

Aplicación de la nueva tecnología “Sistema Integrado de Producción (SIP)” en pozos con bombeo mecánico

Jesús Salvador Flores Mondragón

Luis Ángel Boscán Castillo

Ender Boscán Castillo

Luis Valente Álvarez Morales

Carlos Agustín Argüelles Sánchez

Luis Antonio Álvarez Reyes

Oleum Technology

Artículo recibido en mayo y aceptado en junio de 2020

Resumen

Los servicios integrales se ejecutaron en tres pozos terrestres del campo Poza Rica de Pemex. El objetivo principal es incrementar la producción de aceite y disminuir la producción de agua en pozos con sistemas de bombeo mecánico, mediante el control de la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) desde superficie a través del espacio anular.

La metodología del Sistema Integrado de Producción (SIP), se basa en encontrar la presión de fondo fluyendo óptima, mediante el control de la presión del espacio anular en superficie; esta tecnología también influye en la viscosidad del aceite/ oil viscosity μ_o y en la permeabilidad efectiva del aceite k_o , principalmente el SIP trata de mantener un flujo crítico desde el yacimiento, es decir, mantener una relación de presiones entre la de fondo fluyendo y la estática, que sea menor igual a .5283; para poder aplicar esta tecnología, es necesario que los pozos no tengan empacador o tengan las camisas abiertas, se tenga una sumergencia mayor igual a 100 metros y gas libre en el anular mayor o igual a 30 Mpcd; para su instalación solo se requiere de 2 m² en superficie y realizar dos conexiones, una en la salida del espacio anular y la segunda en la línea de descarga.

Al probar la tecnología en los tres pozos se obtuvieron los siguientes resultados: el pozo A logró un incremento de la producción neta de 96.47 bpd y una disminución del 20.18% de agua, para el pozo B el incremento de la producción neta es de 14.51 bpd, mientras la disminución de agua es del 8.09% y finalmente el pozo C obtuvo un incremento de la producción neta de 21.91 bpd, y una disminución de agua del 68.14%.

Application of the new technology “Integrated production system (SIP)” in wells with sucker rod pump

Abstract

Comprehensive services were carried out in three onshore wells in Pemex’s Poza Rica field. The main objective is to increase oil production and decrease water production in wells with mechanical pumping systems, by controlling the bottom pressure flowing (P_{wf}) from the surface through the annular space.

The Integrated Production System (SIP) methodology is based on finding the optimal bottom pressure flowing, by controlling the pressure of the annular space on the surface; this technology also influences the oil viscosity μ_o and the effective permeability of the oil k_o , mainly the SIP tries to maintain a critical flow from the reservoir, that is, to maintain

a pressure relationship, between the flowing bottom pressure and the pressure static, which is less than .5283; in order to apply this technology, it is necessary that the wells do not have a packer or have open jackets, a submergence greater than 100 meters and free gas in the ring greater than or equal to 30 Mscfd, for its installation it only requires 2 m² on the surface and to make two connections, one at the exit of the annular space and the second on the discharge line.

When testing the technology in the three wells, the following results were obtained: well A achieved an increase in net production of 96.47 bpd and a decrease of 20.18% of water, for well B the increase in net production is 14.51 bpd, while the decrease in water is 8.09% and finally well C obtained an increase in net production of 21.91 bpd, and a decrease in water of 68.14%.

Introducción

Alrededor del mundo todas las compañías de la Industria petrolera sin excepción están siempre en la búsqueda de la excelencia en términos de productividad. La mayoría de estas grandes empresas, aun aplicando sus mejores prácticas, siempre tienen presentes dilemas como aumentar la producción y recuperación de aceite en el área de drenaje de un pozo, minimizar el impacto que tiene la producción diferida mediante sistemas especializados de control, aumentar la producción de aceite aplicando tecnologías que les permitan frenar el avance del acuífero activo, producir aceite a bajo costo de levantamiento, minimizar la declinación de yacimiento, entre otras cuestiones.

El bombeo mecánico es el sistema de levantamiento artificial de extracción de petróleo más usado en el mundo. Más del 80% de los pozos petrolíferos trabaja con este sistema. Esto se debe a factores tales como, su versatilidad, su antigüedad de uso, su facilidad para operar en diversidad de condiciones, la intercambiabilidad de los equipos, la familiaridad que los operarios tienen en el manejo del sistema, entre otros.

Pero no por ser el sistema más viejo y el más usado, esto quiera decir que sea el más simple, más barato y el mejor conocido por todos sus diseños. Al contrario, su complejidad mecánica en comparación con los otros sistemas de levantamiento artificial, lo hace a que esté expuesto a mayor cantidad de esfuerzos y por este motivo, requiere mayor atención durante su operación.

Esta desventaja que se acaba de mencionar es la que causa que el sistema se vuelva ineficiente en cuanto a la tasa de producción y costos en comparación a otros sistemas, ya que a pesar de que su inversión inicial es baja, los costos de mantenimiento hacen que pierda ventaja.

Pero esto no significa que el sistema de bombeo mecánico sea malo. Estos problemas tienen solución, es fundamental realizar un seguimiento continuo del sistema, minimizando las fallas durante su operación, utilizando diversas técnicas como el uso de nuevas tecnologías para volverlo más eficiente y disminuyendo los costos de producción por barril producido.

Antecedentes

La explotación de un yacimiento a través de un pozo petrolero depende de características físicas de la roca almacenadora, características del fluido y de la energía propia del yacimiento.

Durante la producción de los yacimientos, su energía va disminuyendo, lo cual hace cada vez más difícil el desplazamiento de los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie. Conforme pasa el tiempo, es necesario implementar Sistemas Artificiales de Producción (SAP) para llevar a cabo este desplazamiento. Un SAP es la combinación de equipo superficial y subsuperficial que proporciona energía para desplazar los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie. Otro problema que se presenta durante la producción del yacimiento es el incremento de producción de agua, ya que reduce la producción neta de aceite y puede generar problemas de emulsión.

Los Sistemas Artificiales de Producción que existen y se conocen actualmente son:

- Bombeo neumático
- Bombeo electrocentrífugo
- Bombeo hidráulico
- Bombeo de cavidad progresiva
- Bombeo mecánico

Todos estos sistemas se han instalado en el Activo Integral de Producción Bloque Norte 02 (AIPBN02) y los que más se han adaptado a las condiciones de los yacimientos son el bombeo neumático y el bombeo mecánico.

El bombeo neumático es uno de los mejores, prueba de ello es que existían más de 300 pozos con dicho sistema en zonas rurales. En el área urbana existen varios pozos que se adaptan y operarían eficientemente con el sistema de bombeo neumático, sin embargo, por cuestiones de seguridad para la población, se retiraron todos los gasoductos de alimentación al bombeo neumático por manejar presiones altas y se les instaló el sistema de bombeo mecánico, el cual ha funcionado eficientemente. Hasta el año 2000, había más de 200 pozos operando con este sistema.

El sistema de bombeo mecánico, se define como un conjunto de equipo superficial representado por una unidad de bombeo mecánico y subsuperficial, representado por una bomba con sus accesorios que, trabajando conjuntamente, logra la extracción del hidrocarburo a la superficie, el cual se instala en el pozo para explotar la última etapa del yacimiento.

Con las herramientas tecnológicas de vanguardia se busca mejorar la producción en campos de alta complejidad, así como continuar con la producción y extender la vida útil de campos con un estado avanzado de desarrollo, en los que las condiciones de extracción ya no son óptimas. Debido a

que el 80% de los campos productores son maduros y se encuentran en etapa avanzada de explotación, como lo son los campos del AIPBN02, es fundamental optimizar su producción a través de la implementación de mejores prácticas y tecnologías para el mejoramiento de resultados.

Objetivo

Incrementar la producción de aceite en pozos con sistemas artificiales de producción al determinar y establecer la presión óptima de fondo fluyente (P_{wf}), con base en el control de la acumulación de gas en el espacio anular, debido a la apertura y cierre de una válvula de control instalada en superficie. Lo anterior permitirá mantener una cantidad mayor de gas en solución en el aceite mejorando la eficiencia de la bomba subsuperficial, y a su vez inhibir de forma parcial el avance del acuífero a fin de favorecer la permeabilidad efectiva al aceite, viscosidad y su movilidad.

Descripción de la tecnología Sistema Integrado de Producción (SIP)

El Sistema Integrado de Producción (SIP), es una tecnología de optimización de la producción en pozos petroleros, el cual consiste en la manipulación de la presión de fondo fluyente (P_{wf}) del pozo, en función de la acumulación de gas en el espacio anular. En la **Figura 1.1** es posible visualizar físicamente el Sistema Integrado de Producción.

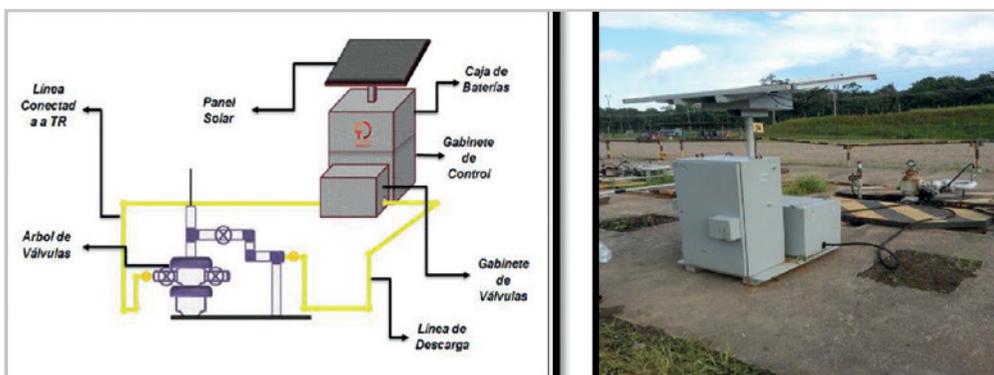


Figura 1.1. Sistema Integrado de Producción, (SIP).

Para la instalación del equipo SIP no se requiere en ningún momento parar la producción del pozo. El equipo SIP es autónomo, posee dos baterías de 12 volts que suministran la energía necesaria para la operación por un periodo de 72 horas y un panel solar que las recarga durante el día. El equipo posee clasificación NEMA-4X y sus componentes son clase 1 división 1, lo cual lo hace seguro para trabajar en instalaciones petroleras.

Las conexiones entre el SIP y el pozo se hacen a través de dos mangueras de alta presión y temperatura, o tubería de acero. La instalación del equipo es rápida y sencilla, solo se requieren dos conexiones al pozo, una a la salida de la TR y otra a la línea de producción o escurrimiento.

Una vez instalado y conectado el SIP, cierra su válvula de control automáticamente para impedir el flujo del gas del espacio anular a la línea de escurrimiento, e inmediatamente se inicia el proceso de lectura de la presión del espacio anular. Durante cada segundo, los datos de presión se registran, almacenan e interpretan por medio de su software especializado™, con la finalidad de determinar el punto óptimo (set point) de la presión de fondo fluyendo (P_{wf}).

La tecnología SIP consta principalmente de un gabinete de válvulas, un gabinete de control, un panel solar, baterías de gel a prueba de explosiones y líneas de acero que se conectan de la salida de la tubería de revestimiento al SIP y del SIP a la línea de producción o de descarga. El Sistema Integrado de Producción (SIP) al encontrarse interconectado entre la salida de la tubería de revestimiento y la línea de producción, mediante el gabinete de válvulas y por el accionamiento de un PLC, realiza la apertura y cierre del espacio anular, generando una acumulación de presión y consecuentemente aumentando la P_{wf} del pozo, con la finalidad de aumentar la eficiencia de operación del sistema de bombeo mecánico.

A continuación, se describen cada uno de los componentes del Sistema Integrado de Producción:

1. Gabinete de control

Alberga el PLC (Controlador Lógico Programable), donde se encuentra toda la información obtenida del pozo que se está generando segundo a segundo, así como el programa (cargado con algoritmos matemáticos), el cual se encarga de determinar la presión óptima (set point) de apertura y cierre de las válvulas.

2. Gabinete de válvulas

Se encarga de regular la presión acumulada en la TR, por medio de un patrón de aperturas y cierres programados y accionados por el gabinete de control. El gabinete de válvulas incluye los componentes siguientes:

- Transmisor de presión.
- Actuador.
- Tren de gas.
- Válvula de aguja.
- Válvula check.
- Uniones.

3. Compartimiento de baterías

El Sistema Integrado de Producción utiliza dos baterías de gel de 12 voltios conectadas entre sí en serie para subir su voltaje de 12 a 24 voltios. Cuenta con cables terminal tipo 10 mm, los cuales se conectan a las baterías, mientras que los que tienen terminal tipo 8 mm se conectan a los negativos. Los cables que llevan terminal amarilla tipo U se comunican con la sección electrónica a través de un cortafuegos y niple de aluminio de ½”, y se conectan al regulador de energía en los puntos designados para conexión de baterías.

4. Panel solar

Se encarga de proporcionar energía a la unidad SIP durante el día y a su vez recarga las baterías de 12V para que pueda funcionar la unidad en la jornada nocturna, logrando que el sistema sea autónomo y no contaminante.

Fundamento teórico de la tecnología SIP

La tecnología SIP basa su principio de operación en el manejo de tres variables de la ecuación de flujo radial de Darcy, la presión de fondo fluyendo (P_{wf}), la viscosidad del aceite (μ_o) y la permeabilidad efectiva del aceite (K_o), mismas que a su vez influyen en el gasto de producción del pozo, tal como lo muestra la Ecuación 1.1.

$$q = \frac{.00708Kh}{\mu \ln\left(\frac{re}{rw}\right) + s} (Pws - Pwf) \quad \text{Ecuación 1.1}$$

Donde:

- h: Espesor de la zona productora (ft)
- K: Permeabilidad absoluta (md)
- q: Gasto de aceite (bl/día)
- re: Radio de drene (ft)
- rw: Radio del pozo (ft)
- Pws: Presión del yacimiento (psi)

- Pwf: Presión de fondo fluyente (psi)
- s: Daño en la formación (adimensional)

Al regular la acumulación de gas en el espacio anular es posible aumentar la presión de fondo fluyente, lo cual permite disminuir la viscosidad del aceite (μ_o) y aumentar la viscosidad del agua (μ_w), tal y como se puede observar en la **Figura 1.2**.

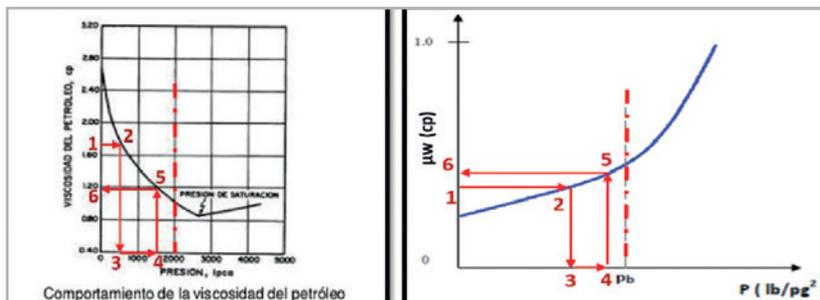


Figura 1.2. Variación de la viscosidad del aceite y del agua vs la presión, (McCain, 1990).

Al incrementarse la P_{wf} debido al efecto del SIP, se evita que se libere más gas del aceite y esto hace que disminuya la viscosidad del mismo con respecto a la Presión de yacimiento (Pws). Debido a la madurez de los campos petroleros, los pozos se encuentran operando por debajo de la Presión de burbuja (P_b).

Con el aumento de la P_{wf} , es posible disminuir la liberación del gas del aceite en el yacimiento, ver **Figura 1.3**, permitiendo esto que el aceite disminuya su viscosidad

y aumente su movilidad. Con lo anterior, se disminuye la cantidad de gas libre a la profundidad de la bomba y con ello disminuye también la problemática de interferencia o bloqueo por gas en la bomba subsuperficial. De igual forma, al aumentar la presión de fondo, es posible incrementar la presión de entrada de la bomba subsuperficial de bombeo mecánico y con ello generar un mayor llenado del barril con líquido, permitiendo desplazar un volumen mayor de fluidos a la superficie.

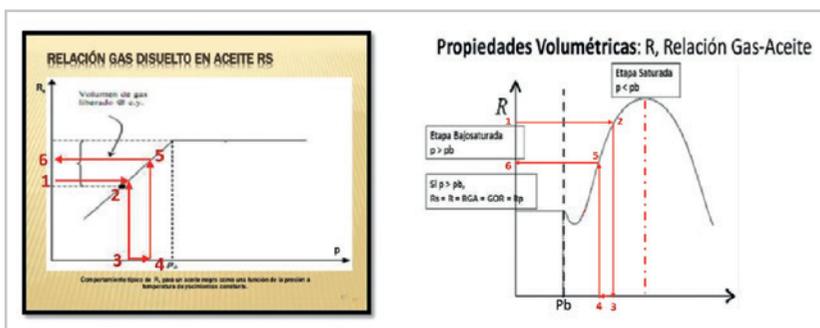


Figura 1.3. Comportamiento de la R_s y R vs presión, (McCain, 1990).

Para comentar como la tecnología SIP ayuda a disminuir el porcentaje de agua en un pozo, se explicará con los siguientes puntos:

- a. Al incrementarse la Pwf, disminuye la viscosidad del aceite (μ_o) y se incrementa la viscosidad del agua (μ_w). Estos cambios en las viscosidades dan origen a

incrementar la permeabilidad efectiva al aceite (K_o) y disminuir la permeabilidad efectiva al agua (K_w). Con lo anterior, en el yacimiento se logra un incremento en la movilidad del aceite (λ_o) y una disminución en la movilidad del agua (λ_w). Estos cambios se pueden observar en la **Figura 1.4** y en las Ecuaciones 1.2, 1.3, 1.4, 1.5 y 1.6.

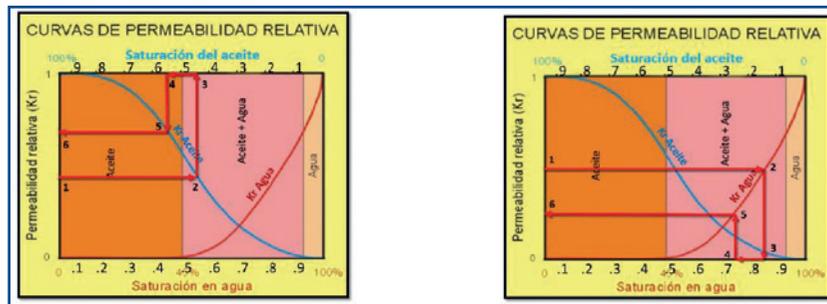


Figura 1.4. Comportamiento de la K_o y K_w vs saturación, (McCain, 1990).

Ecuaciones:

Permeabilidad relativa y efectiva al aceite y al agua.

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K} \quad , \quad K_o = K_{ro} * K \quad \text{Ecuación 1.2}$$

$$K_{rw} = \frac{K_w}{K} \quad , \quad K_w = K_{rw} * K \quad \text{Ecuación 1.3}$$

Movilidad del aceite y del agua.

$$\lambda_o = \frac{K_o}{\mu_o} \quad \text{Ecuación 1.4}$$

$$\lambda_w = \frac{K_w}{\mu_w} \quad \text{Ecuación 1.5}$$

Razón de movilidad:

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} \quad \text{Ecuación 1.6}$$

Donde:

Si $M < 1$, el aceite tiene mayor movilidad.

Si $M = 1$, ambos fluidos tienen igual movilidad.

Si $M > 1$, el agua tiene mayor movilidad.

- b. De igual forma, puede lograrse disminuir el porcentaje de agua dentro del pozo, al incrementar su P_{wf} , ya que la relación de presiones (P_{wf} / P_{ws}) puede alcanzar una condición de flujo crítico (Gilbert,1954; Economides,1994) en el yacimiento, es decir, establecer una relación de presiones como la que se muestra en la siguiente Ecuación 1.7:

$$P_{wf} / P_{ws} \leq 0.5283 \text{ (flujo crítico)} \quad \text{Ecuación 1.7}$$

Al realizarse una apertura y cierre del espacio anular por la válvula superficial del sistema SIP, se generan ciclos de restricción y aporte de flujo del yacimiento, los cuales originan que haya una limpieza en la vecindad del pozo y con ello un incremento en la eficiencia de flujo del yacimiento.

La tecnología SIP genera una limpieza a nivel de los disparos, incrementado con ello la producción de aceite. En la **Figura 1.5**, se puede observar el comportamiento entre la relación de presiones y la relación de gastos a diferentes eficiencias de flujo.

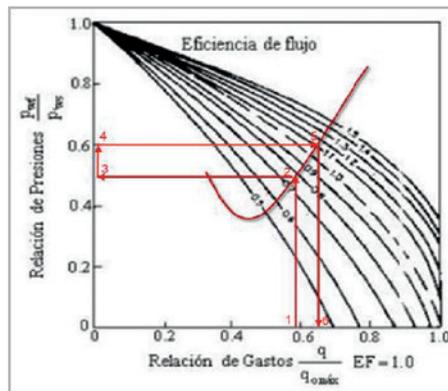


Figura 1.5. Eficiencia de flujo IPR, (Garaiococha, 1991).

Beneficios potenciales del uso de la tecnología

Con la aplicación de la tecnología SIP, se pretende obtener un aumento de la producción de aceite. También que el avance del acuífero se frene parcialmente en el área de drene de cada pozo donde se aplica esta tecnología, disminuyendo el corte de agua, mejorando la eficiencia de la bomba subsuperficial y aumentando consecuentemente la producción. La tecnología SIP ofrece los beneficios potenciales siguientes:

- Incrementar la producción de aceite del pozo en al menos un 10%, dependiendo de sus condiciones operativas.
- Disminuye el porcentaje de agua del pozo, en al menos un 2%.
- Los equipos pueden monitorearse de forma remota 24/7.

- Los parámetros de operación de cada pozo pueden modificarse de forma remota.
- Los equipos son autónomos y amigables con el medio ambiente.
- Reduce los problemas de candados de gas en las bombas subsuperficiales.
- Reduce los problemas de golpeteo de fluido en las bombas subsuperficiales.
- No se introduce ningún equipo dentro del pozo.
- No se tiene producción diferida de aceite.
- No se realiza ningún tipo de inyección de químicos.

Ventana de aplicación de la tecnología SIP

La aplicación del Sistema Integrado de Producción abarca a todos aquellos pozos que operen con sistemas artificiales de

producción de bombeo mecánico, cavidades progresivas o electrocentrífugo, donde exista una buena integridad física de la tubería de producción y revestimiento y no cuente con empacador. Cabe señalar que el sistema puede instalarse

en pozos verticales, inclinados u horizontales. Además de lo mencionado anteriormente, los pozos donde puede instalarse el SIP deberán encontrarse dentro de los rangos de aplicación mostrados en la **Tabla 1**.

Parámetro	Rango de aplicación
Gas libre en el anular, m ³ /día (scfd)	≥ 850 (30,000)
Densidad del aceite, gr/cm ³ (API)	0.82 a 1.01 (40° a 8°)
Contenido de H ₂ S, %mol (ppm)	3 a 5 (30,000 a 50,000)
Contenido de CO ₂ , %mol (ppm)	3 a 5 (30,000 a 50,000)
Sumergencia de la bomba, m	≥ 100

Tabla 1. Rango de aplicación de la tecnología SIP.

Los pozos candidatos deben de cumplir con los parámetros de aplicación mostrados en la Tabla 1.1, además de las características siguientes:

- ✓ 2 m² de espacio libre en la boca del pozo para colocar el equipo SIP.
- ✓ Árbol de válvulas en buenas condiciones (sin fugas).
- ✓ Buena integridad de la TR en su cementación.

- A. Incrementar al menos en un 10% la producción de aceite en los pozos donde se probará la tecnología SIP.
- B. Disminuir en un rango del 2% al 8%, el porcentaje de agua producida en cada pozo.
- C. Incrementar la eficiencia de llenado de la bomba subsuperficial de las unidades de bombeo mecánico al menos en un 10% en los pozos donde se probará la tecnología SIP.

Resultados obtenidos del Sistema Integrado de Producción SIP

PEP estableció los siguientes parámetros técnicos y económicos de evaluación para que la tecnología fuera aprobada como satisfactoria. Dichos parámetros fueron:

La tecnología dio buenos resultados técnicos y económicos en tres pozos del campo Poza Rica (pozo A, pozo B y pozo C), como se pueden observar en la **Tabla 2**.

Pozo	VARIABLES	Antes	Durante	Incremento/decremento (%)
A	Qo (bpd)	53.89	150.00	178.34
	Qw (%)	79.80	63.75	- 20.17
	Eficiencia de la bomba (%)	75.06	85.80	14.30
B	Qo (bpd)	83.34	97.85	17.41
	Qw (%)	71.32	65.55	- 8.10
	Eficiencia de la bomba (%)	70.00	80.04	14.34
C	Qo (bpd)	78.69	100.60	27.84
	Qw (%)	13.53	4.31	- 68.14
	Eficiencia de la bomba (%)	41.20	58.20	41.26

Tabla 2. Resultados de la aplicación de la tecnología SIP en pozos de PEP.

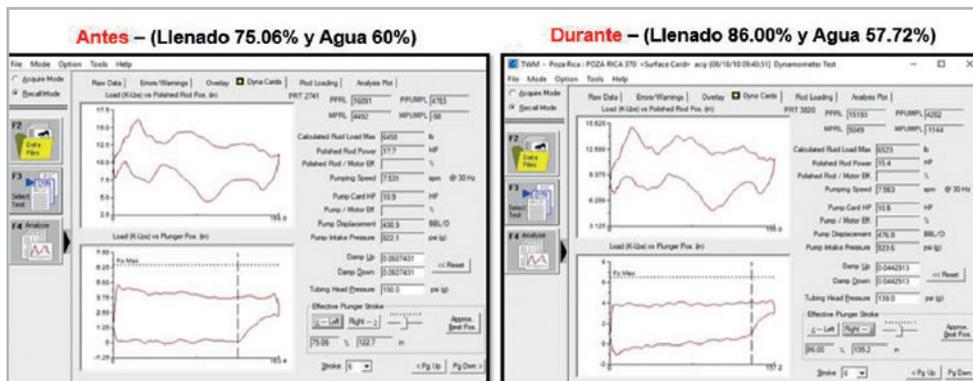
El pozo A obtuvo una producción bruta de 291.75 bpd, el cual se consideró como línea base para evaluar los incrementos de producción durante la operación del SIP, de acuerdo con el promedio de producción obtenido durante la implementación del SIP, la producción bruta fue de 410 bpd, representando un aumento del 40.53% (118.25 bpd). A su vez el incremento de aceite neto producido aumentó de

53.89 bpd a 150.36 bpd, representando un incremento de 96.47 bpd. Esta tecnología también logró una disminución del porcentaje de agua, el dato base de agua antes de instalar el SIP fue de 79.8 % y durante la operación del SIP fue de 63.75 %, el cual representa una disminución del 20.18 % del corte de agua. En la **Tabla 3**, se pueden observar los resultados de la prueba tecnológica en el pozo A.

DATOS	HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN PROMEDIO	1er MEDICIÓN (4-5 DE JUNIO)	2da MEDICIÓN (21-22 DE JUNIO)	PROMEDIO DE LAS MEDICIONES	% DE INCREMENTO (HISTÓRICO/ÚLTIMA MEDICIÓN)
Gasto de aceite Qo (bpd)	53.89	114.90	185.72	150.00	178.34
Gasto bruto Ql (bpd)	291.75	383.12	437.00	410.00	40.53
Corte de agua (%)	79.80	70.00	57.40	63.75	-20.18
Eficiencia de llenado (%)	75.06	85.61	86.00	85.80	14.31

Tabla 3. Resultados de la aplicación de la tecnología SIP en el pozo A.

En la **Gráfica 1**, se puede observar el comportamiento antes y durante la prueba tecnológica de la eficiencia del llenado del barril de la bomba del sistema de bombeo mecánico en el pozo A.



Gráfica 1. Comportamiento de la eficiencia de llenado de la bomba subsuperficial en el pozo A.

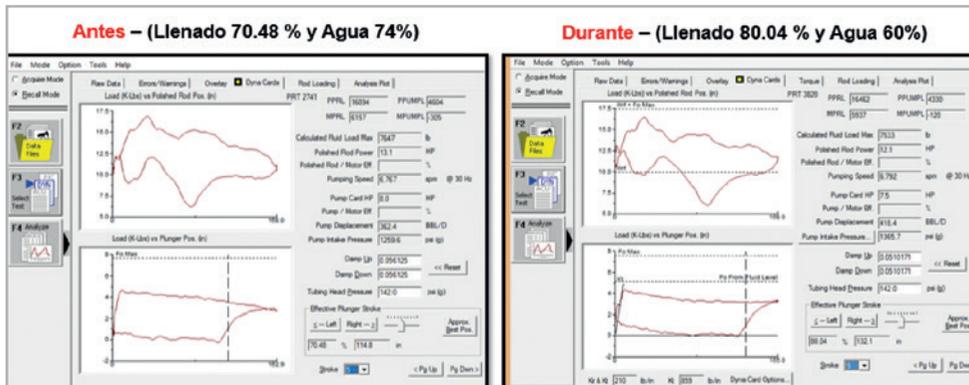
El pozo B obtuvo una producción bruta de 293 bpd, la cual se consideró como línea base para evaluar los incrementos de producción durante la operación del SIP, acuerdo al promedio de producción obtenido durante la implementación del SIP, el incremento fue de 282.73 bpd. A su vez el incremento de aceite neto producido aumento de 83.34 bopd a 97.85 bopd, lo que representa un incremento de 14.51 bopd; la

tecnología también logró una disminución del porcentaje de agua, el dato base de agua antes de instalar el SIP fue de 71.32 % y durante la operación del SIP fue de 65.55 %, el cual representa una disminución del 8.09 % del corte de agua. En la **Tabla 4**, se pueden observar los resultados de la prueba tecnológica en el pozo B.

DATOS	HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN PROMEDIO	1era MEDICIÓN (28-29 DE MAYO)	2da MEDICIÓN (6-7 DE JUNIO)	3era MEDICIÓN (13-14 DE JUNIO)	PROMEDIO DE LAS MEDICIONES	% DE INCREMENTO (HISTÓRICO/ULTIMA MEDICIÓN)
Gasto de aceite Qo (bpd)	83.34	99.54	76.54	117.48	97.85	17.41
Gasto bruto Ql (bpd)	293.00	284.40	270.10	293.70	282.73	-3.50
Corte de agua (%)	71.32	65.00	71.66	60.00	65.55	-8.09
Eficiencia de llenado (%)	70.00	74.47	76.34	80.04	76.95	10

Tabla 4. Resultados de la aplicación de la tecnología SIP en el pozo B.

En la **Gráfica 2**, se puede observar el comportamiento antes y durante la prueba tecnológica de la eficiencia del llenado del barril de la bomba del sistema de bombeo mecánico en el pozo B.



Gráfica 2. Comportamiento de la eficiencia de llenado de la bomba subsuperficial en el pozo B.

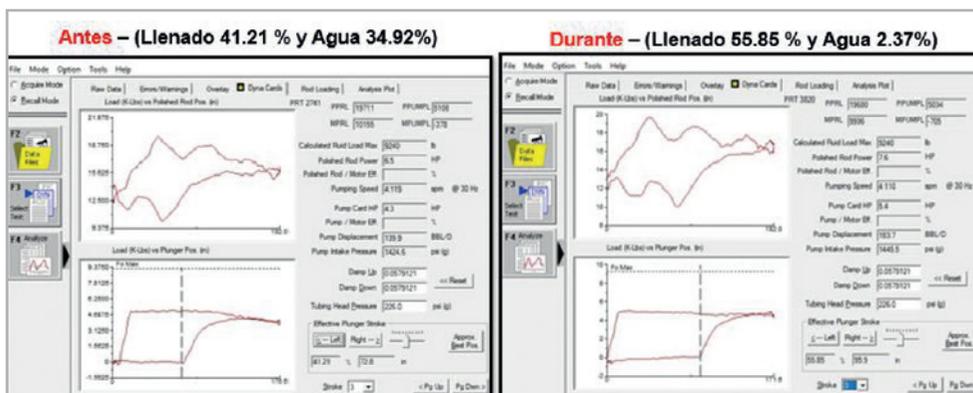
El pozo C obtuvo una producción bruta de 91.25 bpd, el cual se consideró como línea base para evaluar los incrementos de producción durante la operación del SIP, de acuerdo con el promedio de producción obtenido durante la implementación del SIP, el incremento fue de 105.14 bpd, representa un aumento de 13.29 bpd. A su vez el incremento de aceite neto producido aumentó de 78.69 bopd a 100.60

bopd, representando un incremento de 21.91 bopd de aceite neto, la tecnología también logró una disminución del porcentaje de agua, el dato base de agua antes de instalar el SIP fue de 13.53 % y durante la operación del SIP fue de 4.31 %, el cual representa una disminución del 68.14 % del corte de agua. En la **Tabla 5**, se pueden observar los resultados de la prueba tecnológica en el pozo C.

DATOS	HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN PROMEDIO	1er MEDICIÓN (28-29 DE JUNIO)	% DE INCREMENTO (HISTÓRICO/ÚLTIMA MEDICIÓN)
GASTO DE ACEITE QO (bpd)	78.69	100.60	27.84
GASTO BRUTO QL (bpd)	91.25	105.14	15.22
CORTE DE AGUA (%)	13.53	4.31	-68.14
EFICIENCIA DE LLENADO (%)	41.21	58.20	41.22

Tabla 5. Resultados de la aplicación de la tecnología SIP en el pozo C.

En la **Gráfica 3**, se puede observar el comportamiento antes y durante la prueba tecnológica de la eficiencia del llenado del barril de la bomba del sistema de bombeo mecánico en el pozo C.



Gráfica 3. Comportamiento de la eficiencia de llenado de la bomba subsuperficial en el pozo C.

Análisis económico

Tomando en cuenta los resultados de la evaluación técnica, se llevó a cabo el análisis económico, considerando un

escenario de renta mensual. Para el desarrollo del análisis económico de la aplicación de la tecnología, se consideraron las premisas mostradas en la **Tabla 6**.

Variables	Monto	Unidad
Paridad	\$18.70	MNX/USD
Costo de la renta del SIP	\$130	USD/día
Horizonte de producción	12	Meses
Régimen Fiscal		
Límite de deducibilidad	60	%
Renta de unidad de BM (Poza Rica 188)	\$1,375	MNX/día
Factor de declinación	0.98	%
Precio del aceite	53.76	USD/barril

Tabla 6. Premisas consideradas para el análisis económico del SIP.

Para que sea rentable en pozos con unidades de bombeo mecánico pertenecientes a PEP, se requiere un incremento de producción de 5 bpd, obteniendo un VPN DI de 0.20 MM MXN con una eficiencia de la inversión (VPNDI/VPE) de 0.23 por cada peso invertido; para pozos con unidades de bombeo mecánico de renta, se requiere un incremento adicional en la producción de 7 bpd para obtener un VPN DI

de 0.13 MM MXN, con una eficiencia de la inversión de 0.10 por cada peso invertido. En la **Tabla 7**, de acuerdo con la información proporcionada por parte del departamento de planeación del AIPBN02 de Pemex, se observa a continuación los barriles incrementales (6 y 8 bopd, renglones en verde) requeridos para que la tecnología sea rentable.

Pozo	Beneficio aceite (bpd)	VPN (MM MXN)	VPE (MM MXN)	VPN DI (MM MXN)	AI	DI
POZA RICA	10.00	3.08	0.88	0.81	3.5	0.9
POZA RICA	10.00	2.87	1.08	0.61	2.6	0.6
POZA RICA	3.00	0.45	0.74	-0.23	0.6	-0.3
POZA RICA	3.00	0.24	0.94	-0.44	0.3	-0.5
POZA RICA	4.00	0.82	0.76	-0.08	1.1	-0.1
POZA RICA	4.00	0.62	0.96	-0.29	0.6	-0.3
POZA RICA	5.00	1.20	0.78	0.07	1.5	0.1
POZA RICA	5.00	1.00	0.98	-0.14	1.0	-0.1
POZA RICA	6.00	1.58	0.80	0.22	2.0	0.3
POZA RICA	6.00	1.38	1.00	0.01	1.4	0.0
POZA RICA	7.00	1.95	0.82	0.37	2.4	0.4
POZA RICA	7.00	1.75	1.02	0.16	1.7	0.2
POZA RICA	8.00	2.32	0.84	0.51	2.8	0.6
POZA RICA	8.00	2.12	1.04	0.31	2.0	0.3
POZA RICA	10.00	3.08	0.88	0.81	3.5	0.9
POZA RICA	10.00	2.88	1.08	0.61	2.7	0.6
POZA RICA	3.00	0.45	0.74	-0.23	0.6	-0.3
POZA RICA	3.00	0.25	0.94	-0.44	0.3	-0.5
POZA RICA	4.00	0.83	0.76	-0.08	1.1	-0.1
POZA RICA	4.00	0.62	0.96	-0.29	0.6	-0.3
POZA RICA	5.00	1.20	0.78	0.07	1.5	0.1
POZA RICA	5.00	1.00	0.98	-0.14	1.0	-0.1
POZA RICA	6.00	1.58	0.80	0.22	2.0	0.3
POZA RICA	6.00	1.38	1.00	0.01	1.4	0.0
POZA RICA	8.00	2.33	0.84	0.51	2.8	0.6
POZA RICA	8.00	2.13	1.04	0.31	2.0	0.3

Tabla 7. Rentabilidad de acuerdo al beneficio de aceite de la tecnología SIP.

Conclusiones

De acuerdo con el análisis técnico de los resultados obtenidos en el presente trabajo, se concluye que en los tres pozos en donde se instaló la tecnología SIP, se cumplió con los tres parámetros de evaluación solicitado por PEP, con lo cual, la tecnología SIP fue evaluada como **APROBADA**.

Con base en los resultados obtenidos en los pozos A, B y C, se concluye lo siguiente:

- En el **pozo A**, se incrementó la producción de aceite en un 178.34 %, se disminuyó el porcentaje de agua en un 20.17% y se incrementó la eficiencia del llenado de barril de la bomba subsuperficial en un 14.30%.
- En el **pozo B**, se incrementó la producción de aceite en un 17.41 %, se disminuyó el porcentaje de agua en un 8.10% y se incrementó la eficiencia del llenado de barril de la bomba subsuperficial en un 14.34%.
- En el **pozo C**, se incrementó la producción de aceite en un 27.84 %, se disminuyó el porcentaje de agua en un 68.14% y se incrementó la eficiencia del llenado de barril de la bomba subsuperficial en un 41.26%.
- El aumento de la producción generado por la implementación del Sistema Integrado de Producción (SIP), logró superar los indicadores de rentabilidad establecidos para la evaluación de proyectos que era de 6 a 8 barriles de aceite de incremento, por lo que su aplicación se considera **RENTABLE**.

- La tecnología mantuvo un flujo estable con pocos problemas de engasamiento en la bomba subsuperficial, la presión se estabilizó y se tuvo un aporte de flujo mayor en cada uno de los pozos.

Agradecimientos

La compañía Oleum Technology LLC, agradece a la Coordinación de Operación de Pozos e Instalaciones (COPI) del Activo Integral de Producción Bloque Norte 02 (AIPBN02), Coordinación de Mantenimiento Bloque Norte 02 (CMBN02), Coordinación de Diseño de Explotación (CDE) y a todas las áreas involucradas en la participación de la aplicación de la tecnología SIP en sus pozos.

En especial, los ingenieros de la compañía Oleum Technology LLC, le agradecen a la misma por todo el apoyo y las facilidades brindadas durante toda la gestión, ejecución y dictaminación de los resultados de la tecnología SIP.

Nomenclatura

- Incremento de la producción de aceite
- Sistema Integrado de Producción (SIP)
- Viscosidad del aceite ($\mu\sigma$)
- Viscosidad del agua (μw)
- Permeabilidad efectiva del aceite (ko)

Permeabilidad efectiva del agua (k_w)
 Presión de fondo fluyendo (P_{wf})
 Presión estática de yacimiento (P_{ws})
 Presión de burbuja (P_b)
 Sistema Artificial de Producción (SAP)
 Bombeo Mecánico (BM)
 Espacio anular/ Annular space.
 Movilidad del aceite (λ_o)
 Movilidad del agua (λ_w)
 Gasto de aceite (Q_o)
 Gasto de agua (Q_w)

Pumping, Design and Analysis Gas. Tulsa, Oklahoma: PennWell Books.

- Brown, K. 1984. *The Technology of Artificial Lift Methods, Volume 4: Production Optimization of Oil and Gas Wells by Nodal Systems Analysis*. Tulsa, Oklahoma: PennWell Books.
- Garaicochea Petrinera, F., Bernal Huicochea, C. B. y López Ortiz, O. 1991. *Transporte de Hidrocarburos por Ductos*. México: Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A. C.
- McCain, W. D. Jr. 1990. *The Properties of Petroleum Fluids*, second edition. Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Company.
- Ramírez Sabag, J., Lozano Villajuana, G. y Pérez Tavarez, R. C. 2007. *Productividad de Pozos Petroleros*. México: UNAM, Facultad de Ingeniería.

Referencias

- Brown, K. 1980. *The Technology of Artificial Lift Methods, Volume 2A: Introduction of Artificial Lift Systems Beam*

Semblanza de los autores

Jesús Salvador Flores Mondragón

Ingeniero Petrolero y Maestría en Ingeniería de Producción.

Apoderado Legal de Oleum Technology México, 2019.

Gerente de Gestión de Tecnología en PEMEX, SGRT, 2014 – 2015.

Subgerente de Implementación y Evaluación de Tecnologías en PEMEX, GGPT, 2011-2012.

Subgerente de Selección y Asimilación de Tecnologías de Explotación en PEMEX, 2007 -2010.

Subgerente de Ingeniería de Producción de Pozos en PEMEX, 2006 – 2007.

Líder de la Red de Expertos de Sistemas Artificiales de Producción 2004-2005.

Superintendente de Pozos e Instalaciones de Producción en PEMEX, 1999 – 2004.

Especialista Técnico “B” en PEMEX, 1993 – 1996.

Ingeniero de Producción en PEMEX, 1989- 1990.

Pasante de Ingeniería, Ingeniero de Producción en PEMEX, 1985 – 1988.

Luis Ángel Boscán Castillo

Ingeniero Mecánico y Maestría en Seguridad.

Jefe de Ingenieros en Oleum Technology, 2017- 2019.

Gerente de operaciones en Britenergy, 2011 – 2016.

Gerente de operaciones en Maxi Oil & Gas, 2008 - 2011.

Ingeniero de facilidades en PDVSA, 2008- 2011.

Técnico de campo en PDVSA, 1998 – 2005.

Ender Boscán Castillo

Ingeniero Petrolero y Maestría en Administración de Empresas.

Senior Advisers en Oleum Technology, 2015-2019.

Asesor de Ingeniería en Maxi Oil & Gas Argentina, S.A., 2011 - 2012 (Argentina).

Gerente en Maxi Oil & Gas Worldwide, S.A., 2010 - 2012 (Panamá).

Gerente de Operaciones en Maxi Oil & Gas de Venezuela, C.A. 2005 - 2010 (Maracaibo, Venezuela).

Gerente de Operaciones en PDVSA, 2005 – 2005.

Ingeniero de Producción en PDVSA, 2003 – 2005.

Técnico de Campo en PDVSA, 1999 – 2003.

Luis Valente Álvarez Morales

Ingeniero Petrolero.

Ingeniero de Operaciones en Oleum Technology 2018-2019.

Practicante en PEMEX, Terminal de Distribución de Gas Licuado 2017-2018.

Carlos Agustín Argüelles Sánchez

Ingeniero Industrial.

Supervisor de Seguridad en Oleum Technology 2018- 2019.

Supervisor de Seguridad en CRA S.A. de C.V., 2014-2017.

Luis Antonio Alvarez Reyes

Pasante de la carrera de Ingeniería Petrolera.