

Aplicación de un Modelo de Predicción de Corrosión Interna en Tuberías de Producción de Gas y Petróleo

Ana Frapiccini⁽¹⁾⁽²⁾, Teresa Perez⁽³⁾, Marcela Goldschmit⁽⁴⁾, Pablo Cirimello⁽¹⁾, Walter Morris⁽¹⁾

- (1) YPF Tecnología S.A., Av. Del Petróleo s/n (entre 129 y 143), Berisso, Buenos Aires (1923), Argentina
- (2) CONICET, Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas, Godoy Cruz 2290, CABA (1425), Argentina.
- (3) TEP Consultora S.R.L., CABA (1429), Argentina
- (4) Consultora Independiente, CABA (1428), Argentina

ABSTRACT

La corrosión interna por CO₂ representa un problema crítico en pozos petroleros y gasíferos. El propósito de este trabajo es mostrar la aplicación de nuestro modelo numérico unidimensional composicional, *Y-TubCor*, para predecir la velocidad de corrosión dulce (por CO₂) en tuberías de aceros al carbono y de baja aleación en pozos verticales y horizontales de Petróleo y Gas. *Y-TubCor* está incorporado a la plataforma de cálculo de integridad de pozos *Y-WIMS*, desarrollada en Y-TEC.

El modelo *Y-TubCor* predice la composición química de las fases presentes (petróleo/gas/agua), el pH y la velocidad de corrosión en función de la profundidad del pozo. Se consideran los efectos de los gases ácidos (CO₂ y H₂S) y los sólidos disueltos totales del agua (Na⁺, K⁺, Ca⁺⁺, Mg⁺⁺, Cl⁻, SO₄⁻). También se tienen en cuenta diferentes patrones de flujo: burbuja, slug, burbuja dispersa, anular y segregado, que se determinan a partir de las propiedades de los fluidos y los caudales de producción. Se desarrollaron y acoplaron tres módulos que, a lo largo del pozo: equilibrio de fases, fluidodinámica, pH y tasa de corrosión. El módulo de corrosión está basado en el modelo De Waard 95 y su modificación de 2003, y considera el efecto de la velocidad de la fase líquida, composición del acero, presión parcial de CO₂, temperatura, pH y factores de protección (oil, carbonatos y sulfuro de hierro).

Para el modelo integrado, los datos requeridos son: temperatura y presión de cabeza de pozo; caudales de producción de las fases presentes en condiciones estándar; composiciones de dichas fases; geometría del pozo (diámetro de la tubería y perfil del pozo); tratamiento térmico y composición de los tubulares de producción.

El modelo tiene como datos de salida los siguientes resultados en función de la longitud de la tubería de producción: fases presentes; tipo de flujo; temperatura; presión; velocidades de flujo; pH y velocidad de corrosión. En publicaciones anteriores hemos validado los distintos módulos y resultados finales de *Y-TubCor*. En el presente trabajo se contrastan los resultados obtenidos en pozos reales con mediciones de corrosión físicas de pozos de la cuenca neuquina.

Introducción

La corrosión es un factor condicionante de la integridad de tuberías usadas en la producción (*casings* y *tubings*) y el transporte de petróleo y gas (*linepipes*). Entre las distintas formas de ataque posibles (corrosión microbiológica, erosión corrosión, corrosión por H₂S, etc.) la corrosión dulce o por CO₂ es la más frecuente. Su fuerte impacto sobre los costos operativos

y de capital, la salud, la seguridad y el medio ambiente, han impulsado el desarrollo de modelos de predicción de la corrosión en función de las condiciones de servicio. También resulta una herramienta de aplicación durante el proceso de selección de materiales. Por ser los aceros al carbono y de baja aleación la alternativa de menor costo y por lo tanto, la primera opción a considerar al seleccionar materiales, los modelos se focalizan en ellos particularmente.

Según sus características, los modelos se pueden clasificar en (Nesic 2007): (i) empíricos, basados en correlaciones obtenidas con datos de laboratorio y/o campo; (ii) mecanicistas, con una importante base teórica; (iii) semiempíricos, que comparten características con las dos categorías anteriores.

Los distintos modelos existentes difieren en sus predicciones, a condiciones ambientales iguales (Nyborg 2006). Además, la comparación de los resultados obtenidos con diferentes herramientas con datos de campo revela que la capacidad de predicción varía considerablemente y que no es posible identificar a alguno de los modelos como el más adecuado en la descripción de todos los casos (Nyborg 2010). Ante esta evidencia, resulta importante para los productores de petróleo y gas desarrollar modelos propios adaptables a sus condiciones particulares y utilizar sus datos de campo para mejorar la capacidad predictiva.

Y-TubCor se basa en el modelo semiempírico de Waard 95 (de Waard 1995) y una modificación de 2003 (de Waard 2003). El modelo considera el efecto del flujo, la composición del acero y el tratamiento térmico, la presión parcial de CO_2 y H_2S , la temperatura, el pH y factores de protección (petróleo y carbonatos). La ecuación de estado (EOS) de Soave-Redlich-Kwong (Soave, 1972) se aplica al análisis del equilibrio en las fases de petróleo y vapor. En la fase acuosa se calcula la actividad del agua y los coeficientes de actividad de cationes, aniones y especies neutras en la solución, usando el modelo de Pitzer (Pitzer 1973, 1991), pudiendo calcular con ellos, el pH in situ. Este enfoque ha sido utilizado previamente por otros autores (Plennevaux et al. 2013; Li y Duan 2007). El modelado del flujo considera dos fases: una fase gaseosa y una emulsión líquida de petróleo y agua; incluye direcciones de flujo vertical, inclinada u horizontal. En la literatura se reportan dos formulaciones para analizar el patrón de flujo en un sistema emulsión líquida y gas: el modelo de dos fluidos (*Two Fluids Model*) (TFM) y el Drift Flux Model (DFM) (Evje y Fjelde. 2002; Eghorieta et al., 2018). En *Y-TubCor* se utiliza el DFM (Ishii 1977; Hibiki e Ishii 2003). La herramienta está integrada por diferentes módulos que calculan las composiciones de equilibrio y el patrón y las velocidades de flujo. Dichos módulos están acoplados y requieren una resolución iterativa en diferentes posiciones de la tubería. Las salidas para cada posición de la sarta son: temperatura, presión, patrón de flujo, velocidades de flujo, retención de gas y líquido, composición química de las fases, pH y velocidad de corrosión.

A continuación se describen brevemente los distintos módulos. Se puede encontrar una descripción detallada de los mismos en una publicación previa (Frapiccini et al., 2023).

Se presenta, además, un caso de aplicación del modelo *Y-TubCor*. Se analiza un pozo productor de gas y petróleo, que presentó a lo largo de seis años de producción fluctuaciones importantes en los caudales. Se comparan los valores de daño acumulados, estimados en base a velocidades de corrosión calculadas por *Y-TubCor* con datos obtenidos mediante mediciones realizadas con ensayos no destructivos (caliper), luego de seis años de operación.

Descripción del Modelo de Corrosión

En la Figura 1 se muestra el diagrama de flujo del modelo que incluye los diferentes módulos de cálculo y los principales ciclos iterativos.

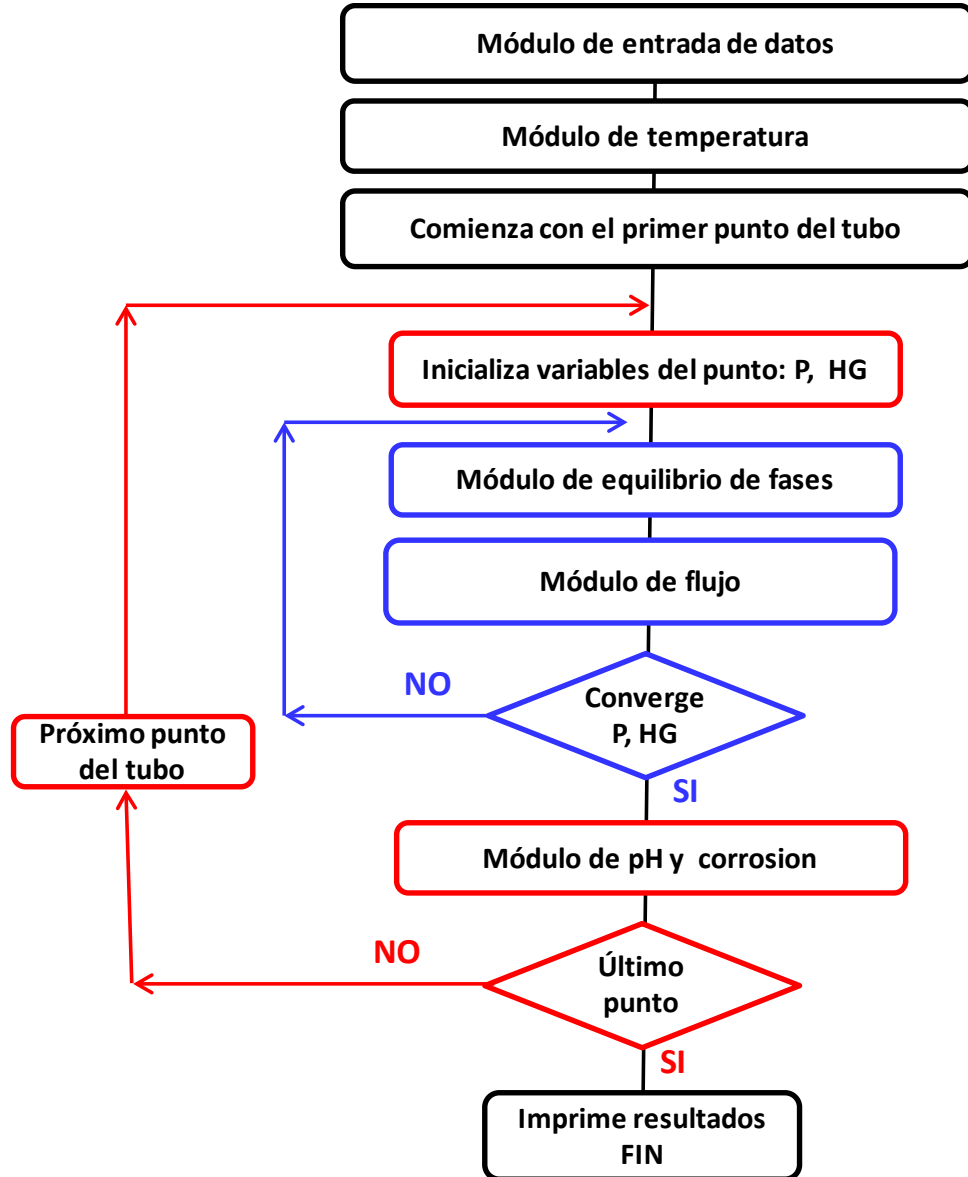


Figura 1 – Diagrama de flujo del modelo

Módulo de entrada de datos: los datos de ingreso son:

- Caudales de producción a presión y temperatura normal: $(agua\ Q_A\ [m^3/s])$, $(gas\ Q_G\ [m^3/s])$, $(petróleo\ Q_O\ [m^3/s])$.
- Presión en boca de pozo, $(P_w\ [bar])$.
- Temperatura y sus puntos de medición a lo largo de la tubería de producción.
- Químicas de las fases agua, gas y petróleo.
- Perfil del pozo y geometría y material de la tubería de producción: diámetro $(d\ [m])$, espesor $(e\ [m])$, inclinación vertical $(Inc\ [degrees])$, contenido de Cromo y Carbono $(Cr\%,\ C\%)$, tipo de tratamiento térmico (normalizado o templado y revenido).

Módulo de temperatura: calcula la temperatura en los puntos de cálculo usando los datos medidos a lo largo de la tubería o una relación de gradiente geotérmico de la zona.

Módulo de boca de pozo: comienza los ciclos iterativos con el primer punto de cálculo de la tubería de producción.

Ciclo iterativo de todos los puntos de la tubería: cubre todos los puntos de cálculo de la tubería de producción desde boca a fondo del pozo, ver Figura 1 en rojo (típicamente de 100 a 200 puntos).

Módulo de inicio de variables del punto: en cada punto de la tubería se inicializa la presión (P) y la fracción volumétrica del gas (HG).

Ciclo iterativo del cálculo fluidodinámico: para el punto de la tubería se calcula en este ciclo el equilibrio de fases y la fluidodinámica, dando como resultado una nueva presión y fracción volumétrica del gas que se comparan con las de la iteración anterior hasta convergencia.

Módulo de equilibrio: el modelo calcula las fases que están en equilibrio, pueden ser 3 fases agua, gas y petróleo, cualquier combinación de dos fases o sólo una fase. Los componentes del equilibrio son H_2O , hidrocarburos presentes CO_2 y H_2S .

Aplicando el balance de materia total y de cada componente del equilibrio se obtienen las ecuaciones de Rachford Rice que son usadas para determinar las composiciones de las fases mediante un ciclo iterativo usando el método de Newton Raphson y de line search. Una descripción completa de las ecuaciones de Rachford Rice del equilibrio de tres fases se encuentra en las siguientes publicaciones (Li et al. 1986, Nelson 1987, Haugen et al. 2011, Li et al. 2011). El equilibrio se obtiene igualando la fugacidad de todas las fases. El módulo de equilibrio consta de 4 sub-módulos: equilibrio de la fase agua, equilibrio de la fase gas, equilibrio de la fase petróleo y elección de las fases en equilibrio.

El sub- módulo de equilibrio de la fase agua calcula la solubilidad del CO_2 y H_2S gaseoso en la fase agua y obtiene las actividades de los siguientes componentes CO_2 , H_2S , H^+ , OH^- , HCO_3^- , $CO_3^{=}$, HS^- , $S^{=}$. Las actividades de los diferentes componentes en la fase acuosa (excepto el componente H_2O) se calculan con las molalidades y coeficientes de actividad obtenidos por el modelo de Pitzer (Pitzer 1991, Plennevaux et al. 2012, Li et al. 2017). El modelo de Pitzer tiene en cuenta la composición de la fase acuosa con todos los componentes mencionados anteriormente y los sólidos disueltos totales del agua (Na^+ , K^+ , Ca^{++} , Mg^{++} , Cl^- , $SO_4^{=}$). Una vez obtenida la composición molar de equilibrio en la fase acuosa, se calcula el coeficiente de fugacidad de cada componente. Los coeficientes de fugacidad del CO_2 y H_2S se calculan utilizando la constante de dilución de Henry corregida con el factor de Poynting (O'Connell, 2005).

Los sub-módulos de equilibrio de la fase gas y la fase petróleo utilizan la ecuación de estado de Soave-Redlich-Kwong (Soave, 1972) y obtienen la ecuación cúbica de la fase para calcular el coeficiente de compresibilidad de la fase. Una vez obtenido el valor del coeficiente de compresibilidad, calcula el coeficiente de fugacidad de fase gas o petróleo, según corresponda.

El sub-módulo de elección de las fases en el equilibrio químico utiliza para determinar las fases estables un flash negativo trifásico descripto en (Nazari et al. 2019).

Módulo de flujo: es un módulo que calcula la presión, la fracción volumétrica, la velocidad del gas y del líquido y los patrones de flujo. Primero calcula la propiedades físicas de las fases (densidad, viscosidad, tensión superficial de las fases vapor, petróleo y acuosa y de la fase líquida emulsionada) con la las fracciones molares de la fase, la presión y la temperatura.

Y-TubCor utiliza el llamado modelo de flujo de “drift” que requiere el cálculo de la velocidad de deslizamiento entre las fases líquidas emulsionadas y gaseosa y un parámetro de distribución, para calcular la velocidad de la fase gaseosa (VG) y la fracción volumétrica del gas (HG). Para

flujo vertical se utiliza el modelo de Ishii (Ishi 1977, Hibiki et al. 2003) (Ishi, 1977). Para flujo inclinado y horizontal se utiliza el modelo de Lou (Lou et al. 2022).

Los patrones de flujo vertical determinados son: flujo líquido, burbujeante, slug, anular y gaseoso. El criterio de transición de un régimen de flujo vertical a otro se puede ver en (Taitel et al. 1980, Petalas and Azis 1996). Los patrones de flujo inclinado son líquido, distribuido o burbujeante, segregado (estratificado, ondulado o anular), de transición, intermitente o slug, y flujo gaseoso. El criterio de transición puede verse en (Beggs, H.d., J.P. Brill, 1991).

La presión (P) se calcula con el balance de momento en la tubería teniendo en cuenta la variación de presión con la longitud debido a los efectos de la gravedad, fricción y aceleración.

Módulo de pH y corrosión: está basado en el modelo semi-empírico de de Waard (de Waard, C., Smith, L.M. and Craig, B.D., 1995), (de Waard, C. Smith, L. M. and Craig, B.D., 2003) considera el efecto del flujo, la presión parcial de CO₂, la temperatura, la composición del acero, el pH y los factores de protección (petróleo y escamas de carbonato).

La velocidad de corrosión (V_{corr}) se calcula como:

$$V_{corr} = \left[\frac{F_{Cr}}{\frac{1}{V_r F_c} + \frac{1}{V_m}} \right] F_{scale} F_{oil} \quad (1)$$

$$\log(V_r) = AM - \frac{1119}{T} + 0.58 \log(P_{CO_2} \phi V_{CO_2}) - 0.34 (pH - pH_{CO_2}) \quad (2)$$

$$V_m = VM \frac{V_L^{0.8}}{D^{0.2}} P_{CO_2} f_{CO_2} \quad (3)$$

$$F_{Cr} = \frac{1}{1 + F_{CrM} Cr\%} \quad (4)$$

$$F_c = 1 + F_{CM} C\% \quad (5)$$

donde

V_{corr} : velocidad de corrosión [mm/y].

V_r : velocidad máxima de reacción cinética de protones [mm/y].

V_m : velocidad máxima de transferencia de masa de CO₂ disuelto [mm/y].

F_{Cr} : factor que tiene en cuenta el contenido de cromo del acero.

F_c : factor que tiene en cuenta el efecto del contenido de carbono del acero.

T : temperatura[K].

P_{CO_2} : presión parcial CO₂ [bar].

ϕV_{CO_2} : es la fugacidad del CO₂ en la fase gas.

pH : el pH.

pH_{CO_2} : pH de agua con CO₂ disuelto, $pH_{CO_2} = 3.82 + 0.00384 T - 0.5 \log P_{CO_2} \phi V_{CO_2}$.

V_L : velocidad del líquido emulsionado [m/s].

D : diámetro interno de la tubería de producción [m].

Las ecuaciones (1)-(5) dependen del tratamiento térmico y de la composición química del acero:

- Aceros normalizados: $AM = 4.84$; $VM = 2.8$; $F_{CrM} = 2.3$; $FCM = 4.5$
- Aceros templados y revenidos: $AM = 5.07$; $VM = 2.7$; $F_{CrM} = 1.43$; $FCM = 0$

F_{scale} : es un factor que tiene en cuenta la formación de carbonatos de hierro que actúan como reductores de la velocidad de corrosión, según (de Waard, C., Smith, L.M. and Craig, B.D., 1995)

$$\log(F_{scale}) = \frac{2400}{T} - 0.6 \log(P_{CO_2} \phi V_{CO_2}) - 6.7 \quad (6)$$

F_{oil} es un factor que tiene en cuenta la gravedad API y el “wáter cut” (W), según (de Waard, C. Smith, L. M. and Craig, B.D., 2003)

$$F_{oil} = 0.059 \frac{W}{W_{break}} V_L + \frac{1.1 \cdot 10^{-4}}{W_{break}^2} \frac{\alpha}{90} + 0.059 \frac{W}{W_{break}} V_L \frac{\alpha}{90} \quad (7)$$

$$F_{oil} = 1 \quad \text{cuando petróleo líquido no está presente}$$

donde

α : ángulo de desviación desde la vertical (en grados) de la tubería de producción.

W: fracción volumétrica de agua en el líquido emulsionado en la boca de pozo (“water cut”).

W_{break} : Significa cuánta agua puede arrastrar en un petróleo crudo y depende de la gravedad API del petróleo, $W_{break} = -0.0166 \text{ API} + 0.83$ para $50 > \text{API} > 20$.

API: grado API, $\text{API} = \frac{141.5}{SG} - 131$.

SG: gravedad específica del petróleo compara con agua pura a 60°F (15°C).

Caso de Aplicación

Desarrollamos a continuación un caso de aplicación del modelo *Y-TubCor*. Se trata de un pozo productor de gas y petróleo, que produce por *tubing*, API 5CT Grado P110 - 13.5 libras/pie, con un diámetro externo de 4.5 pulgadas y un espesor de tubería de 7.37 mm.

A lo largo de su historia productiva, de poco más de seis años, presentó fluctuaciones importantes en los caudales de producción. Se contaba con registros de dichos caudales, tomados aproximadamente a intervalo de siete días. Observando la variación de esos valores, se decidió segmentar el análisis en seis periodos, y utilizar en cada periodo valores promedios de los caudales en cada periodo.

En la Tabla 1, se detalla esta segmentación:

Caso	Período tiempo (meses)	Q Agua (m³/d)	Q Petróleo (m³/d)	Q Gas (m³/d)
0	2	164.13	0.00	169441.00
1	1,05	37.95	17.21	308606.68
2	5	3.86	16.01	188195.90
3	6	2.92	11.45	131192.22
4	12	2.86	2.47	83761.11
5	29	0.32	0.00	51980.71

Tabla 1: Segmentación del análisis en casos y período temporal

A continuación, se presentan las principales variables correspondientes a las composiciones químicas del gas (Tabla 2) y el agua (Tabla3).

En el caso del gas las principales variables son los tenores de CO₂ y H₂S. Se tomaron dos valores diferentes, conforme a las cromatografías disponibles.

Períodos	CO ₂ (% molar)	H ₂ S (ppm)	Densidad (Kg/m ³)
0,1 y 2	0.6726	1	0.737
3,4	0.6784	1	0.742
5	0.8917	2	0.741

Tabla 2: Variables principales de la Cromatografía de Gas

En la Tabla 3 se presentan los datos principales correspondientes a los análisis fisicoquímicos del agua, agrupados en dos conjuntos de períodos, conforme a la disponibilidad de datos.

Períodos	Cl ⁻ (mg/l)	Ca ²⁺ (mg/l)	Na ⁺ (mg/l)	Alcalinidad (mg/l)
0,1, 2 y 3	48018	2004	28651	927.47
4,5	42046	6800	17268	353.80

Tabla 3: Datos básicos de los Físico Químicos del Agua

Además de los datos de entrada ya mencionados, se requieren de las mediciones de la presión de boca de pozo y las temperaturas de boca mostradas en la Tabla 4.

Período	T boca (°C)	T fondo (°C)	P boca (kg/cm ²)
0,1 y 2	65.77	105.63	103.15
3	60.36	105.74	62.11
4	54.94	105.85	21.07
5	37.28	101.25	16.79

Tabla 4: Datos de temperatura y presión

Los datos de temperatura en boca y presión en boca del período 3, son un promedio de los valores del período 2 y 4. La profundidad final asumida para terminar el estudio fue de 2950mts, que no coincide exactamente con el fondo de pozo, pero desacopla el estudio de la zona de punzados, en los cuales no se verifican las hipótesis asumidas en el modelo.

En la Figura 2 se muestra un perfil direccional del pozo analizado. Puede observarse que se trata de un pozo mayormente vertical, a excepción de una inclinación leve en un tramo de 250mts aproximadamente.

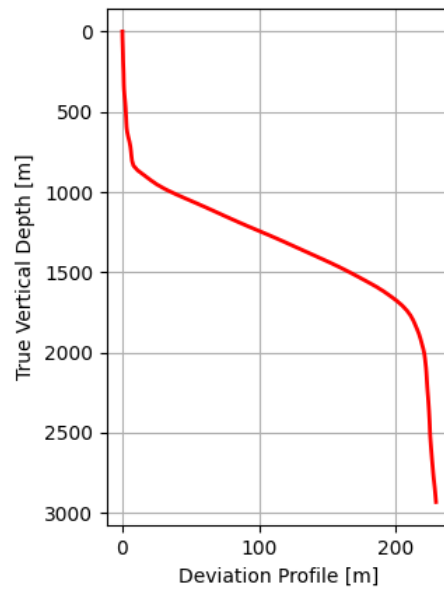


Figura 2: Perfil direccional del pozo analizado

Resultados

En la Figura 3 se muestran los resultados arrojados por Y-TubCor para la Velocidad de Corrosión en función de la profundidad, en los seis casos analizados.

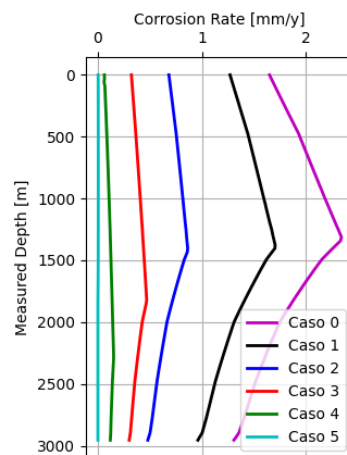


Figura 3: Velocidad de corrosión en función de la profundidad para los seis casos

Se observa una disminución de la velocidad de corrosión desde el caso 0, inicio de producción, hasta el caso 5, una condición más cercana a la actual. Dicha disminución está en coincidencia con la marcada reducción en el caudal de agua.

En los perfiles correspondientes a los casos 0,1 y 2, se observa un marcado máximo en la velocidad de corrosión a una profundidad de aprox 1400m. Ese máximo corresponde a la

posición en la que las condiciones del pozo hacen que comience a tener peso en la reducción de la velocidad de corrosión, la presencia de productos de corrosión con cierta capacidad protectora,

En la Figura 4 se muestra el *hold-up* de líquido y gas, y en la Figura 5 las velocidades de líquido y gas en los distintos tramos de la sarta. Todas estas magnitudes físicas se estudiaron para los distintos periodos de producción definidos.

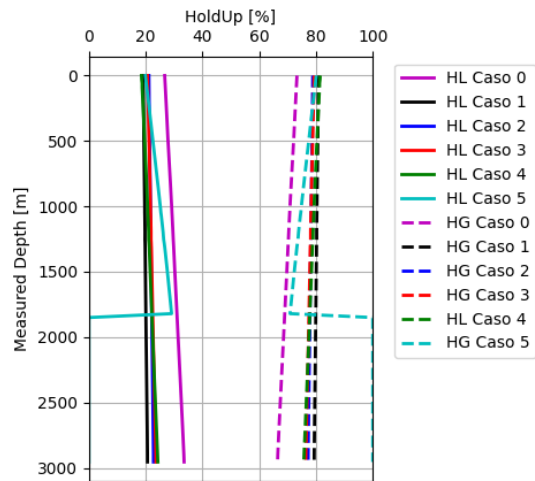


Figura 4: Hold-up de líquido y de gas

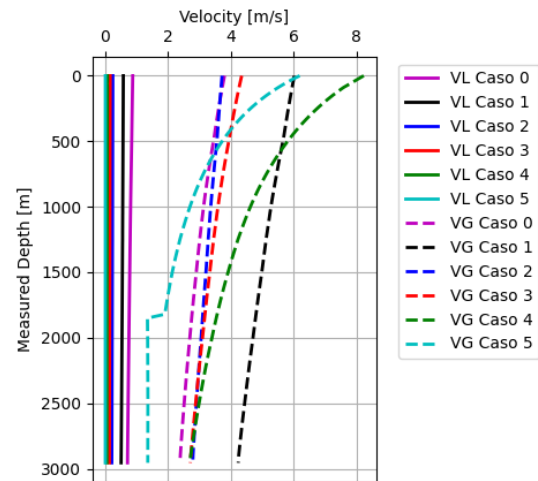


Figura 5: velocidad de líquido y gas a lo largo de la sarta de producción

El modelo implementado, tiene la posibilidad de distinguir entre distintos regímenes de flujo influenciados por la geometría del pozo, y por las condiciones de operación. Este dato, además de ser relevante para los ingenieros de integridad, puede ser clave para referentes de producción a la hora de establecer sistemas de extracción artificial. En la Figura 6 se muestran los distintos regímenes de flujo (bubble, slug, intermitente, segregado, etc.) determinados mediante Y-TubCor a lo largo de la tubería de producción para los distintos casos analizados.

En la tabla 5 se muestran los resultados principales de velocidad de corrosión (VC) en boca, fondo y valor máximo para los cinco casos establecidos. Para cada periodo se calculó el daño acumulado (AC) en cada una de esas posiciones. La suma de esos valores permitió estimar el daño estimado en los 6 años de servicio (identificado como “Corrosion acumulada” en Tabla 5). Los datos reportados como “ExpAvg” corresponden a mediciones físicas del daño acumulado en seis años de operación del pozo, realizadas mediante ensayos no destructivos (caliper).

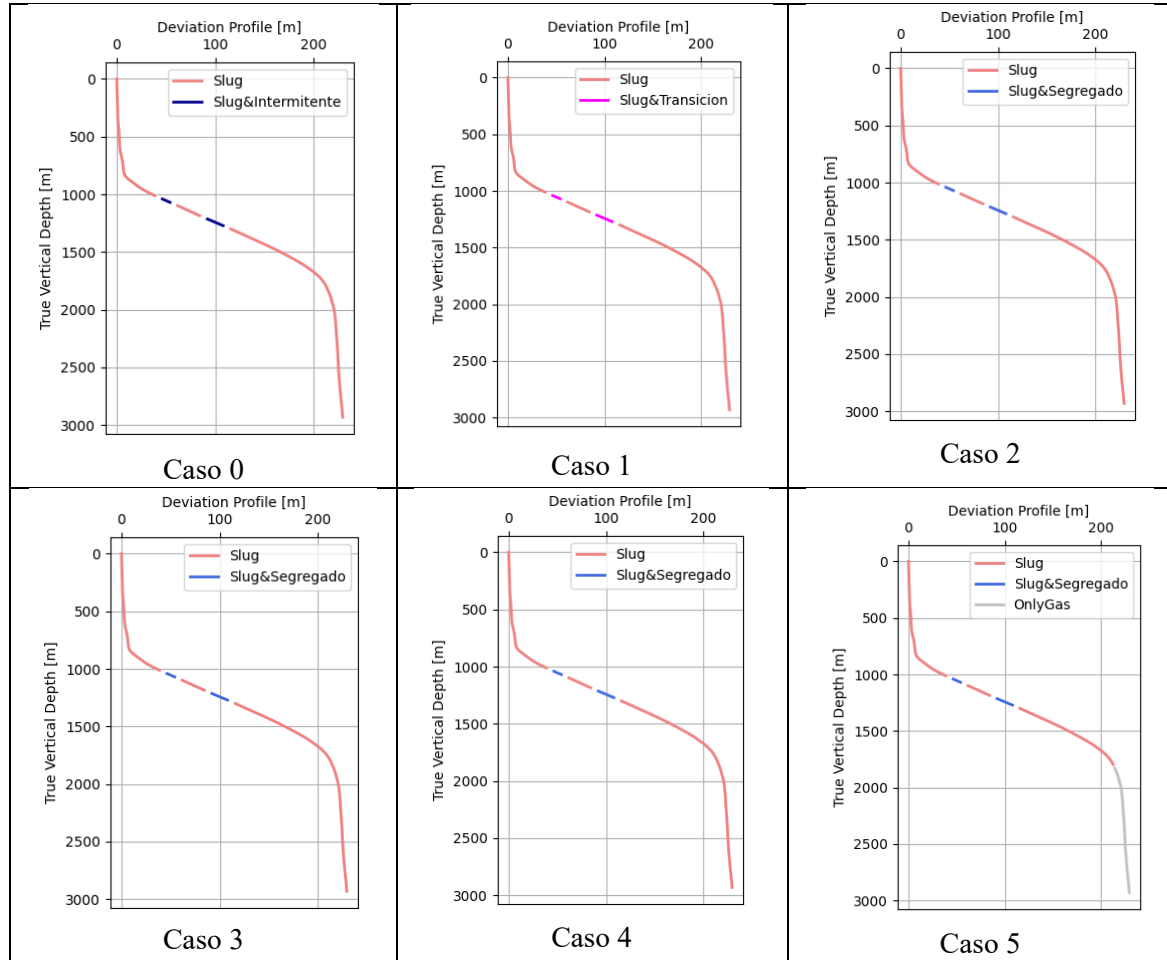


Figura 6: Régimen de flujo

Caso	Periodo tiempo [meses]	Boca		Máximos		Final	
		VC [mm/año]	AC [mm]	VC mm/año]	AC [mm]	VC mm/año]	AC [mm]
0	2	1,65	0,28	2,34	0,39	1,31	0,22
1	1,05	1,27	0,11	1,7	0,15	0,96	0,08
2	5	0,68	0,28	0,86	0,36	0,48	0,20
3	6	0,32	0,16	0,47	0,24	0,3	0,15
4	12	0,06	0,06	0,15	0,15	0,12	0,12
5	29	0,0025	0,01	0,0035	0,01	0,0025	0,01
Corrosion acumulada [mm]		0,90		1,29		0,78	
ExpAvg [mm]		0,8		2.6 a 2.9		0,88	

Tabla 5: Resultados de velocidad de corrosión y daño acumulado

A continuación, se muestra un detalle de la medición mediante caliper, en la que se distingue los máximos de penetración (curva roja) y las medias de daño por sección (curva azul).

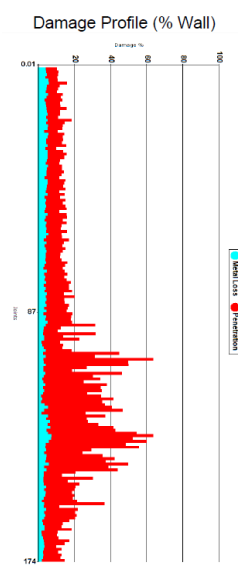


Figura 7: Perfil de corrosión medido en el pozo en estudio mediante caliper (mecánico)

Análisis de Resultados

El modelo desarrollado tiene la posibilidad de segmentar la evolución del proceso de daño corrosivo de acuerdo con el tipo y cantidad de fluido producido. En este sentido se observa una alta velocidad de corrosión inicial asociada a alta producción de agua.

El modelo permite asimismo evaluar el impacto del cambio en condiciones operativas como fisicoquímica del agua y contenido de CO₂, en la tasa de corrosión.

En la Figura 8 se presentan las velocidades de corrosión máximas y los valores de daño acumulado correspondientes a cada periodo en función de los meses transcurridos desde el inicio de producción. Es evidente que, si bien inicialmente existe una elevada tasa corrosiva, la misma va evolucionado en el tiempo a menos valores, y el acumulado de daño permite extrapolar cual será estimativamente el mayor daño observado en la tubería, de mantenerse las condiciones actuales de producción.

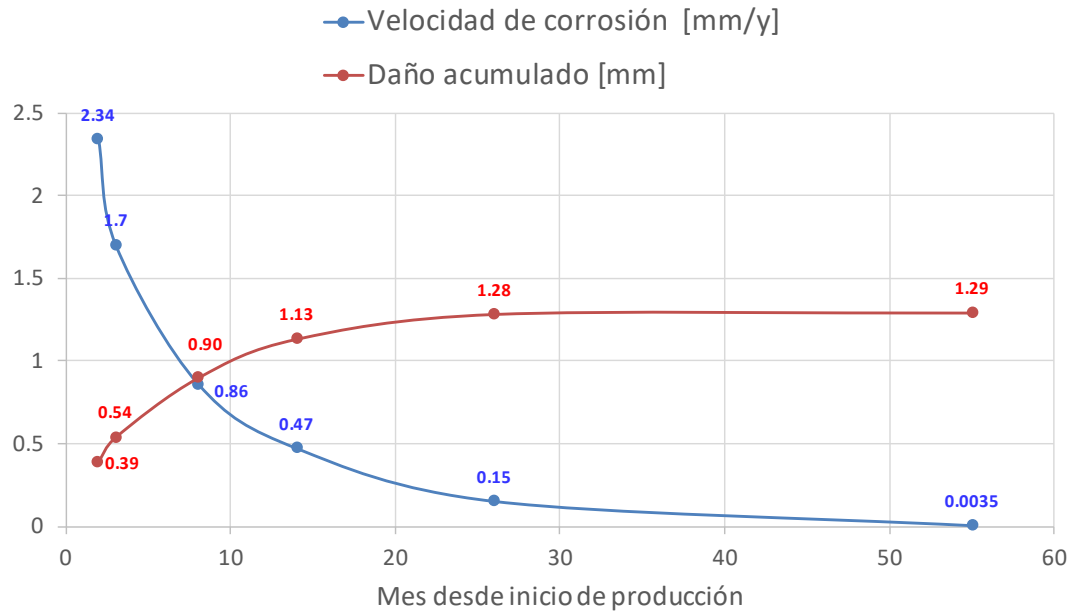


Figura 8: Velocidad de corrosión estimada y corrosión acumulada

Las diferencias medidas entre el daño acumulado determinado mediante el modelo, y el medido por herramienta físicas (ExpAvg), están en el orden de error de este tipo de mediciones (del orden de 20%).

Conclusiones

El modelo Y-TubCor permite estimar velocidades de corrosión a partir de condiciones operativas reales imperantes en un pozo de producción de petróleo y gas.

En un pozo con condiciones de producción variables en el tiempo, el modelo puede segmentar temporalmente la evolución de la tasa de corrosión, y realizar un análisis con perspectiva temporal de cómo será la evolución de ese daño a futuro.

Y-TubCor no reemplaza eventuales inspecciones físicas sino que son informaciones complementarias y su aplicación permite optimizar la periodicidad de la realización de dichas inspecciones. Dado que el modelo permite estimar en tiempo real, y a partir de datos operativos significativos, la magnitud posible del daño acumulado y tomar acciones de mitigación y/o intervenciones.

Bibliografía

- Brill, J. P.; Beggs, H. D. 1991 Two-Phase Flow in Pipes. 6th Edition. Tulsa University, Tulsa, Oklahoma
- de Waard, C., Lotz, U., and Dugstad, A. 1995. Influence of Liquid Velocity on CO₂ Corrosion: a Semi-Empirical Model. Paper NACE-128. Corrosion 1995. Orlando, Florida, 26-31 March 1995.
- de Waard, C., Smith, L.M., and Craig, B.D. 2003. The Influence of Crude Oils on Well Tubing Corrosion Rate. Paper NACE-03629. Corrosion 2003. San Diego, California 16-20 March 2003.
- Eghorieta, R., Afolabi, T., and Panacharoensawad, E., 2018. Drift flux modeling of transient high-viscosity-liquid and gas two-phase flow in horizontal pipes. *Journal of Petroleum Science and Engineering* **171**:605-617
- Evje, S., Fjelde, K., 2002. Hybrid flux-splitting schemes for a two-phase flow model. *Journal of Computational Physics*. **175**: 674-701
- Frappicini A., Perez T., Goldschmit M., Cirimello P., Santilli F., Morris W.: Development of a Model to Predict Corrosion Rate and Flow Pattern in Oil and Gas Production. Latin America Unconventional Resources Technology Conference . Buenos Aires Diciembre 2023
- Haugen, K.B., Firoozabadi, A., and Sun, L. 2011. Efficient and Robust Three-phase Split Computations. *AIChE Journal* **57**: 2555-2565
- Hibiki, T., and Ishii M. 2003. One-dimensional Drift Flux Model and Constitutive Equations for Relative Motion between Phases in Various Two-phase Flow Regimes. *International Journal of Heat and Mass Transfer* **46**: 4935-4948.
- Ishi, M. 1977. One Dimensional Drift-flux Model and Constitutive Equations for Relative Motion between Phases in Various Two-phase Flow Regimes. Technical Report ANL-77-47, Argonne National Laboratory, Argonne, Illinois, October 1977.
- Li, Q.J. 2017. Development of Mechanistic Models and Numerical Methods for Corrosion Prediction in Oil Industry. PhD dissertation, University of Calgary, Calgary, AB, April 2017.
- Li, D., and Duan, Z. 2007. The Speciation Equilibrium Coupling with Phase Equilibrium in the H₂O-CO₂-NaCl System from 0 to 250 °C, from 0 to 1000 bar, and from 0 to 5 Molality of NaCl. *Chemical Geology* **244**: 730-751.
- Li, R., and Li H.A. 2019. Improved Three-phase Equilibrium Calculation Algorithm for Water/Hydrocarbon Mixtures. *Fuel* **244**:517-517.
- Li, Y.K., and Nghiem, L.X. 1986. Phase Equilibria of Oil, Gas and Water/Brine Mixtures from a Cubic Equation of State and Henry's Law. *The Canadian Journal of Chemical Engineering* **64**: 486-496.
- Lou, W., Wang, Z., Li, P., Sun, X., Sun, B., Liu, Y., and Sun, D. 2022. Wellbore Drift Flow Relation Suitable for Full Flow Pattern Domain and Full Dip Range. *Petro. Explor. Develop.* **49** (3): 694-706
- Nazari, M., Asadi, M.B., and Zendehboudi, S. 2019. A New Efficient Algorithm to Determine Three-phase Equilibrium Conditions in the Presence of Aqueous Phase: Phase Stability and Computational Cost. *Fluid Phase Equilibria* **486**: 139-158.
- Nelson, P. 1987. Rapid Phase Determination in Multiple-phase Flash Calculations. *Computer Chemical Engineering* **11** (6): 581-591.

Nesic, S.2007. Key issues related to modelling of internal corrosion of oil and gas pipelines – A review. *Corrosion Science* **49**: 4308–4338

Nyborg R. 2006. Field Data Collection, Evaluation and Use for Corrosivity Prediction and Validation of Models Part II: Evaluation of Field Data and Comparison of Prediction Models. Paper NACE 06118 *Corrosion Conference* NACE International, Houston, TX., March 12 2006.

Nyborg R. 2010. CO₂ Corrosion Models for Oil and Gas Production Systems. Paper NACE 10371 *Corrosion Conference* NACE International, Houston, TX, March 14, 2010.

O'Connell J. P., Haile J 2005. Thermodynamics: Fundamentals for Applications Cambridge University Press 2005

Petalas, N., and Aziz, K. 1996. Development and Testing of a New Mechanistic Model for Multiphase Flow in Pipes. ASME Fluids Engineering division Second International Symposium on Numerical Methods for Multiphase Flows, San Diego, Cal., July 7-11.

Pitzer, K. 1973. Thermodynamics of Electrolytes. I. Theoretical Basis and General Equations. *Journal of Physical Chemistry* **77** (2):268-277.

Pitzer, K.1991. *Activity Coefficients in Electrolyte Solutions*, second edition, CRC Press, Boca Raton, FL.

Plennevaux, C., Ferrando, N., Kittel, J., Frégonese, M., Normand, B., Cassagne, T., Ropital, F., and Bonis, M. 2013. pH Prediction in Concentrated Aqueous Solutions under High Pressure of Acid Gases and High Temperature. *Corrosion Science* **73**: 143-149.

Soave, G. 1972. Equilibrium Constants from a Modified Redlich-Kwong Equation of State. *Chemical Engineering Science* **17**: 1197-1203.

Taitel, Y., Bornea D., and Dukler, A.E. 1980. Modelling Flow Pattern Transitions for Steady Upward Gas-liquid Flow in Vertical Tubes. *AIChE Journal* **26** (3): 346-354.

Ana Frapiccini: Licenciada en Física de la Universidad Nacional del Sur y Doctora en Física del Instituto Balseiro en la Universidad de Cuyo. Especializada en Métodos Numéricos aplicados a diversos campos de la Física y la Química, se desempeña como Tecnóloga en el área de Tecnologías Digitales de la empresa YPF Tecnología S.A., y es Investigadora Adjunta del Conicet.

Teresa Perez: Ingeniera Química de la Universidad de Buenos Aires. Campos de especialización: Materiales y Corrosión, análisis de integridad, en especial en el caso problemáticas de corrosión y fisuración inducida por el medio. Ha dictado cursos a nivel nacional e internacional enfocados a las problemáticas mencionadas. Se desempeñó en el Centro de Investigación Industrial de Tenaris como Directora del Departamento de Materiales y Corrosión y como Científica Principal. Profesora titular en FIUBA y el Inst Sabato. Instructora de AMPP. Desde 2016 actúa como Consultora Independiente.

Marcela Goldschmit: Ingeniera Química de la Universidad Nacional de La Plata y Doctora en Ingeniería Química de la Universidad Nacional del Litoral. Posee más de 40 años de experiencia en Mecánica Computacional desarrollando diversos programas y simulaciones de procesos. Se desempeñó en el Centro de Investigación de Tenaris entre 1990 y 2007, y como socia en la empresa Sim&Tec entre 2008 y 2019. Actualmente es consultora independiente. Además tiene 45 años de experiencia en docencia siendo actualmente profesora de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Buenos Aires.

Pablo Cirimello: Ingeniero Mecánico de la Universidad Nacional del Comahue, Magister en Ciencia y Tecnología de Materiales de la Universidad Nacional de San Martín (UNSAM) y Magister en Dirección de Empresas de la Universidad Nacional de La Plata (UNLP). Trabaja en temáticas referidas a la Industria del Oil & Gas desde el año 2003. Se desempeñó en el área de Selección de Materiales y Análisis de Falla en la empresa INVAP Ingeniería. Actualmente es Tecnólogo en la empresa YPF Tecnología S.A, liderando proyectos de I+D para el Upstream.

Walter Morris: Ingeniero Mecánico de la Universidad Nacional de Mar del Plata (UNMdP). Master en Ciencia e Ingeniería de la University of South Florida, EE.UU, Doctor en Ciencia de los Materiales de la UNMdP. Posee más de 20 años de experiencia en la Industria del Oil & Gas. Entre 2000 y 2012 ocupó la posición de Product Champion de Desarrollo en San Antonio Internacional. Desde 2012 a la fecha trabaja en Y-TEC, inicialmente como Product Champion de Materiales y luego como Gerente de Ingeniería y Materiales. Actualmente se desempeña como Líder de Misión “Tecnologías del Upstream”. Cuenta con más de 80 publicaciones en revistas científicas y del ambiente del Oil & Gas y 4 patentes de invención.