



Señores

DIRECCION DE NUEVAS CREACIONES

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

Bogotá, D.C.

JO

Re.: Expediente No. NC2017/0007367

Fase nacional de Solicitud

de Patente PCT a nombre de

RAG ROHÖL-AUFSUCHUNGS AG

En relación con la solicitud contenida en el expediente de la referencia y, en particular, para dar respuesta al Concepto Técnico contenido en el Oficio No. 13065, proferido dentro del mismo, dentro del término conferido, por medio del presente escrito nos permitimos manifestarles:

1. Mi representada me ha dado precisas instrucciones de presentar un nuevo capítulo de reivindicaciones.
2. En consecuencia, se acompaña al presente escrito las reivindicaciones 1 a 6 junto con el comprobante de pago por concepto de nuevo examen de patentabilidad, Recibo No. 12970.
3. El señor Examinador considera que los documentos US 2011/228637 D1 y el ahora citado WO 14148924 D3 afectan los requisitos de patentabilidad de la solicitud. Sin embargo, mi representada considera que la invención contenida en las reivindicaciones que se acompañan cumple con los requisitos de patentabilidad por cuanto:
 - 3.1 La solicitante considera que el señor Examinador efectúa una incorrecta interpretación del documento US 2011/228637 D1 y del significado de los términos utilizados en dicho documento. El señor Examinador ha establecido que el documento comprende un dispositivo de medición 44 en el dispositivo 40 que recoge los patrones de señal de retorno 43 que se reflejan hacia arriba en la capa límite 13 en el nivel de la profundidad del fluido y adicionalmente en todas las juntas de tubería 23. Esto por supuesto es correcto, el dispositivo de medición 44 recoge dichas señales.

3.2 Sin embargo, ninguna de las mencionadas señales está relacionada con una medición de la presión por debajo de la capa límite 13.

3.3 El propósito del dispositivo de medición 44 mencionado en el documento D1, o sea, US 2011/228637 de la solicitante es por ejemplo un sensor de presión. Sin embargo, dicho sensor no es para medir la presión absoluta en la cabeza del pozo sino que es para medir el contenido de una señal vibratoria reflejada o patrón de señal en forma de ondas de presión, es decir, pequeñas fluctuaciones dinámicas de la presión en la señal reflejada.

3.4 Por tal razón, el propósito del sensor de presión de la reivindicación 1 de la presente solicitud es completamente diferente del propósito contemplado en el documento D1.

3.5 Adicionalmente, el documento D1 revela un método para determinar el nivel del fluido a partir de patrones de señales acústicas reflejadas, medidos en forma de ondas de presión. Estas ondas de presión se originan a partir de reflexiones de patrones de señales acústicas en el nivel del fluido y, por lo tanto, no pueden proporcionar ninguna información sobre la presión absoluta en el fondo del pozo, es decir, en la columna de fluido por debajo del nivel del fluido. Por lo anterior, el documento D1 no anticipa la determinación de la presión del fluido **por debajo** del nivel del fluido.

3.6 El señor Examinador ha citado un documento adicional, D3 WO 2014/148924 A1. Este documento menciona una presión del fluido extraído que se basa en el concepto de la región efectiva del pozo (una región donde se causa la fracturación térmica). Sin embargo, el documento D3 no revela un método para determinar la presión en el fluido en el fondo en el pozo basado en mediciones del nivel de fluido.

3.7 La presente invención se refiere a un método basado en mediciones del nivel de fluido como se dijo arriba. El concepto de una región efectiva del pozo es completamente diferente de la determinación de la presión en el fluido en el fondo del pozo. No existe relación alguna entre el nivel de fluido en el pozo y la región alrededor del pozo donde se causa la fracturación térmica. Más aún, el documento D3 no establece que la presión del fluido extraído sea determinada en el fondo del pozo. Esto subraya las diferencias entre el antecedente citado y la presente invención.

En conclusión, las reivindicaciones modificadas son nuevas a partir de lo divulgado en D1 y no se derivan de forma obvia de lo divulgado o sugerido por D3.

4. Consideramos que con las correcciones efectuadas, el capítulo de reivindicaciones que se acompaña resuelve las objeciones planteadas por el señor Examinador.

Les solicitamos se sirvan agregar este escrito y sus anexos al expediente y conceder el privilegio solicitado.

De Ustedes Atentamente,

GERMAN CASTILLO GRAU
T.P. No. 2.978 del C.S.J.

REIVINDICACIONES

1. Un método para operar un proceso de extracción de un fluido en un pozo en el cual se detecta la localización de la superficie del fluido (13) del pozo (10) en el caso de pozos profundos, CARACTERIZADO PORQUE

se realiza una medición de la presión en el cabezal del pozo (10),

se determina la presión del fluido a partir de la presión medida en el cabezal del pozo (10) y desde la profundidad de la superficie del fluido (13) en el pozo (10), y

la presión determinada regula la operación de un dispositivo de extracción (30) para extraer el fluido.

2. El método de acuerdo con la reivindicación 1, CARACTERIZADO PORQUE

se efectúa un evento acústico el cual genera ondas de presión que registran la profundidad de la superficie del fluido (13) en el pozo (10) en la superficie del suelo (11) en pozos profundos,

las ondas de presión generadas por el evento acústico se desplazan en el pozo (10) a profundidad, en donde las ondas de presión que se desplazan hacia el interior del pozo (10) se reflejan también a la superficie del fluido (13),

en la superficie del suelo (11) se captan las ondas de presión que viajan fuera del pozo (10) y se mide la duración a partir del evento acústico,

las ondas de presión captadas y medidas se analizan junto con el tiempo de viaje asociado lo cual deduce la profundidad de la superficie del fluido (13),

el evento acústico genera patrones de señal con un espectro de frecuencia predeterminado variable en el tiempo,

el patrón de señal se emite como un evento de vibración en el pozo (10), se desplaza hacia la profundidad y se refleja,

en la superficie del suelo (11) se analizan las señales captadas que se originan en el pozo (10), y PORQUE

durante el análisis, el evento de vibración que se encuentra entre las señales captadas se correlaciona con el patrón de señal emitido y desde el momento del viaje desde la emisión del patrón de señal se deduce la profundidad de la superficie del fluido (13).

3. El método de acuerdo con las reivindicaciones 1 o 2, CARACTERIZADO PORQUE la operación del dispositivo de extracción (30) se regula de tal manera que prevalezcan las tasas de flujo constantes y/o una localización constante de la superficie del fluido (13) y/o la presión en el fondo del pozo se mantiene por encima de la presión del punto de ebullición.
4. El método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones precedentes, CARACTERIZADO PORQUE la presión en el fluido del pozo (10) es determinada con las siguientes ecuaciones:

$$PI = \frac{q}{P_r - P_{wf}} \quad (1)$$

$$q_{MAX} = PI * P_r \quad (2)$$

$$q = q_{MAX} * [1 - (\frac{P_{wf}}{P_r})^2] \quad (3)$$

$$v_{sg} = \frac{q_{MAX} * [1 - (\frac{P_{wf}}{P_r})^2] * GOR * B_g}{A_F} \quad (4)$$

$$f_g = \frac{v_{sg}}{(C + D * \frac{TU_{OD}}{CA_{ID}}) * v_{sg} + E * [g * \sigma * \frac{(\rho_o - \rho_g)}{\rho_o^2}]^{0.25}} \quad (5)$$

en donde:

PI es el índice de productividad,

q es el caudal de entrada,

P_r es la presión del yacimiento/deposito,

P_{wf} es la presión del flujo en el fondo del pozo,

q_{MAX} es la tasa máxima de entrada,

GOR es la relación entre gas y petróleo,

B_g es el factor de volumen de formación de gas,

TU_{OD} es el diámetro exterior del tubo interior,

CA_{ID} es el diámetro interior del tubo exterior,

σ es la tensión superficial,

A el área y las constantes C, D y E valores empíricamente determinados en el rango de 0.2 a 2.0

5. El método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones precedentes, CARACTERIZADO PORQUE la presión determinada en el fondo del pozo (10) regula el proceso de tal manera que la presión del fluido se mantiene por encima del punto de ebullición o el punto de burbujeo o el inicio del proceso de liberación del gas.
6. El método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones precedentes, CARACTERIZADO PORQUE en el caso de las condiciones del proceso de extracción que comprende un modo intermitente de funcionamiento que consiste en periodos cíclicos de encendido y apagado, el ajuste automático de la función de los tiempos de encendido y apagado del dispositivo de extracción (30) situados en el pozo (10) se efectúa en función de la presión en el fondo del pozo.