

OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE EXTRACCIÓN EN ESTRUCTURA CRUZ DE PIEDRA: UN ENFOQUE INTEGRAL

Autores: Osvaldo Tricoli (Operaciones UE Mendoza)
Juan C. Esteban (Operaciones UE Mendoza)
Francisco Domanski (Operaciones UE Mendoza)

Resumen

Un equipo multidisciplinario proyectó y encaró la optimización integral del sistema de extracción en el yacimiento Estructura Cruz de Piedra, caracterizado por sus pozos profundos (2800 m), su crudo viscoso y por estar ubicado en una zona de cultivos y chacras de alto riesgo de impacto ambiental.

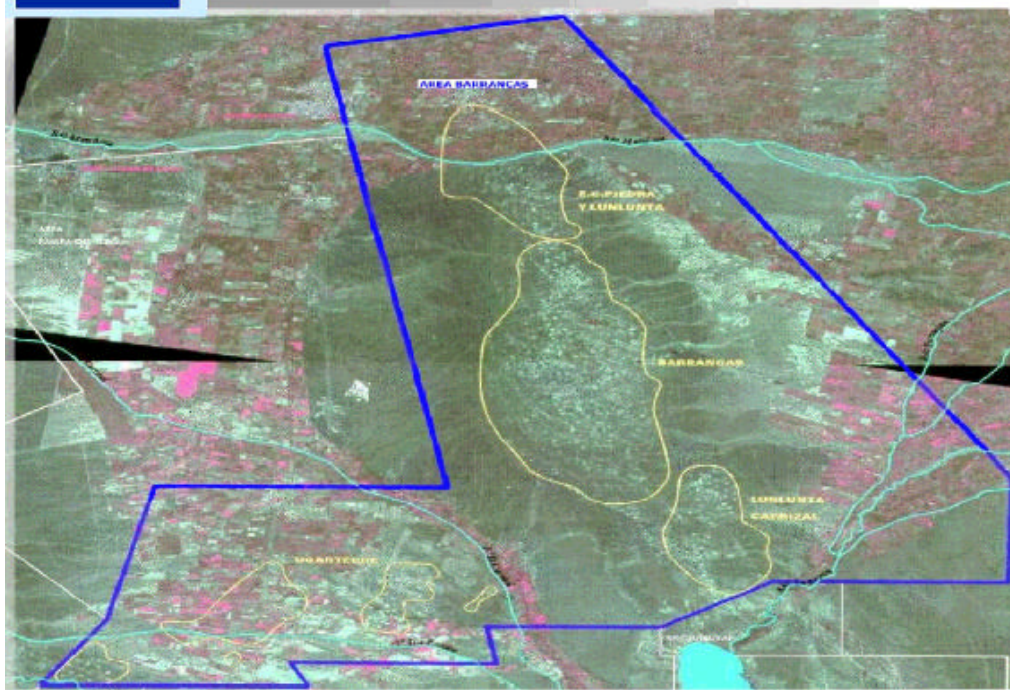
El equipo determinó, empleando el enfoque de gerenciamiento de la extracción, que el reemplazo de los sistemas de extracción históricos (bombeo hidráulico y bombeo mecánico) por el de bombas de cavidades progresivas (P.C.P.) permitiría, entre otros beneficios, atenuar sensiblemente el riesgo ambiental y reducir tanto los costos operativos como el stock de petróleo inmovilizado.

El proyecto se ejecutó en una primera etapa en la batería ECP2, extendiéndose en la segunda a la batería ECP1.

Todos los objetivos planteados, incluyendo la alineación con la política ambiental de la empresa de desarrollo sustentable, se cumplieron satisfactoriamente.

1. Características del reservorio

El yacimiento Estructura Cruz de Piedra se encuentra localizado en la Provincia de Mendoza, Departamento Luján de Cuyo, a unos 30 km en dirección sudeste de la Capital mendocina.



La proyección en superficie de la estructura productiva de subsuelo abarca terrenos sobre ambos márgenes del río Mendoza.

El primer pozo fue perforado y terminado en 1940, con una producción inicial de 200 m³/día, por surgencia natural de la formación Potrerillos. En 1983 se descubre la existencia de hidrocarburos de la formación Las Cabras.

La estructura se puede definir como un anticlinal alargado en sentido noroeste-sureste, con su culminación hacia la parte sur, buzando su eje longitudinal hacia el noroeste.

El tipo de entrapamiento es estructural estratigráfico con la clásica concentración de hidrocarburos hacia el techo del anticlinal y los contactos agua petróleo hacia los flancos.

Los reservorios están expresados por las capas pertenecientes a Fm Potrerillos, con diferentes calidades petrofísicas según sea la porción superior (areniscas de carácter lenticular, con permeabilidades absolutas promedio de 65 md, porosidad: 18 %, Sw: 45 %) o la inferior (cuerpos

arenosos de permeabilidad 15 md), y los horizontes correspondientes a Fm Las Cabras.

Las producciones acumuladas demuestran una participación mayoritaria de la Fm Potrerillos frente al drenaje de Fm Las Cabras

Desde 1997 se lleva a cabo en el yacimiento un proyecto de recuperación secundaria con 4 pozos inyectoros y un caudal de inyección de 900 m³/d

En la actualidad se encuentran en producción 52 pozos, los que alcanzan un promedio de 1803 m³/d de bruta con un 72 % de corte de agua.

2. Propiedades de los fluidos

De acuerdo a los estudios PVT el yacimiento produce un petróleo subsaturado. La presión estática original fue de 312 kg/cm².

En condiciones de reservorio (temperatura 99 - 104 °C), la presión de saturación resultó de 200 kg/cm² y la relación gas petróleo de 16.6 m³/m³. La viscosidad en fondo resultó de 8.1 cp.

El petróleo “muerto” tiene una densidad de 0.9 g/cm³ a 15 °C.

Rigurosos estudios de laboratorio analizaron el comportamiento reológico del petróleo muerto. Se encontró que

- ❖ El crudo de varios de los pozos presentaba un comportamiento no newtoniano (seudoplástico)
- ❖ Los valores de viscosidad a las temperaturas estimadas de boca son altos. La emulsión incrementa significativamente dichos valores.
- ❖ En todos los casos se detecta un notable aumento de la viscosidad por debajo de los 40 °C.
- ❖ El contenido de asfaltenos presentes en el crudo osciló entre 5 y 10 %, valores considerados altos.

3. Evaluación aspecto ambiental

La parte norte del yacimiento está ubicada en una zona intensamente cultivada, donde predominan la vid, el olivo, y los frutales. El valor de la tierra en la zona es alto, superando los 25.000 U\$S por hectárea.

Esta situación generaba un alto riesgo de impacto ambiental en una zona muy sensible y la subsecuente preocupación de los organismos provinciales.

4. Creación de equipo multidisciplinario / Objetivos del proyecto

La situación descripta originó que la Unidad Económica decidiera encarar un proyecto integral que balanceara los aspectos ambientales, técnicos y económicos.

Dicho proyecto debería aplicar el concepto del gerenciamiento de la extracción artificial ⁸.

Se conformó entonces un equipo multidisciplinario con participación de personal de las Areas Operaciones, Reservorios, Ingeniería, Contaduría y SAS.

El equipo se planteó como objetivos generales los siguientes

- Minimizar el impacto ambiental en la zona
- Maximizar la seguridad operativa
- Reducir los costos operativos

Como objetivos particulares se plantearon

- Dominar una tecnología nueva y poco conocida en la UE
- Mejorar la imagen de la empresa en la Provincia
- Mejorar las relaciones con los superficiarios
- Optimizar los controles de pozo
- Disminuir las pérdidas de producción

- Eliminar stock de petróleo motriz

5. Selección del sistema óptimo de extracción

5.1 Situación previa

La considerable profundidad de las formaciones productivas y su alta temperatura de fondo originaron que en los comienzos de la explotación se seleccionara como sistema de extracción el de bombeo hidráulico, alternándolo con el de bombeo mecánico.

Sin embargo, en este caso el bombeo hidráulico presentaba algunas desventajas de peso: requiere de la inmovilización de petróleo motriz en tanques, el uso de cañerías de vapor, genera un alto consumo de energía (305000 kw/ mes) y altas presiones de operación en líneas (250 kg/cm²).

Estas presiones, a su vez, generan la necesidad de contar con un parque de bombas de alta presión.



Una desventaja adicional del bombeo hidráulico era la existencia de una triple red de cañerías: petróleo motriz (power oil,), vapor, y producción.



Por otra parte, se detectó que la frecuencia de cambios de bomba en el yacimiento era elevada (del orden de 3-4 cambios de bomba por pozo y año).

5.2 Comparación de sistemas de extracción

Del estudio comparativo entre los distintos sistemas de extracción disponibles ^{7, 8} surgió que el sistema de cavidades progresivas presentaba las siguientes ventajas comparativas con respecto al bombeo hidráulico y mecánico.

- Menor inversión en equipamiento
- Mayor eficiencia energética ^{1, 3, 4}
- Menores costos operativos (fácil instalación y mínimo mantenimiento)
- Mejor manejo de crudos viscosos (>200 cp) y con aporte de arena

- Menor consumo de energía
- Menor tamaño
- Baja probabilidad de fallas por fatiga en las varillas (la tensión es constante)

El rango de caudales de operación es amplio, ya que la velocidad se puede variar entre 25 y 500 RPM.

La pobre performance para pozos con gas libre no resultaba un problema debido a la baja RGP del crudo. Por otra parte el contenido de CO₂ en el gas (peligroso para el elastómero) es bajo.

Desde el punto de vista ambiental, la eliminación de cañerías de alta presión y vapor, así como la remoción de los tanques de petróleo ofrecían una solución aceptable a los requerimientos provinciales.

No menos importante era el funcionamiento silencioso, la baja presión de operación y la mayor seguridad de las instalaciones.

A pesar de que, en principio, el sistema se presentaba como una atractiva alternativa, no existían en la bibliografía casos publicados exitosos para grandes profundidades y temperaturas. Se desconocía el efecto sobre el elastómero de dichas condiciones operativas

5.3 Antecedentes

Un relevamiento bibliográfico detectó al menos un par de interesantes antecedentes ^{2, 4}. En el yacimiento Clearwater, en Canadá, un petróleo pesado y viscoso fue producido exitosamente por Amoco mediante el uso exclusivo de bombas de CP. Sin embargo, a diferencia de Estructura Cruz de Piedra, la temperatura de reservorio de este yacimiento era de solo 20 °C

Consultas realizadas al Centro de Ingeniería Aplicada canadiense CFER revelaron que no existían antecedentes del uso de este sistema en condiciones tan rigurosas ⁵.

En lo que respecta a YPF desde hacía algunos años 21 bombas se encontraban en operación en el yacimiento Loma Alta Sur, Malargüe. El resultado obtenido fue bueno pero la profundidad del yacimiento era escasa (600 m)

En diversos yacimientos de la División Sur de YPF y en especial en la Zona de Las Heras se están utilizando este tipo de bombas desde 1988 ⁶. Nuevamente, las condiciones operativas son menos rigurosas ya que la profundidad no supera los 1200 mts.

6. Ensayo piloto

A fin de analizar la aplicabilidad del sistema, el equipo propuso la realización de un ensayo piloto en cinco pozos (ECP-26, ECP-31, ECP – 39, ECP-54 y ECP-70) a fin de seleccionar el tipo de bomba mas adecuado.

En los casos de ECP-31, ECP-54 y ECP-70 se utilizaron bombas Geremía con estator metálico. En los pozos restantes se utilizaron bombas PCM Moineau.

El rendimiento y duración de estas últimas fue muy superior, por lo que en lo sucesivo se emplearon bombas PCM Moineau.

7. Selección de la bomba y el elastómero

Se solicitó a la empresa Rodemip el diseño de una bomba que se adecuara a las condiciones del yacimiento. La empresa probó durante el ensayo distintos modelos y finalmente seleccionó el modelo francés 120 TP 2600, para una altura de elevación teórica de 2600 m y un caudal de 48 m³/d a 200 rpm. El criterio empleado fue el de sobredimensionar las unidades de forma de lograr una mayor duración

En cuanto al elastómero, el mas apto resultó el Rodemip 159P, diseñado para temperaturas de hasta 120 °C, alta presión, y bajo contenido de aromáticos y CO₂.

El punto mas crítico en el diseño fue la determinación de la interferencia adecuada. Si la interferencia es alta, se logra inicialmente un buen rendimiento de la bomba. Sin embargo, al hincharse el elastómero, éste se destruye rápidamente por el calentamiento generado por la fricción.

Por el contrario, si la interferencia inicial es muy baja se produce un sello insuficiente entre las cavidades, lo que provoca un alto escurrimiento y entonces la bomba no puede elevar el fluido hasta la superficie.

La experiencia acumulada permitió detectar el tiempo mínimo de funcionamiento para que el rendimiento del elastomero sea el adecuado.

8. Expansión al resto de la batería ECP2 / Resultados económicos

Las bombas fueron instaladas a profundidades que oscilan entre 1900 y 2400 m de profundidad.

Los principales resultados operativos obtenidos en esta batería fueron:

Disminución de un 43 % del consumo de energía eléctrica con relación al sistema hidráulico, lo que representa unos 20.000 \$ mensuales de ahorro.

Para reducir al mínimo la frecuencia de intervenciones se adoptaron en todos los casos varillas grado D de 1" y se equiparon todos los pozos con variadores de frecuencia con lo que se logran arranques suaves y niveles adecuados de protección por sobre torque.

Algunas intervenciones fueron causadas por desenrosque de tubing, debido a fijación defectuosa de anclas de torsión o espaciamiento insuficiente de los rotores. Se adoptaron procedimientos correctivos para evitar su repetición.

Se eliminaron las reparaciones de bombas de profundidad y de mantenimiento y reparación de bombas triplex.

Se mejoró significativamente la calidad de los controles y niveles dinámicos, punto débil clásico del bombeo hidráulico

La formación de emulsiones como consecuencia de la eliminación de la calefacción por vapor fue atacada con dosificación continua de productos químicos desemulsionantes en boca de pozo. De esta forma se mantuvieron las presiones de boca por debajo de 5 kg/cm².

La fig siguiente muestra el aspecto actual de la batería ECP2.



- **Ahorro Total Anual del Caso : 432.000 US\$,
= 40% del costo de extracción**

SITUACION ACTUAL

- Sistema de bombeo de Cavity Progressiva
rendimiento > 60%
- Eliminación de tanques lavador
y stock de petróleo motriz (2.800 m3)
- Eliminación de 18.000 m de cañerías
de vapor y de la planta de vapor. (Tracing)
- Eliminación de 18.000 m de cañerías
- Disminución en un 30% del consumo de energía
- Bajo riesgo de impacto ambiental
- Bajo nivel de Inversiones



Resultados económicos

La tabla II presenta los resultados económicos obtenidos en la Bat ECP2.

YACIMIENTO CRUZ DE PIEDRA - Mejoras logradas a través del cambio de Sistema de Extracción

Consumo de energía	105	61
Reparación de bombas de profundidad	140	176
Gasto de varillas de bombeo	0	29
Gasto de tubing de producción	27	46
Intervenciones con pulling	19	70
Pérdidas de producción	67	23
Calefacción líneas y tanques	460	91
Tratamiento químico	27	60
Personal	111	64
Costo petróleo inmovilizado	21	0

Ahorro Total 432 MUSS/Año

YACIMIENTO CRUZ DE PIEDRA - Mejoras logradas a través del cambio de Sistema de Extracción

Cambio Sist. de Extracción (Eqp+Pulling)	777
Remodelación de Batería	373
Tracing y Revestimiento	455
Línea Eléctrica	110

INVERSION NETA TOTAL 1.715 MUSS

9. Modificaciones basadas en la experiencia adquirida

Se mejoró la técnica de espaciamiento mediante la utilización de una celda de carga adaptada, el re-espaciamiento periódico y cambios en el diseño del niple de paro.

En lo que respecta al diseño de la instalación se solicitó a uno de los proveedores el desarrollo de un modelo que se adaptara a las condiciones del yacimiento. Los modelos 120 TP 2600, 60 TP 2600 y 30 TP 2600 se generaron de esta forma

A través del uso de un variador de frecuencia se comenzó a trabajar sobre el control del torque.

Las fallas mas frecuentes presentadas en algunos pozos provienen de la ruptura de la sarta de varillas.

Por lo general estos problemas se presentan en aquellos pozos en los cuales debido a la baja producción la velocidad de giro es baja.

Simulaciones realizadas con el software PC Pump demostraron que en estos casos se había sobrepasado el límite elástico de las varillas. Posteriores simulaciones demostraron que utilizando una bomba de menor caudal, la cual gira a mayor velocidad, no presentaban estos problemas.

Esta situación fue corroborada en la realidad. Actualmente se está comenzando un plan de recambio de bombas en aquellos pozos de baja producción, y se está profundizando el estudio de este fenómeno.

10. Incorporación de tecnología

A comienzos de 1996 y ante las perspectivas que ofrecía este sistema de extracción, el Upstream Doméstico de YPF se asoció, junto a empresas de todo el mundo, al proyecto de riesgo compartido (Joint Industry Project) denominado "Progressing Cavity Pumping Systems: Design, operation and performance optimization".

Dicho proyecto es liderado por el Centre for Engineering Research, (C-FER), empresa canadiense de investigación aplicada.

Como socio inicial del proyecto, el Upstream de YPF recibe regularmente desde entonces versiones actualizadas del software de diseño y

optimización **PCPump**, así como un importante volumen de información técnica referida a ensayos de laboratorio sobre distintos tipos de bombas.

Asimismo, 25 profesionales recibieron capacitación sobre el tema. Además YPF puede participar en reuniones periódicas donde se discuten los nuevos adelantos logrados

El software, es una herramienta de diseño y evaluación de la performance de bombas de cavidades progresivas.

Algunas de las aplicaciones son:

- Evaluación y selección del equipamiento de fondo y superficie.
- Análisis de fatiga y cargas combinas en las varillas.
- Optimización de producción

En el caso particular de Estructura Cruz de Piedra entre otras cosas se empleó para la determinación del límite elástico de las varillas

11.Modificaciones en baterías, líneas y colectoras

El proyecto original contemplaba también el redimensionamiento de la batería ECP2 y la eliminación de la central de vapor. Asimismo, se redujeron en un 70 % las cañerías de superficie.

Nuevas líneas fueron diseñadas utilizando para su cálculo y optimización un poderoso simulador de flujo de fluidos en redes.

12.Expansión del proyecto a ECP1

En una segunda etapa, 18 bombas fueron instaladas en pozos de la batería ECP1. Actualmente, un total de 34 bombas de CP se encuentran instaladas en el yacimiento. Algunas de las bombas llevan mas de 600 días de operación

El bombeo hidráulico fue eliminado por completo a mediados de agosto de 1998

13. Conclusiones

- Un equipo multidisciplinario encaró la optimización de la extracción en el yacimiento Estructura Cruz de Piedra. El sistema de extracción histórico fue descartado por sus desventajas.

- En la selección del nuevo sistema de extracción (PCP) se utilizó un enfoque integral que contempló adecuadamente aspectos técnicos, económicos y ambientales.
- La optimización incluyó el desarrollo de proveedores, ya que varios de los modelos utilizados fueron modificados a solicitud de YPF para adaptarse a las características del yacimiento.
- Se generó a lo largo del proyecto un rico volumen de experiencias, las que fueron sistematizadas e incorporadas a normas de procedimiento y se incluyen en los cursos de capacitación implementados para todos los niveles de supervisión.

14. Referencias bibliográficas

1. **K.Saveth, S.Klein, K.Fisher:** “ A comparative analysis of efficiency and horsepower between progressing cavity pumps and plunger pumps”, SPE 16194 (1987)
2. **J.Lea, P. Anderson, D. Anderson:** “ Optimization of progressive cavity pump systems in the developement of the Clearwater heavy oil reservoir “, Journal of Canadian of Petroleum Technology, Enero 1988
3. **K. Saveth, S. Kein:** “ The progressing cavity pump: principle and capabilities", SPE 18873 (1989)
4. **D.Wright, R.Adair:** “ Progressive cavity pumps deliver highest mechanical efficiency / lowest operating cost in Mature Permian Basin Waterflood”, SPE 24517 (1993).
5. **C.Matthews, CFER:** Comunicación personal a Galliano y Degiorgis (1997)
6. **R. Montero, J. Gonzalez del Port,** “ Experiencias en bombas PCP en Zona Santa Cruz”, BIP, Marzo 1995
7. **J.Clegg, S. Bucaram, N.Hein:** “ Recommendations and comparisons for selecting artificial lift methods”, SPE 24834 (1993)
8. **Bucaram, S:** “ Managing artificial lift”, SPE 26212 (1994)

9. ***E. Young*** “Manual de bombas PCP-Rodemip”