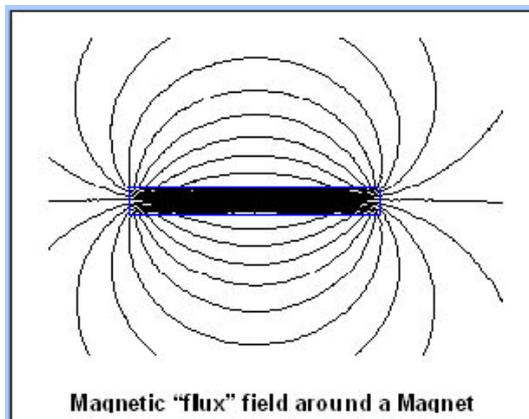


La detección de desgaste de tubería en pozos petroleros utilizando pérdida de flujo magnético

Muchos métodos se han desarrollado y utilizado para la inspección de tubos de pozo de petróleo de servicio para encontrar desgaste, corrosión y fracturas. Uno de los más antiguos, más rápido, y por lo tanto más utilizada, es pérdida de flujo magnético (MFL). Este artículo le dará una breve descripción de MFL y cómo puede ser utilizado para inspeccionar tuberías en pozos petroleros.

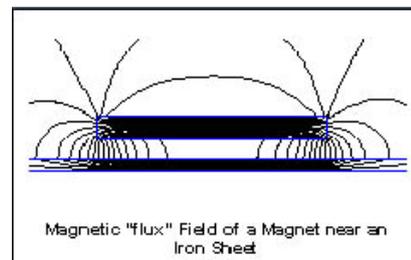
Magnetismo y Fundamentos MFL

Una comprensión de MFL y cómo se puede utilizar en sistemas de inspección requiere un conocimiento básico del magnetismo, flujo y permeabilidad. El primer paso en la comprensión MFL está examinando el campo magnético generado por un imán o un electroimán. El diagrama anterior muestra el campo magnético producido por un imán de barra común (rectángulo azul). Cada imán está formado por dos polos referido como norte y sur, respectivamente (los extremos estrechos del imán en el diagrama de la derecha). Las líneas imaginarias en el diagrama son conocidos como líneas de flujo y se utilizan para mostrar tanto la fuerza y la dirección del campo magnético. Cuanto más cerca de la separación de las líneas de flujo se correlaciona a un campo magnético relativamente fuerte y es referido como la densidad de flujo. Un experimento sencillo común de Visualiza un campo magnético es el uso de limaduras de hierro (un material magnético), asperjan sobre un hoja de papel (material no magnético) que cubren un imán.



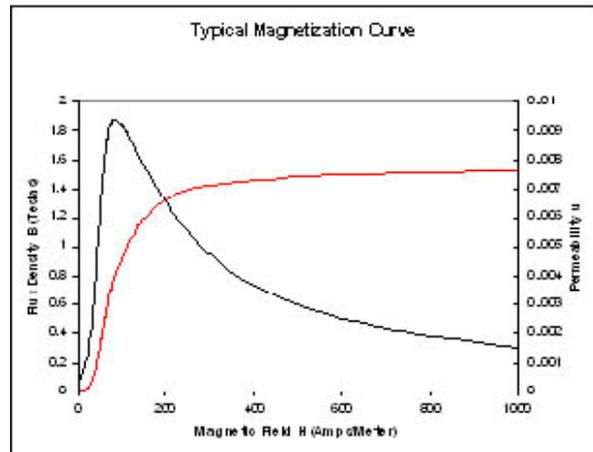
El flujo magnético prefiere viajar a través de algunos materiales (ferromagnético: hierro, níquel, cobalto, etc.) más que otros (aire de vacío, aluminio, cobre, etc.) Esto se puede ver en el siguiente diagrama de la clase misma barra magnética colocada a una chapa de hierro.

La mayoría de las líneas de flujo lateral cerca de fluir a través de la lámina de hierro, así como un número de las líneas de flujo desde el otro lado del imán.

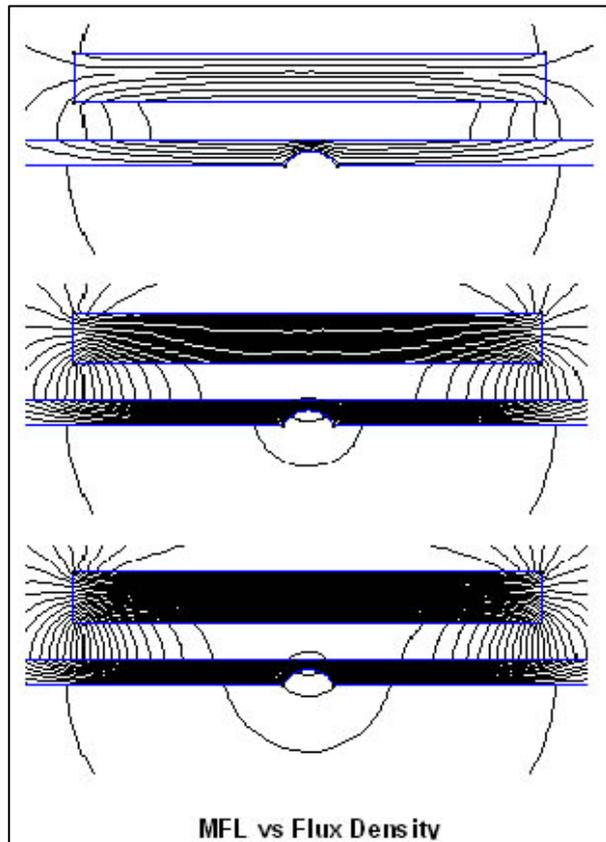


La preferencia del campo magnético a pasar a través de la hoja de hierro ferromagnético no es una constante y tiende a disminuir para valores más altos de densidad de flujo. Una magnetización o la curva BH se utiliza comúnmente para mostrar esta relación, como se muestra por la línea roja en el gráfico de la derecha. La proporción de densidad de flujo a la intensidad de campo en cualquier punto dado se

conoce como la permeabilidad μ_r del material y es la medida de la capacidad de flujo magnético a impregnar un material magnético tal como se muestra por la línea de negro. El eje horizontal "H" representa el campo magnético aplicado y el eje vertical "B" representa la densidad de flujo inducido en el material respectivo. La preferencia por el flujo magnético viajar a través de un material ferromagnético no es constante sino que cambia con la fuerza del campo magnético.



Los materiales no magnéticos, a los efectos de esta discusión, no se ven afectados por los campos magnéticos constantes y se comportan muy cerca de la misma permeabilidad como un vacío. La magnetización o la curva B-H para un vacío tiene una pendiente de $4\pi \times 10^{-7}$ que corresponde a la μ_0 constante física fundamental. La curva B-H de materiales ferromagnéticos se asintóticamente satisfacer μ_0 cuanto mayor sea la intensidad del campo aplicado. En general, la permeabilidad de un material se da en relación con μ_0 o $\mu_r = \mu / \mu_0$. Si la permeabilidad de un material es mayor que 1,0 es generalmente la permeabilidad relativa.



El punto de saturación término se define comúnmente como el punto más allá del cual los aumentos graduales en el rendimiento de campo magnético aplicado aumentos menos incrementales en la densidad de flujo inducido. Típicamente, este punto se encuentra cerca del centro de la rodilla en la curva B-H o la permeabilidad máxima como se muestra por el pico de la línea de negro en el gráfico de curva de magnetización anteriormente. El cambio en la permeabilidad del material de hierro es lo que causa un adelgazamiento local del material a exhibir el fenómeno de la fuga de flujo. El diagrama anterior ilustra fugas menos flujo cuando la densidad de flujo es baja y cada vez más a medida que nos acercamos a la saturación y luego más allá.

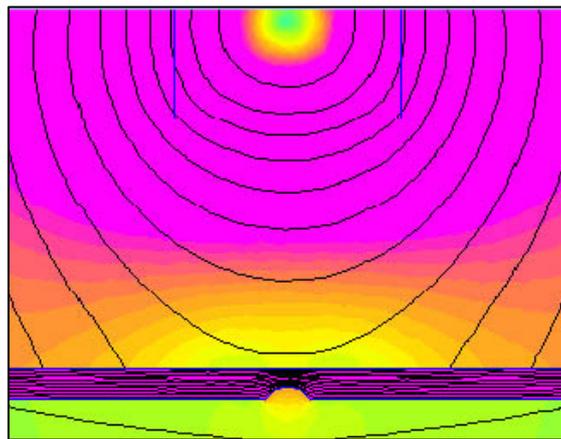
Inspección de tubería en pozo de petroleros

El método más fácil para aplicar un campo magnético a un tubo de pozo de petróleo servicio es por medio de una bobina electromagnética circunferencial. Ambos componentes de flujo magnético longitudinales y perpendiculares pueden ser inducidos en el tubo mediante el establecimiento de un desplazamiento entre la bobina electromagnética y el tubo de eje. Mediante el uso de dos o más bobinas con sensores colocados adecuadamente en la superficie de la tubería, 100% de cobertura de la tubería en longitud y circunferencia se puede realizar con bobinas fijas.

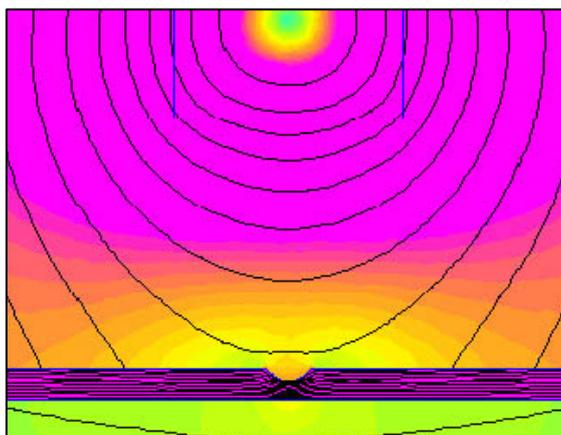
Patrones de desgastes localizados y circunferenciales

Los tres diagramas siguientes muestran el área entre la bobina y una vista longitudinal de la pared de la tubería. La densidad de flujo ha sido codificados por color y ampliado en el intervalo de interés con magenta codificado para la mayor densidad de flujo y por encima de azul para una densidad de flujo inferior y por debajo.

El primer diagrama muestra las líneas de flujo normales y de color codificados densidad de flujo sin defectos.



El segundo diagrama muestra la misma área cuando se extrae una pequeña chuleta de material del tubo de la superficie interior de la tubería. Nótese el aumento de la densidad de flujo justo por encima de la tubería a lo largo del eje vertical de la bobina.

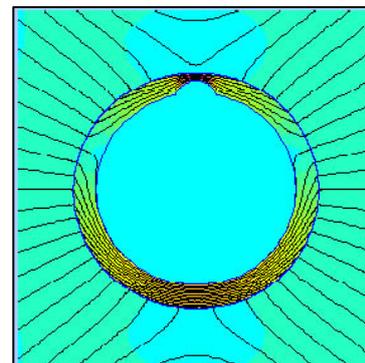


El tercer diagrama muestra la pérdida de pared del tubo en el exterior de la tubería. Una matriz de sensores magnéticos, tales como sensores de efecto Hall, colocados a lo largo de la circunferencia de la tubería se puede utilizar para mapear los defectos mientras que se mueven hacia abajo la longitud de la tubería.

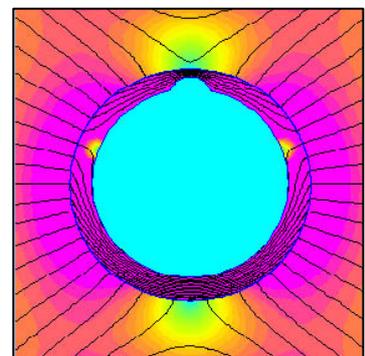
Patrones de desgaste longitudinales

Patrones de desgaste longitudinales son más difícil, pero no imposible, de detectar usando este aparato. Debido a la geometría de la tubería en este eje y el campo magnético MFL los efectos se reducen pero aún detectable.

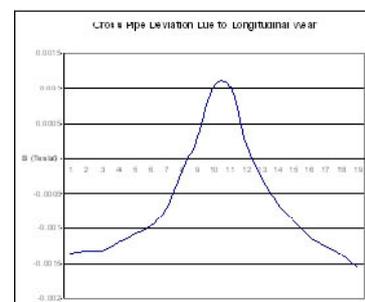
El diagrama de la derecha muestra el efecto de un desgaste longitudinal semicircular. Puede verse desplazado hacia el lado no afectado de la tubería y que el punto de desgaste ha causado un efecto de concentrarse en la densidad de flujo



Incluso después de hacer zoom en el color de la densidad de flujo de codificación todavía es difícil ver el efecto de MFL en la ubicación de desgaste.



La comparación de la densidad de flujo cerca de la superficie de la tubería cerca de la desgaste y frente al desgaste vemos el efecto con una amplitud de alrededor de 2,5 mT o alrededor de 25 Guass en esta simulación. Esto está bien dentro de las capacidades de un sensor de efecto Hall lineal estándar



Conclusión:

Pérdida de flujo magnético se puede utilizar para detectar los diversos tipos de desgaste en tubos de servicios petroleros ferrosos alineados correctamente, incluso saturando, los campos magnéticos de inducción. Sensores magnéticos tales como los tipos de efecto lineal Pasillo colocados clase a la tubería y en matrices correctamente alineados se pueden utilizar para mapear la fuga de flujo. Las redes de sensores calibrados correctamente y algoritmos de software apropiados pueden ser utilizados para recopilar y procesar los datos para identificar cada tipo, calidad y grado de desgaste presentes tanto axial como desgaste circunferencial, dentro y fuera de la tubería, se puede detectar, cubriendo los numerosos tipos de desgaste. El análisis en tiempo real del estado de la tubería se puede realizar durante la fase de extracción de tubería y mantenimiento en las velocidades de extracción de tubos estándar con una modesta cantidad análisis.