

SENSOR DE CORROSIÓN POR RESISTENCIA ELÉCTRICA PARA USO PERMANENTE Y SEMIPERMANENTE EN FONDO EN POZOS

SECTOR TECNOLÓGICO

La presente invención pertenece al campo de la investigación o análisis de materiales por determinación de sus propiedades químicas o físicas e investigación de la resistencia de los materiales a la intemperie, a la corrosión o a la luz específicamente a las prospecciones en los orificios de perforación o en los pozos y sondas de corrosión, que consiste en una herramienta que se puede conectar como un empaque de pozo, tanto en la sarta de tubería de producción como al revestimiento; con una reserva de energía suplida con baterías resistentes a altas temperaturas que alimenta un(os) sensor(es) ER (Resistencia Eléctrica) que convierte el desgaste de un electrodo expuesto a los fluidos que fluyen dentro de la tubería de producción y externos a ésta, con probeta ER, termómetro y medidores piezoeléctricos de cuarzo; y los que contactan el revestimiento en el anular en el interior y aquellos provenientes de las diferentes formaciones que atraviesan el pozo en el exterior; en una tasa de corrosión.

ESTADO DE LA TÉCNICA

En el estado de la técnica se conoce la solicitud de patente No. US20180321191 publicada el 08 de noviembre de 2018, que refiere un método que incluye la pulsación de un campo magnético en una primera ubicación asociada con una superficie externa de una pared que contiene material magnético. El método también incluye medir al menos una característica del campo magnético pulsante en una segunda ubicación asociada con la superficie externa de la pared. La al menos una característica cambia según la corrosión en una superficie interna de la pared entre la primera y la segunda ubicación. El campo magnético podría pulsarse aplicando una señal de CA a una bobina conductora o haciendo vibrar un imán. El método también podría incluir analizar la al menos una característica medida para identificar una cantidad de corrosión y / o un cambio en la cantidad de corrosión. El uso de la

superficie interna de la pared podría modificarse en función de la cantidad o el cambio de la corrosión. Se pueden generar múltiples campos magnéticos en múltiples primeras ubicaciones, y la al menos una característica se puede medir en múltiples segundas ubicaciones.

5

También se encuentra la solicitud de patente No. US10053975 publicada el 23 de julio de 2013, que describe un sistema de elevación de tuberías basado en la actuación inalámbrica en el fondo del pozo con comunicaciones inalámbricas y capacidades de adquisición de datos para levantar la tripa de una formación de pozo.

10 El sistema se puede implementar a lo largo de una cadena de carcasa con los centralizadores en la posición cerrada para evitar cualquier resistencia que puedan crear los centralizadores. Al llegar a la ubicación adecuada en el pozo, se pueden activar uno o más sistemas de elevación de tubería para levantar la tubería de la formación del pozo, proporcionando así un camino para que el cemento fluya
15 alrededor de la carcasa. El sistema puede recopilar y almacenar datos antes, durante y después de que se realice el proceso de cementación, y puede transmitir los datos de forma inalámbrica o por cable. Mientras, la nueva invención puede emplear cualquiera de transmisión de datos inalámbricos en tiempo real para fondo de pozo, pero en este caso, la ubicación del sensor, la temperatura, la presión y la
20 tasa de corrosión se conjugan para ofrecer una imagen más completa de la integridad del pozo durante su vida productiva temprana, cuando se debe garantizar su idoneidad y extender la vida útil de éste activo.

Igualmente se conoce la solicitud de patente No US20130319102 publicada el 05 de
25 junio de 2012, que refiere a herramientas de fondo de pozo y tubulares de campos petrolíferos que tienen sensores internos que son operables para la comunicación inalámbrica con un dispositivo externo de adquisición de datos. Por ejemplo, un sensor puede estar dispuesto en o en relación con una cámara de muestreo de una herramienta de muestreo para obtener datos de presión, temperatura y / o tiempo
30 asociados con una muestra de fluido. El sensor puede ser interrogado en la superficie con un dispositivo de adquisición de datos que es externo a la herramienta de muestreo para recuperar los datos del sensor sin alterar la muestra de fluido. En un aspecto, la presente invención está dirigida a una herramienta de fondo de pozo. La herramienta de fondo de pozo incluye un conjunto de alojamiento que tiene un

interior y un exterior. Un sensor está dispuesto en el interior del conjunto de la carcasa. El sensor es operable para obtener datos relativos a un parámetro de fluido de un fluido dispuesto dentro del interior del conjunto de la carcasa y es operable para transmitir de forma inalámbrica los datos a un dispositivo de adquisición de datos dispuesto al exterior del conjunto de la carcasa que responde a la interrogación de los datos. dispositivo de adquisición. En una realización, el interior del conjunto de alojamiento puede ser una cámara de fluido de una válvula de prueba de fondo de pozo y el sensor puede estar dispuesto dentro de la cámara de fluido. En esta realización, la válvula de prueba de fondo de pozo puede incluir un conjunto de mandril dispuesto dentro del conjunto de alojamiento que define entre ellos una cámara de fluido de operación, una cámara de fluido de desviación y una cámara de fluido de potencia. Un conjunto de válvula puede estar dispuesto dentro del conjunto de alojamiento y puede ser operable entre las posiciones abierta y cerrada. Un conjunto de pistón puede estar asociado operativamente con el conjunto de válvula. El sensor puede estar dispuesto dentro de al menos una de la cámara de fluido de operación, la cámara de fluido de polarización y la cámara de fluido de potencia. Mientras, la nueva invención puede emplear cualquiera de transmisión de datos inalámbricos en tiempo real para fondo de pozo, pero en este caso, la ubicación del sensor, la temperatura, la presión y la tasa de corrosión se conjugan para ofrecer una imagen más completa de la integridad del pozo durante su vida productiva temprana, cuando se debe garantizar su idoneidad y extender la vida útil de éste activo.

Se encuentra en el estado del arte la solicitud de patente No. US20110205847 publicada el 25 de agosto de 2011, que describe un aparato y método para transmitir datos en un pozo (10) entre una instalación de fondo de pozo que incluye una o más herramientas (20) (por ejemplo, herramientas de prueba de fondo de pozo) y una instalación de superficie (62), en donde la instalación de fondo de pozo está conectada a la instalación de superficie mediante medios de un conducto tubular (como una sarta de perforación o un tubo de producción 14)). El aparato comprende: un módem acústico (26) asociado con cada herramienta, el módem actúa para convertir señales de herramienta tales como señales de herramienta eléctrica en señales acústicas; y un cubo (90) que forma parte de la instalación de fondo de pozo a la que están conectadas las herramientas y el conducto tubular y que comprende

un receptor acústico (74) y un transmisor electromagnético (80). Los módems acústicos funcionan para generar señales acústicas en la instalación en el fondo del pozo representativas de las señales de la herramienta, las señales acústicas pasan a lo largo de la instalación en el fondo del pozo para ser recibidas en el receptor acústico del concentrador, las señales acústicas recibidas se utilizan para operar el transmisor electromagnético para transmitir Señales electromagnéticas a la superficie para su recepción en la instalación de la superficie. Mientras, la nueva invención puede emplear cualquiera de transmisión de datos inalámbricos en tiempo real para fondo de pozo, pero en este caso, la ubicación del sensor, la temperatura, la presión y la tasa de corrosión se conjugan para ofrecer una imagen más completa de la integridad del pozo durante su vida productiva temprana, cuando se debe garantizar su idoneidad y extender la vida útil de éste activo.

También se conoce la solicitud de patente No. US9828848 publicada el 25 de febrero de 2009, que refiere un sensor de presión en el fondo del pozo para medir la presión absoluta en un anillo y un método para medir la presión absoluta en un anillo. El sensor incluye un inductor que incluye devanados primarios y devanados secundarios, y un condensador acoplado a los devanados secundarios y dispuesto en el anillo, siendo flexible al menos una de las placas del condensador. El sensor también incluye un controlador acoplado a los devanados primarios, el controlador introduce una señal de entrada a los devanados primarios y recibe una señal de retorno de los devanados primarios, la señal de retorno resultante de la señal de entrada se transfiere a través del devanado secundario al condensador y atrás a través de los devanados secundarios a los devanados primarios. El controlador determina la presión absoluta de la señal de retorno. Mientras, la nueva invención puede emplear cualquiera de transmisión de datos inalámbricos en tiempo real para fondo de pozo, pero en este caso, la ubicación del sensor, la temperatura, la presión y la tasa de corrosión se conjugan para ofrecer una imagen más completa de la integridad del pozo durante su vida productiva temprana, cuando se debe garantizar su idoneidad y extender la vida útil de éste activo.

La nueva invención ofrece mediciones en tiempo real del fenómeno corrosivo en fondo sin recurrir a mediciones a posteriori cuándo la afectación al ducto, pozo de producción de petróleo, son irremediables e implican grandes inversiones o grandes

pérdidas. No requiere cableado, costoso, difícil de instalar y punto débil de cualquier sistema de transmisión de datos en fondo de pozo. La transmisión de datos se hace hacia y desde el instrumento por medio de pulsos ultrasónicos o electromagnéticos, de manera continua, aprovechando al máximo los datos que aporte el sensor y alargando su vida útil. Hasta la fecha no hay sistemas similares para evaluar integridad a priori, si no sistemas de acumulación de datos que se recuperan cada cierto periodo de tiempo, tiempo durante el cual ya ha habido desgaste de los componentes metálicos del pozo que fácilmente representan el 98% del mismo; y no se conocen soluciones en el estado de la técnica con medidores simultáneos en tiempo real de probeta ER, termómetro y medidores piezoeléctricos de cuarzo con control inalámbrico remoto.

DESCRIPCIÓN DE LA INVENCION

Las estructuras usadas en tubería para pozo tienen un 98% del conjunto material metálico corrosivo relacionado por el contacto con el crudo. Determinar la tasa a la cual se sucede el proceso corrosivo es complejo y costoso limitando las opciones a sistemas de lectura puntual porque se corren dentro del pozo en cierto momento y pueden transcurrir largos periodos de tiempo hasta que se vuelva a realizar el registro. Dado que la corrosión es un proceso muy rápido en algunas ocasiones, la demora en realizar el registro se puede asociar a una tardía detección del daño y que daño por corrosión inhabilite la estructura. El tratamiento químico con inhibidores de corrosión es una excelente opción de control, pero evaluarlos en un sistema poco accesible como un pozo deja un amplio margen de falla y pocas instancias de optimización.

La tubería de producción, denominada “tubing”, es sustituible múltiples veces, pero el revestimiento de pozo, o “casing”, es de única instalación y su falla genera altos impactos ambientales; a diferencia de la nueva invención que soluciona el problema con un sensor no sustituible y anclado a la estructura.

La invención sensor de corrosión por resistencia eléctrica para uso permanente y semipermanente en fondo en pozos puede ser conectada a pozos por la sección de

revestimiento o por la tubería de producción como se muestra y describe en las figuras a continuación:

5 **Descripción de figuras:**

Figura 1: muestra una sección de corte longitudinal de un sensor de corrosión por resistencia eléctrica para uso permanente y semipermanente en fondo en pozos conectado a revestimiento.

10 Figura 2: muestra una sección de corte transversal de un sensor de corrosión por resistencia eléctrica para uso permanente y semipermanente en fondo en pozos conectado a revestimiento.

Figura 3: muestra una sección de corte longitudinal de un sensor de corrosión por resistencia eléctrica para uso permanente y semipermanente en fondo en pozos conectado a tubería de producción.

15 Figura 4: muestra una sección de corte transversal de un sensor de corrosión por resistencia eléctrica para uso permanente y semipermanente en fondo en pozos conectado a tubería de producción.

Figura 5: Muestra una imagen de la instalación de sensores en una sarta de tubería de producción.

20 Figura 6: Muestra una imagen de la instalación de sensores en una sarta de revestimiento.

El cuerpo principal de la herramienta se debe construir en material compatible con la tubería y revestimiento de producción, en este caso API 5CT o acero inoxidable
25 SS304 o SS316. El diámetro interno debe coincidir con las especificaciones de tubería comercial para pozo evitando interferir en el paso de herramientas intrusivas bajadas por wireline o slick-line. Por lo tanto, como muchos empaques, la herramienta tendrá un pequeño levantamiento en la cara exterior para acomodar las cámaras donde están las baterías, los componentes electrónicos del sensor ER y
30 los del transductor de datos a pulsos electromagnéticos o acústicos, ambos son plausibles de ser usados. Las cámaras tienen aislamiento térmico que previene el calentamiento de los componentes más allá de una temperatura de funcionamiento.

Para la toma de datos de velocidad de corrosión, se usa unos electrodos de desgaste, bien sea de forma circular (flush coupon), sección longitudinal o anillo perimetral. Todos están a nivel con la pared del tubo para un flujo laminar y reducción del efecto por arrastre.

5

Luego, los datos de propiedades de paso de corriente en el electrodo de medida se convierten en tasa de corrosión, corregidos por presión y temperatura. Para ello, se añaden los sensores correspondientes, uno RTD para la temperatura y otra celda piezométrica para la presión. El dato resultante se convierte a pulso
10 electromagnético o acústico que usa como medio de propagación la sarta de tubería de producción como el revestimiento, sin importar que esté inmersa en fluidos de pozo o zona de gas libre.

La frecuencia puede ser modificada desde superficie enviando un pulso de vuelta
15 hacia la herramienta de fondo. Entre menor consumo de energía, mayor tiempo de vida útil en fondo. En las etapas iniciales de control químico de la corrosión se requiere de una correcta retroalimentación de los resultados, pero una vez controlada, los tiempos de lectura pueden espaciarse a lapsos de varios minutos a varias horas entre lecturas.

20

Proveer una herramienta que amalgama varias tecnologías ya existentes para diferentes aplicaciones de fondo de pozo que se puede conectar como un empaque de pozo, tanto en la sarta de tubería de producción como al revestimiento; con una reserva de energía suplida con baterías resistentes a altas temperaturas que
25 alimenta un(os) sensor(es) ER (Resistencia Eléctrica) que convierte el desgaste de un electrodo expuesto a los fluidos que fluyen dentro de la tubería de producción y externos a ésta, y los que contactan el revestimiento en el anular en el interior y aquellos provenientes de las diferentes formaciones que atraviesan el pozo en el exterior; en una tasa de corrosión.

30

Un transductor convierte la tasa de corrosión, normalmente en milímetros de pulgada por año (mpy) en una señal en forma de pulso que viaja por la sarta de tubería de producción o de revestimiento y es interpretada de nuevo por otro transductor que recodifica la señal en superficie. Este monitoreo se realiza de forma continua desde

múltiples sensores ubicados en puntos representativos a diferentes profundidades, seleccionados bien sea a distancias uniformes, empleando programas de simulación basados en modelos como Tomson-Oddo o Waar-Milliams, determinando la zona sumergida en fluido de producción, frente a perforados como punto crítico, descarga de bombas de subsuelo en cualquiera de los mecanismos disponibles en el mercado.

Una vez terminada la vida útil de la herramienta en fondo entre 5 a 20 años con las baterías disponibles hoy en el mercado, la herramienta pasa a ser un tramo más de tubería sin afectación de las condiciones de flujo. Su máxima utilidad se da recién instalada debido a que hace posible iniciar un programa de integridad con tratamiento químico con datos confiables y optimizable desde un comienzo, reduciendo costos y evaluando la mejor técnica de protección.

El sensor cuando se instala en el revestimiento, tiene carácter permanente dado que no es posible removerlo ni reemplazarlo. Es semipermanente cuando se instala en la tubería de producción dado que ésta puede retirarse del pozo y ser sustituida con cada servicio de pozo.

La longitud de la herramienta se estima en 3.0 ft, largo normal de junta corta (pup joint), en los diámetros más usados de 2 7/8", 3.5" y 4.5" para tubería de producción, y 5", 5.5", 7", 9 5/8" para revestimiento; con roscas EUE, NUE, Buttress and Premium.

Los sensores de fondo para monitoreo de tendencias corrosivas, presión y temperatura en tiempo real, conectados de forma permanente al revestimiento de producción del pozo (**18**) (casing) y semipermanente haciendo parte de la sarta de producción (**19**) (tubing) deben ser herramientas capaces de enviar información desde su ubicación a diferentes profundidades hasta superficie y de allí ser recabada o retransmitida para su evaluación final.

Los sensores para revestimiento sus mediciones se orientan hacia su parte interna, es decir los fluidos que se desplazan o acumulan en el anular. Mientras que, en la tubería de producción, los sensores miden los parámetros de tasa de corrosión,

presión y temperatura tanto internamente como externamente, debido a que externamente corresponde a los fluidos que aporta el yacimiento con efecto de la segregación gravitacional, transporte por gas libre o fluidos inyectados por el anular, según aplique; mientras que internamente, corresponde a los fluidos que desplaza la bomba de subsuelo o llegan a superficie por la energía del yacimiento.

Idealmente, un solo sensor por cada profundidad objetivo de medición sería suficiente, pero con la tendencia cada vez mayor de usar pozos direccionales y horizontales, se hace necesario medir variaciones radialmente en el pozo, así como contar con datos redundantes o de respaldo en caso de falla. Cada herramienta puede contar con uno, dos y hasta tres sensores separados equidistantemente en los múltiples, ver Figura 2. El espacio entre sensores (**13 y 13a**) constituyen canales para el paso del cemento (**17**) durante el emplazamiento del revestimiento de producción (**18**) o del paso de fluidos sobre y bajo el nivel estático o dinámico del pozo (**14**), dado que la herramienta no puede obstruir el paso de fluidos ni dentro ni fuera de cada una de las sartas.

La herramienta, Figuras 1 y 3, está diseñada como una extensión de sarta (pup joint) o empaque roscado que tienen longitudes (L) industrialmente aceptadas desde 60,96cm a 152,4cm, (2 pies a 5pies). Los diámetros (D) más empleados en sartas de revestimiento de producción (**18**) son de desde 134cm hasta 301cm (4 ½", 5", 7", 9 5/8" y 9 7/8"); en tanto que para tubería de producción (**19**) son desde 73,39cm hasta 134cm (2 3/8", 2 7/8", 3 ½", 4 y 4 ½").

El cuerpo (**1**) es metálico en cualquiera de las aleaciones de amplio uso en la industria como API5CT K55/J55, N80, L80, P110, API Cromo 13%, SS304, SS316, etc. En un extremo tiene un conector roscado macho (**2**), pin, mientras que en el otro tiene conector hembra (**3**), caja; en cualquiera de las roscas ampliamente aceptadas como UN, BTC, EUE, STC, LTC, NUE, VAM, etc. Con los conectores, la herramienta sensor hace parte integral de una sarta de producción o de una sarta de revestimiento.

En una cámara (**4**), que sobresale del cuerpo del sensor, se ubica el mecanismo de medición, manejo de datos, conversión de señales y transmisión, recepción de los mismo hacia y desde superficie. Para proteger la electrónica y alargar la vida útil de

las baterías, se debe aislar la recámara con el uso de un aislante térmico (5) debido a que, a condiciones de fondo, se pueden alcanzar temperaturas de hasta 149 °C (300 °F), resultado de suma de la temperatura de superficie y el gradiente geotérmico. Y la electrónica para estas aplicaciones puede soportar hasta 220 °C (428 °F).

La mejor forma de modelar y correlacionar las tendencias corrosivas en fondo es contar con datos de tasa de corrosión, presión y temperatura para el mismo punto, para luego realizar ajustes de las mediciones; o poder modelar nodalmente o discretamente, el deterioro de la integridad del pozo en aquellos puntos no medidos o donde hay cambio de las condiciones termodinámicas de la producción de hidrocarburos. Para ello, el sensor emplea una probeta ER (6) cuya forma geométrica puede ser lineal, circular, espiral, anillo circular transversal, sección de anillo; pero siempre el elemento metálico de medición estará a ras con la superficie interna y externa donde se realiza la medición.

La probeta ER (6) se acompaña de un termómetro (7), donde aplican medidores tipo RTD (Resistance Temperature Detector), termopar, fibra óptica; siendo los de tipo RTD lo más prácticos por su tamaño, durabilidad y estabilidad de medición (repetibilidad y reproducibilidad). La presión se puede realizar por medidores piezoeléctricos de cuarzo (8), de diafragma o tecnología similares ubicados también a ras de pared interna o externa de la tubería (1). Como la medición de estas variables no causa interferencia entre ellas, la secuencia de ubicación de los medidores es indiferente, pero se recomienda ubicarlos cerca para minimizar el espacio que ocupan el cableado de suministro de energía y los de recolección de señales.

Los sensores para tubería de producción tienen sondas que realizan mediciones hacia el interior de la tubería de producción, tales como probeta ER (6), termómetro (7) y medidores piezoeléctricos de cuarzo (8) por donde se mueven los fluidos producidos y enviados por la bomba de subsuelo o movidos por la energía misma del yacimiento; donde los sensores están conectados electrónicamente en línea de cara al paso de flujo hacia el interior de la tubería de producción. Pero también es posible medir estos mismos parámetros en los fluidos externos, ubicados en el

espacio anular (20), que tienen condiciones hidrodinámicas diferentes, usando sondas orientadas hacia la cara externa de la herramienta con probeta ER (6a), termómetro (7a) y medidores piezoeléctricos de cuarzo (8a); donde los sensores están conectados electrónicamente en línea de cara al subsuelo ubicados en el espacio anular (20) conformados por una probeta ER (6a), termómetro (7a) y medidores piezoeléctricos de cuarzo (8a). Esto es muy útil en caso de no contar con sensores instalados en la sarta de revestimiento de producción que cumplirían esta misma función.

Para que funcionen las sondas, el sensor contiene dentro de la cámara aislada (4), un set de baterías (9) para uso en ambientes difíciles como el fondo de pozo, con carga suficiente para mantener activa la sonda por 5 a 20 años. En la industria petrolera se usan baterías de litio (Tionil Cloruro de Litio – Li-SOCl₂; oxifosfato de cobre - litio), óxido de magnesio – manganeso; monofloruro de carbono – CF_x.

Las señales de las tres sondas de probeta ER (6), termómetro (7), o medidores piezoeléctricos de cuarzo (8), es llevada electrónicamente a un transductor (10) que traduce los pulsos eléctricos a valores para la variable medida: cambio en el flujo de corriente a través del elemento de desgaste o electrodo en la sonda de Resistencia eléctrica que se traduce a tasa de corrosión; un aumento de temperatura es conducente a un aumento de la resistencia eléctrica en la sonda de temperatura y la deflexión o empuje generado en un diafragma se traduce en una medida de la presión. Una vez realizada la medición, los datos pasan a un módulo de conversión (11) que traduce los datos análogos a pulsos acústicos o electromagnéticos que serán transmitidos a superficie a través de la sarta de producción (19) o revestimiento de producción (18).

Otro módulo, emisor – receptor (12), envía la señal codificada a superficie y recibe retroalimentación por la misma vía, bidireccional, efectuando una amplificación de la señal recibida y eliminando el ruido generado por la manipulación de válvulas, cambio en el régimen de flujo, baches de gas, defectos o daños en las unidades de bombeo en fondo, tectonismo.

En superficie, otro transductor emisor – receptor (**16**) conectado al cabezal del pozo (**15**), punto donde la sarta de producción o la de revestimiento conecta con la superficie; convierte la señal codificada a una señal análoga convencional que puede ser enviada a un PLC (Programmable Logic Controller), a un VSD (Variable Speed Driver), registrador de datos (Data Logger) o cualquier otro mecanismo que permita almacenar históricamente tal información, para luego ser descargada o transferida remotamente con mecanismos WiFi, RF (Radio Frequency), microondas, satelital.

La gran mayoría de las herramientas para determinar presión y temperatura requieren que sean emplazadas con sistemas por cable y su duración se limita a algunos meses y es de periodicidad entre 1 mes a 6 meses, esto incrementa los costos en varios miles de dólares con el agravante de que una falla en el registro de datos o la carencia de estos sólo puede determinarse al momento de ser retirada; a diferencia de la nueva invención que entrega la información en tiempo real, si necesidad de ser retirada con posibilidad de recepción de información con periodicidad de 1 segundo o microsegundos.

En ambientes altamente agresivos como altas temperaturas, altas salinidades, presencia de sulfuro de hidrógeno, gas carbónico, bacterias sulfato reductoras, ácidos orgánicos, las tendencias corrosivas son tan fuertes, que es posible un daño grave en la integridad del pozo en algunos meses con la consecuente pérdida de millones de dólares en una sola inversión. Mediciones en tiempo real permiten determinar si el programa de control químico de la corrosión es efectivo o si la metalurgia seleccionada cumple los parámetros de resistencia buscados. Un mecanismo de medición en tiempo real elimina tal incertidumbre y facilita el control de la corrosión.

No implica gastos adicionales de instalación debido a que ésta se efectúa durante la fase obligada de completamiento del pozo e instalación de la tubería de producción.

Es un mecanismo redundante donde se pueden desplegar muchas herramientas que permiten modelar la tendencia corrosiva con múltiples puntos de retroalimentación de datos. La carencia o daño de algunas de las instaladas no afecta significativamente el resultado final.

Se puede acoplar a sistemas de transferencia remota de datos para un permanente seguimiento.

- 5 No inhabilita el conducto interno de la tubería de producción y se pueden seguir realizando registros, ajuste de bombas y demás trabajos con mecanismos de cable eléctrica (wireline), guaya delgada (slickline) o tubería enrollada (coiled tubing).

- 10 Las probetas ER, Resistencia Eléctrica, ofrecen una muy estimación de la tasa corrosiva en flujo multifásico, con agua libre, gas libre, salmueras, emulsiones u otras sustancias presentes.