



“El desafío de producir más energía”

Título	Producción en Yacimiento no convencionales
---------------	---

Fecha	Noviembre 2009
--------------	-----------------------

Autores	Mario Ottulich	motulich@pan-energy.com
	Federico Garcia	fgarcia@pan-energy.com
	Roberto Grande	rgrande@pan-energy.com

Empresa	PAN AMERICAN ENERGY LLC
----------------	--------------------------------

Sinopsis

El presente trabajo resume los resultados y experiencias realizadas en un campo con pozos con profundidad media de 2500 m, bajo corte de agua, caudales de producción entre 45 – 65 m³/d y fluido de elevada viscosidad.

La experiencia involucra la utilización de bombeo mecánico y bombeo electrosumergible como sistemas de elevación artificial evaluados.

Una alternativa confiable desde el punto de vista de explotación, eficiencia energética y retorno de la inversión para la aplicación en este tipo de pozos es la utilización de bombas mecánicas de profundidad con una modificación en la válvula de pie y unidad de bombeo de carrera larga.

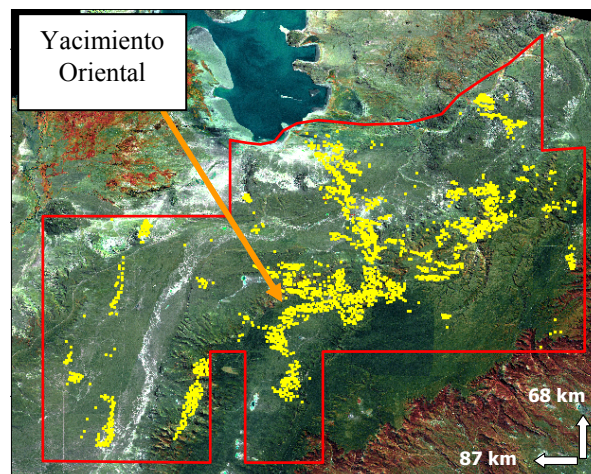
ÍNDICE

1. Introducción
2. Descripción del problema
Parámetros de producción
3. Objetivos
4. Alternativas de sistemas de extracción utilizado

Bombeo Mecánico (Convencional / Modificado)
Bombeo Electrosumergible
5. Resultados
6. Comparativa económica
7. Eficiencia energética
8. Conclusiones
9. Bibliografía & Consultas

Introducción

El área de Cerro Dragón, se encuentra ubicado en la cuenca del GOLFO SAN JORGE, en las provincias de Chubut y Santa Cruz, Argentina. Cuenta con (3450 km²) de extensión explotado desde 1958. Actualmente posee 2670 pozos productores de petróleo y gas con una producción de 15700 m³opd, 150000 m³wpd y 8,9 Mm³pd de gas. Cuenta con 445 pozos inyectores y 130000 m³wipd comprendidos en 49 proyectos de secundaria. La distribución de los sistemas extractivos se compone con 1930 pozos producen con Bombeo Mecánico y el resto se distribuye entre ESP (650 pozos), PCP, gas lift, plunger lift y surgente.



El yacimiento Oriental pertenece al área de Cerro Dragón, ubicada en el flanco norte de la cuenca del Golfo San Jorge. Este campo tiene una combinación especial de condiciones, posee pozos de hasta 2650m de profundidad con temperaturas de fondo del orden de los 130°C y fluidos producidos con viscosidades que oscilan entre 300cp a 1000cp a 50°C y punto de escurrimiento del orden de 35°C.

Descripción del Problema

Con el objetivo de alcanzar la curva de producción proyectada para este tipo de pozos, históricamente, los mismos se completaron con bombeo mecánico convencional.

Durante el período 2007/8 se punzaron nuevas arenas con alto corte de petróleo, pero con características petrofísicas distintas a las del petróleo producido anteriormente. Esta nueva condición produjo bloqueos repetidos en las bombas de profundidad. Se buscaron alternativas a nivel superficie como tratamientos químicos, correcciones de medida, circulado por inversa con petróleo caliente, terminando en el corto plazo en intervenciones repetidas con equipo de pulling por cambio de bomba.

En base a esta experiencia y performance de explotación, los pozos no alcanzaban la producción propuesta, provocando un retraso en la recuperación de petróleo establecida.

Parámetros de producción

Para empezar se muestra los datos principales de un pozo tipo del yacimiento Oriental, en dónde podemos destacar un amplio intervalo de punzados, producción con bajo corte de agua y una profundidad máxima del orden de los 2650 m.

Profundidad promedio	2650 m
Diámetro Casing	5 1/2" (15.5 lb/ft)
Diámetro Tubing	2 7/8" (6.5 lb/ft)
Intervalo de punzados	1750m – 2550m
Temperatura Fondo	130°C

Producción Bruta inicial	50 - 70 m3/d
Gas	NO
% Agua	20 - 40 %

En cuanto a las características del crudo producido, vemos por análisis de laboratorio realizados en los fluidos producidos una elevada viscosidad para temperaturas del orden de los 100°C, produciéndose un brusco aumento si esta temperatura disminuye 20°C, sumado a un alto contenido de asfaltenos hacen que el crudo producido sea de características diferentes a los producidos en los pozos anteriormente completados.

Medición	Valor	Norma
Densidad [API]	18.70	ASTM D - 5002
Viscosidad @ 30 °C [cP]	58 000	Por reómetro
Viscosidad @ 80 °C [cP]	1200	Por reómetro
Viscosidad @ 100 °C [cP]	300	Por reómetro
Sólidos [mg/l]	50	
Emulsión [%]	20	ASTM D-4007
Punto Ecurrimiento [°C]	35	ASTM D-97

ASTM D 2007	
Medición	Valor
Saturados [%]	51.9
Aromáticos [%]	12.7
Resinas [%]	15.0
Asfaltenos [%]	20.4

Objetivos

Ante las dificultades encontradas en la producción de los pozos anteriormente descriptos se plantearon los siguientes objetivos:

1. Maximizar la producción de los pozos en cuestión.
2. Reducir tiempo para alcanzar máxima explotación.
3. Minimizar las intervenciones de pulling.
4. Estabilizar regímenes de producción.

Para alcanzar los desafíos planteados se utilizaron distintos tipo de sistemas de extracción y también la combinación de los mismos, destacándose sobre todo la premisa de ir más allá de los límites establecidos.

Alternativas de sistemas de extracción utilizados

Dentro de los parámetros de producción se destaca como variable de mayor interés a tener en cuenta al momento de realizar el diseño del sistema de elevación artificial, la viscosidad del fluido a producir.

Analizando los principales sistemas de elevación artificial propuestos para producir este tipo de pozos y el impacto de la viscosidad se puede resumir:

a. Bombeo Mecánico

Los efectos de la viscosidad del petróleo o de la emulsión (agua-petróleo) a producir, sobre el funcionamiento de la bomba mecánica de profundidad se puede manifestar de las siguientes formas:

1. Deficiente llenado de la bomba: altas pérdidas de carga del fluido al entrar por la válvula fija (baja capacidad de flujo)
2. Falta de hermeticidad en las válvulas: no se logra un buen cierre entre asiento y bola (conjunto de la válvula)
3. Elevada fricción entre pistón y barril: aumento de las cargas en las varillas de bombeo y la instalación de superficie.

b. Bombeo Electrosumergible

La viscosidad tiene un efecto significativo en la performance de funcionamiento del bombeo electrosumergible. La potencia se incrementa, mientras que la altura, capacidad y eficiencia del sistema disminuye.

De acuerdo a los parámetros de producción y sistemas de extracción artificial, se plantean 3 potenciales soluciones para producir este tipo de pozos.

1. Bombeo Mecánico Convencional
2. Bombeo Electrosumergible (para bajo caudal)
3. Bombeo Mecánico modificado con unidad de carrera larga

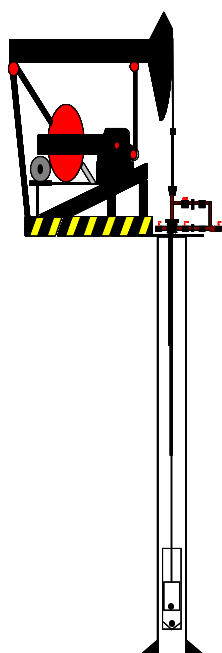
1. Bombeo Mecánico Convencional

En principio, teniendo en cuenta los caudales, profundidad de los pozos y características de los fluidos producidos se opta por completar los pozos con bombeo mecánico convencional, colocando en las bombas de profundidad accesorios recomendados por las buenas prácticas de la industria para manejo de fluido viscoso. En particular en este caso se coloca en las bombas de profundidad: **anclaje abarrilado de copa metálica, pistón corto y bolas de carburo de tungsteno.**

Las principales diferencias respecto a una bomba mecánica estándar son:

1. **La jaula de la válvula fija tiene mayor diámetro**, por lo tanto permite colocar una válvula mas grande, lo cual permitiría un mejor llenado de bomba. El asiento (ver foto “Asiento Max. Pasaje”) tiene un área equivalente al asiento de bomba TH 2 1/4”.
2. **El anclaje es el que se conoce como "abarrilado"**. También tiene mayor diámetro interior y ayuda a reducir la pérdida de carga en el ingreso de fluido a la bomba.
3. **Pistón de 3 pies**, tiene 40 ranuras, colocando solo 20 anillos, el resto de las ranuras permanecen vacías. En pozos con petróleo viscoso el escurrimiento no es un problema, por lo tanto lo que buscamos con esto es reducir las cargas.
4. **Ambas bolas son de carburo tungsteno**, más pesadas que las usadas convencionalmente (carburo titanio). Esto favorece un cierre más rápido de la válvula.

AIB MII 1280- 427- 192



Profundidad Bomba	2500 m
Diámetro bomba	2"
Válvula de Pie	Máx. pasaje + Bolas Pesadas
Anclaje	Copa metálica abarrilada
AIB (Denominación API)	MII 1280- 427- 192



Asiento API

Asiento Max. Pasaje

Fotos Gentileza Weatherford Argentina

1. Bombeo Electrosumergible (para bajo caudal)

El diseño del sistema electrosumergible para la producción de los pozos con los parámetros de producción descritos anteriormente, presenta 2 desafíos de interés:

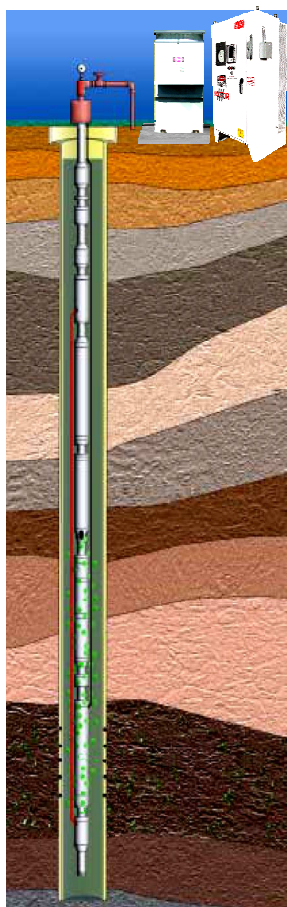
1. **Bajo caudal de producción y corte de agua.** Esto motiva la utilización de tecnología PEEK, lo cual permite extender la temperatura máxima admisible de refrigeración del motor.

En la tabla 1 se detallan las características principales de cada aislación, en donde se destaca un incremento de 40 °C en la máxima temperatura admisible del PEEK respecto al KAPTON.

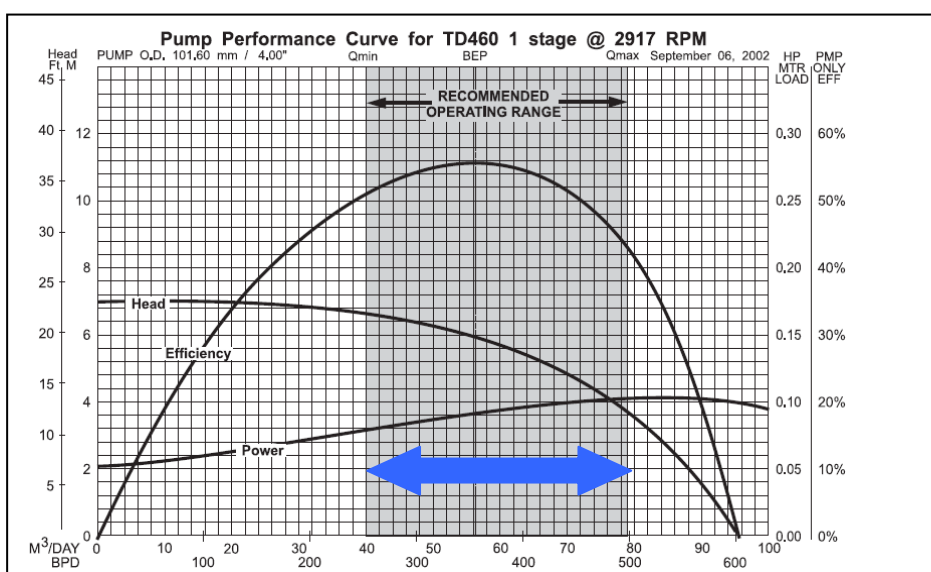
	PEEK	Kapton	
Density	1.26	1.67	gm/cm ³
Water absorption	0.5	0.8	%
Shrinkage	0.7-1.2	0.3	%
Tensile Strength	14,065	7110	psi @ 23° C
Elongation	> 60	70	% @ 23° C
Temperature Rating	260	220	° C
Thermal Conductivity	1.74	0.83	Btu-in/hr-ft ² -°F
Coefficient of Friction	0.34	0.2	
Dielectric Strength	3.3	3.7	Kv/mil

Tabla 1. Propiedades aislación (Kapton – Peek). Gentileza Wood Group ESP

2. **Producción de fluido viscoso.** Con el objetivo de maximizar el pasaje de fluido en la entrada de la bomba y minimizar la pérdida de carga asociadas al fluido producido, se utiliza una bomba BOOSTER (etapas con mayor altura axial) en el ingreso de fluido a la bomba.



Profundidad Admisión	2500 m
Bba Principal Modelo (bbl@60hz)	460
Cantidad Etapas	330
Bomba Booster Modelo (bbl@60hz)	1200
Cantidad Etapas	90
Frecuencia de trabajo	42 – 50 hz



Fotos y Curvas. Gentileza Wood Group ESP.

	TD-460	TD-1200 (BOOSTER)
HOUSING DIAMETER [in]	4	4
MINIMUM CASING SIZE [in]	5 1/2	5 1/2
SHAFT DIAMETER [in]	5/8	5/8
MINIMUM SHAFT AREA [in]	0.3038	0.3712



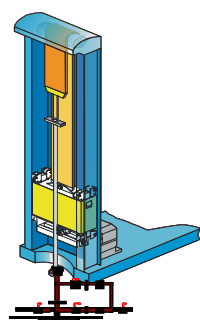
3. Bombeo mecánico modificado con unidad de carrera larga

La tercera alternativa es un diseño de bombeo mecánico modificado. El mismo contempla una modificación en el diseño de la bomba mecánica de profundidad, sumado a la utilización de unidad de carrera larga.

Teniendo en cuenta los conceptos descriptos en “Bombeo Mecánico Convencional” se plantean modificaciones a nivel superficie y subsuperficie con el objetivo de maximizar el llenado de bomba, reducir la pérdida de carga en la entrada de bomba de forma tal de producir en forma estable y con el mínimo índice de intervenciones posibles por falla.

Las modificaciones planteadas son:

1. **Utilización de una bomba 2 1/4 ” con válvula de pie de 3 1/4 ”** (máximo pasaje posible en tubing 2 7/8”), esto permitiría maximizar el pasaje de fluido a la bomba reduciendo la pérdida de carga asociada
2. **Sarta API 86 con varillas de bombeo de alta resistencia**, debido a la sollicitación de cargas asociadas principalmente por el diámetro de la bomba y profundidad del pozo.
3. **Unidad de bombeo de carrera larga**. La idea es aprovechar la velocidad de bombeo baja que presenta esta unidad de forma tal de maximizar el llenado del barril, extender la vida útil de las varillas de bombeo (sollicitación de cargas mas uniforme debido a menores efectos dinámicos) y proveer un mejor aprovechamiento de la energía - mayor eficiencia energética - .



Sarta API 86

Bomba 2 1/4”

Profundidad Bomba	2500 m
Diámetro bomba	2 1/4”
Válvula de Pie	3 1/4 ”
Unidad de Bombeo	Unidad carrera larga (900-360-288)
Régimen bombeo [gpm]	2 – 4.50

1. Diám int. 24,8mm Área: 483 mm2	2. Diám int. 32,78mm Área Pasaje: 844 mm2	3. Diám int. 41,10mm Área Pasaje: 1326 mm2

Foto 1. Área de pasaje en función del tipo de asiento. Gentileza Bolland

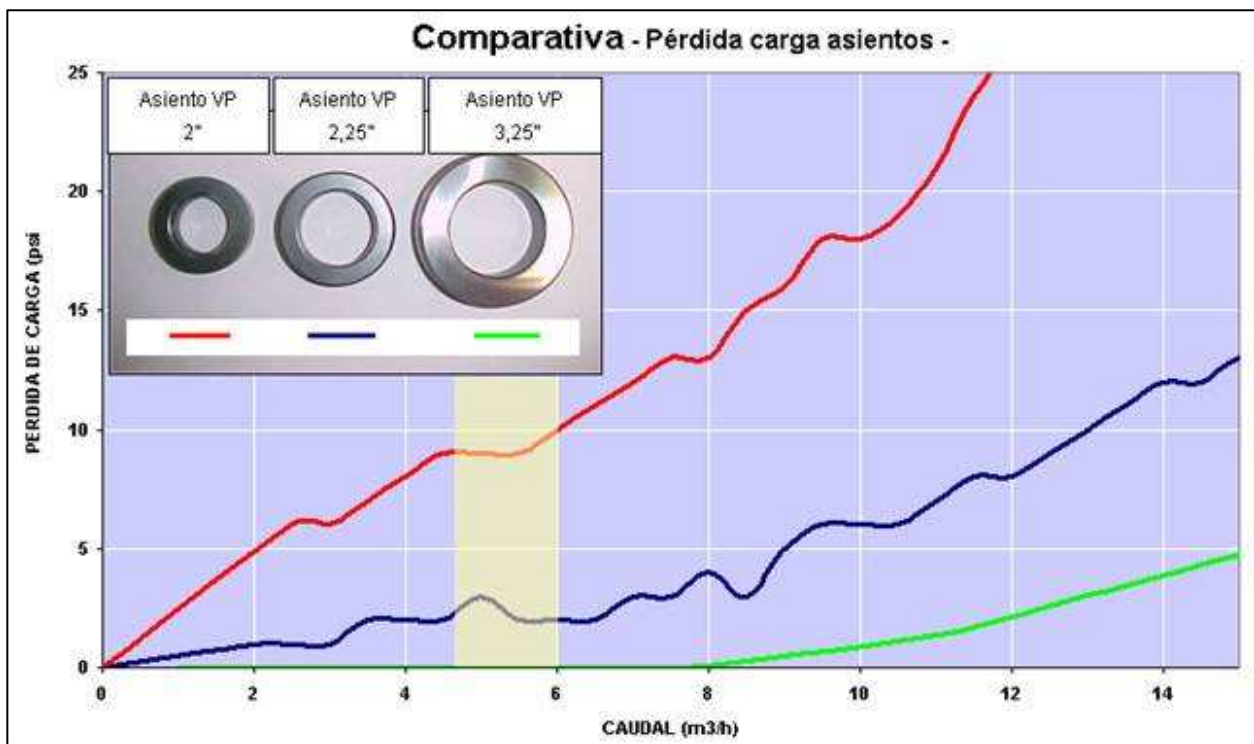
Como puede observarse en la Foto 1 el área de pasaje del asiento nro 3 se incrementó un 57 % respecto al diseño del asiento nro. 2.

Experiencias realizadas con anterioridad ^[1] tanto en bancos de prueba como en campo respecto a la *pérdida de carga en jaulas viajeras / móviles* y con la certeza de no haber logrado solucionar el problema en pozos con este tipo de fluido, **se propuso utilizar distintos tipos de asientos** en válvulas de pie con el objetivo de minimizar la pérdida de carga del fluido a la entrada de la bomba.

[1] Conclusiones extraídas del paper “Pérdida de carga en bombas mecánicas”. Eduardo Dottore & Eduardo Bausela. Bolland & Cía.

1. Una sección de pasaje amplia (*en jaulas*) no es condición suficiente para que la pérdida de carga en la jaula sea baja.
2. Jaulas estacionarias con amplias secciones de pasaje no garantizan un buen llenado de bomba

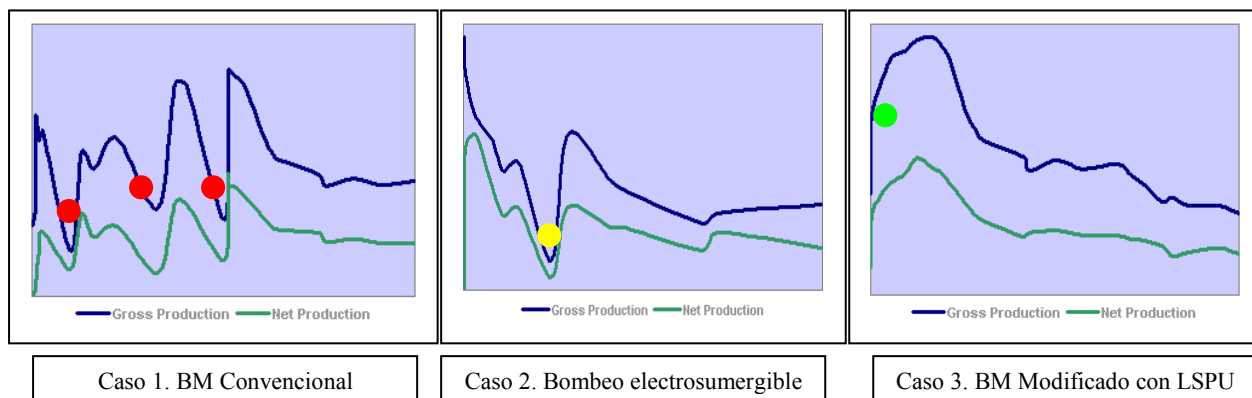
Con el objetivo de evaluar y comparar la pérdida de carga de los distintos asientos utilizados en los diseños de las bombas de profundidad, se testeó en un banco de ensayo a distintos caudales las 3 opciones. El banco de ensayo se compone de un circuito cerrado por donde se hace circular forzosamente el fluido de ensayo. El sistema está conformado por un tanque de 1000 lt, una bomba centrífuga, un caudalímetro digital con una precisión de +/- 1%, dos manómetros en baño de glicerina, una válvula de contrapresión y un sistema de cañerías.



Como se observa la pieza de mayor pasaje es la mejor ya que presenta menor pérdida de carga en todo el rango de caudales evaluado. Se destaca en sombreado la zona de interés, ya que dentro de la misma se encuentran los caudales que manejarán estas bombas, siendo la mejor performance la del asiento de mayor área de pasaje (VP 3 ¼", curva verde).

Resultados

En los siguientes gráficos se presenta la evolución de la producción en pozos con la misma curva tipo de producción y con los 3 sistemas de elevación artificial propuestos.



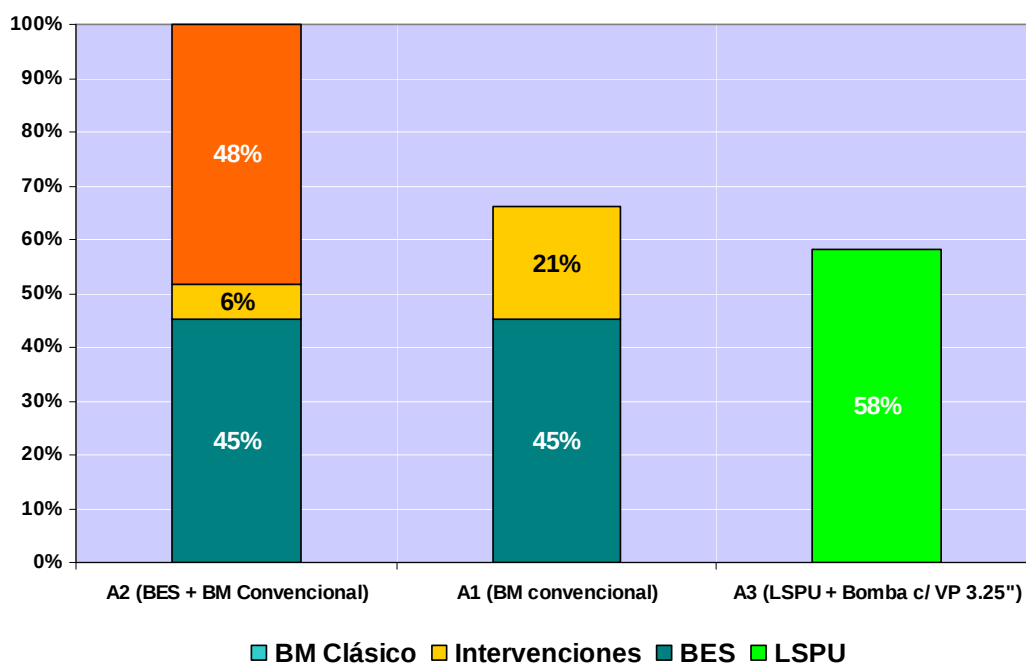
● Intervención por falla (bomba) ● Intervención por adecuación (bajo caudal) ● Completación con BM modificado

Caso 1. Es importante mencionar que en la 3er intervención por falla en la bomba con el sistema BM Convencional se migró hacia el BM Modificado con LSPU (Unidad de carrera larga). Con este sistema, se observa una producción estable y no se han presentado fallas asociadas a este SEA a la fecha.

Caso 2. Respecto a la intervención por adecuación en el bombeo electrosumergible, la misma fue debido a muy bajo caudal de producción y el riesgo asociado que esto trae aparejado en la refrigeración de los motores de las electrosumergibles. La intervención se realizó para migrar al sistema BM modificado con LSPU. Desde esta intervención el pozo se produce en forma estable y no ha tenido intervenciones por fallas.

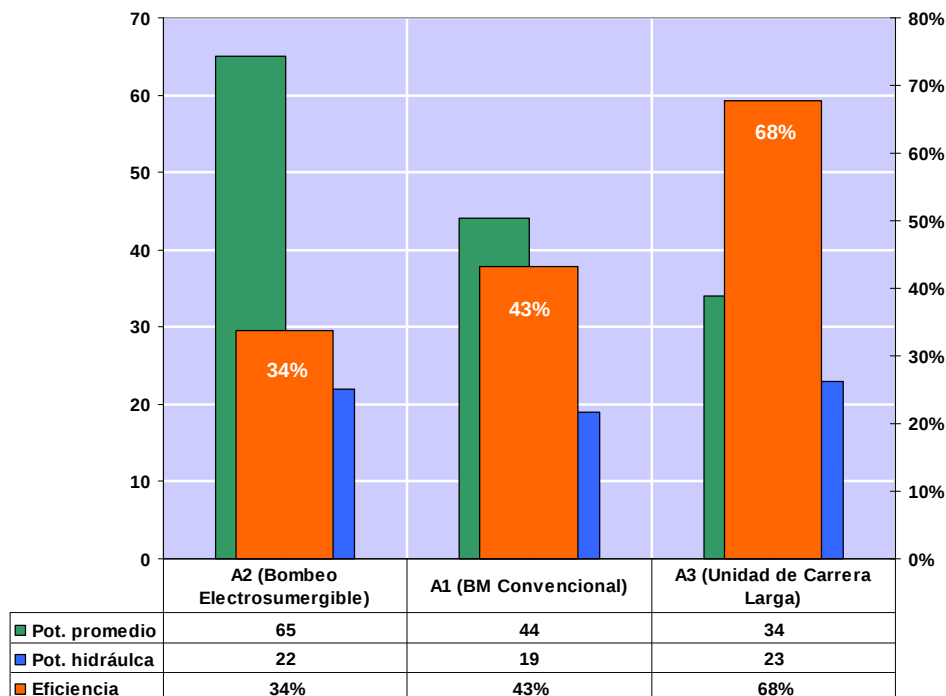
Caso 3. La Completación del pozo se realizó con BM modificado con LSPU. El pozo se produjo en forma estable, lo cual permitió alcanzar el punto máximo de producción rápidamente, minimizar maniobras de superficie (tratamientos químicos, espaciado, etc) e intervenciones por fallas (mínimo downtime).

Comparativa Económica



Como punto de partida en la comparativa económica, hay que tener en cuenta que se colocaron valores relativos respecto al de mayor valor. Por lo tanto comparando la tres alternativas aplicadas vemos que la opción número 3 (LSPU con válvula de 3 ½”) es la de menor monto, en lo que respecta a inversión en equipamiento y costos de intervenciones anualizado.

Comparativa Energética



Para realizar este escenario se utilizaron valores medidos en campo en cuanto a las potencias eléctricas entregadas en los equipos, y para las potencias hidráulicas los valores son calculados en el dinamómetro para los sistemas de bombeo mecánico y para el sistema de bombeo electrosumergible mediante software provisto por el proveedor.

Vemos que la alternativa 3 es la que tiene mejor eficiencia energética, complementando los buenos resultados obtenidos.

Conclusiones

La alternativa encontrada con la modificación al bombeo mecánico convencional provee los siguientes beneficios de acuerdo a lo evaluado:

1. Alternativa técnico – económica más rentable
2. Optimización de la producción en pozos profundos, con fluido viscoso y caudal de producción intermedio
3. Mejoramiento del rendimiento energético global del sistema extractivo
4. Reducción de intervenciones con equipo de pulling. Minimización de IPA
5. Estabilización rápida y en el tiempo de los regímenes de producción
6. Reducción de maniobras en superficie (bacheos, espaciado, circulación con agua, etc)

Bibliografías & Consultas

1. **Pérdida de carga en bombas mecánicas.** Eduardo Dottore & Eduardo Bausela. Bolland & Cía.
2. **Bombas de Profundidad.** Consultas Bolland & Weatherford
3. **Unidades de carrera larga mejoran la eficiencia de extracción.** Ing. Mauricio Antonioli
4. **Long Stroke Pumping Systems in Deep Well Applications – Field Study.** Deana McCannell/Gulf Cda Res. Ltd., Derek R. Holden/Weatherford Artificial Lift Systems Cda Ltd. SPE 68791
5. **Efecto mutuo de parafinas y asfaltenos.** GPA. J.C. Sotomayor