

# EL RECOBRO

Nov. 03, 2020

## CONTENIDO

Productos teóricos de corrosión en procesos vapor-flue gas	1
Combustión <i>in-situ</i> . cinética de la producción de H <sub>2</sub> S	2
Metodología para la elaboración de medios porosos sintéticos	2
Mecanismos de interacción recobro con solventes	3

Los actuales retos de la industria de hidrocarburos han mostrado la necesidad de construir alianzas colaborativas bajo el modelo de la triple Hélice, teorizado por Henry Etzkowitz y Loet Leydesdorff. Este modelo ha sido implementado en países emergentes y consiste en un sistema conformado por tres componentes dinámicos (Universidad, Industria y Gobierno) que se van desarrollando en espiral para conseguir un objetivo común. El modelo de la triple hélice ha sido aplicado en las últimas convocatorias, realizadas por la Agencia Nacional de Hidrocarburos en convenio con Minciencias, con el objetivo de apoyar propuestas de innovación y desarrollo, planteadas por alianzas entre grupos de investigación y empresas del sector. No obstante, la implementación de dicho modelo podría fallar si las organizaciones involucradas no reconocen la colaboración como algo más que un instrumento para alcanzar fines y ventajas individuales u objetivos en el corto plazo. Por lo tanto, es importante asegurar que las partes que conforman el modelo interactúen y reconozcan sus fortalezas, ya que, al aumentar las interacciones dentro de este marco, cada componente evoluciona para adoptar algunas características de la otra institución, lo que da lugar a instituciones híbridas que permiten lograr metas más amplias y a largo plazo, fomentando al desarrollo económico del país.

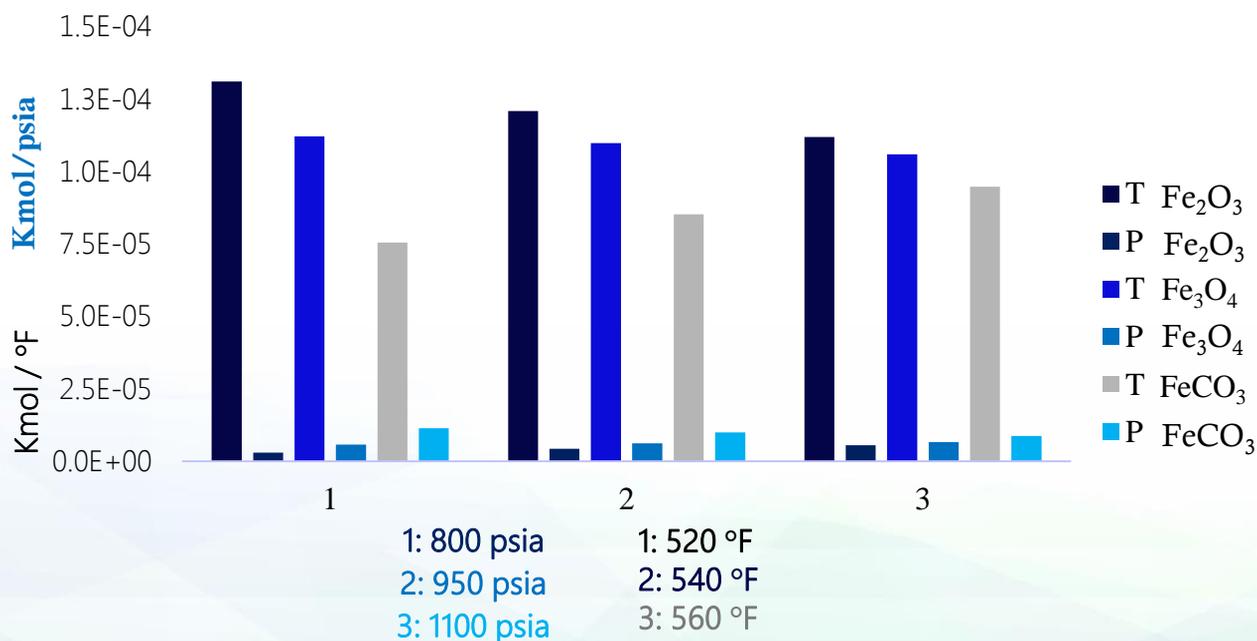
M.Sc. María Isabel Sandoval Martínez

### Efecto de la presión y temperatura en procesos de inyección de vapor -flue gas sobre los productos teóricos de corrosión para el acero API N-80

Luis Fernando Santos Cano & Julián Andrés Moreno Cainaba

Son diversas las variables que intervienen en los procesos corrosivos, investigaciones como la de Pradilla 2012, señalan que dentro de las principales se encuentran la presión, la temperatura, el pH del medio, la velocidad del fluido y el contenido de oxígeno.

Figura 1. Variación en la cantidad formada en equilibrio (Kmol) vs Temperatura/Presión (°F / psia)



En procesos de inyección de vapor y flue gas se encuentran valores elevados en las variables de temperatura (>500 °F) y presión (800-1200 psia), por lo que se hace necesario estudiar el comportamiento corrosivo de aceros al carbono como el API N-80 bajo la variación de dichos parámetros.

La simulación termodinámica resulta en un método efectivo para comprender los impactos de las variables mencionadas en el ambiente corrosivo. Para las condiciones de estudio se determinaron como productos teóricos de corrosión principales el trióxido de hierro (Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>), el tetraóxido de Hierro (Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub>) y el carbonato de hierro (FeCO<sub>3</sub>). Posteriormente, se estudió el efecto de las variables temperatura y presión sobre la cantidad de los principales productos de corrosión formados en el acero API N-80 considerando la atmósfera flue gas-vapor en equilibrio sólido-gaseoso como se observa en la Figura 1 calculados a través de las ecuaciones 1 y 2:

La temperatura es el parámetro que más influye en la cantidad de productos teóricos de corrosión

$$\left(\frac{\partial m}{\partial T}\right)_P = \left|\frac{\Delta m_2 - \Delta m_1}{T_2 - T_1}\right| \quad (1) ; \quad \left(\frac{\partial m}{\partial P}\right)_T = \left|\frac{\Delta m_2 - \Delta m_1}{P_2 - P_1}\right| \quad (2)$$

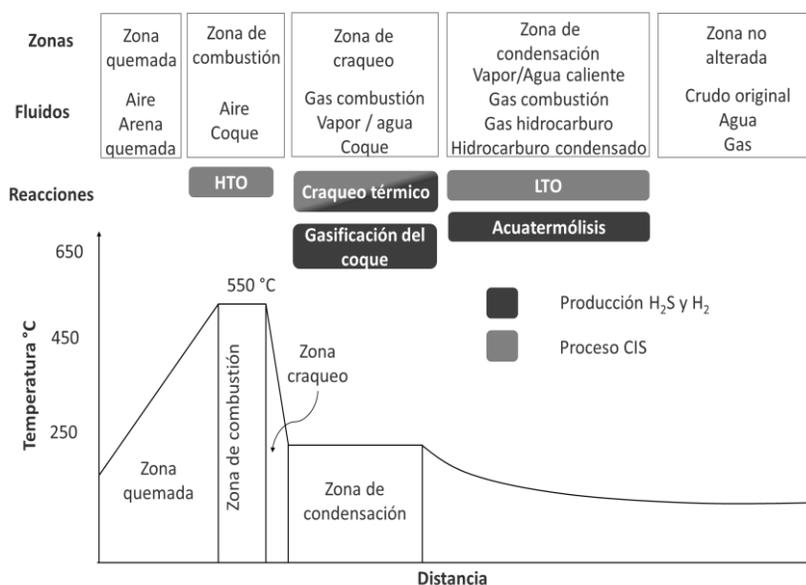
A partir del comportamiento observado en la Figura 1, es posible evidenciar que la temperatura tuvo mayor efecto en las variaciones de las cantidades de sustancia formadas de los productos teóricos que la presión. Este comportamiento es objeto de estudio, dado que investigaciones anteriores de corrosión en procesos de inyección asociados a dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), han reportado que la presión presenta un mayor efecto que la temperatura.

### Modelo cinético para predecir numéricamente la producción de H<sub>2</sub>S en un proceso de combustión in situ

Christian David Patiño Ramírez

Figura 2. Reacciones en las zonas del proceso de CIS

La combustión in situ (CIS) es un proceso de recobro mejorado térmico con alto potencial de incrementar la producción de aceite en yacimientos de crudo pesado y extrapesado, la naturaleza del proceso es dominado por las reacciones de combustión generadas entre el oxígeno presente en el gas de inyección (aire generalmente) y el crudo que satura el yacimiento. La viabilidad del proceso está regida principalmente por la reactividad del crudo, el cual aportará el combustible necesario para la generación de un frente de combustión generando una disminución de la viscosidad del crudo y mejorando su movilidad debido al incremento de la temperatura.



Fuente: Sarathi, P. (1999). In Situ Combustion Handbook - Principles and Practices,

En la condiciones de aplicación de un proceso CIS, se puede generar sulfuro de hidrogeno (H<sub>2</sub>S). A partir de pruebas de tubo de combustión y reactor batch, es posible cuantificar y caracterizar los mecanismos de producción de este compuesto.

La alta complejidad del proceso de CIS es debido las numerosas reacciones químicas que ocurren en el sistema roca-fluido, por esta razón, los modelos de reacciones que representan el proceso han sido agrupados en función de tres regímenes de temperatura, los cuales son: régimen de oxidación a baja temperatura, régimen de craqueo y régimen de oxidación a alta temperatura (Figura 2). Este agrupamiento de reacciones ha permitido que el estudio y modelamiento numérico del proceso de CIS se lleve a cabo de una mejor manera basándose principalmente en la producción de los gases de combustión CO<sub>2</sub>, CO y O<sub>2</sub>. La presencia de componentes órgano sulfurados en el crudo y la naturaleza térmica del proceso, conlleva a una generación de sulfuro de hidrogeno (H<sub>2</sub>S) durante el desarrollo de la combustión.

Mediante la realización de pruebas de tubo de combustión y reactor batch donde se cuantifique la producción de  $H_2S$ , se busca caracterizar un mecanismo de reacción para el sulfuro de hidrógeno de un crudo pesado colombiano sometido a CIS, con el objetivo de generar un modelo de reacciones que represente el comportamiento oxidativo y de sulfuro de hidrógeno.

## Metodología para elaborar medios porosos sintéticos para procesos de inyección de vapor

Alejandro Ardila Álvarez & Vivian Lucía López Galán

La tomografía computarizada es una técnica que permite observar la estructura interna de una muestra de roca interpretando las atenuaciones de un haz de rayos X que la atraviesan, estas atenuaciones son provocadas por variaciones en la densidad del material estudiado, permitiendo el análisis del desplazamiento de fluidos y fenómenos asociados al desplazamiento de crudo debido a agentes de recobro mejorado.

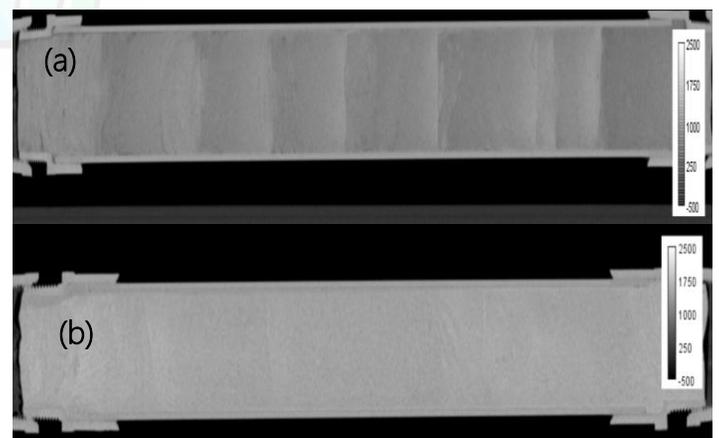
En el laboratorio se construyó un medio poroso, con dimensiones de 5cm de diámetro por 60cm de longitud, se utilizó Arena Ottawa de tamaño de grano de 0,02cm y caolín blanco; para la preparación de las tapas se empleó resina y endurecedor con sus respectivas conexiones.

La metodología que se llevó a cabo para la construcción del empaque se basó primero en la mezcla de la arena-caolín, agregando la mezcla poco a poco al tubo PVC, luego se compactó manualmente a medida que se agregaba la mezcla, y por último se cerró el extremo del tubo PVC con las conexiones preparadas anteriormente.

Se analizó un empaque pasado por tomografía antes y después de realizar un proceso de desplazamiento de agua, con una tasa de inyección de 2 cc/min, y presión de 20 psi (Figura 3). Antes del proceso, se observan unas líneas verticales a lo largo del medio poroso que representan el lugar de compactación y una escala de grises que representan las zonas de mayor y menor densidad.

Posterior al desplazamiento de agua, se genera un asentamiento de la arena por acomodación de granos, proceso que siempre ocurre cuando un fluido externo invade el medio poroso. Por lo cual, se observa un medio más homogéneo y sin los saltos en los lugares de compactación, dando como conclusión que el empaque se construyó de forma correcta y el estudio fue representativo.

Figura 3. Empaque antes (a) y después (b) del desplazamiento de agua.



## Estudio de los principales mecanismos de interacción presentes durante el uso de solventes en procesos de recobro mejorado

Angie Tatiana Díaz Morales

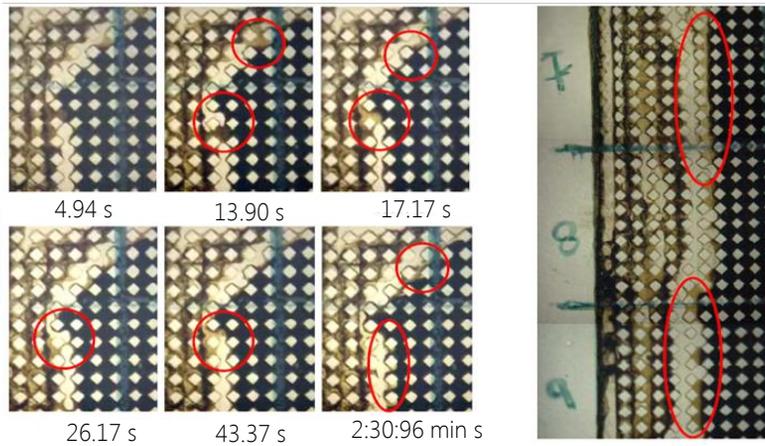
Cuando se realiza la extracción de crudo pesado, una gran cantidad de este fluido queda en el yacimiento, debido a fuerzas viscosas y capilares que actúan en el medio poroso. Por esta razón, es necesario acudir a métodos de recobro mejorado como la inyección de solventes. La inyección de solventes hidrocarburos en crudos pesados provoca una disminución en su viscosidad debido a la transferencia de masa que existe entre el solvente y el crudo, lo cual, facilita la extracción de este para el posterior proceso de generación energética.

Una vez que los solventes son inyectados en un yacimiento estos permiten una zona de transición de movilidad de menor viscosidad y mayor movilidad. Estos aditivos químicos se pueden clasificar de acuerdo a su peso molecular los cuales pueden ser livianos y medianos; y respecto a la polaridad, se encuentran polares y apolares.

La caracterización del crudo pesado permite determinar el tipo de solvente que puede ser utilizado con base a un análisis del esquema de aplicación y los mecanismos de transferencia de masa que se den lugar entre los fluidos.

Al realizar la inyección del solvente en el crudo pesado, existe una transferencia de masa solvente-crudo, la cual se estudia mediante dos mecanismos de transferencia de masa: convección y difusión a escala de poro (Figura 4).

Figura 4. a) Crudo despojado por el solvente en diferentes tiempos, b) Crudo despojado por el solvente



Tomado de: James L. A (2009). Mass transfer mechanisms during the solvent recovery of heavy oil; Universidad of Waterloo. Waterloo, Ontario, Canadá.

En países como Canadá y Libia, se han realizado experimentos a escala de laboratorio con crudos pesados, empleando la inyección de solventes y obteniendo un alto porcentaje de recuperación del crudo. Estos experimentos, aportan el siguiente protocolo de laboratorio para identificar los diferentes mecanismos presentes en la recuperación de crudo pesado por efecto del solvente:

1. Caracterización de la muestra de crudo.
2. Selección de técnica de inyección de solventes.
3. Selección del solvente hidrocarburo.
4. Montaje experimental.
5. Resultados y discusión.

### Últimas publicaciones de GRM

Paternina, C. A., Londoño, A. K., Rondon, M., Mercado, R., & Botett, J. (2020). Influence of salinity and hardness on the static adsorption of an extended surfactant for an oil recovery purpose. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 195, 107592.

León, A. Y., Guzmán M, A., Picón, H., Laverde C, D., & Molina V, D. (2020). Reactivity of Vacuum Residues by Thermogravimetric Analysis and Nuclear Magnetic Resonance Spectroscopy. *Energy & Fuels*, 34(8), 9231-9242.

Pantoja, Y. F. R., Vargas, A. P. V., & Navarro, S. F. M. (2020). Study of mechanisms responsible for foaming-agent loss in porous media at high-temperature conditions. *Revista Facultad de Ingeniería Universidad de Antioquia*.

### Grupo de investigación Recobro Mejorado-GRM



**DIRECTOR:**  
MSc. Samuel Fernando Muñoz Navarro

**EDITOR:**  
Caterine Ariza Quiroga

Teléfono: 6344000 Ext. 2721

Correo: [grm@uis.edu.co](mailto:grm@uis.edu.co)  
<http://grmuis.net/>

Universidad industrial de Santander