



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

---

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

“FUNDAMENTOS DE ASEGURAMIENTO DE FLUJO EN SISTEMAS DE  
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS”

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

ALAN MARTÍN HERNÁNDEZ HERNÁNDEZ



DIRECTOR DE TESIS: DR. TEODORO IVÁN GUERRERO SARABIA

MÉXICO D.F. CIUDAD UNIVERSITARIA. OCTUBRE 2014



---

## **Agradecimientos:**

*A mi madre Blanca E. Hernández por ser la mujer más importante en mi vida y a la que más admiro, por ser mi guía en todo momento, por acompañarme en mis días tanto de tristeza como de gran felicidad, por todos tus consejos y por sobre todo, por brindarme tu amor incondicional, así como el valor y coraje necesarios para lograr una formación profesional, la cual constituye la más grande de mis herencias.*

*A mi padre† Benjamín Hernández por contar con tus consejos y enseñanzas, por darme serenidad en situaciones difíciles, por ser mi motivación para ser un hombre de bien y mostrarme la fuerza y voluntad para disfrutar de la vida en todo momento.*

*A mis hermanos: Óscar y Betsy por todo el apoyo y cariño que me han brindado a lo largo de este viaje, por darme motivos para sonreír día con día y seguir adelante, porque sé que siempre estarán ahí para mí, así como yo para ustedes. Los quiero y admiro mucho bichos.*

*A mis padrinos: Édgar Martínez y Mara Martínez por el infinito apoyo y cariño que siempre me han dado.*

*Al Dr. Teodoro Iván Guerrero Sarabia que debido a su invaluable apoyo, asesoramiento, dedicación y entusiasmo pude concluir exitosamente este trabajo de tesis.*

*A todos mis profesores, pero en especial al M.I. Felipe de Jesús Lucero Aranda, al Dr. Néstor Martínez Romero y al Ing. Juan Ocariz Castelazo por la admiración que les tengo como profesionistas. Ustedes representan parte esencial de mi formación académica y han logrado que mi pasión por la ingeniería crezca día con día.*

*Al Ing. Héctor Erick Gallardo Ferrera y al Ing. Carlos Avendaño por su invaluable tiempo, dedicación y recomendaciones realizadas para con este trabajo de tesis.*

*A toda mi familia y en especial a mis tíos Ana Rosa, Gisela, Martha, Jaime, Sergio y René, por todo el apoyo que me han brindado a través de los años, me siento más que bendecido por tenerlos a ustedes a mi lado.*

*A mis mejores amigos por todas las experiencias que hemos pasado juntos y porque sé que siempre contaré con ustedes en todo momento.*

*A mis amigos y compañeros universitarios por sus consejos, apoyo y por todos esos buenos momentos que pasamos juntos clase con clase. Gracias a ustedes mi estancia en la universidad fue una experiencia única.*

*A mi pequeña Rubí por ser la mejor compañera en mis noches de estudio y llenar muchos de mis días de felicidad.*

*Y por último pero no menos importante, a mi queridísima alma mater, la UNAM, por la invaluable formación académica que me dio y que sin duda apreciaré toda mi vida.*

---

## Resumen

Debido a la reducción de las reservas de los yacimientos convencionales de hidrocarburos, la industria petrolera ha enfocado sus esfuerzos en la exploración y producción de yacimientos que se encuentran en ambientes más adversos de presión y temperatura. No obstante, su explotación no es una tarea fácil ya que los aspectos termodinámicos, mecánicos e hidrodinámicos del flujo de fluidos en dichos ambientes pueden afectar de manera sustancial la producción de los pozos y reducir significativamente la rentabilidad de los proyectos petroleros.

Entre los problemas más comunes que surgen a causa de la composición y comportamiento termodinámico de los fluidos, se encuentran el depósito de sólidos tales como asfaltenos, hidratos, ceras e incrustaciones inorgánicas, así como la formación de emulsiones que incrementan la viscosidad de la mezcla multifásica. Asimismo, el comportamiento reológico de los crudos pesados y extra pesados constituye uno de los problemas principales para la explotación de este tipo de recursos petroleros.

Aunado a lo anterior, las fallas mecánicas que ocurren a causa de la erosión y la corrosión pueden derivar en largos paros operativos por reparaciones mayores; en casos graves, el deterioro de tuberías, líneas de producción y otros elementos del sistema provocan fugas de hidrocarburos y otros fluidos que ponen en riesgo al personal y al medio ambiente.

La inestabilidad del flujo multifásico puede presentarse a lo largo de todo el sistema de producción. En general, el llamado cabeceo de los pozos ocurre bajo condiciones de operación que favorecen la acumulación y descarga de gas en algún punto de la trayectoria del flujo. Por otra parte, en los sistemas submarinos puede suscitarse una inestabilidad de flujo multifásico llamada bacheo severo, la cual se debe principalmente a la geometría de la infraestructura submarina, en combinación con bajos gastos de producción. Otro fenómeno indeseable de naturaleza transitoria es el golpe de ariete.

Actualmente, el aseguramiento de flujo forma una parte integral del diseño y operación de los sistemas de producción de petróleo y gas, a través del estudio de los mecanismos y factores que promueven la formación de las distintas problemáticas antes mencionadas, así como la evaluación de métodos y prácticas operativas para su prevención y remediación que puedan aplicarse en cualquier ambiente y a través de toda la vida productiva de un campo.

Este trabajo de tesis expone una visión integral de la disciplina del aseguramiento de flujo en los sistemas de producción de petróleo y gas, a través de la revisión de sus principales aspectos termodinámicos, mecánicos e hidrodinámicos, así como de sus problemáticas más relevantes y los métodos de análisis y medidas operativas más comunes para la prevenirlas o remediarlas.

---

## Abstract

Due to actual oil and gas reserves reduction of conventional reservoirs, petroleum industry has focus its efforts in the production of those ones found in more hostile pressure and temperature environments. However, this activity is not an easy task, due to thermodynamic, mechanic and hydrodynamic aspects of multiphase flow involved in such environments which can significantly affect well production and minimize projects profitability.

Among the most common problems which arise due to fluids composition and thermodynamic behavior can be mentioned solids deposition (e.g. hydrates asphaltenes, wax and scale) as well as an increase in multiphase mixture viscosity given by the formation oil/water emulsions. Furthermore, rheological behavior of heavy and extra heavy oil represents one of the major problems involved in the production of this kind of resources.

Coupled with the above, mechanics failures caused by erosion and corrosion may derive in extended operation shut-downs and workover programs. In serious cases, erosion and corrosion problems may lead to hydrocarbons leakage and thus, affect environment and personnel welfare.

Multiphase flow instability can occur along the entire production system. In general, the one called “well heading” occurs under operation conditions which promote gas build-up and discharge at some point in the flow path. In subsea systems a flow instability known as severe slugging may arise which is mainly caused by sub superficial infrastructure geometry in combination with low gas flow rates. Another undesirable phenomenon of transient nature is the water hammer.

Nowadays, flow assurance is an integral part of oil & gas system production design and operation, by means of the study of the mechanisms and major factors that promote the formation of the issues discussed above, in addition to the evaluation of methods and operational practices for their prevention and remediation that can be applied in any environment and throughout the whole operational life of the fields.

This thesis presents a comprehensive approach of the flow assurance discipline in oil and gas production systems through the revision of the main thermodynamic, mechanical and hydrodynamic aspects, as well as its major problems and common analysis methods and operational practices to prevent or remedy them.

# Índice

---

## Índice

Resumen.....	2
Abstract .....	3
Lista de tablas.....	6
Lista de figuras .....	7
Introducción .....	9
Importancia .....	10
Problemas típicos del aseguramiento de flujo.....	12
Objetivo general.....	14
Alcances.....	14
Contenido.....	14
Capítulo 1 - Aspectos termodinámicos .....	17
1.1 Introducción .....	17
1.2 Hidratos de gas.....	18
1.3 Parafinas o Ceras.....	28
1.4 Asfaltenos.....	40
1.5 Incrustaciones .....	52
1.6 Emulsiones .....	62
1.7 Crudos Pesados .....	69
Capítulo 2 Aspectos mecánicos.....	79
2.1 Introducción .....	79
2.2 Erosión.....	79
2.3 Corrosión.....	88
Capítulo 3 – Aspectos Hidrodinámicos.....	103
3.1 Introducción .....	103
3.2 Taponamiento Severo .....	104
3.3 Inestabilidad de flujo en pozos .....	110
3.4 Golpe de ariete.....	117
Conclusiones y recomendaciones .....	123
Conclusiones .....	123
Recomendaciones .....	124

Bibliografía .....	125
Anexo 1 – Operaciones de corrida de diablos.....	133
A.1.1 Introducción.....	133
A.1.2 Aplicaciones principales de la corrida de diablos .....	133
A.1.3 Elementos necesarios para efectuar una corrida de diablos.....	134
A.1.4 Tipos de diablos .....	135
Anexo 2 Herramientas de cómputo para el aseguramiento de flujo.....	142

## Lista de tablas

Tabla 1.1 - Efecto de la temperatura, la presión, y el pH sobre la formación de las incrustaciones más comunes (Modificada de Boyun, 2005).....	56
Tabla 1.2 - Inhibidores de incrustaciones (Intec Engineering, 2001). .....	59
Tabla 1.4 - Sistemas artificiales de producción utilizados en crudos pesados (Mali, 2014). .....	75
Tabla 3.1 - Lista de algunos modelos para predecir el bacheo severo. ....	109
Tabla A.1 - Herramientas de cómputo utilizadas comúnmente para el análisis del aseguramiento del flujo.....	142

## Lista de figuras

Figura I.1 - Acumulaciones de aceite pesado en México (IMP, 2008). .....	11
Figura I.2 - Diagrama de fases de un aceite extraído en el Golfo de México (Oilfield Review, 2005). .....	13
Figura 1.1 - Esquema de un tapón de hidratos en una línea de producción (FMC Subsea Technologies, 2011). .....	18
Figura 1.2 - Condiciones de riesgo con el choque de hidratos de gas (Modificada de Intec Engineering, 2001). .....	19
Figura 1.3 - Curva típica de hidratos de un gas natural (Modificada de Bratland, 2013). .....	21
Figura 1.4 - Regiones de estabilidad de presión y temperatura para hidratos con diferente composición (Modificada de Baker, 1974).....	22
Figura 1.5 - Curvas de hidratos de gas con diferentes concentraciones de sal (Modificada de Boyun, 2005). .....	23
Figura 1.6 - Combinación de aislamiento y calentamiento eléctrico (Oilfield review, 2007). .....	25
Figura 1.7 - Curva de hidratos con diferentes dosis de metanol (Modificada de Boyun, 2005).....	27
Figura 1.8 - Estructuras de ceras parafínicas (Modificada de Intec Engineering Inc. 2001). .....	29
Figura 1.9 - Tubería aislada al vacío (Vallourec, 2013).....	36
Figura 1.10 - Esquema del sistema Trace Heating (McDermott, 2014). .....	37
Figura 1.11 - (a) Sistema PiP y (b) Arreglo de tuberías en paralelo (bundled) (McDermott, 2014)..	38
Figura 1.12 - Depósito de asfaltenos a través del sistema de producción (Oilfield Review, 2007)..	42
Figura 1.13 - Depósito asfáltico obstruyendo una tubería (Baker-Huges, 2014).....	42
Figura - 1.14 Asfaltenos con resinas (Modificada de Intec Engineering, 2001). .....	43
Figura 1.15 - Región de floculación de asfaltenos representado en un diagrama de fases (Modificada de Intec Engineering, 2001). .....	44
Figura 1.16 - Tendencia de depósito de asfaltenos en función de la presión y la densidad del crudo (Modificada de Intec Engineering, 2001). .....	45
Figura 1.17 - Diagrama de supersaturación de aceite crudo (Modificada de Boer et al., 1992). ....	47
Figura 1.18 - Inserción manual de un diablo en una tubería (www.engineeringnews.co.za). .....	50
Figura 1.19 - Reducción de permeabilidad por depósito de incrustaciones dentro del medio poroso (Modificada de Oilfield Review, 1999). .....	55
Figura 1.20 - Incrustaciones dentro de una tubería (Modificada de Oilfield Review, 1999). .....	55
Figura 1.21 - Cristales de sulfato de calcio extraídos de una línea de flujo al Oeste de Texas (George E. King Engineering).....	57
Figura 1.22 - Procesos comunes que conllevan a la ruptura y separación de emulsiones (Auflem, 2002). .....	64
Figura 1.23 - Esquema de la acción de un desemulsionante a nivel molecular (Modificada de Intec Engineering, 2001). .....	67
Figura 1.24 - Viscosidad del crudo contra la densidad API. Datos extraídos de varios campos alrededor del mundo (Modificada de Alvarado, 2010).....	70
Figura 1.25 - Viscosidades y densidades de los diferentes tipos de crudos y otros líquidos (Oilfield Review, 2002).....	71

## Lista de figuras

---

Figura 2.1 - Erosión por arena en una línea de proceso (BMT Fluid Mechanics, Flow Assurance, 2014). .....	80
Figura 2.2 - Trayectoria de partículas de arena a través de un codo en relación a su tamaño (Modificada de Barton, 2003). .....	83
Figura 2.3 - Modelado del impacto de partículas por medio de CFD (Linh Le, Chevron, 2012). .....	87
Figura 2.4 - Ciclo de evolución de la corrosión en metales manufacturados (Oilfield Review, 2014). .....	88
Figura 2.5 - Esquema de una celda de corrosión (Oilfield Review, 1994). .....	91
Figura 2.6 - Corrosión por picadura (Papoola, 2013). .....	92
Figura 2.7 - Tubería de producción bajo los efectos de la corrosión amarga (Papoola, 2013). .....	93
Figura 2.8 - Corrosión bacteriana (Modificada de Oilfield Review, 2007). .....	94
Figura 2.9 - Tubo capilar utilizado para la inyección de inhibidores (Modificada de Oilfield Review, 2007). .....	97
Figura 2.10 - Arreglo típico de protección catódica ICCP (Modificada de Oilfield Review, 2007). ...	99
Figura 2.11 Herramienta caliper utilizada para la medición del diámetro de tubería (Abdallah, 2014). .....	100
Figura 3.1 - Esquema de un sistema típico de producción costa afuera (Modificada de Guoqing, 2013). .....	104
Figura 3.2 - Ciclo de formación del taponamiento severo (Modificada de Bratland, 2013). .....	106
Figura 3.3 - Perfiles de tubería inclinada hacia arriba y hacia abajo (Modificada de Boyun, 2005). .....	107
Figura 3.4 - Registro de la presión en la cabeza de un pozo inestable (Guerrero, 2004). .....	110
Figura 3.5 - Variación del gasto de líquido en un pozo con flujo inestable severo (Guerrero, 2004). .....	111
Figura 3.6 - Ejemplo de un mapa de estabilidad en términos de la presión en la cabeza contra el gasto de inyección (Guerrero, 2004). .....	116
Figura 3.9 - Formación y propagación de una onda compresiva generada por el cierre de una válvula en una tubería, en analogía con el comportamiento mecánico de un resorte (Modificada de KSB Water Hammer, 2006). .....	117
Figura 3.10 - Sección transversal de una válvula check de tobera utilizada en tuberías de producción (Gobind, 2014). .....	121
Figura A.1 - Corrida de diablos para remover depósitos (Schlumberger, 2014). .....	134
Figura A.2 - Configuración típica de un lanzador de diablos para un sistema de producción (Modificada de Boyun, 2005). .....	135
Figura A.3 - Diablos esféricos ( <a href="http://www.inlineservices.com/">http://www.inlineservices.com/</a> ). .....	136
Figura A.4 - Diablos de espuma ( <a href="http://www.inlineservices.com/">http://www.inlineservices.com/</a> ). .....	137
Figura A.5 - Diablo Tipo Mandril ( <a href="http://www.inlineservices.com/">http://www.inlineservices.com/</a> ). .....	137
Figura A.6 - Diablos de molde sólido ( <a href="http://www.apachepipe.com/">http://www.apachepipe.com/</a> ). .....	138
Figura A.7 - Ilustración de un diablo inteligente ( <a href="http://www.smartpigs.net">http://www.smartpigs.net</a> ). .....	139
Figura A.8 - Aplicación de diablos de gel en una operación de corrida de diablos (Modificada de Boyun, 2005). .....	140

### Introducción

El término aseguramiento de flujo fue usado por primera vez por la compañía Petrobras en la década de los noventa, del portugués *Garantia do Fluxo*, que literalmente significa garantía del flujo. Dicho término tradicionalmente se empleaba para las prácticas en aguas profundas relacionadas con la desobstrucción de pozos, líneas de producción y sistemas de recolección por depósito de parafinas, hidratos e incrustaciones.

En la actualidad la definición del aseguramiento de flujo se le da al proceso de análisis de la ingeniería que asegura o garantiza que los fluidos hidrocarburos sean transportados a través del sistema de producción de una manera segura y económica desde el yacimiento hasta los puntos de exportación en un entorno determinado durante el tiempo de vida de un proyecto.

El tema del aseguramiento de flujo es muy diverso, ya que abarca muchos temas especializados y se apoya en todo tipo de disciplinas, tales como la hidráulica, termodinámica, mecánica, química y la ingeniería de software.

Las actividades del aseguramiento de flujo están dirigidas a la implementación de diseños termo-hidráulicos, evaluación de sistemas de producción/transporte, así como la remediación de posibles problemas que puedan presentarse en las líneas causando el paro del flujo.

Además de los depósitos sólidos que causan obstrucciones en el sistema de producción, hoy en día esta disciplina estudia otras problemáticas, las cuales incluyen la corrosión en las tuberías, la erosión de las mismas a causa de la producción de arenas, así como los problemas de bacheo y emulsiones a causa del flujo multifásico y las propiedades en los fluidos como se explicará en los siguientes capítulos.

Los métodos actuales para la mitigación de las diferentes problemáticas ya no se enfocan solamente al aspecto correctivo, sino que con el paso de los años las pruebas en laboratorio y el desarrollo de herramientas de software le han proporcionado a los ingenieros la habilidad de modelar las condiciones del flujo con datos de campo y predecir gran parte de los problemas en el flujo y mitigarlas de forma rápida y rentable.

La prevención o remediación de estos problemas es un aspecto clave para el aseguramiento de flujo, pues permite al ingeniero de diseño optimizar el sistema de producción para cualquier escenario operativo que pudiera presentarse incluyendo arranques, paros y bloqueos.

## Importancia

Los hidrocarburos han jugado un papel importante en el desarrollo de la industria energética y en la economía general de los países desde hace ya más de un siglo. En la actualidad y durante los próximos años tanto el petróleo como el gas seguirán desempeñando un rol importante en la generación de energía independientemente del desarrollo de otras fuentes alternas como la nuclear o las cada vez más mencionadas energías renovables, entre las que se incluyen las energías hidroeléctrica, eólica y solar.

A lo largo de la historia, la explotación de hidrocarburos ha estado enfocada principalmente en los yacimientos convencionales, los cuales por definición son aquellos que gracias a su localización, condiciones de presión, temperatura y propiedades en los hidrocarburos permiten el “fácil” acceso y por subsiguiente la producción rentable de los mismos.

Sin embargo, muchos de los yacimientos convencionales que han levantado la producción nacional de petróleo y de gas se encuentran ahora en etapa de declinación. La Región Marina Noreste de Petróleos Mexicanos (Pemex), en la que se encuentran tanto el activo Cantarell como Ku-Maloob-Zaap y que además aportó cerca del 63.7% de la petróleo crudo nacional, registró una declinación del 8.2% promedio anual de 2004 a 2011 (SENER - Prospectiva del petróleo crudo 2012-2026).

Hoy en día Pemex, con el objetivo de satisfacer la demanda de hidrocarburos, está enfocando sus esfuerzos en el desarrollo de fuentes petrolíferas principalmente de crudo pesado que se encuentran tanto en las provincias de aguas profundas del Golfo de México así como en las cuencas del Sureste (**Figura I.1**).

Estas acumulaciones de hidrocarburos abarcan cerca del 90% de los recursos que se esperan explotar en el futuro (Estrategia Nacional de Energía, SENER 2010), sin embargo parte de estos provienen de yacimientos no convencionales, entre los que se encuentran tanto los de aceites pesados y extra pesados como aquellos ubicados en ambientes adversos y de difícil acceso, como es el caso de los yacimientos en aguas profundas y ultra-profundas.



**Figura I.1 - Acumulaciones de aceite pesado en México (IMP, 2008).**

No obstante su gran relevancia, la explotación de los yacimientos no convencionales no es una tarea fácil, y es que debido a las condiciones extremas de presión y temperatura que experimentan los fluidos producidos desde el yacimiento hasta las instalaciones superficiales, estos presentan cambios fisico-químicos complejos que pueden derivar en problemas serios en la producción, tales como la obstrucción de las líneas de flujo por la formación de depósitos sólidos orgánicos.

A causa de los altos costos que implica la explotación de los yacimientos no convencionales, cualquier problema que ponga en riesgo la producción puede acabar con su rentabilidad.

Es por eso que uno de los aspectos que ha cobrado más relevancia en los últimos años es el de garantizar que el flujo de hidrocarburos se produzca de manera ininterrumpida, orientando parte de la tecnología a la reducción de fallas y problemas operativos que incrementen los costos de inversión a niveles considerables poniendo en riesgo la factibilidad económica de los proyectos petroleros en los yacimientos no convencionales.

## Introducción

---

Es debido a esto que el aseguramiento de flujo ha sido establecido como una parte fundamental del diseño de sistemas de producción de hidrocarburos, tanto en tierra como en costa fuera.

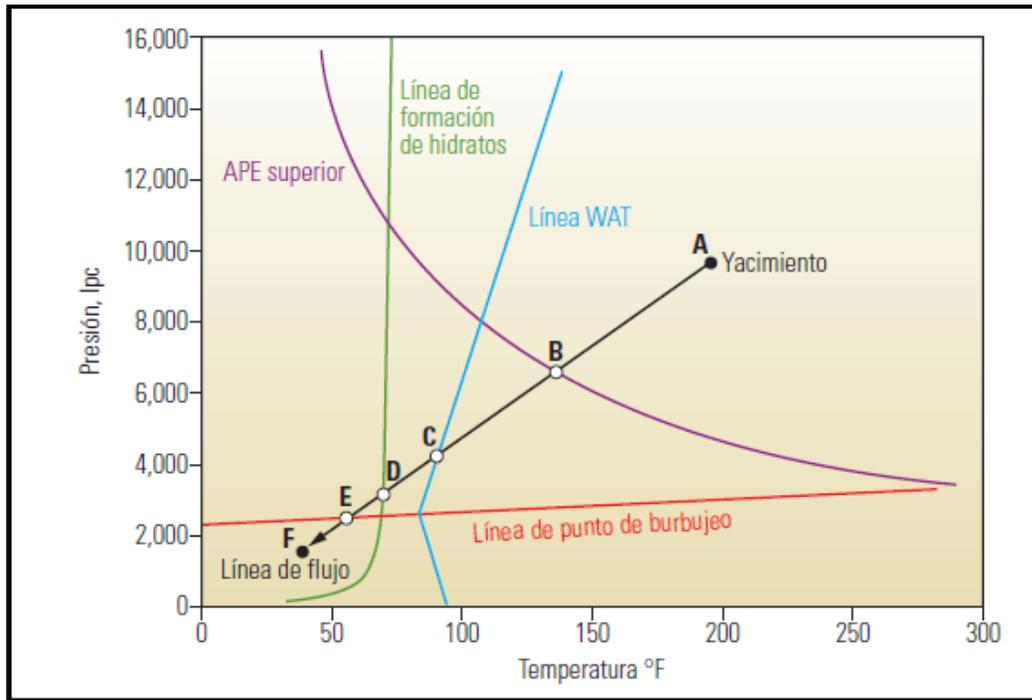
### Problemas típicos del aseguramiento de flujo

Aunque los problemas del aseguramiento de flujo pueden suscitarse en casi todos sistemas de producción de petróleo y gas, en los últimos años su impacto ha sido más significativo en la explotación de sistemas en aguas profundas. Esto es debido a la presión hidrostática ejercida por el tirante de agua combinada con la de las formaciones subsecuentes y los fluidos confinados dentro de ellas. Por otro lado, el mismo lecho marino es bastante frío, ya que su temperatura puede permanecer entre los 0° y 4°C, lo que provoca una reducción considerable en la temperatura de las líneas de producción.

Debido tanto a la composición de los fluidos como a las grandes variaciones de presión y temperatura que se presentan en estos ambientes, es bastante probable que se presenten acumulaciones de depósitos orgánicos e inorgánicos a lo largo de todo el sistema de producción. Muchas de estas acumulaciones en las tuberías pueden ser lo suficientemente severas como para impedir el flujo hacia las instalaciones de procesamiento en superficie.

Un diagrama de fases es de suma importancia para comprender los problemas que se enfrentan cuando se lleva a cabo el transporte de hidrocarburos en tuberías bajo condiciones extremas, poniendo especial atención a los componentes que se desprenden de los fluidos del yacimiento resultado de los cambios de presión y temperatura. Entre los componentes que causan mayor problema y que se han estudiado desde los inicios del aseguramiento de flujo están los asfaltenos, las parafinas y los hidratos.

La **Figura I.2** ejemplifica el diagrama de fases de un aceite de un campo en aguas profundas del Golfo de México (Amin, 2005). El aceite sigue una trayectoria a lo largo de una línea de presión y temperatura que decrece a medida que se desplaza desde el yacimiento (A) hacia la línea de flujo (F). Las caídas de presión y temperatura hacen que los asfaltenos se separen de la solución (B), cuando el petróleo atraviesa el extremo superior de la envolvente de precipitación de asfaltenos (APE superior). A continuación, comienzan a formarse las ceras parafínicas (C) cuando el aceite cruza la línea de temperatura de formación de ceras (WAT – Wax Appearance Temperature). Posteriormente, ingresa en el rango de los hidratos (D) antes de atravesar la línea correspondiente a su punto de burbujeo (E). Rebasando este límite, el gas en solución empieza a desprenderse para formar un fluido multifásico antes de que llegue a la línea de flujo (F).



**Figura I.2 - Diagrama de fases de un aceite extraído en el Golfo de México (Oilfield Review, 2005).**

Cuando el aceite traspasa la presión a la cual es liberado el gas en solución, la viscosidad del aceite empieza a aumentar dando como resultado un aumento en la contrapresión del sistema. Esta contrapresión puede ocasionar un cambio en los patrones de flujo mediante una diferencia en las velocidades de cada fase.

Si la velocidad de flujo no es la suficiente para mantener una mezcla uniforme a través de la línea, puede suscitarse una segregación gravitacional de las fases. Esta condición hace que las fases más livianas fluyan a lo largo de la parte superior de la sección transversal de la tubería y las más densas en la parte inferior. Cada fase fluye a una velocidad diferente dependiendo de la inclinación de la línea de flujo. Cualquier ondulación vertical que se produzca en la línea de flujo hará que una de las fases se atrase con respecto a las otras; al ascender a la línea de flujo, la fase gaseosa más liviana puede deslizarse más allá del líquido más pesado, mientras que en las secciones bajas, el líquido puede sobrepasar a la fase gaseosa.

Uno de los efectos que se producen a causa de bajas velocidades e inclinaciones importantes en la tubería se conoce como bacheo severo. El bacheo severo puede impactar negativamente en el sistema de producción debido a que promueve la acumulación de líquidos en las secciones inferiores de la línea de flujo, lo que

# Introducción

---

favorece condiciones de corrosión y erosión a largo plazo, sin contar los problemas operativos que causa en superficie.

El aseguramiento de flujo en los aceites pesados presenta retos operativos especiales que no se presentan normalmente en los yacimientos de crudo ligero, entre los que se incluyen del manejo de altas viscosidades y la formación de emulsiones altamente estables.

## Objetivo general

El objetivo de este trabajo es presentar una visión integral de la disciplina del aseguramiento de flujo en los sistemas de producción de petróleo y gas, a través de la revisión de sus principales aspectos termodinámicos, mecánicos e hidrodinámicos, así como de sus problemáticas más relevantes y los métodos de análisis y medidas operativas más comunes para prevenirlas o remediarlas.

## Alcances

Los alcances del presente trabajo de investigación son:

- Presentar los diferentes conceptos de aseguramiento de flujo que se tienen en la literatura.
- Revisar y describir las principales problemáticas del aseguramiento de flujo, así como los mecanismos y las condiciones operativas que promueven su formación.
- Presentar una revisión de las prácticas de mitigación y prevención utilizadas en la industria para los riesgos del aseguramiento de flujo, así como los métodos de análisis actuales.

## Contenido

En los capítulos subsecuentes se abarcarán los principales problemas que se han tenido en el aseguramiento de flujo a través de los años, así como los métodos y prácticas empleadas para su mitigación y prevención.

En el capítulo dos se hablará acerca de las diferentes problemáticas que se tienen respecto a la complejidad en la composición de fluidos y los distintos problemas que pueden ocasionar. Muchos de estos problemas están relacionados a la formación y depósito de sólidos tanto orgánicos como inorgánicos, así como la formación de emulsiones que pueden impactar significativamente en las operaciones.

Al final de dicho capítulo se anexa un pequeño resumen de las operaciones de corridas de dispositivos de limpieza, comúnmente referidos como “diablos”, ya que es uno de los métodos de remediación y prevención que ha cobrado gran relevancia en la actualidad. Los diablos, además de ser utilizados para remover depósitos, hoy en día se dispone de una amplia variedad de estos dispositivos para realizar otras tareas, tales como la aplicación de inhibidores de corrosión, y la inspección y registro de las condiciones de las tuberías y líneas de producción.

En el capítulo tres se hace una revisión acerca de los problemas de erosión y corrosión que impactan significativamente en la integridad mecánica del sistema. Dichos problemas han sido estudiados y descritos amplia y detalladamente en la literatura. Se presentan los conceptos referentes a los principales mecanismos que promueven su formación, así como los métodos que se tienen en la actualidad para su mitigación.

En el capítulo cuatro se describen los problemas relacionados con la hidrodinámica del flujo multifásico, cubriendo temas como el bacheo severo, el flujo inestable a nivel de pozo y el golpe de ariete. Asimismo, se exponen sus mecanismos, los ciclos de formación tanto del bacheo severo como del golpe de ariete, así las causas y condiciones en las que se puede presentar este último. De igual forma se discutirán brevemente las técnicas de remediación utilizadas en campo.



# Capítulo 1 - Aspectos termodinámicos

## 1.1 Introducción

La complejidad del comportamiento termodinámico de los diferentes fluidos que son producidos en un yacimiento petrolero, sea terrestre o costa afuera, conlleva a una serie de problemas durante su explotación. A medida que los fluidos viajan a través del sistema de producción, experimentan una serie de cambios de presión, temperatura y composición que pueden derivar en la formación de diferentes tipos de depósitos que obstaculizan el transporte de los hidrocarburos a la superficie.

Históricamente, dichos depósitos han sido erradicados realizando operaciones de mantenimiento periódicas debido al acceso relativamente sencillo a las fuentes del problema. Sin embargo, en ambientes con tirajes de agua que se consideren profundas y ultra profundas, estos impedimentos son verdaderos retos que se asocian a temperaturas más bajas, cargas hidrostáticas más grandes, tuberías y líneas de producción más largas, lo que conlleva a un comportamiento más complejo del flujo.

A menudo, los riesgos más altos están asociados con la precipitación de sólidos orgánicos e inorgánicos a lo largo de estas tuberías. Debido al costo de la infraestructura submarina, generalmente la producción requiere que los volúmenes producidos de varios pozos sean mezclados. Sin embargo, esto puede crear sistemas complejos en cuanto a la composición de los fluidos, ya que si los hidrocarburos de varias fuentes resultan incompatibles, aumenta el riesgo de depósitos y consecuentemente los costos de inversión (CAPEX) y operación (OPEX) se incrementan. Tanto la dinámica de estos fluidos, así como la formación y depósito de sólidos, impactan negativamente en el aseguramiento de flujo en los sistemas de producción por lo que su análisis es factor clave para el desarrollo rentable de proyectos petroleros.

En este capítulo se describen los diferentes problemas relacionados con los depósitos de asfaltenos, hidratos, parafinas, incrustaciones y emulsiones que pueden presentarse durante el flujo de fluidos; se discuten sus mecanismos y condiciones de formación, y se presenta una revisión de las estrategias operativas más comunes para su prevención y mitigación.

## 1.2 Hidratos de gas

### 1.2.1 Definición

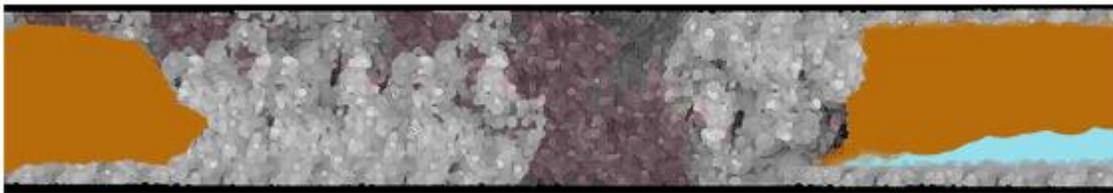
Los clatratos de gas o comúnmente llamados hidratos de gas, son compuestos cristalinos sólidos creados por el contacto de moléculas pequeñas de gas con agua libre dentro del sistema de producción. Los hidratos son formados cuando las moléculas de un gas o mezcla de gases son atrapadas dentro de una red de moléculas de agua en forma de “jaula” a temperaturas cercanas a los 32° F en sistemas de alta presión (Boyun, 2005). Dentro de los gases formadores de hidratos se encuentran el metano, etano, propano, dióxido de carbono y el ácido sulfhídrico.

### 1.2.2 Problemática

Durante la última década, los hidratos se han convertido en el problema número uno del aseguramiento de flujo, especialmente en la producción costa afuera, debido a las condiciones de alta presión y bajas temperaturas.

La formación y depósito de hidratos puede causar los siguientes problemas operativos:

- La reducción del diámetro interno (ver **Figura 1.1**) y el incremento de la rugosidad de las tuberías causan una restricción o impedimento total al flujo.
- Las acumulaciones de hidratos en los barcos de proceso y tanques de almacenamiento, provocan paros, reducción en la eficiencia operativa y requieren servicios de limpieza que resultan tardados y costosos.

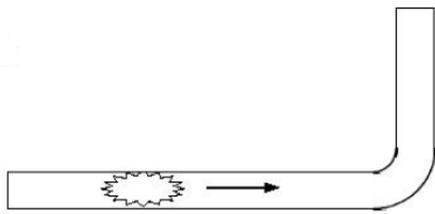


**Figura 1.1 - Esquema de un tapón de hidratos en una línea de producción (FMC Subsea Technologies, 2011).**

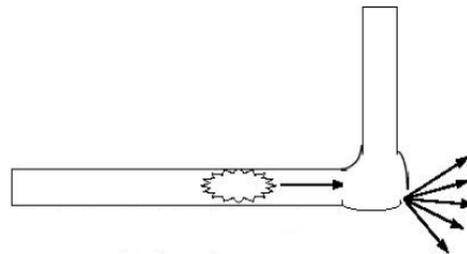
- Fallas mecánicas: dado que los hidratos son sólidos con densidades y aspecto similares a las del hielo (Suess et al., 1999; Hesselbo et al., 2000; Dillion et al., 2001), la acumulación de los mismos genera tapones (de 25 a 200 pies) que a grandes velocidades de flujo (60-270 pie/s), pueden convertirse en riesgos para la integridad mecánica del sistema.

La compresión tan extrema que sufre el gas en el proceso de formación de hidratos, y su posterior impacto puede fracturar y causar rupturas en elementos tales como válvulas, bridas o accesorios que generan un cambio brusco en la dirección del flujo (ver **Figura 1.2**).

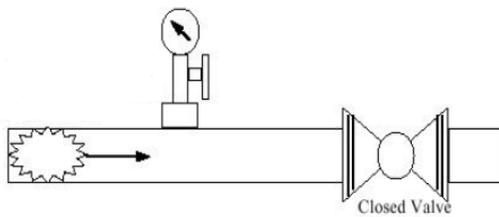
Debido a que los hidratos pueden confinar una gran cantidad de volumen de gas, la disociación de tapones causará un rápido incremento en la presión y posible ruptura de las líneas de producción (ver Figura 1.2).



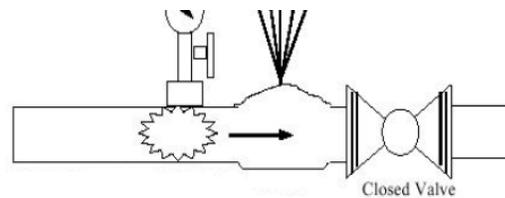
a) Un tapón de hidratos se mueve a gran velocidad dentro de la línea.



b) En el punto donde se crea un cambio brusco en la dirección del flujo, se puede producir una ruptura debido al impacto.



c) Un tapón de hidratos se mueve en dirección hacia una restricción al flujo a gran velocidad.



d) Si la velocidad es suficiente, el momentum del tapón producirá una sobrepresión suficiente para romper la línea de flujo.

**Figura 1.2 - Condiciones de riesgo con el choque de hidratos de gas (Modificada de Intec Engineering, 2001).**

# Capítulo 1

---

## 1.2.3 Condiciones necesarias para la formación de hidratos

**1.2.3.1 Agua libre y gas natural:** Las moléculas de gas que varían en tamaño desde el metano hasta el butano son componentes típicos de los hidratos, incluyendo el  $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$  y el  $\text{H}_2\text{S}$ . El agua en los hidratos puede provenir del agua libre producida de un yacimiento, o de la condensada por medio del enfriamiento de la fase gaseosa.

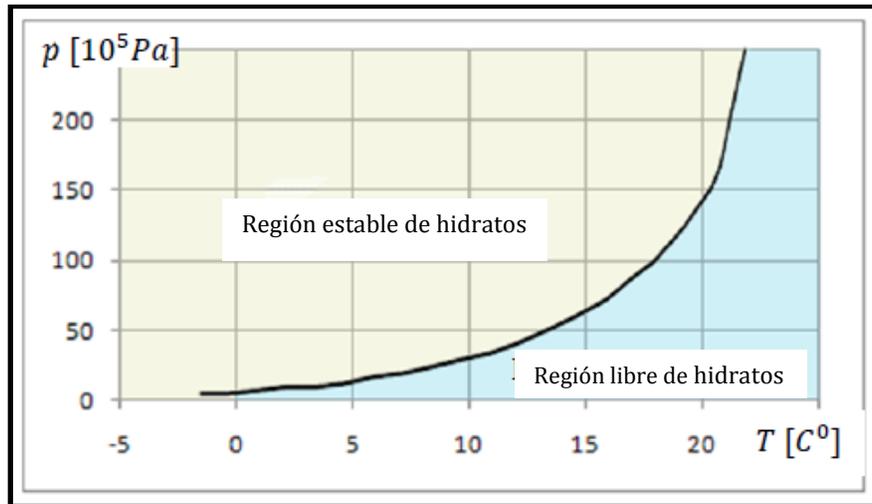
**1.2.3.2 Bajas temperaturas:** En las operaciones en aguas profundas, donde el tirante de agua es mayor de 3000 pies, la temperatura del lecho marino fácilmente puede permanecer entre 38 y 40 °F, lo que produce que el gas que viaja a través de las líneas submarinas se enfríe fácilmente y promueva la formación de hidratos.

**1.2.3.3 Altas presiones:** Las condiciones elevadas de presión en el sistema pueden provocar la formación de hidratos, incluso si la temperatura está muy por arriba del punto de congelación del agua. Por ejemplo, a 1500 libras/ $pg^2$  el gas natural llega a formar hidratos por arriba de los 66°F. Dado que las líneas de producción tanto en tierra como en mar operan a presiones más altas, la prevención contra hidratos debe ser una consideración primaria durante el diseño de instalaciones.

## 1.2.4 Curva de formación de hidratos

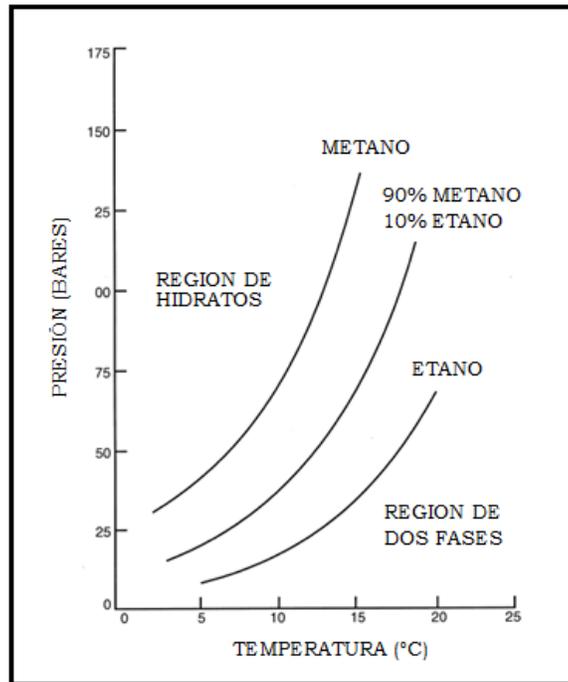
La **Figura 1.3**, muestra la curva típica de formación de hidratos de gas. Cuando la presión y la temperatura están en la región izquierda a la misma, el gas y el agua empezarán a formar hidratos; por ende, si la presión y temperatura dentro del sistema se encuentran en el lado opuesto, no existirá riesgo alguno de formación.

De igual forma, puede observarse que un incremento en la presión a temperatura constante provocará eventualmente la formación de hidratos, aun cuando el sistema se encuentre inicialmente en la región libre de hidratos. Lo mismo aplica para una reducción de la temperatura a presión constante.



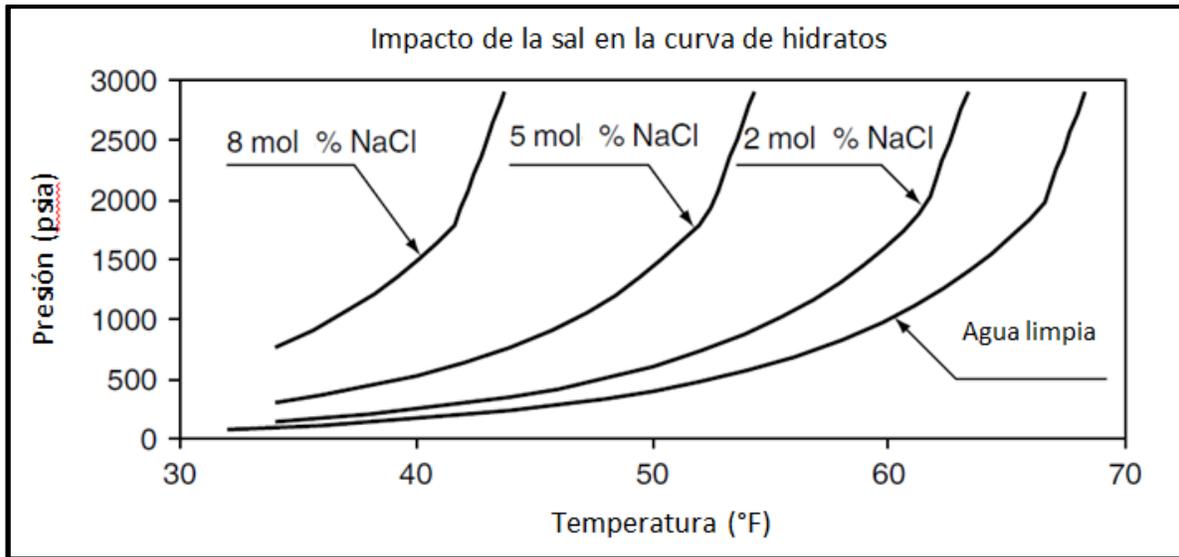
**Figura 1.3 - Curva típica de hidratos de un gas natural (Modificada de Bratland, 2013).**

La composición química de los gases naturales también juega un papel importante para determinar la región estable de hidratos. La adición de etano al metano, provoca que la formación de hidratos se lleve a cabo a temperaturas más altas y presiones más bajas que las de los constituidos únicamente de metano; como se puede ver en la **Figura 1.4**, incluso un 10% de etano en la mezcla de gas provoca que los hidratos se vuelvan estables a una presión de 6 atm y 6° C, mientras que a la misma temperatura, los hidratos de metano puro sólo son estables a presiones excedentes a las 40 atm (Baker, 1974).



**Figura 1.4 - Regiones de estabilidad de presión y temperatura para hidratos con diferente composición (Modificada de Baker, 1974).**

Así también, como se muestra en la **Figura 1.5**, la sal afecta de forma significativa las condiciones de formación de hidratos. La adición de 2% mol de NaCl al agua fresca puede reducir de 4 a 5 °F la temperatura de formación, mientras que un 8% puede hacer un decremento de hasta 25 °F. Sin embargo, pese a que la sal puede ser usada como un inhibidor de hidratos, es corrosiva y en altas concentraciones puede formar depósitos e incrustaciones en el sistema de producción.



**Figura 1.5 - Curvas de hidratos de gas con diferentes concentraciones de sal (Modificada de Boyun, 2005).**

Las curvas de hidratos resultan muy útiles para la operación y el diseño de líneas submarinas, ya que indican las condiciones ideales de presión y temperatura para evitar su posible formación dentro del sistema. Dichas curvas pueden ser obtenidas en algún software utilizando datos PVT, sin embargo, la exactitud con la que puedan ser calculadas depende en gran medida de la calidad de las muestras analizadas. Si la temperatura de hidratos es calculada aunque sea unos cuantos grados por encima de la real, pueden gastarse millones de dólares en diseños de aislamiento térmico inefectivos.

### 1.2.5 Métodos de prevención de hidratos

La remoción del agua dentro del sistema es la forma más efectiva para prevenir la formación de hidratos. Sin embargo, esto generalmente no resulta práctico ni económico bajo condiciones reales de operación. Por ello, se emplean otros métodos de mitigación como los que se explican a continuación.

**1.2.5.1 Aislamiento térmico:** Una buena forma de combatir los problemas por hidratos es mantener la temperatura de los fluidos por encima de la temperatura de formación, evitando la dispersión de calor hacia el entorno por medio del aislamiento.

# Capítulo 1

---

Existe una variedad de métodos de aislamiento térmico en la industria, como los que se refieren a continuación:

**i** Cast-in-place: involucra el recubrimiento superficial de las líneas de producción con materiales aislantes que pueden ser utilizados en capas únicas de algún material homogéneo aislante o en multi-capas siendo cada capa de un material diferente.

**ii** Pipe-in-pipe: implica la inserción de la tubería de producción dentro de otra tubería concéntrica. El espacio anular formado se rellena ya sea parcial o totalmente con material aislante. Estos aislamientos, que por lo general suelen ser más eficaces que el método *cast-in-place*, llegan a ser también más costosos.

**iii** Arreglo de tuberías en paralelo: las líneas de producción, junto con otras tuberías en las que se hace fluir agua caliente son acopladas de tal forma que el calor del agua se transfiera hacia los hidrocarburos con el fin de mantener la temperatura por arriba del punto de formación de hidratos.

Cabe mencionar que, a pesar de que el aislamiento térmico es muy eficaz para la producción de pozos de aceite, en pozos de gas resulta ser poco útil debido a que la densidad y por consiguiente la masa térmica del mismo es mucho más baja que la de los líquidos.

**1.2.5.2**      **Calentamiento eléctrico**: en la actualidad, se han realizado más investigaciones en torno a la mitigación de hidratos por medio de este método (Lervik et al., 1997). Existen 2 categorías de calentamiento eléctrico:

**i** Directo: la corriente eléctrica fluye axialmente a través de la pared de la tubería y calienta directamente la línea de flujo.

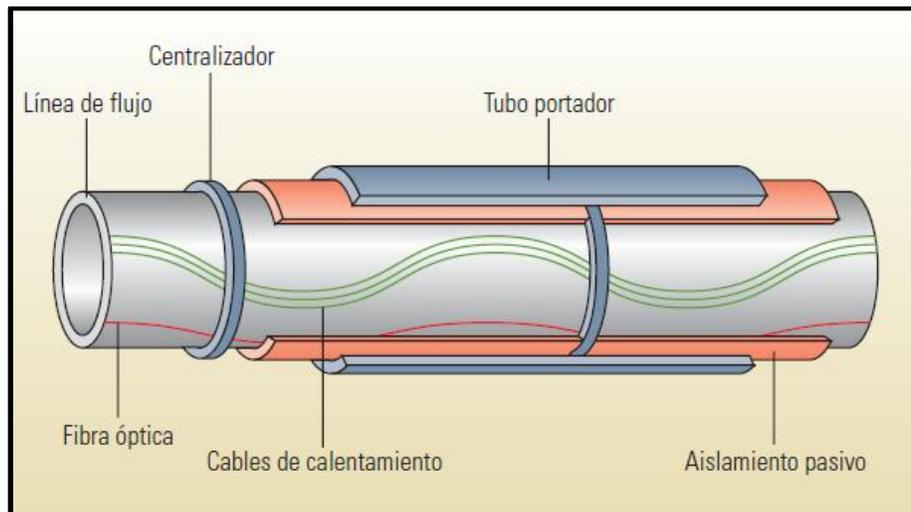
**ii** Indirecto: involucra el flujo de la corriente eléctrica por medio de un elemento calentador en la superficie de la tubería y el posterior calentamiento de la línea de flujo por conducción térmica.

El calentamiento eléctrico puede ser empleado después de un paro operativo para mantener los fluidos dentro de las líneas a una temperatura por arriba del punto de formación de hidratos. Así también, puede aplicarse como método de intervención/remediación.

De este modo, los tapones que ya se hayan formado, son derretidos mucho más rápido que aplicando una despresurización de la línea.

En un caso de estudio, la compañía Shell utilizó el calentamiento eléctrico como método de remediación de hidratos en un proyecto llamado Na Kika en el Golfo de México (March et al., 2003).

En la **Figura 1.6** se muestra un esquema del método *pipe-in-pipe*, en combinación con el calentamiento eléctrico en la superficie de la tubería de producción. El espacio anular formado es cubierto por material aislante. La fibra óptica puede instalarse a lo largo de la línea de flujo como parte de un sistema sensor de temperatura.



**Figura 1.6 - Combinación de aislamiento y calentamiento eléctrico (Oilfield review, 2007).**

**1.2.5.3 Circulación de aceite caliente:** este es un método muy común utilizado durante el reinicio de la producción. En el caso de las aguas profundas, los fluidos que se encuentran dentro de las líneas tienden a enfriarse producto de la temperatura del lecho marino. Si se llegara a reiniciar la producción con fluidos fríos dentro de las tuberías existe un gran riesgo de formación de hidratos. Para evitarlo, el aceite caliente es circulado a través de la línea, tanto para desplazar los fluidos fríos como para calentar las tuberías. El tiempo requerido para calentar una línea submarina puede estar entre las 5 y 10 horas, dependiendo de la temperatura de descarga del aceite caliente, los gastos de su circulación y la longitud de la tubería de producción.

# Capítulo 1

---

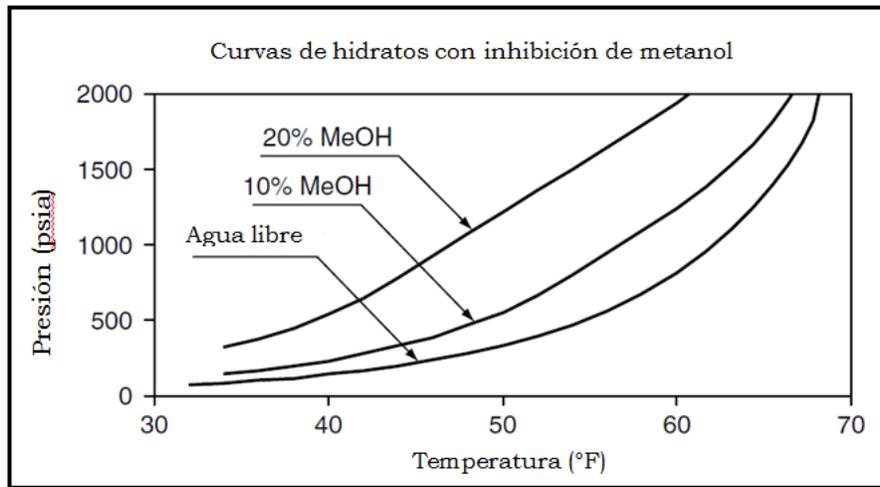
**1.2.5.4 Despresurización del sistema:** con base en la curva de hidratos, se puede alcanzar la región libre de hidratos si se logra reducir la presión por debajo del punto de formación manteniendo una temperatura constante. La despresurización del sistema es un método de mitigación utilizado para disociar tapones de hidratos formados durante un largo periodo de cierre.

A partir de la curva mencionada, se puede determinar la presión de formación a la temperatura del lecho marino y posteriormente llevar a cabo una despresurización del sistema por debajo del punto de formación. La disociación de tapones es un proceso relativamente lento; un tapón de hidratos significativamente grande puede tardar semanas e incluso meses en derretirse por completo. Por lo mismo, es de suma importancia diseñar y operar bajo condiciones fuera de la región de hidratos.

**1.2.5.5 Inhibidores:** La forma en la que se aplican los inhibidores de hidratos varía en torno a los fluidos producidos por el yacimiento. Debido a que los pozos de gas y gasoductos no son aislados con algún recubrimiento, la inyección de inhibidores termodinámicos se realiza de forma continua para mantener la temperatura de operación por debajo del punto de formación de hidratos. Por otra parte, en los pozos de aceite y condensados, su aplicación involucra el uso de inhibidores tanto termodinámicos como de baja dosis (LDHI, por sus siglas en inglés) después de un paro o durante el reinicio de la producción.

**i Inhibidores termodinámicos:** como se mostró en la Figura 1.3, si las condiciones de operación se encuentran del lado derecho a la curva, no ocurrirá la formación de hidratos. El uso de inhibidores termodinámicos puede cambiar la posición de la curva y aumentar la región libre de hidratos. Cabe mencionar que estos inhibidores no afectan la nucleación de cristales ni el crecimiento de los mismos, su función únicamente se centra en aumentar la presión o reducir la temperatura de formación y por consiguiente mantener las condiciones de operación fuera de la región estable de hidratos.

Actualmente se usan dos tipos de inhibidores termodinámicos: el metanol, que es el más usados en pozos de aceite y el glicol monoetilénico (MEG, por sus siglas en inglés). La **Figura 1.7**, muestra el cambio de la curva de hidratos con diferentes cantidades de metanol como inhibidor. Para una presión en el sistema de 1000 psia, la temperatura de formación de hidratos del agua fresca es de 62°F. Con la adición de metanol en un 10% en peso total, la temperatura de formación se reduce a 54°F, subsecuentemente, con un 20% la temperatura se reduce a 44°F, por lo que resulta evidente la efectividad de éstos inhibidores.



**Figura 1.7 - Curva de hidratos con diferentes dosis de metanol (Modificada de Boyun, 2005).**

Sin embargo, para gastos altos de agua dentro del sistema, se requerirían a su vez cantidades considerables de metanol o MEG para inhibir efectivamente una formación de hidratos, lo que resultaría en un alto costo de operación. Hoy en día existen compuestos químicos más efectivos que pueden ser utilizados en porciones más pequeñas llamados inhibidores de hidratos de baja dosis (LDHI, por sus siglas en inglés).

**ii** Inhibidores LDHI: Existen de 2 tipos, como se describe a continuación.

a) *Inhibidores cinéticos*: son polímeros de bajo peso molecular disueltos en un solvente inyectado en las líneas de producción y mezclado con la fase acuosa. Los mismos funcionan uniéndose a la superficie de los hidratos, retrasando su nucleación y el crecimiento de cristales por un tiempo diseñado más largo que el de residencia de los fluidos dentro de las líneas (llamado tiempo de retención o hold-time) (Fu, 2002). El tiempo de retención de algunos inhibidores puede estar entre las 24 y 48 horas. No obstante, se ha reportado que los inhibidores cinéticos sólo han mostrado efectividad en un rango de 15 a 23°F de sub-enfriamiento (Fu, 2002), por lo que su aplicación en aguas profundas se encuentra muy limitada debido a las condiciones de sub-enfriamiento que generalmente superan los 25°F.

# Capítulo 1

---

b) *Anti-aglomerantes (AA)*: son polímeros y surfactantes que producen la suspensión de la fase acuosa en forma de pequeñas gotas dentro del aceite o el condensado. Las mismas sólo tienden a formar hidratos pequeños, por lo que el flujo puede seguir su curso sin riesgo de algún bloqueo (Mehta et al., 2003). Los anti-aglomerantes no poseen limitaciones de sub-enfriamiento como los inhibidores cinéticos, por lo que pueden ser utilizados en condiciones mayores a los 40°F.

Aunque no existe una regla general, los métodos expuestos anteriormente han sido aplicados por los ingenieros de diseño ya sea de forma individual o en conjunto tomando en cuenta los siguientes factores:

- Configuración del sistema.
- Rango de temperaturas y presiones esperadas durante la vida productiva del yacimiento.
- Gasto de agua y gas.
- Consideraciones económicas.

## 1.3 Parafinas o Ceras

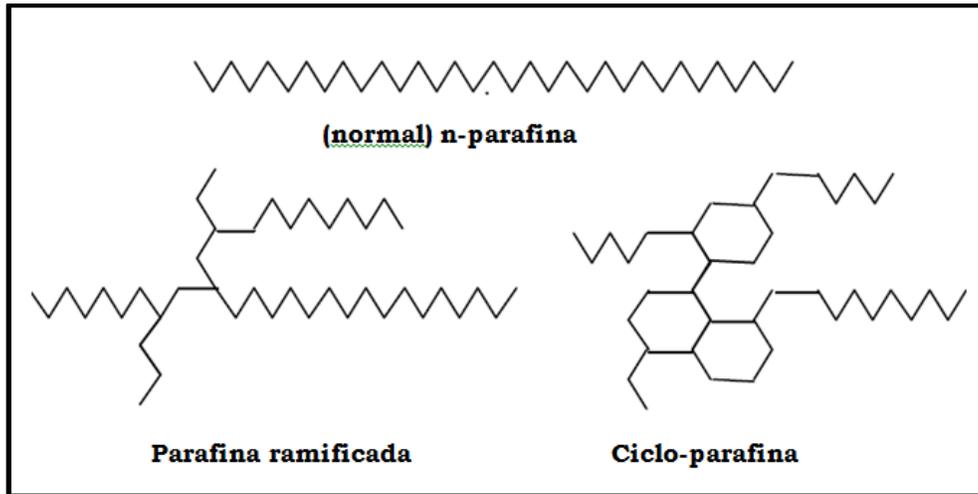
### 1.3.1 Definición

Las parafinas o ceras parafínicas son compuestos orgánicos dentro del crudo que pueden solidificarse principalmente por cambios de temperatura dentro del sistema. Están formadas de una variedad de alcanos de alto peso molecular. La mayoría de ellos contiene cadenas largas y lineales de más de 17 átomos de carbono, aunque pueden rebasar los C<sub>100</sub>. Poseen además, hidrocarburos cíclicos y ramificados (iso). El contenido y distribución de estos compuestos son dependientes del tipo de crudo.

Las parafinas normales son generalmente la especie más abundante formadora de estructuras macro-cristalinas. Sin embargo, las parafinas iso y cíclicas pueden también estar presentes en cantidades significativas, formando ceras micro cristalinas. Poseen estructuras extremadamente variadas, que pueden ir desde cadenas lineales y estrechas de n-parafinas con varias ramificaciones de metilo hasta estructuras cíclicas bastante complejas. (Ver **Figura 1.8**)

Cada isómero tiene propiedades fisico-químicas ligeramente diferentes, y el número de variaciones de isómeros posibles es bastante extensa. Sin embargo, una característica importante de los crudos es que sus isómeros poseen predominantemente ramificaciones singulares de metilo.

Las parafinas cíclicas pueden consistir ya sea de una estructura única de anillo ciclo-pentano o ciclo-hexano dentro de una cadena normal larga o parafina ramificada, o cualquier número de estructuras de anillo con muchas cadenas lineales o ramificadas.



**Figura 1.8 - Estructuras de ceras parafínicas (Modificada de Intec Engineering Inc. 2001).**

### 1.3.2 Problemática

Los problemas por parafinas se dan principalmente por el enfriamiento de los hidrocarburos. A medida que la temperatura en el sistema decrece, las parafinas que se encuentran en el crudo pueden depositarse y formar grandes tapones, ocasionando una reducción del diámetro de la tubería e incluso el bloqueo total al flujo de hidrocarburos. Adicionalmente, los tapones formados de parafinas pueden ocasionar incrementos en la presión que afectan la integridad mecánica tanto de las líneas como de los sistemas artificiales de producción.

Generalmente, el flujo de hidrocarburos hacia la superficie tiende a ser muy largo en ambientes de aguas profundas, por lo que es fácil que los fluidos reduzcan su temperatura debido a las condiciones a las que se encuentra el lecho marino. La formación de parafinas en estos ambientes puede ser tan severa al grado de taponar grandes tramos de tubería, lo que posteriormente incurre en el gasto de millones de dólares para efectuar operaciones de remediación.

## 1.3.3 Mecanismos de depósito

A través de los años, se han realizado muchas investigaciones con el propósito de entender y modelar los procesos por los cuales se depositan las ceras; este problema es bastante complejo e involucra la termodinámica, la dinámica de los fluidos y transferencias tanto de calor como de masa (Burger et al., 1981; Brown et al., 1993; Creek et al., 1999). La difusión molecular ha sido aceptada como uno de los principales mecanismos del depósito de ceras. Cuando un crudo con alto contenido de parafinas viaja a través de una línea, generalmente se presenta una distribución radial de temperaturas en el eje transversal; siendo el centro el punto más caliente, mientras que los puntos más fríos son los que están en contacto con la tubería. A medida que la temperatura decrece a lo largo de la línea, existe un riesgo de precipitación en las paredes de la tubería por efecto del perfil radial en forma de dispersión molecular. Por otra parte, se ha propuesto que el movimiento browniano, el asentamiento por gravedad y la dispersión por esfuerzos cortantes pueden estar involucrados en el depósito de ceras, sin embargo, siguen siendo tema de investigación.

## 1.3.4 Factores que influyen en el depósito de parafinas

**1.3.4.1 Agua:** En algunos estudios recientes, se ha comprobado que la presencia de agua reduce significativamente la tendencia de depósito de las ceras a través de un cambio en las características de la transferencia de calor y masa en el flujo multifásico (Huang, 2011).

**1.3.4.2 Paros Operativos:** debido a que el depósito de ceras en un proceso lento, generalmente los paros operativos cortos no influyen de manera drástica, aun cuando la temperatura pueda caer por debajo de la temperatura de aparición de ceras (WAT, por sus siglas en inglés). Sin embargo, si un sistema de producción en aguas profundas entra en un período prolongado sin producción, será más fácil que los fluidos reduzcan su temperatura, aumentando el riesgo de un depósito de parafinas.

**1.3.4.3 Mezcla de fluidos:** si se llegan a mezclar dos o más fluidos hidrocarburos, el comportamiento de la fase resultante dependerá tanto del contenido y composición de las parafinas dentro del crudo, así como de la solvencia de la mezcla. En el caso en el que cada uno de los fluidos mezclados se encuentre por encima de la WAT se podrá considerar a la mezcla como una fase

única y se puede predecir su comportamiento fácilmente usando un simulador termodinámico.

Sin embargo, si alguno de los fluidos mezclados se encuentra por debajo de este punto, el comportamiento de la formación de ceras se vuelve complicado debido a la potencial disolución de las ceras precipitadas en el solvente y una co-cristalización sobre los cristales ya existentes. Este fenómeno no ayuda a la predicción del comportamiento de fases, pero puede tener un gran impacto en el comportamiento reológico en los aceites cerosos por encima del punto donde ocurra la mezcla.

### **1.3.5 Estado del arte**

La elección de una sola estrategia de control para el depósito de parafinas está ligada a casos específicos, que no sólo dependerá de la severidad del problema sino también de la eficiencia y facilidad de aplicación de las tecnologías de mitigación. La solución debe ser flexible tanto técnica como económicamente a variaciones en la producción, las propiedades de los fluidos y el precio del crudo en el momento.

#### **1.3.5.1 Prevención**

Los depósitos de parafinas pueden evitarse en su totalidad si tanto los fluidos como las líneas de producción pueden mantenerse por arriba de la temperatura de aparición de ceras. Debido a que el proceso de depósito es lento, por lo regular se ignora su riesgo en paros operativos relativamente cortos.

Uno de los puntos principales de la prevención de ceras consiste en determinar la temperatura a la cual deben mantenerse las líneas de producción a través del sistema para evitar su depósito.

Posteriormente se aplicará ya sea un aislamiento térmico o un calentamiento eléctrico, o un conjunto de los mismos dependiendo de factores como la configuración del sistema, las temperaturas del entorno y los perfiles de producción del proyecto. En algunos pozos marinos, mayormente en aguas profundas, las largas líneas de producción (>15 millas) utilizadas vuelven al aislamiento una alternativa inviable.

Algunas veces, la protección de los sistemas de producción contra los depósitos de parafinas sólo puede lograrse con un calentamiento adicional, el cual es probable que no sea una propuesta económicamente atractiva en comparación con las intervenciones periódicas para la remoción de ceras.

# Capítulo 1

---

## 1.3.5.2 Punto de aparición de ceras (WAT)

La temperatura de aparición de ceras (WAT) o *cloud point* (Gudmundsson, 2010) es la temperatura a la cual las ceras parafínicas empiezan a precipitarse en forma de cristales. A medida que el crudo se enfría por debajo de este punto, se precipitará poco a poco una mayor cantidad de parafinas cada vez más ligeras. La mezcla total de depósitos tendrá un aspecto de gel ceroso que aumentará su dureza con el enfriamiento (Venkatesan et al, 2002).

Actualmente, no se cuenta con un procedimiento estandarizado para determinar la WAT. No obstante, existe una variedad aceptada de técnicas de medición. Su elección depende del tipo de crudo, la cantidad de muestra disponible, así como las preferencias individuales de cada compañía, que van ligadas tanto a la experiencia de cada una, como las comparaciones realizadas con bases de datos.

Cabe mencionar, que la forma en la que se aplica cada método para cuantificar la temperatura de aparición de ceras influye directamente en el valor de la medición, por lo que se recomienda determinarla usando al menos dos técnicas diferentes.

Por lo general, los puntos WAT se determinan experimentalmente con muestras de crudo a condiciones estándar. A pesar de que pueden realizarse pruebas con muestras vivas, los impactos que pudieran llegar a tener tanto la presión de operación como los componentes ligeros dentro del aceite generalmente son calculados por medio de un simulador termodinámico.

Los tres métodos más comunes para cuantificar la WAT se describen a continuación.

**i** Microscopía de cruce polar: en este método se observa una muestra pequeña a 100x a través de un microscopio de luz polarizada. Las estructuras cristalinas se vuelven visibles cuando la luz es difractada. Así, los cristales de cera pueden ser observados en pequeñas muestras de aceites negros (>200um). Con el uso de una etapa de calentamiento programable y un microscopía de video el sistema puede ser totalmente automatizado.

**ii** Filtración: los fluidos de muestra son bombeados a través de un filtro fino (>2 mm) y posteriormente se monitorea la presión resultante. La cera enfriada empezará a taponar el filtro. La sensibilidad de la medición dependerá del tamaño del tipo y tamaño del filtro. En este método, los efectos de la viscosidad pueden ser despreciados y la sensibilidad puede mejorarse ya sea a través del enfriamiento lento o por etapas de temperatura constante.

**iii Dedo frío (Cold Finger):** aquí, unas sondas enfriadas a cierta temperatura son insertadas dentro de aceite caliente que está por encima de la WAT anticipada. Después de un período de tiempo, las sondas son removidas e inspeccionadas en busca de depósito de ceras.

### **1.3.5.3 Punto de fluidez**

El punto de fluidez o también llamado *punto de congelación* Wauquier (2004) se define como la temperatura más baja a la cual un aceite presentará movimiento, es decir, todavía se seguirá comportando como un fluido. En el caso en que la temperatura del entorno caiga por debajo del punto de fluidez, la precipitación de las ceras provocará que el crudo tome una estructura semisólida o “gelatinosa” y subsecuentemente el flujo no pueda reiniciarse hasta que un esfuerzo de corte mínimo sea aplicado.

Dependiendo de las características del crudo, si el mismo llega a enfriarse al grado de detener su flujo, puede que no sea posible ponerlo en movimiento nuevamente durante el reinicio. Debido a lo anterior, es necesario conocer tanto el WAT como el punto de fluidez, ya que tanto las tuberías como los fluidos pueden reducir su temperatura incluso a las condiciones del lecho marino, lo que representa un riesgo de depósito de parafinas.

### **1.3.6 Métodos de remediación**

El único método garantizado para prevenir un depósito es mantener tanto los fluidos como la pared de las tuberías a temperaturas por arriba de la WAT. Sin embargo, esto puede no ser económicamente factible en algunos casos.

Una vez que la temperatura del sistema cae por debajo de la WAT, las parafinas se empezarán a depositar y subsecuentemente se requerirá algún método de control y remoción de las mismas. A través de la experiencia, se ha observado que la corrida de dispositivos de limpieza (o “diablos”) es el método más efectivo para la remoción de depósitos. No obstante, hablando de aguas profundas, esta operación puede resultar difícil debido a las longitudes y configuraciones de los sistemas.

Existe una variedad de técnicas para la mitigación de depósitos que varían de acuerdo a su efectividad y practicidad. A continuación se presentan las cuatro categorías principales.

# Capítulo 1

---

## 1.3.6.1 Mecánicos

Estas técnicas utilizan dispositivos mecánicos que remueven los depósitos de la pared de la tubería. Su elección depende del nivel de acceso que se tenga al pozo y/o a la línea de producción, así como de la cantidad y la dureza de las capas de cera depositadas. Los métodos mecánicos de remediación más comunes se describen a continuación.

**i** Línea de acero. En pozos, algunos raspadores mecánicos son acoplados a la línea de acero para remover la cera de las tuberías de producción. Existe una variedad de cortadores que pueden ser corridos por debajo del límite inferior de los depósitos y posteriormente ser expandidos para remover las obstrucciones corriente abajo. Las operaciones con línea de acero requieren de un acceso inmediato a las líneas de producción a través de un paro operativo; por lo cual, no es recomendable aplicarlo como una técnica regular de mitigación.

**ii** Bombeo mecánico con varillas de remoción. En pozos que operan con bombeo mecánico, esta técnica emplea raspadores mecánicos acoplados a las varillas de la bimba para remover los depósitos de parafinas de forma continua. Sin embargo, la misma se vuelve un tanto impráctica, ya que la cera tiende a comprimirse entre los raspadores con cada carrera. Involucra el despliegue de un tren de pistones con cortadores acoplados dentro del pozo a través de la línea de flujo.

**iii** Corrida de dispositivos de limpieza o “diablos”. La corrida frecuente de diablos es por mucho la técnica más usada y efectiva para el control de depósitos de cera en líneas de producción. Son dispositivos en forma de pistones que pueden ser empujados o bombeados por la corriente de producción a lo largo de la línea de flujo. Existe una amplia variedad de dispositivos de acuerdo a la función que desempeñan y que van desde los sencillos esféricos de espuma, hasta trenes complejos con una gran cantidad de cepillos y cortadores.

**iv** Tubería flexible. La tubería flexible puede ser desplegada dentro del pozo o tuberías de producción para limpiar parcial o totalmente la línea de flujo bloqueada. Este método se auxilia de la aplicación de calor, químicos y cortadores mecánicos o hidráulicos para remover los tapones de cera. Aunque actualmente la tubería flexible sólo puede desplegarse menos de dos millas de longitud, se han desarrollado tuberías que se despliegan en patines, con lo cual pueden alcanzarse mayores profundidades con más facilidad (por lo menos 5 millas).

### 1.3.6.2 Térmicos

Los métodos térmicos pueden ser usados en una variedad de formas para el control y remoción de depósitos sólidos de parafinas. En primera instancia, si la temperatura de los fluidos y la línea pueden mantenerse por arriba de la WAT pueden evitarse totalmente los problemas de precipitación. Por otro lado, es factible reducir la tasa de depósito significativamente minimizando la pérdida de calor al entorno por medio del aislamiento térmico. Finalmente, los depósitos parafínicos pueden ser ablandados, removidos o simplemente derretidos calentando la línea ya sea de forma directa o por medio de la circulación de fluidos calientes. A continuación se describen los métodos térmicos más comunes.

**i** Aislamiento. Así como en los métodos mecánicos, existe una variedad de sistemas aislantes disponibles tanto para pozos, como para líneas de producción (incluyendo Risers). Este rango abarca desde recubrimientos externos sencillos hasta arreglos complejos de tuberías concéntricas (pipe-in-pipe) y arreglos de tuberías en paralelo. La elección dependerá del rendimiento requerido y su adecuación con el entorno. Para sistemas relativamente cortos y que transportan fluidos con bajo contenido de parafinas bastará con un recubrimiento aislante sencillo para mantener la temperatura en las tuberías por arriba de la WAT. Por el contrario, en los sistemas submarinos con líneas de producción con más de 5 millas, resultan insuficientes los recubrimientos de una sola capa para prevenir el depósito. Más aún, para los sistemas en sistemas de aguas profundas que sobrepasan las 20 millas, su aplicación se vuelve inviable por motivos de costo y rendimiento.

Tipos de arreglos aislantes:

- a) *Arreglo concéntrico de tuberías, "Pipe-in-pipe (PiP)":* la tubería de producción se encuentra dentro de una segunda tubería concéntrica. El espacio anular formado entre las líneas se llena con un fluido de bajo coeficiente de convección o con un material de baja conductividad térmica, para generar un aislamiento térmico. Dependiendo del sistema, generalmente se utilizan gas (incluyendo aire), espumas, diésel, o materiales aislantes como el cuarzo triturado.
- b) *Arreglos de tuberías en paralelo:* utiliza un principio similar al pipe-in-pipe. En el arreglo, tanto las líneas de producción como otras líneas adicionales llamadas "de servicio" están contenidas dentro de una tubería portadora. Las líneas de producción internas pueden estar aisladas de

## Capítulo 1

---

forma individual dentro del sistema, mientras que el tubo portador ofrece protección contra el entorno y un aislamiento térmico adicional.

c) *Tuberías aisladas al vacío (VIT)*: Este método ha sido reconocido como uno de los mejores sistemas aislantes para las aplicaciones en aguas profundas (Azzola, 2004). Las tuberías VIT están constituidas de dos tubulares concéntricos. El aire entre los mismos es removido, creando una capa de vacío que reduce la capacidad de transferencia de calor (**Figura 1.9**). De esta forma, las tuberías aisladas con vacío reducen significativamente la cantidad de calor que pierden los sistemas de producción hacia el entorno.

Además de ser aplicadas para los problemas por depósito de parafinas e hidratos, su aplicación se ha extendido a los métodos de inyección de vapor en crudos pesados principalmente para reducir las pérdidas de calor en el vapor utilizado y tener pozos de inyección más eficientes.



**Figura 1.9 - Tubería aislada al vacío (Vallourec, 2013).**

d) *Tuberías flexibles*: debido a la naturaleza de su construcción a base de capas de polímero, las líneas de flujo flexibles poseen un efecto aislante intrínseco. El nivel de aislamiento provisto por estas capas varía unas de otras, pero por lo general, podría compararse con el de una pulgada de concreto. Al aplicar éste método es posible que se requiera un aislamiento adicional para evitar el depósito, por lo que es indispensable un

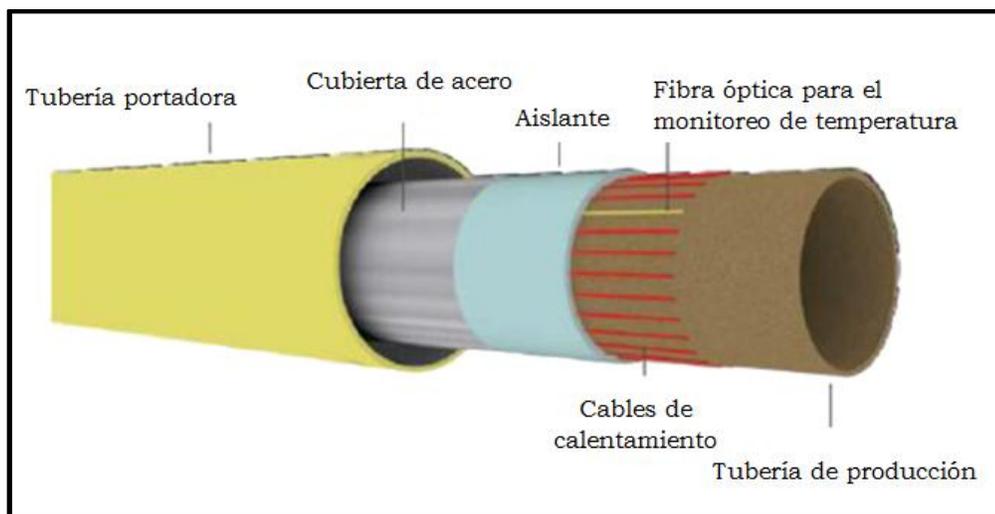
recubrimiento (generalmente de espuma) que se adapte a la flexibilidad de la línea.

**ii Calentamiento.** Mientras que el aislamiento es un método pasivo para prevenir e inhibir la precipitación de ceras, el calentamiento ofrece un método tanto para prevenir como remover depósitos existentes. La temperatura de la línea de producción debe ser calentada (en la mayoría de los casos por arriba de los 60°C) para derretir la cera depositada o ablandarla lo suficiente para que la misma corriente del flujo pueda removerla.

*a) Tipos de sistemas de calentamiento*

❖ Calentamiento eléctrico: la aplicación de cada uno de los métodos de calentamiento eléctrico depende tanto de las características del sistema como de los requerimientos de potencia. Estos métodos generalmente se emplean de forma continua o durante un paro operativo para reducir lo más posible el enfriamiento del sistema en condiciones estáticas. Los métodos más comunes son:

- Trace heating: representa el método más usado tanto en tierra como costa afuera. Los elementos calentadores son acoplados a la superficie de la tubería de producción y cubiertos con un aislante (ver **Figura 1.10**).

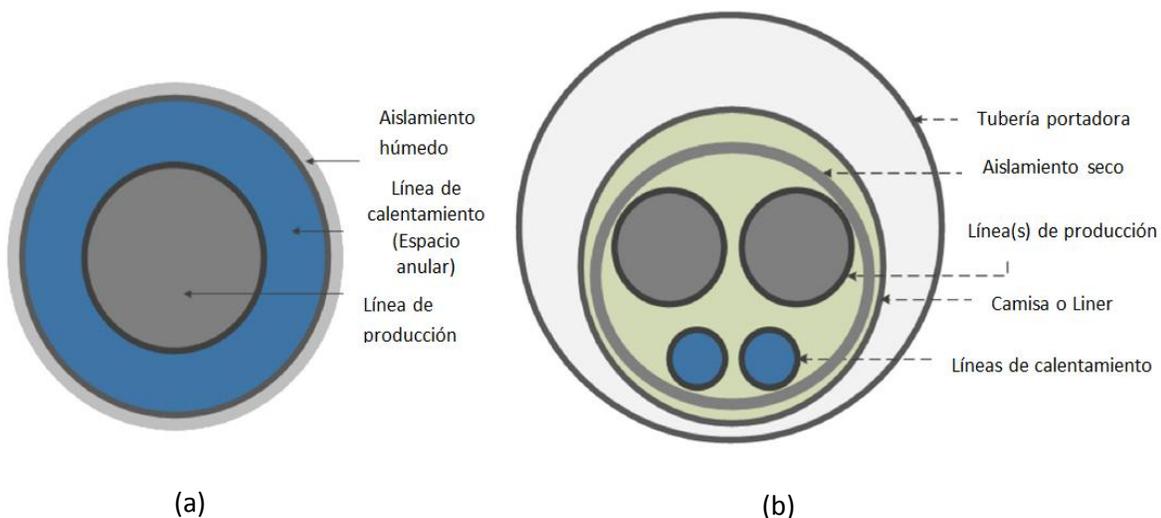


**Figura 1.10 - Esquema del sistema Trace Heating (McDermott, 2014).**

# Capítulo 1

---

- Calentamiento por impedancia: se hace pasar corriente eléctrica a lo largo de una serie de cables o tuberías lo cual produce calor en la tubería de producción. Este método ha sido ampliamente probado y usado en pozos terrestres (McDermott, 2014).
  - Calentamiento directo: se hace pasar corriente eléctrica a lo largo de la propia tubería de producción, lo que induce calor a través de la pared de la misma. Todos estos sistemas requieren de un buen aislamiento térmico y eléctrico (en el caso de pozos costa afuera) para ser efectivos. Sin embargo, es prioritario el análisis de sus costos de consumo de energía, aislamiento y seguridad para aplicarlo.
- ❖ Circulación de fluidos calientes: en este método se emplea el bombeo de fluidos calientes a un alto gasto a través del espacio anular o a través de un arreglo PiP en líneas de producción submarinas (Ver **Figura 1.11**); la circulación desplaza los depósitos de cera en dirección hacia la cabeza del pozo. El aceite caliente es el fluido más utilizado, debido a su buena solvencia con las parafinas y sus bajos problemas de incompatibilidad.
- ❖ Calentamiento en arreglo de tuberías en paralelo (bundled heating): se utilizan líneas de servicio para circular agua o gas a alta temperatura y calentar todo el sistema. Al igual que el calentamiento eléctrico, se puede utilizar de forma continua para mantener un perfil alto de temperaturas o minimizar el enfriamiento durante un paro operativo (ver Figura 1.11).



**Figura 1.11 - (a) Sistema PiP y (b) Arreglo de tuberías en paralelo (bundled) (McDermott, 2014).**

### 1.3.6.3 Químicos

Los aditivos químicos pueden ser usados para remover depósitos ya existentes o para inhibir la tasa de crecimiento de parafinas. Los aditivos químicos más utilizados en la práctica se describen a continuación.

**i** Solventes. Los solventes son usados para remover o suavizar el depósito de capas y tapones parafínicos. Se bombean generalmente en cantidades relativamente grandes dentro de la línea de flujo o pozo para hacer contacto con las acumulaciones por un cierto período de tiempo, dependiendo de la severidad de los mismos.

Por lo general, son formulados a base de aromáticos como por ejemplo el xileno. Contienen agentes y dispersantes que ayudan tanto a la disolución como a la dispersión de la cera. Dada su naturaleza pueden suponer riesgos de seguridad en cuanto al manejo y almacenamiento de grandes cantidades. Además, es posible que sean incompatibles con los sellos y *liners* de los equipos de inyección, por lo que estos químicos generalmente se emplean como refuerzo en operaciones de remediación donde se dificulta una intervención.

**ii** Inhibidores de la tasa de depósito. Involucra la inyección continua de pequeñas cantidades (100-1000 ppm vol/vol) de aditivos químicos para inhibir la tasa de crecimiento de capas de parafinas. Sin embargo, la efectividad de los mismos depende del tipo de crudo y rara vez llega a ser del 100%. Son utilizados como un refuerzo para optimizar los requerimientos de intervención y los costos de operación.

Los inhibidores actuales más comunes son los modificadores de cristales de parafinas. Los mismos Aunque reducen el crecimiento de cristales, no se sabe a ciencia cierta cómo se realiza este proceso dentro de las líneas de producción. Por lo general son compuestos poliméricos (EVA's y PAA's) solubles en el aceite. Debido a que estos químicos afectan la cristalización, deben inyectarse en el sistema antes de que la misma ocurra, preferentemente por arriba de la WAT. Son aplicados en dosis de entre 100 a 600 ppm vol/vol. Debido a su naturaleza polimérica, muchos de estos inhibidores se convierten en sólidos cerosos a bajas temperaturas, por lo que en operaciones de aguas profundas se diluyen normalmente en solventes aromáticos para facilitar su inyección a través de largas líneas umbilicales.

Adicionalmente, estos compuestos pueden tener impacto en la reología del aceite, afectando su viscosidad y el punto de fluidez. Cuando son usados para

# Capítulo 1

---

este propósito, se les conoce como depresores del punto de fluidez (Pour Point D..., PPD, por sus siglas en inglés). Es importante destacar que no todos los depresores tienen la capacidad de reducir las tasas de depósito ni todos los modificadores de cristales son buenos PPD, por lo que deben seleccionarse de forma adecuada.

**iii Dispersantes y surfactantes.** Son similares a los modificadores de cristales en cuanto a que inhiben la tasa de crecimiento de los depósitos. Sin embargo, funcionan envolviendo las partículas de cera con lo que se previene su aglomeración y se reducen las fuerzas de adhesión para evitar que se peguen a la pared de las tuberías. Por lo general, resultan muy efectivos en concentraciones que van de 100 a 1000 ppm vol/vol y son mucho menos viscosos que los modificadores de cristales. Así también, son menos sensibles a las variaciones del corte de agua pero pueden causar problemas de compatibilidad y separación en el proceso.

## 1.4 Asfaltenos

### 1.4.1 Definición

Desde hace ya varias décadas, se han realizado muchas investigaciones para entender y definir a los asfaltenos dentro de la composición en el aceite crudo. Boussingault (1837) utilizó por primera vez la palabra *asfaltenos* y se refirió a ellos como el residuo de la destilación del bitumen: insolubles en alcohol pero solubles en trementina.

Su definición actual dada por Mullins (2008), establece que son compuestos orgánicos aromáticos de alto peso molecular dentro del aceite que son insolubles en n-pentano y n-hexano, pero solubles tanto en benceno como en tolueno. Su densidad se acerca a los  $1.2 \text{ g/cm}^3$ , poseen tonalidades oscuras y carecen de un punto de fusión definido, por lo que al elevar su temperatura dejan un residuo de aspecto carbonoso en lugar de volverse líquidos.

Dentro de los hidrocarburos, los asfaltenos son los compuestos más comunes de todas las fracciones aromáticas, en los que se incluyen también los ácidos asfalto-génicos y los carbenos. Están constituidos por macromoléculas heterocíclicas formadas principalmente de carbono e hidrógeno, aunque incluyen otros elementos en menor proporción como el azufre, nitrógeno y oxígeno.

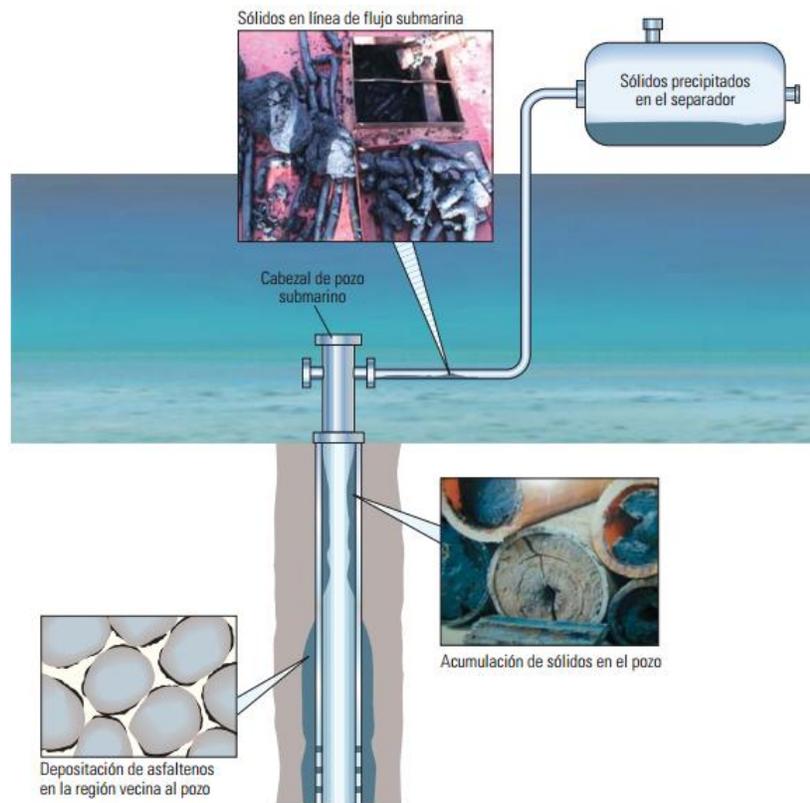
En su estado natural, estos compuestos poseen a menudo una concentración significativa de níquel, hierro y vanadio. Dentro de la comunidad científica se ha establecido que la fórmula empírica  $C_{74}H_{87}NS_2O$  puede representar la estructura promedio de los asfaltenos.

### 1.4.2 Problemática

Durante la explotación de hidrocarburos, la precipitación y depósito de asfaltenos puede presentarse en las vecindades del pozo, tuberías, válvulas, y demás elementos del sistema de producción; la acumulación de estos depósitos puede causar una interrupción e incluso la restricción total del flujo si se llega a presentar de forma severa.

En las **Figuras 1.12** y **1.13** se pueden observar los puntos en donde es posible encontrar un depósito de asfaltenos. Los mismos pueden ocurrir por cambios en la presión, temperatura y composición de los fluidos.

A su vez, estos cambios son producidos por una variedad de procesos tales como la producción primaria, la inyección de gas natural, tratamientos químicos y la producción de fluidos con diferentes densidades.



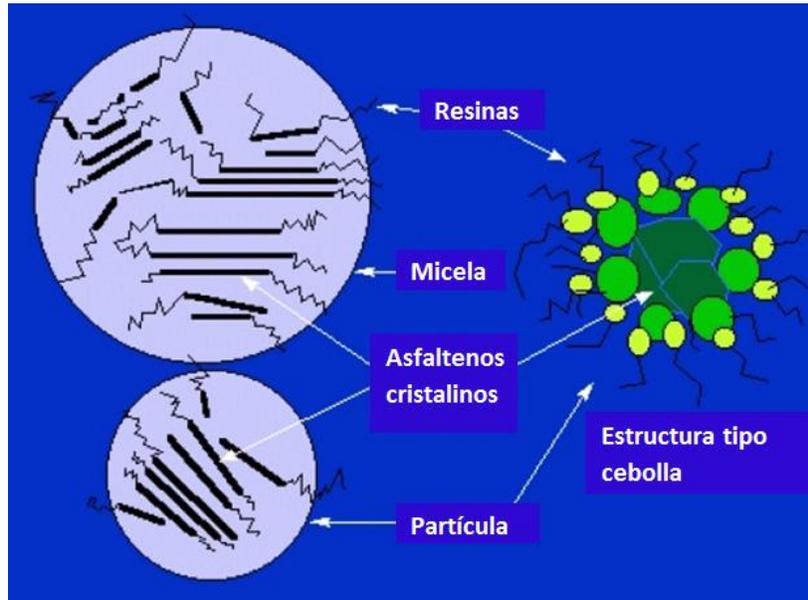
**Figura 1.12 - Depósito de asfaltenos a través del sistema de producción (Oilfield Review, 2007).**



**Figura 1.13 - Depósito asfáltico obstruyendo una tubería (Baker-Huges, 2014).**

### 1.4.3 Mecanismos y factores que promueven la precipitación y depósito de asfaltenos

Dentro del aceite, los asfaltenos se encuentran suspendidos por resinas en forma de pequeñas y delgadas fracciones llamadas “micelas” (ver **Figura 1.14**).



**Figura - 1.14 Asfaltenos con resinas (Modificada de Intec Engineering, 2001).**

Si las resinas llegan a separarse de los asfaltenos, se presentará un fenómeno de floculación (agregado) de moléculas asfálticas y una posterior precipitación de las mismas. Éste fenómeno tiende a ser irreversible, por lo que las micelas precipitadas difícilmente vuelven a entrar en suspensión.

La separación de resinas puede producirse debido a uno de los siguientes procesos.

**1.4.3.1 Reducción de presión.** Los cambios de presión y temperatura durante la producción primaria de un yacimiento, pueden ocasionar la precipitación de asfaltenos (De Boer and Leeriooyer, 1995). A medida que la presión y la temperatura decrecen hasta el punto del sistema donde se alcance la presión de burbuja, las resinas se vuelven cada vez más solubles en la fase líquida por lo que tienden a separarse de las micelas de asfalteno (Hirschberg et

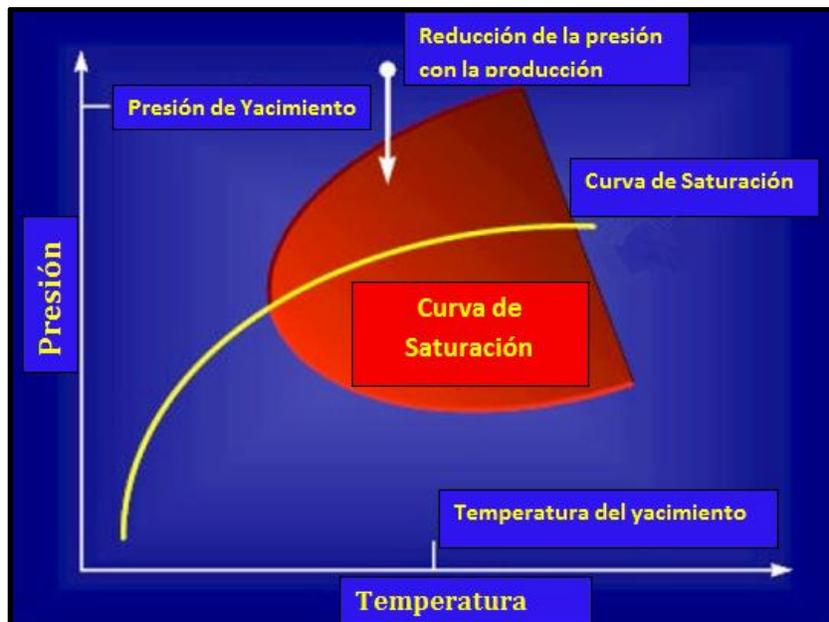
# Capítulo 1

---

al., 1984; Buckley et al., 1998). Por debajo de este punto, la probabilidad de precipitación es muy baja.

En la **Figura 1.15**, se ilustra el proceso descrito por medio de un diagrama de fases. La línea amarilla representa la curva de saturación del crudo a la cual se alcanza la presión de burbuja. La región mostrada en rojo representa la zona en la que se espera una floculación de asfaltenos. Cabe mencionar que los asfaltenos producidos de esta forma son diferentes de aquellos que se obtienen por el criterio de solubilidad descrito anteriormente.

La probabilidad de depósito es mayor conforme se reduce la densidad del aceite (ver **Figura 1.16**), en combinación con presiones de yacimiento mucho más grandes que la de burbuja. Es importante mencionar que los cambios de densidad no son la causa del depósito, sin embargo pueden ser un indicador de problemas potenciales.



**Figura 1.15 - Región de floculación de asfaltenos representado en un diagrama de fases (Modificada de Intec Engineering, 2001).**



**Figura 1.16 - Tendencia de depósito de asfaltenos en función de la presión y la densidad del crudo (Modificada de Intec Engineering, 2001).**

#### **1.4.3.2 Procesos de recuperación con inyección de CO<sub>2</sub> o gas natural.**

Los gases miscibles usados en los procesos de recuperación mejorada se disuelven dentro del crudo reduciendo tanto su viscosidad como su densidad (Thomas, 1998). Este proceso, a pesar de ayudar a que el crudo fluya más fácilmente, causa que las micelas asfálticas se vuelvan inestables y por consiguiente se separen de las resinas, provocando la floculación de asfaltenos.

**1.4.3.3 Durante una estimulación ácida.** Si un aceite que contiene una cantidad importante de asfaltenos, entra en contacto con una solución ácida durante la estimulación del yacimiento, los asfaltenos pueden llegar a flocular en el fondo del agujero. Es posible utilizar un bache de diesel o xileno antes del tratamiento ácido para minimizar su contacto con el crudo. No obstante, las compañías de servicio deben asegurarse que todos los productos químicos empleados tengan compatibilidad tanto con la formación como con los fluidos del yacimiento.

**1.4.3.4 Mezcla de fluidos con diferentes densidades.** En algunos casos, si un crudo llega a mezclarse con otro más ligero en cualquier punto del sistema de producción, las resinas pueden desestabilizarse y diluirse en la mezcla, ocasionando que los asfaltenos se precipiten (Catalan et al, 1998).

# Capítulo 1

---

**1.4.3.5 Bombeo neumático.** El uso del bombeo neumático puede ser tanto benéfico como perjudicial para la producción (Burke et al, 1990, Wang et al, 2003). Si se utiliza un gas hidrocarburo (principalmente metano) con bajo contenido de componentes intermedios para el bombeo, dicho gas extraerá parte de las fracciones ligeras del crudo. Esto incrementará la densidad de la fase líquida remanente, lo cual favorecerá que las resinas permanezcan unidas a las micelas aumentando su estabilidad. Por el contrario, si se utiliza un gas rico en componentes intermedios (butano, propano, etano, etc.), se disolverán en la fase líquida y reducirán su densidad, lo cual provocará que las resinas se vuelvan más solubles en el líquido y se separen de las micelas. Si la cantidad separada de resinas es significativa, los asfaltenos empezarán a flocular.

## 1.4.4 Estado del arte

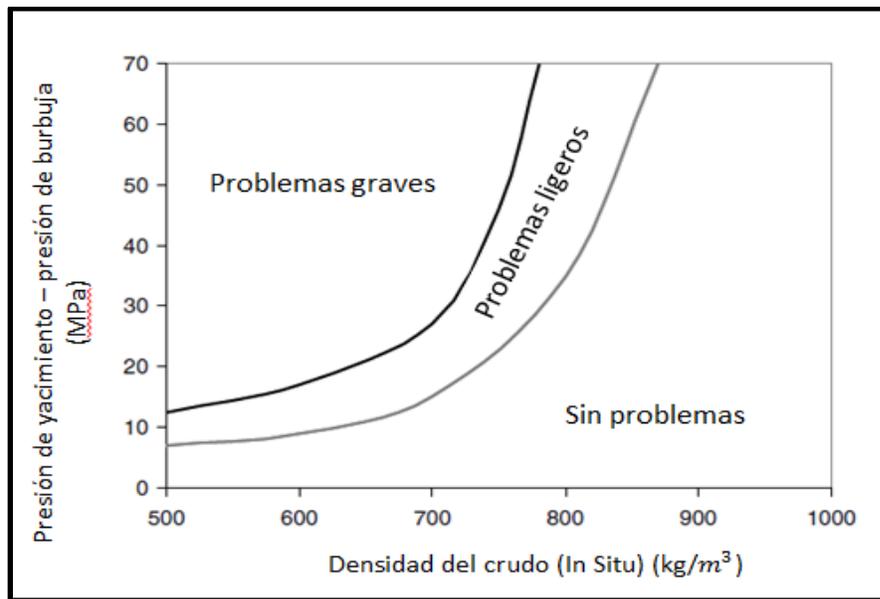
En esta sección se presenta una revisión de las estrategias más utilizadas para identificar los puntos críticos con condiciones propicias para la precipitación de asfaltenos en los sistemas de producción de petróleo y gas, así como de los métodos para prevenir o remediar el problema. Con base en este conocimiento, es posible evaluar diferentes soluciones y determinar la opción más rentable.

### 1.4.4.1 Identificación de la problemática de los asfaltenos

A continuación se describen algunas de las estrategias más comunes para identificar las condiciones de presión y temperatura bajo las cuales puede presentarse la precipitación de asfaltenos.

**i Uso del diagrama de Boer.** En 1992, de Boer publicó un método simple para detectar la tendencia con la que se precipitan los asfaltenos. Por medio de la correlación de propiedades tales como la solubilidad, el volumen molar y la densidad del crudo a condiciones de yacimiento, de Boer desarrolló una gráfica (denominada en su honor, diagrama de Boer) que muestra las condiciones de supersaturación de asfaltenos. Este diagrama muestra la diferencia de presiones entre el yacimiento y el punto de burbuja en el eje “y”, así como la densidad del crudo a condiciones in-situ en el eje “x”.

En la **Figura 1.17** se muestra una gráfica de Boer simplificada. El nivel de riesgo de una precipitación de asfaltenos puede ser estimado conociendo la diferencia de presión entre la del yacimiento y la de burbuja, y la densidad del aceite vivo a condiciones in-situ.



**Figura 1.17 - Diagrama de supersaturación de aceite crudo (Modificada de Boer et al., 1992).**

**ii Pruebas de laboratorio.** Actualmente existe una gran variedad de pruebas de laboratorio para cuantificar la composición de los fluidos de yacimiento, así como para determinar de forma cualitativa y cuantitativa la floculación y depósito de asfaltenos. Entre dichas pruebas se pueden destacar el análisis composicional SARA y la determinación del punto de floculación.

a) *Análisis SARA*

Este análisis composicional se realiza sobre muestras de aceite crudo (“aceite muerto”) para cuantificar el porcentaje de: saturados (parafinas), aromáticos, resinas y asfaltenos (SARA), dependiendo de su solubilidad y polaridad.

En el fraccionamiento SARA, los asfaltenos se separan de los otros componentes orgánicos a través de la precipitación inducida por el agregado de solventes parafínicos (generalmente, n-heptano, tolueno, cloruro metileno y metanol (Jamaluddin, 2002).

Es importante señalar que los procedimientos para realizar un análisis composicional SARA no están estandarizados y varían de laboratorio a laboratorio. Si las pruebas realizadas apuntan a un potencial problema de

# Capítulo 1

---

asfaltenos, será necesario realizar pruebas adicionales para determinar la presión y temperatura en que flocularán.

b) *Determinación experimental de las condiciones de presión y temperatura para la ocurrencia de la floculación de asfaltenos*

Este tipo de análisis requiere de una muestra de aceite “vivo” para ser despresurizada lentamente y monitorear la floculación de asfaltenos. Dicho análisis puede utilizar una variedad de técnicas para detectar la floculación, entre las que se incluyen la observación visual, la dispersión de la luz, y el taponamiento por filtro, entre otras. Si se realizan mediciones sobre un rango de temperaturas, es posible generar una envolvente para la floculación de asfaltenos.

Además del punto de floculación para un solo fluido, esta técnica también resulta útil determinar si la mezcla de diferentes aceites conllevará a un depósito de asfaltenos.

La realización de estas pruebas ha permitido establecer los siguientes resultados cualitativos (de Boer 1995):

- Crudos con menor contenido de asfaltenos tienen mayor probabilidad de tener problemas de precipitación y depósito que aquellos con mayor contenido.
- Crudos con bajo peso específico y alto contenido de asfaltenos tienden a presentar mayor problema con depósitos.
- Aquellos yacimientos que poseen una presión muy por encima del punto de burbujeo tienen mayor probabilidad de tener problemas con asfaltenos.

**iii** Diseño hidráulico y modelado del sistema de producción. En esta etapa se analizan los escenarios de operación del sistema integral de producción, mediante simulación numérica; para tal efecto, se construye un modelo termohidráulico del sistema en una herramienta de cómputo como Pipesim, Pipephase u Olga, por mencionar algunas. Cuando existan puntos de mezclado de corrientes de diferentes tipos de aceite, es fundamental considerar modelos composicionales.

Ahora bien, el objetivo de las simulaciones es determinar los perfiles de presión y temperatura, y posteriormente, con base en la información experimental disponible o con modelos teóricos de precipitación, identificar los puntos críticos para la precipitación de los asfaltenos. De manera cualitativa,

los puntos en que la presión cae por debajo de la presión de burbuja, representan el mayor riesgo.

**iv** Modelado de la precipitación de asfaltenos. Existen algunos modelos composicionales que permiten estimar las condiciones de presión y temperatura en que puede ocurrir la precipitación de asfaltenos; sin embargo, actualmente no existe un modelo confiable para calcular su ritmo de precipitación y depósito bajo condiciones dinámicas. A diferencia de los casos correspondientes a las parafinas e hidratos, el modelado de la precipitación y depósito de los asfaltenos es más complejo por las razones siguientes:

- a) Los asfaltenos son químicamente muy complejos y por lo tanto más difíciles de modelar.
- b) Los problemas por depósito de asfaltenos son menos frecuentes que aquellos reportados por la formación de hidratos y parafinas. Por lo tanto, se ha puesto menos énfasis en el desarrollo de modelos y pruebas de laboratorio especializadas.
- c) Las pruebas de laboratorio que se realizan comúnmente están orientadas a identificar las condiciones en que ocurre la floculación, pero rara vez para estimar el ritmo de depósito de los asfaltenos bajo condiciones dinámicas.
- d) Existe menos información de campo para validar los modelos de asfaltenos.

### **1.4.4.2 Métodos de remediación y prevención**

Los métodos de remediación y prevención para la formación de depósitos de asfaltenos pueden clasificarse en: mecánicos, térmicos y químicos. A continuación se describen los más comunes en cada una de estas categorías.

**i Métodos mecánicos.** Los métodos mecánicos pueden ser utilizados con frecuencia para remover depósitos que se hayan formado a través de las líneas de producción en el sistema, sin embargo los asfaltenos tienden a ser más difíciles de mitigar que las parafinas y otras restricciones al flujo. En aguas profundas la situación es más complicada debido a que los asfaltenos pueden formarse incluso en la vecindad del pozo, la cual tiende a ser inaccesible por medio de métodos mecánicos.

a) *Corrida de dispositivos de limpieza (diablos) o “pigging”, en ductos.* La limpieza de las tuberías se realiza por medio de la introducción de dispositivos mecánicos (“diablos”) en la corriente de flujo, los cuales ocupan prácticamente la totalidad del área transversal del ducto (Ver **Figura 1.18**). Conforme avanzan con la corriente de flujo, remueven los depósitos sólidos de las paredes de la tubería. Para una remoción efectiva, debe seleccionarse el tipo de dispositivo apropiado y buscar que el paso del mismo a través del ducto sea uniforme. Existen diferentes tipos de dispositivos, con diferentes geometrías y materiales, y pueden ser instrumentados para medir el espesor de la pared, entre otras funciones. En el anexo 1 se describe los tipos de diablos más comunes utilizados en la práctica.



**Figura 1.18 - Inserción manual de un diablo en una tubería**  
([www.engineeringnews.co.za](http://www.engineeringnews.co.za)).

b) *Remoción con línea de acero o con tubería flexible, en pozos.* En el caso de los pozos, los depósitos orgánicos en las tuberías de producción pueden ser removidos mediante operaciones mecánicas con línea de acero o mediante la inyección de productos químicos con tubería flexible. La remoción con línea de acero puede realizarse si el pozo es de fácil acceso y la frecuencia con la que se requiere la intervención no es excesiva. Por otra parte, en el caso de la tubería flexible, la limpieza puede llevarse a cabo siempre y cuando el depósito se encuentre a profundidades accesibles; aunque en la actualidad, la longitud máxima de una tubería flexible llega a ser de 1 milla (1.61 km), las compañías están probando nuevas tecnologías para extender su alcance y utilidad.

**ii Métodos térmicos.** Debido a que el depósito de asfaltenos depende más de la presión que de la temperatura, los métodos térmicos resultan inefectivos para resolver el problema. A diferencia de los hidratos y las ceras, mantener el crudo caliente rara vez previene la acumulación de depósitos asfálticos. Del mismo modo, los asfaltenos no poseen un punto de fusión, por lo que el calor por sí mismo no puede remover estos depósitos.

**iii Métodos químicos.** Se utiliza la inyección de inhibidores para la precipitación de asfaltenos como método preventivo, y de solventes como método de remediación.

a) *Inhibidores.* El desarrollo de inhibidores de asfaltenos se ha enfocado en prevenir la floculación dentro del sistema de producción. Esto se logra por medio del uso de dispersantes poliméricos que ayudan a estabilizar las micelas de la misma forma en que lo hacen las resinas. La inyección de los inhibidores a través del sistema puede ser continua o en lotes. Debido a que la presencia de asfaltenos es menos frecuente que la de hidratos, ceras o incrustaciones, son pocos los estudios realizados para el desarrollo, mejoramiento y evaluación de tales inhibidores.

b) *Solventes.* Debido a que los asfaltenos son muy solubles en compuestos aromáticos como el benceno o xileno, incluso a bajas temperaturas, éstos se inyectan para remover los depósitos de asfaltenos. Esta propiedad de solubilidad resulta ser muy útil, debido a que los asfaltenos pueden llegar a formarse en la región cercana al fondo del pozo donde la única forma de mitigar el daño a la formación es a través de un tratamiento con dichos compuestos químicos.

## 1.5 Incrustaciones

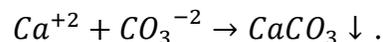
### 1.5.1 Definición

A diferencia de los sólidos orgánicos formados a partir del aceite, el concepto de incrustaciones se le asigna específicamente a los depósitos formados por la unión iónica de componentes minerales inorgánicos disueltos en el agua de formación, por ciertos cambios fisicoquímicos y determinadas condiciones de operación. En la industria petrolera, dentro de las más comunes se encuentran las conformadas por carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_2$ ), sulfato de bario ( $\text{BaSO}_4$ ), y sulfato de estroncio ( $\text{SrSO}_4$ ), aunque algunas pueden ser parcialmente orgánicas, como los naftenatos o los formados a base de glicol monoetilénico (MEG).

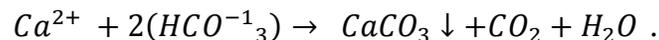
#### 1.5.1.1 Carbonato de calcio

Las incrustaciones de carbonato de calcio (comúnmente llamadas también incrustaciones de calcita), son las más comunes en las operaciones de campo, debido a que es uno de los compuestos más abundantes en los yacimientos petroleros.

La precipitación del carbonato de calcio ocurre cuando el ion de calcio se combina con el ion de carbonato.



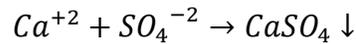
Asimismo, cuando el ion de calcio se combina con el ion de bicarbonato, puede formarse carbonato de calcio.



La ecuación anterior muestra que la presencia de  $\text{CO}_2$  incrementa la solubilidad del  $\text{CaCO}_3$  en la salmuera. El incremento en la concentración de  $\text{CO}_2$  en la solución convierte la reacción a la izquierda, resultando en menos incrustaciones de carbonato de calcio.

### 1.5.1.2 Sulfato de Calcio

El sulfato de calcio puede precipitarse a partir del agua si el ion de calcio es combinado con el ion de sulfato:

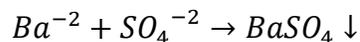


Las incrustaciones de sulfato de calcio se presentan en dos formas diferentes, ya sea en yeso ( $CaSO_4 \cdot 2H_2O$ ), o anhidrita ( $CaSO_4$ ). El yeso es el más común en las salmueras de campo y su solubilidad se incrementa con la salinidad por arriba de los 150,000 mg/L del total de sólidos disueltos.

El incremento adicional en el contenido de sal aumenta su tendencia a la precipitación e incrustación dentro del sistema.

### 1.5.1.3 Sulfato de Bario

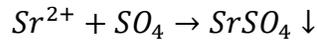
Las incrustaciones de sulfato de bario son especialmente problemáticas debido a que éste es extremadamente insoluble y casi imposible de remover químicamente. Su formación se presenta cuando están presentes tanto el ion bario como el ion sulfato, incluso en bajas concentraciones.



A menudo este compuesto tiene porciones de sulfato de radio y estroncio debido a que sus cationes son químicamente similares a los del bario. La presencia de radio representa un problema adicional debido a que vuelve radioactivas dichas incrustaciones, por lo que debe tenerse cuidado especial en el manejo de estos depósitos.

### 1.5.1.4 Sulfato de Estroncio

El sulfato de estroncio es similar al de bario, excepto por la ventaja de que su solubilidad es por lo regular mayor en dos órdenes de magnitud (0.014 g/100 mL contra 0.000285 g/100 mL en agua @ 30°C) (Lide, 1998).



El sulfato de estroncio se precipita donde ocurre una mezcla de agua de formación rica en estroncio con agua de mar inyectada rica en sulfato.

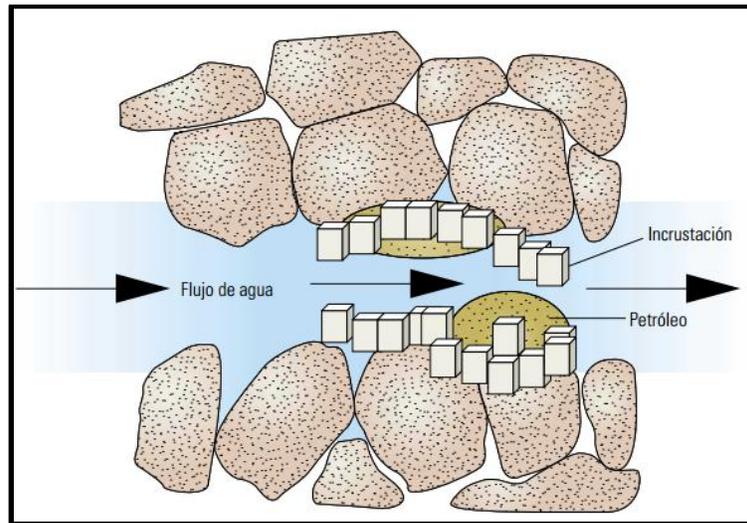
## 1.5.2 Problemática

En los campos de aceite y gas, los compuestos inorgánicos disueltos en las salmueras se presentan en forma de iones. Las combinaciones de estos iones tienen una solubilidad relativamente baja en el agua, por lo que los sólidos formados pueden precipitarse rápidamente y formar incrustaciones a lo largo de la pared de la tubería en forma de capas. Adicionalmente, es posible que los minerales incrustados sean cubiertos con depósitos de parafinas o asfaltenos.

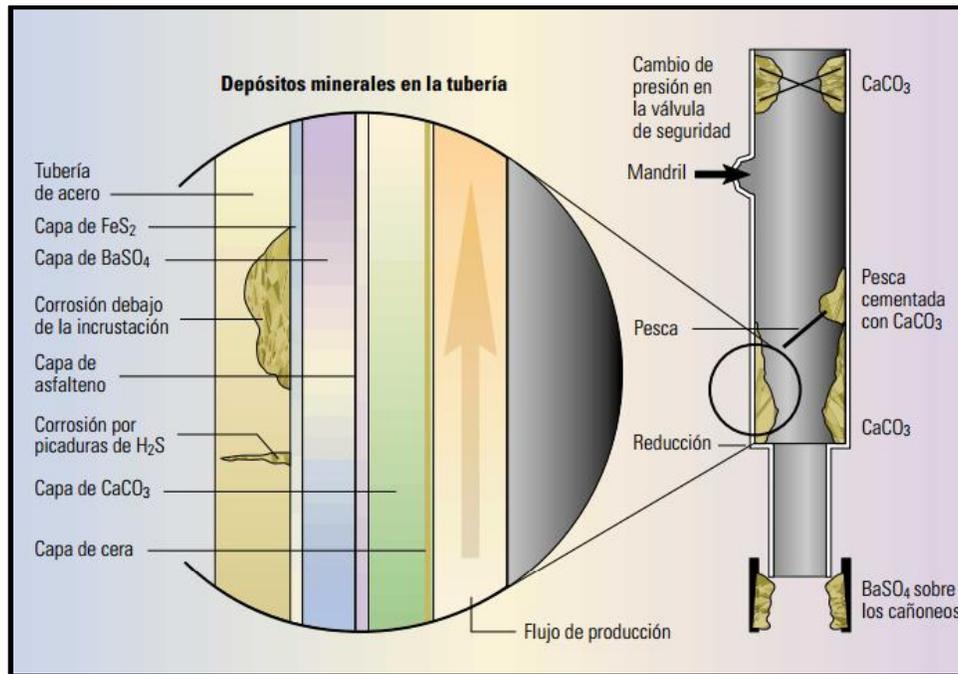
Las incrustaciones pueden presentarse en todo el sistema de producción, desde el yacimiento hasta las instalaciones en superficie; de esta manera, pueden ocasionar una reducción de la permeabilidad (**Figura 1.19**) restringiendo el flujo de fluidos desde el yacimiento al pozo. Asimismo, pueden bloquear el flujo en las tuberías de producción y ductos, así como en accesorios tales como válvulas de seguridad, estranguladores, mandriles de bombeo neumático, entre otros (**Figura 1.20**).

Un problema adicional al bloqueo del flujo, es la corrosión que puede generarse debajo de las incrustaciones por la actividad bacteriana (Lazar, 1985); esto incrementa el riesgo de fallas en la integridad mecánica del sistema.

Detener la producción por el cierre de líneas y/o trabajos de reparación y mantenimiento para remediar estas problemáticas, puede ocasionar pérdidas económicas significativas. Por lo tanto, el control y mitigación de las incrustaciones tiene que ser un objetivo primario en las operaciones de manejo y control del agua de formación.



**Figura 1.19 - Reducción de permeabilidad por depósito de incrustaciones dentro del medio poroso (Modificada de Oilfield Review, 1999).**



**Figura 1.20 - Incrustaciones dentro de una tubería (Modificada de Oilfield Review, 1999).**

## 1.5.3 Factores que promueven la formación de incrustaciones

Los factores principales que afectan la precipitación y formación de incrustaciones son: composición y cantidad de minerales disueltos en el agua de formación, presión, temperatura, y pH. La **Tabla 1.1** sintetiza el efecto de estos factores en la formación de las incrustaciones más comunes (Templeton, 1960; Jacques and Bourland, 1983; Carlberg and Matches, 1973; Kan et al., 2001; Rosario and Bezerra, 2001).

Dependiendo del tipo de minerales disueltos, los factores referidos afectan de manera diferente su precipitación e incrustación. Por ejemplo, la formación de carbonatos dentro de un pozo se debe principalmente a la caída de presión durante la producción, el incremento de pH en el agua debido a la liberación de CO<sub>2</sub> durante la producción y la alta temperatura de fondo.

Por otra parte, la formación de incrustaciones de sulfatos se debe esencialmente a la mezcla de volúmenes de agua químicamente incompatibles. Dicha mezcla tiende a suscitarse debido a que en las configuraciones que se tienen en los sistemas de producción costa afuera, es normal que los fluidos de varios intervalos o pozos normalmente se unan en algún punto. De igual forma, los sistemas con inyección de agua y los fluidos de perforación/terminación pueden provocar la precipitación de minerales a lo largo de las líneas si no se realizan previamente pruebas de compatibilidad con el agua existente dentro de la formación. En la **Figura 1.21** se puede observar cristales de calcio extraídos de una línea de flujo al oeste de Texas.

**Tabla 1.1 - Efecto de la temperatura, la presión, y el pH sobre la formación de las incrustaciones más comunes (Modificada de Boyun, 2005).**

Tipo de Incrustación	Temperatura	Presión	pH	Sólidos disueltos
Carbonato de Calcio	Menos soluble con el incremento de T  Más probabilidad de formación con agua caliente	Si el agua llega al punto de burbuja, se manifestará CO <sub>2</sub> a partir de la solución y es probable la formación de incrustaciones	Menos soluble con el incremento del pH	Menos soluble con la reducción de sólidos disueltos en el agua

**Tabla 1.1 - Efecto de la temperatura, la presión, y el pH sobre la formación de las incrustaciones más comunes (Modificada de Boyun, 2005) - Continuación**

Tipo de Incrustación	Temperatura	Presión	pH	Sólidos disueltos
Sulfato de Bario	Incrementa la solubilidad con un aumento de T	Si el agua llega al punto de burbuja, se manifestará CO <sub>2</sub> a partir de la solución y es probable la formación de incrustaciones	Poco efecto	Más soluble con el incremento de sal en solución
Sulfato de Estroncio	Más probabilidad de formación con agua caliente Menos soluble con el incremento de T	Menos soluble en salmueras de NaCl aunado a la reducción de presión	Poco efecto	La adición de sales en el agua destilada puede incrementar la solubilidad
Sulfato de calcio	Menos soluble con el incremento de T	Menos soluble con la reducción de presión	Poco efecto	Más soluble con el incremento en la salinidad del agua



**Figura 1.21 - Cristales de sulfato de calcio extraídos de una línea de flujo al Oeste de Texas (George E. King Engineering).**

## **1.5.4 Prevención y remediación**

La formación y mitigación de incrustaciones, especialmente en los sistemas marinos, puede llegar a ser extremadamente costosa y perjudicial en los proyectos de desarrollo. Dentro de los costos asociados deben considerarse los correspondientes a las operaciones de estimulación, limpieza, remplazo de los equipos dañados, y a la subsecuentemente producción diferida.

El primer paso para prevenir y manejar la formación de incrustaciones es identificar dónde y cuándo se formarán; con tal información pueden evaluarse diferentes soluciones o métodos de remediación para determinar la opción más rentable.

A continuación se presenta una revisión de las estrategias más utilizadas para identificar las condiciones propicias para la formación de incrustaciones en los sistemas de producción de petróleo y gas, así como de los métodos para prevenir o remediar el problema.

### **1.5.4.1 Identificación de la problemática de las incrustaciones**

La toma de muestras de todas las posibles fuentes de agua (de formación y/o de inyección) es necesaria para identificar la posible formación de incrustaciones, considerando la medición del pH y la concentración de carbonato, bicarbonato o sulfato para determinar la tendencia con la que se pueden formar cada tipo de incrustaciones.

### **1.5.4.2 Métodos de prevención y remediación**

A continuación se describen los métodos más comunes para remediar o prevenir la formación de incrustaciones.

- i Métodos de prevención de incrustaciones.** El método más común para prevenir incrustaciones en los sistemas de producción es a través del uso de inhibidores. Estos productos químicos retrasan o previenen la formación de cristales cuando se añaden a las soluciones salinas encontradas normalmente en los campos petroleros. Los mismos no pueden disolver las incrustaciones que se han formado con anterioridad, por lo que no pueden ser aplicados como método de remediación. Aunque no se sabe a ciencia cierta cómo es que interactúan las moléculas de estos inhibidores con las salmueras, se cree que el mecanismo principal es envolviendo los cristales, lo cual puede reducir su tasa de crecimiento y evitar su adhesión a las superficies sólidas.

### a) Tipos de inhibidores

Dentro de las clases comunes de inhibidores se incluyen los siguientes:

- Polifosfatos inorgánicos
- Ésteres fosfato orgánicos
- Fosfanatos orgánicos
- Polímeros Orgánicos

La **tabla 1.2** enlista las características de rendimiento de cada uno de los inhibidores referidos.

Por lo regular, los inhibidores con base orgánica se empaican como un líquido concentrado y son inherentemente más estables químicamente. Los esterres de fosfato pueden ser muy rentables, sin embargo no se recomienda su uso en temperaturas por arriba de los 175°F. Los fosfanatos son efectivos hasta alrededor de los 300°F. Los polímeros pueden ser aplicados incluso hasta los 400°F.

Un factor importante para las aplicaciones en altas temperaturas es cuánto tiempo debe funcionar el inhibidor. Los inhibidores económicos y menos estables pueden ser aceptables para cortas duraciones, pero no se recomiendan para tratamientos de inyección a formaciones, donde los químicos deben perdurar en las mismas por varios meses.

Los polifosfanatos que funcionan como inhibidores son sólidos inorgánicos no cristalinos. Pueden presentarse como polifosfanatos simples o en forma de polifosfanatos de solubilidad controlada. Actualmente su aplicación ya es poco frecuente debido a que son difíciles de manejar por el simple hecho de ser sólidos. Además, son susceptibles a la degradación, por lo que pueden descomponerse con rapidez particularmente con bajos niveles de pH o altas temperaturas.

**Tabla 1.2 - Inhibidores de incrustaciones (Intec Engineering, 2001).**

Tipo	Estabilidad Hidrolítica	Estabilidad de temperatura	Detectabilidad
Polifosfanatos Inorgánicos	Poca	Pobre	Buena
Ésteres Fosfato Orgánicos	Buena	Regular	Buena
Fosfanatos Orgánicos	Excelente	Buena	Muy buena
Polímeros orgánicos	Excelente	Excelente	Difícil

# Capítulo 1

---

## b) Selección del tipo de inhibidor

Algunos de los factores que influyen en la selección de los inhibidores se indican a continuación.

- ❖ Tipo de incrustación: teniendo conocimiento de la composición que tienen las incrustaciones, se puede seleccionar la composición química óptima del inhibidor.
- ❖ Severidad de las incrustaciones: existe una variedad muy limitada de productos efectivos contra grandes tasas de incrustación.
- ❖ Rentabilidad: los inhibidores tienen un gran rango de costos. En algunas ocasiones, los más económicos cumplen con los requerimientos establecidos y otras veces, sólo los más caros resultan ser los más rentables.
- ❖ Temperatura: cada tipo de inhibidor posee cierta estabilidad a un rango de temperatura definido, por lo que esta característica limita la variedad que puede ser aplicada para una situación en particular.
- ❖ pH: la mayoría de los inhibidores convencionales, como por ejemplo los fosfanatos, presentan un bajo rendimiento en entornos ácidos o con bajo pH, lo que limita su capacidad de prevenir incrustaciones de sulfatos durante tratamientos ácidos o procesos de recuperación mejorada con inyección de CO<sub>2</sub>.
- ❖ Compatibilidad química: los inhibidores de incrustaciones tienen que ser compatibles con otro tipo de tratamientos químicos, tales como eliminadores de oxígeno, inhibidores de corrosión y biocidas, así como otros componentes que pudiera llegar a tener el agua como calcio, magnesio o bario.
- ❖ Técnicas de aplicación: las incrustaciones pueden formarse en cualquier punto del sistema de producción y la complejidad del diseño de tratamientos para su prevención depende del área en donde se presente el problema. Si las incrustaciones se presentan cerca de la superficie puede aplicarse una inyección continua corriente arriba a partir del punto donde se detecte; por ejemplo, en restricciones o accesorios en que ocurran gradientes de presión grandes, en zonas de alta turbulencia, o en regiones con mezclado de dos o más salmueras incompatibles. Por otro lado, si las incrustaciones se precipitan en el fondo del pozo o en la formación, es posible que se requieran la inyección de inhibidores dentro de la formación, ya sea en lotes o de

manera continua. La inyección a formaciones de forma continua ha sido ampliamente usada en los campos del Mar del Norte (Graham et al., 2003) y su aplicación es relativamente nueva en las operaciones del Golfo de México.

### **ii** Método de remoción de incrustaciones

Uno de los medios utilizados para la remoción de incrustaciones es la corrida de diablos. Sin embargo, si los depósitos son demasiado duros o se presentan en conjunto con depósitos de parafinas y asfaltenos, este método puede resultar inefectivo.

Otro método muy empleado es la disolución de depósitos a través de la inyección de soluciones ácidas. Dentro de los compuestos que pueden remover incrustaciones formadas a base de carbonato de calcio se encuentran:

- Minerales ácidos tales como el ácido clorhídrico y ácido acético
- Ácido etilendiamino tetraacético (EDTA, por sus siglas en inglés)
- Ácido dietilentriamino pentaacético (DTPA, por sus siglas en inglés)

No obstante, tales compuestos resultan poco efectivos para las incrustaciones conformadas a base de sulfato de calcio si se utilizan por si solos. Los convertidores inorgánicos como el amonio, se emplean para transformar estos depósitos en carbonatos de calcio y posteriormente disolverlos con las soluciones ácidas.

Un aspecto que debe considerarse antes de realizar un tratamiento ácido, es la posible existencia de depósitos orgánicos (asfaltenos o parafinas) sobre las incrustaciones. Estas capas de material orgánico pueden afectar la reactividad de los ácidos, por lo que es recomendable hacer un prelavado con solventes de hidrocarburos.

Finalmente, es importante mencionar que las soluciones ácidas también pueden afectar la integridad mecánica del sistema al corroer la pared de las tuberías, por lo que es necesario aplicar también inhibidores de corrosión.

## 1.6 Emulsiones

### 1.6.1 Introducción

Generalmente, una emulsión es definida como un sistema heterogéneo que consiste de al menos un líquido disperso (fase dispersa) en otro líquido inmisible (fase continua), en forma de gotas de tamaños coloidales que varían normalmente de 0.1 a 100 [ $\mu\text{m}$ ] (Auflem, 2002).

En los sistemas de producción de petróleo y gas, el agua y el aceite pueden mezclarse por efectos de la turbulencia y agitación, y formar emulsiones. Dependiendo de qué fase sea la continua, las emulsiones pueden ser de aceite en agua (gotas de agua dispersas en una fase continua aceite, w/o) ó de agua en aceite (gotas de aceite dispersas en una fase continua agua, o/w), siendo éstas últimas las más comunes (Becher, 2001). La acción de algunos componentes del aceite, así como la presencia de sedimentos en la corriente de flujo, favorecen la estabilización de las emulsiones (Achuo, 2012).

### 1.6.2 Problemática

Si el agua y el aceite llegan a separarse de forma natural en la tubería y no existe una caída de presión grande corriente abajo del separador, las emulsiones no representarán un problema para la producción. Por el contrario, si la estabilidad de las emulsiones llega a ser tal que no exista una separación natural, o que los químicos agregados para desestabilizar las emulsiones no resulten efectivos, la viscosidad resultante tendrá que ser considerada en el diseño hidráulico del sistema.

En este sentido, desde la perspectiva del aseguramiento de flujo, el manejo de la viscosidad es posiblemente el reto más grande asociado a la producción de crudos pesados; aun cuando los crudos ligeros también pueden formar emulsiones, las más estables y que pueden incrementar sustancialmente la viscosidad de la mezcla se generan con los aceites pesados.

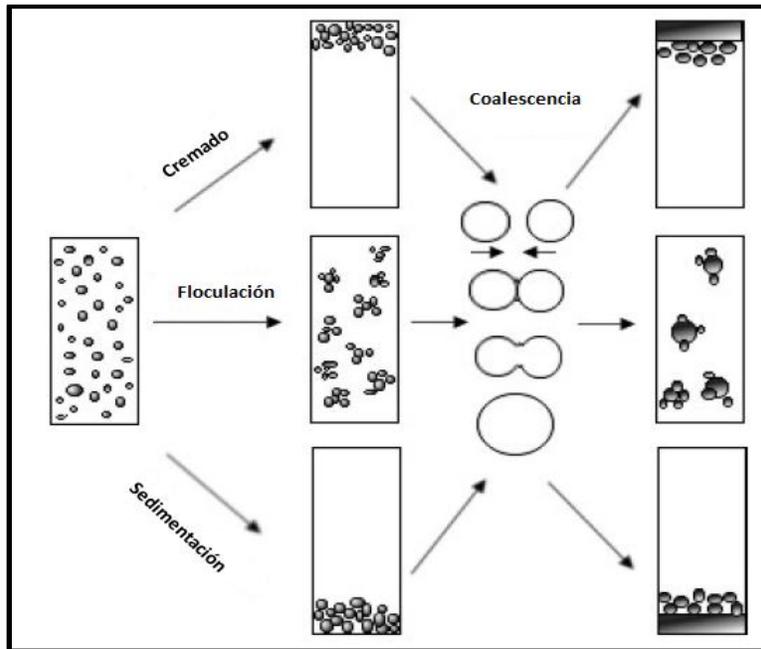
El incremento de la viscosidad causa una mayor fricción con las paredes de la tubería y puede incrementar significativamente la caída de presión a lo largo de todo el sistema de producción, aumentar los requerimientos de potencia para el bombeo, y afectar de manera importante los costos de operación y la rentabilidad general de los proyectos petroleros.

### 1.6.3 Estabilidad de las emulsiones

Desde el punto de vista termodinámico, las emulsiones nunca son completamente estables; esto se debe a que se requiere algún tipo de trabajo para dispersar un líquido en otro, lo cual representa un incremento de la energía libre del sistema. Por lo tanto, la restauración del sistema a un nivel de menor energía, se lleva a cabo a través de la coalescencia natural (reducción del área interfacial) de las gotas dispersas y la posterior segregación de las fases.

Los mecanismos que controlan la estabilidad de una emulsión son: floculación, cremado (“*creaming*”)/sedimentación, y coalescencia/ruptura (ver **Figura 1.22**).

- Floculación: es la formación de agregados de partículas, sin que se presente su coalescencia. Es importante aclarar que la coalescencia involucra, entre otros aspectos, la ruptura de la película formada en el contacto de las partículas.
- Cremado/sedimentación: son los términos usados para referirse al ascenso (emulsiones o/w) o descenso (emulsiones w/o) de las partículas dispersas debido a la diferencia de densidad de las fases y el efecto de la gravedad.
- Coalescencia/ruptura: la ruptura de una emulsión se produce con la unión, reducción en número, y aumento en volumen, de las partículas que floculan o chocan entre sí. La acción de coalescencia minimiza la energía libre del sistema al reducir el área interfacial.



**Figura 1.22 - Procesos comunes que conllevan a la ruptura y separación de emulsiones (Auflem, 2002).**

El mecanismo predominante postulado por el cual las emulsiones son estabilizadas, es la formación de una película interfacial constituida por una red de moléculas asfálticas. Asimismo, la adsorción de partículas sólidas como parafinas, arenas y naftenatos pueden contribuir a que la película se vuelva más fuerte (Auflem, 2002).

Otros factores que generalmente favorecen la estabilidad de una emulsión son: una baja tensión interfacial, altas viscosidades en la fase continua (generalmente atribuible a los crudos pesados), y volúmenes relativamente pequeños de la fase dispersa.

### **1.6.3.1 Efecto de las partículas sólidas sobre la estabilidad de las emulsiones.**

La estabilización de las emulsiones a causa de partículas sólidas, depende principalmente de los tamaños de las partículas y de las gotas de la fase dispersa; y en segundo lugar, de las tensiones interfaciales sólido-agua ( $\sigma_{sw}$ ), agua-aceite ( $\sigma_{wo}$ ), y sólido-aceite ( $\sigma_{so}$ ):

- Si  $\sigma_{so} > \sigma_{wo} + \sigma_{sw}$ , los sólidos permanecen suspendidos en la fase acuosa.
- Si  $\sigma_{sw} > \sigma_{wo} + \gamma_{so}$ , los sólidos permanecen suspendidos en la fase de aceite.
- Si  $\sigma_{wo} > \sigma_{sw} + \gamma_{so}$ , los sólidos se aglomerarán en la interfase agua-aceite.

De acuerdo a estos resultados, para que los sólidos puedan estabilizar una emulsión deben prevalecer las siguientes condiciones:

- Menor tamaño de las partículas sólidas en relación con el de las gotas de la fase dispersa, generalmente por un orden de magnitud.
- Retención de las partículas sólidas en la fase donde se presente una mayor mojabilidad.
- Coalescencia limitada debido al trabajo que se requiere para desplazar las partículas sólidas de la interfase.

Las partículas que son preferentemente mojadas por aceite tenderán a estabilizar las emulsiones (w/o), mientras que aquellas que son mojadas por agua tenderán a estabilizar las emulsiones (o/w).

### **1.6.4 Viscosidad de una emulsión**

Cuando se presentan emulsiones aceite-agua, la determinación de la viscosidad de la mezcla se vuelve compleja. Dicha viscosidad depende, en parte, de la distribución del tamaño de las partículas, determinada principalmente por los esfuerzos de corte causados por dispositivos mecánicos como estranguladores, y bombas, por mencionar algunos. Las dispersiones en las que se han generado grandes esfuerzos de corte (por ejemplo, cuando fluyen bajo una gran caída de presión a través de un estrangulador) contendrán partículas de agua con tamaño relativamente pequeño y formarán emulsiones “fuertes” con una viscosidad relativamente alta.

La viscosidad y estabilidad de las emulsiones agua-aceite dependen del corte de agua y de qué líquido representa la fase continua. La viscosidad de una emulsión (w/o) puede incrementarse hasta más de un orden de magnitud por encima de la viscosidad normal del aceite “en seco” con el aumento en el corte de agua. Otros factores que afectan la viscosidad y estabilidad son:

# Capítulo 1

---

- Temperatura
- Tasa de esfuerzos de corte
- Características físicas del aceite, agua y partículas sólidas en suspensión
- Corte de agua

A lo largo de los años, se han desarrollado correlaciones para calcular las viscosidades de las emulsiones de agua-aceite (Becher, 2001). Sin embargo, ninguna de las correlaciones propuestas puede ser aplicada a casos generales debido a la diversidad de parámetros que afectan la viscosidad resultante. Por lo tanto, la mejor forma de determinar este parámetro es obtener muestras de crudo vivo y realizar pruebas de laboratorio con diferentes cortes de agua a condiciones operativas reales de presión y temperatura.

## **1.6.5 Mitigación y remediación de emulsiones**

Actualmente, los métodos para remediar los problemas por emulsiones se han enfocado en la coalescencia y la desestabilización de las películas o capas formadas por los surfactantes naturales en la interfase agua-aceite. Dado esto, la ruptura de las emulsiones se ha logrado principalmente por medio del asentamiento gravitacional o centrífugo, la generación de campos eléctricos, la adición de químicos desestabilizadores (desemulsionantes) y la conservación de altas temperaturas en el sistema de producción.

En varios pozos terrestres la desestabilización de emulsiones en superficie ha sido asistida con el uso tanques de asentamiento y separadores centrífugos, así como la incorporación de equipos generadores de campos eléctricos que promueven la coalescencia, llamados “electro-coalescedores”.

Los electro-coalescedores empleados en la industria petrolera utilizan campos eléctricos tanto de corriente directa como alterna para llevar a cabo la separación. Sin embargo, tanto los tanques de asentamiento como los electro-coalescedores son grandes y robustos, por lo que su uso en pozos costa-afuera se ve limitado en términos de espacio, sin contar los altos costos de instalación.

### **1.6.5.1 Desemulsionantes**

La adición de un desemulsionante químico apropiado a muy bajas concentraciones (comúnmente de 1 a 50 ppm) puede causar una ruptura rápida y prácticamente completa de emulsiones estables de agua-aceite. Esta técnica de remediación se ha convertido en el método más común para desestabilizar

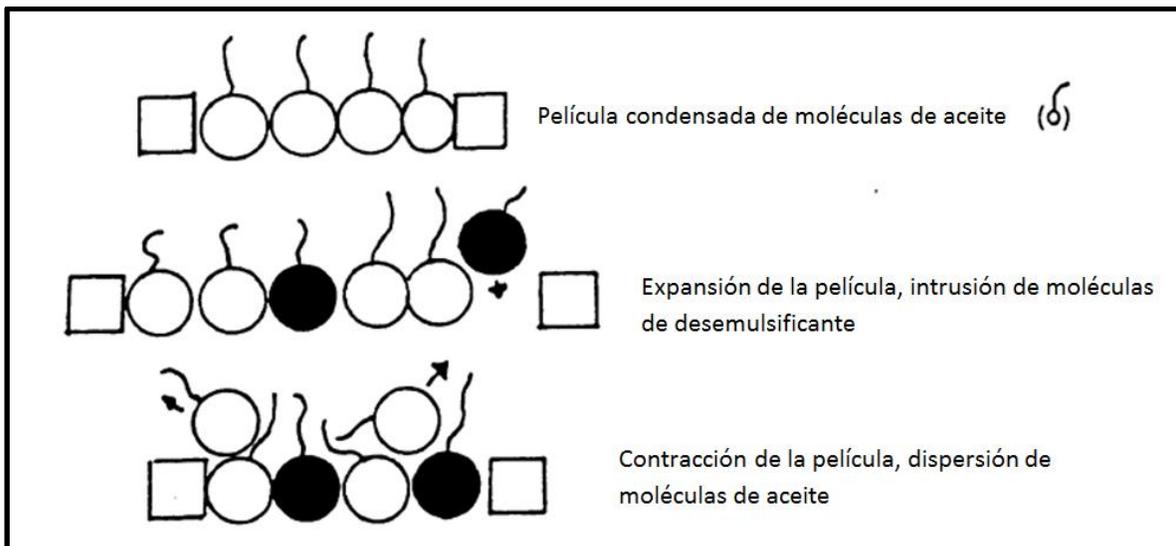
emulsiones, debido a que su implementación es relativamente económica y pueden llevarse a cabo sin efectuar paros operativos.

Por lo regular, los químicos desemulsionantes están compuestos por un 40 a 60 por ciento de un agente activo surfactante (polímeros, generalmente no iónicos como los fenoles etoxilados) y un 60 a 40 por ciento de solventes aromáticos, respectivamente.

En la actualidad, el número de fórmulas químicas patentadas y comercialmente disponible es enorme, por lo que no existe una limitación en cuanto a la selección de desemulsionantes aplicables a las operaciones de producción.

El compuesto activo dentro del desemulsionante es altamente tenso-activo y puede reducir la tensión interfacial entre el aceite y el agua. La función principal de un desemulsionante es romper o desplazar la película de los surfactantes naturales que previenen la coalescencia.

Si la película estabilizadora (**Figura 1.23**) se encuentra altamente condensada, el desemulsionante tendrá que penetrarla. Tanto el aumento de temperatura como la posibilidad de “disolver” y reducir la viscosidad de la película, incrementarán la tendencia de colisión partícula-partícula. Si las gotas que colisionan no se vuelven esféricas, el área de su superficie aumenta y la película tiende a expandirse.



**Figura 1.23 - Esquema de la acción de un desemulsionante a nivel molecular (Modificada de Intec Engineering, 2001).**

# Capítulo 1

---

Si se agregara demasiado desemulsionante, adicionalmente a la ruptura o desplazamiento de la película original de los surfactantes del aceite, la película de surfactantes-desemulsionantes resultante puede estabilizar las gotas de agua. Este efecto de sobredosificación puede causar que las emulsiones de aceite sean más estables de lo que eran antes del tratamiento e incluso sean extremadamente difíciles de desestabilizar.

Por otra parte, otros químicos tenso-activos utilizados en campo (principalmente inhibidores de corrosión) pueden afectar a los desemulsionantes y/o el mecanismo por el cual estos últimos desplazan los surfactantes naturales del crudo de la interface agua-aceite.

## **1.6.5.2 Efecto de la temperatura**

A mayor temperatura, menor será la estabilidad de las emulsiones. Los efectos más notables causados por el incremento de la temperatura son:

- Reducción de la viscosidad de la fase líquida
- Incremento del movimiento browniano
- Aumento de la frecuencia de colisiones partícula-partícula
- Mayor facilidad de la floculación de gotas

Por lo tanto, el aislamiento térmico y los sistemas de calentamiento utilizados para remediar problemas de hidratos y parafinas (ver subcapítulos 1.2 y 1.3) favorecen la ruptura de las emulsiones que hayan sido creadas debido al flujo a través de estranguladores y otras restricciones mecánicas.

El aislamiento térmico de las tuberías proveerá tiempo adicional antes de que la temperatura decrezca, por lo que las emulsiones estables serán menos probables en líneas aisladas.

### 1.7 Crudos Pesados

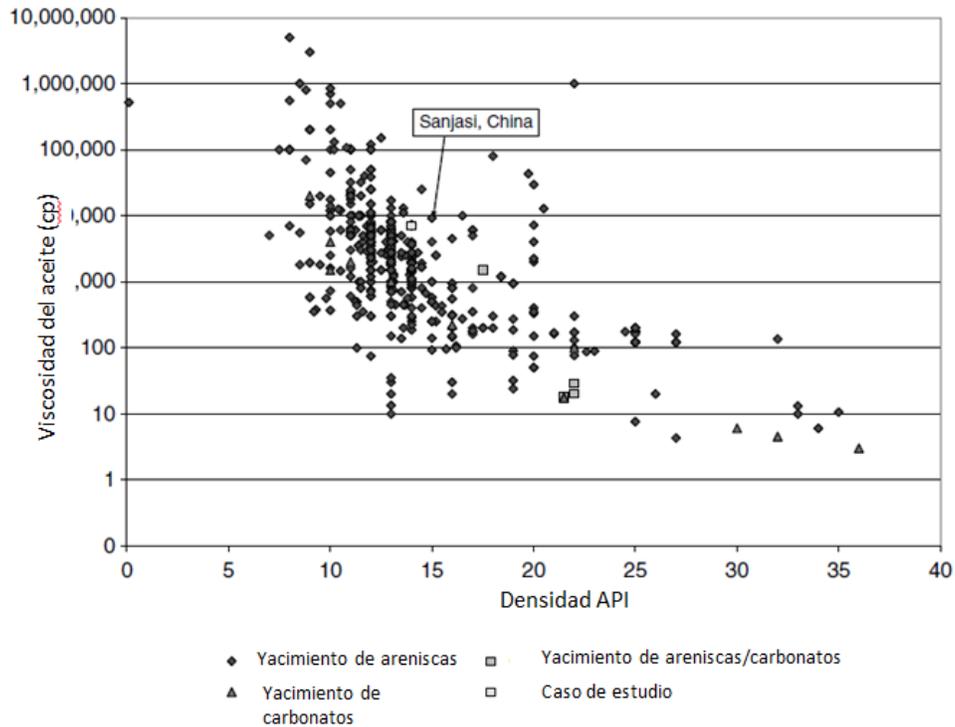
#### 1.7.1 Introducción

De acuerdo a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH, 2012), se estima que el total de las reservas mundiales actuales de aceite es de 9 a  $13 \times 10^{12}$  de barriles. Más aún, el 70% de estas reservas provienen de crudos pesados y viscosos, que se caracterizan por ser difíciles y costosos tanto de producir como de refinar.

Sin embargo, a consecuencia de los altos valores de demanda y precio de hidrocarburos actuales, en combinación con el declive de reservas convencionales de aceite, existe un fuerte incentivo económico dentro de la industria por desarrollar tecnologías que permitan la producción de yacimientos de crudos pesados y extra pesados de forma rentable. La explotación de este tipo de crudos representa retos especiales para el aseguramiento del flujo que no se encuentran comúnmente en yacimientos convencionales de aceite.

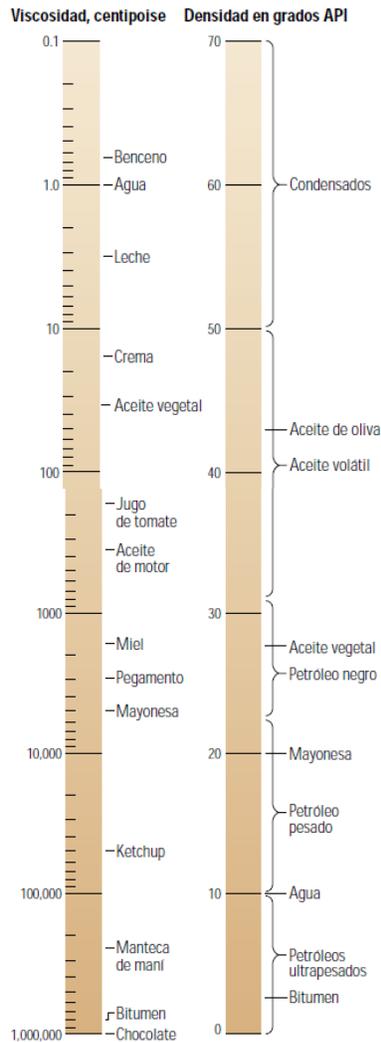
Existen diferentes criterios para clasificar los crudos pesados. La clasificación más conocida se basa en la densidad API, y considera como crudo pesado a aquel que posee de 22.3 a 10° API; aquellos que tienen 10° API o menos, son referidos como extra pesados (IMP, 2009). Una clasificación más reciente (Benerjee, 2012) sugiere que los crudos pesados deben ser definidos en términos tanto de su densidad como de su viscosidad, debido a que este último parámetro puede incrementarse substancialmente con una reducción relativamente pequeña de la densidad, como se muestra en la **Figura 1.24**; de acuerdo a esta clasificación, se denominan:

- **Aceite pesado:** densidad de 21 a 10° API y viscosidad de 10 a 100 cp.
- **Aceite extra-pesado:** densidad de 10 a 7° API y viscosidad de 100 a  $10 \times 10^4$  cp.
- **Bitumen:** densidad menor de 7° API y viscosidad mayor de  $10 \times 10^4$  cp.



**Figura 1.24 - Viscosidad del crudo contra la densidad API. Datos extraídos de varios campos alrededor del mundo (Modificada de Alvarado, 2010).**

Mientras que la densidad del crudo es un parámetro importante para evaluar el valor de las reservas y estimar los costos de refinación, la propiedad de los fluidos que más afecta la producción y el transporte es la viscosidad. Entre más viscoso sea el aceite, más difícil será producirlo; para los crudos pesado y extra pesado, dicha propiedad puede variar desde menos de 20 cp hasta más de 1,000,000 cp. Para fines comparativos, en la **Figura 1.25** se indica cualitativamente la densidad y viscosidad de los diferentes tipos de aceites y otras sustancias comunes. Como se observa, la densidad API de los hidrocarburos puede variar desde 4° API para el bitumen, hasta los 70° para los condensados.



**Figura 1.25 - Viscosidades y densidades de los diferentes tipos de crudos y otros líquidos (Oilfield Review, 2002).**

## 1.7.2 Problemática

Por lo regular, los crudos pesados se encuentran en yacimientos con presiones in situ relativamente bajas y son caracterizados por su densidad y viscosidad altas. Asimismo, como se explicó en la pág. 62, este tipo de hidrocarburos tienen una tendencia mayor a formar emulsiones estables que los crudos ligeros, lo que puede generar dificultades para la separación de las fases en las instalaciones de proceso en superficie.

# Capítulo 1

---

La combinación de estos factores causa que la producción y el transporte de los crudos pesados sea un reto especial desde la perspectiva del aseguramiento del flujo.

Algunos de los problemas relacionados a la explotación de este tipo de hidrocarburos son:

- Baja afluencia de los yacimientos
- Requerimientos excesivos de bombeo
- Incremento de la presión en las líneas de flujo, seguido de problemas para el re-inicio de operación.
- Formación de emulsiones estables, difíciles de romper en la superficie
- Dificultades para la separación del agua y desgasificación del crudo en las instalaciones superficiales.
- Depósito de asfaltenos cuando el crudo pesado se mezcla con otros fluidos, como por ejemplo crudos ligeros o gas de bombeo neumático.

Es claro que la explotación de este tipo de aceites en aguas profundas representa retos tecnológicos y económicos mucho más complejos, debido al enfriamiento del crudo (y el consecuente incremento de su viscosidad) y la dificultad de acceso a las instalaciones submarinas. Adicionalmente, es importante mencionar que el riesgo de la formación de hidratos en este tipo de sistemas no ha sido examinado a fondo en el pasado. Esto se debe al hecho de que muchos de los campos de crudo pesado, principalmente en aguas someras, han sido explotados fuera de la región estable de los hidratos. Sin embargo, en aguas profundas, la combinación de altas presiones y bajas temperaturas, junto a la probabilidad de producir grandes cortes de agua, representan un riesgo potencial para la formación de tales compuestos.

### **1.7.3 Métodos de manejo para la producción de crudo pesado**

Comúnmente, la operatividad de los sistemas de producción de crudo pesado está dominada por el manejo de la viscosidad. El transporte del crudo desde el yacimiento hasta la superficie requiere tanto de sistemas artificiales de producción como tecnologías orientadas a reducir la viscosidad.

Existe una variedad bastante amplia de métodos y técnicas para asegurar el flujo de los crudos pesados. Su aplicación puede realizarse a nivel de yacimiento, pozo y/o líneas de instalaciones de producción. A continuación se presenta un resumen de las técnicas más comunes empleadas.

### 1.7.3.1 Métodos térmicos de recuperación mejorada

Dado que la viscosidad del crudo puede reducirse significativamente con un aumento en su temperatura, los procesos térmicos tienen como objetivo agregar energía calorífica adicional al aceite dentro del yacimiento de tal forma que éste pueda desplazarse con mayor facilidad a lo largo del medio poroso y hacia el sistema de producción.

**i Inyección de vapor.** Esta técnica ha sido ampliamente aplicada en pozos terrestres relativamente someros. No obstante, su rendimiento se ve limitado por las pérdidas de calor generadas que en algunos casos impiden que el vapor llegue con una calidad suficiente para aumentar la temperatura de crudo. Dentro de las técnicas más comunes en la actualidad se encuentran las siguientes:

#### Técnicas de inyección de vapor más comunes

a) *Drene gravitacional asistido con vapor (SAGD):* en el proceso SAGD, se perforan dos pozos horizontales, uno por encima del otro en forma paralela. El pozo superior se utiliza para la inyección de vapor que forma una cámara de calor. Después de que el vapor se ha propagado lo suficiente para entrar en contacto con la vecindad del pozo inferior, éste último es puesto en producción y el superior permanece como pozo inyector de vapor.

b) *Estimulación cíclica de vapor (ó Huff-and-Puff):* este método consiste básicamente en la inyección de vapor en un pozo durante un intervalo de tiempo que generalmente varía de una a tres semanas. Posteriormente, el pozo es cerrado por un período de “remojo” en el cual el volumen de vapor se propaga a través de la formación y transmite la energía calorífica al crudo reduciendo su viscosidad. Finalmente, el pozo es abierto de nuevo y puesto en producción.

**ii Combustión In-Situ.** La combustión In-Situ también conocida en inglés como *fireflooding*, es un método térmico conformado por pozos múltiples en el que un frente de combustión, iniciado en un pozo de inyección de aire se propaga hasta un pozo de producción. Durante el proceso de combustión in situ, el oxígeno reacciona con parte de los hidrocarburos dentro del

# Capítulo 1

---

yacimiento, lo que produce dióxido de carbono y agua a su vez que libera una cantidad de calor adecuada para reducir la viscosidad del crudo remanente y facilitar su flujo a través del yacimiento. Es importante mencionar que la cantidad de calor generado varía con la composición del crudo pesado que sirve como combustible.

## **1.7.3.2 Métodos no térmicos de recuperación mejorada**

En muchos casos los métodos de recuperación mejorada que utilizan procesos térmicos no pueden ser empleados en algunos yacimientos debido a ciertas características geológicas; tal es el caso cuando las formaciones son delgadas (<10 m), profundas (>1000 m), y las permeabilidades son demasiado bajas para permitir un alto gasto de inyección. Bajo tales condiciones, pueden ser empleados métodos de recuperación no térmicos.

Dentro de los métodos más comunes en esta categoría se encuentran los siguientes:

**i Inyección de polímeros.** Este método consiste en la inyección de agua con polímeros de alto peso molecular para reducir la relación de movilidad agua/aceite y la permeabilidad del agua. Comúnmente, los aditivos de polímeros utilizados son poliácridamidas parcialmente hidrolizadas (polímeros sintéticos), y polisacáridos (polímeros biológicos). Los polímeros adicionados reducen la relación de movilidades al incrementar la viscosidad del agua y reducir su permeabilidad debido a la adsorción sobre la superficie de las rocas. Esto conlleva a una mejora en el barrido dentro del yacimiento y a factores de recuperación más grandes.

**ii Inyección de CO<sub>2</sub>.** Debido a la alta solubilidad que tiene este compuesto en el aceite, los procesos de inyección de CO<sub>2</sub> permiten entre otras cosas, incrementar el volumen del crudo y reducir tanto la viscosidad como la tensión interfacial bajo ciertas condiciones de presión y temperatura. Adicionalmente, a medida que un crudo que fue saturado con CO<sub>2</sub> es puesto en producción, el CO<sub>2</sub> es liberado poco a poco, lo que proporciona un mecanismo de empuje adicional. Por otro lado, como se mencionó en el subcapítulo 1.4, es importante considerar que la inyección de CO<sub>2</sub> puede desestabilizar las resinas suspendidas en el aceite por lo que se pueden tener problemas por depósito de asfaltenos.

**iii Otros métodos.** En los últimos años se han propuesto otra variedad de procesos de recuperación mejorada entre los que destacan la inyección de surfactantes, solventes, y colonias de microbios. No obstante, estos métodos sólo han sido probados en una cantidad bastante limitada de yacimientos por lo que no se sabe con certeza su eficacia.

### 1.7.3.3 Uso de sistemas artificiales de producción

Generalmente, los sistemas artificiales de producción (SAP) son aplicados desde las primeras etapas de la producción en los crudos pesados, debido a la baja energía que poseen los fluidos para desplazarse hasta la superficie. Dado que muchos yacimientos de crudo pesado se han explotado con métodos térmicos de recuperación mejorada, la evolución de los SAP se ha dirigido a incrementar su rango de temperaturas de operación. Al respecto, se pueden destacar las bombas de cavidades progresivas (PCP, por siglas en inglés) con estator de metal sin elastómero, y el bombeo electro centrífugo con líneas eléctricas fabricadas para altas temperatura (comúnmente llamadas Hot Line). No obstante, muchos de los sistemas no pueden ser aplicados en ambientes de aguas profundas debido a los altos costos de inversión y los requerimientos de infraestructura en superficie. Además, dado que muchos de las yacimientos de crudo pesado provienen de formaciones no consolidadas, la producción de arena representa un problema adicional para la operación de los sistemas artificiales.

En la **Tabla 1.4** se muestran los sistemas artificiales aplicados a la producción de crudos pesados, mostrando ventajas y desventajas de los mismos.

**Tabla 1.4 - Sistemas artificiales de producción utilizados en crudos pesados (Mali, 2014).**

SAP	Ventajas	Desventajas
Bombeo Neumático (BN)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Puede manejar cantidades moderadas de arena proveniente de formaciones no consolidadas.</li> <li>• Ajustable a pozos horizontales.</li> <li>• Puede implementarse en la base de los Riser en aguas profundas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Requiere de gran infraestructura en superficie y de un suministro continuo de gas.</li> </ul>
Bombeo Electrocentrífugo (BM)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nuevos sistemas de altas temperaturas soportan hasta 550°F.</li> <li>• Algunos sistemas son ajustables a pozos horizontales con motor de fondo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sensible al contenido de arena.</li> <li>• Gran costo de inversión y operación.</li> </ul>
Bombeo Hidráulico tipo JET (BHJ)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ajustable a pozos horizontales debido a su falta de partes móviles en el fondo del arreglo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Baja eficiencia (20-30%)</li> <li>• Requiere gran infraestructura.</li> <li>• Fluido de potencia debe ser químicamente compatible con el crudo pesado para evitar</li> </ul>

# Capítulo 1

**Tabla 1.4 - Sistemas artificiales de producción utilizados en crudos pesados (Mali, 2014). - Continuación**

SAP	Ventajas	Desventajas
Bombeo Hidráulico tipo JET (BHJ)	<ul style="list-style-type: none"><li>•</li></ul>	problemas por depósito de sólidos.
Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP)	<ul style="list-style-type: none"><li>• Implemento de estator metálico que soporta temperaturas de hasta 600°F.</li><li>• No requiere de mucho espacio en superficie.</li><li>• Flexibilidad operacional</li><li>• Costos de operación más bajos en comparación con otros sistemas.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Susceptible a la presencia de grandes volúmenes de arena.</li><li>• No es recomendable para pozos horizontales.</li></ul>
Bombeo Mecánico BM	<ul style="list-style-type: none"><li>• Flexible en términos de operación.</li><li>• Costos de operación más bajos en comparación con otros sistemas.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Sensible a la presencia de arena</li><li>• Requiere de un espacio considerable en superficie.</li><li>• No recomendable para pozos horizontales.</li></ul>

### 1.7.3.4 Dilución con aceite ligero

La viscosidad de los crudos pesados puede reducirse significativamente al mezclarlo con hidrocarburos más ligeros, como por ejemplo condensados, aceites de alta densidad API (variando normalmente entre 35 a 42° API) y naftas.

La dilución puede emplearse tanto a nivel del sistema integral de producción o a nivel de las líneas recolectoras y de exportación superficiales. Dentro de los parámetros a considerar en la selección del diluyente están la compatibilidad química con el crudo, la disponibilidad y su facilidad de ser reciclado (Argillier et al, 2005).

Los condensados fueron utilizados hasta la década de los años 80 para transportar casi en su totalidad la producción de crudo en Canadá (Todd, 1988). Los crudos ligeros son menos eficientes para reducir la viscosidad que los condensados y están sujetos a limitaciones de disponibilidad y compatibilidad con los asfaltenos dentro del crudo. Por otra parte, la alta densidad API de las naftas permite una buena dilución con los crudos pesados, además de mostrar una gran compatibilidad con los asfaltenos y facilidad para ser recicladas (Argillier et al, 2005).

### **1.7.3.5 Aislamiento térmico y calentamiento eléctrico**

Los sistemas de calentamiento eléctrico y aislamiento térmico sirven para mantener o elevar la temperatura de los hidrocarburos dentro de las tuberías y líneas de producción, y en el caso de los calentadores de fondo para proveer energía calorífica en la vecindad del pozo.

Como se ha visto en los subcapítulos anteriores, la consideración de una infraestructura que permita aislar térmicamente y calentar las tuberías de producción es fundamental sobre todo en ambientes de aguas profundas para evitar problemas por hidratos y parafinas. Más aún, los distintos arreglos de aislamiento y calentamiento eléctrico en su conjunto, pueden llegar a reducir la viscosidad del crudo dentro de las líneas de producción y con ello facilitar su flujo hacia la superficie.

Por otra parte, la producción inicial de los crudos pesados y viscosos puede ser acelerada con el uso de calentadores de fondo. Estos dispositivos aumentan la temperatura del fluido, para conseguir una disminución en la viscosidad y con ello mejorar la movilidad del crudo. El calentamiento eléctrico consiste en proveer corrientes eléctricas que generan calor e incrementan la temperatura en el sistema roca-fluidos de tal modo que se logra disminuir la viscosidad del crudo y aumentar su movilidad. A diferencia de los métodos térmicos de recuperación mejorada, en los cuales el campo de acción cubre todo el yacimiento, los calentadores de fondo sólo son capaces de suministrar energía en la vecindad del pozo. Existen dos tipos de calentadores de fondo en la actualidad: los calentadores inductivos, los cuales generan calor de acuerdo a la ley de Maxwell; y los calentadores resistivos, los cuales generan calor de acuerdo al efecto de Joule.

### **1.7.3.6 Flujo anular con una capa lubricante**

Esta técnica tiene como objetivo generar una película delgada de agua en contacto con la pared interna de los ductos, que sirva como lubricante para el transporte de crudos pesados, y reducir las pérdidas de presión por fricción. En tales condiciones, el patrón de flujo multifásico corresponde a un flujo anular.

Estudios recientes muestran que la viscosidad del crudo puede reducirse ampliamente si sólo la fase continua (agua) está en constante contacto con las paredes de las tuberías y las líneas de producción. No obstante, pese a su aparente ventaja, crear y mantener este régimen dentro de una línea puede resultar complejo, especialmente si la geometría del flujo varía frecuentemente. Además existe el riesgo de que en algunos puntos del sistema el flujo se vuelva estratificado o se forme una emulsión agua en aceite (w/o) lo que produciría un

# Capítulo 1

---

efecto mucho más adverso al incrementar aún más la viscosidad del crudo pesado.

### **1.7.3.7 Mejoradores de flujo (Drag Reducing Agents – DRA’s)**

En general, los mejoradores de flujo son polímeros de alto peso molecular solubles en aceite que son utilizados comúnmente para el transporte de crudo en líneas superficiales. La inyección de estos compuestos en dosis relativamente bajas no se utiliza con el fin de reducir la viscosidad sino de minimizar la fricción de una corriente con flujo turbulento a través de una tubería, lo que conlleva al incremento del flujo y/o a la reducción de las pérdidas de presión. Aunque no se sabe a ciencia cierta su mecanismo de acción, se cree que reducen la fricción por medio de la supresión de la disipación de la energía debido a la generación de vórtices cerca de la pared de la tubería durante el flujo turbulento (Ibrahim, 2005).

De acuerdo a Wahl et al. (1982), para que un mejorador de flujo sea efectivo para el transporte de crudo, debe ser estable con cualquiera de los esfuerzos cortantes que se presenten durante el flujo y ser efectivo en dosis muy bajas. Adicionalmente, la mezcla entre el crudo y los mejoradores no debe causar ningún tipo de problema en los puntos de refinación.

## Capítulo 2 Aspectos mecánicos

### 2.1 Introducción

Aunado a los problemas que se tienen a causa de la complejidad en la composición de los fluidos, tanto la erosión como la corrosión han sido por muchos años uno de los retos más grandes para el aseguramiento de flujo en líneas de producción tanto en tierra como costa afuera. Las fallas mecánicas que ocurren en el sistema de producción a causa de estos problemas pueden derivar en largos paros operativos por reparaciones mayores; en casos graves, el deterioro de tuberías, líneas de producción y otros elementos del sistema provocan fugas de hidrocarburos y otros fluidos que ponen en riesgo al personal y al medio ambiente.

La erosión es un proceso complejo que es afectado por la geometría de los pozos y las líneas de producción, así como por las condiciones de flujo y la producción incontrolada de arena. Por otro lado, el efecto de corrosión se le atribuye principalmente a la heterogeneidad en la composición de las tuberías y otros elementos en el sistema.

En este capítulo se hace una revisión de los conceptos de erosión y corrosión, así como del impacto que tienen en el aseguramiento de flujo, los mecanismos principales que los generan y los métodos actuales tanto de prevención como remediación de los mismos.

### 2.2 Erosión

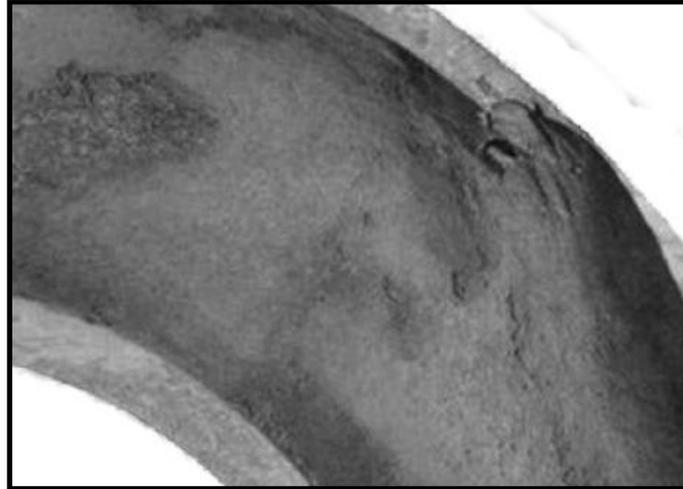
La hidrodinámica de una mezcla multifásica dentro de una tubería tiene un efecto significativo en una variedad de fenómenos físicos, que determinan los índices de erosión (masa total perdida de metal/tiempo) y corrosión (metal perdido en términos de grosor de pared por efectos corrosivos/tiempo) dentro del sistema de producción. La erosión es un proceso complejo, influenciado por una variedad de factores que puede agravarse si se presentan cambios sutiles en las condiciones de operación del sistema.

Entre los mecanismos que pueden causar un riesgo significativo de erosión se encuentran el choque de partículas, ya sea de líquidos (presentándose como una fase dispersa en un flujo multifásico) o sólidos, siendo la arena la causa principal de erosión en los sistemas de producción (**Figura 2.1**). Sin embargo, los otros tipos pueden ser igual de agresivos bajo ciertas condiciones.

## Capítulo 2

---

Desafortunadamente, no se cuenta con una gran variedad de casos de estudio acerca de problemas por erosión en el campo, debido a que muchas veces las compañías operadoras no están dispuestas a dar información sobre sus problemas operativos, y debido a la complejidad de sus distintos mecanismos, resulta complicado elaborar conclusiones a partir de estudios estadísticos realizados en campo.



**Figura 2.1 - Erosión por arena en una línea de proceso (BMT Fluid Mechanics, Flow Assurance, 2014).**

### 2.2.1 Vulnerabilidad de los componentes

Ventakesh (1983) realizó estudios de cómo es que se provoca el daño por erosión en los pozos petroleros. Las partes más vulnerables dentro de un sistema de producción son aquellas donde:

- El flujo cambia de dirección súbitamente.
- Existen altas velocidades de flujo causadas por altos gastos volumétricos.
- Se generan altas velocidades producto de una restricción al flujo.

La vulnerabilidad de los elementos a la erosión depende fuertemente de cómo están diseñados, el tipo de material del que están hechos, y de las condiciones de operación. Entre los mismos se incluyen:

- Estranguladores.
- Válvulas “check” y otras válvulas parcialmente cerradas.
- Codos de radio estándar y radio largo.
- Desajustes en el acople de bridas.
- Reductores de diámetro.

### 2.2.2 Propiedades de los materiales

Las propiedades de los materiales tienen un efecto significativo en la erosión y por lo general, un material que es resistente a un tipo de erosión, es resistente a todos los demás. La mayoría de los elementos que constituyen los sistemas de producción están fabricados a base de metales dúctiles, predominantemente de acero. Los diferentes tipos de acero poseen diferentes niveles de dureza. Sin embargo, existe cierto debate en cuanto a si esta variación es suficiente para causar una gran diferencia en la resistencia a la erosión. Haugen et al., (1995) sugieren que la diferencia entre los diferentes grados de acero es insignificante para velocidades de impacto menores a 100 m / s.

Uno de los tipos de erosión en los materiales dúctiles se debe principalmente a un proceso conocido como *micro-mecanizado*, en el que las partículas en la corriente de flujo impactan con la superficie en un ángulo en el que empiezan a desprender material de la misma. El choque de partículas con un alto ángulo de impacto tiende a generar cráteres en la superficie sin remover tanto material de la misma. Por otra parte, la relación entre las propiedades del material y los mecanismos de erosión debido al impacto de gotas y la cavitación es menos entendida.

Los plásticos, por lo general son menos resistentes que los metales. No obstante, algunos elastómeros y otros polímeros son bastante resistentes a la erosión debido a que pueden absorber la energía del impacto de las partículas.

Materiales tales como el carburo de tungsteno y los cerámicos son usados para recubrir estranguladores y otros componentes vulnerables a la erosión debido a que presentan una resistencia superior al acero en ángulos igual o menores a los 30°. No obstante, estos materiales tienen la característica de ser quebradizos, por lo que su resistencia puede verse afectada rápidamente si los ángulos de impacto son cercanos a los 90°.

Los factores principales que determinan la tasa de erosión por el impacto de partículas son:

## Capítulo 2

---

- La producción de arena y la forma en la que es transportada a través de la tubería de producción.
- La velocidad, viscosidad y densidad de los fluidos producidos.
- El tamaño, forma y dureza de las partículas.

### **2.2.3 Mecanismos y factores que promueven la erosión**

#### **2.2.3.1 Transporte y producción de arena**

La naturaleza de la arena y la forma en cómo es transportada es un parámetro importante para determinar el índice de erosión dentro de un sistema de producción. La producción de arena de un pozo es función de una combinación compleja de factores geológicos y puede ser estimada a través de varias técnicas.

Por lo regular, los pozos que se encuentran en formaciones poco consolidadas, producen una gran cantidad de arena y apuntalante al inicio de la producción.

Los mecanismos de transporte de arena abarcan un aspecto importante para el control de la erosión dentro de los sistemas de producción. Los pozos de gas por lo general fluyen con altas velocidades ( $>10$  m/s) haciéndolos más propensos a la erosión que los pozos de aceite. En los pozos de gas húmedo, las partículas de arena tienden a ser atraídas y acarreadas dentro de la fase líquida.

En un caso particular, el fenómeno de bacheo puede generar altas velocidades de forma periódica y consecutivamente incrementar la tasa de erosión. Si el flujo es inestable o las condiciones de operación cambian con cierta rapidez, la arena puede acumularse en los periodos de flujo lento y ser disparada cuando aumente la velocidad. Este y otros mecanismos de flujo pueden generar concentraciones de arena e incrementar la tasa de erosión en algunas zonas del sistema de producción.

#### **2.2.3.2 Velocidad, viscosidad y densidad del fluido**

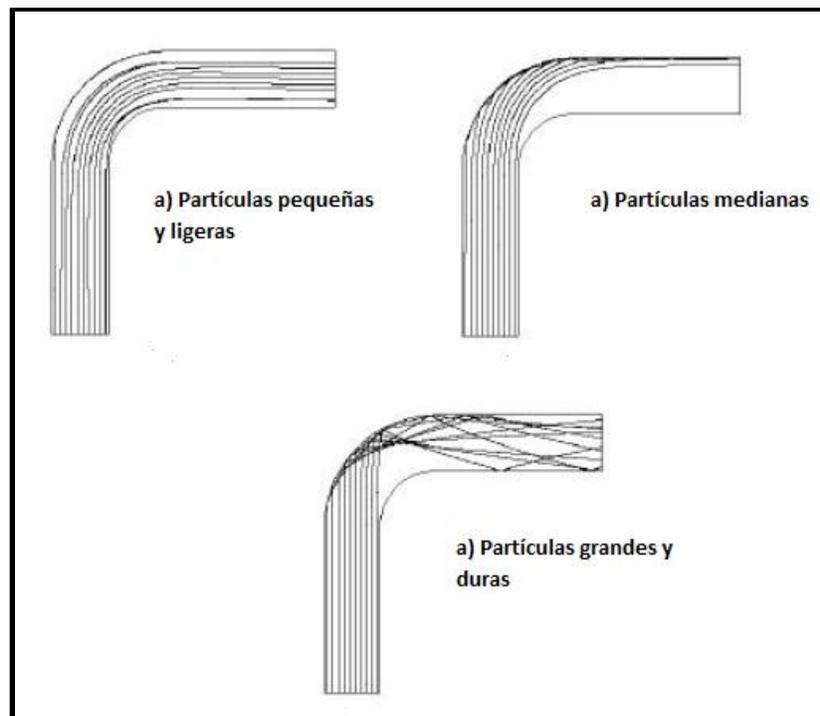
La tasa de erosión por el impacto de partículas es altamente dependiente de la velocidad de impacto. En los casos donde la erosión represente un gran problema, la velocidad de impacto de las partículas será similar a la de los fluidos que las transporten. Por lo tanto, es muy probable que la erosión sea peor cuando el flujo del fluido ocurra a altas velocidades, como por ejemplo en los pozos de gas. En el caso en el que se produzcan fluidos densos y viscosos, las partículas tienden sólo a seguir las líneas de flujo en lugar de impactar con las superficies. Por el contrario, en fluidos con valores bajos de estas propiedades, las partículas

continuarán con una trayectoria de impacto cuando cambia la dirección del flujo (**Figura 2.2**).

### **2.2.3.3 Forma, tamaño y dureza de la arena**

El impacto que tiene el tamaño de partículas en la erosión se determina mayormente a través de la cantidad que impactan en una superficie (Figura 2.2). Las partículas muy pequeñas (~10 micras) son transportadas con el fluido y rara vez golpean las paredes; a medida que crecen en tamaño tienden a continuar su trayectoria e impactar las superficies.

Por otro lado, es bien sabido que las partículas duras causan más erosión que aquellas más suaves. Igualmente, las partículas con bordes afilados causan más daño que aquellas con bordes redondeados. Sin embargo, no está del todo claro si la variabilidad entre la dureza y la geometría causan una diferencia entre el grado de erosión en los sistemas de producción asociados a diferentes pozos o campos.



**Figura 2.2 - Trayectoria de partículas de arena a través de un codo en relación a su tamaño (Modificada de Barton, 2003).**

## Capítulo 2

---

### **2.2.3.4 Erosión a causa de gotas**

El mecanismo de erosión de este tipo es menos conocido y estudiado que la erosión por partículas sólidas. Esta forma de erosión involucra exclusivamente a los flujos de gas húmedo y flujos multifásicos en los cuales se pueden formar gotas. Al igual que las partículas sólidas, la tasa de erosión depende del tamaño, la velocidad y frecuencia de impacto, así como la densidad y viscosidad del líquido y el gas. Debido a que estos valores son desconocidos en situaciones de campo, resulta muy complicado predecir la tasa de erosión.

Salama y Venkatesh (1983) establecieron que la erosión libre de sólidos sólo puede ocurrir en altas velocidades de flujo. Debido a que a altas velocidades se generan grandes caídas de presión, es poco probable que se presente una erosión de este tipo en sistemas de flujo bien diseñados. Los mismos autores establecieron que la velocidad límite para evadir una erosión por impactos de gotas puede representarse con la **Ec. (1)**:

$$V = \frac{300}{\sqrt{\rho}} \quad \text{Ec. (1)}$$

Donde:

$V$  = Velocidad máxima aceptable ( $ft/s$ ).

$\rho$  = Densidad del líquido ( $lb/ft^3$ ).

### **2.2.3.5 Cavitación**

El efecto de cavitación puede ser bastante dañino para tuberías y otros componentes dentro del sistema. Cuando el líquido pasa a través de una restricción, es probable que se generen áreas de baja presión. Si la presión se reduce por debajo de la presión de vapor del líquido, se empezarán a formar burbujas que pueden colapsar y generar ondas de choque con suficiente amplitud para causar un daño a la tubería. Este fenómeno es raro en los sistemas de producción de aceite y gas, ya que generalmente la presión en el sistema es mucho más alta que la presión de vaporización del líquido. Algunas veces, se encuentra evidencia de cavitación en válvulas de control e impulsores y es poco probable que se presente en otros componentes.

Así como la erosión causada por gotas, se tiene poco conocimiento de este tipo. Bajo condiciones normales de operación, es poco probable que ocurra una erosión por cavitación en codos a menos que se produzca inmediatamente corriente abajo de una gran restricción de flujo (por ejemplo, un estrangulador).

### **2.2.4 Métodos de prevención y remediación de la erosión**

A pesar de la poca información que se tiene en la literatura sobre el estudio de la erosión, se han desarrollado varios métodos para su manejo y control. Un aspecto importante es establecer la severidad del problema y por consiguiente el esfuerzo requerido para evitar fallas.

#### **2.2.4.1 Técnicas para el manejo de la erosión**

Existe una variedad de técnicas que pueden implementarse para evitar la erosión, entre las que pueden mencionarse:

- i** Reducción del gasto de producción. Al reducir el gasto de producción se minimiza tanto la tasa de producción de arena como la velocidad del flujo a través de la tubería. Sin embargo, esto impacta la rentabilidad de los proyectos.
  
- ii** Diseño del sistema de producción. El diseño del sistema de tuberías debe realizarse de tal forma que se mantengan velocidades de flujo aceptables y que se eviten en lo posible cambios bruscos en la dirección en que viajan los fluidos y las partículas suspendidas en ellos.
  
- iii** Empacamientos de grava en el fondo de los pozos. La entrada de arenas (mayores de 100 micras) a los pozos desde formaciones no consolidadas, puede detenerse o reducirse con el uso de filtros y empaques de grava.. Sin embargo, una de las principales desventajas de este método es el decremento de la producción debido a la restricción al flujo tanto de los fluidos como de sólidos que generan dichos empaques en la vecindad del pozo. En los últimos años se han desarrollado empaques de grava de alta conductividad para reducir la producción de arena sin que afecte significativamente la afluencia de hidrocarburos al pozo.

**iv** Separación de la arena. Con el objetivo de mantener seguras las redes de recolección y exportación, la separación de la arena en la superficie puede lograrse con el uso de sistemas desarenadores. Sin embargo, su uso es poco recomendado en sistemas de aguas profundas debido al espacio que ocupan en las instalaciones superficiales.

### **2.2.4.2 Estimación y medición de la producción de arena**

Los sistemas de monitoreo para la producción de arena son usados comúnmente cuando se sospecha que existen problemas de erosión dentro del sistema. No obstante, existe una gran discusión sobre su efectividad en el campo, lo cual puede deberse a las limitaciones de la tecnología actual o su operación incorrecta.

La mayoría de los dispositivos de monitoreo están diseñados para emplearse al nivel del cabezal y sólo algunos más modernos son aplicados para el registro de la erosión en el fondo del pozo. A continuación se presentan dos de los tipos de dispositivos más comunes para medir la producción de arena.

**i** Sonda de inserción. Consiste de un elemento fabricado a base de acero inoxidable. A medida que la arena choca con la sonda, se crean agujeros dentro del elemento, por lo que no puede proporcionar ningún tipo de indicación sobre la tasa de erosión, sino sólo da aviso de que se ha suscitado alguna falla debido al choque de partículas contra el mismo.

Otros tipos incluyen el uso cristales con sensibilidad acústica que generan un pulso eléctrico cuando parte de la sonda es golpeada por partículas, así como sondas que procesan la resistencia eléctrica de los materiales erosionados que calculan la tasa de erosión.

**ii** Sonda Clamp-on. Estos dispositivos detectan las ondas acústicas originadas por el impacto de las partículas en la pared de la tubería. Son colocados en la parte externa de la misma y comúnmente por arriba de un codo. Estas sondas de tipo ultrasónicas, pueden distinguir entre el ruido que es generado por la arena y el que es generado por el flujo. Los monitores acústicos pueden detectar partículas de hasta aproximadamente 12 micras de tamaño.

En la actualidad, existe software que predice las tasas de erosión en un sistema utilizando la información del monitoreo continuo. La sensibilidad de la información continua en pozos de gas seco y de aceite comúnmente está entre  $\pm 0.1$  kg/día y  $\pm 0.1$  kg/100 m<sup>3</sup>, respectivamente. La calibración

correcta de los dispositivos es elemental, la cual puede ser realizada in situ a través de medición volumétrica en tiempo real de la tasa de erosión.

### **2.2.4.3 Métodos de predicción de erosión por arena**

Los modelos actuales más sofisticados utilizados para predecir la tasa de erosión por partículas sólidas, consideran el proceso en tres etapas. Inicialmente se modela el flujo que transporta las partículas en zonas donde puede existir un posible problema de erosión. Esta predicción es aplicada para inferir las fuerzas de arrastre que ejerce el fluido en las partículas y consecuentemente calcular su trayectoria. Cuando ciertas partículas individuales impactan contra una superficie, el daño es calculado usando un modelo ya sea teórico o empírico establecido específicamente para analizar los materiales empleados. El impacto promedio de un gran número de partículas puede ser considerado para predecir la distribución y profundidad del daño ocasionado por la erosión en una superficie. Mediante herramientas de dinámica de fluidos computacional (CFD), es posible modelar el flujo de los fluidos y la trayectoria de las partículas en geometrías complejas (**Figura 2.3**).

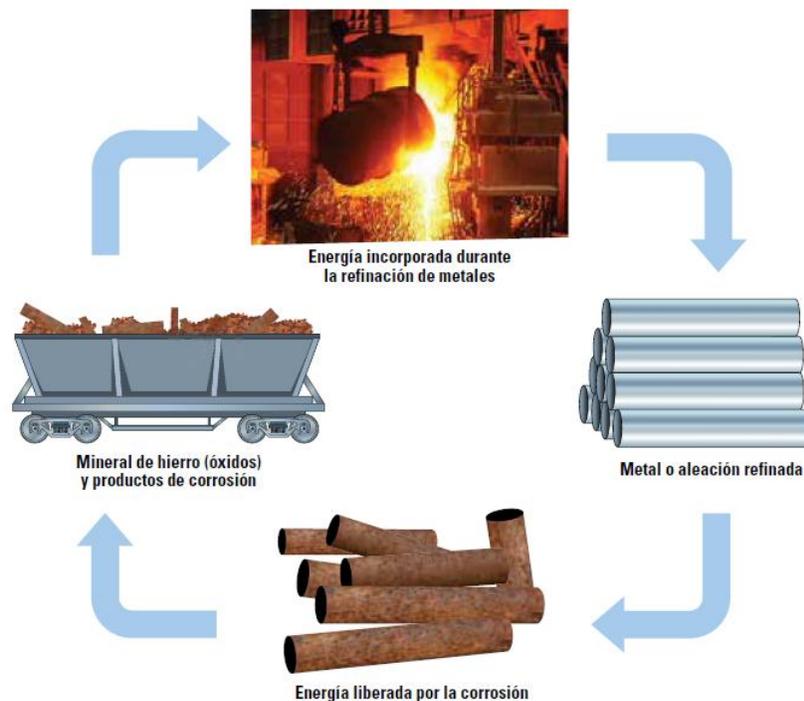


**Figura 2.3 - Modelado del impacto de partículas por medio de CFD (Linh Le, Chevron, 2012).**

### 2.3 Corrosión

La corrosión constituye uno de los problemas más comunes en el transporte y producción de hidrocarburos en tuberías. Se define como el deterioro de materiales, más comúnmente de un metal, debido a la interacción química con su entorno (Mokhatab et al, 2006). La corrosión en un sistema de producción es un fenómeno sumamente complejo que involucra la química de los fluidos producidos, la metalurgia del material de las tuberías y la hidráulica del flujo multifásico.

Durante su proceso de manufactura, los metales almacenan una gran cantidad de energía adicional a la de su estado natural (ver **Figura 2.4**), por lo que se vuelven inestables en ambientes acuosos (Cramer et al. 1987). En ciertas condiciones químicas, los metales pueden regresar a su estado termodinámicamente más estable o de “baja energía”, lo que se interpreta como un proceso de corrosión. Cada metal tiene una cantidad de energía diferente almacenada y por lo tanto una tendencia a la corrosión específica.



**Figura 2.4 - Ciclo de evolución de la corrosión en metales manufacturados (Oilfield Review, 2014).**

### 2.3.1 Problemática

Debido a que generalmente existe una fase acuosa dentro del flujo de hidrocarburos, las tuberías y demás elementos metálicos del sistema como válvulas e impulsores, permanecen en frecuente contacto con el agua, lo que genera un proceso continuo de corrosión.

La corrosión puede afectar la integridad mecánica de los pozos tanto de aceite como de gas, así como de los ductos, cabezales y demás equipos en superficie para el transporte y proceso de los fluidos producidos. Reduce el espesor de las paredes de las tuberías, y ocasiona una pérdida de la resistencia y ductilidad del acero que los compone.

La falta de control y mitigación de la corrosión incide en la rentabilidad de los sistemas de producción debido a que los operadores se ven forzados a implementar métodos de remediación potencialmente costosos y extensivos.

En el peor de los escenarios, la corrosión de los ductos puede derivar en fugas y derrames de hidrocarburos que ponen en riesgo la seguridad del personal y generan daños al medio ambiente, sin mencionar las cuantiosas pérdidas económicas subsecuentes.

### 2.3.2 Mecanismos y tipos de corrosión

Por lo regular, los metales usados en los sistemas de producción de hidrocarburos no son homogéneos, por lo que las diferencias de potencial entre los mismos constituyen una de las causas principales de corrosión.

Cuando una pieza de metal de composición heterogénea entra en contacto con un fluido conductor como el agua, parte de la superficie del metal se corroerá debido a la diferencia de potencial entre los diferentes materiales que la componen. La tendencia que tiene el agua a corroer un elemento depende de los siguientes factores:

- Concentraciones de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S
- Temperatura
- Presión
- Metalurgia de los materiales

Adicionalmente, el aumento de velocidad del flujo tiende a reducir el grosor de las películas protectoras sobre la pared de la tubería tanto de incrustaciones de carbonatos de hierro o inhibidores, limitando su habilidad para retrasar la corrosión.

## Capítulo 2

---

Por otra parte, se sabe que es más probable tener efectos de corrosión en zonas donde se suscite un bacheo comparado con aquellas que tengan un flujo estratificado (de Waard, 1995).

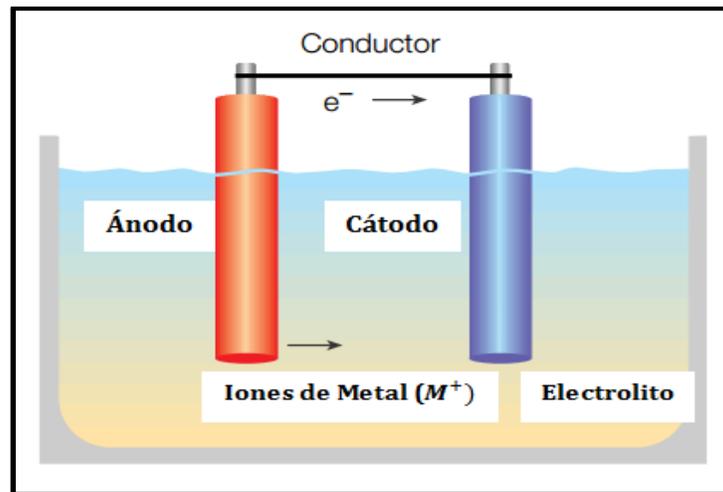
En pozos de gas, es posible que se presente una condensación del vapor de agua si la temperatura cae por debajo del punto de rocío, lo que formará gotas de agua en la pared de la tubería. Por lo general, tanto el agua de formación como los gases naturales producidos contienen porciones de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S. Adicionalmente, su pH promedio es menor a 4. Si se presenta una constante condensación de agua ácida, esto conllevará a la creación de un ambiente muy corrosivo.

Los mecanismos de corrosión pueden agruparse en:

- Electroquímicos
- Químicos
- Microbiológicos
- Mecánicos
- Térmicos

### 2.3.2.1 Corrosión electroquímica

**i Corrosión galvánica.** Este tipo de corrosión sigue el principio de una celda de corrosión. Se produce cuando dos metales diferentes se encuentran en un medio conductor llamado electrolito y son unidos a través de un conductor. Esta condición provoca que se desarrolle una diferencia de potencial entre ellos (ver **Figura 2.5**). Aquel que tenga una mayor tendencia a la corrosión se volverá anódico y el otro catódico. El ánodo pierde iones de metal para balancear el flujo de electrones, por lo que se corroerá más rápidamente de lo que lo haría solo, mientras que la corrosión del cátodo se volverá más lenta.



**Figura 2.5 - Esquema de una celda de corrosión (Oilfield Review, 1994).**

**ii Corrosión por grietas (crevice corrosion):** la mayoría del metal que se pierde en las tuberías de producción se debe a la corrosión por grietas. La misma se encuentra casi exclusivamente en sistemas que contienen oxígeno y puede intensificarse en presencia de cloruro. En las grietas, el metal está en contacto con un electrolito pero no tiene contacto inmediato con el oxígeno.

Al principio de la reacción, el metal se convierte en el ánodo y el oxígeno funge como cátodo en forma de iones de hidroxilo. Inicialmente, esta forma de corrosión es uniforme en toda el área, incluyendo las grietas. A medida que la corrosión avanza, los iones de metal se disuelven como ánodos dentro de las grietas, lo que produce un exceso de cargas positivas en la solución.

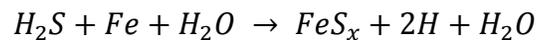
**iii Corrosión por picadura (pitting).** Es otra forma de corrosión por grietas, donde pequeños rasguños, defectos o impurezas pueden iniciar un proceso de corrosión (ver **Figura 2.6**). De igual forma, se presentará una acumulación de cargas positivas en pequeños huecos sobre la superficie del metal. Los iones de cloro que migran a partir de una solución salina hacia las grietas, junto con la formación de iones de hidrogeno, actúan como catalizadores causando más disolución de metal.



**Figura 2.6 - Corrosión por picadura (Papoola, 2013).**

### **2.3.2.1 Corrosión Química**

**i Corrosión a causa de ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S).** El deterioro del metal debido al contacto con ácido sulfhídrico es llamado corrosión amarga. Cuando el gas sulfhídrico se disuelve en agua se convierte en un ácido débil, por lo que es una fuente potencial de iones de hidrógeno y un agente corrosivo. Los efectos del H<sub>2</sub>S se incrementan en pozos profundos, debido a la reducción del pH con la profundidad (Brondel et al. 1994). Los productos de esta corrosión son los sulfuros de hierro ( $FeS_x$ ) e hidrógeno. La **Figura 2.7** muestra el diagrama de una tubería de producción bajo los efectos de la corrosión amarga. La ecuación general para este tipo de corrosión se muestra a continuación:



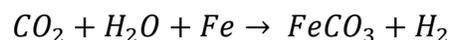


**Figura 2.7 - Tubería de producción bajo los efectos de la corrosión amarga (Papoola, 2013).**

**ii Corrosión a causa de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>).** Por muchos años, el CO<sub>2</sub> ha sido uno de los principales y más reconocidos agentes corrosivos en los sistemas de producción de aceite y gas. No obstante, el CO<sub>2</sub> por sí solo no es corrosivo a las temperaturas encontradas en los sistemas de producción, pero cuando es disuelto en una fase acuosa puede promover una reacción electroquímica entre el acero y la fase acuosa en contacto.

Al mezclarse el CO<sub>2</sub> con el agua, formará ácido carbónico, lo que a su vez acidificará el fluido en cuestión. La corrosión por CO<sub>2</sub> es influenciada principalmente por la temperatura, el incremento en el valor del pH, y la condición de flujo.

Se han postulado diversos mecanismos para el proceso de corrosión por CO<sub>2</sub>, aunque la mayoría involucran la formación de iones de ácido carbónico o bicarbonato en la disolución del CO<sub>2</sub> dentro el agua. A continuación se muestra la reacción química más conocida y postulada por Waard et al., (1995).

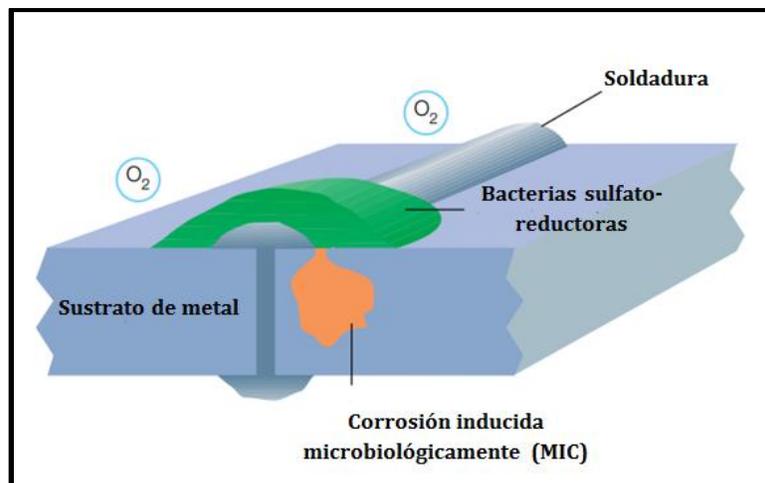


**iii Salmueras concentradas.** Algunas veces, se utilizan salmueras con cationes de calcio, zinc y con menor frecuencia de magnesio, para igualar las presiones de formación durante varias operaciones en la producción. Sin embargo, las mismas pueden ser corrosivas por el oxígeno disuelto, el aire arrastrado en superficie durante la operación y/o por la acidez generada a través de la hidrólisis de iones metálicos.

### 2.3.2.4 Corrosión por actividad microbiológica

Este tipo de corrosión está asociado a la generación de  $H_2S$ ,  $CO_2$  y ácidos orgánicos, debido a la actividad bacteriana; de éstas, las bacterias sulfato-reductoras (SRB) son las más importantes.

Lazar et al. (1985) encontraron varias especies de microbios en aguas de formación entre las que se incluyen Bacillus, Pseudomonas, Micrococcus, Mycobacterium, Clostridium y Escercichia. Las bacterias como la Achromobacter, Flavobacterium y Desulfuricans se adhieren unas a otras formando una gran masa, debajo de la cual pueden metabolizar iones de sulfato (ver **Figura 2.8**) lo que produce y añade ácido sulfhídrico a un sistema previamente libre de  $H_2S$ . La corrosión inducida microbiológicamente (MIC, por sus siglas en inglés) es reconocida por la formación de montículos o nódulos viscosos negros sobre la superficie de las tuberías, así como las picaduras que aparecen por debajo de estos depósitos.



**Figura 2.8 - Corrosión bacteriana (Modificada de Oildfield Review, 2007).**

### **2.3.2.5 Efectos mecánicos**

**i Cavitación.** La cavitación ocurre cuando se forman y colapsan repetidamente burbujas de vapor en una superficie metálica. Las fuerzas asociadas al colapso de las burbujas pueden dañar cualquier película de protección, lo que conlleva a un aumento en la corrosión local. La cavitación también puede causar daños mecánicos a los elementos del sistema, como a los impulsores de una bomba.

**ii Erosión-Corrosión.** La erosión puede presentarse en conjunto con la corrosión y producir un efecto más adverso de lo que lo harían individualmente. Esto se debe a que las incrustaciones de carbonato de hierro y/o las capas de inhibidores que retrasan el proceso de corrosión, son menos resistentes que el acero, y por lo tanto tienden a ser removidas por la erosión, permitiendo que la corrosión se acelere.

### **2.3.2.6 Efectos térmicos**

La mayor probabilidad de tener corrosión dentro del sistema de producción es en zonas donde se tengan temperaturas en el rango de 0 a 60 °C. Por arriba de los 60°C, es posible que la superficie de los elementos metálicos esté protegida por la formación de incrustaciones de carbonato de hierro.

Debido a lo anterior, es importante determinar los perfiles de temperatura a lo largo de la tubería en la etapa de diseño y utilizar secciones de acero especial o tuberías revestidas en las zonas que presenten una mayor tendencia a la corrosión.

## **2.3.3 Control de la corrosión**

Actualmente existen algunos métodos disponibles para el control de la corrosión tanto para pozos terrestres como marinos, entre los cuales se encuentran:

- Uso de aleaciones resistentes a la corrosión (CRA, por sus siglas en inglés)
- Inyección de inhibidores de corrosión
- Protección catódica
- Recubrimientos protectores

## Capítulo 2

---

### **2.3.3.1 Uso de aleaciones resistentes a la corrosión (CRA)**

Frecuentemente, el acero CRA ha reemplazado el acero al carbono para contrarrestar los problemas de corrosión, aunque por lo regular suele ser más costoso; por lo tanto, la decisión de aplicar este material dependerá de las consideraciones económicas del proyecto.

Generalmente, en los sistemas costa afuera se utilizan los CRA en árboles submarinos, jumpers y manifolds. Por otra parte, las tuberías son fabricadas de acero al carbono y protegidas por medio de inhibidores de corrosión.

### **2.3.3.2 Inhibidores de corrosión**

En ambientes altamente corrosivos, los elementos de acero pueden ser protegidos por la acción de algunos productos químicos inhibidores de corrosión. Estos productos se inyectan con el objetivo de formar una película protectora sobre las paredes de las tuberías. Sus compuestos activos consisten de cadenas largas de moléculas orgánicas y algunas veces organofosfanatos, mezclados con solventes y surfactantes.

Entre los factores que influyen en la selección de los inhibidores se encuentran la toxicidad, el impacto ambiental, la disponibilidad y el costo. Dentro de los más efectivos en ambientes ácidos y de alta temperatura se encuentran los alcoholes de acetileno y las sales de amonio cuaternario.

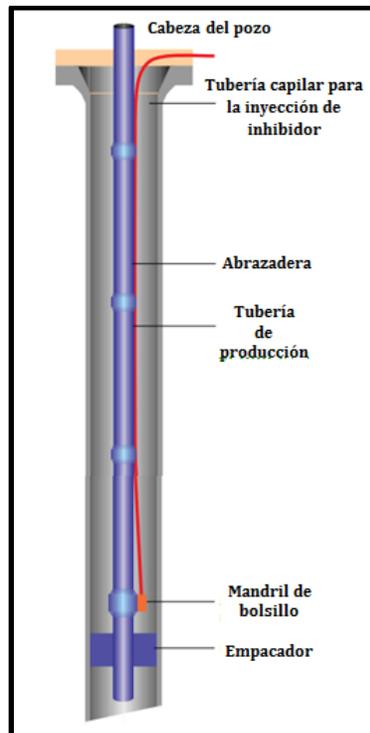
Durante la producción, los inhibidores pueden ser inyectados a través de un tubo capilar por fuera de las tuberías de producción (ver **Figura 2.9**) y formar una capa protectora sobre la pared del pozo y las líneas de producción, lo que evitará su contacto con el agua.

Para que los inhibidores puedan ser distribuidos uniformemente en la pared de la tubería, los fluidos deben mantener una velocidad de flujo adecuada. Si la velocidad de flujo es demasiado baja, el inhibidor puede que no alcance la parte superior de la tubería y sólo formará una película protectora alrededor de la parte inferior.

En tuberías lo suficientemente lisas, la eficiencia de los inhibidores de corrosión llega a estar entre el 85-95%, aunque puede reducirse si los esfuerzos de corte aumentan drásticamente en partes donde existan válvulas, estranguladores, codos y cordones de soldadura. Estas geometrías irregulares causan la separación del flujo y aumentan la turbulencia en el mismo.

Como comentario adicional, pueden mencionarse que el glicol y el metanol utilizados como inhibidores para la formación de hidratos en los sistemas de gas y condensado, también tienen un efecto favorable para reducir la tendencia a la

corrosión (Strommen, 2002). Esto se debe principalmente a que dichos inhibidores absorben el agua libre y logran que la fase acuosa se vuelva menos corrosiva.



**Figura 2.9 - Tubo capilar utilizado para la inyección de inhibidores (Modificada de Oilfield Review, 2007).**

### **2.3.3.3 Protección catódica**

El sistema de protección catódica en ductos es aplicado hoy en día para prevenir tanto la corrosión por oxígeno como la relacionada con la actividad microbiana.

La primera aplicación de la protección catódica data del año 1824 por Sir Humphrey Davy, mucho antes que se estableciera su fundamento teórico. La protección catódica minimiza la diferencia de potencial al aplicar una corriente a un elemento anódico y la estructura que será protegida. Normalmente esta técnica es utilizada en conjunto con recubrimientos en el tubular y se considera como una técnica secundaria de control.

## Capítulo 2

---

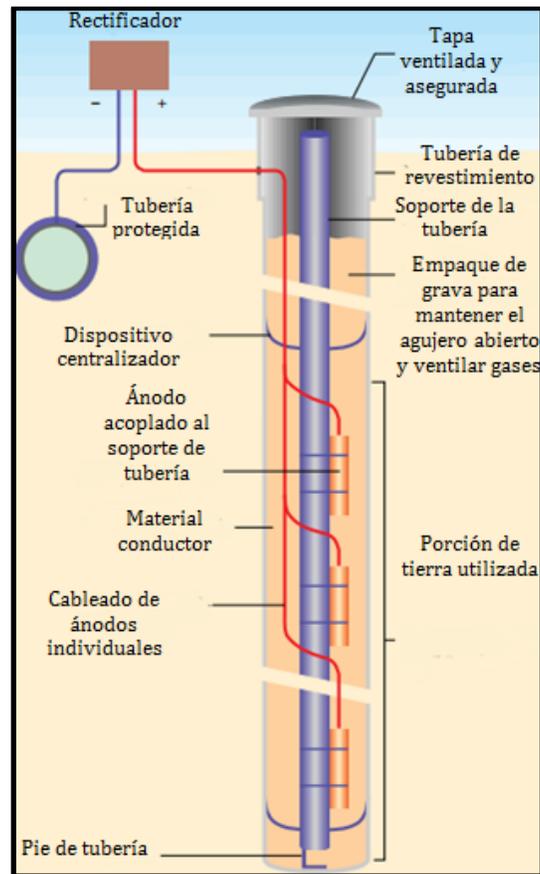
Existen dos métodos para aplicar la protección catódica:

- Protección catódica a través de ánodos galvánicos o de sacrificio (SACP, por sus siglas en inglés)
- Protección catódica por corriente impresa (ICCP)

La principal diferencia entre ambas, es que la ICCP utiliza una fuente externa de energía con ánodos inertes, ya sea un rectificador, paneles solares o generadores termoeléctricos, mientras que el SACP usa la diferencia de potencial natural que se genera entre los diferentes elementos metálicos para proveer la protección.

Por lo regular, los ánodos galvánicos utilizados en la protección catódica están fabricados con aleaciones de magnesio, zinc o aluminio y son mucho más activos al contacto con el agua de mar que la tuberías de acero.

En una instalación típica de protección catódica ICCP (**Figura 2.10**), los ánodos son enterrados bajo tierra en un agujero lleno de material conductor para asegurar la continuidad eléctrica entre los ánodos a través de la tierra y hacia la tubería. El circuito es completado mediante la conexión de un cable que pasa a través de un rectificador y va hacia la tubería. El rectificador garantiza que el sistema de protección catódica no se revierta, causando la corrosión de las tuberías de producción.



**Figura 2.10 - Arreglo típico de protección catódica ICCP (Modificada de Oilfield Review, 2007).**

#### **2.3.3.4 Uso de recubrimientos protectores**

El uso de capas protectoras sobre la superficie de las tuberías evita el contacto directo con los fluidos producidos e incrementa la vida de los materiales y el equipo. Dichas capas pueden ser ya sea de pintura o un material de revestimiento, entre los que se incluyen aleaciones metálicas y algunos materiales no metálicos como la fibra de vidrio, epoxi y caucho usados regularmente en otros elementos como los separadores y tanques de almacenamiento.

Los sistemas de recubrimiento externo anticorrosivos más usados en la actualidad están fabricados a base de epoxi consolidado por fusión (FBE, por sus siglas en inglés) y una poliolefina de tres capas (3LPO) (Papoola, 2013). Adicionalmente, estos recubrimientos permiten el aislamiento térmico para aplicaciones en pozos de aguas profundas y altas temperaturas.

### 2.3.4 Monitoreo e inspección de la corrosión

Las técnicas de monitoreo de corrosión proveen medidas de la tendencia de corrosión/pérdida de metal en los sistemas de producción a través del uso de sondas mecánicas, eléctricas o electroquímicas.

Uno de los métodos de inspección es llevar a cabo medidas periódicas del grosor de la tubería en lugares donde puede suscitarse en mayor medida un efecto corrosivo. Adicionalmente, la corrosión es monitoreada al colocar sondas electrónicas dentro de las tuberías y medir el cambio de su resistencia eléctrica.

Entre los dispositivos empleados para detectar y monitorear la corrosión se encuentran los siguientes:

**2.3.4.1 Caliper.** Son herramientas utilizadas para medir el diámetro interno de las tuberías, capaces de detectar pequeños agujeros que se hayan generado a causa de un efecto erosivo o corrosivo (ver **Figura 2.11**).



**Figura 2.11 Herramienta caliper utilizada para la medición del diámetro de tubería (Abdallah, 2014).**

**2.3.4.2 Dispositivos eléctricos.** Estas herramientas utilizan una serie de electrodos para tomar mediciones estacionarias de diferencias de potencial y resistencia de las tuberías. Con base en estas mediciones, se calcula la corriente eléctrica en la tubería, la densidad radial de corriente y la tasa de corrosión a diferentes profundidades.

**2.3.4.3 Dispositivos electromagnéticos.** Son utilizados para detectar la corrosión a gran escala. Poseen una bobina que genera un campo magnético alterno que induce corrientes de Foucault en la tubería. Estas corrientes producen un segundo campo magnético que interfiere con el primero causando un desplazamiento de fase que es detectado por una bobina receptora. El desplazamiento es proporcional al grosor de la tubería. El monitoreo periódico con este tipo de herramientas puede proporcionar la tasa de corrosión general dentro del mismo.

**2.3.4.4 Dispositivos ultrasónicos.** Utilizan pulsos ultrasónicos que se reflejan y resuenan dentro de la pared de la tubería. El tiempo de tránsito del primer eco recibido proporciona el radio interno de la tubería. El análisis de frecuencia de la porción resonante de la señal provee el grosor de la tubería. A partir de esta información, puede calcularse la pérdida de metal.

### 2.3.5 Modelos predictivos de corrosión

En general, los modelos predictivos de corrosión existentes están basados en datos experimentales de laboratorio y de campo. Tienen como objetivo estimar las tasas de corrosión a lo largo de todo el sistema de producción, y facilitar las decisiones de prevención y remediación, tales como la identificación del punto de inyección de inhibidores, la selección de tuberías CRA y el diseño de recubrimientos especiales anti corrosivos, entre otras. Algunos de los parámetros utilizados para calcular las tasas de corrosión son:

- Porcentajes totales de CO<sub>2</sub>
- Relaciones de CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>S
- Temperatura
- pH
- Velocidad y regímenes de flujo

## Capítulo 2

---

Actualmente existe una gran variedad de modelos para predecir la corrosión en los sistemas de producción. A continuación se enlistan algunos modelos evaluados por el Institute for Energy Technology:

- Norsok (Statoil, Saga, Hudro)
- De Waard (Shell)
- Cassandra (BP)
- Corplus (Total)
- Multicorp (Universidad de Ohio)
- Tulsa (Universidad de Tulsa)

El modelo Norsok es del tipo empírico y fue desarrollado por las compañías noruegas Statoil, Norsk Hydro y Saga Petroleum. El modelo está ajustado a una gran variedad de datos de laboratorio, enfocándose principalmente en el efecto de las películas protectoras de corrosión a valores de temperatura y pH más altos que otros modelos, ya que se ajusta a temperaturas de hasta 150°C.

El modelo de corrosión por CO<sub>2</sub> desarrollado por de Waard junto con otros colaboradores ha sido utilizado ampliamente por muchos años. Se basa en resultados experimentales de laboratorio, y ha sido revisado en repetidas ocasiones para incorporar el efecto de otros parámetros.

Cassandra es un modelo empírico implementado por British Petroleum (BP), basado en el modelo de de Waard, así como en la experiencia de BP al usarlo. Una característica importante del modelo es que el efecto de las capas protectoras a altas temperaturas toma menos relevancia que el modelo original.

Corplus es de igual forma un modelo empírico desarrollado por Total, y se basa en un detallado análisis químico del agua producida, incluyendo los efectos del CO<sub>2</sub>, los porcentajes de calcio y otra gran cantidad de datos de campo.

La Universidad de Tulsa desarrolló un modelo mecanístico de corrosión por CO<sub>2</sub> para condiciones de flujo monofásico en tuberías. Toma en cuenta un análisis detallado de la cinética de las reacciones electroquímicas y de los efectos de la corrosión y la erosión.

## Capítulo 3 – Aspectos Hidrodinámicos

### 3.1 Introducción

En capítulos previos se abordaron las problemáticas relacionadas a los aspectos termodinámicos y mecánicos del aseguramiento del flujo. Aun cuando las problemáticas más recurrentes son las concernientes a la formación de depósitos orgánicos e inorgánicos, y a la corrosión, existen otras no menos importantes que se originan bajo determinadas condiciones de operación por la hidrodinámica del flujo multifásico y por eventos transitorios.

La inestabilidad hidrodinámica puede generarse en cualquier parte del sistema de producción, y se caracteriza por oscilaciones de gran amplitud en todos los parámetros del flujo. En general, para que se presente deben existir condiciones propicias para la acumulación y descarga de gas en algún punto del sistema, sea en el yacimiento, pozo o ductos. En el caso de los pozos productores de aceite y gas, la inestabilidad del flujo es referida como “cabeceo”, y depende del diseño y geometría del pozo, los gastos de líquido y gas, y el comportamiento de afluencia del yacimiento. Por otra parte, en los sistemas submarinos llega a suscitarse otro tipo de inestabilidad denominada bacheo severo, la cual está controlada principalmente por la geometría y diseño de la infraestructura submarina Riser-ducto, y los gastos de líquido y gas. Tanto el cabeceo como el bacheo severo son condiciones de flujo indeseables que pueden reducir sustancialmente la producción, poner en riesgo la integridad mecánica del sistema y derivar en paros operativos prolongados.

En el caso de los flujos monofásicos de líquido, el golpe de ariete es una de las problemáticas reconocidas del aseguramiento del flujo. Este fenómeno de flujo transitorio ocurre por el cierre súbito de válvulas, lo cual genera ondas de alta presión que se propagan con la velocidad del sonido a través del sistema y ponen en riesgo la integridad mecánica de las instalaciones.

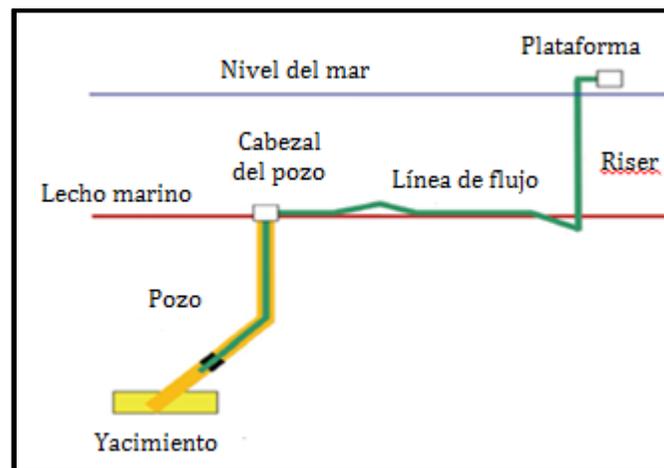
En las siguientes secciones se abordan las problemáticas referidas, se presentan los conceptos más importantes de cada una, se describen los mecanismos que propician su formación, y se presenta un resumen del estado del arte en el análisis y solución de las mismas, así como las prácticas más comunes para su remediación.

### 3.2 Taponamiento Severo

El taponamiento severo es uno de los regímenes de flujo más indeseables en las instalaciones costa afuera. Ocurre en sistemas constituidos por un oleogaseoducto horizontal o con inclinación negativa conectado a un tubo vertical ascendente llamado “Riser” (como se ilustra en la **Figura 3.1**). El taponamiento severo genera oscilaciones de gran magnitud en todos los parámetros del flujo que pueden poner en riesgo la integridad mecánica del *Riser* y las instalaciones superficiales, dificultan la operación y control de todo el sistema, y en ocasiones pueden derivar en paros operativos (Song & Peoples, 2003).

#### 3.2.2 El sistema de *Riser*-tubería

En los sistemas de producción submarinos, se denomina “Riser” a la tubería vertical que conecta las líneas horizontales que se encuentran en el lecho marino, con las instalaciones en la superficie. La altura de los *Riser* puede variar desde unos cientos de metros hasta alcanzar cerca de 2 km, dependiendo de la profundidad del lecho marino hasta las instalaciones en superficie. Existen diferentes tipos de *Riser* que varían dependiendo de los requerimientos de diseño del sistema integral de producción; más detalles pueden consultarse en la página de Tenaris Tamsa en línea (<http://www.tenaris.com/>).

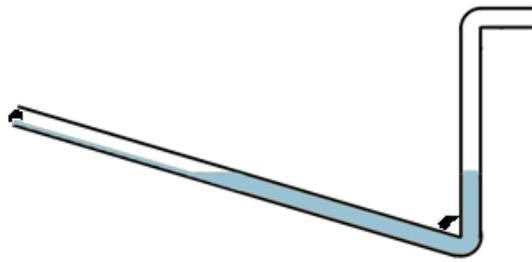


**Figura 3.1 - Esquema de un sistema típico de producción costa afuera (Modificada de Guoqing, 2013).**

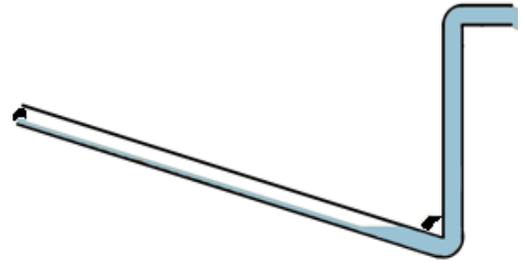
### 3.2.3 Ciclo del taponamiento severo

El ciclo del taponamiento severo puede explicarse con base en la **Figura 3.2**, en la que se diferencian las cuatro etapas siguientes:

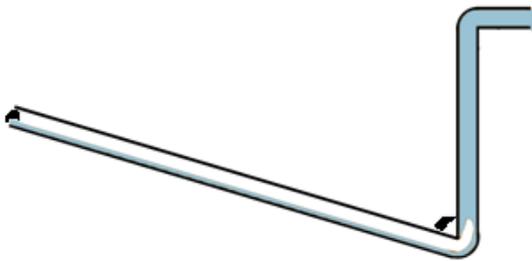
- 1) Cuando los gastos de líquido y gas corriente arriba del Riser son relativamente bajos, el líquido no puede fluir de forma continua hacia la superficie, por lo que se acumula en la parte inferior de la base del Riser. Esta etapa es llamada formación o generación del bacheo severo. Durante esta etapa, casi no existe producción de líquido ni de gas, ni se presenta un flujo de fluidos dentro del separador.
- 2) Debido a que el bache de líquido impide la entrada de la fase gaseosa dentro del tubular ascendente, la presión detrás del tapón se acumulará por efecto del flujo de gas al mismo tiempo que crece la columna dentro del Riser. Dependiendo de la relación gas-aceite y de otros parámetros como la presión y temperatura en el sistema, el bache formado puede llegar a ser incluso un poco más grande que la altura del Riser mismo.
- 3) Mientras más y más líquido se acumule en la base, el bache eventualmente alcanzará la parte superior del Riser y empezará a fluir fuera del mismo. Esto eventualmente disminuirá la columna de líquido y permitirá la entrada del gas acumulado corriente arriba. La diferencia de presiones entre el separador y la del gas que se encuentra detrás del bache se incrementa, y como consecuencia el volumen remanente del tapón es empujado corriente abajo por el gas con velocidades sensiblemente elevadas (15 m/s) (Gúzman, 2009).
- 4) Una vez que el remanente del bache y el gas son expulsados fuera del Riser, la presión en la tubería se reduce. El líquido que no logró llegar a la superficie caerá de regreso hacia la base del Riser y empezará a acumularse nuevamente en la misma. Esto marca el comienzo del próximo ciclo del bacheo severo.



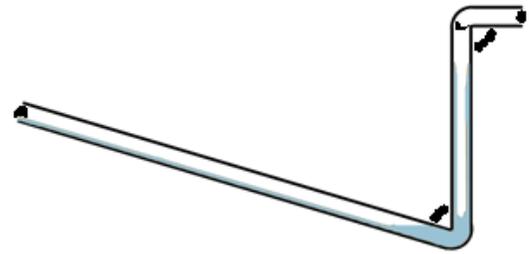
1) La presión del gas se mantiene similar en ambos límites de la fase líquida



2) La presión del gas se incrementa corriente arriba



3) El gas alcanza el punto más bajo de la curva y expulsa hacia arriba al líquido



4) La mayor parte del líquido y gas sigue su trayectoria horizontal. El flujo es reducido y el líquido remanente cae de regreso.

**Figura 3.2 - Ciclo de formación del taponamiento severo (Modificada de Bratland, 2013).**

### 3.2.4 Problemática

Cuando se presentan ciclos de taponamiento severo puede haber períodos sin producción, seguido de altos flujos de gas y líquido, lo que conlleva a tener altas presiones y fluctuaciones del flujo que a menudo provocan fallas en los elementos de proceso como los separadores, ponen en riesgo la integridad mecánica del sistema y reducen la capacidad de producción general del campo (Jansen, 1996).

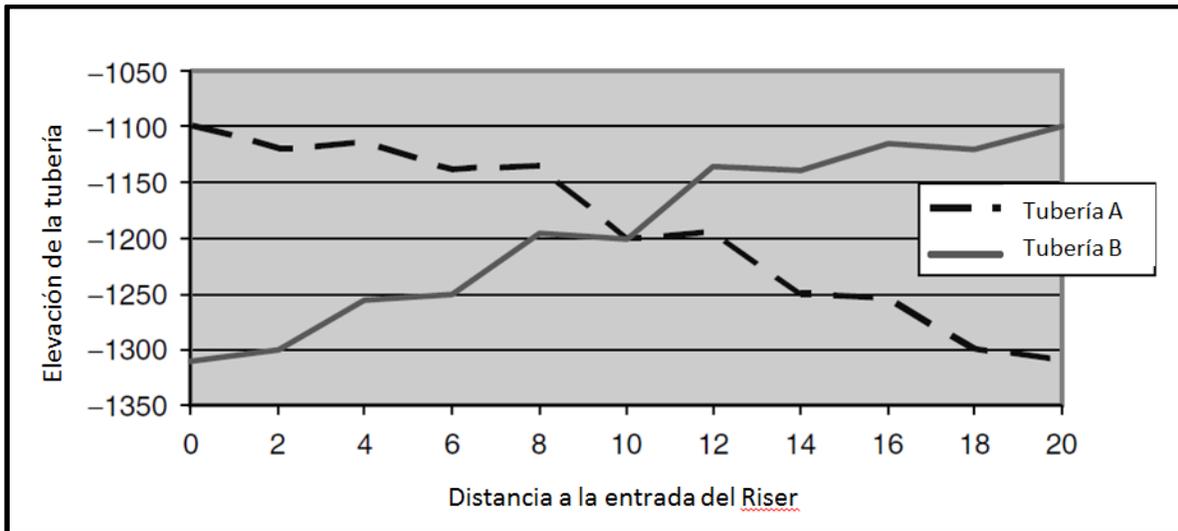
Adicionalmente, una vez que surgen fallas en los equipos superficiales, todo el sistema de producción submarino, incluyendo los árboles y líneas de producción, tiene que entrar en un período de paro operativo.

### 3.2.5 Remediación y eliminación del taponamiento severo

Actualmente existen algunos métodos para remediar de forma efectiva los problemas del taponamiento severo.

**i** Batimetría favorable de la tubería. Si la geometría de las tuberías puede ser diseñada de tal forma que exista un mínimo de crestas y valles a lo largo del lecho marino y no exista depresión en la base del Riser, la formación de líquido se verá reducida y el flujo en general será más estable.

Cabe destacar que el taponamiento severo no se presentará si el ducto submarino tiene una inclinación positiva, de tal manera que el flujo sea ascendente. En referencia a la **Figura 3.3**, existe una mayor probabilidad de que el taponamiento severo ocurra en la tubería A (inclinación negativa), que en la tubería B (inclinación positiva).



**Figura 3.3 - Perfiles de tubería inclinada hacia arriba y hacia abajo (Modificada de Boyun, 2005).**

**ii** Bombeo neumático. El bombeo neumático puede implementarse en la base del Riser para mitigar los problemas de taponamiento, al modificar el patrón de flujo y reducir la carga hidrostática. Conforme se incrementa el gasto de inyección de gas, los tapones serán más pequeños que aquellos formados en el taponamiento severo. A gastos altos de gas, el riesgo de tener problemas por

bacheo severo disminuirá significativamente, e incluso puede eliminarse por completo si el patrón de flujo cambia a anular. En un caso de estudio en el Ártico, Papusha et al. (2010) reportaron un flujo completamente estable después de haber inyectado gas en la base de un *Riser* a un gasto de 9 [kg/s].

**iii** Estrangulamiento en superficie. Es posible mitigar el taponamiento severo con el incremento de presión al estrangular el flujo en la parte superior del *Riser* (Schmidt et al., 1985). Con el incremento de presión, el gas se vuelve menos compresible. Así, cuando el tapón de líquido formado en la base del *Riser* bloquea el flujo de gas, la presión de la fase gaseosa detrás del tapón se incrementará más rápido y le será posible empujarlo en un menor tiempo. De esta forma, la acumulación de líquido se realizará en más rápido y los tapones serán consecutivamente más pequeños, lo que minimizará el problema del bacheo severo. Sin embargo, el estrangulamiento continuo de la línea puede incrementar la contrapresión y reducir en general la producción de hidrocarburos.

**iv** Separación submarina. Song and Kouba (2000) realizaron estudios en la eliminación del taponamiento severo utilizando la separación submarina. Como se mencionó anteriormente, la condición favorable para que se produzca un taponamiento severo es que tanto el gas como el líquido fluyan simultáneamente a través de un *Riser* a bajas velocidades. En la práctica, resulta muy difícil cambiar las velocidades de los fluidos que son controladas por los gastos de producción y el tamaño de las tuberías. No obstante, es posible separar el líquido del gas, y dejar que fluyan a través de diferentes líneas o *Risers*, y con esto minimizar la formación de tapones. La separación en el fondo marino se ha convertido en uno de los métodos que pueden evitar los problemas de taponamiento severo asociados a los sistemas de producción especialmente en aguas profundas.

### 3.2.6 Estado del arte

Se han desarrollado una variedad de modelos estáticos y dinámicos para predecir la ocurrencia del bacheo severo en los sistemas de *Riser*-tubería. Dichos modelos son desarrollados para responder algunas incógnitas básicas asociadas a este fenómeno, tales como:

- ¿A qué condiciones ocurre el bacheo severo?
- ¿Cuál será el tamaño de los baches y la frecuencia con la que se presenten?

A partir de una revisión de la literatura disponible, en la **tabla 3.1** se indican algunos de los principales modelos para predecir el bacheo severo en líneas de producción.

**Tabla 3.1 - Lista de algunos modelos para predecir el bacheo severo.**

Autor(es)	Características	Parámetros relevantes
Goldzberg and McKee (1987)	Análisis de la expulsión del líquido fuera del Riser  Basada en la ecuación de Bernoulli	Ángulo de inclinación Área de flujo transversal tanto del líquido como del gas Relación entre áreas de flujo
Bøe (1981)	Basado en la tasa de acumulación de presión de carga en la base del Riser contra la tasa de incremento en la presión del gas	Presión hidrostática Presión en la tubería Tiempo
Pots et al (1987)	Similar al criterio de Bøe No considera las transferencias de masa entre la fase líquida y gaseosa Riser siempre vertical y no existe caída de líquido remanente	Compresibilidad del gas Peso molecular del gas Gasto másico de gas y líquido
Taitel (1986)	Toma en cuenta la etapa de reventón de líquido y la fuerza neta a través del Riser durante dicha etapa.	Fuerza neta sobre la columna del Riser, considerando la presión del separador superficial y la altura del Riser Altura de la burbuja de gas que penetra dentro del Riser
Schimdt et al. (1980)	Balances de masa y presión en el sistema Riser-tubería Tiene el objetivo de predecir el tiempo de formación y longitud del bache	Velocidad del gas Altura del bache Áreas ocupadas tanto por el líquido como el gas Densidades del líquido y gas Ángulo de inclinación Diámetro de la tubería

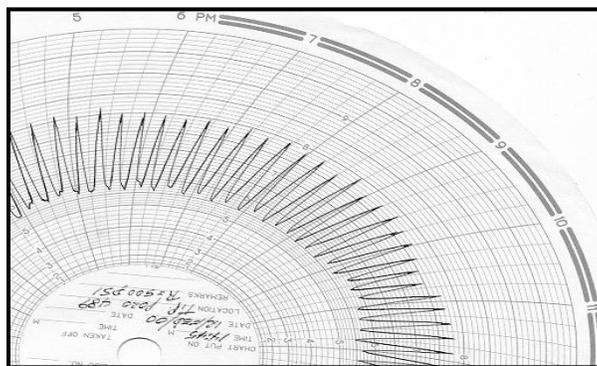
### 3.3 Inestabilidad de flujo en pozos

#### 3.3.1 Introducción

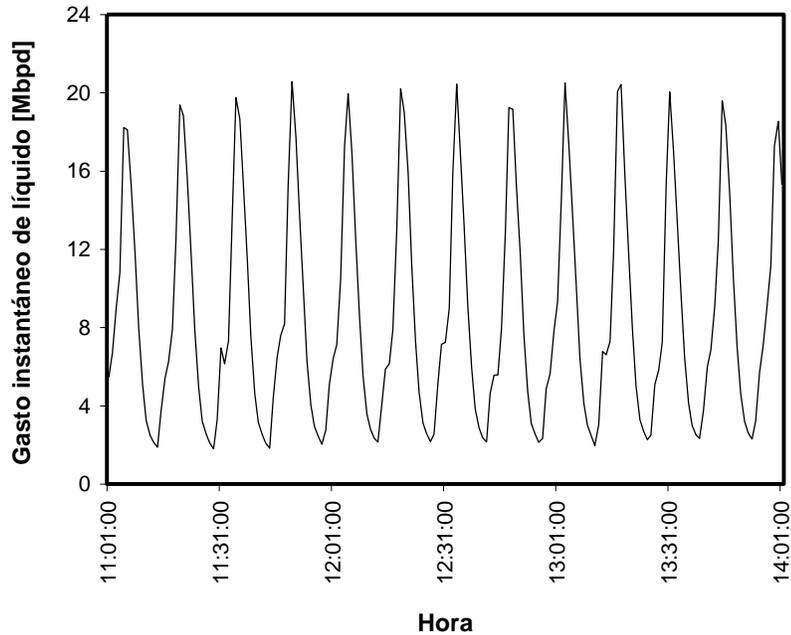
En general, un sistema físico se considera inestable si no es capaz de regresar a su estado de equilibrio inicial luego de experimentar una perturbación. En el caso de algunos pozos, el flujo puede ser inestable bajo ciertas condiciones de operación; dicha inestabilidad, frecuentemente referida como “cabeceo”, se caracteriza por las grandes variaciones (cíclicas o caóticas) que presentan los parámetros del flujo, siendo las de presión y gasto en la superficie las más evidentes (Guerrero, 2004).

A menudo, la inestabilidad suele confundirse con el bacheo hidrodinámico. Sin embargo, como refieren Avest y Oudeman (1995), el flujo bache es un patrón de flujo natural que se presenta en casi todos los pozos con alta relación gas-líquido; a diferencia del cabeceo, durante el flujo bache la producción se mantiene continua y las oscilaciones son de amplitud pequeña y alta frecuencia.

Para ilustrar el comportamiento de los pozos durante el flujo inestable, en la **Figura 3.4** se muestran las variaciones típicas de la presión en la cabeza: oscilaciones con una amplitud mayor a 2 [kg/cm<sup>2</sup>] y una frecuencia de 3 a 5 ciclos por hora. Por otra parte, el gasto instantáneo de líquido durante el flujo inestable puede variar dramáticamente, incluso en varios miles de barriles por día, como se muestra en la **Figura 3.5**. A menudo, los pozos que presentan esta problemática tienen que ser cerrados, lo que repercute de manera importante en la producción diaria de crudo.



**Figura 3.4 - Registro de la presión en la cabeza de un pozo inestable (Guerrero, 2004).**



**Figura 3.5 - Variación del gasto de líquido en un pozo con flujo inestable severo (Guerrero, 2004).**

La inestabilidad de flujo es un tema que ha despertado mucho interés en el ámbito petrolero en años recientes; entre otras razones y como fue mencionado previamente, porque la producción de los pozos que presentan este fenómeno puede disminuir sustancialmente. Aun cuando este fenómeno fue identificado y reportado en la literatura desde los años 50, es en las últimas tres décadas que se han realizado estudios con la finalidad de entender, caracterizar y cuantificar los mecanismos que lo gobiernan, así como para predecir las condiciones de operación estable del sistema.

Actualmente pueden distinguirse diferentes tipos de inestabilidad de flujo en los pozos petroleros productores de aceite y gas (Guerrero, 2004), pero la más frecuente se presenta en los pozos que operan con bombeo neumático continuo (BNC).

### 3.3.2 Problemática

La prevención y mitigación del flujo inestable en los pozos ha cobrado especial interés en años recientes debido a los múltiples problemas que ocasiona:

## Capítulo 3

---

- Disminución sustancial en la producción.
- Conificación prematura del agua y/o del gas.
- Cierre de pozos.
- Incremento en el consumo del gas de inyección.
- Separación ineficiente.
- Paro de compresores.
- Afros poco confiables.
- Cambios de aparejos de producción.
- Represionamiento de cabezales de producción.
- Interferencia en la operación de las válvulas instaladas en la TP.
- Producción diferida.

Durante el flujo inestable pueden presentarse períodos prolongados de producción reducida, o incluso sin producción, seguidos de picos de producción de gran amplitud; las oscilaciones que le caracterizan tienen un periodo de entre 10 y 20 minutos (baja frecuencia). A diferencia del caso correspondiente al flujo bache, la afluencia del yacimiento al pozo varía con el tiempo durante el cabeceo.

### **3.3.3 Inestabilidad de flujo en pozos con BNC**

La inestabilidad de flujo en pozos con BNC, también referida como “*casing heading*”, ha sido ampliamente estudiada en las últimas décadas. En términos generales, está asociada a la intermitencia de la inyección del gas a la tubería de producción (TP) a través de la válvula operante. De esta manera, el régimen de flujo en la válvula subsuperficial de inyección y la dinámica del flujo en el espacio anular juegan un papel relevante en este tipo de inestabilidad.

Algunas de las condiciones más importantes para que se presente el cabeceo son:

- flujo en la TP dominado por la carga hidrostática;
- volumen del espacio anular lo suficientemente grande para que el gas de inyección pueda acumularse; y,
- flujo subsónico a través de la válvula operante.

### 3.3.4 Análisis de estabilidad de flujo

En términos generales, el análisis de la estabilidad del flujo en los pozos con BNC se ha orientado en dos rubros: análisis lineal basado en criterios de estabilidad, y análisis no lineal a partir de simulación dinámica.

#### 3.3.4.1 Criterios de estabilidad

En las últimas décadas algunos autores han desarrollado criterios de estabilidad a partir del análisis lineal de estabilidad del conjunto de ecuaciones que describe el comportamiento del sistema de BNC. En general, consideran tres componentes: el yacimiento, el pozo y el sistema de inyección; se establecen las ecuaciones de cambio que describen de manera simplificada la hidrodinámica del flujo en cada uno de estos subsistemas; se linealizan las ecuaciones resultantes y se analiza su respuesta a perturbaciones infinitesimales; finalmente, se proponen criterios de estabilidad. Pueden mencionarse los siguientes:

- a) *Criterios de estabilidad de Asheim (1988)*. Asheim desarrolló dos criterios de estabilidad de flujo a partir de un modelo simplificado del sistema de producción. El primer criterio es formulado a partir del análisis de las respuestas del yacimiento y del sistema de inyección a las perturbaciones de la presión en la TP, a la profundidad de la válvula de BN. El segundo criterio es planteado a partir del análisis del efecto de los ritmos de depresionamiento del espacio anular y de la TP cuando la respuesta del sistema de inyección es más pronunciada que la del yacimiento.
- b) *Criterios de estabilidad de Alhanati et al., (1993)*. Estos autores desarrollaron dos criterios de estabilidad mediante conceptos de la teoría de control de sistemas dinámicos. Plantearon las ecuaciones de cambio simplificadas para el yacimiento, el pozo y el sistema de inyección. Transformaron al espacio de Laplace las ecuaciones obtenidas y, con base en el análisis de la ecuación característica del sistema de ecuaciones resultante, desarrollaron un criterio unificado de estabilidad; este criterio está conformado por dos desigualdades que se simplifican a cuatro casos particulares dependiendo de los regímenes de flujo (sónico o subsónico) en las válvulas de BN y

## Capítulo 3

---

superficial de inyección. Demostraron que bajo ciertas consideraciones, el criterio unificado propuesto se reduce a los de Asheim.

c) *Modificación de Guerrero (2004) para el primer criterio de Asheim.* Mediante la generación de mapas de estabilidad, Fairuzov et al., (2004), compararon las fronteras de estabilidad determinadas con los criterios de Asheim (1988), y de Alhanti y cols. (1993), contra datos de campo de siete pozos costa afuera de México. Determinaron que los criterios de estabilidad referidos tendían a sobrestimar las condiciones de operación estable. Para reproducir las fronteras de estabilidad, Guerrero (2004) modificó el primer criterio de Asheim al tomar en cuenta el efecto de la propagación de las perturbaciones de presión en la columna de fluido entre el fondo del pozo y el punto de inyección; e incorporó en el criterio un modelo de afluencia para yacimientos saturados.

### **3.3.4.2 Análisis no lineal**

El análisis no lineal de estabilidad basado en simulaciones dinámicas permite capturar, estudiar, cuantificar y predecir de manera más realista los complejos procesos transitorios que ocurren en los sistemas de BNC durante el flujo inestable. Para tal efecto, se formulan y desarrollan modelos numéricos de flujo multifásico transitorio en el sistema. Se realiza la simulación de las condiciones de operación de interés y, a partir del análisis de la evolución temporal de las principales variables del flujo, se determina si el sistema es estable o no. Cuando el flujo resulta inestable, se procede a caracterizar las oscilaciones.

Mediante la simulación dinámica es posible estudiar diferentes alternativas de estabilización antes de implementarlas en campo, estimar el tiempo que requiere el sistema para estabilizarse, y cuantificar el efecto de la inestabilidad sobre la producción de líquido. Adicionalmente, resulta benéfica para el entrenamiento del personal de campo, y constituye una herramienta valiosa para tener una idea más clara de los complejos procesos que ocurren durante el flujo multifásico transitorio, y del comportamiento del sistema durante los cambios en las condiciones de operación.

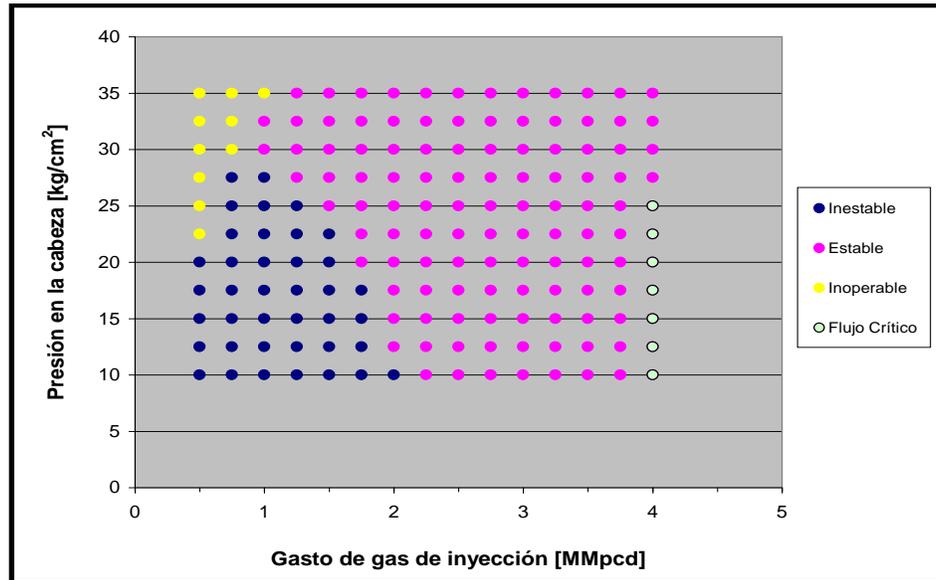
### 3.3.5 Medidas de prevención y mitigación del cabeceo

#### 3.3.5.1 Métodos de prevención

Con base en criterios de estabilidad o mediante simulación dinámica, es posible predecir si un pozo operará de manera estable o inestable bajo determinadas condiciones de operación. Esta información permitirá prevenir posibles problemas de cabeceo, ya sea en la etapa de diseño del sistema o antes de implementar un cambio operativo.

En este sentido, la construcción y uso de mapas de estabilidad resulta muy útil para el análisis del sistema (Poblano, 2004; Poblano et al., 2004; Guerrero, 2004). Estos mapas son gráficas 2D en términos de variables selectas (generalmente, el gasto de inyección, la presión en la cabeza y/o el gasto de líquido), que muestran las regiones de operación estable e inestable del sistema, así como sus fronteras de estabilidad y límites de operatividad (**Figura 3.6**).

Entre los beneficios del uso de los mapas de estabilidad, tanto para el diseño como para la operación de los sistemas con BNC, es que las condiciones de operación estable se identifican fácilmente, y permiten analizar el efecto de algunos parámetros sobre la frontera de estabilidad antes de realizar cualquier cambio en el sistema.



**Figura 3.6 - Ejemplo de un mapa de estabilidad en términos de la presión en la cabeza contra el gasto de inyección (Guerrero, 2004).**

### 3.3.5.2 Métodos de mitigación

Por muchos años, el estrangulamiento de la producción y el incremento del gasto de gas de inyección han sido las medidas operativas más empleadas en la práctica para estabilizar pozos con problemas de cabeceo. Ahora bien, con el desarrollo de criterios de estabilidad y de la simulación dinámica ha sido posible identificar, entender y cuantificar éstas y otras alternativas de estabilización:

- Incrementar el gasto de gas de BN
- Estrangular el pozo
- Estimular el pozo (incremento del índice de productividad)
- Reducir el diámetro del orificio de la válvula operante
- Diseñar un espacio anular de volumen pequeño

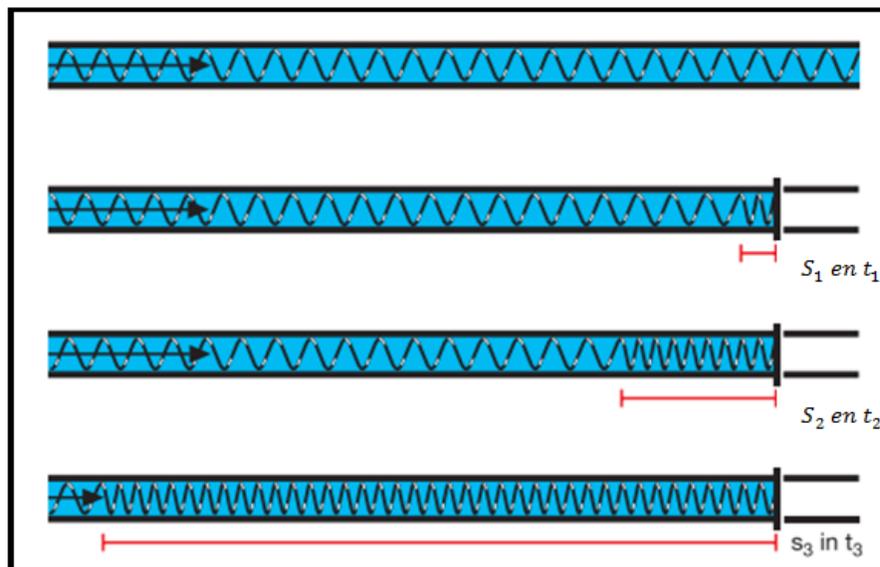
Finalmente, es importante comentar que la investigación, desarrollo e implementación de tecnologías y sistemas de control para la automatización de los procesos de producción de pozos, principalmente en instalaciones costafuera, han crecido de manera significativa en los últimos años; estas tecnologías

y sistemas de control constituyen una alternativa efectiva para estabilizar el flujo, incluso en condiciones de operación que de otra manera serían inestables.

### 3.4 Golpe de ariete

#### 3.4.1 Introducción

El golpe de ariete es un fenómeno que se origina cuando un fluido incompresible en movimiento es forzado a detenerse o cambiar su velocidad de manera súbita, de tal manera que se forma una onda de alta presión que se propaga corriente arriba en el sistema. Por lo regular, este fenómeno ocurre cuando una válvula es cerrada de forma abrupta; esto se ilustra en la **Figura 3.9**, donde en analogía con el comportamiento mecánico de un resorte se observa cómo se forma una onda compresiva que se desplaza en sentido contrario al flujo.



**Figura 3.9 - Formación y propagación de una onda compresiva generada por el cierre de una válvula en una tubería, en analogía con el comportamiento mecánico de un resorte (Modificada de KSB Water Hammer, 2006).**

## Capítulo 3

---

En el golpe de ariete, la amplitud de la onda de presión depende de varios factores; dos muy importantes son: el contenido de gas libre y el tiempo en que se realice el cierre de la válvula. Por una parte, entre mayor sea el contenido de gas (mayor compresibilidad), menor será la amplitud de la onda; y mientras más lento sea el cierre de la válvula, menor será la amplitud.

Otros parámetros de los cuales depende o que son afectados por el golpe de ariete son:

- Presión inicial en el sistema
- Densidad del fluido
- Velocidad del sonido en el fluido
- Elasticidad del fluido y la tubería
- Cambio de velocidad en el fluido
- Diámetro y grosor de la tubería
- Tiempo de operación de la válvula

Desde el punto de vista físico, el golpe de ariete puede explicarse de la siguiente manera. Durante el cierre de una válvula, la energía cinética del fluido en movimiento se convierte en energía potencial. La elasticidad del fluido y de la pared de la tubería produce una onda de presión corriente arriba. Cuando dicha onda alcanza el extremo opuesto a la válvula, la masa de fluido estará en reposo pero con un aumento de presión significativo. El líquido comprimido y las paredes de la tubería empezarán a mover la masa del fluido de regreso y se restablecerá la presión estática corriente arriba. Esta liberación de energía formará otra onda de presión de regreso hacia la válvula. Cuando esta onda alcance a la válvula, la tubería empezará a contraerse debido al momentum del fluido. Esta contracción es transmitida de regreso corriente arriba, lo que reduce la presión en la tubería por debajo de la presión estática. Estas ondas de presión viajarán de ida y regreso varias veces hasta que la fricción del fluido amortigüe las ondas de presión, y el sistema alcance una condición de equilibrio. Aunque varía de fluido a fluido, normalmente el golpe de ariete es un efecto que dura entre milésimas de segundo y segundos, pero que puede tener efectos devastadores en la integridad mecánica de las instalaciones.

### 3.4.2 Problemática

El efecto de golpe de ariete puede causar problemas significativos, desde vibraciones y ruido excesivo, hasta poner en riesgo la integridad mecánica del sistema. Si la tubería se cierra rápidamente a la salida (o corriente abajo) la masa del fluido que se encuentra antes del cierre seguirá en movimiento con una velocidad determinada, lo que provocará una acumulación de alta presión y

creará ondas de choque. Esto puede ocasionar una fuerte explosión o golpes repetitivos (a medida que las ondas de choque viajan de ida y vuelta), lo que podría causar la ruptura de la tubería.

Las ondas de choque generadas por el golpe de ariete pueden ser de suficiente magnitud para causar daños físicos a la tubería, los equipos y al personal. Se sabe que el golpe de ariete puede desmontar la tubería fuera de sus soportes y causar rupturas en la misma.

Por otra parte, cuando se cierra una válvula corriente abajo de una tubería, el flujo corriente arriba de la válvula tratará de seguir fluyendo, creando un vacío que a su vez incurre en un colapso de la tubería o la implosión de la misma.

En el campo, las presiones tanto en la boca como en la cabeza del pozo no se incrementan o reducen de forma suave después de haber efectuado un paro o arranque operativo. Las fluctuaciones erráticas resultantes de presión son comunes, especialmente en operaciones costa afuera donde se instalan empacadores. El aumento cíclico en la presión inducido por un cambio repentino puede desajustar los empacadores, golpear la tubería y dañar la terminación del pozo.

En los sistemas de producción costa afuera, el cierre repentino de una válvula ubicada en superficie (especialmente cerca del separador) puede generar un golpe de ariete severo.

### **3.4.3 Factores que promueven el efecto de golpe de ariete**

El acto de cerrar una válvula en un menor tiempo del que le toma al golpe de ariete viajar hasta el final de la tubería y regresar es llamado “cierre de válvula repentino”. Dicho cierre puede relacionarse a una mala operación o a una falla en el sistema de control. Los cierres de válvulas bruscos cambian la velocidad rápidamente y ocasionan un aumento en la presión. Contrariamente, al aumento de presión resultante de una apertura de válvula repentina generalmente no es tan significativo.

El golpe de ariete ocasionado en un sistema de producción depende más de la compresibilidad de los fluidos que del gasto volumétrico. Una compresibilidad más alta en los fluidos conllevará a una amplitud más pequeña en la oscilación de presión. En un sistema de flujo multifásico, la compresibilidad total de la mezcla está sujeta a la relación gas-aceite in-situ.

El efecto volumétrico del golpe de ariete es más importante en sistemas incompresibles. Por otra parte, una fracción pequeña de fluidos compresibles (como el gas) puede reducir significativamente la problemática en cuestión.

### **3.4.4 Estado del arte**

En las últimas décadas, se han realizado diversos estudios independientes para describir y analizar los efectos del golpe de ariete. Sin embargo, en el contexto de los sistemas de producción petroleros no existe hasta el momento una guía general para entender y/o solucionar por completo los efectos de este fenómeno durante los paros operativos. Algunos de los estudios realizados se describen a continuación.

Joukowsky (1900) presentó una solución analítica para estimar la amplitud de la onda presión generada durante el golpe de ariete. La ecuación de Joukowsky muestra la amplitud de la onda como una función de la velocidad del flujo, la densidad del fluido y la velocidad de propagación de la onda. Sin embargo, durante el arranque, así como en los paros operativos, los cambios en la presión del pozo son instantáneos, por lo que su modelo en régimen estacionario no es capaz de capturar los procesos transitorios.

Ghidaoui et al. (2005) realizaron estudios sobre ecuaciones de conservación de masa y momento para flujos en 1D y 2D, sus soluciones numéricas, diversos modelos de esfuerzos cortantes y de turbulencia, condiciones de frontera, y las necesidades prácticas y de investigación futuras relativas a los golpes de ariete.

Wang et al. (2008) estudió el golpe de ariete en pozos inyectoros de agua con una prueba de campo en la que se registraron los aumentos de presión generados por los cierres a diferentes profundidades.

Tang y Ouyang (2010), y Choi y Huang (2011), estudiaron el efecto de golpe de ariete en aguas profundas en el diseño de pozos de inyección.

Algunos simuladores de flujo multifásico transitorio, como OLGA, son usados ampliamente para estudiar este tipo de fenómenos en ductos. La mayoría de tales herramientas de cómputo tienen la capacidad para modelar el flujo multifásico en pozos y ductos mediante la resolución simultánea de las ecuaciones de conservación de materia, cantidad de movimiento y energía en régimen transitorio (Bendiksen et al. 1991).

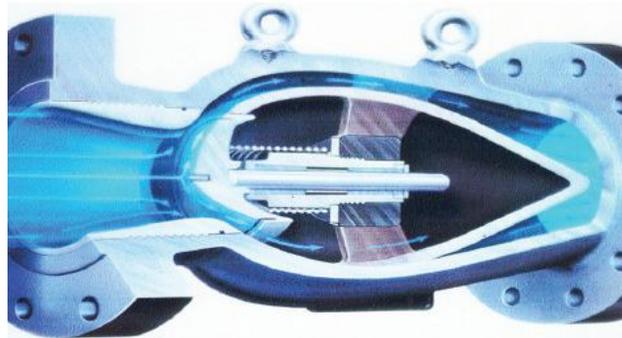
### **3.4.5 Métodos de prevención y mitigación del golpe de ariete**

El mecanismo principal por el cual se mitigan los efectos del golpe de ariete se basa en evitar que la energía cinética de los fluidos se convierta en energía de deformación elástica. A continuación se presentan los dispositivos utilizados en sistemas de bombeo de agua, debido a que no se cuenta con casos de estudio de la aplicación de estos dispositivos en sistemas de producción de hidrocarburos, salvo la válvula check con tobera.

**3.4.5.1** Acumuladores o cámaras de aire. Son básicamente un tipo de tanques con aire u otro gas comprimido que sirven de amortiguador para recibir las ondas de presión cuando se presente un golpe de ariete. El tamaño de la cámara debe ser lo suficientemente grande para compensar el volumen de líquido durante los períodos de despresurización.

**3.4.5.2** Expansores. Son tanques instalados en una tubería de descarga y actúan como una represa que suprime las ondas de presión. Cuando la presión en la tubería se incrementa, el fluido entra y es almacenado en el tanque. Durante los períodos de tiempo en que la línea se depresione, el fluido almacenado en el tanque regresará a la línea, previniendo cambios rápidos de velocidad.

**3.4.5.3** Válvulas check con tobera (Nozzle Check Valve). Son conocidas por eliminar tanto el golpe de ariete como posibles incrementos riesgosos en la presión. Básicamente, son válvulas check que previenen el flujo inverso debido a que poseen un movimiento axial del disco, de carrera corta y una boquilla tipo Venturi (Ver **Figura 3.10**), que maximiza el impacto del flujo sobre el disco y minimiza la amplitud de las ondas de presión.



**Figura 3.10 - Sección transversal de una válvula check de tobera utilizada en tuberías de producción (Gobind, 2014).**



## Conclusiones y recomendaciones

### Conclusiones

- El aseguramiento del flujo es una disciplina multidisciplinaria para el diseño y operación de los sistemas de producción de petróleo y gas, orientada a garantizar la producción ininterrumpida de hidrocarburos, de una manera segura y económica, durante el tiempo de vida del proyecto de explotación.
- En este trabajo escrito se presentó una visión integral de la disciplina del aseguramiento de flujo en los sistemas de producción de petróleo y gas, a través de la revisión bibliográfica de sus principales aspectos termodinámicos, mecánicos e hidrodinámicos, así como de sus problemáticas más relevantes y los métodos de análisis y medidas operativas más comunes para prevenirlas o remediarlas.
- En cuanto a los aspectos relacionados al comportamiento termodinámico de los fluidos, se abordaron los problemas concernientes a la precipitación y depósito de sólidos orgánicos (hidratos, asfaltenos y parafinas) e inorgánicos. Asimismo, se describieron aquellas relacionadas a la formación de emulsiones, y a la explotación y transporte de crudos de alta viscosidad.
- Aun cuando no representan una obstrucción al flujo, la erosión y corrosión representan un riesgo para la integridad mecánica del sistema, y pueden derivar en rupturas con consecuencias indeseables para el personal y el medio ambiente, aunado a cuantiosas pérdidas económicas. Ambas problemáticas fueron analizadas en el presente trabajo bajo el rubro de aspectos mecánicos del aseguramiento del flujo.
- En cuanto a los aspectos hidrodinámicos del flujo multifásico, se discutieron los problemas de inestabilidad de flujo en pozos (cabeceo) y en ductos submarinos (bacheo severo). También se revisaron los conceptos más relevantes referentes al golpe de ariete en tuberías que transportan fluidos incompresibles.

### Recomendaciones

- El aseguramiento de flujo es una tarea multidisciplinaria que debe ser considerada desde la etapa de diseño de los sistemas de producción, en la que se requiere poner especial atención en los diseños termo-hidráulicos y la caracterización termodinámica de los fluidos.
- Los ingenieros de producción deben tener conocimientos generales sobre los diferentes aspectos del aseguramiento de flujo, sobre todo en los sistemas de producción en aguas profundas, para optimizar la producción y reducir los problemas operativos.
- Al tener buen conocimiento de los métodos y prácticas empleadas para prevenir los distintos problemas en el aseguramiento de flujo, se logra mantener optimizado el sistema de producción, así como minimizar las intervenciones y la producción diferida ocasionada por los tiempos de paro.
- En algunos casos los tratamientos o tecnologías más costosas para prevenir o remedir las problemáticas del aseguramiento del flujo, no siempre resultan ser las más rentables. Por lo tanto, el ingeniero debe evaluar los métodos que cumplan con el mayor número de requerimientos técnicos con el menor costo de inversión.
- Es fundamental realizar pruebas de compatibilidad entre los diferentes fluidos transportados, así como con los productos químicos inyectados, debido a que su mezcla puede ocasionar el depósito de sólidos que impidan el libre flujo de fluidos, o reducir la eficiencia de los tratamientos químicos.
- La implementación de infraestructuras de producción con aislamiento térmico y calentamiento eléctrico pueden solucionar muchos de los problemas relacionados a la precipitación y depósito de sólidos orgánicos y a la formación de emulsiones. Asimismo, en algunos casos permiten mantener o reducir la viscosidad de los crudos pesados para que su producción sea rentable.
- La gran mayoría de los métodos y prácticas operativas del aseguramiento de flujo se han implementado generalmente para aguas profundas, sin embargo, los mismos pueden ser extendidos para cualquier sistema que presente problemas similares en cualquiera de los aspectos presentados en los capítulos de esta tesis.

## Bibliografía

Abdallah, Dalia., Al-hendi, Khaled., Al-Khalaf, Adel. 2013. Medición de la corrosión en las tuberías de revestimiento para prolongar la vida de los activos, Schlumberger Oilfield Review, Vol. 25, no. 3, pp. 18-32.

Achuo Enow., Kima. 2012. Oil Field Chemicals Synergy Upstream Arab Heavy Crude Handling Facilities, SPE 154099-MS.

Acuña, Irlec Alexandra., Brill, Thilo M. and Graven, Hilbrand. 2010. Detección de la corrosión en el fondo del pozo, Schlumberger Oilfield Review 22, no.1.

Akbarzadeh, Kamran., Hammami, Ahmed and Kharrat, Abdel. 2007. Asphaltenes – Problematic but Rich in Potential, Schlumberger, *Oilfield Review*, pp. 22-43.

AlAbbas, Faisal M., Williamson, Charles, Bhola and Shaily M. 2012. Influence of sulfate reducing bacterial biofilm on corrosión behavior of low-alloy, high strength steel (API-5L X80), *Internal Biodeterioration & Biodegratation*, Elsevier.

Alboudwarej, Houssein., Badry, Rob., Baker, Andy. 2006. Highlighting Heavy Oil, *Schlumberger Oilfield Review*, pp. 34-53.

Alderson, Chris., Suppiah, Sitham. 2010. Managing waxy crude production in deep wáter increases production, *Exploration & Production Magazine*, Deepwater Intervention, Houston, Texas.

Al-Khaldi, Mohammed H., Al-Jubani, Ahmad M. 2011. New Insghts into the Removal of Calcium Sulfate Scale, Saudi Aramco - *Journal of Technology*, p. 42-51.

Amin Amin. 2005. Subsea Development from Pore to Process, Schlumberger, *Oilfield Review*.

Amin Amin. 2005. Closing the flow assurance loop, Hart Energy Publishing.

Armentor, Ricky J., Bowman, Mike and Cavazzoli, Gustavo. 2007. Regaining Sand Control, Schlumberger, *Oilfield Review*, pp. 4-13.

Auflem, Harald. 2002. Influence of Asphaltene Aggregation and Pressure on Crude Oil Emulsion Stability, Department of Chemical Engineering - Norwegian University of Science and Technology, Trondheim.

## Bibliografía

---

- B. Chandragupthan., Girish Babu Nounchi., 2011. Integrated Flow Assurance Solutions, *Pipeline & Gas Journal*, Vol. 238 No. 2.
- B.C. Gbaruko., J.C. Igwe., P.N. Gbaruko., 2005. Gas hydrates and clathrates: Flow assurance, environmental and economic perspectives and the Nigerian liquified natural gas Project, *Journal of Petroleum Science & Engineering*.
- Becher, P. 2001. Emulsions: Theory and Practice, 3rd Edition, Oxford University Press, New York.
- Bendiksen, K. H., D. Malnes, R. Moe, and S. Nuland. 1991. The dynamic two-fluid model OLGA: theory and applications, SPE-19451-PA.
- Benerjee, Dwijen, 2012. Oil Sands, Heavy Oil & Bitumen: From Recovery to Refinery, Tulsa, USA.
- Bokin, Egor., Febrianti, Feby., Khabibullin, Eldar. 2010. Flow Assurance and Sour Gas in Natural Gas Production, Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim.
- Bratland, Ove. 2013. *Pipe Flow 1 – Single-phase Flow Assurance*.
- Bratland, Ove. 2013. *Pipe Flow 2 – Multi-phase Flow Assurance*.
- Brondel, Denis., Edwards Randy and Hayman, Andrew. 1994. Corrosion in the Oil Industry, Schlumberger, *Oilfield Review*, pp. 4-18.
- Brown, T.S. 1994. The Effects of Light Ends and High Pressure on Paraffin Formation, 28505-MS SPE Conference Paper.
- Browne, Allan., Laurence, Abney. 2006. An Integrated Approach to Combating Flow Assurance Problems, SPE Bergen.
- Buckley, J. S., Hirasaki, G. J. 1998. Asphaltene Precipitation and Solvent Properties on Crude Oils, *Petroleum Science Technology*.
- Burger, E.D., Perkins, T.K., and Striegler, J.H. 1981. Studies of Wax Deposition in the Trans Alaska Pipeline, SPE-8788-PA.
- Burke, N.E., Hobbs, R.E., Kashou, S.F. 1990. Measurement and Modeling of Asphaltene Precipitation, SPE-18273-PA.
- Chawathe, Adwait., Ozdogan Umut., S. Glaser, Karen., 2009. Un plan para existosas operaciones en aguas profundas, Schlumberger, *Oilfield Review*, No. 1.
- Cheng, Bing., Li, Qingping., Yao, Haiyuan. 2013. Severe Slugging Control Methods Used in Offshore Multiphase Riser, ASME 2013 32nd International Conference on Ocean, *Offshore and Artic Engineering*, Vol. 6.

- Chin, Wilson C. 2000. Modern Flow Assurance Methods Part I: Clogged Pipelines, Wax Deposition, and Hydrate Plugs, *Offshore Magazine*.
- Choon Wee, Tan., Kheng Aik, Lim and Eng Aik, Lim. 2012. Investigation of Water Hammer Effect Through Pipeline System, *International Journal on Information Technology*, Vol. 2, no. 3, pp. 48-53.
- Courbot, A., Hanssen, R., 2007. Dalia Field – System Design and Flow Assurance for Dalia Operations, Offshore Technology Conference.
- Crabtree, Mike., Eslinger, David and Fletcher, Phil. 1999. Fighting Scale – Removal and Prevention, Schlumberger, *Oilfield Review*, Volume 11, Issue: 3.
- Creek, J.L., Lund, Hans Jacob and Brill, P. 1999. Fluid Phase Equilibria, ELSEVIER, Vol. 158-160, pp. 801-811.
- Cullimore, Roy and Johnston Lori A. 2004. Inter-relationship between sulfate reducing bacteria associated with microbiologically influenced corrosion and other bacterial communities in Wells, NACE Conference Papers (Nace International) Droycon Bioconcepts Inc.
- Davidson, Robert. 2002. An Introduction to Pipeline Pigging, Pigging Products and Services Association.
- de Boer, R.B., Leeriooyer, K., Eigner, M.R.P. 1995. Screening of Crude Oils for Asphalt Precipitation: Theory, Practice, and the Selection of Inhibitors, SPE-24987-PA.
- de Waard, C., Lotz, U., and Dugstad, A. 1995. Influence of Liquid Flow Velocity on CO<sub>2</sub> corrosion: A Semi-empirical Model, Corrosion, Paper No. 128.
- Di Meglio, Florent., Petit, Nicolas and Alstad, Vidar. 2012. Stabilization of slugging in oil production facilities with or without upstream pressure sensors, *Journal of Process Control* - ELSEVIER, no. 22, march 2012.
- Drabarek. E and Muzny, C., Bryant, G. 2008. Flow Assurance in a Model Crude Oil: A Structural and Rheometric Study, ANSTO, ANSTO/E-766.
- Fairuzov, Y. V., Guerrero, I., Morales, C., Carmona, D., Cervantes, T., Hernández, N., and Rojas, A. 2004. Stability Maps for Continuous Gas-Lift Wells: A New Approach to Solving an Old Problem, SPE 90644, presented at the 2004 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, TX, USA.

## Bibliografía

---

Fragoso Rivera, E. 2007. Estudio numérico de la corrida de diablos para el mantenimiento de la producción en oleoductos. Tesis de Licenciatura, UNAM, México D.F.

Fu, G., 2002. The development of advanced kinetic hydrate inhibitors, Chemistry in the Oil Industry VII. Royal Society of Chemistry, Cambridge, UK.

Guerrero, Iván., 2004. Nuevo Criterio de Estabilidad para Pozos con Bombeo Neumático Continuo, Tesis de Maestría, UNAM, Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería, México, D.F.

Gharaibah, Emad., Friedemann John., Davidsson, Niklas. Flow assurance aspects of intrusive erosion probes, General Electric Oil & Gas digital. [http://site.ge-energy.com/businesses/ge\\_oilandgas/en/newsletter/geog\\_viewsandnews\\_113012/GEOG\\_TI2012\\_Flow\\_assurance\\_aspects\\_of\\_intrusive\\_erosion\\_probes.pdf](http://site.ge-energy.com/businesses/ge_oilandgas/en/newsletter/geog_viewsandnews_113012/GEOG_TI2012_Flow_assurance_aspects_of_intrusive_erosion_probes.pdf) (descargado el 4 de mayo, 2014).

Goodwin, N., Graham, G.M., 2013. Minimizing Scale Deposition Through Surface Enhancement in Downhole Tools, OTC 24530.

Gopal, M.. 1999. Multiphase Slug Flow - Enhanced Internal Corrosion of Carbon Steel Pipelines in Sweet Production systems, NACE International Conference and Exhibition, India, November 22-25.

Goual, L. 2012. Petroleum Asphaltenes, in Crude Oil Emulsions – Composition, Stability, and Characterization, InTech, Croatia, ISBN 979-953-307-883-9.

Graham, G. M. 2002. Selection and Application of Non-Damaging Scale Inhibitor package for Pre-Emptive Squeeze in Mungo Production Wells, SPE 74665.

Gudmundsson, J.S. 2010. Flow Assurance, Solids in Oil and Gas Production (First Draft), Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim.

Guo, Boyun. 2005. Song, Shanhong., Chacko, Jacob., Ghalambor, Ali., Offshore Pipelines, Gulf Professional Publishing, Elsevier, printed at Burlington, USA.

Guzmán Vázquez, J. 2009. Análisis de un flujo bifásico con taponés hidrodinámicos largos en sistemas de producción costa-afuera. Tesis de Doctorado, UNAM, Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería, México, D.F.

Han, Guoqing., Ling, Kegang and Hinag Khor, Siew. 2013. Simulation of multiphase fluid-hammer Effects During Well Startup and Shut-in, Oil and Gas Facilities, SPE 160049.

Haugen, K., Kvernfold, O., Ronold, A. and Sandberg, R. 1995. Sand erosion of wear-resistant materials: erosion in choke valves. Cambridge, UK.

Hesselbol, Stephen P and Gröke, Darren R. 2000. Massive dissociation of gas hydrate during a Jurassic oceanic anoxic event, Department of Earth Sciences, University of Oxford.

Hirschberg, A and de Jong, L. N. J. 1984. Influence of Temperature and Pressure on asphaltene Flocculation, SPE-11202-PA.

Intec Engineering, Inc. 2001. Deepstar IV Project: Flow Assurance Design Guideline.

IntecSea, Flow Assurance and Operability – Capability & Experience, IntecSea <http://www.intecsea.com/images/Publications/CapabilityStatements/Flow-Assurance.pdf> (descargado el 22 julio 2014).

Irmann.Jacobsen, Tine., Flow Assurance – A System Perspective., FMC Subsea technologies. [http://www.uio.no/studier/emner/matnat/math/MEK4450/h11/undervisningsmateriale/modul-5/MEK4450\\_FlowAssurance\\_pensum-2.pdf](http://www.uio.no/studier/emner/matnat/math/MEK4450/h11/undervisningsmateriale/modul-5/MEK4450_FlowAssurance_pensum-2.pdf) (descargado el 22 de julio de 2014).

J. Ratulowski., A. Amin., A. Hammami and M. Muhammad. 2004. Flow Assurance and Subsea Productivity: Closing the Loop with Connectivity and Measurements, Society of Petroleum Engineers.

Jamaluddin, A.K.M and Nighswander, J. 2002. Ashpahltenes Characterization: A Key to Deepwater Developments, SPE 77936.

Jamaluddin, A.K.M and Kabir, C.S. 2012. Flow Assurance: Managing flow dynamics and production chemistry, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, p. 106-116.

Jansen, F.E., Shoham, O and Taitel, Y. 1996. The elimination of severe slugging – experiments and modeling, *Int. J. Multiphase Flow*, Vol. 22 no.6, pp. 1055-1072.

Khiani, Bobind. 2014. Water Hammer Prevention – Using Check Valves to Protect Against Harmful Process Conditions in Pipeline Applications, *Flow Control Network*, Vol. XX, No. 1.

King, George E. Scale Basics, GEK Engineering digital [http://gekengineering.com/Downloads/Free\\_Downloads/Scale\\_Basics.pdf](http://gekengineering.com/Downloads/Free_Downloads/Scale_Basics.pdf) (descargado el 19 de mayo de 2014)

KSB. 2006. Water Hammer, KSB Know-how (Brochure), Vol. 1.

## Bibliografia

---

Le, Linh and Palejwala, Ashfaq. 2012. Erosion: Optimising the Design Process to Avoid Excessive Conservatism, Australian Oil & Gas Conference Perth.

Lervik, J.K., Kulbotten, H and Nysveen, A. 1997. Developments of electrical heating for subsea pipelines, Norwegian University of Science and Technology.

Lide, David R. 1998. Handbook of Chemistry and Physics, 87th ed, pp. 4–87.

Limanowka, W. A and Voytechek, M.J. 1999. Asphaltene Deposition Problems in Oil Industry with Focus on Electric Submersible Pump Applications, Society of Petroleum Engineers.

Malekzadeh, Reza. 2012. Severe slugging in gas-liquid two-phase pipe flow, Delft University of Technology, Sieca Repro. ISBN 978-94-6186-059-0.

MaLI, Prassana and Al-Jasmi, Ahmad, 2014. Evaluation of Artificial Lift Modes for Heavy Oil Reservoirs, SPE-170040-MS.

March, David M and Bass, Ronald M. 2003. Robust Technology Implementation Process Applied To A First Deepwater Electrical Heating Ready System, OTC 15145.

Mehta, A.P., Hebert, P.B., Cadena, E.R and Weatherman, J.P. 2003. Fulfilling the promise of low-dosage hydrate inhibitors: journey from academic curiosity to successful field implementation, *SPE Production and Facilities*, No. 18, pp. 73–79.

Mehta, Ajay P., Zabaras, George J. and Schoppa, Wade. 2004. Unlocking Deepwater Heavy Oil Reserves – A Flow Assurance Perspective, OTC 16682.

Mullins, C., Betancourt, S. S. and Cribbs, M. E. 2007. Asphaltene Gravitational Gradient in a Deepwater Reservoir as Determined by Downhole Fluid Analysis, SPE Paper 106375.

Mullins, Oliver C. and Sheu, Eric Y. 2007. Asphaltenes, Heavy Oils and Petroleomics, Springer, New York.

Nyborg, Rolf. 2009. Guidelines for prediction of CO<sub>2</sub> corrosion in oil and gas production systems, Institute for Energy, number of pages: 19, ISBN 978-82-7017-792-9.

O'Donoghue Aidan. 2004. Pigging as a Flow Assurance Solution – Estimating Pigging Frequency for Dewaxing, Pipeline Pigging Conference, Amsterdam.

Ogazi, Anayo Isaac. 2011. Multiphase Severe Slug Flow Control, Department of Offshore, Process and Energy Engineering, Cranfield University.

Pan, Shu., Zhu, Jack and Zhang, Dan. 2009. Case Studies on Simultaion of Wax Deposition in Pipelines, International Petroleum Technology Conference.

Papusha, Alexander N. and Nankin, Alexander. 2010. The effect of gas lift on the severe slugging boundary for Shtokman field simulated in OLGA, Norwegian – Russian Artic offshore workshop.

Paul, C.K., Dillon W.P. 2001. Natural Gas Hydrates: Occurrence, Distribution and Detection. *American Geophysical Monograph Series*.

Poblano, E., Camacho, R. and Fairuzov, Y.V. 2002. Stability Analysis of Continuous-Flow Gas-Lift Wells, SPE 77732, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA.

Poblano, E. 2002. Estabilidad de Flujo en Pozos con Bombeo Neumático Continuo, Tesis de Maestría, UNAM, Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería, México, D.F.

Secretaría de Energía. Prospectiva de Petróleo Crudo 2012- 2026. Informe. [http://sener.gob.mx/res/PE\\_y\\_DT/pub/2012/PPCI\\_2012\\_2026.pdf](http://sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2012/PPCI_2012_2026.pdf) (descargado el 13 de marzo de 2014)

Instituto Mexicano del Petróleo . Retos tecnológicos de la industria petrolera. Recursos Energéticos 2008. Presentación. [http://www.iingen.unam.mx/es-mx/BancodeInformacion/MemoriasdeEventos/Documents/RecursosEnergeticos\\_Evento2008/05%20Retos%20Tecnologicos%20de%20la%20Industria\\_.pdf](http://www.iingen.unam.mx/es-mx/BancodeInformacion/MemoriasdeEventos/Documents/RecursosEnergeticos_Evento2008/05%20Retos%20Tecnologicos%20de%20la%20Industria_.pdf) (descargado el 27 de febrero de 2014)

Salama, M. M. and Venkatesh, E. S. 1983. Evaluation of API RP 14E Erosional Velocity Limitations for Offshore Gas Wells, OTC 4485.

Schmidt Z., Brill, JP. and Beggs, H. D. 1985. Severe Slugging in Offshore Pipeline Riser-Pipe System, *SPE Journal*, February, pp 27–38, SPE-12334-PA.

Song, S., Kouba, G. 2000. Fluid Transport Optimization Using Seabed Separation, Presented at the Energy Sources Technology Conference & Exhibition, New Orleans.

Song, S., Peoples, K. 2003. Impacts of Transient Analysis on Kuito Production Operations, OTC-15186-MS.

Strommen, R.D. 2002. Seven Years Experience from Subsea, Deepwater Pipeline Internal Corrosion Monitoring, Corrosion, Paper No. 2251.

## Bibliografía

---

- Suess, E., M.E. Torres, G. and Bohrmann, R.W. 1999. Gas hydrate destabilization: enhanced dewatering, benthic material turnover, and large methane plumes at the Cascadia convergent margin, *Earth Planet.*
- Suppiah, S. and Ahmad, A. 2012. Waxy-Crude Production Management in a Deepwater Subsea Environment, *Society of Petroleum Engineers.*
- Taofeek Papoola, Lekan., Gremma Alhaji. and Latinwo Ganiyu. 2013. Corrosion problems during oil and gas production and its mitigation, *Internal Journal of Industrial Chemistry*, SpringerOpen Journal.
- Thomas, B. 1998. Proposed screening criteria for gas injection evaluation, *Journal of Canadian Petroleum Technology*, v. 37, no. 11, pp. 14-20.
- Time, Rune W. 2011. Flow Assurance and Multiphase flow Presentation, Department of Petroleum Engineering, University of Stavanger, mayo 31.
- Time, Rune W. 2011. Flow Assurance and Multiphase flow Presentation, Department of Petroleum Engineering, University of Stavanger, mayo 31.
- TÜV NEL Limited. 2003. Erosion in elbows in hydrocarbon production systems: Review document, Health and Safety Executive. ISBN 0 7176 2743 8
- Wang, J., Buckley, J. S. 2003. Asphaltene stability in crude oil and aromatic solvent – the influence of oil composition, *Energy Fuels*, 17(6), pp. 1445-1451.
- Wang, Wuchang., Fan, Shuanshi. 2010. A Model for estimating flow assurance of hydrate slurry in pipelines, *Journal of Natural Gas Chemistry.*
- Wauquier, J., 2004. El Refino del Petróleo. Díaz de Santos e Instituto Superior de la Energía, España.
- Venkatesh, E.S. 1986. Erosion damage in oil and gas Wells, SPE-15183-MS.
- Venkatesan, R., P. Singh and H.S. Fogler. 2002. Delineating the Pour Point and Gelation Temperature of Waxy Crude Oils, SPE-72237-PA.
- Xiaoming, Luo., Limin, He., Huawei, Ma. 2011. Flow Pattern and Pressure Fluctuation of Severe Slugging in Pipeline-Riser System, *Fluid Flow and Transportation Phenomena – Chinese Journal of Chemical Engineering*, no. 19, pp. 26-32.

## **Anexo 1 – Operaciones de corrida de diablos**

### **A.1.1 Introducción**

El término diablo (o *pig*, en inglés) fue una referencia original hacia los raspadores “Go-Devil” corridos a través de la tubería y dirigidos por el flujo detrás de los rastrillos insertados con el propósito de remover la cera de las paredes de tubería. Actualmente, los operadores en campo le atribuyen el nombre diablo a cualquier dispositivo fabricado para pasar a través de un gaseoducto para la limpieza y otros propósitos a fines a la producción.

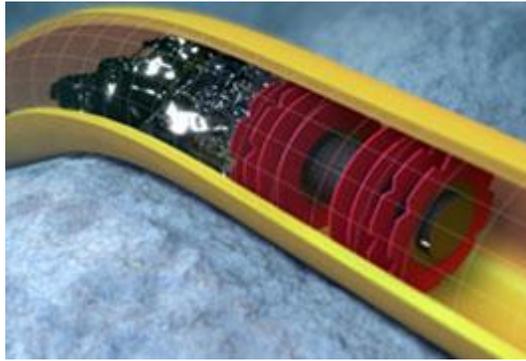
El proceso por el cual un diablo es insertado dentro de la tubería y dirigido por los fluidos dentro de la misma es llamado operación de corrida de diablos (o en inglés, *pigging operation*). Hoy en día, esta práctica se ha convertido en una operación bastante común para la inspección general de los pozos y líneas de producción, así como para efectuar tratamientos de remediación distintos problemas relacionados con el aseguramiento de flujo.

### **A.1.2 Aplicaciones principales de la corrida de diablos**

Aunque los diablos fueron originalmente desarrollados para remover depósitos que pudieran reducir o bloquear el flujo a través de oleo gaseoductos, hoy en día estos dispositivos son utilizados durante todas las etapas de la vida de una tubería por diferentes razones.

En la etapa de construcción de un tubular, la corrida de diablos es utilizada para remover los residuos, calibración, limpieza y secado de las mismas. Durante las operaciones de producción, la corrida de diablos es aplicada en pozos de aceite para remover todo tipo de depósitos sólidos y/o líquidos condensados en sistemas de gas. Adicionalmente la corrida de diablos es ampliamente utilizada con el propósito de inspeccionar la tubería, obtener mediciones del grosor de la tubería y detectar puntos de erosión y corrosión.

Asimismo, esta práctica es realizada con el objetivo de recubrir la pared de los tubulares con inhibidores y proveer aislamiento de presión durante otras operaciones de mantenimiento. La **Figura A.1**, muestra una porción de depósitos siendo desplazada por un diablo.



**Figura A.1 - Corrida de diablos para remover depósitos (Schlumberger, 2014).**

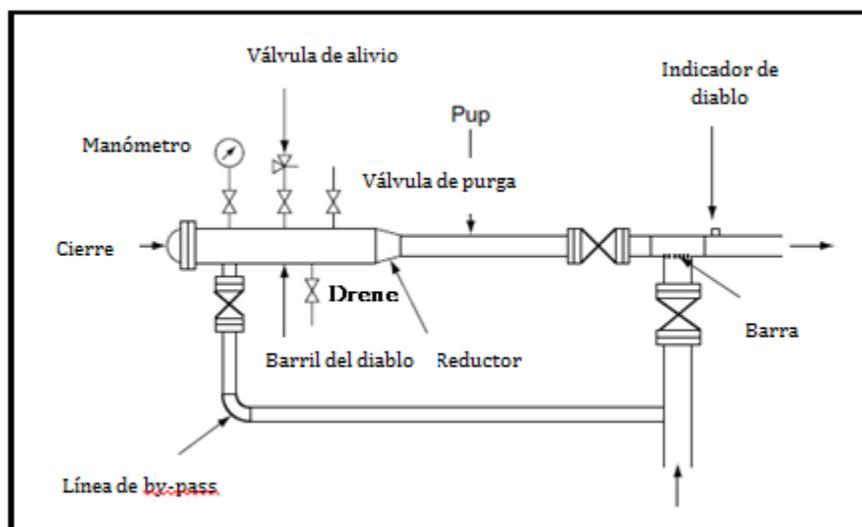
### **A.1.3 Elementos necesarios para efectuar una corrida de diablos**

Generalmente, los diablos requieren sistemas de lanzamiento y recepción para introducirlos en la tubería de producción. Estos equipos están instalados en los extremos corriente arriba y abajo de la sección de la tubería en la que se realizará la operación, respectivamente. La distancia entre el lanzador y el receptor depende del servicio que realizará el diablo, los procedimientos operativos y los elementos montados en el mismo.

En los sistemas de producción de hidrocarburos, la distancia entre el lanzador y el receptor puede llegar hasta las 500 millas para diablos esféricos y 300 millas para todos los demás tipos de diablos, dependiendo también de la cantidad de lubricante empleado. La cantidad de arena, ceras, y otros materiales transportados por el frente del diablo también pueden afectar la distancia máxima.

El lanzador y el receptor consisten de un cierre o tapa de apertura rápida para el acceso, un barril de gran tamaño, un reductor, y un tubo de cuello para la conexión a la tubería. Los diablos pueden ser localizados a partir de sistemas de rastreo electrónico instalados dentro del mismo o a través de señalizadores fijos a lo largo del tubular.

Una configuración típica de un lanzador de diablos se ilustra en la **Figura A.2**.



**Figura A.2 - Configuración típica de un lanzador de diablos para un sistema de producción (Modificada de Boyun, 2005).**

### A.1.4 Tipos de diablos

Aunque cada tubería cuenta con características propias que afectan el cómo y el porqué se utilizará una corrida de diablos, existen tres razones básicas para realizar este tipo de operaciones: 1) para aplicar productos químicos; 2) para desplazar sólidos o residuos indeseables; y 3) para realizar inspecciones internas. Dado lo anterior una de las clasificaciones más comunes de los tipos de diablos es la siguiente:

- Diablos de servicio (utility pigs)
- Diablos de Inspección (Inteligentes)
- Diablos de gel

#### **A.1.4.1 Diablos de servicio**

Los diablos de servicio pueden ser divididos en dos grupos con base en su propósito fundamental:

- i** diablos de limpieza: utilizados para remover depósitos sólidos/semisólidos o residuos dentro de la tubería.

**ii** diablos selladores: que proveen un aislamiento ya sea para desplazar líquidos, proveer una interfase entre dos productos diferentes dentro de la tubería o durante la prueba hidrostática de tuberías en las que se llenan la línea de agua y posteriormente realizar un drenaje.

Dentro de estos dos grupos puede hacerse una subdivisión adicional para diferenciar los diablos por su forma o tipo:

a) *Diablos esféricos*: este tipo de diablos pueden ser fabricados de composición sólida o ser inflados a su diámetro óptimo con agua y/o glicol. En años pasados se han usado como diablos selladores, no obstante, en la actualidad existen otros tipos tales como los solubles que contienen micro cristales de productos inhibidores para la remoción de ceras o parafinas. **(Figura A.3)**.



**Figura A.3 - Diablos esféricos (<http://www.inlineservices.com/>).**

b) *Diablos de espuma*: son diablos compresibles y su densidad puede variar de 2 a 10 [lbs/ft<sup>3</sup>], moldados a base de espuma de poliuretano y regularmente con forma de bala (ver **Figura A.4**). Asimismo, cuentan con distintas bandas de poliuretano, carburo de silicio o materiales abrasivos adheridos de forma permanente. Se utilizan principalmente para la remoción de depósitos suaves y en pozos de gas para la remoción de condensados.



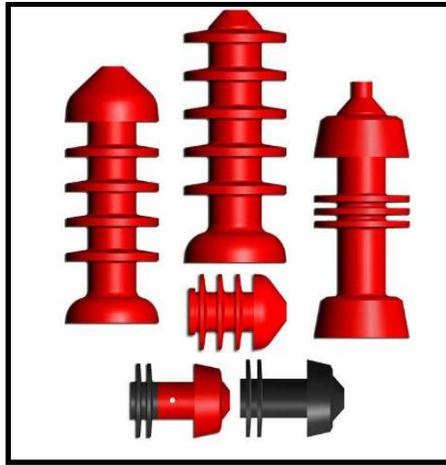
**Figura A.4 - Diablos de espuma (<http://www.inlineservices.com/>).**

c) *Diablos de mandril:* cuentan con un tubo o mandril como cuerpo central al cual pueden ser montados distintas configuraciones de raspadores, cepillos o demás componentes (Ver **Figura A.5**). Este tipo de diablos puede fungir ya sea como limpiadores, selladores o una combinación de ambos. Los raspadores y cepillos pueden ser remplazados para prolongar la vida útil del diablo.



**Figura A.5 - Diablo Tipo Mandril (<http://www.inlineservices.com/>).**

d) *Diablos de molde sólido*: generalmente son (ver **Figura A.6**) fabricados en una sola pieza de poliuretano aunque pueden utilizarse otros materiales como neopreno, nitrilo y otros elastómeros. Estos diablos son considerados del tipo selladores, aunque algunos han sido ajustados con cepillos envolventes para propósitos de limpieza. Los diablos de recubrimiento sólido son bastante efectivos para remover condensados en líneas de gas y controlar la acumulación de parafinas en pozos de aceite.



**Figura A.6 - Diablos de molde sólido (<http://www.apachepipe.com/>).**

### **A.1.4.2 Diablos de Inspección**

Las corridas de diablos de inspección brindan todo tipo de información sobre las condiciones de la tubería y/o su contenido. Los elementos que constituyen estos diablos tienen el objetivo de reunir información que posteriormente será analizada ya sea por técnicos o ingenieros de producción para determinar y reportar las condiciones de la línea.

Entre la información básica que se puede obtener de estos dispositivos son mediciones de la geometría y el diámetro de la tubería. Actualmente se han desarrollado diablos de inspección “inteligentes”, los cuales pueden reunir información adicional en una sola corrida y cubrir un rango más amplio de objetivos, tales como:

- Inspección fotográfica
- Determinación del perfil de la tubería
- Registro de la temperatura/presión
- Detección de pérdida de metal/corrosión
- Medición de depósito ceroso
- Detección de posibles fugas

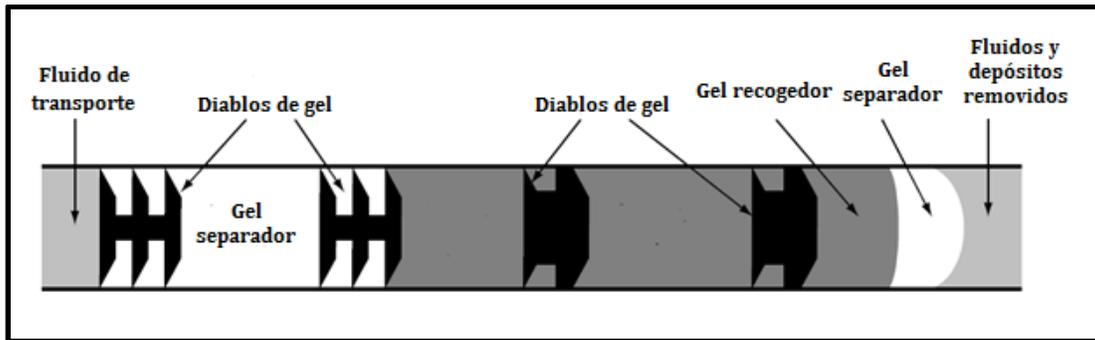


**Figura A.7 - Ilustración de un diablo inteligente (<http://www.smartpigs.net>).**

### **A.1.4.3 Diablos de gel**

Los diablos de gel están constituidos de una serie de sistemas de líquidos gelificados desarrollados tanto para las etapas de la instalación de las tuberías y líneas de producción o como parte de programas de mantenimiento. La mayoría de los diablos de gel son fabricados a base de agua. Sin embargo, pueden gelificarse una variedad de químicos, solventes e incluso ácidos para efectuar algunas tareas tales como:

- Separación de productos y fluidos de limpieza
- Remoción de residuos
- Aplicación de inhibidores y biocidas
- Remoción de diablos atorados
- Remoción de condensados en pozos y líneas de gas



**Figura A.8 - Aplicación de diablos de gel en una operación de corrida de diablos (Modificada de Boyun, 2005).**

Algunos químicos pueden ser gelificados como una fase continua y otros dispersos en un fluido transportador. Actualmente existen 4 tipos principales de gel que son usados en las operaciones de producción:

- Gel separador o de bache
- Gel recogedor o levantador de residuos
- Gel de hidrocarburo
- Gel deshidratador

Los diablos de gel pueden ser utilizados de forma singular o en conjunto con otra variedad de diablos convencionales. Cuando se usan con algunos tipos convencionales, los diablos gelificados pueden mejorar el rendimiento general de las corridas y eliminar casi por completo el riesgo de que los diablos queden atorados en algún punto de la línea.

#### **A.1.4.4 Diablos especiales**

Actualmente se han fabricado algunos diablos para ciertas aplicaciones especiales, como los que se mencionan a continuación:

- i **Diablos de diámetro dual:** son diablos de tipo mandril equipados con discos sólidos para el diámetro más pequeño y discos semi-deformables para la línea más grande.

- ii** Diablos “PinWheel”: usan pernos de acero alrededor de toda su superficie y están diseñados para remover depósitos de cera o incrustaciones duras.
  
- iii** Diablos limpiadores magnéticos: diseñados para remover residuos ferrosos dentro de las tuberías.

### **A.1.5 Selección del tipo de diablos**

El propósito operacional de la corrida de diablos es obtener y mantener la eficiencia de las tuberías y líneas de producción. Esta última depende de dos cosas: primero, debe operar de forma continua, y segundo, el rendimiento del diablo debe obtenerse al menor costo operativo. El tipo de diablo a utilizar y su configuración óptima para una tarea específica en una tubería en particular deben determinarse en distintos criterios, entre los cuales se incluyen:

#### **i** Propósito de la corrida

- Tipo, localización, y volumen del material que se removerá o desplazará
- Tipo de información que se quiere obtener a partir de una corrida de diablos inteligentes

#### **ii** Contenido de la línea

- Elementos dentro de las líneas mientras se realiza la corrida
- Presión de empuje vs presión disponible
- Velocidad del diablo

#### **iii** Características del tubular

- Diámetros máximos y mínimos internos
- Distancia máxima que debe recorrer el diablo
- El radio mínimo y ángulos de curvatura
- Características adicionales como tipo de válvulas y conexiones de líneas de producción.

## Anexo 2 Herramientas de cómputo para el aseguramiento de flujo

En la **Tabla A.1** se indican sólo algunas de las herramientas de cómputo comerciales más comunes que son utilizadas para el análisis del aseguramiento del flujo en sistemas de producción de petróleo y gas; se presenta una breve descripción de su propósito y los datos que pueden ser calculados.

**Tabla A.1 - Herramientas de cómputo utilizadas comúnmente para el análisis del aseguramiento del flujo**

Herramienta	Propósito	Datos calculados
HYSYS, steady state	Herramienta de diseño de elementos de proceso y determinación condiciones de operación	Gastos de producción Presiones Temperaturas Diámetro de tuberías
HYSYS, dynamics	Verificación de la filosofía y procedimientos de operación así como análisis sistema de control y	Prueba de funcionalidad Tamaño de equipos Parámetros de control/ciclos de control
PVTsim	Análisis de las propiedades de los fluidos para los modelos de simulación	Tablas de las propiedades de los fluidos Curvas de hidratos Curva WAT Composición de fluidos multifásicos Envolvente de fases
RP O501 DNV	Cálculos de erosión	Proyección de las tasas de erosión Mapeo de áreas con problemas potenciales
CFD Multiphase	Análisis detallado de erosión	Análisis detallado de los puntos más propensos a erosión
CFD/FEA	Análisis térmico	Análisis detallado de los puntos fríos
FlowManager	Diseño del estado estacionario del flujo multifásico	Análisis rápido de presión-temperatura y gastos de producción de largas líneas de producción

**Tabla A.1 Herramientas de cómputo utilizadas comúnmente para el análisis del aseguramiento del flujo (continuación)**

Herramienta	Propósito	Datos calculados
FlowManager Design	Diseño del estado estacionario del flujo multifásico Incluye módulos submarinos de proceso como compresores, bombas, separadores, etc.	Proceso subsuperficial como parte del sistema total, desde el pozo hasta las instalaciones superficiales Análisis rápido de presión-temperatura y gastos de producción de largas líneas de producción
OLGA, steady state multiphase	Diseño del flujo estacionario para mezclas multifásicas	Análisis de presión, temperatura y gastos de producción de largas líneas de flujo Régimen de flujo
OLGA, transient multiphase	Diseño multifásico	Régimen de flujo Rastreo de baches Cálculo del volumen de baches
CFD, transient multiphase	Diseño multifásico	Detalles del comportamiento del flujo

Es importante entender las diferencias de la idoneidad de los diferentes modelos de simulación que pueden ser desarrollados en las herramientas referidas. Para el caso de los modelos de flujo transitorio multifásico existe un régimen jerárquico para construirlos. Una regla básica es empezar con el modelo más simple en régimen permanente, como HYSYS Steady State, FlowManager™, OLGA steady state y aumentar gradualmente la complejidad del problema mediante el uso de modelos más avanzados, es decir, HYSYS dynamics y OLGA transient. El último recurso es el análisis CFD (Computational Fluid Dynamics), debido a que es una actividad que requiere mucho detalle y tiempo para realizarse; además de que debe aplicarse junto con varios de los modelos anteriores.

De la misma manera el análisis de la erosión debe comenzar con un simple examen del modelo de erosión DNV RP 0501 o FlowManager™. Posteriormente, las áreas con problemas potenciales que se han identificado deben ser analizadas por medio de CFD.

Generalmente, durante el análisis térmico sólo se cuenta con un enfoque analítico en la primera etapa de diseño. Los principales cálculos necesitan realizarse por FEA (Finite Element Analysis) y en algunos casos se requiere un

## Herramientas de cómputo

---

CFD más refinado. La determinación de las estrategias de remediación de hidratos y ceras se basa en calcular las propiedades de los fluidos, con herramientas como PVTsim.