

Rompiendo paradigmas. Instalación de BHJ con aparejos de BN

Jesús Urrea Florentino
Iván Velázquez Ramírez
Guillermo Brígido Vázquez Álvarez
Pemex

Artículo recibido en marzo y aceptado en junio de 2020

Resumen

En junio de 2014 el precio del petróleo a nivel mundial comenzó a devaluarse debido a la sobreoferta del mercado, y por esto en el año 2016 iniciaron los ajustes al presupuesto, lo que llevó a reducir las actividades con equipo.

Debido a los ajustes presupuestales en el Activo de Producción Cinco Presidentes, así como a la disminución de producción, se buscó innovar en la ejecución de las intervenciones a pozos, tomando como ejemplo acciones antes realizadas.

Actualmente el Activo se cuenta con 314 pozos operando, siendo 275 pozos operando con SAP (sistema artificial de producción) que incluyen bombeo neumático en las modalidades convencional (BNC), motocompresor MTC, intermitente (BNI) y autoabastecido (BNI), bombeo hidráulico tipo jet (BHJ) y bombeo mecánico (BM), representando el 83% de la producción (39, 645 bpd).

Con base en los datos anteriores, como primer punto se realizó una búsqueda dentro de las características y restricciones de las instalaciones y operaciones de los sistemas artificiales de producción, analizando lo siguiente:

Al disminuir la producción de aceite los pozos acondicionados con aparejos de BN se tomaba información con registros de presión de fondo fluyente (RPFF), de fondo cerrado (RPFC) o de presión-temperatura (PT) y en caso de circular el gas en una válvula superior se colocaba un tapón ciego (dummy) con la finalidad de profundizar el punto de inyección y ya sea que operara con la presión de la red de gas o asistido con un MTC. Otra opción era intervenir el pozo realizando una reparación menor (RME) con equipo para sustituir el aparejo de BN por un aparejo fluyente acondicionado con camisa de circulación con perfil "F" para así implementar el sistema BHJ, por lo cual los ingenieros de producción analizaron nuevas opciones, de las que surgió la idea de emplear esta técnica.

Por estas razones fue como desde diciembre de 2016 que se crearon las primeras propuestas para operar con el sistema BHJ en pozos con aparejo de BN, siendo candidatos los pozos SR 1623 y Rab182.

Palabras clave: Bombeo hidráulico tipo jet, Gas lift, bombeo neumático, Cinco Presidentes.

Breaking paradigms. BHJ installation with BN rigging

Abstract

In June 2014, the price of oil worldwide began to devalue due increase in production in the market supply and, therefore, in 2017 PEMEX adjustments to the budget began, which led to reducing activities with equipment.

Due to the budgetary adjustments, as well as the decrease in production, we sought to innovate in the execution of the interventions to wells, taking as an example actions previously carried out.

Cinco Presidentes is one of the seven producing areas in the Southern Region of Mexico, have 314 wells operating, with 275 wells operating with Artificial Lift System that include Gas Lift (conventional, Motocompressors, intermittent and self-supplied), hydraulic jet pump. This represents 83% of production (39, 645 bpd).

Based on the above data, as a first point, a search was made within the characteristics and restrictions of the facilities and operations of the Artificial Production Systems.

When the Gas lift rig wells stopped producing, what was done as a procedure was to operate with the available pressure and inject to depth according to the capacity of the Gas Lift network. Another option was to intervene with equipment (Workover) to change the production rig and implement the Hydraulic Jet Pump System, so the production engineers discussed new ideas, from which came the creation of a hybrid system.

For these reasons, it was as in December 2018 that the first proposals were created to operate the Hydraulic Jet Pump System in wells with Gas Lift Completion, the candidates were the SR 1623 and Rab182 wells.

Keywords: Hydraulic jet pump, pneumatic pumping, Cinco Presidentes.

Introducción

La optimización de un sistema de producción depende principalmente del conocimiento que se tiene sobre los diferentes elementos que lo constituyen. Este procedimiento debe incluir, entre otras cosas, la identificación de las caídas de presión que ocurren en el sistema integral de producción pozo-batería, es decir, el estado mecánico del pozo y del equipo superficial, así como la capacidad de aporte del yacimiento y del conjunto de tuberías para poder transportar los fluidos. Cuando se tiene un buen conocimiento sobre las condiciones del sistema, se facilita la búsqueda de las causas y las soluciones a los problemas que se presenten.

Actualmente, a nivel mundial el bombeo hidráulico es uno de los sistemas de levantamiento artificial menos aplicados en la industria petrolera; sin embargo, en el Activo de producción Cinco Presidentes se han tenido resultados excelentes con la aplicación de este sistema, razón por la cual este trabajo presenta un caso de éxito mediante su implementación.

Actualmente el 83% de la producción depende de los SAP's, siendo indispensable la optimización de estos sistemas, por ejemplo, en pozos donde se requiere mayor presión de inyección y las condiciones de la red no lo permiten, se instalan motocompresores a boca de pozo, pero existe la limitante de número de equipos disponibles.

Actualmente la mayor parte de la producción (75%) es asociada a pozos operando con BNC, mientras que el BHJ aporta el 7% de la producción esto debido a los costos del servicio.

En la **Figura 1** puede observarse la distribución de la producción, así como el número de pozos con cada sistema artificial empleado en el Activo, se puede notar la importancia del bombeo neumático, identificando que el área de oportunidades principales se encuentra en la optimización de este sistema o adaptándose a este tipo de aparejos de producción. Por lo tanto, al implementar esta técnica se rompieron los paradigmas de operar un sistema BHJ en pozos equipados con mandriles.

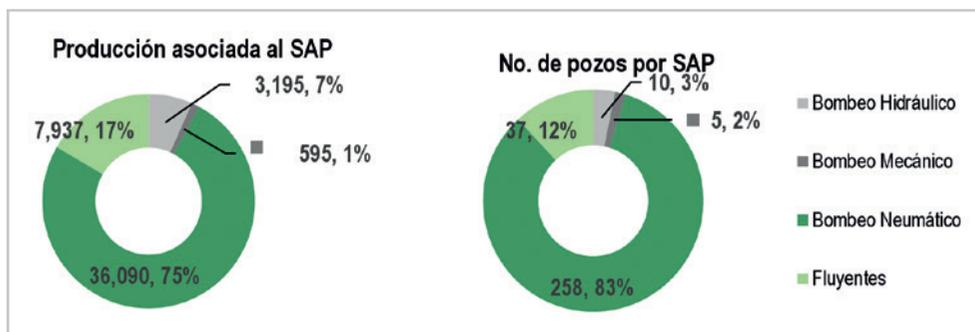


Figura 1. Producción y numero de pozos asociados a cada SAP.

Antecedentes

Sistemas artificiales de producción

Los sistemas artificiales de producción son equipos o arreglos adicionales a la infraestructura superficial y subsuperficial de un pozo, los cuales suministran energía extra o externa a los fluidos producidos por el yacimiento para vencer las caídas de presión en todo el Sistema Integral de Producción (SIP), y las provocadas por el propio peso de la columna de fluidos dentro del aparejo de producción. Esta adición de energía se lleva a cabo dentro del pozo, cuidando de no interactuar con el yacimiento.

Bombeo neumático

En este sistema se utiliza gas a una presión relativamente alta para poder aligerar la columna de fluido y de este modo permitir al pozo fluir hacia la superficie.

El gas inyectado origina que la presión que ejerce la carga del fluido sobre la formación disminuya debido a la reducción de la densidad de la columna de fluidos y por otro lado la expansión del gas inyectado, con el desplazamiento consecuente del fluido.

En el Apéndice A se explica más a detalle la parte de mecánica de válvulas, para comprender e identificar las fuerzas que actúan en la apertura y cierre de las misma.

Válvulas IPO

Este tipo de válvulas IPO (operadas por la presión de inyección) es predominantemente sensible a la presión de inyección del gas. La fuerza predominante requerida para abrir o cerrar la válvula es dada por la presión de inyección de gas. Bajo condiciones de operación, actúan tres presiones sobre el fuelle de la válvula:

- Presión de inyección: P_c
- Presión de producción: P_t
- Presión ejercida por el elemento de carga: P_b

Mientras que el elemento de carga puede ser un fuelle con nitrógeno, un resorte ajustable, o una combinación de ambos.

Donde:

- Fc= Fuerza de cierre
- Fo= Fuerza de apertura

En la **Figura 2** se explica el funcionamiento de la válvula IPO donde la P_{tp} es incapaz de abrir la válvula pasando fluidos de la TP a la TR, esto debido al mecánico de apertura de las válvulas (i) y el ejemplo del funcionamiento de apertura de ésta, donde la presión en TR realiza el funcionamiento de apertura contrayendo el resorte permitiendo el paso de gas hacia la TP (d).

Cuando la válvula está abierta

Para cerrar:
 $F_c = P_b (A_b)$

Cuando la válvula está cerrada

Para abrir:
 $F_o = P_{tr1} (A_b - A_p) + P_{tp} A_p$

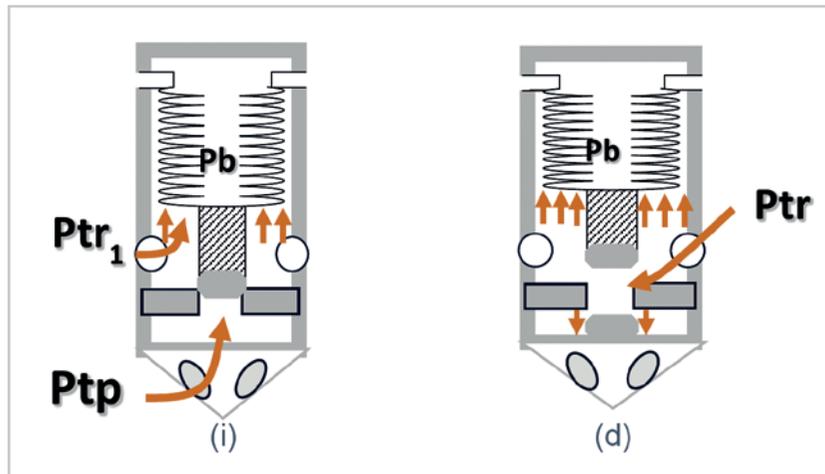


Figura 2. Válvula de BN, fuerzas de cierre y de apertura.

Bombeo hidráulico tipo jet

El Bombeo Hidráulico (BH) es un sistema artificial de producción cuyo funcionamiento se basa en la inyección de un fluido de potencia a alta presión dentro de una bomba subsuperficial, en la que se produce la transmisión de energía. La bomba hidráulica se encarga de convertir la energía del fluido de potencia en energía potencial o presión.

Este sistema artificial se basa en el efecto Venturi, que es un fenómeno en el que un fluido en movimiento dentro de un conducto cerrado disminuye su presión cuando aumenta la velocidad al pasar por una zona de sección de área menor; si en este punto del conducto se introduce el extremo de otro conducto, se produce una aspiración del fluido de este conducto, que se mezclará con el que circula por el primer conducto. Este sistema está integrado por motor, bomba superficial, equipo de separación y bomba de fondo tipo jet. Una de sus ventajas principales es la capacidad de hacer circular hidráulicamente la bomba de fondo a la superficie para mantenimiento. Este ofrece una alternativa innovadora y confiable, que puede utilizarse durante toda la vida productiva del pozo, ayudando a maximizar su factor de recuperación. En el Apéndice B se explican el funcionamiento y partes principales tanto superficiales como subsuperficiales.

Balance de fuerzas

Debido al planteamiento en la implementación del BHJ se considera inyectar el fluido motriz por la tubería de producción (TP) y producir por la tubería de revestimiento (TR), lo cual indica que la presión ejercida por la inyección siempre será mayor que la de producción, de esta forma se garantiza que la válvula de BN nunca abrirá, sin embargo, siempre se considerará un diferencial de presión menor a los 5000 psi, pues éste es el límite máximo que tiene el check instalado en la válvula de BN antes de fallar.

Caso de estudio

Este caso de estudio se presenta en el pozo SR 1623. La estación de compresión del campo continuamente presenta inconvenientes para operar en condiciones estables (fallas), por lo que la variación tanto de la presión como del volumen de gas complica la operación de los pozos con BN de este campo ocasionando inestabilidad en los pozos.

Debido a que el BNC requiere en el punto de inyección subsuperficial una válvula que sea sensible a la presión en la tubería de producción cuando se encuentre en posición de apertura, es decir, responderá proporcionalmente a incrementos y decrementos de presión generados por la columna de fluidos en la TP, para poder tener estabilidad o

mantener constante la presión en la tubería de producción. La válvula de BNC deberá empezar a regular el cierre cuando la presión disminuya y así reducir la inyección de gas, además deberá de regular la apertura permitiendo un mayor flujo de gas cuando la presión en la TP aumente. Pero como se mencionó anteriormente, la inestabilidad de la red ocasionaba cabeceos constantes en el pozo, y por consiguiente, disminución de la producción.

En el periodo de producción, se lograron identificar los puntos siguientes, lo cual se asocia a los problemas de inestabilidad del sistema de compresión.

- Disminución de la producción.
- Incremento en el consumo de gas de inyección.
- Aforos no confiables.
- Variaciones cíclicas en presión y gasto.

Los puntos mencionados anteriormente fueron la razón principal para considerar la optimización de este sistema. Debido a las características mecánicas del pozo, así como los resultados obtenidos en la matriz de selección de SAP's, se planeó instalar un MTC a boca de pozo, buscando otorgarle mayor estabilidad, ya que el MTC succiona el gas de la red e inyecta en el pozo, además, de acuerdo con los datos históricos del campo este sistema había proporcionado resultados excelentes.

En la **Figura 3** se puede observar el resultado de la matriz de selección de SAP, la cual es una hoja de cálculo donde condicionan ciertas características tanto cualitativas como cuantitativas, tales como profundidad a la que se instalará el sistema, DL, RGA, °API, gasto de producción esperado e infraestructura disponible, por mencionar algunas. Para este pozo se puede apreciar que los sistemas aplicables son el MTC y el BHJ (para este caso se despreció el BN porque era incapaz de satisfacer las necesidades del pozo por la presión disponible). Pero debido a que el pozo cuenta con válvulas de BN se optó por el primer sistema.

Variables a Evaluar	MTC					BM					BEC					BHJ					BCP					Datos a modificar	
	Características del pozo																										
Profundidad del SAP (md)	≤ 5,700	< 2,700	< 4,000	< 5,400	< 1,500	3,247																					
Desviación (°)	< 60	< 35	< 20	< 65	< 35	21.98 2228																					
DL máx. (pase herramienta) (°/30 m)	N/A	< 5	< 6	< 5	< 5	3.54 2485																					
DL máx. (asentamiento) (°/30 m)	< 5	< 3	< 1	< 6	< 3	0 2400																					
Manejo de gas	Alto	Bajo	Medio	Medio	Bajo	Medio																					
Manejo de sólidos	Alto	Bajo	Bajo	Bajo	Medio	Bajo																					
Temperatura de fondo máx. (°C)	Amplio rango	< 120	< 150	< 170	< 120	80																					
° API	> 22	> 15	> 20	> 18	> 8	27																					
Fw (%)	≤ 90	N/A	N/A	N/A	N/A	0																					
Viscosidad Dinámica (cp)	< 100	< 200	< 200	< 800	< 80,000	5																					
Relación gas – aceite (m3/m3)	< 300	< 120	< 200	< 350	< 100	200																					
Gasto de Producción (bd)	50 - 2,500	30 - 400 27.8*	200 - 40,000	150 - 2,000	50 - 1,000	Bruto		370																			
						Neto		370																			
Geometría del pozo	N/A	Tipo J	N/A	N/A	Tipo J	Tipo J																					
Disponibilidad de gas como fluido motriz	Requiere	N/A	N/A	N/A	N/A	Si																					
Cuota mínima para pago de servicio (bd)	4	8	98	58	6	Incremento (bd)		257																			

Figura 3. Matriz de selección del SAP, pozo 1.

En la **Figura 4** se presenta el histórico de producción del pozo (gasto de aceite y gas). Se puede observar que la producción de aceite se mantenía en la plataforma de los 300 bpd, sin embargo, la producción diferida por fallas de compresoras no permitía producir de forma estable.

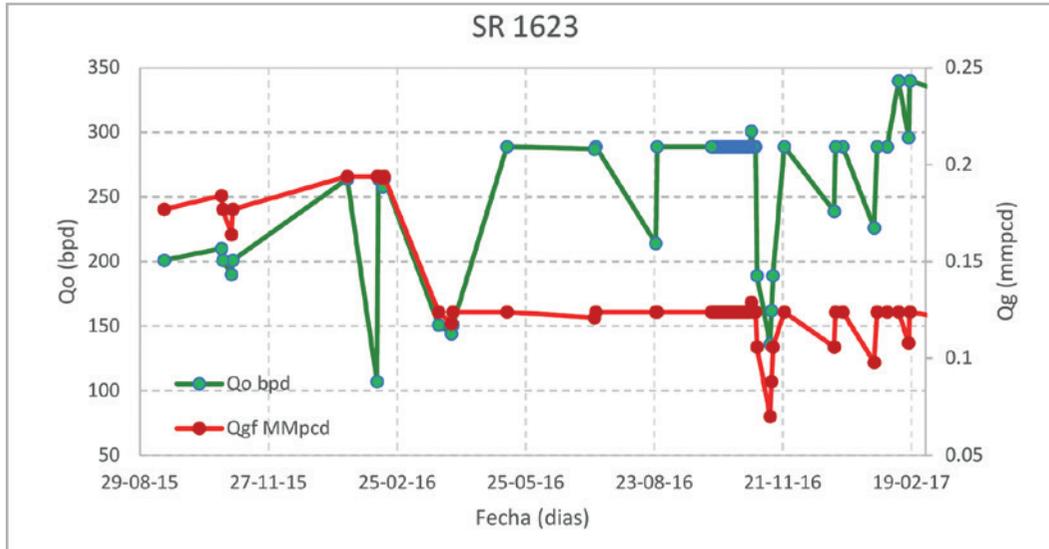


Figura 4. Histórico de producción, pozo SR 1623.

Identificación del área de oportunidad

Para poder definir la optimización del BN mediante la instalación del MTC, se decidió tomar información del pozo mediante un registro de presión. De acuerdo con los resultados de la toma de información (RPF, **Figura 5**) se observa que el pozo cuenta con una presión fluyente de 2275 psi (159 kg/cm²) obtenido un índice de productividad cercano a 0.7 bpd/psi, lo cual para los campos de este Activo

son valores para pozos con buena producción. Teniendo en cuenta estos datos se realizó el diagnóstico operativo de las válvulas, observando que las dos válvulas inferiores se encontraban en la posición abiertas (debido a su presión de calibración en el taller), pero debido a que la presión en TP era mayor, éstas se encontraban sumergidas, mientras que las dos válvulas superiores se encontraban abiertas y operando. En la **Tabla 1**, se presentan los datos operativos y resultados del diagnóstico de BN en el SR 1623.

Nombre de Pozo		SR 1623					
PTR		55		kg/cm2			
Qiny		0.5		MMppcd			
DI (tp)		2.441		in			
Pwh		12		kg/cm2			
No.	PVV	PTP	PVO	PTR	PCasing	Posición De Válvula	
Val.	m	psi	psi	psi	psi	PTR	PTP
0	0	171	0	782	55	-	-
1	1120	355	622	851	60	Abierta	Operando
2	1490	469	656	869	61	Abierta	Operando
3	1850	853	686	886	62	Abierta	Sumergida
4	3225	2275	559	939	66	Abierta	Sumergida

Tabla 1. Premisas y posición de válvulas de BN, pozo SR 1623.

En la Figura 5, se puede observar que la presión en TR (línea naranja) graficada con base en la presión de inyección en superficie y proyectada al fondo del pozo mediante el cálculo del gradiente de gas, es mayor que la presión en TP (línea azul) en los primeros dos puntos, lo que indica que

la posibilidad del flujo de gas en ambas válvulas es posible. Mientras que, para el segundo y tercer punto, las válvulas se encuentran sumergidas (no operan) debido a que la presión en TP es mayor que la presión de inyección.

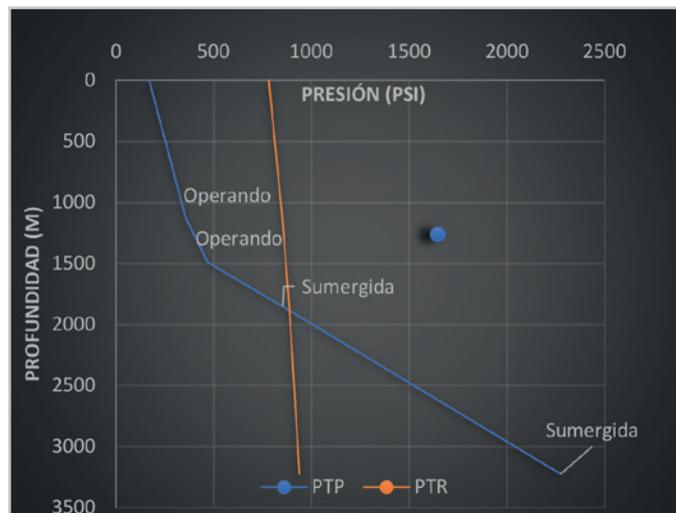


Figura 5. Perfil de presión y profundidad de válvulas de BN, pozo SR 1623.

Con base en los datos obtenidos, el objetivo principal era colocar tres tapones ciegos o dummies para así operar hasta la 4ta válvula. Sin embargo, debido a la problemática social en la zona, la instalación del MTC no se ejecutó por robos a los motocompresores que se encontraban operando en el campo, por lo que se buscó la siguiente opción basándose en la matriz de jerarquización, (Figura 3), se analizó la posibilidad de instalar el sistema BHJ, ya que estos cuentan con operadores las 24 hrs del día lo que reduce el riesgo de actos vandálicos, sin embargo, este no era único riesgo.

Al seleccionar el sistema BHJ se incluía otro problema, ya que se temía en ese momento la circulación de TP a TR a través de las válvulas, por lo que se pensó en colocar tapones dummies; sin embargo, se corría el riesgo de perder la

hermeticidad del aparejo por alguna complicación mecánica durante la instalación de los equipos ya mencionados. Se revisó el mecanismo de operación de las válvulas y que cuentan con una válvula check, el sistema operaría sin problemas, y no habría paso de fluidos de TR a TP siempre y cuando las condiciones de presión en TP fueran superiores a las presiones generadas en TR.

En la **Figura 6** se observa que la simulación de la presión diferencial no rebasa los valores de diseño (diseñada para una diferencial de presión menor a los 4000 psi). Con esta condición se garantiza la restricción del flujo de manera inversa, esto minimizaría el riesgo mecánico ya que no se realizaría una intervención sin equipo (con ULA) para cambiar válvulas por tapones “dummies”.

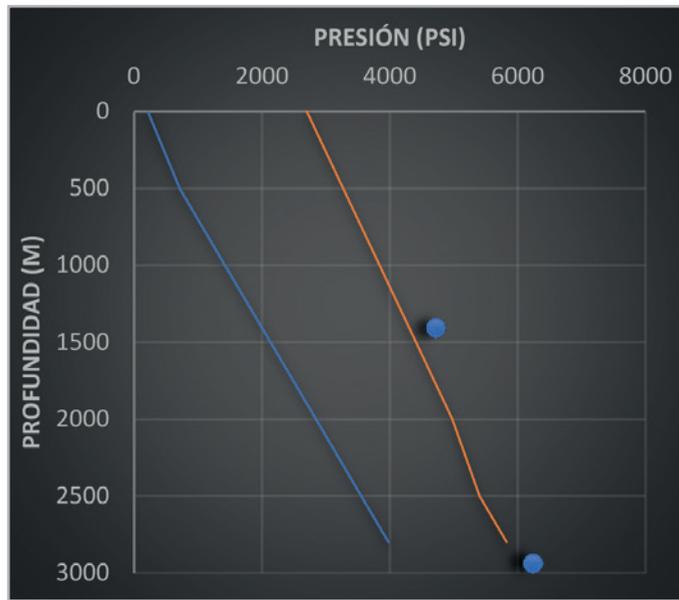


Figura 6. Perfiles de presión simulados para BHJ, pozo SR 1623.

Al definir que operativamente no se tendrían complicaciones con la mecánica de válvulas se analizó la distribución mecánica del aparejo. Por lo que viendo el survey (desviación del pozo) presentado en la **Figura 7** y la distribución del aparejo de producción, **Figura 8**, para descartar reducciones en el mismo, diámetros internos y especificaciones del tipo de camisa y perfil de la misma, se observó que a 2485 md,

se tiene una severidad mayor a 3, lo que es un punto que implica mayor atención, sin embargo, al no tener un mandril de bolsillo a esa profundidad se recomendó realizar la bajada de la herramienta a menor velocidad tratando de minimizar su impacto permitiendo de esta manera mantener de forma íntegra los sellos de la bomba y no perder hermeticidad en la camisa de circulación.

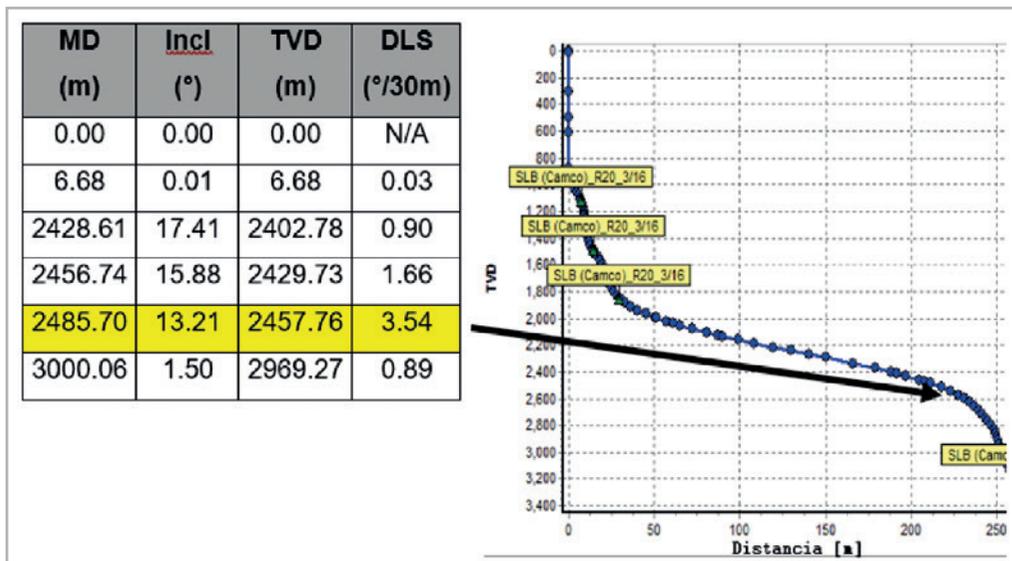


Figura 7. Perfil de desviación, pozo SR 1623.

En la Figura 8 se puede observar el estado mecánico del pozo SR 1623 la distribución de válvulas de BN y sus características presiones de calibración, se puede observar el diámetro nominal de la TP, así como su grado y libraje. De igual manera se observa el intervalo productor, el cual se encuentra de 3380 a 3403 m.

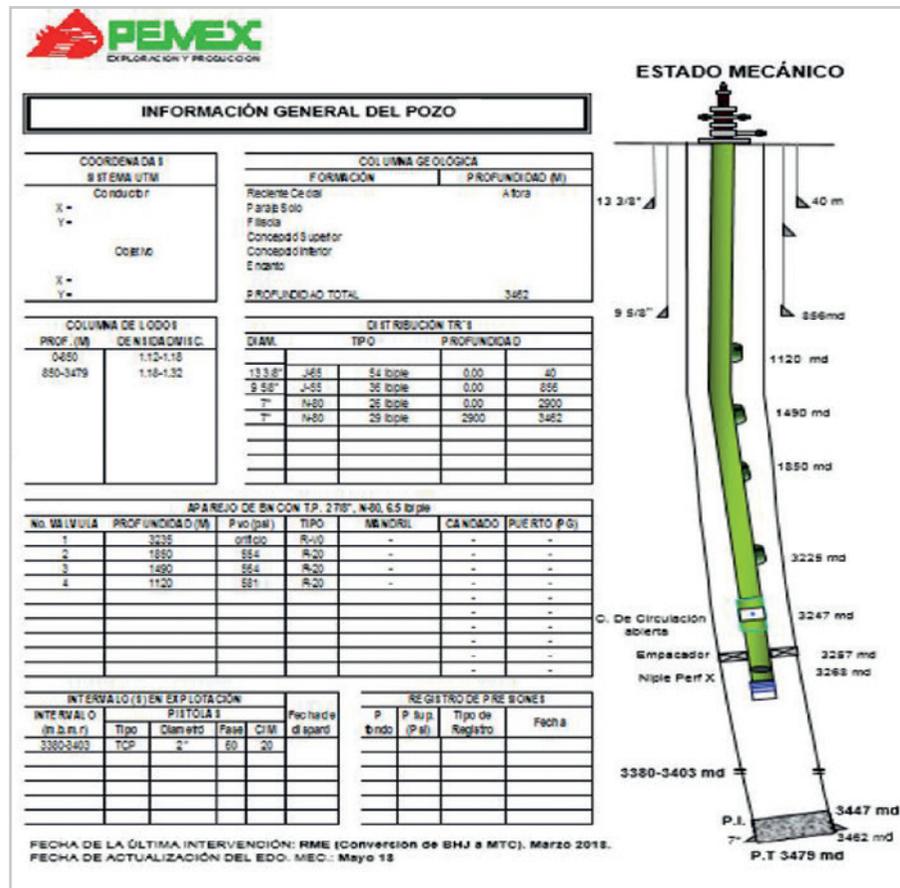


Figura 8. Estado mecánico, pozo SR 1623.

Diseño

Una vez que se definió que operativamente el sistema era aplicable en el pozo, se comenzó a preparar el ajuste del incremental esperado, para el cual con base en la selección

de boquilla y garganta (realizando diferentes sensibilidades), se determinó la presión y gasto de inyección.

Para ese momento se contaba con los datos de producción incluidos en la **Tabla 2**.

Pozo SR 1623		
Gasto de aceite	245	Bpd
f_w	45	%
Presión de yac.	190	Kg/cm ²
Presión fluyente	170	Kg/cm ²

Tabla 2. Datos operativos, pozo SR 1623.

Con base en los datos proporcionados anteriormente y mediante la ecuación de Vogel se logró reproducir y representar el análisis nodal del pozo ya mencionado, obteniendo un gasto máximo (q_{max}) de 1400 bpd y un rango de gasto líquido entre 380 y 680 bpd sin alcanzar la zona de cavitación. Con esta información se puede observar en la **Figura 9** que la optimización del pozo podría ser rentable.

Se realizaron diferentes sensibilidades de arreglos de boquillas y gargantas, sin embargo, se seleccionó una F9 con los siguientes parámetros del equipo:

- Potencia: 158 hp
- Presión de inyección: 194 kg/cm²
- Gasto de inyección: 2761 bpd

WELL DATA SUMMARY			
Customer	: PEMEX	Date	: 05/14/2017
Field & Well	:	Run ID	: 215056-01
Location	:		
1. Perforation Depth	(ft) : 11014.2	13. Producing GOR	(scf/STB) : 1047.0
2. Pump Vertical Depth	(ft) : 10446.8	14. Gas Sp. Gravity	(air=1.) : 0.740
3. Pump Instl	(1) Standard Flow	15. Separator Press	(psig) : 142.0
	(2) Rev. Flow (3) Parallel Flow: 1	16. Well Static BHP	(psig) : 2773.0
4. Casing ID	(in) : 6.276	17. Well Flowing BHP	(psig) : 2429.3
5. Tubing OD	(in) : 2.875	18. Well Test Flow Rate	(STB/d) : 245.0
6. Tubing ID	(in) : 2.441	19. Well Head Temp	(deg. F) : 104.0
7. Return Tubing ID	(in) : N/A	20. Bottom Hole Temp	(deg. F) : 195.0
8. Tubing Length	(ft) : 10971.3	21. Bypass Gas?	(1)yes (2)no : 2
9. Pipe Cond	(1)new(2)avg(3)old : 1	22. Power Fld	(1)oil (2)water: 1
10. Oil Gravity	(API) : 30.000	23. Power Fld API/Sp. Gravity	: 30.000
11. Water Cut	(%) : 07.00	24. Bubble Point Press	(psia) : 3000.0
12. Water Specific Gravity	: 1.210	25. Well Head Press	(psig) : 185.0

Guiberson F9 Jet Pump Performance Summary for User Specified Production rate of 520. STB/d			
Production Rate	=	521. STB/d	
Injection Pressure	=	2764. psig	
Injection Rate	=	2918. bpd	
Horsepower to Jet Pump	=	158. hp	
Pump Intake Pressure	=	1784. psig	
Discharge Pressure	=	3666. psig	
Cavitation Rate	=	1139. STB/d	

Figura 9. Datos obtenidos de la simulación para el pozo 1.

En la **Figura 10** se observa en el punto 1 que el valor de la zona de cavitación se encuentra en el dato de 800 bpd y 1200 psi. En el punto 2 se obtiene el valor del gasto de diseño de 520 bpd y 1800 psi. Mientras que en el punto

3 se presenta un valor el cual mediante la optimización del sistema se podría alcanzar 700 bpd y 1500 psi, esto dependerá del comportamiento real del pozo, así como de la capacidad del equipo superficial.

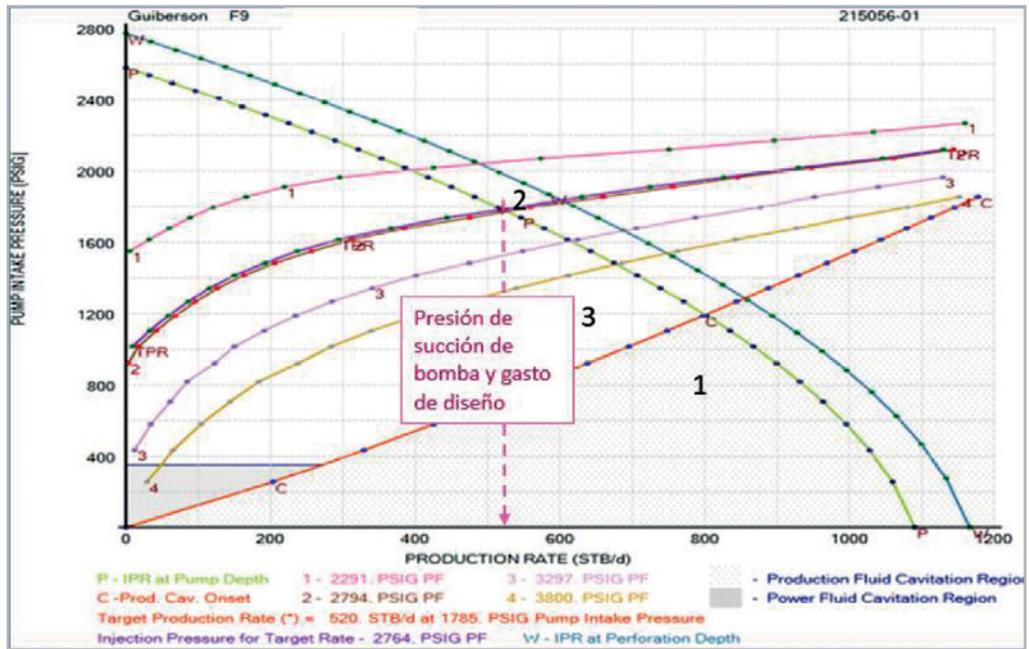


Figura 10. Datos simulados con geometría F-09 Guiberson.

Teniendo definidos los alcances del BHJ, se realizó una comparación entre el pozo fluyente, operando por BN y con BHJ, en la cual se observa el incremental de producción esperada para el sistema BHJ de casi 275 bpd, lo cual indicaba la conveniencia de su implementación, **Figura 11**. El proceso de instalación se detalla en en Apéndice C.

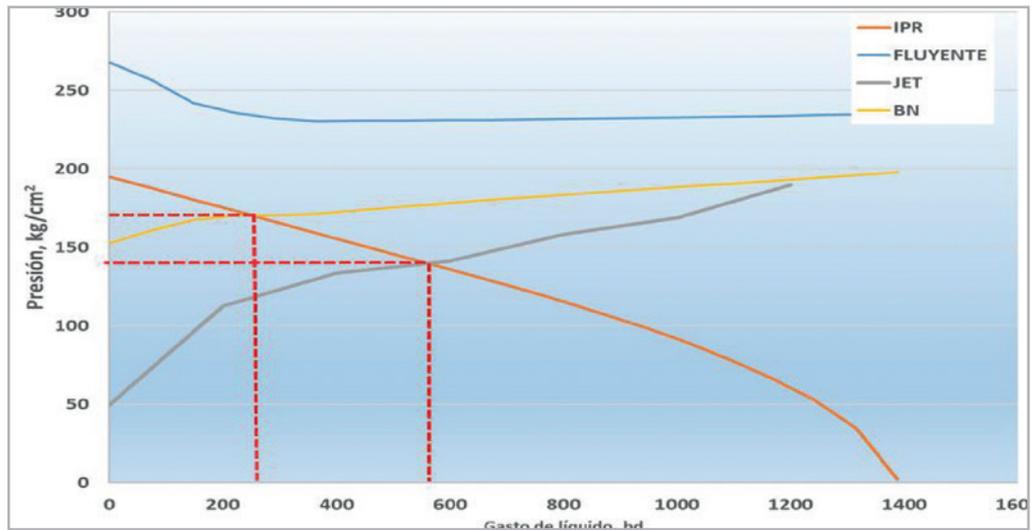


Figura 10. Comparación de los SAP's pozo SR 1623.

Evaluación económica

De acuerdo con los alcances esperados se realizó una evaluación preliminar teniendo como resultado un valor

de VPN/VPI después de impuestos en el orden de 1.96 lo cual hace rentable este proyecto. En la **Figura 12** pueden observarse los datos de entrada para realizar esta estimación.

Datos de Entrada			Indicadores de Rentabilidad		
Gasto de Aceite =	275	BPD	Np =	0.08	MMBLS
Gasto de Gas =	0.2	MMPCD	Gp =	0.04	MMMPC
Declinación Mensual Aceite =	3.5	%	VPN A.I. =	63.9	MMS
Declinación Mensual Gas =	3.5	%	VPN D.I. =	19.2	MMS
Inversión =	9.8	MMS	VPI =	9.8	MMS
Período de Evaluación =	12	MESES	Período de Rec. =	2	MESES
Tasa de Interés =	12.0	% ANUAL	VPN / VPI A.I. =	6.52	
Pago de Derechos =	70.0	%	VPN / VPI D.I. =	1.96	
Precio del Crudo =	51.2	USD / BL	Prod. de Aceite Req. =	27	BPD
Precio del Gas =	4,152	USD / MMPC			
Paridad =	19.4	PESOS / USD			

Figura 12. Evaluación económica preliminar, pozo SR 1623.

De igual forma se planteó una intervención con equipo con la finalidad de cambiar el aparejo de producción dejando una camisa perfil “F” para operar el sistema BHJ sin riesgos,

se obtuvieron los siguientes resultados, **Figura 13** lo cual da mayor realce a la propuesta de operar el BHJ en las condiciones actuales:

Datos de Entrada			Indicadores de Rentabilidad		
Gasto de Aceite =	275	BPD	Np =	0.08	MMBLS
Gasto de Gas =	0.2	MMPCD	Gp =	0.04	MMMPC
Declinación Mensual Aceite =	3.5	%	VPN A.I. =	54.4	MMS
Declinación Mensual Gas =	3.5	%	VPN D.I. =	16.3	MMS
Inversión =	19.8	MMS	VPI =	19.8	MMS
Período de Evaluación =	12	MESES	Período de Rec. =	3	MESES
Tasa de Interés =	12.0	% ANUAL	VPN / VPI A.I. =	2.75	
Pago de Derechos =	70.0	%	VPN / VPI D.I. =	0.82	
Precio del Crudo =	51.2	USD / BL	Prod. de Aceite Req. =	55	BPD
Precio del Gas =	4,152	USD / MMPC			
Paridad =	19.4	PESOS / USD			

Figura 13. Evaluación económica preliminar de intervención con equipo más instalación de BHJ, pozo SR 1623.

Análisis de resultados

Se observa que el sistema operó del 08 de junio de 2017 al 01 de marzo de 2018. Se logró incrementar de manera oficial 164 bpd, lo cual cumplía con la cuota de rentabilidad del sistema, sin embargo, la estabilidad de dos parámetros de producción son los que proporcionan el soporte de la decisión correcta al instalar el mismo.

Estabilidad de la producción

Como se puede observar en la **Figura 14**, la producción de mayo a junio se presentó de forma inestable, sin embargo, posterior a esto se observa una estabilidad durante todo el periodo de operación. El pozo se mantuvo en la plataforma de los 560 bpd, manteniendo el corte de agua. Por lo tanto, la operación del sistema fue eficiente.

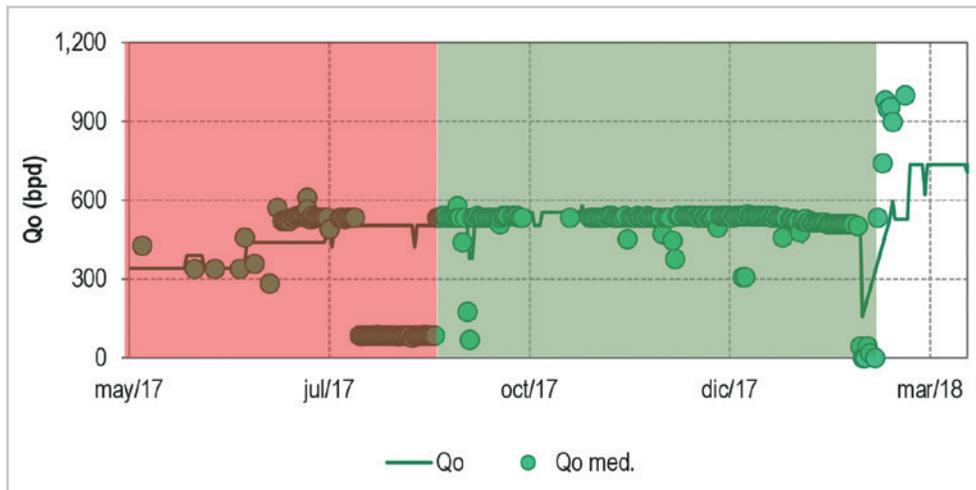


Figura 14. Producción reportada vs producción medida, pozo SR 1623.

Como se puede observar en la **Figura 15**, la producción de mayo 2017 a febrero 2019 se ha mantenido estable, sin embargo, debido al incremento en el porcentaje de agua, la producción de aceite ha comenzado a disminuir.

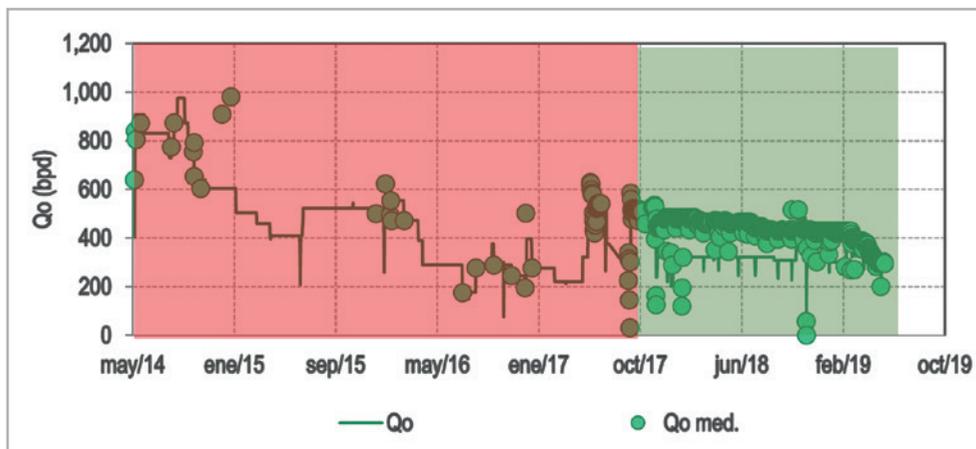


Figura 15. Producción reportada vs producción medida, pozo Rab 182.

Corte de agua

Durante aproximadamente un año de operación del sistema, el corte de agua se mantuvo estable, lo que sustenta su operación.

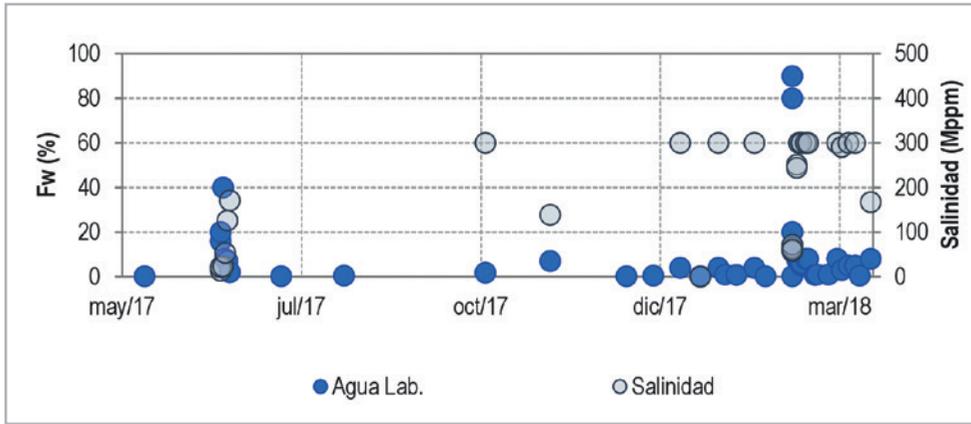


Figura 16. Seguimiento del corte de agua y salinidad, pozo SR 1623.

El porcentaje de agua se ha mantenido estable, hasta febrero de 2019 donde la tendencia cambió, ya que el porcentaje de agua tiende a incrementarse.

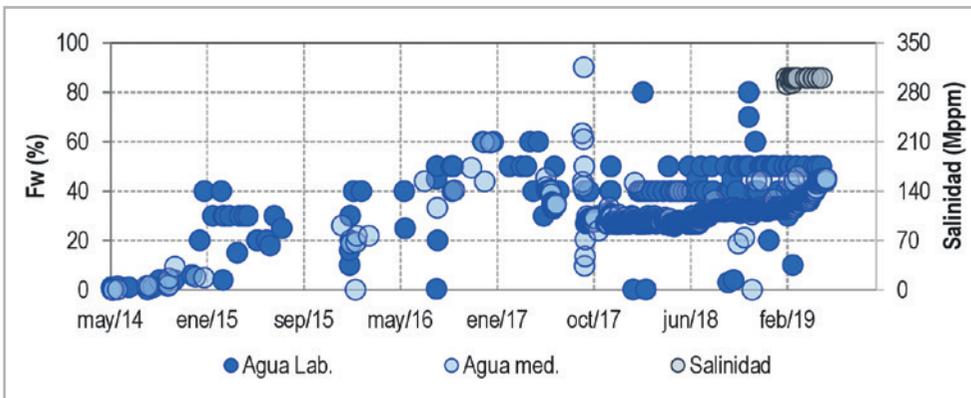


Figura 17. Seguimiento del corte de agua y salinidad, pozo Rab 182.

Conclusiones

Con base en los resultados y lecciones aprendidas se manejaron las consideraciones siguientes, con la finalidad de garantizar el éxito de la operación:

- Calibrar pozo con bomba simulada a una velocidad menor en la profundidad de los mandriles.

- Si el pozo maneja sedimentos, cuidar la caída de presión de fondo y configurar bomba con herramienta ranurada.
- En pozos con ángulo de inclinación mayores a 30° no debe aplicarse debido al riesgo existente de generar pescado.

- Entre mayor cantidad de mandriles posea el pozo el riesgo incrementa.
- Al realizar la recuperación de la bomba durante los paros programados, realizar viaje con ULA con baja velocidad a la profundidad de los mandriles.

Esta técnica se ha desarrollado con éxito en el Activo. En el pozo SR 1623 se logró un incremento de 214 bpd, mientras que en el pozo Rab 182 (primer pozo aplicado) se logró incrementar 371 bpd de aceite. Se ha intentado aplicar en otros pozos con características mecánicas más complejas sin éxito, teniendo mayor incertidumbre en los datos de la camisa, por lo que en las intervenciones con equipo se ha venido realizando la práctica de medir in situ la camisa de circulación antes de bajar el aparejo, para que en intervenciones futuras no se comenten los mismos errores. Los resultados han sido satisfactorios, esta técnica se ha replicado en más de 8 pozos con por lo menos 1 válvula de BN teniendo excelentes resultados por lo que se recomienda continuar realizando esta práctica con las premisas presentadas a continuación.

Bibliografía

Brown, K. E. 1973. *Gas Lift Theory and Practice, Including a Review of Petroleum Engineering Fundamentals*. Tulsa Oklahoma: The Petroleum Publishing Company.

Castillo, V. 2009. Nomenclatura y Formulación Bombeo Hidráulico Jet. <http://oilproduction.net/files/Modelo%20Matematico%20BHJ.pdf> (descargado el 10 de febrero de 2019)

Collaguazo Lincango, C. O. y Romero Figueroa, M. A. 2011. *Estudio del Sistema de Bombeo Hidráulico en el Campo Lago Agrio para Incrementar su Producción*. Tesis de licenciatura, Escuela Politécnica Nacional, Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, Quito.

López Velásquez. 2017. Aprender Haciendo, Módulo BN. OGO-Pemex, Agua Dulce, Veracruz.

Mencia Rivero, O. Aprender Haciendo, Módulo BHJ. OGO-Pemex, Agua Dulce, Veracruz.

Nájera Moreno, C. E. 2006. *Conceptos Básicos para la Técnica de Análisis Nodal*. Villahermosa, Tabasco: PEP, Región Sur, Activo Integral Samaria Luna.

Nations Consulting LLC. 2016. SNAP 2.494 Software.

Ortega Benavides, H. A. 2012. *Diseño de un Sistema Experto para la Aplicación del Bombeo Hidráulico Jet en Pozos Productores de Aceite*. Tesis de maestría, UNAM, Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería, México, D.F.

Schlumberger. 2012. Pipesim Software.

Apéndice A

Mecánica de válvulas

Las válvulas permiten la descarga de los fluidos del espacio anular del pozo para lograr inyectar el gas a la profundidad determinada en el diseño; para evitar que el fluido se regrese de la tubería hacia el espacio anular, las válvulas poseen una válvula de retención en su parte inferior. Las válvulas por encima de la operadora se denominan de descarga.

En la válvula el elemento de cierre es un fuelle cargado con gas a presión (aunque algunas utilizan un resorte al igual que el regulador); las fuerzas de apertura provienen de la acción de la presión del gas (corriente arriba) y de la presión del fluido o presión de producción (corriente abajo), sobre el área del fuelle y el área del asiento respectivamente, o viceversa dependiendo del tipo de válvula.

Fuerza de cierre

Muchas válvulas contienen gas a presión en el domo. Esta presión actúa sobre el área del fuelle, aplicando una fuerza sobre el vástago. La punta del vástago se fuerza contra el borde superior del puerto, (asiento). La punta del vástago y el asiento embonan de forma precisa para formar un sello. Si se conoce la presión en el domo y el área del fuelle, la fuerza que mantiene la punta del vástago contra el asiento se muestra en la **Figura 1**.

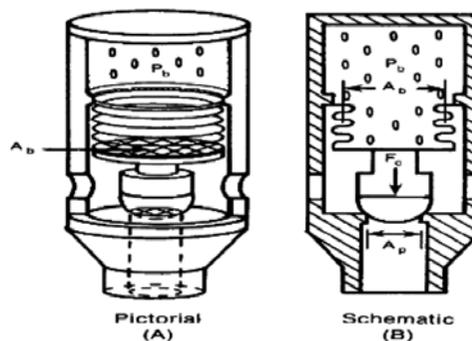


Figura 1. Ejemplo de fuerzas de cierre, válvula de BN.

Fuerzas de apertura

La válvula empieza a abrir cuando la punta del vástago se aleja, rompiendo el contacto con el asiento. Esto ocurre cuando la fuerza de apertura es ligeramente mayor que la fuerza de cierre. Usualmente, dos fuerzas se combinan para vencer la fuerza de cierre. Estas fuerzas se generan por:

- La presión ejercida sobre el lado abierto, (p_1)
- La presión aplicada a través del puerto de la válvula, (p_2)

Cuando la punta del vástago está presionada contra el puerto, p_1 actúa sólo en una porción del área del fuelle (A_b). El área de la punta del vástago es igual al área del puerto (A_p). Esta área está aislada de p_1 por el asiento.

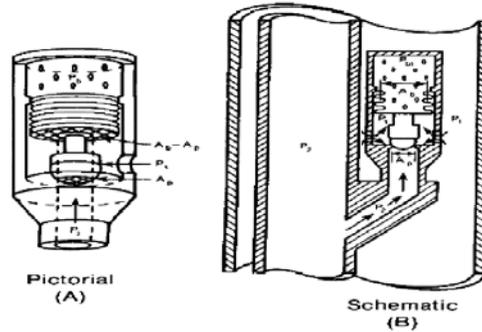


Figura 2. Fuerzas de cierre, válvulas de BN.

$$F_{o1} = p_1 (A_b - A_p)$$

donde:

F_c : fuerza de apertura 1

p_1 : presión en el exterior

A_b : área del fuelle

A_p : área del puerto

$$F_{o2} = p_2 A_p \quad (2)$$

El área de la punta del vástago en contacto con el asiento experimenta los efectos de p_2 que actúa sobre el puerto. La fuerza de apertura provocada por esta combinación es: La fuerza total de apertura es la suma de las dos anteriores.

$$F_o = F_{o1} + F_{o2}$$

$$F_o = p_1 (A_b - A_p) + p_2 A_p \quad (3)$$

Justo antes de que el puerto de la válvula abra, las presiones de cierre y de apertura son iguales:

$$F_o = F_c$$

$$p_1 (A_b - A_p) + p_2 A_p = p_b A_b$$

$$p_1 A_b - p_1 A_p + p_2 A_p = p_b A_b$$

Dividiendo por A_b :

$$p_b = \frac{p_1 A_b}{A_b} - \frac{p_1 A_p}{A_b} + \frac{p_2 A_p}{A_b}$$

Definiendo

$$\frac{A_p}{A_b} = R$$

R : Relación entre el área del puerto y el área del fuelle, (parámetro geométrico suministrado por el fabricante)

$$p_b = p_1 - p_1 R + p_2 R$$

$$p_b = p_1 (1-R) + p_2 R$$

Despejando p_1 (presión de inyección requerida para balancear las fuerzas de cierre y apertura en el instante de apertura):

$$p_1 = \frac{p_b - p_2 R}{1 - R} \quad (4)$$

p_1 : presión aplicada en el área externa del fuelle

p_2 : presión aplicada a la punta del vástago a través del puerto

p_b : presión dentro del fuelle (domo cargado)

Apéndice B

Principio del bombeo hidráulico tipo jet

➤ Ecuación de continuidad:

Es el principio de la conservación de masa, se basa en que el gasto (Q) del fluido ha de permanecer constante a lo largo de toda la conducción.

➤ Ecuación de Bernoulli:

La energía de un fluido en cualquier momento consta de tres componentes:

- Cinética, es la energía debida a la velocidad que posea el fluido.

- Potencial gravitacional, es la energía debido a la altura que posea un fluido.

- Energía de flujo: es la energía que un fluido contiene debido a la presión.

- Conservación del momento, permite cambios del momento en los sistemas con las fuerzas externas que son iguales al impulso de fuerza.

El principio básico de este sistema es inyectar un fluido a alta presión hacia el fondo del pozo, (fluido motriz). El principio de operación se basa en la inyección de un fluido, denominado fluido motriz, hasta la profundidad de la bomba de fondo. Dicho fluido llega a la tobera a una alta presión (P_n), el cual se dirige a través de la boquilla, transformándose la

energía potencial (presión) en energía cinética (fluido a alta velocidad), disminuyendo considerablemente la presión del fluido motriz. La presión baja del fluido motriz permite que los fluidos del yacimiento entren al pozo y posteriormente a la bomba de fondo, a la presión (P_s) y al gasto de producción (Q_s). La alta velocidad del fluido motriz se mezcla con la baja velocidad de los fluidos producidos, en una sección de área constante denominada cámara de mezclado o garganta. La mezcla de fluidos se llama fluido de retorno.

Diseño de la geometría de boquilla y garganta

Como primer punto se definen las partes principales de la bomba de fondo del sistema, así como su funcionamiento.

Boquilla.- Se diseña para soportar altas presiones, su extremo superior es de mayor diámetro que el inferior (efecto Venturi), con el fin de crear mayor velocidad y menor presión a la salida de boquilla.

Garganta.- Sección donde se mezclan los fluidos; en esta zona la presión y la velocidad son constantes.

Difusor.- Va a continuación de la garganta y por tener un área mayor, origina incremento de presión y disminución de velocidad.

La mayoría de los fabricantes de bombas jet ofrecen un gran número de combinaciones de boquilla y garganta para diferentes condiciones de bombeo. La selección apropiada de un cierto tipo de bomba para un pozo en particular puede resultar difícil y complicada.

La producción de un pozo se encuentra asociada a la presencia de gas, que afecta la eficiencia de cualquier método de levantamiento artificial por bombeo. Las ecuaciones utilizadas para el diseño de un sistema hidráulico tipo jet se han desarrollado asumiendo producción de líquido únicamente, por lo que se debe efectuar una modificación a las ecuaciones con el fin de considerar una mezcla multifásica.

Cavitación

El fenómeno de cavitación ha sido tema de numerosas investigaciones. A la entrada de la garganta, la presión deberá permanecer por encima de la presión de vapor del agua, para evitar la formación de burbujas y así prevenir daños en la bomba por cavitación. Si la presión es inferior a la presión de vapor del agua, se estimulará la formación de burbujas, las cuales, a su vez, actuarán como un estrangulador de flujo dentro de la garganta. El aumento de producción no será posible a esa presión de entrada de la bomba, incluso si la presión y el gasto del fluido motriz se incrementan. A medida que la presión de los fluidos se incrementa en el interior de la garganta ocurrirá el colapso o implosión de estas burbujas sobre su superficie causando ondas de choque, las cuales eventualmente erosionarían el área interna de la garganta.

Componentes del sistema superficial

El sistema consta de cuatro componentes superficiales principales, los cuales son:

- Motor de combustión interna
- Bomba quintuplex
- Separador trifásico horizontal
- Depurador de gas

1) Motor de combustión interna

La combustión que se genera en el motor ocasiona que se impulse el pistón hacia abajo. La biela transmite este movimiento al cigüeñal, al que hace girar, transformando el movimiento lineal del pistón en movimiento de rotación, al entrar el clutch se acopla a la caja reductora del bomba quintuplex, esta a su vez, transforma la energía potencial a alta velocidad derivado ahí que la relación de velocidad del reductores de 4.38@1 y así transformar esa energía potencial en energía mecánica, la bomba quintuplex que cuenta con un cigüeñal, conjunto de biela y manivela transporta esa energía mecánica en cada plunger para dar lugar a la compresión del fluido motriz.

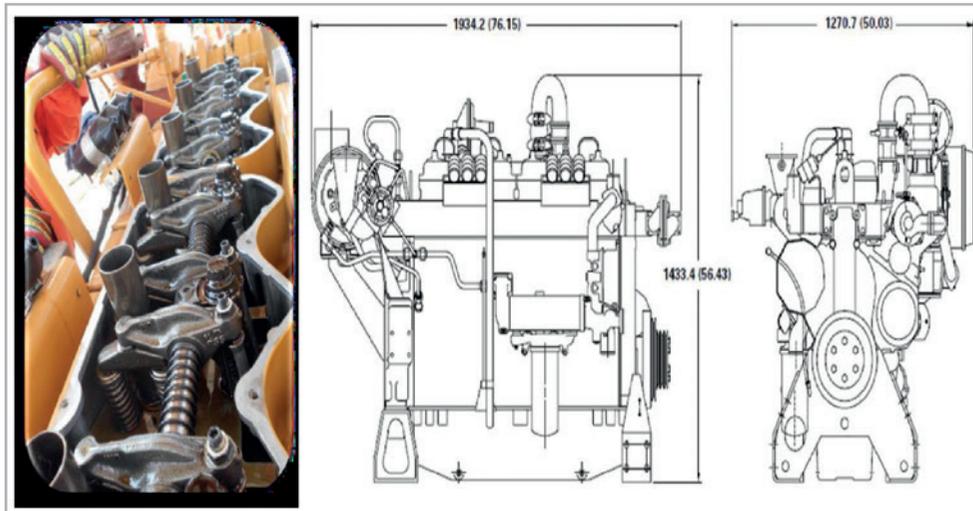


Figura 1. Motor de combustión interna.

2) Bomba quintuplex

Equipo indicado para trabajo exclusivo con fluido base agua o aceite, nula RGA, acondicionado caja reductora con relación de velocidad de 4.38:1 para proporcionar los siguientes parámetros:

Presión máxima de trabajo 5,000 PSI.

Caudal de inyección máximo 4,098 BPD.

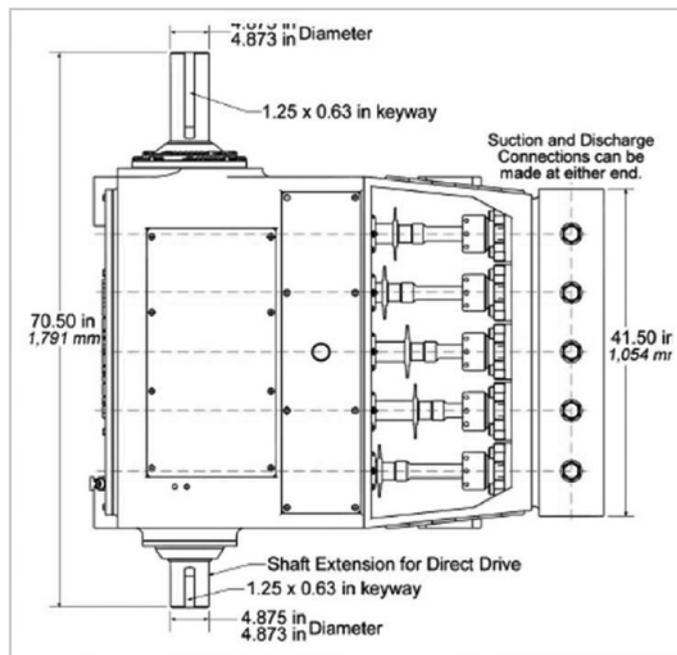


Figura 2. Bomba quintuplex.

3) Separador trifásico horizontal

Recipiente el cual capta la corriente de fluidos que provienen a alta velocidad, lo que ocasiona una turbulencia entre la fase gaseosa y la fase líquida, si existe, choca contra un aditamento interno ubicado en la entrada, provocando

así una separación de las fases. Seguidamente, en la sección de decantación (espacio libre), actúa la fuerza de gravedad sobre el fluido permitiendo que el líquido atrapado en burbujas de gas abandone la fase vapor y caiga hacia el fondo del separador. Esta sección provee del tiempo de residencia suficiente para que la bomba quintuplex pueda operar satisfactoriamente.

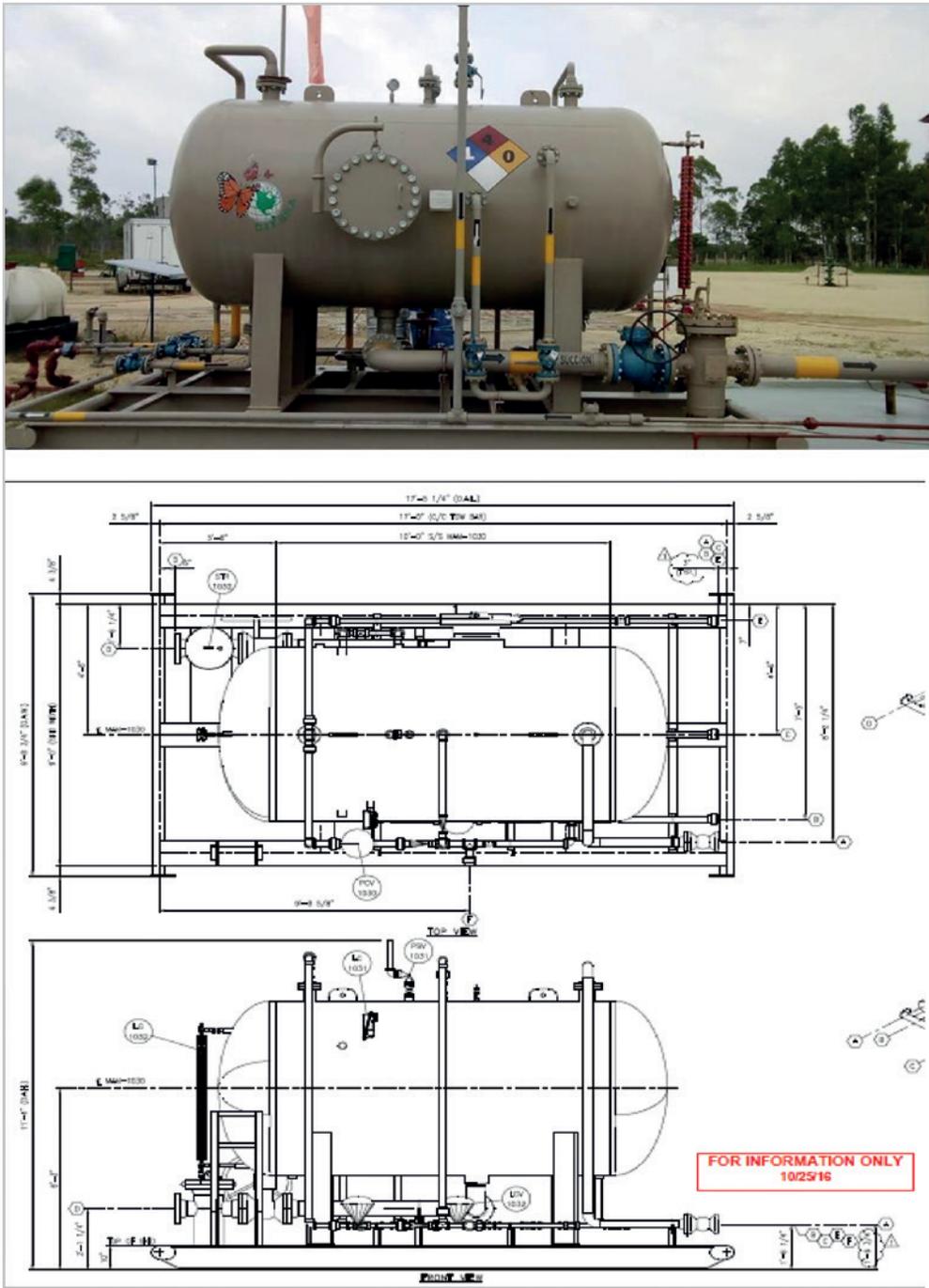


Figura 3. Separador trifásico.

4) Depurador de gas

Regula y controla el suministro de gas con la finalidad de disminuir sustancias líquidas en el gas, para así aumentar

la eficiencia del motor de combustión interna trabaja mediante un sistema neumático de nivel activándose cuando el equipo llega al 30 de líquidos cerrándose en un 15 de su capacidad

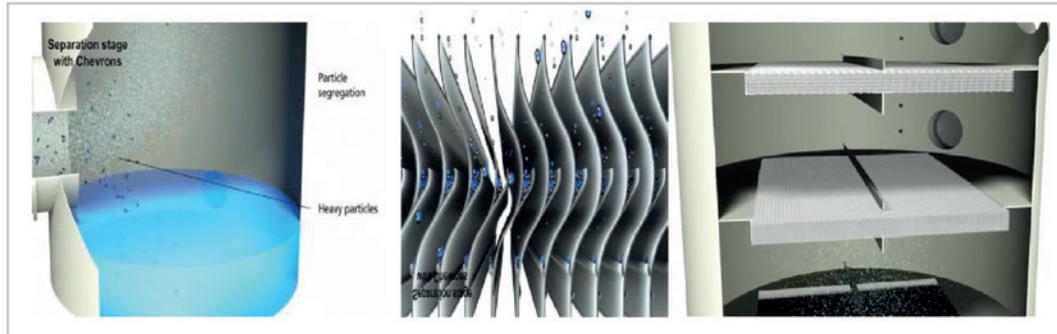


Figura 4. Proceso de la separación de gas.

Componentes del sistema subsuperficial

1) Bomba jet

La característica más importante de este tipo de bombas es que no cuenta con partes móviles, la acción está dada por la transferencia de energía que existe entre las dos corrientes del fluido, el fluido motriz pasa a alta presión a través de la tobera donde la energía potencial es convertida en energía cinética en la forma de fluido a gran velocidad.

Los fluidos del pozo rodean al fluido motriz en la punta de la tobera pasando a la garganta, la cual es un agujero cilíndrico recto de siete radios de largo con un borde de radio suavizado, el diámetro de la cual es siempre mayor que el de la salida de la tobera, lo que permite que el fluido motriz entre en contacto con el fluido del pozo en la garganta, el fluido motriz y el fluido producido se mezclan y el momentum es transferido del fluido motriz al producido

provocando que la energía se eleve en este último. En la garganta los dos fluidos están íntimamente mezclados, pero todavía se encuentran a gran velocidad y la mezcla posee una energía cinética significativa. El fluido mezclado entra a un difusor que convierte la energía cinética en presión estática debido a que baja la velocidad del fluido; en este punto la presión del fluido es suficiente como para alcanzar la superficie.

Apéndice C

Proceso de instalación

A continuación, se presentan las actividades realizadas previas a la operación del sistema, siendo el día 24 de mayo de 2017 fecha en que el pozo quedó operando con condiciones estables. Los trabajos realizados con la ULA a partir del día 19 de mayo de 2017, se presentan en la **Tabla 1** y en la **Figura 1**.

Instalación de sistema BHJ		
Fecha	Intervención	Comentarios
19/05/17 ¹	Instalación de equipo superficial y trabajos con ULA	Instaló equipo superficial, líneas y bombas, instaló ULA, bajó a calibrar con sello de plomo de 2. 5/8"; posteriormente bajó bomba simulada (sin sellos) a la profundidad de la camisa con éxito.
20/05/17	Bajar bomba jet y operar sistema BHJ.	Con ULA y herramienta soltadora JDC de 2" sentó bomba jet en camisa deslizable a 3192 mD. Con 40 m ³ inyectados al pozo observa retorno de líquidos con baches de gas.
21/05/17	Operar pozo con sistema BHJ.	Observa retorno de gas, desplaza fluidos a batería por inestabilidad en retornos, suspende operaciones por falta de pipas de agua por afectación por parte de sindicato local, resuelve afectación y reinicia bombeo inyectando 40 m ³ de agua adicionales, observando retorno de gas y espuma.
22/05/17	Operar pozo con sistema BHJ.	Continuó operando sistema, alineó a separador perdiendo nivel y regresó flujo a batería. Observó pérdida de presión de inyección y paró equipo superficial para revisión por parte de mecánicos. Con personal de Diseño en sitio probó nuevamente bomba Quintuplex satisfactoriamente. Determinándose posible falla en bomba jet, se programó ULA para recuperar bomba.
23/05/17 ²	Recuperar bomba jet	Con ULA y pescante JDD de 2", tijera mecánica de 1 7/8" y dos barras de peso de 1 7/8", bajó a 3192 mD, donde detectó cuello de pesca, operó sarta con golpes ascendentes de la tijera hasta observar liberar, recuperó bomba jet a superficie, sin sellos inferiores y con los sellos superiores dañados. Trató de acondicionar bomba en sitio sin éxito por no contar con los sellos adecuados, se acordó con la compañía traer sellos nuevos y acondicionar adecuadamente bomba jet.
24/05/17	Bajar bomba jet y operar sistema BHJ	Bajó bomba jet e inyectó 20 m ³ de fluido motriz (agua), donde observó retornos. Operó pozo.

Tabla 1. Proceso de instalación del BHJ, pozo 1.



Figura 1. Calibración con sello de plomo y bomba simulada, bomba en superficie sin sellos inferiores y sellos superiores dañados.

Nomenclatura

Válvula IPO=	Válvula operada por presión de inyección	TVD=	Profundidad vertical verdadera
BNC=	Bombeo Neumático Continuo	PVO=	Presión de apertura de la válvula
Tp=	Tubería de Producción	RPF=	Registro de Presión de Fondo Fluyendo
Tr=	Tubería de Revestimiento	Dummys=	Válvula de BN ciega
Pwh=	Presión en cabeza	EA=	Espacio Anular
Ptp=	Presión en cabeza	DL=	Pata de Perro
Ptr=	Presión en TR	ULA=	Unidad de línea de acero

Semblanza de los autores

Jesús Urrea Florentino

Ingeniero Petrolero, egresado de la Universidad Veracruzana en julio de 2014. Ingresó a Pemex Exploración y Producción en enero de 2015, donde ha laborado en el área de Productividad de Pozos.

Es miembro del CIPM.

Iván Velázquez Ramírez

Ingeniero Petrolero egresado de la Universidad Veracruzana en abril de 2013. Laboró en la Compañía Surpetrol como Ingeniero de producción Jr. Ingresó a Pemex Exploración y Producción en octubre de 2014. Fue parte del área de Recuperación Secundaria y Mejorada. De enero de 2016 a febrero de 2019, laboró en el área de Productividad de Pozos. Actualmente labora en la Subdirección Técnica de Exploración y Producción.

Es miembro del CIPM.

Guillermo Brígido Vázquez Álvarez

Ingeniero Petrolero egresado de la Universidad Autónoma de Nuevo León en marzo de 2014. Ingresó a Pemex Exploración y Producción en enero de 2015. Fue parte del área de Intervención a pozos y en junio del mismo año laboró en el área de Recuperación Secundaria y Mejorada. De enero de 2016 a la fecha labora en el área de Productividad de pozos.

Es miembro del CIPM.