

EFFECTOS DE LA CORROSIÓN EN POZOS DESVIADOS PRODUCTORES DE GAS

Ing. Matías José Martino / Ing. Pablo Ríos Garcés

Superior Energy Services, matias.martino@superiorenergy.com

Superior Energy Services, pablo.garces@superiorenergy.com

Sinopsis

Este estudio se focalizó en investigar los impactos de la corrosión en pozos desviados destinados a la producción de gas. Para tal fin, se empleó una herramienta Multifinger con el propósito de evaluar la corrosión interna en la tubería de revestimiento de los pozos.

Los resultados revelaron que aquellos pozos con trayectorias en forma de "S" exhibían concentraciones significativamente mayores de corrosión en el lado inferior de la tubería, atribuibles al flujo estratificado de agua y gas en estas secciones, donde el pozo presenta desviaciones considerables respecto a la línea vertical.

Se identificaron ciertas limitaciones y errores asociados al uso de la herramienta Multifinger; como por ejemplo, una resolución circunferencial limitada, lo cual implicaba la evaluación de aproximadamente un 21% del área interna del tubo en estos casos. No obstante, a pesar de esta restricción, se confirmó la utilidad de dicha herramienta para la detección de procesos corrosivos localizados.

Se enfatizó la importancia del mantenimiento adecuado de los palpadores empleados en la herramienta para garantizar mediciones precisas. El desgaste y la deformación de los palpadores pueden afectar la capacidad de detectar defectos pequeños y precisos.

Asimismo, se abordó el efecto rotacional que se presenta durante el proceso de descenso y ascenso en el pozo, atribuible al sistema de adquisición utilizado (Wireline). Este fenómeno podría generar interpretaciones erróneas de las mediciones si no se tiene en cuenta de manera adecuada.

El fenómeno responsable principalmente de la corrosión observada fue atribuido a la presencia de CO₂ y agua en el fluido de producción. El mismo se canaliza por la parte inferior del tubular en el tramo inclinado de los pozos, generando de esta manera, efectos electroquímicos que dañan el metal.

This study aimed to analyze the effects of corrosion in deviated gas-producing wells. A multifinger tool was used to evaluate internal corrosion in the well isolation casing. The results showed that wells with an "S" trajectory had higher concentrations of corrosion on the lower side of the tubing due to stratified flow of water and gas in these sections where the well deviates significantly from vertical.

It was found that the multifinger tool had limitations and errors, such as limited circumferential resolution, which meant that only approximately 22% of the internal perimeter of the tubular was evaluated for these cases. However, despite this limitation, it was demonstrated that this tool is useful for detecting localized corrosive processes.

The importance of proper maintenance of the probes used in the tool to obtain accurate measurements was highlighted. Wear and deformation of the fingertips affect their ability to measure small and precise defects.

Furthermore, mention is made of the rotational effect that occurs during descent and ascent within the well due to Wireline acquisition system. This effect could lead to errors in measurement interpretations if not properly considered.

The main phenomenon responsible for observed corrosion was attributed to CO₂ and water presence which channels through the lower part of the tubular. This leads to electrochemical effects that damage metal.

Introducción

Tal como anticipamos, el objetivo de este trabajo es presentar la experiencia y los resultados obtenidos a través de las evaluaciones de integridad de las cañerías de aislación de pozos productores de gas, mediante registros con una herramienta de contacto Multifinger registrado con una unidad de Wireline.

En cuanto a la geometría de los pozos de este estudio, los mismos presentan una trayectoria del tipo “S”. Es decir, comienzan con un recorrido vertical, luego pasan por un tramo con desviación (de entre 15° a 35° aproximadamente) para volver, finalmente, sobre la vertical y terminar de dicha manera en la zona productiva (figura 1a). Si bien esta configuración de pozo se utiliza por diversos motivos, en general, suele aplicarse para la perforación de varios pozos en una misma locación (figura 1b).

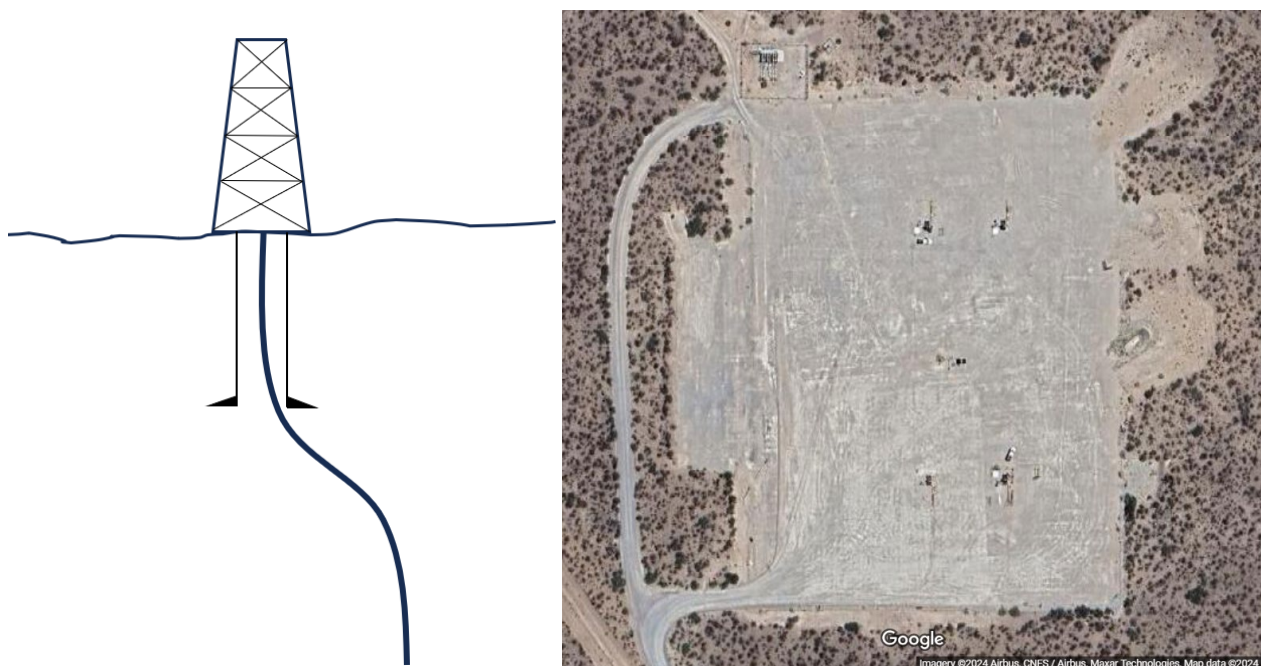


Figura 1 a) Pozo con trayectoria tipo “S” - Figura 1 b) Imagen satelital de 4 pozos (Google maps)

En su mayoría, los pozos del yacimiento en estudio llevan, desde su perforación, entre tres y cuatro años produciendo una mezcla de gas, agua y CO₂. La producción fluye hacia la superficie directamente a través de la cañería de aislación (casing de 4 ½” y 13,5 lb/ft). La combinación de los fluidos de producción es la responsable de que, más tarde o más temprano, se produzca la degradación del metal de los tubulares de los pozos mediante procesos corrosivos. De este modo, la corrosión evoluciona a roturas con pérdida de integridad de sus paredes.

La herramienta de medición

Para evaluar el estado de los tubulares de aislación se realizaron registros con la combinación de dos herramientas: la Multifinger Imaging Tool (MIT) -que mide los radios internos de las cañerías a partir del movimiento relativo de sus “dedos” que copian la forma interior por contacto directo con su pared- y la Magnetic Thickness Tool (MTT) -que mide espesores en cada profundidad a través de la comparación del desfase sufrido por la señal electromagnética difundida por las paredes de las cañerías-.

El desarrollo de este documento se concentra únicamente en las mediciones realizadas por la MIT debido a que, en todos los casos, la corrosión encontrada fue en la cara interna de los tubulares y nunca en la cara externa.

La MIT utilizada es una herramienta de 2 ¾" (aproximadamente, 70 mm) de diámetro y cuenta con cuarenta "dedos" palpadores. Con el fin de comprender el alcance de las mediciones realizadas al momento de analizar los datos obtenidos, se debe tener claridad sobre los siguientes ítems: principio de funcionamiento, limitaciones de la herramienta y el método utilizado para el registro dentro de los pozos.

En la figura 2 se muestra un corte longitudinal de la MIT en la sección de los sensores de medición para explicar su funcionamiento. La apertura/cierre de los "dedos" palpadores sobre el pivót se convierte en un movimiento lineal de los actuadores magnéticos solidarios a cada uno. Estos actuadores cambian la relación de impedancias de sus bobinas sensoras. Los sensores están compuestos por bobinas divididas en mitades y, al moverse el actuador dentro de las mismas, cambia la relación de impedancias entre ellas. Esta relación de impedancias es convertida en una señal eléctrica que es procesada y digitalizada para presentar una lectura del radio interno de la cañería.

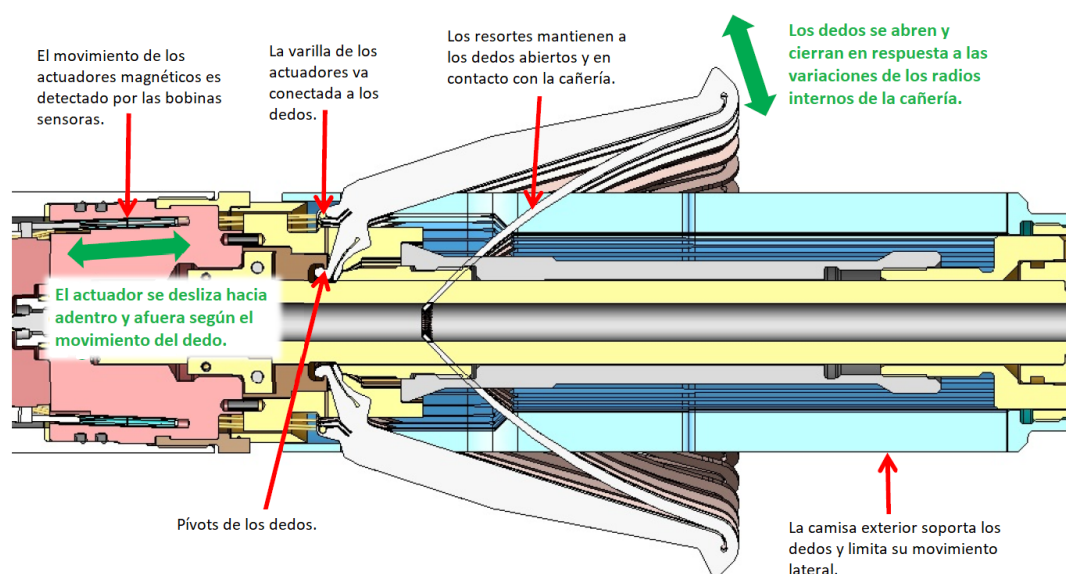


Figura 2. Corte longitudinal de la sección de sensores de la MIT. (Sondex GE - Baker Hughes)

Con el objetivo de entender las limitaciones, describiremos las distintas resoluciones de esta herramienta. Estas son: radial, circunferencial y vertical.

La **resolución radial** de los palpadores alude al mínimo cambio de radio medible. En el caso de la MIT de 2 ¾" con el kit de "dedos" regular (apertura máxima para medir diámetros de 7" – 177,8 mm) la resolución es de 0,038 mm y la precisión de la medición es de 0,508 mm. Estas características permiten ver diferencias muy sutiles dentro del caño en casos ideales.

Tanto para mantener la resolución como la precisión radial es importante tener en cuenta algunos aspectos operativos y de mantenimiento que pueden afectar las mediciones.

En lo que se refiere a aspectos operativos, se deben tener en cuenta dos cuestiones: por un lado, la importancia de la calibración de cada "dedo" palpador previo a cada intervención en un pozo. Y, por el otro, la compensación por temperatura.

El proceso de calibración consiste en ajustar la respuesta de los sensores de la herramienta a un calibrador con varios anillos de diámetros patrones. Esta calibración tiene incidencia directa sobre la exactitud de las mediciones. En la figura 3 puede observarse el calibrador con los anillos de diámetros conocidos montado sobre los sensores de la herramienta.

En cuanto a la compensación por temperatura, se trata de ajustes automáticos en el software que aplican sobre los valores de los radios medidos por cada “dedo”, para contrarrestar los efectos no lineales que provocan las variaciones de temperatura sobre las bobinas sensoras. Esta compensación se lleva a cabo mediante la utilización de un archivo de calibración maestro, el cual es proporcionado por el fabricante de la herramienta. La aplicación de la compensación por temperatura y el uso del archivo de calibración correcto para la herramienta es esencial para mantener la precisión de las mediciones a lo largo de toda la longitud del pozo.



Figura 3. Calibrador montado sobre los fingers de la MIT. (Sondex GE- Baker Hughes)

Además de las calibraciones es muy importante el buen mantenimiento de los palpadores para mantener la resolución radial de la herramienta. Los palpadores están recubiertos por una película de berilio de cobre, utilizada para mejorar su característica de dureza y resistencia superficial, la cual se desgasta con el uso.

Cuando el recubrimiento se desgasta, la abrasión impacta en mayor medida en los palpadores y puede, si no se cambian a tiempo los sensores, devenir indefectiblemente en un error de medición. Si bien parece una obviedad mencionar el hecho que lo ideal es que estos palpadores se encuentren en perfecto estado, lo real es que el desgaste existe en mayor o menor medida. En este contexto, es fundamental la calibración (Figura 3) previo a cada registro para asegurar una compensación por cualquier desgaste sufrido por los palpadores entre operaciones consecutivas.

Además de lo mencionado, cabe destacar que al sufrir desgaste, los palpadores también pierden su forma puntiaguda, cuya función es penetrar y copiar los defectos para medirlos de manera precisa sin que se produzcan enganches. El desgaste va a producir redondeo de esta punta haciendo que los defectos más pequeños no puedan ser medidos. En la figura 4 se observa la forma de un palpador en buen estado.



Figura 4. Perfil de un palpador en uso en buen estado.

La segunda resolución es la **circunferencial**, que es la distancia entre cada “dedo” palpador. Esta distribución equidistante de los “dedos” cubre una porción del total del perímetro interior del tubular. En el caso de la MIT de cuarenta “dedos”, la distancia para el menor diámetro medible ($2\frac{3}{4}$ ” – 69,9 mm), es de 5,6 mm, pudiendo llegar hasta 14,0 mm en el caso del máximo diámetro medible (7” – 177,8 mm).

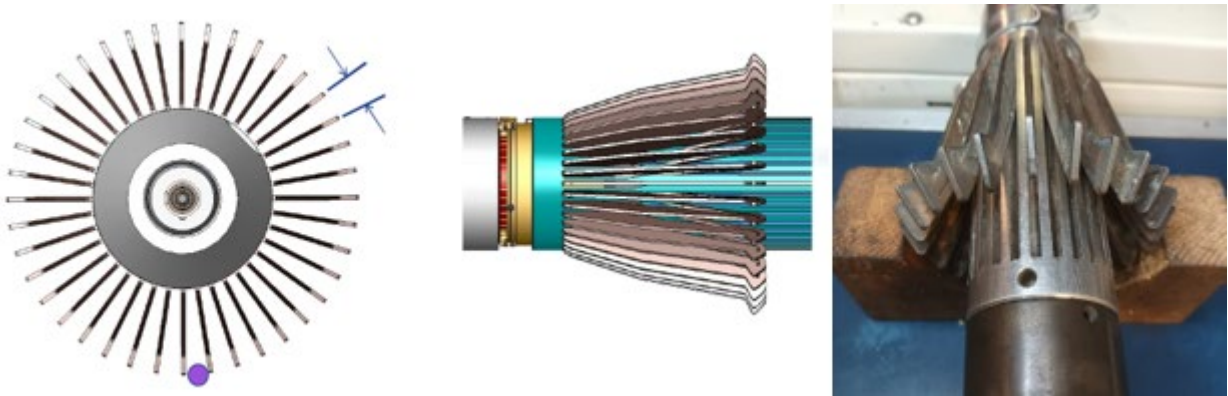


Figura 5. Distribución de los palpadores de la herramienta, diferentes vistas. (Sondex GE - Baker Hughes)

En los pozos estudiados, su tubería de revestimiento tiene un OD (diámetro externo) nominal de 114,30 mm y un ID (diámetro interno) nominal de 99,57 mm. El espesor nominal del caño es de 7,37 mm.

Teniendo en cuenta las tolerancias informadas por el fabricante, el OD podría variar entre el -0,5 % y el 1 %, así como el espesor podría variar hasta en un -12,5 % (TENARIS, Revisión 03 - Julio 2007). Con estas tolerancias, el ID podría variar entre 98,99 mm y 102,55 mm.

Si se tiene en cuenta el diámetro interno nominal de 99,57 mm, la distancia entre el centro de contacto de cada palpador es de 7,82 mm. Este valor se obtiene de dividir el perímetro interno de la circunferencia en cuarenta partes iguales. Por otro lado, el espesor de cada “dedo” es de 1,63 mm (Figura 6b). Multiplicando ese espesor por cuarenta, se cubren 65,20 mm de los 312,65 mm que tiene la circunferencia. Esto es, en porcentaje y para el diámetro nominal, el 20,85 % del total del perímetro interior del tubular. Si se extienden estos simples cálculos a los diámetros interiores mínimo y máximo según la tolerancia, el porcentaje de área relevada va de 20,24 % a 20,97 %.

Hasta aquí se han considerado tubulares con sus diámetros nominales conservados dentro de las tolerancias permitidas. En realidad, se debe tener en cuenta que desde que cada caño sale de la línea de producción de la fábrica, comienza su proceso de corrosión. Este proceso se intensifica en un ambiente naturalmente corrosivo como el que presentan los fluidos de producción. De modo que, al medir cañerías que llevan varios años instaladas en los pozos y expuestas a fluidos de producción, resulta difícil predecir de manera certera el porcentaje de área cubierta durante un registro de medición. Sin embargo, el análisis anterior es útil para tener una buena noción del escenario real al momento de realizar un registro.



Figura 6. a) Perfil de un palpador en buen estado — b) Espesor del palpador

En resumen, con la herramienta utilizada, en general, no se cubre más del 21% del área total interna de las cañerías, en franjas de 1,63 mm distribuidas de manera equidistante según se puede observar en la Figura 7. Por lo tanto, es fácil deducir que aproximadamente un 79% del interior de los tubulares no está siendo evaluado.



Figura 7. Distribución equidistante de los palpadores en una circunferencia semejante a la del tubular.

Sin embargo, hay que considerar también que los fenómenos de corrosión en su mayoría no son aislados, sino que tienden a ser agrupados. Por este motivo, por ejemplo, en el caso de las picaduras (pittings), aunque se presentan de manera localizada y aparecen en zonas relativamente pequeñas, aun así, son perfectamente detectables con este método de evaluación (figura 8, figura 9 y figura 10).

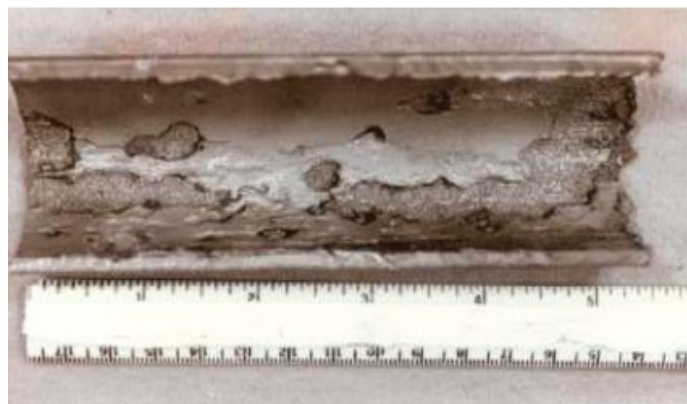


Figura 8. Corrosión por CO2 (Rosas 2019)



Figura 9. Corrosión por picadura (PAE, 2007)



Figura 10. Erosión corrosión CO₂ (PAE 2007)

Tras analizar la resolución circunferencial de la herramienta de medición y sabiendo que es un método efectivo para medir el nivel de corrosión interior presente en una cañería, no se puede obviar la existencia de la incertidumbre que genera la evaluación. En caso de daños puntuales de poco tamaño, la anomalía podría ser no detectada al quedar posicionada entre dos “dedos” adyacentes.

De todos modos, en los casos estudiados, al tratarse de un fenómeno que se extiende a lo largo de varios metros de cañería, la medición es aceptable para caracterizar el estado general del pozo.

En definitiva, a pesar de evaluar sólo una porción del interior del tubular, el método permite detectar estos procesos corrosivos de índole crónica y el registro obtenido demuestra ser de gran utilidad.

Por último, la **resolución vertical** de la herramienta de medición se define como el mínimo intervalo vertical medible y depende de manera directa de la tasa de muestreo (a mayor tasa, mayor resolución) y de la velocidad de corrida del registro (a menor velocidad, mayor resolución). Para una operación estándar, con una tasa de adquisición de 50 muestras por segundo y una velocidad de registro de 9 metros por minuto, se obtiene una resolución vertical de 3 mm.

La unidad de wireline y el cable

Finalmente, es importante entender el funcionamiento del sistema utilizado para desplazar la herramienta dentro de cada pozo y obtener los registros, los mismos se realizan bajando y subiendo la herramienta con una unidad Wireline. Se trata de un camión equipado con: un sistema de adquisición de datos, un sistema de medición de profundidad y un carretel provisto con un cable electromecánico monoconductor que sostiene las sondas de pozo que registran los datos. Este cable se conforma por un juego de dos capas de armaduras de acero, un aislante y un conductor de cobre que permiten la transmisión de datos recogidos por las sondas al sistema de adquisición de superficie y en tiempo real (Figura 11).



Figura 11. Composición del cable monoconductor en unidades de Wireline (Quality Wireline Catalog 2020).

La forma en la que está diseñado y fabricado el cable con las hebras de las armaduras interna y externa formando helicoides contrapuestos, hace que a medida que el cable y las herramientas conectadas a su extremo bajan dentro del pozo, vayan girando en un sentido y luego al sacarlos, giran en el sentido opuesto. Es por este efecto de rotación dentro de los pozos que, en el caso de existir un defecto longitudinal, en alguna instancia de

esa rotación, alguno de los “dedos” lo pueda copiar y registrar. Esta rotación no es lineal ya que depende de varios factores como la desviación del pozo, la profundidad, la cantidad de uso del cable, la fricción que experimenta la herramienta contra las paredes de la cañería, la tensión del cable, la presión del pozo, el fluido presente, el peso de la herramienta, etcétera. De modo que es muy difícil predecir con certeza este comportamiento. Sin embargo, a modo de ejemplo, en la zona de interés de uno de los pozos registrados, se observa una rotación completa (giro de 360° de la herramienta) en 12 metros de longitud del pozo (figura 12)

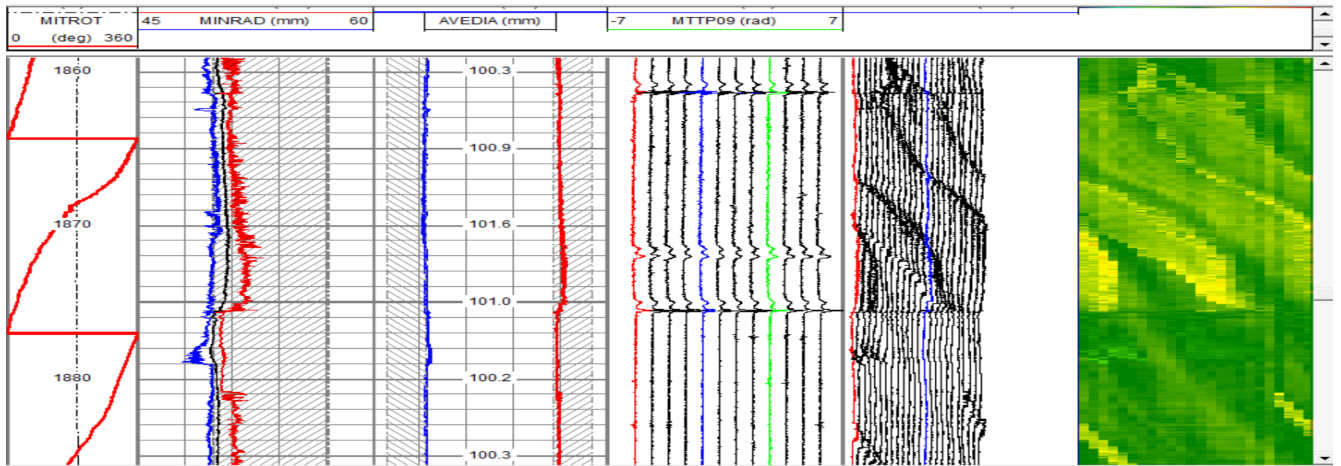


Figura 12. Rotación de la herramienta dentro del pozo.(Captura WARRIOR)

Como se puede observar en la figura 12, estas penetraciones pueden ser fácilmente apreciadas. A primera vista, se observa un defecto en forma de helicoide; sin embargo, no es lo que parece. La realidad es que lo que rotó fue la herramienta mientras registraba subiendo llevando a errores de interpretación.

Mediante un par de sensores auxiliares incorporados en la herramienta, que son un inclinómetro y un medidor de rotación relativa, se puede compensar este efecto de la rotación para orientar los radios medidos tomando como referencia el lado alto del pozo, siempre que exista un mínimo de inclinación.

En las figuras 13a y 13b pueden observarse las imágenes en tres dimensiones generadas a partir de la información registrada en un pozo típico. En la imagen de la izquierda (Figura 13a) se muestra el registro del tubular sin orientar tal cual es registrado; en cambio a la derecha (Figura 13b), se puede ver el mismo registro orientado. El punto blanco que se observa en la imagen es el lado más alto del pozo y el punto azul indica la posición del “dedo” número uno de la MIT.

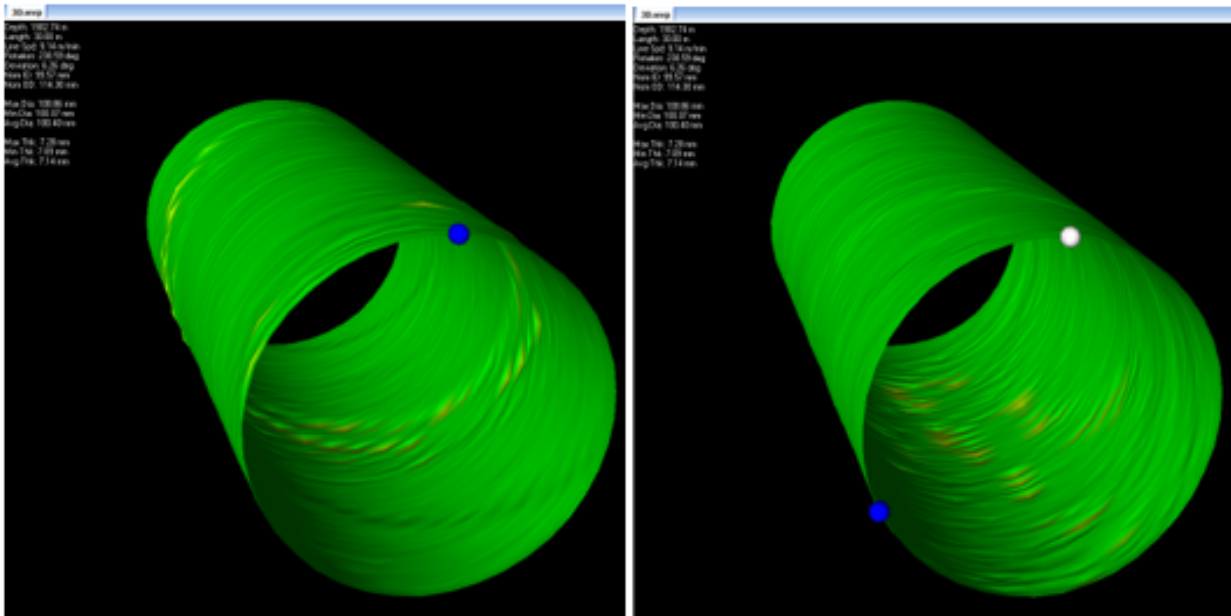


Figura 13 a) Imagen 3D sin corrección del lado alto. (Captura WIVA) b) Imagen 3D con corrección del lado alto (Captura WIVA)

La imagen se puede visualizar con o sin la corrección de orientación, pero a la hora de analizar la información, la diferencia es evidente y las conclusiones, muy distintas en pos de investigar las posibles causas de la corrosión existente en los pozos.

Estos sensores adicionales son de mucha utilidad, pero es importante aclarar las limitaciones informadas por el fabricante tanto para el inclinómetro como para el sensor de rotación relativa. En el caso del medidor de inclinación, es confiable para desviaciones de entre 0 y 70 grados. Para la rotación relativa el intervalo de confiabilidad está demarcado entre 5 y 175 grados (MN-MIT037 - GE Oil and Gas, 2012).

En valores de inclinación cercanos a la vertical (entre 0 y 10 grados de inclinación), la rotación relativa puede variar bruscamente, ya que un cambio pequeño puede hacer que esta rotación relativa cambie hasta 180 grados repentinamente. En este punto, se sugiere ser cuidadoso a la hora de analizar los datos de orientación respecto al lado alto del pozo con inclinaciones menores a 10 grados.

El registro de corrosión

Para realizar el registro, la herramienta MIT se baja dentro del pozo con sus “dedos” cerrados hasta la profundidad máxima desde la cual se iniciará la medición. Una vez alcanzada esta profundidad, se abren los palpadores para que hagan contacto con las paredes de la cañería y se comienza a subir la herramienta para registrar los radios medidos por cada “dedo”. Sumando los radios opuestos, se pueden obtener los diámetros. En el caso de la herramienta de cuarenta “dedos”, se obtienen veinte diámetros que cubren toda la circunferencia.

A partir de los valores obtenidos, es posible realizar varios análisis, pero el más básico y fundamental consiste en comparar esos radios registrados con el radio nominal de la cañería. Luego, con esta comparación y teniendo en cuenta el espesor de la cañería registrada, se calculan las penetraciones sobre las paredes de ese tubular. Sin dudas, mientras más penetración se encuentre sobre el espesor, más comprometida estará la integridad de esa cañería.

En la figura 14 puede verse la presentación habitual de uno de los registros obtenidos. De izquierda a derecha, en el segundo track se encuentran las curvas de los radios máximo, mínimo y promedio de los cuarenta “dedos”. En el tercer track se pueden apreciar el diámetro máximo y el diámetro mínimo medido para cada profundidad. El cuarto track se corresponde a las lecturas de la MTT. Por último, en el quinto y sexto track se presentan las curvas de radios medidos por cada uno de los palpadores, en una escala cuantitativa y cualitativa (mapa de

colores porcentual, a medida que se acerca al rojo representa un radio medido por encima del nominal; a medida que se acerca al azul representa un radio que está por debajo del nominal siendo el verde el valor nominal).

La porción de registro presentada en la figura 14, en un tramo vertical del pozo, muestra una cañería que mantiene su integridad y en la que no se observan penetraciones significativas que lleven a cuestionar la integridad del tubular.

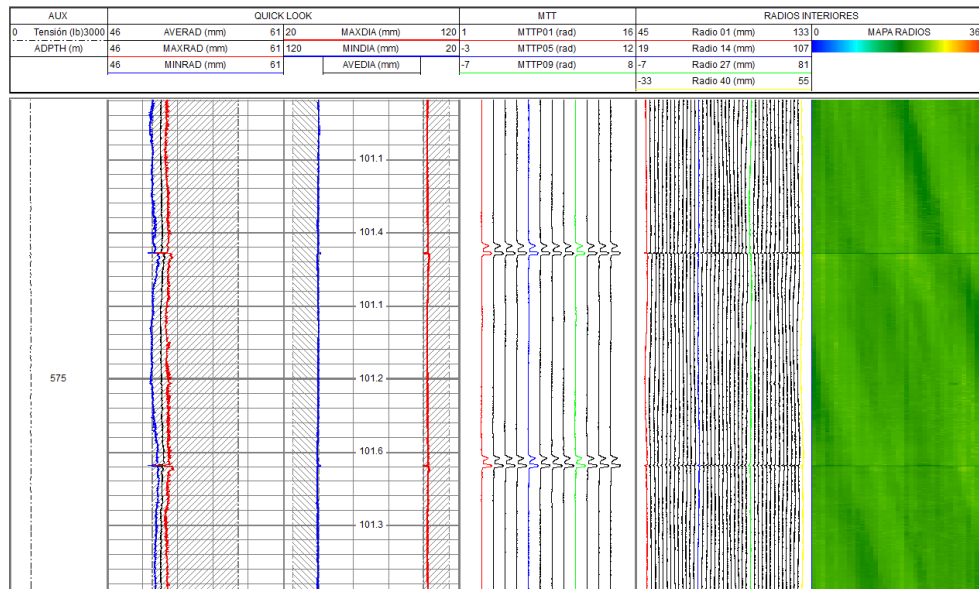


Figura 14. Registro de Integridad de la Cañería en la zona vertical con cañería en buen estado.(Captura WARRIOR)

En cambio, en la figura 15 se puede observar un tramo de registro del mismo pozo algunos metros más abajo -donde se da la máxima desviación (alrededor de 25°)- que presenta penetraciones considerables agrupadas sobre una franja de la cañería que da lugar a un daño longitudinal.

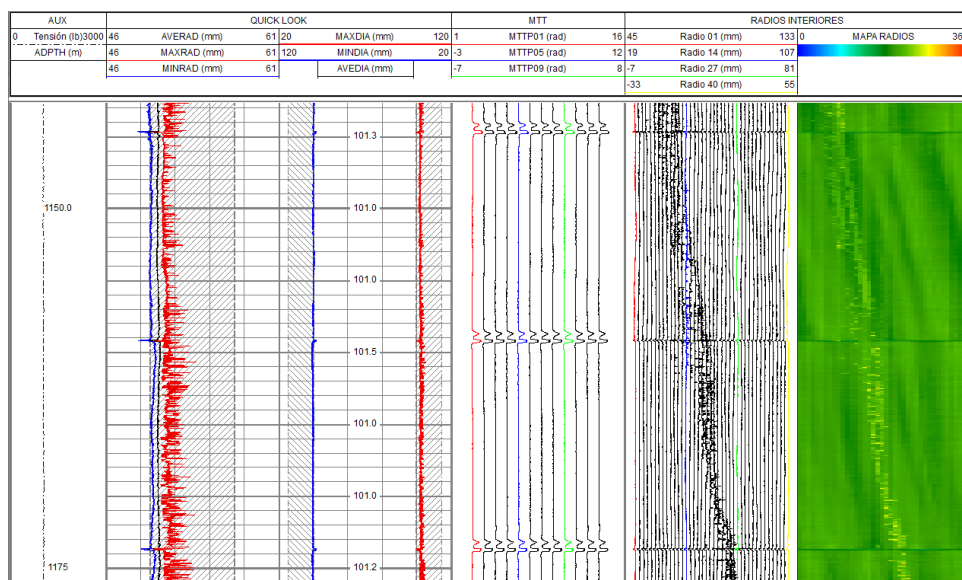


Figura 15. Registro de Integridad de la Cañería en la zona de máxima desviación con daño longitudinal.(Captura WARRIOR)

A fin de visualizar la relación entre daño y la desviación del pozo se presenta el perfil en una escala de 1:7500 (figura 16). En el primer track puede observarse la desviación entre 0 y 30°; en el segundo track, el mapa de radios con los “dedos” superpuestos y por último, en el tercer track están los radios máximos mínimos y

promedios. Es evidente cómo se intensifican las penetraciones encontradas en los tramos desviados del pozo. Hay una clara correlación entre el daño longitudinal y la desviación respecto de la línea vertical del pozo.

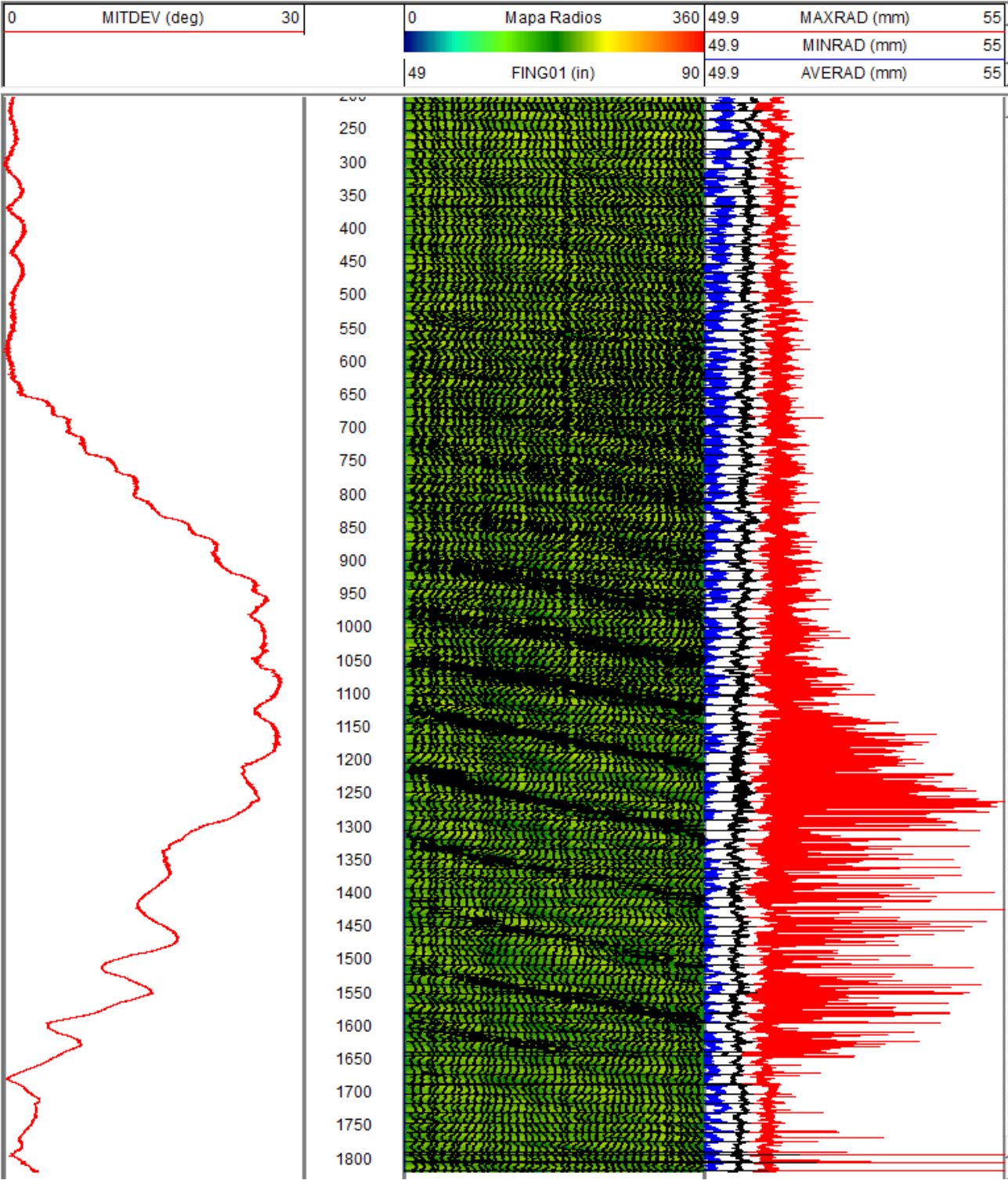


Figura 16. Perfil escala 1:7500 que muestra la correlación entre el daño (penetración) y la desviación.(Captura WARRIOR)

Las causas del deterioro de las cañerías

Tras comprender las características de la medición y entendiendo la correlación entre las penetraciones y la mayor desviación, el siguiente paso es concentrarse en el fenómeno que da lugar a estos defectos longitudinales. Según se desprende de los registros obtenidos, estos defectos se hallan siempre en la parte baja del tubular en el pozo.

El proceso químico asociado a la corrosión de los tubulares de acero se atribuye a la presencia de dióxido de carbono (CO_2). El mismo está influenciado por una serie de parámetros: ambientales, físicos y variables metalúrgicas.

Entre los parámetros más significativos que inciden en la corrosión inducida por CO_2 se encuentran:

- La composición del fluido, que abarca la química del agua presente, el pH, la mojabilidad del agua, las características de los hidrocarburos y las relaciones entre fases.
- El contenido porcentual de CO_2 y H_2S .
- La temperatura.
- La superficie del acero, incluyendo la morfología de la película de corrosión, así como la presencia de parafinas y asfaltenos.
- La hidrodinámica del fluido.
- La composición química del acero.
- La velocidad del flujo.
- La presión presente dentro del tubular.

Todos estos parámetros son interdependientes y pueden interactuar de diversas maneras ejerciendo influencia en el fenómeno de corrosión por CO_2 .

En estos casos, la corrosión se manifiesta debido a la presencia de CO_2 en la composición de los gases de producción, manifestándose cuando el agua está presente en el sistema y entra en contacto con la superficie del acero. Es importante destacar que el tipo de flujo ejerce un efecto significativo sobre la corrosión por CO_2 , no sólo en términos de contenido líquido, sino también en cuanto al régimen de flujo. En fases múltiples, el régimen de flujo determinará si el agua moja la superficie del acero, incrementando así el riesgo de corrosión.

En el contexto de los pozos evaluados, en los que la trayectoria presenta una configuración en forma de "S", se observa un comportamiento diferencial del fluido a lo largo de la cañería. En el tramo vertical, el fluido viaja en compañía del gas en forma de niebla. Sin embargo, en el tramo inclinado, se produce una estratificación del flujo, con el agua ubicada en la parte inferior de la cañería, entrando en contacto con el acero, mientras que el gas viaja por encima de la misma.

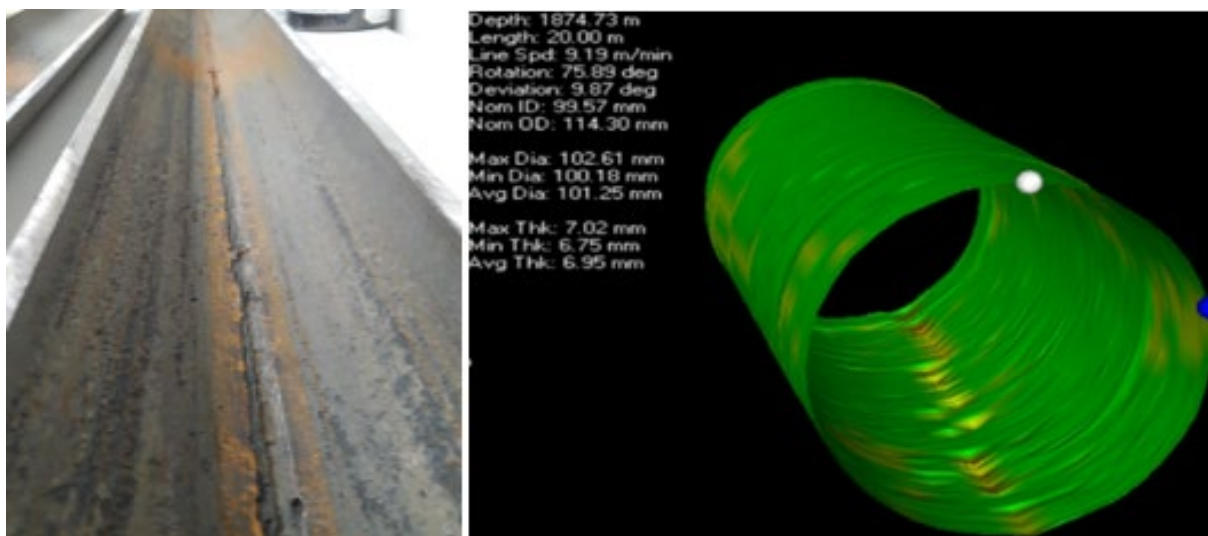


Figura 17 a) Daño en la parte baja de un tubular recuperado(YPF). -b) Imagen 3D a partir del registro del pozo(Captura WIVA).

Es debido a este fenómeno que la corrosión se manifiesta principalmente en el lado inferior del pozo, y en particular en la sección inclinada, como se ilustra en las figuras 17a y 17b. El potencial electroquímico del proceso corrosivo se concentra en la parte inferior, lo cual provoca un daño notable y reduce significativamente la vida útil del pozo en estas condiciones.

Conclusiones

La experiencia adquirida en este yacimiento en la evaluación de los pozos mediante esta tecnología ha permitido, a pesar de las incertidumbres presentadas, demostrar la eficacia de este método de diagnóstico y medición. Además, se destaca la importancia de considerar sensores adicionales que faciliten la referencia de la posición relativa de la herramienta con respecto al lado superior del pozo, lo cual es crucial para una interpretación precisa de los resultados.

La evaluación es fundamental para comprender los fenómenos que afectan la integridad del pozo, lo que permite mitigar sus efectos y tomar decisiones de manera oportuna para extender su vida útil. Es esencial evitar situaciones como la ilustrada en la figura 18, donde el pozo debió ser abandonado antes de agotar su potencial productivo. Gracias al corte, se observa que las paredes del caño que se recuperó del pozo no muestran pérdida de metal en su espesor. En la parte inferior se concentra la mayor pérdida de metal (en forma lineal). Este proceso corrosivo continuo sobre la parte baja del tubular llevó en un tiempo menor al esperado a una pérdida de integridad del tubular.

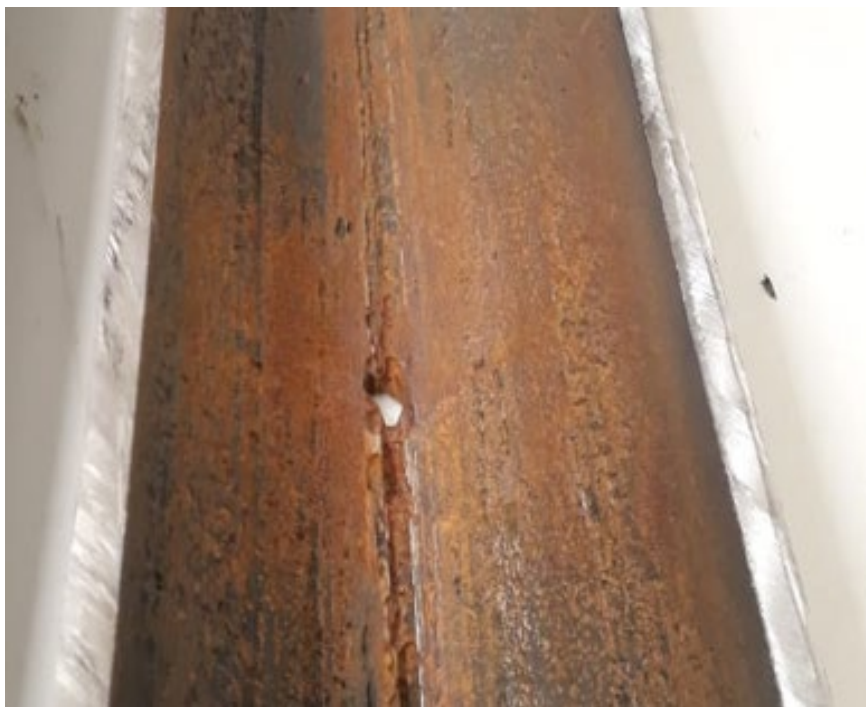


Figura 18. Imagen del tubular con penetración del 100%.(YPF)

La evaluación y el monitoreo continuo de estos pozos son cruciales para extender su vida útil y aprovechar al máximo su potencial de producción. La interpretación precisa de los datos obtenidos es fundamental para el seguimiento y la evolución de este fenómeno corrosivo, permitiendo tomar las acciones necesarias antes de recurrir a medidas de remediación forzadas..

Mediante una intervención en modo rigless de aproximadamente diez o doce horas con una unidad de Wireline (o slickline en modo memoria), e incluso sin necesidad de detener la producción del pozo, es posible obtener un registro para evaluar la condición de la cañería y tomar decisiones basadas en las penetraciones máximas

observadas. Si estos registros, además, se repiten en el tiempo, de manera de seguir la evolución de cada pozo, se podrán tomar decisiones fundamentadas que acompañen la continuidad productiva.

Agradecimientos

Los autores desean agradecer a Pablo Raffin, Desiree Quinteros y Carla Barbuto por las sugerencias y contribuciones a este trabajo.

Bibliografía

MN-MIT037 - Multifinger imaging tool (40-Finger, 2 3/4", Ultrawire TM) General Electric oil and Gas 2012.

MN-MTT002-E - Magnetic Thickness Tool (1 11/16" Body Diameter) General Electric oil and Gas 2010.

MN-WIPER-E - Well Integrity Processing Evaluation & Reporting (Software Manual) General Electric oil and Gas 2010.

Manual de Uso de Casing y Tubing - Tenaris 2007.

Corrosión en tuberías de revestimiento (TESIS) Miguel Ángel Hernández Nava 2019.

Manual de producción PAE Argentina. Pan American Energy (2007)

Warrior 8.0 FOM - Scientific Data Systems, Inc.

Sondex WIVA (Well Integrity Visual Analysis) - Sondex GE Baker Hughes.

CV RESUMEN

Matías José Martino

MBA

2024 - cursando en *UCEMA*.

Ingeniero en electrónica

1997– 2003 UTN Fac. Reg. Córdoba

High School (USA)

1995–1996 *West Aurora High School*, Illinois (USA).

Superior Energy Services

2023 Ingeniero de integridad. Evaluación de nuevas tecnologías.

2018 ingeniero de campo Cased Hole.

Baker Hughes

2007 - 2018 ingeniero de campo Open hole/cased hole.

Entrenamientos en TX 2007, 2012, 2016 y 2018 y Dubái 2014.

Siemens

2005 - 2007 Soporte técnico de equipos de fibra óptica. Instructor en Múnich training center en Alemania.

CV RESUMEN

Pablo Gabriel Ríos Garcés

Ingeniero electrónico

UNCo – Universidad Nacional del Comahue - Facultad de Ingeniería

Superior Energy Services

(2022 – Actualidad) Ingeniero de Distrito Oeste WL.

(2019 – 2022) Coordinador de Operaciones WL.

Baker Hughes

2017 - 2019 Ingeniero de campo WL Open Hole/Cased Hole.

Copgo GE Oil & Gas

2011 - 2017 Ingeniero de campo WL Cased Hole.

Copgo Wood Group

2008 - 2011 Ingeniero de campo WL Cased Hole.

DeltaP

2007 - 2008 Asistente Técnico, diseño de software y edición de registros PLT.