

Señor Jefe

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

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 10-052380- -00007-0000

Fecha: 2012-10-31 12:13:08 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
 Tra. 2 PATENTES Eve: 1 REGDEPOSITO
 Act. 412 REPOSPRESRECU Folios: 4

Expediente : **No. 10-52380**

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

Solicitante: **LIVEFLOW ENERGY TECHNOLOGY LTDA.**

I. RECURSO DE REPOSICION

CAMILO ANDRES VARGAS RAMIREZ, obrando como representante legal del solicitante, oportunamente hago solicitud del debido recurso de reposición sobre la resolución No. 58094, para lo cual en lo referente al punto 6 sobre el estado de la técnica me permito hacer llegar el verdadero y corregido pliego de reivindicaciones.

Respecto al pliego de reivindicaciones incorrecto enviado anteriormente por VERA ABOGADOS en respuesta al requerimiento 10041 de Junio 08 de 2012, este se envió sin consultarnos con graves errores de traducción del documento en inglés original redactado por nosotros, y de esta forma el contenido y significado de la patente cambio totalmente de forma errónea en el pliego de reivindicaciones anterior.

Respecto a la sección 6.2 de la resolución sobre el Estado de la técnica; para el caso del antecedente D1 WO 03046485 este documento lo tomamos también como referencia a nuestra solicitud de patente para diferenciarnos en que este antecedente se basa en factores de corrección y dependencia de medición combinada de un grupo de pozos para medir un pozo individual en vez de la precisión que da la física innovadora involucrada en nuestra solicitud de patente, así mismo en que tampoco nuestro método propuesto depende de otros pozos para la medición a diferencia de este antecedente.

Para el caso del antecedente D2 US2008/0288181 este antecedente se basa en sensor de densidad continuo, medidor independiente de porcentaje de agua, y medidor independiente de flujo volumétrico. El método propuesto por nuestra solicitud no está compuesto de los instrumentos anteriores y depende de otros sensores para hacer la medición continua de flujo, tales como: presión, temperatura y energía de levantamiento

artificial. Los datos de densidad que utiliza nuestro metodo son de un solo valor inicial y promedio para cada fase de fluido, y no se requiere medida continua de densidad. A diferencia de este antecedente, nuestro metodo tampoco depende de instrumentos independientes que dan medida directa y continua de porcentaje de agua y en cambio nuestro metodo calcula este porcentaje de forma continua utilizando sensores de presión, temperatura y energia de levantamiento artificial en el pozo.

En este sentido creemos que junto con las reivindicaciones originales y correctas en esta ocasion, la solicitud de la patente en referencia cumple con los requisitos de novedad y nivel inventivo incluso a nivel científico no solo tecnológico pues intrinsecamente en el método se describe la elaboración de un modelo innovador de flujo multifásico inédito que integra la física newtoniana con la relativista, y no se trata de intentos de personas medianamente versadas en la materia aplicando conocimientos basicos combinados, sino de nuevo conocimiento e innovaciones científicas y tecnológicas inéditas que dan mejores resultados a nivel de precisión con respecto a otros antecedentes.

Cordialmente,



CAMILO ANDRES VARGAS RAMIREZ
C.C No. 80.769.071
T.P 04366

ANEXO: Pliego original y verdadero de Reivindicaciones

REIVINDICACIONES

1. Un método y sistema de medición de flujo multifase en condiciones de superficie y subsuelo en tiempo real, en un pozo productor de hidrocarburos individual que puede o no estar conectado a otros pozos y donde dependiendo de las instalaciones, la producción total del pozo tiene la opción de ser separada mediante un separador bi-fásico o tri-fásico. El método comprende los pasos de:

- obtener datos promedio de propiedades de fluido, línea de flujo, tubería e información histórica de producción del pozo a partir de bases de datos.
- configurar de forma inicial un modelo multifásico innovador insertando los datos promedio de propiedades de fluido, de tubería y línea de flujo del pozo.
- calibrar el modelo de flujo multifásico mediante la integración de datos de variables de producción del pozo, para que el modelo opere en tiempo real recibiendo información continua de presiones, temperaturas y energía de levantamiento artificial para generar mediciones en tiempo real de tasas de flujo de aceite, agua y gas en condiciones de superficie y subsuelo.

2. El método de la reivindicación 1, en donde el modelo de flujo multifásico descrito en el presente método es configurado inicialmente con diámetros y longitudes de tubería y línea de flujo, datos de densidades y viscosidades promedio para cada fluido de producción (aceite, agua y gas) del pozo, y se utiliza este modelo de flujo multifásico el cual no depende de patrones de flujo para aplicación en tiempo real y este modelo está elaborado con base en la mezcla de tres componentes: ecuaciones de cantidad de movimiento en colisiones de partículas de líquido-líquido y líquido-gas, ecuación de continuidad y ecuaciones Navier-Stokes.

3. El método de acuerdo a la reivindicación 1, comprende los pasos de:

- Diseñar prueba diferencial inducida con separador, para calibrar el modelo de flujo en el pozo conforme a diferentes rangos de volúmenes de fluido multifásico con mediciones de variables de superficie y subsuelo interactuando con el pozo, tales como: presiones, temperaturas o energía de levantamiento artificial.

- medir variaciones de flujo multifásico en superficie y parametros de producción (p.ej relación gas/líquido, velocidades adimensionales, presión o temperatura de fondo, fracción de agua en líquido) durante la prueba diferencial de calibración con el separador de prueba.
- efectuar una estimación de los parametros de producción a partir de la informacion que sale de la prueba diferencial de calibración e información histórica, mediante la aplicación de modelos de espacios de estados que dependen de variables de entrada medidas continuamente en la operación normal del pozo; tales como: presión de línea de flujo, presión de cabezal, temperatura de cabezal, energía de levantamiento artificial o fluido inyectado en perforaciones del pozo.
- Introducir en el modelo de flujo multifase, los parametros de producción calculados y los datos de variables continuamente medidas en la operación de pozo para obtener los valores de salida de flujos volumetricos de aceite, agua y gas en condiciones de superficie en tiempo real.

4. El método de acuerdo a la reivindicación 3, caracterizado además porque los parametros de producción calculados o estimados son: relación gas-líquido, velocidades adimensionales de las fases de fluido, fracción de agua, presión y temperatura de fondo.

5. El método conforme a la reivindicación 3, se caracteriza porque la información de temperatura de fondo recibida durante la prueba diferencial de calibración se obtiene mediante un sensor de fibra óptica instalado dentro de la tubería del pozo.

6. Un sistema en donde las variables de entrada son continuamente medidas con instrumentación y sensores de tiempo real disponibles en el pozo, con medios de almacenamiento y procesamiento para los datos de entrada y de salida (tasas de flujo multifase) suministrados y procesados por el sistema descrito en la presente invención.