

EXPERIENCIA CON BOMBAS ELECTRO-SUMERGIBLES DE BAJO CAUDAL

Luis Francisco Baieli, Daniel Daparo, Marcos Pereyra
Wood Group ESP

Sinopsis

El siguiente trabajo tiene como objetivo describir la experiencia del uso de Bombas Electro-Sumergibles de bajo caudal (45 m³/d a 90 m³/d) en Yacimientos de la Argentina.

Se mostrará la evolución del sistema desde Julio del año 2000 a la fecha y los resultados obtenidos durante ese periodo.

Se describirán las características de los equipos de bajo caudal y las diferentes configuraciones de los equipos instalados.

Se mostrarán gráficos de funcionamiento, gráficos distributivos de caudales producidos y duraciones del sistema.

INTRODUCCION

Tradicionalmente la utilización de Bombas Electro-Sumergibles como Método Artificial de Extracción estaba dirigida a pozos cuya producción bruta era superior a los 100-120 m³/día.

Debido al buen rendimiento obtenido por este sistema a lo largo de los años, en el Mundo y la Argentina en particular, es que se incursionó para expandir la banda operativa de estos equipos en lo relativo a bajos caudales.

Uno de los motivos por los cuales no se tenía muy en cuenta este método de extracción era el riesgo que suponía la posibilidad de falla de los motores por mala refrigeración debido a los bajos caudales.

El objetivo de este trabajo es describir la experiencia acumulada en los últimos 5 años de aplicación de Bombas Electro-Sumergibles de bajo caudal (45 m³/d a 90 m³/d) en Yacimientos de la Argentina, describiendo las condiciones de los pozos en los cuales se realizó la experiencia,, la característica del equipamiento instalado y especialmente los resultados obtenidos en lo referente a la vida útil de los mismos.

Estas experiencias fueron llevadas a cabo en las Cuencas Cuyana y Golfo San Jorge.

Los tópicos a tratar son

Contexto Regional de Producción

Distribución de sistemas de extracción artificial.

Información de los yacimientos.

Descripción de equipos de bajo caudal.

Configuraciones de los Equipos analizados

Refrigeración del Motor

Desarrollo de la aplicación

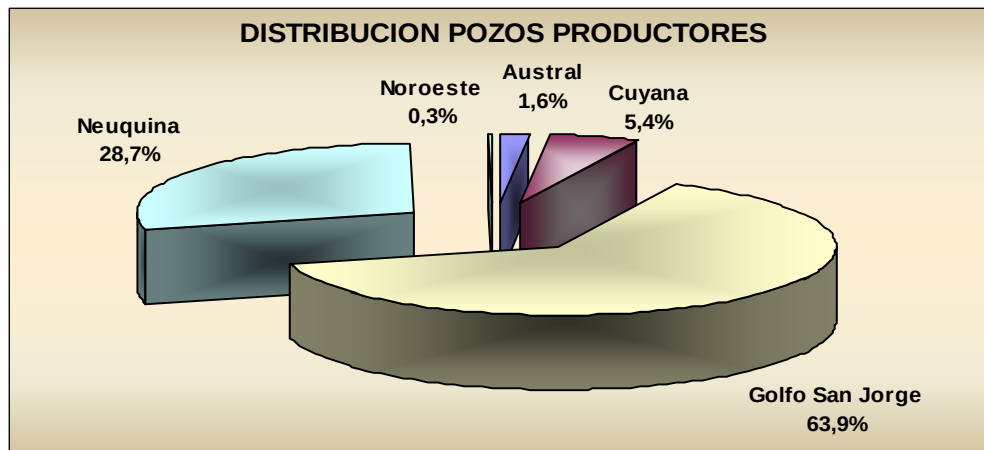
Estadísticas.

Conclusiones

CONTEXTO REGIONAL

Distribución de Pozos Productores por Cuenca

Los pozos en producción a Abril del 2006 son aproximadamente 17.800 y están distribuidos por Cuenca según se muestra en Gráfico 1



Fuente: Secretaría de Energía

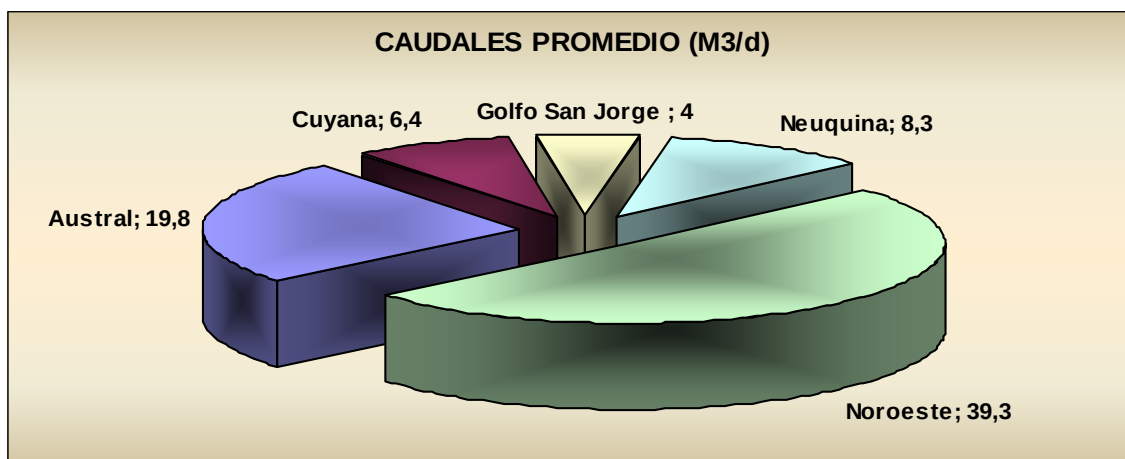
GRAFICO 1

La distribución (por cuenca) en función de los caudales extraídos se encuentra en Tabla 1:

	Caudal (M3/D)	Pozos	Caudal Prom (m3/D)
Austral	5.900	298	19,8
Cuyana	6.200	975	6,4
Golfo San Jorge	46.000	11.580	4
Neuquina	43.200	5.205	8,3
Noroeste	2.359	60	39,3

TABLA 1

La distribución en función de los caudales promedios se muestra en Gráfico 2:



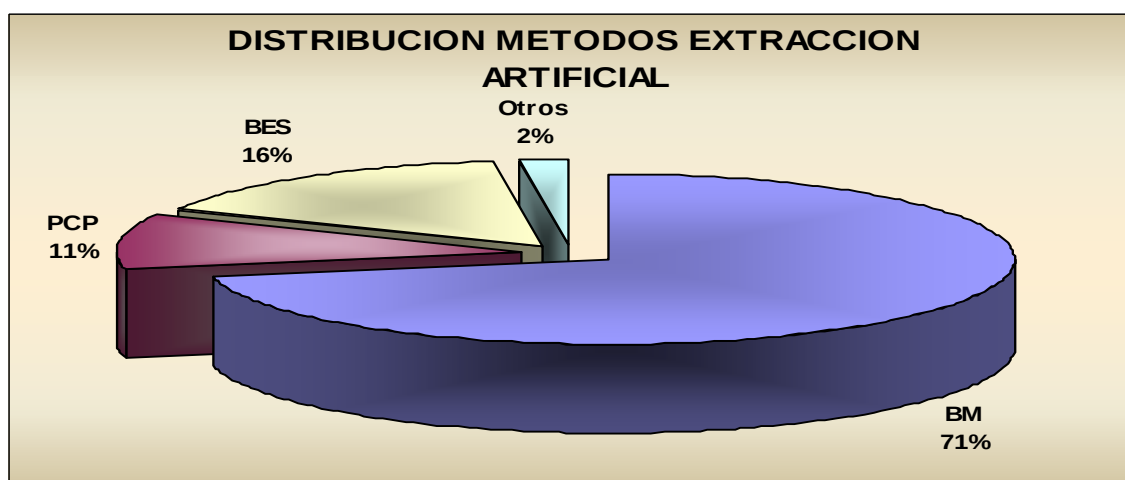
Fuente: Secretaría de Energía

GRAFICO 2

En el segmento que nos interesa, la distribución por método de extracción artificial está en Tabla 2 y Gráfico 3:

	BM	PCP	BES	Otros
Austral	154	0	47	42
Cuyana	496	0	451	23
Golfo San Jorge	9010	1362	1166	23
Neuquina	3055	527	1172	233
Noroeste	14	0	0	16

TABLA 2



Fuente: Secretaría de Energía

GRAFICO 3

Información de los Yacimientos

Los equipos fueron instalados en yacimientos que corresponden a las características siguientes:

- Profundidad 1.950 a 2.650 mts.
 - Intervalo productivos 1.750 a 2.700 mts.
 - Casing 5 ½" 17 lb/ft
 - Tubing. 2 7/8" EUE
 - Grado API del Petróleo. 26° a 28°
 - Temperatura de fondo de pozo. 100° C a 120° C
 - Temperatura de cabeza de pozo en Producción. 65° C a 80° C
-
- Caudal de petróleo. 45 – 90 m3/d
 - Porcentaje de agua. 85 % a 97 %
 - Relación gas Líquido (GLR) 20 a 40 M³/M³
 - Presión de fondo de pozo en fluencia. 20 Kgr/cm² a 40 Kgr/cm²
 - Presión estática de fondo. 120 Kgr/cm² a 200 Kgr/cm²

Resumiendo la producción media de los pozos considerados es de 62 m3/d con un corte de agua del 91% ,la profundidad promedio de instalación es de 2126 mts, y las temperaturas promedio de fondo se ubican en el orden de los 110 °C todos los pozos con Casing de 5 1/5" 17 lf/ft y Tubing de 2 7/8".

DESCRIPCION DE EQUIPOS DE BAJO CAUDAL

Se describe a continuación todo lo concerniente a los modelos de bombas de bajo caudal provistos por las diferentes compañías, específicamente nos remitiremos a:

- ✓ IDENTIFICACION
- ✓ MATERIALES
- ✓ ETAPAS
- ✓ CURVA CARACTERISTICA-RANGO DE OPERACIÓN
- ✓ CONFIGURACION

Identificación

La nomenclatura utilizada por todos los fabricantes de Bombas Electrosomergibles para Petróleo a fin de identificar a una bomba es la Serie y el Caudal óptimo:

Serie:

Es el diámetro exterior del Housing de la Bomba y determina el diámetro mínimo del Casing donde se puede instalar o bajar esa bomba.

Caudal:

Caudal que la bomba puede manejar en su punto de mayor eficiencia a 60 Hz expresado en BBls/día.

Por ejemplo:

TD-460	Serie “D” (4,00” DE) Caudal optimo a 60 Hz 58,0 m3/d (460 bbl/día)
TD-650	Serie “D” (4,00” DE) Caudal optimo a 60 Hz 84,8 m3/d (650 bbl/día)
FC-450	Serie “D” (4,00” DE) Caudal optimo a 60 Hz 56,4 m3/d (450 bbl/día)
FC-650	Serie “D” (4,00” DE) Caudal optimo a 60 Hz 84,8 m3/d (650 bbl/día)
DN-440	Serie “D” (4,00” DE) Caudal optimo a 60 Hz 54,8 m3/d (440 bbl/día)
DN-675	Serie “D” (4,00” DE) Caudal optimo a 60 Hz 88,8 m3/d (675 bbl/día)

Materiales

La base y la cabeza de las bombas estándar se fabrican de acero al carbono. Aunque, para condiciones agresivas hay opciones especiales: Con recubrimiento de: Boro o Cromo, Nitrurado o de acero inoxidable resistentes a la corrosión.

Los impulsores y difusores son fundiciones de hierro con alto contenido de níquel resistentes a la corrosión.

Los ejes estándar son de Nitronic 50, o de otros aceros inoxidables resistentes a la corrosión y a altos esfuerzos. Para mayores requerimientos de esfuerzos se fabrican de INCONEL de alta resistencia.

La potencia requerida por la bomba determinará si se tiene que seleccionar un eje Standard o de alta resistencia.-

A modo de ejemplo, se detallan las características de ambos materiales de aplicación:

	NITRONICS 50	INCONEL 718
Características	✓ Aleación de Níquel, Cromo y Manganeso. ✓ Buena resistencia y dureza ✓ Resistente a la corrosión.-	✓ Es una aleación de Níquel ,Cromo ,Hierro ✓ Posee muy alta resistencia y dureza. ✓ Resistente a la corrosión.-
Composición Química	✓ Níquel: 11,5 -13,5 % ✓ Manganeso: 4-6% ✓ Cromo: 20,5-23,5% ✓ Molibdeno: 1,5 -3 %	✓ Níquel. 53% ✓ Cromo: 19% ✓ Molibdeno: 3% ✓ Titanio y Aluminio: 4% .- ✓ Hierro: balanceado al resto
Propiedades Mecánicas	✓ Resistencia a la tracción: 135 KSI ✓ Límite elástico: 105 KSI ✓ Dureza: Rockwell C 29-35 MAX	✓ Resistencia a la tracción: 175-210 KSI ✓ Límite elástico: 160-205 KSI ✓ Dureza: Rockwell C 35-48 MAX

Etapas

Las bombas electrosumergibles son bombas centrífugas multietapas. Debido a las limitaciones de diámetro de la cañería de entubación, la elevación desarrollada por cada etapa es relativamente baja. Por esto se acoplan etapas y cuerpos de bombas para ofrecer la elevación necesaria para cada aplicación particular.

El largo total de un cuerpo de bomba se limita, para facilitar el montaje y manejo correctos. La longitud máxima de un cuerpo es de aproximadamente 5,36 mts, siendo posible acoplar en serie varias unidades para conseguir el número requerido de etapas y así poder desarrollar la elevación necesaria.

El tamaño (número de etapas) de una bomba está limitado por una o más de las siguientes variables:

- ✓ Potencia máxima permitida del eje.
- ✓ Presión interna del alojamiento.
- ✓ Capacidad de carga del cojinete de empuje del Sello.
- ✓ Nivel dinámico.
- ✓ Profundidad de Succión.

Una etapa de bomba consiste en un impulsor, un difusor y arandelas de empuje.

El impulsor esta vinculado al eje y rota a la velocidad del motor .Las fuerzas centrífugas provocan que el fluido se mueva desde el centro del impulsor hacia la parte exterior del mismo.

El difusor es estacionario y dirige el caudal de fluido de un impulsor al siguiente.

El impulsor le brinda al fluido Energía Cinética (Velocidad) y el difusor transforma esta energía cinética en Potencial (Altura de Elevación).

La compresión otorgada a los difusores en el momento en que el cabezal y la base son roscados en el alojamiento de la bomba impide que ellos rolen junto a los impulsores.

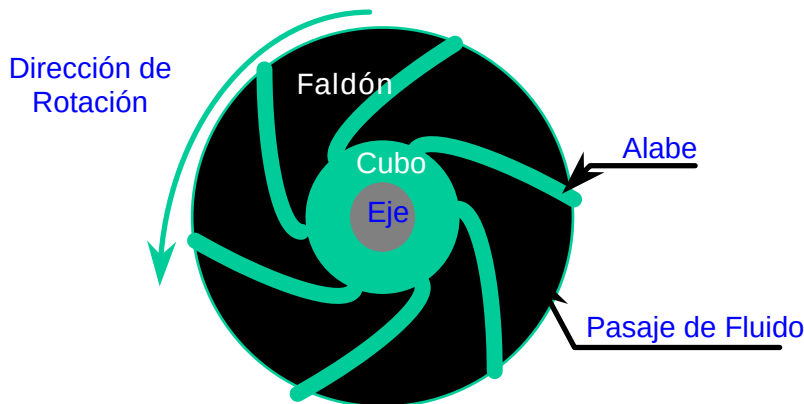


Figura 1

Cada etapa desplaza el mismo volumen otorgando una altura diferencial, multiples etapas suman altura pero no incrementan el caudal producido.

La cantidad de etapas necesarias es función de la Altura Neta de Elevación, la cual depende de la Profundidad, Nivel Dinámico, Presión Boca de Pozo, Perdidas por Fricción, etc.

Para caudales menores a 90 m³/d, profundidades entre los 1.950 y 2.650 mts y presiones de boca de pozo aprox de 12 kgr/cm² obtenemos lo siguiente:

Bombas	Elevación x Etapa	Profundidad	Etapas
450 – 650	4,5 a 4,8 m ³ /d	1.950 a 2.650 mts	400 a 500

Las etapas pueden ser del tipo Radial o Mixto. Las etapas para el caudal considerado son del tipo Radial. Figura 2 y Figura 3

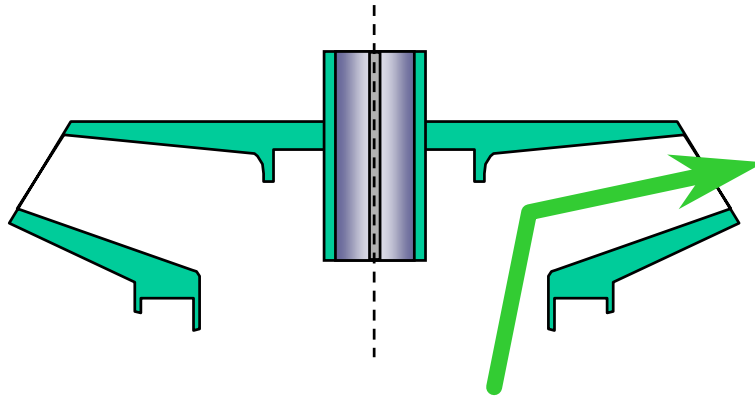


Figura 2



Figura 3

Los fabricantes de BES desarrollaron bombas radialmente estabilizadas, para aplicaciones agresivas, como por ejemplo fluidos abrasivos, y cuando se desea extender la vida útil.

Curvas Características - Rango de Operación - Interpretación

Las curvas características de cada bomba están descritas por un conjunto de coeficientes de ecuaciones polinómicas. Estos coeficientes pueden ser utilizados para determinar altura, potencia o eficiencia a cualquier caudal de cada tipo de bomba.

La curva de una bomba, en los catálogos está trazada para una etapa a 50hz o 60 Hz, utilizando agua (Sp.Gr=1) como fluido de ensayo.

El eje Y, lado izquierdo representa la altura de elevación (Head), mientras que el lado derecho representa la potencia consumida y la eficiencia del sistema.

El eje X representa en m³/d el caudal de cada etapa.

Tres son las curvas características: Altura de Elevación, Potencia Consumida y Eficiencia del Sistema.

La curva de Altura de Elevación (Head), es la capacidad de elevación de cada etapa en función del caudal, correspondiendo el valor máximo para caudal cero (válvula cerrada).

La curva de Consumo (HP), nos indica los HP que requiere cada etapa en función del caudal producido.

La curva de eficiencia (eff) nos da un porcentaje de cuán eficiente es la transformación de la energía mecánica en energía hidráulica, en función del caudal, para cada etapa.

También se encuentran las curvas de bombas a velocidad variable, es decir frecuencia variable. En ella está representada la performance de una etapa a distintas frecuencias de funcionamiento.

A continuación se muestra las curvas características de algunos modelos de bombas utilizados para la producción de bajos caudales:

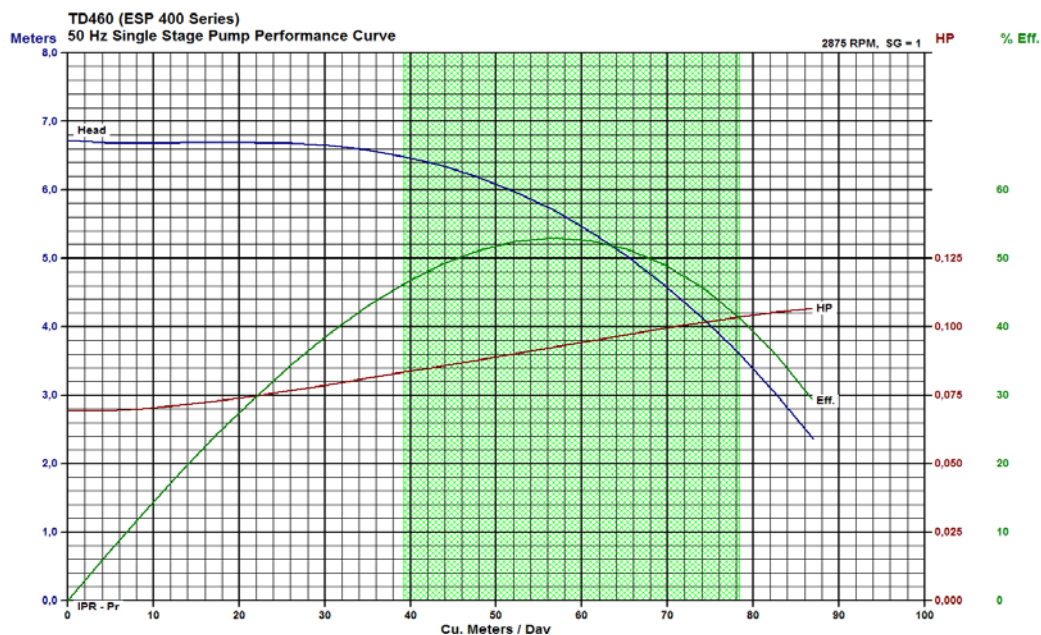


Figura 4

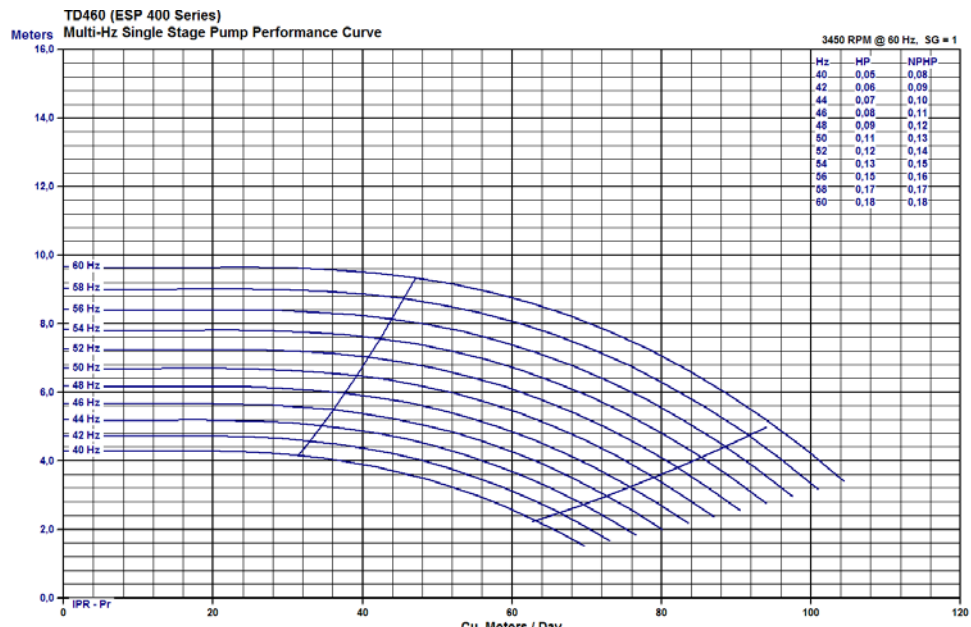


Figura 5

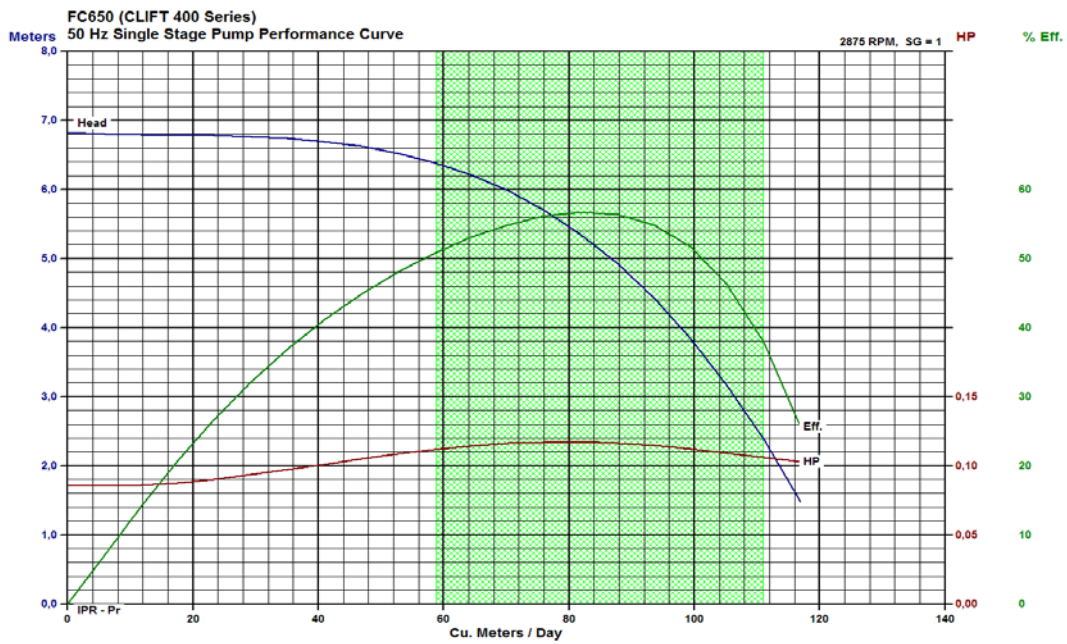


Figura 6

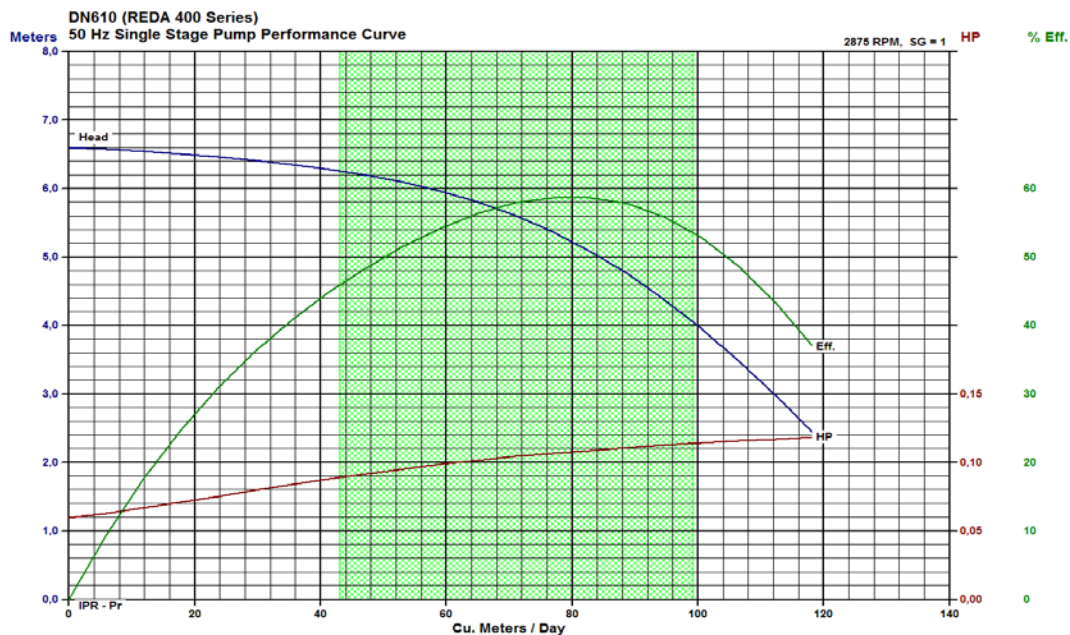


Figura 7

Estas curvas características que figuran en catalogo admiten un rango de variación recomendado por el API según norma API RP 11S2 la cual acepta una variación de $\pm 5\%$ en altura y $\pm 8\%$ en potencia. Según se muestra en Figura 8.

Rango Operativo Recomendado API RP 11S2

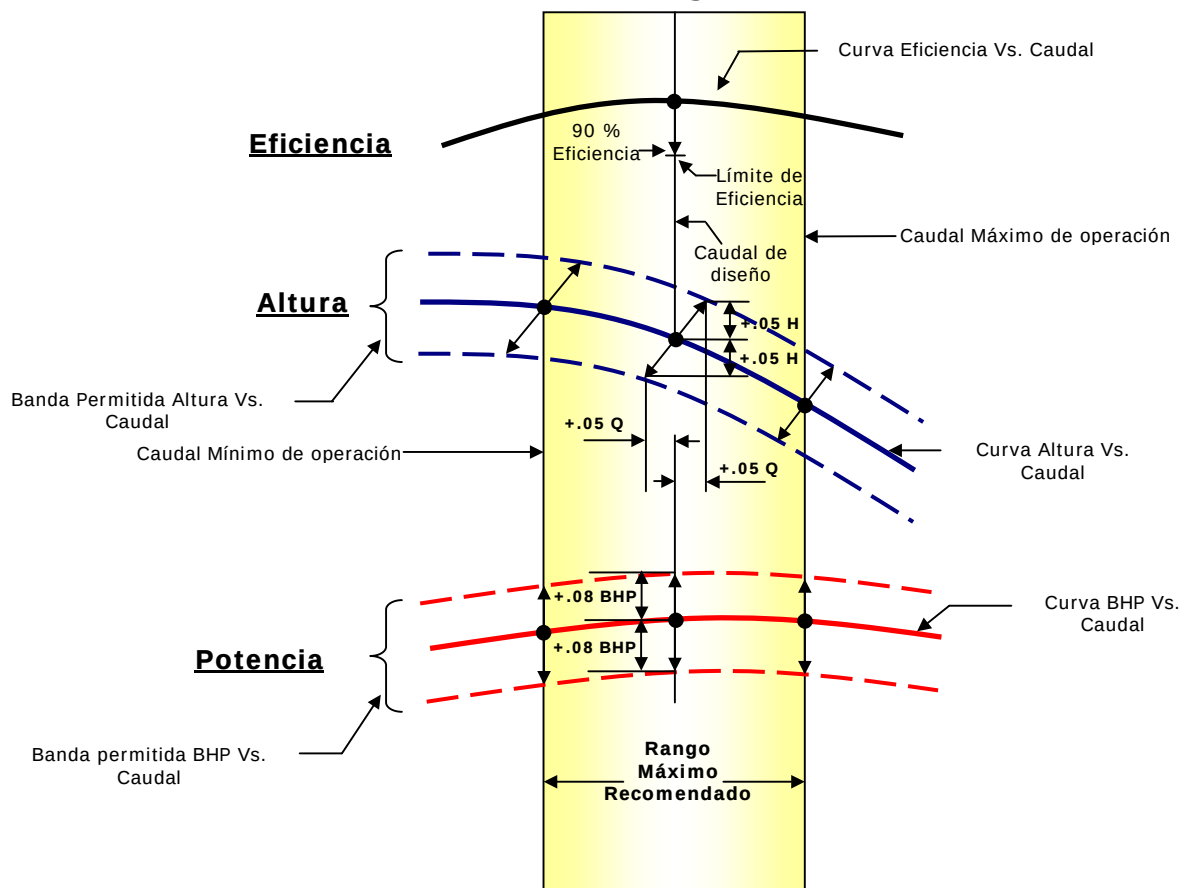


Figura 8

CONFIGURACIONES DE LOS EQUIPOS ANALIZADOS

Se describen las distintas configuraciones de los equipos utilizados. Se indican brevemente las características principales de cada grupo y su rango de aplicación.

Configuración I

Casing	5 ½" 17 lb/ft	
Tubing	2 7/8" EUE	
Profundidad:	2.000 a 2500 mts	
Caudal:	48 a 60 M3/d	
Equipo de Fondo		
Motor:	Serie 400	41,5 HP 563 V 46 A
Protectores:	Serie 400	TR4 HL RS Laberínticos (2)
Admisión:	Serie 400	70% Separador de Gas y 30% Intake
Bombas:	Serie 400	TD-450/60 (400-500 et) 2 o 3 cuerpos
Camisa Refrigerante		No

Configuración II

Casing	5 ½" 17 lb/ft	
Tubing	2 7/8" EUE	
Profundidad:	2000 a 2350 mts.	
Caudal:	50 a 65 M3/d	
Equipo de Fondo		
Motor:	Serie 400	41,5 HP 563 V 46 A
Protectores:	Serie 400	TR4 HL RS Laberínticos (2)
Admisión:	Serie 400	100% Separador de Gas
Bombas:	Serie 400	TD-650 (Como booster 18/36 et) 1 cuerpo TD-450/60 (450-550 et) 2 cuerpos
Camisa Refrigerante		No

Configuración III

Casing	5 ½" 17 lb/ft	
Tubing	2 7/8" EUE	
Profundidad:	2.100 a 2.350 mts	
Caudal:	50 a 65 M3/d	
Equipo de Fondo		
Motor:	Serie 400	41,5 HP 563 V 46 A
Protectores:	Serie 400	TR4 HL RS Laberínticos (2)
Admisión:	Serie 400	70% Separador de Gas y 30% Intake
Bombas:	Serie 400	TD-650 (350-450 et) 2 o 3 cuerpos
Camisa Refrigerante		No

Configuración IV

Casing 5 ½" 17 lb/ft

Tubing 2 7/8" EUE

Profundidad: 2100 mts

Caudal: 60 M3/d

Equipo de Fondo

Motor: Serie 400 58,5 HP 788 V 46 A

Protectores: Serie 400 Laberínticos Tipo RS (2)

Admisión: Serie 400 100% Separador de Gas

Bombas: Serie 400 TD-850 (Como booster 16/52 et) 1 cuerpo
TD-650 (260-300 et) 2 cuerpos

Camisa Refrigerante No

Configuración V

Casing 5 ½" 17 lb/ft

Tubing 2 7/8" EUE

Profundidad: 2.420 mts.

Caudal: 70 m3/d

Equipo de Fondo

Motor: Serie 375 21,3 HP 308 V 46 A (3)

Protectores: Serie 375 TR3 HL STD Laberínticos

Serie 381 TR4 HL RS HT 3.81 LBL

Admisión: Serie 400 TR3 a TR4

Bombas: Serie 400 TD-650 (Como booster 37 et) 1 cuerpo
TD-460 (422 et) 2 cuerpos.

Camisa Refrigerante Si 4 1/2" OD

La utilización de bombas booster, Configuraciones II, III y IV, radica en el hecho de utilizar esas etapas de tamaño superior en el fondo del conjunto de bombas para que actúen como etapas de compresión, reduciendo el volumen ocupado por el gas libre y forzando la solución del gas en el petróleo.

La distribución de las diferentes configuraciones utilizadas están representadas en el Gráfico 4:

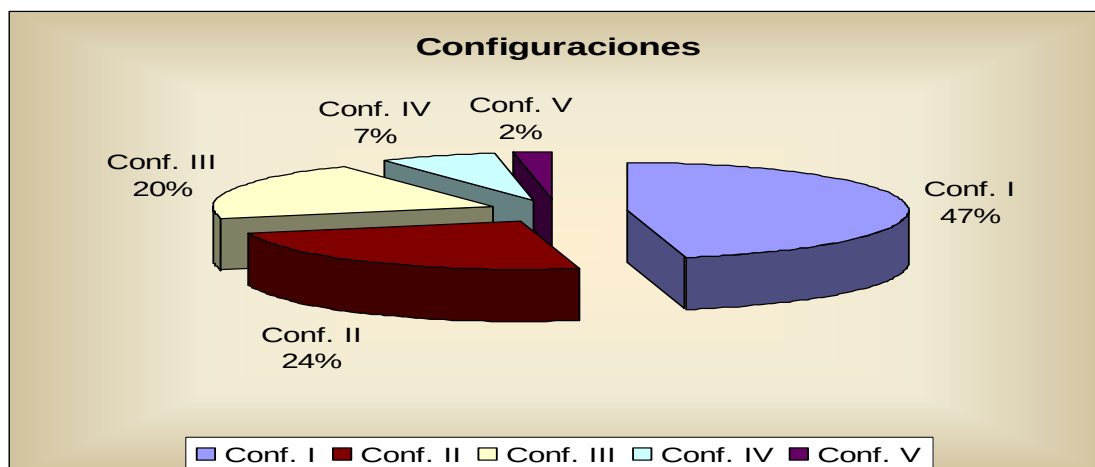


GRAFICO 4

REFRIGERACIÓN EN MOTORES DE BES.

La vida operativa de los motores depende de dos factores primordiales: (1) la resistencia dieléctrica del aislamiento y (2) su durabilidad mecánica. Ambos factores dependen de la temperatura de funcionamiento.

Es común decir, como regla mnemotécnica, que el tiempo para que falle el aislamiento es reducido a la mitad por cada 10 °C (18 °F) que se incremente la temperatura (Standard NEMA para Motores y Generadores).

Las compañías fabricantes de Equipos Electrosumergibles usan solo materiales tipo “H” o superiores, son los que poseen buena estabilidad y resistencia cuando operan a temperaturas de 180 °C (356 °F).

La energía eléctrica que es provista al motor, se convierte en potencia (HP) y en calor, en función de la eficiencia del motor, por lo tanto, cuando más eficiente sea un motor generará menor cantidad de calor.

La temperatura a la cual está expuesto el aislamiento de un motor es la resultante de dos elementos:

- la temperatura del ambiente en el cual está inmerso (BHT)
- el incremento de temperatura resultante del calor residual.

Temperatura de Operación del Motor = BHT + Incremento de Temperatura

Solo es posible transferir el calor producido por el Motor al fluido de producción y la eficiencia de esta transferencia depende de la velocidad del mismo, el fluido se mueve en el diámetro anular formado por la superficie exterior del motor y la cañería de entubación o camisa de refrigeración. Cualquier calor generado que no sea removido por el fluido se convertirá en un incremento de temperatura en el interior del Motor.

Llamamos refrigeración al proceso de transferencia de calor entre el motor y el medio que lo rodea.

Temperatura Residual es función de (Calor Generado – Calor Transferido)

Dos de los factores que inciden principalmente en la transferencia de calor del motor son:

Velocidad de Fluido.

Esta se puede calcular con la siguiente fórmula:

$$VelocidadFluido = \frac{0.012 \times Q}{(D^2 - d^2)} \text{ (ft/seg)}$$

Donde Q = Caudal de producción en BPD

D = Diámetro Interno del Casing

d = Diámetro Externo del Motor

Según puede observarse en la Figura 9 (Incremento de temperatura interior vs Velocidad de Fluido) aproximadamente para valores de velocidad de 1 ft/seg el incremento de temperatura permanece constante. De aquí surge el buscar que la velocidad de fluido sea >1 ft/sec. Obviamente si por cuestión de diseño no se consigue estos valores, se recurre (si el pozo lo permite) a usar camisas de refrigeración. Estas, simulan como si fueran casings de diámetro menor, dirigiendo el flujo alrededor del motor a una velocidad mayor. Los problemas surgen cuando no se puede usar una camisa de

refrigeración y la velocidad de fluido es menor de 1 ft/sec. A velocidades menores de 0.2 ft/sec el recalentamiento del motor es extremo.

El Calor Específico.

Es una propiedad que mide el incremento de temperatura de un material mientras absorbe calor. Cuando mayor es el calor específico de un fluido, mayor es su capacidad de transferencia de calor. A manera de referencia el calor específico del agua es 1 y el del petróleo es de alrededor de 0,4.

El cálculo del calor específico del fluido del pozo es:

$$\text{Calor Específico Fluido} = \text{Corte Agua} \times 1 + (1 - \text{Corte Agua}) \times \text{Calor Específico Petróleo}$$

Con los valores de velocidad y calor específicos se puede acudir al Gráfico 9 para calcular el aumento de temperatura del motor (solo teniendo en cuenta el fluido en el pozo y la velocidad a la cual va a circular.)

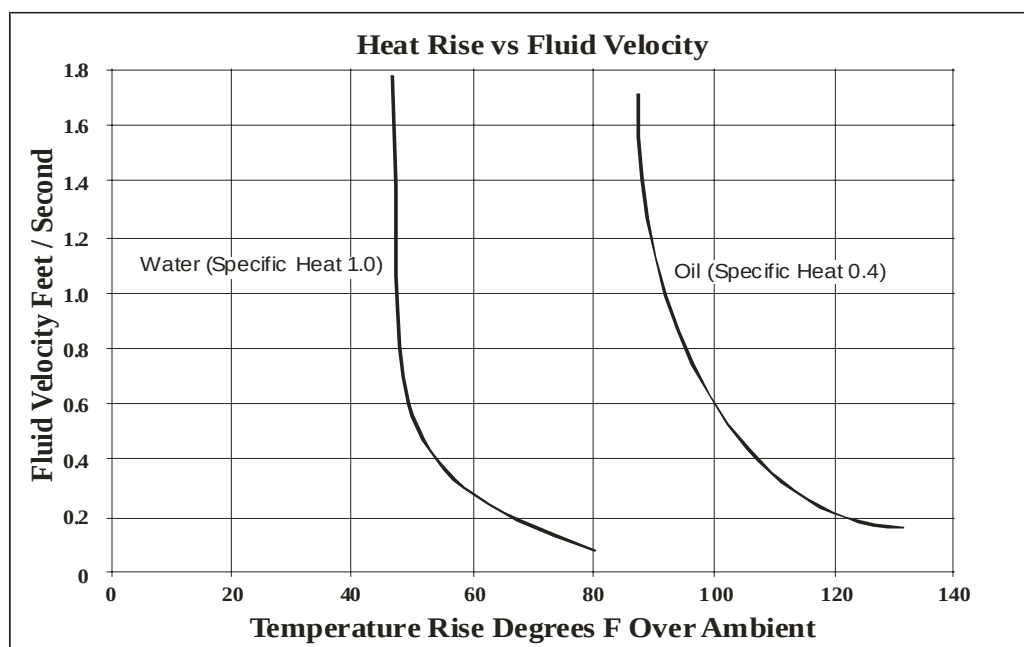


Figura 8

Ejemplo de cálculo:

Tomaremos las condiciones extremas a las que están sometidos los equipos del presente trabajo, es decir mínimo caudal, menor porcentaje de agua y mayor temperatura de pozo.

Caudal	45 m3/d
Porcentaje de Agua	85 %
Temperatura	120 °C
Equipo	Serie 400
Casing	5 ½ 17 lb/ft

Calcularemos la Velocidad Anular y Calor Especifico

$$\text{Velocidad Anular} = (0,012 \times 282,6 \text{ bbld}) / (4,89^2 - 4,56^2) = \mathbf{1,09 \text{ ft/seg}}$$

Este valor nos indica que la velocidad de refrigeración se encuentra dentro de los límites recomendados para proteger al motor de recalentamiento

$$\text{Calor específico} = 0,85 \times 1 + (1,00 - 0,85) \times 0,4 = \mathbf{0,91}$$

Entrando en el gráfico con la velocidad de 1,09 ft/seg vemos que el incremento de temperatura es para 100% de Agua de 48° F y para 100% de Petróleo de 90° F

Extrapolando, en función del Calor específico del Fluido, obtenemos que para el fluido Cesp=0,91 corresponde un incremento de temperatura de 55° F.

Por lo tanto la temperatura del motor será:

$$\text{Temperatura del Motor} = \text{Temperatura del Fluido} + \text{Incremento de Temperatura Interna}$$

$$\text{Temperatura del Motor} = 250^\circ \text{ F} + 55^\circ \text{ F} = 305^\circ \text{ F}$$

Tener en cuenta que debajo de 1,00 ft/seg cada vez que disminuye 0.1 ft/sec la velocidad del fluido se incrementa la temperatura del motor en un 5%.

DESARROLLO DE LA APLICACIÓN

La experiencia agrupa la información recogida de todos los pozos de la Argentina en los que opera la Cia, y cuyos caudales brutos varían entre los 45 m³/d y 90 m³/d y de estos, los que las profundidades de admisión se encuentren entre los 1.950 mts y 2.650 mts.

Los que cumplen con el rango de caudales anteriormente citados son 55 equipos y los cumplen ambas condiciones (Caudal y Profundidad) son 44 equipos, instalados en 20 pozos durante el tiempo del estudio (Julio 2000 – Mayo 2006).

Se adjunta el Gráfico 5 con la distribución del universo de los pozos considerados en el estudio en lo referente al caudal de producción y la profundidad de admisión.

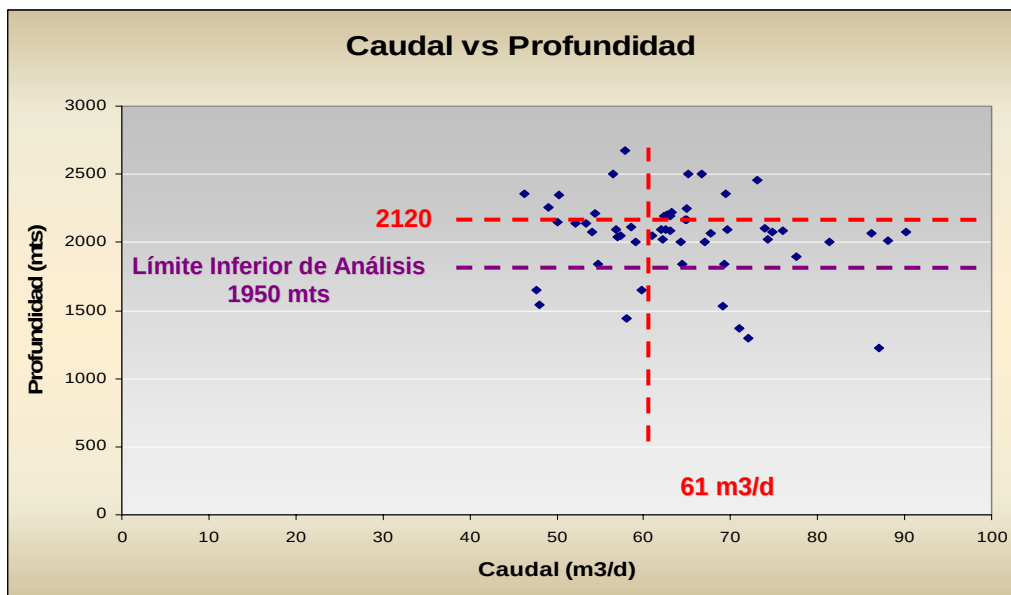


Gráfico 5

Historia

En Julio del año 2000 se inicia la instalación de Equipos Electro Sumergibles de bajo caudal en reemplazo del anterior método de extracción en un Yacimiento de Mendoza Norte operado en ese momento por Astra-Capsa y en la actualidad por Repsol YPF.

Los primeros equipos instalados fueron del tipo TD-450 y TD-650/460 (booster)

La evolución en el tiempo de los equipos de bajo caudal en funcionamiento entre Julio 2000 y Mayo 2006 se puede observar en el Gráfico 5.

A partir del Año 2003 se comenzó a instalar equipos TD-450, TD-650/460 y TD-850/650 en yacimientos del Golfo San Jorge.

En este gráfico se puede apreciar que entre mediados del 2003 y mediados del 2005 hubo una tendencia creciente en la cantidad de equipos en funcionamiento avalada por el resultado de 3 años de experiencia y de allí en adelante esa tendencia se ve revertida básicamente motivada por adecuaciones con el propósito de extraer mayores caudales debido al aporte de recuperación secundaria.

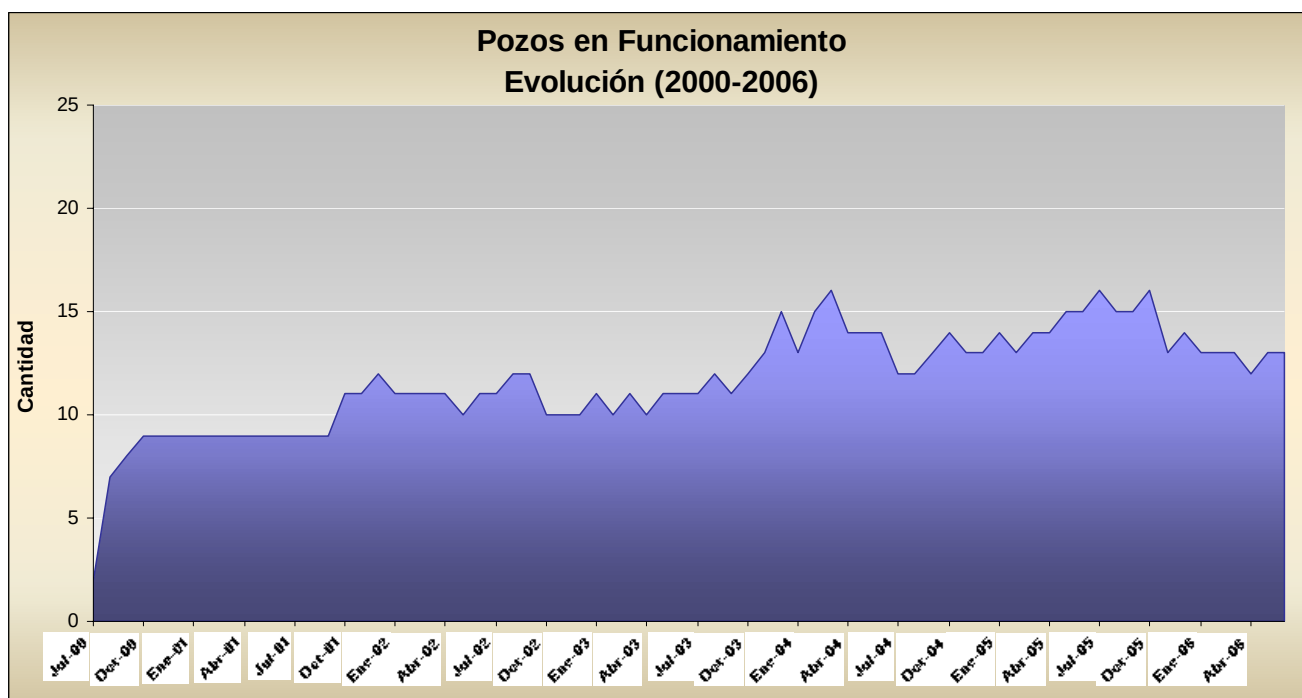


Gráfico 6

En la actualidad hay 13 equipos en funcionamiento, con una duración promedio actual de 550 días y distribuidos según el Gráfico 7:

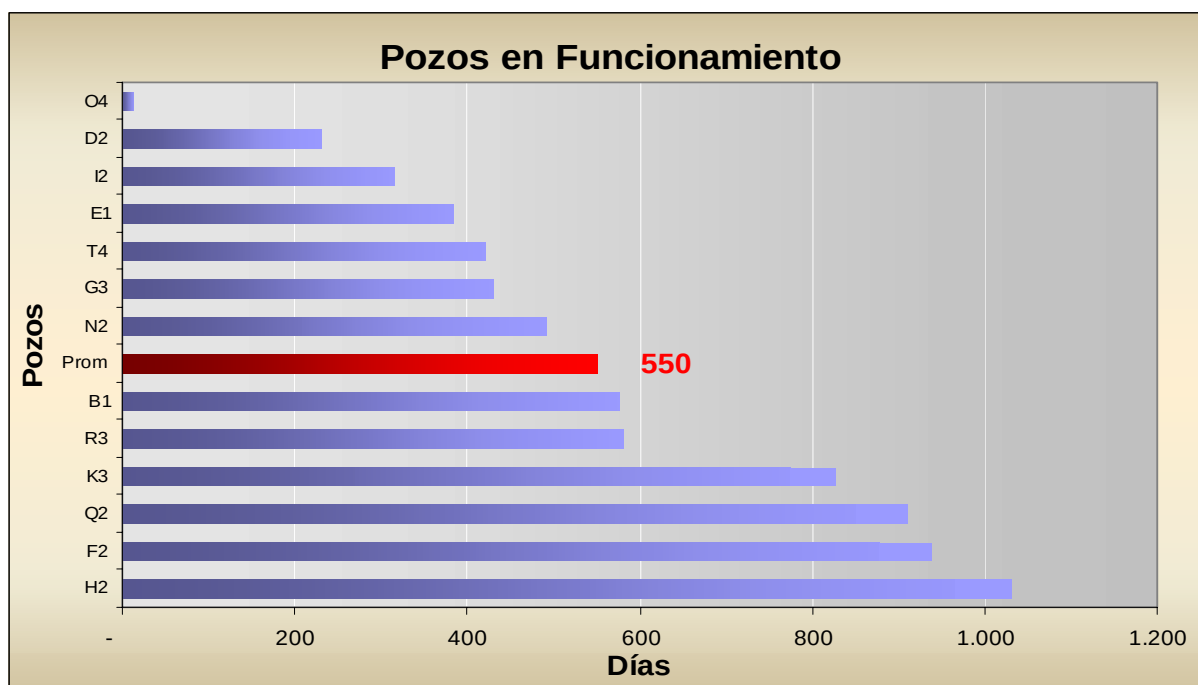


Gráfico 7

ESTADÍSTICAS

Indicadores de Duración de Equipos

Varios son los indicadores de duración que son utilizados en la industria. Veremos algunos de ellos

Run Time Equipos

En el Gráfico 8 se muestra este indicador y la cantidad de equipos involucrados, donde se puede apreciar que, de la totalidad de equipos (44) que se instalaron desde el inicio de la experiencia, los equipos en funcionamiento tienen un tiempo promedio de duración (550 días), mientras que los extraídos solo por fallas, sean estas debida al equipo o al pozo, tienen un tiempo de duración mayor (706 días) hecho que nos muestra una tendencia a una mayor durabilidad.

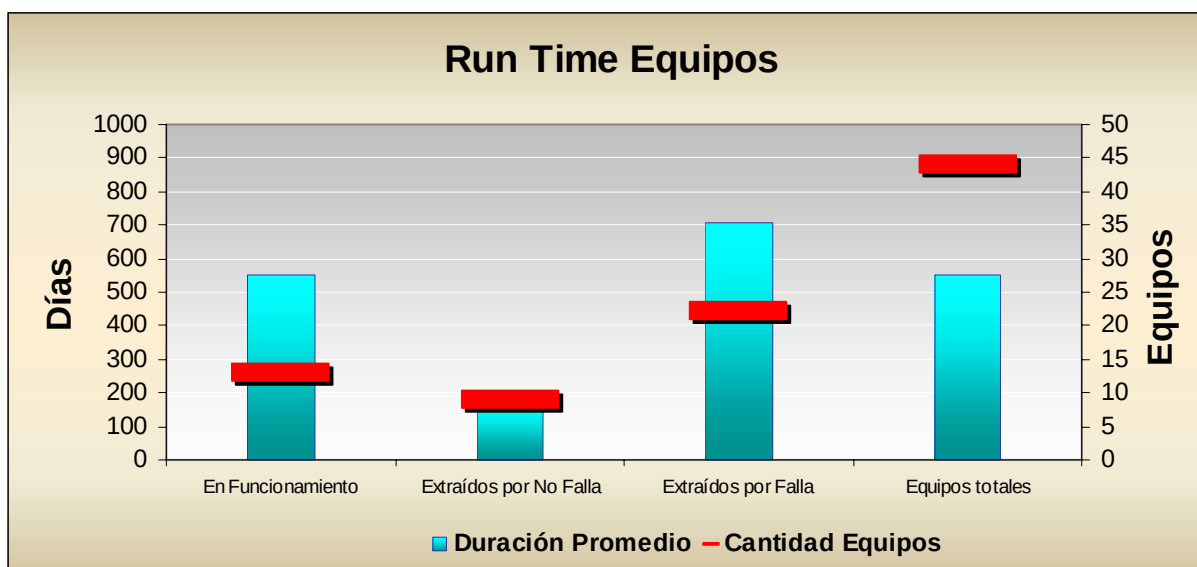


Gráfico 8

Frecuencia de Intervenciones

Los equipos extraídos por fallas o por no fallas se pueden graficar agrupados en función de segmentos de tiempos de duración definidos Ver Gráfico 9

En el mismo se observa que las intervenciones por no falla (adecuaciones, workover, etc.) ocurren predominantemente con días de funcionamiento menores al año. En cambio la mayoría de las extracciones por Fallas ocurren entre los 365 y los 1500 días.

En decir que de no haber ocurrido las intervenciones prematuras por no falla, la probabilidad de continuar funcionando los equipos serían mayores.

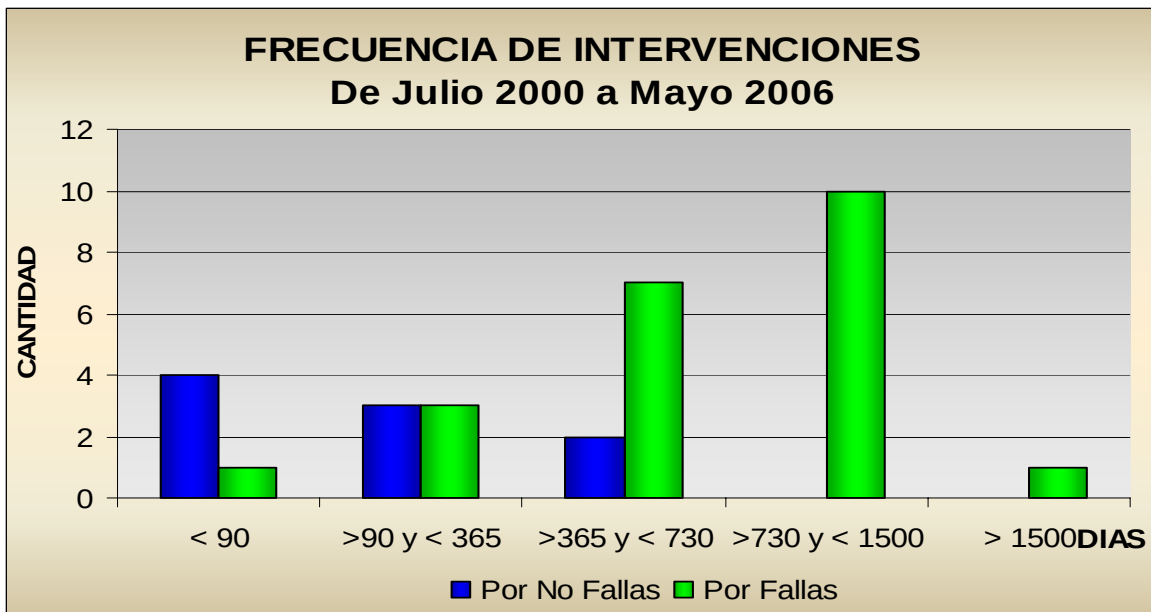


Gráfico 9

Distribución de Fallas

El Gráfico 10 muestra la distribución en el tiempo de la vida útil previa a la intervención por todo motivo de todos los pozos, donde se visualiza en promedio una duración de 553 días.

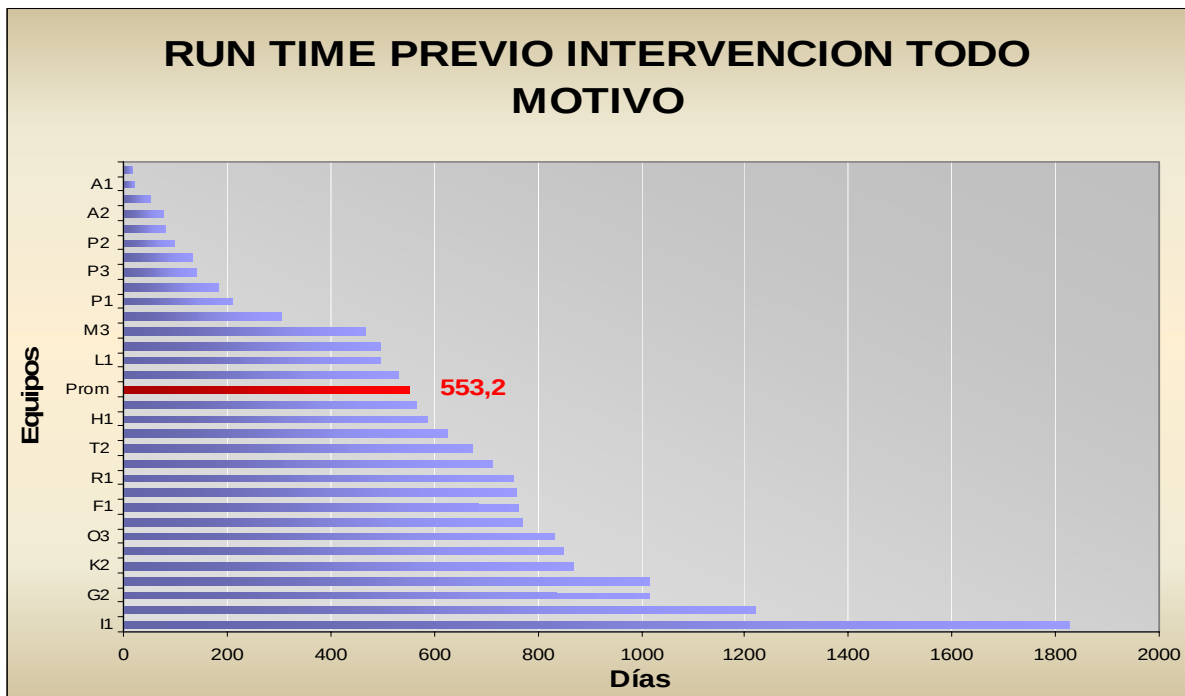


Gráfico 10

Se visualiza en el Gráfico 11 la distribución en el tiempo de la vida útil previa a la intervención por Falla de todos los pozos.

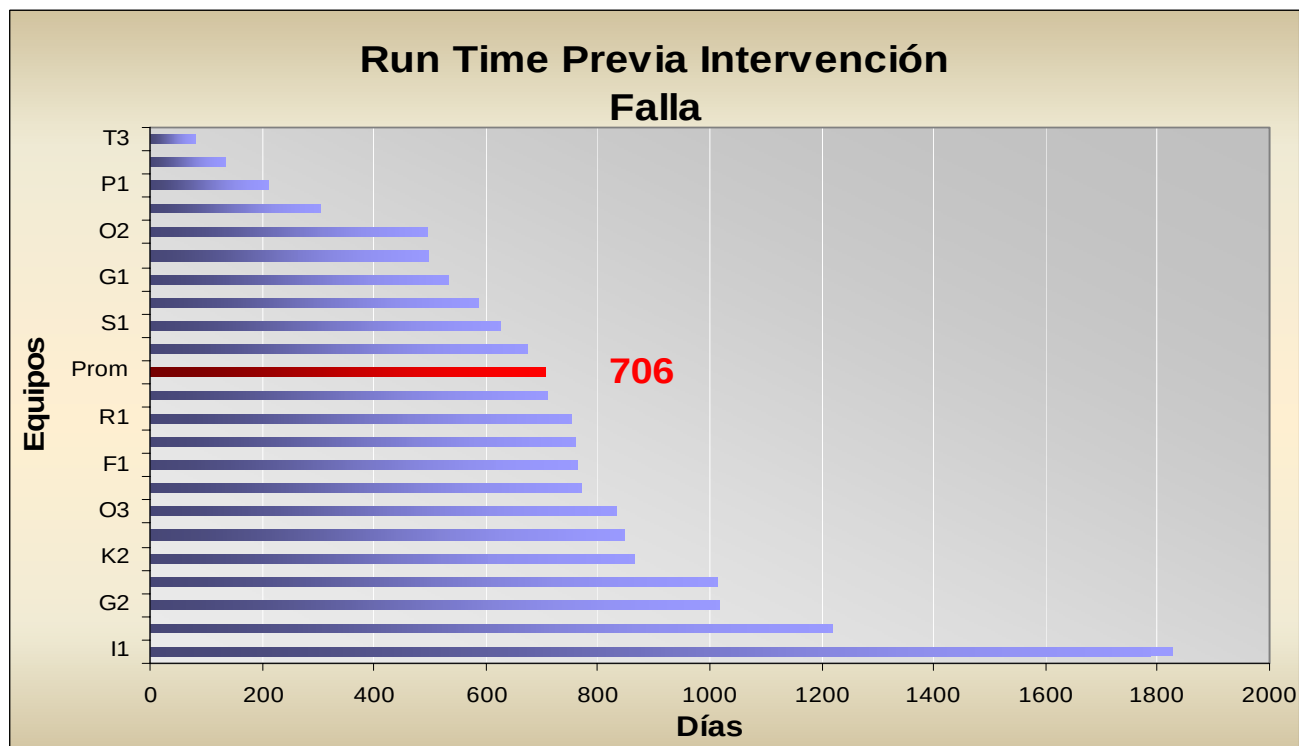


Gráfico 11

Se muestra en el Gráfico 12 la distribución en el tiempo de la vida útil previa a la intervención por No Falla de todos los pozos.

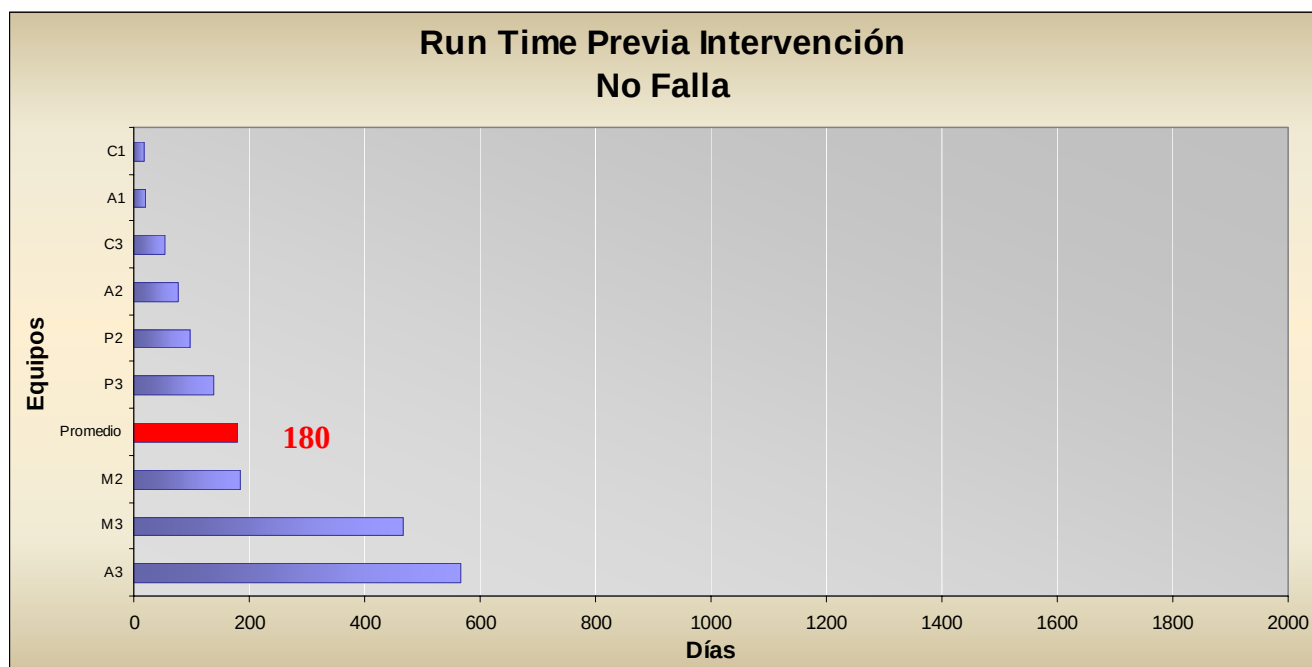


Gráfico 12

MTBF (Según Lastra-Rueda)

Tomando el grupo compuesto por los 44 Equipos de bajo caudal se calculó el MTBF (Mean Time Before Failure), el cual arroja los resultados que podemos ver en el Gráfico 13 y en Tabla 4.

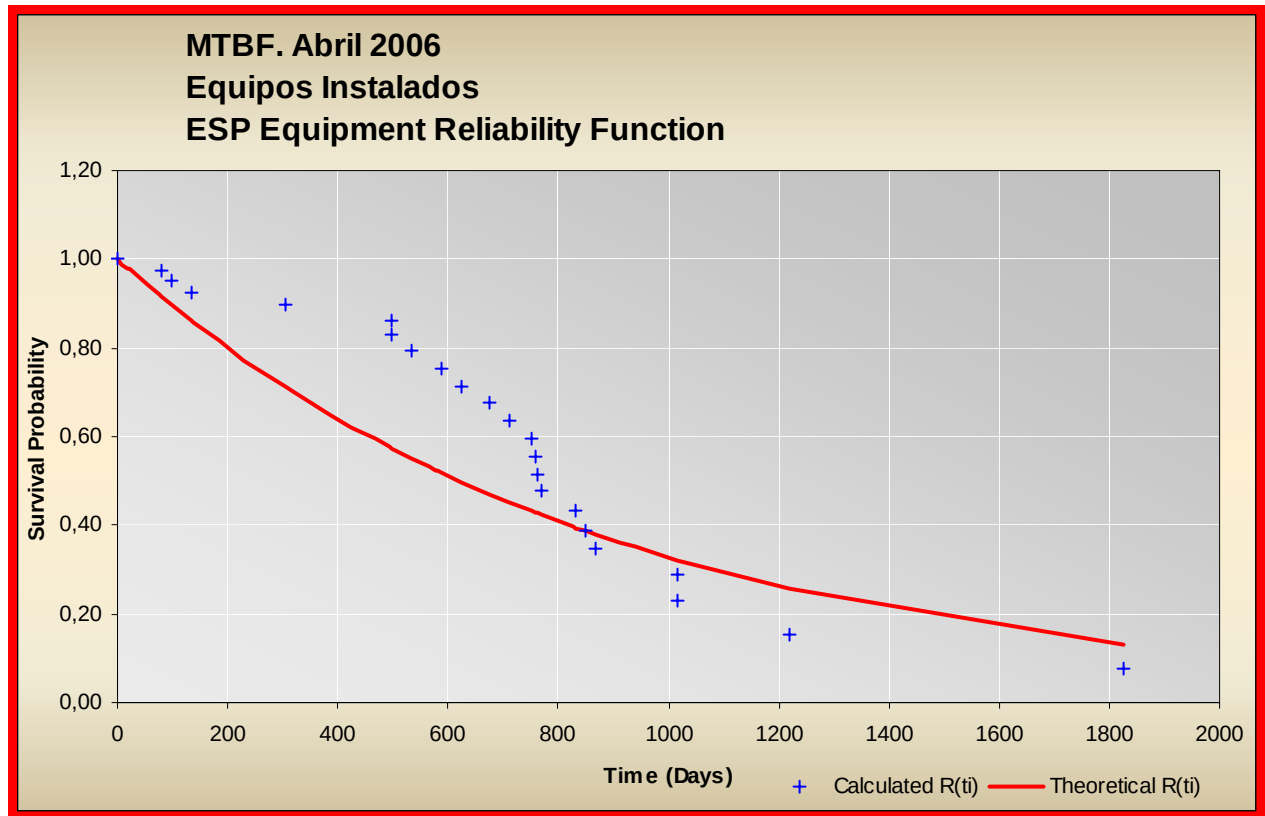


Gráfico 13

Tiempo Promedio previa Falla	895,7 días
Muestra	44
Pozos en Funcionamiento	13
Límites de Control	812,7 ~ 978,7

PROYECCION FALLAS(ANUAL)
MENSUAL

4
0,4

Tabla 4

Comparando diferentes índices para expresar el comportamiento de un equipo obtenemos:

Promedio de Intervenciones por Falla	706 Días
Promedio de Equipos en Funcionamiento	550 Días
MTBF	896 Días

Esto indica la tendencia a la intervención de los equipos en el futuro.

Variación de tiempo de Fallas

En el Gráfico 14 se visualiza varias curvas, una con el promedio acumulado de tiempos de fallas y las otras tres con el promedio de las últimas 5,10 y 20 Fallas entre (Julio 2000 a Mayo 2006)

A Mayo 2.006 se ve que los valores correspondientes son:

Promedio Acumulado de Fallas	701 Días
20 últimas Fallas	715 Días
10 últimas Fallas	752 Días
5 últimas Fallas	778 Días

El crecimiento de las últimas 5 Fallas respecto a las demás nos está indicando una mejora en el tiempo de los equipos de bajo caudal.

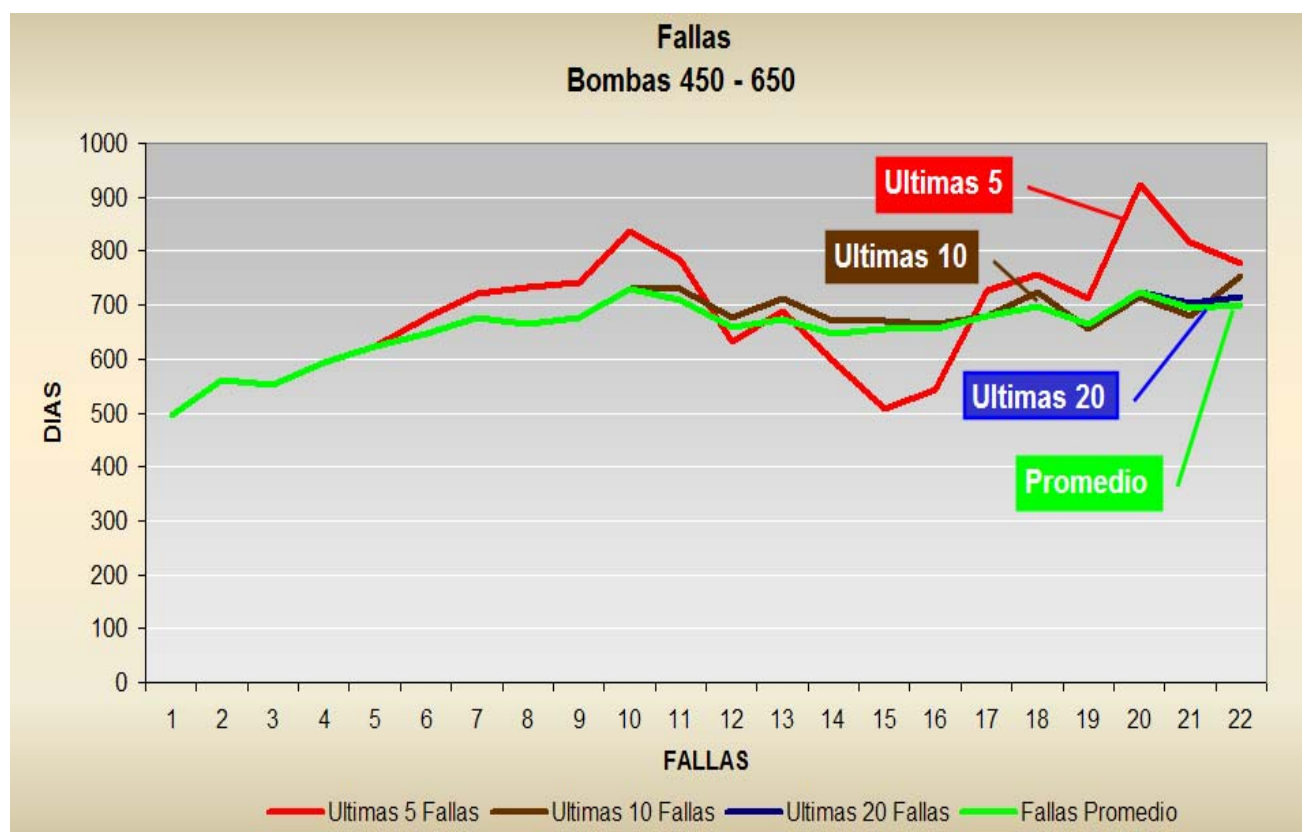


Gráfico 14

Falla x Pozo x Año,

Este es otro índice de rendimiento utilizado por varias compañías productoras, se puede observar en el Grafico 15 en el ultimo período una tendencia a la disminución del índice, quedando en evidencia el aumento de la expectativa de vida del parque



Gráfico 15

CONCLUSIÓN

- 1- Los equipos electro sumergibles de bajo caudal (rango 45 m3/d a 90 m3/d) instalados en profundidades de van desde 1.950 mts a 2650 mts tienen una vida útil aceptable.
- 2- Es posible bombear bajos caudales de fluidos y obtener una refrigeración de los motores suficiente.
- 3- Con el agregado de bombas booster es posible operar con sumergencias bajas.
- 4- Los índices de performance nos indican una mejora constante de la vida útil de los equipos.

Promedio de Equipos en Funcionamiento	550 Días
Promedio de Intervenciones por Falla	706 Días
Promedio 10 últimas Fallas	752 Días
Promedio 5 últimas Fallas	778 Días
MTBF	896 Días
- 5- Queda pendiente un análisis puntual en particular de las diferentes condiciones operativas a fin de realizar un estudio de factibilidad técnico-económica respecto a la utilización de Equipos Electro Sumergible en reemplazo de otros métodos de explotación artificial.

Currículum de los Autores

BAIELI, LUIS FRANCISCO

Ingeniero Industrial y en Petróleo (UNBA)

Carrera Profesional

1969 Asistente de producción YPF (MZA) (Yac.Barrancas)

1972 Jefatura de Area YPF (MZA) (Yac. Vizcacheras)

1977 Gerente Operativo Vial del Sur, (Yac. Medianera)

1982 Gerente Operativo Petroquímica Comodoro Rivadavia (Yac. Km8)

1989 Gerente Regional San Eloy (Bombas PCP)

1992 Gerente Operativo Petrominera Chubut (Yac. Mata Magallanes)

1997 Gerente Operativo de WGESP.

Actualmente se desempeña como Gerente Técnico a cargo de capacitación y Sistema de Gestión Integrado (Calidad, Seguridad y Medio Ambiente) de WGESP.

DAPARO, WALTER DANIEL ALEJANDRO

Ingeniero de Petróleos (UNC)

Inicia su carrera en Febrero 2004 como Asistente de Ingeniería. Unidad de Negocio Mza- Norte (Alianza Repsol YPF – Wood Group)

Actualmente Ingeniero de Aplicación Unidad de Gestión Golfo San Jorge (Alianza PAE – Wood Group).

Su tarea principal es la Supervisión y monitoreo de pozos productores e inyectores.- Evaluación de comportamientos de equipos de Bombeo Mecánico y Electro Sumergibles.-Supervisión de campañas de mediciones físicas.-

Miembro becado de la Society of Petroleum Engineering 2006 (SPE)

PEREYRA, MARCOS GASTÓN

Ingeniero Industrial. (UTN FRC)

Inicia su carrera en Noviembre 2003 como Asistente de Soporte Técnico y Estadísticas en Base CDR WGESP

Actualmente Ingeniero de Aplicación Unidad de Gestión Golfo San Jorge (Alianza PAE – Wood Group).Integrando el staff de ingeniería de aplicación, sector en el cual se desarrollan diseño, estudio y seguimiento de equipos electrosumergibles de extracción de fluido. Gestión realizada en conjunto con Ingeniería de Producción, Waterflooding y Reservorios de Pan American Energy.