

# MAPA PILOTO DE CORROSIVIDAD DE CRUDOS PESADOS

---

Dario Yesid Peña Ballesteros<sup>1</sup>, Custodio Vásquez Quintero<sup>2</sup>, Miguel Mateus Barragán<sup>3</sup>  
Michael Yesid Mendoza Londoño<sup>4</sup>, John Jairo Peñaloza Monsalve<sup>4</sup>

## RESUMEN

En este trabajo se identificaron las zonas de alta corrosividad de un campo petrolero de crudo pesado, y se predijeron las velocidades de corrosión que presentarían siete pozos prospecto para advertir de los posibles riesgos de daño por corrosión que sufrirían después de su perforación y de esta manera seleccionar, anticipadamente, los materiales más adecuados a las condiciones particulares de agresividad de cada pozo. La metodología consistió primero en revisar los históricos de los pozos productores e identificar los agentes corrosivos más significativos en treinta y tres pozos del campo, los cuales fueron comparados con los rangos de concentraciones establecidos en norma NACE MR0176-2000 y con los históricos de falla, lo que mostró como resultado al CO<sub>2</sub> como agente corrosivo predominante. Posteriormente con la ayuda del programa Surfer 8 se estimó el porcentaje de CO<sub>2</sub> en los prospectos de pozo y sus respectivos cortes de agua, con estos y otros datos se calcularon las velocidades de corrosión de los siete prospectos de pozo con las ecuaciones desarrolladas para estos cálculos.

**Palabras Claves:** Mapa de Corrosividad, Crudo Pesado, Pozos, Producción.

## ABSTRACT

In this work the areas of high corrosivity of the oil field were identified, and especially, the corrosion rates of seven prospect wells were predicted to warn of the possible risks of damage for corrosion that they would suffer after their perforation, and thus to select beforehand, the materials to use in that wells according to its aggressiveness. The methodology that was carried out, first of all to identify the more significant corrosive agents in the field, taking the concentrations of corrosive agents in 33 producing wells of the field, comparing them with the ranges established in the standard NACE MR0176-2000 and with the historical failures of the oil field, it showing to the CO<sub>2</sub> like main corrosive agent. Then, with the help of the program surfer 8 was estimate the percentage of CO<sub>2</sub> and their respective water cut, with these and other data the corrosion rates of seven prospect wells were calculated with the developed equations for these calculations.

**Keywords:** Corrosivity Map, Heavy Crude Oil, Wells, Production.

- 
1. Ph.D. Corrosión. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. e-mail: dypena@uis.edu.co
  2. M.Sc. Ingeniería Metalúrgica. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. e-mail: custodio@uis.edu.co
  3. M.Sc. Ingeniería Metalúrgica. Instituto Colombiano del Petróleo. Bucaramanga. e-mail: miguel.mateus@ecopetrol.com.co
  4. Ing. Metalúrgico. Grupo de Investigaciones en Corrosión. Bucaramanga.

## INTRODUCCIÓN

En la industria del petróleo y específicamente en la etapa de producción, el deterioro por corrosión de las instalaciones metálicas, es debido principalmente a la presencia de dióxido de carbono  $\text{CO}_2$ , ácido sulfhídrico ( $\text{H}_2\text{S}$ ), agua, entre otros, siendo más crítico el daño provocado por el ( $\text{CO}_2$ ) (Craig, 2002). Basándose en los valores reales de las variables que afectan la velocidad de corrosión en los pozos productores que se encuentran cercanos a pozos prospecto, teniendo en cuenta las variaciones que puedan estar presentes y en busca de una preparación técnica de los materiales previa a la perforación, gana importancia la necesidad de conocer de manera teórica y aproximada la velocidad de corrosión en pozos prospecto para los campos de producción de crudo pesado. De acuerdo con la literatura existen diversos modelos de predicción de velocidades de corrosión que aplican valores medidos de los agentes corrosivos ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$  y Corte de agua, entre otros) en pozos activos (Standards Norway, 1998). El objetivo de este estudio fue el de predecir las velocidades de corrosión de pozos prospecto de un campo de producción de crudo pesado tomando en cuenta sólo los agentes corrosivos principales en condiciones estáticas.

## DESARROLLO EXPERIMENTAL

Para el desarrollo experimental fueron llevadas a cabo una serie de etapas partiendo de la recopilación de históricos relacionados con la agresividad de los fluidos de los pozos productores, la identificación de los agentes agresivos, el cálculo de las variables significativas y por último la determinación de las velocidades de corrosión de cada pozo prospecto.

**Recopilación de información:** Durante esta etapa inicial se revisaron los históricos de los pozos productores del Campo en función de la agresividad de los fluidos: como son los agentes agresivos presentes ( $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$  gaseoso y líquido), tipo de crudo, parámetros operacionales de caudal, presión y temperatura, patrones de flujo e histórico de falla y los respectivos análisis de falla (ICP, 2004).

Las propiedades y composición del crudo pesado encontradas en el Campo fueron: Gravedad API de alrededor  $12^\circ$ , 2.4% de azufre, 452 ppm de metales pesados principalmente Ni y V, acidez de 0.1 de TAN, 83% de cemento asfáltico y 17% de solventes de diferente volatilidad. Esta composición hace que a temperaturas inferiores a  $60^\circ\text{C}$  ( $140^\circ\text{F}$ ) sea altamente

viscoso, por lo que es conveniente calentarlo entre  $70^\circ\text{C}$  ( $158^\circ\text{F}$ ) y  $80^\circ\text{C}$  ( $176^\circ\text{F}$ ) para su aplicación en el mezclado con los agregados. Este crudo pesado se mezcla con otros crudos livianos o menos pesados, y se le agrega nafta virgen como diluyente para su transporte por el sistema de oleoductos. La mezcla de estos crudos tiene una gravedad API de  $18,9^\circ$  y 1,93% S.

Para el análisis de gases corrosivos en los pozos productores del Campo se utilizó el equipo Draguer para medida de  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$ . El equipo reporta los valores de cloruros, de corte de agua (%WC) y la respectiva unidad operacional productora bajo la cual trabajan 33 pozos productores del Campo.

### **Identificación de los agentes corrosivos principales:**

A partir de un análisis de los históricos de falla de los pozos productores así como de la tendencia de los agentes agresivos principales, y mediante comparación cuantitativa con los parámetros establecidos por la norma NACE MR0176 (2000), se determinó que el principal agente corrosivo del campo productor de crudo pesado es el  $\text{CO}_2$  asociado a los altos cortes de agua. El  $\text{H}_2\text{S}$  en la mayoría de los pozos contenía valores bajos, y el  $\text{H}_2\text{S}$  disuelto en agua que reportaron las hojas de registro muestran que un pozo contenía 0,1 ppm, y en los demás pozos no se detectó  $\text{H}_2\text{S}$  disuelto, además los cloruros estaban por debajo de los valores señalados por la norma NACE MR0176-2000.

### **Estimación de los porcentajes de los agentes corrosivos y corte de agua en pozos prospecto:**

A partir de la información de los agentes corrosivos se procedió a realizar una recopilación técnica de las posibles tendencias del origen del  $\text{CO}_2$  en el yacimiento. El análisis indica que pozos ligados a diferentes unidades productoras tienen la misma tendencia del  $\text{CO}_2$ , es decir que el  $\text{CO}_2$  no está asociado al reservorio y no depende de la unidad productora, sino que el  $\text{CO}_2$  está asociado al origen mismo del crudo. Una vez realizado el anterior análisis se procedió a la estimación de cada una de las principales variables que influyen en la agresividad de los fluidos, para ello se utilizó el programa Surfer 8 (versión Demo) en función a que este software asigna valores variados que se extienden concéntricamente a partir de valores ingresados que interactúan entre sí, para formar un mapa de contornos de una variable que se regionaliza naturalmente en una área delimitada.

### **Cálculo de las velocidades de corrosión para pozos prospecto:**

Para el cálculo de las velocidades de corrosión se utilizaron principalmente las presiones parciales de  $\text{CO}_2$ , se calcularon las fugacidades y el pH de los pozos

prospectos, para reemplazar en las ecuaciones del modelo de predicción de ECOPETROL-ICP; posteriormente fueron aplicados factores de corrección, en función al tipo de crudo, a la presencia de scale y al corte de agua para posteriormente obtener las velocidades de corrosión finales. (ICP-ECOPETROL, 2005).

## RESULTADOS Y DISCUSIÓN

**Relación del CO<sub>2</sub> con la Profundidad (zona de producción):** En la Figura 1 se muestran los porcentajes de CO<sub>2</sub> y la profundidad de la zona de producción (pies) respectiva para cada pozo del Campo. La Figura 1 verifica lo que dice la teoría acerca del origen del CO<sub>2</sub>, es decir, que el CO<sub>2</sub> no está asociado al reservorio y

no depende de la unidad productora, sino que el CO<sub>2</sub> está asociado al origen mismo del crudo y esto se ve apoyado, por una evaluación geoquímica generalizada de la Cuenca Llanos, que muestra que la mayoría de los gases son termogénicos húmedos, generados por craking primario de kerógeno durante la ventana de generación de gas. Para conocer el origen del crudo mismo y así entender mejor los orígenes reales del CO<sub>2</sub> es necesario hacer un análisis de composición isotópica de carbono, para el crudo y los gases de cada pozo productor. Hacer este tipo de análisis isotópicos es muy costoso, no se realizan en el país y no son garantía de que se pueda hacer una correlación. En la Figura 2 se muestra un mapa del Campo con los contenidos de CO<sub>2</sub> identificados por su color con la unidad operacional productora bajo la cual están trabajando.

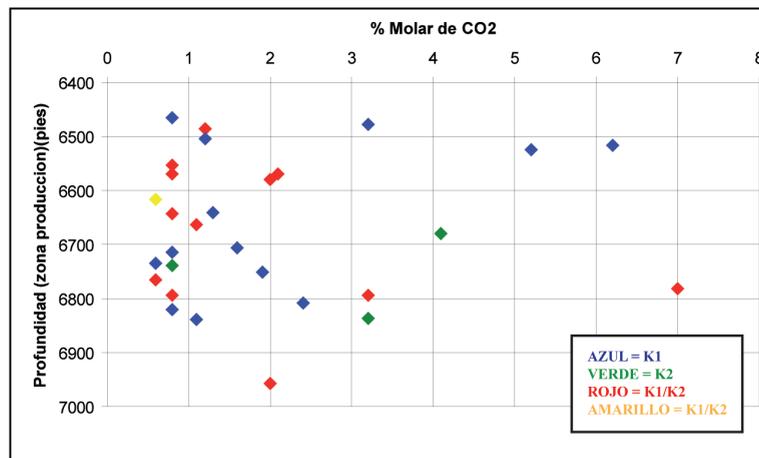


Figura 1. Profundidad (Zona de producción) vs %CO<sub>2</sub>.

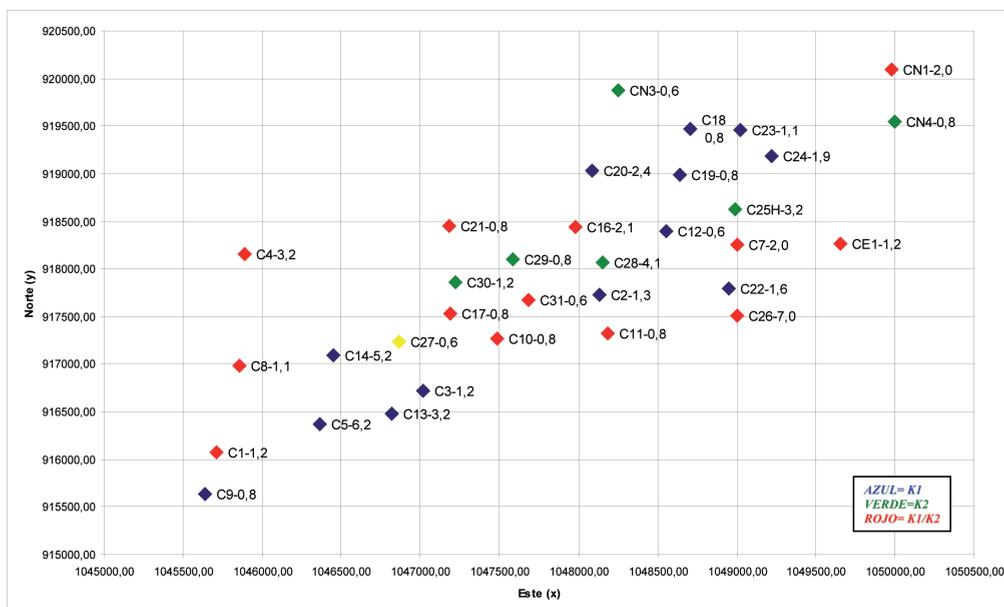


Figura 2. Mapa de CO<sub>2</sub> de pozos productores del Campo.

De este mapa se observa que los pozos C5 con 6,2% de CO<sub>2</sub>, C14 con 5,2% CO<sub>2</sub> y C13 con 3,2% CO<sub>2</sub> de la unidad K1 presentan valores altos de CO<sub>2</sub> contenidos en el gas, y otros pozos como el C8 con 1,1% de CO<sub>2</sub> (K1/K2) y C3 con 1,2% de CO<sub>2</sub> (K1) presentan valores intermedios. Para explicar el porqué el C3 presenta un valor intermedio de CO<sub>2</sub> de 1,2% siendo de la unidad K1 como los C5, C14 y C13 que presentan valores más altos, muestra que la unidad operacional no indica ninguna tendencia clara acerca de los porcentajes de CO<sub>2</sub> en el gas, pero esta variación tan significativa de los porcentajes de CO<sub>2</sub> en pozos tan cercanos de diferente unidad operacional e incluso produciendo bajo la misma unidad operacional indica una gran diversidad en el origen del crudo y el gas para el Campo.

Los pozos C26 (K1/K2), C28 (K2) y C25H (K2) presentan valores altos de CO<sub>2</sub> en el gas de 7,0%, 4,1%, 3,2% respectivamente, pero en esta zona también se encuentran los pozos C22 con 1,6% de CO<sub>2</sub> (K1), C12 con 0,6% de CO<sub>2</sub> (K1), C16 con 2,1% de CO<sub>2</sub> (K1/K2) y C7 con 2,0% de CO<sub>2</sub> (K1/K2) que no son valores altos en comparación con los de los pozos C26, C28 y C25H, entonces bajo estos datos se ve que en esta zona en particular los valores de CO<sub>2</sub> son más altos para los pozos de la unidades K2 (C28 y C25H) y K1/K2 (C26) que para la K1 (C22, C12), para resolver esta incógnita se requeriría al igual que en el caso anterior de estudios geoquímicos y aplicación de técnicas especializadas para determinar los orígenes específicos del CO<sub>2</sub> en esta zona en particular. Además se concluye que es poco lo que se puede hacer acerca de una cuantificación exacta de los contenidos de CO<sub>2</sub> en

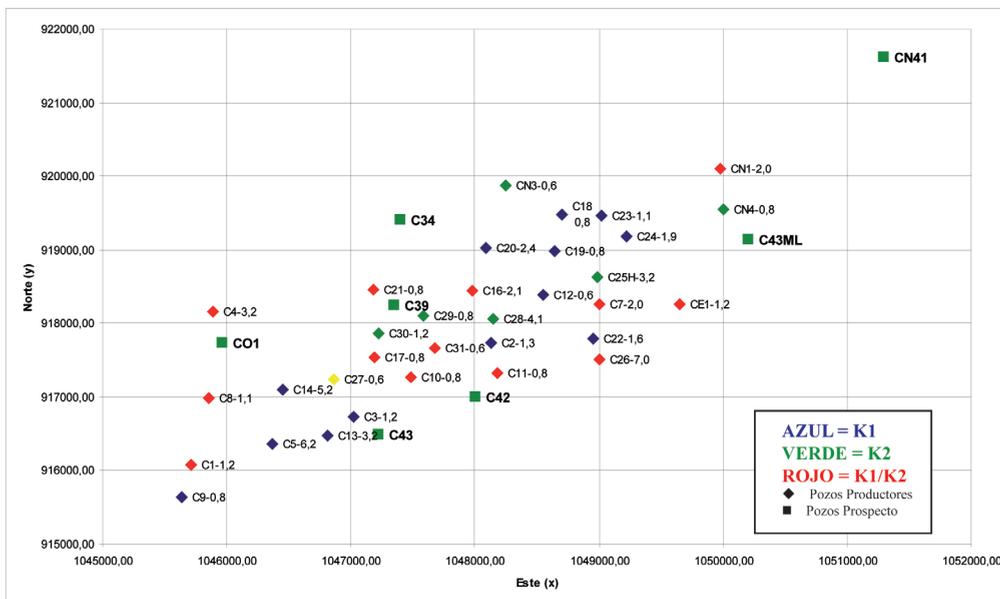
el gas sin conocer el origen del CO<sub>2</sub> en el Campo, y en consecuencia solo se puede identificar una tendencia en rangos de valores por medio de la geoestadística acerca de la presencia de este agente corrosivo.

**Estimación del porcentaje % de CO<sub>2</sub> y WC en Prospectos de Pozo:** En la Tabla 1 se muestran las coordenadas de pozos que se planeaban perforar para el 2008 en el Campo, bajo la unidad operacional K2.

**Tabla 1.** Rangos de CO<sub>2</sub> para Pozos Prospecto

Pozo Prospecto	Este (x)	Norte (y)	Rango de %CO <sub>2</sub>
C34	1047397	919405	1,0-1,5
C39	1047350	918245	0,5-1,0
C42	1048005	917001	1,0-1,5
C43	1047227	916493	1,5-2,0
CN41	1051293	921619	2,0-2,5
C43ML	1050202	919144	1,0-1,5
CO1	1045969	917732	2,5-3,0

La estimación de los porcentajes de CO<sub>2</sub> y de corte de agua para los pozos prospecto obedece al cálculo hecho por la herramienta Surfer 8, cuya exactitud es proporcional al número de datos disponibles. En la figura 3, se muestra un mapa del Campo con los 33 pozos productores, su respectiva sigla, contenido de CO<sub>2</sub> y unidad operacional. Los prospectos de pozo con su respectiva sigla, ubicación según las coordenadas Gauss reportadas y la unidad operacional bajo la cual se espera que produzcan.



**Figura 3.** Mapa de pozos productores con CO<sub>2</sub> y pozos prospecto del Campo.

En las Figuras 4 y 5 se encuentran los mapas de contorno de las tendencias de los principales agentes agresivos, CO<sub>2</sub> y corte de agua, presentes en los fluidos de los pozos productores (color verde) que influyen en la velocidad de corrosión y su posible tendencia en los pozos prospecto (indicados en color rojo).

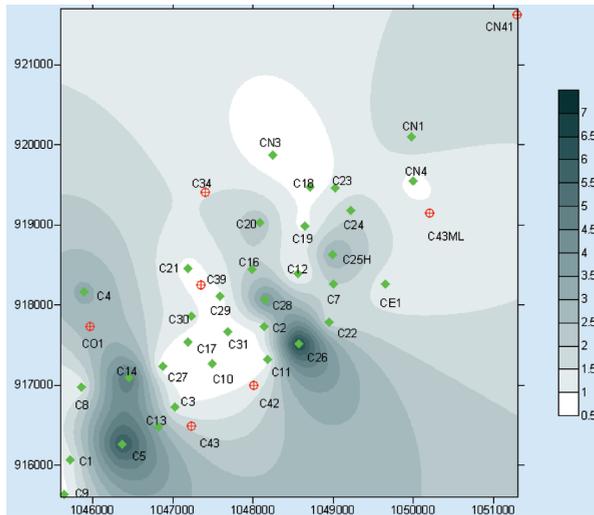


Figura 4. Mapa de tendencias del CO<sub>2</sub> en el Campo

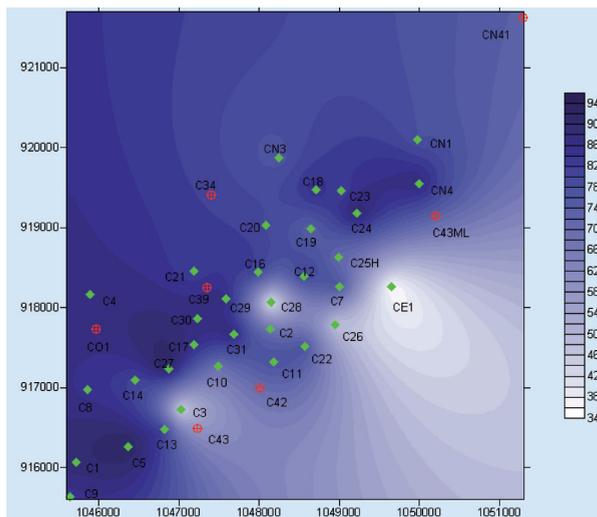


Figura 5. Mapa de tendencias del porcentaje de corte de agua en el Campo

Los rangos de valores correspondientes a cada variable se encuentran en las Tablas 2 y 3.

Tabla 2. Rangos de corte de agua para Pozos Prospectos

Pozo Prospecto	Este (x)	Norte (y)	Rangos de % Agua
C34	1047397	919405	82-86
C39	1047350	918245	86-90

C42	1048005	917001	58-62
C43	1047227	916493	38-42
CN41	1051293	921619	66-70
C43ML	1050202	919144	58-62
CO1	1045969	917732	86-90

Tabla 3. Factores de Corrección de las Velocidades de Corrosión Iniciales.

Pozo Prospecto	Factor Scale	Factor Aceite	Factor Agua
C34	0,98-0,43	0,99	0,88-0,91
C39	0,98-0,43	0,99	0,91-0,94
C42	0,98-0,43	0,99	0,72-0,75
C43	0,98-0,43	0,99	0,56-0,59
CN41	0,98-0,43	0,99	0,78-0,81
C43ML	0,98-0,43	0,99	0,72-0,75
CO1	0,98-0,43	0,99	0,91-0,94

Aplicando las ecuaciones propuestas por C. de Waard (2003) y utilizando el rango promedio de condiciones operacionales de presión y temperatura presentes en los 33 pozos productores se calculó el pH y la fugacidad del CO<sub>2</sub> para los 7 pozos prospecto, datos con los cuales se estimaron las velocidades de corrosión iniciales que posteriormente fueron ajustadas utilizando los factores de corrección por el tipo de aceite, por la presencia de scales o por el contenido de agua, como se indica en la Tabla 3.

En la Figura 6 y en la Tabla 4 se encuentran los resultados de las velocidades de corrosión finales obtenidas a partir de los datos calculados y la aplicación de los factores de corrección para cada uno de los Prospectos de Pozo.

Tabla 4. Rango de Tendencia de Velocidades de Corrosión de los Prospectos de Pozo.

Pozo Prospecto	Vel. Corros. mm/y	Vel. Corros. mpy
C34	0,490-1,460	19,27-57,46
C39	0,225-0,940	8,86-37,02
C42	0,400-1,203	15,77-47,36
C43	0,499-1,324	19,66-52,15
CN41	0,976-2,360	38,45-92,94

C43ML	0,490-1,460	15,77-47,36
CO1	1,477-3,410	58,13-134,27

Las velocidades de corrosión calculadas para los prospectos de pozo están por encima de 10 mpy (condición severa de corrosión), aunque el C39 tiene un límite inferior de 8,86 mpy que según clasificación NACE RP 0775<sup>7</sup> corresponde a una condición alta de corrosión.

Es importante resaltar que las tendencias de las velocidades de corrosión obtenidas para este campo de producción de crudo pesado son sólo una guía

aproximada y que los cálculos fueron realizados en función de los efectos del CO<sub>2</sub> y de los altos cortes de agua, que según los análisis son los parámetros que más influyen en la velocidad de corrosión. Adicionalmente estos datos fueron ajustados utilizando diferentes factores de corrección.

Existen otros factores que de manera individual o combinada influyen en el cálculo de la velocidad de corrosión como lo son la velocidad de fluido, el patrón de flujo y la presencia de sólidos, que para este caso en particular no fueron tenidos en cuenta.

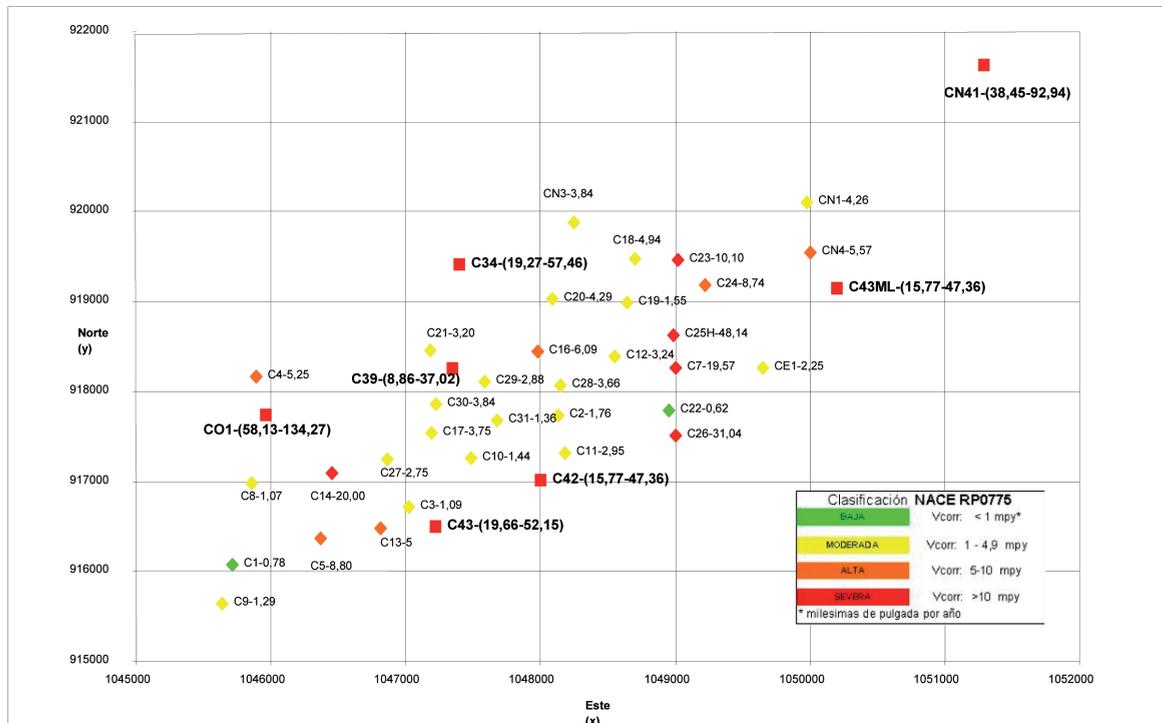


Figura 6. Mapa piloto de corrosividad de crudos pesados del campo de producción, en el se indican los valores de velocidad de corrosión (mpy) de los pozos productores ■, así como de los pozos prospectos ◆

El Mapa Piloto de Corrosividad del Campo de Producción, Figura 6, muestra valores variados de velocidad de corrosión en toda su extensión, sin mostrar zonas definidas de velocidad de corrosión homogénea, además, para los valores de velocidad de corrosión en los pozos prospecto, aunque no se espera una predicción exacta, si muestra una tendencia que permite la toma de decisiones en función a la selección del material de configuración de la sarta de producción.

### CONCLUSIONES

- El principal agente corrosivo determinante de la velocidad de corrosión del campo de producción de

crudo pesado es el CO<sub>2</sub> potencializado con los altos cortes de agua.

- La gran variación de los porcentajes molares de CO<sub>2</sub> entre un pozo y otro del campo indica diversos orígenes probables del CO<sub>2</sub> aumentando su complejidad de identificación, su contenido es independiente de la unidad productora.
- Desde el punto de vista comparativo el Pozo Prospecto CO1 es el que presentará mayores problemas de corrosión, mientras que el C39 mostrará condiciones un poco más favorables.
- Las velocidades de corrosión estimadas para los pozos prospecto, a partir de un análisis geoestadístico,

aunque no suministra valores exactos, sí es un primer aporte a la predicción de velocidades de corrosión, facilitando la toma de decisiones en selección de materiales de manera anticipada.

## AGRADECIMIENTOS

Este trabajo fue realizado dentro del convenio 006 de 2006 entre el Instituto Colombiano del Petróleo y el Grupo de Investigaciones en Corrosión de la Universidad Industrial de Santander.

## REFERENCIAS

1. CRAIG, Bruce. Corrosion product analysis: A road map to corrosion in oil and gas production. *Materials Performance*. 2002, Vol. 41, No. 8, p. 56-58.
2. NORWEGIAN TECHNOLOGY STANDARDS INSTITUTION. Norsok M-506: CO<sub>2</sub> Corrosion Rate Calculation Model, [Programa licenciado ICP]. Noruega: Lysaker, Standards Norway, 1998, rev. 1.
3. INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO (ICP-ECOPETROL). Análisis de fluidos de pozos y separadores de los campos de la soa. Bucaramanga, 2004.
4. THE NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS (NACE). MR-0176. Metallic materials for sucker-rod pumps for corrosive oilfield environments: classification of metal-loss corrosion for sucker-rod pumps. Houston, Texas, 2000.
5. INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO (ICP-ECOPETROL). Análisis. modelo para la determinación de patrón de flujo, caída de presión y velocidad de corrosión en sistemas multifásicos. Bucaramanga, 2005.
6. SMITH, Liane; DE WAARD, Kees, y CRAIG, Bruce D. The influence of crude oils on well tubing corrosion rate. *Corrosion NACE International*, 2003, paper 03629.
7. THE NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS (NACE). RP 0775. Preparation, installation, analysis, and interpretation of corrosion coupons in oilfield operations: qualitative categorization of carbon steel corrosion rates for oil production systems. Houston, Texas, 1999.

Los autores manifiestan que son independientes con respecto a las instituciones financiadoras y de apoyo, y que durante la ejecución del trabajo o la redacción del manuscrito no han incidido intereses o valores distintos a los que usualmente tiene la investigación.