

EVALUACIÓN Y PREDICCIÓN DE EROSIÓN EN TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EN EL PROCESO DE FRACTURA HIDRÁULICA

Darío Códega (Tenaris) dcodega@tenaris.com

Gabriel Weber (Pluspetrol) gweber@pluspetrol.net

Lisandro Garza (Pluspetrol) lgarza@pluspetrol.net

Gonzalo Cabo (Pluspetrol) gcabo@pluspetrol.net

1.- Sinopsis

Elevados caudales de inyección o producción de fluidos con sólidos (Arena de formación o Agente de sostén) ponen en riesgo la integridad de tuberías y herramientas por procesos erosivos. Estos eventos de pérdida de espesor de materiales comienzan a tener importancia debido a los avances en el proceso de estimulación hidráulica en reservorios No convencionales en los que se requiere trabajar con grandes caudales, volúmenes y presiones de fluidos. Por esta razón, evaluar y mitigar el proceso erosivo puede ser crítico en el diseño de la arquitectura de pozos.

Inicialmente se presentan los modelos de erosión desarrollados por diferentes autores como Salama, DNV, API, y ejemplos de usos para geometrías identificadas como críticas dentro de la arquitectura de pozos.

Luego, se analizan dos experiencias realizadas en la Cuenca Neuquina que se concentran en el proceso erosivo identificado durante el tratamiento de las fracturas hidráulicas en la tubería de inyección a una distancia muy cercana a la boca de pozo. El análisis de estos casos permite identificar las ventajas del uso de estos modelos para predecir la erosión en los tubulares y el uso de una tubería de sacrificio (Blast Joint) para la mitigación de este problema. El uso de estos modelos, pensados para procesos erosivos de largo plazo y para condiciones dinámicas de fluidos simples, muestra resultados inciertos si se considera que el daño se concentra en un periodo de tiempo reducido (horas) en zonas que presentan disrupciones de flujo.

Por último, se realiza un estudio detallado de la importancia del efecto erosivo en los tratamientos de múltiples fracturas hidráulicas en un pozo horizontal No convencional. Éste efecto erosivo es crítico de acuerdo a la combinación de una determinada geometría de pozo y tipos de tratamientos de fractura hidráulica.

Basados en la experiencia y en la incertidumbre de estos modelos, se plantea la necesidad de avanzar en un modelo computacional de fluido-dinámica para estos casos particulares de erosión. Los resultados de simulación nos mostrarán el camino para validar, refutar o crear modelos de erosión.

2.- Introducción

En la terminación de pozos No Convencionales donde se encuentran procesos de estimulación hidráulica cada vez más exigentes desde el punto de vista de resistencia de materiales, se comenzaron a experimentar fallas en los tubulares.

Los análisis de falla concluyeron que la causa raíz de las mismas fue una combinación de pérdida de espesor por desgaste erosivo y altas sollicitaciones mecánicas. Como consecuencia, surge la necesidad de desarrollar un método de diseño que tenga en cuenta el fenómeno de erosión en los trabajos de fracturas hidráulicas.

En el presente trabajo se vuelcan datos experimentales se examinan las experiencias de campo realizadas y se propone un método de predicción y evaluación del proceso erosivo asociado al método de diseño de arquitectura de pozo (Casing, trayectoria, etc) tradicional y al programa de fractura hidráulica (caudal, volumen, tamaño del agente de sosten, etc.)

3.- Revisión Bibliográfica

El fenómeno de erosión es un proceso complejo afectado por numerosos factores donde pequeños cambios en las condiciones operativas pueden afectar significativamente el daño producido. Resulta difícil detectar un proceso erosivo en curso y los operadores raramente tienen una buena medida de la condición interna del sistema de tuberías [1].

Se define como erosión a toda pérdida de material provocada por remoción mecánica de superficies sometidas al pasaje de un fluido. La misma puede ser generada por diversos mecanismos:

- Erosión por partículas (común en Oil & Gas)
- Erosión por gotas de líquido
- Erosión-corrosión
- Cavitación

El presente trabajo se centrará en el estudio de mecanismo de erosión por partículas, generado por el agente de sostén (Arenas, Bauxitas y Cerámicos) de fracturas hidráulicas sobre las paredes del tubo, el cual ha evidenciado ser la causa raíz de fallas prematuras.

Las áreas críticas para la erosión, son aquellas donde ocurren cambios vectoriales de velocidad del fluido. Por el contrario, en tubos rectos y en curvas suaves se tiene un proceso erosivo despreciable, por lo tanto, en muchos casos no es un factor de importancia para el dimensionamiento del tubo. [2]

3.1.- Principales variables involucradas en el mecanismo de erosión por partículas:

a. Propiedades de los Materiales [1]

Metales dúctiles y otros materiales

Aceros, otros metales y la mayoría de los plásticos generalmente muestran comportamiento dúctil a la erosión.

Erosión por partículas en materiales dúctiles es causado por un mecanismo llamado “micro mecanizado”. Las partículas impactando con un cierto ángulo arrancan material de la superficie. Con altos ángulos de impacto, en superficies dúctiles, las partículas tienden a generar cráteres, pero no remueven mucho material.

El principal factor que controla la erosión en materiales dúctiles es la dureza de la superficie. Los aceros son más resistentes que metales más blandos. 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 [3] sugieren que la diferencia entre grados de acero es despreciable con velocidades < 100 m/s (< 450 Bpm en Csg de 5 1/2” ó 110 Bpm en Tbg de 2 7/8”) por lo tanto se tratará a cualquier grado de acero de la misma manera.

Plásticos y compuestos son generalmente menos resistentes que los metales, aunque algunos elastómeros y polímeros poseen buena resistencia ya que absorben energía en el impacto.

Materiales Resistentes a la Erosión

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

Los materiales frágiles se erosionan de forma diferente. Los impactos fracturan la superficie y la erosión se incrementa linealmente con el ángulo de impacto, siendo el máximo para impactos perpendiculares.

La mayoría de estos materiales poseen mejor resistencia a la erosión que el acero.

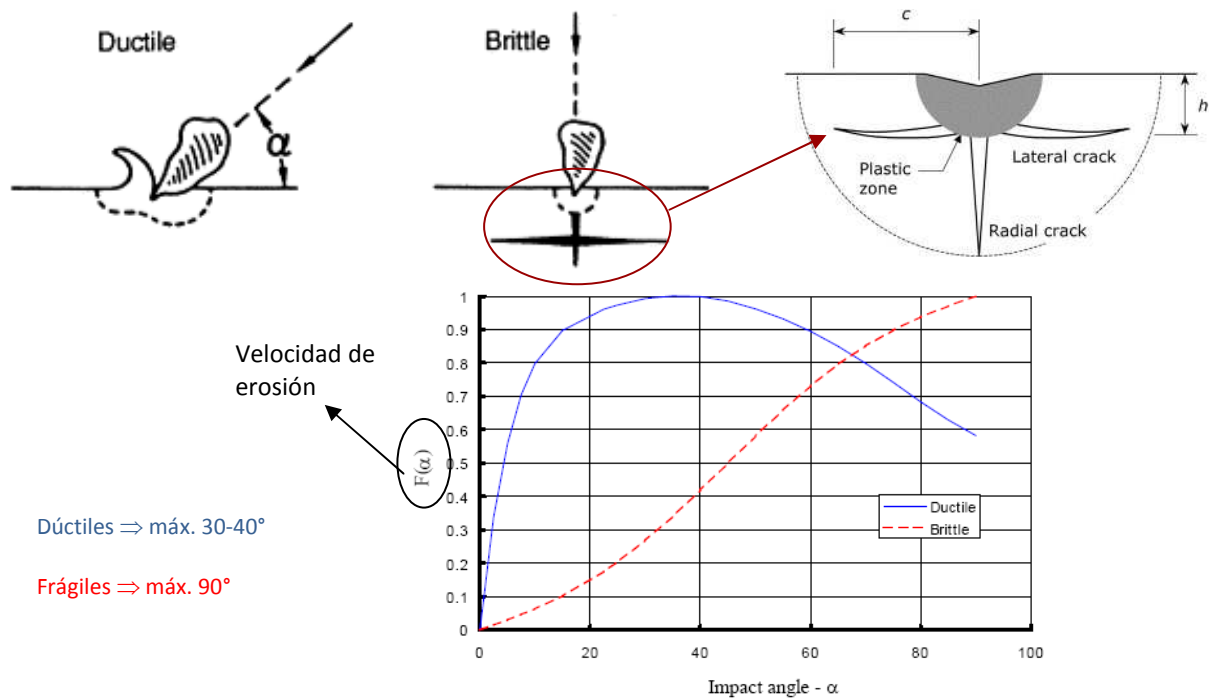


Figura 1: Mecanismos de daño por impacto de partículas propuestos

b. Caudal de sólidos y la forma en que es transportada en el flujo [1]

El mecanismo de transporte es un factor importante que controla la erosión en sistemas de producción. Los sistemas de gas generalmente fluyen a altas velocidades (>10 m/s) haciéndolos más propensos a la erosión que sistemas líquidos. Sin embargo, en sistemas de gas-líquido, las partículas pueden ser retenidas y transportadas en la fase líquida. 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.

c. Velocidad, viscosidad y densidad del fluido [1]

La tasa de erosión es proporcional a la velocidad de impacto de las partículas elevada a una potencia n (para aceros, $2 < n < 3$). Se puede asumir que la velocidad de impacto de la partícula será cercana a la velocidad del fluido que la transporta, por lo tanto, la tasa de erosión aumenta cuanto mayor sea la velocidad del fluido. Pequeños aumentos de velocidad del fluido pueden ocasionar incrementos sustanciales en la velocidad de erosión.

En fluidos densos y viscosos, las partículas tienden a ser transportadas rodeando las obstrucciones sin impactar directamente en ellas (fenómeno de arrastre). En fluidos de baja viscosidad y densidad, las partículas tienden a viajar en líneas rectas, impactando las paredes cuando cambia la dirección del flujo.

Es más factible que ocurra erosión en flujos de gas, por su baja viscosidad, baja densidad y grandes velocidades.

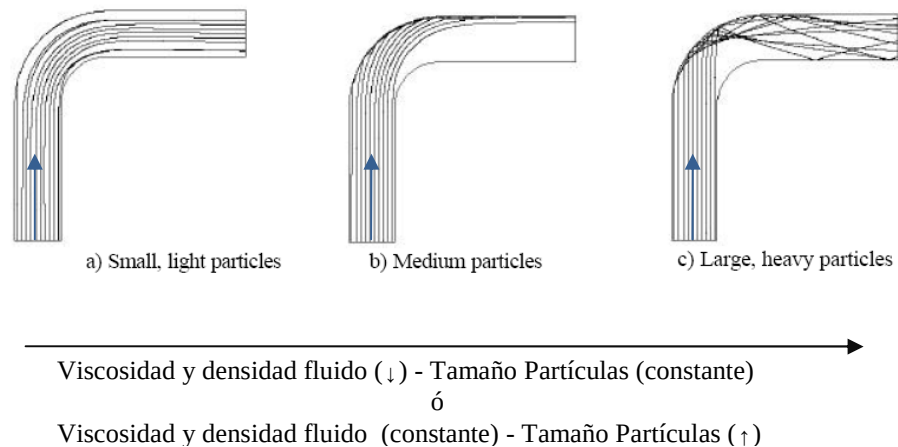


Figura 2: Variación de la trayectoria de las partículas

En la Figura 2, se observa la trayectoria de cómo son acarreadas las partículas a través de un codo. La trayectoria depende del peso de la partícula y de la capacidad de transporte del fluido a medida que atraviesa un codo. Los gráficos se pueden ver desde dos ópticas distintas. Por un lado, manteniendo el fluido y variando el tamaño de las partículas y por el otro, manteniendo el tamaño de las partículas y cambiando la viscosidad y densidad del fluido.

d. Tamaño, forma y dureza de las partículas [1]

Como se mencionó anteriormente, en este trabajo se analizarán las partículas que tienen las características de un agente de sostén. A modo de referencia del tamaño de partículas, para agentes de sostén comúnmente utilizados en la industria se encuentran Arenas entre las mallas 16/30 y 30/50. Estos agentes de sostén tienen un tamaño que varía entre 1000 y 450 micrones.

A continuación se mencionan algunos patrones de erosión relacionados con el tamaño, forma y dureza de las partículas:

- El tamaño de partícula influye en la erosión en la probabilidad de impactar la superficie.
- 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 (~1mm) tienden a moverse lentamente o depositarse fuera del flujo sin impactar.
- Partículas duras causan más daño que partículas blandas.
- Partículas filosas dañan más que partículas redondeadas.

3.2.- Modelos de predicción de erosión por sólidos

Los modelos de erosión modernos más sofisticados consideran el proceso erosivo en tres etapas. Inicialmente, se modela el flujo a lo largo del componente o se estima de alguna forma aproximada. Esta predicción del flujo es usada para calcular las fuerzas de arrastre impartidas por el fluido a las partículas, de tal modo de predecir la trayectoria de un gran número de partículas. Cuando una partícula individual impacta en la pared del componente, el daño generado es calculado usando un modelo de daño empírico o teórico. El daño promedio del impacto de un gran número de partículas puede ser luego utilizado para predecir la distribución y profundidad del daño por erosión en la superficie. [1]

En la mayoría de los casos, los modelos de daño por impacto tienen una base similar, sin embargo, diferentes métodos han sido usados para calcular las trayectorias de las partículas. También se utilizan softwares de Fluido Dinámica Computacional (CFD) para modelar el flujo y las trayectorias de las partículas. Estas herramientas han demostrado ser buenas para predecir las ubicaciones y la forma del daño por erosión. Estos métodos son particularmente ventajosos en geometrías complejas como válvulas. En cambio, los codos y curvas son formas relativamente simples por lo tanto se han desarrollado ecuaciones empíricas o derivadas de modelos teóricos para predecir el daño en lugar de utilizar un CFD. La más simple de ellas asume que las partículas viajan en línea recta a través del codo (de forma similar a lo mostrado en la Figura 2.c) y el primer impacto contra la pared es el más dañino. Este es una primera aproximación razonable en flujos de gas. Sin embargo, en fase líquida, las partículas son arrastradas a lo largo del codo por el fluido (como se muestra en las Figuras 2a y 2b) y la aproximación de trayectorias rectas resulta errónea. Modelos más sofisticados tienen en cuenta los efectos de arrastre en fluidos más viscosos.

Por cada impacto, la pérdida de material es proporcional a la masa de la partícula y a su velocidad, y la tasa de desgaste total será la correspondiente a la de cada partícula multiplicada por frecuencia de impacto.

Los modelos simplificados responden a:

$$E = \frac{C_{unit} \cdot K \cdot M \cdot V^n}{\rho_t \cdot A_t} \cdot f(\alpha)$$

E = Velocidad de erosión [mm/año]

K = constante del material

M = caudal de sólidos [g/s]

n = exponente de la velocidad

V = Velocidad de la partícula [m/s]

C_{unit} = constante para convertir unidades

A_t = área afectada por erosión [m²]

α = ángulo de impacto [°].

ρ_t = densidad del material objetivo

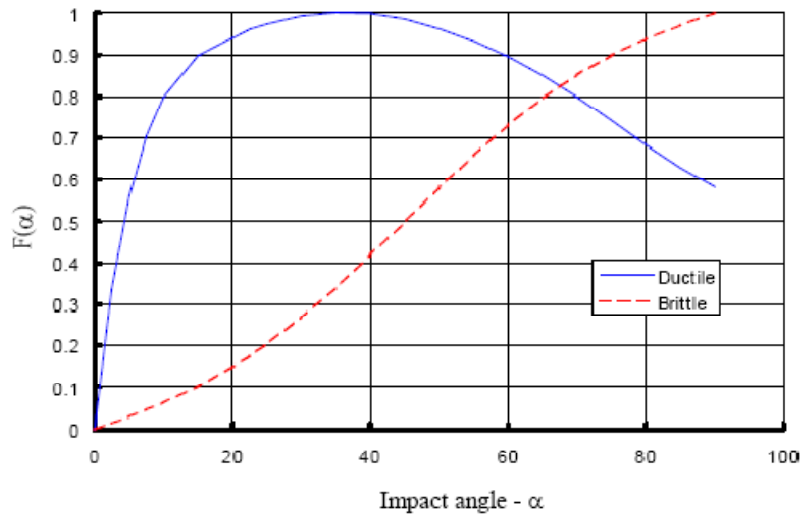


Figura 3: Función $F(\alpha)$ para materiales Dúctiles y Frágiles según el ángulo de impacto.

Dentro de los modelos de daño simplificados, se pueden encontrar:

➤ **RCS:**

$$E = 4.1 \frac{V^{2.5} \cdot M}{d^2}$$

E = Velocidad de erosión [mm/año]

V = Velocidad del flujo [m/s]

➤ **API:**

$$E = 5.33 \frac{V^{2.0} \cdot M}{d^2}$$

M = caudal de arena [g/s]

W = caudal de arena [kg/día]

m_p = caudal de arena [kg/s]

d = diámetro interno tubo [mm]

➤ **Salama (Modificado):**

$$E = 0.182 \frac{V^{2.0} \cdot W \cdot D}{\rho_m \cdot d^2}$$

D = tamaño de la arena [micrones]

ρ_m = densidad de la mezcla [kg/m³]

Sk= Constante dependiente de la geometría

➤ **Salama & Venkatesh:**

$$E = S_k \cdot \frac{V^{2.0} \cdot W}{d^2}$$

➤ **DNV para geometrías complejas:**

$$E = C_{unit} \frac{K \cdot V^n \cdot m_p}{\rho_w \cdot A} \cdot f(\alpha)$$

➤ **DNV para tramos rectos:**

$$E = 2.5 \times 10^{-5} \cdot \frac{V^{2.6} \cdot m_p}{d^2}$$

Figura 4: Ecuaciones para diferentes modelos de Erosión.

A modo de referencia, se cita bibliografía [5], [6], [7] y [8] de diferentes autores sobre Efectos de Erosión, estos trabajos fueron consultados pero no tuvieron aplicación alguna en el presente informe.

4.- Experiencias de campo

4.1.- Fractura No Convencional: pozo PR.x-1

En el siguiente apartado se resume la experiencia de campo en el pozo no convencional PRO.x-1 en la formación Vaca Muerta de la cuenca Neuquina, durante la operación de Fractura se detectó una rotura del tubing. La investigación posterior indicó que la causa de la rotura se debía al proceso de erosión del agente de sostén sobre la pared interna del tubing.

4.1.1. Introducción a la operación.

El programa de estimulación se llevo a cabo utilizando una tubería 3 ½" N80 con conexión TSH Blue.

Durante las operaciones de estimulación y con el objetivo de mantener aislada la armadura de Boca de Pozo, se utiliza una herramienta denominada Tree Saber, con la cual se logra empaquetar a una profundidad debajo

de Boca de Pozo protegiendo las válvulas o BOP. En este caso, el vástago tiene una longitud de 2 metros y un diámetro interno de 1,5”.

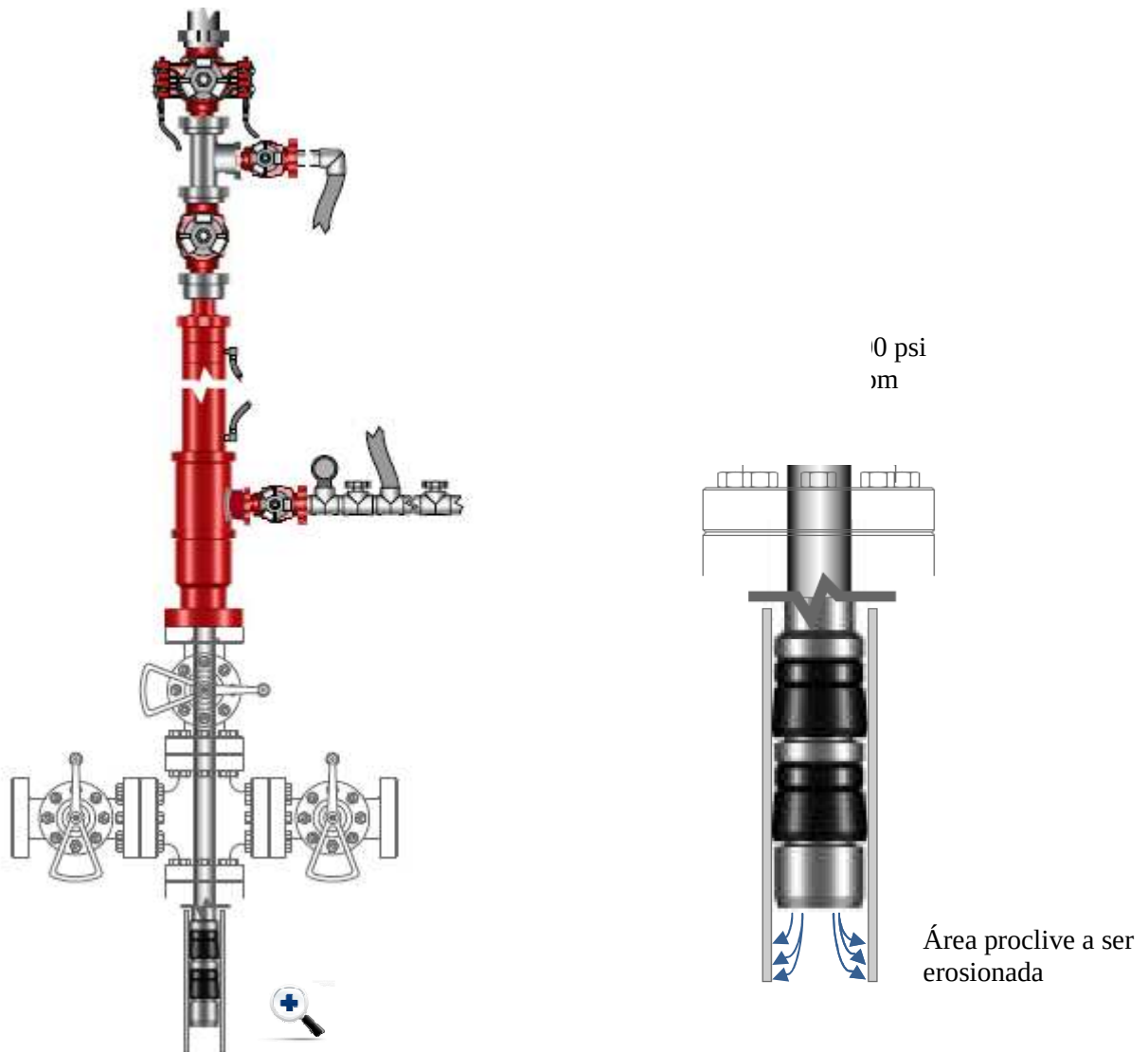


Figura 4: Protección de la cabeza de pozo – Tree-saver.

La 1° etapa de fractura se completa según programa (2.5 horas de bombeo) con una presión máxima de bombeo de 9150 psi y 2600 sks de arena 30/60 y 20/40 a una concentración máxima de 5 ppg con un caudal promedio de 30 bpm.

Durante el bombeo de la 2° Fractura, cuando se estaba en la concentración de 3 ppg con 1600 sks bombeados (2 horas de bombeo desde el inicio), se comunica la presión de directa con la de anular bruscamente, lo que lleva a tomar la decisión de cortar el bombeo. Se estimó que la comunicación se debía a una rotura de Tubing que se encontraba cerca de la boca de pozo por los volúmenes calculados.

Una vez controlado el pozo se realiza el Pulling de la instalación y se observa la rotura del Tubing a una distancia inferior a 2 metros de Boca de Pozo. **La rotura de Tubing coincide con la profundidad donde se aloja la empaquetadura del vástago del Tree saver donde se establece una zona de mayor turbulencia.**

4.1.2. Medición y evaluación de falla

Para validar los modelos matemáticos que permiten predecir la velocidad de erosión, se envió a inspeccionar el resto de la tubería utilizada durante la fractura hidráulica. Los resultados de las mediciones de espesor de pared y la inspección electromagnética muestran que la tubería no sufrió desgaste alguno.

La medición de espesores por ultrasonido y la inspección visual de la superficie donde se observó la rotura, revelaron que el adelgazamiento de espesor se localiza a unos 50 mm de la superficie de la falla. El espesor del tubing se mantiene constante en valores nominales entre 6.3-6.8mm, evidenciando que, salvo en la zona de falla, el cuerpo del tubo no sufrió desgaste alguno.

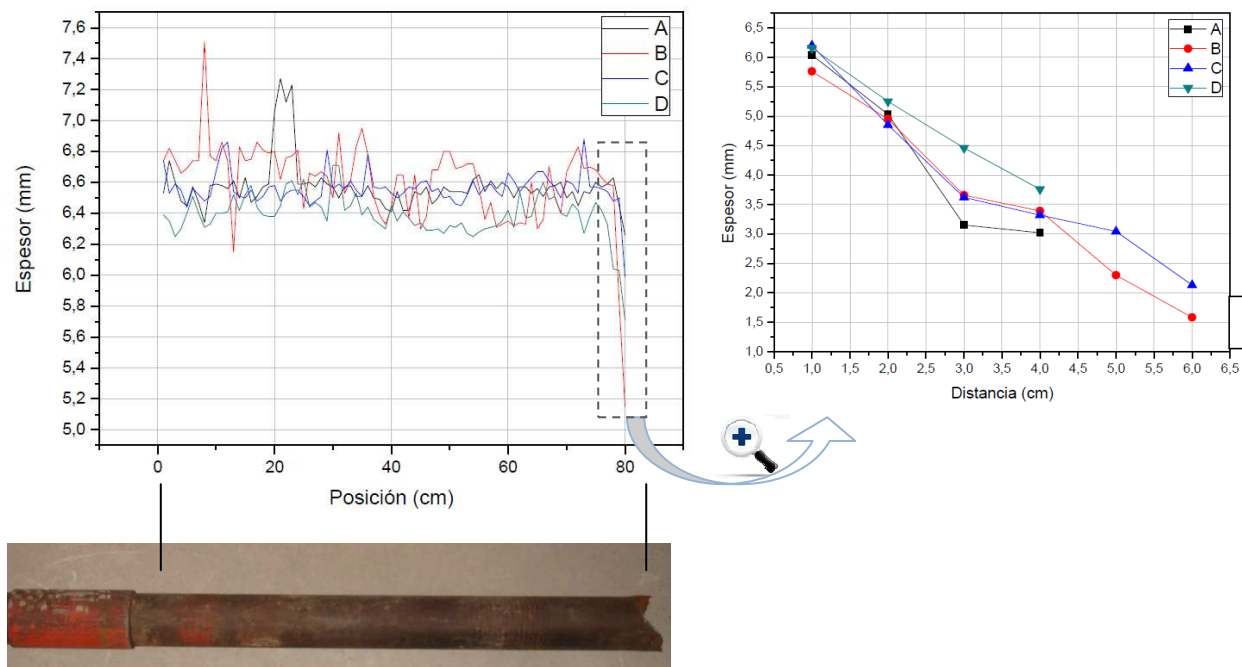


Figura 5: Espesor del Tubing en función de la posición. Detalle de zona de falla.

De las mediciones realizadas se concluye que el efecto de erosión produjo una reducción del espesor de tubing de 3.5 mm. Ensayos de tracción y análisis de composición demostraron que la rotura final fue causada únicamente por el efecto de erosión.



Figura 6: Zona erosionada del lado interno del tubing

Por otro lado, se realizaron mediciones de espesor de los Niples de Flow Control ubicados a una profundidad de 2850 mbbp. Estos Niples también fueron sometidos al flujo del fluido de fractura, sin embargo, no se encontró ningún desgaste en sus perfiles. Esto puede explicarse por la dureza del material con el cual están contruidos y por la despreciable variación de velocidad del fluido.

4.1.3. Simulación con modelos matemáticos

Para realizar la simulación del efecto de la erosión de la arena en este caso se utilizó:

- Fluido base para la fractura agua 8,33 ppg
- Agente de sostén Sinterlite 20/40, Sinterlite 30/60, Sinterlite 50/120
- Tamaño de partícula 400 μm (Sugerencia del modelo Salama)
- Caudal de Bombeo promedio 30 Bpm.
- Se consideró para el cálculo de la velocidad, ID del tubing
- Constantes n y K modelo DNV-Huser = Acero al carbono
- Ángulo de impacto de las partículas de arena $\alpha = 36^\circ$

Se realizó el cálculo del desgaste erosivo para cada etapa del bombeo de fractura, teniendo en cuenta la concentración de arena y el tiempo de bombeo. Se realizó este cálculo utilizando el modelo DNV-Huser para geometrías complejas y también el modelo de Salama Modificado. La estimación con estos modelos, bajo las condiciones operativas descriptas, arrojó los siguientes resultados:

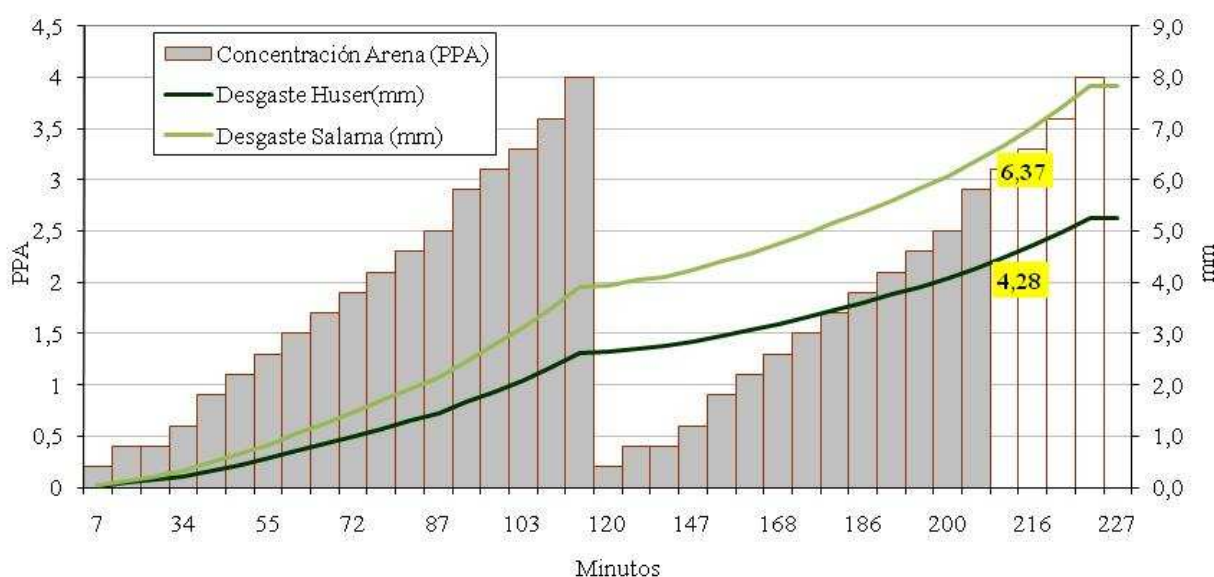


Figura 7: Resultados de predicción de desgaste erosivo.

Ambos modelos arrojan resultados que alertan una potencial falla por efecto erosivo. Si bien, el modelo de DNV-Huser parece menos conservador que el de Salama, la predicción contempla mayores variables de entrada.

El valor del desgaste medido fue de 3,5 mm, por lo tanto estas simulaciones se aproximan a lo ocurrido. Esto demuestra que la estimación preliminar de la erosión es una herramienta muy valiosa a la hora de diseñar una fractura hidráulica que involucre esta configuración de pozo.

4.2.- Fractura Shale con uso de Blast Joint

Esta experiencia práctica es muy similar a la anterior, una operación de fractura a través de Tubing en la formación Vaca Muerta de la cuenca Neuquina. Se utilizó un tree saver al igual que en el Pro.x-1 para proteger las válvulas de la boca de pozo.

Teniendo la experiencia del PRO.x-1, se realizó una evaluación previa para determinar el posible daño por erosión en los tubulares que se utilizarían para fracturar la formación. Como resultado de ese análisis la predicción de pérdida de espesor por erosión indicó un elevado riesgo de rotura de Tubing en la zona de descarga del tree saver, por lo que se decidió utilizar un ~~accesorio tubular~~ de mayor espesor (Blast Joint) para evitar una posible rotura.

Luego de la operación de fractura, se inspeccionó el Blast Joint y se midieron los espesores de la pared del mismo a fin de constatar el efecto erosivo de la arena de fractura.

4.2.1. Instalación de inyección

Como medio de protección de las válvulas de cabeza de pozo, se seleccionó un dispositivo de inyección Tree-saver de modo de aislar la boca de pozo del fluido de fractura. El Tubing utilizado fue 3 1/2" #9,2 P110 TSH Blue y, por último, el **Blast Joint** seleccionado tenía las siguientes características:

Pin-Pin L80 Cr13 TSH Blue, OD 3.975", ID 2.992"; Longitud de 4,50 mts.

4.2.2. Programa de Fractura

El programa de fractura llevado a cabo consistió en el bombeo de diferentes fluidos de fractura (slick water, gel lineal y gel activado) con concentraciones de Agente de Sostén de hasta 4 PPA.

A continuación se detallan los tiempos de cada etapa:

Tiempo [min:seg]	Concentración [PPA]	Agente de Sosten	Fluido
16:24	0.2	Bauxite 50/120	Slickwater
34:31	0.5	Bauxite 50/120	Slickwater
00:53	0.8	Bauxite 50/120	Slickwater
14:06	1.1	Bauxite 30/60	Gel lineal
16:36	1.5	Bauxite 30/60	Gel lineal
23:10	2	Bauxite 30/60	Gel lineal
11:55	1.7	Bauxite 30/60	Gel lineal
03:37	2	Bauxite 30/60	Gel lineal
05:12	2.3	Bauxite 30/60	Gel lineal
14:18	2.6	Bauxite 30/60	Gel lineal
10:34	2.9	Bauxite 30/60	Gel lineal
17:04	3.2	Bauxite 30/60	Gel lineal
19:42	3.5	Bauxite 30/60	Gel lineal
07:44	3.8	Bauxite 20/40	Gel activado
06:54	4	Bauxite 20/40	Gel activado

Tabla 1. Agente sostén bombeado.

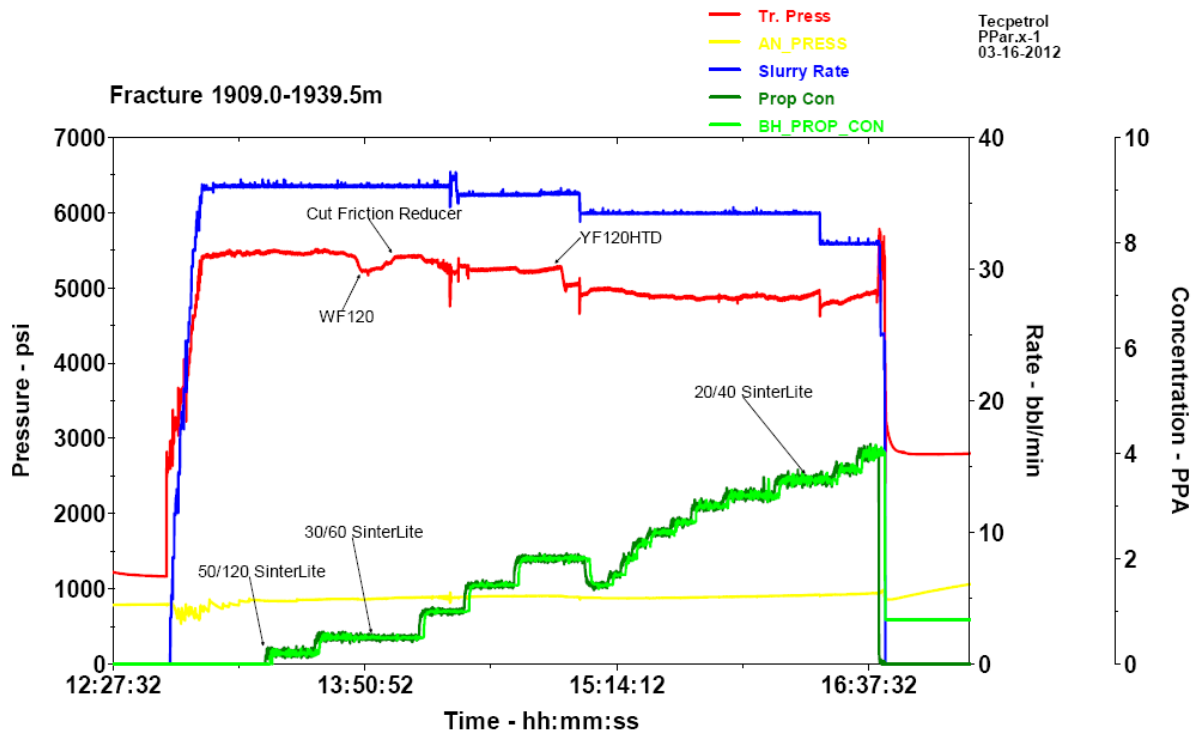


Figura 8: Registro de operación de Fractura hidráulica.

4.2.3. Predicción del desgaste por erosión según modelos de Salama y DNV-Huser

Para realizar la simulación del efecto de la erosión de la arena en este caso se utilizó:

- Fluido base para la fractura agua 8,33 ppg
- Agente de sostén Bauxite 20/40, Bauxite 30/60, Bauxite 50/120
- Tamaño de partícula 400 μm (modelo Salama)
- Caudal de Bombeo promedio 35 Bpm.
- Tiempo total de bombeo 3hs 20min
- Se consideró para el cálculo de la velocidad, ID del tubing
- Constantes n y K modelo DNV-Huser = acero al carbono
- Ángulo de impacto de las partículas de arena $\alpha = 30^\circ$

Se realizó el cálculo del desgaste erosivo para cada etapa del bombeo de fractura, teniendo en cuenta la concentración de arena y el tiempo de bombeo. Se realizó este cálculo utilizando el modelo DNV-Huser para geometrías complejas y también el modelo de Salama modificado. La estimación con estos modelos, bajo las condiciones operativas descritas, arrojó los siguientes resultados:

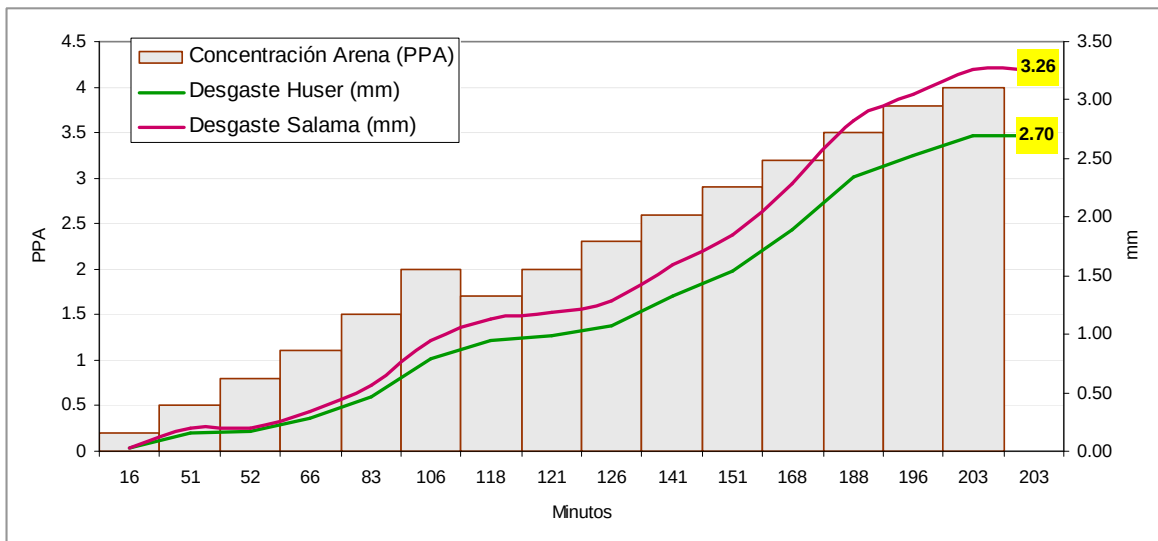


Figura 9: Resultados de predicción de desgaste erosivo.

4.2.4. Inspección del Blast Joint luego de la operación de fractura:

Se inspeccionó el Blast Joint una vez finalizada la operación de fractura, se relevaron sus dimensiones y se midieron espesores con medidor de ultrasonido. Se muestran las dimensiones y puntos de medición de espesor en las figuras 10 y 11.

Se detectó desgaste erosivo aproximadamente a 55 cm por debajo de la bocha colgadora, que se encontraba torqueada al mismo. Esta distancia sería la zona de descarga del tree saver.

A simple vista se pudo identificar un cambio abrupto de diámetro, por debajo de la sección donde se empaqueta el tree saver dentro del blast joint de 3 ½”.



Figura 10: Blast Joint utilizado.

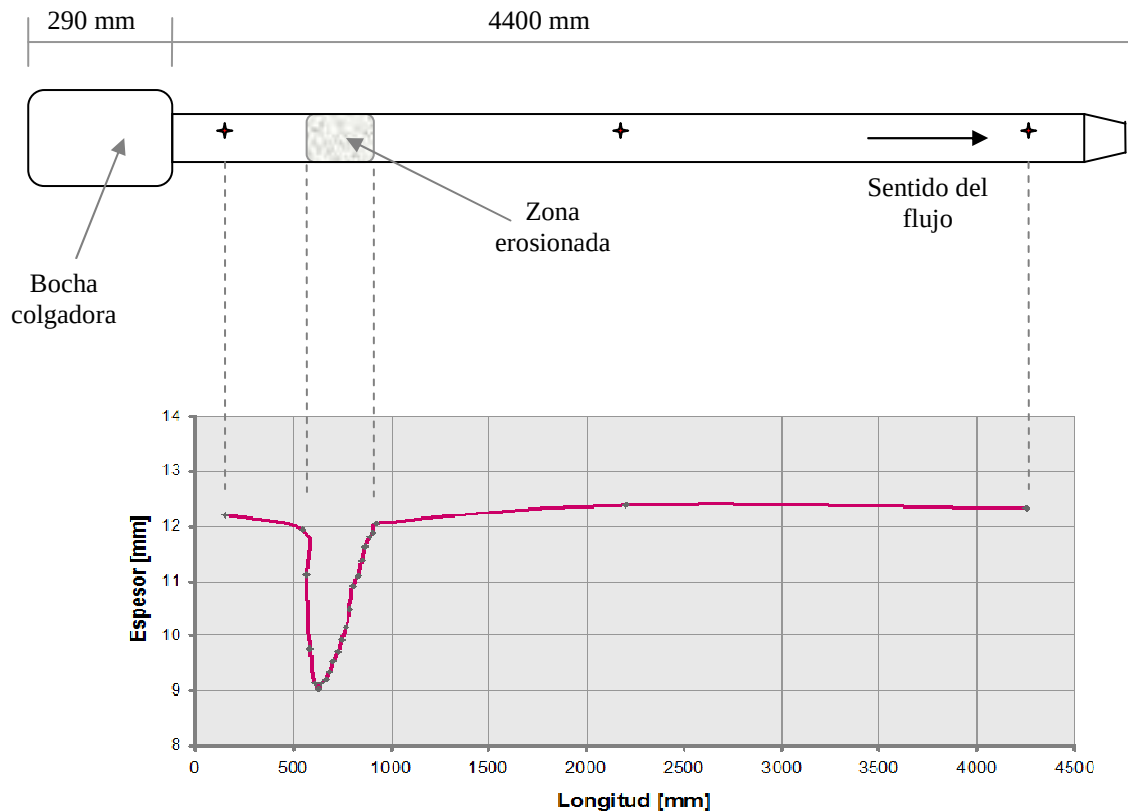


Figura 11: Dimensiones del Blast Joint y puntos de medición de espesor

En la Figura 11 se muestran los resultados de la medición de espesores. En la zona erosionada, se observa **una disminución de espesor máxima de 3.20 mm** respecto del espesor de las zonas sin erosión, lo que representa un 28% de reducción del espesor total.

4.2.5. Escenario sin uso de Blast Joint:

Si en lugar de haber utilizado el accesorio blast joint, se hubiera llevado a cabo la operación de fractura empaquetando el tree saver directamente dentro de la columna de Tubing de fractura, considerando la misma disminución de espesor, el efecto hubiese sido el detallado a continuación.

Considerando:

Espesor nominal Tubing 3,5" 9.2 lb/ft = 6.45 mm (0.254")

Máximo desgaste por erosión medido = 3.2 mm

Espesor remanente en la zona erosionada = 3.25 mm (~50%)

La resistencia a la tracción es $Tr = Y_s \cdot A = 110000 \text{ psi} \cdot \pi(OD^2 - ID^2)/4$

El Tubing erosionado experimentaría una disminución de su resistencia a la tracción del 48%, lo que podría provocar la falla por tracción de la columna.

	original	erosionado
OD [in] =	3.5	3.5
ID [in] =	2.992	3.244
A [in ²] =	2.59	1.36
Ys [psi] =	110000	
Yield strength [x1000 Lbs] =	285	149 -48%

5.- Aporte / Contribuciones al diseño de pozo horizontal.

Dentro de las etapas de estudio de reservorios No Convencionales se encuentra la perforación de pozos horizontales. Básicamente se pretende contactar la mayor cantidad económicamente posible de Roca Madre, para luego realizar estimulaciones de múltiples etapas y así obtener el planificado SRV (Stimulated Reservoir Volume).

En este apartado se expone la información considerada en el diseño de un pozo horizontal y los pasos para verificar si existe un potencial daño de tubulares durante alguna de las etapas de fractura.

El siguiente diagrama de flujo representa los puntos que se fueron teniendo en cuenta a la hora de diseñar el nuevo pozo horizontal. Es importante destacar que éste es un trabajo multidisciplinario y cada rediseño debe ajustar parámetros de diferentes áreas de conocimiento.

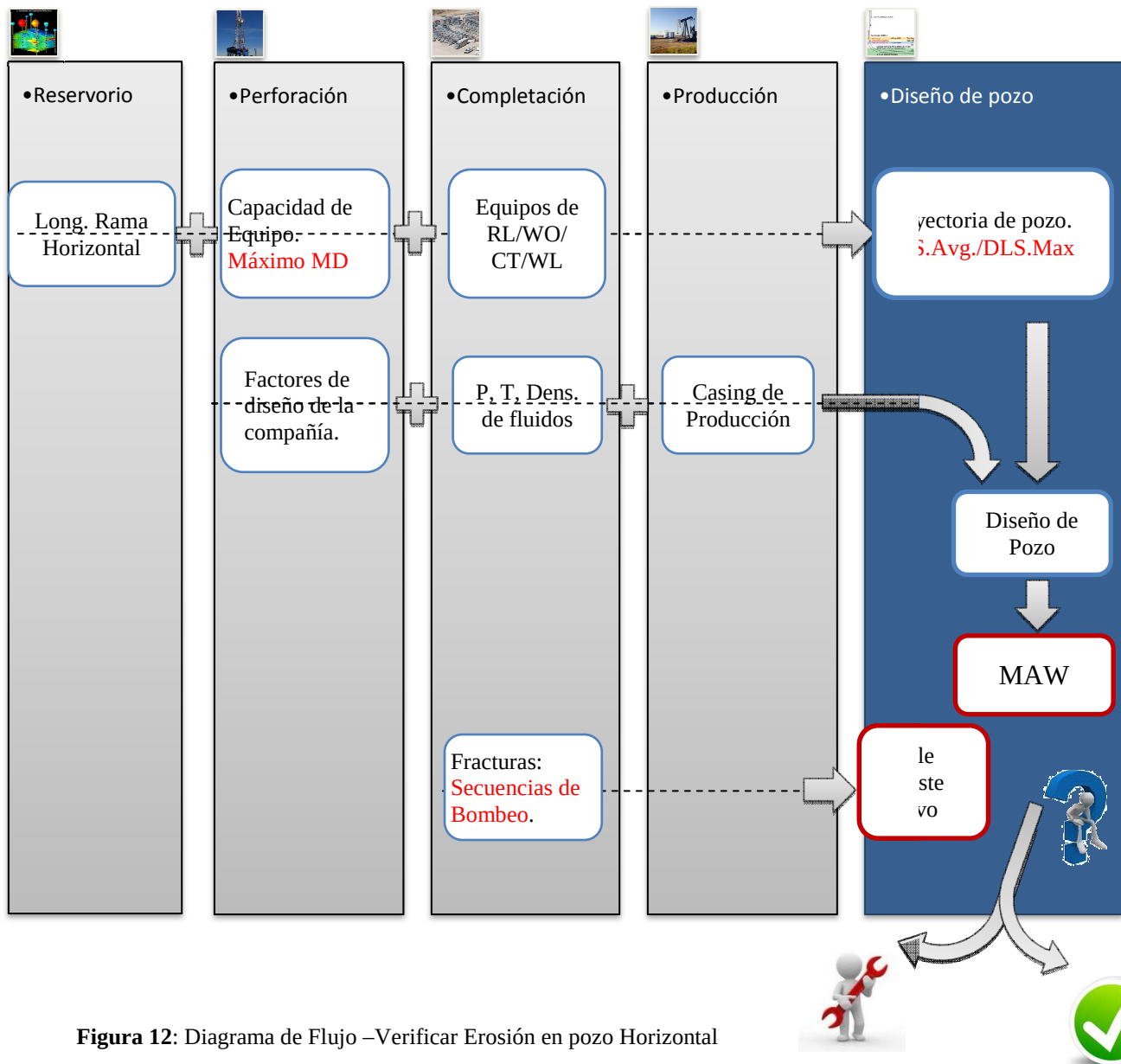


Figura 12: Diagrama de Flujo –Verificar Erosión en pozo Horizontal

Como consecuencia de trayectorias y programas de Fracturas hidráulicas más exigentes, surge la imperiosa necesidad de verificar los diseños de Arquitectura de pozos a potenciales procesos erosivos. Éste efecto erosivo puede ser crítico para una combinación determinada de geometría de pozo y variables del tratamientos de fractura hidráulica.

Como primer paso en el diseño, se definen los diámetros de cañerías junto con las posibles trayectorias en función de la capacidad del equipo de perforación, la necesidad de equipos de WO y CT, longitud mínima de rama horizontal. Al diseñar la trayectoria se obtienen severidades de curva promedios (Dog Leg Severity, DLS, variación de la dirección medida en grados cada 30 metros). La severidad de la curvatura determinará la distribución de tensiones de la propia tubería, esto en conjunto con las condiciones de presión y temperatura resolverá un conjunto de esfuerzos combinados (triaxiales). El diseño de la trayectoria también es dependiente del sistema de Producción, por ejemplo, si se contempla que en un futuro se podría necesitar un sistema de extracción artificial con Bomba Electrosumergible requeriría incluir una zona de la curva con un DogLeg inferior a $1^\circ/30$ mts a la mayor profundidad posible con el objetivo de no limitar las exigencias de Drawdown (Reducción de la presión dinámica de fondo de pozo).

La siguiente figura representa diferentes trayectorias en función del DLS promedio de la curva.

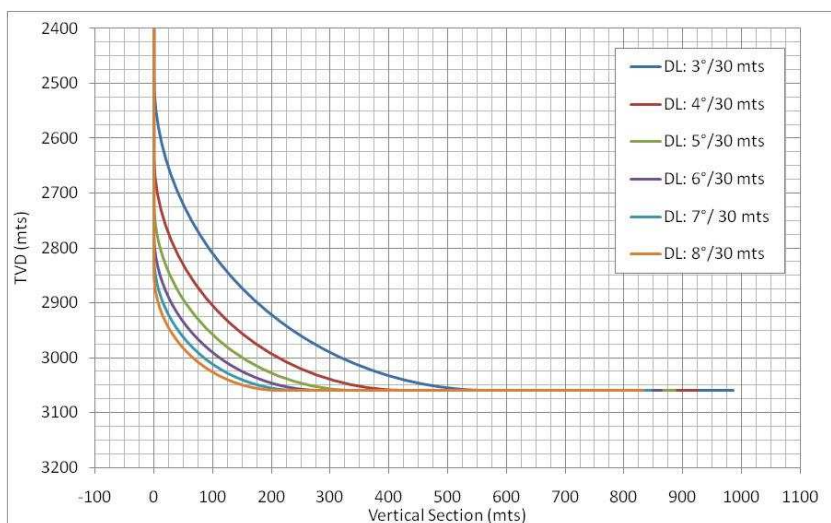


Figura 13: Trayectoria para diferentes DLS promedios.

Por otro lado, dependiendo de las herramientas direccionales que se utilicen para construir la trayectoria del pozo (sistemas rotativos o convencionales), se pueden estimar DLS máximos puntuales que también deben ser considerados para el análisis de tensiones de las tuberías.

La siguiente gráfica muestra dos opciones de diseño de pozo con requerimientos de potencia de equipo diferentes, una de 1200 HP y otra de 1500 HP. El análisis posterior se centrará en la opción II.

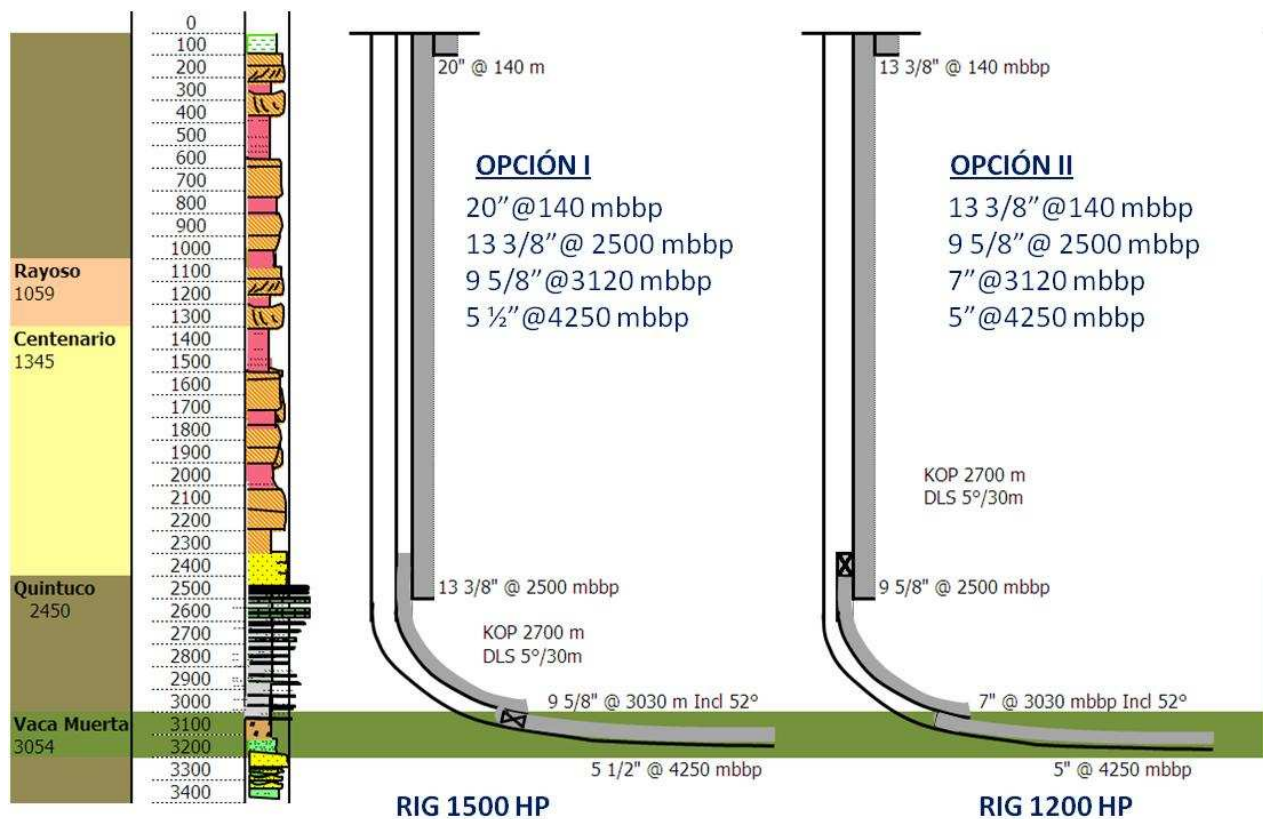
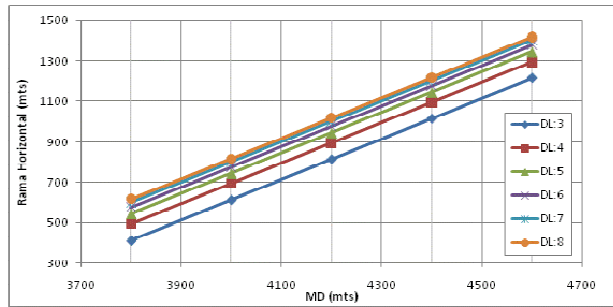


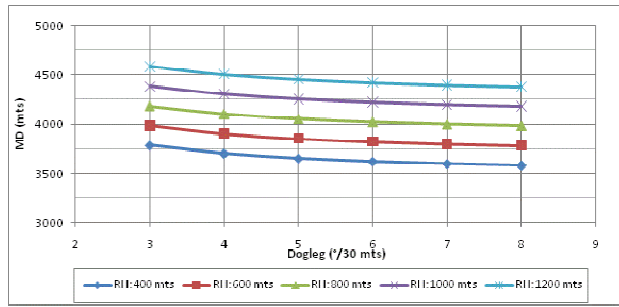
Figura 14: Opciones de diseño según disponibilidad de potencia de Perforación.

Como parte del estudio de diseño de pozo se realizaron simulaciones de reservorio para evaluar alternativas de SRV (Stimulated Reservoir Volume). Existe una solución de compromiso entre la Profundidad final (limitada por la capacidad del equipo de perforación), Dogleg (dependiente del sistema direccional y agravante del desgaste por erosión) y la longitud final de la rama horizontal que será sometida a estimulación hidráulica.

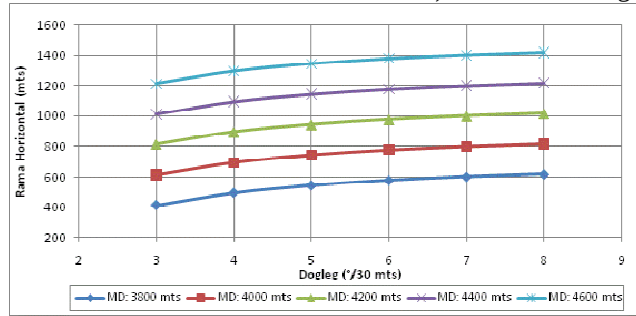
Para esto se construyeron curvas que representan las posibles combinaciones de los parámetros mencionados en el párrafo anterior con el objetivo de dar un FeedBack de rediseño.



a) Curvas Iso-Dogleg



b) Curvas Iso-Longitud de Rama horizontal



c) Curvas Iso-Longitud MD

Figura 15: Curvas que relacionan Dogleg, Longitud MD y Longitud de Rama Horizontal

Seleccionamos nuestro caso con los siguientes supuestos:

- Equipo de Perforación: 1200 Hp.
- Longitud de Rama Horizontal: 1000 mts.
- Casing de Producción: 5" 20,8 lb/ft P-110 Conexión Premium.
- Severidad de Curva:
 - o Caso 1: DLS Avg: 3°/30mts, DLS Máx: 9°/30mts
 - o Caso 2: DLS Avg: 8°/30mts, DLS Máx: 14°/30mts
- Solicitación de Presión: 13.000 psi – Durante fractura hidráulica.

Cabe aclarar que los valores de DLS máximos surgen de la experiencia en perforación de pozos horizontales en la cuenca, esto es, pozos con un DLS de 3°/30mts de diseño mostraron DLS máximos puntuales de 9°/30mts y en pozos con un DLS planificado de 8°/30mts se registraron hasta 14°/30mts en algunos puntos de la trayectoria.

Pozo	Max Plan (°/30m)	Max Real (°/30m)	Incremento (°/30m)	Incremento (%)
LJE-1009h	6.50	11.50	5.00	177%
LJE-1008h	6.00	9.60	3.60	160%
LJE-1007h	6.30	8.00	1.70	127%
LJE-1006h	6.93	13.20	6.27	190%
LJE-1005h	7.50	13.80	6.30	184%
LJE-1004h	6.00	9.80	3.80	163%
LJE-1003h	7.50	10.00	2.50	133%
Avg			4.17	162%
Max			6.30	

Tabla 2- DLS Máximos registrados

Mediante el software de simulación StressCheck™ Casing Design Software de Landmark para diseño de tubería sometido a esfuerzos combinados y considerando los Factores de Diseño definidos en las políticas de la Compañía, se determinaron los requerimientos mecánicos de las tuberías involucradas sometidas a tensión, compresión, presión, temperatura, etc. Estos requerimientos pueden resumirse en el parámetro MAW (Maximum Allowable Wear, Máximo Desgaste Admisible) el cual determina el máximo desgaste porcentual del espesor que es admitido para mantener los Factores de Diseño utilizados para diseñar las tuberías.

La figura 16 muestra el MAW en función de la Profundidad Medida (Measured Depth, MD) del pozo. Las zonas identificadas como críticas son en Boca de pozo por estar sometida a la máxima carga de tracción y estallido, y en la zona de la Curva (Dogleg) por la combinación tracción-compresión resultante de la flexión (“Bending Stress”).

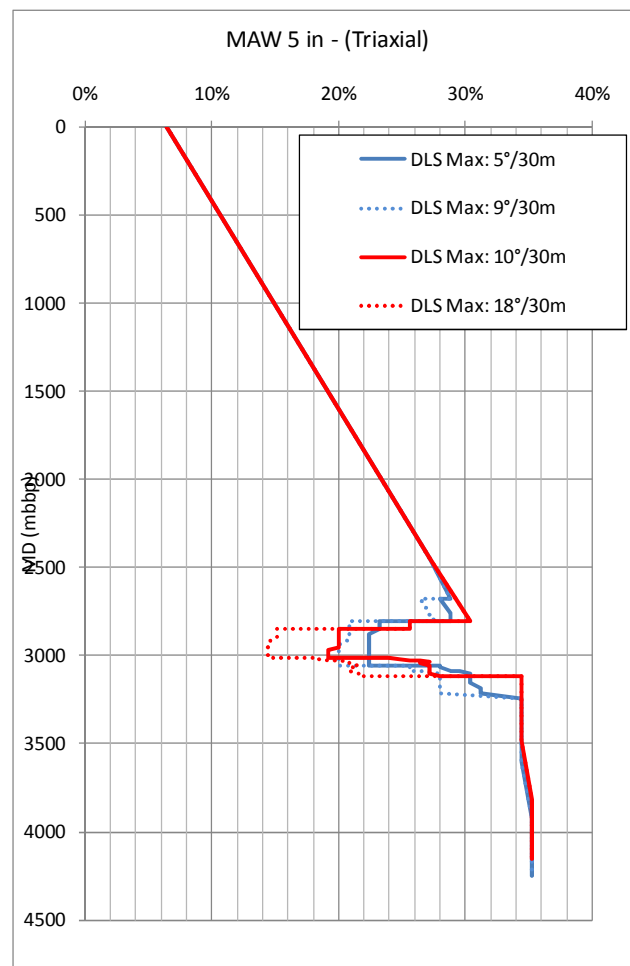


Figura 16 Estimación de MAW (%) casing de 5” hasta Boca de Pozo

Dependiendo del Dogleg utilizado para construir la curva (Promedio y Máximo) el valor mínimo de MAW varía entre 14 y 22%.

En la siguiente tabla se puede observar como varía el Factor de Seguridad Triaxial y el MAW en función del Dogleg.

	DLS Avg: 5730m		DLS Avg: 10730m		Reducción de 5730m a 18730m
	DLS Max: 5730m	DLS Max: 9730m	DLS Max: 10730m	DLS Max: 18730m	
Mín FS de 0 a 2450 mbbp	1.33	1.33	1.33	1.33	N/A
Mín FS de 2450 a TD	1.53	1.50	1.49	1.43	7%
Min MAW*	22.4%	20.0%	19.2%	14.4%	36%

* Sin considerar la Boca de Pozo, sólo en la curva

6.- Estimación del Desgaste por Erosión:

Solo nos resta estimar el desgaste que podría generarse durante las diferentes etapas de fractura para luego contrastar con el valor MAW determinado. Para esto se utilizó el modelo de DNV-Huser [2] el cual aplica a tuberías con diferentes geometrías.

Si bien existen numerosos parámetros para definir un programa de estimulación hidráulica, se define una posible secuencia de bombeo como la siguiente:

El diseño de pozo será sometido a verificación de manera de soportar un mínimo de 10 etapas de fractura con caudal de bombeo máximo de 50 bpm (barriles por minuto). La concentración de arena determinará el flujo másico de sólidos que provocarán erosión, este flujo irá incrementando secuencialmente en cada etapa desde cero (Pad) hasta

Etapa	Caudal	Arena				Vol. Limpio	Tiempo
		Malla 100	Malla 30/50	Malla 20/40	TOTAL		
#	Bbl/min					bbl	minutos
1	50	98	2820	1115	4033	6642	145
2	50	98	2820	1115	4033	6642	145
3	50	98	2820	1115	4033	6642	145
4	50	98	2820	1115	4033	6642	145
5	50	98	2820	1115	4033	6642	145
6	50	98	2820	1115	4033	6642	145
7	50	98	2820	1115	4033	6642	145
8	50	98	2820	1115	4033	6642	145
9	50	98	2820	1115	4033	6642	145
10	50	98	2820	1115	4033	6642	145
TOTAL		980	28200	11150	40330	66419	1448

Tabla 3 Secuencia de Bombeo – 10 etapas de fractura

un máximo de 4,5 PPA (pounds of proppant added).

Las consecutivas etapas de fracturas generarán un progresivo desgaste de las paredes de la tubería conforme se incremente la concentración de arena.

La siguiente figura muestra como el tiempo total de bombeo será de aproximadamente 24 horas si todas las etapas se bombean a un caudal de 50 bpm. Este tiempo

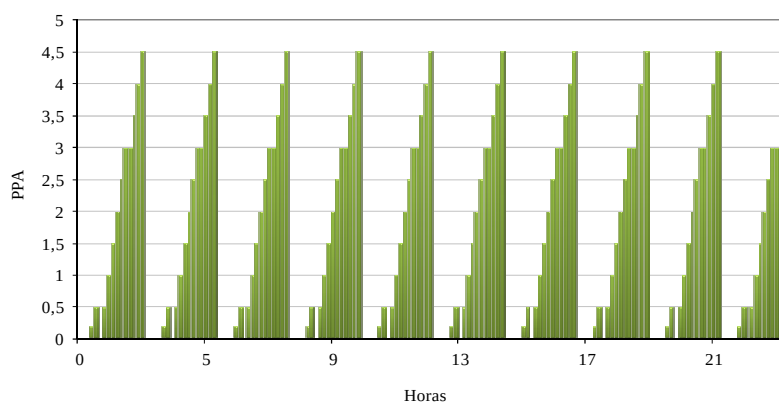


Figura 17: Secuencia de Bombeo - 10 etapas de Fractura.

total de bombeo será de 20 o 40 horas si el caudal se modifica a 60 o 30 bpm respectivamente.

Luego de comentar la secuencia de bombeo contemplada en el diseño detallaremos los parámetros a tener en cuenta en el modelo empírico de DNV-Huser.

Para tuberías rectas DNV-Huser propone la siguiente ecuación que resuelve la velocidad de erosión en mm/año:

$$\dot{E}_L = 2.5 \cdot 10^{-5} \cdot U^{2.6} \cdot \dot{m}_p \cdot D^{-2}$$

Mientras que para tuberías con determinado radio de curvatura se tiene:

$$\dot{E}_L = \frac{\dot{m}_p \cdot K \cdot F(\alpha) \cdot \sin(\alpha) \cdot U_p^n}{\rho_t \cdot A_{pipe}} \cdot G \cdot C_1 \cdot C_{unit}$$

Donde:

$\dot{m}_p$: Flujo de arena (Kg/seg), dependiente del caudal de bombeo (Bpm) y de la concentración de arena (PPA).

A_{pipe} : Área transversal del casing. Depende del diámetro del casing de Producción.

F(α) . sin (α): Factores que tienen en cuenta el ángulo de impacto de las partículas sólidas. Como puede verse en la figura de la izquierda, este ángulo depende del radio de curvatura y del diámetro de la tubería. Para nuestro análisis el radio de

curvatura es función del Dogleg.

Esta correlación entre Dogleg y

radio de curvatura puede verse en la siguiente grafica. El ángulo de impacto de las partículas para DLS inferiores a 14°/30 mts y diámetro de Tubería de 5" es inferior a 1°.

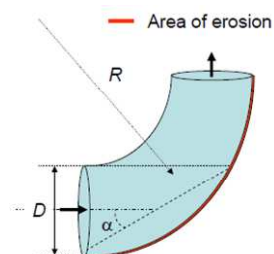
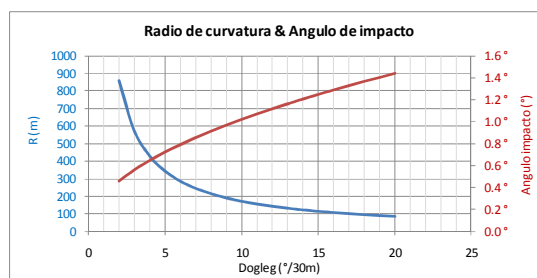


Figura 18: radio de curvatura y ángulo de impacto de partículas sólidas

U_p : Es la velocidad de las partículas, dependiente del caudal de bombeo (Bpm), de la concentración de arena (PPA) y el diámetro de la tubería. El **exponente n** normalmente se fija en **2,6**.

ρ_t : Densidad del material del tubular: 7800 Kg/m³.

G, C₁ y C_{unit}: Constantes.

Con este modelo se puede empezar a predecir los valores de velocidad de erosión para un tubo cuyo diámetro interno es de 4,54" (D_{nom}: 5"). La estimación de erosión (milímetros / hora) resultante es una función exponencial con n=2,6 y los valores no son para nada despreciables cuando estamos en presencia de procesos de bombeo que duran más de 20 horas.

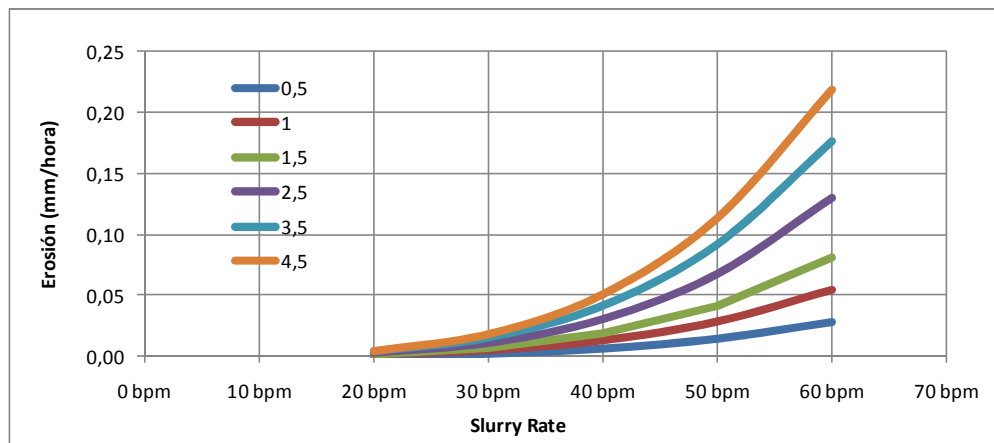


Figura 19: Desgaste erosivo (mm/hora) vs Caudal de bombeo. Diferentes concentraciones de arena. DLS: 14°/30mts

A continuación se pueden observar los resultados de este modelo si se aplica la secuencia de fracturas hidráulicas de 10 etapas que fue mencionada anteriormente. Manteniendo fijo la arquitectura de pozo (diámetros y radios de curvaturas de la tubería) y realizando sensibilidades a diferentes caudales de bombeo llegamos al siguiente gráfico.

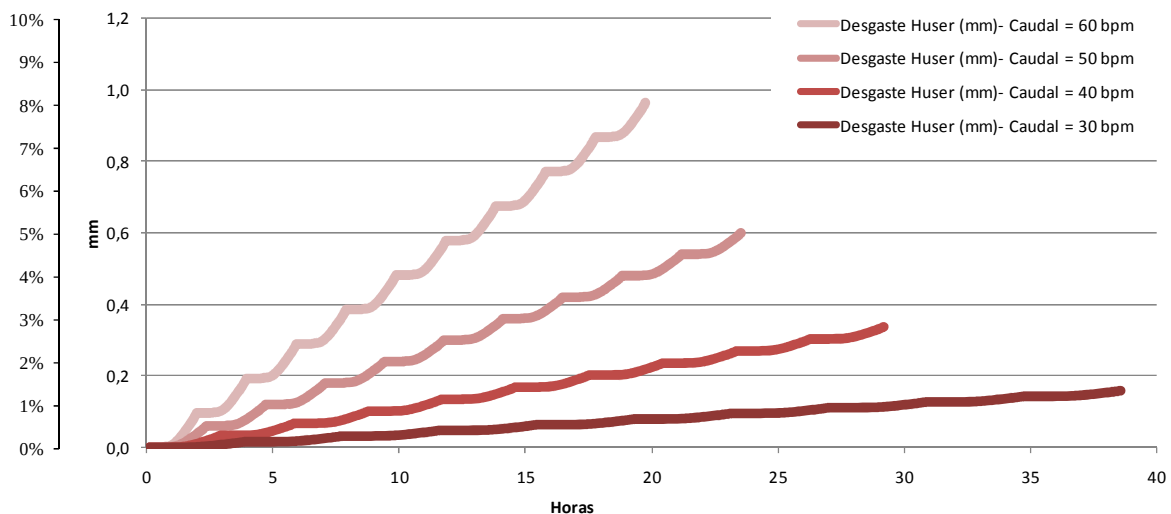


Figura 20: Desgaste erosivo (mm y % al nominal) para un Dogleg de 8°/30mts

Queda evidenciado que el desgaste producido por el programa de bombeo de 60 bpm es aproximadamente un orden de magnitud superior a la secuencia con un caudal de 30 bpm. Teniendo los valores de MAW determinados anteriormente (8-12%), podemos suponer que estamos frente a posibles casos de falla provocadas por erosión.

Los tiempos totales de bombeo varían según el caudal, porque se ha supuesto que la cantidad de agente de sostén a bombear será igual para todos los casos.

Para la zona de la tubería recta la ecuación del modelo de DNV-Huser se simplifica en gran medida. Para el mismo diseño de pozo se calcula el desgaste que se producirá en las zonas rectas, estos resultados se ven en la siguiente grafica, donde se puede apreciar que el desgaste es, como máximo, 2,5% del espesor de pared.

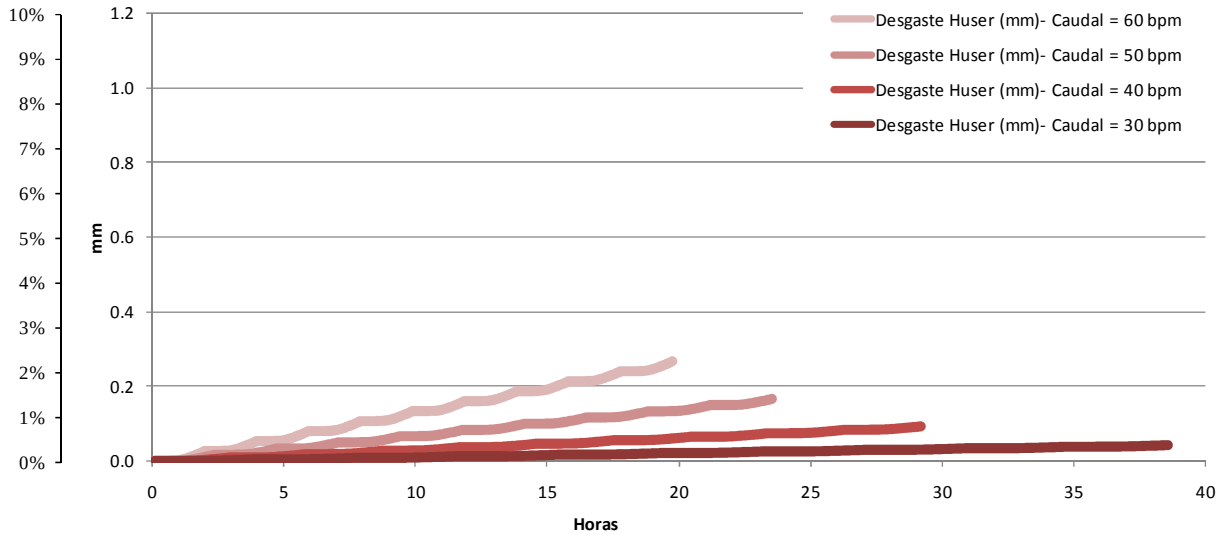


Figura 21: Desgaste erosivo (mm y % al nominal) en tramos rectos de tubería

Finalmente, en la figura 22, se compara el desgaste admisible (MAW) que la tubería podría soportar si se la somete a las sollicitaciones de carga establecidas por el programa de perforación y completación, con el desgaste que se estima mediante el modelo de DNV-Huser.

Los siguientes gráficos representan los casos de dos trayectorias posibles y contemplan el máximo valor de caudal de bombeo programado.

Aumentando la severidad de la curva se observa que, por un lado aumenta el desgaste erosivo producto de un mayor ángulo de impacto de las partículas, y por otro lado se reduce el MAW como consecuencia del aumento de la flexión.

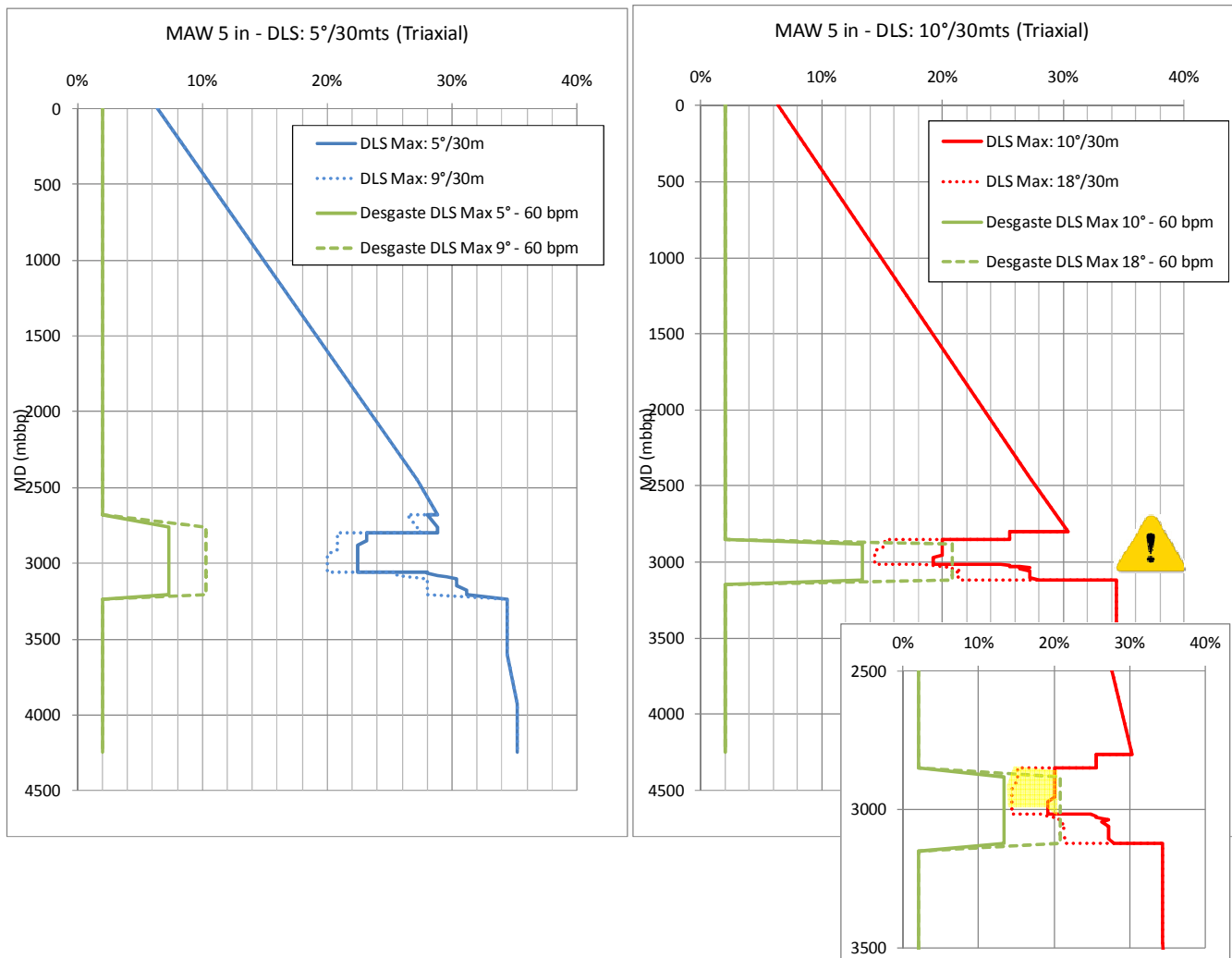


Figura 22: Erosión y MAW. Caudal de bombeo de 60 bpm y diferentes trayectorias de pozo.

Mediante la comparación de las curvas de MAW y de Desgaste por Erosión Estimado (calculado con modelos validados con casos reales) se puede verificar si el diseño adoptado presenta riesgo de falla por erosión.

En resumen, se ha podido establecer un método para predecir posibles fallas de material debido al efecto de erosión provocado en el proceso de múltiples fracturas hidráulicas. Se determinó que para ciertas geometrías de pozo (casing de 5" y DLS máximo de 14°/30mts) y programas de fractura hidráulica (10 etapas a 60 bpm) se puede generar suficiente erosión como para llevar el material a la condición de falla por disminución por pérdida de espesor.

De las evidencias mostradas en este trabajo queda de manifiesto que en zonas donde se tienen interrupciones del flujo con cambios de dirección y velocidad el efecto erosivo puede ser causa de fallas de material con consecuentes problemas operativos que implicarían mayores costos.

7.- Conclusiones

- Durante la etapa de diseño se debe considerar los procesos erosivos ocasionados por múltiples tratamientos de fracturas hidráulicas en las tuberías (Tubing y Casing). Estos procesos erosivos se ven incrementados en las fracturas hidráulicas realizadas en los pozos no convencionales en los que se requiere trabajar con grandes caudales, volúmenes y presiones de fluidos.
- En las experiencias de campo analizadas se ha demostrado que es posible estimar el proceso erosivo y que el fenómeno de erosión resultó ser la causa raíz de fallas catastróficas en las instalaciones de inyección. Esta estimación permite tomar acciones preventivas y analizar la posible mitigación, por ejemplo, utilizando un Blast Joint.
- Las zonas que deben ser estudiadas en detalle son aquellas donde se encuentra mayor turbulencia y cambios bruscos en la dirección del flujo (Tree saver, válvulas de subsuperficie, Niples).
- En el presente trabajo se logro establecer un método de diseño de pozo que tiene en cuenta el proceso erosivo.
- Basados en la experiencia y en la incertidumbre de estos modelos, se plantea la necesidad de avanzar en un modelo computacional de fluido-dinámica para estos casos particulares de erosión. Los resultados de simulación nos mostrarán el camino para validar, refutar o crear modelos de erosión.

8.- Bibliografía

- [1] TÜV Nel Limited, " *Erosion in Elbows in Hydrocarbon Production Systems*", HSE, 2003
- [2] Det Norske Veritas, " *Erosive Wear In Piping Systems*", Recommended Practice RP501
- [3] 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.
- [4] Huser, A. and Kvernfold, O., *Prediction of Sand Erosion in Process and Pipe Components*, Canada, 1998.
- [5] Martin, J. W., *Erosion Guidelines Revision 2.1*, 1999.
- [6] Farahani, R. et al., "Assessment and Prediction of Erosion in Completion Systems under Hydraulic Fracturing Operations using Computational Fluid Dynamics", SPE 147514, Nov. 2011.
- [7] Clark, H. Craig, "Mechanical Design Considerations for Fracture-Treating Down Casing Strings" SPE 14370-PA, June, 1987.
- [8] M.C. Vincent "Erosion by Proppant: A Comparison of the Erosivity of Sand and Ceramic Proppants during Slurry and Flowback of Proppant", SPE paper 90604