

Digital twins, modelado y simulación, IoT/IIoT, complex event processing, operaciones en tiempo real.



Por **Daniel Theis, John Hooker, Bruno Campetella**
y **Juan Diego Suárez Fromm** (Statistics & Control, Inc.)

Predicción de deposición de arena en tiempo real en flujo multifásico

Este artículo explora el modelo multifásico y los algoritmos de cálculo utilizados para simular el flujo con partículas de arena a través de una tubería submarina para predecir el gradiente de presión, la velocidad de transporte y la deposición de arena.

Introducción y antecedentes

Los reservorios de arenisca (*sandstone*) son la fuente de la mayoría de los hidrocarburos del mundo. Varios campos de gas y petróleo enfrentan el desafío de la producción de arena. Esta es la migración de arena de formación causada por el flujo de los fluidos del yacimiento, comienza cuando la roca alrededor de las perforaciones falla y el fluido puede empujar la arena o el material sólido hacia el pozo.

Este trabajo analiza las consideraciones físicas que contribuyen y son necesarias para detectar la deposición de arena, seguidas de una serie de pasos de modelado para simular con precisión qué tan lejos se producen los depósitos de arena en una tubería mientras se tiene en cuenta el flujo multifásico de diferentes pozos de la misma plataforma. A su vez, esta información se puede mostrar automáticamente como un perfil visual de la tubería, lo que permite a los operadores comprender toda la operación de la tubería desde ubicaciones remotas y ver los parámetros y eventos críticos, como la deposición de arena y la velocidad de erosión.

Los algoritmos de modelado y deposición de arena se implementaron y validaron en el sitio de una importante compañía de petróleo y gas en una plataforma costa afuera que tenía una tubería submarina que se dirigía a la estación de recolección de la plataforma para ser enviada a tierra. La tubería de transporte principal fue diseñada para transportar 10.000 BOPD. Los eventos de deposición de arena y la velocidad de erosión se detectaron y verificaron comparando los datos de la tubería simulados y en tiempo real y examinando la pérdida de presión que teóricamente se supone que ocurre en la tubería y la pérdida de presión real en la tubería. Se detectaron depósitos de arena y velocidad de erosión, lo que permitió al operador de la tubería tomar las acciones de mitigación adecuadas y reducir la oportunidad de producción perdida (LPO).

Fundamento científico

Modificación de las ecuaciones de conservación para manejo de arena

El punto de partida para modelar la transferencia de arena a través de una tubería es el desarrollo de ecuaciones de conservación confiables para la mezcla de arena/fluido. Al desarrollar estas ecuaciones, también es importante considerar la complejidad del algoritmo que se utilizará para resolver estas ecuaciones. En principio, deben especificarse ecuaciones de movimiento separadas para las partículas de arena y luego para el fluido circundante. Sin embargo, dentro de esas ecuaciones hay términos, como el gradiente de presión, que unen las ecuaciones formando un gran sistema de ecuaciones diferenciales acopladas. Desafortunadamente, incluso con el uso de los avances más recientes en el diseño de computadoras, no se puede aplicar una solución directa del conjunto completo de ecuaciones diferenciales a las tuberías del mundo real. También se debe tener gran cuidado en la solución de estas ecuaciones para asegurar que el algoritmo permanezca numéricamente estable. Se desarrolló

un solo conjunto de ecuaciones de conservación para la mezcla de arena/fluido que describe la conservación de la densidad y el momento de la mezcla como se ve en las ecuaciones siguientes:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x}(\rho_m v_m) = \frac{\partial \rho_m}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{1}{A} \frac{\partial \dot{M}_{total}}{\partial x} = 0$$
$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho_m v_m) + \frac{\partial}{\partial x}(\rho_m v_m^2) = \frac{1}{A} \frac{\partial \dot{M}_{total}}{\partial t} + \frac{\dot{M}_{total}}{\rho_m A^2} \frac{\partial \dot{M}_{total}}{\partial x} = f_{total} \quad (1)$$

donde en un momento de tiempo dado t y la ubicación X :

- A especifica el área de la sección transversal de la tubería,
- F_{total} especifica el componente anular de la fuerza total que actúa sobre la mezcla por unidad de volumen,
- P es la presión de la mezcla,
- ρ_m es la densidad de la mezcla,
- v_m es la velocidad superficial promedio de la mezcla y
- $\dot{M}_{total}$ es el caudal total de masa de la mezcla.

Desafortunadamente, las ecuaciones de conservación no se pueden usar directamente para detectar la deposición de arena porque se desarrollaron bajo el supuesto de que las fracciones de masa de la arena y los componentes fluidos de la mezcla permanecen constantes. Consulte la sección siguiente Detección de erosión y deposición de arena para saber cómo detecta el modelo la deposición de arena.

La densidad de la mezcla de arena/fluido

La densidad de la mezcla de arena/fluido se calcula a partir de la siguiente expresión

$$\rho_m = \rho_s H_s + \rho_f (1 - H_s), \quad (2)$$

donde ρ_f es la densidad del fluido multifásico (o monofásico) y H_s es la fracción del volumen de la tubería ocupada por partículas de arena (retención de arena). El atraco de arena se determina resolviendo la ecuación 3,

$$v_c H_s^2 + (v_{ss} + v_{sf} - v_c) H_s - v_{ss} = 0, \quad (3)$$

donde v_c es la velocidad crítica que la mezcla requiere para mover partículas de arena a lo largo de la tubería y v_{ss} y v_{sf} son las velocidades escaladas determinadas al multiplicar la arena superficial y las velocidades del fluido por la arena y las acumulaciones de fluido. La dependencia de la función que tienen las velocidades escaladas de H_s se puede eliminar usando las expresiones 4 y 5 para v_s y v_f .

$$v_s = \frac{x_s \dot{M}_{total}}{\rho_s A H_s}, \quad (4)$$

$$v_f = \frac{(1-x_s) \dot{M}_{total}}{\rho_f A (1-H_s)}, \quad (5)$$

donde x_s es la fracción de masa del componente de arena de la mezcla de arena fluida. Finalmente, una fórmula empírica que propuso Danielson (1987) se puede utilizar para determinar v_c .

Fuerza total que opera sobre la mezcla de arena/fluido

Las fuerzas que influyen en el movimiento de la mezcla se pueden dividir en dos grupos:

1. Fuerzas estándar que actúan sobre toda la mezcla de fluidos, es decir, fuerzas que continuarán existiendo incluso cuando la mezcla no contenga partículas de arena: $f_{standard}$
2. Fuerzas de interacción partícula/fluido, es decir, fuerzas que dependen de la presencia de partículas de arena dentro del fluido: $f_{interaction}$.

Si $f_{standard}$ y $f_{interaction}$ representan los componentes anulares por unidad de volumen de las fuerzas de interacción estándar y partícula/fluido, entonces la ecuación 6 es verdadera.

$$f_{Total} = f_{standard} + f_{interaction} \quad (6)$$

Las fuerzas estándar incluyen una fuerza hidrostática producida por el diferencial de presión a través del segmento de tubería, una fuerza gravitacional que tira de la mezcla hacia abajo y una fuerza de fricción que se opone al flujo de la mezcla, como se indica en la ecuación 7.

$$f_{standard} = \frac{\partial P}{\partial x} - g\rho_m \sin \theta - \frac{(\phi_m \rho_m v_m)^2}{2D}, \quad (7)$$

donde g es la aceleración debida a la gravedad, θ es el ángulo de inclinación de la tubería y ϕ es el factor de fricción de la mezcla. Este se calcula como la suma del factor de fricción del fluido, ϕ_f , y el factor de fricción de las partículas de arena, ϕ_s , como se muestra en la ecuación 8.

$$\phi_m = \phi_f + \phi_s \quad (8)$$

Se pueden usar fórmulas empíricas estándar para calcular ϕ . El valor de ϕ_s se puede determinar a partir de la ecuación 9.

$$\phi_s = 0.046 \left(\frac{\mu_f}{\rho_m v_m d_s} \right)^2 \cos \theta, \quad (9)$$

donde μ_f es la viscosidad promedio del fluido y d_s es el diámetro promedio de las partículas de arena.

Las fuerzas restantes describen las interacciones entre las partículas de arena y con el fluido. El valor de $f_{Interaction}$ está relacionado con F_{Int} , el componente anular de la fuerza de interacción total que actúa sobre una sola partícula de arena, como se muestra en la ecuación 10.

$$f_{Interaction} = \frac{H_s F_{Int}}{\frac{\pi}{6} d_s^3} \quad (10)$$

Tres fuerzas contribuyen a F_{Int} : una fuerza de arrastre de fluido/partícula, una fuerza de turbulencia de fluido/partícula y una fuerza de interacción partícula/partícula, como se describe en la ecuación 11.

$$F_{Int} = F_{Drag} + F_{Turb} + F_{part} \quad (11)$$

La fuerza de arrastre, F_{Drag} , es la principal fuerza de interacción entre el fluido y la partícula, que se puede calcular a partir de la ecuación 12. Cuando el fluido y las partículas viajan a diferentes velocidades, la fricción entre esos dos objetos hará que el objeto más lento (gene-

ralmente la partícula) se mueva, acelere, y que el objeto rápido reduzca la velocidad.

$$F_{Drag} = \frac{1}{2} \rho_f (v_f - v_s)^2 C_{Drag} \times \frac{\pi}{4} d_s^2, \quad (12)$$

donde C_{Drag} es un parámetro empírico conocido como coeficiente de arrastre.

La fuerza de turbulencia de fluido/partícula explica las interacciones de fluido adicionales producidas por las corrientes parásitas que existen durante las condiciones de flujo turbulento. La contribución de la fuerza de turbulencia a F_{Int} se determina a partir de la ecuación 13.

$$F_{Turb} = \rho_f (v_{turb})^2 \times \frac{\pi}{4} d_s^2, \quad (13)$$

donde v_{Turb} es la velocidad de fluctuación turbulenta. El valor de v_{Turb} depende de v_{min} , el valor más pequeño de v_f que mantendrá las partículas de arena suspendidas dentro del fluido, que se calcula en la ecuación 14.

$$v_{Turb} = \frac{(16d_s)^{\frac{1}{3}}}{D^{0.42}} \left(\frac{\mu_f}{\rho_f} \right)^{\frac{1}{12}} (v_{min})^{0.92} \quad (14)$$

Finalmente, la ecuación 15 determina la contribución que las interacciones partícula/partícula hacen al F_{Int} .

$$F_{part} = \frac{1}{A} M_s (v_f - v_s) \times \frac{\pi}{4} d_s^2 \quad (15)$$

Se puede desarrollar una prueba similar a la prueba de detección de erosión para la deposición de arena. Bajo esa prueba, la velocidad superficial se compara con una velocidad umbral que debe excederse para evitar que ocurra la deposición de arena. Con base en los conceptos discutidos anteriormente, una de las siguientes velocidades podría usarse como umbral: v_c , la velocidad mínima necesaria para mover partículas de arena a través de la tubería, o v_{min} , la velocidad mínima necesaria para mantener las partículas de arena suspendidas dentro del fluido.

Detección de erosión y deposición de arena

Si bien es importante conocer los valores de presión, temperatura, densidad y flujo másico y obedecer las ecuaciones de conservación, la erosión de la tubería y la deposición de arena no se pueden determinar directamente a partir de esta información.

En 1991, el American Petroleum Institute (API) aprobó el procedimiento 14E como un medio sencillo para detectar la erosión por arena en las tuberías. Bajo ese procedimiento, se determina una velocidad crítica a partir de la ecuación 16.

$$v_E = \frac{C_E}{\sqrt{\rho_m}}, \quad (16)$$

donde C_E es una constante empírica. Si la velocidad superficial de la mezcla es mayor que v_E , las tuberías tienen un mayor riesgo de erosión. Si $v_M < v_E$, existe un riesgo mínimo de daño. Desde 1991, se han desarrollado métodos adicionales para rastrear cuantitativamente la cantidad de erosión en cada punto de la tubería. A pesar de esos avances, el procedimiento 14E todavía proporciona uno de los medidores más confiables y universales



para el peligro de erosión de la tubería. La robustez del procedimiento 14E proviene del hecho de que la ecuación para v_E se deriva de la fórmula establecida para la pérdida de presión por fricción dada en la ecuación 17.

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta X}\right)_{Fric} = \frac{(\phi_m \rho_m v_m)^2}{2D} \quad (17)$$

Se puede desarrollar una prueba similar a la prueba de detección de erosión para la deposición de arena. Bajo esa prueba, la velocidad superficial se compara con una velocidad umbral que debe excederse para evitar que ocurra la deposición de arena. Con base en los conceptos discutidos anteriormente, una de las siguientes velocidades podría usarse como umbral: v_c , la velocidad mínima necesaria para mover partículas de arena a través de la tubería, o v_{min} , la velocidad mínima necesaria para mantener las partículas de arena suspendidas dentro del fluido.

Estudio de caso: modelado del rendimiento de una tubería de petróleo

Las técnicas de modelado y simulación presentadas se implementaron y validaron en el sitio de una compañía de petróleo y gas en una red de ductos comerciales submarinos de 5 km (~ 3.11 mi) utilizada para transportar 4.000 BOPD (636 m³/día) desde dos plataformas petroleras a una plataforma de recolección. punto. En la figura 1 se muestra las dos plataformas y el punto de reunión. Para fines de simulación, se implementó un modelo desde la Plataforma 1 a la Plataforma 2.

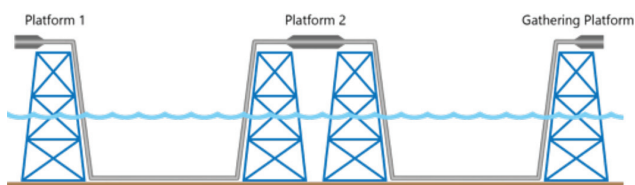


Figura 1. Esquema de la tubería submarina.

En este sistema de tuberías, diferentes propiedades del petróleo de distintos pozos provocan la mezcla y la deposición de arena en la tubería submarina. El filtrado de arena es limitado cuando la deposición de arena es del 20 % o menos, pero aún causa una cantidad significativa de caída de presión en la tubería y daño al interior de la tubería. La Plataforma 1 tiene dos pozos activos y la Plataforma 2 tiene tres pozos activos y tienen diferentes tasas de arena, propiedades del petróleo y composición del gas para cada pozo y se envía por el gasoducto submarino que también mezcla las propiedades.

Planteamiento del problema

Una simulación de la tubería sin deposición de arena calculó una caída de presión significativamente más baja que la medición del operador, lo que llevó a la conclusión de que la arena y la posible congelación estaban ralentizando la velocidad del fluido y causando una caída de presión significativa cuando había arena en el sistema. Los objetivos de este estudio fueron confirmar las técnicas de modelado y simulación descritas y determinar dónde se estaba produciendo la deposición de arena

y la velocidad de erosión de la arena en la tubería para que se pudieran tomar las acciones apropiadas.

Datos iniciales

Los datos iniciales incluidos fueron los siguientes:

- propiedades del aceite para flujo trifásico,
- composición del gas para flujo trifásico,
- datos iniciales del pozo de petróleo y
- geometría de tuberías y cambios de elevación.

Las propiedades del aceite las proporcionó el usuario final y se encuentran en la siguiente tabla:

Propiedad	Valor
Plataf. de viscosidad 1	30,9 cP @ 80 °F
Plataf. de viscosidad 2	19,9 cP @ 120 °F
Densidad	900 kg/m³
Elasticidad	1,2x109 Pa
Cp*	2 KJ-K/kg

* Cp es el coeficiente de calor específico del petróleo

Tabla 1. Propiedades del petróleo

Donde Cp es el coeficiente de calor específico del aceite. La composición del gas se dio como en:

Fracción molecular	Fórmula	Nombre	Cp/Cv	Cv
88,36	CH ₄	Metano	1,31	1,7
1,44	CO ₂	Dióxido de carbón	1,32	0,655
3,9	C ₂ H ₆	Etano	1,19	1,48
3,36	C ₃ H ₈	Propano	1,14	1,48
0,69	C ₄ H ₁₀	i Butano (Isobutano)	1,1	1,53
1,07	C ₄ H ₁₀	n Butano	1,09	1,53
0,34	C ₅ H ₁₂	i Pentano	1,08	
0,22	C ₅ H ₁₂	n Pentano	1,08	
0,22	C ₆ H ₁₂	1-Hexeno		
0,08	C ₇ H ₁₆ O	1-Heptanol		
0,05	C ₈ H ₁₆	1-Octano		
0,23	N ₂	Nitrógeno	1,4	0,743
0,04	O ₂	Oxígeno	1,41	0,659

Tabla 2. Composición del gas

Ahora, para configurar nuestro modelo, se necesitan algunos parámetros iniciales de la prueba de pozo anterior. Los datos experimentales que se utilizarán para los pozos están en la tabla 3.

Para la geometría de la tubería, debemos mirar la figura nuevamente y ver que tienen una tubería submarina.

La tubería submarina desde la plataforma 1 y la plataforma 2 tiene aproximadamente 2,83 km y el diámetro es de 12". La tubería se encuentra a 50 metros por debajo de la línea de flotación y descuidamos el cambio de temperatura del agua desde la superficie hasta el fondo del mar ya que está a solo 50 metros. La tubería submarina desde la plataforma 2 hasta la plataforma de la estación de recolección es de 2,34 km y 12". En la figura 2 se muestran los elementos del modelo que se utilizaron.

En nuestro caso de manejo de arena, la información inicial que necesitamos para completar la densidad promedio de las partículas de arena, el diámetro promedio de las partículas de arena y la velocidad de erosión. La constante empírica de velocidad de erosión es una recomendación de los valores recomendados de API e ISO (ver API 14E e ISO 13703).

Descripción	Valor	Unidades
Densidad promedio de partículas de arena	2500	kg/m³
Diámetro medio de las partículas de arena	300	µm
Constante empírica de la velocidad de erosión	122	

Tabla 4. Propiedades de las partículas de arena

Ahora que el modelo está configurado, se puede configurar un caso de prueba en la simulación para la línea de base e introducir el algoritmo de detección de arena para ver cómo cambia en nuestra simulación.

Resultados

La parte principal del sistema es observar la caída de presión a lo largo de la tubería y cómo debería funcionar

Plataforma	Pozo	Oil (BPD)	Agua (BPD)	Fluido (BPD)	Corte de agua (%)	Gas Lift (mcf/d)	Form Gas (mcf/d)	FTP (PSI)
1	Pozo1-1	60	501	561	89	574	146	190
1	Pozo1-2	546	182	728	25	698	228	128
2	Pozo2-1	174	65	239	27	802	1122	149
2	Pozo2-2	102	0	102	0	0	2735	120
2	Pozo2-3	486	0	486	0	690	798	136

Tabla 3. Datos de prueba de pozo

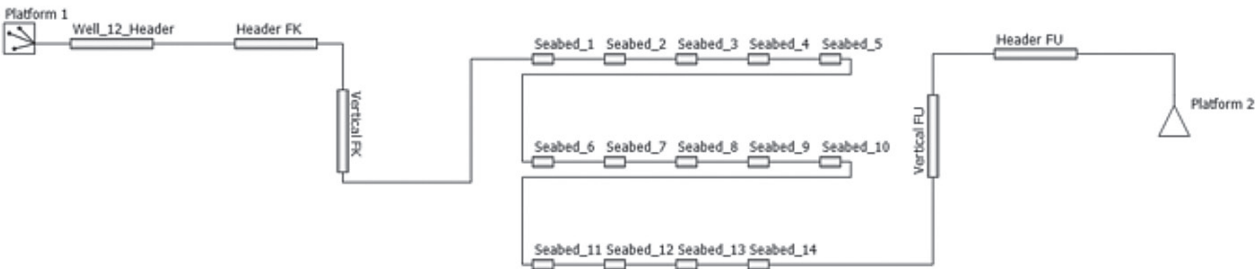


Figura 2. Segmentos del modelo de canalización desde la Plataforma 1 a la Plataforma 2.

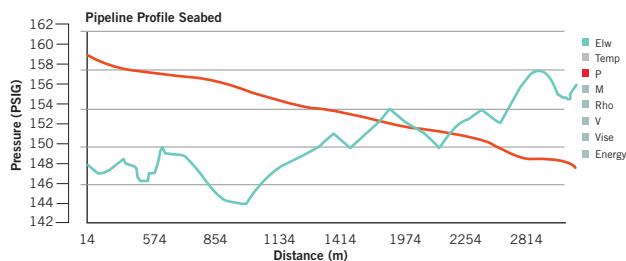


Figura 3. Simulación de caída de presión de la tubería y perfil de elevación para un modelo sin arena.

teóricamente antes de implementar el algoritmo de detección de arena. Al observar el perfil de la tubería, podemos ver la presión y los diferentes cambios de elevación que ocurren en la tubería, así como la caída de presión que se produce en la tubería (Figura 3).

En la figura 3 podemos ver que sin modelado de arena, la caída de presión es de aproximadamente 12 psig (159 psig al comienzo de la tubería-147 psig al final de la tubería). Ahora, el siguiente paso es introducir nuestra detección de arena en la tubería y usar la interacción de arena que configuramos en la sección de fundamentos científicos.

Usando la velocidad de la arena en nuestra simulación, podemos ver que la deposición de arena ocurre realmente en el punto de caída que va de la Plataforma 1 al lecho marino y se acumula en el punto de subida que sube a la Plataforma 2 (primer tapón de arena de 574 m, a 854 m de distancia y segundo tapón de arena desde 1414 m hasta 1974 m de distancia). Los cambios de presión desde el primer perfil de tubería hasta el segundo perfil de tubería se muestran según el cambio de elevación donde la arena influye en la presión y también en el flujo de la tubería (Figura 4).

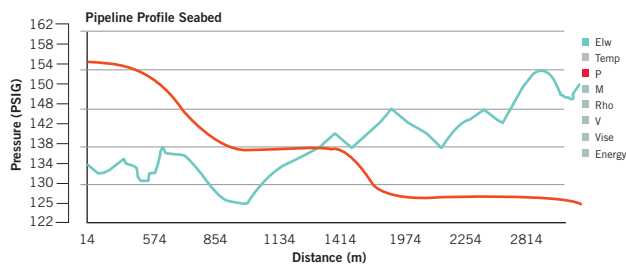


Figura 4. Simulación de caída de presión de la tubería y perfil de elevación para el modelo con caída de presión medida con coincidencia de arena.

La deposición de arena también viene con arena que fluye a través de la tubería. Cuando la arena fluye a través de la tubería, puede dañar el interior y causar erosión en el interior, lo que hace que la tubería tenga una vida útil más corta. Cuando la velocidad de la arena alcanza un cierto punto, erosiona el interior de la tubería, pero si el fluido se ralentiza, la congelación es una gran preocupación cuando la tubería está debajo del agua, lo que hace que el usuario final tenga un rango operativo pequeño donde el petróleo puede fluir naturalmente y no causar daño a la tubería.

Descripción	Valor	Unidades
Modelo sin modelado en arena	12	Psig
Modelo con modelado en arena	25	Psig
Medida del operador	23,5	Psig

Tabla 5. Caída de presión simulada y medida

En resumen, los principales resultados son los siguientes:

- El modelo puede diferenciar la deposición de arena y la congelación (deposición de cera). En el caso de estudio de campo, a partir de las propiedades del aceite y las condiciones de flujo termodinámico, la deposición de cera es mínima.
- A medida que el modelo se ejecuta en tiempo real, la coincidencia de la presión de deposición de arena se realiza con el ajuste automático de los parámetros de detección de arena.
- El modelo en tiempo real se alimenta mediante la actualización de datos de presión en vivo cada minuto, los datos de prueba de pozo se actualizan cada mes y genera parámetros de simulación cada 30 segundos.

Como observación final, el operador debe planificar suficientes mediciones iniciales para reducir la incertidumbre del modelo de predicción de arena.

- Datos de prueba de pozo.
- Datos de presión en vivo.
- Propiedades de la arena.
- Propiedades del aceite, potencial de deposición de cera.
- Perfil real de la tubería (altitud frente a distancia) en el espacio.

Conclusiones

Con base en los resultados del estudio de caso, las técnicas de modelado y simulación descritas detectan de manera efectiva la deposición de arena en tiempo real en tuberías con flujo multifásico. Los eventos de deposición de arena se detectaron y confirmaron al poder comparar la pérdida de presión que está sucediendo en el sistema desde un punto de vista teórico y al comparar la simulación con la presión en vivo que está sucediendo en la tubería. Se observó que cuando ocurre la deposición de arena, la velocidad de la arena no puede alcanzar un cierto límite debido al posible daño al interior de la tubería.

Bibliografía consultada

- API RP 14E: Recommend Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems, 1991.
- Danielson T. J. (2007). *Proceedings of the Offshore Technology Conference*, Houston, USA, OTC 18691.
- Doron, P.; Garnicia, D. y Barnea, D. (1987). *International Journal Multiphase Flow*, 13(4), 535-547.