

OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS – CASO DE ESTUDIO ACTIVO MANANTIALES BEHR NORTE, UNIDAD DE NEGOCIO CHUBUT, CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE

Soto, José Adrián, YPF SA, jose.soto@ypf.com
Nicoletti, Ariel Alejandro, YPF SA, ariel.a.nicoletti@ypf.com

Sinopsis

El Activo Manantiales Behr Norte se encuentra en el norte de la Cuenca del Golfo San Jorge. Produce alrededor de 2100 m3 día de petróleo seco. Posee 631 pozos productores activos, distribuidos por sistema de extracción de la siguiente manera: 535 PCP, 84 BM, 3 BES y 9 Surgentes de Gas. El crudo producido en este yacimiento posee propiedades que lo definen como pesado, en las zonas de mayor complejidad se producen crudos de viscosidades entre 5000 cp y 15000 cp a 50°C con altos contenidos de sólidos. Esta característica particular presenta ciertos desafíos para los Ingenieros de Producción a la hora de llevarlo a superficie de la manera más eficiente.

Este trabajo se centra en las distintas mejoras aplicadas al proceso de extracción en los últimos años con el objeto de mejorar la performance del yacimiento, desde la obtención y presentación de una base de datos de reservorio, y la aplicación de la misma en simulaciones ajustadas al comportamiento en campo, con su correspondiente contraste, hasta las acciones derivadas de este análisis: revisión de procesos, selección de materiales y aplicación de nuevas tecnologías.

Introducción

Históricamente en el yacimiento Manantiales Behr, dadas las características conocidas de los fluidos producidos del mismo, se abordaba la Ing. De producción con una metodología estándar, caracterizando el yacimiento de manera uniforme.

A partir de Fines del año 2014 se intensificó el desarrollo del Activo en el flanco centro norte del yacimiento, donde el crudo producido presenta muy altas viscosidades, esto trajo aparejada una optimización en todo el proceso extractivo: diseño de fondo, operación, análisis de falla, etc., para poder adaptarse de la manera más eficiente a los cambios.

Ubicación Geográfica

El proyecto se ubica en el Activo Manantiales Behr Norte, el cual se encuentra ubicado en el Flanco Norte de la Cuenca del Golfo San Jorge (Provincia de Chubut, Argentina), distante 35 Km hacia el Norte de la ciudad de Comodoro Rivadavia.

Los principales reservorios del área son las arenas pertenecientes a la Formación El Trébol (complejo II), Formación Comodoro Rivadavia (Complejo III) y Formación Mina El Carmen (Complejo IV).

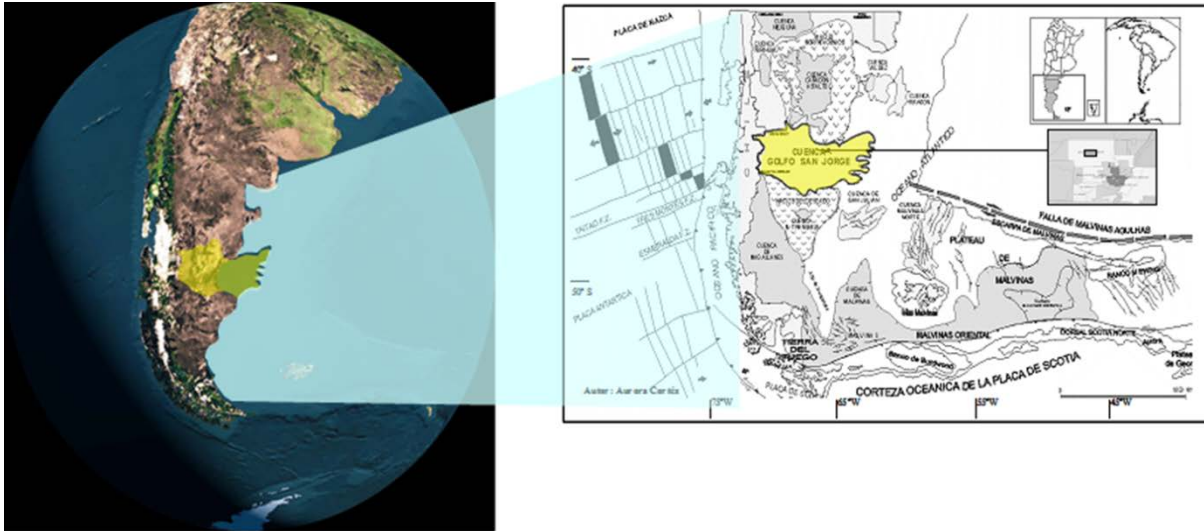


Figura 1 - Ubicación

Activo Manantiales Behr Norte

El Activo Manantiales Behr Norte tiene actualmente una producción promedio de 2.200 m³/d de petróleo y 340.000 m³/d de gas. De acuerdo a las características del fluido, los caudales objetivos y las profundidades promedio de las capas de interés, el sistema extractivo predominante es el de cavidades progresivas encontrándose instalado en el 85% de las completaciones, produciendo el 84% del crudo.

DATOS DE PRODUCCIÓN (m ³ /día)	
Bruta	15.700
Neta	2.200
Gas	340.000
Inyección	12.200

SISTEMAS DE EXTRACCIÓN	CANTIDAD DE POZOS	PRODUCCIÓN NETA
Cavidad Progresiva	546	2.088
Bombeo Mecánico	84	360
Surgente	10	0
Electro Sumergible	2	13
Total	642	2.462

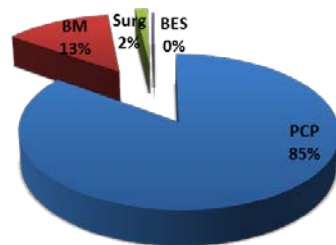
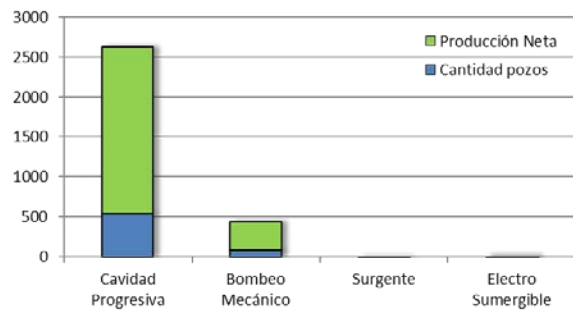


Figura 2 – Activo MBN

Características del yacimiento

En el yacimiento se producen crudos de los denominados pesados, con un promedio de densidad de 18°API y viscosidades de 1500 cp a 50°C. Las temperaturas de fondo en las zonas de interés productivo oscilan entre los 60 y los 80°C.

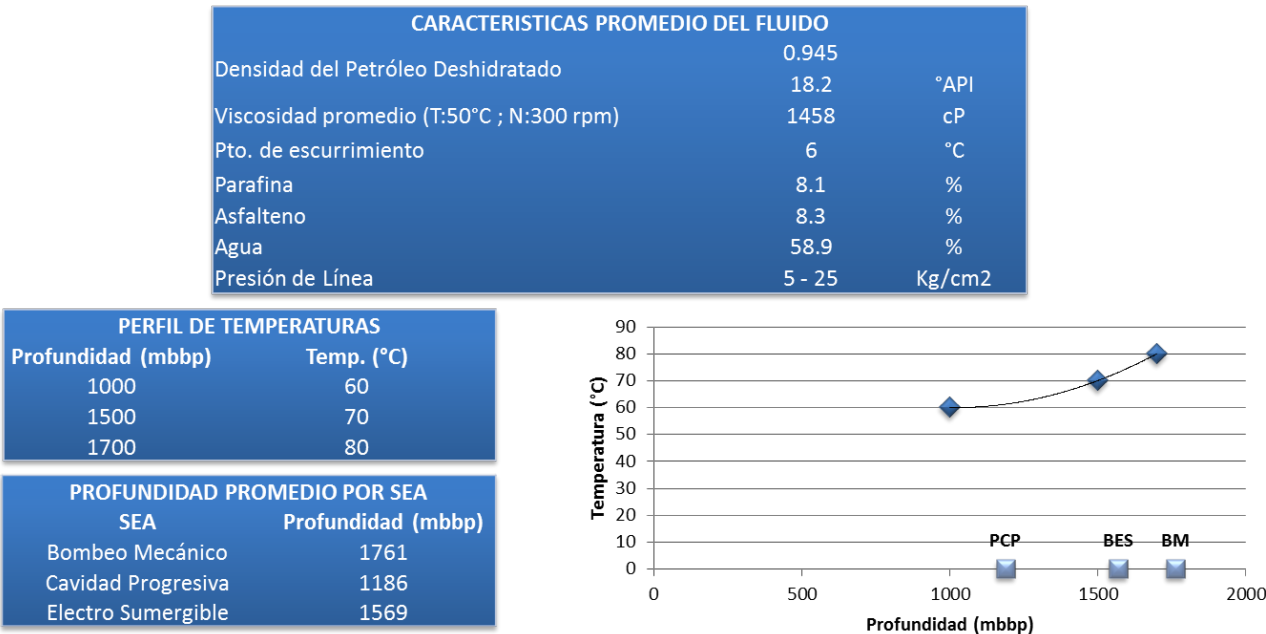


Figura 3 – Características del yacimiento

Debido a las zonas desarrolladas en los últimos años surgieron nuevos desafíos planteados por las características del crudo a producir, con un promedio de densidad de 14°API y 15.000 cp a 50°C, cambiando las condiciones de diseño y aplicación utilizadas hasta el momento. Esto llevó a reevaluar la metodología de trabajo de los Ingenieros de Producción a lo largo del proceso y con el soporte de algunos lineamientos corporativos (protocolo de nuevas tecnologías – monitoreo) se buscó fortalecer la toma de decisiones en la resolución de los nuevos retos a afrontar.

CARACTERISTICAS PROMEDIO DEL FLUIDO PETROLEOS PESADOS		
Densidad del Petróleo Deshidratado	0.971	
	14.23	°API
Viscosidad promedio (T:50°C ; N:300 rpm)	15.000	cP
Pto. de escurrimiento	18	°C
Parafina	12.2	%
Asfalteno	9.8	%
Agua	11	%
Presión de Línea	20 – 30	Kg/cm2

Figura 4 – Características del crudo pesado

Gestión Ingeniería de producción

El proceso de trabajo de IP se dividió en cuatro etapas:

- *Diseño de instalación*, en donde se buscó ajustar cada diseño al máximo, trabajando en conjunto con los proveedores para aplicar tecnologías adecuadas para cada caso en particular.
- *Operación*, participando en la implementación del monitoreo remoto, la parametrización de variadores y la planificación de cada tratamiento químico, buscando mejorar la eficiencia del seguimiento.
- *Análisis de falla*, implementando una reunión mensual con los Ingenieros de Aplicación de cada proveedor de pcp para cerrar los informes de falla de dicho periodo, con toda la información pertinente: simulaciones, completos de petroleo, controles, niveles, curvas de bomba, ensayos en banco, cortes de bomba, etc.
- *Análisis de resultados final*, retroalimentación de los tres pasos previos en donde se definen ajustes a mediano y largo plazo.



Figura 5 – Gestión IP

Diseño de Instalación

Mapeo de propiedades del crudo

Con la finalidad de lograr el diseño de instalación en simulador más ajustado a la realidad para cada equipo PCP, vemos que nos encontramos con parámetros muy sensibles. El dato de viscosidad del fluido a producir es de vital importancia si pretendemos ser asertivos en nuestros diseños, para tomar la mejor decisión en el dimensionamiento de TDH de Bombas de profundidad y en la sarta de transmisión a seleccionar por la exigencia en torque.

Siguiendo este lineamiento de diseño, para asegurar la calidad de la información, se realiza un mapeo de viscosidades a distintas temperaturas. Para lo cual se inicia con el muestreo de 200 pozos testigos, seleccionados por ubicación geográfica. Una vez mapeados estos datos y determinadas las zonas de mayor complejidad, se muestrean pozos cercanos a estas zonas para delimitarlas y se agrupan por color, a una misma temperatura (50°C), en cuatro categorías ($0 < 2500\text{cp}$; $2500\text{cp} < 7500\text{cp}$; $7500\text{cp} < 15000\text{cp}$ y $< 15000\text{cp}$) (Figura 6)

Se mapeó la base de datos en el programa OFM observándose que existe una marcada sectorización del yacimiento en cuanto a tipo de crudo producido.

Se determinan zonas críticas: Alba Valle, Grimbeek4 y La Enramada.

Al ver los beneficios obtenidos con este mapeo de viscosidades, se decide robustecer esta base incorporando en el tiempo pozos nuevos y reparados, tomando muestras por complejo de producción, determinando no solo las zonas geográficas problemáticas sino cuales son las formaciones más complejas.

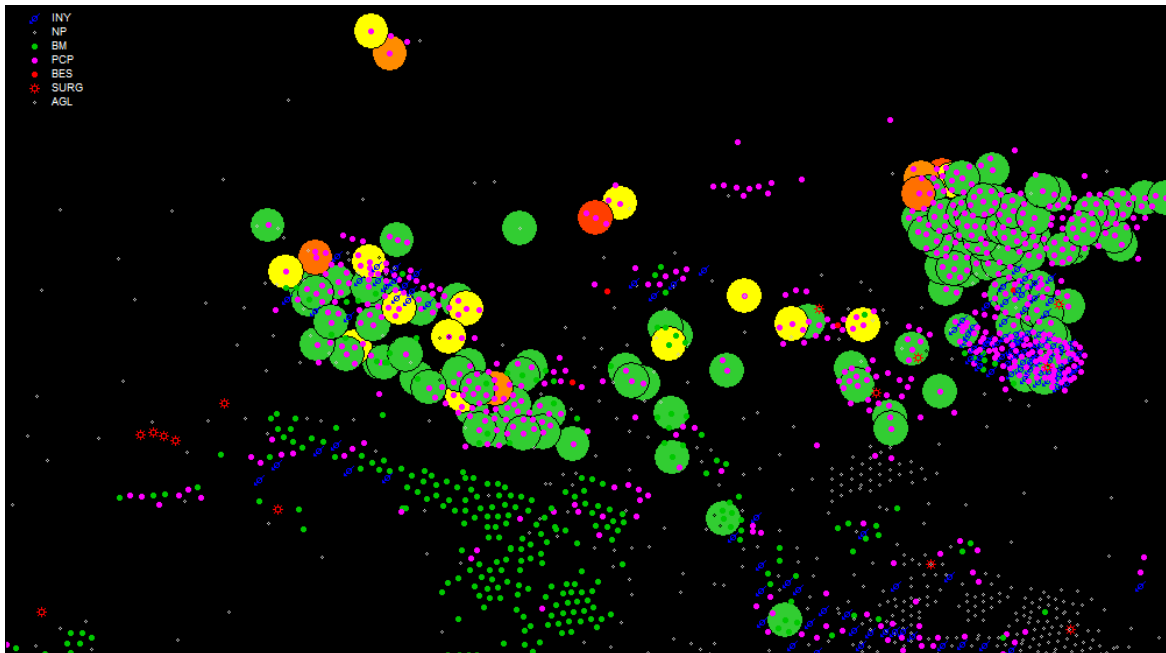


Figura 6 – Mapeo de propiedades

Simulación de diseños de fondo

Una vez determinadas las características del fluido a producir, podemos ahondar en el diseño específico de pozos, particularmente en los de mayor complejidad en cuanto a viscosidad.

Usualmente a la hora de realizar una simulación en software de diseño de PCP y contando con el dato de viscosidad, simplemente se puede cargar el perfil de temperatura y viscosidad, tal cual lo muestra la tabla izquierda de la figura 7. Como ejemplo se muestra a continuación tabla de datos y resultados de simulación

TABLA DE DATOS PARA SIMULACION		
Bomba	16-3000	m3 día - MCA
prof	1500	mts.
densidad	0.958	
% agua	40	%
% Arena	2	%
Regimen	150	RPM
Sumergencia	250	mts.
Presion Linea	25	Kg/cm2
Temp. Fdo	70	°C
Temp. Línea Conducción	30	°C

Densidad: s/Norma ASTM D-1298			
°API 16,1	0,9584	gr/cm ³	pesado - medio - liviano

Temperatura	SSF	CST	CP
60 °C 140 °F	3780	8316	7970
70 °C 158 °F	2713	5968	5720
80 °C 176 °F	1793	3944	3780

Advanced Fluid Viscosity	
☒ Specify Temperature Effects ☐ Specify Non-Newtonian Effects	☒ Specify BSWW Effects ☐ Specify Non-Newtonian Effects
Temperature (°C) Viscosity (cp) 60.00 7970.00 70.00 5720.00 80.00 3780.00	Shear Rate (1/s) Viscosity (cp) (Empty table)
A 317164215 B -2.582	K 0.0 N 0.0
Output Parameters	
Basic Parameters	
Pump Intake Pressure	362.50 psi
Pump Discharge Pressure	7625.27 psi
Differential Pressure	7262.77 psi
Net Hydrostatic Head	1693.46 psi
Flow Losses	5284.31 psi
Pump Pressure Loading	172.92 % rated
Pump Torque	757.81 ft-lbs
Pump Axial Load	133.06 kN
Maximum Rod Torque	1199.22 ft-lbs
Maximum Rod Torque Load	N/A
Maximum Axial Rod Load	231.17 kN
Maximum Effective Rod Stress	167.97 %

Figura 7 – Diseño

Cuando observamos el resultado que arroja la simulación (Figura 7 - Inferior derecha), podemos observar que el diseño no pareciera ser correcto, quedando el equipo de fondo sobrepasado en TDH un 180% y el máximo torque en la sarta da valores que no podrían ser tolerados por varillas convencionales.

Cuando contrastamos este diseño con pozos operativos en similitud de condiciones, si bien estos empujan hacia los límites el sistema extractivo, no vemos estos valores, sobre todo de torque.

Por lo que comenzamos a cambiar la forma de diseño, contrastando con datos operativos de campo para ver qué tipo de carga de datos se asemeja más a la realidad.

Pudimos determinar que la mejor manera de tener en cuenta la viscosidad, para estos pozos en particular, es solo cargando un dato de viscosidad en fondo y teniendo en cuenta el contenido de agua y sólidos en la mezcla.

Como ejemplo vemos en la imagen deshabilitado el perfil de temperatura y viscosidad, colocando un valor de viscosidad a la temperatura que tenemos a la profundidad de la bomba.

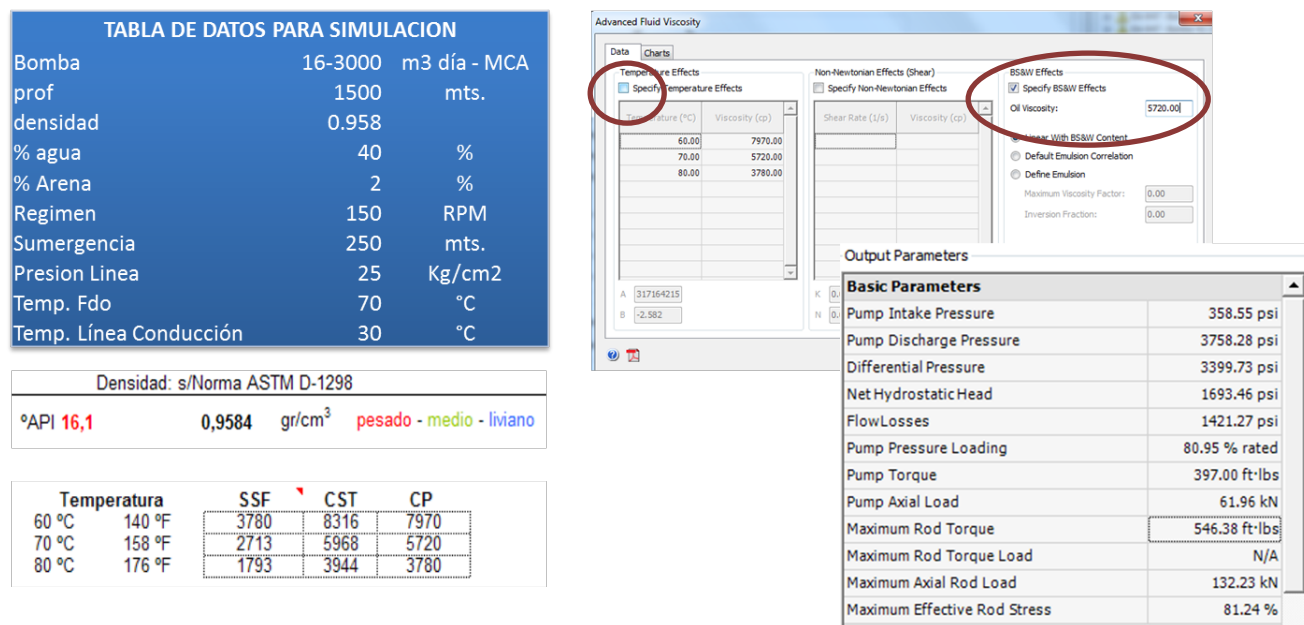


Figura 8 – Diseño

El resultado de este nuevo caso de análisis, basados en la misma tabla de datos que el caso anterior visto, arroja valores que sí se ajustan con la operación en campo del equipo.

Selección de equipos

Si bien podemos expresar que el sistema de levantamiento artificial PCP es uno de los mejores para producir fluidos de estas características, viscosidad y altos contenidos de sólidos, dentro de la gama de PCP existen equipos que son mejores que otros dependiendo de la aplicación. Esta mejora está dada básicamente por la geometría del equipo en particular, el tipo de elastómero a seleccionar, la elección del rotor para dar mayor o menor eficiencia volumétrica en condiciones de banco de ensayo, entre otras. Una condición no menos importante del equipo que reúna todas estas características debe estar en la estantería de nuestro/s proveedor/es.

En el transcurso de este punto en particular detallaremos algunas de las características que a nuestro criterio son claves para la selección de equipos PCP.

Angulo de desplazamiento del rotor:

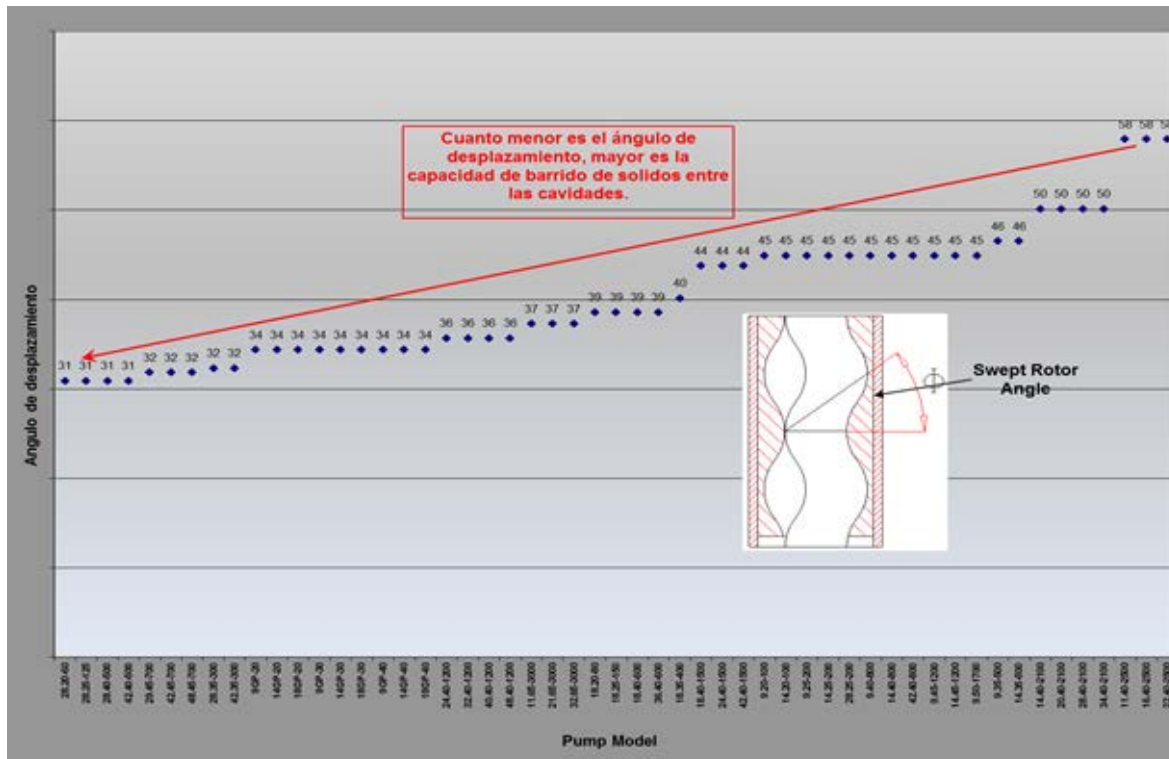


Figura 9 – Angulo de desplazamiento

El ángulo de desplazamiento del rotor, tal como lo muestra la figura 9, es el ángulo que se mide entre cresta y cresta del rotor. La teoría y la práctica, indican que cuanto menor es el ángulo de desplazamiento del fluido dentro de las cavidades, más eficiente será el rotor para desplazar los granos de sólidos entre etapa y etapa de la bomba, las geometrías de bombas con altos ángulos de desplazamiento, dejan la posibilidad abierta de resbalamiento y acumulación de sólidos en las etapas favoreciendo el aprisionamiento del rotor. Cada tipo de geometría tienen sus pro y contras, por ejemplo los equipos con ángulos bajos además de ser más eficientes para mover sólidos son equipos más cortos que los de alto ángulo pero por lo general estas bombas suelen tener un mayor torque de fricción.

El grafico de la figura 9, muestra el universo de equipos que se utilizan normalmente en Chubut con sus diferentes ángulos de desplazamiento.

Eficiencias volumétricas de bombas PCP en banco de ensayo:

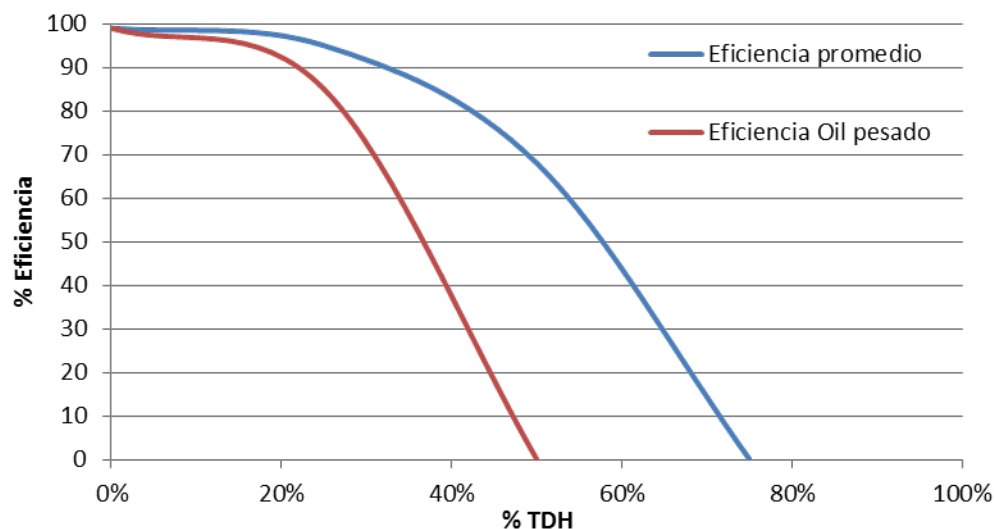


Figura 10 – Eficiencias

De acuerdo al criterio de cada fabricante de equipos PCP, los ensayos en banco se realizan en condiciones normalizadas: se efectúan con agua, a una temperatura entre 50°C y 70°C, a RPM's constantes (200 / 300 rpm) y dependiendo el modelo de la bomba se dará contrapresión al equipo en x cantidad de etapas, midiendo los datos de salida (caudal, torque, consumo de potencia y eficiencia) para cada lapso de contra presionado.

En el activo MBN, basados en la historia de PCP que tiene el yacimiento, se utilizan equipos, que en condiciones de banco, su eficiencia volumétrica sea cero, entre el 70% y el 90% (ver curva azul de figura 10) de la capacidad de elevación de la bomba. Esta condición de banco, en el universo de nuestros pozos, nos permite tener una eficiencia volumétrica de +/- 80%.

Para la producción de crudos pesados, hemos detectado que el funcionamiento es más adecuado con bombas más ineficientes, en condiciones de banco, que lo convencional utilizado para el resto del yacimiento. Por lo que se comienza a utilizar en estos pozos equipos que su eficiencia caiga a cero, entre el 50% y 70% del TDH de la bomba (figura 10).

Propiedades de los tipos de elastómeros:

La selección del tipo de elastómero es fundamental para el éxito del diseño de fondo. Existen diversos tipos de compuestos utilizados en las bombas PCP, los cuales nos darán diversas propiedades. La combinación de estas propiedades deberá ajustarse a las condiciones que tenga el pozo bajo análisis.

PROPIEDADES	ACN MEDIO CONTENIDO	ACN ALTO CONTENIDO	NITRILO HIDROGENADO	FLUOELASTOMEROS
Mecánicas	Buena	Media	Muy Buena	Baja
Temperatura máxima de servicio (°C)	80	80	120	160
Resistencia a la abrasión	Muy Buena	Buena	Buena	Baja
Resistencia a los aromáticos	Baja	Buena	Media	Muy Buena
Resistencia al H ₂ S	Baja	Media	Buena	Muy Buena
Resistencia al CO ₂	Media	Media	Buena	Media
Resistencia al H ₂ O	Muy Baja	Baja	Media	Buena
Resistencia al ampolamiento por gas	Media	Buena	Buena	Media

Figura 11 – Elastómeros

Es muy importante conocer la relación tipo de elastómero/TDH de bomba que hace un fabricante. Quienes fabrican estos equipos entienden que, si una empresa solicita una bomba con un TDH de 3000 MCA, este equipo se utilizará en un pozo profundo. Por lo que aplicará un elastómero para altas temperaturas, los cuales no suelen ser los mejores para el manejo de sólidos por su dureza y propiedades mecánicas.

Aplicación y evaluación de nuevas tecnologías

Luego de haber trabajado sobre el diseño y la selección del equipo surgieron algunas necesidades de tecnologías que hasta el momento no habían sido utilizadas en el yacimiento, entre ellas se encuentran algunas que fueron aplicadas en campo y otras que están visualizadas y provisionadas.

Paddle Rotor

La Bomba “Paddle rotor” es una bomba PCP con las siguientes características: cuenta con un estator convencional, el niple de paro es tres veces el largo de uno niple convencional y el rotor es más largo con algunas etapas inferiores fresadas planas, como muestra la figura 12. Esta parte aplanada del rotor quedará inserta dentro del niple de paro, la cual en funcionamiento generará una agitación o turbulencia en la admisión de la bomba con el fin de homogeneizar el fluido que ingresa a la bomba.

En Octubre 2015 se instaló una bomba 41-1700 con paddle rotor en el pozo GBK-1000 debido a las fallas recurrentes por aporte de sólidos, hasta el día de la fecha no se registran nuevas intervenciones. Este sistema se aplicó en otros cuatro pozos del área con igual resultado.

Fecha	Falla	Relleno
Agosto 2014	Bomba con elastómero endurecido y quemado por obstrucción de la admisión.	103 Mts
Septiembre 2014	Bomba con elastómero endurecido y quemado por obstrucción de la admisión.	79 Mts
Octubre 2014	Aprisionamiento de bomba con sólidos.	155 Mts
Abril 2015	Pesca de Tbgs por falla en ancla de torque.	58 Mts
Octubre 2015	Pesca de vb por aprisionamiento de bomba con sólidos.	76 Mts

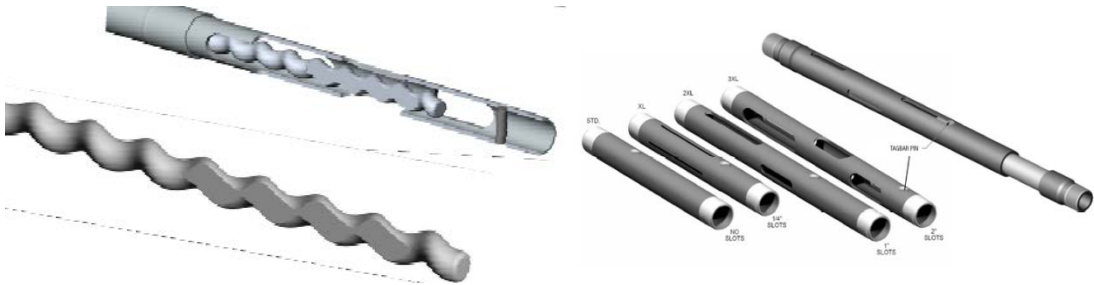


Figura 12 – Paddle rotor

Anclas dinámicas de torque de una sola mordaza

Incrementa el espacio anular respecto a un ancla convencional en un 40 %, mejorando el paso de gas o la deposición de sólidos sobre el cuerpo del ancla evitando aprisionamientos.

Se instalaron en 16 pozos del Activo desde 2015, las mismas aún se encuentran operativas.

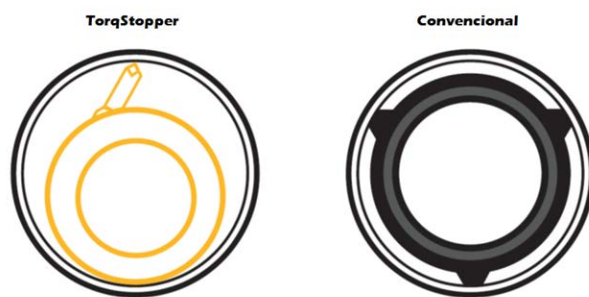


Figura 13 – Ancla TorqStopper

Bombas Fat Boy

- Incrementa el área de las cavidades.
- Muy bajo ángulo de desplazamiento.
- Largo de bomba reducido.
- Mejor manejo de petróleos pesados y sólidos.

Pump Volume (m ³ per 100 rpm)	Stator Tube OD	Cavity Opening Cross-Sectional Area		Cross Sectional View*	Rotor Pitch View*
	mm	sq mm	% Increase		
7	75.0	477			
8	88.9	871	83		

Figura 14 – Bomba Fatboy

Se solicitaron los modelos 5-3600 y 8-4200 al proveedor con el fin de realizar las pruebas de los mismos durante 2016 en las zonas de La Enramada y El Alba/Gbk.

Operación

Monitoreo remoto de pozos

Los lineamientos estratégicos de la compañía apuntan a tener un 80% de la producción monitoreado para el próximo año con el objetivo de reducir pérdidas no localizadas y optimizar la producción. De acuerdo a esto, durante 2015 se conectaron al sistema de telemetría 42 pozos equipados con PCP, los cuales reportan diariamente datos de variadores de frecuencia y sensores de fondo. Durante el 2016 se duplicará la cantidad de pozos alcanzados por el proyecto.

Básicamente el monitoreo se efectúa mediante la instalación de RTU's y se transmiten, al sistema SCADA, los datos de salida del variador de frecuencia, torque, corriente, potencia, RPM, presión de fondo, presión de entre columna, etc.

Estos datos están disponibles on line y en tiempo real con curvas históricas para el análisis del Ingeniero.

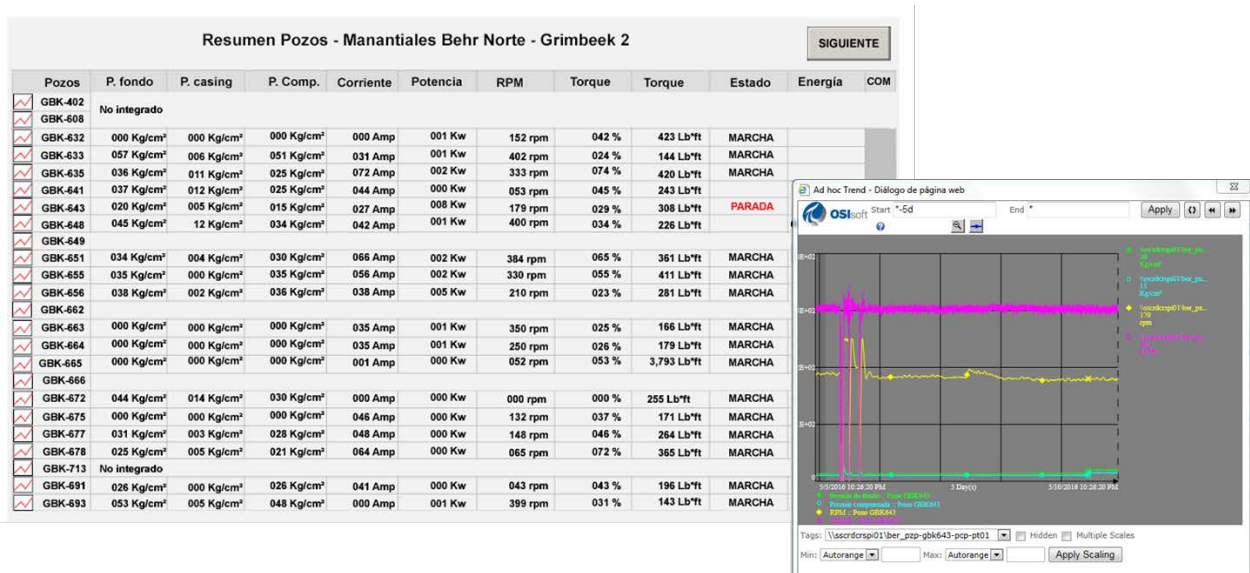


Figura 15 – Monitoreo remoto

Parametrización de variadores de frecuencia

La utilización de variadores de frecuencia en el SEA PCP es cada vez más habitual, lo mismo sucede, en menor medida, con la utilización de sensores de presión y temperatura de fondo.

Como breve descripción y como muestra la figura 16, un diseño con sensor de fondo está compuesto por: un mandril porta sensor ubicado por encima de la bomba en donde se alojara el sensor de presión, en superficie un conversor quien recibe los datos del sensor y los traduce a una señal de 4-20 mA, señal que es leída por el Variador de frecuencia el cual realiza una comparación de los datos que ingresan contra los parámetros seteados y actúa en consecuencia, variando mediante la frecuencia de motor el régimen del equipo. Además de este lazo de control que permite el sensor de fondo, el variador por sí mismo genera control de torque y consumo de corriente. En nuestro yacimiento el 95% de los pozos PCP tienen variadores de frecuencia y de estos, el 14% cuenta con sensores de fondo.

El correcto seteo de los lazos de control aplicados en cada variador para asegurar parámetros de fondo y superficie son un punto esencial en la prevención de posibles fallas prematuras. Este trabajo se realiza asegurando los límites de torque tolerados, provistos por nuestros proveedores de varillas de bombeo y basados en nuestra experiencia y las presiones de fondo definidas en conjunto con reservorios de acuerdo a cada proyecto.

Set Points de variadores

- Torque máximo
- RPM Max
- RPM Min
- P de fondo
- P de corte

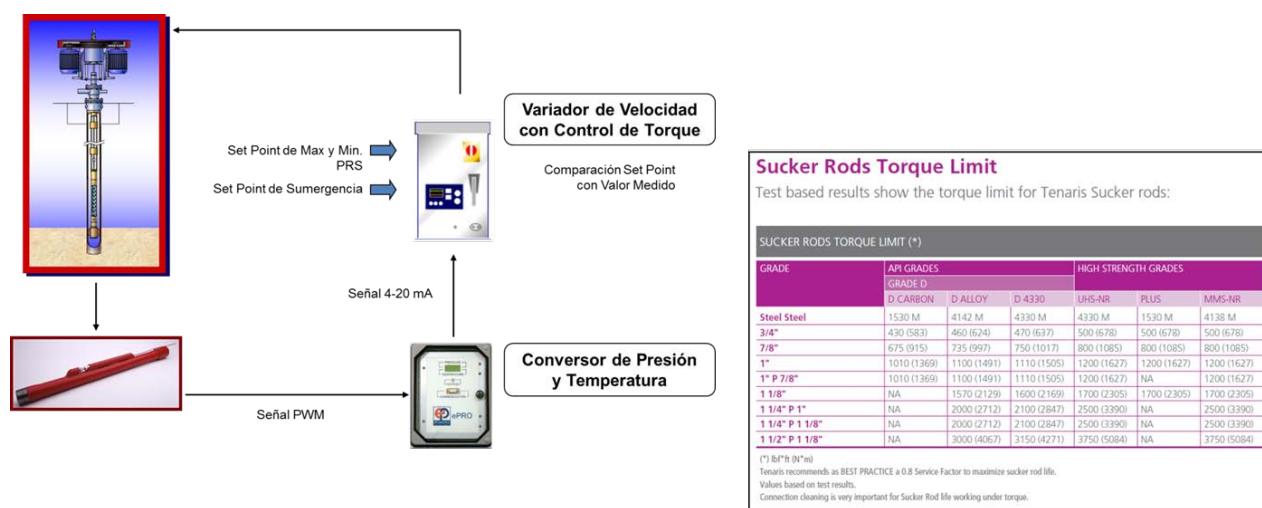


Figura 16 – Parametrización

Aplicación de productos químicos

Debido a los crudos a producir en las nuevas zonas de desarrollo y los elastómeros utilizados en las mismas se trabajó sobre la compatibilidad de estos últimos tanto con el fluido a producir como con los productos químicos a aplicar (el alto contenido de aromáticos y/o surfactantes resultan de nocividad severa para las propiedades mecánicas/físicas del elastómero) de acuerdo al siguiente proceso:

1. **Muestreo en campo**
Completos de petróleo
Mapeo de propiedades del crudo para zonificar las problemáticas.
2. **Recomendación de producto químico**
Con las muestras de crudo + productos químicos se realizan las pruebas para determinar los más convenientes para el tratamiento. (Reductores de fricción/dispersantes de parafinas)
Se definen concentraciones a aplicar.
3. **Evaluación en autoclave**
Análisis de compatibilidad de elastómeros con proveedor de pcp en autoclave bajo las mismas condiciones de P y T de operación.
Se realizan test con diluciones : 100% petróleo, 50%/50% prod/pet, 100% producto.

4. *Seguimiento y planificación*

Contraste campo/laboratorio y planificación estacional de tratamientos.

Análisis de Falla

Calidad del análisis

Se buscó fortalecer el proceso de analizar las fallas y asegurar la calidad del mismo, generando una reunión mensual con el Ingeniero de aplicaciones de cada proveedor donde se cuenta con toda la información de cada pozo fallado:

- Controles
- Niveles
- Datos de terminación
- Información de inyección
- Completo de petróleo
- Registro de intervenciones
- Aplicación de producto químico
- Simulaciones
- Datos de variadores de frecuencia y sensores de fondo

Y los datos del equipo recuperado:

- Curvas de ensayo en banco previo instalación y post intervención de falla
- Cortes de bomba
- Evidencias, fotos, piezas

En dicha reunión se analizan todos los datos y se define el mecanismo de falla y su causa raíz, se cierra el informe final, el cual se carga en nuestro sistema corporativo IDEF para generar una base de datos que provea soporte al momento de tomar decisiones a largo plazo.

Base de fallas

A continuación se presentan los datos de la base de fallas con equipos de cavidades progresivas en los últimos años, en la cual tenemos un porcentaje de falla superior al 90 en las bombas, al abrir dicha estadística tenemos como principales causas: la histéresis, sólidos, bajo aporte del pozo, exceso de TDH.

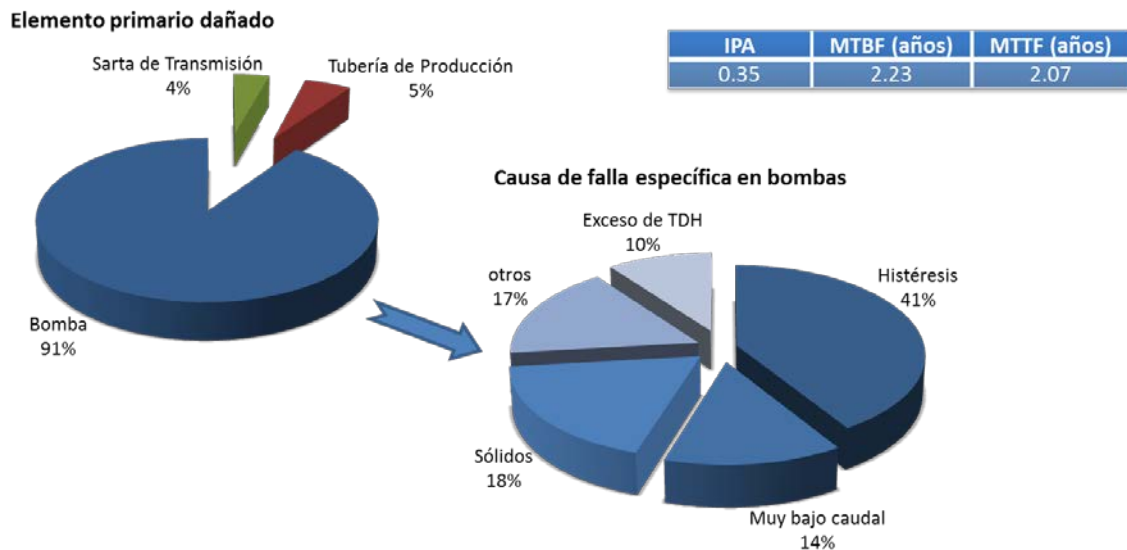


Figura 17 – Base de fallas

De acuerdo a los resultados plasmados en estos gráficos se dispararon las acciones que apuntaron a mejorar el proceso de trabajo de los Ingenieros de Producción buscando mitigar las causas de falla más significativas sobre las bombas:

- Sólidos: selección más precisa del modelo de bomba a utilizar, instalando equipos con ángulos de barrido bajos, elastómeros adecuados, bombas con rotor de paletas, anclas de una mordaza.
- Bajos caudales: se apuntó a mejorar el seguimiento y control de las variables asociadas al bajo aporte de formación, entre las cuales se encuentran la mayor frecuencia de mediciones físicas sobre pozos considerados en riesgo (pozos nuevos, reparados, en secundaria,...), instalación y parametrización de variadores de frecuencia que permiten responder de manera temprana a esta problemática. En los casos de pozos definidos como problema, en los cuales se observan inconsistencias en mediciones de nivel se instalaron sensores de fondo para su monitoreo.
- Exceso de TDH: ajustando los diseños en simulador para condiciones extremas, y que estos reflejen la realidad de campo, de esta manera seleccionamos la bomba que mejor se adapte en cuanto a capacidad de elevación.

Este punto en particular es el cierre del proceso visto, desde el cual se produce la retroalimentación a los pasos precedentes con el fin de extender la vida útil de los equipos mejorando sus indicadores de performance, empujando las causas de falla hacia la histéresis (falla esperada por vida útil). Para lograr este objetivo no solo debemos tener en cuenta todo lo planteado, sino que es necesario contar con el stock de materiales que se ajusten a nuestros requerimientos, participando activamente al proveedor de este proceso.

Análisis de Resultados

Como conclusión final de esta gestión podemos recalcar los siguientes puntos:

- El conocimiento de las características del yacimiento es clave para el ajuste de diseños de SE en simulador que sean consecuentes con la realidad.
- Bombas con el ángulo de desplazamiento, TDH, tipo de elastómero y eficiencia de banco óptimas para las condiciones de Fondo.
- Búsqueda de soluciones a problemas concretos y específicos con la aplicación de “nuevas” tecnologías con el aprendizaje que esto conlleva.
- Mayor participación del IP en los procesos de operación y monitoreo resultan en un mejor desempeño del SE y permite actuar en forma preventiva.
- Generación de espacios comunes de trabajo con presencia activa de Proveedores en el yacimiento.
- Como acción principal, luego del análisis de todos los puntos vistos, podemos recalcar la previsión de equipos de fondo y superficie, con el fin de asegurar que lo que se instala en los pozos es lo que estos necesitan.

Autores:

Ariel Nicoletti

- Técnico especialista en sistema de levantamiento PCP.
- 1999-2002, Coordinador de Área, división ALS (Weatherford).
- 2003-2004, Soporte Técnico y ventas (United Oilfield Services).
- 2005-2007, Soporte Técnico y ventas (R&M Energy systems).
- 2007-2014, Ingeniería de Producción (Pan American Energy).
- Desde Abril de 2014 se desempeña como Ingeniero de Producción en YPF S.A. en Activo Manantiales Bher Norte.

Adrián Soto

- Ingeniero Industrial de la Universidad de la Patagonia San Juan Bosco
- En YPF desde hace 6 años.
- 2011-2015 Ingeniero de Producción del Activo Zona Central-Cañadón Perdido.
- Desde el 2015 se desempeña como Ingeniero de Producción en el Activo Manantiales Bher Norte.