



Industria y Comercio

SUPERINTENDENCIA



**Delegatura de Propiedad Industrial
División de Nuevas Creaciones**

SOLICITUD

PATENTE DE INVENCION

EXPEDIENTE No.

10-52380

TÍTULO

**METODO Y SISTEMA PARA MEDICIÓN DEL TIEMPO
REAL DE FLUJO MULTIFASE EN POZOS DE
PETROLEO Y DE GAS**

SOLICITANTE

LIVEFLOW ENERGY TECHNOLOGY LTDA.

DOMICILIO

Carrera 12 No. 97 - 32 BOGOTA D.C. COLOMBIA

APODERADO

CAROLINA VERA MATIZ

BOGOTÁ, D.C.

Mayo 3 de 2010

P/b



VERA ABOGADOS ASOCIADOS S.A.

Calle 70 A No. 11 - 43 Teléfonos: (57-1) 312 7928 - 317 6650 Fax: (57-1) 212 6167 - 606 2872

Web: www.veraabogadossa.com E-mail: vera@veraabogadossa.com



No. 10-052380- -00000-0000

Fecha: 2010-05-03 16:57:29 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 2 PATENTES Eve: 1 REGDEPOSITO
Act. 411 PRESENTACION Folios: 27

FORMULARIO UNICO DE SOLICITUD DE PATENTE
2000-3

⊇

SOLICITUD DE:



Patente de Invención



Patente de Modelo de Utilidad

⌘

SOLICITANTE
(71)

Nombre: **LIVEFLOW ENERGY TECHNOLOGY LTDA.**

Dirección: **Carrera 12 No. 97 - 32**

Teléfono: **257 57 10** Fax:

E-Mail:

Domicilio: **BOGOTA D.C. COLOMBIA**

IDENTIFICACION

C.C. ☐ NIT ☒

C.E. ☐ Otro ☐

Número: **900.279.515-4**

⌋

REPRESENTANTE
O APODERADO
(74)

Nombre: **CAROLINA VERA MATIZ**

Dirección: **Calle 70 A # 11 -43**

Teléfono: **3127936** Fax: **2126167**

E-Mail: **cvera@veraabogadossa.com**

Domicilio: **Bogotá D.C. Colombia**

IDENTIFICACION

C.C. ☒ NIT ☐

C.E. ☐ Otro ☐

Número: **52.225.999**
T.P. 91835 del C.S.

⌋

INVENTOR(ES)
(72)

Nombre: **CAMILO ANDRÉS VARGAS R.**

Dirección: **Carrera 12 No. 96-32**

Teléfono: **2575710** Fax:

E-Mail:

Domicilio: **BOGOTÁ - COLOMBIA**

IDENTIFICACION

C.C. ☒ NIT ☐

C.E. ☐ Otro ☐

Número: **80.769.071**

⌋

Título (54): METODO Y SISTEMA PARA MEDICIÓN DEL TIEMPO REAL DE
FLUJO MULTIFASE EN POZOS DE PETROLEO Y DE GAS

⌘

Clasificación Internacional (51): G01 R 1/00

⌘

Prioridad

SI ☐ NO ☐

(33) País de Origen

(32) Fecha

(31) N° de Solicitud

//

∇

Para publicar a partir de la fecha de la presente solicitud a los:

6.meses ☒ 12 meses ☐ 18 meses ☐ Otro ☒ inmediata

®

Comprobante de Pago N°.:

Fecha

©

ANEXOS

- ☒ Comprobante de pago de la tasa de presentación de la solicitud.
- ☐ Comprobante de pago de la tasa por concepto de excedente de palabras en la publicación
- ☐ Comprobante de pago de la tasa por concepto de reivindicación de prioridad.
- ☒ Poderes, si fuere el caso.
- ☒ Certificado de existencia y representación legal cuando el solicitante sea persona jurídica.
- ☐ Copia certificada de la primera solicitud, si se reivindica prioridad.
- ☒ Traducción simple de la primera solicitud, si se reivindica prioridad.
- ☐ Documento de cesión del inventor al solicitante o a su causante.
- ☒ Descripción de la invención.
- ☒ Una o más reivindicaciones.
- ☒ Dibujos y/o planos necesarios.
- ☐ De ser el caso, copia del contrato de acceso.
- ☐ De ser el caso, documento que acredite la licencia o autorización de uso de conocimientos tradicionales de la comunidad de las comunidades indígenas.
- ☐ De ser el caso, certificado de depósito del material biológico.
- ☒ Arte final 12x12 y 6x6 cm.

11) FIGURA CARACTERÍSTICA:

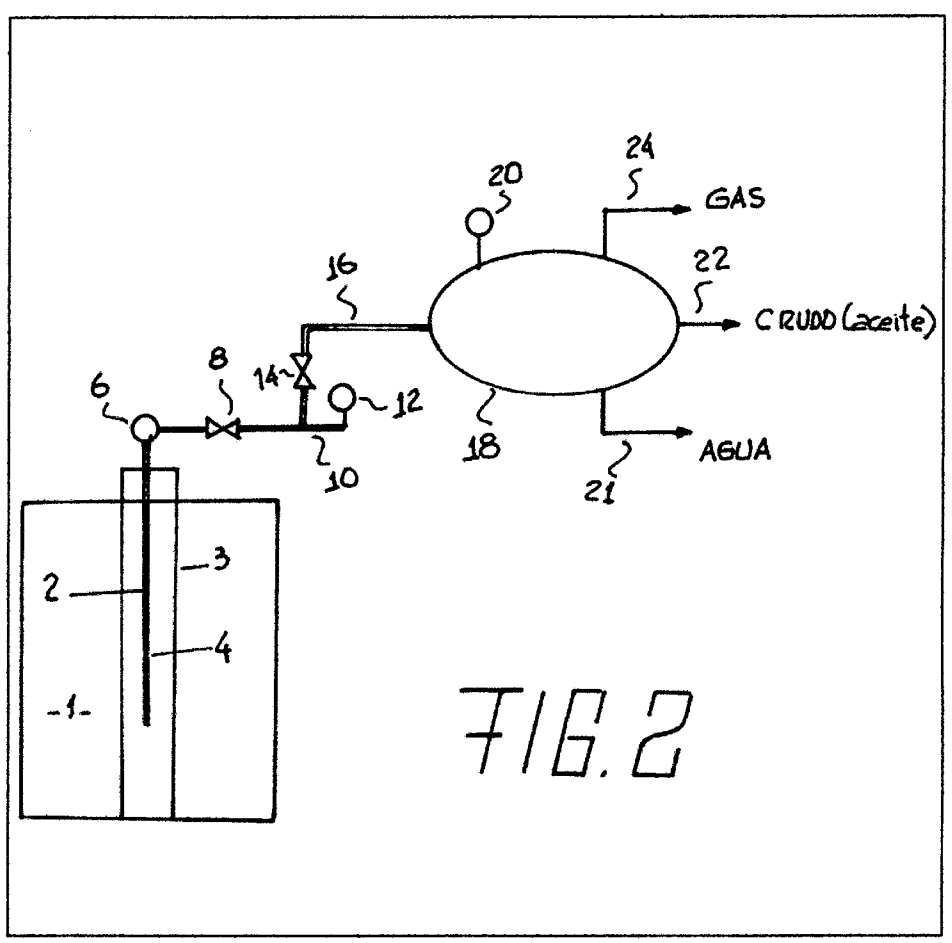


FIG. 2

12)

NOMBRE: CAROLINA VERA MATIZ

FIRMA: _____

C.C.: 52.225.999 T.P. 91835 del

 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA		SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO DIVISION DE NUEVAS CREACIONES EXTRACTO PARA PUBLICACIÓN SOLICITUD DE PATENTE DE INVENCION	
(21) N° de solicitud: 22) Fecha de solicitud: 03 de mayo de 2010 (30) Prioridad (31) No. Prioridad 32) Fecha (33) País		(51) Int Cl: (71) Solicitante(s) LIVEFLOW ENERGY TECHNOLOGY LTDA. (72) Inventor(es) CAMILO ANDRES VARGAS RAMIREZ (74) Agente: CAROLINA VERA MATIZ	
(54) Título: METODO Y SISTEMA PARA MEDICION DEL TIEMPO REAL DE FLUJO MULTIFASE EN POZOS DE PETROLEO Y DE GAS			
Reivindicación(es):			

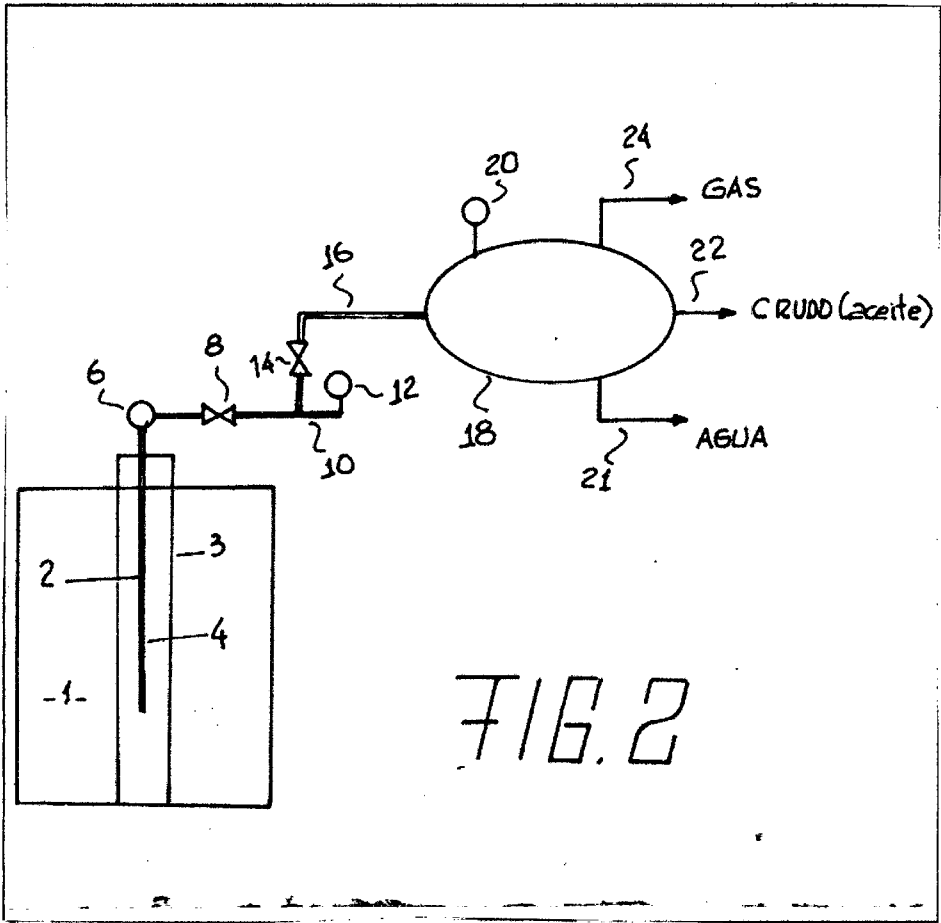
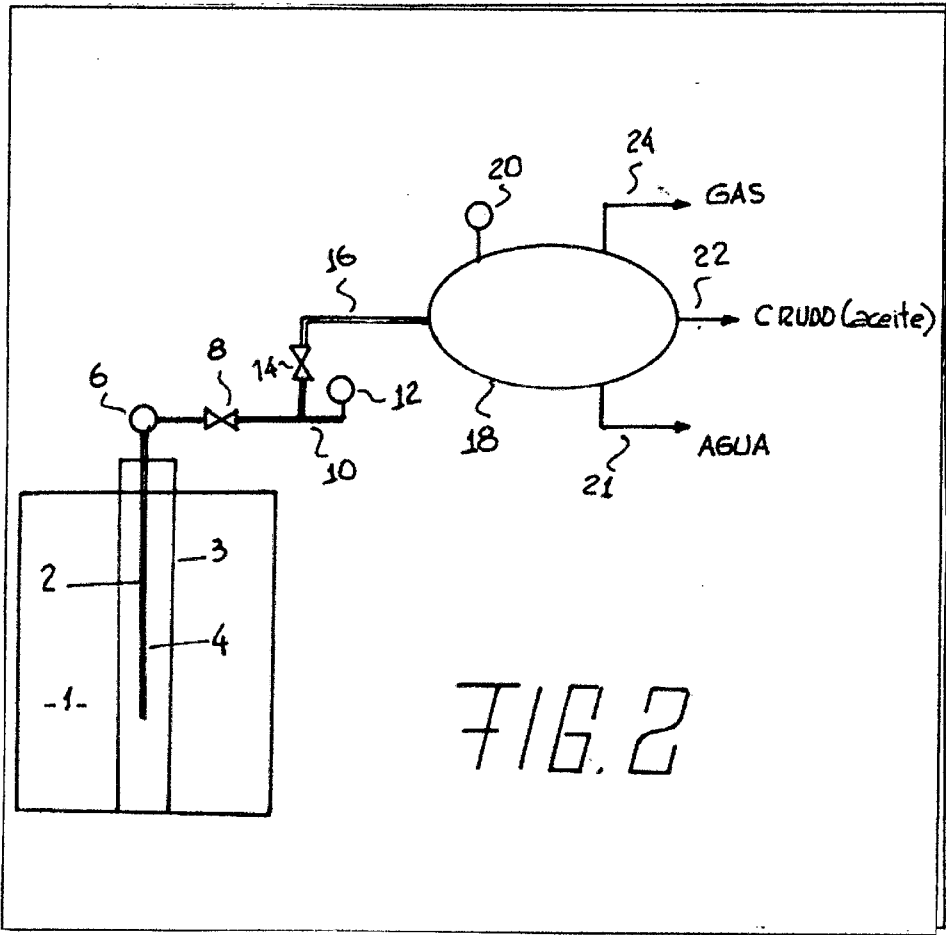
Método y sistema para medir tasas de flujo multifase en condiciones de superficie y subsuelo en tiempo real en un pozo de producción conectado con una red o línea que comunica diferentes pozos, cuya producción se separa en un separador de tres fases, método que se caracteriza por los pasos de:

Obtener información de las propiedades del fluido, de la línea de flujo, producción histórica y entubación de cada pozo, incluyendo presiones y temperaturas tanto en superficie como en subsuelo para cada pozo.

Introducir las propiedades del fluido y la información del pozo en un modelo innovador de flujo multifase.

Integrar en forma continua la información sobre las variables de producción del pozo dentro de un modelo de flujo multifase para configurar la operación en tiempo real con variables de entrada sobre presión, temperatura y energía de levantamiento artificial como variables de entrada relativas al modelo a fin de lograr mediciones de tiempo real de las tasas de flujo para petróleo o crudo, gas y agua en condiciones de superficie o subsuelo.

Mixta METODO Y SISTEMA PARA MEDICIÓN DEL TIEMPO REAL DE
 FLUJO MULTIFASE EN POZOS DE PETROLEO Y DE GAS
 Clase: P1



PATENTE DE INVENCION

METODO Y SISTEMA PARA MEDICION DEL TIEMPO REAL DE FLUJO MULTIFASE EN POZOS DE PETROLEO Y DE GAS

RESUMEN DE LA INVENCION:

Un método y sistema para medir tasas de flujo multifase en condiciones de superficie y subsuelo en tiempo real de un pozo individual de producción conectado a tuberías de diferentes pozos, cuya producción se separa y se mide en un separador de tres fases. Aplicando la interacción híbrida entre un modelo innovador de flujo multifase y modelos de espacios de estados así como algoritmos de inteligencia artificial con filtros Kalman y lógica difusa a fin de obtener una medición precisa para las tasas de flujo de petróleo, agua y gas en tiempo real en un pozo.

ANTECEDENTES:

Esta invención se refiere a la medición continua en tiempo real de un flujo multifase y al monitoreo de pozos productores de crudo y gas conectados a una tubería común, cuya producción se separa y se mide en un separador de tres fases.

Se conoce a partir de las patentes internacionales WO 06048418 y WO 03046485 medir la producción de crudo, gas y agua de pozos individuales de hidrocarburos, cada cual operando como parte de un campo común de producción mediante la aplicación de métodos estadísticos y factores de corrección para estimar la contribución continua de cada pozo en vez de una aplicación confiable e integración de datos de la producción con bases físicas de la dinámica del flujo multifase a lo largo del periodo de producción para estimar la contribución individual de un pozo.

Los sistemas convencionales de medición y monitoreo en la producción de pozos individuales en un campo de producción requieren de ensayos periódicos individuales entre uno y dos meses por cada pozo, lo que representa un problema

6

para consolidar una información confiable y representativa sobre la composición cambiante y el volumen fluido de un pozo en tiempo real en cualquier momento del día. En particular para un gran número de pozos se presenta un alto costo al utilizar ensayos o pruebas separadas por mes en cada pozo, al igual que riesgos de salud y seguridad en quienes operan los equipos de prueba, especialmente si conllevan partes móviles en su operación.

RESUMEN DE LA INVENCION:

La presente invención provee un método y un sistema para medir tasas de flujo multifase tanto en superficie como en subsuelo en un tiempo real de un pozo de producción conectado a una red común de tubería de diferentes pozos, cuya producción obtenida se separa y se mide en un aparato separador de tres fases. El método comprende los pasos de:

- Obtener información de las propiedades del fluido, de la línea de flujo, producción histórica y entubación de cada pozo, incluyendo presiones y temperaturas tanto en superficie como subsuelo para cada pozo.
- Configuración inicial con diámetros y longitudes de la tubería y líneas de flujo, datos sobre densidades y viscosidades sobre cada fluido (petróleo, gas y agua) del pozo y configuración de un modelo innovador de flujo multifase con no – dependencia de patrones de flujo para tiempo real de aplicación conforme a las ecuaciones Navier Stokes ecuación de continuidad y cantidad de movimiento en la colisión de partículas líquido – líquido y líquido – gas.
- Diseño de pruebas diferenciales inducidas con separador, en pozos individuales de producción en diferentes rangos de volúmenes de fluido multifase con medición en superficie y subsuelo con variables inter actantes con el pozo de prueba, tales como temperaturas, presiones o energía de levantamiento artificial, dado el caso.
- Medición de las variaciones de las tasas de flujo multifase y los parámetros de producción (tales como relación gas / líquido, presión y temperatura en el

fondo de pozo, fracción de agua en la fase líquida de flujo o “corte de agua” durante la prueba en un pozo individual.

- Estimación de la información de los parámetros de producción en el pozo de prueba, mediante la aplicación de variables de entrada medidas de continuo durante la producción normal del pozo tales como presión en la línea de flujo, presión en el cabezal del pozo, temperatura en el cabezal del pozo, energía de levantamiento artificial y volumen fluido inyectado en la zona o contorno de perforación del pozo.
- Introducción en el modelo de flujo multifase de los parámetros estimados de producción y de variables de medición continua para obtener valores de salida de flujo de petróleo o crudo, agua y gas en tiempo real.
- Medición continua de las variables de entrada mediante instrumentos y sensores de tiempo real disponibles en el pozo, la tubería y las instalaciones del proceso, con medios de almacenamiento y procesamiento para información de entrada y salida (tasas de flujo multifase) provistos y procesados por el sistema de la presente invención.

Conforme a un alcance de esta invención, los parámetros estimados de producción incluyen datos directos o indirectos tales como la relación gas / líquido, velocidades adimensionales de las fases o pruebas de pozo, corte de agua (BS&W), presión y temperatura de fondo de pozo.

Para cada parámetro estimado se aplica el software A. I. R. (Robot Autonomo Integrado), propiedad de Live Flow Energy Technology, para clasificar la información a fin de caracterizar los diferentes rangos operativos, modelando los parámetros y sus variables de entrada con múltiples modelos de espacio de estado mediante la adaptación de filtros Kalman sin intervención humana.

Las velocidades adimensionales se obtienen mediante la solución del modelo de ecuación de flujo multifase, introduciendo las tasas de flujo de prueba de pozo de y

de producción histórica del pozo en la ecuación y resolviendo dentro del termino respectivo de velocidad adimensional.

Finalmente, cada modelo de espacio de estados se identifica en línea y se aplica automáticamente con un modelo de interrupción difusa múltiple para medir las tasas de flujo multifase del petróleo o crudo, gas y agua.

BREVE DESCRIPCION DE LAS FIGURAS:

Los aspectos relevantes de la invención se describen con relación a las siguientes figuras:

La figura 1 es un diagrama de flujo que explica las relaciones de los parámetros de producción y las ecuaciones descritas en la presente invención para obtener una estimación de la producción de un pozo individual y su composición.

La figura 2 presenta un trazado o distribución de un pozo de producción conectado a un separador de prueba, conforme al invento en relación con una prueba diferencial para obtener información de la dinámica de la producción.

La figura 3 presenta un trazado esquemático del sistema de producción según el invento en donde algunos pozos individuales se conectan con una tubería común para transporte de gas y líquido mezclados a un aparato separador.

DESCRIPCION DETALLADA DE LA INVENCION:

El método y sistema conforme a la invención suministra mediciones en las tasas de flujo múltiple tanto en superficie como subsuelo para pozos de petróleo o de gas a través de:

- I. Insertar las propiedades del fluido y la información del pozo en el modelo de flujo multifase.

El modelo de flujo multifase representado en el diagrama de la figura 1 está configurado inicialmente mediante la introducción de información sobre el diámetro y longitud de la tubería y línea de flujo conectado a un pozo de producción 7, e incluyendo información sobre densidades y viscosidades para cada fluido de producción (petróleo, gas y agua).

El modelo de flujo multifase de la figura 1 consta de no – dependencia en patrones de flujo para aplicación en tiempo real basado en las ecuaciones de Navier Stokes variación en la densidad del fluido dependiente de la velocidad del fluido y cantidad de movimiento en colisión de partículas líquido – líquido y líquido – gas.

En estas ecuaciones las variables son las siguientes:

ρ : densidad de partículas de fluido (kilogramos / cm cúbicos)

μ : viscosidad dinámica del fluido (Pa.s)

v : velocidad adimensional del fluido

C : constante de las condiciones iniciales

n : constante

V : vector de velocidad de la corriente de fluido

K : componente vertical de partícula de fluido

g : gravedad de la partícula fluida (m / s^2)

La formula general de la ecuación Navier Stokes es la siguiente:

$$\frac{d}{dt}(\rho \cdot V) = -\nabla P - \rho g K + \mu \cdot \nabla^2 V \quad (1)$$

La densidad de fluido vs. la ecuación de velocidad (4) se deriva de la ecuación de continuidad (2) y de la derivada sustancial de densidad (3) como se muestra así:

$$\frac{d}{dt} \rho + \rho (\nabla \cdot V) = 0 \quad (2)$$

$$\frac{d}{dt} \rho = V \cdot \frac{\partial \rho}{\partial s} + \frac{\partial \rho}{\partial t} \quad (3)$$

$$\rho = C \cdot e^{-\frac{n \cdot v}{2}} \quad (4)$$

El área de cada fase de fluido (petróleo o crudo, gas y agua) se modela por la cantidad de movimiento relacionado con la colisión de las partículas líquido – líquido y líquido – gas. En el modelado líquido – líquido (colisiones elásticas, la interacción entre las partículas de crudo y agua se modela con la ecuación (5) de la relación de área crudo – agua. En el modelado líquido – gas (colisiones inelásticas) la interacción entre gas y mezcla líquida (crudo y agua) se modela con la ecuación (6) de la relación de área gas – líquido.

$$\frac{Aw}{Ao} = \frac{1}{4} \left(\gamma_o wor - \frac{1}{\gamma_o wor} + \left(\frac{1}{\gamma_o^2 wor^2} + 16 \right)^{0.5} \right) wor \quad (5)$$

$$\frac{Al}{Ag} = 5902.08372 \cdot \gamma_l \cdot \frac{\left(\frac{\rho_l}{\rho_g} + 1 \right)}{(62.4 \cdot \gamma_l - \gamma_g \cdot 0.0764) \cdot GLR^2} \quad (6)$$

En donde:

Aw : área de agua (m²)

Ao : área de petróleo o crudo (m²)

Al : área líquida (m²)

Ag : área de gas (m²)

γ_l : gravedad específica del líquido

ρ_g : densidad del gas (kg/cm³)

ρ_l : densidad de líquido (kg/cm³)

γ_o : gravedad específica del petróleo o crudo

γ_g : gravedad específica del gas

wor : relación agua aceite f (BS&W)

GLR : relación gas – líquido

A fin de caracterizar el margen o porcentaje de área de cada fase fluida (crudo o petróleo, gas o agua) en el área total de flujo, se presentan las siguientes ecuaciones para definir dicho margen Al / At en la ecuación (7) y el margen de gas en Hg en la ecuación (8) y el margen Ao / At en la ecuación (9)

$$\frac{Al}{At} = \frac{Ao}{At} + \frac{Aw}{Ao} \cdot \frac{Ao}{At} \quad (7)$$

$$Hg = 1 - Al/At \quad (8)$$

$$\frac{Ao}{At} = \frac{Al}{Ag \cdot \left(\frac{Aw}{Ao} + 1 \right) \cdot \left(1 + \frac{Al}{Ag} \right)} \quad (9)$$

Al acoplar estas ecuaciones mencionadas de margen con las ecuaciones (5) y (6) para modelar áreas de fase fluida del petróleo o crudo gas y agua el flujo de producción de hidrocarburos del pozo (7) es posible definir las ecuaciones del modelo de flujo multifase derivadas de las ecuaciones (1) (4) (5) y (6) para obtener la ecuación (10) de producción de petróleo o crudo, la ecuación (11) de producción de gas y la ecuación (12) de producción de agua

$$Q_o = 86400 \cdot Ao \cdot \left[\frac{1}{(-1 - v_o)} \left[32.2 \cdot \left(\rho_o \cdot z \cdot \ln \left(\frac{\gamma_o \cdot 144 \cdot \Delta P_v}{g \cdot z \cdot \rho_o} \right) + k_o \cdot \ln \left(\frac{\gamma_o \cdot 144 \cdot \Delta p_{fl}}{g \cdot k_o} \right) \right) \right. \right. \\ \left. \left. + u_o \cdot \left(\frac{2 \cdot 12 \cdot 144 \cdot e^{-\frac{0.001 \cdot w}{2}} \cdot P_f}{0.001 \cdot 51 \cdot \left(\frac{Ao}{At} \right) \cdot (z + k) \cdot 3.14159 \cdot D} \right) \right] \right]^{.5} \quad (10)$$

$$Q_g = 86400 \cdot Ag \cdot \left[\frac{1}{(-1 - v_g)} \left[32.2 \cdot \left(\rho_g \cdot z \cdot \ln \left(\frac{\gamma_g \cdot 144 \cdot \Delta P_v}{g \cdot z \cdot \rho_g} \right) \right. \right. \right. \\ \left. \left. + k_g \cdot \ln \left(\frac{\gamma_g \cdot 144 \cdot \Delta p_{fl}}{g \cdot k_g} \right) \right) \right] + u_g \cdot \left(\frac{2 \cdot 12 \cdot 144 \cdot e^{-\frac{0.01 \cdot v_g}{2}} \cdot P_f}{0.001 \cdot 0.763 \cdot \left(\frac{Ag}{At} \right) \cdot (z + k) \cdot 3.14159 \cdot D} \right) \right]^{.5} \quad (11)$$

$$Q_w = 86400 \cdot Aw \cdot \left[\frac{1}{(-1 - v_w)} \left[32.2 \cdot \left(\rho_w \cdot z \cdot \ln \left(\frac{\gamma_w \cdot 144 \cdot \Delta P_v}{g \cdot z \cdot \rho_w} \right) + k_w \cdot \ln \left(\frac{\gamma_w \cdot 144 \cdot \Delta p_{fl}}{g \cdot k_w} \right) \right) \right. \right. \\ \left. \left. + u_w \cdot \left(\frac{2 \cdot 12 \cdot 144 \cdot e^{-\frac{0.00001 \cdot w}{2}} \cdot P_f}{0.00001 \cdot 64 \cdot \left(\frac{Aw}{At} \right) \cdot (z + k) \cdot 3.14159 \cdot D} \right) \right] \right]^{.5} \quad (12)$$

En donde:

ρ_o : relación de densidad en mezcla de crudo o petróleo

k_o : cabezal diferencial horizontal de presión relativa al crudo (m)

Q_o : tasa de flujo de crudo o petróleo (bpd)

ν_o : viscosidad cinemática del crudo o petróleo (m^2/s)

v_o : velocidad no dimensional del crudo o petróleo

ρ_g : relación de densidad en mezcla de gas

k_g : cabezal diferencial horizontal de presión relativa al gas (m)

Q_g : tasa de flujo del gas (scfd)

v_g : velocidad no dimensional del gas

ν_g : viscosidad cinemática del gas (m^2/s)

ρ_w : relación de densidad en mezcla de agua

k_w : cabezal diferencial horizontal de presión relativa al agua (m)

Q_w : tasa de flujo de agua (bpd)

v_w : velocidad no dimensional del agua

ν_w : viscosidad cinemática del agua (m^2/s)

k : longitud de la línea de flujo (m)

z : longitud del entubamiento (m)

ΔP_v : diferencial vertical de presión (Pa)

ΔP_{fl} : diferencial horizontal de presión (Pa)

P_t : presión total del sistema (Pa)

D : diámetro equivalente de la línea y entubamiento (cm)

Las ecuaciones del modelo de flujo multifase caracterizan flujos multifases transitorios y compresibles no siendo afectados por la geometría de patrones de flujo. La velocidad adimensional de las fases fluidas definen la relación de las velocidades interna y externa de los flujos fluidos de petróleo o crudo, gas y agua.

II. Estimado de los parámetros de producción

La Figura 1 muestra en forma esquemática el modelo de flujo multifase así como los parámetros y variables en las ecuaciones del modelo innovador de flujo

multifase. Para definir la relación de los parámetros de producción (tales como relación gas / líquido, presión y temperatura en el fondo del pozo, y fracción de agua en la tasa de flujo líquido o “ corte de agua” durante la prueba en un pozo de producción) con las variables de entrada medidas continuamente en el pozo (tales como presión en la línea de flujo, cabezal de presión en el pozo, cabezal de temperatura, energía de calentamiento artificial y volumen de fluido inyectado en la cercanía del pozo) se designa una prueba diferencial inducida para modelar las posibles variaciones en la interacción de los parámetros de producción y las variables de entrada.

En la prueba diferencial inducida se conecta periódicamente un separador de prueba con el pozo 7 tal como se ve en la Figura 2. En la Figura 3 el pozo se conecta en forma continua con una tubería o línea común 17 que comunica diferentes pozos, en donde la producción obtenida de dichos pozos es continuamente separada y medida mediante un aparato separador 18 de tres fases. Al inicio de la prueba diferencial, se abre la válvula de aislamiento 14 y el fluido de producción es conducido al separador 18, y entonces a través de la válvula de la línea de flujos 23 la mezcla de hidrocarburos se encuentra en la línea de producción 17. De tal manera el pozo se prueba en diferentes rangos de volúmenes de fluidos multifase (crudo , gas y agua). Así pues, las variaciones en los parámetros de producción (tales como la relación gas/ líquido, presión y temperatura en el fondo del pozo y la fracción de agua en la tasa de flujo líquido o “corte de agua“ durante el ensayo en un pozo individual) son inducidos por modificación en el tamaño de la válvula de línea de flujo 23, la válvula de control de flujo 8 y la velocidad de la bomba, si se dispone .

La figura 2 muestra el sistema requerido para iniciar la prueba diferencial inducida para un pozo. El pozo de producción 7 comprende un revestimiento 3 insertado dentro de una zona de yacimiento 1 , con una tubería 2 que comunica los fluidos del reservorio con la superficie. Dentro de la tubería o entubamiento 2 existe un sensor

4 de temperatura o presión de subsuelo (detector de temperatura por resistencia o fibra óptica) que opera durante el periodo de prueba.

En el cabezal del pozo va un sensor 6 para información de presión y temperatura y una válvula de control de flujo 8. La línea de flujo 10 conectada al pozo 7 consta de un sensor 12 para presión en la línea de flujo y obtener la información respectiva.

El separador de prueba 18 está provisto con una válvula de aislamiento 14, una conducción de entrada 16 y conducciones de salida 21, 22 y 24 con sus respectivos medidores de volumen en cada línea de descarga. Durante el ensayo un pozo de producción 7 con el separador de prueba 18 la producción de dicho pozo se pone en comunicación con el separador por apertura de una válvula 14. Cuando el pozo 7 no esta en prueba dicha válvula 14 permanece cerrada.

Una vez obtenida la información, estos datos se integran con la información histórica de la producción del pozo, en caso de estar disponible. Los parámetros estimados de producción pueden incluir información directa e indirecta del pozo tales como relación gas / liquido, velocidades adimensionales de las fases fluidas, corte de agua (BS&W) y temperaturas o presiones en el fondo del pozo. En cada parámetro estimado se aplica el software A. I. R. (Robot Autonomo Integrado) propiedad de Live Flow Energy Technology, para clasificación de la información en orden a caracterizar diferentes rangos operativos de las variables de entrada con que modelan los parámetros de producción y sus variables de entrada con multiples modelos de espacio de estados y filtros Kalman adaptativos sin intervención humana.

III. Medición continua de tasas de flujo.

Cuando se tienen los parámetros estimados de producción con sus respectivos modelos es posible introducirlos con las variables de entrada en las ecuaciones (10),

(11) y (12) del modelo de flujo multifase a fin de estimar continuamente las tasas de flujo de crudo o petróleo, agua y gas en condiciones de superficie. Cada modelo de espacio es identificado on line y se aplica automáticamente con un modelo de interrupción múltiple difusa para medir las tasas de flujo multifase de crudo, gas y agua en condiciones de superficie.

Cuando se desee tener mediciones de las tasas de flujo para petróleo, gas y agua en condiciones de subsuelo se aplica una ecuación de balance de energía entre la zona 1 del reservorio y el pozo de producción 7 con información de la temperatura distribuida mediante fibra óptica en subsuelo para convertir las tasas de flujo de crudo agua y gas en condiciones de fondo. La información de subsuelo por fibra óptica se obtiene durante la prueba diferencial inducida a través de un sensor 4 de fibra óptica al interior del entubamiento 2 en el pozo de producción 7.

REIVINDICACIONES

1. Método y sistema para medir tasas de flujo multifase en condiciones de superficie y subsuelo en tiempo real en un pozo de producción conectado con una red o línea que comunica diferentes pozos, cuya producción se separa en un separador de tres fases, método que se caracteriza por los pasos de:
 - Obtener información de las propiedades del fluido, de la línea de flujo, producción histórica y entubación de cada pozo, incluyendo presiones y temperaturas tanto en superficie como en subsuelo para cada pozo.
 - Introducir las propiedades del fluido y la información del pozo en un modelo innovador de flujo multifase.
 - Integrar en forma continua la información sobre las variables de producción del pozo dentro de un modelo de flujo multifase para configurar la operación en tiempo real con variables de entrada sobre presión, temperatura y energía de levantamiento artificial como variables de entrada relativas al modelo a fin de lograr mediciones de tiempo real de las tasas de flujo para petróleo o crudo, gas y agua en condiciones de superficie o subsuelo.
2. Método conforme a la reivindicación 1 caracterizado a demás porque inicialmente se configura con base en los datos de los diámetros y longitudes de la tubería y línea de flujo, las densidades y viscosidades de cada fluido (petróleo o crudo gas y agua) del pozo, un modelo innovador de flujo multifase con no-dependencia de los patrones de flujo para tiempo real, conforme a la ecuación Navier Stokes, ecuación de continuidad y cantidad de movimiento en la colisión de partículas líquido – liquido y liquido – gas.

3. Método conforme a la reivindicación 1 caracterizado por comprender los pasos de:
 - Diseño de ensayos diferenciales inducidos con separador, en pozos individuales de producción en diferentes rangos de volúmenes fluidos multifase con medición en superficie y subsuelo con variables inter actuantes con el pozo de ensayos, tales como temperaturas, presiones o energías de levantamiento artificial, dado el caso.
 - Medición de las variaciones de las tasas de flujo multifase y los parámetros de producción (tales como relación gas / líquido, presión y temperatura en el fondo de la perforación, fracción de agua en la fase líquida de flujo o "corte de agua" durante el ensayo en un pozo individual.
 - Estimación de la información de los parámetros de producción en el pozo de ensayo, mediante la aplicación de variables de entrada medidas de continuo durante la producción normal del pozo tales como presión en la línea de flujo, presión en el cabezal del pozo, temperatura en el cabezal del pozo, energía de levantamiento artificial y volumen fluido inyectado en la zona o contorno de perforación del pozo.
 - Introducción en el modelo de flujo multifase de los parámetros estimados de producción y de variables de medición continua para obtener valores de salida de las tasas de flujo de petróleo, agua y gas en un tiempo real.
4. Método conforme a la reivindicación 3 caracterizada porque los parámetros estimados de producción comprenden información de ensayos directos e indirectos en el pozo tales como relación gas / líquido, velocidades adimensionales de las fases fluidas, corte de agua (BS&W) temperatura y presión en el fondo del pozo.
5. Método conforme a la reivindicación 4 que comprende la aplicación de un software A. I. R. (Robot Autonomo Integrado) sobre cada parámetro estimado para clasificar la información a fin de caracterizar diferentes rango

operativos, modelando los parámetros y sus variables de entrada con los múltiples modelos de espacios de estados y filtros Kalman adaptativos sin intervención humana.

6. Método conforme a la reivindicación 4 en donde las velocidades no dimensionales de las fases del fluido se obtienen por solución de la ecuación de modelos de flujo multifase, introduciendo las tasas de las pruebas del pozo y las del flujo en la ecuación y resolviendo en términos de velocidad adimensional.
7. Método conforme a la reivindicación 3 en donde la medición de las tasas de flujo de petróleo gas y agua en condiciones de subsuelo se obtiene aplicando una ecuación de balance de energía entre la zona de reservorio y el pozo de producción mediante información de temperatura de fondo por fibra óptica para convertir las tasas de flujo de la superficie de crudo agua y gas a condiciones de subsuelo, en donde la información de temperatura por fibra óptica se obtiene durante la prueba diferencial inducida a través de un sensor de fibra óptica al interior del entubamiento del pozo de producción.
8. Un sistema en el cual las variables de entrada son sometidas a medición continua con instrumentos y sensores de tiempo real disponibles en pozos, tuberías e instalaciones del proceso, con medios de almacenamiento y proceso para la información de entrada y salida (tasas de flujo multifase) provistos y procesados por el sistema descrito en al presente invención.

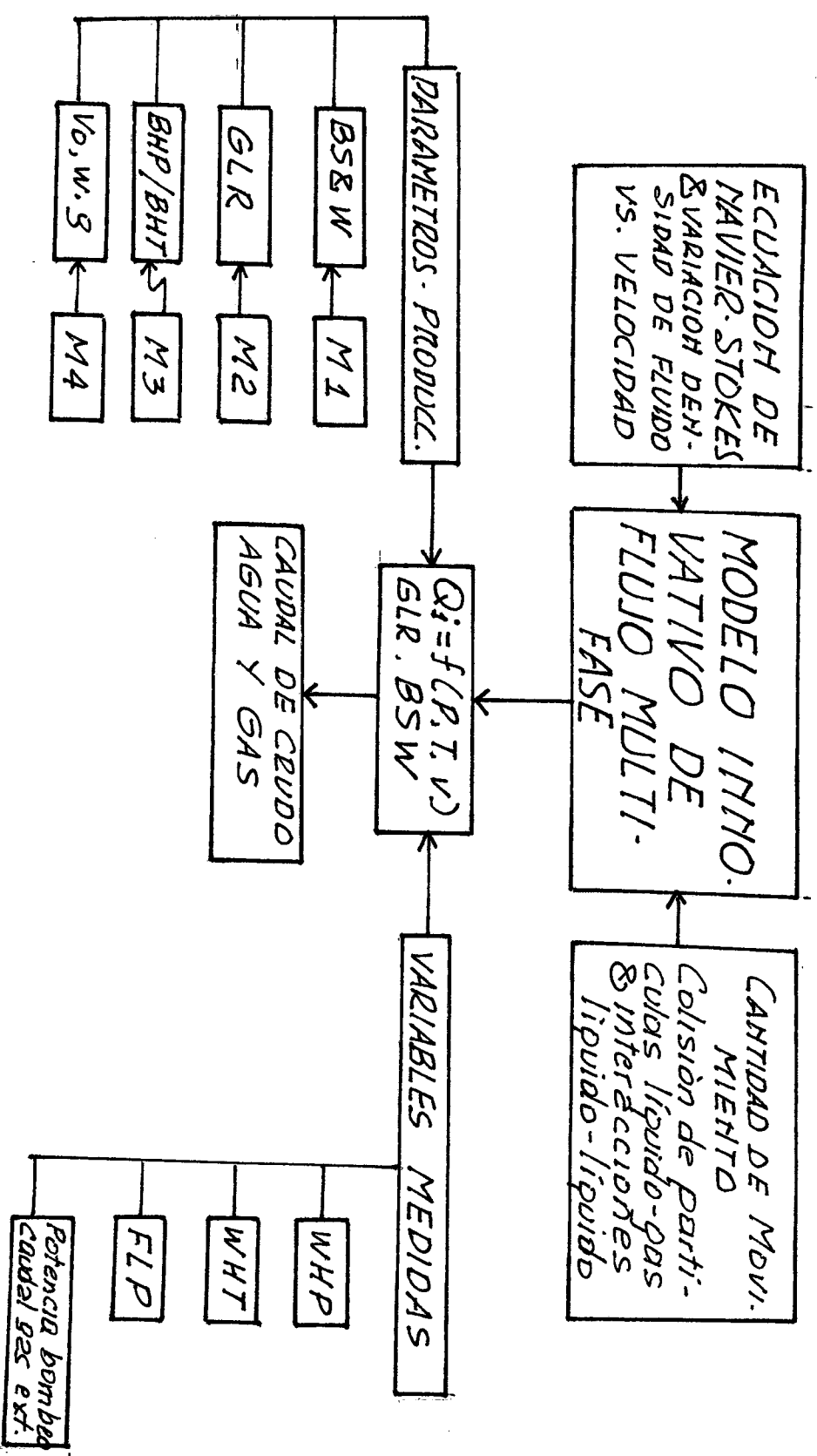


FIG. 1

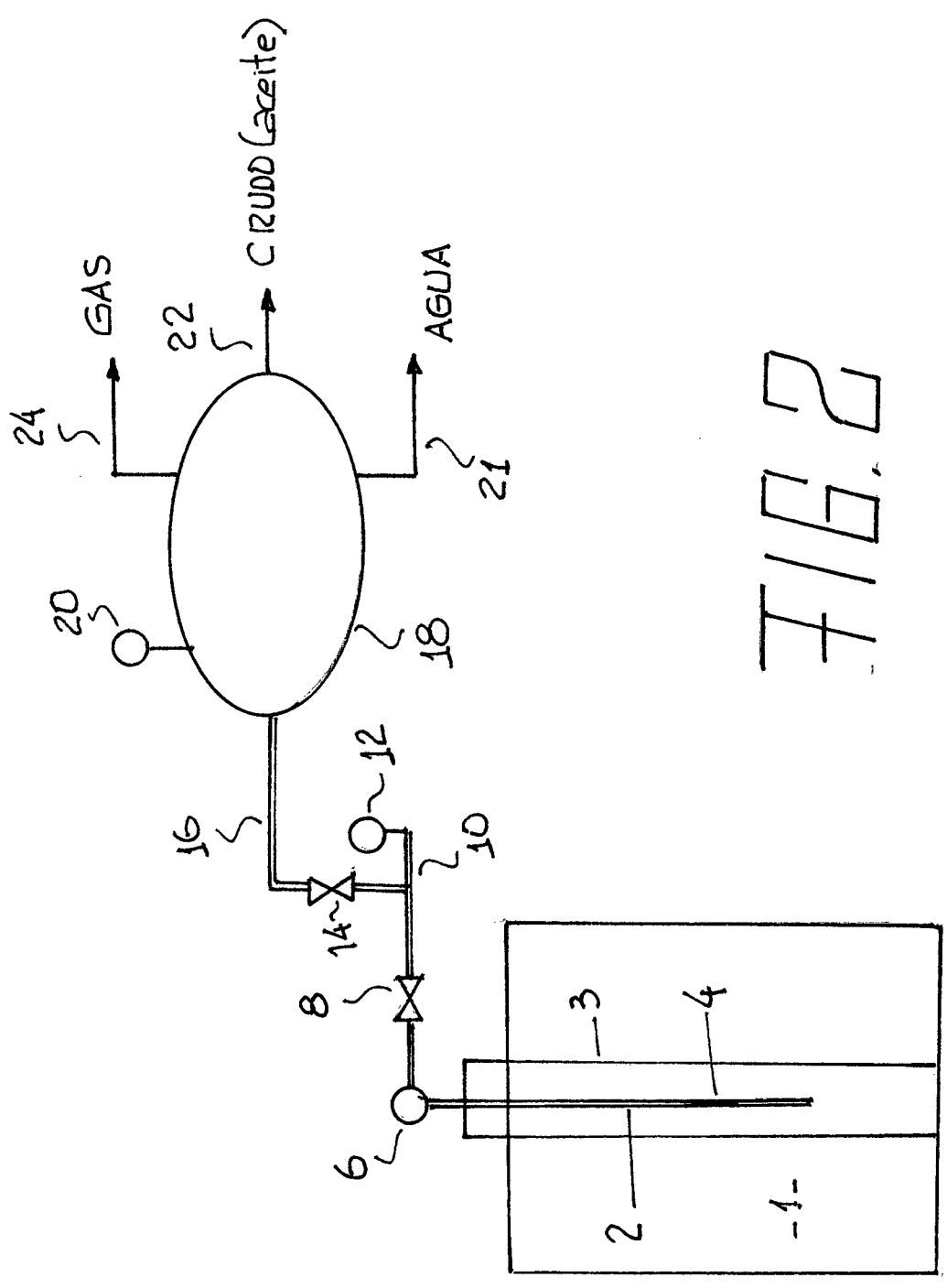


FIG. 2



Propiedad Industrial - Derechos de Autor
Derecho Comercial - Derecho Administrativo
ABOGADOS ESPECIALISTAS

21

Señor
Jefe de la División de Nuevas Creaciones
Superintendencia de Industria y Comercio
E. S. D.

Asunto : Registro de la patente de invención denominada
"METODO Y SISTEMA PARA MEDICION DEL
TIEMPO REAL DE FLUJO MULTIFASE EN POZOS
DE PETROLEO Y DE GAS"

Solicitante : LIVEFLOW ENERGY TECHNOLOGY LTDA.

CAMILO ANDRES VARGAS RAMIREZ, mayor de edad, identificado como aparece al pie de su firma, obrando en nombre y representación de la sociedad **LIVEFLOW ENERGY TECHNOLOGY LTDA.**, domiciliada en la ciudad de Bogotá, atentamente manifiesto a usted, que confiero poder especial, amplio y suficiente a los doctores **CAROLINA VERA MATIZ**, abogada en ejercicio, con T.P.A. 91835 y **JORGE E. VERA VARGAS**, abogado en ejercicio, con tarjeta profesional No. 12122, y, para que soliciten y obtengan el Registro de la patente de invención denominada "METODO Y SISTEMA PARA MEDICION DEL TIEMPO REAL DE FLUJO MULTIFASE EN POZOS DE PETROLEO Y DE GAS"

El apoderado queda facultado para recibir, cancelar, transigir, conciliar, desistir, renunciar, sustituir y revocar sustituciones.

Señor Jefe,

CAMILO ANDRES VARGAS RAMIREZ
C.C. 80.769.071

Acepto

CAROLINA VERA MATIZ
C.C. No. 52.225.999
T.P. 91835

Como NOTARIO VEINTIOCHO DEL CIRCULO
DE BOGOTA, D.C. Hago constar que esta
firmado por el señor en su contenido con un
documento real, cuyo original se tiene a la vista
(Art. 74 Dcto. 9507)

JORGE E. VERA VARGAS
C.C. No. 17.150.455
T.P. 12122

PRESENTACION PERSONAL Y RECONOCIMIENTO
NOTARIO QUINCE (15) DEL CIRCULO DE BOGOTA, D.C.

EL ANTERIOR ESCRITO FUE PRESENTADO
PERSONALMENTE POR SU SIGNATARIO

Camilo Andres Vargas Ramirez

QUIEN SE IDENTIFICO CON LA C.C. No.

80769071 DE Bto Y

T.P. DE ABOGADO No. _____ DEL C.S. de la J.

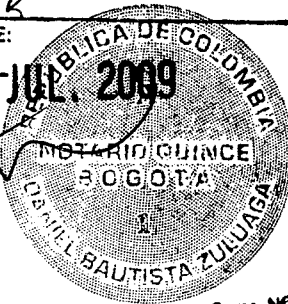
Y RECONOCE SU CONTENIDO COMO CIERTO.

x C. L. H. R.

FIRMA COMPARECIENTE:

FECHA: 17 JUL. 2009

EL NOTARIO QUINCE



Como NOTARIO VEINTIOCHO DEL CIRCULO
DE BOGOTA, D.C. Hago constar que esta
fotocopia coincide en su contenido con un
documento igual, cuyo original he tenido a la vista
(Art. 74 Dec. 96077)

03 MAY 2010

Pablo Julio Ortiz Ocampo
NOTARIO VEINTIOCHO



01



* 8 2 6 0 9 6 7 7 *



22

CAMARA DE COMERCIO DE BOGOTA

SEDE CHAPINERO

11 DE JUNIO DE 2009

HORA 10:35:27

09AGA0611068

PAGINA: 1 de 2

* * * * *

CERTIFICADO DE EXISTENCIA Y REPRESENTACION LEGAL O INSCRIPCION DE DOCUMENTOS

LA CAMARA DE COMERCIO DE BOGOTA, CON FUNDAMENTO EN LAS MATRICULAS E INSCRIPCIONES DEL REGISTRO MERCANTIL

CERTIFICA:

NOMBRE : LIVEFLOW ENERGY TECHNOLOGY LTDA

N.I.T. : 900279515-4 ADMINISTRACION : DIRECCION SECCIONAL DE IMPUESTOS DE BOGOTA, REGIMEN COMUN

DOMICILIO : BOGOTA D.C.

CERTIFICA:

MATRICULA NO: 01890263 DEL 23 DE ABRIL DE 2009

CERTIFICA:

DIRECCION DE NOTIFICACION JUDICIAL : CR 12 NO. 97 32

MUNICIPIO : BOGOTA D.C.

EMAIL DE NOTIFICACION JUDICIAL : fernanda.mendez@pilautomation.com

DIRECCION COMERCIAL : CR 12 NO. 97 32

MUNICIPIO : BOGOTA D.C.

EMAIL COMERCIAL : camilo.vargas@pilautomation.com

CERTIFICA:

CONSTITUCION: QUE POR ESCRITURA PUBLICA NO. 0480 DE NOTARIA 15 DE BOGOTA D.C. DEL 31 DE MARZO DE 2009, INSCRITA EL 23 DE ABRIL DE 2009 BAJO EL NUMERO 01291735 DEL LIBRO IX, SE CONSTITUYO LA SOCIEDAD COMERCIAL DENOMINADA LIVEFLOW ENERGY TECHNOLOGY LTDA.

CERTIFICA:

VIGENCIA: QUE LA SOCIEDAD NO SE HALLA DISUELTA. DURACION HASTA EL 31 DE MARZO DE 2029

CERTIFICA:

OBJETO SOCIAL: LA SOCIEDAD TENDRÁ COMO OBJETO PRINCIPAL EL PROVEER SERVICIOS DE CONSULTORÍA OPERACIONAL EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y EL GAS, COMERCIALIZACIÓN DE PRODUCTOS DE TECNOLOGÍA PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS Y EL RECUBRO DE YACIMIENTO, CREACIÓN DE PATENTES, LICENCIAMIENTO DE SOFTWARE, FORMULAS Y PROCEDIMIENTOS DE FABRICACIÓN. EN DESARROLLO DEL MISMO PODRÁ LA SOCIEDAD EJECUTAR TODOS LOS ACTOS O CONTRATOS QUE FUEREN CONVENIENTES O NECESARIOS PARA EL CABAL CUMPLIMIENTO DE SU OBJETO SOCIAL Y QUE TENGAN RELACION DIRECTA CON EL OBJETO DEL MENCIONADO, TALES COMO: EL DISEÑO, LA CONSTRUCCIÓN, MONTAJE Y MANTENIMIENTO ELÉCTRICO, ELECTRÓNICO, MECÁNICO Y CIVIL, ASÍ COMO EL SUMINISTRO DE MATERIALES, COMPONENTES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS ELECTRÓNICOS Y MECÁNICOS Y PRESTAR SERVICIOS DE ASISTENCIA E INTERVENTORIAS EN ACTIVIDADES RELACIONADAS CON EL OBJETO DE LA SOCIEDAD. LA SOCIEDAD TIENE POR OBJETO SOCIAL I) LA INVESTIGACIÓN, EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE PETRÓLEO, DEL GAS NATURAL Y DE LOS HIDROCARBUROS BAJO TODAS SUS FORMAS. ASÍ COMO TODOS LOS SERVICIOS DE EL TRANSPORTE, LA REFINACIÓN, EL TRATAMIENTO Y LA COMERCIALIZACIÓN DE ESOS PRODUCTOS Y DE SUS DERIVADOS, ASÍ COMO LA PETROQUÍMICA EN

2009 JUN 11 10:35:27
CAMARA DE COMERCIO DE BOGOTA
SEDE CHAPINERO
09AGA0611068
PAGINA: 1 de 2

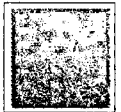
GENERAL; (III) LA CREACIÓN, COMPRA Y VENTA DE PATENTES, LICENCIAS, PROCEDIMIENTOS DE FABRICACIÓN Y DE FORMULAS EN LOS DOMINIOS ENUMERADOS ANTERIORMENTE EN LA PRESENTE. LA SOCIEDAD PODRÁ CONSTITUIR Y OPERAR OLEODUCTOS Y GASODUCTOS DE TODO TIPO DE FACILIDADES PARA EL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS; (IV) LA PARTICIPACIÓN FINANCIERA DIRECTA O INDIRECTA BAJO CUALQUIER FORMA, EN TODAS LAS EMPRESAS INTERESADAS EN EL LOGO DE LAS FINALIDADES DESCRITAS ANTERIORMENTE EN LA PRESENTE; (V) PRESTACIÓN DE SERVICIOS TÉCNICOS RELACIONADOS CON LA INDUSTRIA PETROLERA Y AFINES TALES COMO: (A) LA OBTENCIÓN DE INFORMACIÓN, PROCESAMIENTO E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS QUE CONDUZCAN AL DESCUBRIMIENTO DE HIDROCARBUROS POR MEDIO DE TÉCNICAS TALES COMO: SÍSMICAS, ESTUDIOS DE SÍNTESIS DE CUENCA, MAGNETOGRAFÍA, GRAVIMETRÍA, FOTOGEOLOGÍA, POSICIONAMIENTO POR SATÉLITE, SENSORES REMOTOS, BIOESTATIGRAFÍA, ADQUISICIÓN DE INFORMACIÓN GEOLÓGICA DE SUBSUELOS, CARTOGRAFÍA, (B) PERFORACIÓN DE POZOS DE HIDROCARBUROS, COMPRENDE ACTIVIDADES TALES COMO: SUMINISTRO DE EQUIPOS DE PERFORACIÓN Y PRUEBAS CORRESPONDIENTES, PERFORACIÓN, TOMA, PROCESAMIENTO, INTERPRETACIÓN DE REGISTROS, CORAZONAMIENTO, CEMENTACIÓN, CAÑONEO, SERVICIO DE PESCA, SERVICIO DE POZOS DIRIGIDOS, SUMINISTRO DE EQUIPOS DE CEMENTACIÓN, ESTIMULACIÓN DE POZOS, (C) PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS COMPRENDE ACTIVIDADES TALES COMO: TERMINACIÓN (COMPLETAMIENTO) DE POZOS; PRUEBAS DE PRESIONES Y DE PRODUCCIÓN; REACONDICIONAMIENTO DE POZOS, ESTIMULACIÓN (ACIDIFICACIÓN, FRACTURAMIENTO DE FORMACIÓN, EMPAQUETAMIENTO); DISEÑO, MONTAJE Y MANTENIMIENTO DE FACILIDADES (INSTALACIONES) DE PRODUCCIÓN (TANQUES SEPARADORES, CALENTADORES, LÍNEAS DE RECOLECCIÓN); DISEÑO, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE PRODUCCIÓN, COMO BOMBEO MECÁNICO, BOMBEO HIDRÁULICO, BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE, GAS LIFT Y TRABAJOS REALIZADOS A POZOS POSTERIORES A SU TERMINACIÓN (LIMPIEZA, REPARACIONES); DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE OLEODUCTOS Y GASODUCTOS. (D) INGENIERÍA DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS: RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS, TASAS MIXTAS DE PRODUCCIÓN, ANÁLISIS PETROFÍSICOS Y PETROQUÍMICOS DE ROCAS Y FLUIDOS; (E) REGISTROS ELÉCTRICOS DE HUECO ABIERTO Y HUECO ENTUBADO. (F) ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE CAMPOS PETROLEROS, INSPECCIÓN DE EQUIPOS. TUBERÍAS Y OTROS ELEMENTOS UTILIZADOS EN LA PERFORACIÓN Y EN LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS. A. ADQUIRIR, CONSERVAR, TRANSFORMAR Y ENAJENAR TODA CLASE DE BIENES MUEBLES E INMUEBLES QUE SEAN NECESARIOS PARA EL LOGRO DE SUS FINES PRINCIPALES. B. EFECTUAR CUALQUIER CLASE DE OPERACIONES DE CRÉDITO ACTIVO Y PASIVO Y DE MANERA ESPECIAL CELEBRAR EL CONTRATO DE MUTUO CON O SIN INTERESES. C. TOMAR EN ARRENDAMIENTO LOCALES, OFICINAS, CASAS Y OTROS BIENES INMUEBLES QUE SIRVAN PARA LOS FINES DE LA SOCIEDAD. D. GIRAR, ENDOSAR, ACEPTAR, ASEGURAR, DESCOTAR Y NEGOCIAR EN GENERAL TODA CLASE DE TÍTULOS VALORES Y DEMÁS DOCUMENTOS CIVILES Y COMERCIALES. E. TOMAR INTERÉS COMO SOCIO O ACCIONISTA, FUNDADOR O NO EN OTRAS COMPAÑÍAS Y ASOCIACIONES Y ENAJENAR SUS ACCIONES O SUS PARTES DE INTERÉS SOCIAL CUANDO CUALQUIER RESULTADO CONVENIENTE. F. GRAVAR CON PRENDA O HIPOTECA O EN CUALQUIERA OTRAS FORMAS LOS BIENES SOCIALES. G. ADQUIRIR, TRANSFORMAR, VENDER, ENAJENAR O INDUSTRIALES CUYO OBJETO SEA SIMILAR O AUXILIARIO COMPLEMENTARIO DE LAS OPERACIONES DE LA COMPAÑÍA. H. OTORGAR COMPRAVENTAS REALES Y PERSONALES TALES COMO HIPOTECAS ANTICRESIS PRENDAS, FIANZAS, ETC. I. CELEBRAR CON ESTABLECIMIENTOS DE CRÉDITO Y COMPAÑÍAS ASEGURADORAS CUALQUIER NEGOCIO Y OPERACIONES QUE SE RELACIONEN CON UNA PERSONA Y BIENES DE LA COMPAÑÍA. J. TRANSFORMARSE EN CUALQUIER TIPO LEGAL DE LA SOCIEDAD. K. INTERVENIR TEMPORALMENTE LOS MEDIOS DISPONIBLES DE LA SOCIEDAD QUE ÉSTA POR CUALQUIER CAUSA NO REQUIERA TRANSITORIAMENTE



01



* 8 2 6 0 9 6 7 8 *



23

CAMARA DE COMERCIO DE BOGOTA

SEDE CHAPINERO

11 DE JUNIO DE 2009

HORA 10:35:27

09AGA0611068

PAGINA: 2 de 2

* * * * *

PARA SUS FINES PRINCIPALES. L. Y EN GENERAL O LLEVAR A CABO TODO ACTO O CONTRATO QUE SE RELACIONE DIRECTAMENTE CON EL OBJETO SOCIAL, PUES LA ANTERIOR ENUMERACIÓN NO ES TAXATIVA SINO POR VÍA DE EJEMPLO. LA SOCIEDAD NO PODRÁ SER FIADORA DE TERCEROS INCLUYENDO A LOS SOCIOS EN AMBOS CASOS EXCEPTO CUANDO SEA APROBADO POR EL CIENTO POR CIENTO DE LAS CUOTAS O PARTES DE INTERÉS SOCIAL EN QUE SE ENCUENTRA CONSTITUIDO EL CAPITAL DE LA SOCIEDAD.

CERTIFICA:

CAPITAL Y SOCIOS: \$10,000,000.00 DIVIDIDO EN 10,000.00 CUOTAS CON VALOR NOMINAL DE \$1,000.00 CADA UNA, DISTRIBUIDO ASI :

- SOCIO CAPITALISTA (S)

VARGAS RAMIREZ CAMILO ANDRES

C.C. 000000080769071

NO. CUOTAS: 6,000.00

VALOR: \$6,000,000.00

OTERO GALAN OSCAR

C.C. 000000079285405

NO. CUOTAS: 4,000.00

VALOR: \$4,000,000.00

TOTALES

NO. CUOTAS: 10,000.00

VALOR: \$10,000,000.00

CERTIFICA:

REPRESENTACION LEGAL: EL USO DE LA RAZÓN SOCIAL DE LA COMPAÑÍA Y SU REPRESENTACIÓN LEGAL Y ADMINISTRATIVA ESTARÁN A CARGO DE UN GERENTE CON SU RESPECTIVO SUPLENTE, QUIEN REMPLAZARÁ AL GERENTE EN SUS FALTAS ABSOLUTAS, TEMPORALES O ACCIDENTALES CON LAS MISMAS FACULTADES Y ATRIBUCIONES DE ÉSTE.

CERTIFICA:

** NOMBRAMIENTOS **

QUE POR ESCRITURA PUBLICA NO. 0480 DE NOTARIA 15 DE BOGOTA D.C. DEL 31 DE MARZO DE 2009, INSCRITA EL 23 DE ABRIL DE 2009 BAJO EL NUMERO 01291735 DEL LIBRO IX, FUE (RON) NOMBRADO (S):

NOMBRE

IDENTIFICACION

GERENTE

VARGAS RAMIREZ CAMILO ANDRES

C.C. 000000080769071

SUPLENTE DEL GERENTE

OTERO GALAN OSCAR

C.C. 000000079285405

CERTIFICA:

FACULTADES DEL REPRESENTANTE LEGAL: ADEMAS DE LOS ACTOS DE DISPOSICIÓN Y ADMINISTRACIÓN CONCERNIENTES AL GIRO ORDINARIO DE LAS OPERACIONES DE LA SOCIEDAD SON ATRIBUCIONES DEL GERENTE: A. REPRESENTAR LEGALMENTE A LA SOCIEDAD Y CELEBRAR TODA CLASE DE ACTOS O CONTRATOS HASTA POR UN VALOR DE TRES MIL SALARIOS MÍNIMOS LEGALES VIGENTES. B. EJECUTAR LAS DECISIONES Y ÓRDENES DE LA JUNTA DE SOCIOS Y CONVOCARLAS CUANDO ASI LO REQUIERAN LOS INTERESES SOCIALES. C. CUSTODIAR LOS BIENES SOCIALES Y INFORMAR CADA SEIS (6) MESES A LA JUNTA DE SOCIOS ACERCA DE LOS NEGOCIOS EJECUTADOS Y A EJECUTARSE. E. RENDIR LOS INFORMES RESPECTIVOS Y PRESENTAR LOS BALANCES ANUALES CORRESPONDIENTES. F. CONSTITUIR APODERADOS O MANDATARIOS QUE REPRESENTEN A LA SOCIEDAD JUDICIAL

ADMINISTRATIVA O EXTRAJUDICIALMENTE. G. NOMBRAR Y REMOVER LOS EMPLEADOS DE LA SOCIEDAD QUE NO SEAN DE LA COMPETENCIA DE LA JUNTA DE SOCIOS Y FIJARLES SU REMUNERACIÓN.

CERTIFICA:

DE CONFORMIDAD CON LO ESTABLECIDO POR LA LEY 962 DE 2005, LOS ACTOS DE REGISTRO AQUI CERTIFICADOS QUEDAN EN FIRME CINCO (5) DIAS HABILES DESPUES DE LA FECHA DE INSCRIPCION, SIEMPRE QUE NO SEAN OBJETO DE RECURSOS EN LA VIA GUBERNATIVA.

* * * EL PRESENTE CERTIFICADO NO CONSTITUYE PERMISO DE
* * * FUNCIONAMIENTO EN NINGUN CASO

* * *
* * *

EL SECRETARIO DE LA CAMARA DE COMERCIO,
VALOR : \$ 3,500

DE CONFORMIDAD CON EL DECRETO 2150 DE 1995 Y LA AUTORIZACION IMPARTIDA POR LA SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO, MEDIANTE EL OFICIO DEL 18 DE NOVIEMBRE DE 1996, LA FIRMA MECANICA QUE APARECE A CONTINUACION TIENE PLENA VALIDEZ PARA TODOS LOS EFECTOS LEGALES

Esteban Q

Como NOTARIO VEINTIOCHO DEL CIRCULO
DE BOGOTÁ, D.C. Hago constar que esta
fotocopia, tomada en su conformidad con el
documento original, es una copia fiel y válida
(Art. 74 Dec. 9827 n)

23 MAY 2010
Pablo Julio Cruz Ocampo
NOTARIO VEINTIOCHO

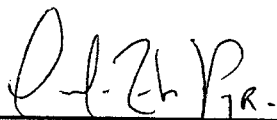


Propiedad Industrial - Derechos de Autor
Derecho Comercial - Derecho Administrativo
ABOGADOS ESPECIALISTAS

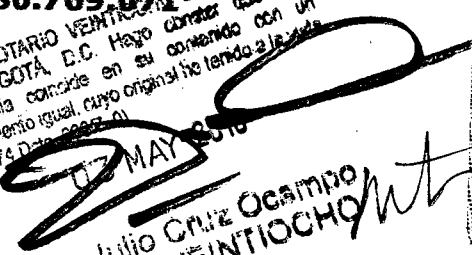
CESIÓN DE DERECHOS PATRIMONIALES

Yo, **CAMILO ANDRES VARGAS RAMIREZ**, domiciliado en la ciudad de Bogotá, identificado como aparece al pie de mi firma, obrando en mi propio nombre y representación como inventor de la patente de invención denominada **METODO Y SISTEMA PARA MEDICION DEL TIEMPO REAL DE FLUJO MULTIFASE ENPOZOS DE PETROLEO Y DE GAS**. Por medio de este escrito manifiesto que trasfiero a favor de la sociedad **LIVEFLOW ENERGY TECHNOLOGY LTDA.**, domiciliada en la ciudad de Bogotá D.C., los derechos patrimoniales de la patente de invención en mención.

CEDENTE:

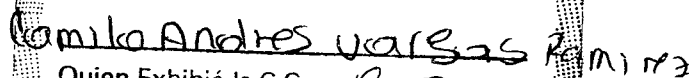

CAMILO ANDRES VARGAS RAMIREZ
C.C. 80.769.071

Como NOTARIO VEINTIOCHO DEL CÍRCULO DE BOGOTÁ, D.C. Hago constar que esta fotocopia coincide en su contenido con un documento igual, cuyo original he tenido a la vista (Art 74 D.L. 2592-01)


Daniel Bautista Zuluaga
NOTARIO VEINTIOCHO

Calle 21 No. 143 - Bogotá - Teléfonos: (57-1) 3127928- 3176650 Fax: (57-1) 2126167 - 6062872
E-mail: vera@veraabogados.com Página Web: www.veraabogados.com

RECONOCIMIENTO
ANTE EL NOTARIO QUINCE DEL
CÍRCULO DE BOGOTÁ COMPARECIO:


Quien Exhibió la C.C. 80.769.071
expedida en: Bogotá
y declaró que la firma que aparece en el presente documento privado es suya y el contenido del mismo es cierto (Art 68 D-L 960/70).


FIRMA DEL COMPARECIENTE:
C.C.

Bogotá, D.C.:

17 JUL. 2009

Autorizo el anterior reconocimiento,
DANIEL BAUTISTA ZULUAGA
Notario Quince

25

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 10-052380- -00000-0000

NIT : 800171

Fecha: 2010-05-03 16:57:29 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 2 PATENTES Eve: 1 REGDEPOSITO
Act. 411 PRESENTACION Folios: 27

RECIBO OFICIAL DE CAJA : 10 - 34,006

FECHA : ABRIL 30 DE 2010

***** CONSIGNACION *****

DEPOSITANTE	TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PGO	Vr. PAGO
VERA ABOGADOS ASOCIADOS	CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	324893085	30/04/2010	1,963,000.00

***** CONCEPTO *****

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	TOTAL CONCEPTO
1	50005-01-01	SOLICITUDES	
1		TRAMITES DE SOL. DE PATENTE DE IN	554,000.00
		TOTAL :	\$ 554,000.00

SON: QUINIENTOS CINCUENTA Y CUATRO MIL PESOS

RESPONSABLE :

RECIBO DE CAJA APLICADO AL EXPEDIENTE No. _____

FIG. 2



SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

PATENTE

X

MODELO DE UTILIDAD

DISEÑO INDUSTRIAL

SOLICITANTES/ RAZON SOCIAL O APELLIDOS Y NOMBRES

LIVEFLOW ENERGY TECHNOLOGY LTDA.

DOMICILIO

BOGOTA

APODERADO

CAROLINA VERA MATIZ

TITULO

**METODO Y SISTEMA PARA MEDICION DEL TIEMPO REAL DE FLUJO MULTIFASE EN
POZOS DE PETROLEO Y DE GAS**

CLASIFICACION

EXPEDIENTE No.

FECHA DE SOLICITUD

03 de mayo de 2010

ROLLO MICROFILM

CERTIFICADO No.

FECHA DE CONCESION

VIGENCIA DESDE

HASTA

PRORROGA

CAMBIO DE NOMBRE

TRASPASO A

INVENTOR (ES)

CAMILO ANDRES VARGAS RAMIREZ

OTROS



No. 10-052380-00000-0000

Fecha: 2010-05-03 16:57:29 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 2 PATENTES Eve: 1 REGDEPOSITO
Act. 411 PRESENTACION Folios: 27

PATENTE DE INVENCION



MODELO DE UTILID.

☒	Indicación que se solicita una patente.
☒	Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud
☒	Descripción de la invención
☒	Dibujos de ser estos pertinentes
☒	Comprobante de pago de las tasas establecidas (De ser el caso formato de descuento)
Completa	☒
Incompleta	☐

PATENTE DE INVENCION PCT

☐

MODELO DE UTILIDAD PCT

☐

Art.33 Decisión 486/00, Circular Única

☐	Indicación que se solicita una PCT
☐	Copia de la solicitud en español, tal como fue presentada inicialmente (capítulo descriptivo, reivindicatorio, resumen)
☐	Dibujos de ser estos pertinentes
☐	Comprobante de pago de las tasas establecidas (de ser el caso formato de descuento)
Completa	☐
Incompleta	☐

DISEÑO INDUSTRIAL

☐

(Art. 119 Decisión 486/00)

☐	Indicación que se solicita Diseño industrial
☐	Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud
☐	Representación gráfica y fotográfica del Diseño industrial o muestra del material que incorpora el diseño
☐	Comprobante de pago de las tasas establecidas
Completa	☐
Incompleta	☐

ESQUEMA DE TRAZADO

☐

(Art. 92 Decisión 486/00)

☐	Indicación que se solicita un esquema de trazado
☐	Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud
☐	Representación gráfica de un esquema de trazado
☐	Comprobante de pago de las tasas establecidas
Completa	☐
Incompleta	☐



2020
Bogotá D.C.,

Doctor(a)
VERA MATIZ CAROLINA
Apoderado(a) y/o Representante de
LIVEFLOW ENERGY TECHNOLOGY LTDA

REFERENCIA	Radicación No. 10 52380
	Trámite 2
	Evento 1
	Actuación 416
	Oficio No. 10568
	Folios 1

Teniendo en cuenta que la solicitud de privilegio de patente que se tramita bajo el expediente indicado en la referencia, reúne los requisitos de forma establecidos en los artículos 26 y 27 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina, y en las demás disposiciones vigentes sobre la materia, se envía el extracto de la solicitud a la Oficina de Comunicaciones para efecto de su publicación en la Gaceta de Propiedad Industrial, conforme lo establece el artículo 40 de la misma Decisión.

Siendo manifestación expresa del interesado, la solicitud no será publicada antes de los seis (6) meses contados a partir de la fecha de presentación, por lo tanto la publicación en este caso no se hará antes del día 03 del mes de noviembre de 2010.

Cúmplase

Dado en Bogotá DC,

21 MAYO 2010

ALIX CARMENZA CESPEDES DE VERGEL
Directora de Nuevas Creaciones (c)

adpall