de acero de baja aleación para un pozo de petróleo, la dureza también aumenta. Típicamente, un aumento en la dureza disminuye la resistencia al SSC. Por lo tanto, convencionalmente, si el límite elástico debe ser de 110 ksi (es decir, 758 MPa) o superior, se realizan esfuerzos para aumentar el índice de rendimiento y reducir la resistencia a la tracción. Una reducción en la resistencia a la tracción tiene sustancialmente el mismo significado que una reducción en la dureza.

15 En una tubería de acero convencional de baja aleación para un pozo de petróleo, la resistencia al SSC varía a medida que varía la dureza. Como tal, incluso si el límite elástico se maneja en un cierto intervalo estándar, las variaciones en la dureza pueden dar lugar a que algunos materiales no cumplan con el estándar de resistencia al SSC. Se supone que, en el caso de tuberías de acero de baja aleación para pozos de petróleo en el grado de 110 ksi, la resistencia al SSC generalmente disminuye a menos que la dureza se maneje por debajo de HRC 28,5. Recientemente, por otro lado, existe la necesidad de tuberías de acero de baja aleación de grado resistente a los ácidos para pozos de petróleo con resistencias aún más altas, y se están desarrollando productos en el grado de 115 ksi (es decir, con un límite elástico de 793 MPa o más). En el caso de tales tuberías de acero de baja aleación para pozos de petróleo con alta resistencia, es muy difícil manejar la dureza por debajo de HRC 28,5.

20 En lugar de disminuir la dureza para mejorar la resistencia al SSC, como se ha hecho convencionalmente, los presentes inventores intentaron proporcionar tuberías de acero de baja aleación para pozos de petróleo con alta dureza y que aún tienen buena resistencia al SSC. Como resultado, los presentes inventores obtuvieron los siguientes hallazgos.

25 (1) Típicamente, una tubería de acero de baja aleación para un pozo de petróleo se fabrica mediante conformado en caliente y, a continuación, enfriamiento y templeado para producir una microestructura metálica compuesta principalmente por martensita templada. Cuanto más esféricas son las partículas de carburo precipitadas durante la etapa de templeado, mejor se vuelve la resistencia al SSC del acero. El carburo precipitado durante la etapa de templeado es principalmente cementita. Durante la etapa de templeado, además de la cementita, también precipitan carburos de aleación (por ejemplo, carburo de Mo, carburo de V, carburo de Nb y carburo de Ti). Si el carburo se precipita a lo largo de los límites del grano, cuanto más planas sean las partículas de carburo, más fácilmente puede ocurrir SSC donde las partículas de carburo forman puntos de partida. En otras palabras, cuanto más cerca de la forma esférica esté la forma de las partículas de carburo, menos probable es que ocurra SSC en las partículas de carburo, mejorando la resistencia al SSC. Por lo tanto, para mejorar la resistencia al SSC, es preferible hacer que las partículas de carburo, particularmente la cementita, sean más esféricas.

35 (2) Para mejorar la resistencia al SSC, es preferible hacer que las partículas de cementita sean más esféricas y hacerlas crecer hasta que su diámetro de círculo equivalente sea de 200 nm o más. A medida que crecen las partículas de cementita, la superficie específica de cementita precipitada en el acero disminuye. La reducción de la superficie específica de la cementita mejora la resistencia al SSC.

40 (3) Bajo las mismas condiciones de templeado, la tasa de crecimiento de la cementita se ve significativamente afectada por el contenido de Cr en el acero. Las figuras 1 y 2 son gráficos que muestran la relación entre el contenido de Cr y la densidad numérica de la cementita. El eje horizontal de cada una de las figuras 1 y 2 indica el contenido de Cr en el acero, mientras que el eje vertical indica el número de partículas de cementita en un área de 100 μm² de matriz. La figura 1 es un gráfico en el que se cuenta el número de partículas de cementita que tienen un diámetro de círculo equivalente de 50 nm o más (en lo sucesivo denominado "cementita de partículas de mediana a grande" por conveniencia), mientras que la figura 2 es un gráfico donde se cuenta el número de partículas de cementita que tienen un diámetro de círculo equivalente de 200 nm o más (en lo sucesivo denominado "cementita de partículas grandes" por conveniencia). En las figuras 1 y 2, "o" indica un acero con un contenido de Mo del 0,7 %, mientras que "◆" indica un acero con un contenido de Mo del 1,2 %.

50 Como se muestra en las figuras 1 y 2, si el contenido de Cr en el acero es pequeño, la cantidad de partículas de cementita de mediana a grande observadas es pequeña, pero la cantidad de partículas grandes de cementita es grande. Por otro lado, si el contenido de Cr en el acero es grande, la cantidad de partículas de cementita de mediana a grande observadas es grande, pero la cantidad de partículas grandes de cementita es pequeña.

55 (4) Lo contrario es cierto con los carburos de aleación a base de M₂C como M₀2C ("M" significa metal): cuanto mayor es la densidad numérica, más estable se vuelve la resistencia al SSC del acero. Dado que la cementita tiene solo una pequeña capacidad de atrapar hidrógeno, cuanto mayor es el área de superficie de las partículas de cementita, menor es la resistencia al SSC del acero. Por otro lado, los carburos de aleación a base de M₂C tienen una gran capacidad de atrapar hidrógeno, lo que mejora la resistencia al SSC del acero. En consecuencia, aumentando la

densidad numérica del carburo de aleación a base de M_2C para aumentar el área de superficie mejora la resistencia al SSC del acero.

5 Las figuras 3 a 5 muestran imágenes de microscopía electrónica de transmisión (TEM) de carburos precipitados en acero. Las figuras 3 a 5 muestran imágenes TEM de microestructuras metálicas de aceros con contenidos de Mo de 0,7 %, 1,2 % y 2,0 %, respectivamente. Como se muestra en las figuras 3 a 5, cuanto más contenido de Mo, mayor es la densidad numérica de M_2C (principalmente Mo_2C). Además, la densidad numérica de Mo_2C también depende del contenido de Cr de modo que un aumento en el contenido de Cr impide la formación de Mo_2C . En consecuencia, para asegurar una cierta densidad numérica del carburo de aleación a base de M_2C , el acero debe contener una cierta cantidad de Mo y la relación de Mo a Cr debe ser igual o mayor que un cierto valor.

10 Los presentes inventores intentaron además obtener una tubería de baja aleación para un pozo de petróleo con buena resistencia al SSC incluso con granos relativamente gruesos, en lugar de mejorar la resistencia al SSC al hacer más finos los granos de austenita anteriores, como se hace convencionalmente. Durante esta investigación, descubrieron que el contenido de Ti debe estar estrictamente limitado si el número de tamaño de grano de austenita anterior es relativamente pequeño (es decir, los granos de cristal son relativamente grandes).

15 (5) Ti es eficaz para prevenir el agrietamiento por fundición. Además, Ti forma un nitruro. Un nitruro contribuye a prevenir que los granos de cristal se vuelvan gruesos debido al efecto de fijación. Sin embargo, las partículas gruesas de nitruro hacen que la resistencia al SSC del acero sea inestable. Si los granos de cristal son relativamente grandes, los efectos de un nitruro en la resistencia al SSC son relativamente grandes. Para obtener una resistencia al SSC buena y estable incluso con granos de cristal relativamente grandes, el contenido de Ti debe limitarse a
20 0,002 a 0,009 %.

La tubería de acero de baja aleación para un pozo de petróleo según la presente invención se completó en base a los hallazgos descritos anteriormente. Ahora, se describirá en detalle la tubería de acero de baja aleación para un pozo de petróleo según una realización de la presente invención. En la siguiente descripción, el "%" que indica el contenido de un elemento significa el % en masa.

25 [Composición química]

La tubería de acero de baja aleación para un pozo de petróleo según la presente realización incluye la composición química descrita a continuación.

C: no menos del 0,15 % y menos del 0,30 %

30 El carbono (C) aumenta la templabilidad del acero y aumenta la resistencia del acero. Además, un mayor contenido de C es ventajoso para formar cementita de partículas grandes y también facilita que las partículas de cementita sean más esféricas. En vista de esto, el acero de la presente realización contiene C en al menos 0,15 %. Por otro lado, si el contenido de C es 0,30 % o mayor, aumenta la susceptibilidad del acero al agrietamiento por enfriamiento. En particular, se necesita un medio de enfriamiento especial (es decir, método de enfriamiento rápido) para enfriar una tubería de acero. Además, la tenacidad del acero puede disminuir. En vista de esto, el contenido de C no debe
35 ser inferior al 0,15 % ni inferior al 0,30 %. Preferiblemente, el límite inferior del contenido de C es 0,18 %; más preferiblemente, es 0,22 %; aún más preferiblemente, es 0,24 %. Preferiblemente, el límite superior del contenido de C es 0,29 %; más preferiblemente, es 0,28 %.

Si: 0,05 a 1,00 %

40 El silicio (Si) desoxida el acero. Este efecto es insuficiente si el contenido de Si es inferior al 0,05 %. Por otro lado, si el contenido de Si excede el 1,00 %, la resistencia al SSC disminuye. En vista de esto, el contenido de Si debe estar en el intervalo de 0,05 a 1,00 %. Preferiblemente, el límite inferior del contenido de Si es 0,10 %; más preferiblemente, es 0,20 %. Preferiblemente, el límite superior del contenido de Si es 0,75 %; más preferiblemente, es 0,50 %; aún más preferiblemente, es 0,35 %.

Mn: 0,05 a 1,00 %

45 El manganeso (Mn) desoxida el acero. Este efecto es insignificante si el contenido de Mn es inferior al 0,05 %. Por otro lado, si el contenido de Mn excede el 1,00 %, se segrega a lo largo de los límites del grano junto con elementos de impureza como P y S, disminuyendo la resistencia al SSC del acero. En vista de esto, el contenido de Mn debe estar en el intervalo de 0,05 a 1,00 %. Preferiblemente, el límite inferior del contenido de Mn es 0,20 %; más preferiblemente, es 0,28 %. Preferiblemente, el límite superior del contenido de Mn es 0,85 %; más preferiblemente,
50 es 0,60 %.

P: no más de 0,030 %

El fósforo (P) es una impureza. P se segrega a lo largo de los límites de grano y disminuye la resistencia al SSC del acero. Por lo tanto, se prefieren contenidos de P más pequeños. En vista de esto, el contenido de P no debe ser

superior al 0,030 %. Preferiblemente, el contenido de P no es más de 0,020 %; más preferiblemente, no es más del 0,015 %; aún más preferiblemente, no es más del 0,012 %.

S: no más de 0,0050 %

5 El azufre (S) es una impureza. S segrega a lo largo de los límites de grano y disminuye la resistencia al SSC del acero. Por lo tanto, se prefieren contenidos de S más pequeños. En vista de esto, el contenido de S no debe ser superior al 0,0050 %. Preferiblemente, el contenido de S no es mayor que 0,0020 %; más preferiblemente, no es más del 0,0015 %.

Al: 0,005 a 0,100 %

10 El aluminio (Al) desoxida el acero. Si el contenido de Al es inferior al 0,005 %, el acero está insuficientemente desoxidado, disminuyendo la resistencia al SSC del acero. Por otro lado, si el contenido de Al supera el 0,100 %, se produce óxido, disminuyendo la resistencia SSC del acero. En vista de esto, el contenido de Al debe estar en el intervalo de 0,005 a 0,100 %. Preferiblemente, el límite inferior del contenido de Al es 0,010 %; más preferiblemente, es 0,020 %. Preferiblemente, el límite superior del contenido de Al es 0,070 %; más preferiblemente, es 0,050 %.

15 Como se usa en la presente memoria, el contenido de "Al" significa el contenido de "Al soluble en ácido", es decir, el contenido de "sol. Al".

O: no más de 0,005 %

20 El oxígeno (O) es una impureza. O forma partículas de óxido grueso, disminuyendo la resistencia a la picadura del acero. Por lo tanto, preferiblemente, el contenido de O debe minimizarse. El contenido de óxido no debe ser superior al 0,005 % (es decir, 50 ppm). Preferiblemente, el contenido de O es inferior al 0,005 % (es decir, 50 ppm); más preferiblemente, no es más del 0,003 % (es decir, 30 ppm); aún más preferiblemente, no es más del 0,0015 % (es decir, 15 ppm).

N: no más de 0,007 %

25 El nitrógeno (N) es una impureza. N forma nitruro. Si las partículas de nitruro están bien, esto contribuye a evitar que los granos de cristal se vuelvan gruesos; sin embargo, si las partículas de nitrógeno son gruesas, esto hace que la resistencia al SSC del acero sea inestable. Por lo tanto, se prefieren contenidos de N más pequeños. En vista de esto, el contenido de N no debe ser superior al 0,007 % (es decir, 70 ppm). Preferiblemente, el contenido de N no es más del 0,005 % (es decir, 50 ppm); más preferiblemente, no es más del 0,004 % (es decir, 40 ppm). Si se desea el efecto de fijación debido a la precipitación de partículas finas de nitruro, el acero contiene preferiblemente N en no menos del 0,002 % (es decir, 20 ppm).

30 Cr: no menos del 0,10 % y menos del 1,00 %

35 El cromo (Cr) aumenta la templabilidad del acero y aumenta la resistencia del acero. Si el contenido de Cr es inferior al 0,10 %, es difícil garantizar un nivel suficiente de templabilidad. Un contenido de Cr por debajo del 0,10 % da como resultado una disminución de la templabilidad que permite que se produzca bainita, lo que puede disminuir la resistencia al SSC. Por otro lado, si el contenido de Cr no es inferior al 1,00 %, es difícil asegurar una densidad numérica deseada para la cementita de partículas grandes. Además, la dureza del acero puede disminuir fácilmente.

40 En vista de esto, el contenido de Cr no debe ser inferior al 0,10 % e inferior al 1,00 %. Preferiblemente, el límite inferior del contenido de Cr es del 0,20 %. Particularmente, para una tubería de acero con un espesor de pared grande, el límite inferior del contenido de Cr es preferiblemente del 0,23 %; más preferiblemente, es 0,25 %; aún más preferiblemente, es 0,3 %. Preferiblemente, el límite superior del contenido de Cr es 0,85 %; más preferiblemente, es 0,75 %.

Mo: más del 1,0 % y no más del 2,5 %

45 El molibdeno (Mo) aumenta la resistencia al templado del acero y contribuye a mejorar la resistencia al SSC debido al templado a alta temperatura. Además, Mo forma Mo_2C y contribuye a mejorar la resistencia al SSC. Para que todos estos efectos estén presentes, es necesario un contenido de Mo superior al 1,0 %. Por otro lado, si el contenido de Mo excede el 2,5 %, el acero está saturado con respecto a los efectos anteriores y los costes aumentan. En vista de esto, el contenido de Mo debe ser más del 1,0 % y no más del 2,5 %. Preferiblemente, el límite inferior del contenido de Mo es 1,1 %; más preferiblemente, es 1,2 %. Preferiblemente, el límite superior del contenido de Mo es 2,0 %; más preferiblemente, es 1,6 %.

Mo/Cr \geq 2,0 ... (1).

50 En la presente realización, el contenido de Cr y el contenido de Mo están en los intervalos descritos anteriormente y satisfacen la ecuación (1) anterior. Es decir, la relación entre el contenido de Mo y el contenido de Cr en % en masa, Mo/Cr, no es inferior a 2,0. Como se discutió anteriormente, Mo forma Mo_2C y contribuye a mejorar la resistencia al SSC. Un aumento en el contenido de Cr evita que se forme cementita de partículas grandes y también evita que se

ES 2 756 334 T3

forme Mo_2C . Si Mo/Cr es menor que 2,0, Cr hace que la formación de Mo_2C sea insuficiente. Preferiblemente, Mo/Cr no es inferior a 2,3.

V: 0,01 a 0,30 %

5 El vanadio (V) aumenta la resistencia al templado del acero y contribuye a mejorar la resistencia al SSC debido al templado a alta temperatura. Además, V ayuda a formar carburo a base de M_2C . Estos efectos no están presentes si el contenido de V es inferior al 0,01 %. Por otro lado, si el contenido de V supera el 0,30 %, la dureza del acero disminuye. En vista de esto, el contenido de V debe estar en el intervalo de 0,01 a 0,30 %. Preferiblemente, el límite inferior del contenido de V es 0,06 %; más preferiblemente, es 0,08 %. Preferiblemente, el límite superior del contenido de V es 0,20 %; más preferiblemente, es 0,16 %.

10 Ti: 0,002 a 0,009 %

15 El titanio (Ti) es efectivo para prevenir el agrietamiento por fundición. Además, el Ti forma un nitruro y contribuye a prevenir que los granos de cristal se vuelvan gruesos. En vista de esto, en la presente realización, el acero contiene Ti en al menos el 0,002 %. Por otro lado, si el contenido de Ti supera el 0,009 %, se producen grandes partículas de nitruro, lo que hace que la resistencia al SSC del acero sea inestable. En vista de esto, el contenido de Ti debe estar en el intervalo de 0,002 a 0,009 %. Preferiblemente, el límite inferior del contenido de Ti es 0,004 %. Preferiblemente, el límite superior del contenido de Ti es 0,008 %.

20 El equilibrio de la composición química de la tubería de acero de baja aleación para un pozo de petróleo según la presente realización está hecho de Fe e impurezas. La impureza en este contexto significa un elemento que se origina a partir de mineral o desechos usados como material de acero o un elemento que entra desde el medio ambiente o similar durante el procedimiento de fabricación.

La tubería de acero de baja aleación para un pozo de petróleo según la presente realización puede contener, en lugar de parte de Fe, uno o más seleccionados del grupo que consiste en Nb, B y Ca.

Nb: 0 a 0,050 %

25 El niobio (Nb) es un elemento aditivo opcional. Nb forma un carburo, nitruro o carbonitruro. El carburo, el nitruro y el carbonitruro hacen que los granos de cristal de acero sean más finos debido al efecto de fijación, lo que aumenta la resistencia al SSC del acero. Incluso una pequeña cantidad de Nb proporciona los efectos anteriores. Por otro lado, si el contenido de Nb excede el 0,050 %, se produce una cantidad excesiva de nitruro, lo que hace que la resistencia al SSC del acero sea inestable. En vista de esto, el contenido de Nb debe estar en el intervalo de 0 a 0,050 %. Preferiblemente, el límite inferior del contenido de Nb es 0,005 %; más preferiblemente, es 0,010 %. Preferiblemente, el límite superior del contenido de Nb es 0,035 %; más preferiblemente, es 0,030 %.

B: 0 a 0,0050 %

35 El boro (B) es un elemento aditivo opcional. B aumenta la templabilidad del acero. Incluso una pequeña cantidad de B proporciona los efectos anteriores. Por otro lado, B tiende a formar M_{23}CB_6 a lo largo de los límites de grano, de modo que si el contenido de B excede el 0,0050 %, la resistencia al SSC del acero disminuye. En vista de esto, el contenido de B debe estar en el intervalo de 0 a 0,0050 % (es decir, 50 ppm). Preferiblemente, el límite inferior del contenido de B es 0,0001 % (es decir, 1 ppm); más preferiblemente, es 0,0005 % (es decir, 5 ppm). Con respecto al límite superior, preferiblemente, el contenido de B es inferior al 0,0050 % (es decir, 50 ppm); más preferiblemente, no es más del 0,0025 % (es decir, 25 ppm). Para usar los efectos de B, es preferible minimizar el contenido de N o fijar N con Ti de modo que los átomos de B que no están acoplados con N átomos estén presentes.

40 Ca: 0 a 0,0050 %

45 El calcio (Ca) es un elemento aditivo opcional. El Ca evita que se produzcan inclusiones gruesas a base de Al y forma partículas finas de oxisulfuro a base de Al-Ca. Por lo tanto, cuando se va a producir material de acero (una losa o taco redondo) por colada continua, Ca evita que la boquilla del aparato de colada continua se obstruya por inclusiones gruesas basadas en Al. Incluso una pequeña cantidad de Ca proporciona los efectos anteriores. Por otro lado, si el contenido de Ca excede el 0,0050 %, la resistencia a la picadura del acero disminuye. En vista de esto, el contenido de Ca debe estar en el intervalo de 0 a 0,0050 % (es decir, 50 ppm). Preferiblemente, el límite inferior del contenido de Ca es 0,0003 % (es decir, 3 ppm); más preferiblemente, es 0,0005 % (es decir, 5 ppm). Preferiblemente, el límite superior del contenido de Ca es 0,0045 % (es decir, 45 ppm); más preferiblemente, es 0,0030 % (es decir, 30 ppm).

50 [Microestructura metálica y precipitados]

La tubería de acero de baja aleación para un pozo de petróleo de la presente realización incluye la microestructura metálica descrita a continuación.

La tubería de acero de baja aleación para un pozo de petróleo de la presente realización incluye una microestructura metálica compuesta principalmente por martensita templada. Microestructura metálica compuesta principalmente por

martensita templada significa una microestructura metálica con una fase de martensita templada en una relación de volumen del 90 % o más. La resistencia al SSC del acero disminuye si la relación de volumen de la fase de martensita templada es inferior al 90 %, por ejemplo, está presente una gran cantidad de bainita templada.

5 La microestructura metálica de la tubería de acero de baja aleación para un pozo de petróleo de la presente realización tiene granos de austenita anteriores con un número de tamaño de grano de cristal según ASTM E112 de 7,0 o superior. Los granos gruesos con un tamaño de grano de cristal inferior a 7,0 hacen que sea difícil garantizar una cierta resistencia al SSC. Los números más grandes de tamaño de grano de cristal son ventajosos para garantizar una cierta resistencia al SSC. Por otro lado, para lograr granos finos con un tamaño de grano de cristal de 10,0 o superior, se deben usar medios de fabricación de alto coste, por ejemplo, el recalentamiento/enfriamiento debe realizarse más de una vez, o la normalización debe realizarse antes del recalentamiento/enfriamiento. La microestructura metálica con un número de tamaño de grano de cristal de menos de 10,0 se puede lograr mediante recalentamiento/enfriamiento una vez, asegurando una resistencia al SSC prevista. En vista de esto, desde el punto de vista del coste de fabricación, el número de tamaño de grano de cristal de los granos de austenita anteriores es preferiblemente inferior a 10,0; más preferiblemente, es inferior a 9,5; aún más preferiblemente, es inferior a 9,0. El tamaño de grano de austenita previo se puede medir mediante observación microscópica para una muestra grabada. Además, el número de tamaño de grano de austenita previo de ASTM también se puede determinar mediante mapeo de orientación de cristales usando Difracción de dispersión de retroceso de electrones (EBSD).

20 En la tubería de acero de baja aleación para un pozo de petróleo de la presente invención, 50 o más partículas de cementita con un diámetro de círculo equivalente de 200 nm o más (es decir, cementita de partículas grandes) están presentes en un área de 100 μm^2 de matriz. En el caso de la composición química especificada por la presente invención, la cementita precipita durante el templado. El SSC tiende a ocurrir donde un límite entre cementita y matriz forma un punto de partida. Medido geoméricamente, dado el mismo volumen, un precipitado esférico tiene una superficie más pequeña que una plana. Además, dado el mismo volumen total, el área de superficie específica es menor si hay precipitados grandes que si hay un gran número de precipitados finos. En la presente invención, las partículas de cementita se hacen crecer hasta un tamaño relativamente grande para reducir los límites entre cementita y matriz, asegurando así una cierta resistencia al SSC. Si el número de partículas grandes de cementita en un área de 100 μm^2 de matriz es inferior a 50, es difícil garantizar una cierta resistencia al SSC. Preferiblemente, 60 o más partículas grandes de cementita están presentes en un área de 100 μm^2 de matriz.

30 Además, en la tubería de acero de baja aleación para un pozo de petróleo de la presente invención, la densidad numérica del carburo de aleación a base de M_2C es 25/ μm^2 o más. Típicamente, M del carburo de aleación basado en M_2C de la tubería de acero de baja aleación para un pozo de petróleo de la presente invención es Mo. A diferencia de la cementita, el carburo de aleación a base de M_2C tiene una gran capacidad de atrapar hidrógeno, mejorando la resistencia al SSC del acero. Para que estos efectos estén presentes, la densidad numérica del carburo de aleación a base de M_2C debe ser de 25/ μm^2 o más. Preferiblemente, la densidad numérica del carburo de aleación a base de M_2C es 30/ μm^2 o más.

Se cuentan partículas de carburo de aleación a base de M_2C con un diámetro de círculo equivalente de 5 nm o más. En otras palabras, en la tubería de acero de baja aleación para un pozo de petróleo de la presente invención, 25 o más partículas de carburo de aleación a base de M_2C con un diámetro circular equivalente de 5 nm o mayor están presentes en un área de 1 μm^2 de matriz.

40 [Método de fabricación]

A continuación se describirá un método ejemplar de fabricación de una tubería de acero de baja aleación para un pozo de petróleo según la presente invención. La figura 6 es un diagrama de flujo que muestra un método ejemplar de fabricación de una tubería de acero de baja aleación. Este ejemplo ilustra una implementación donde la tubería de acero de baja aleación para un pozo de petróleo es una tubería de acero sin juntas.

45 Se produce un taco que tiene la composición química descrita anteriormente (etapa S1). Primero, el acero que tiene la composición química descrita anteriormente se funde y se refina usando un método bien conocido. Posteriormente, el acero fundido se somete a una colada continua para producir material de colada continua. El material de colada continua puede ser una losa, taco o veladura, por ejemplo. Alternativamente, el acero fundido puede someterse a la fabricación de lingotes para producir un lingote. La losa, veladura o lingote se trabaja en caliente para producir un taco. El trabajo en caliente puede ser laminado en caliente o forjado en caliente, por ejemplo.

55 El taco se trabaja en caliente para producir una carcasa hueca (etapa S2). Primero, el taco se calienta en un horno de calentamiento. El taco se extrae del horno de calentamiento y se trabaja en caliente para producir una carcasa hueca. Por ejemplo, un procedimiento de Mannesmann se puede realizar como trabajo en caliente para producir una carcasa hueca. En tal caso, se utiliza una máquina perforadora para realizar el rodamiento de perforación en el taco redondo. El taco redondo que ha sido sometido a laminación perforada es laminado en caliente por un mandril, reductor, molino de calibrado y otras máquinas para producir una carcasa hueca. Se pueden usar otros métodos de trabajo en caliente para producir una carcasa hueca a partir del taco.

La tubería de acero de la presente invención se usa como una tubería de acero con un espesor de pared de 10 a 50 mm. Además, puede usarse de manera particularmente adecuada como una tubería de acero con un espesor de pared relativamente grande, por ejemplo, un espesor de pared que no sea menor de 13 mm, no menor de 15 mm o no menor de 20 mm.

5 Las características significativas de la tubería de acero de la presente invención son la composición química especificada por la presente invención y el estado de precipitación del carburo. El estado de precipitación del carburo depende en gran medida de la composición química y las condiciones finales de templado. En consecuencia, siempre que se garantice que se produzcan granos de austenita finos anteriores con un tamaño de grano de cristal de 7,0 o superior, el procedimiento de enfriamiento después del trabajo en caliente hasta el templado y el tratamiento térmico no se limitan a ningún método en particular. Típicamente, sin embargo, es difícil obtener granos de austenita finos anteriores con un tamaño de grano de cristal de 7,0 o superior sin un historial de al menos una transformación inversa de ferrita a austenita. En vista de esto, la tubería de acero de la presente invención se produce produciendo una carcasa hueca, recalentándola, preferiblemente fuera de línea, a una temperatura que es más alta que el punto AC₃ (etapa S4) y enfriamiento (etapa S5).

15 Si se realizan el recalentamiento y el enfriamiento rápido, la etapa después del trabajo en caliente da como resultado una carcasa hueca que tiene un diámetro exterior y un grosor de pared deseados (todo el procedimiento después de que se produce una carcasa hueca por trabajo en caliente hasta que la etapa de recalentamiento se muestra como la etapa S3 en la figura 6) no se limita a ningún método en particular. La carcasa hueca después de completar la formación en caliente puede dejarse enfriar o puede enfriarse con aire (etapa S3A); después de completar la formación en caliente, la carcasa hueca puede enfriarse directamente a partir de una temperatura que no sea inferior al punto Ar₃ (etapa S3B); o, después de completar la formación en caliente, la carcasa hueca puede someterse a impregnación (es decir, calentamiento concurrente) a una temperatura que no sea inferior al punto Ar₃ con un horno de impregnación ubicado adyacente al equipo de conformado en caliente y, a continuación, se enfría (es decir, el llamado tratamiento térmico en línea; etapa S3C).

25 Si la carcasa hueca después del laminado en caliente se deja enfriar o se enfría con aire (etapa S3A), preferiblemente se enfría a una temperatura ambiental o una temperatura cercana a ella.

Si se realiza el procedimiento de las etapas S3B o S3C anteriores, eso significa que el enfriamiento se realiza una pluralidad de veces si también se cuenta el recalentamiento/enfriamiento descrito a continuación, lo cual es ventajoso para hacer más finos los granos de cristal de austenita.

30 En el caso de enfriamiento directo (etapa S3B), la carcasa hueca después del laminado en caliente se refrigera rápidamente (es decir, se enfría) desde una temperatura cercana a la temperatura de acabado del laminado (que no debe ser inferior al punto Ar₃) a una temperatura que no sea más alta que la temperatura de inicio de la transformación martensítica. El enfriamiento rápido puede ser, por ejemplo, enfriamiento por agua o enfriamiento por nebulización.

35 En el caso de un tratamiento térmico en línea (etapa S3C), primero, la carcasa hueca después del laminado en caliente se impregna a una temperatura que no es inferior al punto Ar₃, y la carcasa hueca impregnada se refrigera rápidamente (es decir, se enfría) desde una temperatura que no es inferior al punto Ar₃ a una temperatura que no sea más alta que la temperatura de inicio de la transformación martensítica. Los medios de enfriamiento rápido pueden ser los mismos que los de enfriamiento directo, descritos anteriormente.

40 En algunos casos, la tubería de acero que se ha enfriado en la etapa S3B o S3C puede desarrollar fracturas retrasadas tales como grietas de la temporada; Para solucionar esto, después de una de estas etapas, la tubería puede templarse a una temperatura que no sea superior al punto Ac₁ (etapa S3t).

45 La carcasa hueca que ha sido procesada por una de las etapas anteriores se recalienta a una temperatura que no es inferior al punto AC₃ y se impregna (etapa S4). La carcasa hueca recalentada se refrigera rápidamente (es decir, se enfría) a una temperatura que no es más alta que la temperatura de inicio de la transformación martensítica (etapa S5). El enfriamiento rápido puede ser, por ejemplo, enfriamiento por agua o enfriamiento por nebulización. La carcasa hueca enfriada se temple a una temperatura que no es más alta que el punto Ac₁ (etapa S6).

50 La temperatura de templado en la etapa S6 es superior a 660 °C; preferiblemente, no es inferior a 680 °C. Si la temperatura de templado no es superior a 660 °C, la densidad de dislocación del acero tiende a ser alta, disminuyendo la resistencia al SSC del acero. Además, si no es superior a 660 °C, la maduración de cementita de Oswald es insuficiente, lo que hace difícil satisfacer la densidad numérica de cementita de partículas grandes descrita anteriormente.

55 Se puede realizar un tratamiento térmico tal como la normalización entre el tratamiento térmico antes del recalentamiento/enfriamiento (etapa S3) y recalentamiento (etapa S4). El recalentamiento (etapa S4) y el enfriamiento (etapa S5) se pueden realizar una pluralidad de veces. Realizar la normalización o el enfriamiento rápido una pluralidad de veces puede incluso proporcionar una microestructura de grano fino con un número de tamaño de grano de cristal de 10,0 o superior.

Desde el punto de vista del coste de fabricación, es preferible que, después de que se produzca la carcasa hueca (etapa S2), se deje enfriar o se enfríe al aire (etapa S3A), y el recalentamiento (etapa S4) y el enfriamiento (etapa S5) realizado solo una vez. La tubería de acero de la presente invención proporciona una buena resistencia al SSC incluso con granos de cristal relativamente grandes.

5 **[Ejemplos]**

Ahora, la presente invención se describirá con más detalle usando ejemplos. La presente invención no se limita a estos ejemplos.

Los aceros A a O que tienen las composiciones químicas mostradas en la Tabla 1 se fundieron, y se realizaron coladas y veladuras continuas para producir tacos para la producción de tubos con un diámetro exterior de 310 mm.

10 El equilibrio de cada una de las composiciones químicas de la Tabla 1 es Fe e impurezas. "Componentes conformes" en la columna de "clasificación" de la Tabla 1 indica que la composición química del acero está en el intervalo de la composición química de la presente invención. "*" añadido a un valor en la Tabla 1 indica que el valor está fuera del intervalo especificado de la presente invención. Lo mismo se aplica a las Tablas 2 y 3.

[Tabla 1]

15

TABLA 1

Acero	Masa %													Ppm en masa				Mo / Cr	Clasificación
	C	Si	Mn	P	S	Cr	Mo	V	Ti	Nb	Al	B	Ca	O	N				
A	0,27	0,26	0,44	0,010	0,0011	0,32	1,26	0,11	0,006	0,030	0,035	11	12	12	49	3,9	componentes conformes		
B	0,28	0,26	0,43	0,011	0,0008	0,52	1,25	0,13	0,006	0,030	0,035	11	10	10	40	2,4	componentes conformes		
C	0,24	0,25	0,53	0,015	0,0015	0,63	2,00	0,07	0,002	0,020	0,030	-	15	17	31	3,2	componentes conformes		
De	0,27	0,26	0,44	0,010	0,0011	0,55	1,15	0,21	0,006	-	0,035	-	-	14	49	2,1	componentes conformes		
Ei	0,25	0,26	0,54	0,010	0,0011	0,70	1,70	0,10	0,008	0,005	0,035	11	12	13	25	2,4	componentes conformes		
F	0,23	0,35	0,51	0,014	0,0004	0,25	1,10	0,13	0,004	0,015	0,033	17	4	18	43	4,4	componentes conformes		
G	0,27	0,26	0,44	0,010	0,0011	0,90	1,85	0,10	0,007	-	0,035	-	-	12	49	2,1	componentes conformes		
H	0,24	0,26	0,55	0,010	0,0021	0,85	1,15	0,08	0,006	0,029	0,030	12	10	13	40	1,4*	acero comparativo		
I	0,28	0,26	0,43	0,010	0,0009	1,08*	2,40	0,08	0,006	0,029	0,034	12	9	15	45	2,2	acero comparativo		
J	0,26	0,31	0,42	0,002	0,0011	0,05*	1,96	0,10	0,003	0,012	0,031	24	20	18	35	39,2	acero comparativo		
K	0,28	0,27	0,45	0,010	0,0007	0,30	0,75*	0,20	0,006	0,028	0,033	12	8	13	44	2,5	acero comparativo		
L	0,26	0,26	0,44	0,010	0,0010	0,95	2,20	0,10	0,025*	0,031	0,036	12	15	18	39	2,3	acero comparativo		
M	0,28	0,26	0,50	0,010	0,0011	0,40	1,70	0,10	0,018*	0,021	0,035	11	12	14	25	4,3	acero comparativo		
N	0,17	0,15	0,40	0,011	0,0007	0,27	1,13	0,05	0,003	0,017	0,033	11	10	13	37	4,2	componentes conformes		
O	0,28	0,27	0,45	0,010	0,0007	0,98	1,05	0,10	0,006	0,003	0,033	10	8	13	44	1,1*	acero comparativo		

ES 2 756 334 T3

Cada taco se sometió a perforación por laminación y alargamiento por el método del mandril Mannesmann para producir una carcasa hueca (es decir, tubería de acero sin juntas) que tiene un tamaño que se muestra en la columna de "Tamaño de tubería" de la Tabla 2. Cada valor en la columna de "OD" de la Tabla 2 indica el diámetro exterior de una carcasa hueca, mientras que cada valor en la columna de "WT" indica el grosor de la pared de una carcasa hueca.

5

[Tabla 2]

TABLA 2

N.º	Acero	Tamaño de la tubería		Tratamiento térmico		
		OD (mm)	WT (mm)	Procedimiento antes del recalentamiento/enfriamiento	Temperatura de enfriamiento (°C)	Temperatura de templado (°C)
1	A	244,5	13,8	conformado en caliente seguido de dejar enfriar	920	700
2	A	244,5	13,8	conformado en caliente directamente seguido de enfriamiento por agua	920	700
3	A	244,5	13,8	conformado en caliente directamente seguido de enfriamiento con agua + templado	920	690
4	B	346,1	15,9	conformado en caliente seguido de dejar enfriar	920	705
5	B	346,1	15,9	conformado en caliente + impregnación seguido de enfriamiento con agua	920	700
6	B	346,1	15,9	conformado en caliente + impregnación seguido de enfriamiento con agua + templado	920	700
7	C	346,1	20,5	conformado en caliente seguido de dejar enfriar	950	700
8	D	244,5	13,8	conformado en caliente seguido de dejar enfriar	920	695
9	E	244,5	20,5	conformado en caliente + impregnación seguido de enfriamiento con agua + templado	920	695
10	F	244,5	20,5	conformado en caliente seguido de dejar enfriar	920	700
11	G	244,5	13,8	conformado en caliente + impregnación seguido de enfriamiento con agua + templado	920	695
12	H *	346,1	15,9	conformado en caliente seguido de dejar enfriar	920	700
13	I*	244,5	13,8	conformado en caliente seguido de dejar enfriar	920	700

ES 2 756 334 T3

(continuación)

N.º	Acero	Tamaño de la tubería		Tratamiento térmico		
		OD (mm)	WT (mm)	Procedimiento antes del recalentamiento/enfriamiento	Temperatura de enfriamiento (°C)	Temperatura de templado (°C)
14	J *	346,1	30,2	conformado en caliente seguido de dejar enfriar	920	700
15	K *	244,5	13,8	conformado en caliente seguido de dejar enfriar	920	700
16	L *	244,5	13,8	conformado en caliente seguido de dejar enfriar	920	700
17	M*	244,5	13,8	conformado en caliente seguido de dejar enfriar	920	700
18	N	244,5	13,8	conformado en caliente + impregnación seguido de enfriamiento con agua + templado	920	600*
19	O*	244,5	13,8	conformado en caliente + impregnación seguido de enfriamiento con agua + templado	920	695

5 Cada carcasa hueca después del laminado se sometió a un procedimiento indicado en la columna "Procedimiento antes de recalentamiento/enfriamiento" de la Tabla 2. Más específicamente, si una entrada de esta columna indica "conformado en caliente seguido de dejar enfriar", se llevó a cabo un procedimiento correspondiente a la etapa S3A de la figura 6. Para "conformado en caliente seguido directamente por enfriamiento con agua", se llevó a cabo un procedimiento correspondiente a la etapa S3B de la figura 6. Para "conformado en caliente directamente seguido de enfriamiento por agua + templado", se llevó a cabo un procedimiento correspondiente a las etapas S3B y S3t de la figura 6. Para "conformado en caliente + impregnación seguido de enfriamiento con agua", se llevó a cabo un procedimiento correspondiente a la etapa S3C de la figura 6. Para "conformado en caliente + impregnación seguido de enfriamiento con agua + templado", se llevó a cabo un procedimiento correspondiente a las etapas S3C y S3t de la figura 6. La etapa de impregnación en "conformado en caliente + impregnación seguido de enfriamiento con agua" y "conformado en caliente + impregnación seguido de enfriamiento con agua + templado" se realizó a 920 °C durante 15 minutos. La etapa de templado en "conformado en caliente directamente seguido de enfriamiento con agua + templado" y "conformado en caliente + impregnación seguido de enfriamiento con agua + templado" se realizó a 500 °C durante 30 minutos.

20 Cada carcasa hueca que había sido sometida a un procedimiento indicado en la columna "Procedimiento antes del recalentamiento/enfriamiento rápido" se recalentó a la temperatura correspondiente indicada en la columna de "Temperatura de enfriamiento rápido" de la Tabla 2 y se remojó durante 20 minutos y, a continuación, se enfrió rápidamente por enfriamiento de agua. Cada carcasa hueca que se había enfriado se remojó (templó) a la temperatura correspondiente indicada en la columna de "Temperatura de templado" de la Tabla 2 durante 30 minutos para producir la tubería de acero de baja aleación para un pozo de petróleo de los números 1 a 19.

[Método de ensayo]

[Ensayo previa de tamaño de grano de austenita]

25 Desde la tubería de acero de baja aleación para un pozo de petróleo de cada número que había sido sometido al procedimiento hasta el templado, se obtuvo una muestra que tenía una sección transversal perpendicular a la dirección longitudinal de la tubería de acero (en adelante denominada superficie observada). La superficie observada de cada muestra fue pulida mecánicamente. Después del pulido, se usó el reactivo de grabado Picral para que aparecieran los límites previos del grano de austenita en la superficie observada. Posteriormente, el número de tamaño de grano de cristal de los granos de austenita anteriores en la superficie observada se determinó de conformidad con ASTM E112.

[Ensayo de dureza]

5 A partir de la tubería de acero de baja aleación para un pozo de petróleo de cada número, se obtuvo una muestra que tenía una sección transversal perpendicular a la dirección longitudinal de la tubería de acero (en lo sucesivo denominada superficie observada). La superficie observada de cada muestra fue pulida mecánicamente. De conformidad con JIS G0202, se determinó la dureza Rockwell en escala C de la porción de cada muestra pulida que correspondía al centro del espesor de la pared de la tubería de acero. La dureza se midió después del templado, así como antes del templado.

[Ensayo de tracción]

10 De la tubería de acero de baja aleación para un pozo de petróleo de cada número, se obtuvo una muestra en forma de arco para ensayos de tracción. La sección transversal de la muestra en forma de arco para la ensayo de tracción tenía forma de arco, y la dirección longitudinal de la muestra en forma de arco para la ensayo de tracción era paralela a la dirección longitudinal de la tubería de acero. La muestra en forma de arco para la ensayo de tracción se utilizó para realizar una ensayo de tracción a temperatura ambiente de conformidad con 5CT del estándar del American Petroleum Institute (API). En base a los resultados de la ensayo, se determinó el límite elástico YS (MPa) y el límite elástico TS (MPa) de cada tubería de acero.

[Conteo del número de partículas de cementita y carburo de aleación a base de M_2C]

20 A partir de una región que incluye el centro del espesor de la tubería de acero de baja aleación para un pozo de petróleo de cada número, se obtuvo una muestra para observación TEM utilizando el método de extracción de réplica. Más específicamente, se pulió una muestra y su sección transversal observada se sumergió en una solución de ácido nítrico-alcohol al 3 % (nital) durante 10 segundos y, a continuación, la superficie de la sección transversal observada se cubrió con una película de réplica. A continuación, la muestra se sumergió en 5 % nital a través de la película de réplica para hacer que la película de réplica se desprege de la muestra. La película de réplica flotante se transfirió a etanol líquido limpio para limpiarla. Finalmente, la película de réplica se recogió con una malla de lámina y se secó para proporcionar una muestra de película de réplica para observación precipitada. Los precipitados se observaron e identificaron utilizando TEM y espectroscopía de rayos X de tipo dispersión de energía (EDS). Los números de diferentes precipitados se contaron por análisis de imagen.

25 El análisis de la imagen se describirá en detalle con referencia a las figuras 7 y 8. El análisis de imagen se realizó utilizando un software de análisis de imagen (ImageJ 1.47v). La figura 7 muestra una imagen TEM de partículas de carburo mediante el uso de películas de réplica.

30 La figura 8 muestra una imagen producida mediante la extracción de contornos de partículas de carburo de la figura 7 mediante el uso de análisis de imágenes. En este ejemplo, el área de superficie de cada partícula de carburo se determinó por aproximación elíptica y, en función del área de superficie, se determinó el diámetro del círculo equivalente (es decir, el diámetro) de cada partícula de carburo. Se contó el número de partículas de carburo con un diámetro de círculo equivalente que no es menor que un valor predeterminado, y este número se dividió por el área de superficie del campo de visión para determinar la densidad numérica.

[Ensayo de evaluación de resistencia al SSC]

[Ensayo de carga constante]

40 De la tubería de acero de baja aleación para un pozo de petróleo de cada número, se obtuvo una muestra de barra redonda. El diámetro externo de la porción paralela de cada muestra de barra redonda fue de 6,35 mm, y la longitud de la porción paralela fue de 25,4 mm. De conformidad con el método A de NACE TM0177, se realizaron ensayos de carga constante para evaluar la resistencia al SSC de cada muestra de barra redonda. El baño de ensayo era una solución acuosa de cloruro de sodio al 5 % y ácido acético al 0,5 % a temperatura ambiente, saturada con gas H_2S a 1 atm. A cada muestra de barra redonda se le aplicó un esfuerzo de carga correspondiente al 90 % del esfuerzo de fluencia real (AYS) de la tubería de acero de baja aleación para un pozo de petróleo del número correspondiente, y cada muestra se sumergió en el baño de ensayo durante 720 horas. Después de 720 horas, se determinó si cada muestra de barra redonda se había roto o no, y, si no se había roto, se determinó que este acero tenía una alta resistencia al SSC. Si se había roto, se determinó que este acero tenía una baja resistencia al SSC.

[Ensayo de flexión de cuatro puntos]

50 De la tubería de acero de baja aleación para un pozo de petróleo de cada número, se obtuvo una muestra con un espesor de 2 mm, un ancho de 10 mm y una longitud de 75 mm. A cada muestra se le aplicó una distorsión de una cantidad predeterminada por flexión de cuatro puntos de conformidad con ASTM G39. Por lo tanto, a cada muestra se le aplicó una tensión correspondiente al 90 % de la tensión de fluencia real (AYS) de la tubería de acero de baja aleación para un pozo de petróleo del número correspondiente. La muestra a la que se le había aplicado una tensión, junto con la plantilla de ensayo, se incluyó en un autoclave. Posteriormente, se inyectó una solución de cloruro de sodio al 5 % en el autoclave, quedando una fase gaseosa. Posteriormente, gas H_2S a 5 atm o a 10 atm se encerró bajo presión en el autoclave y la solución se agitó para saturar la solución con gas H_2S . Después de sellar el

autoclave, la solución se mantuvo a 24 °C durante 720 horas mientras se agitaba. Posteriormente, el autoclave se descomprimió y se retiró la muestra. La muestra retirada se observó visualmente para SSC y, si no se había roto, se determinó que este acero tenía una alta resistencia al SSC. Si se había roto, se determinó que este acero tenía una baja resistencia al SSC.

5 [Resultados de la ensayo]

Los resultados de la ensayo se muestran en la Tabla 3. Cada entrada de la columna de "Tamaño de grano No." de la Tabla 3 tiene un número de tamaño de grano de cristal de granos de austenita anteriores de la tubería de acero de baja aleación para un pozo de petróleo del número correspondiente. La columna de "YS" tiene valores de límite elástico, la columna de "TS" tiene valores de resistencia a la tracción y la columna de "HRC" tiene valores de dureza Rockwell de la muestra después de la etapa final de templado. "Sin SSC" en la columna de "Evaluación de resistencia al SSC" indica que no se encontró SSC en la ensayo correspondiente. "SSC" en esta columna indica que se encontró SSC en la ensayo correspondiente. "-" en esta columna indica que no se realizó ninguna ensayo correspondiente. Todos los ejemplos N.º 1 a 19 tenían el límite elástico de 758MPa o más y la dureza (HRC) de 28,5 o más en la condición después de la etapa final de templado. Con respecto a la dureza antes de la etapa de templado final, respetando la descripción de la dureza individual, se determinó que las tuberías de acero de baja aleación para pozos de petróleo de los números 1 a 19, excepto el número 14, tenían una microestructura metálica con una relación de volumen de una fase martensítica del 90 % o más. Esta determinación se realizó en función de si un acero determinado satisfizo o excedió la dureza mínima después del enfriamiento para garantizar una relación de volumen de una fase martensítica del 90 % o superior:

20
$$HRC_{min}=58 \times (\% \text{ carbon}) + 27,$$

descrito en la especificación API 5CT/ISO 11960.

[Tabla 3]

TABLA 3

N.º	Tamaño de grano No.	Características mecánicas			Microestructura		Evaluación de resistencia al SSC				Clasificación
		YS (MPa)	TS (MPa)	HRC	Densidad numérica de M ₂ C (número de partículas / μm^2)	Densidad numérica de cementita de gran tamaño (número de partículas / $100 \mu\text{m}^2$)	NACE TM0177 método A 1 atmH ₂ S	Prueba de flexión de 5 de 4 puntos atmH ₂ S	Prueba de flexión de 10 de 4 puntos atmH ₂ S		
1	8	848	903	28,8	48	90	Sin SSC	Sin SSC	Sin SSC	Ej. inventivo	
2	9,2	862	924	29,9	45	100	Sin SSC	Sin SSC	Sin SSC	Ej. inventivo	
3	8,7	862	924	29,7	65	87	Sin SSC	Sin SSC	Sin SSC	Ej. inventivo	
4	8,7	841	903	28,9	25	85	Sin SSC	Sin SSC	Sin SSC	Ej. inventivo	
5	9,6	869	931	30,3	34	95	Sin SSC	Sin SSC	Sin SSC	Ej. inventivo	
6	9,5	876	931	29,7	30	90	Sin SSC	Sin SSC	Sin SSC	Ej. inventivo	
7	8,5	862	931	30,0	62	100	Sin SSC	Sin SSC	Sin SSC	Ej. inventivo	
8	7,5	793	869	28,5	26	95	Sin SSC	Sin SSC	Sin SSC	Ej. inventivo	
9	9,3	834	889	29,0	30	60	Sin SSC	Sin SSC	Sin SSC	Ej. inventivo	
10	9	855	889	29,1	45	120	Sin SSC	Sin SSC	Sin SSC	Ej. inventivo	
11	8	827	876	28,7	55	50	Sin SSC	Sin SSC	Sin SSC	Ej. inventivo	
12	8,8	834	896	29,3	15*	55	SSC	-	-	Ej. comparativo	
13	8,3	834	903	29,0	30	35*	SSC	-	-	Ej. comparativo	
14	8	793	903	29,0	100	110	SSC	-	-	Ej. comparativo	
15	8,1	862	917	29,5	25	80	SSC	-	-	Ej. comparativo	
16	8,2	869	938	30,2	25	50	SSC	-	-	Ej. comparativo	

(continuación)

N.º	Tamaño de grano No.	Características mecánicas			Microestructura		Evaluación de resistencia al SSC			Clasificación
		YS (MPa)	TS (MPa)	HRC	Densidad numérica de M ₂ C (número de partículas / μm^2)	Densidad numérica de cementita de gran tamaño (número de partículas / $100 \mu\text{m}^2$)	NACE TM0177 método A 1 atmH ₂ S	Prueba de flexión de 5 de 4 puntos atmH ₂ S	Prueba de flexión 10 de 4 puntos atmH ₂ S	
17	9,3	862	931	30,0	55	80	SSC	-	-	Ej. comparativo
18	9,3	862	931	30,0	30	30*	SSC	-	-	Ej. comparativo
19	9,1	836	914	29,1	23*	60	SSC	-	-	Ej. comparativo

- 5 Las tuberías de acero de baja aleación para pozos de petróleo de los números 1 a 11 tenían contenidos de elementos dentro del intervalo de la presente invención (aceros A a G), y cumplieron con la ecuación (1). Además, en cada una de las tuberías de acero de baja aleación para pozos de petróleo de los números 1 a 11, el número de granos de cristal de los granos de austenita anteriores no era inferior a 7,0, la densidad numérica del carburo de aleación a base de M_2C no fue inferior a $25/\mu m^2$ y 50 o más partículas de cementita con un diámetro de círculo equivalente de 200 nm o más (es decir, cementita de partículas grandes) estaban presentes en un área de $100 \mu m^2$ de matriz.
- 10 Como se muestra en la Tabla 3, cada una de las tuberías de acero de baja aleación para pozos de petróleo de los números 1 a 11 tenía un límite elástico que no era inferior a 758 MPa y una dureza Rockwell que no era inferior a 28,5. En las tuberías de acero de baja aleación para pozos de petróleo de los números 1 a 11, no se encontró SSC en las ensayos de evaluación de resistencia al SSC.
- 15 En la tubería de acero de baja aleación para un pozo de petróleo de la Ensayo N.º 12, se encontró SSC en la ensayo de evaluación de resistencia al SSC. Esto se debe presumiblemente a que su composición química no satisfizo la ecuación (1) y la densidad numérica del carburo de aleación a base de M_2C fue inferior a $25/\mu m^2$.
- 20 En la tubería de acero de baja aleación para un pozo de petróleo de la Ensayo N.º 13, se encontró SSC en la ensayo de evaluación de resistencia al SSC. Esto se debe presumiblemente a que el contenido de Cr era demasiado grande y el número de partículas de cementita de partículas grandes era inferior a 50 en un área de $100 \mu m^2$ de matriz.
- En la tubería de acero de baja aleación para un pozo de petróleo de la Ensayo N.º 14, se encontró SSC en la ensayo de evaluación de resistencia al SSC. Presumiblemente, esto se debe a que el grosor de su pared era relativamente grande y el contenido de Cr era demasiado pequeño, lo que resulta en un enfriamiento insuficiente y produce una microestructura de bainita.
- 25 En la tubería de acero de baja aleación para un pozo de petróleo de la Ensayo N.º 15, se encontró SSC en la ensayo de evaluación de resistencia al SSC. Presumiblemente, esto se debe a que el contenido de Mo era demasiado pequeño.
- En la tubería de acero de baja aleación para un pozo de petróleo de la Ensayo N.º 16, se encontró SSC en la ensayo de evaluación de resistencia al SSC. Esto es presumiblemente porque el contenido de Ti era demasiado grande.
- 30 En la tubería de acero de baja aleación para un pozo de petróleo de la Ensayo N.º 17, se encontró SSC en la ensayo de evaluación de resistencia al SSC. Esto es presumiblemente porque el contenido de Ti era demasiado grande.
- En la tubería de acero de baja aleación para un pozo de petróleo de la Ensayo N.º 18, se encontró SSC en la ensayo de evaluación de resistencia al SSC. Esto se debe presumiblemente a que la temperatura de templeado fue baja, de modo que las partículas de cementita no se volvieron gruesas, y el número de partículas de cementita de partículas grandes fue inferior a 50 en un área de $100 \mu m^2$ de matriz, que es insuficiente.
- 35 En la tubería de acero de baja aleación para un pozo de petróleo de la Ensayo N.º 19, se encontró SSC en la ensayo de evaluación de resistencia al SSC. Esto se debe presumiblemente a que la composición química no satisfizo la ecuación (1) y la densidad numérica del carburo de aleación a base de M_2C fue inferior a $25/\mu m^2$.

REIVINDICACIONES

1. Una tubería de acero de baja aleación para un pozo de petróleo, que comprende una composición química que consiste en, en % en masa,
- C: no menos del 0,15 % y menos del 0,30 %,
- 5 Si: 0,05 a 1,00 %,
- Mn: 0,05 a 1,00 %,
- P: no más de 0,030 %,
- S: no más de 0,0050 %,
- Al: 0,005 a 0,100 %,
- 10 O: no más de 0,005 %,
- N: no más de 0,007 %,
- Cr: no menos del 0,10 % y menos del 1,00 %,
- Mo: más del 1,0 % y no más del 2,5 %,
- V: 0,01 a 0,30 %,
- 15 Ti: 0,002 a 0,009 %,
- Nb: 0 a 0,050 %,
- B: 0 a 0,0050 %,
- Ca: 0 a 0,0050 %, y
- siendo el resto Fe e impurezas,
- 20 en donde la composición química satisface la ecuación (1),
- la microestructura metálica de la tubería de acero tiene una fase de martensita templada en una relación de volumen de 90 % o más,
- la tubería de acero tiene un espesor de pared de 10 a 50 mm,
- la tubería de acero tiene un número de tamaño de grano de cristal de granos de austenita anteriores de conformidad con ASTM E112 no inferior a 7,0,
- 25 la tubería de acero incluye 50 o más partículas de cementita con un diámetro de círculo equivalente de no menos de 200 nm presente en un área de 100 μm^2 de matriz,
- la tubería de acero incluye carburo de aleación a base de M_2C en una densidad numérica de no menos de 25/ μm^2 ,
- 30 en donde las partículas de cementita con un diámetro de círculo equivalente de no menos de 200 nm y el carburo de aleación basado en M_2C se observa e identifica mediante el uso de TEM y EDS, y el número de precipitados diferentes se cuenta por análisis de imagen, y
- la tubería de acero tiene un límite elástico de no menos de 758 MPa de conformidad con 5CT del estándar API,
- $$\text{Mo/Cr} \geq 2.0 \dots (1),$$
- 35 en donde cada uno de los símbolos químicos en la ecuación (1) se sustituye por el contenido del elemento correspondiente en % en masa.
2. La tubería de acero de baja aleación para el pozo de petróleo según la reivindicación 1, en donde la composición química contiene uno o más seleccionados del grupo que consiste en, en % en masa,
- Nb: 0,003 a 0,050 %,
- B: 0,0001 a 0,0050 %, y
- 40 Ca: 0,0003 a 0,0050 %.

3. La tubería de acero de baja aleación para el pozo de petróleo según la reivindicación 1 ó 2, en donde el límite elástico no es inferior a 793 MPa.
4. La tubería de acero de baja aleación para el pozo de petróleo según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 3, en donde la tubería de acero tiene una dureza Rockwell de no menos de 28,5.
- 5 5. La tubería de acero de baja aleación para el pozo de petróleo según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en donde el número de tamaño de grano de cristal de los granos de austenita anteriores de conformidad con ASTM E112 no es inferior a 7,0 e inferior a 10,0.
6. La tubería de acero de baja aleación para el pozo de petróleo según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en donde M del carburo de aleación a base de M_2C es Mo.
- 10 7. Método de fabricación de una tubería de acero de baja aleación para un pozo de petróleo según la reivindicación 1, que comprende:
- producción de un taco que tiene una composición química que consiste en, en% en masa,
- C: no menos del 0,15 % y menos del 0,30 %,
- Si: 0,05 a 1,00 %,
- 15 Mn: 0,05 a 1,00 %,
- P: no más de 0,030 %,
- S: no más de 0,0050 %,
- Al: 0,005 a 0,100 %,
- O: no más de 0,005 %,
- 20 N: no más de 0,007 %,
- Cr: no menos del 0,10 % y menos del 1,00 %,
- Mo: más del 1,0 % y no más del 2,5 %,
- V: 0,01 a 0,30 %,
- Ti: 0,002 a 0,009 %,
- 25 Nb: 0 a 0,050 %,
- B: 0 a 0,0050 %,
- Ca: 0 a 0,0050 %, y
- siendo el resto Fe e impurezas,
- en donde la composición química satisface la ecuación (1),
- 30
$$Mo/Cr \geq 2.0 \dots (1),$$
- en donde cada uno de los símbolos químicos en la ecuación (1) se sustituye por el contenido del elemento correspondiente en % en masa,
- trabajo en caliente del taco para producir una cáscara hueca,
- después de completar el conformado en caliente, realización de una de las siguientes etapas a) a c):
- 35 a) la carcasa hueca se deja enfriar o se enfría con aire, preferiblemente a una temperatura ambiente o una temperatura cercana a ella;
- b) la carcasa hueca se enfría directamente a partir de una temperatura que no es inferior al punto Ar_3 , y, a continuación, se tiempla opcionalmente a una temperatura que no es más alta que el punto Ac_1 ; y
- 40 c) la carcasa hueca se somete a impregnación a una temperatura que no es inferior al punto Ar_3 y, a continuación, se enfría y, a continuación, se tiempla opcionalmente a una temperatura que no es más alta que el punto Ac_1 ;

recalentamiento de la carcasa hueca procesada por una de las etapas anteriores a) a c) a una temperatura que no sea inferior al punto Ac_3 ,

enfriamiento de la carcasa hueca recalentada a una temperatura que no es más alta que la temperatura de inicio de la transformación martensítica, y

5 templado de la carcasa hueca enfriada a una temperatura superior a 660° y no superior al punto Ac_1 .

8. El método de fabricación de una tubería de acero de baja aleación para un pozo de petróleo según la reivindicación 7, en donde

la normalización se realiza entre la ejecución de una de las etapas a) a c) y el recalentamiento.

10 9. El método de fabricación de una tubería de acero de baja aleación para un pozo de petróleo según la reivindicación 7 u 8, en donde

en el caso b), la carcasa hueca, después de la laminación en caliente, se enfría a una temperatura que no es inferior al punto Ar_3 a una temperatura que no sea más alta que la temperatura inicial de la transformación martensítica;

en el caso c), la carcasa hueca impregnada se enfría a una temperatura que no es inferior al punto Ar_3 a una temperatura que no sea más alta que la temperatura inicial de la transformación martensítica;

15 y, opcionalmente, el enfriamiento en los casos b) y c) se realiza mediante enfriamiento con agua o enfriamiento por nebulización.

10. Uso de la tubería de acero de baja aleación según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 6 para un pozo de petróleo.

Fig.1

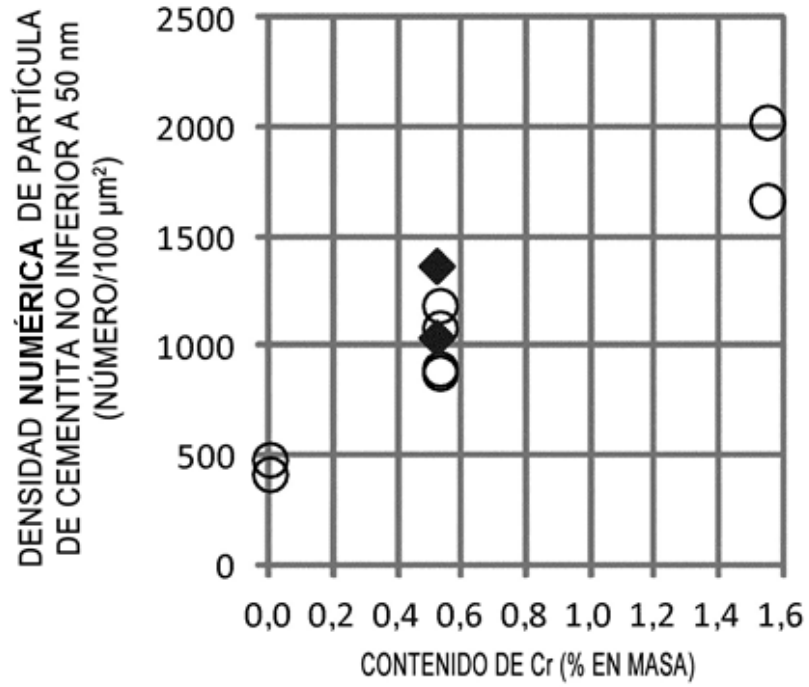


Fig.2

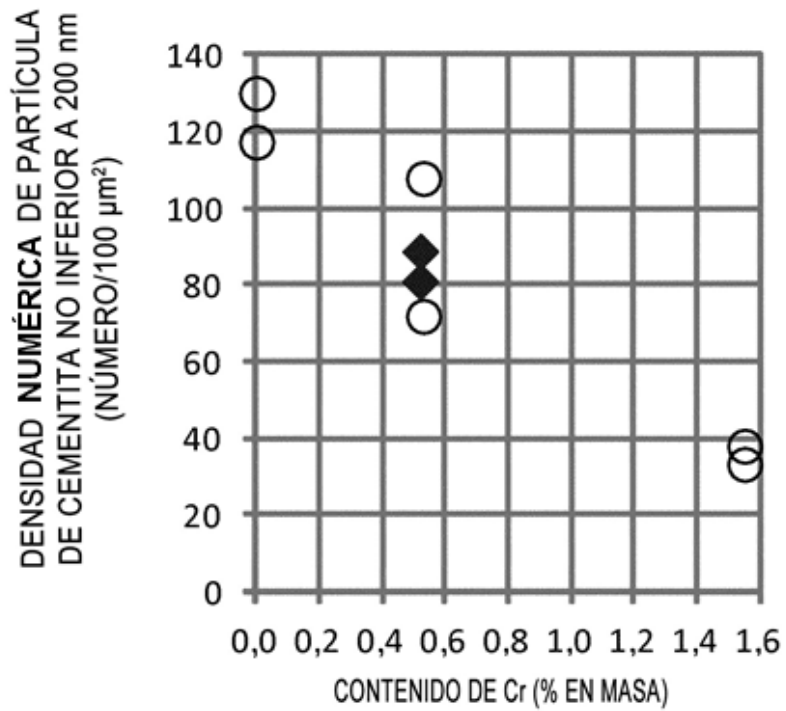


Fig.3

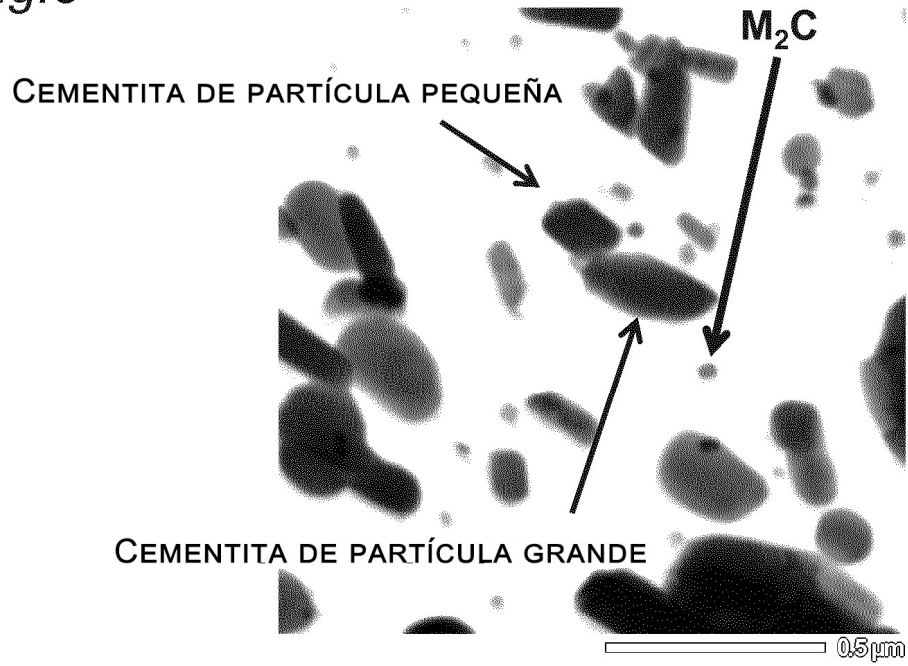


Fig.4

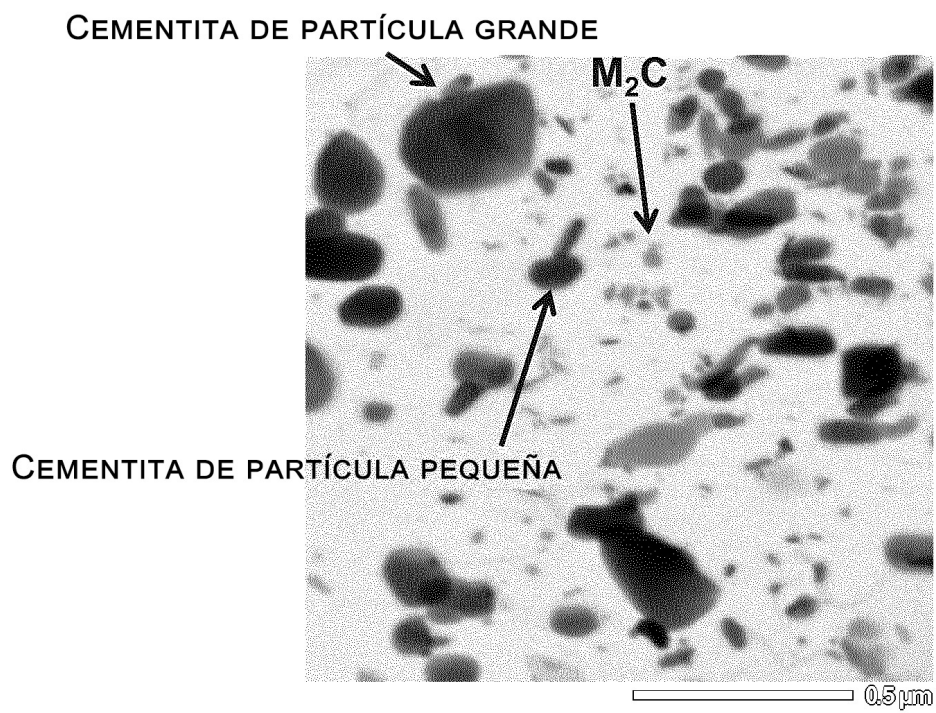


Fig.5

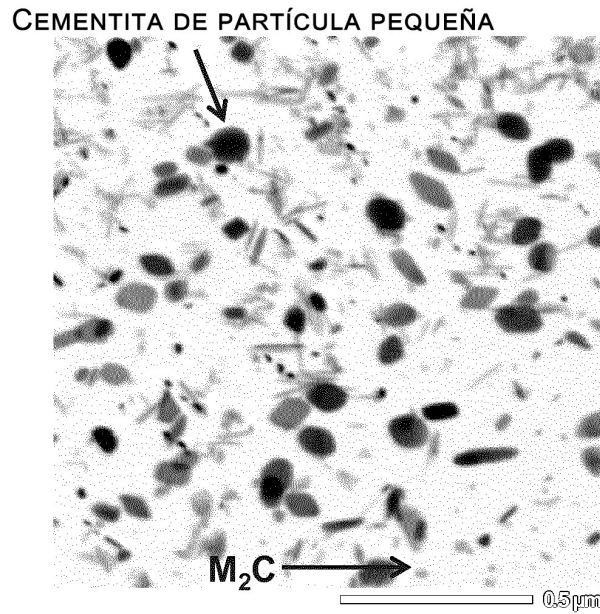


Fig.6

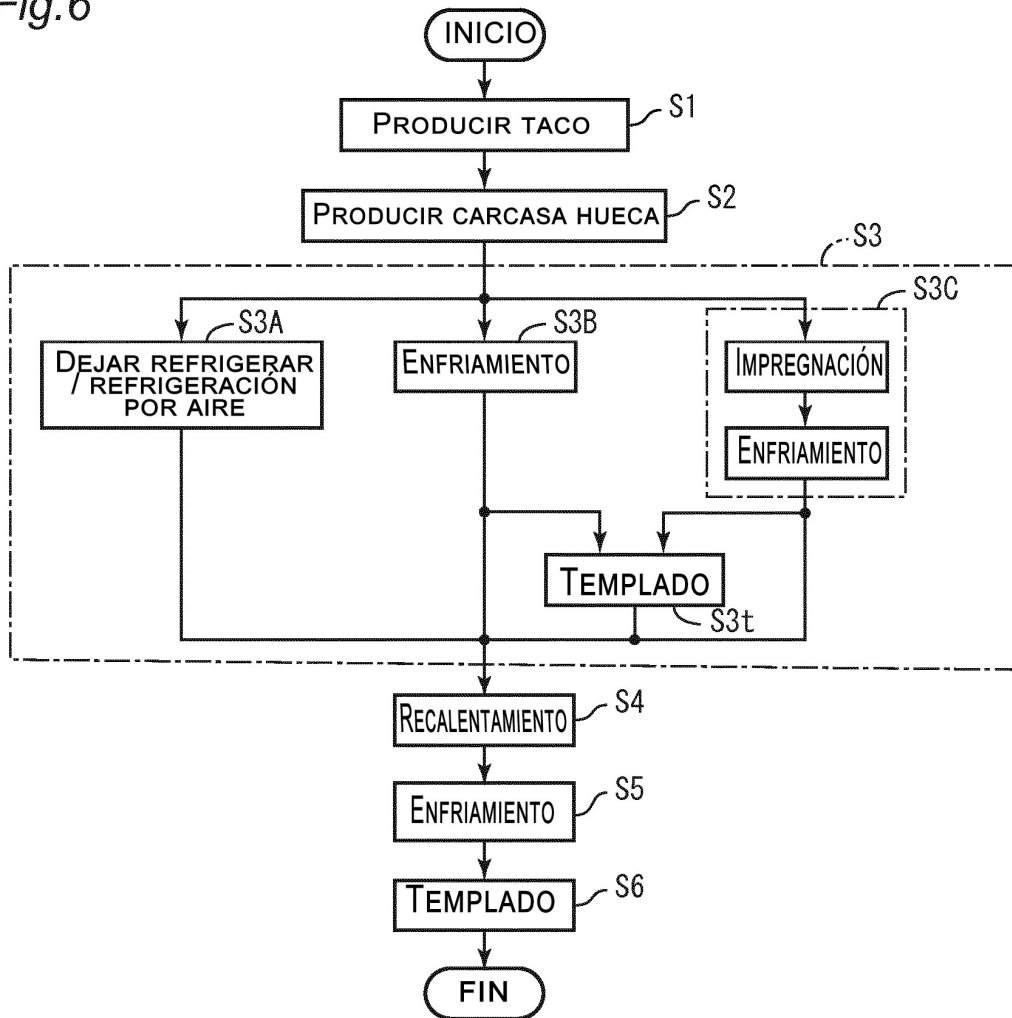


Fig.7

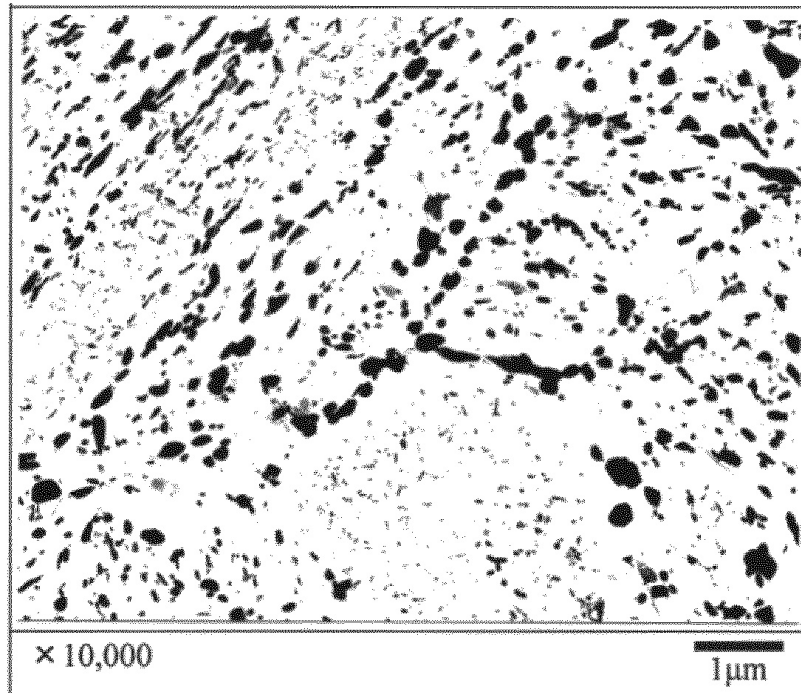


Fig.8

