Aplicación del BEC DUAL en un campo productor de crudo pesado

Paula Juárez Corona
paula.juarez@pemex.com
Petróleos Mexicanos

Artículo recibido en mayo de 2017 y aceptado en septiembre de 2017

Resumen

El campo se localiza a ±130 km al NE de Ciudad del Carmen, Camp., se descubrió entre 2007–2008, con la evaluación de dos pozos productores de hidrocarburos pesados de 10.6 °API y viscosidad a condiciones yacimiento de 43 cp.

De la evaluación de los pozos A-1 y A-2, se determinó que la formación productora son carbonatos altamente fracturados, que se localizan entre 3660-4260 mvbnm. El yacimiento es bajosaturado, productor de aceite pesado, con alto contenido de H_2S y CO_2, y requiere de un sistema artificial de producción desde el inicio de su explotación.

Se efectuó un estudio de sistemas artificiales de producción, determinándose que el sistema artificial óptimo es el bombeo electrocentrífugo, (BEC). Posteriormente, se analizó el uso de BEC con tubería flexible y el BEC-DUAL. Seleccionándose el BEC-DUAL encapsulado, para aislar el cable de potencia y la tubería de revestimiento, (TR), de los fluidos altamente corrosivos de la formación; disponer de un equipo de respaldo que entrará en operación en cuanto el BEC principal falle. Esto ayudará a incrementar la vida del sistema, disminuir el número de intervenciones, reducir la producción diferida y mejorar la rentabilidad del proyecto.

El desarrollo del campo que inició en el año 2015, contempla instalar cuatro plataformas, perforar 22 pozos y recuperar los pozos A-1 y A-2. En octubre del 2015 se terminó el pozo A-3, donde se instaló el segundo BEC-DUAL en México. Actualmente se producen 28,000 bpd con cinco pozos, dos de ellos con BEC sencillo y tres con BEC-DUAL.

Palabras clave: BEC DUAL, crudo pesado, tubería flexible, Golfo de México, tirante de agua.

ESP DUAL application in Mexico's heavy oil fields

Abstract

The field is approximately 130 km North-East from Ciudad del Carmen, Camp., it was discovered between 2007–2008, with the evaluation of two producer wells of heavy oil of 10.6 °API and viscosity at reservoir conditions of 43 cp.

From the evaluation of the wells A-1 y A-2, it was determined that the reservoir is limestone and dolomite highly fractured, its located between 3660-4260 tvdss. This reservoir is heavy oil, below of the saturation pressure, with high content of H2S and CO_2; so, for its exploitation requires an artificial lift system.

This paper is a study for artificial lift systems (ALS) applied in Offshore Reservoirs with heavy oil. The first step was select the ALS for the wells according to the field characteristic's, in this case the Electrical Submersible Pumping (ESP) was selected as the best ALS, so different applications where evaluated, one of them was using coiled tubing ESP and the other was dual ESP. The dual ESP was selected, because it allowed to isolate the power cable in the casing

of the highly corrosive fluid, this gave the option of having a backup equipment in case of failure of the main pump. These considerations allow to increase the life's system, reducing the number of interventions, differing production and improve the project reliability.

The field´s development started at 2015, considering install 4 production rigs, drill 22 wells and recover the wells A-1 y A-2. On October 2015, the well A-3 was finished, installing the second dual ESP in Mexico. Now a day is produced 28,000 bd with 5 wells, two of them with single ESP y 3 with dual ESP.

Keywords: ESP DUAL, heavy oil, flexible pipe, Gulf of Mexico, water line.

Desarrollo del trabajo

Localización

El campo productor de crudo pesado de 10.6 **°API**, se localiza a ±130 km al NE de Ciudad del Carmen, Camp., en aguas territoriales del Golfo de México, con tirante de agua de 120-130 m, **Figura 1**.

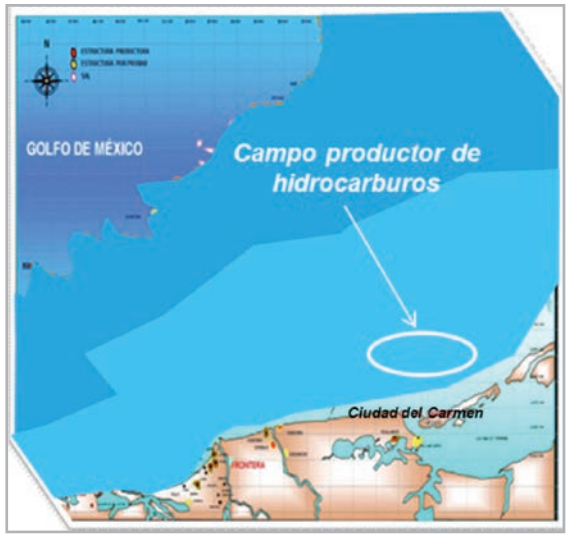
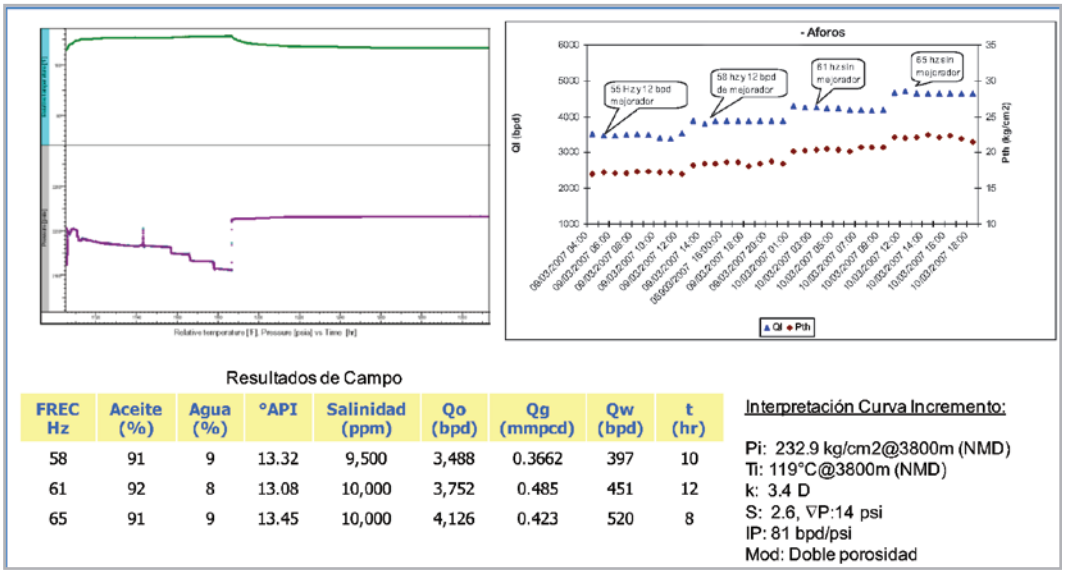


Figura 1. Localización del campo productor de crudo pesado.

Introducción

El campo se descubrió en marzo de 2007, con la perforación y evaluación del pozo exploratorio A-1, y se delimitó en junio de 2008 con el pozo A-2. El campo resultó ser productor de hidrocarburos de baja densidad API, del orden de 10.6 °, con viscosidad a condiciones yacimiento de 43 cp, con contenidos importantes de contaminantes, 20% mol de H_2S y CO_2 en la fase gaseosa y en la fase líquida tiene 8%mol y 6% mol de H_2S y CO_2, respectivamente. Asimismo, se determinó que la formación productora son carbonatos altamente fracturados, que se localizan entre 3660-4260 mvbnm; la presión del yacimiento fue 233 kg/cm^2 y la presión de saturación de 55 kg/cm^2, por lo que se trata de un yacimiento bajosaturado y depresionado, que requiere de un sistema artificial de producción desde el inicio de su explotación.

La evaluación de los pozos se realizó utilizando un sistema portátil de bombeo electrocentrifugo, equipo de medición en superficie, barco de proceso, entre otros. A continuación, se muestra la información obtenida en el pozo A-1 y A-2, **Figuras 2** y **3**.



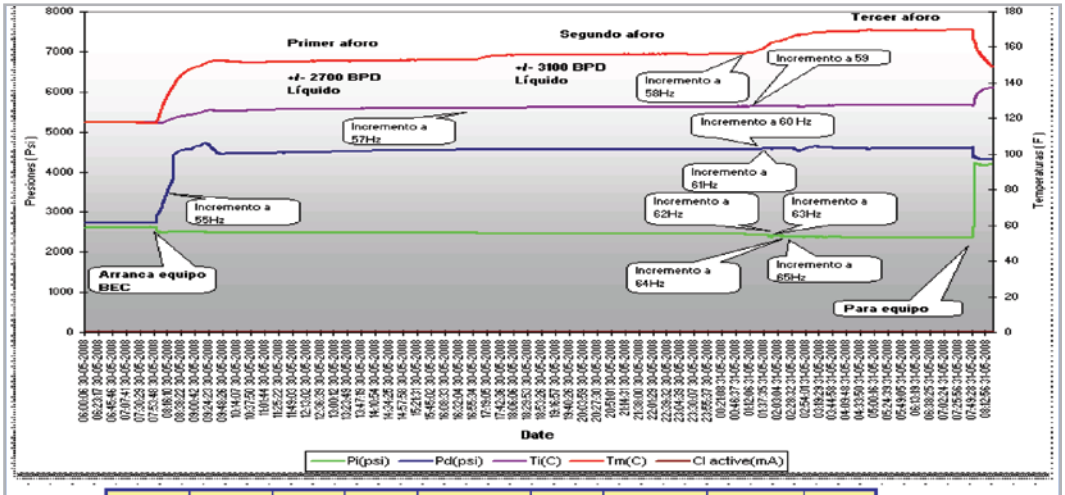
Resultados de Campo

FREC Hz	Aceite (%)	Agua (%)	°API	Salinidad (ppm)	Qo (bpd)	Qg (mmpcd)	Qw (bpd)	t (hr)
58	91	9	13.32	9,500	3,488	0.3662	397	10
61	92	8	13.08	10,000	3,752	0.485	451	12
65	91	9	13.45	10,000	4,126	0.423	520	8

Interpretación Curva Incremento:

Pi: 232.9 kg/cm2@3800m (NMD)
Ti: 119°C@3800m (NMD)
k: 3.4 D
S: 2.6, VP:14 psi
IP: 81 bpd/psi
Mod: Doble porosidad

Figura 2. Aforos del pozo exploratorio A-1.



FREC Hz	Aceite (%)	Agua (%)	°API	Salinidad (ppm)	Qo (bpd)	Qg (mpcd)	Qw (bpd)	t (hr)
55	90	10	11.3	35,000	2550	272	278.2	8
57	90	10	11.3	35,000	2904	310	285.9	8
65	91	9	11.3	35,000	3822	408	306.8	5:24'

Salinidad del agua de mar 33,000 ppm

Figura 3. Aforos del pozo A-2.

Durante la evaluación de los pozos, se recuperaron y analizaron muestras de gas a una presión de 14.1 kg/cm^2 y temperatura de 83°C, determinando alto contenido de ácido sulfhídrico y de bióxido de carbono, **Tabla 1**.

Tabla 1. Análisis cromatográfico del pozo A-2.

COMPONENTES	% MOL
NITROGENO	3.63
DIOXIDO DE CARBONO	20.9
AC. SULFHIDRICO	19.85
METANO	32.77
ETANO	9.13
PROPANO	8.68
iso BUTANO	0.83
n BUTANO	2.47
iso PENTANO	0.51
n PENTANO	0.59
HEXANO + PESADOS	0.64
T O T A L	100

Adicionalmente, se realizó el análisis PVT composicional, corroborándose que la densidad es del orden de 10.6 °API, la viscosidad a condiciones yacimiento de 43 cp, la relación gas-aceite de 20 m^3/m^3, presión de saturación de 55 kg/cm^2, por lo que se trata de un yacimiento bajosaturado y contenidos importantes de contaminantes como: 20% mol de H_2S y CO_2 en la fase gaseosa y en la fase líquida tiene 8% mol y 6% mol de H_2S y CO_2, respectivamente.

Análisis del comportamiento de pozos fluyentes

Durante la evaluación de los pozos A-1 y A-2, se observó que la presión del yacimiento no es suficiente para que los hidrocarburos fluyan a la superficie por energía propia, asimismo se realizó la simulación empleando la información obtenida de producción, presión y propiedades de los fluidos, ratificándose que dichos pozos no pueden producir a través de flujo natural, **Figura 4**. Por lo que se concluyó que era necesario implantar algún sistema artificial de producción desde el inicio de la explotación de este campo.

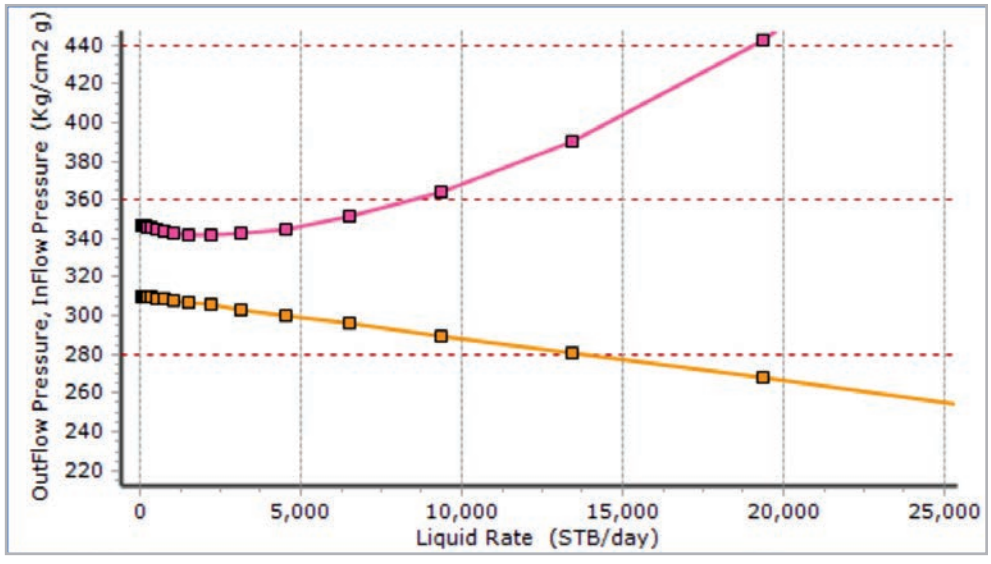


Figura 4. Análisis nodal como pozo fluyente del pozo A-1.

Selección del sistema artificial de producción

La selección técnica del sistema artificial de producción para los pozos de desarrollo del campo productor de crudo pesado, se realizó en dos etapas: cualitativa y cuantitativa. Del análisis cualitativo se concluyó que los sistemas artificiales de producción aplicables en pozos profundos con producción mayor a 2,000 bpd, como lo obtenido durante evaluación de los pozos A-1 y A-2 son:

a) Bombeo electrocentrífugo
b) Bombeo neumático continuo
c) Bombeo hidráulico tipo jet

Posteriormente, se realizó el análisis cuantitativo mediante el diseño y simulación con los sistemas pre-seleccionados y con el bombeo de cavidades progresivas, (PCP), que a continuación se describen brevemente:

Bombeo electrocentrífugo

El bombeo electrocentrífugo es aplicable en yacimientos con altos porcentajes de agua, baja densidad °API y baja relación gas-aceite; estos equipos han obtenido excelentes resultados en la producción de fluidos viscosos.

Los componentes principales de este sistema se clasifican en equipo subsuperficial y equipo superficial. El equipo subsuperficial tiene como función levantar la columna de fluidos para producir el pozo. Mientras que el equipo de superficie provee la energía eléctrica al motor de fondo; los componentes principales del equipo de superficie son variador de velocidad y caja de venteo.

Previo al análisis con bombeo electrocentrífugo, (BEC), se realizó la simulación de los pozos A-1 y A-2 para reproducir las condiciones de operación, considerando el aparejo de producción utilizado durante la prueba, las propiedades de los fluidos obtenidas del análisis PVT composicional y de la producción. Posteriormente, se realizó un análisis de sensibilidad para diversos diámetros de aparejo de producción de 3 ½", 4 ½", 5 ½" y 7"; para determinar el diámetro de la tubería de producción que se utilizará en los pozos de desarrollo. Obteniendo que en tuberías de producción cuyo diámetro sea menor o igual a 4 ½" se presentarán grandes caídas de presión por fricción inherentes al diámetro y a la viscosidad del fluido a producir; en caso de utilizar tubería de 7", se observa que el problema sería por colgamiento. Por lo anterior, el diámetro que se recomienda utilizar en los pozos de desarrollo de este campo es de 5 ½". Asimismo, se realizó la simulación con bombas electrocentrifugas, determinando que se requiere de bombas tipo GN10000 o similares, **Figura 5**.

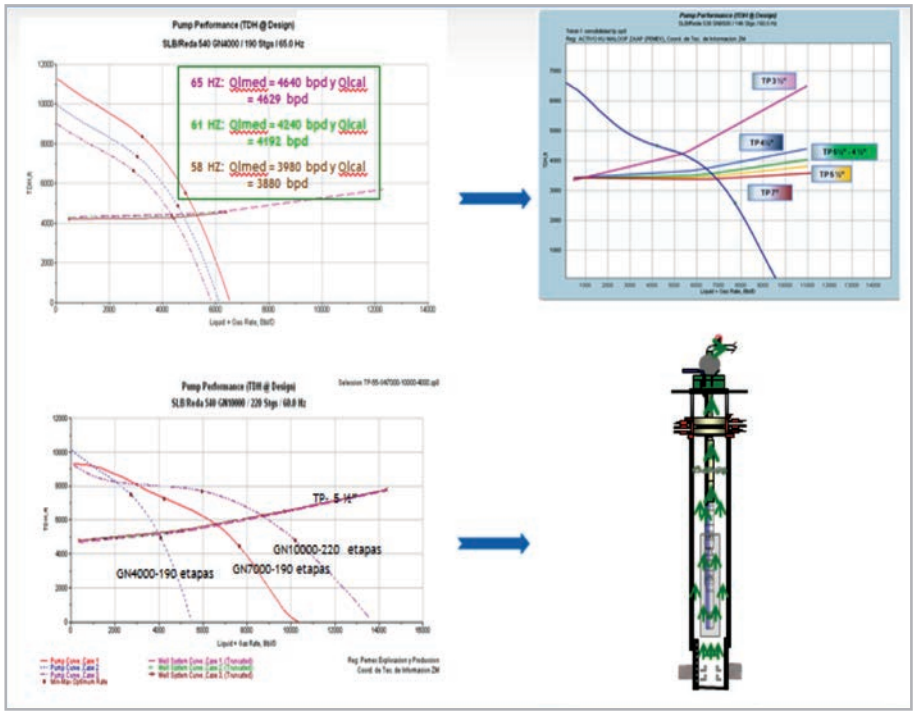


Figura 5. Análisis nodal con bombeo electrocentrifugo del pozo A-2.

VOL. 58 No. 2, MARZO-ABRIL 2018 • ISSN 0185-3899

Análisis con bombeo neumático continuo

El sistema consiste en inyectar gas en forma continua a la tubería de producción. Dicho gas al integrarse a la corriente de fluidos provenientes de la formación productora, provoca una disminución en la densidad de la mezcla de los fluidos que fluyen a través de la tubería de producción; el efecto es un aligeramiento de la columna de fluidos desde el punto de inyección hasta la superficie, ocasionando una reducción en la presión de fondo fluyendo.

Y como consecuencia, la formación productora responde con una aportación adicional de fluidos, dando como resultado un incremento en la producción del pozo.

Si el pozo es fluyente, el bombeo neumático continuo es un medio excelente para incrementar su producción. Si el pozo ha dejado de fluir, el bombeo neumático continuo reestablecerá su condición fluyente.

La inyección del gas se lleva a cabo a través de una válvula denominada válvula operante, la cual se coloca a la profundidad máxima que puede alcanzarse con la presión de gas disponible. La característica más sobresaliente del sistema de bombeo neumático, es probablemente la flexibilidad para manejar un rango alto de cuotas de producción y ajustarse fácilmente a las condiciones variantes de los pozos, como el índice de productividad, la relación gas-aceite, el porcentaje de agua y la presión del yacimiento entre otras, las cuales varían continuamente durante la explotación de los pozos.

Del análisis de sensibilidad para determinar la profundidad máxima de inyección, la presión de inyección y la potencia requerida, se obtiene que para el bombeo neumático continuo se requiere una presión de inyección de 120 kg/cm^2, gasto de gas de inyección del orden de 6 mmpcd para producir 6000 bpd y potencia de 2200 hp, **Figura 6**.

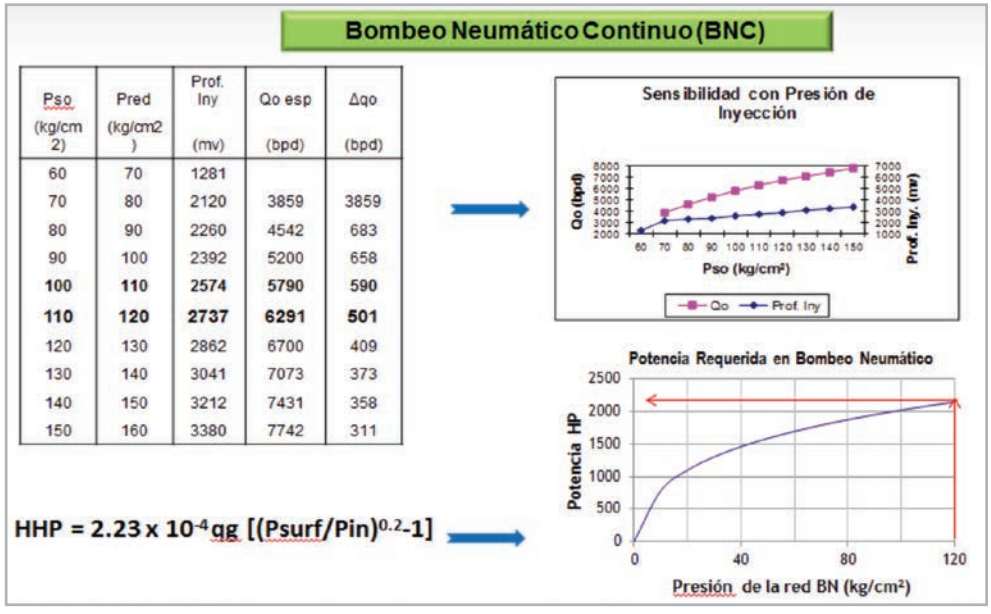


Figura 6. Análisis con bombeo neumático continuo.

Análisis con bombeo hidráulico tipo jet

El bombeo tipo JET se realiza cuando el fluido motriz pasa por los elementos estáticos que constituyen la bomba subsuperficial, resolviendo el problema de flujo succiona los fluidos del yacimiento. Los dos elementos básicos de esta bomba son la boquilla y la garganta.

El transporte del fluido motriz desde la superficie puede realizarse a través de la tubería de producción, en cuyo caso el retorno del fluido motriz mezclado con la producción se realiza a través del espacio anular, o bien se inyecta a través del espacio anular en cuyo caso la producción se maneja por la tubería de producción.

Para la simulación del bombeo hidráulico tipo jet se utilizó un programa comercial y se realizó un análisis de sensibilidad usando como fluido motriz: agua, crudo ligero de 35 °API y condensado de 70 °API. En todos los casos, el requerimiento de presión en superficie es mayor a la presión máxima recomendada, que es de 280 kg/cm^2 y la demanda de potencia para producir 5000-6000 bpd es del orden de 1700 HP, **Figura 7**.

Fluido motriz (bpd)	Qfmotriz (bpd)	Psup (kg/cm^2)	Pot req (hp)	Ql prod (bpd)
70 °API	17485	379	1784	6000
35 °API	17136	399	1838	6000
Agua	17000	379	1817	6000

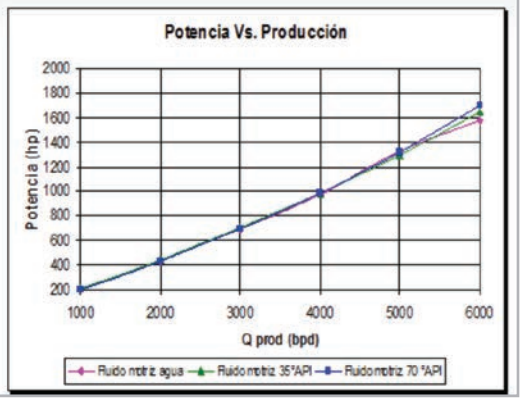


Figura 7. Análisis con bombeo hidráulico tipo jet.

Bombeo de cavidades progresivas, (PCP)

Este sistema se simuló por ser recomendado para producir fluidos altamente viscosos; obteniendo los resultados incluidos en la **Tabla 2**.

Tabla 2. Resultados de la simulación con PCP.

Bombas	**Moineau 5" 430 TP 2000 (Max Head 2000.0 m)**		**Moineau 4" 180 TP 3000 (Max Head 3000.0 m)**		**Moineau 3 1/2" 120 TP 2600 (Max Head 2600.0 m)**	
RPM	200	500	200	500	200	500
Profundidad de Asentamiento (m)	QL (bpd)	QL (bpd)	QL (bpd)	QL (bpd)	QL (bpd)	QL (bpd)
1000	1059	1839	1022	1425	1159	1556
1500	931	1655	849	1311	1031	1553
2000	857	1547	820	1241	956	1389
2500	801	1461	764	1184	899	1337
Varilla: Rod4 D (0.875-1.81 inches 2.22 lb/ft)						

De acuerdo a la simulación se observa que conforme se incrementa la profundidad de asentamiento de la bomba disminuye el gasto de producción, esto es debido a que la bomba tiene que vencer una columna de líquido de mayor longitud, en consecuencia, sí la presión del yacimiento se abate rápidamente se tendrían que migrar los equipos a mayores profundidades reduciendo de manera importante el caudal.

Por otra parte, la producción máxima a obtener no supera los 2000 bpd, inclusive instalando la bomba de 5 pg, además de que se estima una vida útil del sistema para las condiciones de este campo de 3 a 6 meses.

Sistema artificial de producción seleccionado

Con base en el resultado de las simulaciones para producir 6000 bpd de crudo de 10.6 °API, se determinó que el bombeo neumático continuo requiere 120 kg/cm^2 de presión de inyección, altos volúmenes de gas de inyección y potencia de 2200 hp. El bombeo hidráulico tipo jet requiere 1700 hp, presión de superficie del orden de 380 kg/cm^2, así como instalaciones para proveer la presión al fluido motriz y la infraestructura para separar fluido motriz del aceite.

El bombeo de cavidades progresivas tampoco compite con el bombeo electrocentrifugo, pues el gasto máximo de los pozos a producir para el campo de crudo pesado es del orden de 1100 bpd, operando a condiciones extremas y con vida útil de los equipos de máximo seis meses.

Por lo antes descrito y por las condiciones de presión y temperatura del yacimiento, las características de los fluidos y la producción esperada, el sistema de bombeo electrocentrífugo como sistema artificial es la opción adecuada a implantar desde el inicio de la explotación de los pozos de desarrollo de este campo.

Principio de operación del bombeo electrocentrífugo

El principio de operación del sistema artificial de producción seleccionado, (BEC), consiste en instalar una bomba centrífuga en el interior del pozo, la cual va sumergida en el fluido y la energía mediante la que trabaja se proporciona por un motor eléctrico que se coloca debajo, mientras que la energía eléctrica es conducida desde la superficie hasta la profundidad de colocación del equipo, a través de un cable de potencia, **Figura 8**.

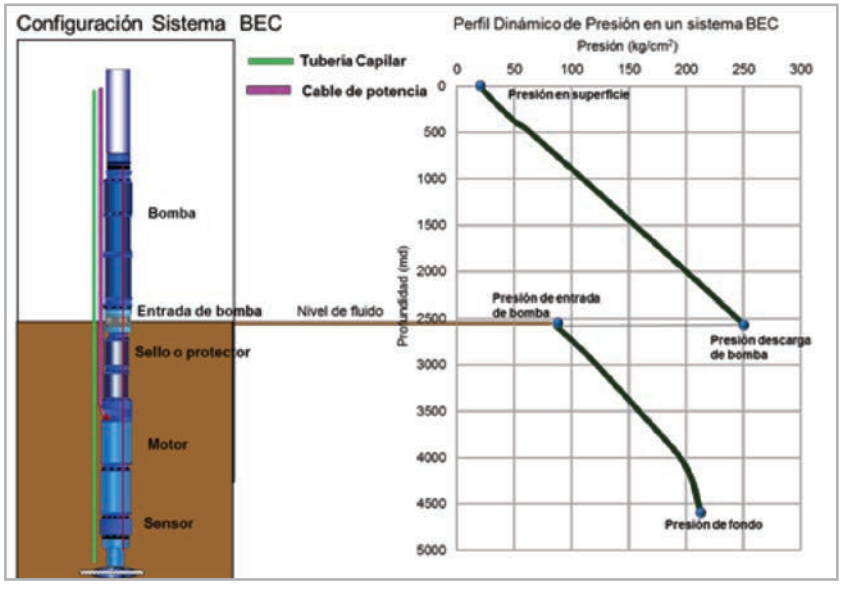


Figura 8. Esquema del sistema BEC y perfil dinámico de presión.

¿Qué es un equipo de bombeo electrocentrífugo convencional o sencillo?

El BEC convencional comprende de un equipo sencillo instalado con las tuberías de producción y juntas de tubería, el cual provee el conducto para la producción hasta la superficie, **Figura 9**.

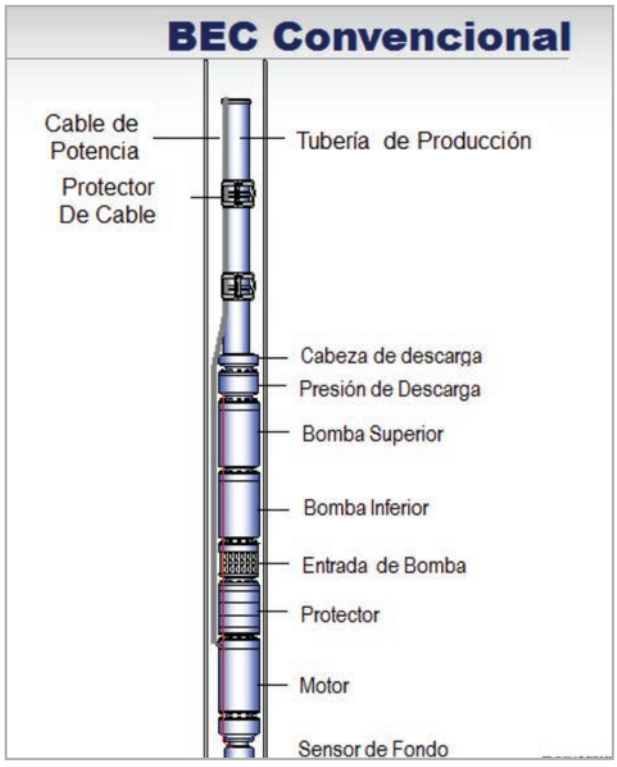


Figura 9. Esquema del sistema BEC convencional.

El fluido producido estará en contacto directo con los equipos BEC, tuberías de producción (TP) y tuberías de revestimiento, (TR) del pozo.

La profundidad de colocación del BEC, debe considerar la velocidad de fluido, la temperatura del motor, el espacio anular, etc.

Es importante seleccionar la metalurgia del material de todos los componentes del BEC, TP y TR, que resistan el contacto con el de H_2S y CO_2

Bombeo electrocentrífugo, DUAL, (BEC-DUAL)

Basado en las condiciones del campo productor de aceite pesado costa fuera, de alta viscosidad y con alto contenido de H_2S y CO_2, se buscó una configuración de bombeo electrocentrifugo que permita reducir la producción diferida y por ende incrementar la vida del sistema BEC. La primera opción analizada fue el uso de bombeo electrocentrifugo con tubería flexible para reducir la producción diferida, considerando que la instalación y recuperación del sistema requerirá un tiempo menor; sin embargo, esta opción se descartó por considerarse no viable en este proyecto.

Por lo que se continuó analizando la opción de un sistema de bombeo electrocentrífugo con respaldo (BEC-DUAL), considerando como ventaja principal la reducción de costos al disminuir la reparación de los pozos, el incremento de la vida del sistema BEC y la reducción de producción deferida; asimismo se tomó en cuenta las desventajas principales como el incremento del costo del equipo, aumento en el tiempo de instalación y recuperación de este sistema.

¿Que es un sistema BEC dual?

Un sistema de bombeo electrocentrífugo–dual con sistema de respaldo, está formado por dos sistemas BEC´s, cada uno de ellos, pudiendo operar de manera independiente. Es decir, el equipo BEC principal opera y cuando falle entrará a operar el equipo BEC de respado, sin la necesidad de intervenir el pozo con equipo de reparación.

Configuraciones analizadas de BEC dual

Se analizaron cuatro configuraciones de BEC-DUAL, siendo: una Y-tool, dos Y-tool, una cápsula para el BEC superior y el BEC inferior colgado de la cápsula superior y ambos BEC´s en cápsulas, con un empacador abajo del BEC inferior.

a) BEC-dual con una Y-tool, **Figura 10**

- Esta configuración usa una herramienta de Bypass sencilla (Y-tool)
- El BEC superior se instala de la conexión del bypass (derecha) y el BEC inferior va colgando de la tubería de producción del bypass (izquierdo)
- En esta configuración no se minimiza el contacto del fluido de la formación con la tubería de revestimiento ni con el cable de potencia.
- No es factible el acceso para toma de información del yacimiento por debajo del BEC inferior.

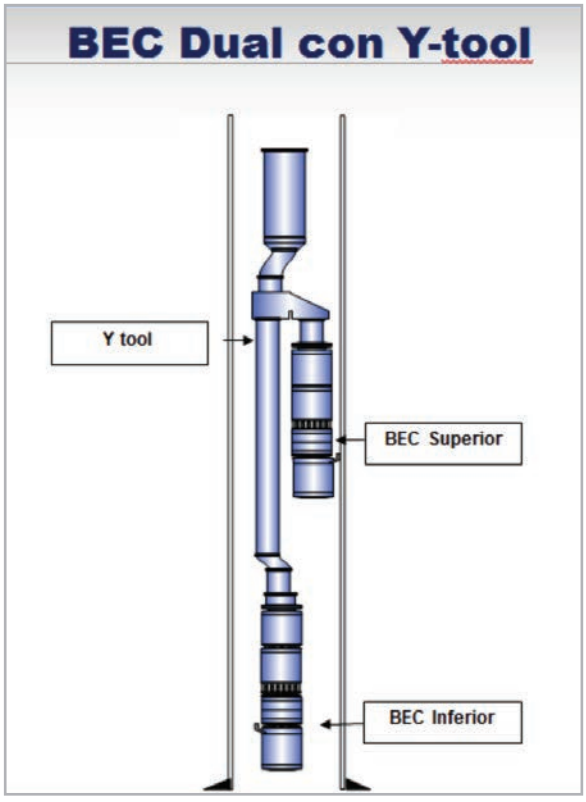


Figura 10. Esquema de un BEC-DUAL con Y-tool.

Esta alternativa se recomienda debido a que tiene las mismas ventajas que la opción b), con la desventaja de no permitir el acceso al yacimiento.

b) BEC-dual con doble Y-tool, **Figura 11**

- Usa dos herramientas de bypass (Y-tool)
- Los BEC superior e inferior se instalan cada uno en sus bypass respectivos, en forma paralela
- Permite acceso al yacimiento por debajo del BEC inferior, empleando la tubería de producción paralela del bypass
- Posibilidad de correr línea de acero o tubería flexible para tomar registros, estimular, etc.
- Posibilidad de suspender herramientas o aparejos pesados por debajo de BEC, colgándose del bypass.
- Requiere empacador multipuerto, por encima del BEC superior
- Requiere tubería de revestimiento de un diámetro mayor a 11 5/8".

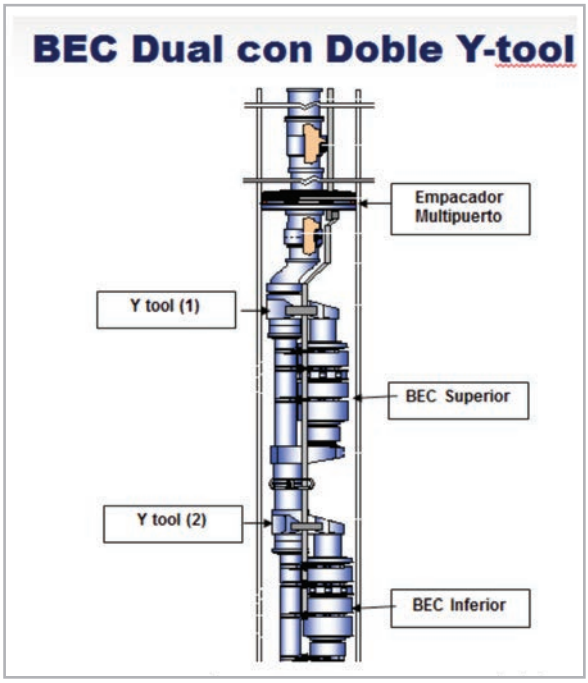


Figura 11. Esquema de un BEC-DUAL con doble Y-tool.

Esta es una alternativa muy interesante para el proyecto, porque permite el acceso al yacimiento a través del bypass inferior. Sin embargo, hay algunas cuestiones como el uso de una camisa de refrigeración y el requerimiento de empacador multipuertos para tubería de revestimiento con diámetro mayor a 11 5/8". Este empacador debe diseñarse con puertos para la tubería de producción, para dos cables de potencia, línea para sensor de p y t y para dos líneas de tubería capilar para inyección de químicos.

c) BEC-dual con una cápsula, **Figura 12**

- Usa una cápsula para el BEC superior
- El BEC inferior va colgando debajo del encapsulado
- En esta configuración no se minimiza el contacto del fluido de la formación con la tubería de revestimiento ni con el cable de potencia

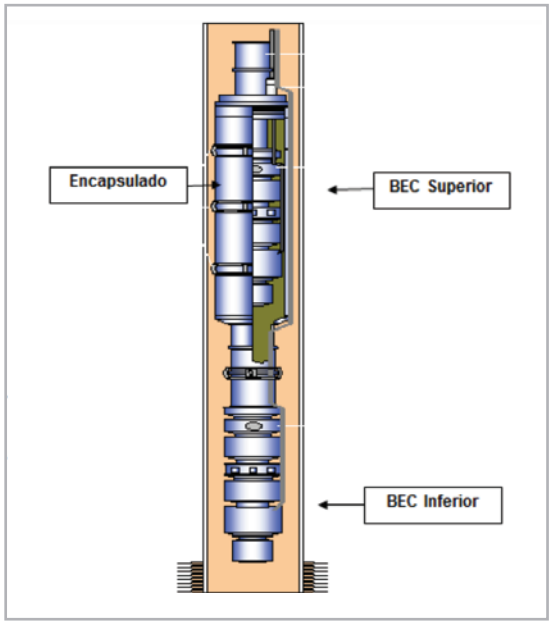


Figura 12. Esquema de un BEC-dual con una cápsula.

Esta alternativa no se recomienda para este campo, tiene las ventajas de la opción d), pero no tiene la capacidad para colgar tubería debajo del BEC inferior ni el beneficio del empacador que va debajo del BEC inferior, que permite aislar la tubería de revestimiento y el cable de potencia de los fluidos corrosivos de la formación.

d) BEC-DUAL con doble cápsula, **Figura 13**

- BEC superior e inferior encapsulados
- Empacador de fondo por debajo del BEC inferior, aislando el contacto del fluido con la tubería de revestimiento y el cable de potencia
- Mejora las condiciones de temperatura del motor
- Es aplicable para el manejo de fluidos corrosivos
- Permite suspender aparejos pesados por debajo del BEC inferior

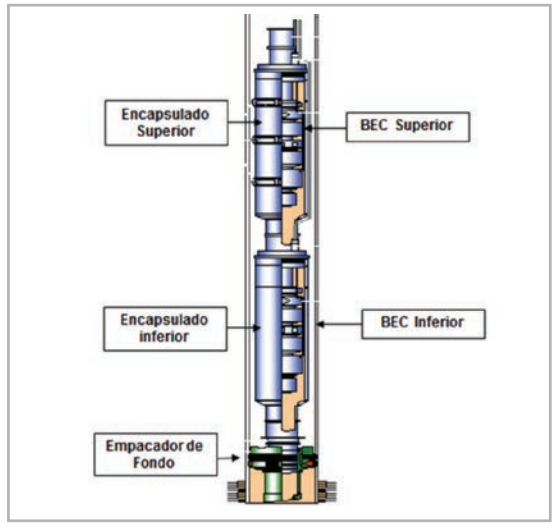


Figura 13. Esquema de un BEC-dual con dos cápsulas.

Del análisis de estas cuatro configuraciones de BEC-dual, se determinó que la opción óptima para producir este campo de crudo pesado es el BEC-dual con doble encapsulado, discutido en la opción d), el cual permite manejar las condiciones dinámicas empleando un empacador de fondo que evitará que las tuberías de revestimiento y el cable de potencia sufran el efecto de la corrosión en el tiempo, permite suspender equipos pesados debajo del BEC inferior y además las cápsulas ayudarán al sistema de refrigeración de los motores del sistema, **Figura 14**.

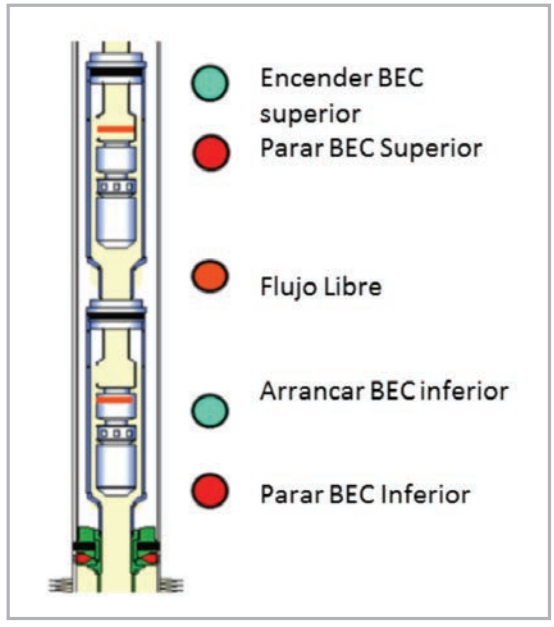


Figura 14. Diagrama de un BEC-dual con dos cápsulas.

Aplicación del BEC dual

Cabe mencionar que la primera instalación de BEC–dual en México se efectuó en el año 2008; no se utilizaron dos cápsulas, pero el objetivo era similar al del proyecto presente. Es decir, disponer de un equipo BEC de respaldo que operaría en cuanto el BEC principal fallara; desafortunadamente cuando falló el BEC principal, el BEC de respaldo solo operó por una hora.

A pesar de ello, Pemex continuó incursionando en la aplicación de esta tecnología y la segunda instalación de BEC-dual en México, se realizó en el pozo A-3 en noviembre de 2015.

Este sistema se instala dentro del pozo a profundidades promedio de 2400 a 2700 mv; adicionalmente con el objetivo de incrementar el tiempo de operación del sistema BEC, para los pozos de desarrollo, se seleccionó un sistema BEC en configuración dual con doble cápsula. Es decir, se instalan dos sistemas BEC encapsulados en serie independientes uno del otro; el pozo inicia a operar con el sistema BEC superior y una vez que éste falla, entra en operación el sistema BEC inferior.

Cabe señalar que a nivel mundial Pemex es pionero en la operación de pozos con sistema BEC en campos con características de aceites pesados y viscosos, costa fuera, que tiene alto contenido de gases corrosivos (H_2S y CO_2), son pozos profundos que van de 3800 - 4000 mv y a nivel de yacimiento se tienen altas temperaturas del orden de 125 a 140°C. Todas estas características en conjunto contribuyen a que la operación de los equipos BEC sea en condiciones extremas, teniendo temperaturas de operación del motor hasta de 160°C con requerimiento de potencia aproximadamente de 600 hp. Por tal razón, ha sido necesario realizar diversas mejoras en los componentes del sistema BEC, así mismo se ha iniciado a inyectar producto químico para prevenir la formación de incrustaciones inorgánicas y contribuir a incrementar la vida útil de estos equipos, **Figura 15**.

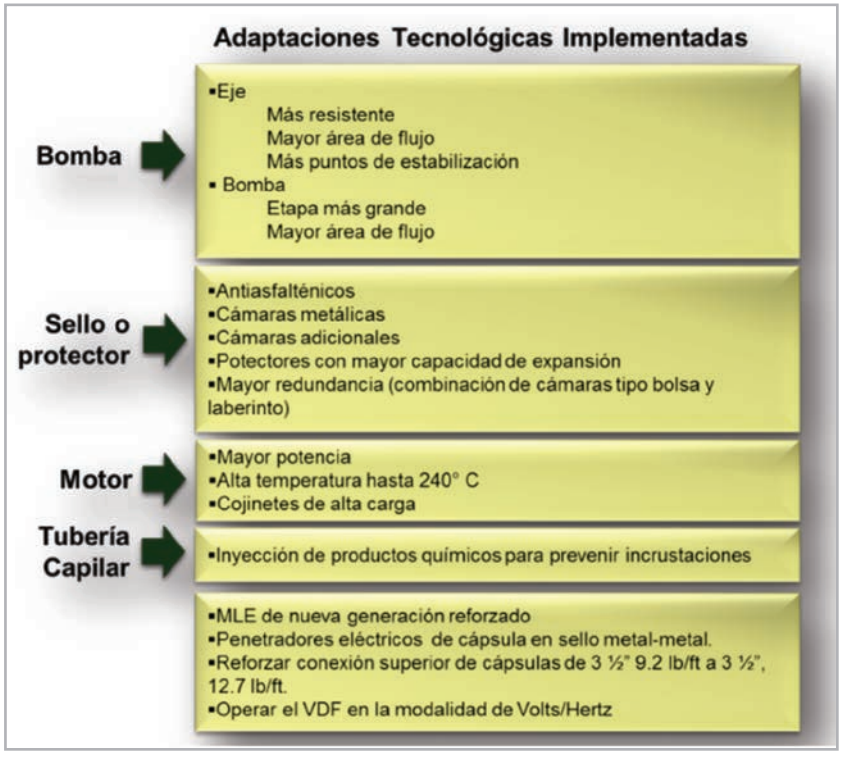
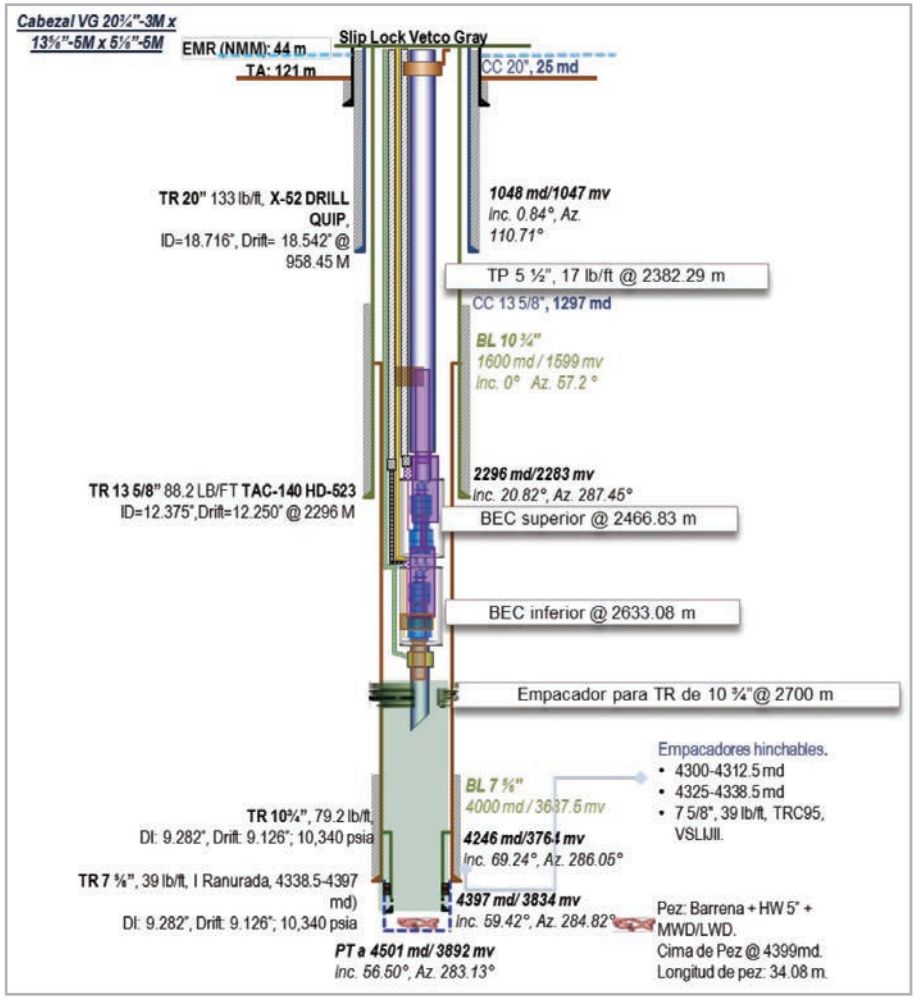


Figura 15. Mejoras implementadas en equipos BEC.

Actualmente, el campo A tiene una producción promedio de 28,000 bpd, la cual se obtiene a través de cinco pozos operando; dos de ellos con equipo BEC convencional (un equipo BEC en cada pozo) y tres pozos con equipo BEC- DUAL (dos equipos BEC en cada pozo); es decir, ocho equipos BEC en total. Para la instalación del BEC-DUAL con doble cápsula, es necesario que el diámetro de la tubería de explotación sea mínimo de 10 3/4", para tener el espacio suficiente para la instalación del BEC-DUAL con doble cápsula. A continuación se muestra un estado mecánico típico para el desarrollo del campo de crudo pesado, y la distribución detallada del sistema BEC-DUAL con doble cápsula instalado en el pozo A-3, **Figura 16**.



VOL. 58 No. 2, MARZO-ABRIL 2018 · ISSN 0185-3899

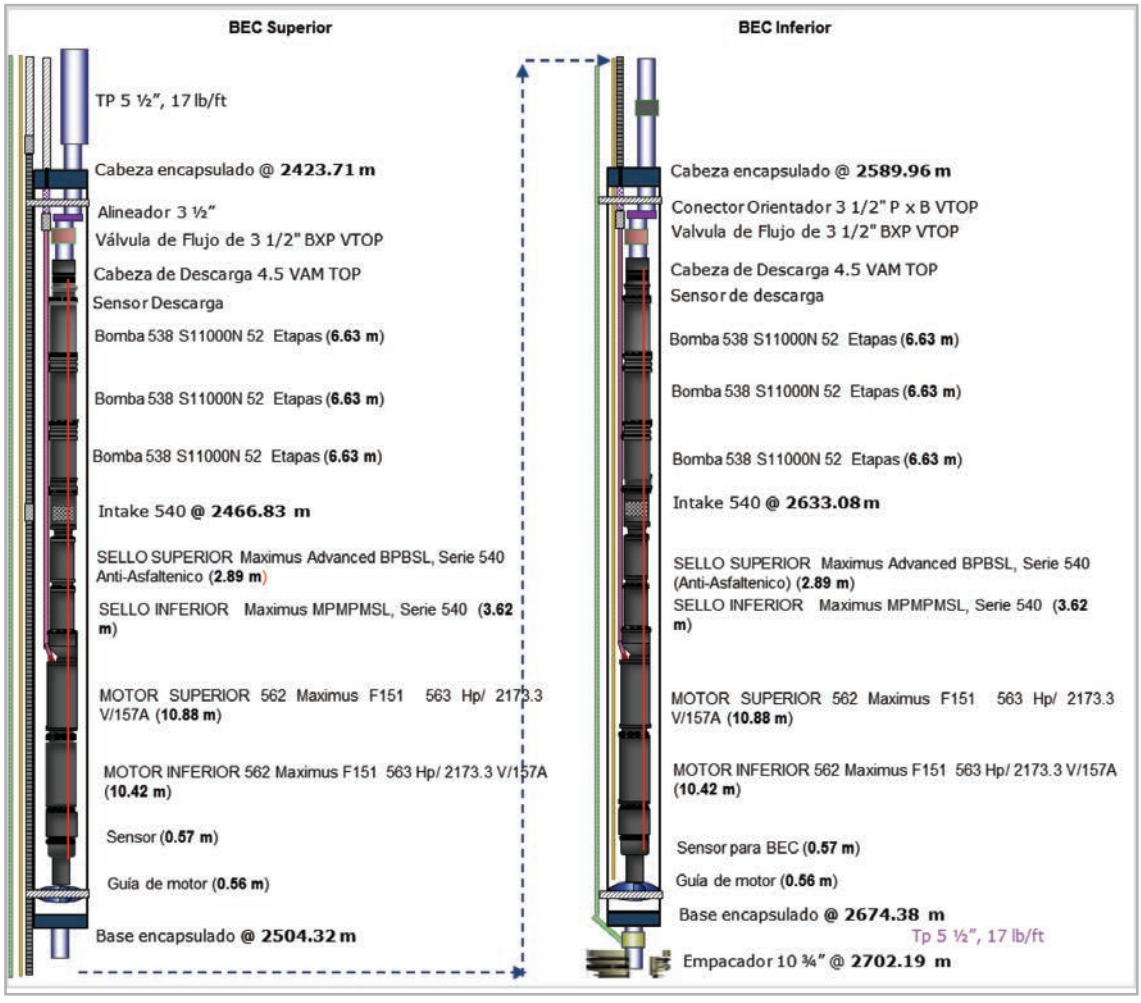


Figura 16. Estado mecánico y distribución de BEC-DUAL en el pozo A-3.

En este campo se realiza monitoreo en tiempo real de las variables de operación del sistema BEC subsuperficial, del variador de frecuencia y de las condiciones de operación en superficie. A continuación, se muestra el comportamiento de algunas variables de operación del pozo A-3, tales como presión de succión, presión de descarga, temperatura de succión, temperatura del motor y temperatura de descarga, **Figura 17**.

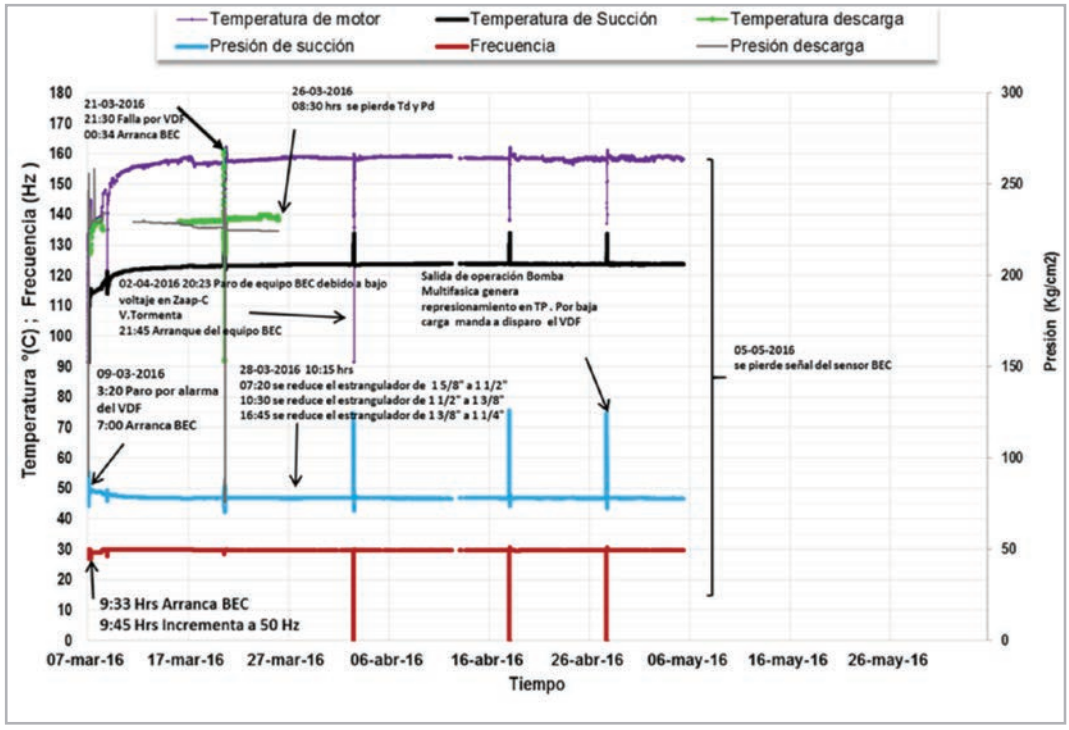


Figura 17. Comportamiento de operación del pozo A-3.

Conclusiones

Se concluye que el sistema artificial de producción denominado bombeo electrocentrifugo, es la opción adecuada a implantar desde el inicio de la explotación de los pozos de desarrollo de este campo productor de crudo pesado.

Se determinó que la opción óptima para producir este campo de crudo pesado es el BEC-DUAL con doble cápsula, el cual permite manejar las condiciones dinámicas empleando un empacador de fondo, que evitará que las tuberías de revestimiento y el cable de potencia sufran el efecto de la corrosión en el tiempo, permite suspender equipos pesados debajo del BEC inferior y las cápsulas ayudan al sistema de refrigeración de los motores del sistema.

Mientras los pozos produzcan agua, se debe inyectar un producto químico para prevenir la formación de incrustaciones inorgánicas y contribuir a incrementar la vida útil del sistema BEC.

Agradecimientos

A Pemex Exploración y Producción por la oportunidad que me ha brindado en laborar en esta empresa, a mis jefes superiores por permitirme asistir al CMP-2016 y al Comité Organizador por darme la oportunidad de presentar este trabajo.

Referencias

1. Blais, R. 1986. *Artificial Lift Methods*. Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Co.

2. Brown, K. E. 1982. Overview of Artificial Lift Systems. *J Pet Tech* 34 (10): 2384-2396. SPE-9979-PA. https://doi.org/10.2118/9979-PA.

3. Kol, H. y Lea, J. F. 1995. Selection of the Most Effective Artificial Lift System for Priobskoye Field. SPE ESP Workshop, Houston, Texas, EUA, abril 26-28.

4. Prado, M. 2000. *Curso de Sistemas Artificiales de Producción*.

Semblanza de la autora

Paula Juárez Corona

Ingeniera Petrolera egresada de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México, y de mayo de 2001 a enero de 2002, estudió la especialidad en Sistemas artificiales de producción en la misma institución.

De mayo de 1988 a agosto de 1990 trabajó en Petróleos Mexicanos en el Departamento de producción en el Distrito de Agua Dulce, Ver. De agosto de 1990 a septiembre de 1997 laboró en el departamento de sistemas artificiales de producción del Instituto Mexicano del Petróleo. De 1997 a la fecha trabaja en Ciudad del Carmen, Campeche, adscrita a Pemex Exploración y Producción.

Es miembro del Colegio de Ingenieros Petroleros de México.