

ALOCACIÓN DE LA PRODUCCIÓN CON UN SISTEMA INTELIGENTE

S. Salvia, A. Zubillaga, N. Marot, A. Matamoros
ChevronTexaco

Resumen

Un sistema inteligente es una instalación que permita realizar mediciones de parámetros físicos y que mediante válvulas de control se pueden realizar modificaciones de caudal sin la necesidad de intervenir el pozo con equipos de pulling. En este trabajo intentaremos mostrar la experiencia realizada en el yacimiento El Trapial con las lecciones aprendidas durante el proceso de diseño, instalación y utilización de dicho sistema. Los resultados obtenidos nos permitieron maximizar la producción de petróleo debido a la identificación de mejorar la eficiencia vertical de barrido por secundaria.

Introducción

El yacimiento El Trapial se encuentra ubicado en la cuenca Neuquina al norte de la provincia de Neuquén. Actualmente está produciendo por método de recuperación secundaria, la producción es de 9.850 m³/día de petróleo con 28.421 m³/día de agua a través de 279 pozos productores, y se está inyectando 45.500 m³/día de agua en 197 pozos inyectores. La mayor parte de la producción proviene de 3 reservorios principales que son rocas clásticas (arenisca), denominadas Troncoso, Agrio y Avilé que se encuentran a 1200 mts, 1300 mts y 1430 mts respectivamente.

La mayoría de los pozos han sido perforados y entubados con casing de 7" y el 92% de los pozos producen con bombas electrosumergibles. Varios pozos producen en forma commingled de dichas formaciones (Troncoso, Agrio y Avilé). Es necesario la asignación de producción de las zonas para un óptimo manejo del reservorio en esta etapa de recuperación secundaria. Por tal razón se instaló un sistema inteligente en un pozo con dichas formaciones que permitiera el ensayo de las formaciones en forma independiente.

Oportunidad

El reservorio se encuentra dividido en sub-bloques arbitrarios, en estos sub-bloques se analizan índices que reflejan el desempeño de dichos sub-bloques tales como producción de petróleo, producción de agua, producción de gas, presión estática, presión dinámica, índice de voidage, etc.

El problema que hemos encontrado es que en algún sub-bloque se presentan incongruencias entre los índices. En un sub-bloque donde el índice de voidage acumulado es cercano a uno es de esperar que la presión estática sea cercana a la original, sin embargo con la perforación de pozos se han medido presiones estáticas muy por debajo de la original.

Para resolver esta incongruencia hay que analizar el índice de Voidage:

$$\text{Voidage} = \frac{\text{Volumen}_{\text{iny.}}(\text{agua} + \text{gas})}{\text{Volumen}_{\text{prod.}}(\text{oil} + \text{agua} + \text{gas})}$$

* Volúmenes en condiciones de fondo

Este índice se aplica en un determinado sub-bloque para una determinada formación. El volumen de agua inyectada se puede saber debido a la realización de perfiles de inyectividad en los pozos

inyectores. Por lo tanto el numerador de la ecuación se conoce. Como la mayoría de los pozos productores producen con bombas electrosumergibles en forma commingled es muy difícil la alocación de la producción. En caso de pozos con gas lift o surgentes se podría realizar un perfil de productividad para alocar la producción.

En nuestro caso la alocación se hace en forma teórica utilizando la técnica de $k_1 \cdot h_1 / K \cdot H$. Por lo tanto el denominador de la ecuación no se mide, sino que se estima teóricamente. Esta estimación teórica es la que se cree que no está funcionando correctamente, generando incongruencias, por las condiciones dinámicas de una secundaria avanzada.

La oportunidad que se presenta es la instalación de un sistema que permita medir la producción de cada formación y poder determinar mediante controles el denominador de la ecuación.

Diseño

En esta etapa se estudiaron diferentes alternativas que permitan realizar mediciones de caudales de las formaciones que se producen.

A continuación se nombran algunos sistemas estudiados:

- Perforación de pozos para producción en mono-capa
- Instalación de bomba electrosumergible con Y-tool
- Instalación dual
- Finger Prints
- Instalación de sistema inteligente

Este último sistema es el que por razones técnicas-económicas decidimos aplicar en un pozo piloto seleccionado.

El sistema consiste en una bomba electrosumergible con una camisa hidráulica deslizante operada a través de un tubo capilar dual y un packer que fue fijado entre las capas productoras. ^{Figura 1}

Los aspectos que se tuvieron en cuenta en el diseño fueron:

- Material con aleación de Cr-13 para medio corrosivo.
- Unión de seguridad debajo del sistema.
- Ubicación de la bomba electrosumergible sobre los punzados para asegurar refrigeración aún cuando la camisa deslizante se encuentre cerrada.
- Tubing revestidos interiormente debido al medio corrosivo de operación.
- Bomba electrosumergible de material anti-corrosivo con sensor de fondo de presión y temperatura.
- Capilar para inyección de inhibidor de incrustaciones.
- Diseño de colgador para Tubing, cable trifásico de potencia, pasaje para capilar para tratamiento químico, pasaje para 2 capilares para la operación de la camisa hidráulica.
- Fractura hidráulica con cola de arena resinada para prevenir devolución de arena.
- Diámetro interior de casing, diámetro exterior del motor, pasaje de los tubos capilares.

Instalación

La instalación es una parte crítica del sistema y es necesario confeccionar check-list y procedimientos para la instalación de los componentes.

Los aspectos poco convencionales que tuvimos en cuenta fueron los siguientes:

- Espacio suficiente en la cuña para el tubing, el cable de potencia y los tubos capilares que accionan la camisa hidráulica. Se realizaron pruebas para verificar espacio previo a la instalación. ^{Figura 2 y 3}

- Sunchado del cable de potencia y tubos capilares a los tubing. Se realizaron pruebas para determinar el mejor método. ^{Figura 4}
- Se realizó prueba de presión al colgador para determinar la hermeticidad del mismo. ^{Figura 5}
- Hubo que utilizar 2 spoolers, 2 roldanas, hubo que prever el espacio físico necesario. ^{Figura 6}
- Se realizó prueba de funcionamiento de la camisa hidráulica en base de compañía de servicio.
- Es conveniente tener los tubos capilares completos con aceite para evitar demoras en la locación.
- Es aconsejable tener kits de reparación de los capilares, ya que durante la bajada del mismo pueden sufrir algún daño.
- Se deben realizar pruebas de presión y funcionamiento de la camisa hidráulica cada 30 caños en la bajada.
- Se debe asentar la extensión pulida en el packer y dejar la bomba electrosumergible en tracción/compresión neutra.
- Se recomienda capacitar a todo el personal del equipo de pulling sobre el sistema que se va a bajar, los puntos débiles y la importancia del mismo.

Operación

Para la operación se utiliza una planilla donde se realiza el seguimiento de la operación de la camisa hidráulica. ^{Tabla 1}

Un factor a tener en cuenta es la operación de la camisa hidráulica, dado el carácter incrustante de los fluidos es necesario operar la camisa hidráulica una vez al mes. Para la operación se accionan válvulas y una bomba hidráulica que presuriza uno de los tubos capilares accionando el pistón de la camisa. ^{Figura 7 y 8}

Personal de producción debe recibir capacitación sobre el mecanismo de accionamiento de la camisa hidráulica y el efecto que provoca en la producción del pozo.

Resultados

El resultado mostró que la producción de la capa de mayor profundidad (Avilé) tiene un aporte de 138 m³/día con 90% de agua y la producción de la capa superior (Troncoso) tenía un aporte de 75 m³/día con 47% de agua. Los caudales brutos y cortes de agua fueron muy diferentes de las asignaciones estimadas por el método $k_1 \cdot h_1 / K_T \cdot H_T$. ^{Tabla 2}. Estos resultados, combinados con la información del seguimiento del reservorio y con las herramientas de monitoreo, nos ayudó a identificar la oportunidad de incrementar la inyección en la zona de baja presión, cambiar el pattern de inyección de la zona acuatizada y maximizar la recuperación de petróleo. El incremento de inyección de agua en la zona de baja presión es través de la perforación de pozos inyectoras, el cambio en el pattern de inyección de la zona acuatizada es debido a que se rotó un tapón en un pozo inyector vecino (ETi93) que no estaba inyectando en la formación Avilé ^{Figura 9}. Como efecto secundario se dejó la camisa deslizante cerrada durante 3,5 meses en donde se obtuvo un incremento de petróleo de 2882 m³ en ese lapso. ^{figura 10.}

Conclusiones

- La utilización de la tecnología de sistemas inteligentes nos permitió identificar una oportunidad para mejorar la recuperación de petróleo que no podría ser detectada con métodos convencionales en pozos commingled.
- Con la correcta aloación de la producción se puede mejorar el perfil de inyección de pozos vecinos.
- A la fecha el sistema sigue en funcionamiento demostrando una confiabilidad aceptable.

- Se han identificado otras oportunidades de utilización de sistemas o pozos inteligentes.

Tablas y gráficos

Figura 1: Diagrama Sistema Inteligente

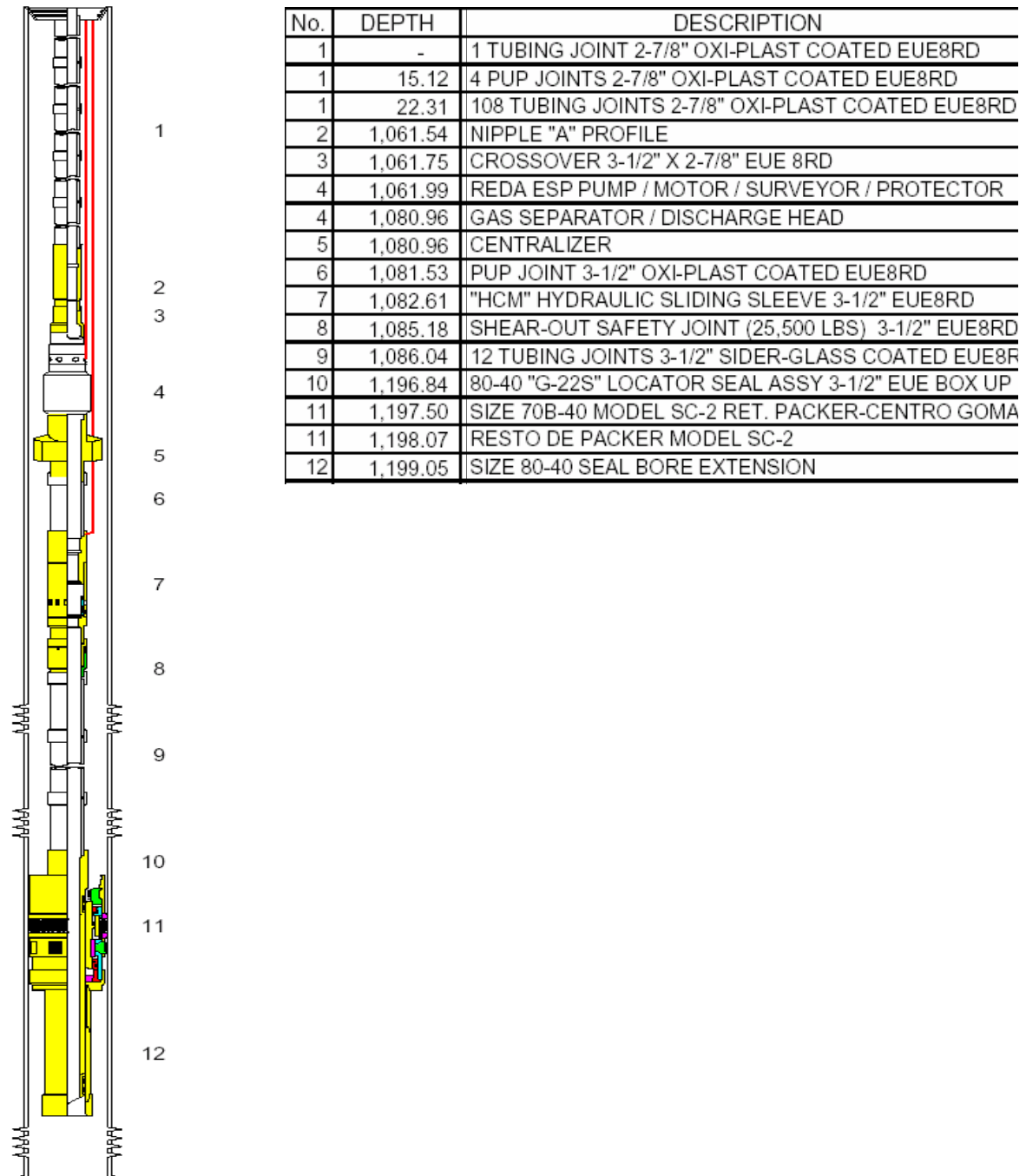


Figura 2 y 3: Prueba de pasaje de tubing, cable de potencia y línea hidráulica a través de la cuña.

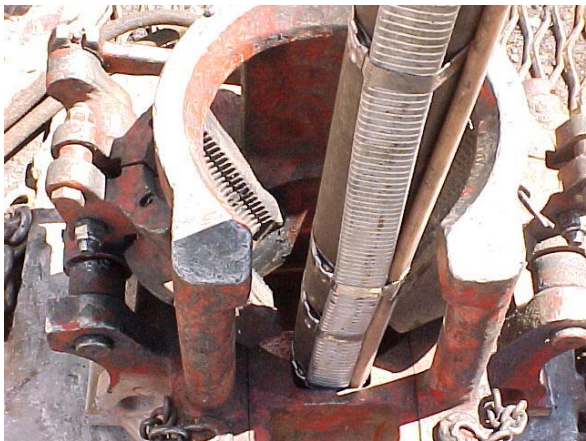


Figura 4: Sunchado del cable de potencia y tubos capilares



Figura 5: Prueba de presión a colgador

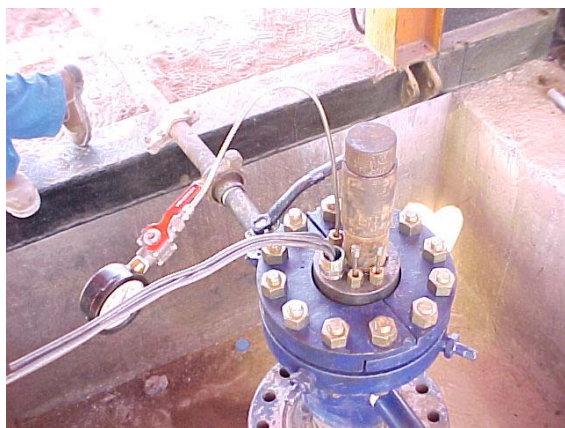


Figura 6: 2 Spoolers para el cable de potencia y línea hidráulica



Tabla 1: Operación camisa hidráulica

Fecha	HCM Actual		Ciclos Totales	Presión inicial		Presión final		Acción Minutos	Volumen ml	PML psi	Observaciones HCM
	Abierto	Cerrado		LC	LA	LC	LA				
30/03/02		X		1000	2000	2000	1000	10	300	3500	Accionó HCM (Cerrado). Para control
30/03/02	X		18	2000	1000	1000	2000	10	300	3500	Accionó HCM (Abierto). Normal.
28/04/02	X			2000	1000	1000	2000	10	300	3500	Accionó HCM (Abierto). Normal.
03/05/02		X		1000	2000	2000	1000	10	300	3500	Accionó HCM (Cerrado). Para control
03/05/02	X		19	1900	1000	1000	1900				Accionó HCM (Abierto). Normal.
11/07/02		X		1500	2400	1700	700				Accionó HCM (Cerrado). Para control
11/07/02	X		20	1900	1000	1000	1900				Accionó HCM (Abierto). Normal.
18/09/02		X		2000	1000	1000	2000	10			Accionó HCM (Abierto). Normal.
18/09/02	X		21	1000	2000	2000	1000	10			Accionó HCM (Cerrado). Para control
23/10/02		X		2500	1200	1500	800	10	300	3500	Accionó HCM (Cerrado). Para control
23/10/02	X		22	1500	800	1000	2000	10	300	3500	Accionó HCM (Abierto). Normal.
30/10/02		X		1000	2000	1500	1000	10	300	3500	Accionó HCM (Cerrado). Normal.
12/02/03	X		23	1500	1000			10	300	3500	Accionó HCM (Abierto). Normal.

Figura 7 y 8 : Panel de control y camisa hidráulica



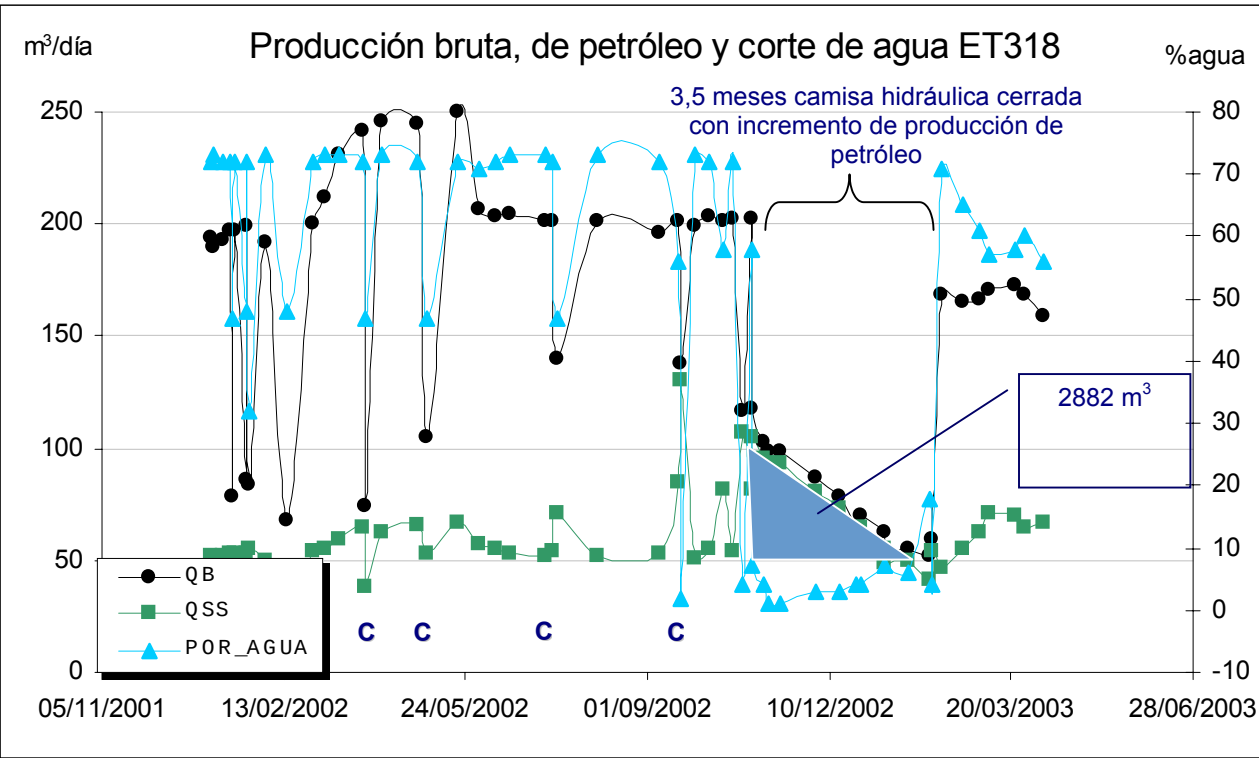
Tabla 2: Alocación de la producción de las diferentes capas utilizando el método de k.h y utilizando la camisa hidráulica

Método	Avile		Troncoso+Agrio	
	Qbruto m³/día	%agua	Qbruto m³/día	%agua
K.H.	67	75%	146	75%
Medido	138	88%	74	49%

Figura 9: Mapa estructural de Troncoso (Sistema inteligente : ET318, Inyectores propuestos: 555, I169, I173)



Figura 10: Curva de producción del pozo ET318



C: controles con la camisa Cerrada

Currículum Vitae abreviado de los autores:

A. Zubillaga: Ingeniero en Petróleo. Graduado en ITBA. Ingresó a Petrolera Argentina San Jorge en el año 1994. Actualmente se desempeña como Jefe de Ingeniería de producción para la cuenca neuquina.

N. Marot: Ingeniero en Petróleo. Graduado en ITBA. Ingresó a ChevronTexaco en el año 2002. Actualmente se desempeña como Ingeniero de producción para el yacimiento El Trapial.

A. Matamoros: Ingeniero Mecánico. Graduado de la Universidad del Sur. Ingresó a Repsol YPF en el año 1997 desempeñándose como Ingeniero de Producción en los yacimientos de la cuenca cuyana. Desde el año 2000 se desempeña como Ingeniero de Producción en los yacimientos de la cuenca neuquina y austral.

S. Salvia: Ingeniero en Petróleo. Graduado en ITBA. Ingresó a Petrolera Argentina San Jorge en el año 1998. Actualmente se desempeña como Ingeniero de producción para el yacimiento El Trapial.

Agradecimientos: A Hugo Oropeza, Daniel Garro, Claudio Ciucci y especialmente a Luis Hernandez cuyo trabajo ha hecho posible que este sistema se haya instalado y utilizado con éxito en el yacimiento El Trapial.