



Producción de Yacimientos Maduros de Gas Posibles Soluciones al Load Up.

Pablo Bizzotto

pbizzotto@pan-energy.com

Esteban Fellner

efellner@pan-energy.com

Pan American
ENERGY

- Flujo Multifásico en pozos
- Qué es el Load Up?
- Fuentes de líquido
- Síntomas de carga de líquidos en pozos de gas
- Velocidad Crítica
- Análisis Nodal
- Posibles soluciones al load Up
 1. Plunger Lift & Pacemaker
 2. Diámetro de Tubing
 3. Compresión
 4. Espumantes
 5. Eductores
 6. Vortex

Flujo Multifásico en un pozo de gas

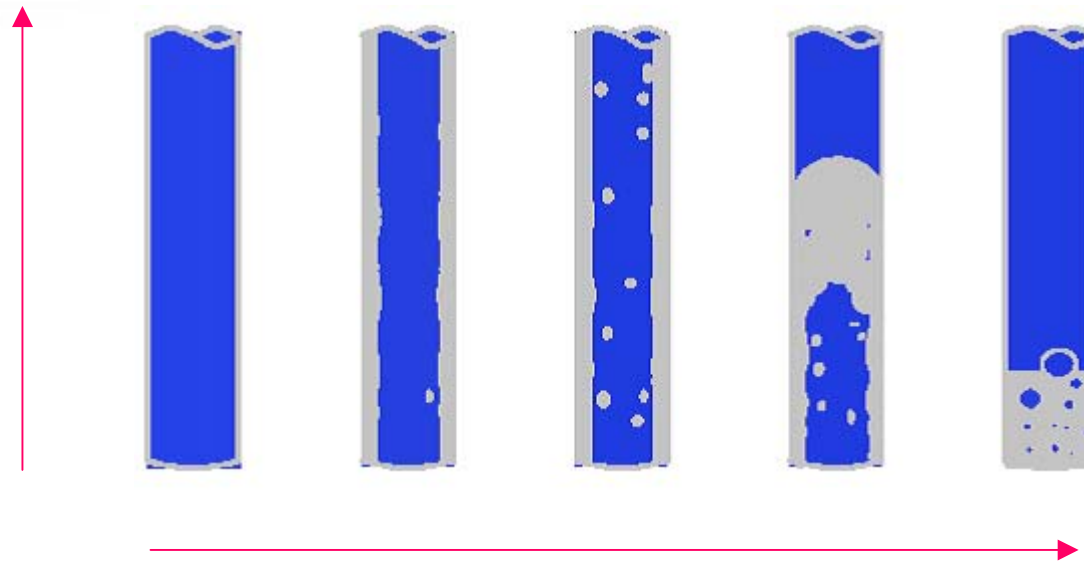
Mist

Anular

Slug

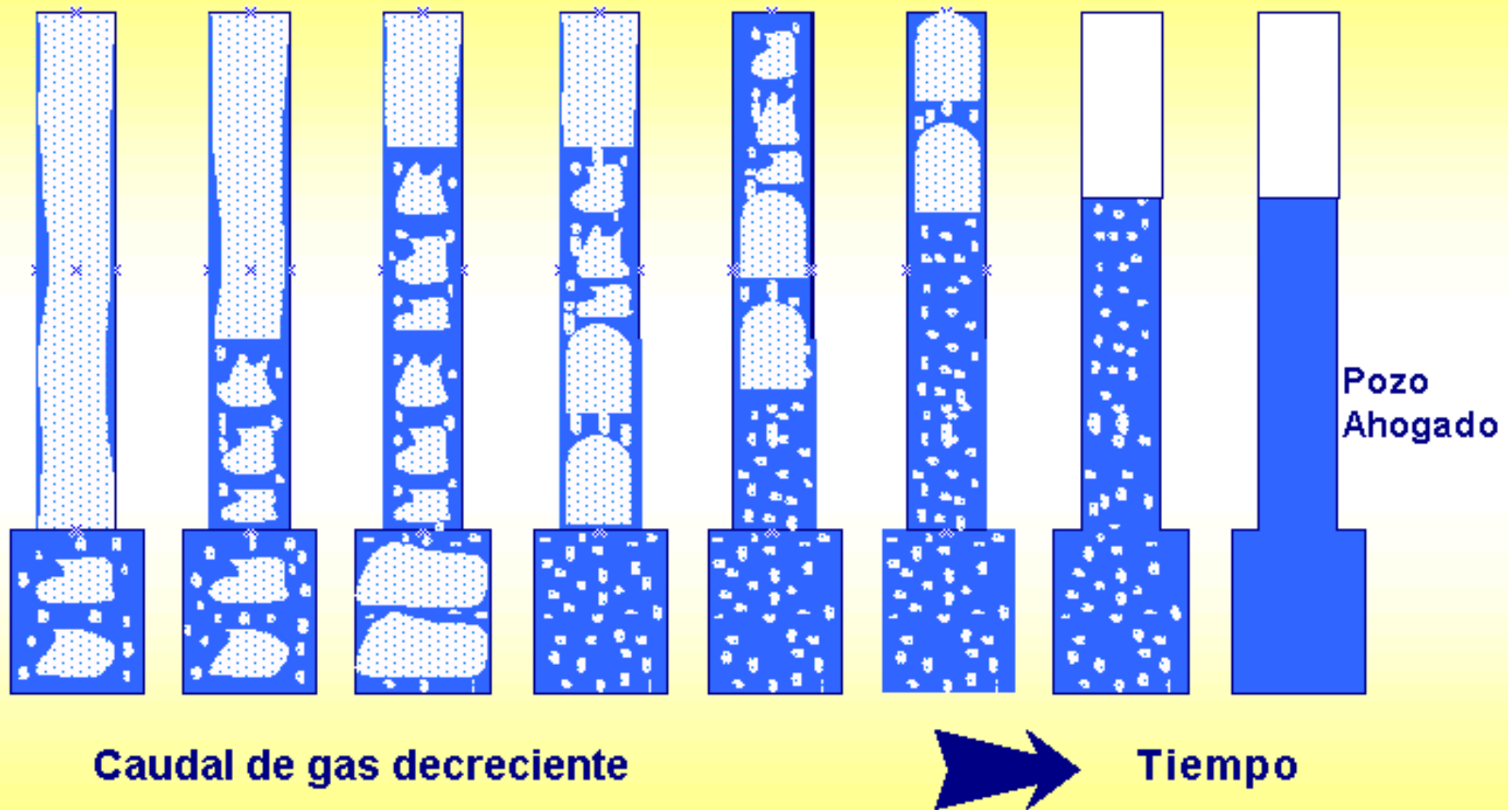
Bubble

Flujo de gas

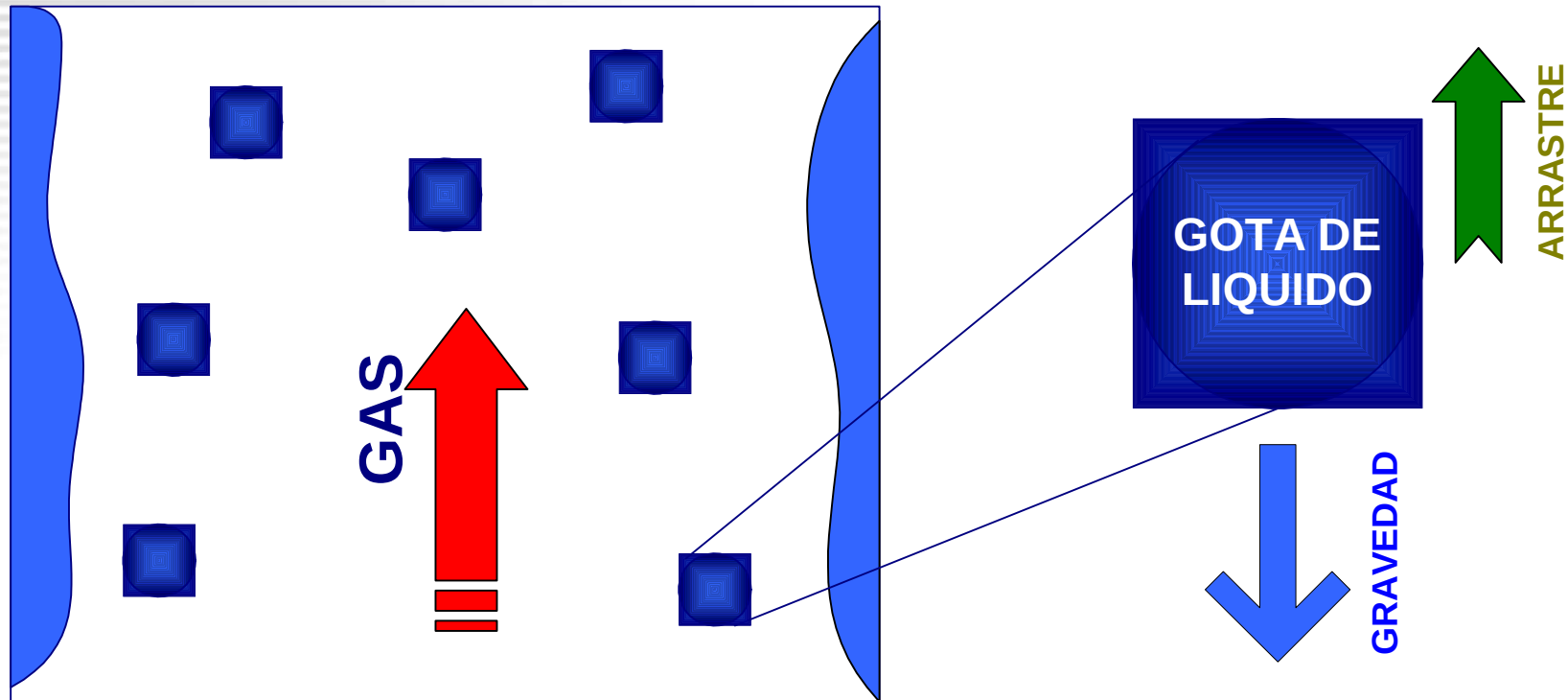


Decrecimiento de la velocidad del gas

Etapas de Producción de un pozo de gas.



Qué es el Load Up?

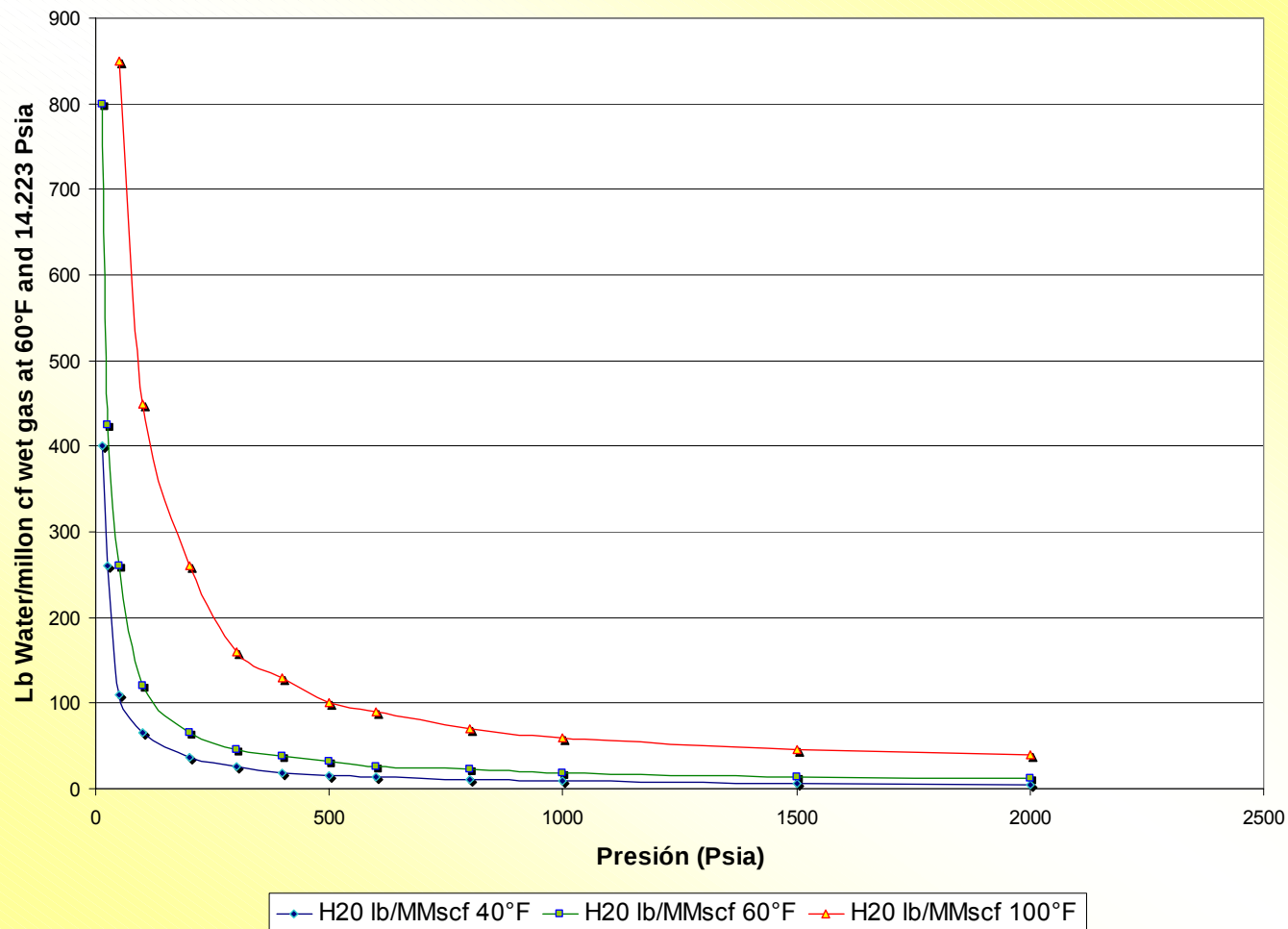


Cuando el gas fluye hacia la superficie, lo hace transportando líquidos, esto es así si la velocidad es suficientemente alta. Cuando esta velocidad declina, el gas comienza a perder capacidad de transporte y a un determinado valor de caudal las gotas de líquido comienzan a acumularse en el fondo del pozo, dando inicio al proceso que se denomina **“Load Up”**.

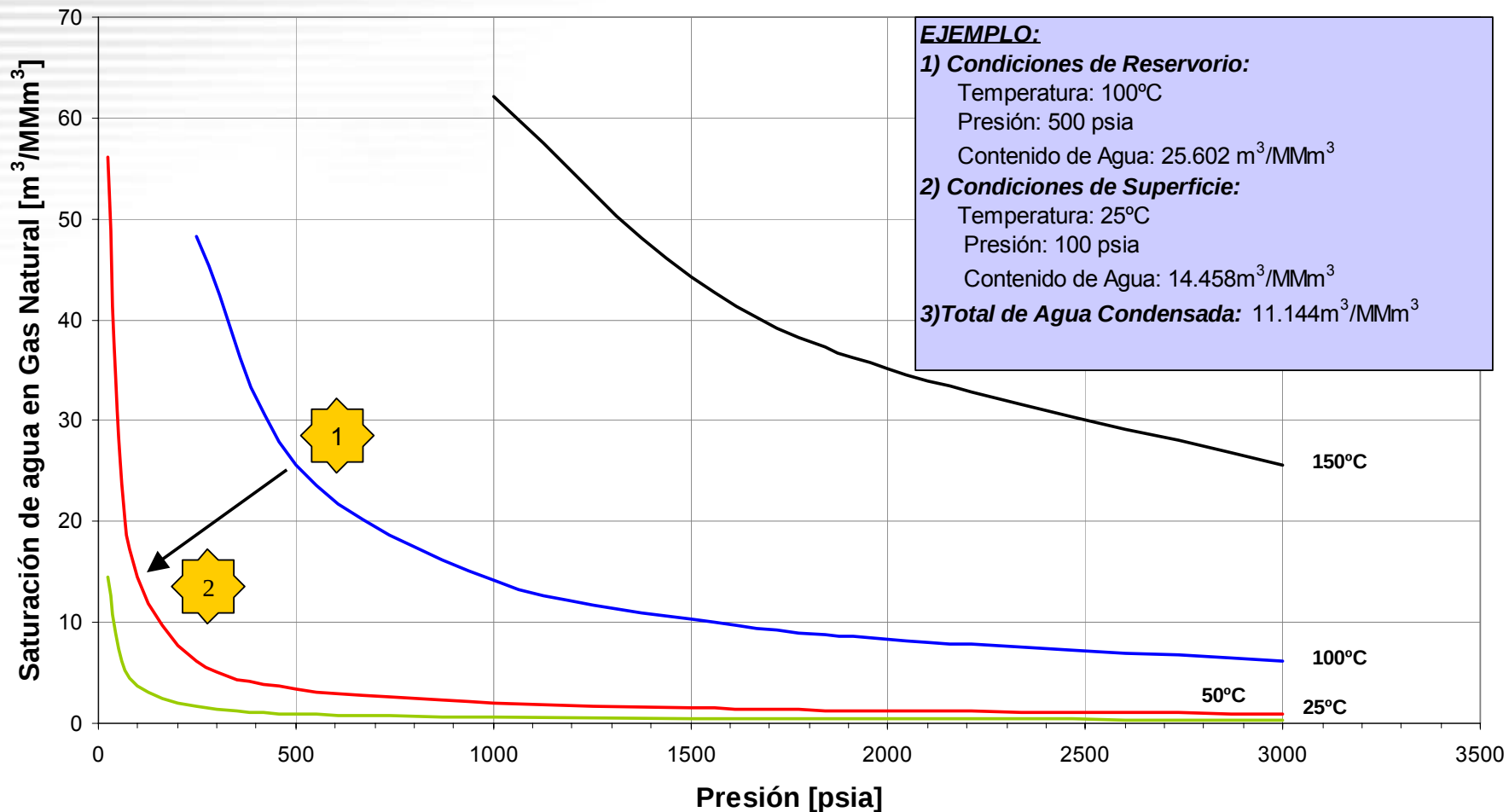
El agua producida puede tener diversas fuentes:

- **Conificación de agua.**
- **Acuífero**
- **Agua producida desde otra zona.**
- **Agua libre de formación.**
- **Agua de condensación.**

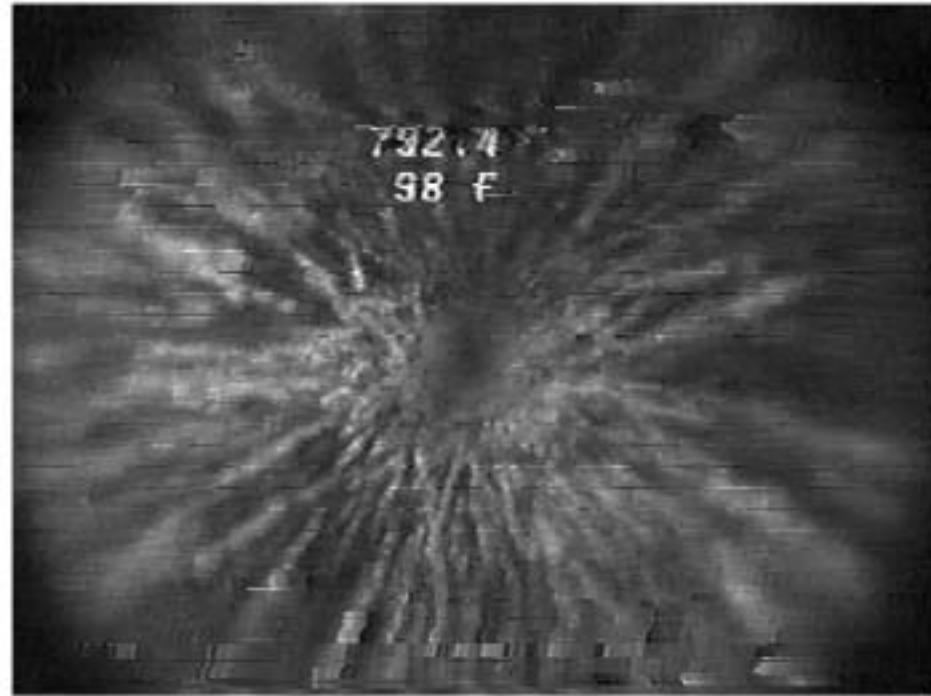
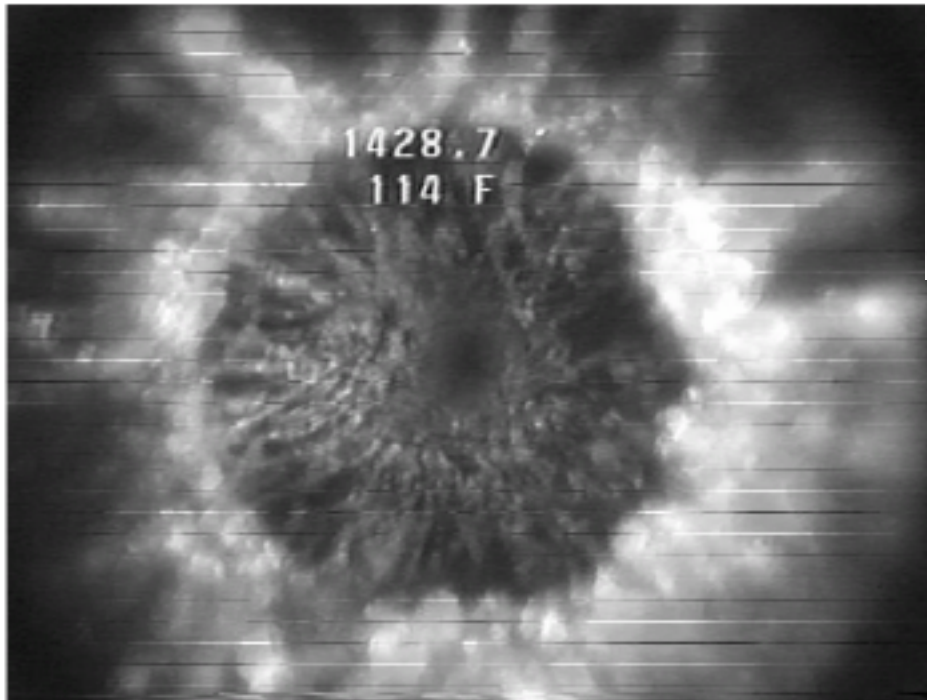
Contenido de H2O en el gas



Ejemplo de Cálculo de Contenido de H2O en el gas



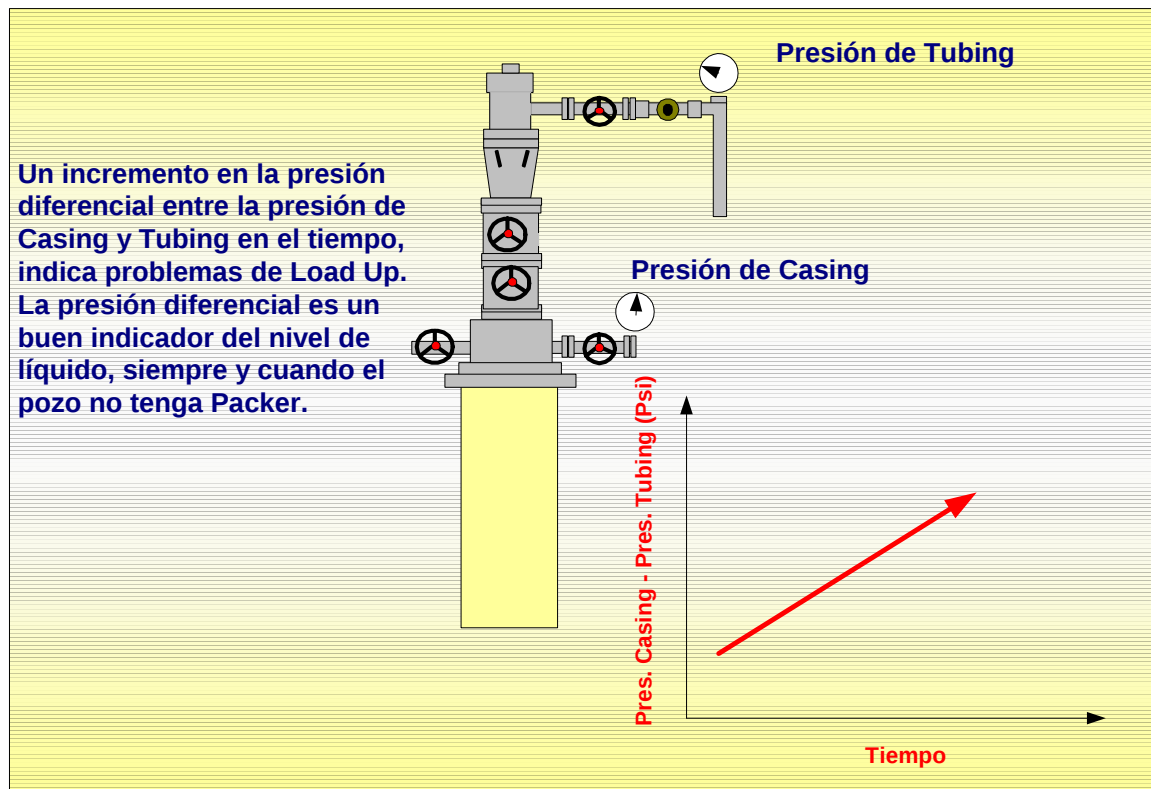
Fotografías de agua condensada en el tubing.



Cómo reconocer un Load Up?

- Síntomas de Producción
- Gradientes Dinámicos de Presión
- Cálculo de Velocidad Crítica
- Análisis Nodal

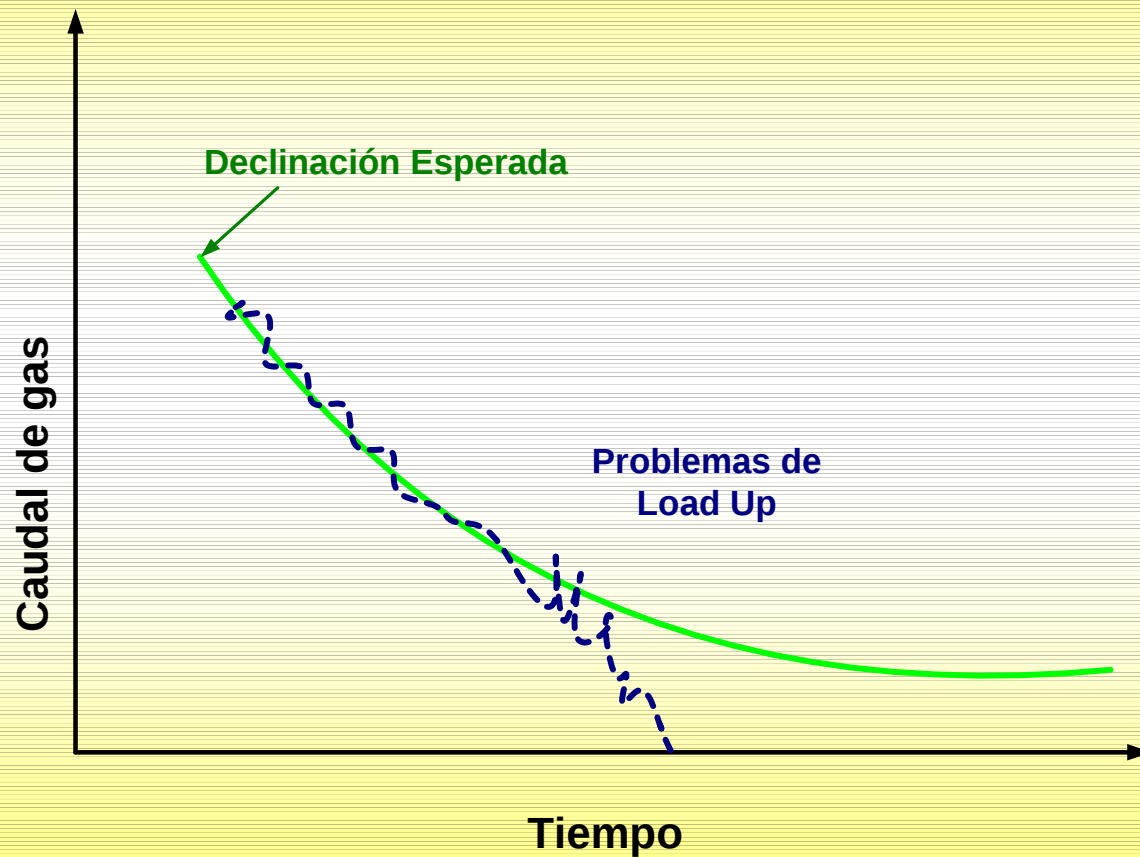
- Carta de presión en boca de pozo o Separador de Test, presiones erráticas, producción de slugs de líquido.
- Registros de presiones en Boca de pozo (Tubing y casing).
- Ensayos, producción de líquido variable.



Síntomas de Producción

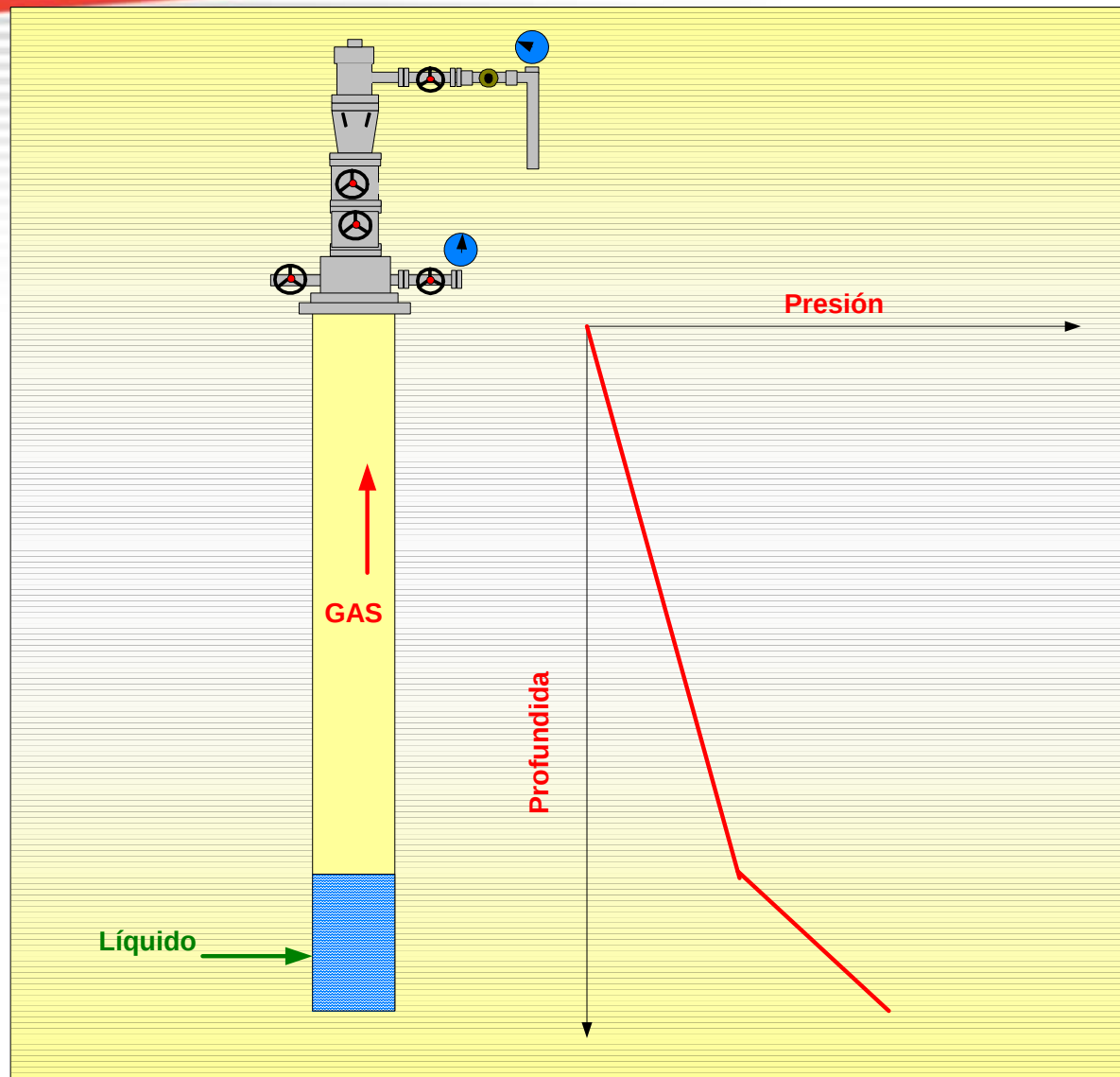
Análisis por Curvas de Declinación

Declinación con Liquid Loading



Sintomas de Producción

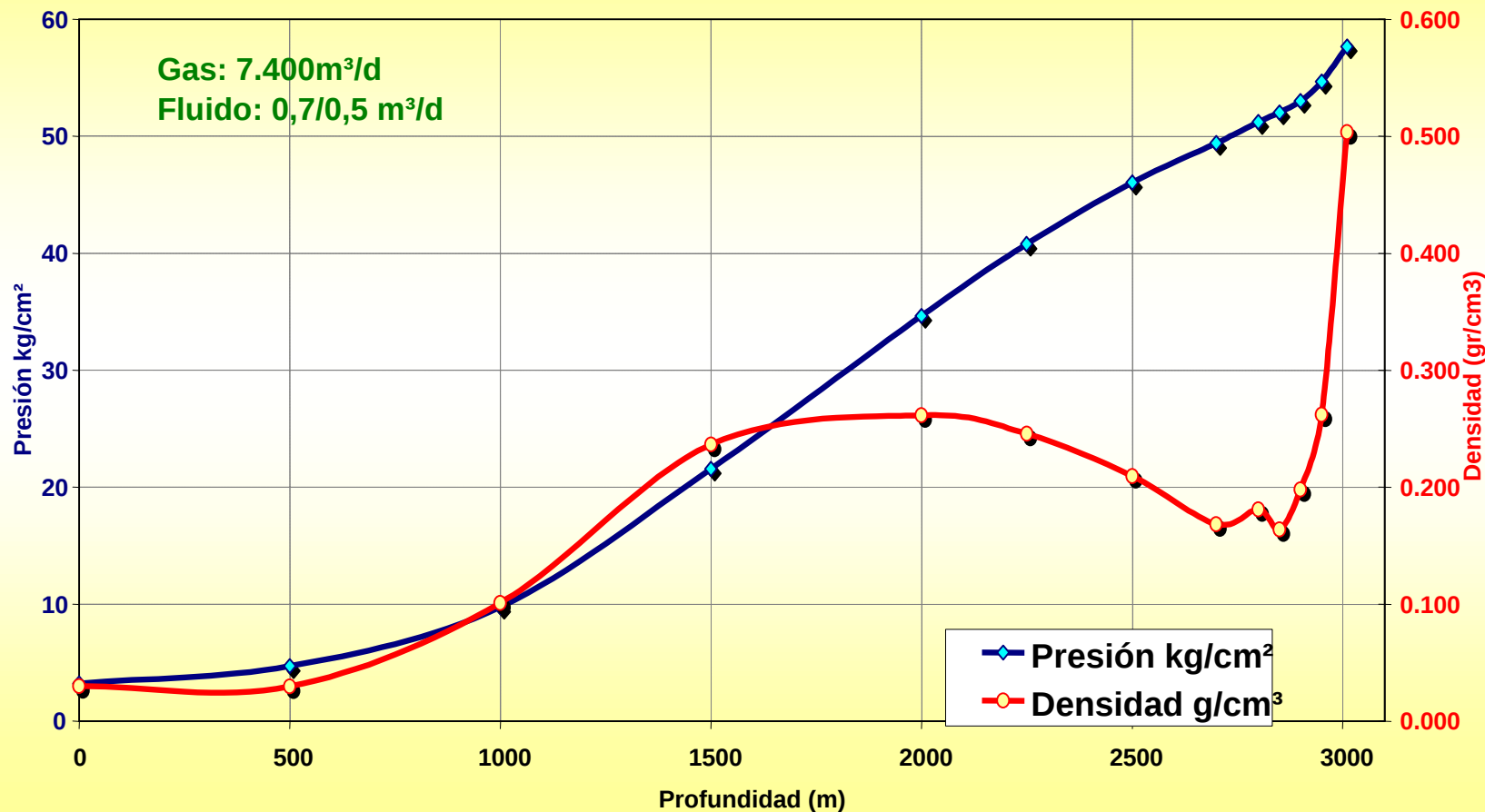
Gradientes de Presión



Gradientes dinámicos

Antes de Plunger Lift

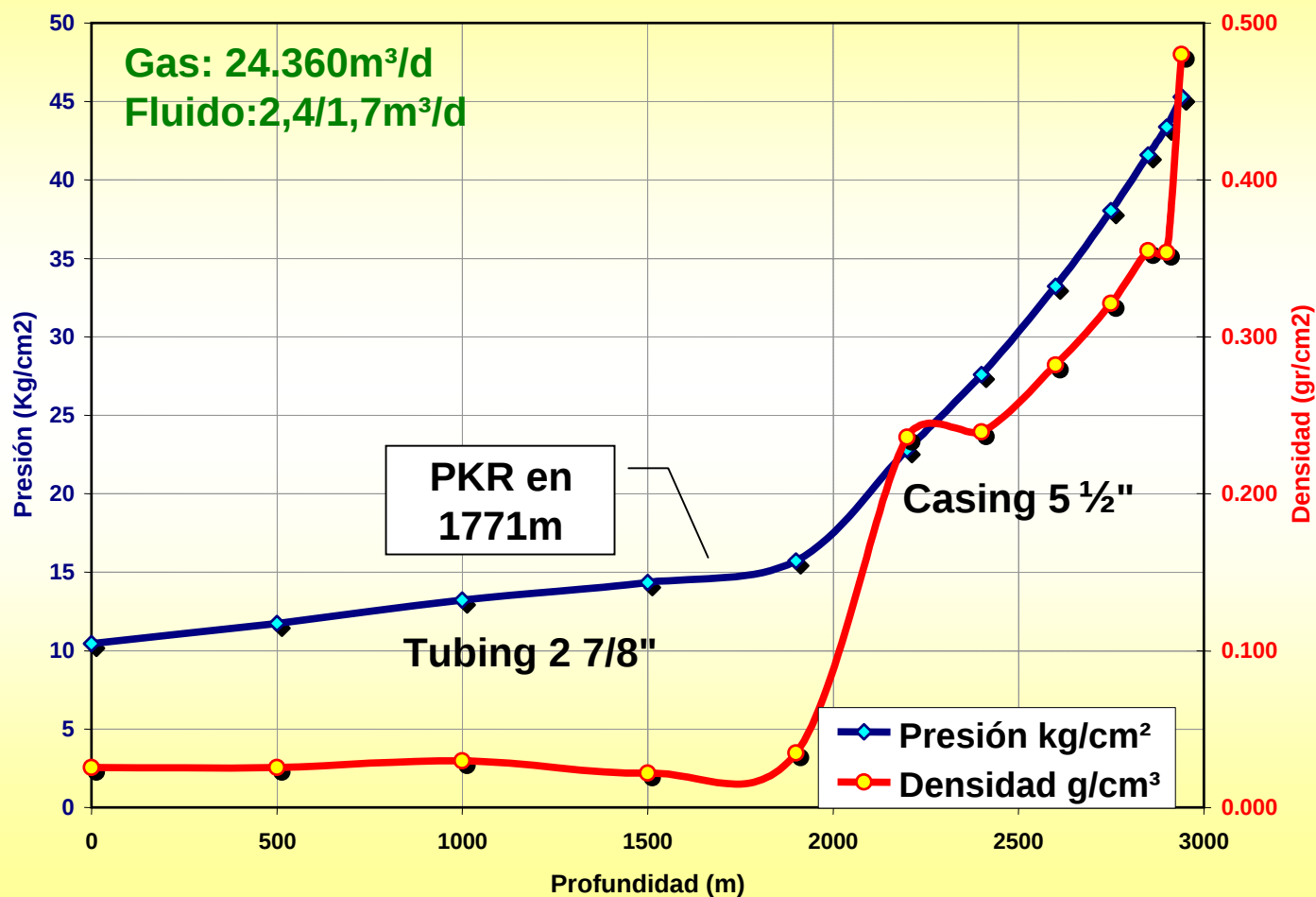
POZO LA-XXX
Grad. Din 22/10/2002



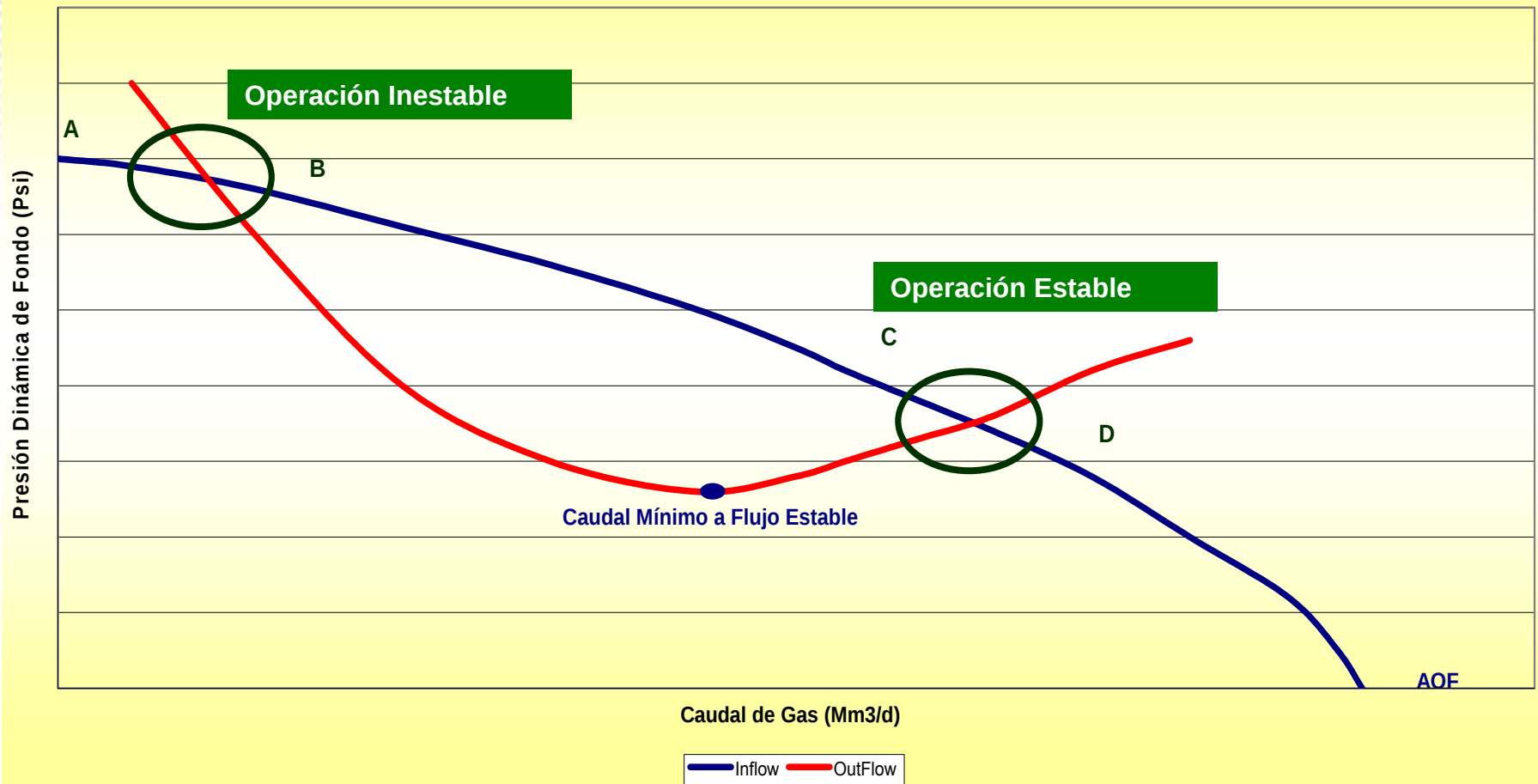
Gradientes dinámicos

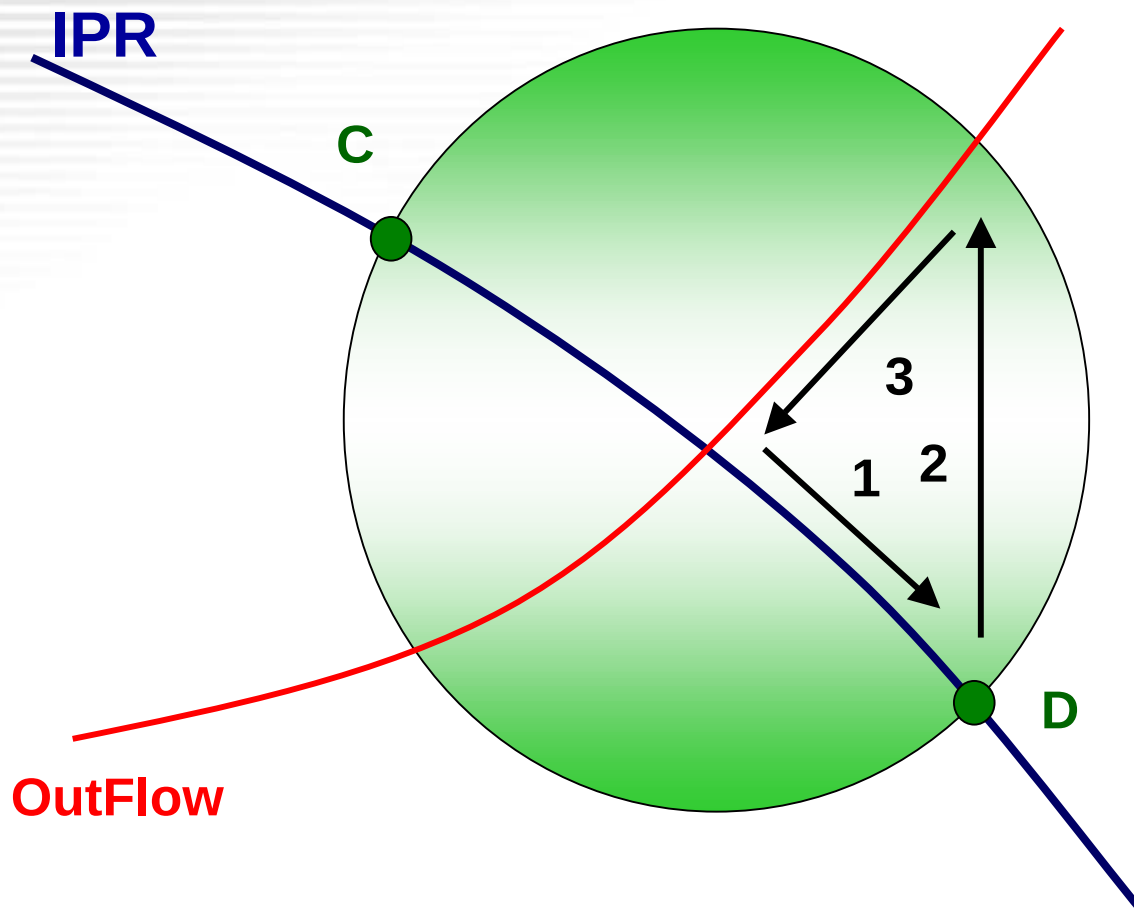
No se pudo instalar PL

Pozo LA-XXX Grad. Din 22/10/2002



Análisis Nodal



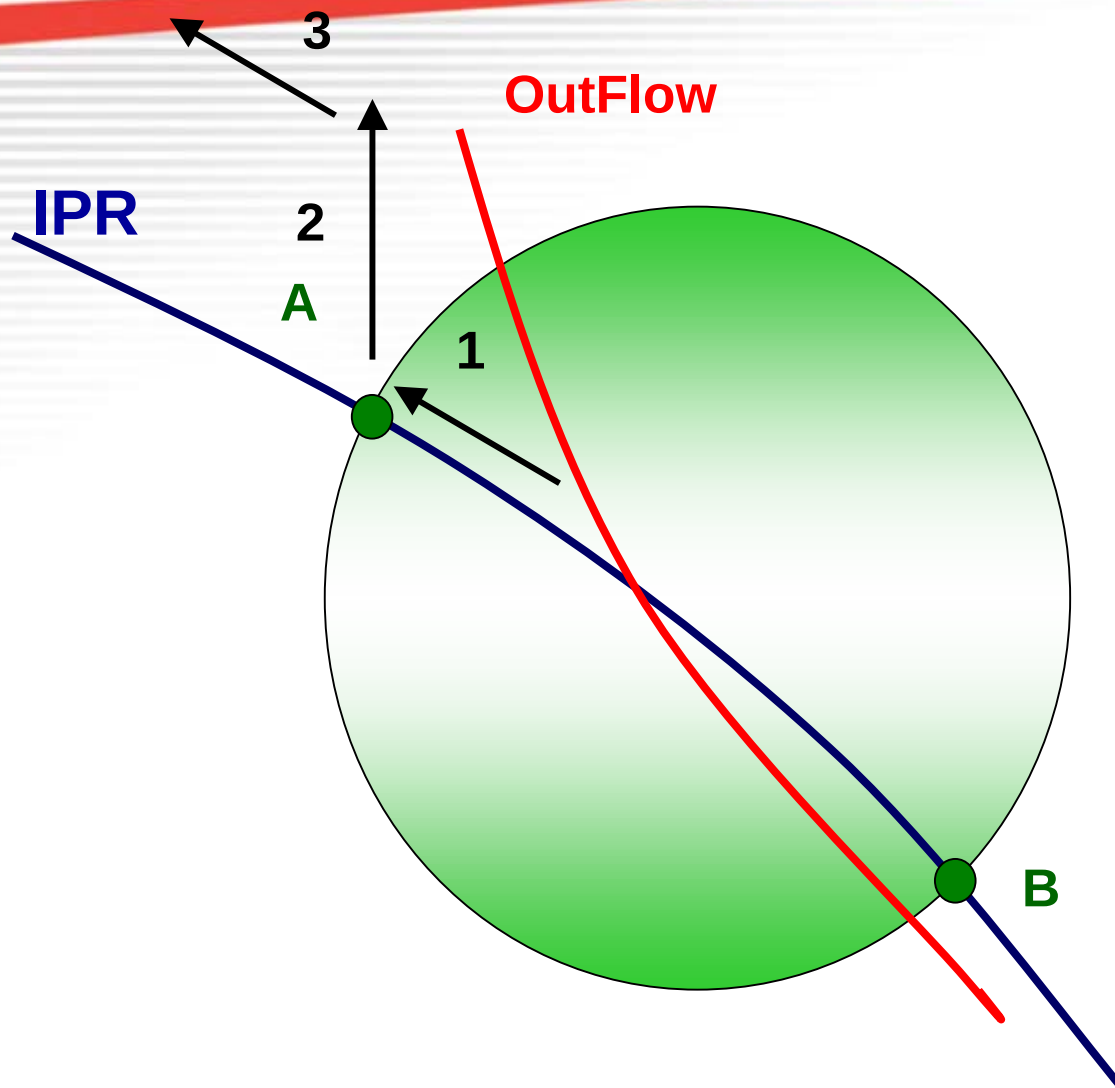


1. Asuma que el caudal incrementa hasta el punto "D"
2. En el caudal "D", la presión en el tubing aumenta por encima del valor requerido en la curva IPR, debido a una mayor fricción.
3. Al incrementar la presión en el tubing, el caudal disminuye hasta el valor inicial

Ya que el caudal se autocontrola, el equilibrio se denomina Estable.

El mismo razonamiento se puede hacer si el caudal disminuye hasta el Punto C.

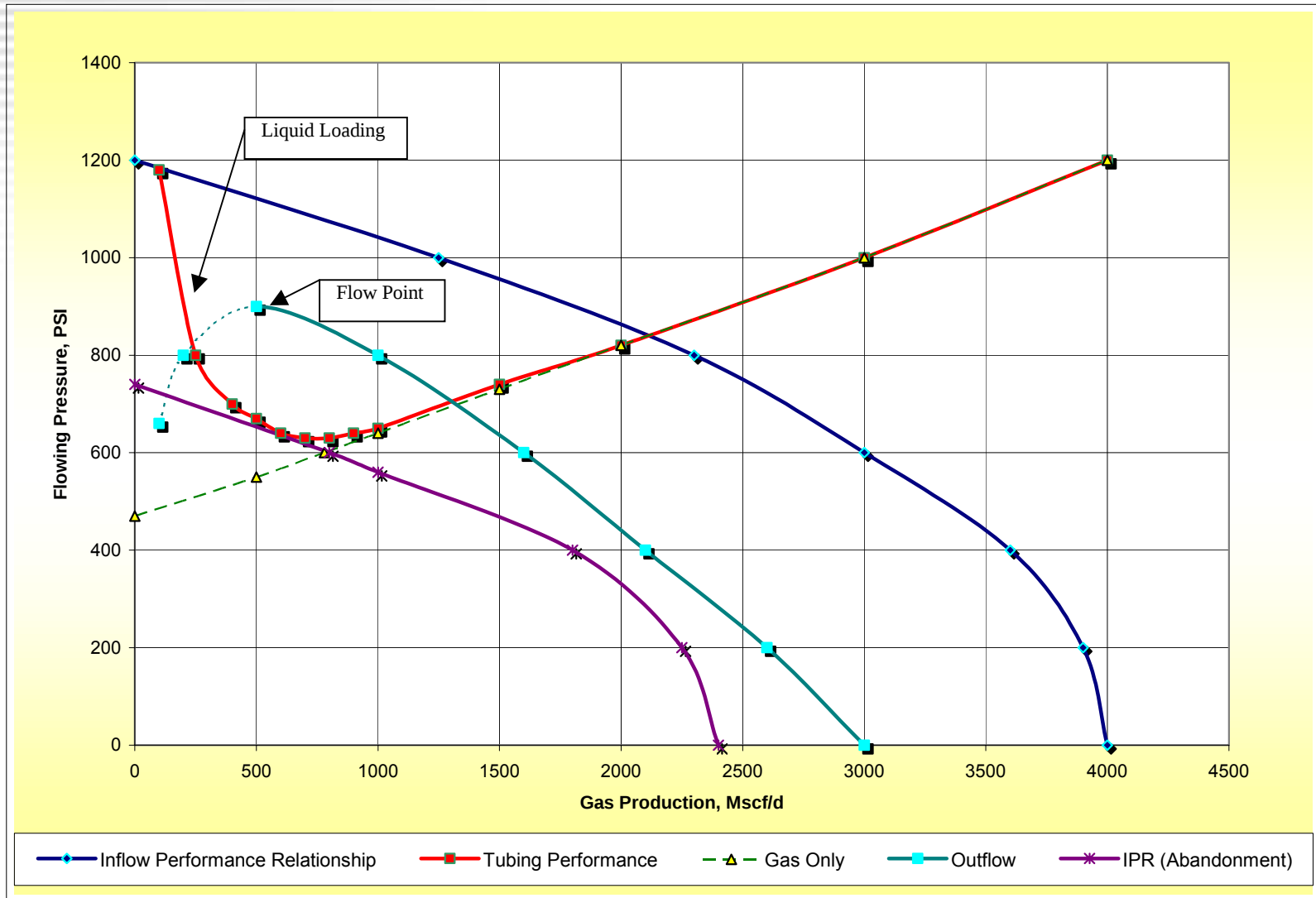
Operación Inestable

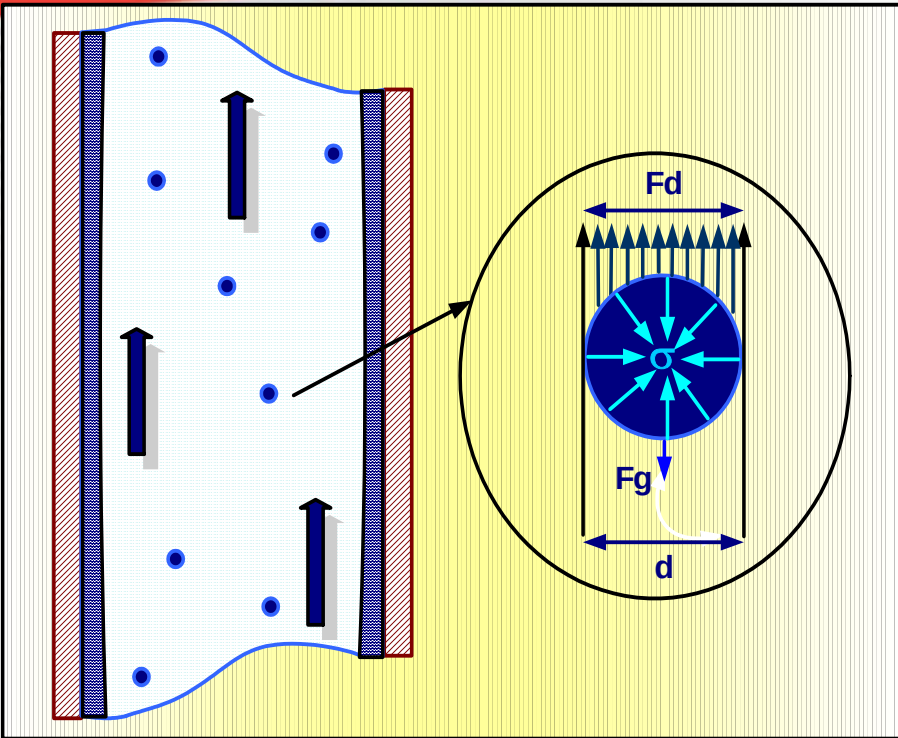


1. Asuma que el caudal decrece hasta el punto “A”
2. En el caudal “A”, la presión en el tubing está por encima del valor requerido en la curva IPR, debido a un incremento del nivel de líquido a bajos caudales de gas.
3. Al incrementar la presión en el tubing, el caudal disminuye aún más.

Ya que el pozo es inestable, eventualmente aparecerá el fenómeno de “Load Up” y por último morirá. El mismo razonamiento se puede hacer si el caudal aumenta hasta el Punto B, seguirá incrementando hasta llegar al lado Derecho de la curva OutFlow (Equilibrio Estable).

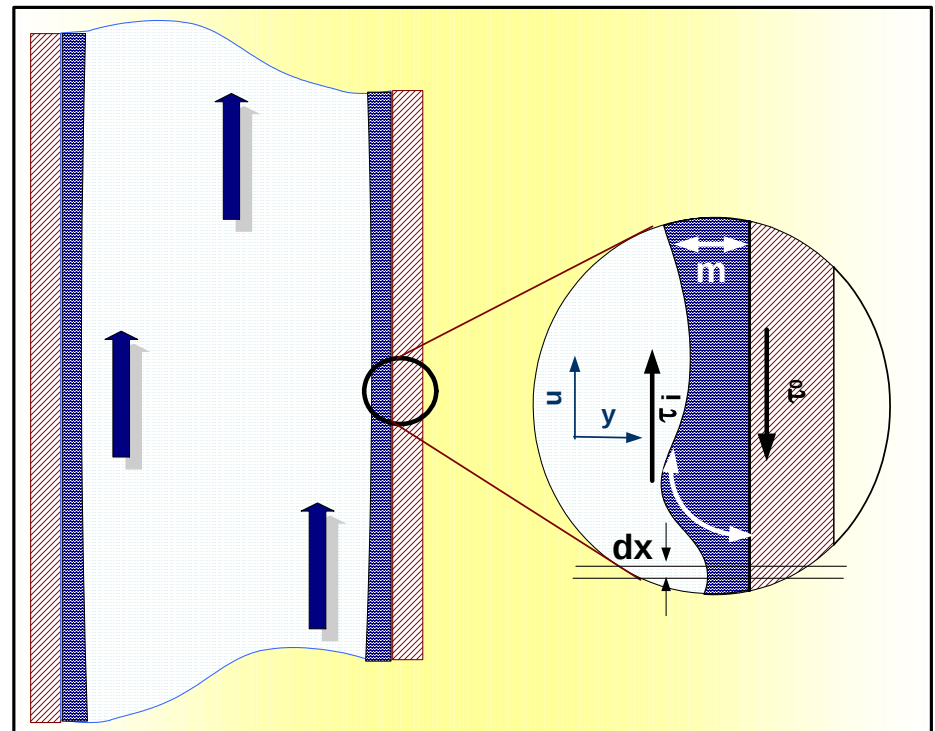
Predicción del Load Up con Análisis Nodal

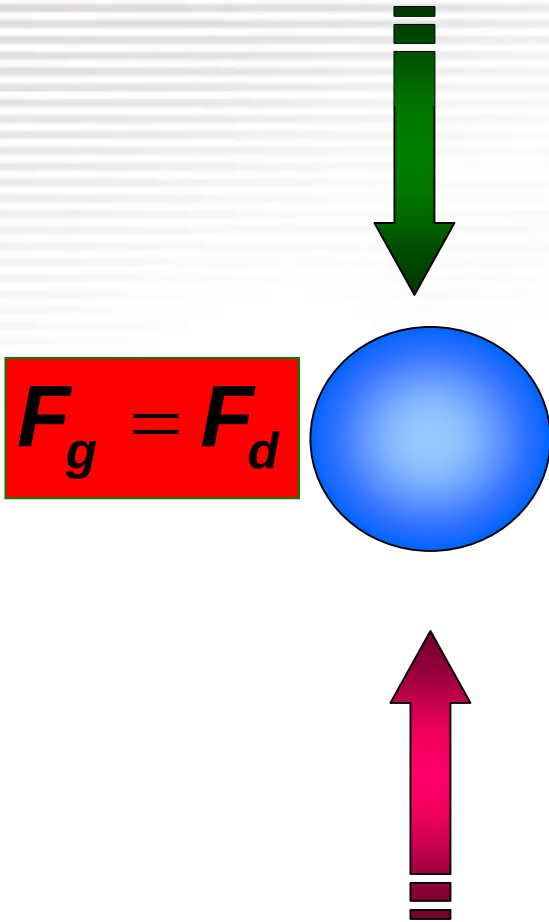




Modelo de Gota

Modelo de Film





$$\text{Peso} = \frac{g}{g_c} * (\rho_l - \rho_g) \text{Vol}$$

A_p = Area Proyectada

C_d = Coeficiente de Arrastre

V_t = Velocidad Terminal

ρ_g = Densidad del gas

ρ_l = Densidad del Líquido

F_g = Fuerzas Gravitatorias

F_d = Fuerzas de Arrastre

$$\text{Arrastre} = \frac{C_d * \rho_g * A_p * V_t^2}{2 * g_c}$$

Ecuación de Peso y Arrastre

$$V_t^2 = \frac{2g * (\rho_l - \rho_g) vol}{C_d * \rho_g * A_p}$$

$$Volumen : \frac{\pi * D^3}{6}$$

$$Area : \frac{\pi * D^2}{4}$$

$$V_t = \sqrt{\frac{32.2 * 4 * (\rho_l - \rho_g) * D}{3 * C_d * \rho_g}} = 6.55 \sqrt{\frac{(\rho_l - \rho_g) * D}{C_d * \rho_g}}$$

$$N_{we} = \frac{\rho_{gas} * v_t^2 * D}{\sigma * g_c}$$

Para gotas en flujos en tuberías, el N° de Weber es 30, con esto se determina el Dmax.

Para N° Reynolds entre 10^4 y 10^5 el Cdes igual a 0.44

$$D_{max} = \frac{30 * \sigma * g_c}{\rho_g * v_t^2}$$

$$v_t = \frac{1.59 * \sigma^{1/4} * (\rho_l - \rho_g)^{1/4}}{\rho_g^{1/2}}$$

Introduciendo algunos valores típicos de $\sigma = 60$ dinas/cm para el agua y 20 dinas /cm para el condensado, $\rho_w = 67$ lb/ft³, $\rho_c = 45$ lb/ft³.

$$V_{g-water} = \frac{5.321 * (\rho_l - 0.0031 * P)^{1/4}}{(0.0031 * P)^{1/2}}$$

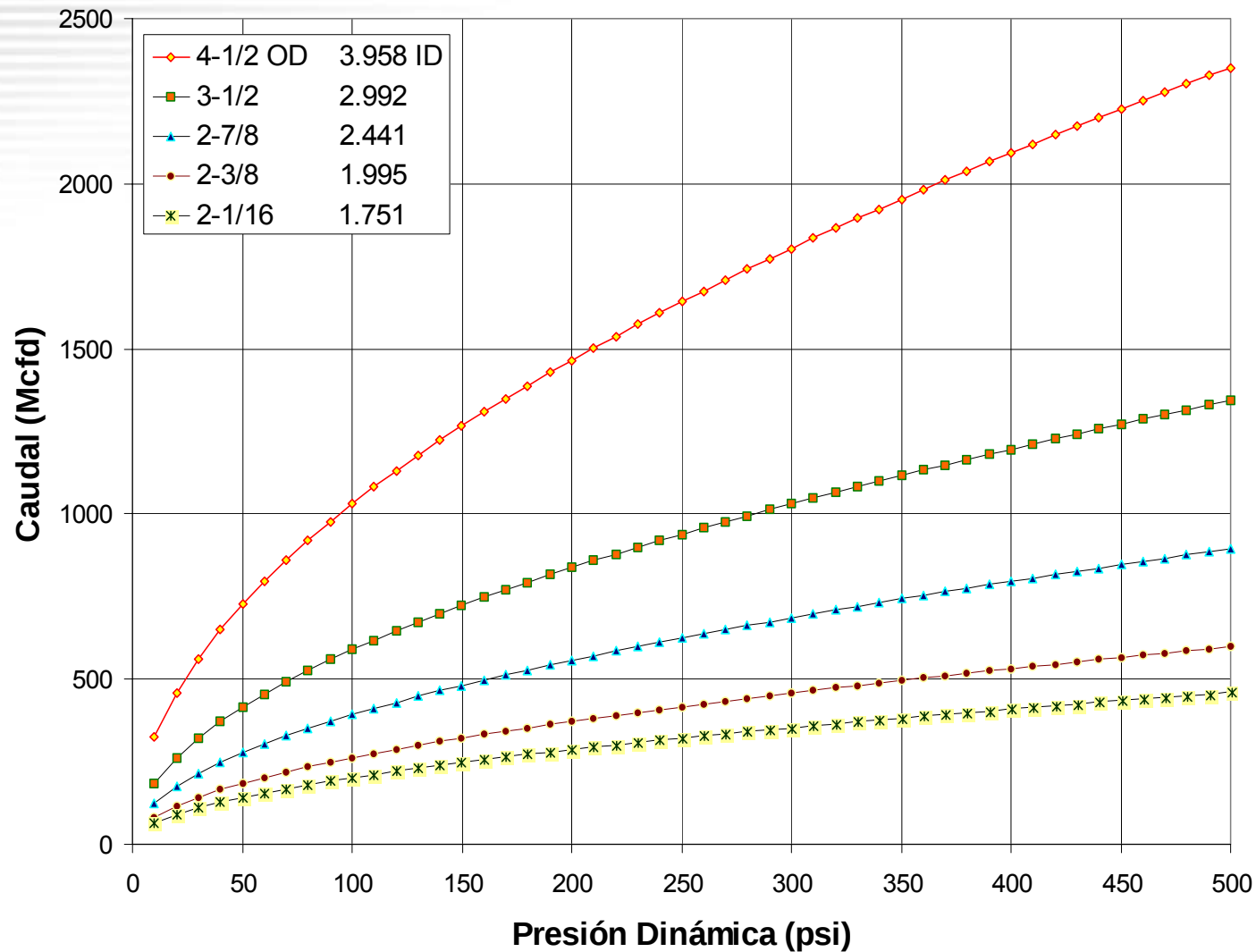
$$V_{g-condensado} = \frac{4.043 * (\rho_l - 0.0031 * P)^{1/4}}{(0.0031 * P)^{1/2}}$$

Turner, agregó un 20% a su ecuación para que coincida con los datos reales de campo, teniendo en cuenta que estudió pozos con $P_{wh} > 1000$ Psi. Coleman demostró que para pozos con menor presión no hace falta hacer corrección alguna.

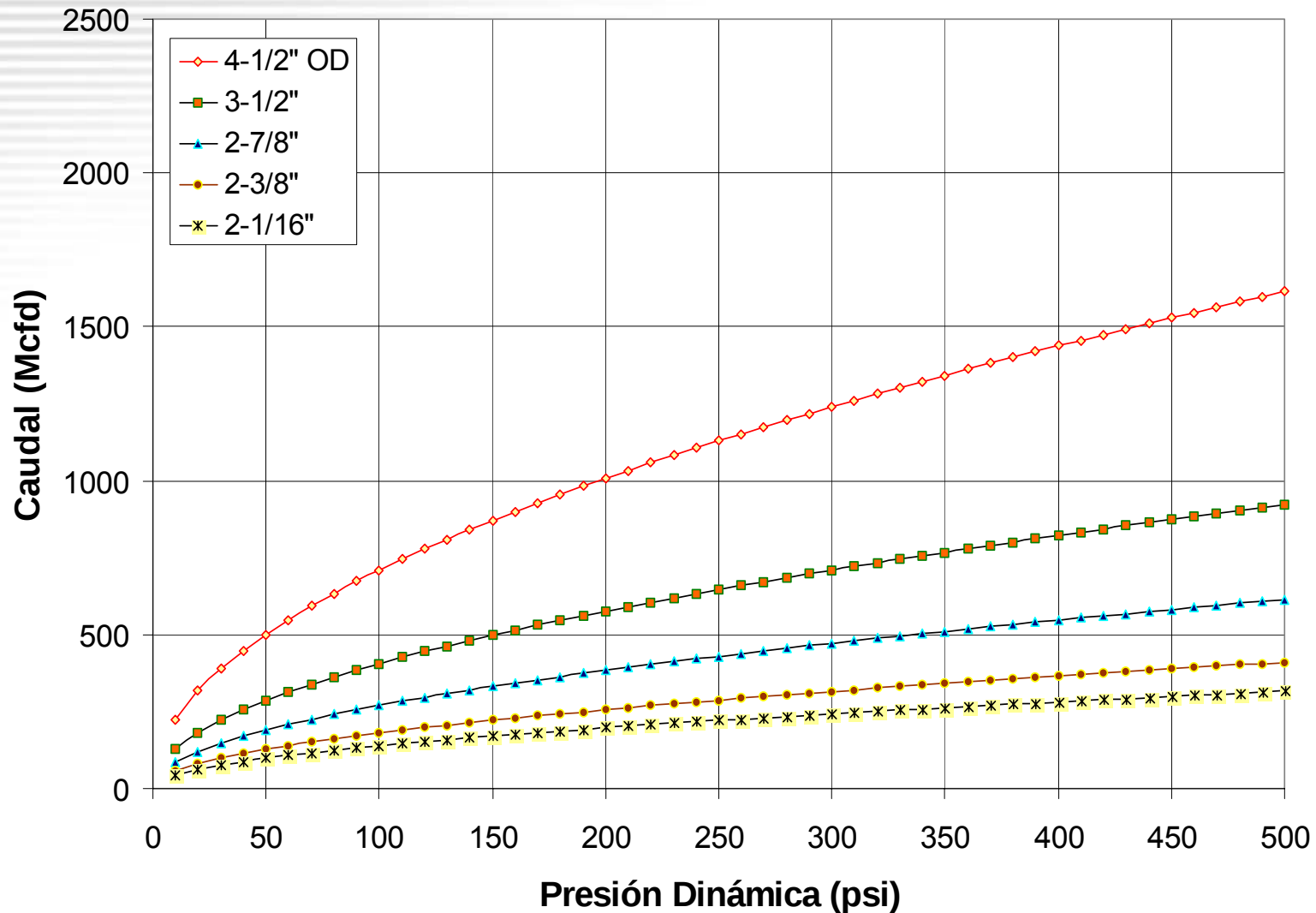
$$V_{g-water} = \frac{4.434 * (\rho_l - 0.0031 * P)^{1/4}}{(0.0031 * P)^{1/2}}$$

$$V_{g-condensado} = \frac{3.369 * (\rho_l - 0.0031 * P)^{1/4}}{(0.0031 * P)^{1/2}}$$

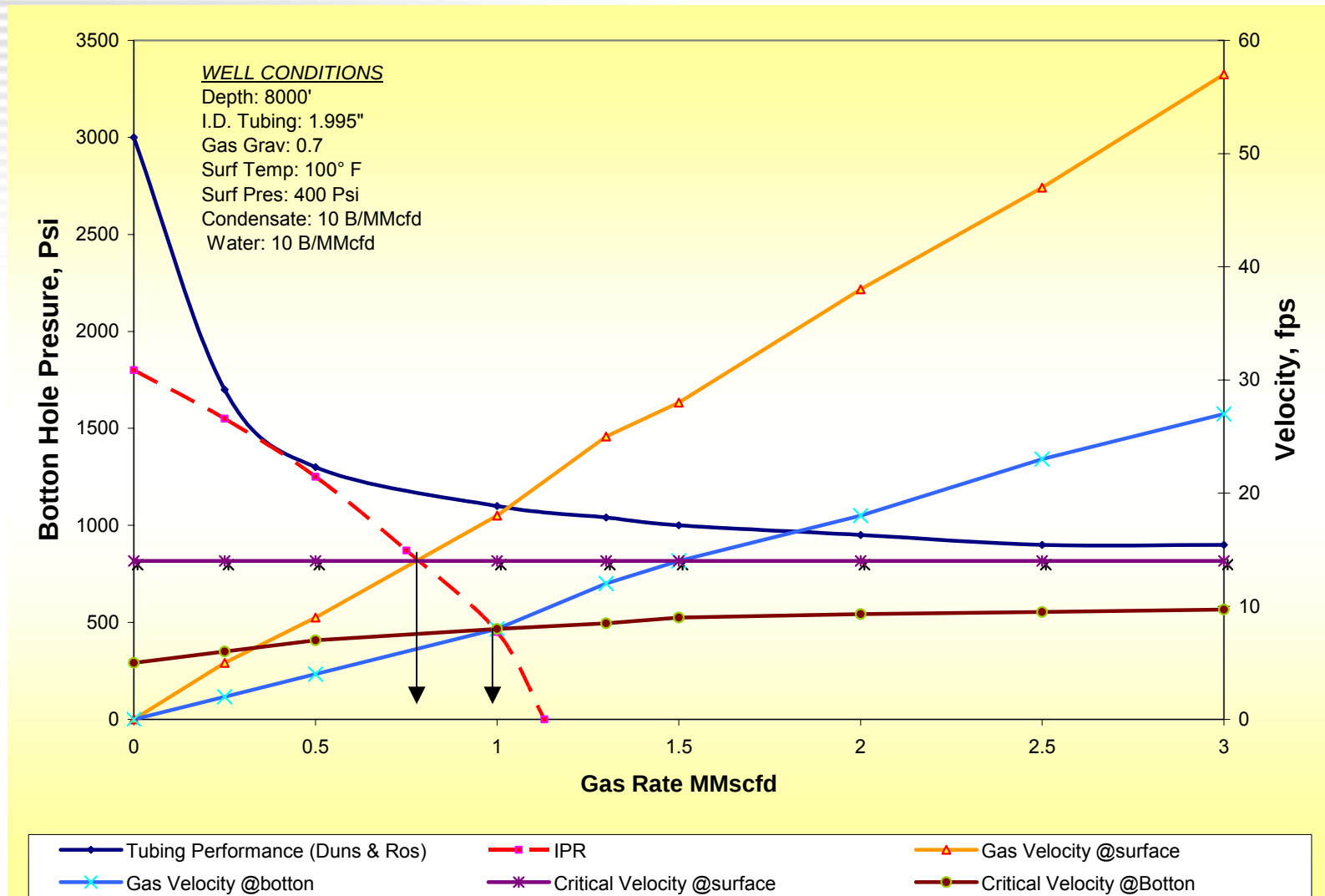
Caudal Crítico (H2O – Coleman)



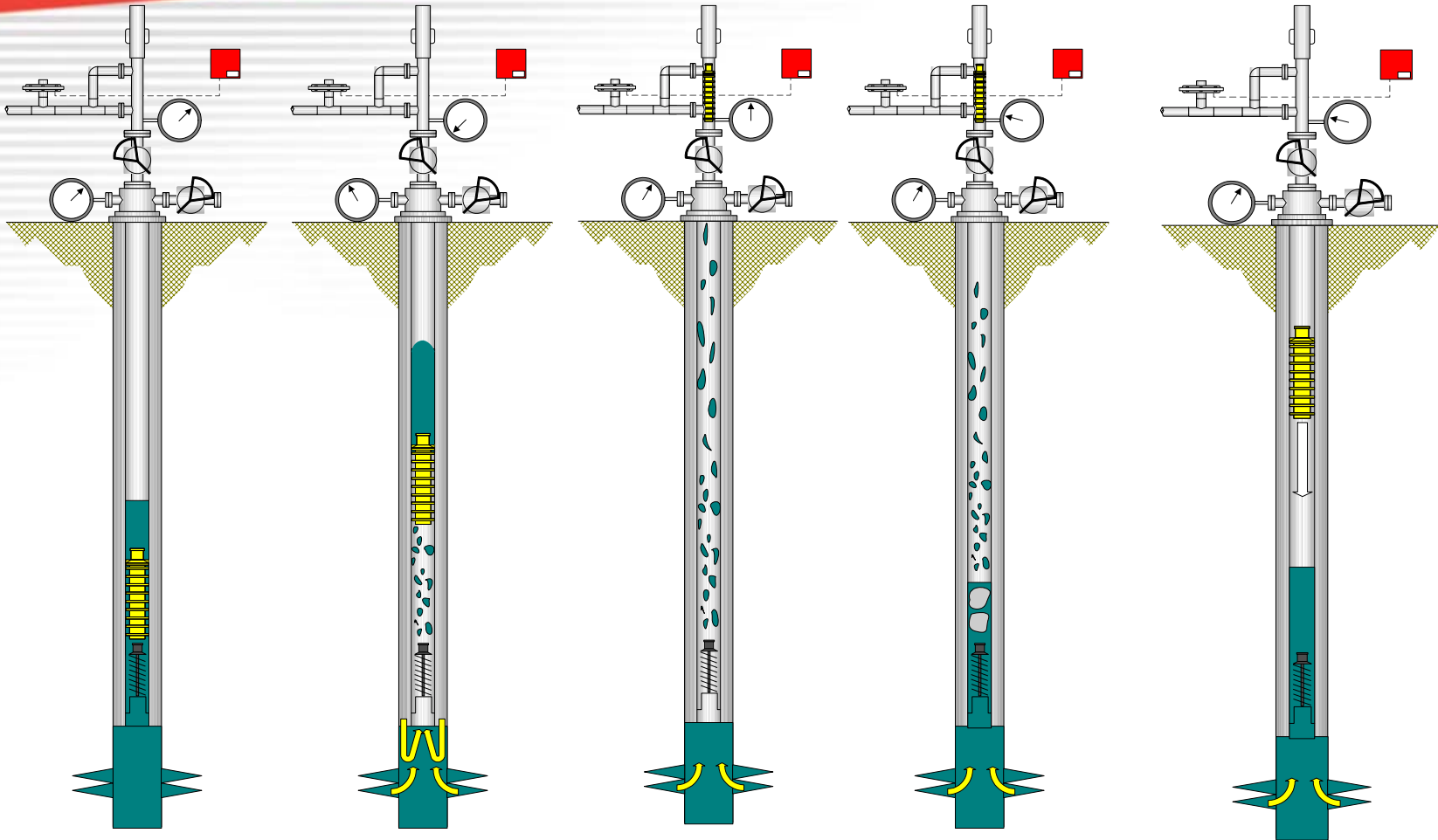
Caudal Crítico (Condensado – Coleman)



Turner, Superficie vs Fondo



Ciclo de un Plunger Lift Convencional



1) La válvula neumática está cerrada y la presión en el espacio anular hace el build up.

2) La válvula abre y el gas del anular se expande levantando el pistón y el slug de líquido.

3) El líquido y el pistón alcanza la superficie, el pistón es mantenido en el lubricador por el flujo de gas.

4) La velocidad del gas decrece y comienza a acumularse líquido en el fondo del pozo. Si se lo deja fluir más tiempo puede ahogarse.

5) La válvula neumática cierra y el plunger cae, primero a través de gas y luego a través de líquido. Una vez que alcanza el fondo el ciclo se repite nuevamente.

Instalaciones de superficie



Autocycle Plus

Controladores Inteligentes

La velocidad del pistón debe estar entre 750 ft/min y 1000 ft/min. Por debajo de los 750 ft/min el pistón pierde eficiencia y por encima de los 1000 ft/min el pistón tiene un desgaste excesivo y corre serio riesgo la integridad de las instalaciones de superficie.

(Ref: Gas Well Deliquification Forum – BP)

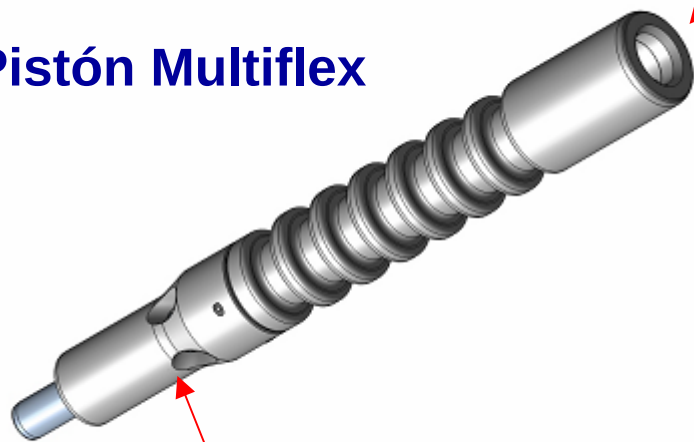


Los controladores convencionales de Plunger Lift trabajan con sensores de Presión, la cuál es seteada por el usuario “Presión de Build Up”.

El AC Plus trabaja solamente con la velocidad del pistón y tiene un algoritmo en donde se autoajusta el tiempo de cierre “Build Up” y el Afterflow para mantener la velocidad del pistón dentro de los parámetros fijados.

Pistón Multiflex

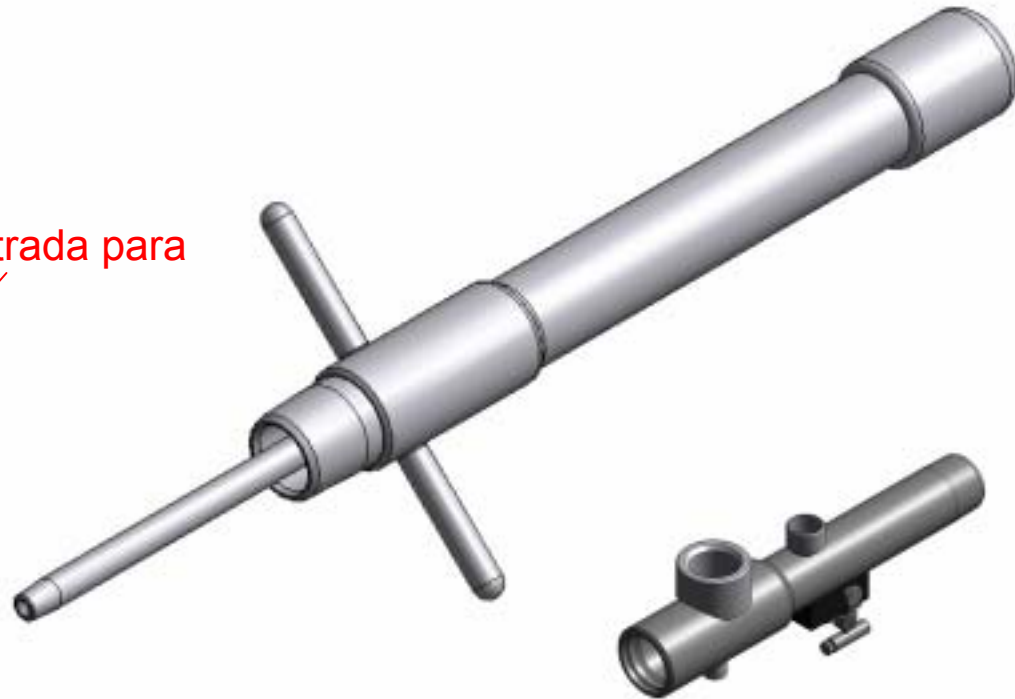
Pistón Multiflex



Pistón hueco, con entrada para
barra de lubricador

Jaula con bola de retención y
bypass para lograr una carrera
descendente rápida.

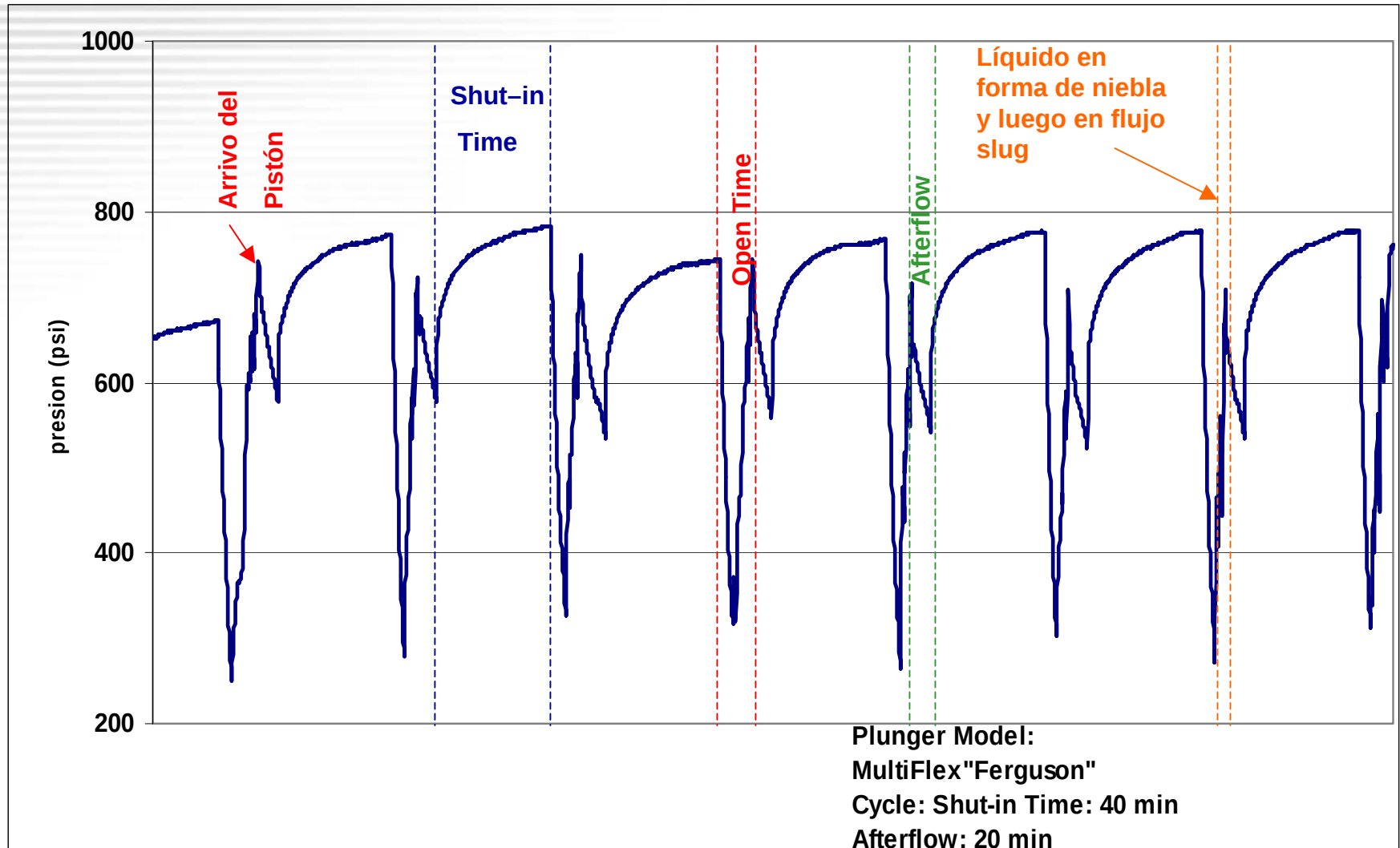
Lubricador con Barra



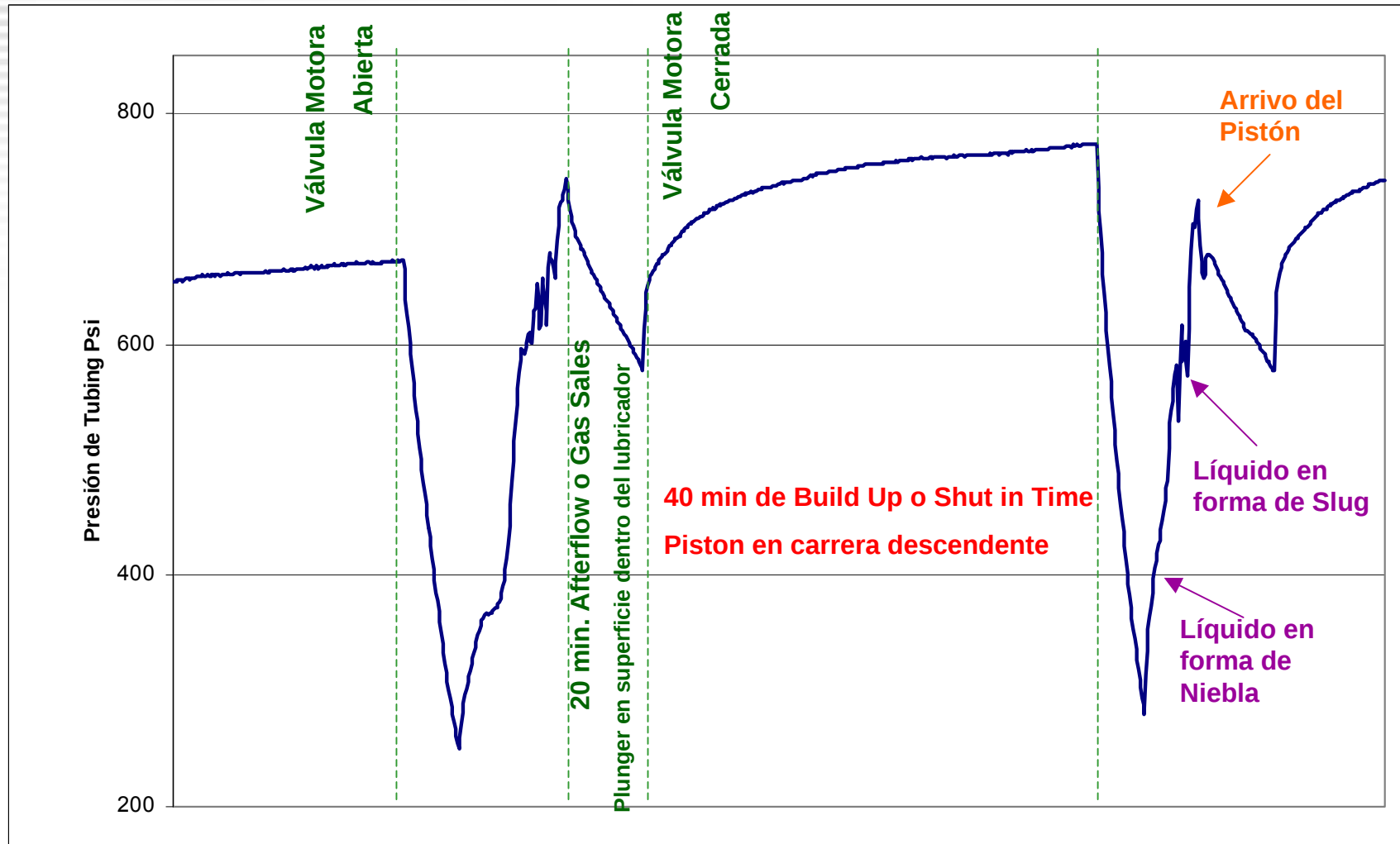
Catcher con una salida lateral de flujo

El Catcher es utilizado para retener el
pistón en superficie, para inspección o
cambio del mismo

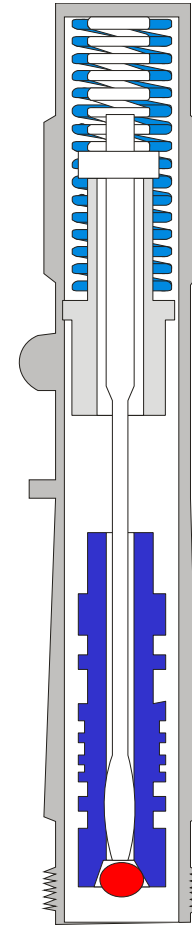
Seguimiento de los ciclos



1 Ciclo



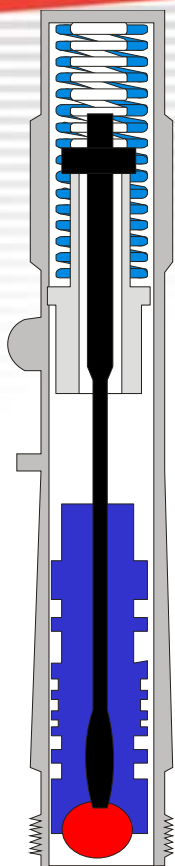
Pistón y Bola “Pacemaker”



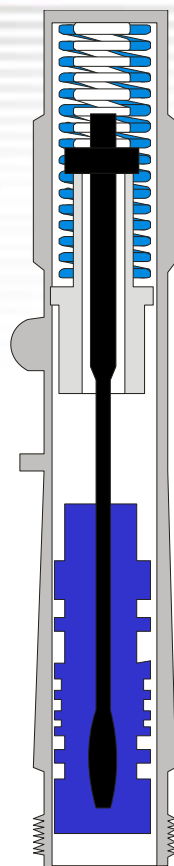
Partes del Pacemaker



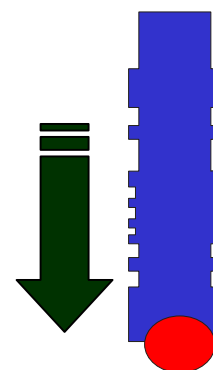
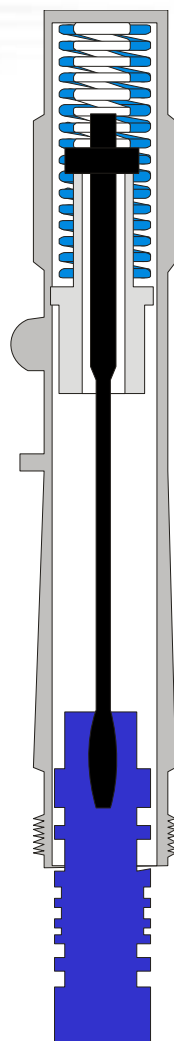
Ciclo de un Pacemaker



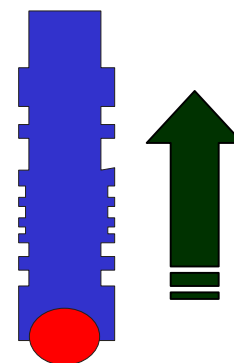
Cuando llega la bola y el plunger a superficie, la barra despegla la bola dando inicio a su carrera descendente



El plunger permanece en superficie hasta que la velocidad del gas no es suficiente para mantenerlo en el lubricador.

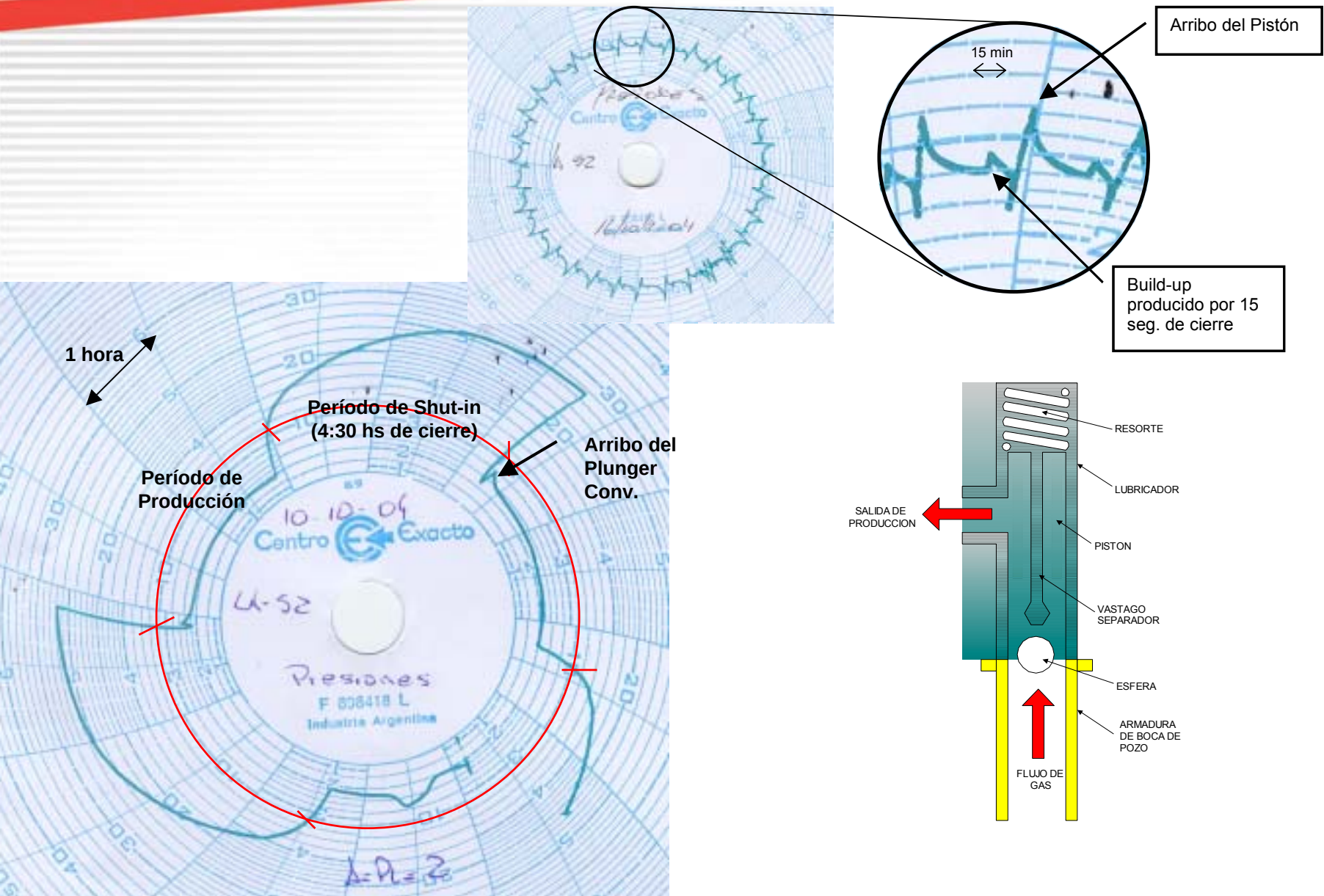


La bola espera la llegada del plunger en el fondo, mientras el pozo sigue en producción.



Una vez que la camisa alcanza el fondo, se junta con la bola dando inicio a la carrera ascendente, levantando los líquidos acumulados

PL Convencional vs Pacemaker

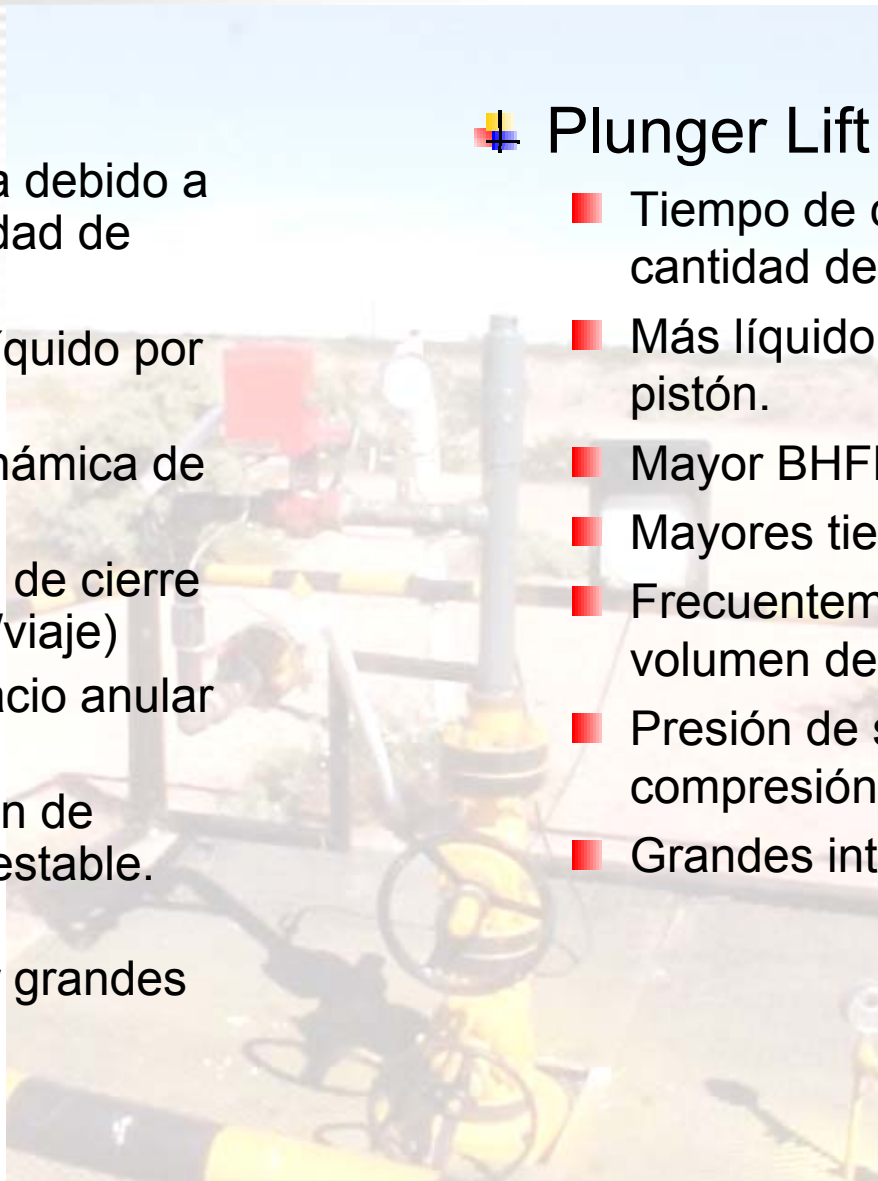


+ Pacemaker

- Más viajes por día debido a una mayor velocidad de caída.
- Menos carga de líquido por viaje.
- Menor Presión dinámica de fondo.
- Tiempos mínimos de cierre de pozos (10 seg/viaje)
- Volumen del espacio anular no necesario.
- Presión de succión de compresión más estable.
- No crea grandes intermitencias por grandes slugs de líquido.

+ Plunger Lift Convencional

- Tiempo de caída limita la cantidad de ciclos por día.
- Más líquido por ciclo o viaje del pistón.
- Mayor BHFP Promedio.
- Mayores tiempos de cierre.
- Frecuentemente es necesario el volumen del espacio anular.
- Presión de succión de compresión variable.
- Grandes intermitencias.

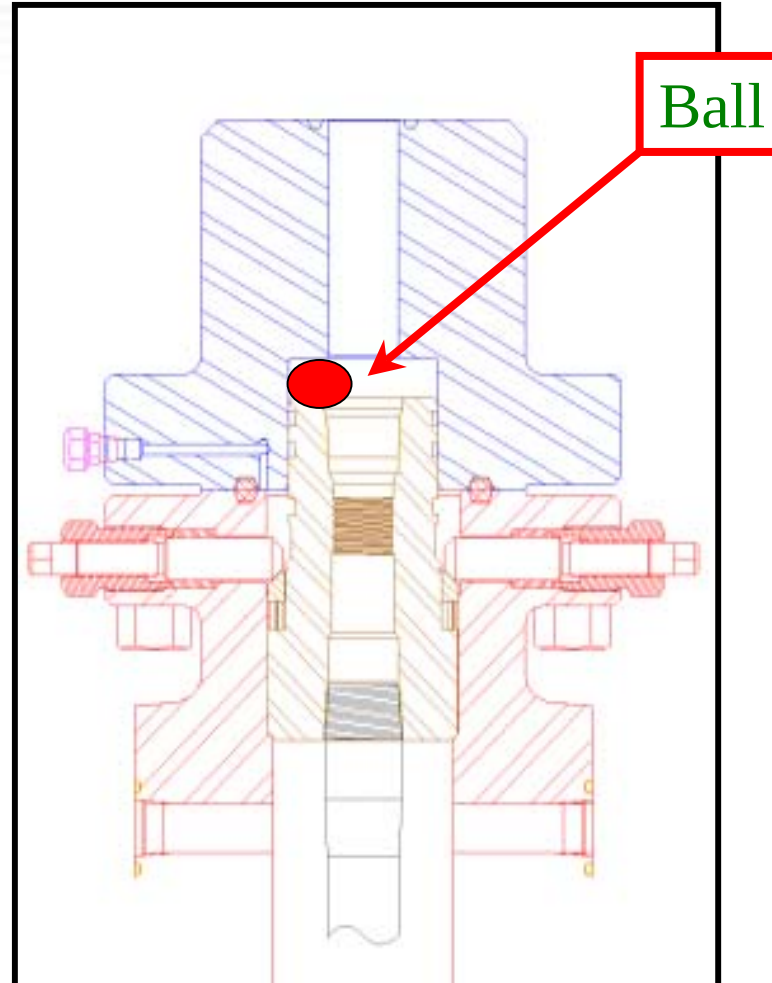


- Con elevadas velocidades de caída y con la capacidad de poder hacer 100 o más ciclos por día, el Pacemaker se convierte en un equipo fácil de dañarse en un viaje sin líquido.
- Cuando se usan controladores autoajustables, los tiempos fijados deben ser tales que permitan un mínimo de 3 segundos de líquido en la carrera ascendente del pistón. Tener rutinas de chequeos de pistón, bola y lubricador.
- Cuando se utilizan controladores convencionales (sin autoajuste), se debe chequear diariamente el funcionamiento del sistema (cantidad de ciclos, tiempos de arribo, etc).
- Utilice el Pacemaker más liviano para reducir los riesgos respecto a la integridad de las instalaciones.

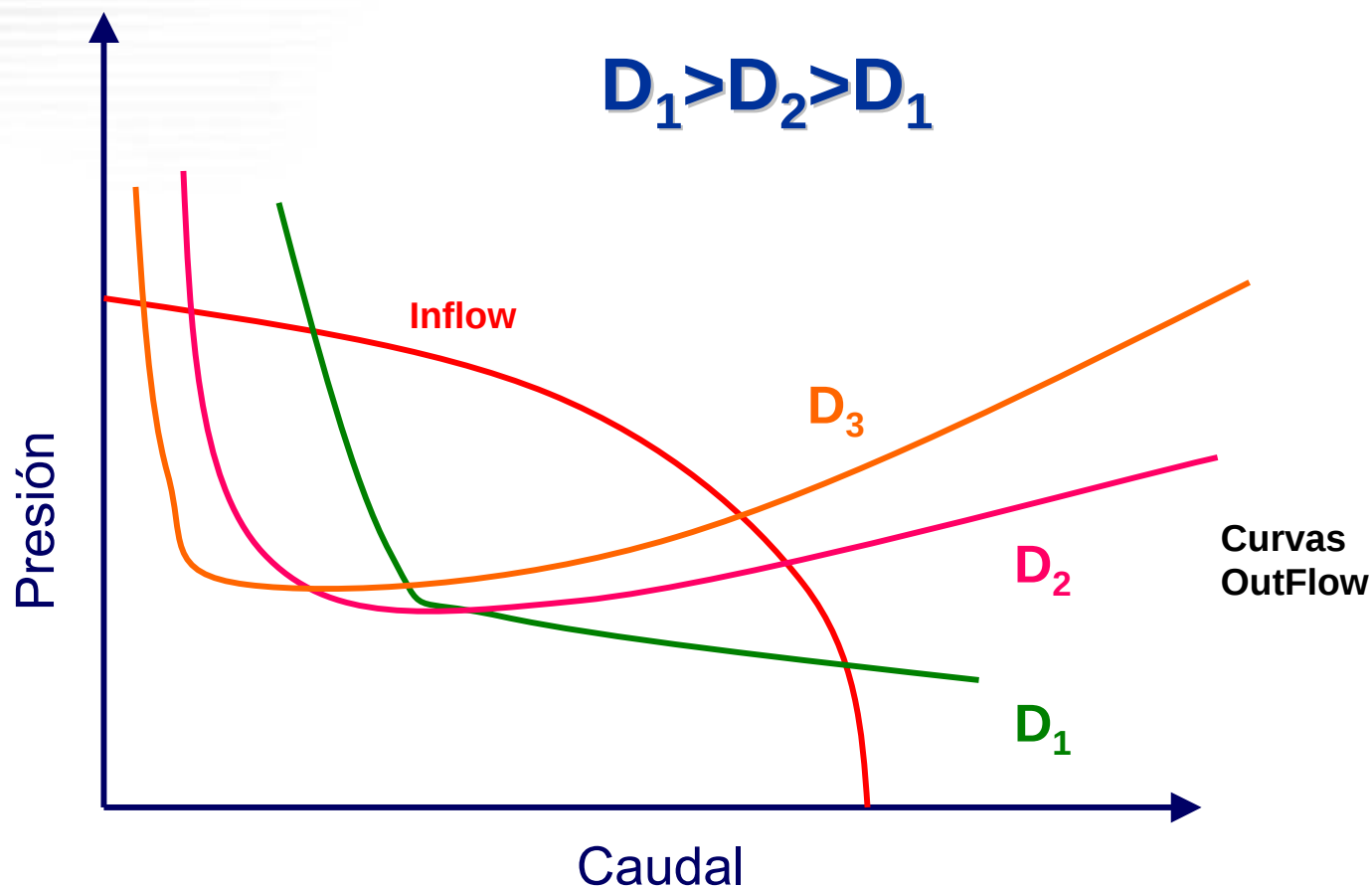
Posibles Problemas



Si la barra del lubricador muestra una deformación importante, puede ser que la bola en algún ciclo quedó encima del plunger o camisa. Esto puede deberse a que la armadura no sea de cuello extendido y la bola quede alojada en ella.

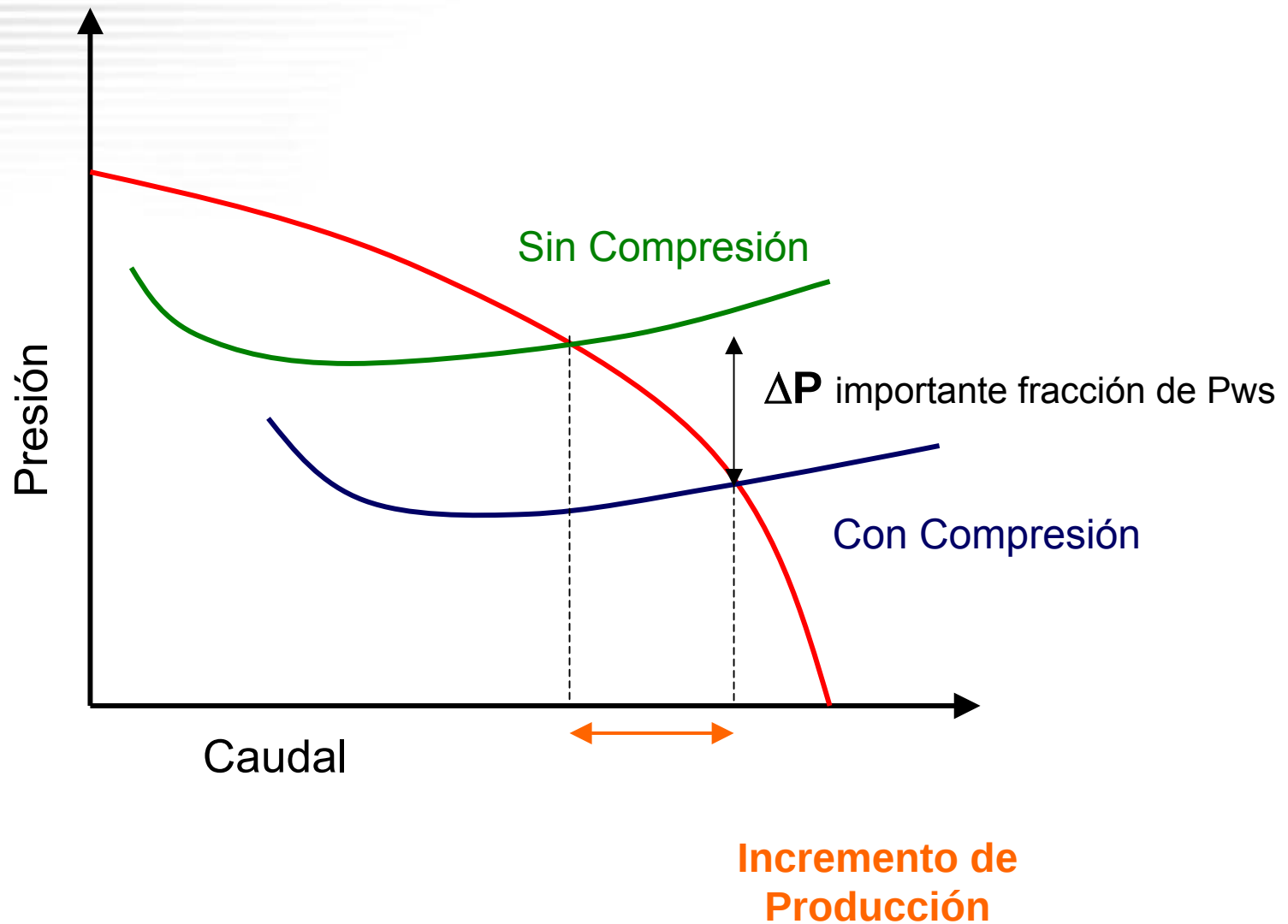


Efecto del Cambio de Diámetro de Tubing

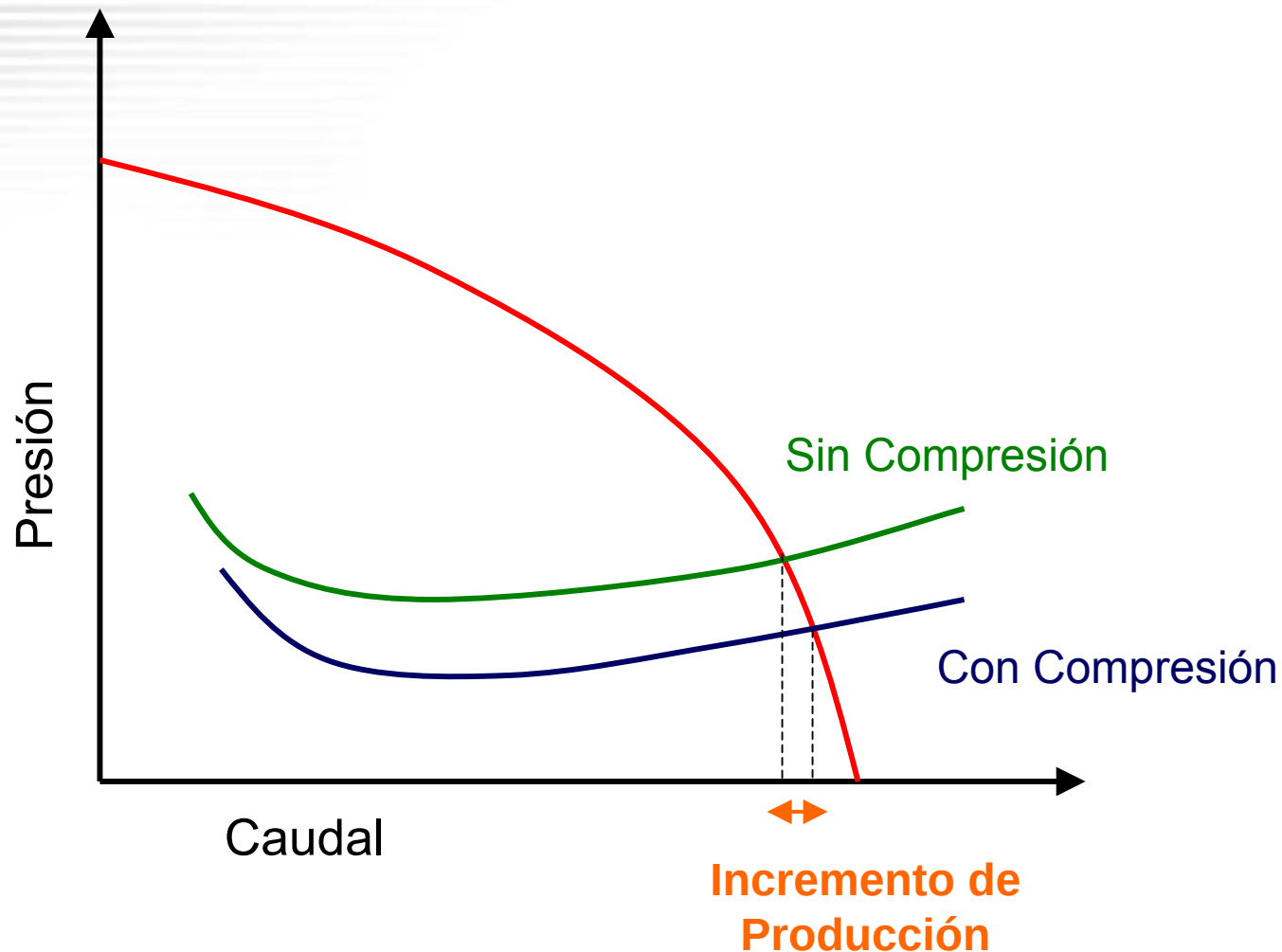


Incremento de Producción

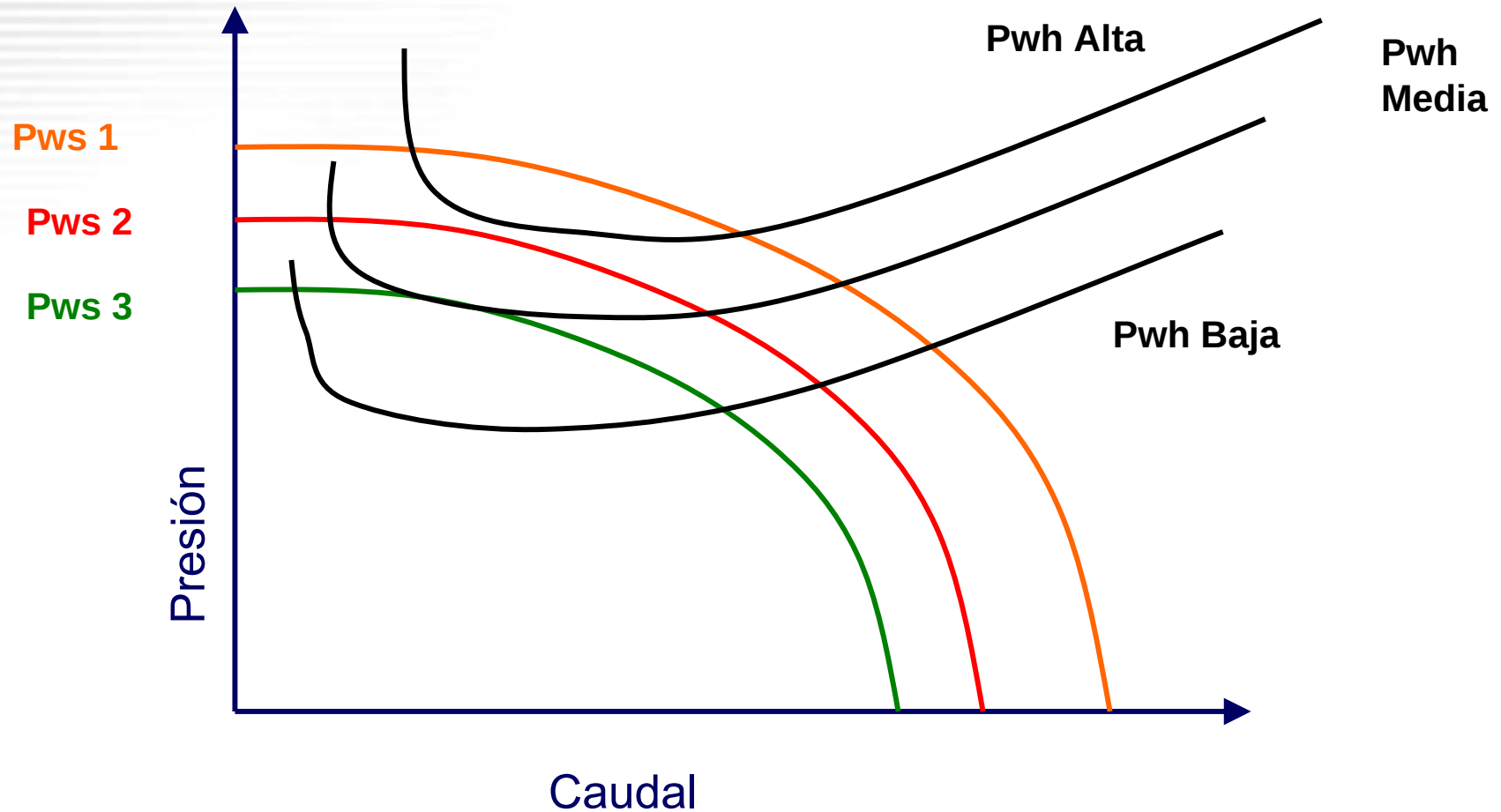
Función de ΔP



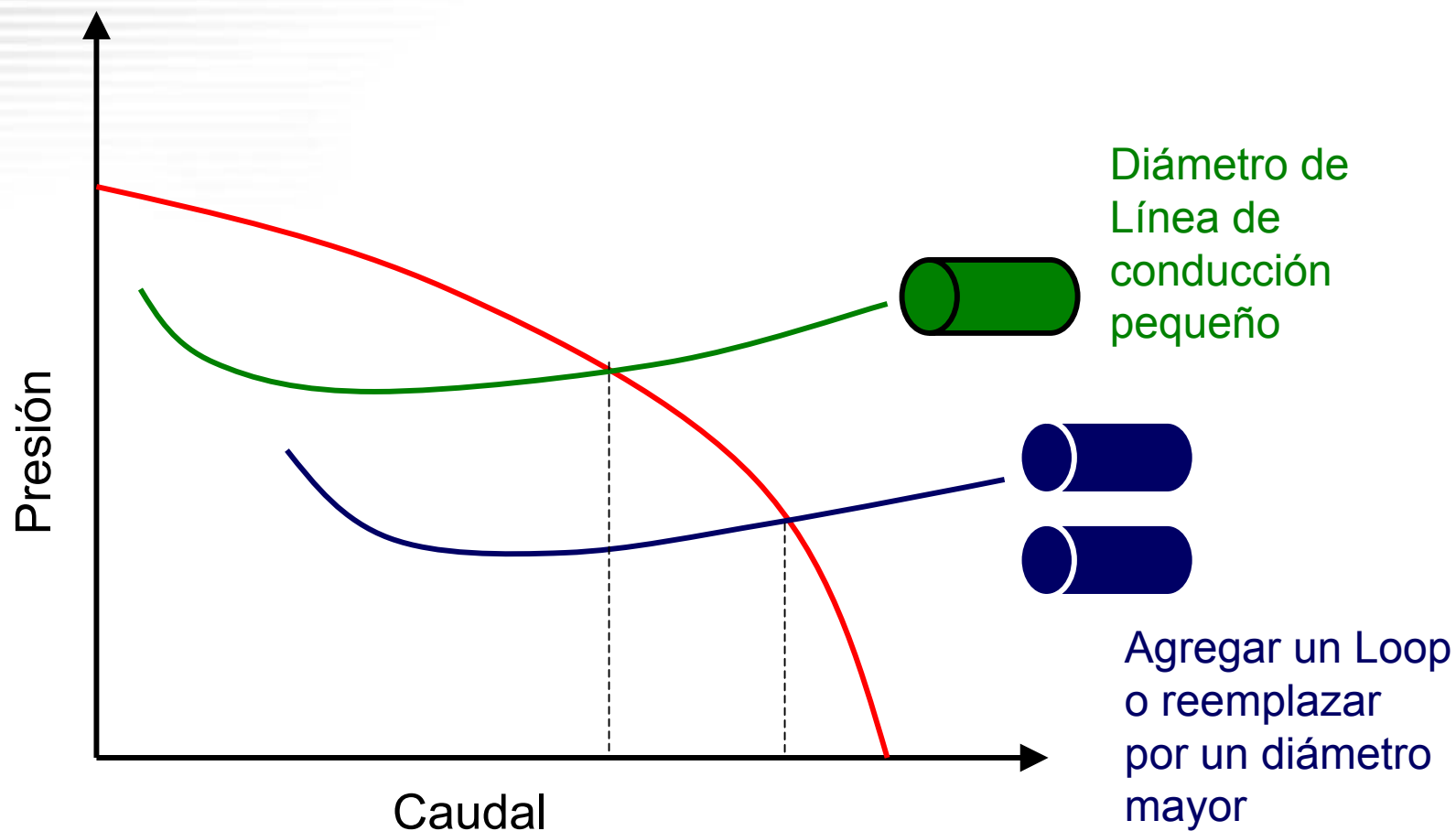
Es económica la instalación de compresión?



La Compresión será una solución a largo plazo



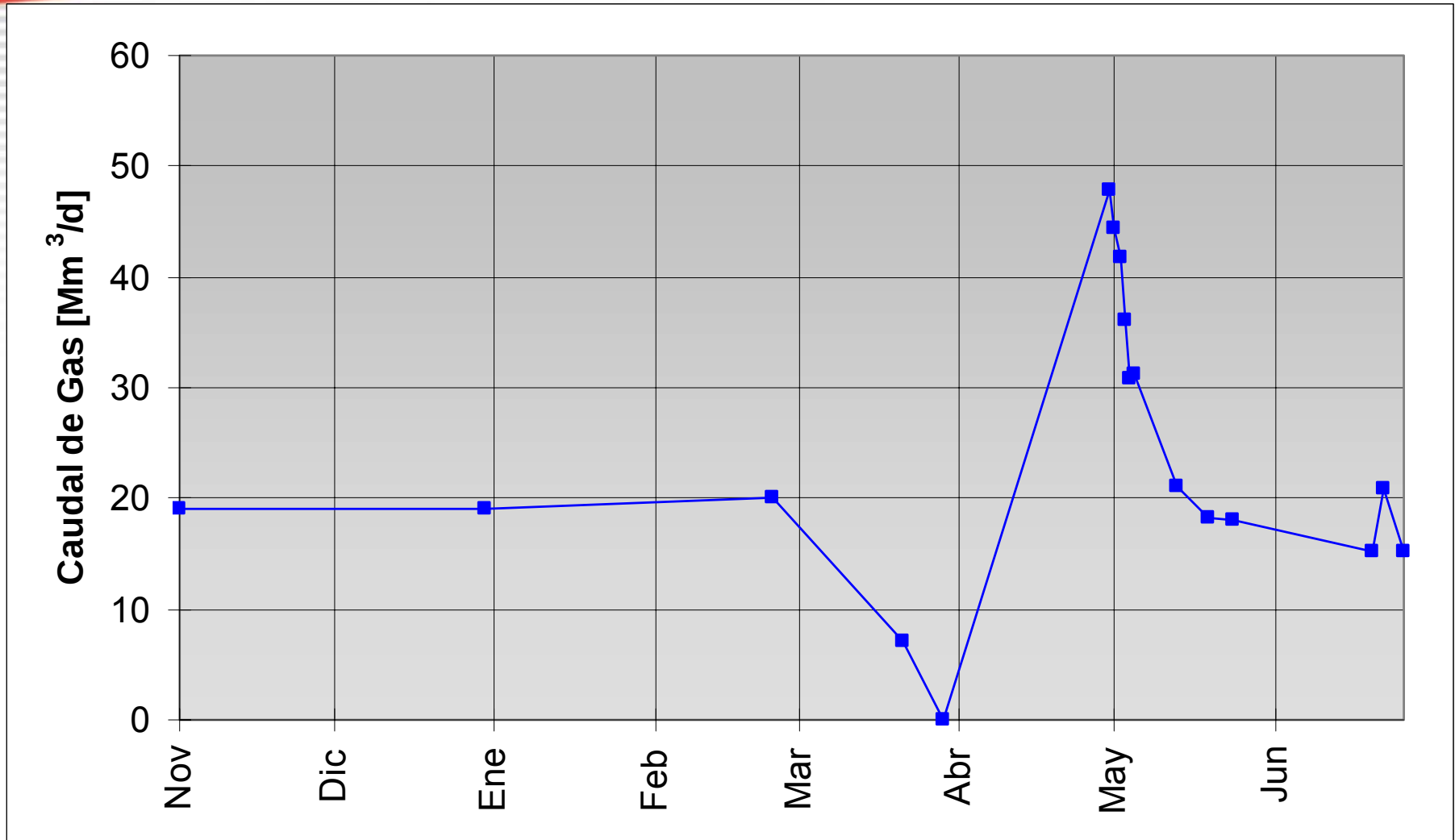
Analizar otros métodos para reducir la Presión dinámica



- ⊕ Son surfactantes que permiten una buena dispersión gas-líquido por reducción de la tensión superficial del líquido
- ⊕ La estructura de la espuma “vincula” al gas con el líquido, generando una mezcla menos densa, con mayor superficie líquida expuesta (Menor “slippage” o resbalamiento)
- ⊕ El gas se puede transportar más fácilmente la espuma
- ⊕ Debe haber agua presente en el pozo, ya que con HC líquidos no se forma espuma o no es estable.
- ⊕ Según pruebas de laboratorio, los HC líquidos tienden a formar emulsiones con el agua, y ésta espuma con el gas.

- ⊕ Selección de espumante adecuado: solo con pruebas de laboratorio, ya que la efectividad es muy sensible al tipo de fluidos y las cantidades relativas
- ⊕ Técnicas de aplicación:
 - ⊕ Tratamientos discontinuos:
 - ⊕ Batcheos esporádicos (Vía tubing)
 - ⊕ Utilización de Barras de Espumantes
 - ⊕ Tratamientos Continuos:
 - ⊕ Inyección permanente por entrecolumna.
 - ⊕ Inyección permanente en fondo vía coiled tubing
- ⊕ Dosificación: en el orden de 1 a 2% de materia activa en la fase acuosa

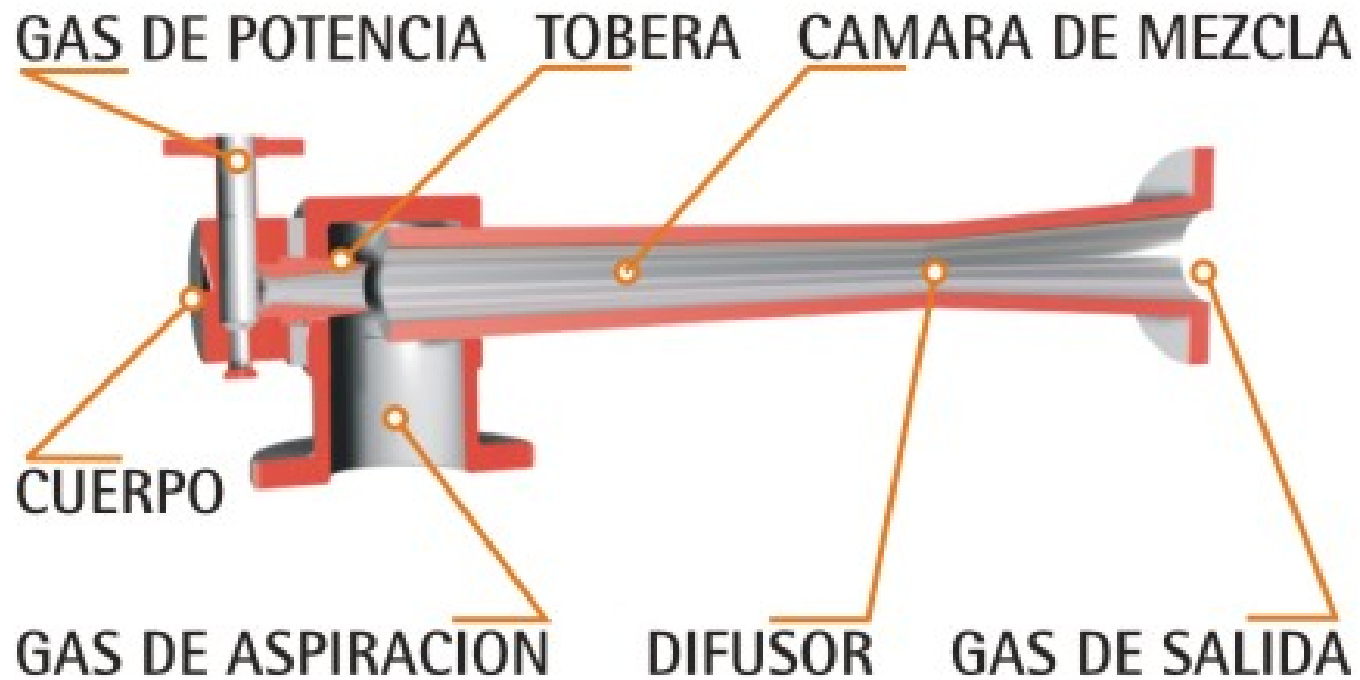
Espumantes – Ej. Pozo XX-73



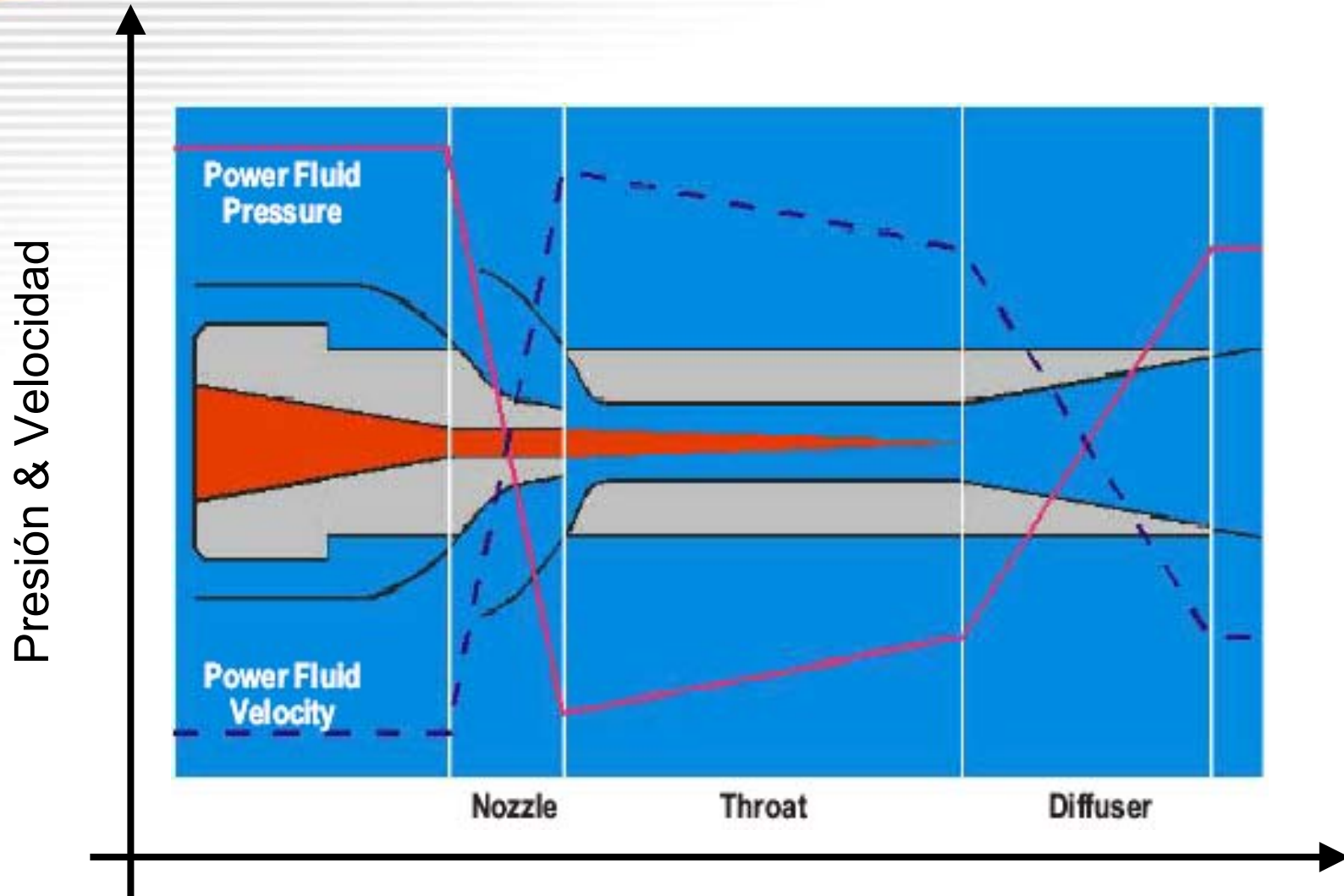
- Introducción
- Esquema General
- Principio de Funcionamiento
- Esquema de Conexionado
- Ventajas
- Resultados Obtenidos
- Fotografías

- Función: bajar la presión de boca de pozo para incrementar caudales de producción y evitar el “load-up”
- Se clasifican como “termocompresores” (utilizan una corriente de gas a alta presión para arrastrar y comprimir otra corriente gaseosa).
- Operan bajo el principio de Bernoulli.
- La performance del sistema depende de la energía disponible en el fluido de potencia.

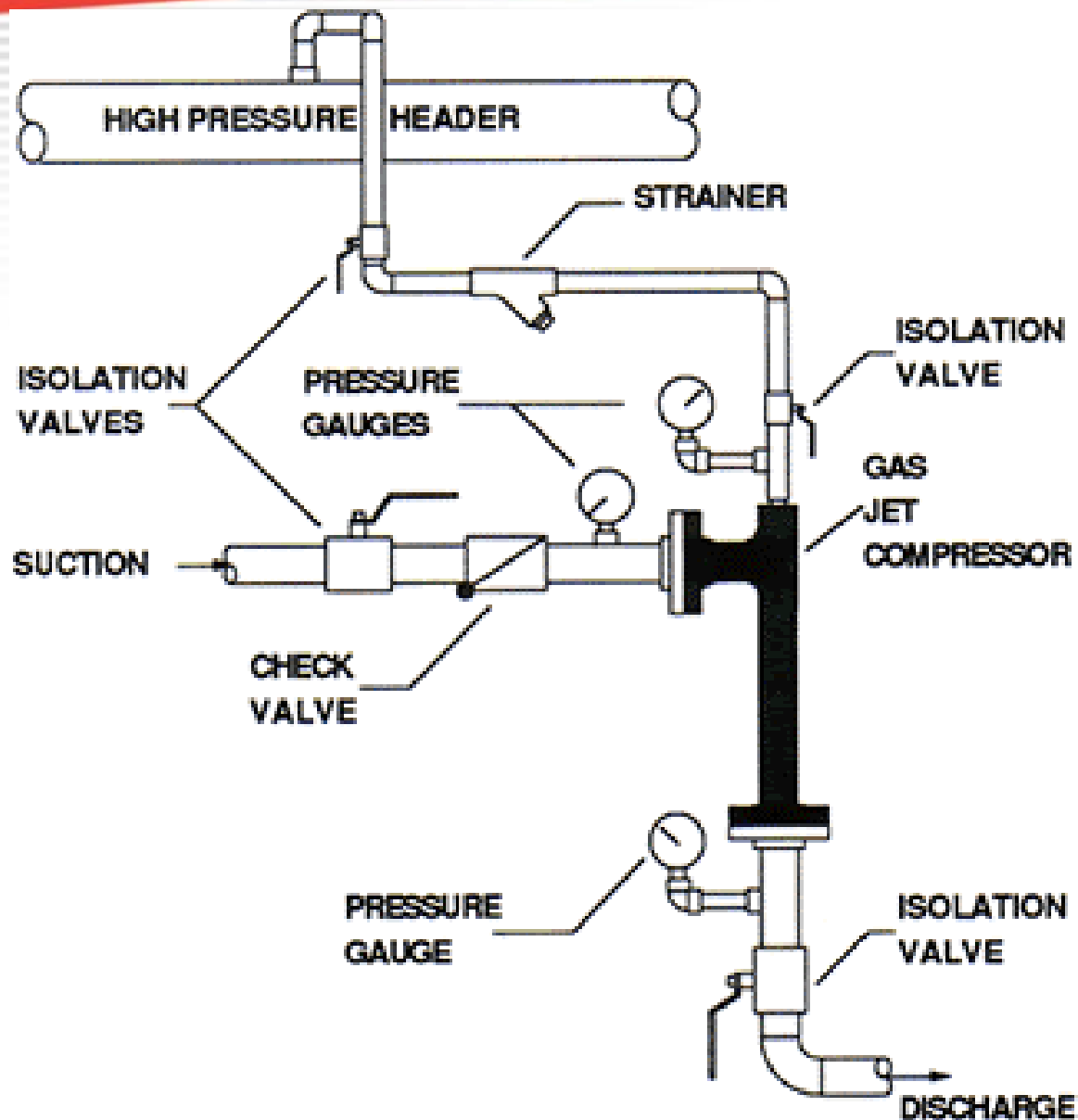
Esquema General



Principio de Funcionamiento



Conexionado

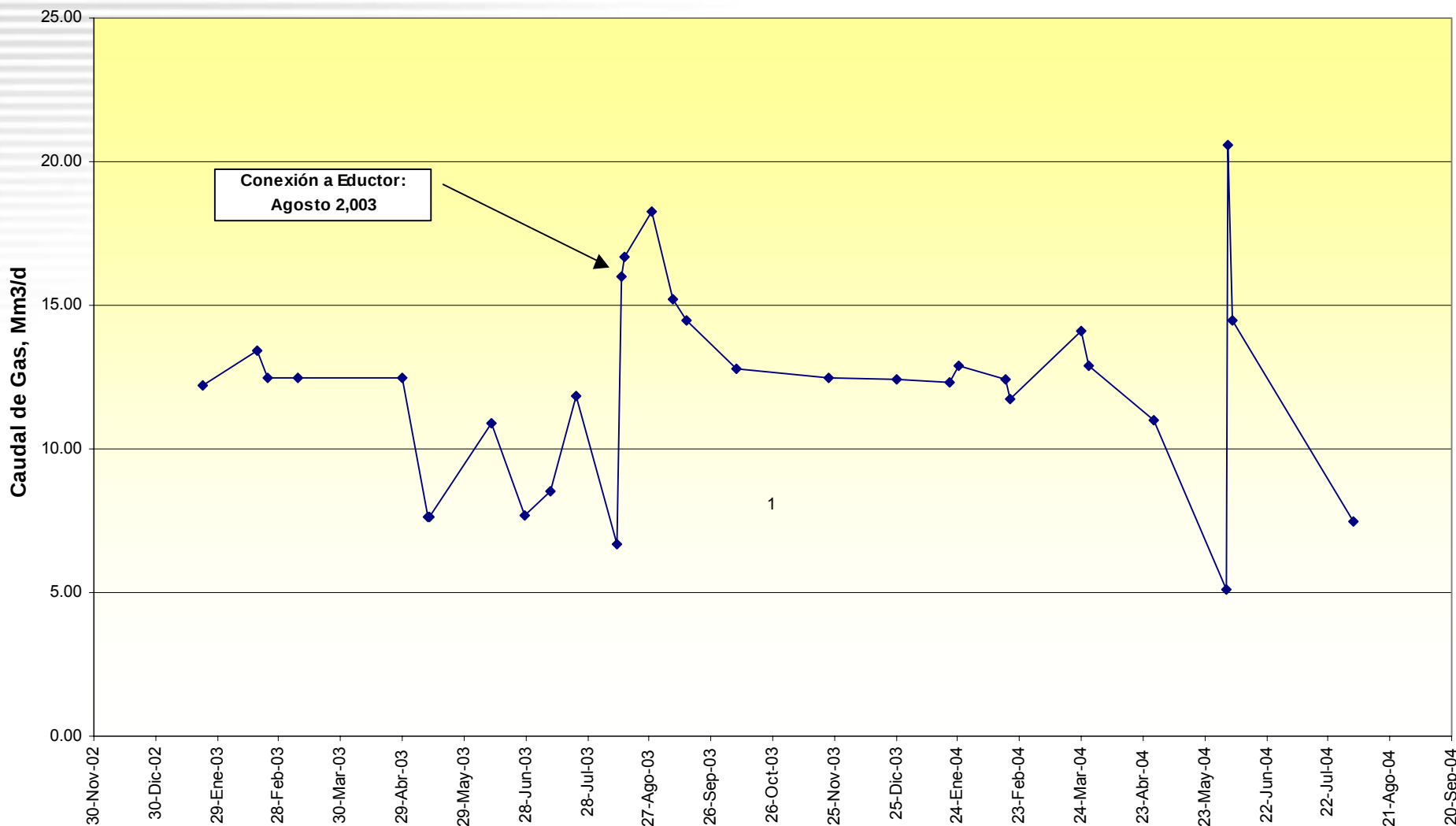


- No tiene partes móviles
- Bajo costo de mantenimiento
- Alta confiabilidad
- Fácil de instalar, operar y controlar
- No es afectado por slugs de líquidos
- Baja inversión inicial / pay-out corto
- Fácilmente adaptable a nuevas condiciones

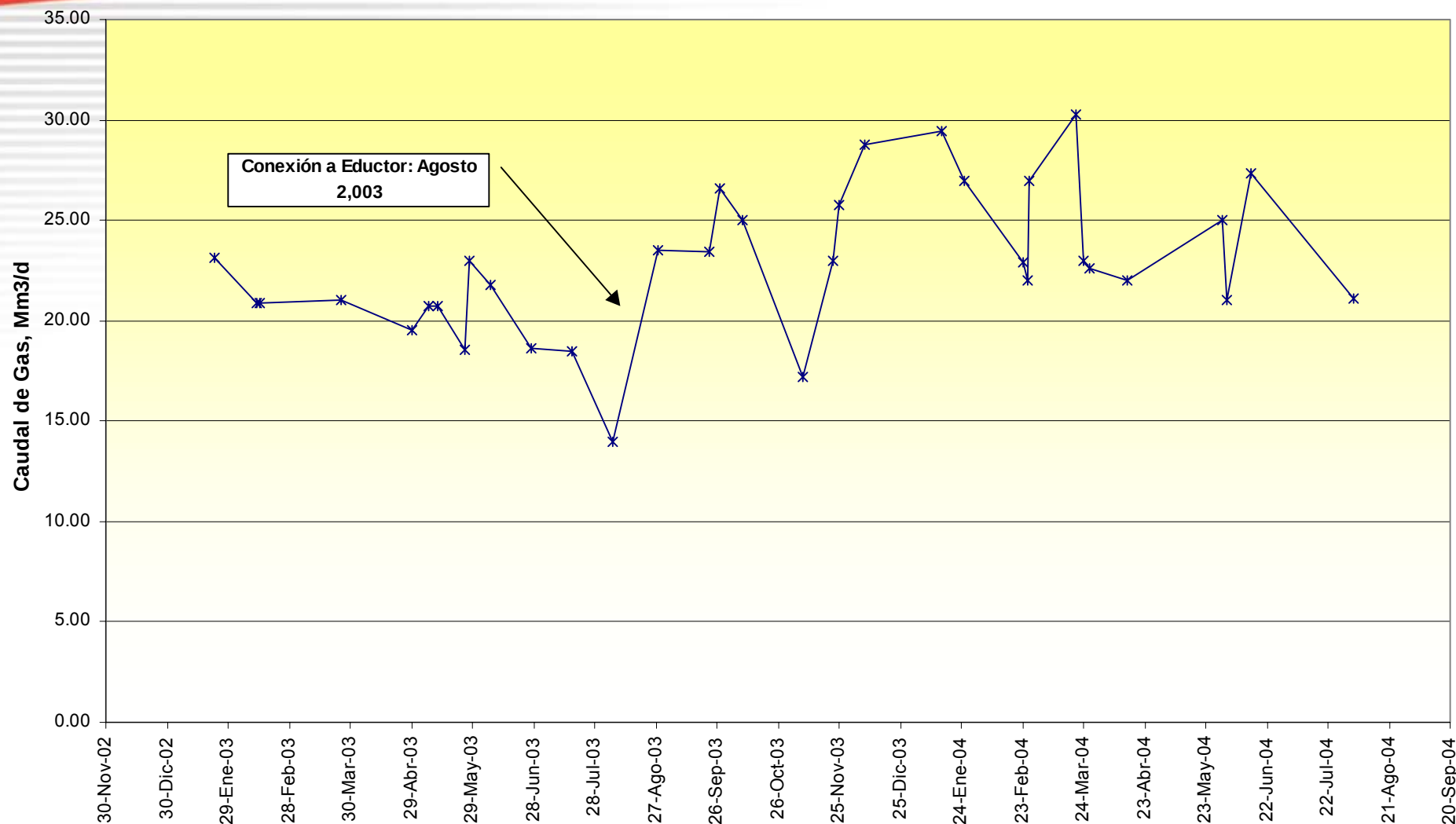
- Actualmente están en funcionamiento 2 eductores en la planta de compresión denominada “Punto B”
- Los pozos que actualmente producen a los eductores son:
 - LA-100 (08/2003)
 - LA-70 (08/2003)
 - LA-CMx2 (08/2003)
 - LA-73 (10/2003)
 - LA-66 (06/2004)

- Se eliminó el frecuente ahogue de pozos por carga de líquidos en el fondo (“Load-Up”).
- Se eliminaron los venteos necesarios para recuperar pozos ahogados
- En algunos casos se aumentó el caudal producido.
- Se puede recuperar algunos pozos que sufren proceso de “load-up” que no están normalmente conectados al eductor mediante una conexión temporaria (se eliminan venteos).

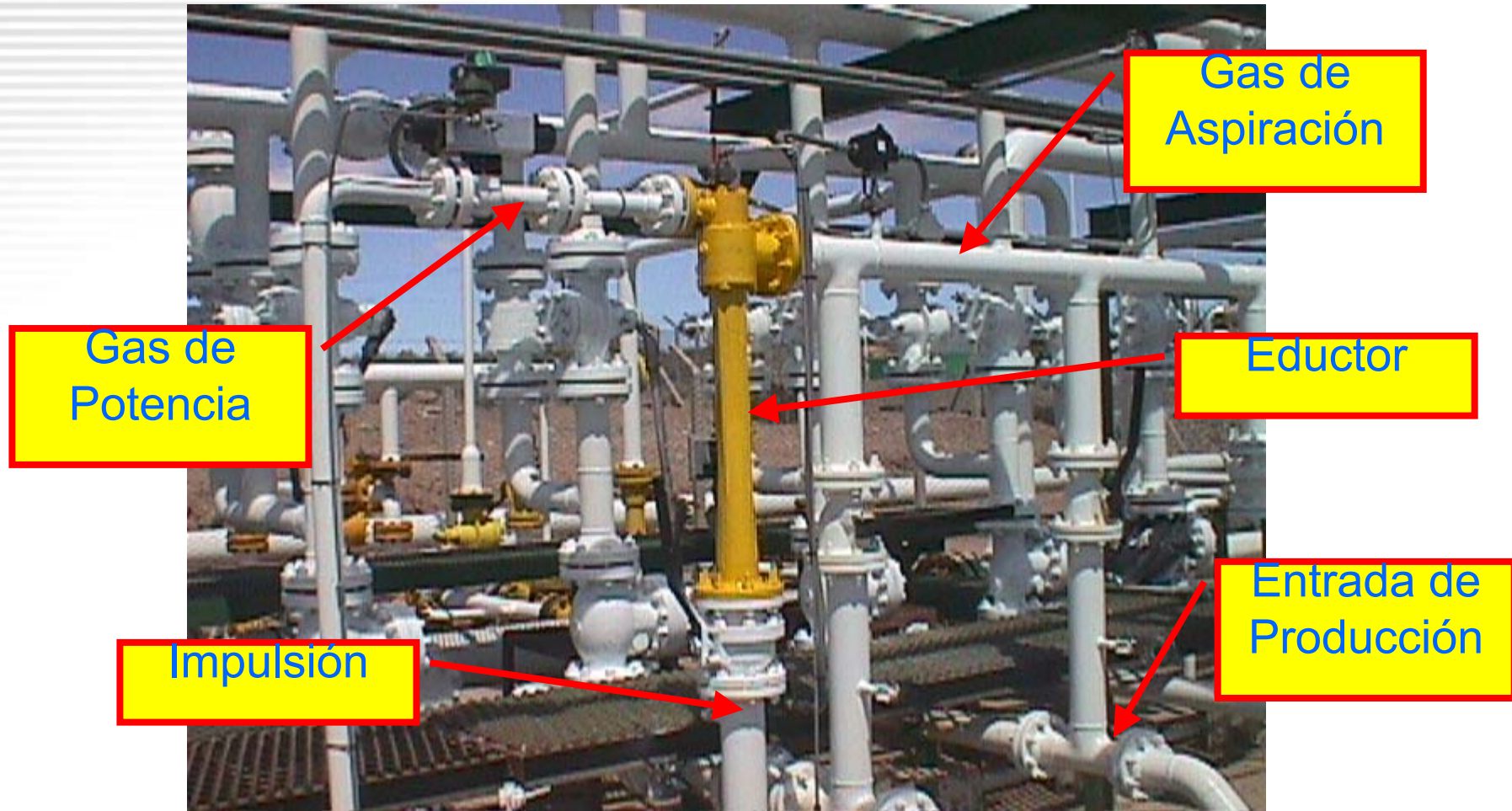
Resultados: XX-0



Resultados: XX-1



Fotografías “Eductor”



Fotografías “Eductor”



Cómo trabaja Vortex DX:

El flujo de fluido que viaja a través del tubing generalmente es turbulento y desorganizado.

Esta desorganización utiliza energía y causa que el flujo sea menos eficiente en el levantamiento de líquido.

En Flujo Multifásico las diferentes fases interactúan de manera aleatoria, DX Vortex toma ese flujo y crea otro organizado y en forma de vórtices.

Beneficios de utilizar Vortex

Reduce la velocidad Crítica.

Menor pérdida de carga y mayor eficiencia en el levantamiento de líquidos, la experiencia muestra que aumenta el levantamiento en un 12% aproximadamente y reduce en un 15% la pérdida de carga.

El Dx Vortex crea una capa delgada de líquido en la pared interna del tubing que actúa como un film reductor de fricción, que además ayuda a reducir la precipitación de parafinas e incrustaciones.

Vortex de pozo DX



Vortex de superficie SX



Flujo en Vortex

