



EVALUACION E IMPLEMENTACION DE NUEVAS TECNOLOGIAS PARA REPARAR POZOS INYECTORES EN CAMPOS MADUROS.

**JORNADAS DE PRODUCCION IAPG-Seccional Sur
AGOSTO 20-21-2009 COMODORO RIVADAVIA**

Sandro Arango - YPF

Roberto Cardoso - YPF

Franco Maieron – YPF

Grupo de Reservorios CS - YPF

Victor Martinez - TEXPROIL

Unidad de Negocios Argentina Sur - UNAS

Unidad Económica Santa Cruz

UBICACIÓN

ANTECEDENTES

- Origen y diagnóstico del problema

- Alternativas de solución visualizadas

CASING SUPLEMENTARIO

- Descripción de la Técnica

- Etapas de Implementación

- Desarrollo y experiencia

- Ventajas y Desventajas

DESARROLLO DEL PROYECTO

- Selección de candidatos

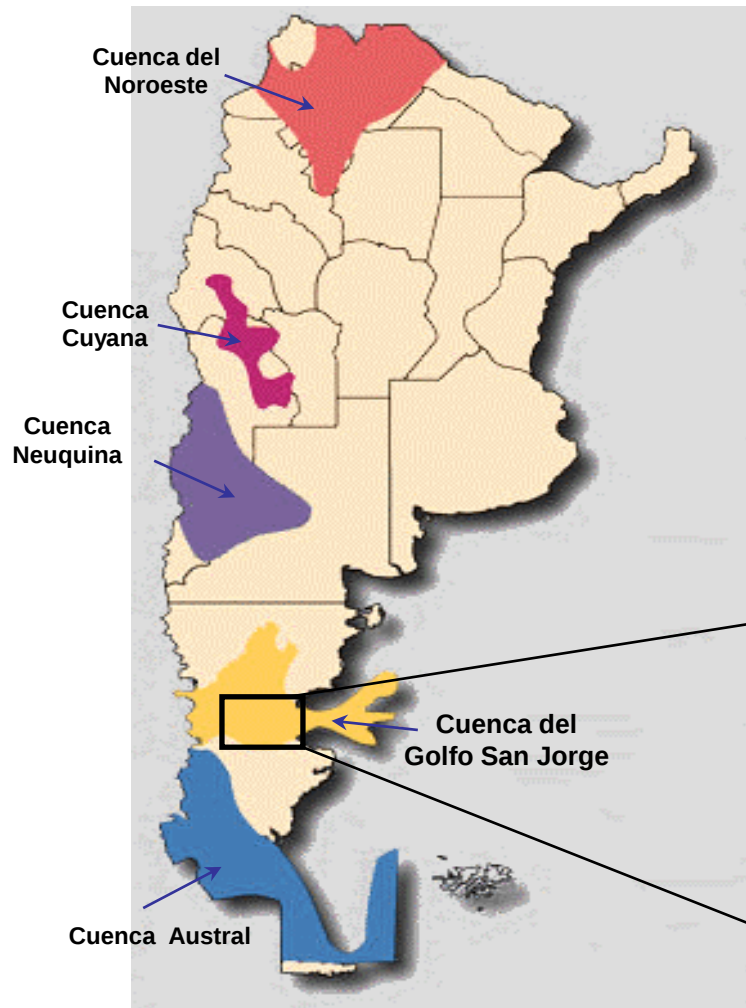
- Definición del tipo y programa de reparación.

- Análisis Económico.

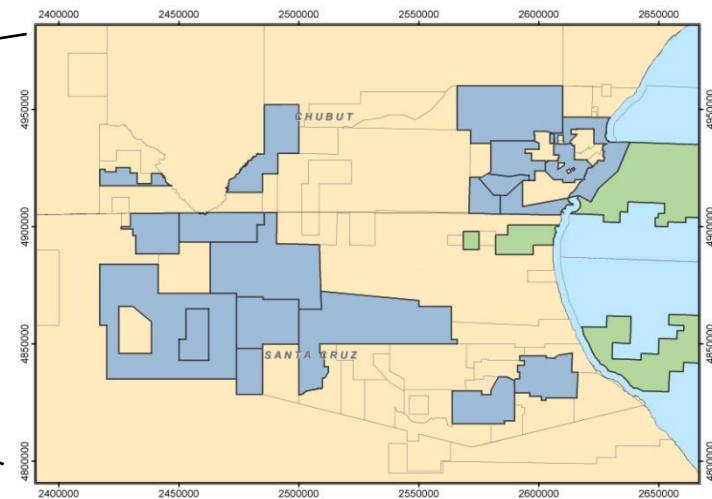
- Implementación

- Evaluación de Resultados

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

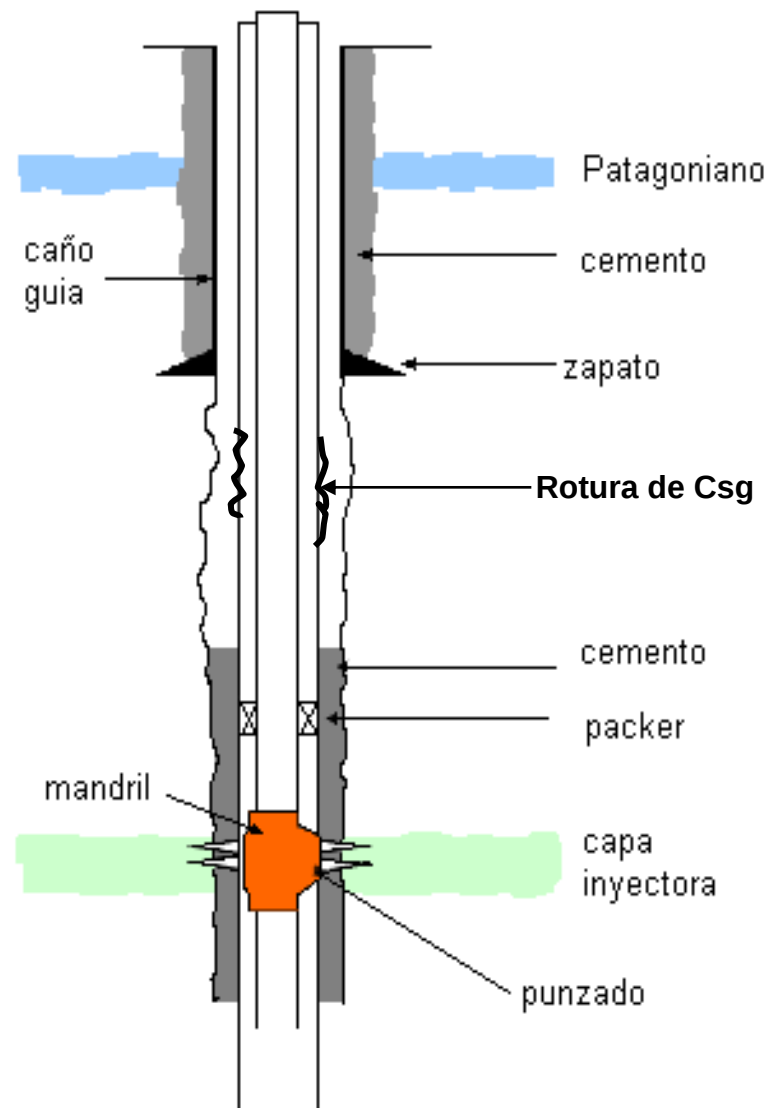


CAÑADÓN SECO



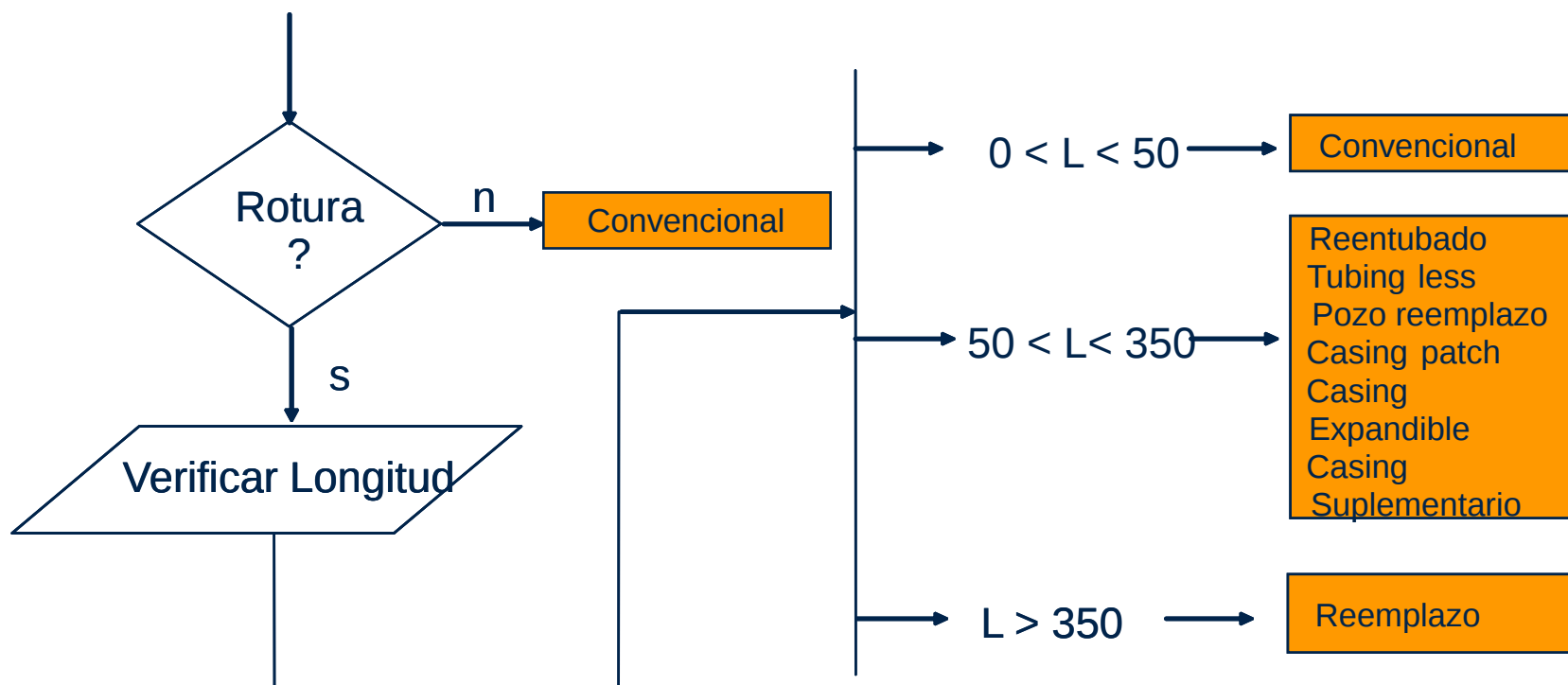
Origen y Diagnóstico del Problema

- Campo Maduro en producción de petróleo.
- Alto porcentaje de producción del área proviene de Recuperación Secundaria.
- Algunos pozos con revestimientos cuya antigüedad es superior a 30 años.
- Problemas severos de corrosión externa en el casing de aislación a profundidades de entre 100-800 m . Manifestado como rotura, en zonas sin cementar por contraste de salinidades en los acuíferos.
- La remediación inicial, mediante cementación a presión ha generado altos costos y bajo porcentaje de éxito.
- Necesidad de dar cumplimiento con las Normativas Ambientales de la Provincia.



Alternativas de Solución visualizadas:

Análisis de intervenciones previas, Prueba de integridad de revestimiento mediante tapón-packer, Perfiles de corrosión y espesor de casing.



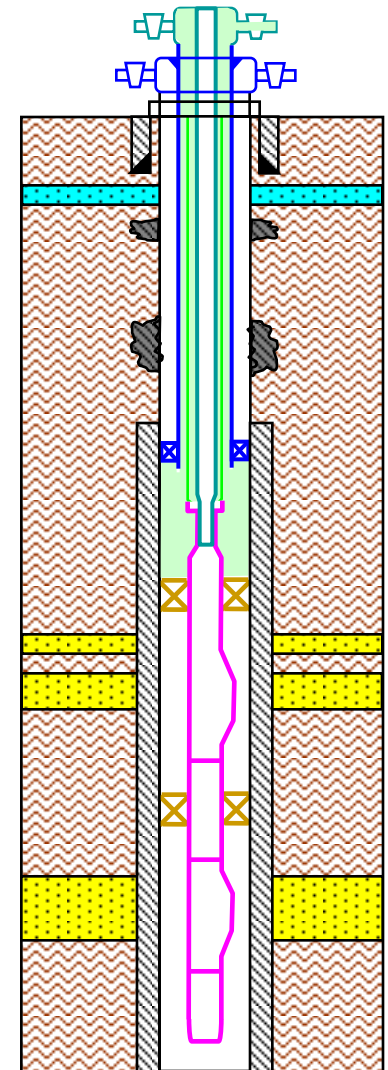
L (longitud de la rotura, mts)

Descripción de la Técnica:

- Es una alternativa de solución a problemas de corrosión y rotura de revestimientos en pozos inyectores
- A través del uso de un casing adicional de menor diámetro del casing original del pozo.
- Fijación mediante packer hidráulico
- Aisla zonas del casing original que presentan roturas.
- Permite la protección de acuíferos superiores ante una posible falla del sistema de inyección.
- Garantiza la continuidad de la inyección selectiva, en las capas de interés de los proyectos de R.S.
- Permite remoción y cambio de la instalación selectiva de inyección.

Etapas en la implementación:

- Reparar convencionalmente la(s) rotura(s) del revestimiento mediante cementación correctiva para evitar el posible aporte de fluidos y/o sólidos de la Formación.
- Realizar auxiliar y cementar a presión, ante la presencia de acuíferos de agua dulce no cubiertos por el casing guía.
- Bajar y fijar sarta de inyección selectiva con packers y tandems hidráulicos y conector on-off inferior (box) con tubing de maniobra.
- Desvincular On-Off y sacar tubing de maniobra.
- Bajar y fijar packer hidráulico con casing suplementario de 3 ½" en zona con buena cementación primaria, por debajo de la rotura.
- Vincular casing suplementario de 3 ½" a cabeza colgadora 5 ½" - 3 ½"
- Bajar y vincular columna de inyección de 2 3/8" con conector on-off (pin) a la selectiva previamente fijada.
- Vincular columna de tubing 2 3/8" a cabeza colgadora de 3 ½" - 2 3/8"
- Verificar hermeticidad en el nuevo anular tubing 2 3/8" y casing suplementario de 3 ½" .



Desarrollo, Experiencia y Aprendizaje

Pozos con casing de 7"

- Se empleó casing de 4.5" y 5".
- Columna de tubing 2.7/8" estándar.
- El peso de la cañería (4.5" y 5"), limitaba la capacidad de la operación del Work Over.
- Uso adicional de llave de torque y bandeja de entubación para 4.5-5". Los tiempos de bajada fueron lentos.
- Incorrecto funcionamiento del sistema de hermetización del packer previo a la fijación. Se reemplazó el sistema original por un tapón recuperable con cable – tubing.

Pozos con casing de 5 ½"

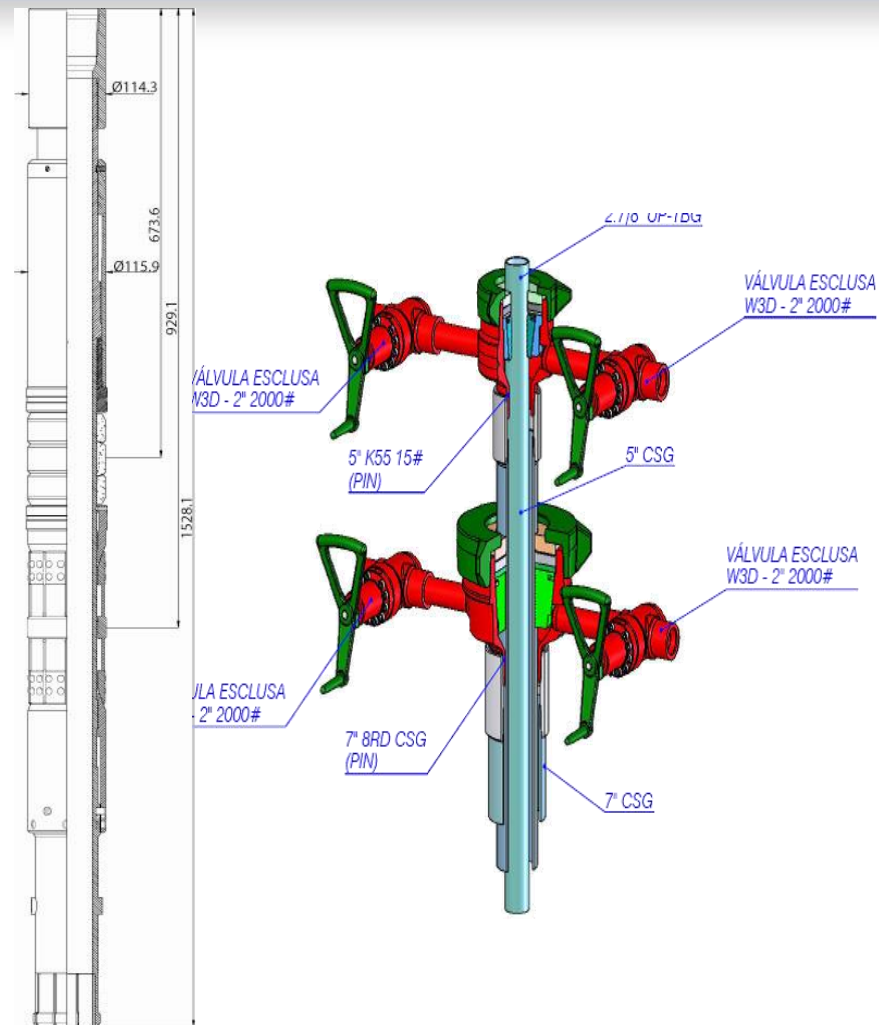
- Se empleó casing de 3.5"- *Special Drift*- 7.7#.
- Columna de tubing 2-3/8" 4.6# con conexión premium.
- Uso adicional de llave de torque y elevadores con cuñas para 2 3/8".
- Incorrecto funcionamiento del sistema de hermetización del packer previo a la fijación. Se reemplazó el sistema original por un tapón recuperable con cable – tubing.
- Las conexiones 2.3/8"-*Premium* no ofrecían justificativo para las presiones de inyección aplicadas. Se reemplazó por 2 3/8" EUE cupla rebajada y 2-3/8"NU con tiempos operativos y costos adecuados.

Estandarización de las herramientas

- Uso de doble cabeza colgadora.
- El packer usado es hidráulico, de doble agarre y triple empaquetadura.

Evolución de las herramientas

- El desarrollo actual del packer permitirá bajarse con la instalación selectiva, reduciendo tiempos operativos del Work Over.
- La fijación y empaquetamiento de la instalación selectiva se logrará generando presión en el interior del Casing Suplementario (tubing de 3 1/2").
- El Packer para casing de 5 1/2" tendrá incorporado un dispositivo de fijación, que evitará el uso del tapón y por ende el costo adicional del equipo de wire



Ventajas de la Técnica

- Menor costo operativo de remediación, comparado con otras técnicas.
- Permite mantener la selectividad del pozo inyector.
- Permite la operación con equipo work over y herramientas en su mayoría convencionales.
- La Instalación completamente recuperable: casing suplementario y selectiva de inyección.
- Permite la operación convencional con equipos de alambre y cable (slick y wire line)
- Versatilidad en la inclusión de packers adicionales y/o reemplazo de columna de tubing (mediante desvinculación del on-off) sin necesidad de movimientos de la instalación selectiva.
- Rehabilitación de pozos que no se recuperaron mediante cementaciones convencionales y que su destino era el reemplazo o abandono.

Desventajas de la Técnica

- Mayor riesgo operativo asociado al número de maniobras y herramientas bajadas en el pozo, comparado con alternativas convencionales de reparación.
- Al ser la técnica de casing suplementario una innovación tecnológica, requiere el diseño de un packer especial, una cabeza colgadora adicional y el uso de cañerías de diámetros diferentes: 3 ½-2 #3/8.
- Requiere el uso de elevadores con cuñas para el caso del tbg 2 3/8 cupla rebajada.

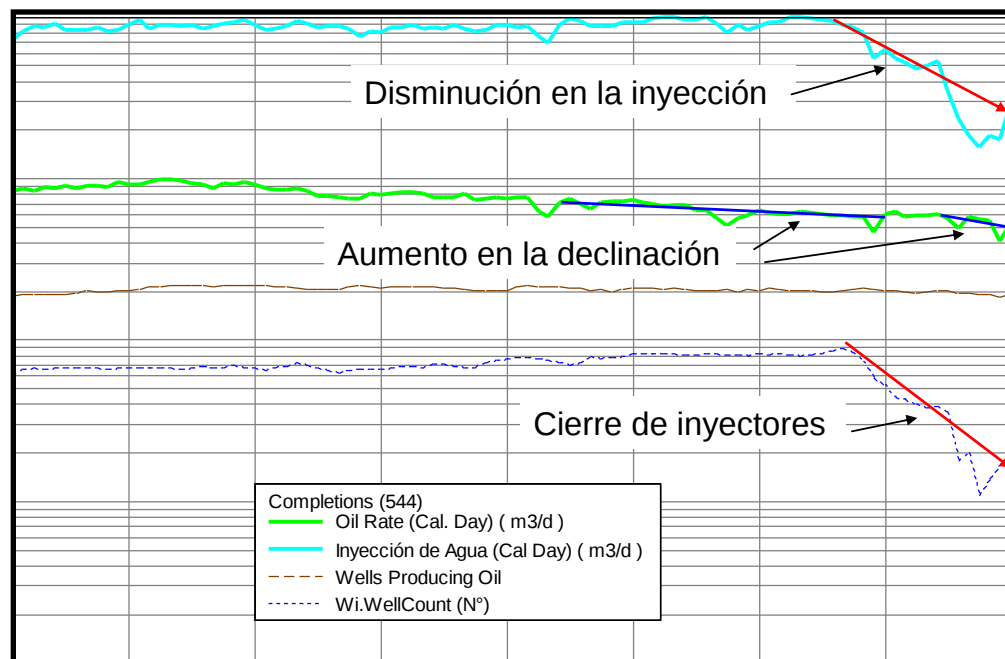
1. Selección de los candidatos.
 - Consideraciones ambientales, neta asociada, niveles de inyección.
2. Definición del tipo de reparación.
3. Análisis Económico.
4. Implementación.
5. Evaluación de Resultados.

Selección de Candidatos:

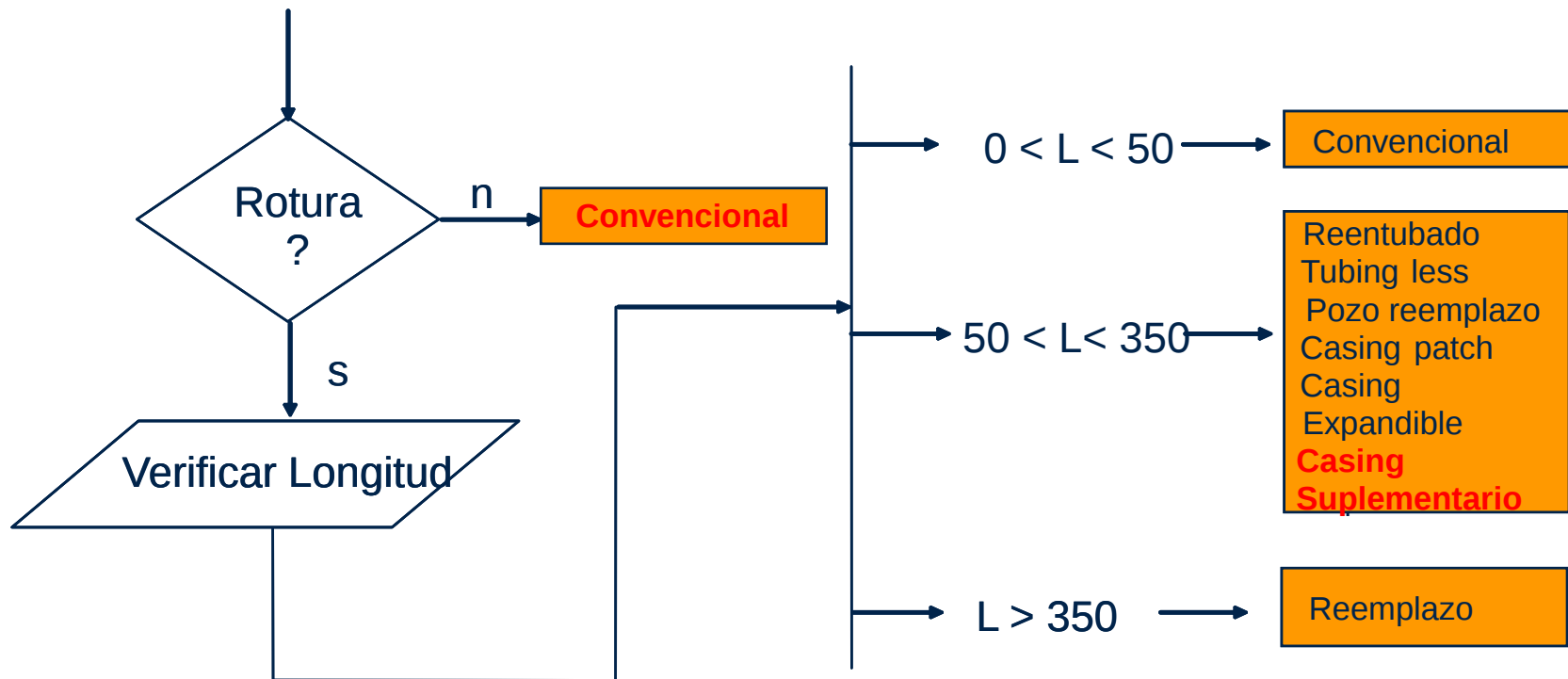
VERDE: Pozo Activo, sin punzados por encima del packer o con punzados cementados y csg en condiciones.

AMARILLO: Pozo activo que no permite prueba de hermeticidad por poseer punzados sin cementar sobre el último packer de inyección.

ROJO: Pozo Inactivo, con roturas detectadas y actualmente cerrado.



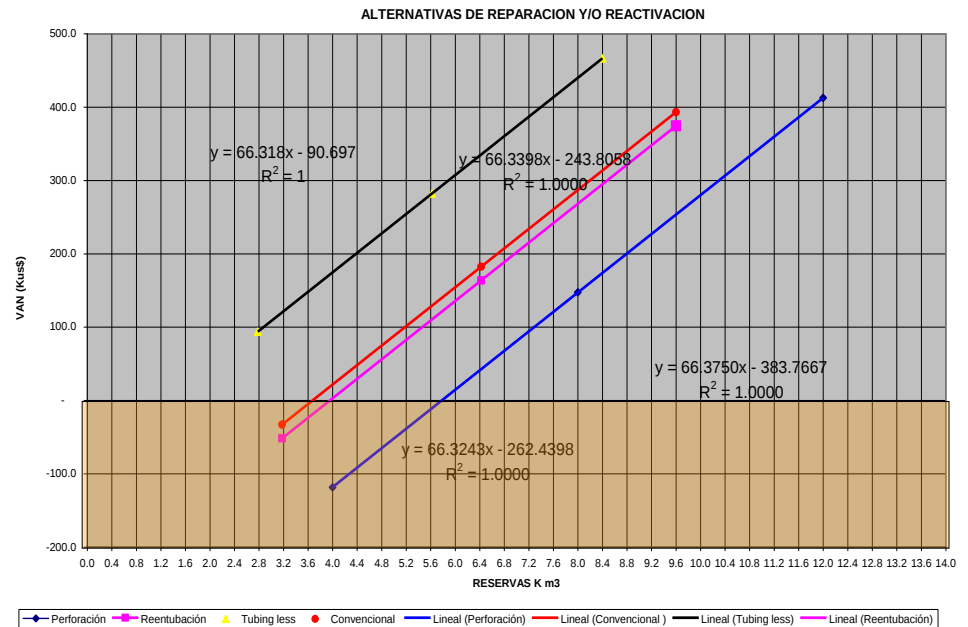
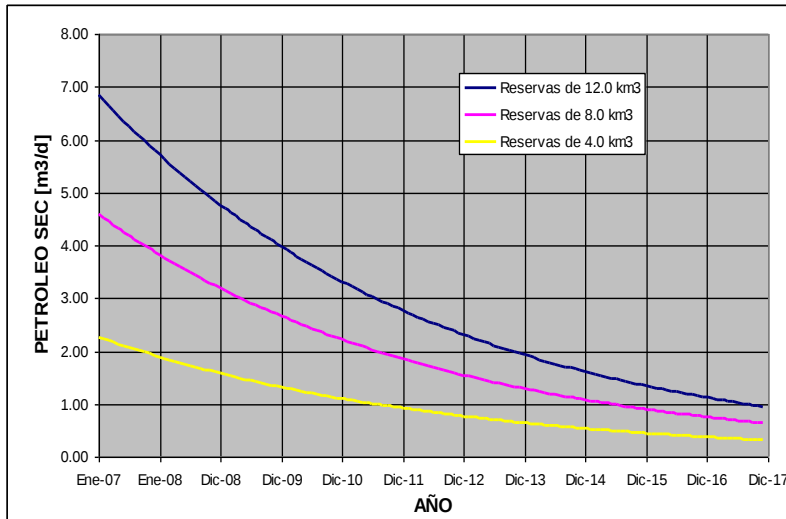
Definición del tipo de Reparación:



L (longitud de la rotura, mts)

DESARROLLO DEL PROYECTO

Evaluación Económica



Implementación y Evaluación de Resultados:

- La técnica se analizó y definió su ejecución en el 2007.
- Se empezó su implementación a comienzos del 2008.
- A la fecha se han realizado **16 reparaciones exitosas** de pozos con Casing Suplementario.
- Las reparaciones promedio han requerido cerca de 10 días de equipo de RTP y han costado cerca de 250KUS por pozo (incluye equipo, servicios y materiales)
- Para estas 16 reparaciones se requirieron 23 intervenciones, en algunos pozos hubo necesidad de entrar dos y hasta tres veces por diferentes fallas en los elementos (tubulares, packers) o por inconvenientes logísticos.
- En estos años se construyó CURVA DE APRENDIZAJE entre el Operador y las compañías de Servicios.

- La técnica de reparación de pozos Casing Suplementario ha demostrado ser una alternativa viable técnica y económicamente para la solución de problemas de roturas en casing de pozos.
- Se ha comprobado la versatilidad de la técnica para continuar operando los pozos inyectoros y mantener su selectividad.
- Para garantizar el éxito de la técnica es necesario un buen análisis previo de la condición mecánica del pozo, esto puede implicar un diagnóstico mediante perfil de corrosión o evaluación con tapón y packer.
- La experiencia en el uso de diferentes tubulares permitió definir como la mejor alternativa el tubing 3 ½" 7,7 # EUE como casing suplementario tanto para pozos de 5 ½" como de 7" y el tubing 2 3/8" 4,5 # EUE SC o 2 3/8" NU como columna de inyección. Con el uso de estos tubulares se mejoraron los tiempos operativos y los costos.
- Actualmente se encuentra disponible un nuevo desarrollo del packer que permite bajarlo junto con la instalación selectiva, fijar esta ultima y cambiarlo de posición para su fijación final, ahorrando una carrera del tubing de maniobra, con menores costos operativos.