

Beneficios de la estabilización y optimización de pozos e instalaciones superficiales con alta RGL: experiencias en un campo marino de aceite pesado

Jaime Larios González

PEMEX / GIIMAF-Facultad de Ingeniería-UNAM

T. Iván Guerrero Sarabia

GIIMAF-Facultad de Ingeniería-UNAM

Artículo recibido en octubre de 2018 y aceptado en febrero de 2019

Resumen

El campo petrolero costa afuera, objeto del presente estudio, actualmente es uno de los más importantes de México, ya que aporta 298 Mbpd de aceite crudo (15.4% de la producción nacional). Los pozos producen entre 5 y 10 Mbpd de aceite pesado de 13.6 °API, y la mayoría opera con bombeo neumático continuo (BNC); adicionalmente, algunos presentan valores grandes de la relación gas-líquido (10^2 a 10^3 m³/m³). Ahora bien, el flujo en los pozos, ductos y separadores tiende a ser inestable debido a la propia naturaleza viscosa del crudo y al incremento en la producción de gas en el sistema. En estas condiciones, frecuentemente se presenta bacheo severo en el sistema de producción, ocasionando diversas problemáticas; por ejemplo: fallas en los equipos de bombeo y compresión, separación ineficiente, activación de los sistemas de paro, y cierre de pozos.

En este trabajo se describen las actividades de campo que se llevaron a cabo para optimizar la eficiencia de un separador remoto bifásico mediante la reducción del gas manejado en el sistema, manteniendo o mejorando la estabilidad del flujo en cuatro pozos de BNC. Entre los beneficios obtenidos pueden mencionarse:

- Mejoras en la estabilidad del flujo en cuatro pozos de BNC
- Operación estable de separadores, bombas y compresores
- Incremento del Índice de Aprovechamiento de Gas (IAG)
- No hubo afectaciones en la producción diaria de aceite

Palabras clave: Optimización del manejo de gas, inestabilidad de flujo, pozos con BNC.

Benefits of stabilization and optimization of wells and surface facilities with high GLR: experiences in an offshore heavy oil field

Abstract

At present, the offshore field considered in this study is one of the most important oil fields in Mexico, producing 298,000 STBD of heavy crude oil (15.4% of the total daily oil production). The wells produce from 5,000 to 10,000 STBD of oil (13.6 °API), mainly through continuous gas-lift systems, and some of them presents high gas-liquid ratios, GLR (10^2 to 10^3 m³/m³). However, the flow in wells and surface facilities tends to be unstable due to the viscous nature of the oil and the increase of gas flow rates in the system. In such conditions, severe slugging occurs, causing pump and compressor failures, inefficient separation, and shut-in of heading wells and facilities.

In this work, we describe the operational actions taken to improve the efficiency of a two-phase separator by reducing the gas handled in the system and maintaining or improving flow stability in four gas-lift wells. The benefits were:

- Improvement of flow stability in four gas-lift wells
- Stable operation of separators, pumps and compressors
- Improvement in gas allocation
- Daily oil production remains unaffected

Keywords: Gas lift allocation optimization, flow instability, gas-lift well.

Introducción

Los pozos del campo costa afuera analizado (identificado aquí como campo "A") producen aceite pesado de 13.6 °API, en la Formación Brecha Terciaria del Paleoceno, y operan principalmente con bombeo neumático continuo, (BNC). Entre las problemáticas más importantes que presentan pueden mencionarse la inestabilidad de flujo o "cabeceo" y el incremento de la producción de gas proveniente del yacimiento.

La inestabilidad del flujo puede identificarse claramente en los registros de la presión en la cabeza de los pozos; en los casos más severos, se observan variaciones de entre 10 y 25 kg/cm², en ciclos que pueden ir de aproximadamente 15 minutos, **Figura 1a**, a un par de horas, **Figura 1b**. Por otra parte, también puede manifestarse como oscilaciones

de alta frecuencia (~2 minuto) y amplitud de 1 a 6 kg/cm², **Figura 1c**; en este último caso, se considera que el flujo es estable para fines prácticos, aun cuando en sentido estricto la presión debería mantenerse constante.

La intermitencia del flujo en pozos con cabeceo severo ocasiona daños y problemas operativos en todo el sistema integral de producción (Larios, 2016; Larios y Guerrero, 2017). Por ejemplo, la separación de fluidos resulta ineficiente debido a la alternancia en la llegada de grandes volúmenes de líquido seguidos de grandes volúmenes de gas; esto también puede generar daños en los internos de los separadores. De la misma manera, tal intermitencia reduce la eficiencia de los equipos de bombeo y compresión, y ocasiona fallas recurrentes en estos equipos. Por lo tanto, es de suma importancia estabilizar el flujo para mantener operando el sistema de forma óptima.

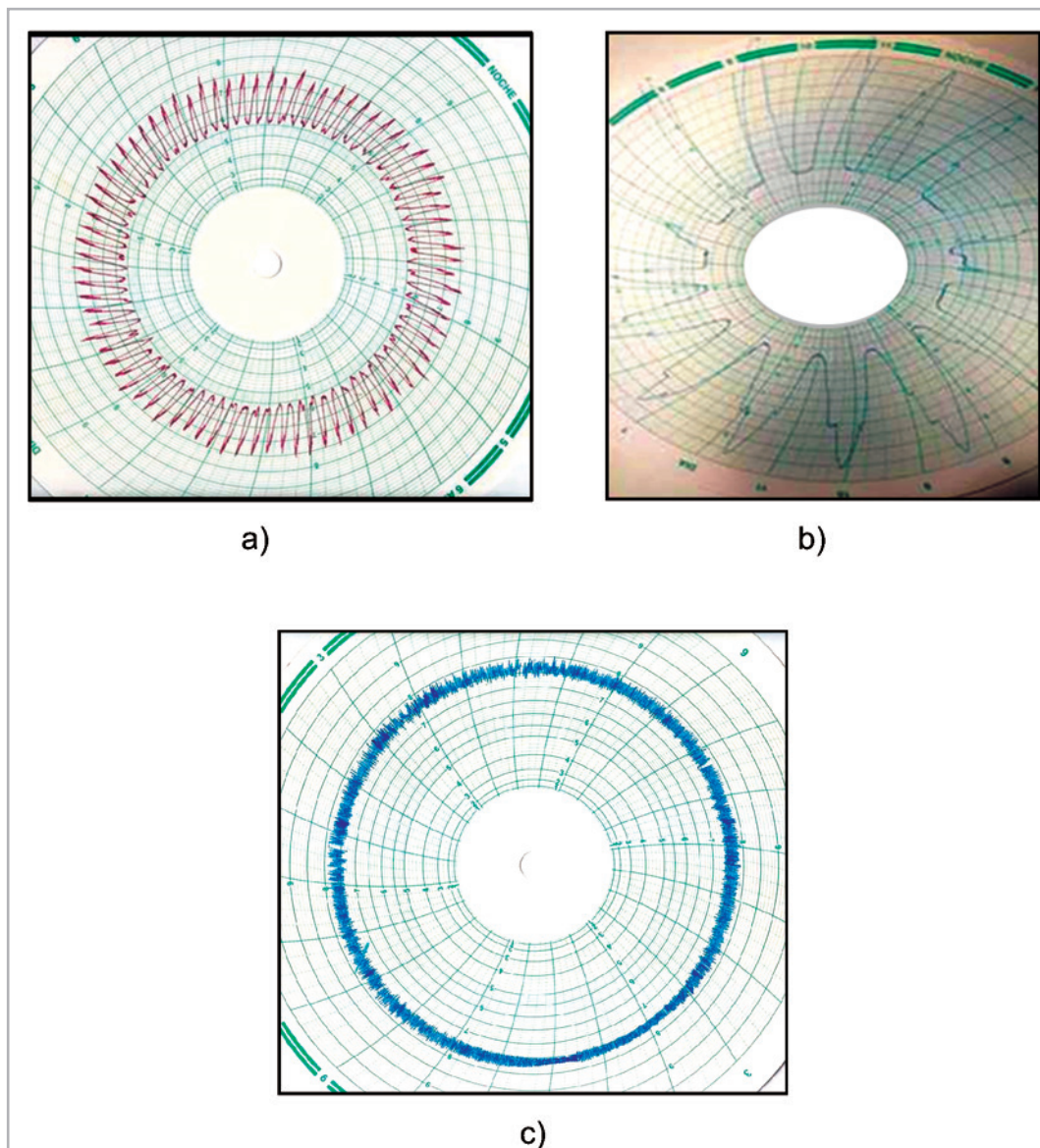


Figura 1. Gráficas L-10 de presión en TP de pozos con BNC que presentan inestabilidad de flujo.

En cuanto al manejo de la producción del campo, en la **Figura 2** se muestra un diagrama general con sus etapas principales. Primeramente, la mezcla de hidrocarburos de los pozos se transporta a través de oleogasoductos desde las plataformas satélites hasta una plataforma de bombeo y compresión, en donde se encuentran instalados los separadores; allí se une la corriente de crudo proveniente

de otro campo cercano ("B"). La separación se realiza en dos etapas para el aceite, y una de rectificación de gas a través del "slug-catcher". Posteriormente, el aceite se bombea hacia los puntos de exportación y el gas se comprime para su envío a otras instalaciones para su manejo y acondicionamiento.

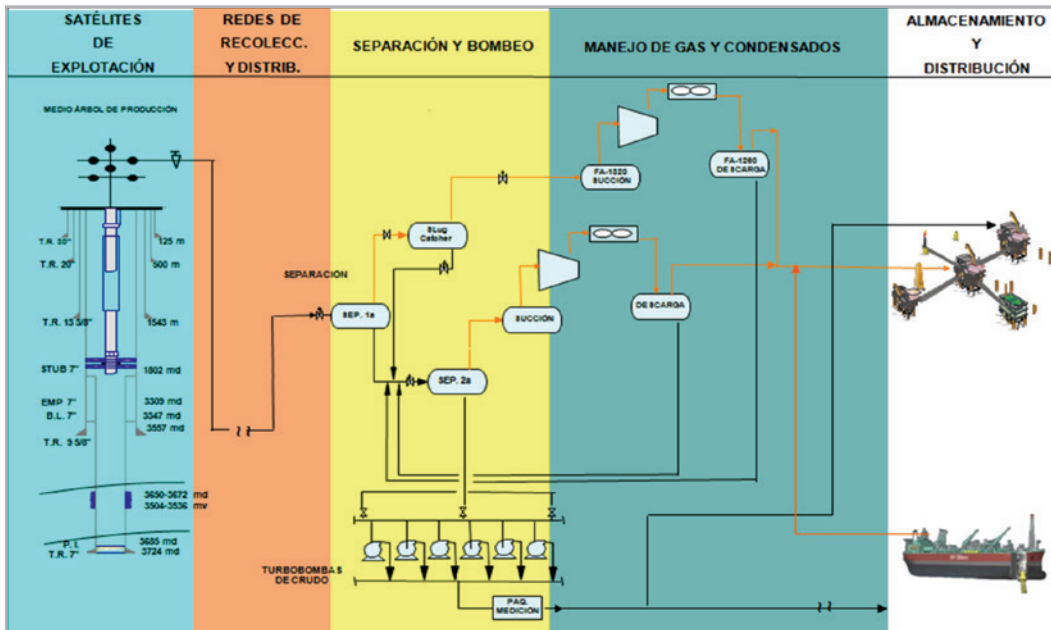


Figura 2. Diagrama general del manejo de la producción del campo "A".

La Figura 3 muestra un esquema del manejo de las corrientes de crudo de las plataformas que conforman el Centro de Proceso del campo. En este trabajo se analizó exclusivamente el circuito marcado en azul.

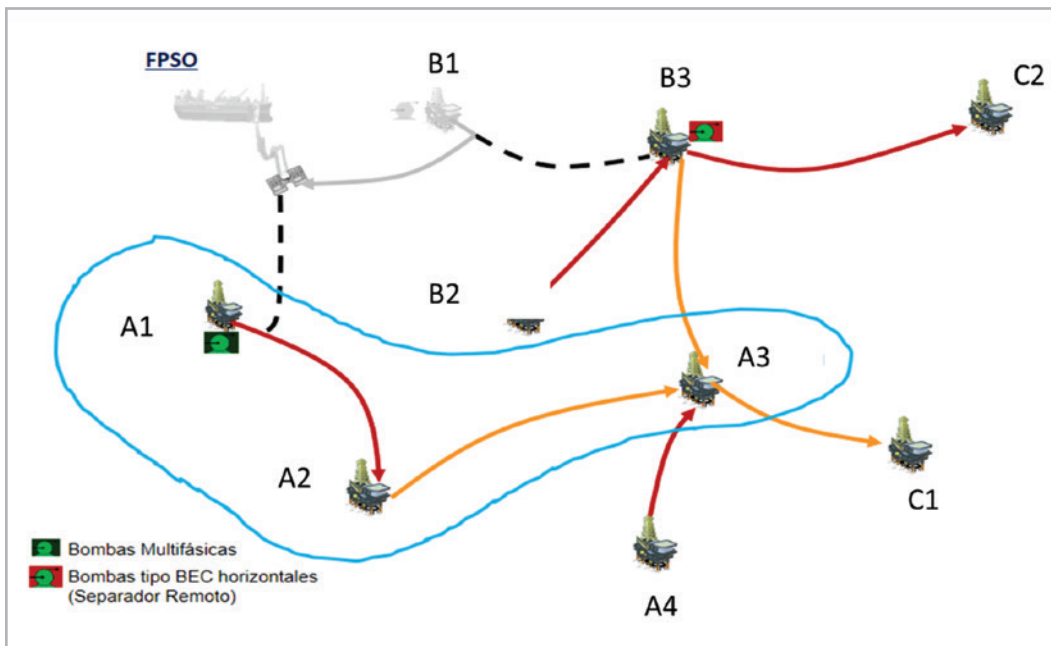


Figura 3. Esquema del manejo de crudo del Centro de Proceso del campo A.

En la **Figura 4** se muestra el separador remoto de primera etapa de la plataforma "A2", donde también se maneja la producción de la plataforma "A1". Cabe destacar que este separador sobrepasó su capacidad de diseño para el manejo de gas (130 MMpcd), con gastos de hasta 160 MMpcd. En tales condiciones, el separador operaba de forma ineficiente, provocando bacheo e inestabilidad en pozos y ductos.

Como se describe en las secciones siguientes, se realizaron cambios operativos en cuatro pozos de la plataforma "A1" para reducir el gasto de gas de BN, manteniendo o mejorando su estabilidad de flujo; asimismo, se mejoró la eficiencia del separador de primera etapa en la plataforma "A2", mediante el cierre de cuatro pozos de alta relación gas-líquido (RGL) y baja aportación de aceite; las acciones realizadas permitieron reducir el gasto de gas manejado en el sistema.

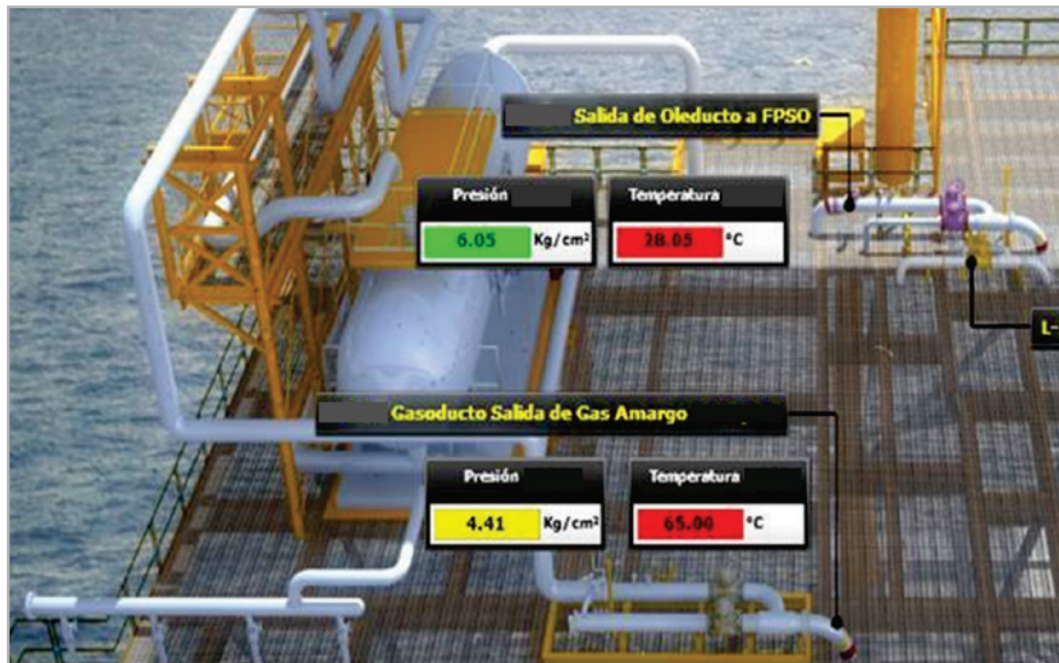


Figura 4. Separador remoto de la plataforma A2.

Optimización y estabilización de los pozos de la plataforma "A1"

Con la finalidad de disminuir la inestabilidad en el sistema y mejorar la operación del separador de primera etapa de la plataforma "A2", se realizaron ajustes en el diámetro del estrangulador y el gasto de inyección en cuatro pozos con BNC de la plataforma "A1" que presentaban esta problemática. Cabe mencionar que el aforo de pozos se realizó en separadores de medición individual, con medidores de placa de orificio. A continuación, se describen los eventos observados durante las maniobras implementadas en los pozos.

a) Pozo 16

Este pozo aporta un promedio de 9,500 bpd de aceite con un gasto de inyección de gas de BN de 7.1 MMpcd, y no produce agua. Está terminado con una sarta de producción telescopiada de 7 y 5 ½ pg, y tiene una válvula de orificio de BN de ½ pg a 2,312 md. El intervalo disparado se localiza en 3,453-3,490 md.

Con la finalidad de estabilizar el flujo, primero se redujo el diámetro del estrangulador, de 6 a 4 ½ pg; con esta acción, no se identificaron variaciones significativas en el comportamiento inestable del pozo ni en los gastos de aceite

y gas producidos. Posteriormente, se evaluó el efecto del gasto de inyección (Tabla 1, Figuras 5 y 6); se observó que la amplitud de las oscilaciones de la presión en la cabeza se redujo sustancialmente con un gasto de 6.1 MMpcd, alcanzándose así un comportamiento prácticamente

estable. Es interesante mencionar que el flujo se hizo más inestable a otros gastos de gas de BNC, tanto mayores como menores. Con referencia a la condición inicial de operación, el gasto de aceite promedio se redujo en 400 bpd después de la estabilización.

q_{BN} MMpcd	ϕ_{est} pg	q_o Mbpd	q_{gtotal} MMpcd	Rel. Gas total-líquido m^3/m^3	P_{TP} (kg/cm ²)		ΔP (kg/cm ²)
					Mínima	Máxima	
7.1	4 1/2	9.586	9.12	169	10.5	15.2	4.7
6.6	4 1/2	9.432	8.88	168	9.8	13	3.2
6.1	4 1/2	9.119	8.40	164	10.9	12.9	2.0
5.6	4 1/2	8.497	7.68	161	8.9	13.2	4.3

Tabla 1. Condiciones operativas del pozo 16.

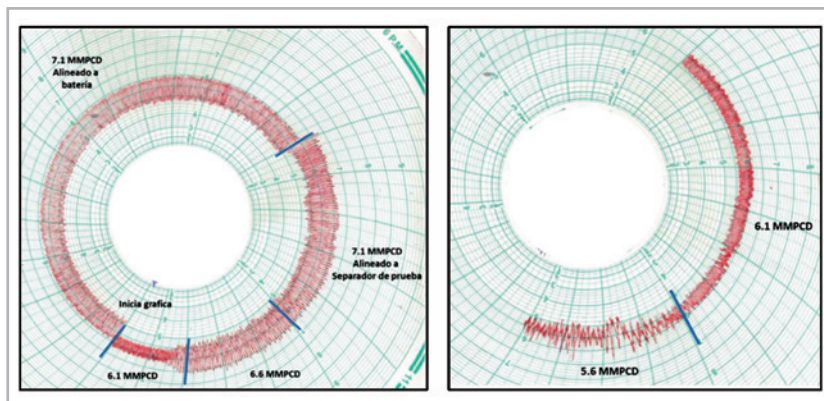


Figura 5. Gráficas L-10 de presión en TP del pozo 16.

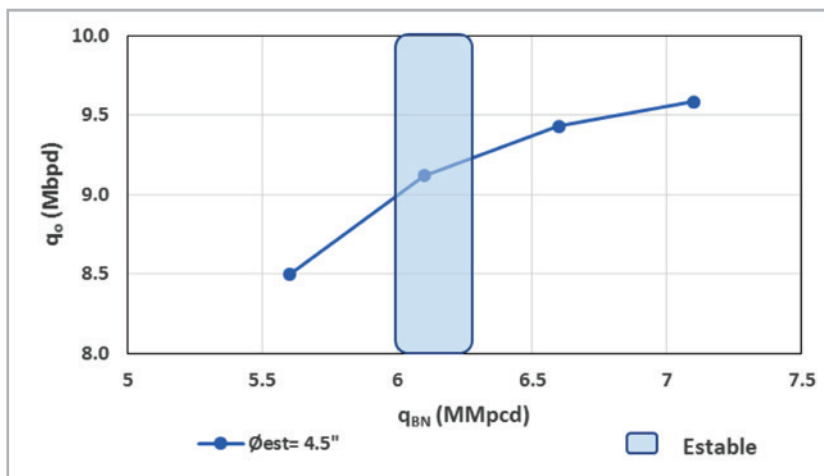


Figura 6. Curva de optimización de BN del pozo 16.

b) Pozo 6D

La producción promedio del pozo es de 6,400 bpd de aceite con un gasto de 5.6 MMpcd de gas de BN, sin presencia de agua. El intervalo disparado se encuentra en 3,300-3,320 md. El pozo está terminado con una sarta de producción telescópica de 7 y 5 ½ pg, y cuenta con una válvula de orificio de BN de ½ pg a 2,310 md.

Para estabilizar el flujo se realizaron ajustes en la inyección de gas de BN, abarcando valores de 4.6 a 5.9 MMpcd, como

se indica en la **Tabla 2** y se muestra en las **Figuras 7 y 8**. De acuerdo con los resultados de las pruebas realizadas, el pozo presentó inestabilidad severa con gastos menores de 5.3 MMpcd. Con gastos mayores, el flujo tendió a estabilizarse notablemente. Inyectando 5.9 MMpcd (máxima admisión del pozo con válvula reguladora abierta al 100%), se obtuvo la producción máxima de aceite, pero también se registró un aumento en la relación gas total-líquido (193.1 m³/m³). Por lo tanto, se estableció como condición de operación estable una inyección de 5.6 MMpcd; con este gasto, la relación gas total-líquido disminuyó a 189.6 m³/m³.

q _{BN} MMpcd	Ø _{est} pg	q _o Mbpd	q _{gtotal} MMpcd	Rel. Gas total-líquido m ³ /m ³	P _{TP} (kg/cm ²)		ΔP (kg/cm ²)
					Mínima	Máxima	
5.9	2	6.863	7.4	193	11.4	15.5	4.1
5.6	2	6.576	7.0	190	9.6	13.7	4.1
5.4	2	6.479	6.9	190	10.5	14.7	4.2
5.3	2	6.343	6.7	188	10	14.9	4.9
5.1	2	6.314	6.8	192	8.5	14	5.5
4.6	2	6.173	6.5	187	8	16.1	8.1

Tabla 2. Condiciones operativas del pozo 6D.

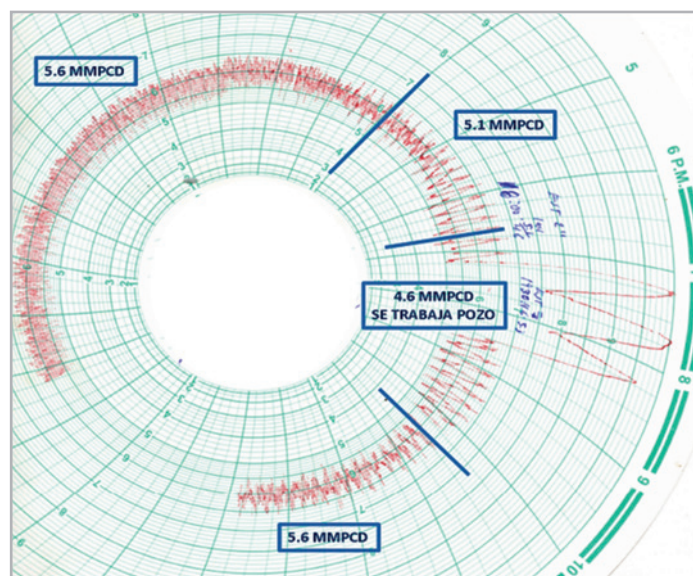


Figura 7. Gráfica L-10 de presión en TP del pozo 6D.

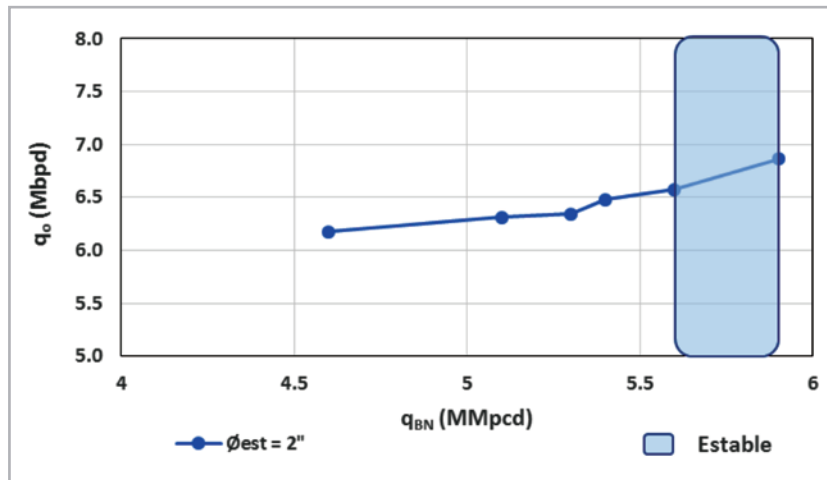


Figura 8. Curva de optimización de BN del pozo 6D.

c) Pozo 10

Con un gasto de 7.8 MMpcd de gas de BN, este pozo produce un promedio de 11,400 bpd de aceite crudo; no produce agua. La sarta de producción es telescopiada, de 7 y 5 ½ pg, y la inyección se realiza a través de una válvula de orificio de ½ pg a una profundidad de 2,420 md. El intervalo productor se localiza a 3,400-3,435 md.

El pozo opera normalmente con gastos de inyección del orden de 7.3 MMpcd, en condiciones de flujo cuasi-estable (variaciones de 4.7 kg/cm² en la cabeza del pozo). Con la finalidad de optimizar la distribución del gas de BN en el sistema, se investigó la posibilidad de reducir la inyección a 6 MMpcd. Se realizaron ajustes en el gasto de gas de

BN, obteniéndose los resultados indicados en la **Tabla 3** y mostrados en las **Figuras 9 y 10**.

Se observó que el flujo en el pozo se desestabilizó de manera importante al inyectar 6 MMpcd. Por otra parte, aun cuando la producción de aceite se incrementó con gastos mayores de gas, **Tabla 3**, se decidió establecer la inyección en 6.8 MMpcd; esto con la finalidad de reducir el volumen de gas manejado en el separador remoto de la plataforma satélite “A2”, reduciendo la amplitud de las oscilaciones de la presión en la cabeza a 3 kg/cm², y la relación gas-líquido en 170 m³/m³.

q _{BN} MMpcd	ø _{est} pg	q _o Mbbpd	q _{gtotal} MMpcd	Rel. Gas total-Líquido m ³ /m ³	P _{TP} (kg/cm ²)		ΔP (kg/cm ²)
					Mínima	Máxima	
7.8	6	11.407	11.2	175	13	14.8	1.8
7.3	6	10.747	10.24	170	10.6	15.3	4.7
6.8	6	10.074	9.60	170	11	14	3.0
6.3	6	9.667	9.11	168	11	14	3.0

Tabla 3. Condiciones operativas del pozo 10.

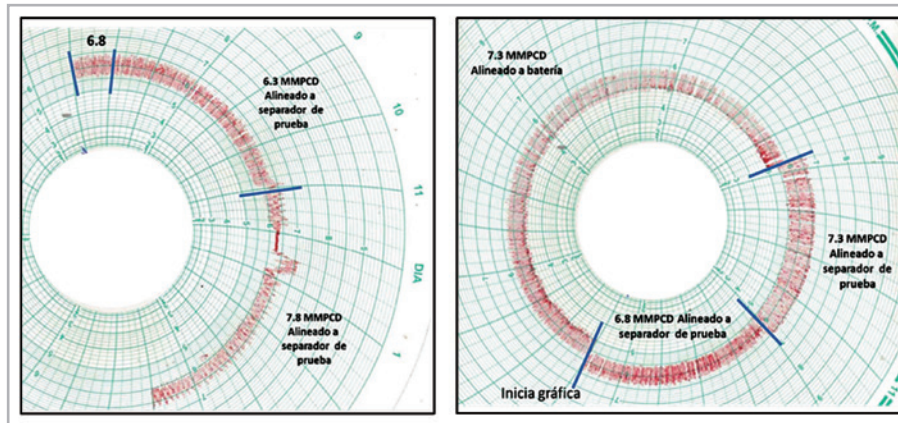


Figura 9. Gráficas L-10 de presión en TP del pozo 10.

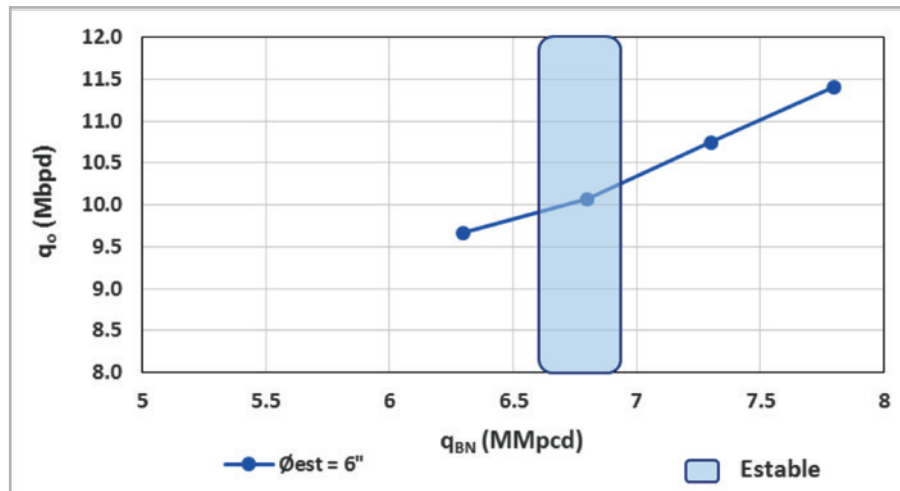


Figura 10. Curva de optimización de BN del pozo 10.

d) Pozo 48

El pozo aporta alrededor de 11,000 bpd de aceite con la inyección de 7.1 MMpcd de gas de BN, y el estrangulador de producción abierto a 6 pg; no produce agua. El flujo es prácticamente estable en estas condiciones, con variaciones de la presión en la cabeza de 1.5 kg/cm².

Como en el caso del pozo 10, se realizaron pruebas con el objetivo de reducir la inyección a 6.3 MMpcd. De acuerdo a los resultados obtenidos, indicados en la **Tabla 4** y mostrados

en las **Figuras 11 y 12**, se observó que el flujo se desestabilizó al reducir el gasto hasta ese valor. Para estabilizar el sistema, se estranguló el pozo a 4 ½ pg y se estableció la inyección en 6.5 MMpcd. Como puede observarse en la Figura 11, el flujo se estabilizó, las variaciones de la presión en la cabeza se redujeron a menos de 1 kg/cm², y la producción de aceite fue de 11,225 bpd. Considerando que la finalidad de las optimizaciones realizadas fue disminuir el volumen de gas manejado en el separador remoto de la plataforma satélite “A2”, el pozo se dejó operando en estas condiciones.

q_{BN} MMpcd	ϕ_{est} pg	q_o Mbpd	q_{gtotal} MMpcd	Rel. Gas total-Líquido m^3/m^3	P_{TP} (kg/cm ²)		ΔP (kg/cm ²)
					Mínima	Máxima	
7.6	6	12.053	11.04	163	13	14.8	1.8
7	6	11.183	10.24	163	12	13.5	1.5
6.8	6	11.592	10.48	161	11.9	13.8	1.9
6.5	4 1/2	11.225	10.32	164	11.9	12.9	1.0

Tabla 4. Condiciones operativas del pozo 48.

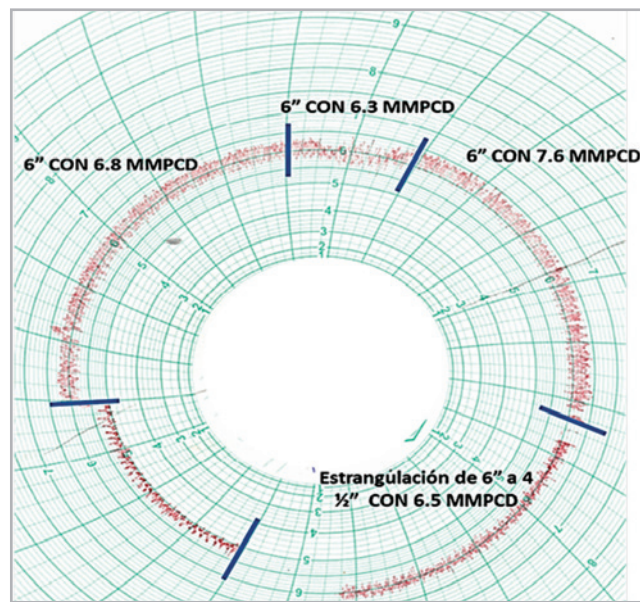


Figura 11. Gráfica L-10 de presión en TP del pozo 48.

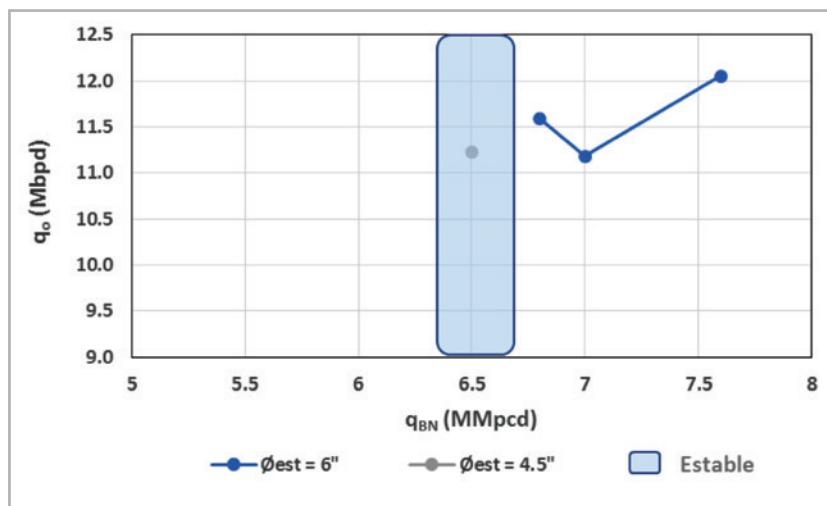


Figura 12. Curva de optimización de BN del pozo 48.

Optimización del separador remoto de la plataforma “A2”

Como se comentó al inicio de este trabajo, el separador remoto de primera etapa de la plataforma “A2” ha operado con gastos de hasta 160 MMpcd de gas, excediendo su capacidad de diseño (130 MMpcd). En tales condiciones, el separador opera de forma ineficiente, provocando bacheo e inestabilidad en pozos y ductos.

Por lo tanto, se realizaron pruebas y aforos en los pozos de la plataforma que se encontraban en operación, con el objetivo de identificar aquellos con baja producción de aceite y alta relación gas-líquido, para posteriormente cerrarlos; los datos de los aforos realizados se presentan en la **Figura 13**. Cabe destacar que la medición se realizó con medidores tipo Coriolis. En la **Tabla 5** se indican los pozos que se cerraron.

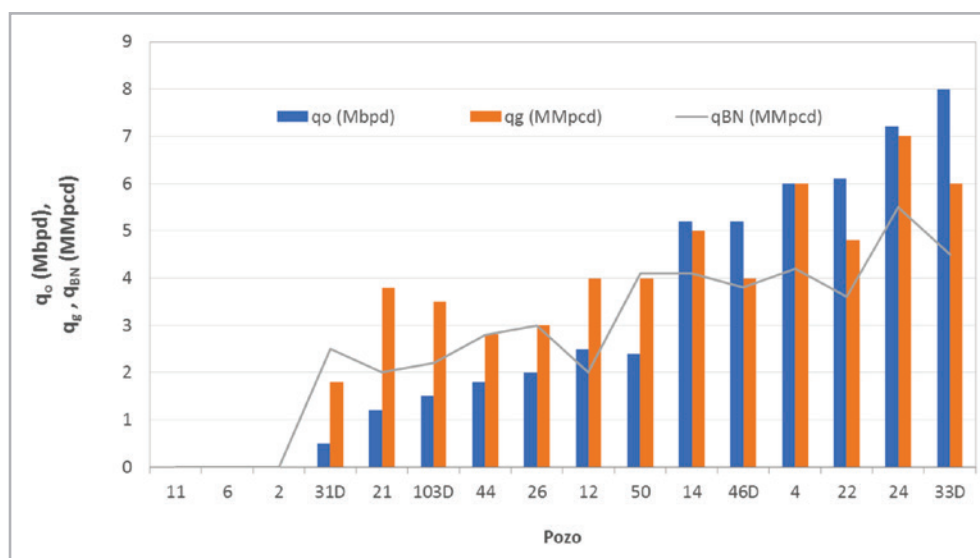


Figura 13. Datos de aforos de los pozos de la plataforma “A2”.

Pozo	qo bpd	qg _{Total} MMpcd	Ø _{est} pg	q _{BN} MMpcd	Rel. Gas total-líquido m ³ /m ³
31D	241.4	2.7	3/4	2.5	2,023
21	1,325	3.4	3/4	2.1	460
103D	1,451	3.7	3/4	2.2	448
44	1,656	4.2	1/2	2.5	447
Total	4,673	14.0	---	9.3	----

Tabla 5. Pozos de la plataforma “A2” con baja producción de aceite y alta RGL.

Finalmente, luego de los movimientos operativos realizados en los pozos de las plataformas “A1” y “A2”, **Tabla 6**, se obtuvieron los resultados mostrados en la **Figura 14**, con relación a la producción total de gas y aceite. Como puede observarse, las acciones realizadas resultaron exitosas ya que:

1. Se redujo el gasto de gas de BN en cuatro pozos de la plataforma “A1”, manteniendo o mejorando su condición de estabilidad de flujo.
2. Se redujo notablemente el gasto total de gas manejado en el separador remoto de primera etapa de la plataforma “A2”, de 152 a 136 MMpcd, mejorando su eficiencia de operación.
3. No se causaron afectaciones en la producción de aceite, aun con el cierre y estrangulamiento de pozos. De hecho, se registró un incremento en el gasto total de aceite, de 425 a 430 Mbpd; esto se debió principalmente a que la contrapresión en los pozos de la plataforma “A2” disminuyó como resultado de la reducción del gasto de gas manejado en el separador.

Fecha	Movimiento operativo
14/08/2016	Optimización del pozo 6D, y cierre de los pozos 31D y 103D
15/08/2016	Optimización del pozo 10, y cierre de pozos 21D y 44
16/08/2016	Optimización del pozo 16
17/08/2016	Optimización del pozo 48

Tabla 6. Resumen de movimientos operativos.

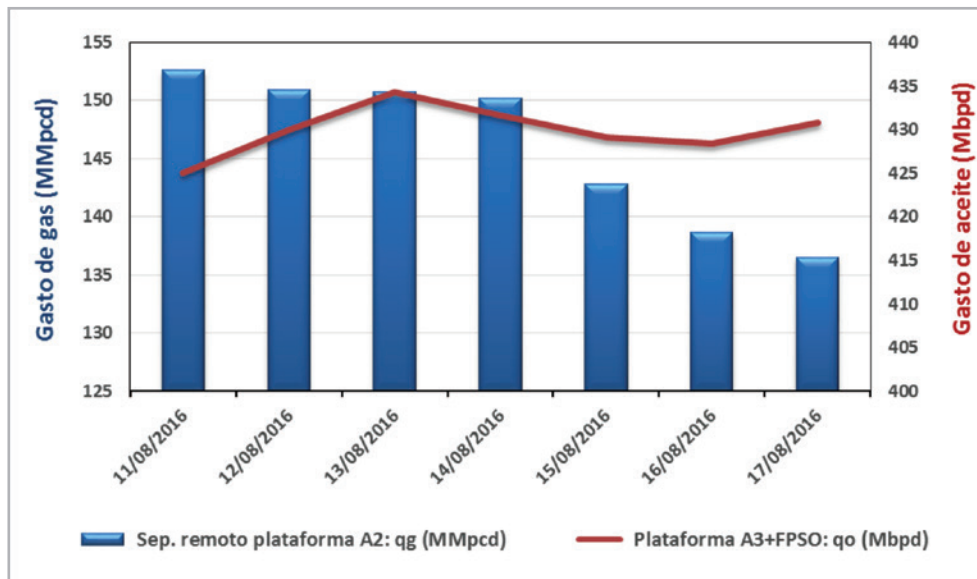


Figura 14. Producción total de aceite y gas.

Conclusiones

1. Se realizaron pruebas de campo para mejorar la eficiencia del separador de primera etapa de una instalación de un campo marino productor de aceite pesado, mediante la reducción del gasto de gas manejado en el sistema, sin afectar la producción de aceite y manteniendo condiciones de flujo estable en los pozos.
2. Se realizaron movimientos operativos para optimizar los gastos de gas de BN en cuatro pozos de la plataforma "A1", manteniendo o mejorando la estabilidad del flujo.
3. Se aforaron los pozos de la plataforma "A2" con el objetivo de identificar aquellos con baja producción de aceite y alta relación gas-líquido. Cuatro presentaron esta problemática, por lo que se cerraron.
4. Los movimientos operativos realizados en los pozos de las plataformas "A1" y "A2" del campo "A" resultaron exitosos:
 - a) Se mantuvo o mejoró la estabilidad del flujo en cuatro pozos de la plataforma "A1".
 - b) Se redujo el gasto total de gas manejado en el separador remoto de primera etapa de la plataforma "A2", de 152 a 136 MMpcd. Esto permitió mejorar la eficiencia del mismo, ya que se encontraba operando por encima de su capacidad de diseño (130 MMpcd).
 - c) La producción total de aceite se incrementó, de 425 a 430 Mbpd, al disminuir la contrapresión en los pozos de la plataforma "A2" por la reducción del gasto de gas manejado en el separador.

Nomenclatura

<i>BNC</i>	Bombeo neumático continuo
<i>FPSO</i>	Floating Production Storage and Offloading
<i>IAG</i>	Índice de aprovechamiento de gas
P_{TP}	Presión en la tubería de producción (kg/cm ²)
q_{BN}	Gasto de gas de BN (MMpcd)
qg	Gasto de gas a condiciones estándar (MMpcd)
qo	Gasto de aceite a condiciones estándar (bpd)
<i>RGL</i>	Relación gas-líquido (m ³ /m ³)
<i>TP</i>	Tubería de producción
ΔP	Variación de presión (kg/cm ²)
ϕ_{est}	Diámetro del estrangulador (pg)

Referencias

1. Larios González, J. 2016. *Análisis Lineal y No Lineal de Estabilidad de Flujo en Pozos Con Bombeo Neumático de los Campos Maloob y Zaap*. Tesis de Maestría, UNAM, Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería, México, D.F.
2. Larios, J. y Guerrero, I. 2017. Estudio de Caso: Análisis de Estabilidad de Flujo en Un Pozo Con BNC del Campo Maloob. *Ingeniería Petrolera* **57** (6): 437-449.

Agradecimientos

Los autores expresan su gratitud a la Universidad Nacional Autónoma de México y a Petróleos Mexicanos por las facilidades otorgadas para la realización este trabajo. La investigación se realizó en el marco del Programa UNAM-DGAPA-PAPIIT, con clave IA107817: "Estudio sobre la inestabilidad del flujo en pozos petroleros que producen aceite pesado y operan con bombeo neumático continuo". Asimismo, agradecen a los especialistas de Petróleos Mexicanos en el Proyecto de Explotación del Campo "A" y al personal del Grupo de Investigación en Ingeniería Multifásica y Aseguramiento de Flujo, (GIIMAF) de la Facultad de Ingeniería, UNAM.

Semblanza de los autores

Jaime Larios González

Ingeniero Petrolero egresado de la Facultad de Ingeniería, UNAM. Realizó estudios de posgrado en la misma institución, obteniendo el grado de Maestría en Ingeniería Petrolera, (Producción).

Desde 2005 trabaja en Pemex- Exploración y Producción, donde se ha desempeñado como Ingeniero en el área de producción en el Activo Altamira-Tamaulipas, (2005-2006); a partir de 2006, ha estado involucrado como Coordinador de Operaciones de las instalaciones de producción de gas y aceite en plataformas marinas del Activo Integral de Producción Bloque AS01-02. Adicionalmente, realiza actividades de docencia en la Facultad de Ingeniería, UNAM, desde el año 2014.

T. Iván Guerrero Sarabia

Ingeniero Petrolero con estudios de Maestría en Ingeniería Petrolera, (Producción), y Doctorado en Ingeniería Mecánica, (Termofluidos), por la Facultad de Ingeniería, UNAM.

Tiene una trayectoria de más de 10 años como consultor-ingeniero en proyectos relacionados al flujo multifásico y la transferencia de calor en sistemas de producción de petróleo y gas. Desde 2013 se desempeña como profesor titular A de tiempo completo, en la Facultad de Ingeniería, UNAM.

En 2016 conformó el Grupo de Investigación en Ingeniería Multifásica y Aseguramiento de Flujo, GIIMAF. Ha sido autor y coautor de diversos artículos técnicos relacionados a la ingeniería de producción de pozos petroleros.