



DEPARTAMENTO DE GESTIÓN DE TECNOLOGIA

Bogotá D.C., 24 de agosto de 2016.

Dr.
JOSÉ LUIS SALAZAR LÓPEZ
Director de Nuevas creaciones
Superintendencia de Industria y Comercio
E. S. D.

Superintendencia de Industria y Comercio



Radicado: 16103041 Folios: 19
Dependencia: Desc Fecha: 2016-08-25 10:26:9
Tipo aplicación: Respuesta a requerimiento

uf

Referencia: Expediente No. **16-103041-1**

Asunto: Respuesta al oficio No **6744** del **14 de junio de 2016** para la solicitud de patente titulada: **"SISTEMA DE MONITOREO PERMANENTE DE PRESIÓN - TEMPERATURA EN FONDO DE POZO, MÚLTIPLE O SERIAL EN TIEMPO REAL"**

Trámite: **2**
Evento: **1**
Actuación: **430**
Folios: **3**
Oficio: **6744**
Solicitante: **ECOPETROL S.A.**
Fecha Solicitud: **22 de mayo de 2016**

RESPUESTA OFICIO No. **6744**

Respetado señor Director:

ILBA LUCIA GONZÁLEZ ZABALA, identificada como aparece al pie de mi firma, domiciliada en la ciudad de Bogotá D.C., en mi calidad de apoderada de ECOPETROL S.A., solicitante de la patente titulada "SISTEMA DE MONITOREO PERMANENTE DE PRESIÓN - TEMPERATURA EN FONDO DE POZO, MÚLTIPLE O SERIAL EN TIEMPO REAL" (expediente 16-103041), procedo a dar respuesta a las observaciones efectuadas por la entidad como resultado del examen de forma efectuado, así:

Plantilla 035 - V. 1 - 21/05/2014

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.



DEPARTAMENTO DE GESTIÓN DE TECNOLOGIA

1. Descripción (Art. 28 D486)

Figuras, Dibujos y secuencias

Para el Despacho, la figuras 1 a 8 incluye títulos, lo cual no es permitido. Se sugiere únicamente dejar Fig. 1, Fig. 2,.....etc.

Corrección:

Se ha realizado los ajustes correspondientes en las Figuras, retirando los títulos. Ver Memoria Descriptiva.

2. Reivindicaciones (Art. 30 D486)

Para el Despacho la(s) reivindicación(es) 1,2, 3 y 5 no son claras porque:

- La reivindicación 1 incluye la frase: "soporta temperaturas de operación entre 0 C y 150 C.... que sugiere una ventaja técnica y no define los elementos estructurales del elemento por lo que se sugiere incluir dichas características esenciales.
- La expresión "propietario" en la reivindicación 1, no indica ninguna característica estructural del elemento. Se sugiere retirarla.

Corrección

Se retira en la reivindicación 1, el término "propietario".

Con respecto al término "soporta temperaturas de operación entre 0 C y 150 C" es una característica indirecta del material del acelerómetro que permite condiciones de operación en este rango de temperatura, en consecuencia, dado que no es este objeto que se reclama no consideramos necesario incluir las características esenciales sugeridas por la entidad y en consecuencia, modificar la reivindicación.

- 1. Un sistema de monitoreo de producción en fondo de pozo **1** con transmisión en tiempo real caracterizado porque comprende una herramienta **2** y sensores de presión **8**, temperatura **9** y acelerómetros **10**, en donde el*

Plantilla 035 – V. 1 - 21/05/2014

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.



DEPARTAMENTO DE GESTIÓN DE TECNOLOGIA

*sensor de presión es un transductor de silicio sobre zafiro estable ante fluctuaciones de temperatura, el sensor de temperatura está basado en la variación de la resistencia de un conductor de platino, el acelerómetro de tres ejes soporta temperaturas de operación entre 0°C y 150°C y en donde el sistema comprende un módulo de alimentación **13**, adquisición y procesamiento de señales **14** y un módulo de transmisión de la información hacia la superficie por telemetría FSK **11**.*

- La reivindicación 2 incluye en el preámbulo la siguiente mención "... en fondo de pozo 12...." Encontrándose una inconsistencia en la dependencia respecto de la reivindicación independencia 1....

Corrección

Se realizó la corrección en la reivindicación 2, modificando la dependencia de 12 a la 1. Se debió a un error de transcripción.

*2. El sistema de monitoreo de producción en fondo de **pozo 1** con transmisión en tiempo real de acuerdo con la reivindicación 1, caracterizado porque la herramienta está configurada en modo tándem 3, que significa dos herramientas o más conectadas en serie, con conectores Go estándar 7 y cuenta con sellos hidrostáticos de larga duración 6*

- Igualmente sucede con la reivindicación 5, en el que se menciona "donde el sistema de superficie 15".....

Corrección

Se realizó la corrección en la reivindicación 5, retirando el término: "de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones precedentes", y ajustando la reivindicación 5 de la siguiente forma.

5. El sistema de monitoreo de producción de fondo de pozo con transmisión en tiempo real, caracterizado porque el sistema de superficie 15 (conexión superior) de recepción de la información tiene su propio sistema de alimentación de 110V AC e interfaz 16 con el computador 17.

- Para el Despacho la reivindicación 3 incluye la frase: "el sistema transmite información de 0 a 200 pies de profundidad a una velocidad de 2.4 kbps" que es un resultado a alcanzar y no define el sistema..."

Plantilla 035 – V. 1 - 21/05/2014

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.



DEPARTAMENTO DE GESTIÓN DE TECNOLOGIA

Corrección

Se realizó la corrección en la reivindicación 3, retirando el término "donde el sistema transmite información de 0 a 200 pies de profundidad a una velocidad de 2,4 kbps"

La reivindicación 3 queda de la siguiente forma.

3. *El sistema de monitoreo de producción en fondo de pozo con transmisión en tiempo real de acuerdo con la reivindicación 1, caracterizado porque comprende una memoria capacidad de 256 Mb. que almacena información, la cual se visualiza en una pantalla de computador usando un software de visualización o interface gráfica 17.*

- El término "larga duración" (reiv. 2) es relativo por lo cual no permite distinguir la invención del estado de la técnica. Se sugiere sustituirlo por un término o rango contrato.

Corrección

Se realizó la modificación en la reivindicación 2, retirando el término "larga duración", en virtud que no se concreta en la memoria descriptiva las características específicas de los sellos hidrostáticos. Se modificó la reivindicación 2 de la siguiente forma.

2. *El sistema de monitoreo de producción en fondo de pozo 1 con transmisión en tiempo real de acuerdo con la reivindicación 1, caracterizado porque la herramienta está configurada en modo tándem 3, que significa dos herramientas o más conectadas en serie, con conectores Go estándar 7 y cuenta con sellos hidrostáticos de larga duración 6.*

Teniendo en cuenta que se encuentran cumplidos en su totalidad los requisitos formales contenidos en los artículos 26 y 27 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina, conforme con lo previsto en el artículo 38 de la misma Decisión, atentamente solicito se continúe con el trámite de la presente solicitud.

3. ANEXOS

Se adjunta a este memorial los siguientes documentos:

Plantilla 035 – V. 1 - 21/05/2014

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.



DEPARTAMENTO DE GESTIÓN DE TECNOLOGIA

- Nuevo juego de dibujo.
- Capitulo reivindicatorio modificado.

Del Señor Superintendente,

ILBA LUCIA GONZÁLEZ ZABALA

C.C. No. 63.310.825 de Bucaramanga
T.P. 67499 del C. S. de la J.

Plantilla 035 – V. 1 - 21/05/2014

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.

SISTEMA DE MONITOREO PERMANENTE DE PRESIÓN- TEMPERATURA EN FONDO DE POZO, MULTIPLE O SERIAL EN TIEMPO REAL

5 CAMPO DE LA INVENCION

La presente invención se relaciona con un sistema o dispositivo para el monitoreo de pozos productores y/o inyectores en procesos de recobro mejorado, en donde el sistema permite el monitoreo permanente de presión y temperatura en fondo de pozo, en donde la información es transmitida en tiempo real por telemetría y/o
10 almacenamiento en memoria de registros de larga duración.

ESTADO DE LA TÉCNICA

En el estado del arte, se conocen documentos de patentes relacionados con métodos y aparatos para la monitorización de operaciones en pozos.

15

Es así que el documento CA22559176 se refiere a un método y aparato mejorado para probar y monitorear las operaciones de pozo, donde la invención es un dispositivo de adquisición de datos capaz de monitorear, grabar las características del pozo o el reservorio al tiempo que es capaz de controlar el flujo de fluido.

20

El dispositivo allí divulgado incluye un ensamble dentro de una cubierta que comprende un tubo de sensor que tiene un puerto de flujo opcional que permite el flujo de fluido mientras detecta las características de pozo o reservorio. Este también incluye un microprocesador, un dispositivo de transmisión, y un
25 dispositivo de control ubicado en la cubierta para procesar y transmitir datos en tiempo real y en donde el dispositivo también cuenta con una memoria para grabar los datos relacionados con las características monitoreadas, donde dichas características pueden ser temperatura, presión, tasa de flujo de fluido y tipo,

resistividad de formación, sismometría, profundidad de perforación, característica del fluido y datos de respaldo.

- 5 Por su parte, el documento US2004178336 enseña un método y aparato para aplicar espectroscopía infrarroja cercana para estimar el porcentaje de peso de metano en el crudo a partir de lo cual se puede inferir la relación gas-aceite (GOR) de los crudos en el fondo de pozo en tiempo real mientras se recolecta una muestra de fluido. El aparato descrito también utiliza parámetros, tales como
- 10 temperatura o presión, con el fin de mejorar significativamente el ajuste. Esta invención también se puede utilizar para monitorear la limpieza de muestra al monitorear el aumento en GOR asociado con la limpieza a medida que un fluido es bombeado desde las transiciones de formación.
- 15 De otra parte, se encuentra el documento CN103061753 que divulga un dispositivo para la medición de flujo de fondo de pozo al tiempo que el dispositivo es capaz de medir el flujo anular de fondo de pozo, la presión anular y la temperatura anular y monitorear el sobre-flujo temprano mientras se perfora, en donde el dispositivo mide el flujo anular y el cambio de flujo a través de un sensor
- 20 de onda ultrasónico montado en una sección corta de un collar de perforación y mide la presión anular y la temperatura anular a través de sensores de presión y temperatura montados dentro de un dispositivo de guiado de fluido anular.

El dispositivo reportado en dicha invención también cuenta con una fuente de poder y una tarjeta de circuito montados dentro de una tubería de exploración,

25 donde las señales físicas, tales como flujo anular, presión y temperatura, se convierten en señales eléctricas a través de la tarjeta de circuito, y el dispositivo de medición graba, almacena y carga los datos a través de dichos circuitos. El dispositivo de medición se conecta con un MWD a través de un conector MWD

30 para cargar a tiempo los datos medidos a la superficie.

Finalmente, se encuentra el documento WO2015153537 que corresponde a una solicitud de patente internacional relacionada con un sistema y método de monitoreo de fondo de pozo que incluye un sistema de sensores con un arreglo de sensores con un número de sensores y un concentrador, en donde los datos medidos por el sensor se procesan por el concentrador y se comunican de forma inalámbrica con un nodo inteligente. Así, el sistema de sensores se puede montar en el anillo formado entre una pared del pozo y una superficie externa de una cubierta de pozo, en donde los sensores se pueden configurar para monitorear la formación de eventos micro-sísmicos generados durante la fracturación hidráulica. El crecimiento y la propagación de fracturas se pueden monitorear utilizando los datos obtenidos por los sensores, toda vez que los datos pueden facilitar el control en tiempo real de la operación de fracturación hidráulica.

En este sentido, la presente invención proporciona al estado del arte un sistema o dispositivo con elementos electrónicos que mejoran la modulación de datos y telemetría de fondo de pozo y obtener información verídica en tiempo real en la superficie y/o almacenarla en un dispositivo interno y en donde la conexión tándem y los acelerómetros proporcionan ventajas técnicas al sistema de la presente invención en comparación con los sistemas y/o dispositivos conocidos en la actualidad.

DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LOS DIBUJOS

La Figura 1 muestra la herramienta, dispositivo o sistema sencillo con el conjunto de sarta y la herramienta, dispositivo o sistema doble (modo tándem) con conjunto de sarta.

La Figura 2 muestra la herramienta, dispositivo o sistema con sus componentes principales.

La Figura 3 ilustra el esquema del sistema de transmisión de acuerdo con la presente invención, en donde se evidencia el suministro de poder, los sensores de procesamiento señales, y los componentes de telemetría y memoria. Estos

componentes están en contacto con un panel de superficie para recepción de telemetría y este a su vez está conectado con un PC que es el sistema de adquisición.

5 La Figura 4 muestra la gráfica necesaria para la determinación cualitativa del flujo en función de la temperatura y la profundidad.

La Figura 5 enseña el comportamiento del efecto Joule Thompson para determinación de la velocidad de flujo.

La Figura 6 enseña el comportamiento de la relación de la temperatura y el flujo vs profundidad.

10 La Figura 7 ilustra la manera de considerar las condiciones para el cálculo del perfil de inyección.

La Figura 8 muestra el esquema del pozo.

15 **ESTADO DEL ARTE**

El monitoreo de presión y temperatura en los pozos han sido usados ampliamente en la industria petrolera. Incluso permiten identificar la presencia y espesor de las capas de petróleo y agua bajo la superficie mediante los gradientes de presión
20 existentes entre diferentes profundidades. Estos parámetros, junto con las tasas de flujo y las identificaciones de fluidos proveen información invaluable sobre las características geológicas del reservorio.

Las tasas de disminución de presión en la superficie del pozo mientras fluye el
25 petróleo y el análisis de recuperación de presiones en el tiempo son indicativos de las características geológicas de las estructuras de los hidrocarburos.

Una medición precisa de temperatura y presión en una profundidad especificada permite indicar el número de problemas en los pozos inyectores que usualmente son utilizados en operaciones de recuperación de hidrocarburos.

5 Tanto las operaciones de inyección y de producción como las operaciones geotérmicas se requiere del monitoreo constante de presión y temperatura para determinar factores importantes al determinar la efectividad de las operaciones.

10 Anteriormente se han desarrollado técnicas de instalación permanente para monitorear de forma continua la presión y la temperatura en los yacimientos.

En el universo de patentes de estos dispositivos, se encontró por ejemplo la solicitud US4161782A que hace referencia a una herramienta para medición de temperatura, presión y tiempo en fondo de pozo, que incluye almacenamiento digital de información. Utiliza microcontrolador para toma de datos y es alimentado por baterías. Provee información sobre las características geológicas del pozo. No tiene transmisión en tiempo real a superficie.

20 Esta patente hace mención adicional a un método de almacenamiento de datos en función del tiempo en fondo de pozo en una herramienta que incluye transductores de presión y temperatura asociada a la adquisición de datos en un microprocesador. Un procedimiento específico para registro de información.

25 Almacenamiento de información en una memoria RAM mediante un procedimiento específico de digitalización de las señales analógicas y de un proceso de filtrado y comparación de valores antes de guardar la data adquirida.

30 La patente US4033186A reporta una herramienta de fondo de pozo de medición de señales de sensores que son procesadas, digitalizadas y almacenadas en una memoria de estado sólido para su posterior lectura en superficie. La adquisición es controlada por un reloj de estado sólido programado previamente.

De otra parte, el documento US5163321A reporta un sistema para medir temperatura y presión de un fluido en un pozo utilizando un tubo de diámetro pequeño extendido desde la superficie hasta el lugar de la prueba en fondo de pozo. La presión del fluido se transmite a través del tubo mientras que una termocupla o una fibra óptica enfundada se extiende a lo largo de la trayectoria del flujo para enviar información sobre la temperatura del fluido en fondo de pozo.

Otro documento del estado del arte, es la patente US7999542B2 que está dirigido a un método para determinar los parámetros representativos de formaciones y propiedades de fluidos en reservorios subterráneos, en particular los reservorios de hidrocarburos, en donde el método de medición de parámetros de formaciones está en el punto donde se localiza la inyección de fluido.

Por su parte, el documento US8044820B2 está dirigido a una tecnología para pozos de producción de petróleo y gas, en donde se emplea un método y un sistema para realizar diversas operaciones para mejorar la producción en pozos, en donde el método permite la identificación de dispositivos en ubicaciones conocidas en el pozo y proporcionando dispositivos de lectura configurados para leer los dispositivos de identificación.

El método incluye pasos para proveer una herramienta de proceso y el transporte de dicha herramienta y en donde el dispositivo está programado para controlar la herramienta tras la recepción de una señal de respuesta desde el dispositivo de identificación seleccionado.

El documento US5361632A hace referencia a pruebas de pozo y pruebas para productividad del reservorio. Específicamente, este documento hace referencia a herramientas de registro de producción de pozos. Adicionalmente, reporta un método y un aparato para determinar las fracciones multifásicas y las tasas de flujo de cada fase individual en un fluido que fluye en el pozo utilizando un gradiomanómetro y un densitómetro.

Adicionalmente, se conoce la patente US8146656B2 que reporta un método para determinar el perfil de flujo de entrada de un pozo de inyección, que comprende detener la inyección de fluido en una formación, monitorear una sección arriba de la formación y una sección dentro de la formación y monitorear la temperatura
5 parcialmente en boca de pozo y fondo de pozo.

También se sabe del documento US4805448A que hace referencia a un ensamble para el monitoreo continuo de parámetros de presión o temperatura en fondo de pozo en un pozo de petróleo o gas. Esta invención se encuentra dirigida a grabar
10 información por un periodo de tiempo predeterminado, la información sensada por el tubo bourdon compensando el error producido por el movimiento en la dirección del eje longitudinal del tubo de bourdon.

De otro lado, el documento US4891640, corresponde a un sensor de fibra óptica de alta temperatura y alta presión habilitado para comunicarse con el interior de un
15 tubo de presión de una herramienta de registro de fondo de pozo. El sistema de registro de pozos incorpora un cable de fibra óptica de registro para su uso en pozos.

La patente CN1904310A divulga un sensor de presión de fibra óptica y un sensor de temperatura basado de doble parámetro con aplicación a la industria petroquímica para medición de parámetros de presión y temperatura en fondo de pozo en tiempo real por una fibra óptica dual, en donde la fibra óptica está adecuada para condiciones de pozos petroleros para monitorear presión y
20 temperatura mediante un método de emisión espontanea de luz ASE en un circulator de fibra óptica de único modo. Está basada en dos parámetros: La reflexión de la sonda por presión y la señal de luz por temperatura analizada por un espectrómetro miniatura.
25

Otra patente china es la solicitud CN202017485U la cual hace referencia a una tecnología de fondo de pozo a través de instrumentación de cable de medición de temperatura y presión, en donde el cable es una combinación de cables de
30

medición de temperatura en múltiples puntos y cables de presión en fondo de pozo.

La CN202690034U muestra un sistema de monitoreo de fondo de pozo, especialmente a un sistema de monitoreo de temperatura y presión por fibra óptica. Un sistema de monitoreo de presión y temperatura de fondo de pozo mediante fibra óptica que comprende el cálculo de la demodulación del medio, un sensor de presión y un sensor de temperatura. El cálculo de la demodulación del medio por un sensor de temperatura dispuesto en el pozo y el sensor de presión conectado a un cable y ubicado en el fondo de pozo caracterizado por sensores de presión de cavidad FP.

La patente US6618677B1 reporta un sistema de sensor de fibra óptica que proporciona suficiente información térmica para determinar las tasas de flujo de masa de los fluidos producidos dentro de una perforación de pozo. Adicionalmente, el sistema utiliza técnicas para la adquisición de un perfil de temperatura distribuidos en una fibra óptica durante un período de tiempo.

Finalmente, la patente US6125934A se refiere a una herramienta de monitoreo de flujo de fondo de pozo, y se refiere en particular a una herramienta de fondo de pozo para la inyección de uno o más trazadores o marcadores de materiales en un fluido de múltiples fases que fluye en un pozo de hidrocarburos, para la detección de aguas subterráneas abajo del punto de inyección, en donde la herramienta de supervisión de flujo en el fondo de pozo: incluye un trazador de inyección y un método para monitorear el flujo de un fluido multifásico en el pozo, comprendiendo los pasos para inyectar el trazador.

En este sentido, la presente invención hace un aporte significativo a las técnicas de monitoreo de temperatura y presión en el ambiente hostil de un reservorio a través de un sistema de monitoreo de presión y temperatura en fondo de pozo con transmisión permanente y continua en tiempo real.

DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LA INVENCION

La necesidad de un monitoreo permanente en pozos productores y/o inyectores **1** en procesos de Recobro Mejorado (EOR) constituye el principal fundamento para plantear el desarrollo de un sistema permanente de monitoreo de fondo de pozo (P – T) (**FIG. 1**), para ser corridos como parte del completamiento en pozos inyectores y/o productores a ser monitoreados durante procesos de recobro mejorado (EOR).

La invención se refiere a un método para diseñar, desarrollar e implementar un prototipo avanzado (**FIG. 2**) para pruebas de campo de registro de presión **8**, temperatura **9** y direccional **10** con acelerómetro de 3 ejes en pozos de petróleo. El sistema permitirá la transmisión de la información en tiempo real por telemetría **11** o el almacenamiento en memoria para registros de larga duración. La transmisión de la información a la superficie se hará mediante cable estándar **4** y los datos almacenados en memoria serán presentados en un software de visualización y almacenamiento **17**.

El sistema de monitoreo de presión-temperatura (**FIG. 3**), constituye un producto de gran valor que marca un hito en el desarrollo de instrumentación con aplicabilidad inmediata dentro de los campos petroleros.

IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES

1. Sellos hidrostáticos de larga duración y alta frecuencia: el sistema permanente de monitoreo de fondo de pozo (P – T) es una herramienta diseñada para permanecer en fondo de pozo por periodos de tiempo superiores a los 6 meses, por tanto tiene un diseño de sellos hidrostáticos compuestos **6**; doble sello de O-ring en Viton 90, un elastómero de fluorocarbono con resistencia a la extrusión y descompresión explosiva y un sello metal-metal en cada extremo de las partes expuestas de la herramienta para garantizar la resistencia de la herramienta a la fatiga y la corrosión, este sistema mantuvo las conexiones GO

estándar **7** para que la herramienta pueda ser compatible con los cables de registro **4** y barras de peso **5**.

2. Transmisión simultánea a superficie de información en distintas profundidades:

5 La herramienta PT fue diseñada bajo la premisa de permitir el monitoreo de distintas profundidades al mismo tiempo y por tanto cada módulo consta de una telemetría **11** y un módulo inteligente que permiten que sea encuestada desde la superficie y que transmita la información relacionada con la presión **8**, la temperatura **9** y el direccional **10** mientras está conectada en paralelo con
10 diferentes módulos de PT en la misma línea **3**. Todos los módulos de PT **12** conectados a un mismo cable eléctrico **4** se encuentran constantemente monitoreando la zona del reservorio en la que se han ubicado y transmiten la información a superficie de forma secuencial mientras son encuestadas por el panel de control del registro **15**.

15

3. Versatilidad de la telemetría interna del módulo PT: La telemetría interna de los módulos de PT es una telemetría de baja frecuencia y alta confiabilidad, estas características permiten que los módulos de PT funcionen correctamente tanto en líneas de 5/16" y 7/32" (0.80 cm y 0.55 cm) con longitudes de hasta 30.000
20 Ft (9.144 m).

20

4. Algoritmo de conversión de datos de p-t a datos de inyektividad (**FIG.4, FIG.5, FIG. 6, FIG. 7**).

25 5. Transmisión de datos desde el panel de control en superficie a los sistemas de monitoreo y comunicación establecidos.

DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA:

Una vez probado el concepto, la herramienta en su versión prototipo avanzada se
30 construye basada en el acondicionamiento de sensores de presión **8**, temperatura **9** y acelerómetros **10** para la medición de parámetros físicos en pozos de petróleo
1. En ambos prototipos el sistema utiliza un sensor de presión de zafiro de alto

rendimiento, un sensor de temperatura de alta velocidad de respuesta (PT1000) y un acelerómetro de tres ejes que soporta alta temperatura de operación. Electrónicamente el sistema cuenta con una fuente de alimentación **13**, un módulo de adquisición y procesamiento de señales de alta velocidad **14** y un módulo de transmisión de la información hacia la superficie por telemetría FSK propietario **11** que además contará con la opción de almacenar información en memoria de alta capacidad. La herramienta estará en capacidad de transmitir información hasta 20000 pies (6.096 m) de profundidad a una velocidad de 2.4 kbps. El sistema de recepción de la información **15** interface con el computador **16** (Panel de superficie) y posterior almacenamiento virtual **17** (Archivo Excel o txt) también está incluido y constituye un software de visualización que facilita el proceso de recepción de la información en forma gráfica.

Mecánicamente la herramienta se fabricará en acero inoxidable 316 en un diámetro de 1-11/16" (4.28 CM) y permitirá presiones de trabajo desde 0 hasta 15000 PSI (103.4 MPa) y temperaturas de 0°C hasta 150°C.

DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LA HERRAMIENTA O DISPOSITIVO

La herramienta tiene un diámetro de 1.6875" o 1 11/16" o 42mm. La longitud de la herramienta es de 2 pies (0.61 m) y de la sarta total de 8 pies 82.44 m), se puede configurar en dos modos para el registro, en modo single o sencillo (una herramienta) **2** o modo tándem (de dos hasta cinco herramientas) **3**:

El sistema se alimenta a través de cable acerado **4** que es también de transmisión con un voltaje desde 36V. El sistema de superficie **15** (conexión superior) de recepción de la información tiene su propio sistema de alimentación de 110V AC.

Tabla 1. Especificaciones del Sistema

Parámetros	Mnem.	Min	Nominal	Max	Unid
Voltaje de entrada	VIN	32	36	40	V

Corriente Total	IIN	-	15	30	mA
Presión de operación	PO	-	--	15000 (13.42 MPa)	Psi
Temperatura de operación	TO	-	-	150	°C
Velocidad de Registro	TSPD	-	10	20	SPS
Velocidad de transmisión 7/32" (0.55 cm) o 5/16" (0.80 cm)	DFBT		2.400		Kbps
Acelerómetro (3 ejes)	ACC	-	-	3G	G force
Sensibilidad del acelerómetro		0.1%FE			
Sensor de Temperatura	TS	-40	-	250	C
Sensibilidad de Temperatura		0.1% FE			
Sensor de presión	PS	14	-	15000 (13.42 MPa)	PSI
Sensibilidad de presión		0.05%F E			
Memoria	MS		256		Mb

FUNDAMENTOS TÉCNICOS PARA EL DESARROLLO DEL EQUIPO

Los registros de temperatura han sido utilizados para estudiar el movimiento del
5 agua inyectada en los pozos. La interpretación de los perfiles de temperatura

(FIG. 4) en los pozos es tanto cualitativa como cuantitativa y en la mayoría de los casos se basa en los métodos de análisis de la termometría clásica.

Un fluido que fluye por un pozo tiende a equilibrarse térmicamente con sus alrededores, entre más baja sea la tasa de flujo, el perfil de temperatura tendrá un comportamiento más aproximado al perfil geotérmico del pozo. La medición constante de presión (FIG. 5) y temperatura en diferentes zonas del yacimiento y el análisis cualitativo y cuantitativo de los datos obtenidos permite identificar las zonas de inyección (FIG. 7), las zonas de producción y la ubicación de las zonas intermedias.

Entre menor es el la tasa de flujo, mayor es el efecto de la formación geológica sobre el fluido. Tasa de flujo de calor del fluido es proporcional a su tasa de masa, capacidad calorífica y la densidad. Por lo tanto, cualquier cambio en esas cantidades va a alterar el perfil de temperatura (FIG. 6). El monitoreo de los cambios en la pendiente de temperatura puede ser utilizada para ubicar las zonas de inyección o de producción y sus perfiles (FIG. 4).

La siguiente ecuación diferencial relaciona la transferencia de calor con la identificación de la velocidad de un fluido subterráneo:

$$\frac{\delta^2 T}{\delta X^2} + \frac{\delta^2 T}{\delta Y^2} + \frac{\delta^2 T}{\delta Z^2} = \frac{c_{PW}\rho_W}{k_{WS}} \left(\frac{\delta(\vartheta_X T)}{\delta X} + \frac{\delta(\vartheta_Y T)}{\delta Y} + \frac{\delta(\vartheta_Z T)}{\delta Z} \right) + \frac{c_{WS}\rho_{WS}}{k_{WS}} \frac{\delta T}{\delta t}$$

Donde T es la temperatura, ϑ es la descarga específica, X,Y,Z son las coordenadas rectangulares (Z profundidad); t es tiempo; ρ_{ws} y ρ_w son las densidades del material saturado y del agua; C_{ws} y C_{pw} son los calores específicos del material saturado y el agua; y K_{ws} es la conductividad térmica del material saturado.

Mediante simplificaciones se llega a la siguiente relación:

$$\frac{\delta^2 T}{\delta Z^2} = \frac{c_{PW}\rho_W}{k_{WS}} \vartheta_X T_x \quad [8]$$

Y la relación de variación de temperatura con el flujo de fluido es:

$$T = T_1 + (T_2 - T_1) \left(\frac{e^{\frac{\beta z}{L}} - 1}{e^{\beta} - 1} \right)$$

5

Donde T_1 y T_2 son las temperaturas en la superficie y el fondo de la capa de flujo constante con un espesor L y β corresponde a la constante $\frac{c_{PW} \rho_W \vartheta_z L}{k_{WS}}$.

De una forma más simplificada:

10

$$T = a_1 + b_1 e^{\frac{-z}{c_1}}$$

Los cambios en la temperatura en un fluido que fluye en un pozo también se ven afectadas por las variaciones en la presión que sufra este fluido, a esto se le denomina el efecto Joule-Thomson (**FIG. 5**) y corresponde a un proceso en el que las caídas de presión están acompañadas de una reducción en la temperatura. La magnitud de la caída o aumento de temperatura durante el proceso de cambio de presión se rige por el coeficiente de Joule Thomson.

15

$$C_{J_{oil}} = \left(\frac{\Delta T}{\Delta P} \right) = \frac{144}{778 * 62.4 * \rho_{oil} * C_{p_{oil}}}$$

20

Y por la conducción radial en la formación:

$$dQ = \frac{2\pi k_e (T_2 - T_e)}{f(t_D)} dx$$

APLICACIÓN U OPERACIÓN DE LA TECNOLOGÍA Y RESULTADOS

La herramienta de medición de presión-temperatura se desarrolló principalmente para determinar los perfiles de producción e inyección en los pozos mediante el análisis de la variación en los registros de presión y temperatura y utilizando las relaciones cualitativas y cuantitativas entre los deltas de presión y temperatura y el flujo en el pozo. (**FIG. 6 – FIG. 7**)

La presente invención también comprende un método de monitoreo de producción en fondo de pozo con transmisión en tiempo real, caracterizado porque comprende los siguientes pasos:

- a- Una corrida inicial de calibración del pozo **1**;
- b- Vestir el equipo de inyección de grasa para control de presión para cable eléctrico, en donde la herramienta **2** que comprende el sensor de zafiro de alto rendimiento **8**, el sensor de temperatura de alta velocidad de respuesta (PT1000) **9** y el acelerómetro de tres ejes **10**, se ensambla con una barra de peso de 2" (5.08 cm) para protección de la herramienta **5**;
- c- Tomar registro bajando desde la superficie hasta por debajo del último intervalo o 20 pies (6.1 m) por encima del fondo del pozo;
- d- Tomar registro subiendo para verificar la repetibilidad y posicionarse para cierre de inyección parando la herramienta 300 pies (91.4 m) por encima de la primera empacadura **18**;
- e- Cerrar la inyección y tomar registros a una hora, dos horas y cuatro horas después de cerrada la inyección, verificando la calidad de la información donde se observa la recuperación del gradiente desde la temperatura de inyección hasta la temperatura de la formación.
- f- Activar nuevamente la inyección en el pozo y hacer una pasada después de 15 minutos de estar inyectando para verificar que todos los mandriles **19** están inyectando y el perfil de inyección final del pozo.

EJEMPLOS

Se desarrollaron dos módulos de P-T para ser probados en tándem (corridos simultáneamente a distancias profundas) y los cuales fueron probados en superficie en caminos de registro (EMPRESAS SETIP Y MAXIMFIHING).

Por su parte, el sistema de comunicación a través de cables de 5/16" (0.80 cm) y 7/32" (0.55 cm) se probó con éxito en superficie, en donde las pruebas en superficie permitieron ajustar problemas de conexiones mecánicas de los acoples afinar el sistema de transmisión de datos de manera simultánea con comunicación de los dos módulos.

Posteriormente, se realizaron pruebas hidrostáticas y de pruebas piloto programada en los pozos inyectoros LC2262 e INFA3786 del campo "La Cira".

La fase siguiente es la realización de pruebas hidrostáticas y de pruebas específicas de desempeño en campo.

El objetivo de este estudio, fue verificar la respuesta de la herramienta de presión-temperatura para tiempo real y monitoreo permanente desarrollada por ICP y JPT en pozo inyector. La medición se toma en todo el pozo para verificar la inyección de cada mandril y la distribución de presión a lo largo del pozo. El cálculo de volúmenes de inyección en cada mandril se hace utilizando la distribución de temperatura. Igualmente se cierra el pozo para verificar la inyección de fluidos en la parte externa de la tubería entre empacaduras considerando el gradiente de recuperación de las zonas en el anular.

Diagrama del Pozo:

El pozo esta completado con revestidor de 7" (17.78 cm) y tubería de inyección de 3.5" (8.9 cm) y mínima restricción de 2.441" (6.200, 1 cm) (en las empacaduras). El sistema consta de 5 mandriles de inyección y 6 empacaduras para aislamiento

entre zonas. El tope de la primera empacadura está a 2686ft (818.7 m) y de la segunda a 2755ft (839.7 m). Hay 4 zonas perforadas en este intervalo que deben estar en inyección, como se ilustra en la figura 8.

5 Plan de corridas y adquisición de información:

La corrida inicial es de calibración del pozo y verificación de fondo la cual puede hacerse utilizando línea de acero (Ecopetrol). El diámetro de la herramienta a utilizar es 1 $\frac{3}{4}$ " (4.44 cm) como mínimo pero es ideal utilizar 2" (5.08 cm) de diámetro de calibración. Una vez calibrado el pozo se procederá a vestir equipo de inyección de grasa para control de presión para cable eléctrico ensamblando la herramienta CRTPT y una barra de peso de 2" (5.08 cm) para protección de la herramienta. Si fuera posible centralizar la herramienta es mejor considerando que el pozo puede tener algo de desviación con respecto a la vertical.

15

Se toma registro bajando desde superficie hasta por debajo del último intervalo o 20 pies (6.1 m) por encima del fondo del pozo. Se toma registro subiendo para verificar la repetibilidad y posicionarse para cierre de inyección parando la herramienta 300 pies (91.4 m) por encima de la primera empacadura.

20

Una vez cerrada la inyección se toma registros a una hora, dos horas y cuatro horas después de cerrada la inyección verificando la calidad de la información donde se observa la recuperación del gradiente desde la temperatura de inyección hasta la temperatura de la formación.

25

Una vez terminada esta fase, se coloca el pozo nuevamente en inyección y se hace una pasada después de 15 minutos de estar inyectando para verificar que todos los mandriles están inyectando y el perfil de inyección final del pozo.

30 Secuencia de Operaciones:

1. Visitar el pozo **1** y confirmar que existen condiciones operativas un día antes de la operación.
2. Movilizar unidad de línea de acero **4** de Ecopetrol y verificar fondo con calibrador de 2" (5.08 cm). Confirmar presión de inyección y conexiones a la válvula del pozo.
3. Movilizar unidad de registros eléctricos y vestir pozo con equipo de control de presión y lubricadores.
4. Vestir equipo y conectar herramienta **2** y barra de peso **5** en superficie. Verificar que la herramienta se encuentre operativa y confirmar medida de presión en el lubricador.
5. Registrar bajando por encima de la punta de la tubería. Confirmar la respuesta de presión y temperatura a lo largo del pozo con las condiciones de inyección.
6. Registrar subiendo para confirmar repetibilidad y respuesta de la herramienta.
7. Si el registro es válido y no necesita pasadas adicionales, proceder a cerrar el pozo y registrar contra el tiempo el *draw-down* o curva de decaimiento de presión.
8. Proceder a hacer una pasada completa en el intervalo para registrar la variación de la temperatura al recuperarse el gradiente del pozo.
9. Repetir el procedimiento a dos horas y cuatro horas confirmando la respuesta de la temperatura contra el tiempo la cual es un indicativo de las zonas que toman fluidos.
10. Posicionar la herramienta a una profundidad determinada y proceder a establecer inyección nuevamente.
11. Proceder a registrar después de 15 minutos para verificar la respuesta del sistema y confirmar la repetibilidad.

La herramienta de registro permanente de presión – temperatura y vibración de acuerdo con la presente invención tiene como grado de innovación las siguientes características:

5

- Herramienta que permite ser utilizada como módulo de registro de un pozo o como módulo permanente de monitoreo.
- La herramienta de PT en sus dos modalidades permite la conexión y funcionamiento en tándem **3**, por lo que es ideal para registrar al mismo tiempo diferentes profundidades de un mismo yacimiento y enviar esta información a superficie por el mismo cable de alimentación a la unidad de registro en superficie.
- Asociación de los perfiles de presión y temperatura a los perfiles de inyectividad o producción de un pozo.

10

REIVINDICACIONES

1. Un sistema de monitoreo de producción en fondo de pozo **1** con transmisión en tiempo real caracterizado porque comprende una herramienta **2** y
5 sensores de presión **8**, temperatura **9** y acelerómetros **10**, en donde el sensor de presión es un transductor de silicio sobre zafiro estable ante fluctuaciones de temperatura, el sensor de temperatura está basado en la variación de la resistencia de un conductor de platino, el acelerómetro de tres ejes soporta temperaturas de operación entre 0°C y 150°C y en donde
10 el sistema comprende un módulo de alimentación **13**, adquisición y procesamiento de señales **14** y un módulo de transmisión de la información hacia la superficie por telemetría FSK propietario **11**.
2. El sistema de monitoreo de producción en fondo de pozo **1** con transmisión en tiempo real de acuerdo con la reivindicación 1, caracterizado porque la
15 herramienta está configurada en modo tándem **3**, que significa dos herramientas o más conectadas en serie, con conectores Go estándar **7** y cuenta con sellos hidrostáticos de larga duración **6**.
3. El sistema de monitoreo de producción en fondo de pozo con transmisión en tiempo real de acuerdo con la reivindicación 1, caracterizado porque
20 comprende una memoria capacidad de 256 Mb. que almacena información, la cual se visualiza en una pantalla de computador usando un software de visualización o interface gráfica **17**.
4. El sistema de monitoreo de producción en fondo de pozo con transmisión en tiempo real de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones
25 precedentes, caracterizado porque emplea el mismo cable **4** acerado de alimentación para transmitir la información.
5. El sistema de monitoreo de producción de fondo de pozo con transmisión en tiempo real, caracterizado porque el sistema de superficie **15** (conexión
30

superior) de recepción de la información tiene su propio sistema de alimentación de 110V AC e interfaz **16** con el computador **17**.

6. Un método de monitoreo de producción en fondo de pozo con transmisión en tiempo real, caracterizado porque comprende los siguientes pasos:

a- Una corrida inicial de calibración del pozo;

b- Vestir el equipo de inyección para control de presión para cable eléctrico **4**, en donde la herramienta que comprende el transductor de presión silicio sobre zafiro estable ante fluctuaciones de temperatura, el sensor de temperatura PT1000 y el acelerómetro de tres ejes, se ensambla con una barra de peso de 2" (5.08 cm) **5** para protección de la herramienta;

c- Tomar registro bajando desde la superficie hasta por debajo del último intervalo de 0 a 20 pies (6.1 m) por encima del fondo del pozo;

d- Tomar registro subiendo para verificar la repetibilidad y posicionarse para cierre de inyección parando la herramienta 300 pies (91.4 m) por encima de la primera empacadura **18**;

e- Cerrar la inyección y tomar registros a una hora, dos horas y cuatro horas después de cerrada la inyección, verificando la calidad de la información donde se observa la recuperación del gradiente desde la temperatura de inyección hasta la temperatura de la formación.

f- Activar nuevamente la inyección en el pozo y hacer un monitoreo después de 15 minutos de estar inyectando para verificar que todos los mandriles **19** están inyectando y el perfil de inyección final del pozo.

7. El método de monitoreo de producción en fondo de pozo con transmisión en tiempo real de acuerdo con la reivindicación 6, caracterizado porque antes de la corrida inicial:

A. Se debe confirmar si existen condiciones operativas un día antes de la operación.

B. Movilizar unidad de línea de acero.

C. Verificar fondo con calibrador de 2" (5.08 cm), presión de inyección y conexiones a la válvula del pozo.

15

15
15

23

FIGURAS

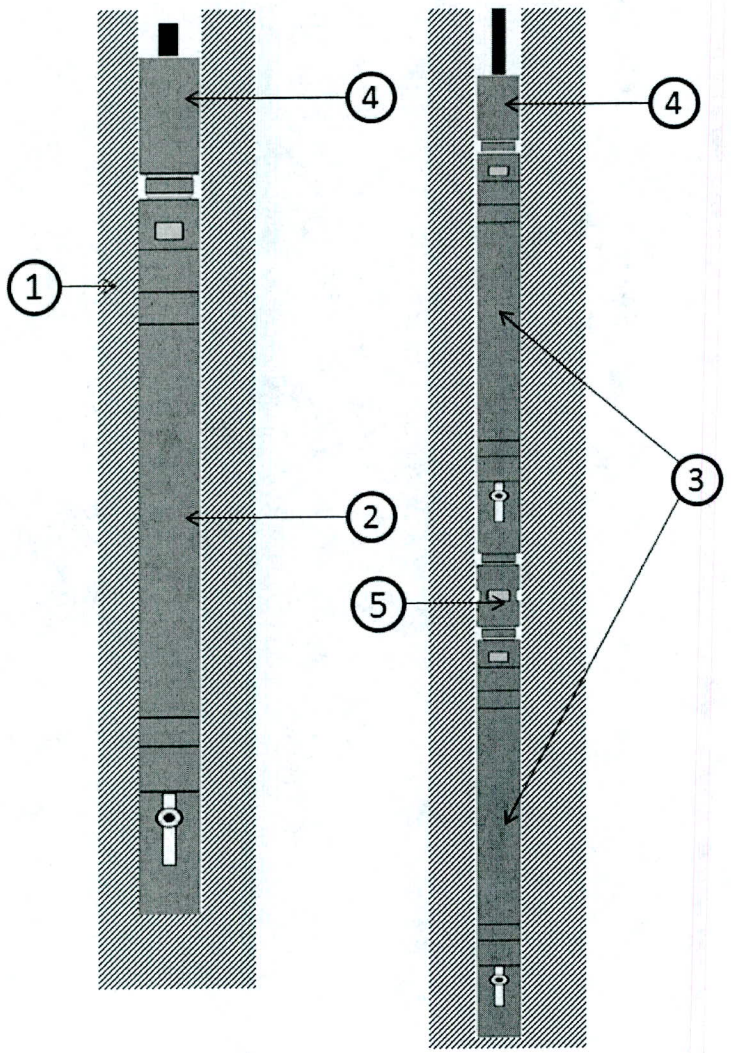


Figura 1.

5

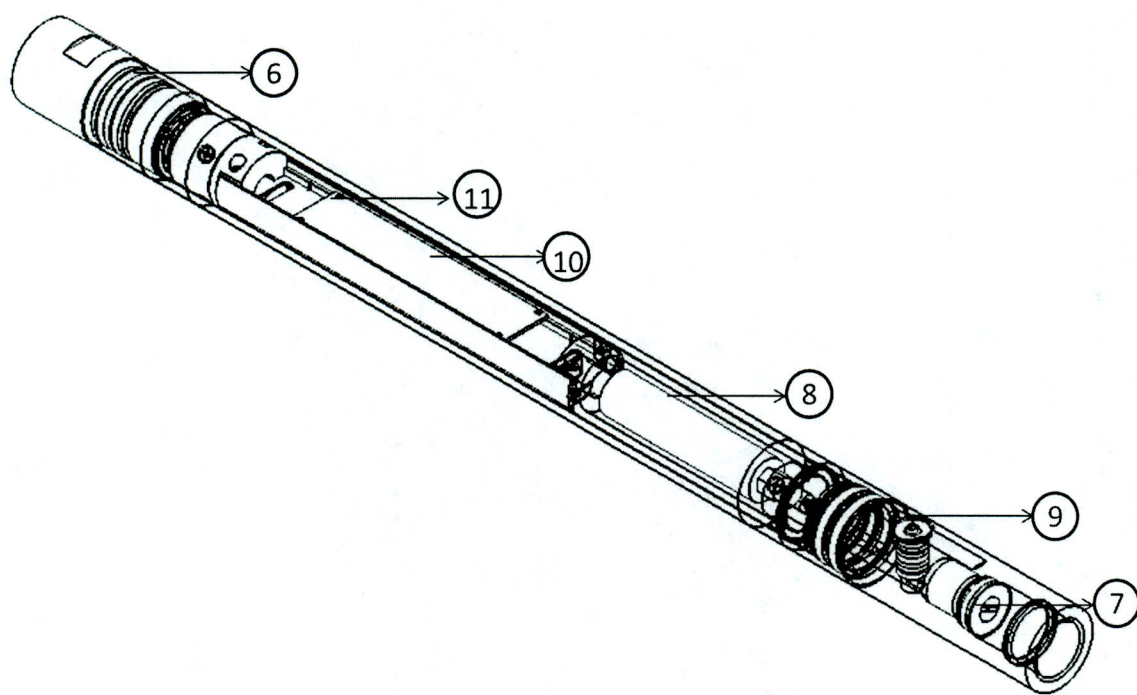


Figura 2.

10

5

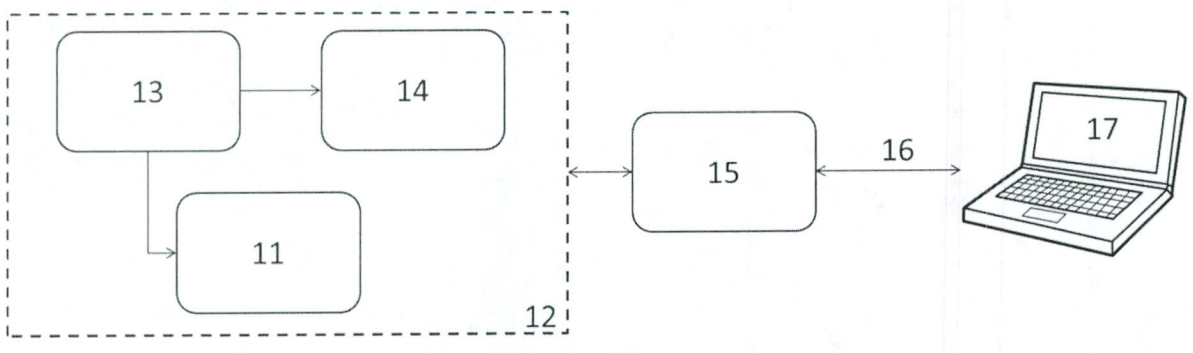


Figura 3.

10

15

5

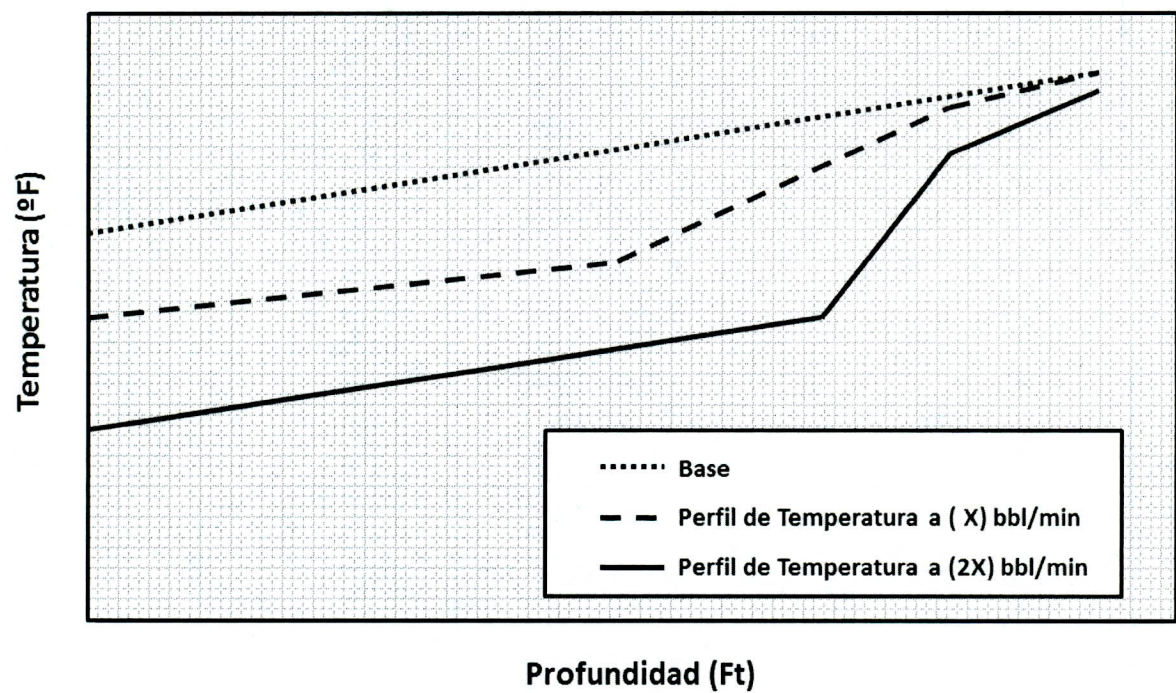


Figura 4.

10

5

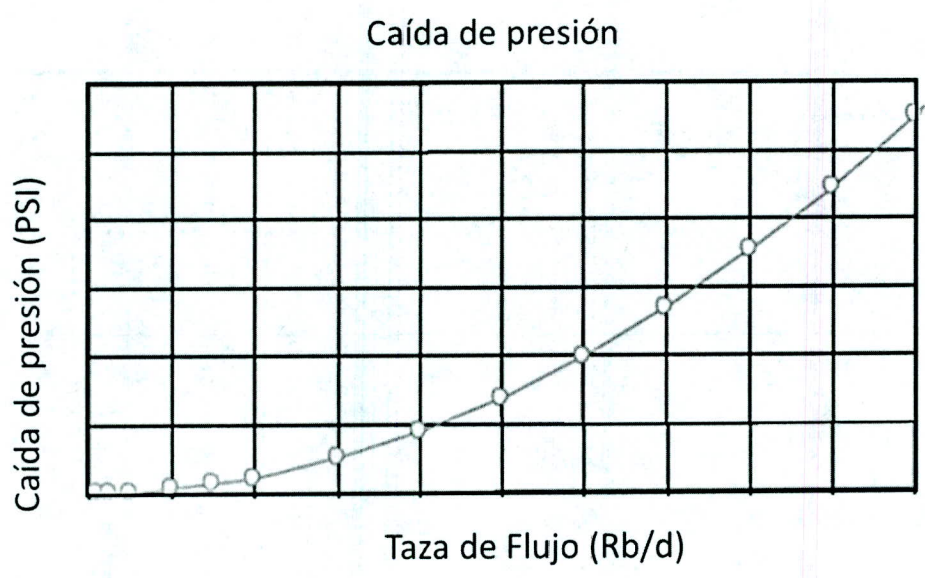


Figura 5.

10

15

5

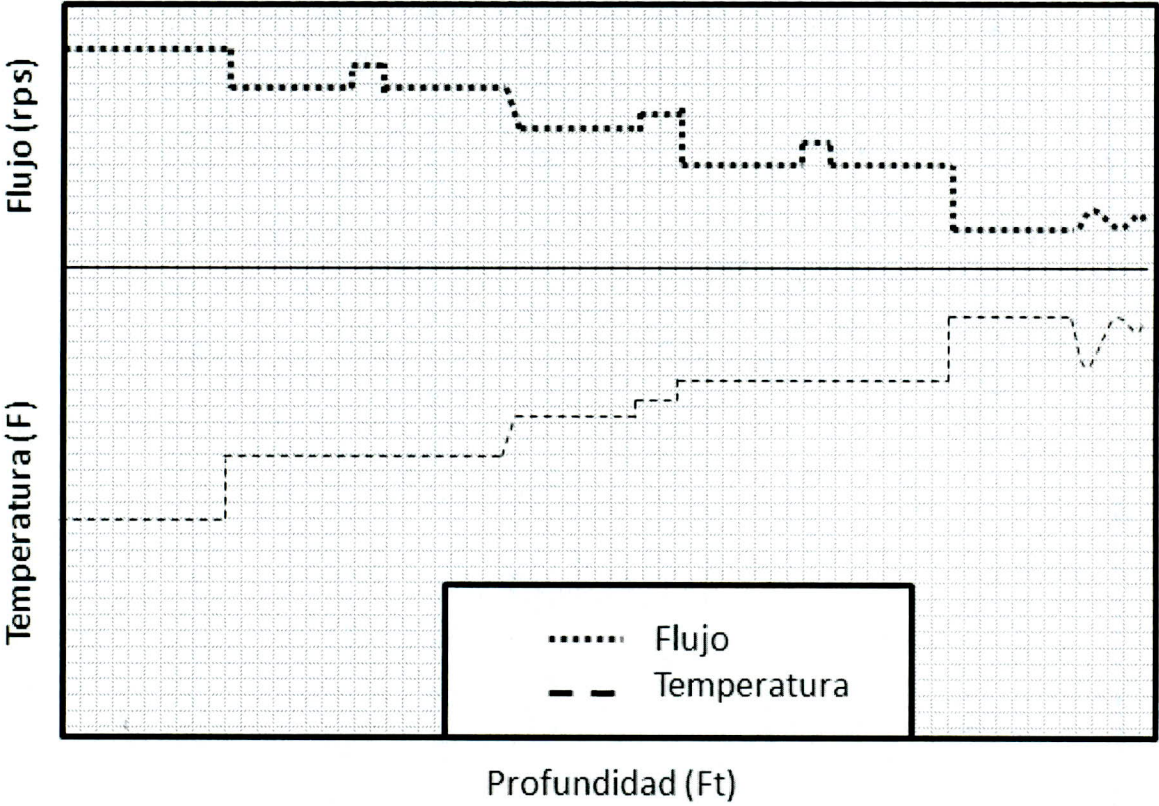


Figura 6.

5

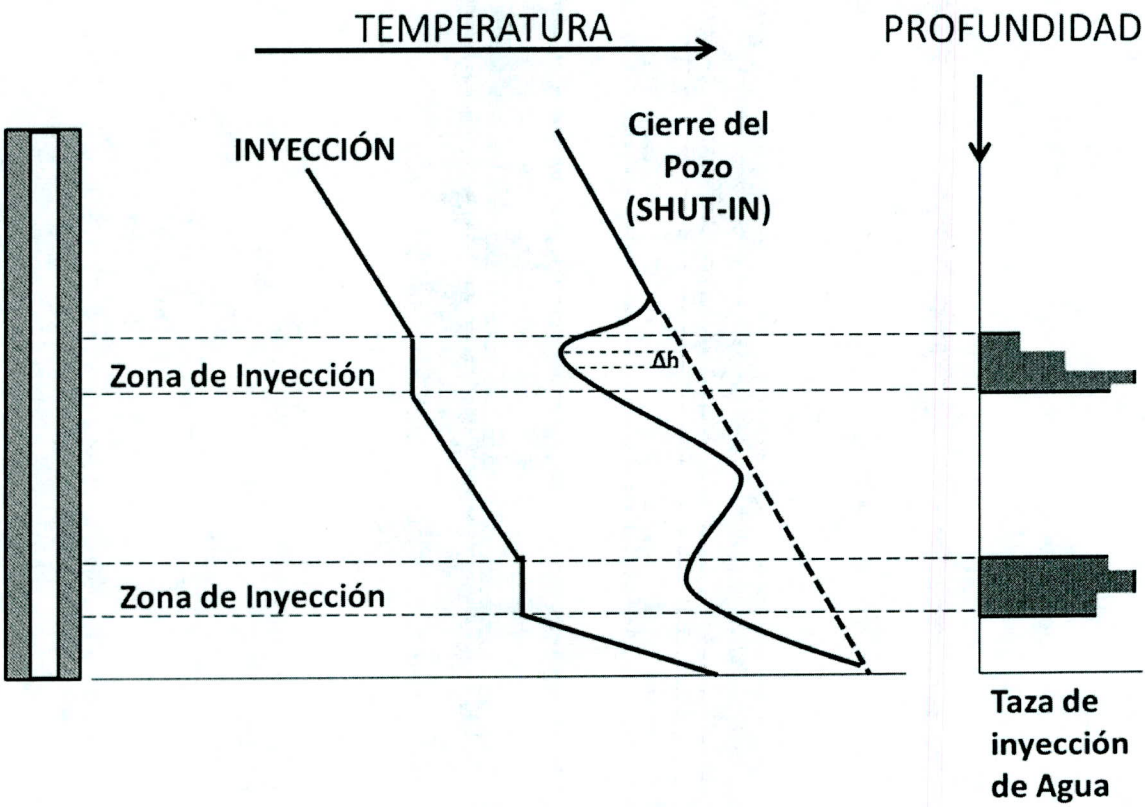


Figura 7.

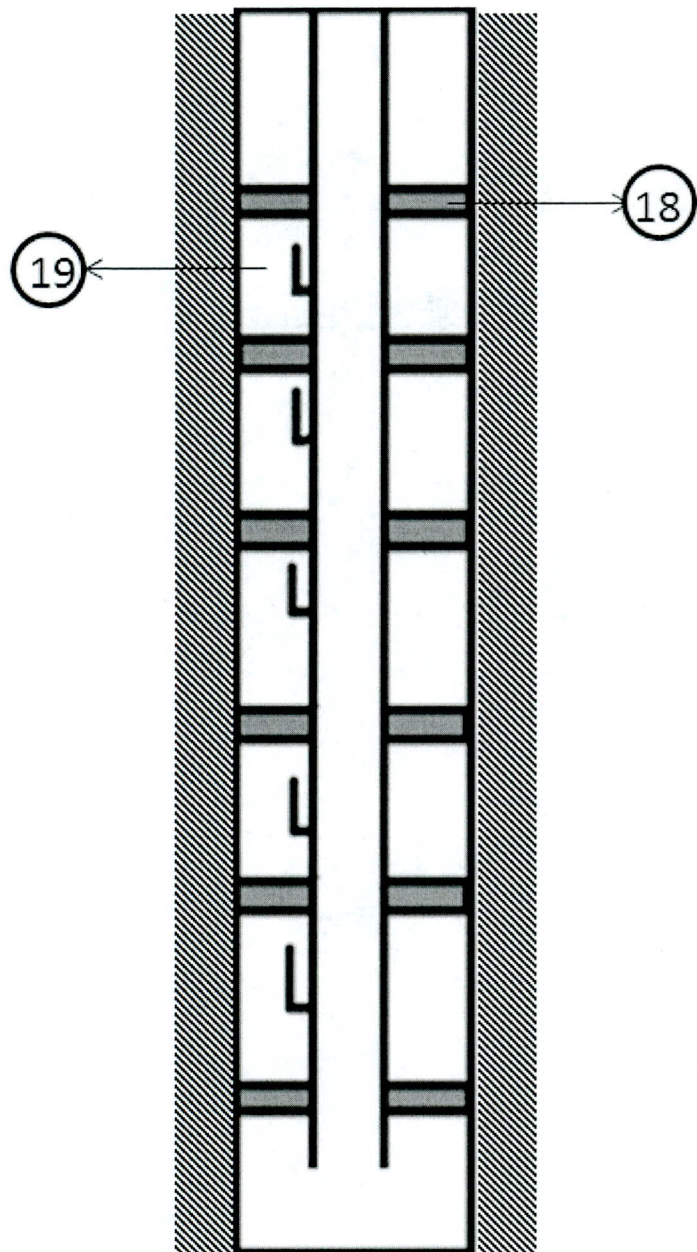


Figura 8.

RESUMEN

Un sistema de monitoreo de producción de fondo de pozo con transmisión en tiempo real caracterizado porque comprende una herramienta y comprende sensores de presión, temperatura y acelerómetros, es un transductor de silicio sobre zafiro estable ante fluctuaciones de temperatura, el sensor de temperatura está basado en la variación de la resistencia de un conductor de platino, el acelerómetro de tres ejes soporta temperaturas de operación entre 0°C y 150°C y en donde el sistema comprende un módulo de adquisición y procesamiento de señales y un módulo de transmisión de la información hacia la superficie por telemetría FSK propietario.