

La producción de petróleo en yacimientos no convencionales

Por *Mario Ottulich, Federico García y Roberto Grande*
Pan American Energy LLC

Este trabajo resume los resultados y experiencias realizadas en un campo con pozos de una profundidad media de 2500 m, bajo corte de agua, caudales de producción entre 45 y 65 m³/d; y fluido de elevada viscosidad. Como sistemas de elevación artificial evaluados, la experiencia involucra el uso de bombeo mecánico y electrosumergible. También se presenta el uso de bombas mecánicas de profundidad con modificaciones en la válvula de pie y unidad de bombeo de carrera larga, como alternativa confiable para la explotación, eficiencia energética y retorno de la inversión para la aplicación en este tipo de pozos

Trabajo técnico presentado en el Congreso de Producción del Bicentenario, Salta, mayo de 2010

En las provincias argentinas de Chubut y Santa Cruz se halla la Cuenca del Golfo San Jorge, y en ella, el área de Cerro Dragón. Se trata de una extensión de 3450 km², explotados desde 1958. Hoy alberga 2670 pozos productores de petróleo y de gas, con una producción de 15.700 m³opd; 150.000 m³wpd y 8,9 Mm³pd de gas. Cuenta con 445 pozos inyectores y 130.000 m³wipd comprendidos en 49 proyectos de recuperación secundaria. La distribución de los sistemas extractores se compone de 1930 pozos que 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, en el flanco norte de la cuenca del Golfo San Jorge. Este campo tiene una combinación especial de condiciones: posee pozos de hasta 2650 m de profundidad con temperaturas de fondo del orden de los 130 °C, y fluidos producidos con viscosidades que oscilan entre los 300 cp y los 1000 cP, a 50 °C; y punto de escurrimiento del orden de los 35 °C.

Descripción del problema

Con el objetivo de alcanzar la curva de producción proyectada para este tipo de pozos, históricamente se los completaba 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 petró-

leo 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, circulación por inversa con petróleo caliente, e incluso terminar en el corto plazo en intervenciones repetidas con equipo de *pulling* por cambio de bomba.

Pero sobre la base de esta experiencia y *performance* de explotación, los pozos no alcanzaban la producción propuesta, lo que provocaba un retraso en la recuperación de petróleo establecida.

Parámetros de producción

Para empezar, se muestran los datos principales de un pozo tipo del yacimiento Oriental, donde se destaca 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 <i>Casing</i>	5 1/2" (15,5 lb/ft)
Diámetro <i>Tubing</i>	2 7/8" (6,5 lb/ft)
Intervalo de punzados	1750 m - 2550 m
Temperatura fondo	130 °C
Producción bruta inicial	50 - 70 m ³ /d
Gas	no
Porcentaje agua	20 - 40%

En cuanto a las características del crudo producido, por análisis de laboratorio realizados en los fluidos producidos, vimos una elevada visco-

sidad para temperaturas del orden de los 100 °C, con un brusco aumento si esta temperatura disminuía 20 °C, sumado a un alto contenido de asfaltenos; esto hacía que el crudo producido fuera 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 escurrimiento (°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



Figura 1. Ubicación

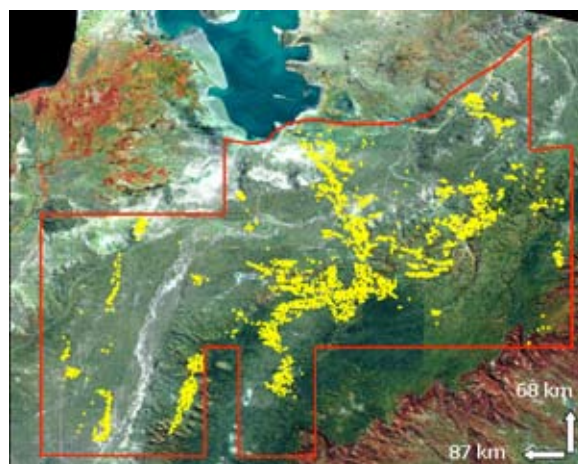


Figura 2. Foto satelital de Cerro Dragón

combinación de ellos, 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 destacó como variable de mayor interés para tener en cuenta al momento de realizar el diseño del sistema de elevación artificial, la viscosidad del fluido que iba a producirse.

Tras analizar los principales sistemas de elevación artificial propuestos para producir este tipo de pozos y el impacto de la viscosidad, se pudo resumir:

Bombeo mecánico

Los efectos de la viscosidad del petróleo o de la emulsión (agua-petróleo) que iba a producirse, 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 el pistón y el barril: aumento de las cargas en las varillas de bombeo y la instalación de superficie.

Elección del sistema de bombeo

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

De acuerdo con los parámetros de producción y sistemas de extracción artificial, se plantean tres 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.

Bombeo mecánico convencional

En principio, teniendo en cuenta los caudales, la profundidad de los

pozos y las características de los fluidos producidos, se optó por completar los pozos con bombeo mecánico convencional, y se colocó en las bombas de profundidad los accesorios recomendados por las buenas prácticas de la industria para el manejo del fluido viscoso. En particular, en este caso se colocó en las bombas de profundidad: anclaje abarrilado de copa metálica, pistón corto y bolas de carburo de tungsteno.

Las principales diferencias respecto de una bomba mecánica estándar son:

1. La jaula de la válvula fija tiene mayor diámetro, por lo tanto, permite colocar una válvula más grande, lo cual permite un mejor llenado de bomba. El asiento (ver en figura 3 "Asiento Max. Pasaje") tiene un área equivalente al asiento de bomba TH 2 ¼".
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 sólo 20 anillos, el resto de las ranuras permanece vacío. 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.

Bombeo electrosumergible (para bajo caudal)

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

A. 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; se destaca un incremento de 40 °C en la máxima temperatura admisible del PEEK respecto del KAPTON.

B. 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.

Bombeo mecánico modificado con unidad de carrera larga

La tercera alternativa es un diseño de bombeo mecánico modificado que contempla un cambio en el diseño

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

Figura 3. Asientos
Fotos Gentileza Weatherford Argentina

	Peek	Kapton	
Densidad	1,26	1,67	gm/cm ³
Absorción de agua	0,5	0,8	%
Merma o reducción	0,7-1,2	0,3	%
Resistencia a la tracción	14,065	7110	psi @ 23 °C
Alargamiento	> 60	70	% @ 23 °C
Temperatura	260	220	°C
Conductividad térmica	1,74	0,83	Btu-in/hr-ft ² -°C
Coefficiente de rozamiento	0,34	0,2	
Resistencia dieléctrica	3,3	3,7	Kv/mil

Figura 4. Propiedades de aislación (Kapton – Peek). Gentileza Wood Group ESP

	TD-460	TD-1200 (Booster)
Diámetro de la carcasa (pulgadas)	4	4
Tamaño mínimo del "casing" (pulgadas)	5 1/2	5 1/2
Diámetro del eje (pulgadas)	5/8	5/8
Tamaño mínimo del eje (pulgadas)	0,3038	0,3712

de la bomba de profundidad, sumado a la utilización de unidad de carrera larga.

Teniendo en cuenta los conceptos descritos en "bombeo mecánico convencional" se plantean modificaciones a nivel superficie y subsuper-

ficie con el objetivo de maximizar el llenado de bomba, reducir la pérdida de carga en la entrada de bomba para producir de manera estable y con el mínimo índice de intervenciones posibles por falla.

Las modificaciones planteadas son:

- i. Utilización de una bomba 2 ¼" con válvula de pie de 3 ¼" (máximo pasaje posible en *tubing* (cañería de bombeo) 2 7/8"), esto permitiría maximizar el pasaje de fluido a la bomba reduciendo la pérdida de carga asociada.
- ii. Sarta API 86 con varillas de bom-

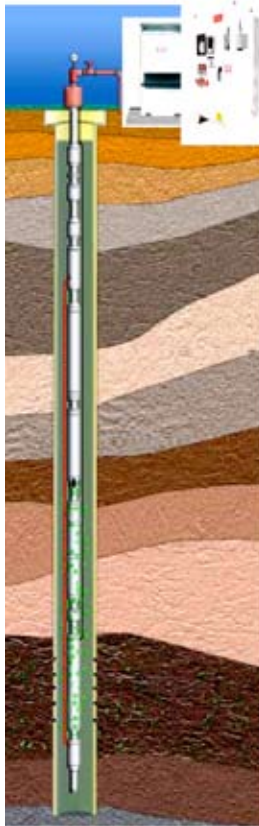
beo de alta resistencia, debido a la sollicitación de cargas asociadas principalmente, por el diámetro de la bomba y profundidad del pozo.

- iii. Unidad de bombeo de carrera larga. La idea es aprovechar la velocidad de bombeo baja que presenta esta unidad, para maximizar el llenado del barril, extender la vida útil de las varillas de bombeo (sollicitación de cargas más uniforme debido a menores efectos dinámicos) y proveer un mejor aprovechamiento de la energía (mayor eficiencia energética).

Como puede observarse en la figura 6, el área de pasaje del asiento 3 se incrementó el 57% respecto del diseño del asiento 2.

Experiencias realizadas con anterioridad demuestran, según conclusiones extraídas del trabajo "Pérdida de carga en bombas mecánicas" de Eduardo Dottore y Eduardo Bausela, de Bolland & Cía., que:

- Una sección de pasaje amplia (en jaulas) no es condición suficiente



Profundidad admisión	250 m
Bba principal modelo (bbl @ 60hz)	460
Cantidad etapas	330
Bomba Booster modelo (bbl@60hz)	1200
Frecuencia de trabajo	42 - 50 hz

Curva de comportamiento de la bomba TD460 1 etapa a 2917 rpm

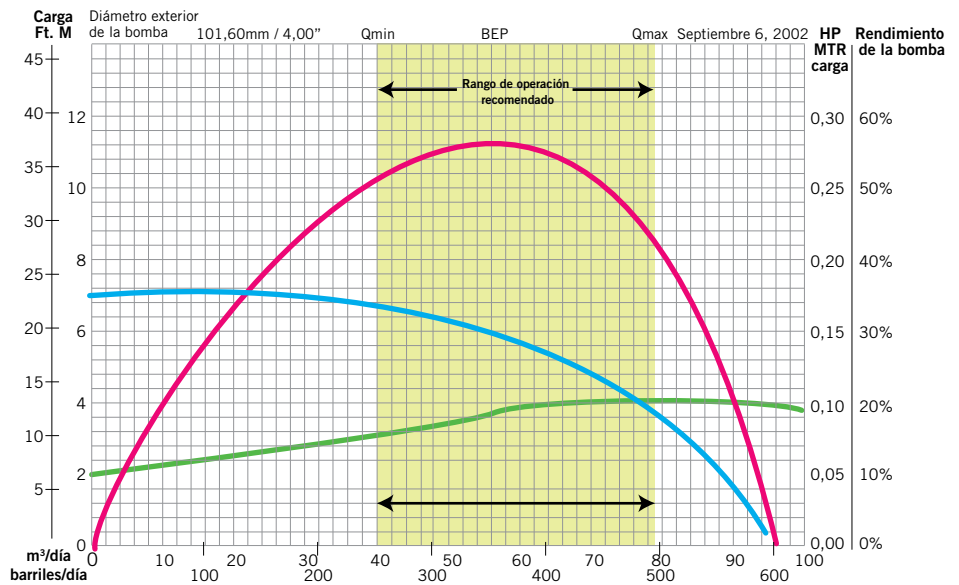


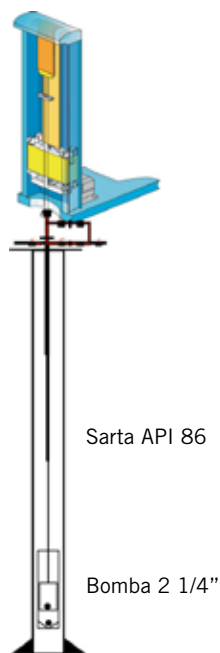
Figura 5. Fotos y curvas
Fotos Gentileza Wood Group ESP

- para que la pérdida de carga en la jaula sea baja.
- Jaulas estacionarias con amplias secciones de pasaje no garantizan un buen llenado de bomba. Es decir, que tras esas experiencias

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.

Con el propósito de evaluar y comparar la pérdida de carga de los



Profundidad de bomba	2500 m
Diámetro de bomba	2 1/4"
Válvula de pie	3 1/4"
Unidad de bombeo	Unidad carrera larga (900-360-288)
Régimen de bombeo (gpm)	2 - 4,50



1. Diámetro interno: 24,8mm Área: 483 mm²
 2. Diámetro interno: 32,78mm Área pasaje: 844 mm²
 3. Diámetro interno: 41,10mm Área pasaje: 1326 mm²

Figura 6. Área de pasaje en función del tipo de asiento. Gentileza de Bolland SA

distintos asientos utilizados en los diseños de las bombas de profundidad, se testearon en un banco de ensayos, a distintos caudales, las tres opciones. El banco 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 litros, 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 en la figura 7, 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 esta se encuentran los caudales que manejarán estas bombas, donde la de mejor *performance* es la del asiento de mayor área de pasaje (VP 3 1/4", 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 tres sistemas de elevación artificial propuestos.

Caso 1. Es importante mencionar que en la tercera intervención por falla en la bomba con el sistema BM (bombeo mecánico) 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 dicho sistema hasta la fecha.

Caso 2. Respecto de la intervención por adecuación en el bombeo electrosumergible, esta fue debido a un muy bajo caudal de producción, y al 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 produce en forma estable y no ha tenido intervenciones por fallas.

Caso 3. El pozo se completó realizando BM modificado con LSPU. El pozo 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*).

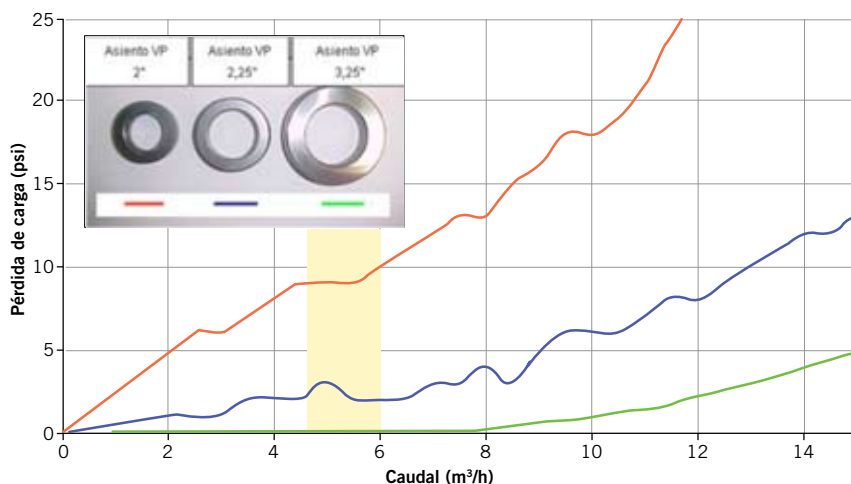


Figura 7. Comparativa de pérdida de carga

Comparativa económica

Como punto de partida en la comparativa económica, hay que tener en

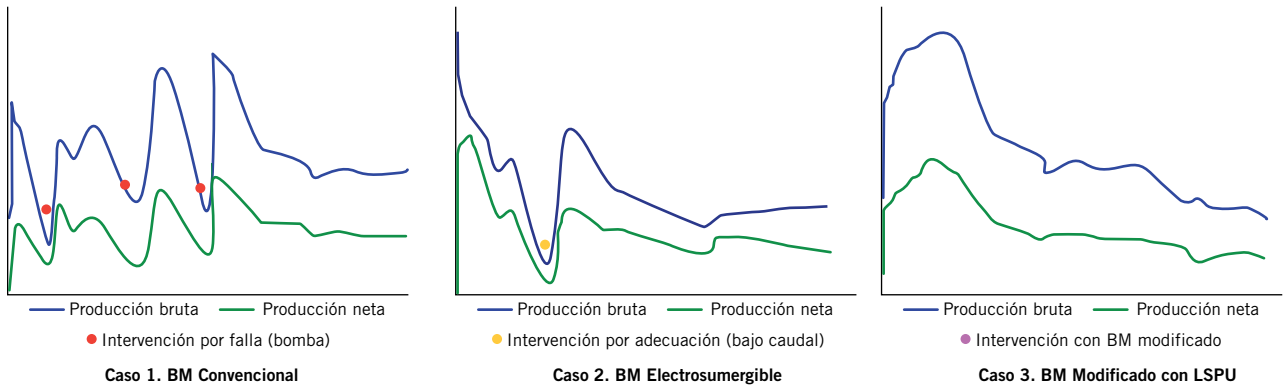


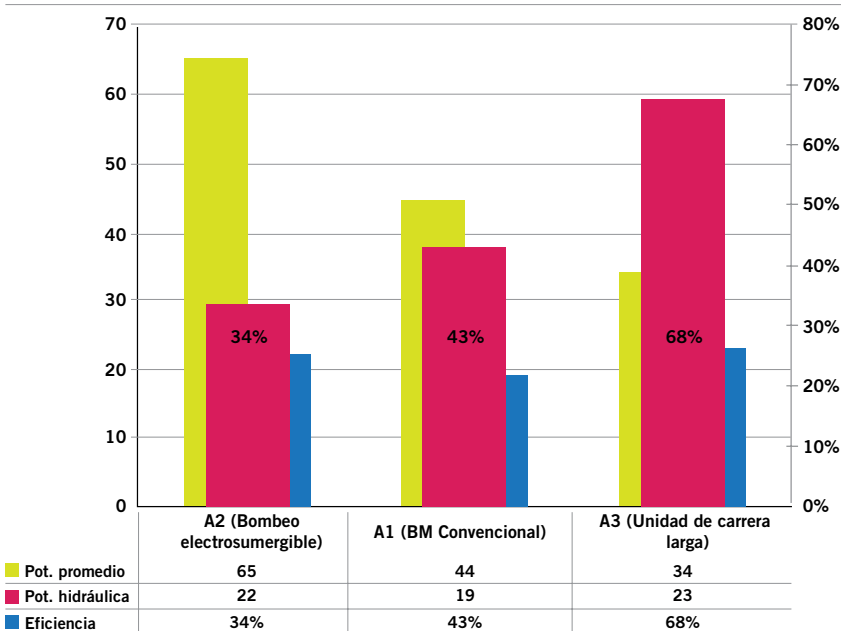
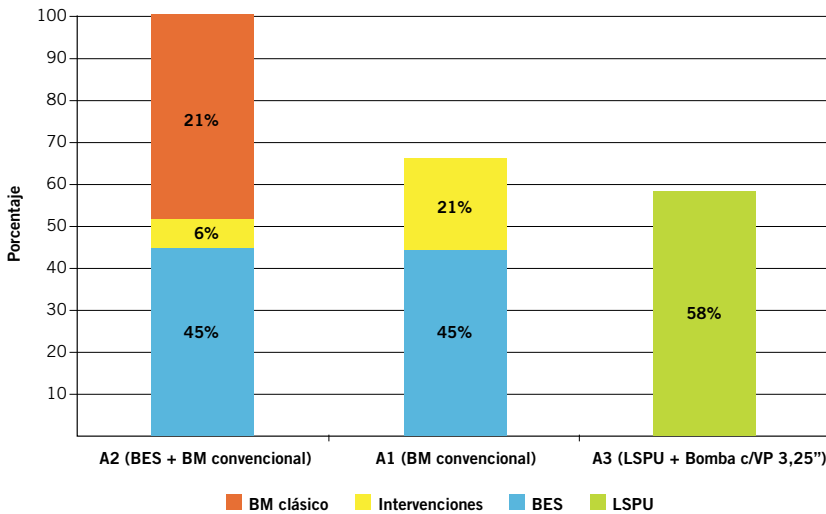
Figura 8. Los tres sistemas de bombeo

cuenta que se colocaron valores relativos respecto al de mayor valor. Por lo tanto, comparando la tres alternativas aplicadas, vemos que la opción 3 (LSPU con válvula de 3½”) 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 el campo en cuanto a las potencias eléctricas entregadas en los equipos; 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* que brinda el proveedor. Vemos que la alternativa 3 es la que tiene mayor eficiencia energética, complementando los buenos resultados obtenidos. ■



Conclusiones

- La alternativa encontrada con la modificación al bombeo mecánico provee los siguientes beneficios de acuerdo a lo evaluado:
1. Una alternativa técnico-económica más rentable.
 2. La optimización de la producción en pozos profundos, con fluido viscoso y caudal de producción intermedio.
 3. Una mejora del rendimiento energético global del sistema extractivo.
 4. La reducción de intervenciones con equipo de *pulling* y minimización de IPA.
 5. La estabilización rápida y en el tiempo de los regímenes de producción.
 6. La reducción de maniobras en superficie (bacheos, espaciado, circulación con agua, etcétera).

Bibliografía y consultas

Pérdida de carga en bombas mecánicas: Eduardo Dottore & Eduardo Bausela. Bolland & Cía.
 Bombas de profundidad: Consultas a Bolland y a Weatherford.
 Unidades de carrera larga mejoran la eficiencia de extracción: Ing. Mauricio Antonioli.
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.
 Efecto mutuo de parafinas y asfaltos. GPA. J. C. Sotomayor.