

REACTIVACION DE POZOS MARGINALES APLICANDO RECOIL

Verónica Frizan
 Julieta Grill
 Pedro Maza
 Raúl Maldonado
 Jorge Díaz Llamazares

Petrobras Energía
 Petrobras Energía
 Petrobras Energía
 Petrobras Energía
 Petrobras Energía

veronica.frizan@petrobras.com
 julieta.grill@petrobras.com
 pedro.maza@petrobras.com
 raul.maldonado@petrobras.com
 jorge.diaz@petrobras.com

SINOPSIS

El yacimiento Cañadón Salto se ubica en el sector de plataforma de la Cuenca Austral es un Yacimiento descubierto en 1979 con 123 pozos perforados. Previo a la instalación de los equipos recoil, se encontraban operativos 7 pozos petrolíferos equipados con bombeo mecánico y 1 pozo gasífero (gas de consumo), la producción promedio era de 1.6 m³/d de petróleo por lo que resultaba necesario realizar tareas orientadas a mejorar los indicadores económicos y mantener la viabilidad de los proyectos de inversión.

El equipo RECOIL, sistema extractivo diseñado especialmente para pozos productores de petróleo en los cuales por sus características marginales el empleo de bombeo mecánico u otros sistemas es ineficiente o antieconómico, se ensayó con el fin de mejorar el lifting cost. Su principio de funcionamiento es sencillo, así como la puesta en marcha e instalación.

El aprendizaje experimentado durante el funcionamiento de los equipos posibilita al Activo la disposición de un sistema extractivo de menor inversión inicial para evaluar futuros proyectos de reactivación de pozos de baja productividad.

INTRODUCCIÓN

El yacimiento Cañadón Salto se ubica en el sector de plataforma de la Cuenca Austral a unos 60 Km al norte de la ciudad de Río Gallegos (Figura 1).

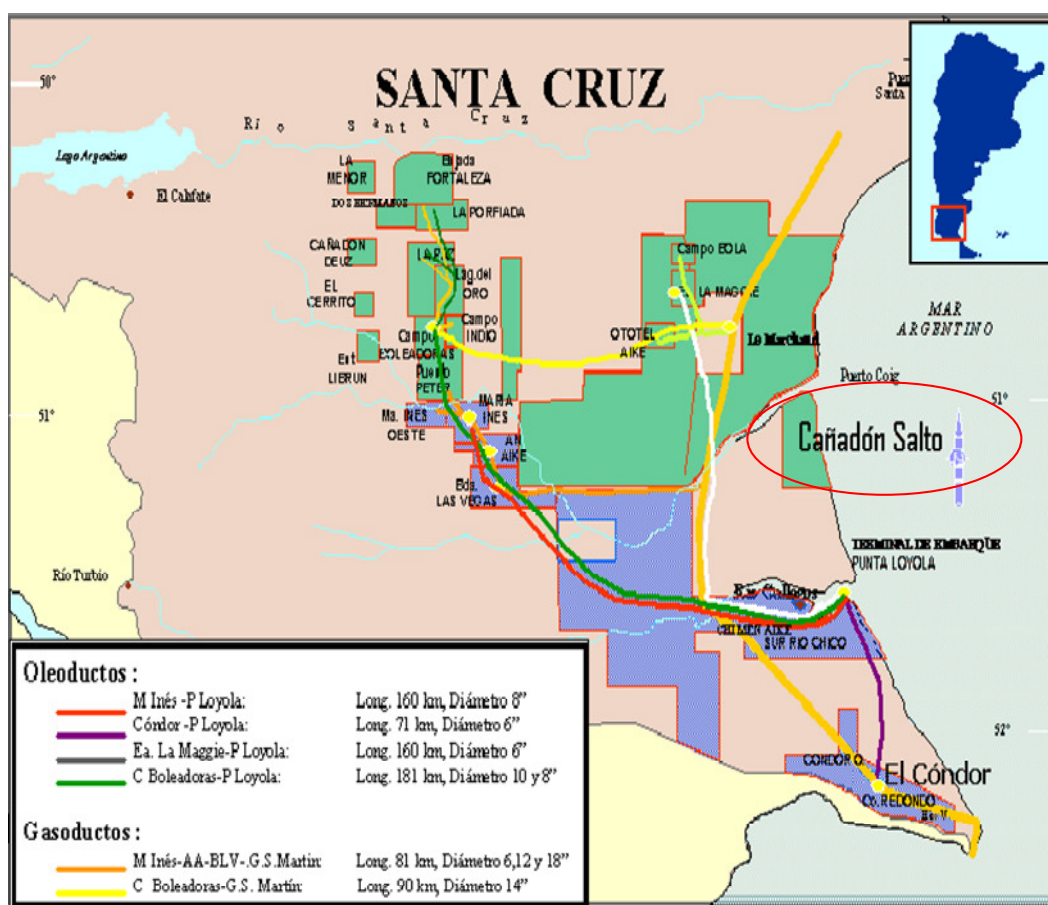


Figura 1. Ubicación del Yacimiento

Fue descubierto en noviembre de 1979 y se perforaron 124 pozos siendo los dos más recientes del 2008.

El horizonte productivo corresponde a las areniscas del tope de la formación Springhill, una sucesión de arenas marinas con intercalaciones arcillosas pertenecientes a dos o tres ciclos transgresivos. Cada uno de estos ciclos ha generado un reservorio correlacionable y mapeable a través de todo el yacimiento.

El yacimiento presenta una declinación de presión normal. La presión estática original es de 120 kg/cm² coincidente con la presión de burbuja.

De la totalidad de pozos perforados originalmente, cuando comenzaron los ensayos para evaluar el proyecto sólo se encontraban operativos 7 pozos petrolíferos – todos con bombeo mecánico – y 1 gasífero (gas de consumo). La producción total del yacimiento rondaba los 13 m³/d de petróleo con 50 m³/d de agua (promedio de producción por pozo: 1.6 m³/d de petróleo) y 5 Mm³/d de gas.

Debido a las condiciones operativas actuales, el Yacimiento presenta un lifting cost elevado y los proyectos de reactivación de pozos marginales no son rentables aplicando sistemas extractivos convencionales.

Las evaluaciones previas indicaban que bajando el costo de la inversión inicial sin aumentar los costos operativos existentes se podían reactivar pozos parados. Se realizó el ensayo de la aplicación de equipos Recoil 5000 para la extracción de fluidos.

En el presente informe se muestran los fundamentos teóricos, el proceso de selección de pozos candidatos, equipamiento a utilizar y resultados obtenidos con el modelo de seguimiento.

DESARROLLO

Caracterización de reservorios

Cañadón Salto es un Yacimiento de petróleo con un casquete de gas. La relación gas-petróleo original del halo de petrolífero fue de 67.5 m³/m³ y el reservorio produce de las areniscas de la Fm. Springhill a 1300 m de profundidad. Desde 1989 el Yacimiento se encuentra sometido a recuperación secundaria, actualmente la inyección se produce por medio de un solo pozo (Figura A1-ANEXO A).

La estructura del yacimiento es de bajo relieve y el área corresponde a un mínimo estructural principal donde se encuentran la mayoría de los pozos productores de petróleo (Figura A1-ANEXO A).

Desde el punto de vista de reservorio la Fm Springhill se ha dividido en 3 capas, la Capa 3 representa la sección más profunda, la cual ha sido productora de hidrocarburos, la Capa 2 tiene las propiedades petrofísicas más pobres del yacimiento y finalmente, la Capa 1 constituye el reservorio principal de donde han producido la mayoría de los pozos de Cañadón Salto.

DATOS PETROFÍSICOS - Cañadón Salto	
Espesor neto promedio (m)	8.5
Porosidad (%)	21
Tipo de porosidad	Intergranular
Permeabilidad (mD)	1 a 600, prom: 13
Grado API	39.6

La presión estática actual del yacimiento varía entre los 75 y 120 kg/cm².

Los equipos se instalaron en los pozos CSo-109 y CSo-86. El primero se encuentra punzado en las Capas 1 y 3, mientras que el segundo solo produjo de la Capa 1, ambos pozos fueron productores con bombeo mecánico entre los años 1983 y 1993.

Los pozos seleccionados para la instalación de los equipos tienen un corte de agua mayor y una relación gas petróleo similar al promedio de los pozos candidatos.

A principios del 2008 se realizaron gradientes estáticos en ambos pozos, detectándose columnas de petróleo que fueron extraídas mediante ensayos de pistoneo.

Historia de Producción y Ensayos

A continuación se presentan datos de historia de producción y ensayos de los pozos seleccionados, utilizados para evaluar la factibilidad de aplicación del sistema.

CSO-109

Historia de producción del pozo:

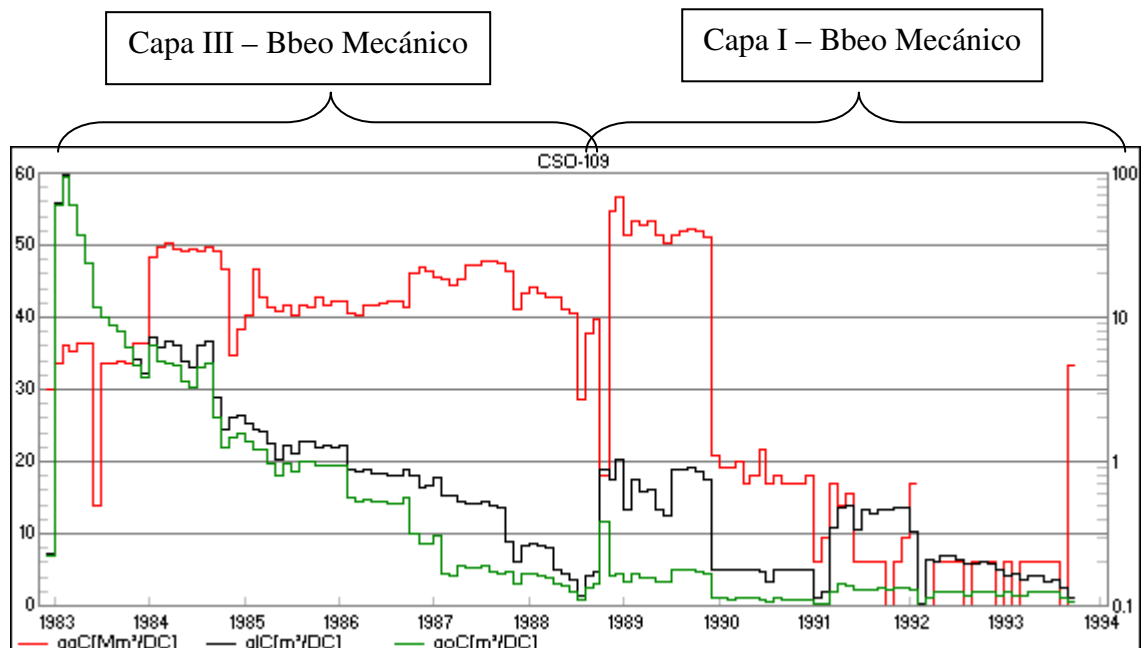


Figura 3 Caudales

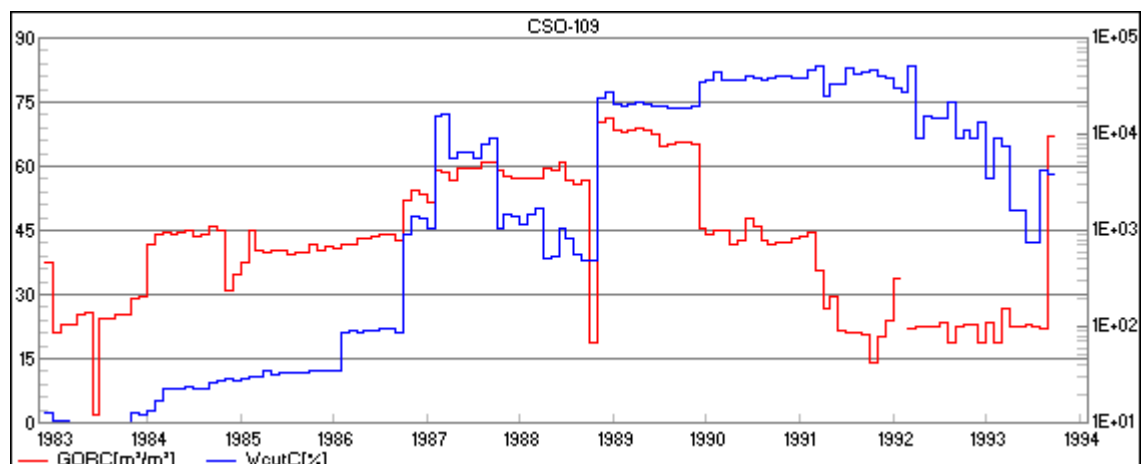


Figura 4 GOR y W cut

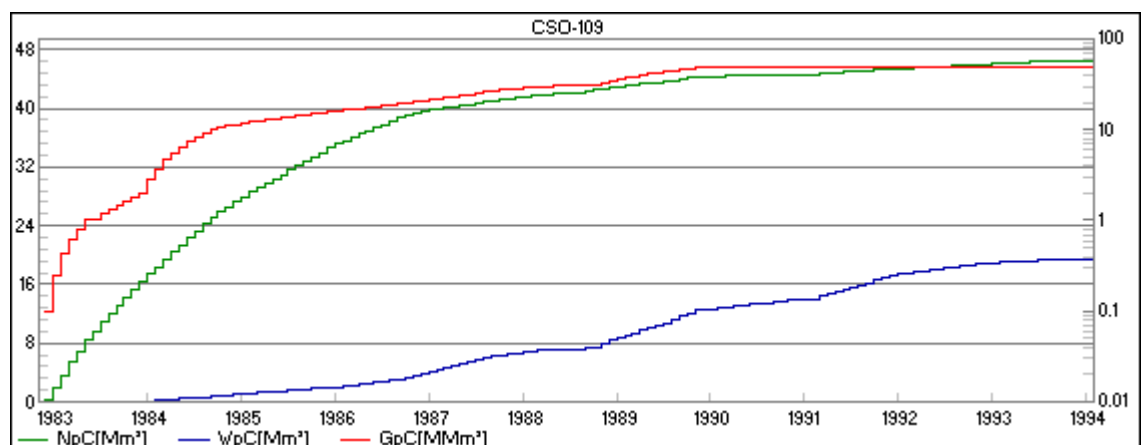


Figura 5 Acumuladas

Ultimo Gradiente de Presión Estático del pozo 01/2008:

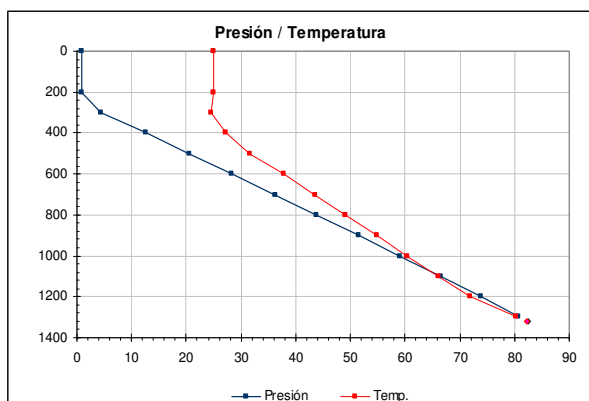


Figura 6 Presión y Temperatura

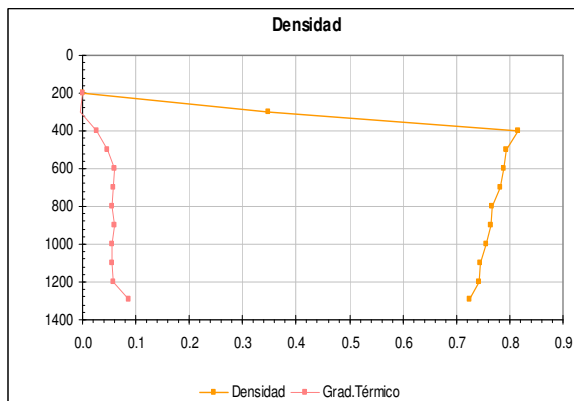


Figura 7 Densidad

Fondo constatado: 1300 m

Presión en boca de pozo: 0.9 kg/cm² a

Presión estática de fondo: 80.8 kg/cm² a

Nivel de líquido: 300 m, 100% de petróleo

Diámetro interno Casing: 6.336 inches

Volumen de petróleo en pozo: 20.5 m³

CSO-86

Historia de producción del pozo:

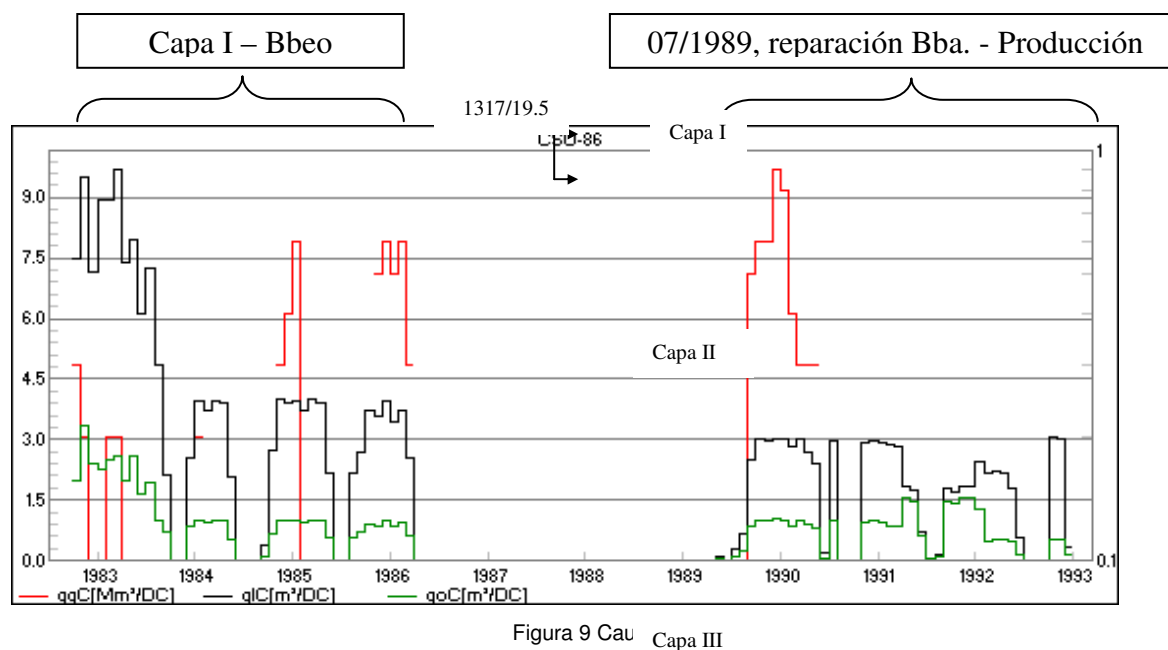


Figura 9 Cau Capa III

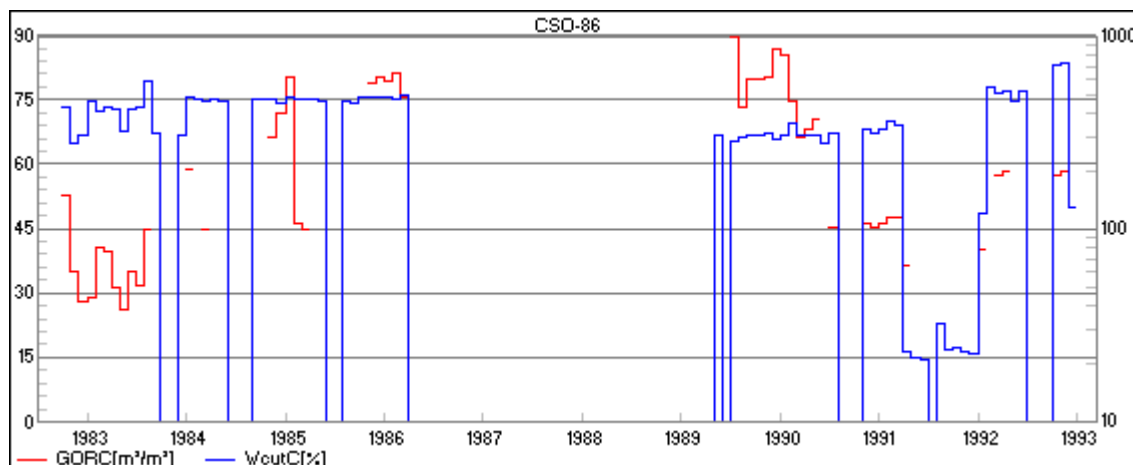


Figura 10 GOR y Wcut

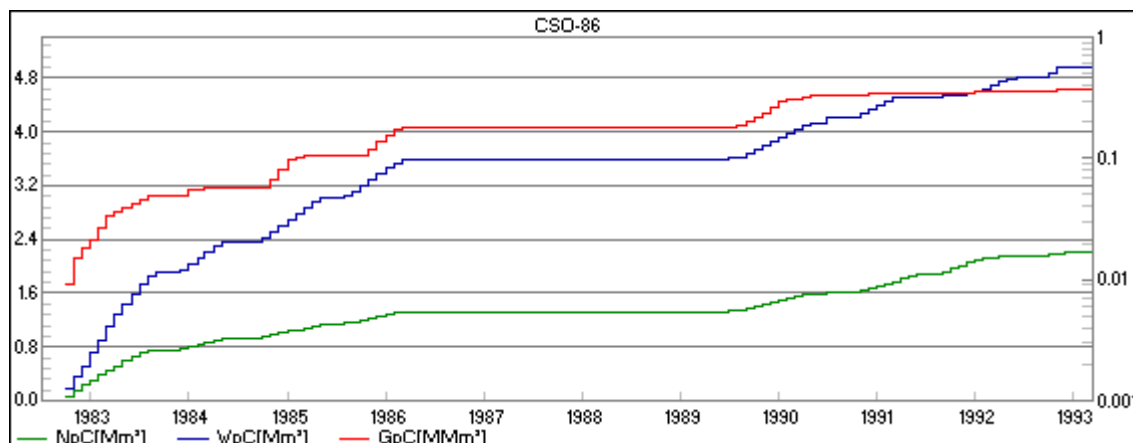


Figura 11 Acumuladas

Ultimo Gradiente de Presión Estático del pozo 01/2008:

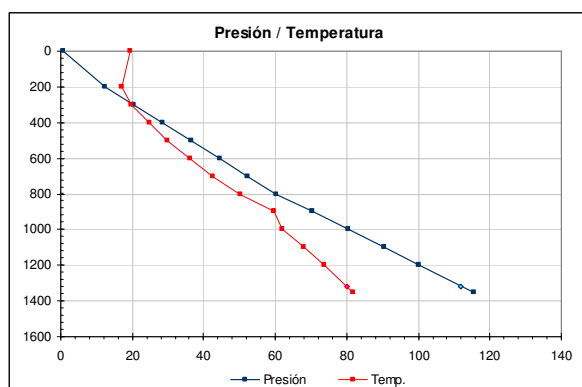


Figura 12 Presión y Temperatura

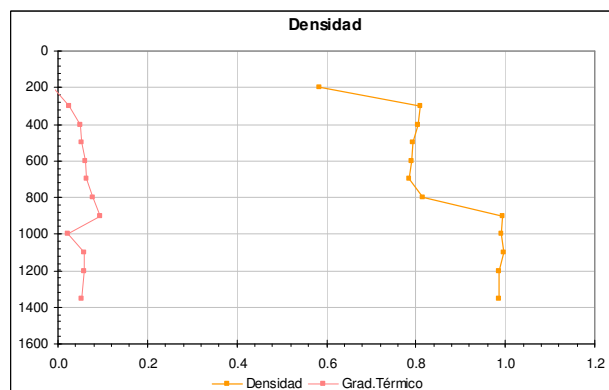


Figura 13 Densidad

Fondo constatado: 1359 m
 Presión en boca de pozo: 0.76 kg/cm² a
 Presión estática de fondo: 115.4 kg/cm² a
 Nivel de líquido: 190 m
 Contacto Agua-Petróleo: 790 m
 Diámetro interno Casing: 6.336 inches
 Volumen de petróleo en pozo: 12 m³

Productividad de pozos

En base a la historia de producción de los pozos CSo-109 y CSo-86 se realiza un pronóstico de producción por “pozo tipo” para ambos casos. A continuación se grafican las curvas obtenidas.

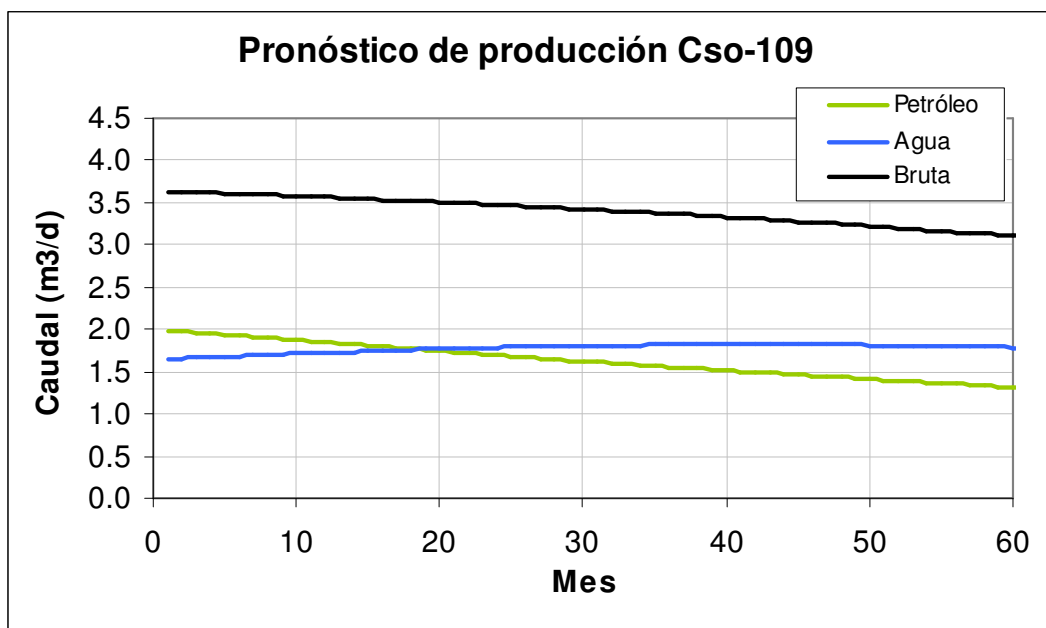


Figura 14 Pronóstico de producción CSo-109

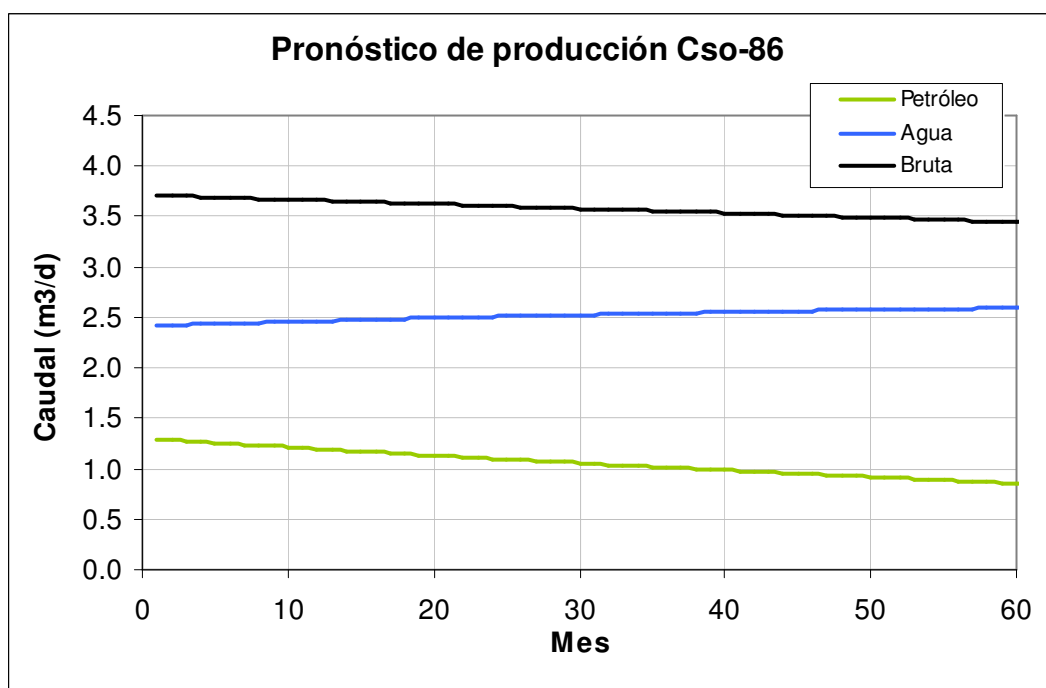


Figura 15 Pronóstico de producción CSo-86

Descripción del Equipo

El equipo RECOIL (Figura 16) es un sistema de extracción no convencional para la recuperación de petróleo en pozos marginales. Dispone de un motor eléctrico que acciona una serie de mecanismos para mover una cinta de alta resistencia (Figura 17) que hace descender una manguera dentro del casing hasta detectar el nivel del fluido. Luego, la manguera se sumerge lentamente aproximadamente 50 pies (15 metros), y en esa posición, se detiene durante un tiempo preestablecido para completar su llenado. A continuación, el motor modifica su sentido de giro y la cinta eleva la manguera hasta el tubo de PVC de 16 metros de longitud.

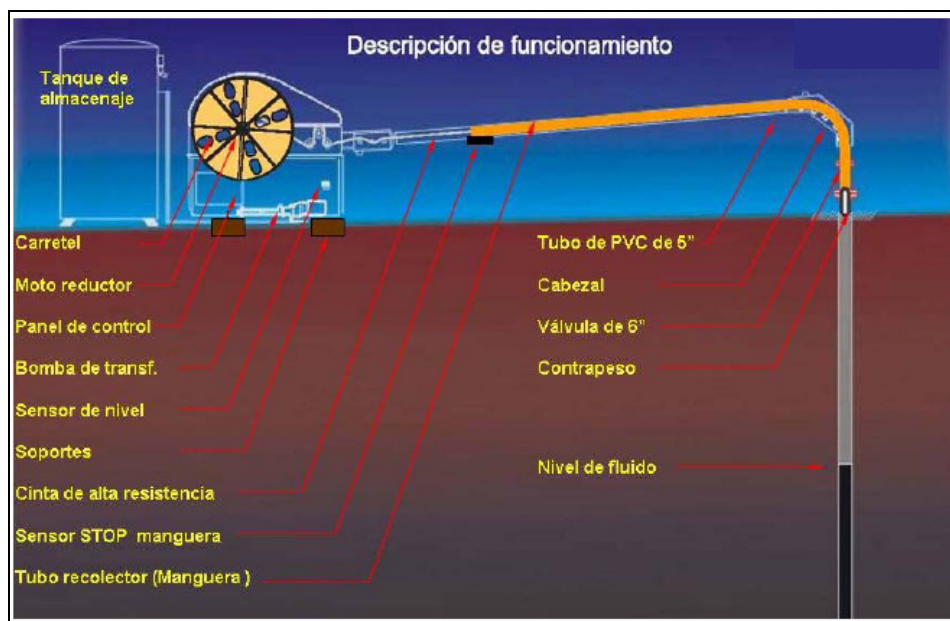


Figura16. Representación esquemática del equipo. Fuente: Manual de equipo. Astra Evangelista S.A.



Figura 17. Carretel

En dicho tubo, un sensor detecta el extremo de la manguera (Terminal de acero) y provoca su detención para producir la descarga del fluido por gravedad hasta el tanque del equipo que se mantiene caliente mediante una resistencia blindada de acero inoxidable (Figura 18).

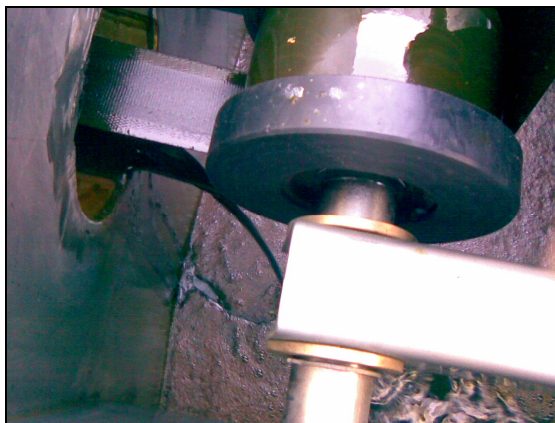


Figura 18. Descarga de fluido en el tanque del Recoil

Cuando se supera la cantidad de almacenamiento del equipo, un sensor flotante (Figura 19) activa la bomba que transfiere el líquido hasta una línea de conducción o tanque elevado.

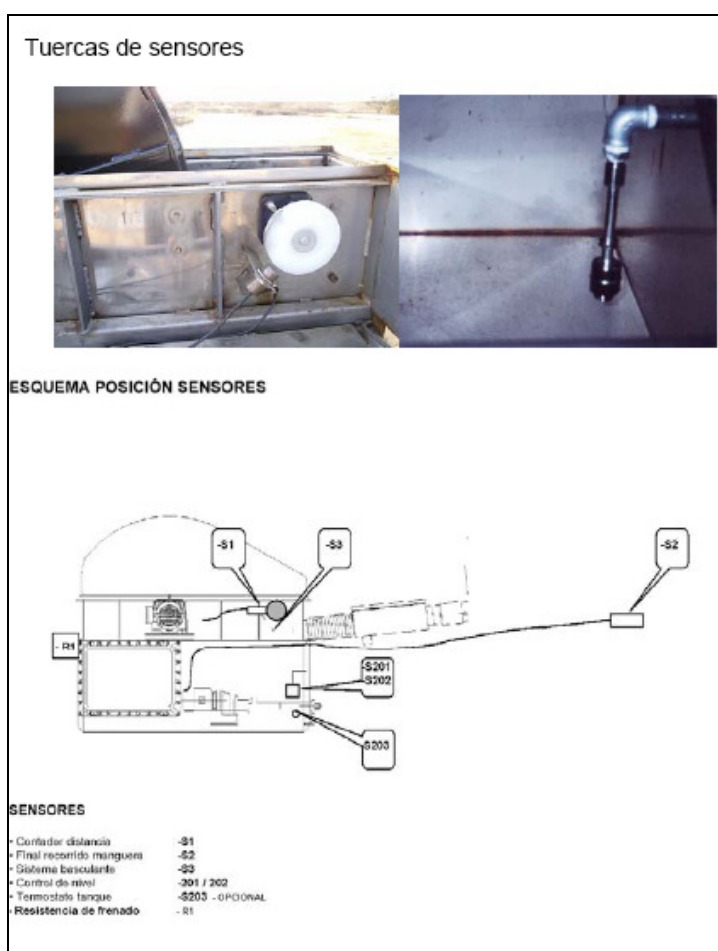


Figura 19. Sensores. Fuente: Manual de equipo. Evangelista S.A.

La conexión del tubo PVC al pozo se realiza mediante un cabezal en cuyo interior se encuentran rodillos de Ertalon 6XAU (nylon de alta resistencia) que giran con el paso de la manguera evitando o previniendo su desgaste (Figura 20). El cabezal se encuentra montado sobre una válvula de 6" de pasaje total, única válvula en boca de pozo (Figura 21).



Figura 20. Interior del cabezal. Manguera y rodillos.



Figura 21. Boca de pozo

El equipo Recoil puede trabajar tanto en modo automático como manual. El modo automático es comandado por medio de un ordenador programable (PLC). Además, se cuenta con un panel de cristal líquido externo (XBT) que permite visualizar y modificar un gran número de parámetros y obtener datos de producción, rendimiento y eventuales fallas (Figura 22).



Figura 22. Tablero. Fuente: Manual de equipo. Evangelista S.A.

- Este sistema extractivo está diseñado especialmente para pozos productores de petróleo en los cuales, por sus características marginales, el empleo de bombeo mecánico u otros sistemas, no es eficiente o viable. Sin embargo, tiene algunas limitaciones que restringen su espectro de aplicación:
- La máxima profundidad de trabajo es 1350 metros (Modelo R5000, para R3200 es menor). En Cañadón Salto, la profundidad media de los punzados ronda los 1320 metros por lo que no existe limitación en ese sentido en cuanto al modelo R5000.
- La eficiencia disminuye con la disminución del nivel dinámico. La producción a máxima profundidad es aproximadamente 10 BPD ($1.5 \text{ m}^3/\text{d}$) (figura 23). El nivel dinámico real resultará del equilibrio entre la velocidad de aporte del reservorio y las carreras por día del equipo recoil.

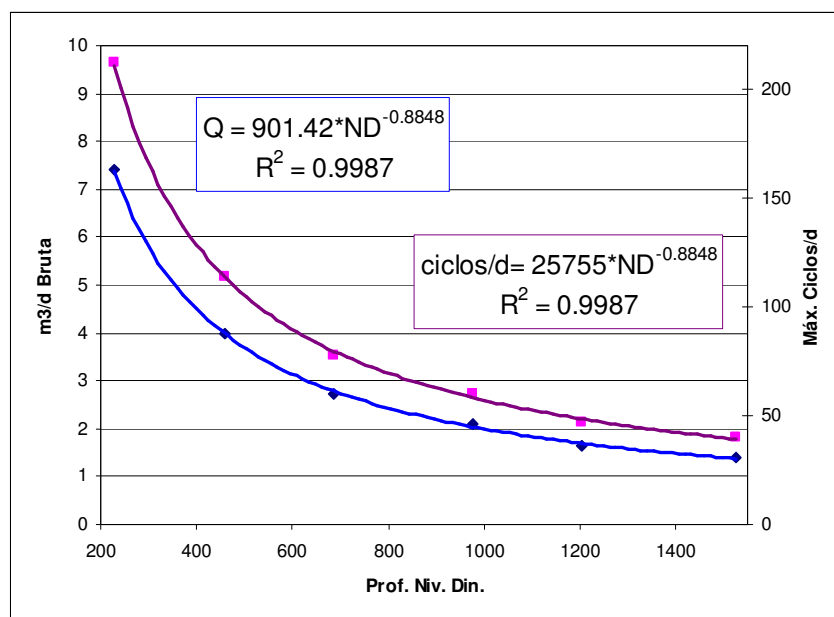


Figura 23. Curva del equipo. Ciclos por día máximos para cada nivel

- El diseño básico no posee captación de gas aunque Petrobras está implementando el uso de equipos que fueron modificados para tal fin en otras áreas de la compañía.
- El diámetro externo de la manguera es 84,5 mm (3.33 in) por lo que el diámetro de la tubería deberá ser mayor a 4 ½" para evitar problemas mecánicos. En cañadón Salto, el diámetro de casing es 7", salvo algunas excepciones en las cuales cambia de 7" a 5 ½" luego de los primeros 30 metros.
- El fluido debe encontrarse en su estado líquido, libre de obstrucciones de petróleo envejecido u otro tipo de sólidos. Previo a la instalación del equipo, en caso de estimarse necesario, deberá realizarse la limpieza del casing. Si se tratase de petróleo parafínico, deberá contemplarse la posibilidad de instalar tracing o realizar batcheos eventuales de producto desparafinante.
- La alimentación eléctrica requerida es de 380V/50Hz y la potencia de conexión es 8.5Kw con un consumo de potencia aproximado es 40Kw/día. Cuando no se cuente con energía eléctrica en locación, deberán analizarse las distintas alternativas (tendido de línea eléctrica, instalación de un generador de diversas características: a gas, a diesel, eólico etc.) y evaluarlas económicamente para seleccionar la que sea de mayor conveniencia.

Selección de pozos candidatos

El primer criterio de selección de pozos candidatos fue la historia de producción previa a quedar inactivo: bajo corte de agua y baja producción de gas. De ese grupo se eligieron los pozos que se encontraban sin instalación de fondo.

El siguiente paso fue el relevamiento del estado de las bocas de pozo y, cuando fue posible, la medición de presiones con manómetro. Finalmente, de aquel grupo inicial se seleccionaron 23 pozos. La medición de las presiones de fondo y niveles de fluido se efectivizaron en 17 de esos 23 pozos. En los seis pozos faltantes, el equipo de slickline no pudo ingresar por diferentes motivos: instalación de boca de pozo con tapa soldada, obstrucción en casing por parafinas y/o piedras, inesperada alta presión en boca de pozo en aquellos que la presión no había podido medirse con manómetro.

En el anexo C, figura C1, se muestra un esquema del yacimiento en el cual se marcó la ubicación de los 17 pozos estudiados y de los 7 pozos productores. Se incluyen, también, el pozo sumidero de agua (CSO-24) y el productor de gas de consumo (CSO-43). En 11 de los pozos medidos se encontró la columna de fluido con petróleo y se propuso ensayar. En los seis pozos restantes se halló la columna acuatizada (pozos marcados con un círculo azul).

El ensayo se realizó de dos maneras, ambas empleando el equipo de slickline:

- Con una herramienta que imitaba el funcionamiento del recoil (Figura 24).
- Con copa de pistoneo

Para realizar el ensayo A, se diseñó una herramienta que permitiera elevar el fluido hasta la superficie imitando el comportamiento de llenado de la manguera del recoil. La misma consiste en un tubing en cuyo extremo inferior se colocó una válvula de retención (Figura 25).

Durante los ensayos, la herramienta se bajaba al pozo con el slickline y una vez llena, se elevaba a superficie. Luego, el contenido se vaciaba en contenedores de 1 m³.

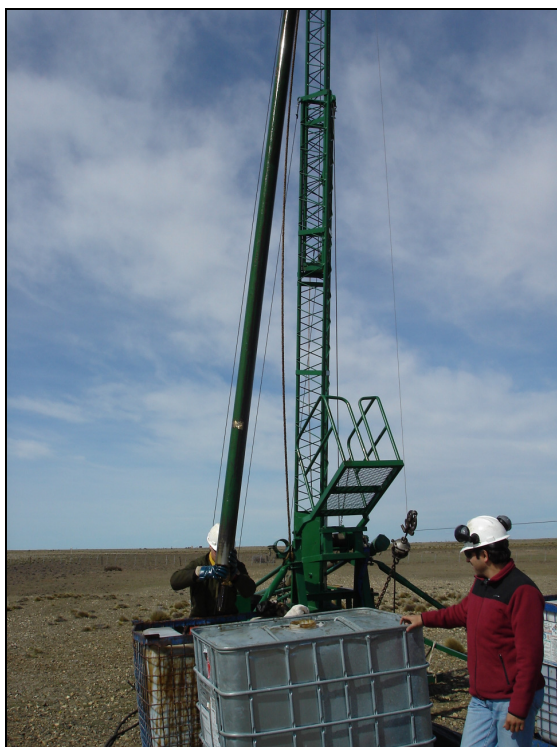


Figura 24. Ensayo con herramienta que imitaba el funcionamiento del recoil



Figura 25. Tubing con Válvula de retención

En cada carrera se recuperaban aproximadamente 47 litros. Esta metodología de ensayo resultó ineficiente ya que sólo permitía recuperar aproximadamente 280 lts/h (1.7 m³ por día de trabajo) y el costo diario del

equipo de alambre superaba la ganancia obtenida. Para incrementar la recuperación de líquidos, se modificó la herramienta de tal manera que la extracción por carrera fuera 60 litros, y con la herramienta modificada se ensayaron pozos en los cuales el empleo de copa de pistoneo no era viable puesto que tenían un cambio de diámetro de casing, de 7" a 5 1/2" a 30 metros desde boca de pozo.

Para los casos en los que se propuso pistonear, se fabricó una copa para casing de 7" (ensayo B). La eficiencia del pistoneo fue mayor que el obtenido con la herramienta y llegaron a recuperarse 4 m³/d en cada pozo.

En la tabla B1 del anexo B se muestra la recuperación por pozo. En cada caso, el ensayo A o B finalizó cuando comenzó a recuperarse agua.

En base a los resultados, se definió instalar el equipo recoil en pozos donde la recuperación de petróleo por pistoneo y/o herramienta fue alta – acumulación de petróleo durante los años en los que estuvo fuera de servicio - y que además tuviesen buena recuperación de nivel luego del cierre de 16 horas. Los pozos considerados como mejores candidatos para el proyecto piloto fueron: CSO-109, CSO-13 y CSO-86.

Un estudio adicional por parte del equipo de Ingeniería definió una serie de trabajos a realizar en el pozo CSO-13, por lo que, finalmente, se destinaron los pozos CSO-109 y CSO-86 para evaluar la performance del equipo recoil.

Análisis Económico del ensayo

Para el análisis económico se contempló la inversión para la compra de materiales, equipos y trabajos de acondicionamiento en superficie para captar el fluido producido. Se incluye en los gastos el tratamiento con inhibidor de parafinas que podría hacerse en forma de batchs mensuales, hasta el momento este tratamiento no fue necesario ya que el equipo cuenta con una unidad calefactora en el tanque de contención. El límite económico del proyecto es una producción de 0.8 m³/d de petróleo. La máxima producción esperable es de 4.5 m³/d de petróleo para los dos pozos al inicio de la extracción. Contemplando un rendimiento medio de producción de los pozos, el tiempo de repago del proyecto es aceptable para los estándares del Activo..

Variables Operativas

- Par motor: Este parámetro se fija como porcentaje del esfuerzo máximo del motor (11 Amp) en función a la corriente consumida por el mismo; indica el valor del par motor del equipo. Se utiliza como parámetro para detectar nivel de líquido en el pozo, una vez alcanzado el par motor, el manguerote se introduce en el líquido los metros de sumergencia especificados.
- Sumergencia: Este parámetro se fija en metros y controla la sumergencia de la manguera luego de haber detectado el nivel de líquido en el pozo. Se utiliza como una de las variables que controla la carga eficiente del manguerote.
- Velocidad: Este parámetro se fija en pies/min e indica la velocidad con la que esta bajando o subiendo el manguerote. El equipo permite trabajar con 4 velocidades diferentes:
 - ESTÁNDAR (8 rampas de velocidad que se pueden modificar en función de la frecuencia del variador)
 - MIN/CICLO: velocidad mínima en todo el ciclo
 - MIN/BAJA: velocidad mínima durante la bajada del manguerote
 - MIN/SUBE: velocidad mínima durante la subida del manguerote
- Tiempo de carga/descarga: Este parámetro se fija en segundos e indica el tiempo de permanencia del manguerote en el líquido (carga) o tiempo de permanencia del manguerote en el tubo P.V.C. para descargar líquido.

Presentación de los Resultados

Curvas IPR (Inflow Performance Relationship)

Estas curvas son características de cada pozo y nos indican cuanto se puede incrementar la productividad del mismo en función de la presión de producción. Esta relación depende fundamentalmente de las características del pozo y del reservorio (diámetro del pozo, permeabilidad y espesor de la capa productora, presión estática del reservorio y radio de drenaje)

Por otro lado, en base a las capacidades operativas del Recoil, se establecen las curvas de eficiencia del equipo ya presentadas en la Figura 23. Estas curvas dependen del nivel dinámico, el cual resulta del equilibrio entre la velocidad de aporte del reservorio y las carreras por día que realiza el equipo. Con esta

información se desarrollaron las curvas de outflow de la instalación.

Contrastando ambas curvas, IPR del pozo y curva OUTFLOW del sistema Recoil, se encuentra en la intersección de las mismas el punto óptimo de operación.

A continuación se grafican dichas curvas para cada uno de los pozos en los cuales está funcionando el equipo y se indica el punto óptimo de operación en cada caso.

CSo-109

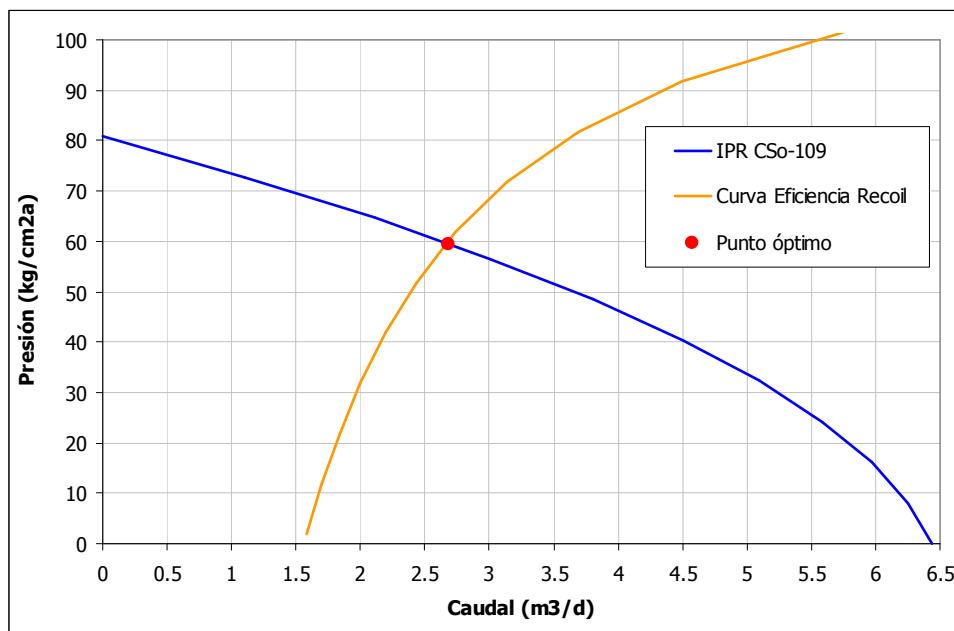


Figura 26 Curvas IPR del pozo CSo-109 y curva del Equipo Recoil en CSo-109

Punto óptimo	
Q (m³/d)	P (kg/cm²a)
2.68	59.5
Nivel	723
Eficiencia Eq	45%

CSo-86

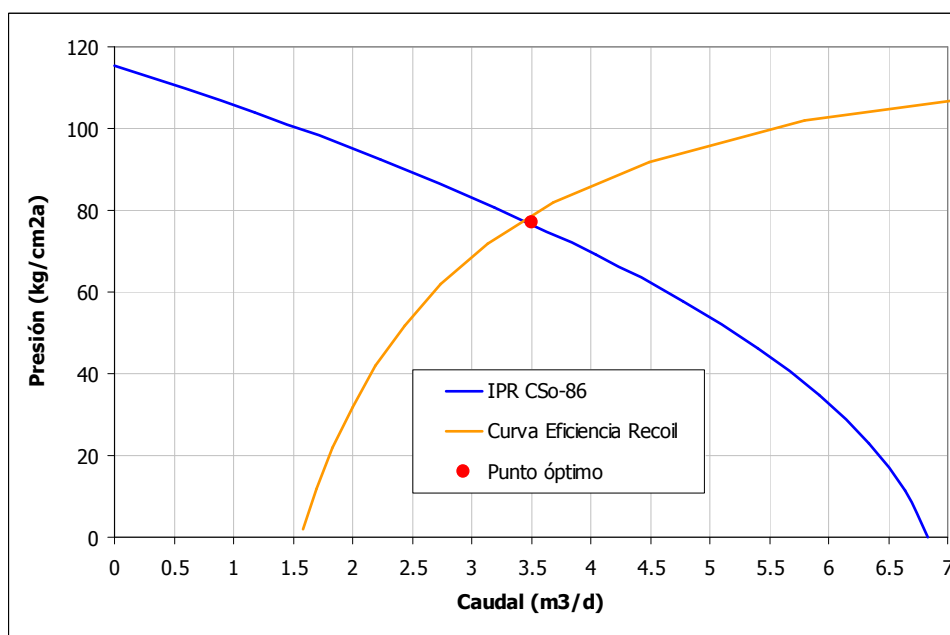


Figura 27 Curva IPR del pozo CSo-86 y curva del Equipo Recoil en CSo-86

Punto óptimo	
Q (m3/d)	P (kg/cm²a)
3.50	77.0
Nivel	548.25
Eficiencia Eq	100%

Curvas de producción

Las Figuras 28 y 29 presentan las curvas de producción y mantenimiento de nivel dinámico de líquido de los pozos en los cuales se instaló el equipo y se comparan las mismas con las curvas teóricas de producción y nivel dinámico.

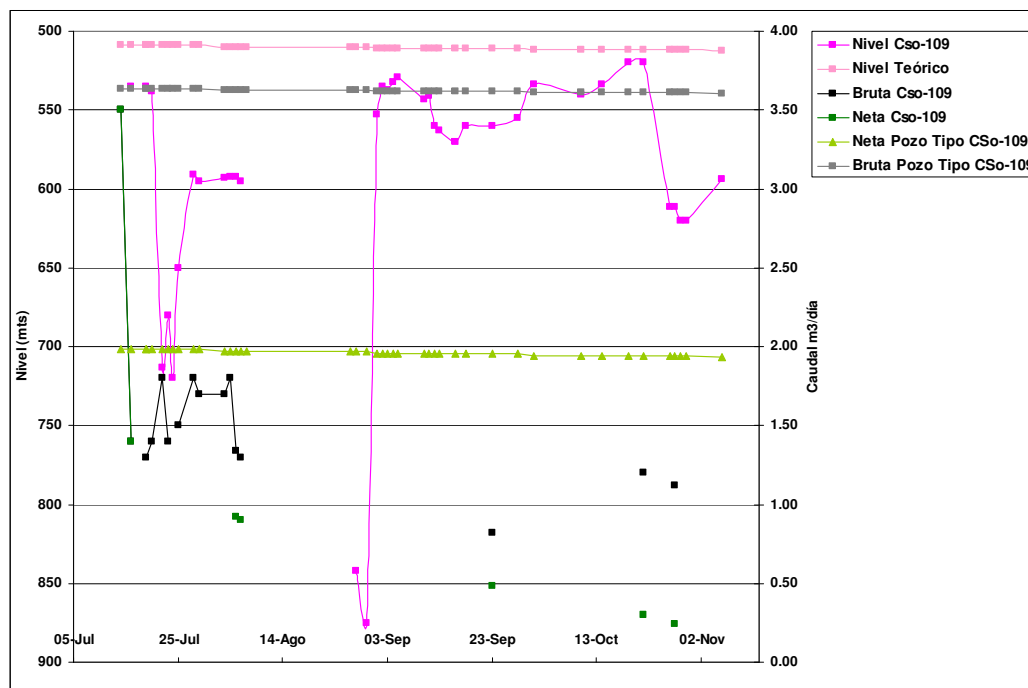


Figura 28 Resultados de producción y Curvas teóricas pozo CSo-109

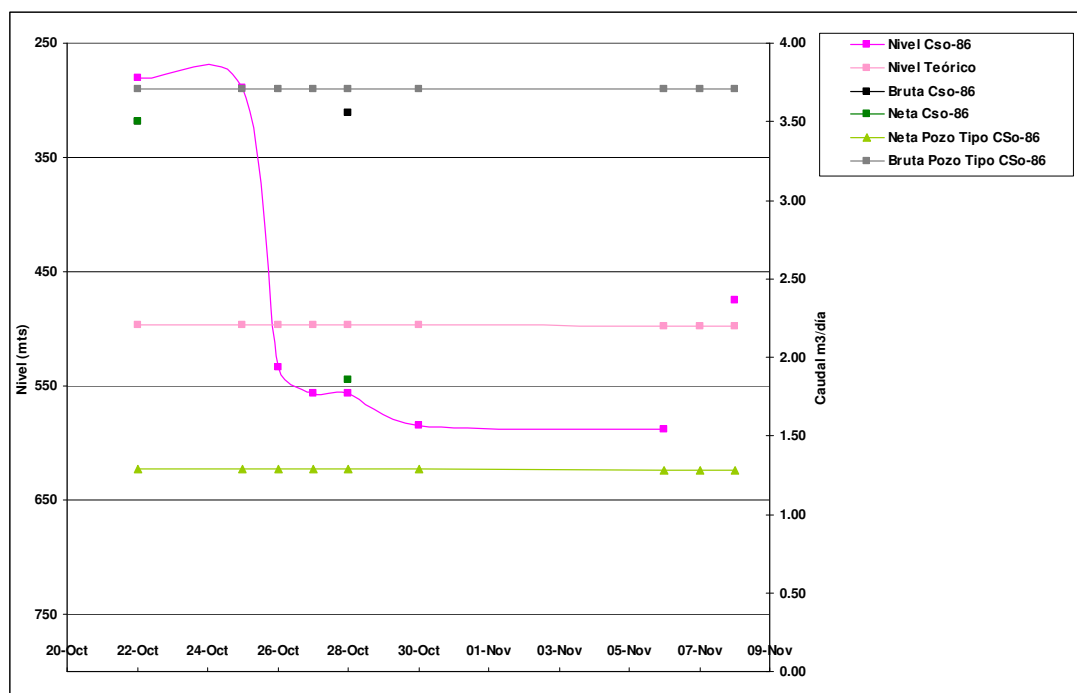


Figura 29 Resultados de producción y Curvas teóricas pozo CSo-86

Semanalmente se realiza un trabajo en conjunto entre recorredores de campo y equipo de Ingeniería para optimizar el funcionamiento de los equipos y de esta forma mejorar los caudales de producción de ambos pozos. El trabajo consiste en ajustar las variables de los dispositivos: par motor, sumergencia del manguerote, velocidad de viaje del dispositivo y tiempo de carga del manguerote; analizar los resultados y definir condiciones operativas.

Lecciones aprendidas

- **Manguerote hinchado:** Luego de un prolongado paro gremial y consecuente stand by del manguerote aparentemente sumergido en el fluido del pozo, se volvió a poner en marcha el equipo y se detectaron mermas en la eficiencia del mismo. Se inspeccionó el manguerote y se lo encontró con burbujas exteriores, interiormente no se pudo apreciar este fenómeno a simple vista.
Acción correctiva: Se cambió el manguerote por uno nuevo y se envió el dañado a estudio para determinar las causas de falla. Hasta el momento no se volvió a detectar este fenómeno.
- **Desalineado de cinta transportadora:** la locación del pozo CSo-86 posee un bajo en el cual se acumula agua, esto motivó a colocar el equipo en dirección aproximadamente perpendicular a la dirección del viento. En consecuencia, en un día de vientos mayores a 100 km/hr, se desalinearon los tubos colectores del equipo provocando un mal enrollado de la cinta transportadora en el carretel y posterior parada del equipo con pérdida de producción asociada.



Figura 30 Cinta transportadora mal enrollada

Acción correctiva: Se fijaron los tubos colectores mediante estacas de hierro. Hasta el momento no se han detectado nuevas fallas del equipo por este motivo.



Figura 31 Tubo colector estaqueado

- Filtro de canasta de bomba de trasvase: en los dos pozos en los cuales se instaló el equipo se detectó un incremento de temperatura en el motor de la bomba (falla F17) produciendo paradas del dispositivo con pérdidas de producción asociada. En las inspecciones realizadas se detectó que el filtro canasta utilizado no era el apropiado ya que tenía un diámetro de orificios menor al recomendado por el fabricante de la bomba.

Acción correctiva: Se reemplazó el filtro de canasta por uno acorde a las especificaciones requeridas.



Figura 32 Filtro de canasta de bomba de trasvase

- Válvula inferior manguerote: con el fin de detectar la causa de la deficiencia en el aporte de producción bruta del pozo CSo-109, se revisó la válvula de fondo del manguerote de carga del equipo y se detectó desgaste en el asiento de la misma, sello metal-metal dañado.
Acción correctiva: Se reemplazó válvula por tapón de fondo y se ajustaron variables operativas para mantener la producción del pozo hasta tener disponible una nueva válvula.
- Criterio para la selección de candidatos: Luego de haber instalado los dos equipos Recoil y con el objetivo de seleccionar futuros candidatos para la reubicación de los mismos, se analizó la saturación de agua del reservorio mediante un mapa de corte de agua acumulada de los pozos, ver figura C2, ANEXO C. Los resultados teóricos de este método generan expectativas mas favorables en otros pozos candidatos, por lo tanto para las próximas instalaciones se priorizará este criterio por sobre el utilizado en el ensayo. En base a este criterio se estableció un ranking de pozos candidatos a probar con este nuevo sistema extractivo

CONCLUSIONES

- El Activo cuenta de un sistema extractivo de pequeña inversión inicial y un equipo de trabajo capacitado para operarlo, esto permite evaluar futuros proyectos de reactivación de pozos de baja productividad.
- Tanto la instalación, puesta en marcha y operación de los equipos es sencilla y los dispositivos presentan un óptimo funcionamiento frente a condiciones de vientos con velocidades mayores a 115 km/hr y temperaturas extremadamente bajas.
- Los equipos podrán ser trasladados a bajo costo y en corto tiempo cuando los pozos en los que están funcionando lleguen al límite económico.
- Esta tecnología tiene limitaciones en cuanto a la captación de gas, superada la misma, el potencial de aplicación es considerable.
- La eficiencia de los equipos está entre el 50 % y el 100 % respecto a los caudales de producción bruta esperados.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. A – Evangelista S.A.: Manual de equipo “Descripción y Montaje de Equipos Recuperadores de Petróleo R5000”. Nov., 2007
2. A – Evangelista S.A.: “Descripción Técnica Equipo Recoil Mod. R5000”. Sep., 2005.
3. Petrobras Energía S.A: ISA2006 SCI, Capítulo 3-13 Cañadón Salto, 2006.
4. R. Martins: Bloque cañadón salto: Estado de situación y perspectivas al 30 abril 2005. Petrobras Energía S.A., Junio 2005
5. M. Pedrazzini, M. Cognalatti: “Reservorios de la formación Springhill en el territorio continental”. V Congreso de explotación y desarrollo de hidrocarburos “Rocas Reservorio de las cuencas productivas de la Argentina”, P. 49-72, M. Schiuma, G. Hinterwimmer y G. Vergani editores, Buenos Aires IAPG, 2002.
6. E&P Perú: Informes técnicos sobre la aplicación de los equipos recoil en Lote X

ANEXOS

Anexo A

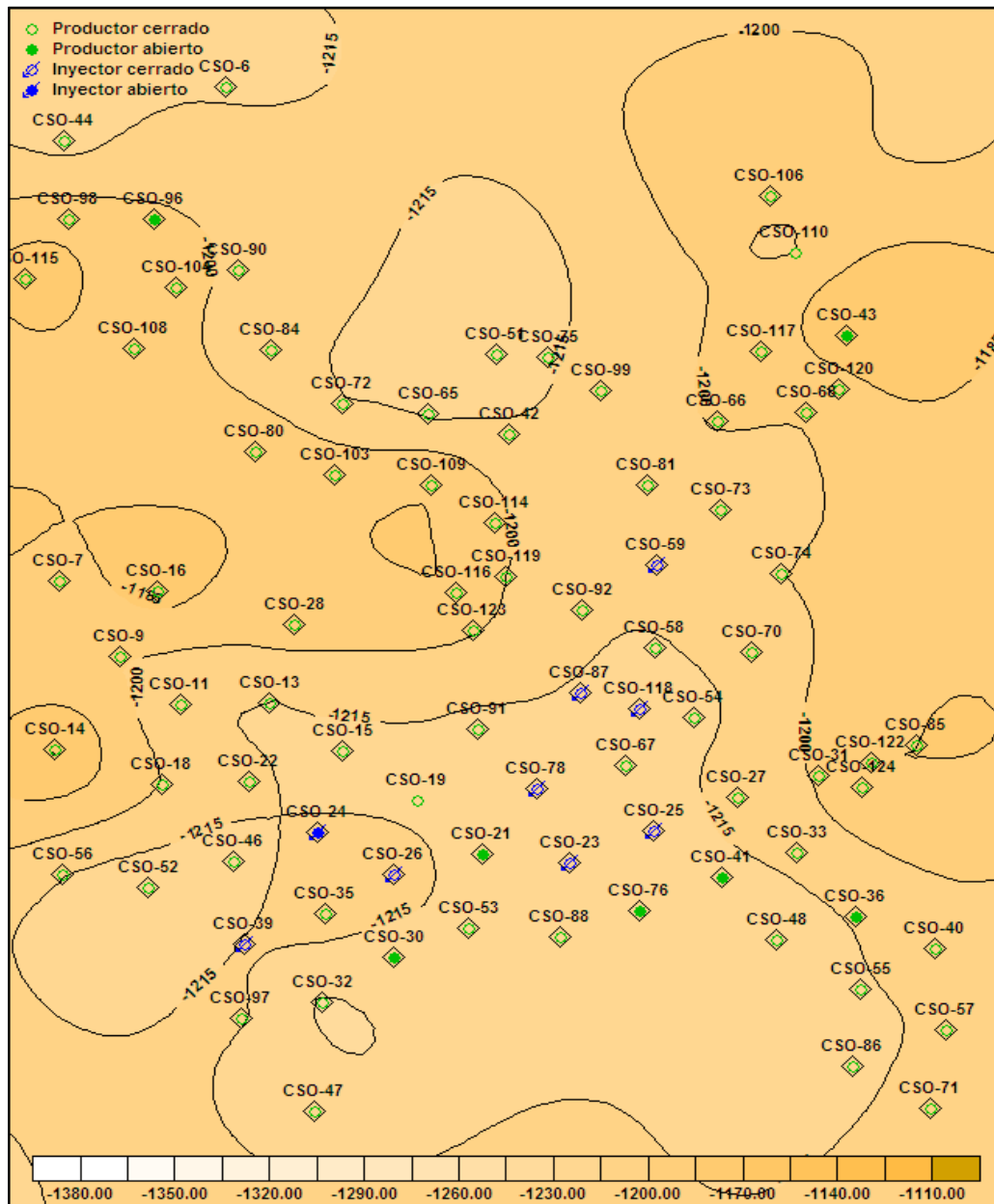


Figura A1. Mapa estructural al tope de la Fm. Springhill

Anexo B

Pozo	Recuperación Final Ensayos m3 oil	Observaciones
CSO-109	15	Ensayo con LLT (47 lts). El nivel varía aproximadamente 30 metros en un día de ensayo. En 16 horas de cierre recupera nivel original
CSO-13	20	Pistoneo. Se encontró parafina. En un día de pistoneo, el nivel baja 200 metros y recupera aproximadamente 75 metros de nivel en 16 horas de cierre.
CSO-86	12	Pistoneo. Se encontraron los primeros metros con parafina. En un día de pistoneo, el nivel baja 200 metros y recupera aproximadamente 78 metros de nivel en 16 horas de cierre.
CSO-90	5	Ensayo con LLT (60 lts). El nivel durante el ensayo varía apenas 50 metros y en 16 horas de cierre se recupera el nivel original.
CSO-107	8	Pistoneo. El nivel decreció 100 metros durante el primer día de trabajo y se recuperaron aproximadamente 75 metros de nivel durante las 16 horas de cierre.
CSO-18	7.5	Ensayo LLT (47 lts). Después del cierre de 16 hrs, se observa una recuperación de aproximadamente 50 mts de nivel.
CSO-48	4	Ensayo con LLT (60 lts). El nivel durante el ensayo varía aproximadamente 80 metros y en 16 horas de cierre se recuperan 20 metros.
CSO-80	2.7	S/obs
CSO-114	13	Con el pistoneo tendió a surgir. Se detuvo el ensayo y se analizaron los resultados. Finalmente, se determinó bajar BM
CSO-104	---	En base a los antecedentes y lo observado en el GEP, se estimó daño a nivel punzados y se programó la reparación. En el 2007 se había recuperado la instalación de fondo. Se realizó limpieza de fondo, repunzado y estimulación ácida, y se instaló BM nuevamente.
CSO-116	4	El pistoneo indujo la surgencia de líquido con gran cantidad de gas. Se decidió parar el ensayo por seguridad.

Tabla B 1. Resultados de los ensayos

Anexo C

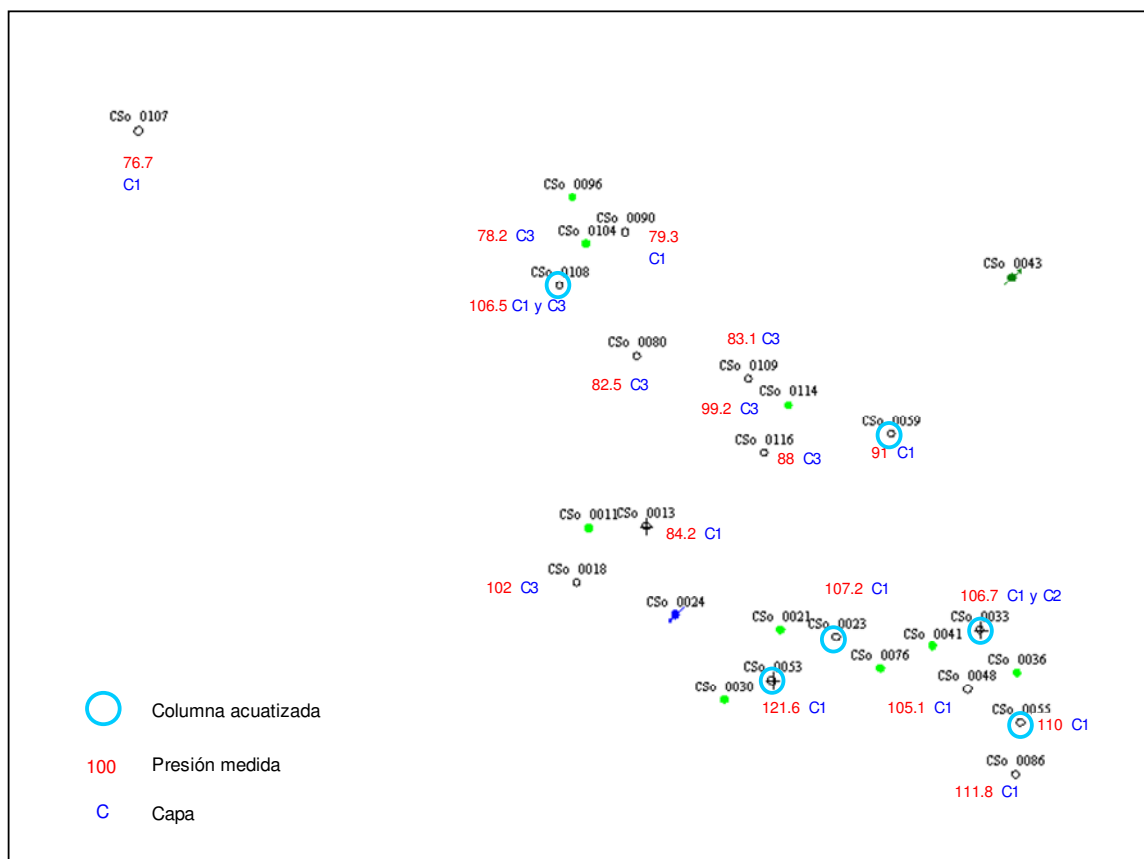


Figura C 1. Esquema de la ubicación de los pozos estudiados y los pozos productores. Capas productoras punzadas

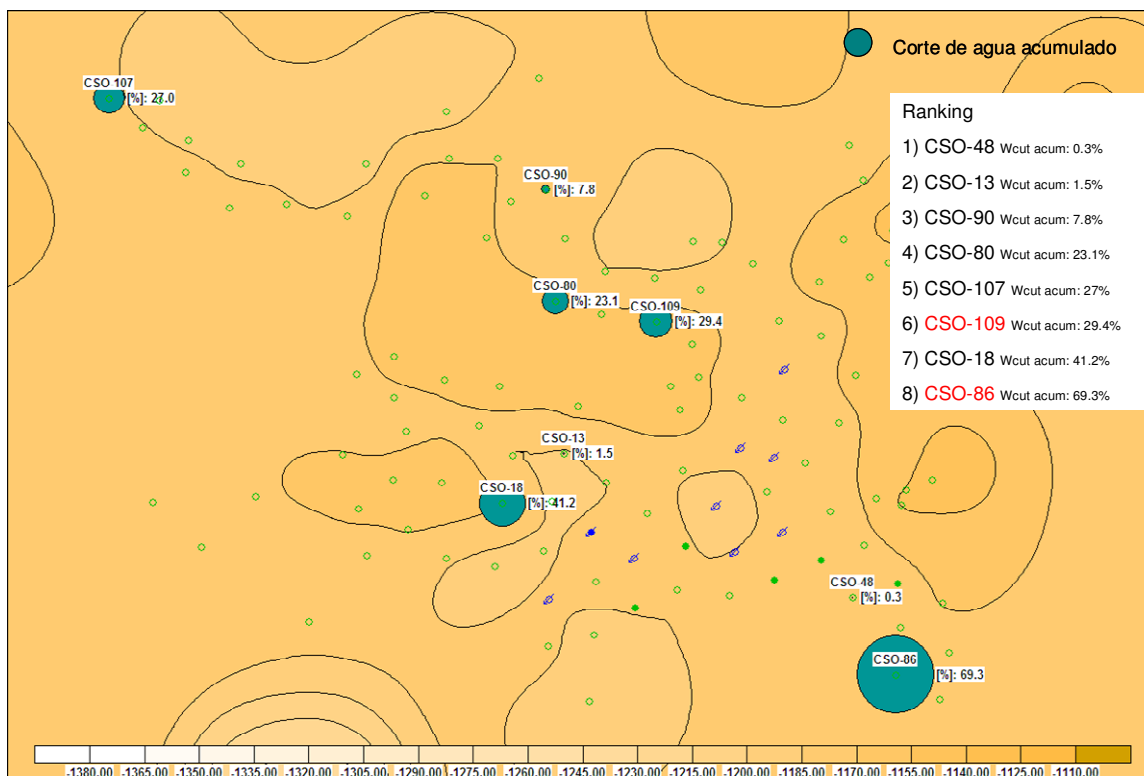


Figura C 2. Mapa de Corte de agua acumulado de los pozos finalmente seleccionados para Recoil.