



# Desafíos en la operación de instalaciones envejecidas de producción de petróleo

Punta del Este, URUGUAY

22 de abril de 2009



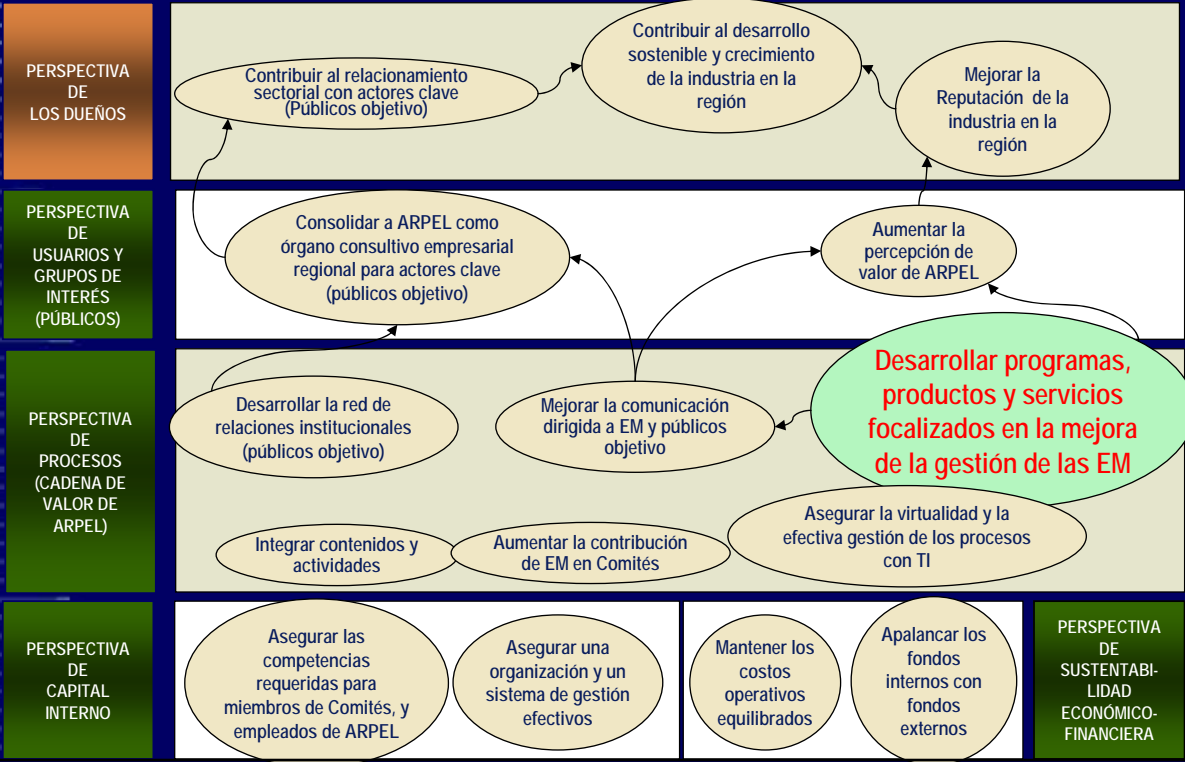
*Víctor Briano*

*Comité E&P ARPEL*

Apoyar la mejora de la gestión de las Empresas Miembro de ARPEL con foco en los asuntos asociados al envejecimiento de campos de producción y de las instalaciones asociadas, a través de la cooperación, el intercambio de información y el desarrollo de mejores prácticas.



## Relación con el Mapa estratégico de ARPEL



➤ Tres problemas fundamentales:

1. *Campos maduros y en declinación:*

- Recuperación mejorada de Gas y Petróleo e incremento de agua de producción (reproche social sobre la disposición)
- aumento de costos de operación
- Pasivos Exploratorios

2. *Instalaciones Viejas*

- ✓ Adaptación a nuevos requerimientos reglamentarios: recuperación y uso de gas, prohibición de quemado de gas, gestión de la integridad
- ✓ Necesidad de adoptar nuevas estrategias y nuevos esquemas de gestión, operación y mantenimiento

3. *Prevención del desmantelamiento y de las expectativa de las autoridades competentes en dicho proceso*

- Farming out a favor de especialistas en operación de campos maduros (Mar del Norte)
- Relanzamiento de campañas exploratorias in-fill aprovechando la tecnología 3D (Petroecuador)
- Bio-Remediación de Pasivos Exploratorios (ENAP)
- Provisión de fondos para el desmantelamiento
- Uniformar criterios sobre desmantelamiento entre las EM
- Uso de tecnología disponible

- Gestión y disposición de agua producida:
  - ✓ *Existe una guía ambiental de ARPEL (actualizada en 2005) sobre "Gestión y disposición de agua producida". El futuro benchmarking ambiental de ARPEL incluirá la medida de indicadores asociados a agua de producción (disposición, re-inyección, cantidad de hidrocarburos liberados).*
- Reducción y recuperación de gas asociado – Temas de quemado de gas:
  - ✓ *Se realizó un Taller en 2005. Hay contactos establecidos con la Global Gas Flaring Reduction Partnership ([www.worldbank.org/ggfr](http://www.worldbank.org/ggfr)) y la Iniciativa Metano a Mercados ([www.methanetomarkets.org/](http://www.methanetomarkets.org/))*
- Gestión de integridad operacional
  - ✓ *Programa ARPEL de gestión integral de AS&SI aprobado en julio/2008 que permite focalizar el trabajo sobre la base de un sistema de referencia para la gestión integral de AS&SI (el SIGAS&SI)*



**“Tratamiento de Efluentes de las Instalaciones de E&P  
de ENAP Magallanes en Sector Continental ”**

**Región de Magallanes y Antártica Chilena**



GOBIERNO DE CHILE  
COMISION NACIONAL  
DEL MEDIO AMBIENTE



## Antecedentes del Proyecto

El agua de formación proveniente de los pozos productores de hidrocarburos, se decantaba en separadores API y se descargaba al mar dentro de los parámetros permitidos por la antigua legislación.

Los lugares en que se efectuaban descargas al mar en el área continental y los volúmenes que se disponían en esos lugares eran:

- BRP 200 m<sup>3</sup>/día
- Daniel 180 m<sup>3</sup>/día
- Daniel Este 180 m<sup>3</sup>/día
- Dungeness 35 m<sup>3</sup>/día

# Antecedentes del Proyecto



## Antecedentes del Proyecto

- Con la entrada en vigencia del DS 90/2000 fue necesario cambiar el proceso, por lo que ahora los efluentes del proceso (agua de formación) se devuelven a su reservorio origen, mediante bombeo mecánico, reinyectándolo en pozos del área que no se encuentran en producción, todo esto amparado en el DS 46/02 art.2.
- Los efluentes de BRP y Daniel se reinyectan en los pozos Cañadón 44 y alternativamente en el pozo Daniel 55.
- Los efluentes de Daniel Este y de Dungeness se reinyectan en el pozo Daniel Este 2.

## Proceso

- Los hidrocarburos líquidos llegan al estanque cortador (de lavado). En este estanque se produce la separación petróleo/agua.
- El agua que aún contiene pequeñas cantidades de hidrocarburos pasa al separador API.
- Desde este punto es succionado por las bombas de reinyección y enviado a alta presión al árbol de pascua de los pozos elegidos como reinyectores.
- Entre el árbol de pascua y la zona de reinyección existen tuberías metálicas que llevan los efluentes hasta el reservorio, ubicado a aproximadamente 2000 metros de profundidad.



## Recuperación Primaria Tecnología Capilar

Junio 2007 – Marzo 2009



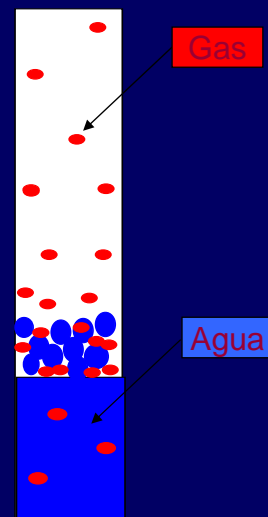
**Objetivo:**

Alargar la vida productiva de los pozos de gas, en especial aquellos que han declinado su producción debido a la entrada de agua.

**Aplicaciones:**

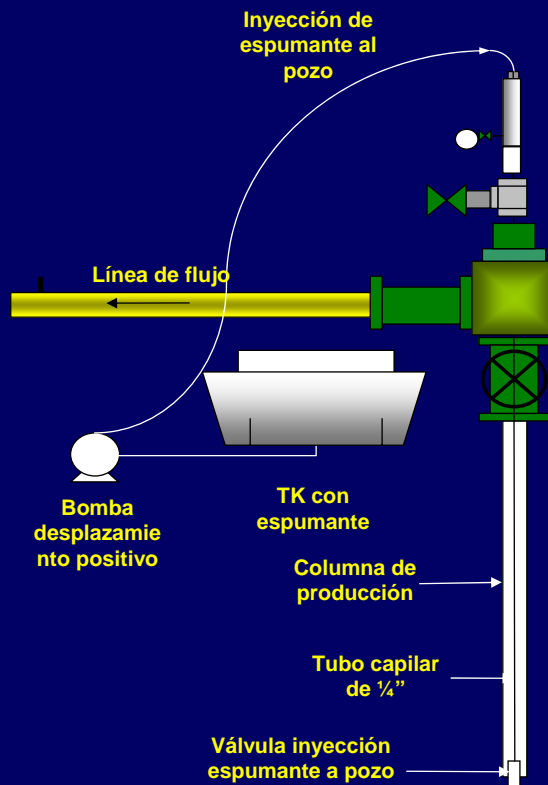
Pozos surgentes en la cual la producción de gas decae notablemente debido a que se encuentran fluyendo por debajo de la velocidad crítica.

Flujo de típico de pozo de gas con agua



### ¿Qué es Tecnología Capilar?

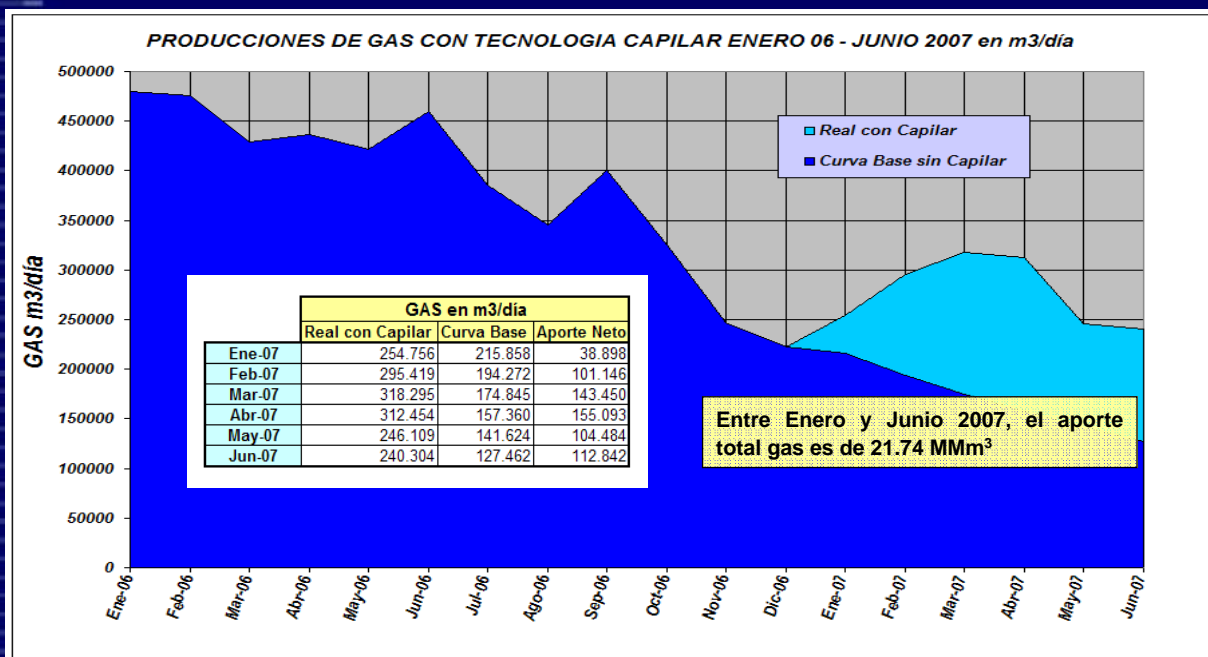
Es un tratamiento continuo, que se realiza mediante la instalación dentro del pozo de un tubing capilar de acero inoxidable, el cual sirve como medio para inyectar en profundidad un producto químico espumante que reduce la densidad aparente de la columna de líquido y recupera de esta manera la producción de gas.



- 1.- Durante Noviembre y Diciembre 2006 se instaló la Tecnología Capilar en 10 pozos del yacimiento Posesión.
- 2.- Desde el mes de Agosto a Diciembre 2008 se instalan en 9 pozos del Yacimiento Tres Lagos, del área Isla. Aporte promedio de 82 Mm<sup>3</sup>/día de gas.
- 3.- Desde el mes de Enero a Marzo del 2009 en la cuarta etapa se instalan en 11 pozos de otros yacimientos en Isla Tierra del fuego.



En el siguiente gráfico se visualiza el aporte real de los pozos con respecto a la curva base, considerando los primeros 6 meses de operación (Enero – Junio 2007).





El uso de los capilares, ha permitido mantener en producción continua pozos que actualmente estarían cerrados o esporádicos.

Dos problemas:

- En Mayo-07 algunos pozos han presentado taponamiento del tubing Capilar
- La mezcla del espumante con los líquidos que aportan los pozos esta formando una emulsión estable de condensado en agua. Esto afecta la disposición final del agua de formación.
- Inversión = MUSD 1.159.
- Ingresos Esperados a 3 años = MUSD 3.923
- Ingresos Acumulados los primeros 5 meses = MUSD 1.499 (38%).



Mini compresores Boca de pozo

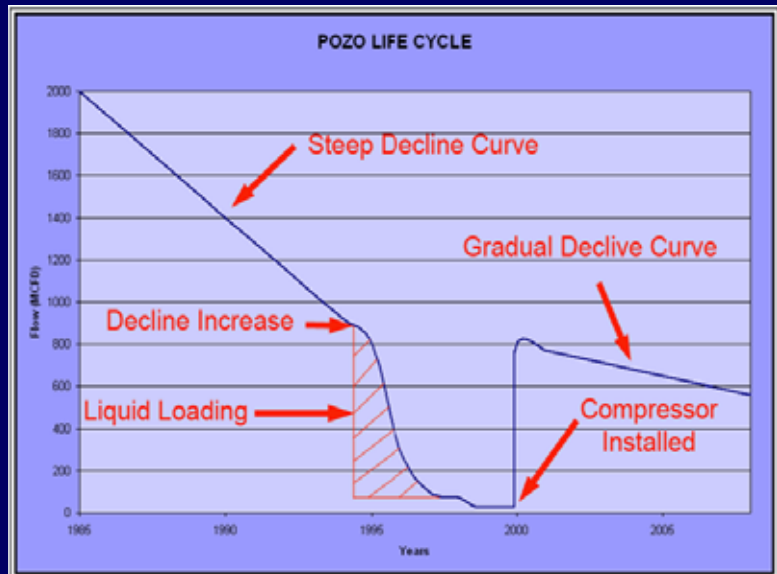
Febrero 2008 – Abril 2009



**Objetivo:** Bajar la presión de abandono de los pozos de gas

**Aplicaciones:**

- Pozos surgentes con baja presión,
- pozos cerrados por igualar presión con etapa,
- Recupero de gas-lift utilizado en pozos con inyección
- Recuperación de gases actualmente quemados o venteados.



**CICLO DE VIDA TÍPICO DE UN POZO**

### ¿Cómo se aplica la tecnología?

Se trata de un compresor de baja potencia para bajo caudal y para presiones de succión de hasta presión barométrica. La instalación se efectúa lo mas cerca posible a la cabeza del pozo, evitando los codos de 90 grados así como también cualquier otro tipo de restricción, motivo por el cual el conexionado se efectúa con mangueras.



### ¿Cuáles son los efectos logrados?

Al generar un centro de baja presión permanente en superficie, se produce una disminución en la presión de fondo fluyendo ( $P_{wf}$ ). Consecuentemente con la anterior, se incrementa la diferencial de presión entre la presión estática de fondo y la presión de fondo fluyendo ( $P_s - P_{wf}$ ), esta diferencia de presiones es directamente proporcional al incremento de caudal que se logra.

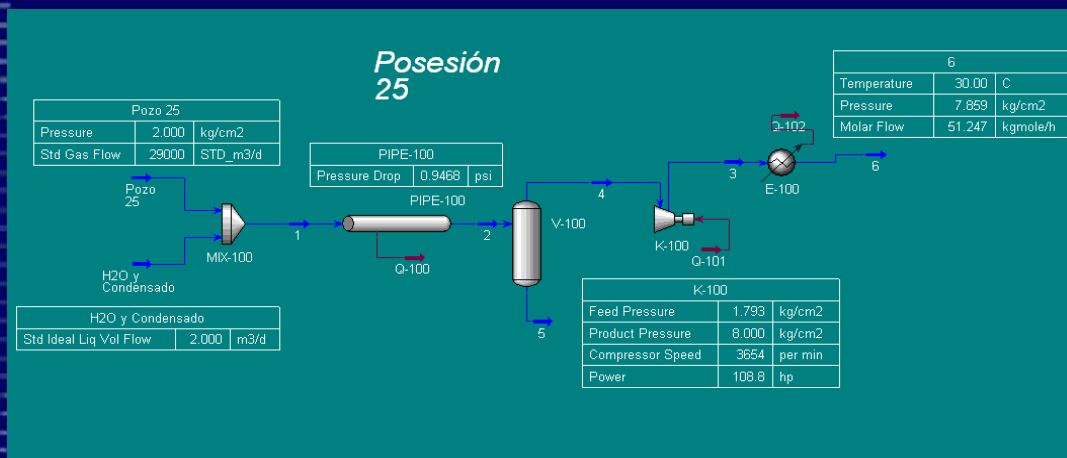
$$\text{Caudal Multifásico} = K (P_s - P_{wf})$$

donde  $K$  depende de la porosidad, permeabilidad y daño del pozo



- 1.- Entre Febrero y Marzo de 2008 se concretó la **Fase I** del proyecto con 5 máquinas instaladas en el yacimiento Posesión con un aporte inicial por sobre los 120 Mmcsd de gas.
- 2.- En el mes de Septiembre de 2008 se instalan 5 máquinas adicionales en el Yacimiento Posesión con un aporte adicional promedio de 130 Mm3/día de gas para la **Fase II**.
- 3.- En los meses de Marzo y Abril del presente año, se encuentra en plena etapa de implementación la **Fase III** del proyecto con 10 máquinas adicionales y un caudal esperado de a lo menos 150 Mmcsd de gas natural.

### Simulación Pozo Posesión 25





En los meses de operación, esta Tecnología ha mostrado excelentes resultados y ha permitido mantener en producción continua pozos que actualmente estarían cerrados u operando en forma esporádica.

Desde el punto de vista operativo, la facilidad de mantenimiento, la confiabilidad, la facilidad de movimiento ha superado con creces las expectativas.

#### **Principales Beneficios Observados:**

- Inversión razonable con bajo periodo de recupero. (**111 KUS\$/máquina, Recupero en 3.56 meses**)
- Bajo costos de mantenimiento.
- 99 % disponibilidad mecánica
- Bajo consumo de combustible.
- Facilidad de transporte e instalación (30 min).
- Fácil entrenamiento del personal.