



VERA ABOGADOS ASOCIADOS

40 Años
1972-2012



INTERNATIONAL NETWORK OF LAW FIRMS

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

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 10-052380- -00003-0000

Fecha: 2012-08-27 11:16:15 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 2 PATENTES Eve: 1 REGDEPOSITO
Act. 523 RESPUESTA Folios: 3

Expediente : **No. 10-52380**

Referencia : Solicitud de la patente de invención denominada
**"METODO Y SISTEMA PARA MEDICION DEL TIEMPO
REAL DE FLUJO MULTIFASE DE PETROLEO Y DE GAS"**

Solicitante : **LIVEFLOW ENERGY TECHNOLOGY LTDA**

I. RESPUESTA A REQUERIMIENTO

CAROLINA VERA MATIZ, obrando como apoderada del solicitante, oportunamente doy respuesta al requerimiento 10041 de junio 08 de 2012 para lo cual y según lo requerido en el punto 3 me permito hacer llegar un nuevo pliego de reivindicaciones buscando dar claridad al método propuesto como invención.

Respecto al punto 5 del oficio sobre Estado de la técnica y concretamente sobre el antecedente D1 WO 06048418, dicho documento ha sido tomado como referencia por nuestra solicitud para mencionar que la medición de la producción de pozos de gas y crudo se ha venido basando en métodos estadísticos en vez de aplicaciones confiables que es lo que se busca proponer en la presente solicitud.

El método propuesto por nuestra solicitud se basa en integrar datos de la producción de los pozos sobre bases físicas de la dinámica del flujo multifase durante el período mismo de producción para calcular confiablemente la contribución de cada pozo en tiempo real, no por apreciaciones estadísticas.

Oficina Principal/Main Office
Calle 70 A No. 11 - 43, Bogotá D.C. Colombia.
Tel 571+3176650 /3127928 Fax 571+2126167/
6062872

Quito, Ecuador
Avda. 6 de Diciembre y La Niña - Edificio Multicentro
Ofc.603
Tel. (593) 2-2555208 Fax.(593) 2-2297528.

Web: www.veraabogadosa.com E-mail: vera@veraabogadosa.com
Miembros de/Members of: PRAGMA, EEIG.International network of law firms



VERA ABOGADOS ASOCIADOS

40 Años
1972-2012



INTERNATIONAL NETWORK OF LAW FIRMS

En este sentido creemos que la solicitud de la referencia cumple con los requisitos de novedad y nivel inventivo y no se trata de intentos de personas medianamente versadas en la materia sino de desarrollos con base en experiencias ajenas que no presentan los resultados que sí exhibe nuestro método.

Cordialmente,

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

Anexo: Pliego corregido de reivindicaciones

Oficina Principal/Main Office

Calle 70 A No. 11 - 43, Bogotá D.C. Colombia.
Tel 571+3176650 /3127928 Fax 571+2126167/
6062872

Quito, Ecuador
Avda. 6 de Diciembre y La Niña - Edificio Multicentro
Ofc.603
Tel. (593) 2-2555208 Fax.(593) 2-2297528.

Web: www.veraabogadossa.com

E-mail: vera@veraabogadossa.com

Miembros de/Members of: PRAGMA, EEIG.International network of law firms

REIVINDICACIONES

1. Método y sistema para medir tasas de flujo multifase en condiciones de superficie y bajo tierra en tiempo real en un pozo de producción conectado con una red común de tubería 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 bajo tierra para cada pozo.
 - Configurar un modelo de flujo multifase con base en información sobre el diámetro y longitudes de las tuberías, densidades y viscosidades del fluido, sea gas, petróleo o agua, conforme al modelo de Navier Stokes.
 - Diseñar pruebas diferenciales inducidas con separador para cada pozo conforme a diferentes rangos de volúmenes de fluido multifase.
 - Medir las variaciones del flujo multifase en cada pozo, con parámetros tales como relación gas/líquido, presión, temperatura, fracción de agua en cada fase líquida de flujo.
 - Efectuar una estimación de parámetros de producción en un pozo sobre la temperatura y la presión y sobre el volumen fluido inyectado en la perforación.
 - Introducir en el modelo de flujo multifase los parámetros estimados.
 - Medir de continuo las variables de entrada que generen resultados en tiempo real sobre presión en la línea de flujo, cabezal de presión en el pozo, cabezal de temperatura, energía de calentamiento artificial y volumen de fluido inyectado al pozo.
2. Método conforme a la reivindicación 1 caracterizado además porque la estimación y cálculo de parámetros se basa en una relación gas/líquido, velocidades adimensionales de las fases fluidas, corte de agua, temperatura y presión en el fondo del pozo.
3. Método conforme a las reivindicaciones 1 y 2 caracterizado porque la medición de temperatura en el fondo del pozo se hace a través de sensores de fibra óptica.