



MODELOS DE EROSIÓN EN CASING DURANTE FRACTURAS POR TREE-SAVER Comparación con casos reales

Prieto Agustin, Tenaris, aprieto@tenaris.com; Rebas Nicolás, Tenaris, nrebas@tenaris.com;
Codega Dario, Tenaris, dcodega@tenaris.com

Palabras Clave

Erosión, estimulación hidráulica (fracking), tree-saver, casing, agente de sostén (arena)

Resumen

La erosión de tubulares ha sido ampliamente estudiada en la industria del Petróleo y Gas, y se presenta en muchos estadios de la vida de un pozo. Entender esta problemática y poder predecirla es importante para prevenir fallas catastróficas en los tubulares debidas a las pérdidas de espesor, sobre todo en operaciones de fractura en reservorios no convencionales (altos caudales de fractura y concentraciones de arenas, elevadas presiones de superficie).

El presente trabajo se enfoca en el fenómeno de erosión por partículas sólidas que ocurre durante las operaciones de fractura, principalmente al utilizar tree-savers. Al ser un problema de fluido-dinámica complejo, requiere de técnicas sofisticadas de CFD (“Computational Fluid Dynamics”). Como alternativa, se presentan distintos modelos simplificados de la bibliografía (DNV-Huser, Salama Modificado, DNV Tramo Recto), que en general plantean ecuaciones empíricas en base a ensayos de laboratorios, pero los mismos están limitados a ciertas condiciones, y pueden dar resultados dispares según las condiciones.

Se analizaron 5 casos reales de pozos fracturados por casing 3 1/2” utilizando tree-savers 1 3/4”, donde se observaron pérdidas de espesor por erosión en la superficie interna de los tubulares, detectadas a la salida de las empaquetaduras del tree-saver (cambio de sección trasnversal). Los valores de erosión medidos fueron comparados con los estimados por los modelos simplificados. Se propuso el uso de un factor de velocidad f_v , el cual se utilizó para ajustar los modelos descriptos con los datos reales. Se detectaron rango de valores de f_v que hacen replicar correctamente los modelos con los datos reales.

Se recomienda recopilar mayor cantidad de información de campo para validar los modelos (dada la gran incertidumbre de los mismos), y también compararlos con modelos computacionales de fluido-dinámica. El cruce de estos resultados es de utilidad para definir un modelo de predicción de erosión más preciso, que sirva como estándar para plantear en una etapa de diseño de la arquitectura de un pozo, y prevenir/mitigar fallas no deseadas.

Introducción Teórica

Parte 1 – Conceptos sobre Erosión

La erosión puede definirse como la pérdida de material debida a la abrasión (remoción mecánica) generada por el pasaje de un fluido (con o sin partículas sólidas). En los tubulares involucrados en la industria del Petróleo y Gas, hay diversos mecanismos, siendo los más relevantes:

- Erosión por gotas de líquidos (ej. gas condensado)
- Cavitación
- Corrosión-erosión (en ambientes con altos cortes de agua, O₂, CO₂, H₂S, bajo pH)
- Erosión por partículas sólidas.

Condiciones de inyección	Valor
Temperatura	25°C
ID Tubería	49.22 mm
Caudal de Agua	120 m ³ /d
O ₂	20 ppb
CO ₂	40 mg/l
Bacterias	1.0E ⁴ BSR
Tiempo de exposición	30 días

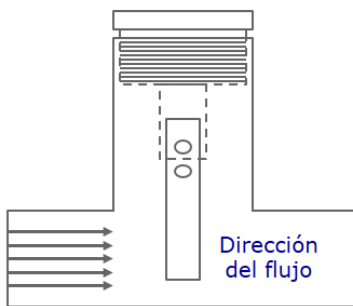


Fig. 1: Mecanismo de erosión-corrosión en cupón de acero al carbono, sometido al flujo de agua en una línea de inyección.



Fig. 2: Daño por erosión en superficie externa de tubing 2 7/8" N80.Q, debida al jet en zona de punzados de un pozo con bombeo electrosumergible (casing 5 1/2").

En particular, el mecanismo de erosión por partículas sólidas toma relevancia en las operaciones de estimulación hidráulica o “fracking”, dado los elevados caudales y concentraciones de agente sostén a los que se someten los tubulares. La situación se hace más severa en el desarrollo de reservorios no convencionales (ej. tight gas, shale gas/oil) y las técnicas de HDC (“High Density Completion”) y HIC (“High Intensity Completion”), donde por un único tubular se inyectan grandes cantidades de fluidos y agente sostén, a altas presiones, buscando estimular el mayor volumen de reservorio posible. Entender esta problemática y poder predecirla resulta importante en estos ambientes para prevenir fallas catastróficas en los tubulares debidas a las pérdidas de espesor.

Parte 2 – Variables en Erosión por Partículas Sólidas

Resistencia a la erosión del material

Está directamente relacionada con la dureza del material, y su capacidad de deformarse bajo un impacto absorbiendo la energía, o tenacidad.

En materiales frágiles, la erosión se produce como resultado del agrietamiento y desprendimiento de segmentos microscópicos de la superficie del material. La mayor pérdida de material se da cuando los ángulos de impacto son cercanos a 90° .

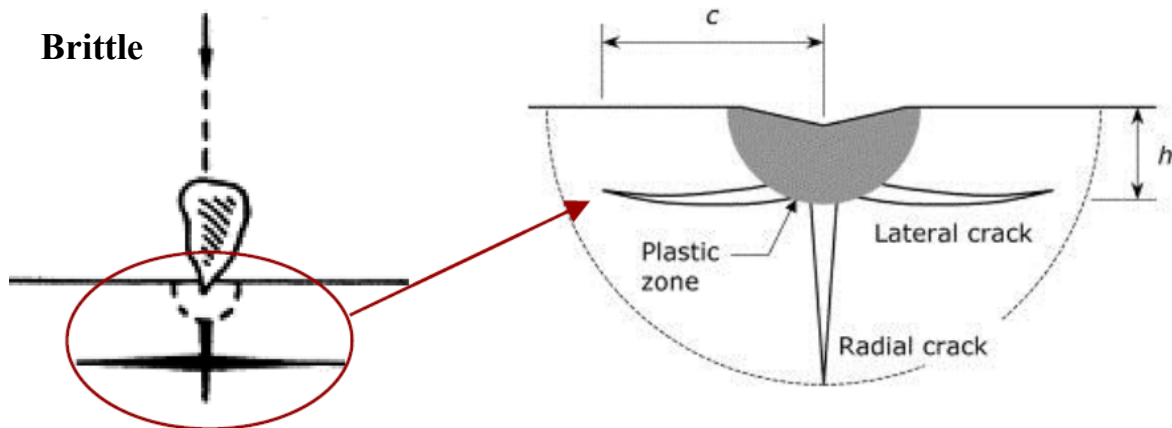


Fig. 3: Mecanismo de daño por impacto de partículas sólidas en materiales frágiles.

En los materiales dúctiles, la erosión se produce debido a una serie de repetidas deformaciones microplásticas. La pérdida de material es más severa cuando los ángulos de impacto se encuentran entre 20° a 30° .

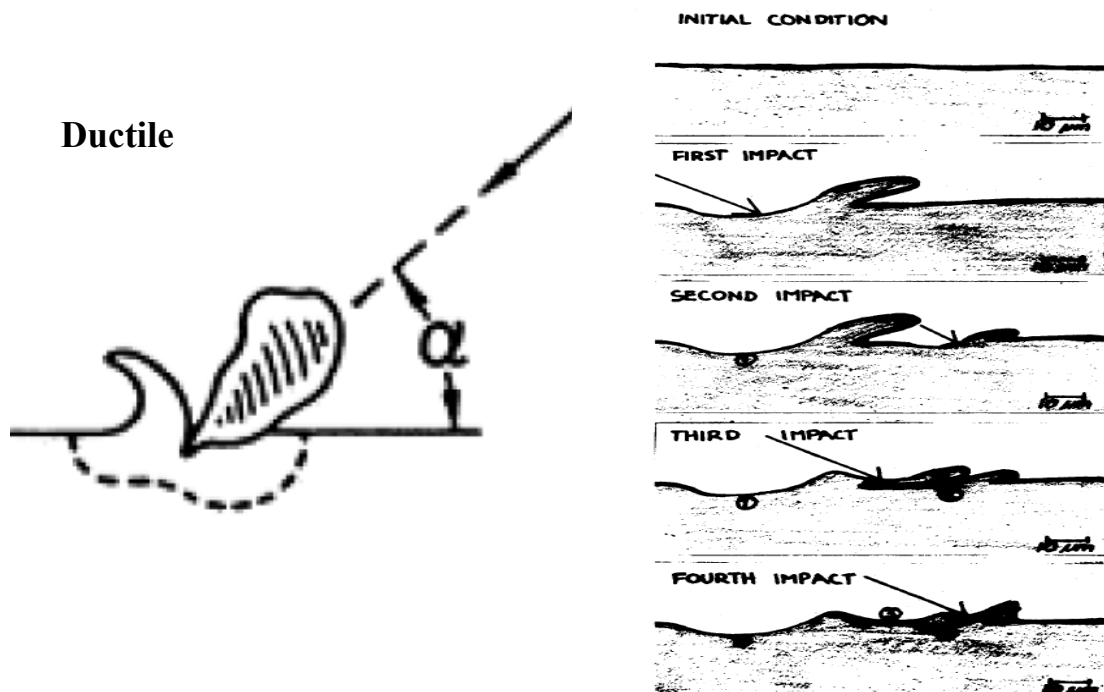


Fig. 4: Mecanismo de daño por impacto de partículas sólidas en materiales dúctiles.

Los aceros, otros metales y la mayoría de los plásticos suelen mostrar un comportamiento dúctil a la erosión. Los plásticos son generalmente menos resistentes que los metales, aunque algunos elastómeros y polímeros poseen buena resistencia ya que absorben energía en el impacto.

La dureza varía en los diferentes aceros, sin embargo, se cree que esta variación no es suficiente para afectar su resistencia a la erosión. Haugen et al sugieren que la diferencia entre grados de acero es despreciable con velocidades < 100 m/s (< 450 BPM en casing de 5 1/2" o 110 BPM en tubing de 2 7/8").

Materiales específicos, como el carburo de tungsteno, revestimientos y cerámicos son usados en estranguladores y componentes vulnerables. Estos materiales son generalmente duros y frágiles.

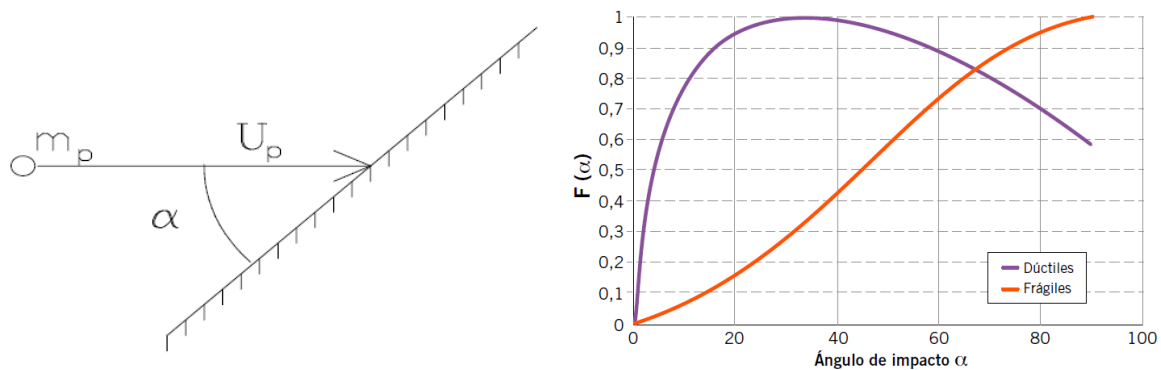


Fig. 5: Variación del factor $F(\alpha)$ con el ángulo de impacto de la partícula sobre la superficie del material. Mientras mayor es $F(\alpha)$, más severo es el daño generado por la partícula. U_p y m_p son la masa y velocidad de la partícula.

Tamaño, forma y dureza de las partículas

El agente de sostén es la partícula sólida más comúnmente estudiada en las fracturas hidráulicas. En general se encuentran entre las mallas 16/30 y 40/80, con tamaños que varían 1000 y 200 micrones.

El tamaño de la partícula influye en la probabilidad de impactar la superficie del material:

- Partículas muy pequeñas (~ 10 micrones) son transportadas en el fluido y raramente impactan las paredes.
- Partículas grandes tienden a viajar en líneas rectas impactando las superficies.
- Partículas muy grandes (~ 1000 micrones) tienden a moverse lentamente o a depositarse fuera del flujo sin impactar.

Los distintos tipos de arena también afectan la tasa de erosión:

- Mientras mayor es la dureza del agente sostén en comparación con el material, mayor es el daño sobre el material.
- Las partículas más filosas y de menor esfericidad dañan más que las partículas redondeadas y esféricas.

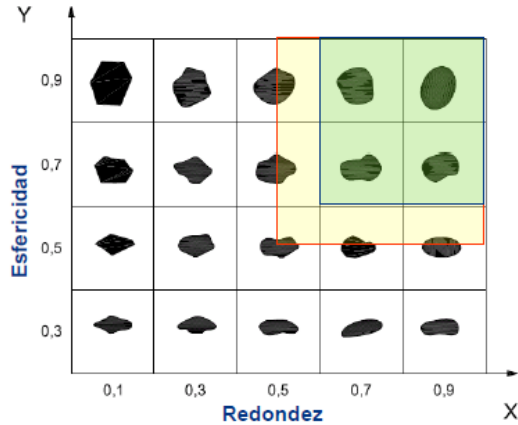


Fig. 6: Rangos de esfericidad y redondez según norma ISO-13503-2.

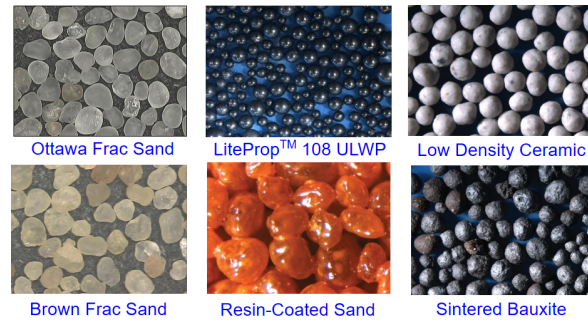


Fig. 7: Diferentes tipos de agentes sostén utilizados en operaciones de fractura.

Propiedades del flujo

La velocidad de impacto de la partícula se incrementa con la velocidad de flujo, generando mayor energía cinética que es transmitida al material al impactar sobre su superficie. La tasa de erosión se considera proporcional a la velocidad de impacto de las partículas, elevada a una potencia n (para aceros, $2 < n < 3$). Por lo tanto, pequeños aumentos de velocidad pueden ocasionar incrementos sustanciales en la tasa de erosión.

En un flujo laminar las partículas tienen menor probabilidad de impacto sobre el material, ya que el fluido se mueve en láminas paralelas sin entremezclarse y cada partícula de fluido sigue una trayectoria suave, llamada línea de corriente. En un flujo turbulento, el movimiento es caótico, en forma de remolinos, incrementando las probabilidades de impacto. Teniendo en cuenta esto:

- Es más factible que ocurra erosión en flujos de gas que en líquidos, debido a su baja viscosidad y densidad, y grandes velocidades (> 10 m/s).
- En particular, el flujo tipo “slug”, puede generar periódicamente altas velocidades que afecten la tasa de erosión. Si el flujo es inestable o cambian las condiciones, las partículas se pueden acumular en periodos de bajo flujo, liberándose al sistema cuando se restablecen altos flujos.
- Los cambios bruscos de dirección de flujo o interrupción del mismo (ej. en curvas, codos, válvulas, conexiones con zona “J”, cambio de sección de flujo, cordón de soldaduras) pueden generar un cambio de flujo laminar a turbulento, lo que eleva el riesgo de daño por erosión.
- Dado los altos caudales, las operaciones de fractura son en general en flujo turbulento. En tuberías, valores de $Re < 2100$ indican un flujo laminar, y > 4000 , un flujo turbulento. Por ej. para una operación de fractura con agua a 35 BPM en casing 3 ½” 9.2#, el valor de Re es ~ 1.9 MM.

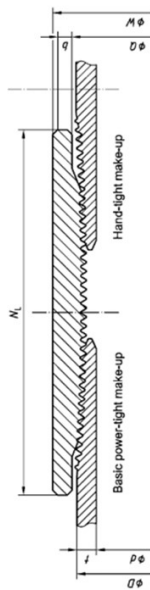


Fig. 8: Izq. Esquema de conexión API LTC (según API 5CT). Der. Daño por erosión en zona "J", test descrito en paper SPE 147514.



Fig. 9: Efecto sobre el flujo al utilizar conexiones con hombro interno.

Desarrollo Experimental

Parte 1 – Modelos de Erosión por Partículas Sólidas

Los modelos de erosión modernos constan de tres etapas:

- Modelado del flujo a lo largo del componente.
- Cálculo de las fuerzas de arrastre impartidas por el fluido a las partículas.
- Predicción de trayectoria y velocidad de las partículas.

El daño generado por una partícula impactando en un componente se calcula con modelos de daño empíricos o teóricos. Dado un gran número de impactos, puede predecirse la distribución y profundidad del daño.

La complejidad se encuentra en la correcta predicción de la trayectoria y velocidad de impacto de las partículas. Para geometrías complejas se suelen utilizar softwares de Fluido Dinámica Computacional (CFD) que modelan el flujo y las trayectorias de las partículas. En geometrías más simples como los tubulares, se han desarrollado ecuaciones empíricas o derivadas de modelos teóricos para predecir el daño en lugar de utilizar un CFD.

En estos modelos simplificados, la pérdida de material es proporcional al caudal másico de la partícula y a su velocidad. Existen diversos modelos en la bibliografía, pero el presente trabajo se centra en los modelos de DNV-Huser, Salama (modificado) y DNV para tramo recto:

DNV-Huser	Salama (modificado)	DNV tramo recto
$E = C_{unit} \frac{K \cdot V^n \cdot m_p}{\rho_t \cdot A_t} f(\alpha)$	$E = 0.182 \frac{V^2 \cdot W \cdot D}{\rho_m \cdot d^2}$	$E = 2.5 \times 10^{-5} \frac{V^{2.6} \cdot m_p}{d^2}$
E = velocidad de erosión [mm/año] V = velocidad de flujo [m/s] K, n = constantes del material. Para aceros: K = 2e-9 [m/s]⁻ⁿ, n = 2.6 m_p [kg/s], W [kg/día] = caudal másico de arena ρ_t = densidad del material ρ_m = densidad de la mezcla (fluido + arena) A_t = área del material expuesta a la erosión f(α) = factor que depende del ángulo de impacto de la partícula (α) d = diámetro interno de la tubería		

Parte 2 – Aplicación de los Modelos en Casos Registrados – Fracturas con Tree-Saver

Cuando una fractura se realiza en un pozo con la instalación de producción o árbol de surgencia colocado, se suele utilizar un tree-saver, que consiste en un tubo más pequeño que atraviesa la instalación de producción y se empaqueta sobre el ID del casing por donde se está fracturando. De esta manera se protege todas las válvulas de superficie del ataque por erosión.

Esto genera un cambio de sección transversal a la salida del tree-saver, que incrementa la turbulencia del flujo, y por ende el ataque erosivo. Como referencia, se mencionan debajo 2 casos descritos en el trabajo [1].

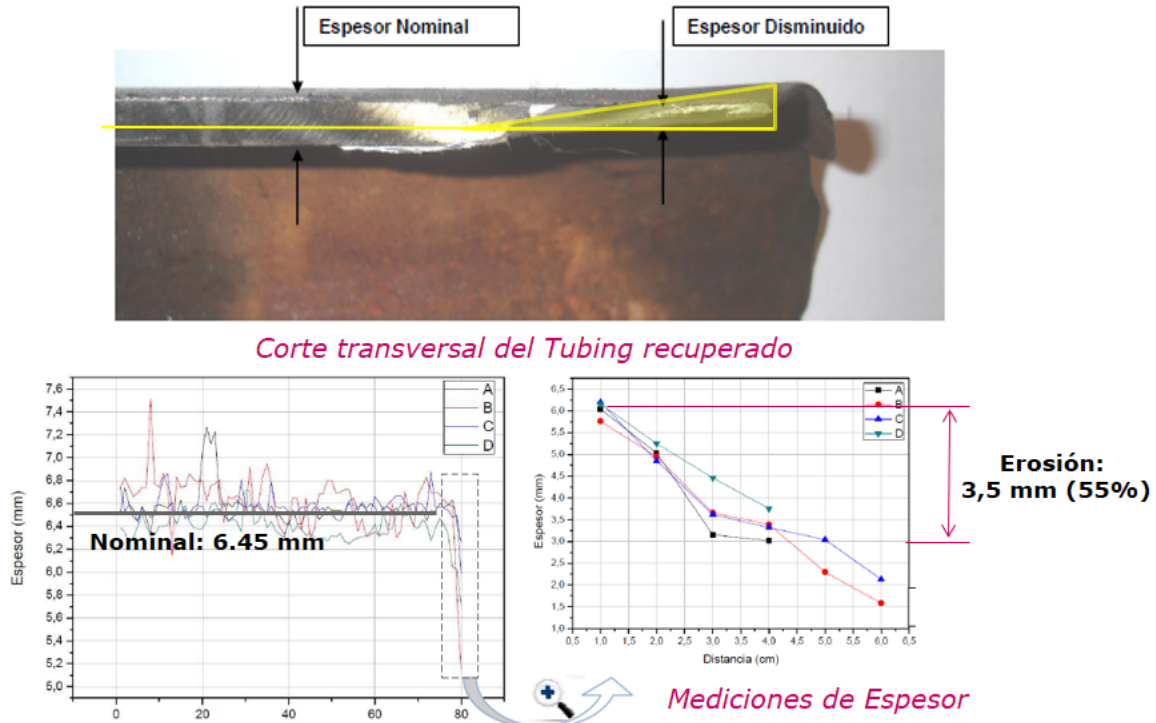


Fig. 10: Caso de falla en casing 3 ½" 9.2# N80.Q, durante la fractura por tree-saver ID 1 ½", a 30 BPM, 4.5 hs de bombeo, concentración máx. de arena 4 PPA.

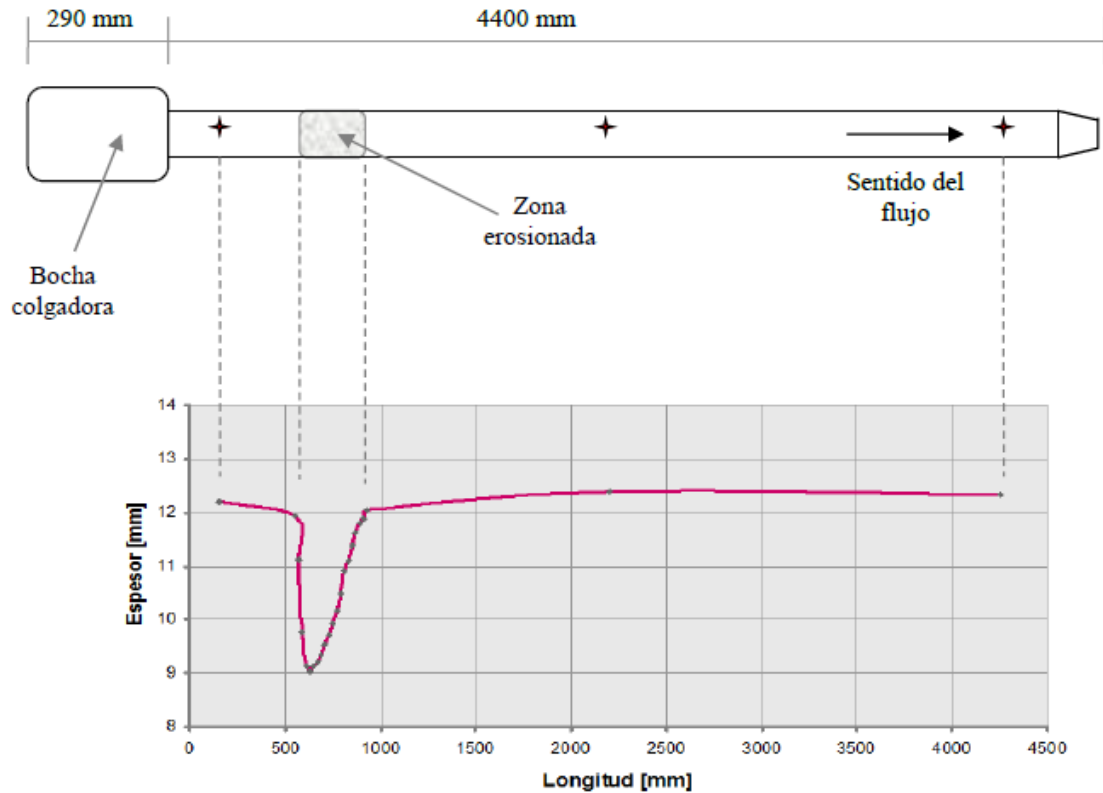


Fig. 11: Desgaste por erosión detectado en un blast joint L80.Cr13 (espesor nominal 12.5 mm), luego de una fractura por tree-saver ID 1 $\frac{3}{4}$ ", a 35 BPM, 3,3 hs de bombeo, concentración máx. de arena 4 PPA.

Las ecuaciones descriptas anteriormente no son directamente aplicables a un caso de expansión de flujo, dada la incertidumbre de la variable de velocidad de las partículas incluida en las ecuaciones (V). Por lo general, se iguala a la velocidad de flujo en la sección del casing, pero dicha asunción puede ser incorrecta.

En este trabajo se propone utilizar un factor de corrección (f_v) entre 0 y 1, el cual afecta la velocidad de las partículas considerada en las ecuaciones (V):

- Cuando $f_v = 0 \rightarrow$ La velocidad de la partícula (V) es igual a la del flujo en el casing (V_2).
- Cuando $f_v = 1 \rightarrow$ La velocidad de la partícula (V) es igual a la del flujo en el tree-saver (V_1).

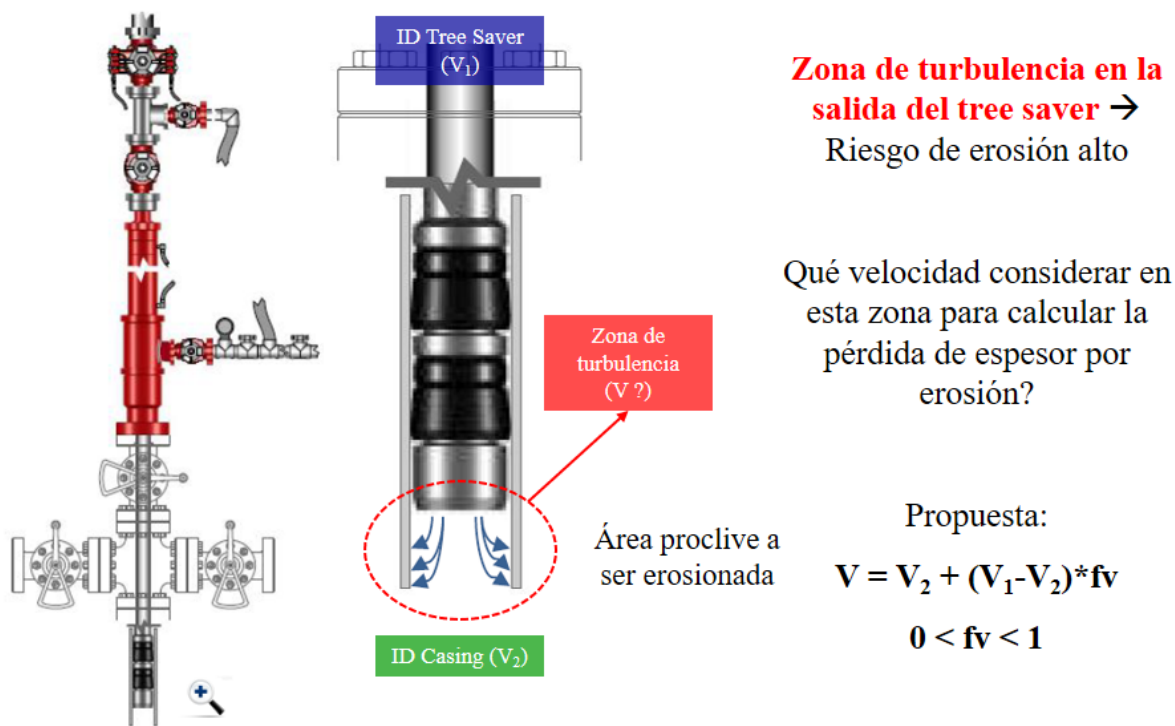


Fig. 12: Esquema de instalación con tree-saver y propuesta de cálculo de la velocidad de la partícula (V) a la salida del tree-saver.

Se analizaron 5 casos de operaciones de fracturas a través de casing 3 1/2", con uso de tree-saver. La información compartida de cada caso comprende:

- Especificaciones de casing 3 1/2" y tree-saver (ID 1 3/4")
- Caudales de fractura
- Concentraciones y tipo de arenas
- Tiempos de bombeo
- Densidades del fluido (8.33 ppg)
- Rango de presiones de fractura
- ID mín. del casing, medido al final de las fracturas

En la Tabla 1 se muestra un resumen de las condiciones reportadas.

CASO	Tubing	ID tree saver (in)	ID nominal del casing (mm)	Espesor nominal del casing (mm)	Cantidad de fracturas	ID mín. remanente en el casing (mm)	Pérdida de espesor real (% esp. nominal)	Rango de presiones durante la última fractura (psi)	Caudales promedios de las fracturas (BPM)
CASO 1	3 1/2" 10.2#	1 3/4"	74.2	7.3	2	78.5	29%	10050-7695	32
CASO 2	3 1/2" 10.2#	1 3/4"	74.2	7.3	6	78.59	30%	7340-10000	30
CASO 3	3 1/2" 9.2#	1 3/4"	76.0	6.5	2	80	31%	8210-8420	30
CASO 4 (*)	3 1/2" 10.2#	1 3/4"	74.2	7.3	4	N/A	~50-60% (*)	10576-9018	34
CASO 5 (*)	3 1/2" 10.2#	1 3/4"	74.2	7.3	5	N/A	~50-60% (*)	10666-5631	34

(*) Casos donde se detectó una rotura total del casing. Los valores de pérdidas de espesor real son estimados utilizando el módulo de MAW ("Max. Allowable Wear") del StressCheck, considerando las condiciones de pozo durante la última fractura, y tomando los mín. factore de diseño = 1.

En dos casos se produjo la rotura del tubo debido a la pérdida de espesor generada a unos cm de la empaquetadura del tree-saver. En general, el extremo de falla muestra un efecto combinado de tracción y presión interna en la zona debilitada, dado que la rotura sucede en superficie (alta carga axial), y durante la aplicación de altas presiones (fractura). De esta manera, el corte se observa cuasi-

transversal con una leve expansión. La superficie interna suele mostrar morfología de erosión tipo “panal de abejas”.



Fig. 13: Estado de la falla del casing 3 ½” 10.2# P110 luego de las operaciones de fractura (CASO 5). Se observa la morfología de daño tipo “panal de abejas” en la superficie interna del tubo.

En los casos restantes, luego de la fractura se corrió una herramienta multi-finger para medir el ID resultante en el tubing, observando una pérdida de espesor relevante en la posición cercana a la salida del tree-saver.

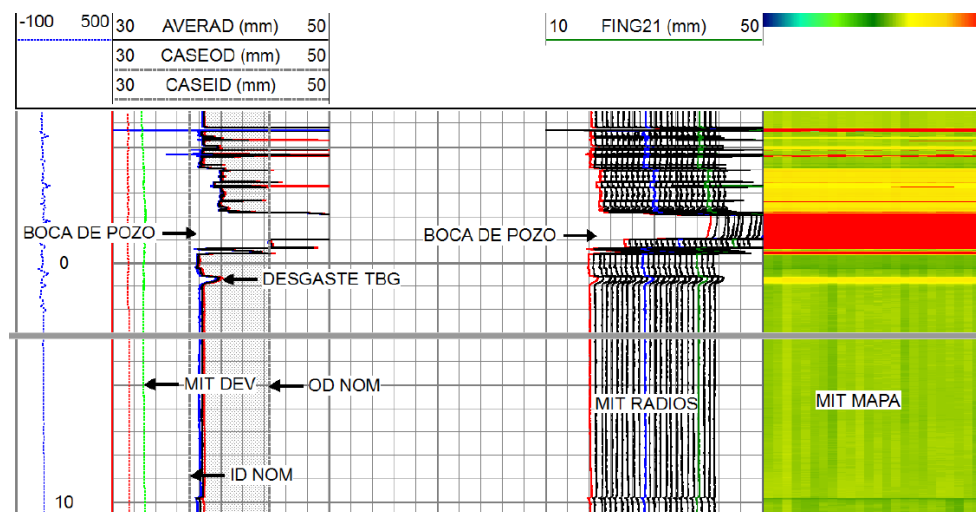


Fig. 14: Resultados de multi-finger, donde se observa la zona de incremento del ID del casing 3 ½” 9.2#, luego de las operaciones de fractura (CASO 3). La longitud de pérdida de espesor es aproximadamente 50 cm.

Teniendo los valores de pérdida de espesor medidos, se realizó una estimación de pérdida de espesor aplicando los modelos descriptos anteriormente, y variando el factor f_v de 0 a 1. Los resultados se muestran a continuación:

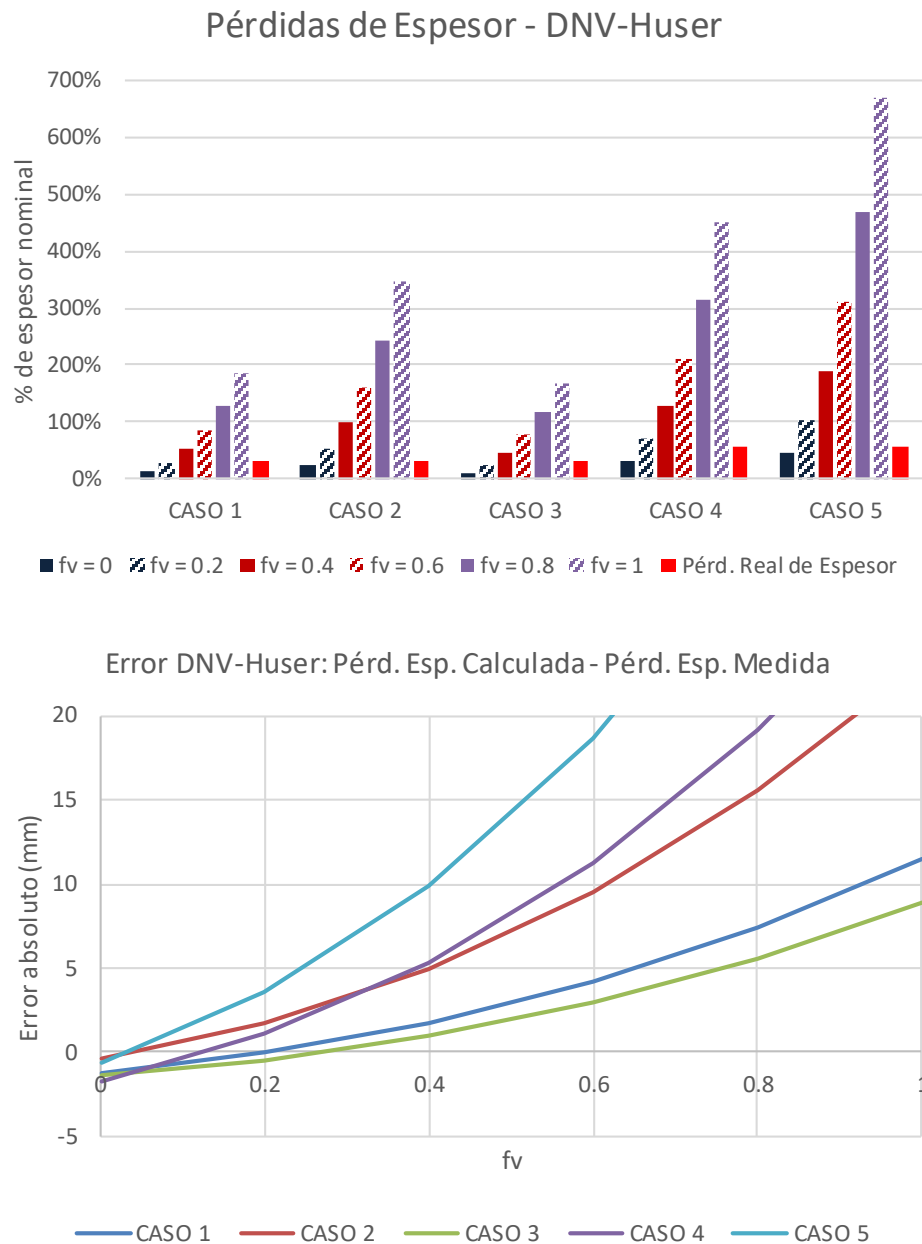


Fig. 15.a y 15.b: Resultados del análisis aplicando el modelo de erosión de DNV-Huser (DNV General). Para los cálculos se utilizó $\alpha = 30^\circ$ y una longitud de casing erosionada ~ 50 cm (obtenida de los multi-fingers y el caso de la falla del CASO 5).

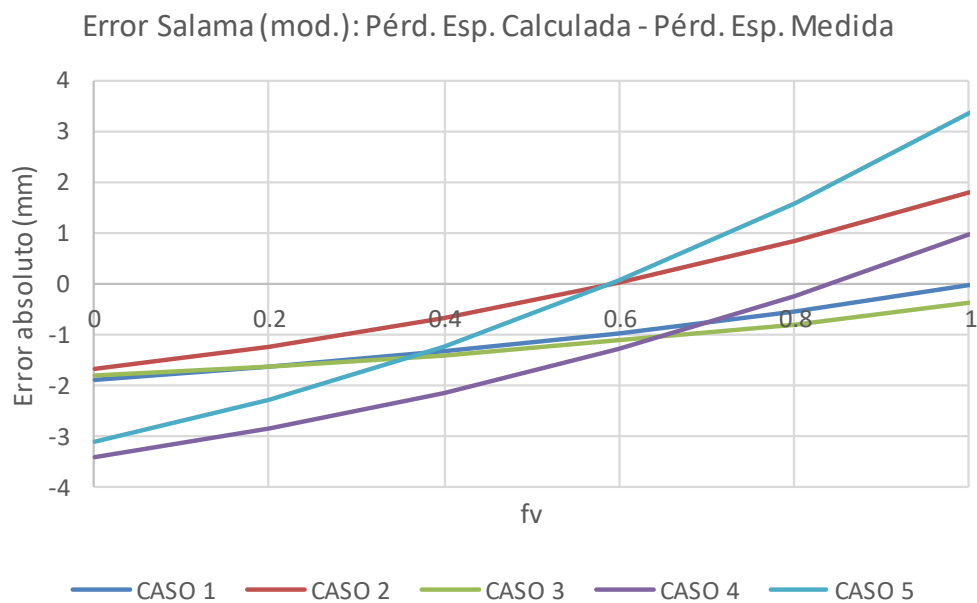
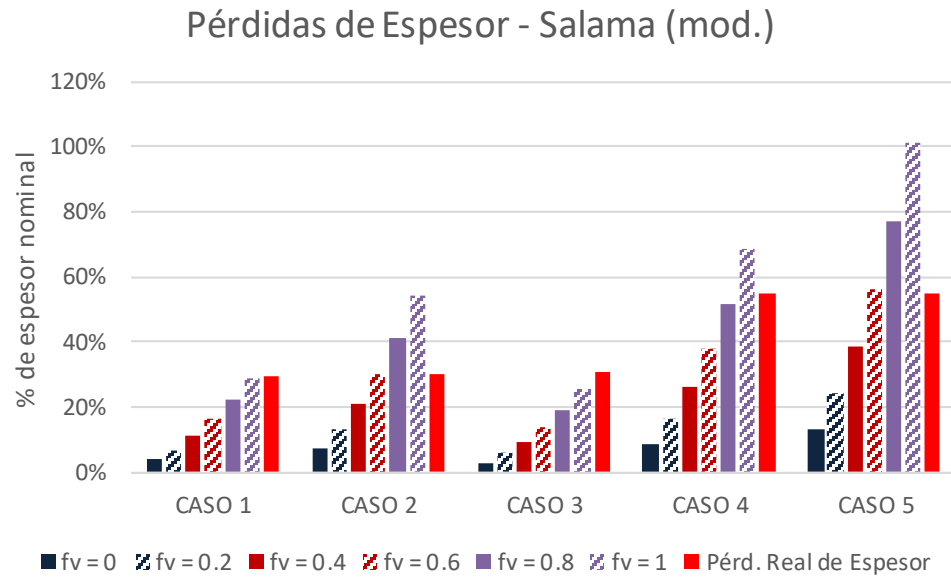


Fig. 16.a y 16.b: Resultados del análisis aplicando el modelo de erosión de Salama (modificado).

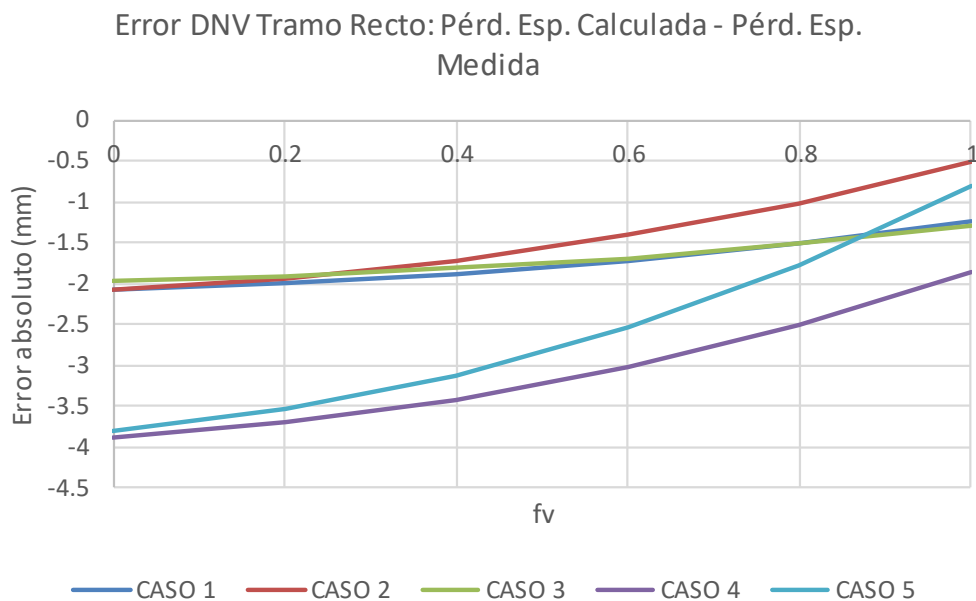
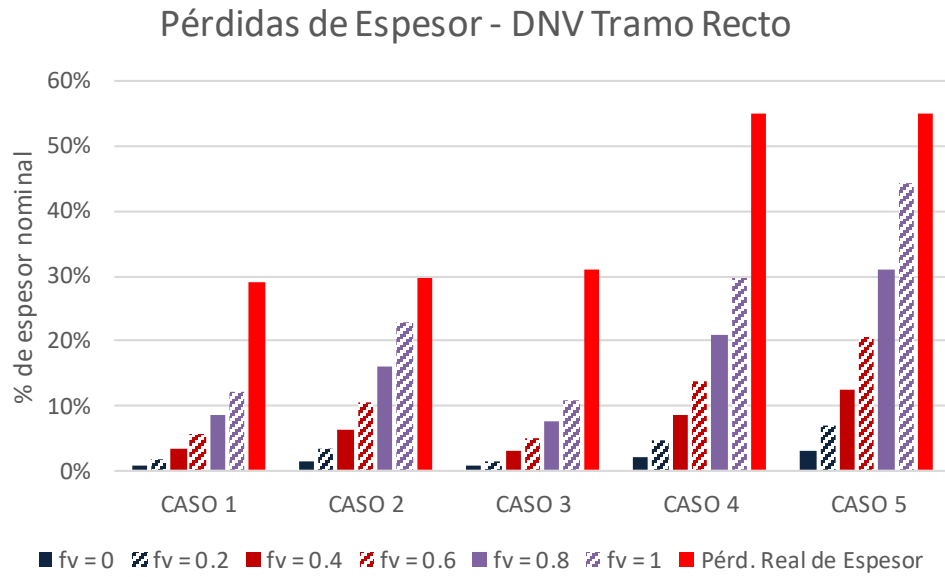


Fig. 17.a y 17.b: Resultados del análisis aplicando el modelo de erosión de Salama (modificado).

De acuerdo a los resultados obtenidos, pueden identificarse los valores de f_v que correlacionaron correctamente con los reales, para cada modelo analizado:

- Modelo DNV-Huser: valores de f_v entre 0 y 0.2 correlacionan correctamente con los valores reales, considerando una longitud erosionada de ~ 50 cm y $\alpha = 30^\circ$.
- Modelo Salama Modificado: valores de f_v entre 0.6 y 0.9 correlacionan correctamente con los valores reales.
- Modelo DNV Tramo Recto: el modelo no alcanza a replicar los valores reales, aún teniendo valores de f_v de 1.

Con este análisis, se logró identificar un método de corrección de 2 modelos (DNV-Huser y Salama Modificado) para que repliquen más correctamente los datos reales. Dichos modelos junto con sus modificaciones pueden ser herramientas útiles para estimar la pérdida de espesor en fracturas por tubería de 3 ½", utilizando tree-saver.

Se recomienda complementar el análisis con casos adicionales para ajustar más correctamente el modelo. Para otras geometrías, se recomienda realizar el mismo ejercicio con datos relevados en campo.

Conclusiones

- Dado el contexto de los pozos no convencionales (shale, tight), resulta cada vez más importante estimar correctamente las pérdidas de espesor en tubulares debidas a la erosión por partículas sólidas, de manera de prevenir potenciales fallas catastróficas.
- Las zonas más propensas a ser erosionadas son aquellas donde se generan flujos turbulentos, debido al cambio de dirección del flujo o disrupción del mismo, como por ej.; incremento/reducción de sección transversal, curvas, codos, zona "J" de conexiones, válvulas.
- Los modelos de erosión simplificados deben ser ajustados para poder ser utilizados en casos complejos. Uno de estos casos es el de la expansión del flujo debida al cambio de sección transversal al fracturar por casing, utilizando tree-saver.
- Se propuso el uso de un factor f_v para corregir la variable V (velocidad de la partícula), introducida en las ecuaciones de los modelos simplificados de erosión. Se realizó un análisis de sensibilidad para identificar los valores de f_v que mejor repliquen los datos reales.
- Los modelos lograron replicar correctamente los casos analizados utilizando factores de f_v entre 0 y 0.2 para DNV-Huser, y entre 0.6 y 0.9 para Salama Modificado.

Referencias

1. D. Codega, N. Rebas, G. Weber, L. Garza, G. Cabo, "Evaluación y Predicción de Erosión en Tubería de Producción en el Proceso de Fractura Hidráulica", 2do Congreso de Integridad en Instalaciones en el Upstream y Downstream del P&G, IAPG.
2. TÜV Nel Limited, "*Erosion in Elbows in Hydrocarbon Production Systems*", HSE, 2003.
3. Det Norske Veritas, "*Erosive Wear In Piping Systems*", Recommended Practice RP501.
4. Huser, A. y Kvernfold, O., "*Prediction of Sand Erosion in Process and Pipe Components*", Canadá, 1998.
5. Farahani, R. et al., "*Assessment and Prediction of Erosion in Completion Systems under Hydraulic Fracturing Operations using Computational Fluid Dynamics*", SPE 147514, Nov. 2011.
6. Haugen, K., Kvernfold, O., Ronold, A. & Sandberg, R. "*Sand erosion of wear-resistant materials: erosion in choke valves*". Wear 186-187, pp 179-188, 1995.

Breve Cv Autores:

Agustín Prieto. Actualización en breve (en este momento de licencia por paternidad)

Darío Codega. Ingeniero Mecánico de la Universidad del Comahue, especializado en materiales, metalurgia y soldadura.

Lleva 16 años de experiencia en la industria del Oil & Gas. Con 11 años en **Tenaris**, actualmente se desempeña como Senior Manager de Technical Sales en Buenos Aires para las Cuencas del Sur de Argentina y Países Limítrofes. Se desempeñó anteriormente como Ingeniero de Technical Sales y luego como Manager de Technical Sales en Neuquén para productos OCTG, brindando soporte y asesoramiento en diseño de pozos, selección de productos, materiales, corrosión, selección de conexiones, recubrimientos, etc.

Ha participado como disertante en congresos nacionales e internacionales, como autor y co-autor de diversos trabajos en temas relacionados a la industria del Oil & Gas, análisis de falla y soldadura.

Nicolás Rebasa. Ingeniero Mecánico de la Universidad Nacional de Mar del Plata.

Cuenta con 17 años de experiencia en la industria del Oil & Gas, de los cuales los primeros 5 años se desarrollaron en **Tecpetrol**, desempeñándose en el sector de Operaciones en Neuquén, y en la división de Perforación & Workover en Comodoro Rivadavia.

Los últimos 12 años trabajó en **Tenaris** en el sector de Technical Sales ocupando diferentes posiciones jerárquicas, desde Ingeniero de Asistencia Técnica para productos OCTG, brindando soporte en Diseño de Pozos y Selección de Productos y Materiales desde Campana, pasando luego a ser Manager especialista en Operaciones No convencionales, basado en Buenos Aires.

Actualmente se desempeña como Senior Manager de Technical Sales de **Tenaris**, basado en Neuquén, siendo responsable de técnico de Tenaris para la Región Oeste de Argentina.

Ha participado como disertante en congresos nacionales e internacionales, como autor y co-autor de diversos trabajos en temas relacionados a la industria del Oil & Gas.