

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

CAMPO DE LA INVENCION

- 5 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 almacenamiento en memoria de registros de larga duración.

10

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 cadena de 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 dispositivo de control ubicado en la cubierta para procesar y transmitir datos en tiempo real y
- 25 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.

30

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 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.

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 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, 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 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.

- 10 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

- 20 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.

- 25 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.

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 Thompsom para determinación de la velocidad de flujo.

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

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.

10

ESTADO DEL ARTE

- 15 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 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.

20

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

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

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.

- 5 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,
10 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.

- 15 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.

- 20 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.

La patente US4033186A reporta una herramienta de fondo de pozo de medición de
25 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.

- 30 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 termo-cupla 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 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 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 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 temperatura mediante un método de emisión espontanea de luz ASE en un circulador 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.

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 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

5 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.

10 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.

15 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 20 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 25 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 30 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.

5 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**).

10

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

15

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
20 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
25 de peso (**5**).

2. Transmisión simultánea a superficie de información en distintas profundidades: 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
30 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

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)**.

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 0.00.80 m y 0.0055 m con longitudes de hasta 9.144 m.

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

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 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 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 0.0428 m y permitirá presiones de trabajo desde 0 hasta 103.4 MPa y temperaturas de 0°C hasta 150°C.

DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LA HERRAMIENTA O DISPOSITIVO

La herramienta tiene un diámetro de 0.042 m. La longitud de la herramienta es de 0.61 m y de la sarta total de 2.44 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%FE			
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
10 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
15 intermedias.

Entre menor es el la taza 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:

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

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:

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

5

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

10

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.

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

15

Y por la conducción radial en la formación:

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

20 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

25

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

30

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 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”.

5 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 **(19)** 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 **(18)** considerando el gradiente de recuperación de las zonas en el anular.

15

Diagrama del Pozo:

El pozo esta completado con revestidor de 0,1778 m y tubería de inyección de 0.089 m y mínima restricción de 0.01 m (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 818.7 m y de la segunda a 839.7 m. Hay 4 zonas perforadas en este intervalo que deben estar en inyección, como se ilustra en la figura 8.

25 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 0,044 m como mínimo pero es ideal utilizar 0,0508 m 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 0,0508 m para protección de la herramienta. Si fuera posible

30

centralizar la herramienta es mejor considerando que el pozo puede tener algo de desviación con respecto a la vertical.

5 Se toma registro bajando desde superficie hasta por debajo del último intervalo o 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 91.4 m por encima de la primera empacadura.

10 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.

15 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.

Secuencia de Operaciones:

- 20 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 0,0508 m. Confirmar presión de inyección y conexiones a la válvula del pozo.
- 25 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.
- 30 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:

- 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 inyektividad o producción de un pozo.

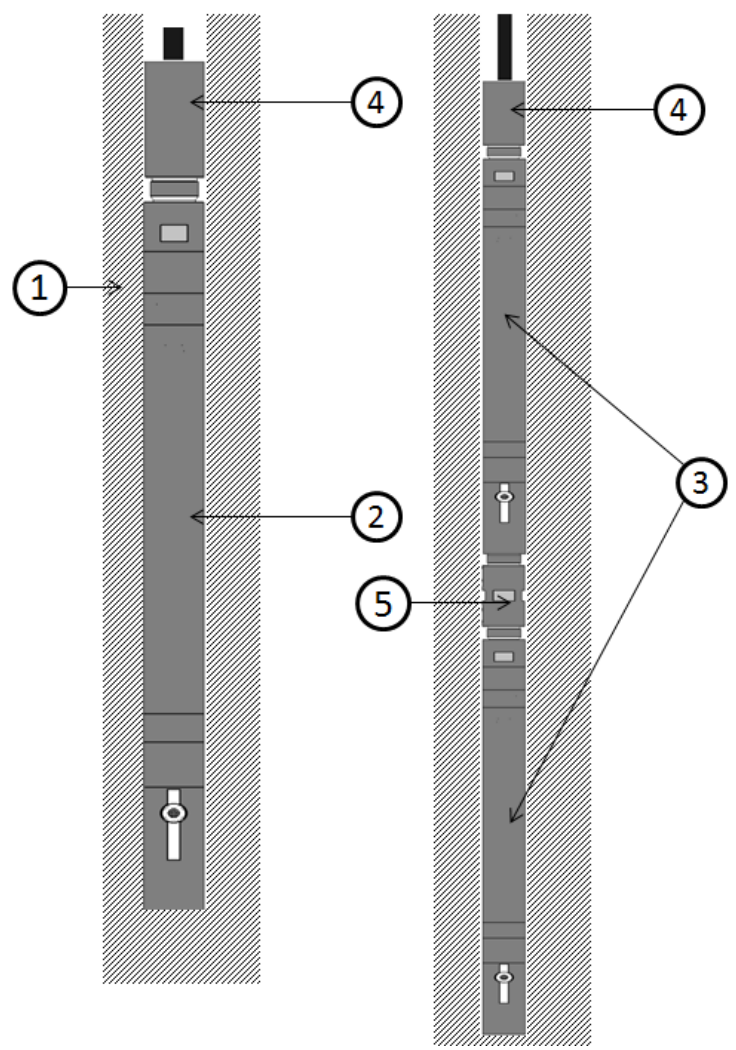
REIVINDICACIONES

- 5 **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 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)**.
- 15 **2.** El sistema de monitoreo de producción en fondo de pozo **(12)** con transmisión en tiempo real de acuerdo con la reivindicación 1, caracterizado porque la herramienta está configurada en modo secuencial **(3)**, que significa dos herramientas o más conectadas en serie, con conectores estándar **(7)** y cuenta con sellos hidrostáticos de duración de más de un año **(6)**.
- 20 **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 celda de memoria de capacidad de 256 Mb. que almacena información, en donde el sistema transmite información de 0 a 6.096 m de profundidad a una velocidad de 2.4 kbps la cual se visualiza en una pantalla de computador usando módulo de visualización gráfica o interface gráfica **(17)**.
- 25 **4.** El sistema de monitoreo de producción en fondo de pozo con transmisión en tiempo real de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones precedentes, caracterizado porque emplea el mismo cable **(4)** eléctrico de potencia para transmitir la información.
- 30

5. El sistema de monitoreo de producción de fondo de pozo con transmisión en tiempo real caracterizado porque el sistema de registro de información ubicado en superficie **(15)** (conexión superior) de recepción de la información tiene su propio sistema de alimentación de 110V AC e interfaz de comunicación **(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. Instalar el equipo de control de presión en superficie 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 de resistencia de platino y el acelerómetro de tres ejes, se ensambla con una barra de peso de 0,0508 m **(5)** para protección de la herramienta;
 - c. Tomar registro bajando desde la superficie hasta por debajo del último intervalo de 0 a 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 91.4 m por encima del primer sello alrededor de la tubería de producción **(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 de calibración del pozo:

- a. Se debe confirmar si existen condiciones operativas un día antes de la operación.
- b. Movilizar unidad registro de pozos con cable línea de acero.
- c. Verificar fondo con calibrador de 0,0508 m, presión de inyección y conexiones a la válvula del pozo.

FIGURAS



5

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

5

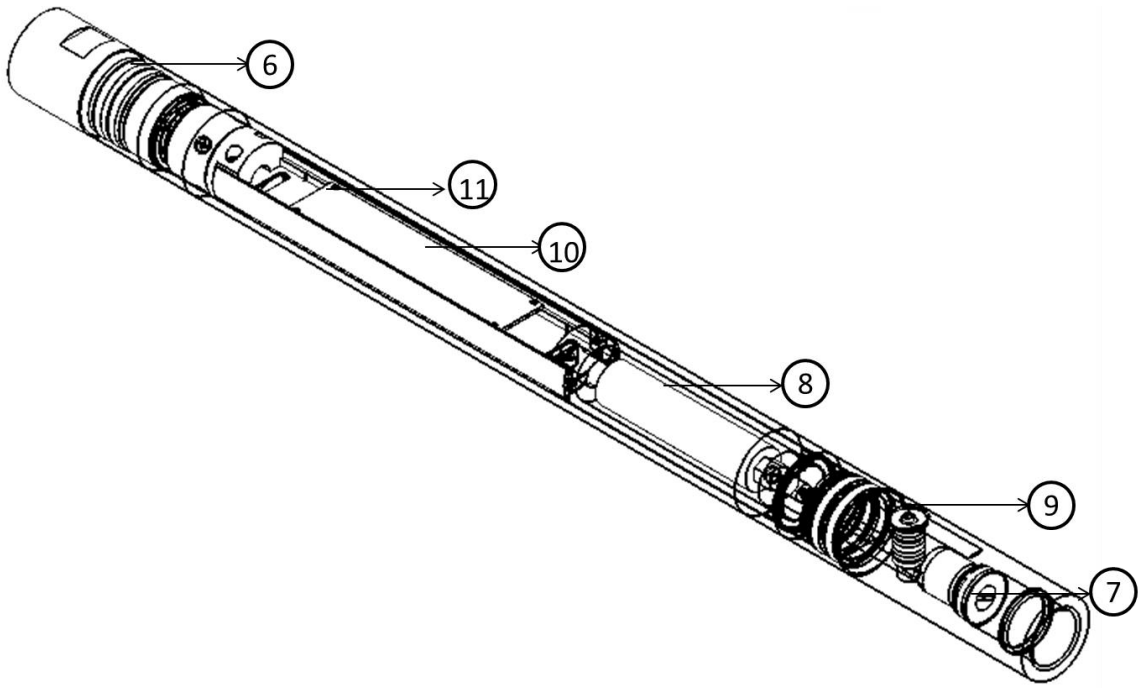


Figura 2. Herramienta, dispositivo o sistema con sus componentes principales.

10

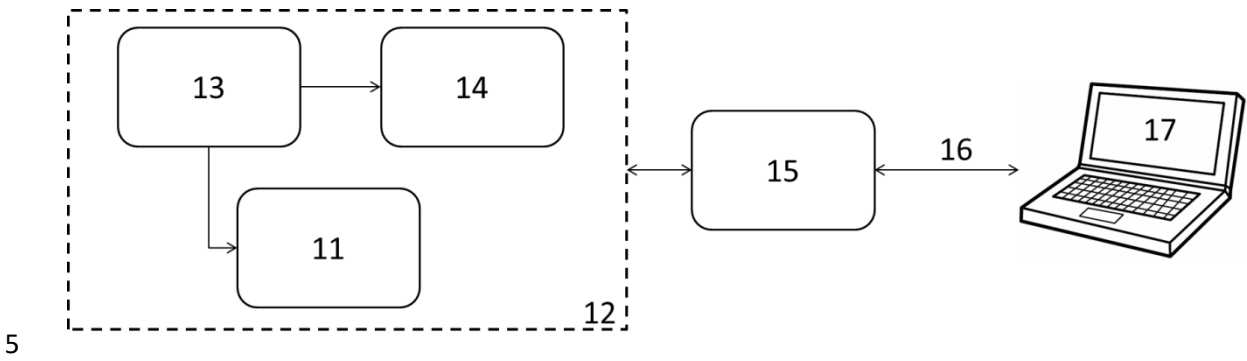


Figura 3. Esquema del sistema de transmisión

5

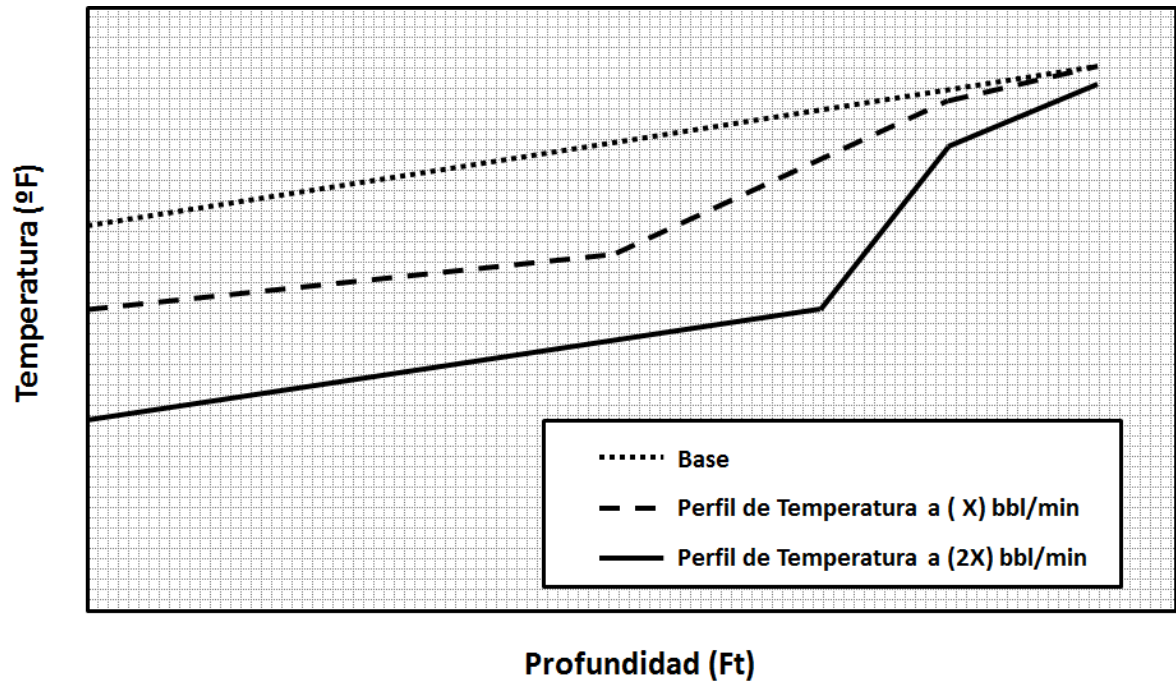


Figura 4. Determinación cualitativa del flujo

5

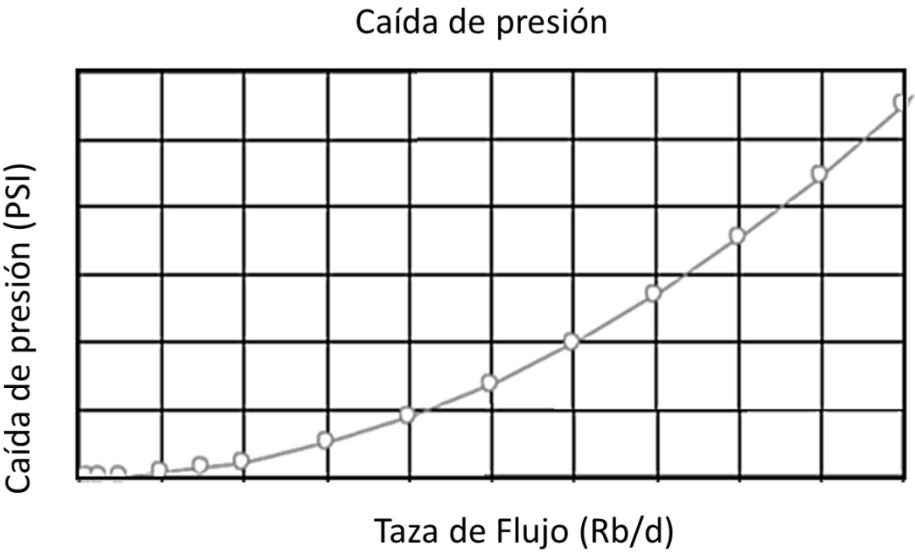
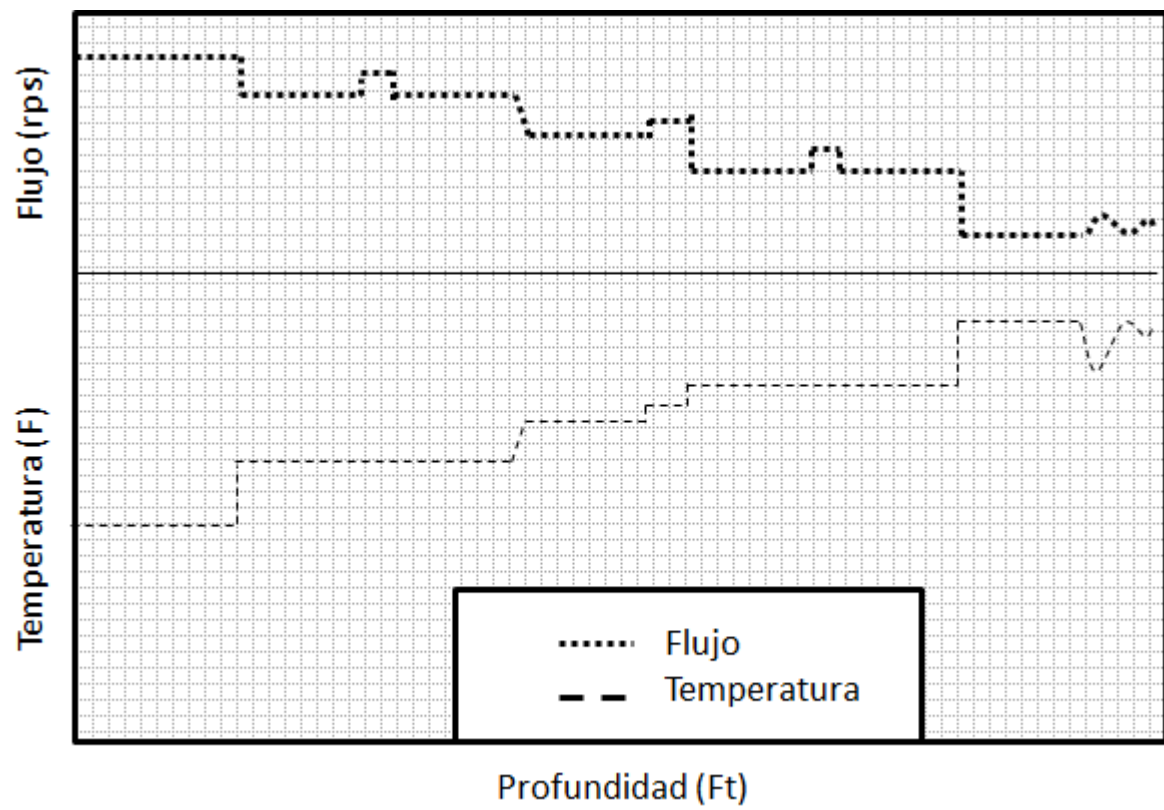


Figura 5. Efecto Joule Thompsom para determinación de velocidad de flujo

10

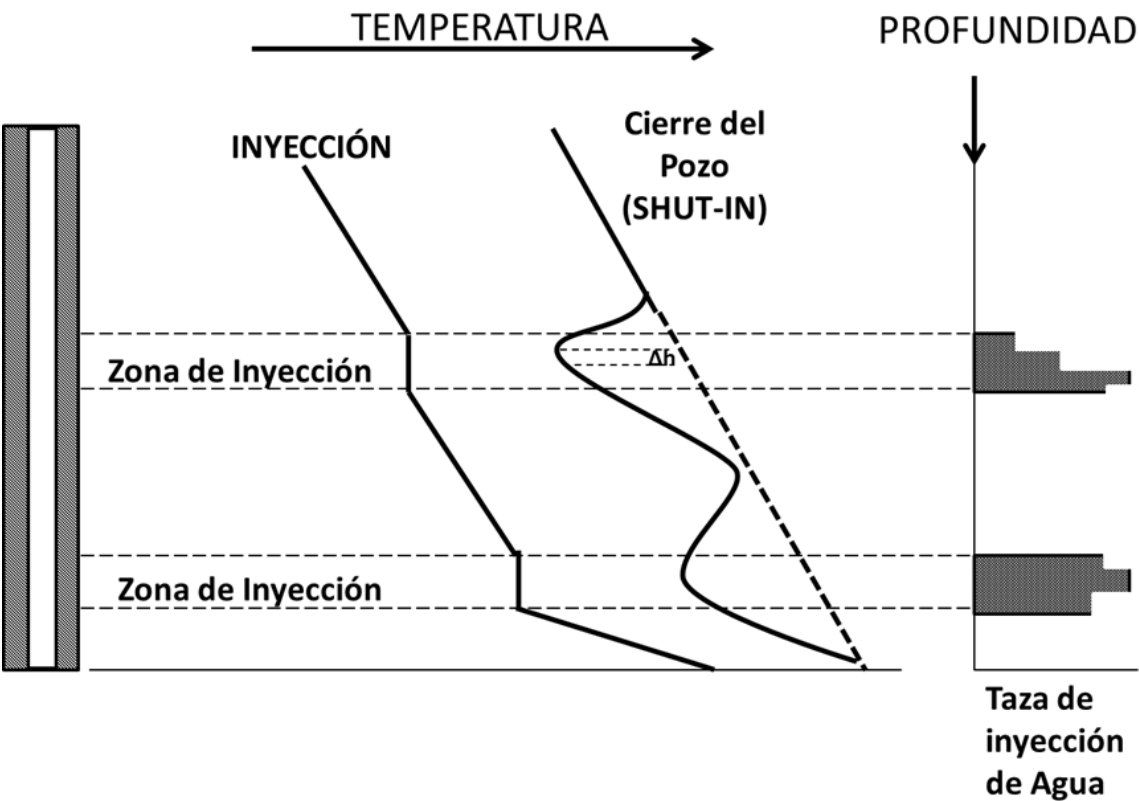
15

5



10

Figura 6. Relación de la temperatura con el flujo



5

Figura 7. Calculo del perfil de inyección

10

5

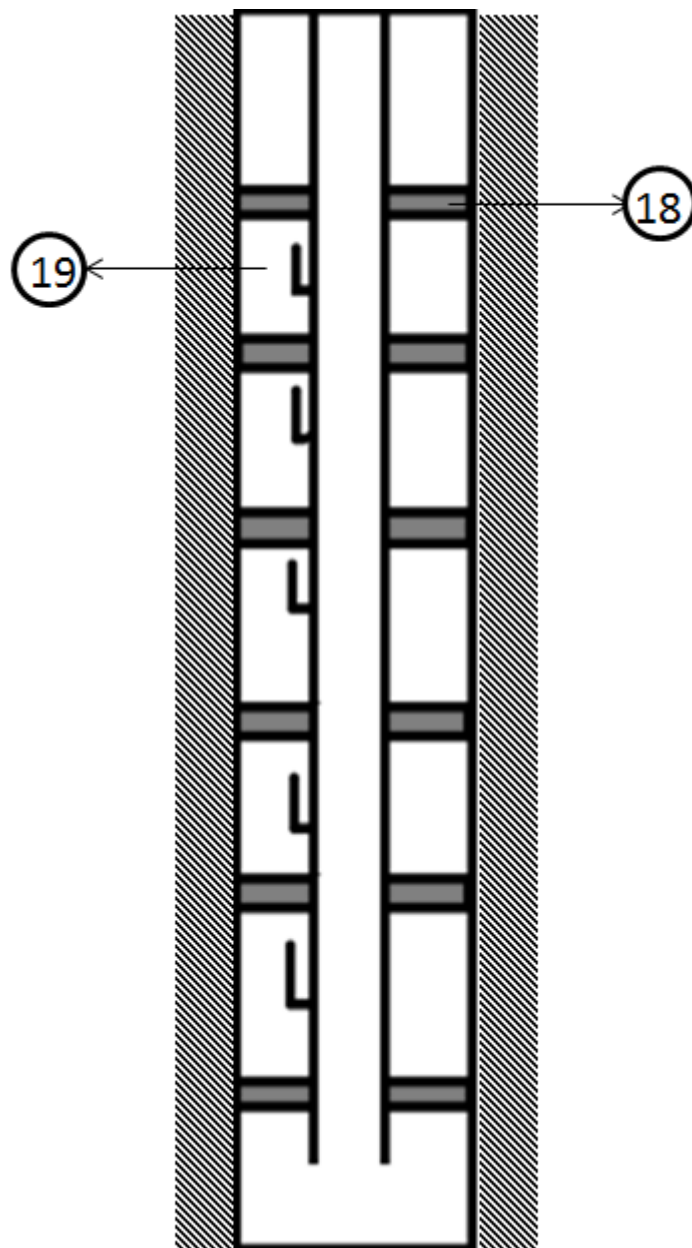


Figura 8. Esquema del pozo

5

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.

15

TABLA 1.

Con el objetivo de dar mayor contundencia en relación con las diferencias específicas entre las anterioridades D1 y D2 y la presente solicitud de patente, se presenta en la tabla adjunta las diferencias técnicas con la **reivindicación 5** de la presente solicitud.

CARACTERÍSTICAS ESENCIALES	D1	DIFERENCIAS
El sistema de superficie (conexión superior) de recepción de la información tiene su propio sistema de alimentación de 110V AC e interfaz con el computador.	En algunas implementaciones, los componentes (204) incluyen módulos de comunicaciones para enviar y/o recibir señales de comunicaciones de otros componentes del sistema de pozo, por ejemplo el equipo de superficie (112). Ejemplos de módulos de comunicaciones pueden implicar diferentes tipos de modulaciones de señal (AM, FM, SSB, DSB, FSK, PPM, QAM, etc.), protocolos (como TCP / IP, CAN, SPI, etc.) o códigos de línea (como Manchester, Non-Return - toZero, MLT-3, Bifase Mark). En algunas implementaciones, los componentes (204) incluyen módulos de potencia que proporcionan energía eléctrica a la herramienta de registro (102). Algunos ejemplos de módulos de potencia incluyen: fuentes de alimentación de DC y fuentes de alimentación de AC que pueden funcionar a diferentes voltajes y/o frecuencias (por ejemplo, 12 V, 24 V, +/- 5 V, +/- 15 V, 3,3 V para DC y 110 VAC, 220 VAC y 440 VAC a 60 Hz para AC) (Pág. 6, Fl. 7, líneas 18 a 27). En algunos casos, todo o parte del subsistema de cómputo (110) se puede implementar como un componente de, o se puede integrar con, uno o más componentes del equipo de superficie (112), la herramienta de registro (102) o ambos (Pág. 3, Fl. 4, líneas 11 a 13).	- D1 se refiere principalmente al ruido causado por señales inducidas en los cables y la manera de reducir este efecto y realiza una descripción general de los módulos de comunicaciones en superficie para enviar o recibir señales de comunicación. - La característica de la presente solicitud de patente, la cual se enfoca en que el sistema es independiente eléctricamente y que está interfazado al computador, corresponde a una descripción del sistema más no una característica esencial del mismo.

CARACTERÍSTICAS ESENCIALES	D2	DIFERENCIAS
El sistema de superficie (conexión superior) de recepción de la información tiene su propio sistema de alimentación de 110V AC e interfaz con el computador.	El sistema de cómputo (260) está incluido en los dispositivos de registro de líneas fijas basados en la superficie (no mostrados). El sistema de cómputo (260) puede usarse para estimar los requisitos de potencia, tensión, corriente y frecuencia para el conjunto particular de herramientas de registro y dispositivos de medición desplegados.	La patente D2 corresponde a un método y sistema para proveer potencia para registro en conexión por cable, mientras que en la invención que se pretende patentar se utiliza un módulo de potencia

	Por ejemplo, en una aplicación, los requisitos de potencia pueden incluir 500 vatios de AC a 110 VAC y 50 Hz de frecuencia, 1000 vatios de AC a 110 VAC y 120 Hz de frecuencia, y 5000 vatios de DC a 50 VDC (Pág. 3, Fl. 11, Párr. 033)	general para alimentar el sistema de registro de presión temperatura integral. • D2 se refiere a un sistema de cómputo que puede ser usado para estimar los requisitos de potencia, tensión, corriente y frecuencia para las herramientas de registro, por lo tanto no interfiere una patente con la otra. • La característica de la presente solicitud de patente, la cual se enfoca en que el sistema es independiente eléctricamente y que está interfazado al computador, corresponde a una descripción del sistema más no una característica esencial del mismo.
--	---	---

La mencionada 'característica esencial' que es descrita en D1 y D2 (El sistema de superficie (conexión superior) de recepción de la información tiene su propio sistema de alimentación de 110V AC e interfaz con el computador) corresponde a una descripción general de los sistemas de superficie por lo tanto se encuentra esa misma característica en el panel del PLT.



CENTRO DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGIA ICP

Bogotá D.C., 22 de agosto de 2018.

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

Referencia: Expediente No. **16103041**

Asunto: Respuesta al requerimiento de fondo expedido dentro de la solicitud de patente titulada: **"SISTEMA DE MONITOREO PERMANENTE DE PRESIÓN TEMPERATURA EN FONDO DE POZO, MULTIPLE O SERIAL EN TIEMPO REAL"**.

RESPUESTA OFICIO No. 6207

Respetado señor Director:

LUZ MARA HERRERA HERRERA en mi condición de apoderada de la sociedad **ECOPETROL S.A.**, solicitante de la patente de la referencia, dentro del término legal previsto, doy respuesta al oficio No. **9045** relacionado en el asunto:

1. Reivindicaciones (Art. 30 D 486, Art. 22 PCT)

Observaciones 1.1. El presente Oficio del asunto menciona que "(...) Las reivindicaciones 1 a 7 no son claras, debido a que poseen términos generales que no permiten establecer un concepto suficiente de la invención que se está reclamando. Estos términos se describen a continuación: "(...) herramienta (...)" (reivs. 1, 2 y 6); "(...) modo tándem (...)" (reiv. 2); "(...) memoria capacidad (...)" (reiv. 3); "(...) acerado de alimentación (...)" (reiv. 4); "(...) sistema de superficie (...)" (reiv. 5); "(...) interfaz (...)" (reiv. 5); "(...) corrida inicial (...)" (reivs. 6 y 7); "(...) vestir el equipo (...)" (reiv. 6); "(...) primera empacadura (...)" (reiv. 6); "(...) unidad de línea de acero (...)" (reiv. 7). Se sugiere hacer la aclaración respectiva.

Respuesta 1.1. A continuación se presentan los términos, los cuales se reemplazan dentro de las reivindicaciones para darles claridad:

PALABRA INICIAL	REEMPLAZO
"(...) herramienta (...)" (reivs. 1, 2 y 6);	...dispositivo de medición de parámetros de fondo de pozo
"(...) modo tándem (...)" (reiv. 2);	...modo secuencial ...
"(...) memoria capacidad (...)" de 256" (reiv. 3);	...celda de memoria interna
(Cable) "(...) acerado de alimentación (...)" (reiv. 4);	(Cable) eléctrico de potencia,...
"(...) sistema de superficie (...)" (reiv. 5);	sistema de registro de información ubicado en superficie
"(...) interfaz (...)" (reiv. 5);	interfaz de comunicación
"(...) corrida inicial (...)" (reivs. 6 y 7);	Operación inicial de registro
"(...) vestir el equipo (...)" (reiv. 6);	Instalar el equipo de control de presión en superficie
"(...) primera empacadura (...)" (reiv. 6);	primer sello alrededor de la tubería de producción.
"(...) unidad de línea de acero (...)" (reiv. 7).	unidad de registro de pozos con cable línea de acero

Observación 1.2. "(...) La expresión "propietario" en la reivindicación 1, no indica ninguna característica estructural del elemento. Se sugiere retirarla (...)"

Respuesta 1.2. Estamos de acuerdo con el señor Examinador y hemos procedido a retirar el término "propietario" de la reivindicación 1.

Observación 1.3. "(...) Las reivindicaciones 2 y 6 no son claras porque los términos: "conectores Go" (reiv. 2); "sensor de temperatura PT1000" hacen referencia marcas registradas. Se sugiere eliminar estas referencias. (...)"

Respuesta 1.3. Estamos de acuerdo con el señor Examinador y hemos procedido a modificar los términos: "conectores Go" y "sensor de temperatura PT1000" de las reivindicaciones 2 y 6 respectivamente.

"conectores Go" cambia en la reivindicación por "Conectores estándar"

"sensor de temperatura PT1000" cambia en la reivindicación por "sensor de temperatura de resistencia de platino"

Observación 1.4. "(...) La reivindicación 2 no es clara porque el término "larga duración" es relativo por lo cual no permite distinguir la invención del estado de la técnica. Se sugiere sustituirlo por un término o rango concreto. (...)"

Respuesta 1.4. Estamos de acuerdo con el señor Examinador y hemos procedido a eliminar el término "larga duración". En la reivindicación 2.

Observación 1.5. "(...) La reivindicación 4 no es clara porque el término "software" corresponde a materia no patentable. Se sugiere hacer la aclaración respectiva. (...)"

Respuesta 1.5. Estamos de acuerdo con el señor Examinador y hemos procedido a retirar el la expresión un "Software de visualización" de la reivindicación 3, por el término "módulo de visualización gráfica". Cabe aclarar que el término "software" se encontraba en la reivindicación 3 y no en la reivindicación 4.

Observación 1.6. "(...) La reivindicación 5 no es clara porque no se especifica la dependencia de esta reivindicación con la reivindicación independiente 1. Se sugiere hacer la aclaración respectiva. (...)"

Respuesta 1.6. Estamos de acuerdo con el señor Examinador y hemos procedido a ajustar la reivindicación 5, dejándola como una reivindicación independiente.

Observación 1.7 "(...) Se sugiere eliminar en la reivindicación 6 las unidades de medición que no pertenecen al Sistema Internacional y solo incluir las que sí pertenecen al Sistema Internacional de Unidades. (...)".

Respuesta 1.7. Estamos de acuerdo con el señor Examinador y hemos procedido a retirar las unidades que no pertenecen al Sistema Internacional, en la reivindicación 7.

Observación 1.8. "(...) Se sugiere que todos los números de referencia que son mencionados en las reivindicaciones se encuentren entre paréntesis. (...)"

Respuesta 1.8. Estamos de acuerdo con el señor Examinador y se ha procedido a poner entre paréntesis no solo a los números de referencia en el capítulo reivindicatorio sino también en toda la memoria descriptiva.

2. DESCRIPCIÓN (ART. 28 Y 29 D 486).

Observación 2.1. El presente Oficio menciona que... "(...)Se sugiere eliminar las unidades de medición que no pertenecen al Sistema Internacional y solo incluir las que si pertenecen al Sistema Internacional de Unidades y/o realizar la respectiva conversión (p. ej. Fl. 15, líneas 19 a 20). (...)”

Respuesta 2.1. Estamos de acuerdo con el señor Examinador y se ha procedido a cambiar las unidades al sistema internacional

3. DETERMINACIÓN DEL ESTADO DE LA TÉCNICA.

Observación 3.1. "(...) El documento **D11** divulga un sistema para reducir los efectos de diafonía, donde los cables que transportan señales contaminantes pueden enrutarse utilizando cables físicamente adyacentes en pares que llevan señales de réplica de polaridad opuesta. (Fl. 1, resumen). (...)”

Respuesta 3.1. La presente solicitud de patente está relacionada con un sistema integral que incluye la herramienta de registro, el módulo de superficie para registrar y procesar la información, así como el programa de almacenar y visualizar la información. Mientras que la anterioridad D1 se refiere principalmente al ruido causado por señales inducidas en los cables y la manera de reducir este efecto.

Si bien existe en común la presencia de un panel de superficie alimentado por 110 VAC no existe una afectación directa de la anterioridad D1. Lo mencionado en la anterioridad D1, es una descripción general de los módulos de comunicaciones en superficie para enviar o recibir señales de comunicación. En la presente solicitud de patente esta descripción abarca los tipos de modulaciones de señal, los componentes y las fuentes que pueden tener los módulos de superficie así como los sistemas de cómputo que se pueden asociar. Sin embargo la anterioridad D1 no reclama autoría sobre un tipo específico de módulo de superficie y el instrumento descrito en la anterioridad D1 está destinado a ser empleado para una técnica de reducción de ruido que no se relaciona con las aplicaciones de la invención descrita en la presente solicitud.

Observación 3.2. El presente Oficio menciona que... "(...)El documento **D22** divulga un método y sistema para proporcionar potencia a un sistema de registro de cable que incluye una sección de rectificador operable para recibir una señal de entrada de AC y generar una primera señal de potencia de DC como salida (Fl. 1, resumen). (...)”

Respuesta 3.2. Al igual que lo mencionado en la comparación con D1, La presente solicitud de patente se refiere a un sistema integral, compuesto por la herramienta de registro en fondo de pozo, el módulo de superficie para registrar y procesar la información y el programa de almacenar y visualizar la información.

Mientras que en la anterioridad D2 se refiere a un sistema de cómputo que puede ser usado para estimar los requisitos de potencia, tensión, corriente y frecuencia para las herramientas de registro, por lo tanto no interfiere una patente con la otra. La anterioridad D2 corresponde a un método y sistema para proveer potencia para registro en wireline,

mientras que en la presente solicitud de patente se utiliza un módulo de potencia general para alimentar el sistema de registro de presión, temperatura integral.

Comparación de las anterioridades (Ver Tabla 1)

Observación 3.3. El presente Oficio menciona que... "(...) Argumentos con respecto a objeciones de claridad La solicitante argumenta que las expresiones "propietario", y "larga duración" fueron eliminadas del nuevo pliego reivindicatorio de acuerdo a las sugerencias realizadas en el requerimiento de forma. Al respecto, cabe indicar que las expresiones "propietario", y "larga duración" no fueron retiradas en el nuevo capítulo reivindicatorio, por lo que se vuelven a realizar las mismas objeciones sobre las reivindicaciones 1 y 2, tal como se puede apreciar en el numeral 4 del presente requerimiento.(...)"

Respuesta 3.3. Estamos de acuerdo con el señor Examinador y se procedió a retirar del capítulo reivindicatorio los términos "propietario", y "larga duración", de las reivindicaciones 1 y 2 respectivamente.

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 de conformidad con lo previsto en el artículo 38 de la misma Decisión, atentamente solicito se continúe con el trámite de la presente solicitud.

ANEXOS

- Memoria descriptiva modificada con el Capítulo Reivindicatorio modificado.
- Figura 1 modificada

Atentamente Señor Director,



LUZ MARA HERRERA HERRERA

C.C. 52.049.364 de Bogotá

T.P. 67499 del C. S. de la J.

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

CAMPO DE LA INVENCION

- 5 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 almacenamiento en memoria de registros de larga duración.

10

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 cadena de 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 dispositivo de control ubicado en la cubierta para procesar y transmitir datos en tiempo real y
- 25 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.

30

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 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.

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 de onda ultrasónica 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, 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 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.

- 10 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

- 20 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.

- 25 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.

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 Thompsom para determinación de la velocidad de flujo.

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

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.

10

ESTADO DEL ARTE

- 15 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 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.

20

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

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

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.

- 5 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,
10 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.

- 15 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.

- 20 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.

La patente US4033186A reporta una herramienta de fondo de pozo de medición de
25 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.

- 30 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 termo-cupla 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 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 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 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 temperatura mediante un método de emisión espontanea de luz ASE en un circulador 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.

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 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

5 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.

10 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.

15 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 20 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 25 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 30 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.

5 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**).

10

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

15

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
20 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**).

25

2. Transmisión simultánea a superficie de información en distintas profundidades: 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
30 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

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)**.

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 0.00.80 m y 0.0055 m con longitudes de hasta 9.144 m.

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

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 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 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 0.0428 m y permitirá presiones de trabajo desde 0 hasta 103.4 MPa y temperaturas de 0°C hasta 150°C.

DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LA HERRAMIENTA O DISPOSITIVO

La herramienta tiene un diámetro de 0.042 m. La longitud de la herramienta es de 0.61 m y de la sarta total de 2.44 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%FE			
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
10 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
15 intermedias.

Entre menor es el la taza 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:

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

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:

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

5

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

10

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.

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

15

Y por la conducción radial en la formación:

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

20 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

25

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

30

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 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”.

5 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 **(19)** 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 **(18)** considerando el gradiente de recuperación de las zonas en el anular.

15

Diagrama del Pozo:

El pozo esta completado con revestidor de 0,1778 m y tubería de inyección de 0.089 m y mínima restricción de 0.01 m (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 818.7 m y de la segunda a 839.7 m. Hay 4 zonas perforadas en este intervalo que deben estar en inyección, como se ilustra en la figura 8.

25 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 0,044 m como mínimo pero es ideal utilizar 0,0508 m 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 0,0508 m para protección de la herramienta. Si fuera posible

30

centralizar la herramienta es mejor considerando que el pozo puede tener algo de desviación con respecto a la vertical.

5 Se toma registro bajando desde superficie hasta por debajo del último intervalo o 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 91.4 m por encima de la primera empacadura.

10 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.

15 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.

Secuencia de Operaciones:

- 20 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 0,0508 m. Confirmar presión de inyección y conexiones a la válvula del pozo.
- 25 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.
- 30 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:

- 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.

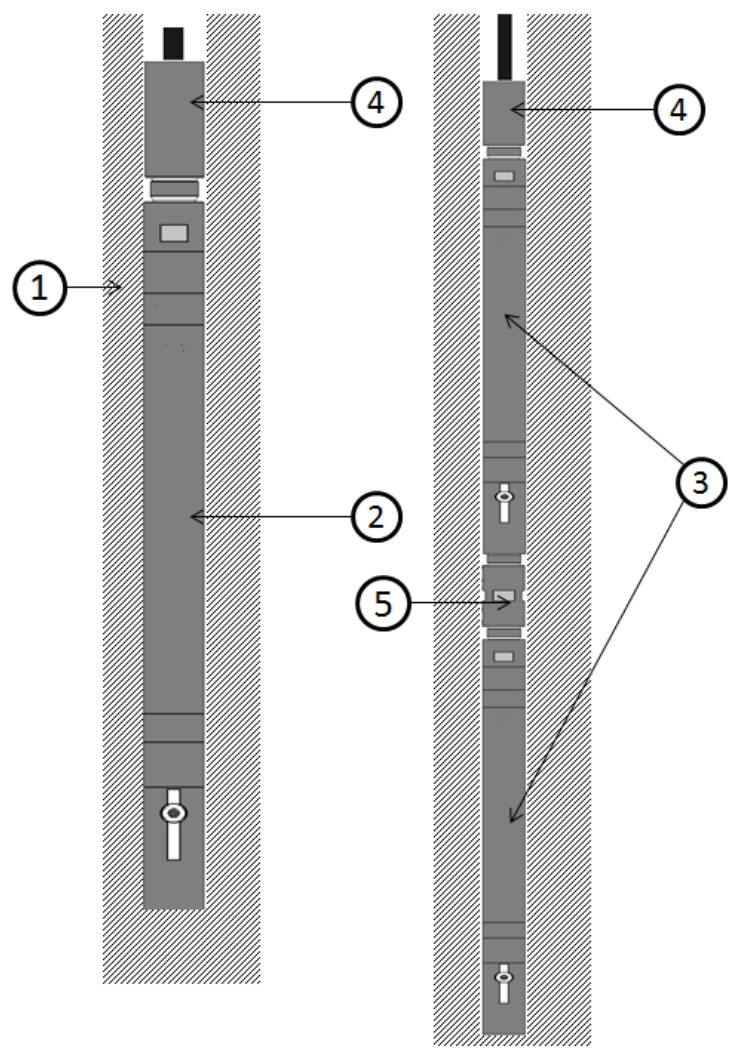
REIVINDICACIONES

- 5 **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 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)**.
- 15 **2.** El sistema de monitoreo de producción en fondo de pozo **(12)** con transmisión en tiempo real de acuerdo con la reivindicación 1, caracterizado porque la herramienta está configurada en modo secuencial **(3)**, que significa dos herramientas o más conectadas en serie, con conectores estándar **(7)** y cuenta con sellos hidrostáticos de duración de más de un año **(6)**.
- 20 **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 celda de memoria de capacidad de 256 Mb. que almacena información, en donde el sistema transmite información de 0 a 6.096 m de profundidad a una velocidad de 2.4 kbps la cual se visualiza en una pantalla de computador usando módulo de visualización gráfica o interface gráfica **(17)**.
- 25 **4.** El sistema de monitoreo de producción en fondo de pozo con transmisión en tiempo real de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones precedentes, caracterizado porque emplea el mismo cable **(4)** eléctrico de potencia para transmitir la información.
- 30

5. El sistema de monitoreo de producción de fondo de pozo con transmisión en tiempo real caracterizado porque el sistema de registro de información ubicado en superficie **(15)** (conexión superior) de recepción de la información tiene su propio sistema de alimentación de 110V AC e interfaz de comunicación **(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. Instalar el equipo de control de presión en superficie 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 de resistencia de platino y el acelerómetro de tres ejes, se ensambla con una barra de peso de 0,0508 m **(5)** para protección de la herramienta;
 - c. Tomar registro bajando desde la superficie hasta por debajo del último intervalo de 0 a 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 91.4 m por encima del primer sello alrededor de la tubería de producción **(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 de calibración del pozo:

- a. Se debe confirmar si existen condiciones operativas un día antes de la operación.
- b. Movilizar unidad registro de pozos con cable línea de acero.
- c. Verificar fondo con calibrador de 0,0508 m, presión de inyección y conexiones a la válvula del pozo.

FIGURAS



5

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

5

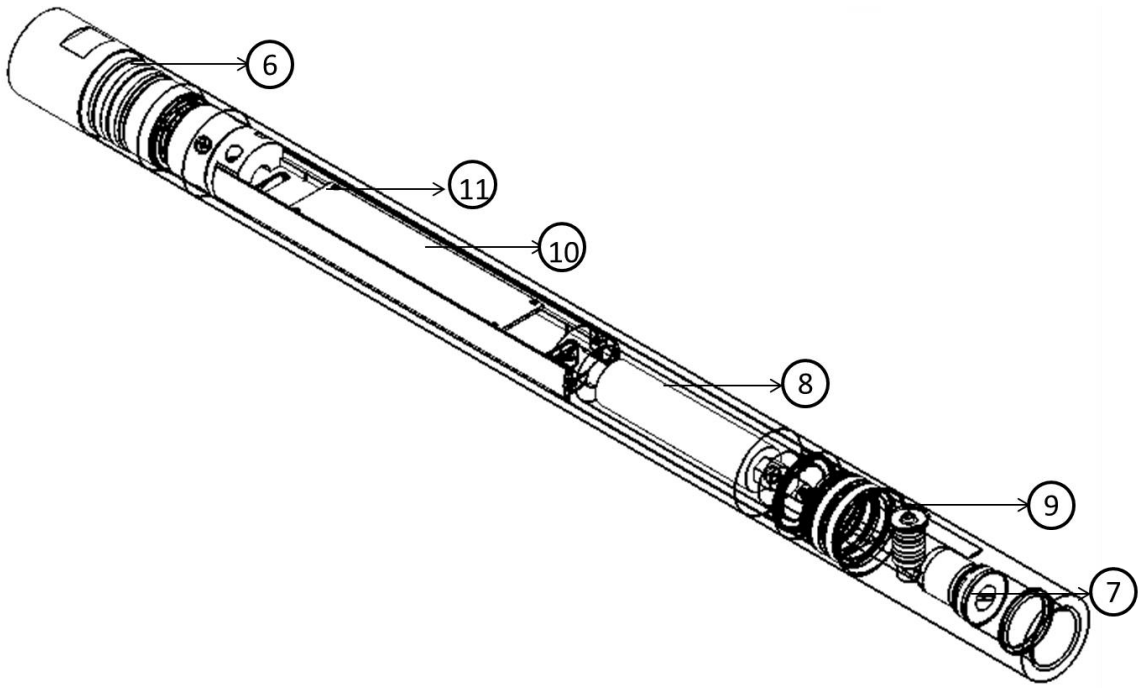


Figura 2. Herramienta, dispositivo o sistema con sus componentes principales.

10

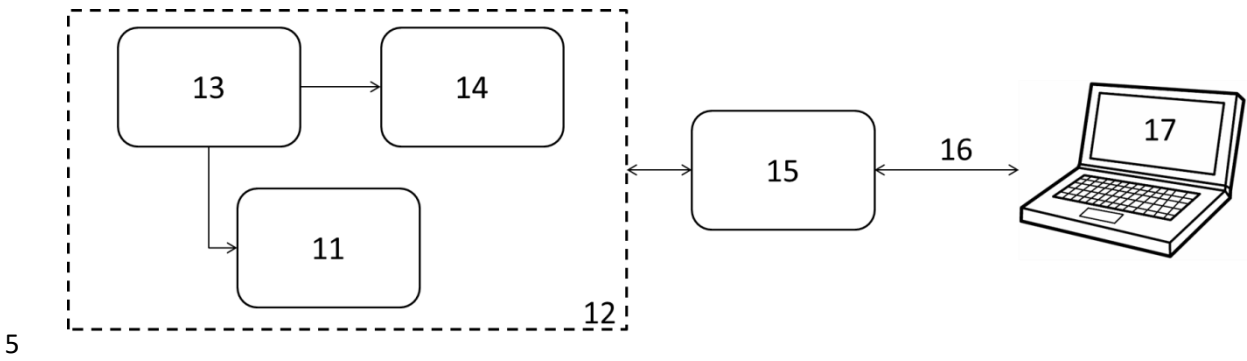


Figura 3. Esquema del sistema de transmisión

5

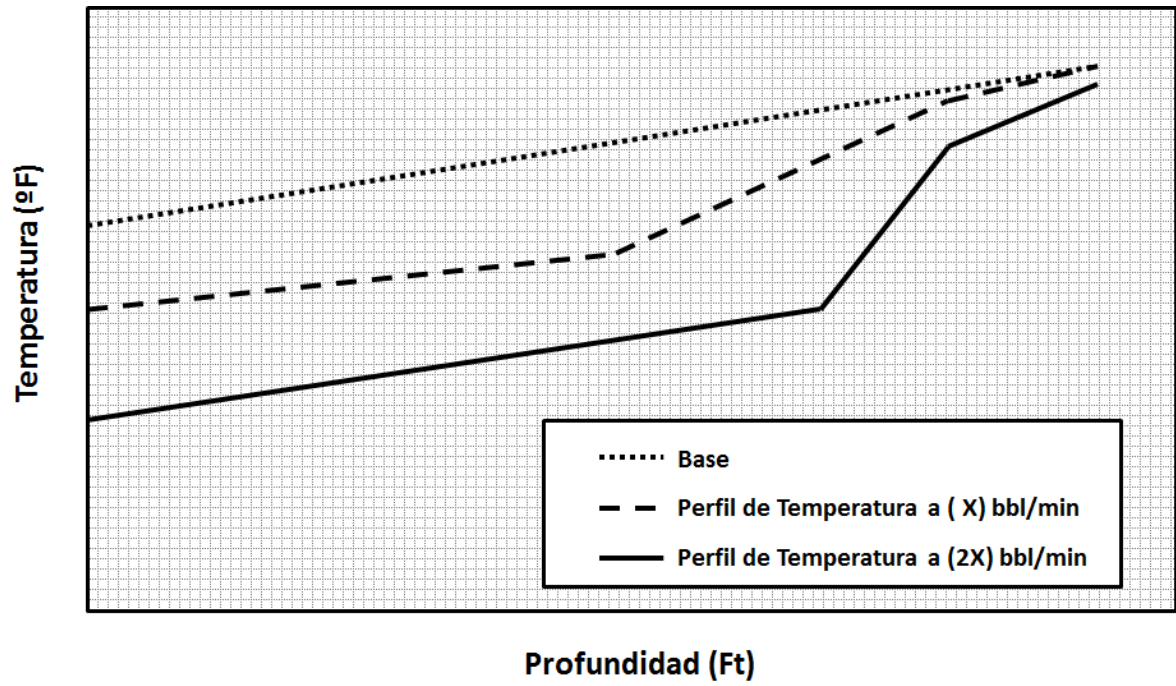


Figura 4. Determinación cualitativa del flujo

5

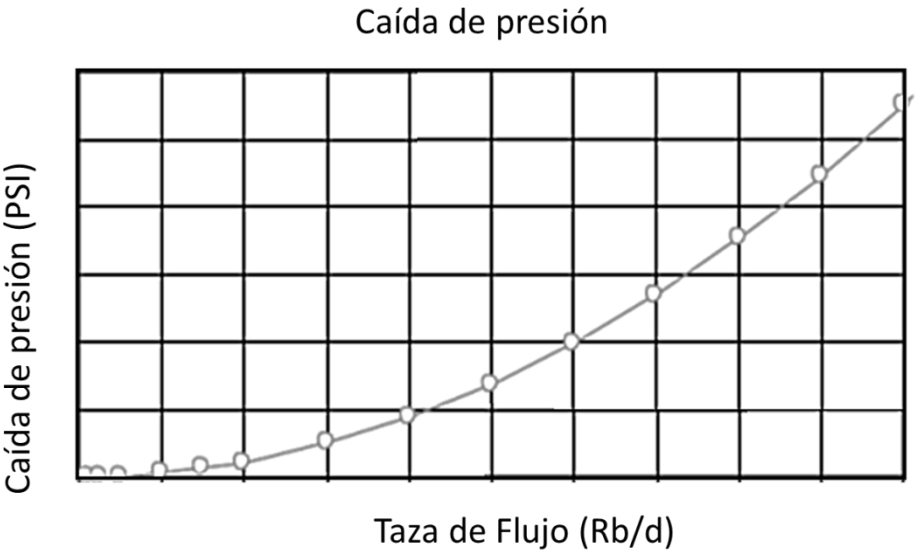
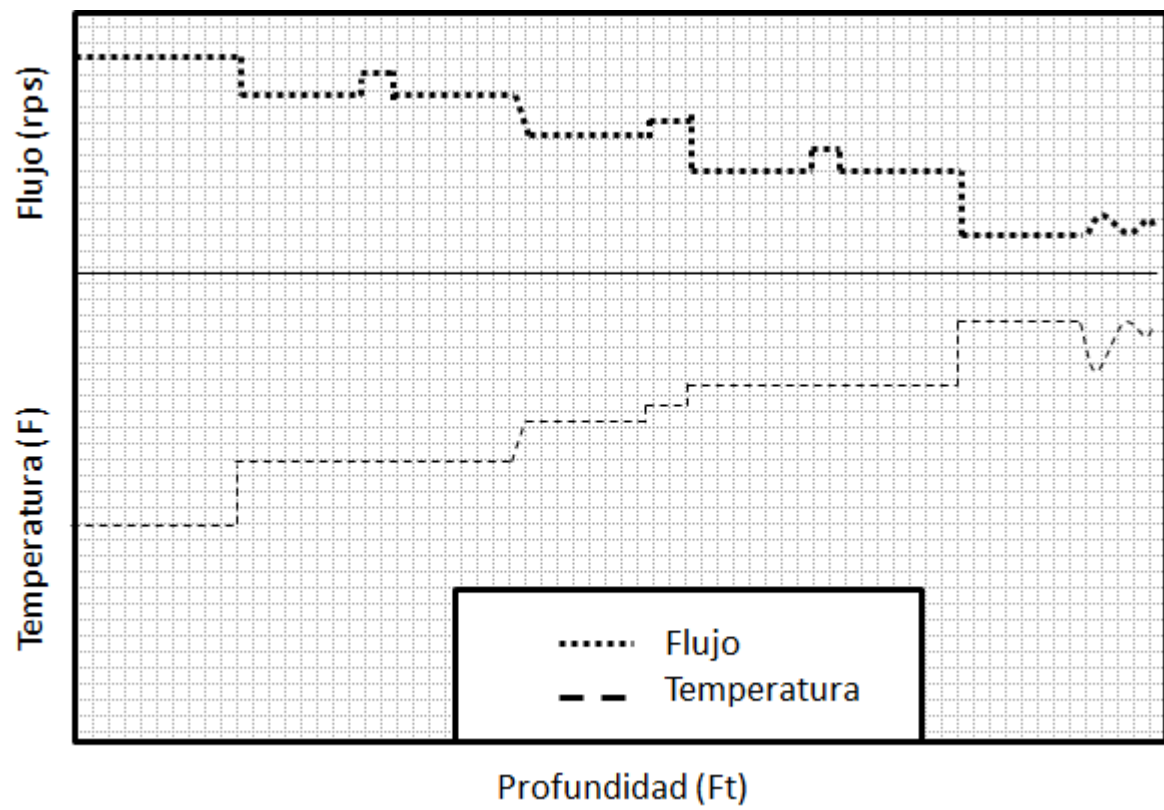


Figura 5. Efecto Joule Thompsom para determinación de velocidad de flujo

10

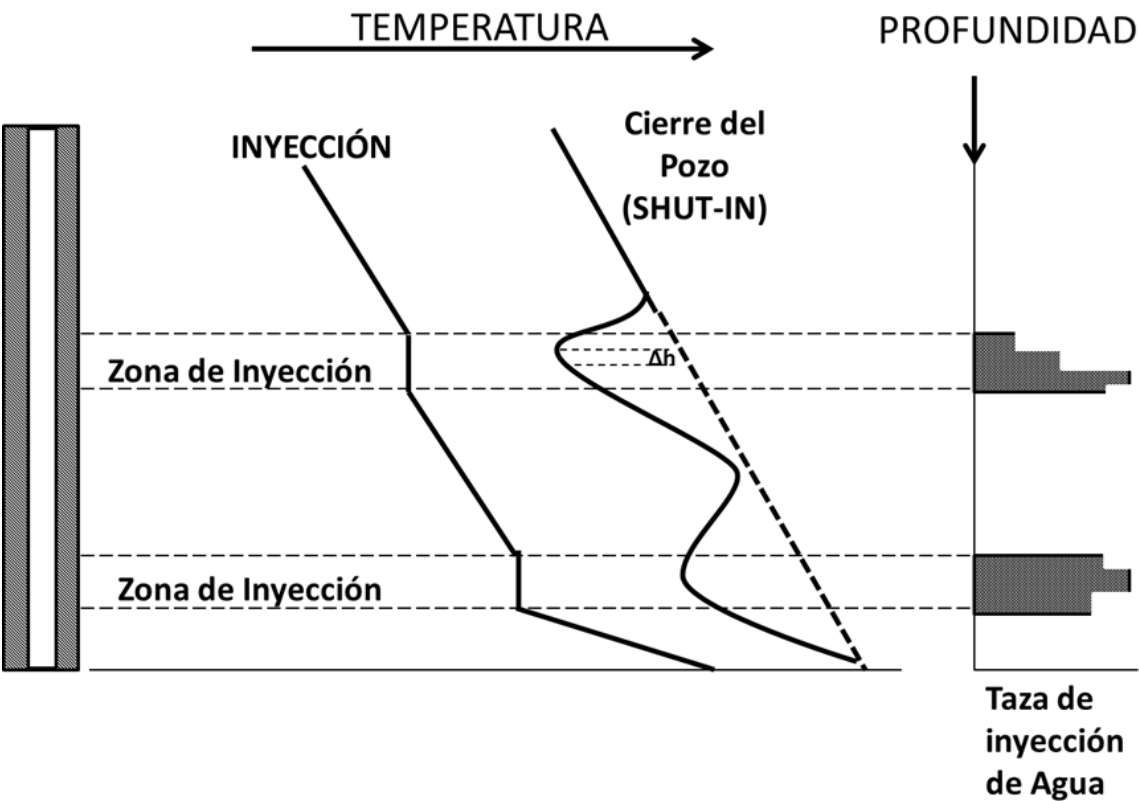
15

5



10

Figura 6. Relación de la temperatura con el flujo



5

Figura 7. Calculo del perfil de inyección

10

5

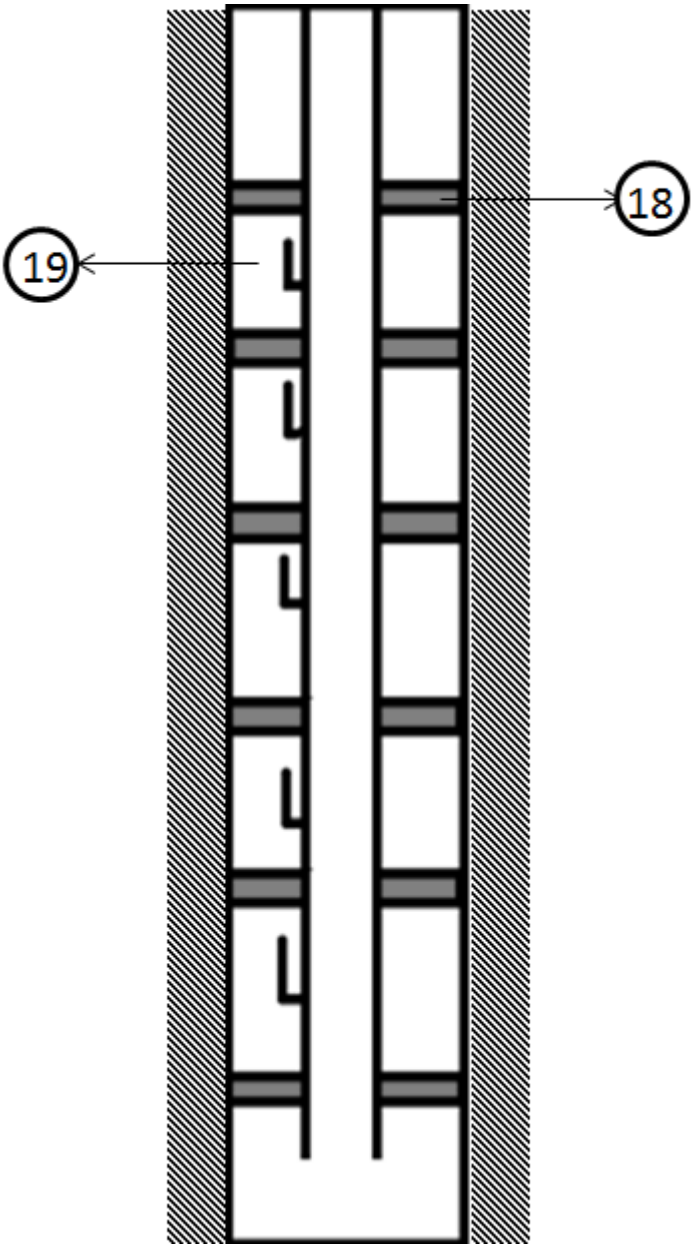


Figura 8. Esquema del pozo

5

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.

15

TABLA 1.

Con el objetivo de dar mayor contundencia en relación con las diferencias específicas entre las anterioridades D1 y D2 y la presente solicitud de patente, se presenta en la tabla adjunta las diferencias técnicas con la **reivindicación 5** de la presente solicitud.

CARACTERÍSTICAS ESENCIALES	D1	DIFERENCIAS
El sistema de superficie (conexión superior) de recepción de la información tiene su propio sistema de alimentación de 110V AC e interfaz con el computador.	En algunas implementaciones, los componentes (204) incluyen módulos de comunicaciones para enviar y/o recibir señales de comunicaciones de otros componentes del sistema de pozo, por ejemplo el equipo de superficie (112). Ejemplos de módulos de comunicaciones pueden implicar diferentes tipos de modulaciones de señal (AM, FM, SSB, DSB, FSK, PPM, QAM, etc.), protocolos (como TCP / IP, CAN, SPI, etc.) o códigos de línea (como Manchester, Non-Return - toZero, MLT-3, Bifase Mark). En algunas implementaciones, los componentes (204) incluyen módulos de potencia que proporcionan energía eléctrica a la herramienta de registro (102). Algunos ejemplos de módulos de potencia incluyen: fuentes de alimentación de DC y fuentes de alimentación de AC que pueden funcionar a diferentes voltajes y/o frecuencias (por ejemplo, 12 V, 24 V, +/- 5 V, +/- 15 V, 3,3 V para DC y 110 VAC, 220 VAC y 440 VAC a 60 Hz para AC) (Pág. 6, Fl. 7, líneas 18 a 27). En algunos casos, todo o parte del subsistema de cómputo (110) se puede implementar como un componente de, o se puede integrar con, uno o más componentes del equipo de superficie (112), la herramienta de registro (102) o ambos (Pág. 3, Fl. 4, líneas 11 a 13).	- D1 se refiere principalmente al ruido causado por señales inducidas en los cables y la manera de reducir este efecto y realiza una descripción general de los módulos de comunicaciones en superficie para enviar o recibir señales de comunicación. - La característica de la presente solicitud de patente, la cual se enfoca en que el sistema es independiente eléctricamente y que está interfazado al computador, corresponde a una descripción del sistema más no una característica esencial del mismo.

CARACTERÍSTICAS ESENCIALES	D2	DIFERENCIAS
El sistema de superficie (conexión superior) de recepción de la información tiene su propio sistema de alimentación de 110V AC e interfaz con el computador.	El sistema de cómputo (260) está incluido en los dispositivos de registro de líneas fijas basados en la superficie (no mostrados). El sistema de cómputo (260) puede usarse para estimar los requisitos de potencia, tensión, corriente y frecuencia para el conjunto particular de herramientas de registro y dispositivos de medición desplegados.	La patente D2 corresponde a un método y sistema para proveer potencia para registro en conexión por cable, mientras que en la invención que se pretende patentar se utiliza un módulo de potencia

	Por ejemplo, en una aplicación, los requisitos de potencia pueden incluir 500 vatios de AC a 110 VAC y 50 Hz de frecuencia, 1000 vatios de AC a 110 VAC y 120 Hz de frecuencia, y 5000 vatios de DC a 50 VDC (Pág. 3, Fl. 11, Párr. 033)	general para alimentar el sistema de registro de presión temperatura integral. • D2 se refiere a un sistema de cómputo que puede ser usado para estimar los requisitos de potencia, tensión, corriente y frecuencia para las herramientas de registro, por lo tanto no interfiere una patente con la otra. • La característica de la presente solicitud de patente, la cual se enfoca en que el sistema es independiente eléctricamente y que está interfazado al computador, corresponde a una descripción del sistema más no una característica esencial del mismo.
--	---	---

La mencionada 'característica esencial' que es descrita en D1 y D2 (El sistema de superficie (conexión superior) de recepción de la información tiene su propio sistema de alimentación de 110V AC e interfaz con el computador) corresponde a una descripción general de los sistemas de superficie por lo tanto se encuentra esa misma característica en el panel del PLT.