

Bombeo neumático, una ventana tecnológica para incrementar la producción en yacimientos de gas y condensado: criterios de selección

Jesús Guerra Abad

Erik Torres Marten

Sergio García J.

Claudio Nieto García

Pemex Exploración y Producción, Región Norte

Información del artículo: recibido: junio de 2014-aceptado: noviembre de 2014

Resumen

El presente trabajo tiene como objetivo mostrar el resultado exitoso de la selección, análisis, diseño y evaluación de la implantación de bombeo neumático en yacimientos siliciclásticos de gas y condensado, el sistema inicialmente se instaló en el pozo Garufa 1 y en base a los resultados obtenidos se definieron los criterios de selección para implantar el sistema a nivel de campo.

En el ciclo de vida de los campos de gas no asociado, la declinación de la productividad de los pozos está asociada a la baja presión de fondo, baja permeabilidad y relaciones de líquido gas (RLG) altas, el gasto de gas se vuelve insuficiente para transportar a superficie los líquidos producidos por el yacimiento, los cuales se acumulan en la tubería de producción e incrementan la contrapresión hasta dejar de fluir, por esta razón se debe mitigar el colgamiento de líquidos.

El bombeo neumático representa una ventana tecnológica para estabilizar la producción de gas e incrementar la de condensado en pozos con colgamiento de líquidos. El sistema instalado en el pozo Garufa 1 logró incrementar la velocidad de transporte de líquidos del fondo del pozo a superficie, mantener flujo continuo de gas y mejorar la producción de condensado. En este estudio se muestra también la recuperación inmediata de la inversión y el diseño de aparejos de bombeo neumático en tubing less 3 1/2" ϕ .

La selección del Campo Topo se realizó con el análisis de nueve campos del sector Cuervito, el estudio representa un trabajo en equipo multidisciplinario que permitió "identificar pozos con carga de líquidos, áreas con mayor producción de condensado, establecer criterios de selección para aéreas futuras, definir estrategias de desarrollo y re-diseñar instalaciones de explotación". Para lograr lo anterior, se utilizaron mediciones trifásicas, comportamiento de producción, análisis de registros de presión de fondo cerrado (RPFC) y fluyendo (RPF), atributo sísmico RMS, estimación de la relación líquido-gas, secciones estructurales y sísmicas, así como cálculo de reserva remanente.

Con estudios de análisis nodal se determinó el volumen y presión del gas de inyección requerido, el número y posicionamiento de válvulas en el pozo y la rentabilidad del proyecto.

El análisis nodal se realizó en el Topo 362 y se determinó la instalación de tres válvulas de 1/4" a 300, 700 y 1200 mD, inyectando 0.412 MMPCD de gas a 710 psi de presión por el interior de la tubería flexible 1 3/4" y produciendo por espacio anular. Se logró implementar el sistema de BN en tubería flexible (TF) de $\phi = 1 3/4$ "

Del análisis integral yacimiento-pozo-superficie en el campo Topo se definieron ocho pozos para BN en EY-1 con RLG de 38.2 BPD/MMPCD, nueve pozos en EY-2 con RLG de 23 BPD/MMPCD y 1 pozo EY-3 con RLG de 12.7 BPD/MMPCD, además cinco reparaciones mayores en EY-1, el suministro de gas inicialmente será de la ERG fronterizo 2 al Topo 362 y posteriormente se construirá una red para 17 pozos propuestos.

La inversión se recupera en tres meses a nivel campo con incrementales de producción acumulada de condensado de 952 MBLS a 1268 MBLS y VPN/VPI=16.15. A nivel pozo, la inversión se recupera en 13 días con incrementos superiores de producción de condensado al 50 %.

La implementación de BN en el pozo Topo 362 representa una mejora en las condiciones de explotación del campo e incremento de rentabilidad del proyecto, permite mantener continuidad operativa de los pozos, facilita la medición de los pozos en flujo continuo y logra obtener fluidos del pozo libres de emulsión por la no aplicación de barras espumantes.

Palabras clave: Bombeo neumático, optimización de producción de pozos, colgamiento de líquidos, TF.

Gas Lift, a technological window to increase production of gas and condensate reservoirs: selection criteria

Abstract

This paper describes the successful outcome of the selection, analysis, design and evaluation of the implementation of gas lift in siliciclastic reservoirs of gas and condensate, the system was initially installed in the well Garufa 1 and on the basis of the results obtained were defined the criteria for selection to implement the system at the field.

The gas lift represents a technological window to stabilize the production of gas and increase of condensate in wells with liquid loading. The system installed in the well Garufa 1 was able to increase the rate of transportation of fluids from the bottom of the well to surface, maintaining continuous gas flow and improve the production of condensate in wells with production in tubing less $3 \frac{1}{2}$ " ϕ , showed of the investment is recovered in 13 days with higher increases of condensate production to 50 %.

The selection of the Topo Field was carried out with the analysis of 9 fields Cuervito sector, multidisciplinary teamwork allowed "identify wells with liquid loading, areas with higher hydrocarbon production, establishing selection criteria for future air, define strategies for development and re-designing facilities of production", three-phase measurements were used, the behavior of production, analysis of records of bottom pressure closed (RPFC) and flowing (RPF), seismic attribute RMS, estimation of the relationship liquid-gas, structural and seismic sections as well as reserve calculation to remnant.

Nodal analysis was performed in the Topo 362 and found the installation of 3 valves of $\frac{1}{4}$ " to 300, 700 and 1200 mD, injecting gas 0.412 MMpcd to 710 psi of pressure from the inside of the TF $1 \frac{3}{4}$ " and producing by annular space. It was successfully implemented the system of gas lift in TF of $1 \frac{3}{4}$ " ϕ , the implementation of gas lift in the well Topo 362 represents an improvement in the conditions of exploitation of the field, increase in profitability of the project, operational continuity of the wells and recovery of borehole fluid free of emulsion by non foaming bar application.

Keywords: Gas lift, optimization well production, liquids loading, TF.

Introducción

Antecedentes

El 60 % de los pozos se explotan en etapa madura, algunos con alta producción de agua y otros de condensado, pero la mayoría presentan fuertes declinaciones; con la instalación de los “sistemas artificiales de producción no convencionales”, el problema se ha mitigado, algunos sistemas inyectan reactivos espumantes sólidos y líquidos, otros mejoran la presión de cabeza por represionamiento, sin embargo, algunos pozos con mayor volumen de condensado no reflejan su potencial con los sistemas descritos anteriormente

Algunos sistemas artificiales de producción no convencionales tienen una aplicación importante en la mitigación del colgamiento de líquidos en pozos de gas, sin embargo, con RLG altos y en mayor proporción de condensado, el sistema con éxito utilizado es el bombeo neumático.

En el Activo Integral Burgos existen 3122 pozos productores en 139 campos con yacimiento de gas seco y húmedo, los

cuales día a día representan un reto mantenerlos en flujo continuo o intermitente para sostener la plataforma de producción de 1200 MMPCD de gas, 9800 BPD de aceite superligero y 7900 BPD de condensado.

La instalación del bombeo neumático en pozos del AIB representó un reto tecnológico por la arquitectura que tienen la mayor parte de los pozos terminados en TL 3 ½. Los campos Nejo y Garufa fueron los pioneros en la implementación de este sistema, los resultados han demostrado eficiencia productiva y operativa en la producción de pozos de gas y condensado aun cuando existe diversidad de las propiedades de los sistemas roca-fluidos.

Carga de líquidos en pozos de gas

La presencia de líquidos en el pozo, **Figura 1**, se debe a dos factores: 1.- A los cambios de presión - temperatura en la tubería de producción del fondo del pozo a la superficie y 2.- al volumen de producción de agua y/o condensado del yacimiento.

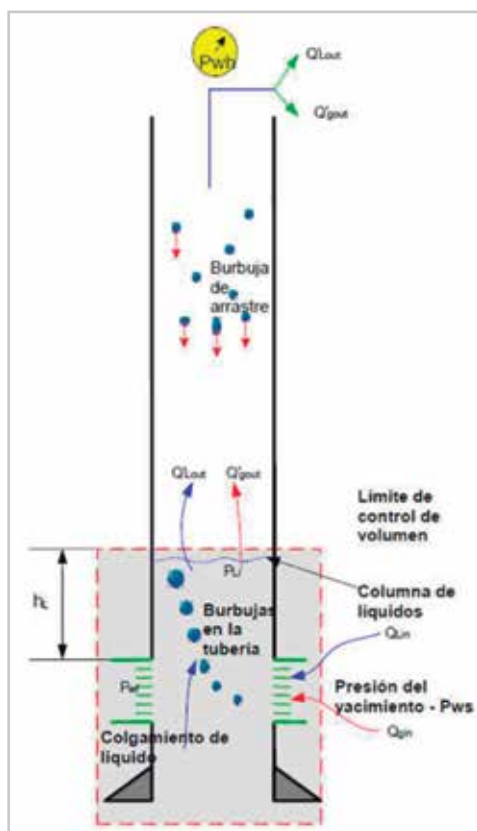


Figura 1. Pozo con carga de líquidos.

Con altos gastos de flujo de gas (flujo anular) los líquidos se pueden desalojar del pozo sin problema, sin embargo, cuando el gasto disminuye, el régimen del flujo cambia de anular a flujo transición y la capacidad para levantar el líquido disminuye considerablemente, el gasto al cual

ocurre este cambio de régimen de flujo se denomina “*gasto crítico*”, **Figura 2**. Ignorar el colgamiento equivale a una declinación acelerada de producción y terminación de la vida productiva del pozo a corto plazo.

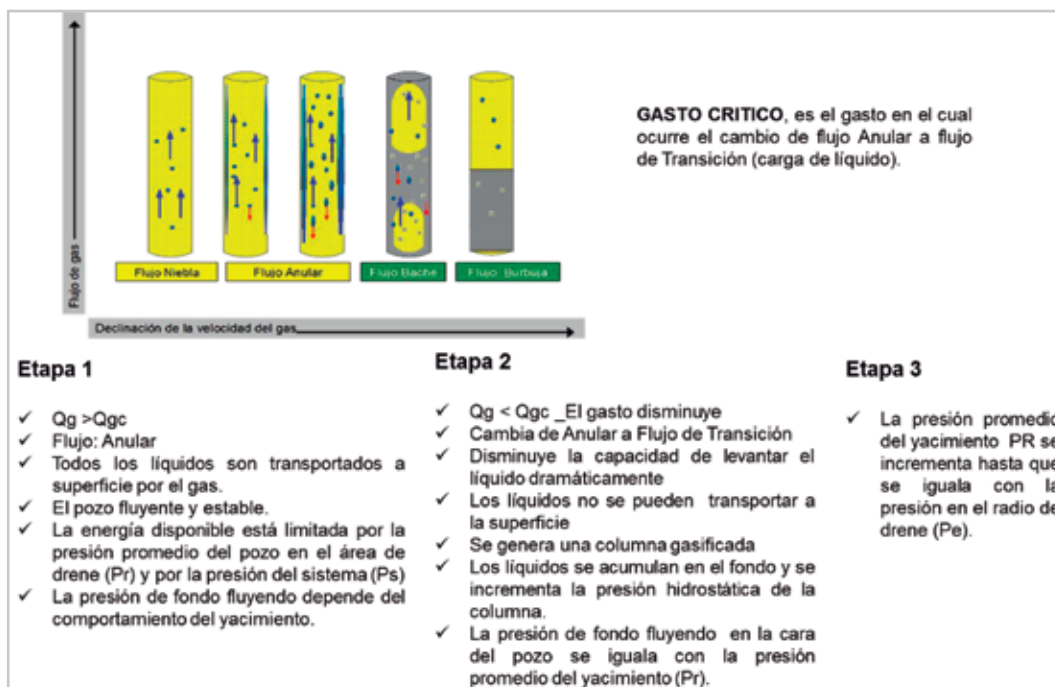


Figura 2. Formación de carga de líquidos.

La carga de líquido en los pozos de gas con baja presión de fondo representa un reto de producción por la fuerte influencia en el abandono de pozos e incluso de campos de gas y condensado. El éxito de la productividad en este tipo de pozos, depende de la optimización de las condiciones dinámicas del sistema: yacimiento – pozo – instalaciones superficiales, de la presión estática de yacimiento, temperatura del pozo, diámetro de tubería de producción, propiedades de los fluidos y diseño del sistema artificial apropiado.

Objetivo

El presente trabajo pretende dar a conocer los criterios de diseño y selección para la implementación del BN en pozos de gas con alta RLG, prolongar la vida productiva de los pozos, incrementar la producción de gas y condensado y mostrar al BN como una alternativa factible de explotación,

para mantener comportamiento de afluencia constante, mejorar el factor de recuperación y prolongar la vida productiva del pozo.

Desarrollo del tema

Problema

Mitigar la declinación de la productividad de pozos por colgamiento de líquidos debido a altas relaciones líquido-gas y baja presión de fondo en pozos del campo Topo.

Solución

Instalar bombeo neumático en pozos con colgamiento de líquidos y mayor proporción de condensado, a través de la inyección continua de gas seco en la columna hidrostática

del pozo a la profundidad y gasto de gas adecuado con el fin de optimizar la energía natural del yacimiento, incrementar la velocidad de transporte de líquidos del fondo del pozo a superficie.

Identificación de pozos con carga de líquidos

- Mediciones trifásicas y ecómetros
- Mapas de ISO producciones
- Registros de presión de fondo cerrado y fluyendo
- Análisis comportamiento presión-producción por pozo y yacimiento
- Atributo sísmico del yacimiento y secciones estructurales
- Datos de laboratorio (análisis cromatográfico gas-líquido)
- Análisis y correlación de datos de producción con atributo sísmico y secciones estructurales
- Estimación de relación líquido-gas

Se presenta primeramente el estudio, análisis y resultados obtenidos en la instalación del bombeo neumático en el pozo Garufa 1 y posteriormente su extrapolación a los pozos del campo Topo con altos valores de líquido-gas.

Pozo Garufa 1

El pozo Garufa 1 inició producción en enero de 2010 con TL 3 ½” en el intervalo 967-973 del yacimiento OV-3, durante los primeros tres meses el pozo fluyó de forma natural, un año después se trabaja intermitente por lapsos de tres horas y no fluye por alto nivel de líquidos, en julio de 2012 se realiza medición trifásica con Pc/Pl=470/230 psi, Qg=0.620 MMPCD, Qc/Qa=309/26 BPD, en el mismo mes de toma RPFY y se registra Pc/Pfdo=511.7/828 psi y Tc/Tfdo=34/62°C, lo cual define una distribución homogénea de fase gaseosa y líquida. Se construye el modelo nodal para calcular el IPR y con apoyo de software especializado se diseña el sistema de bombeo neumático colocando tres válvulas inyectando gas por el interior de la tubería flexible 1 3/4” y produciendo por el espacio anular; la presión de inyección se estima de 830 psi a un gasto de gas de inyección de 0.35 MMPCD.

Para mantener y garantizar el suministro continuo de gas de inyección al pozo Garufa 1, el gas se tomó del sistema de alta presión de la ERG Sigma 1.

Los indicadores económicos y operativos en el campo Garufa muestran producciones estabilizadas de condensado de 300 BPD y recuperación de la inversión en 10 días después de instalar el bombeo neumático, **Figuras 3 y 4.**

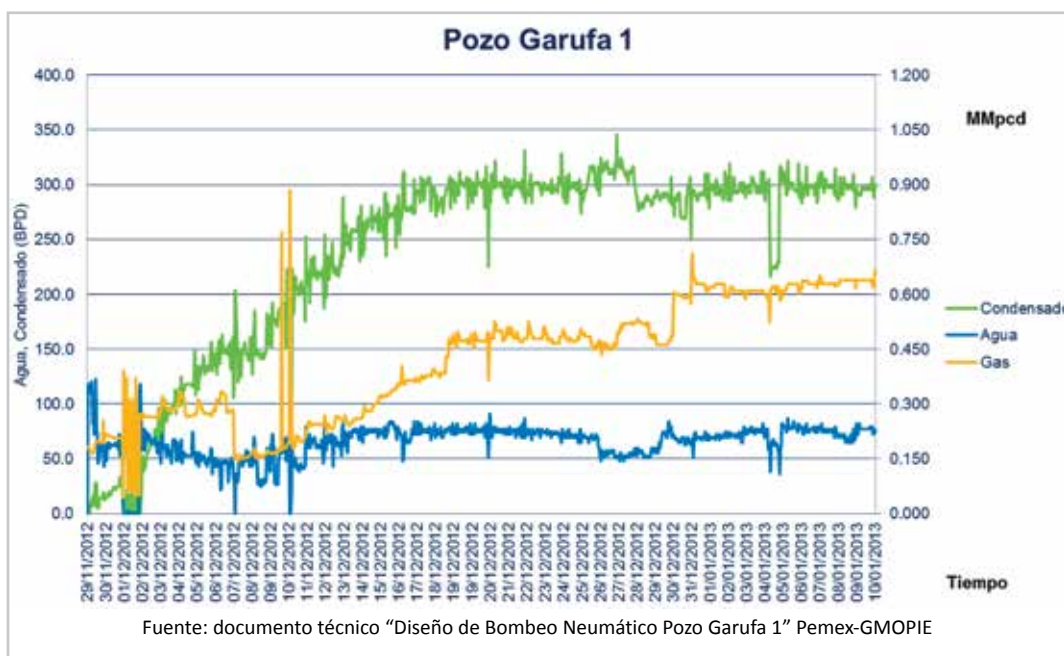


Figura 3. Producción estabilizada de gas y condensado con BN, pozo Garufa 1.

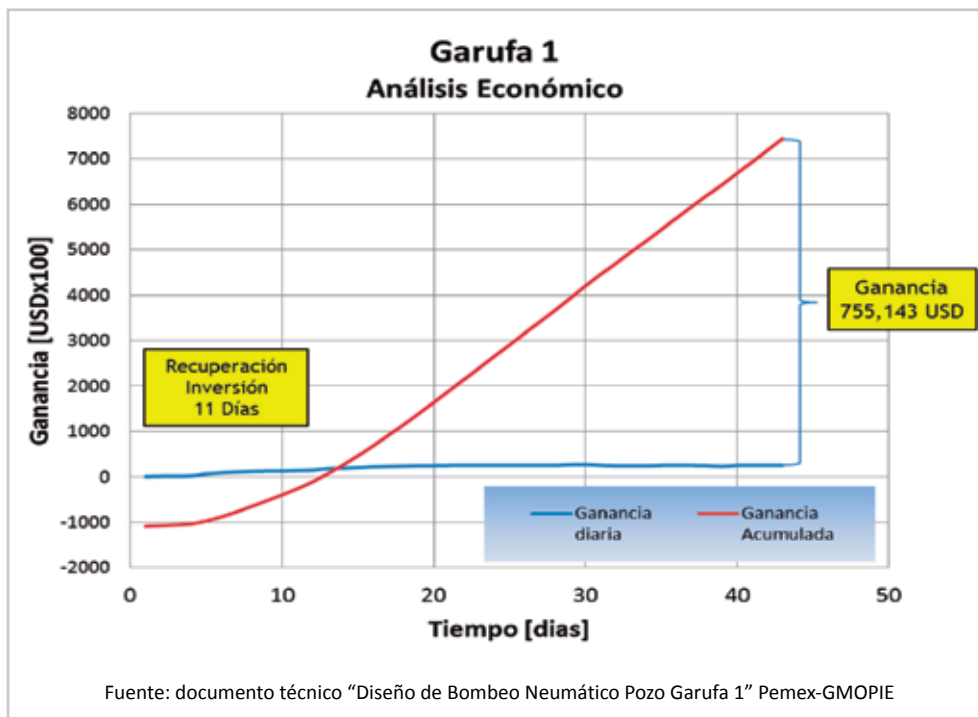


Figura 4. Análisis económico bombeo neumático pozo Garufa 1.

Campo Topo

El campo Topo se ubica en el Activo Integral Burgos, **Figura 5**, al norte de México a 60 Km de la Cd. de Reynosa, se descubrió en 1970 con el pozo Topo 1, a la fecha cuenta con 74 pozos: 59 productores de gas y condensado, 14 taponados y 1 en programa de taponamiento, el 80 % de estos pozos tienen TL 3 ½ y el complemento TP 2 ¾". El campo tiene dos yacimientos importantes: Queen City-3 (QC-3) y Eoceno Yegua (EY); petrofísicamente estos yacimientos son de baja permeabilidad y baja porosidad.

El desarrollo inicial de explotación del campo se realizó en el yacimiento QC-3, en TP 2 7/8" con importantes producciones acumuladas de gas; la incorporación de nuevas tecnologías: sísmica 3D, perforación de pozos no convencionales, fracturamiento hidráulico multi etapas y terminación en TL 3 ½ permitió continuar con el desarrollo en la misma estructura e incorporar la explotación en la formación EY rica en gas y condensado de 51°API.

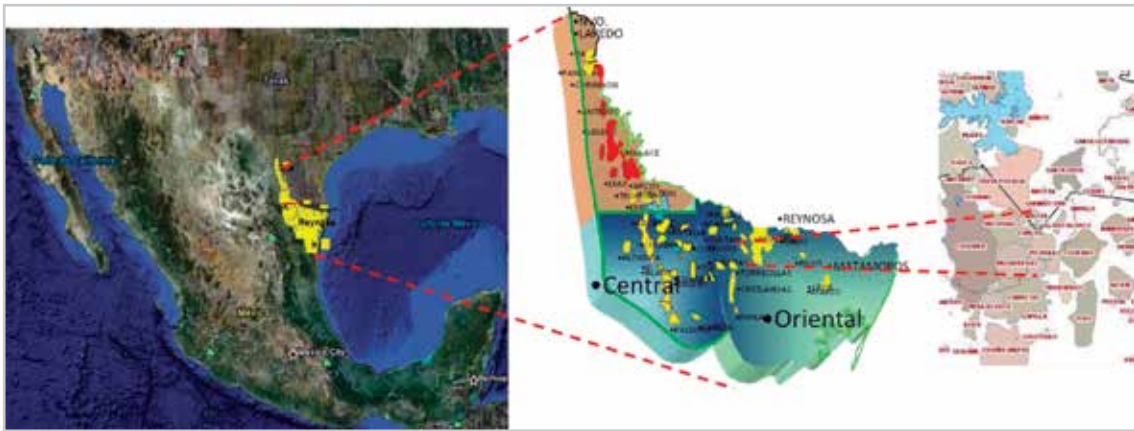


Figura 5. Ubicación campo Topo, en AIB, Región Norte.

Sísmicamente la formación Eoceno Yegua la constituyen tres estructuras definidas como EY-1, EY-2 y EY-3, actualmente son ocho pozos productores en EY-1, 9 en EY-2 y 1 en EY-3. En el diseño de explotación de este yacimiento, se ha perforado el pozo horizontal Topo 370H, con 583 mD de navegación, gasto inicial de 14.5 MMPCD de gas, 576

BPD de condensado y 2 BPD de agua, a la fecha tiene una producción acumulada de 2.35 BCF y gasto de 5.1 MMPCD, con apoyo de mediciones trifásicas se calculó una relación condensado gas de 38.2 BPD/ MMPCD, la Figura 6 muestra la sección sísmica NW-SE y la extracción RMS en la formación EY-1.

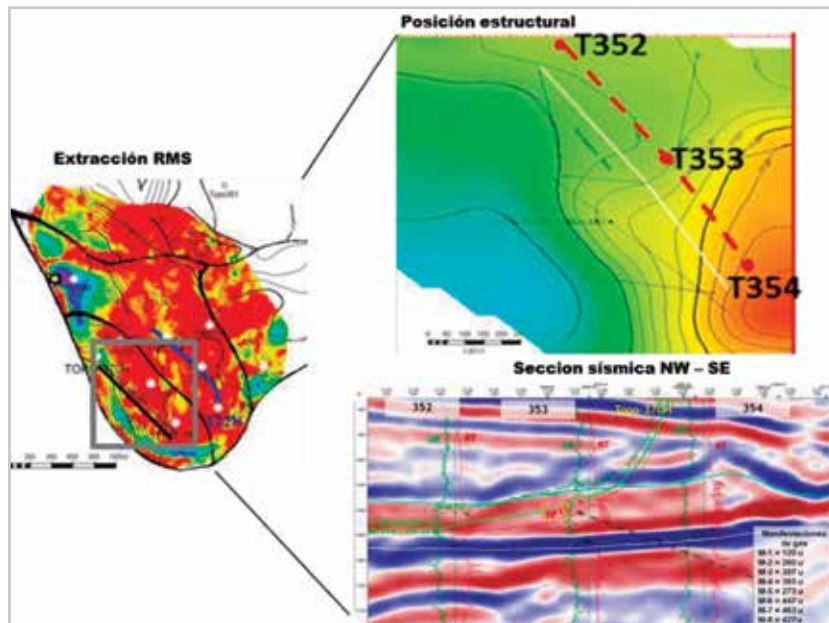


Figura 6. Sección sísmica NW-SE y extracción RMS EY-1, pozo Topo 370 H.

El análisis inicial de producción de gas, condensado y agua, así como las mediciones trifásicas en los pozos productores en la formación EY, permitió considerar el bombeo neumático como una alternativa tecnológica para mantener la plataforma de producción de gas e incrementar la de

condensado, la **Tabla 1** muestra la producción de EY en sus tres secciones, se observa que las mejores perspectivas se encuentran en EY-1 con 38.2 BPD/MMPCD, después EY-2 y finalmente EY-3.

Tabla 1. Producción inicial y mediciones trifásicas en la Formación Eoceno-Yegua.

Pozo	Qg MMpcd	RCG BlS/MMpcd	Yac	Obs.	Promedio RCG BlS/MMpcd
Topo-370H	3.97	35.1	EY-1	MT	38.2
Topo-354	5.01	54.6	EY-1	PP	
Topo-358	2.20	37.7	EY-1	MT	
Topo-390	1.70	34.7	EY-1	MT	
Topo-357	0.90	28.8	EY-1	MT	
Topo-362	3.46	35.8	EY-2	PP	22.9
Topo-351	1.98	22.2	EY-2	PP	
Topo-352	2.89	35.6	EY-2	PP	
Topo-353	3.42	22.8	EY-2	PP	
Topo-356	2.47	0.0	EY-2	PP	
Topo-355	2.28	21.0	EY-2	PP	12.7
Topo-303	0.57	12.7	EY-3	PP	

En la **Tabla 2** se muestra la producción de ocho pozos en EY-1, cinco reparaciones mayores y la cancelación de cuatro por el drene de los pozos horizontales Topo 370 H y 222H

perforados en EY-1; además se observan nueve pozos produciendo en EY-2 y 1 en EY-3.

Yac/Pozo	370 H	222H*	358	354	390	357	362	351	352	353	356	355	360	392	391	393 AA*	111	303
EI-1			RMA				RMA		RMA			RMA		RMA				
EY-1	☀	☀	☀	☀	☀	☀	RMA	RMA	RMA CANCELADA DRENE TOPO 370	RMA CANCELADA DRENE TOPO 222H	RMA CANCELADA DRENE TOPO 222H	RMA CANCELADA DRENE TOPO 222H		RMA	☀	RMA	☀	RMA
EY-2							☀	☀	☀	☀	☀	☀	☀	☀	☀	AISLADA TAPON		RMA
EY-3								AISLADA TAPON								AISLADA TAPON		☀
QC-3						AISLADA TAPON											AISLADA TAPON	AISLADA TAPON

Tabla 2. Estructura de producción y RMA en el yacimiento EY del campo Topo.

Actualmente la producción en EY-1 es de 13.2 MMPCD con 510 BPD de condensado y en EY-2 es de 11.1 MMPCD con 264 BPD de condensado, con la implementación de BN, se pretende estabilizar flujo continuo en los pozos, disminuir la aplicación de barras, incrementar la producción de condensado en 18 pozos y mitigar la carga de líquidos.

A), los resultados de diseño muestran la instalación de tres válvulas de ¼" a 300, 700 y 1200 mD, inyectando gas por el interior de la tubería flexible 1 ¾" y produciendo por espacio anular. El gasto de gas de inyección calculado para la operación del sistema es de 0.412 MMPCD a la presión de inyección de 710 psi.

La ingeniería utilizada para seleccionar el sistema artificial apropiado fue el análisis nodal en el pozo Topo 362 (Apéndice

La información necesaria para el diseño del bombeo neumático en el pozo Topo 362 se presenta en la **Tabla 3**.

No	Información requerida para el Diseño de Bombeo Neumático	No	Consideraciones para el Diseño Bombeo Neumático
1	Yacimiento	1	Presión de fondo cerrado (Pws)
2	Intervalo productor	2	Presión de Inyección
3	Nivel Medio del Intervalo Productor (NMIP)	3	Presión de descarga
4	Presión de Cabeza (Pwh)	4	Gravedad de Gas
5	Presión del sistema (LDD)	5	API del condensado
6	Presión de fondo fluyendo (Pwf)	6	Punto de Inyección
7	Presión de fondo cerrado (Pws)		
8	Temperatura de cabeza o superficie		
9	Temperatura de Yacimiento		
10	Gasto de Condensado		
11	Gasto de Gas		
12	Gasto de agua		
13	Corte agua (%)		
14	Relacion Gas Liquido_RGL (scf/bpd)		
15	Relacion Gas Aceite_RGA (scf/bpd)		
16	Estrangulador (1/64")		

Tabla 3. Información requerida y consideración para el diseño de BN.

La estrategia de desarrollo para la implantación de BN a nivel campo empleó el estudio de atributo sísmico RMS en el yacimiento Eoceno Yegua y la correlación de la anomalía con datos de producción, la cual permitió visualizar la

zona con mayor potencial de condensado y las áreas con producciones incrementales de agua hasta 21 BPD al sur del campo, **Figura 7**.

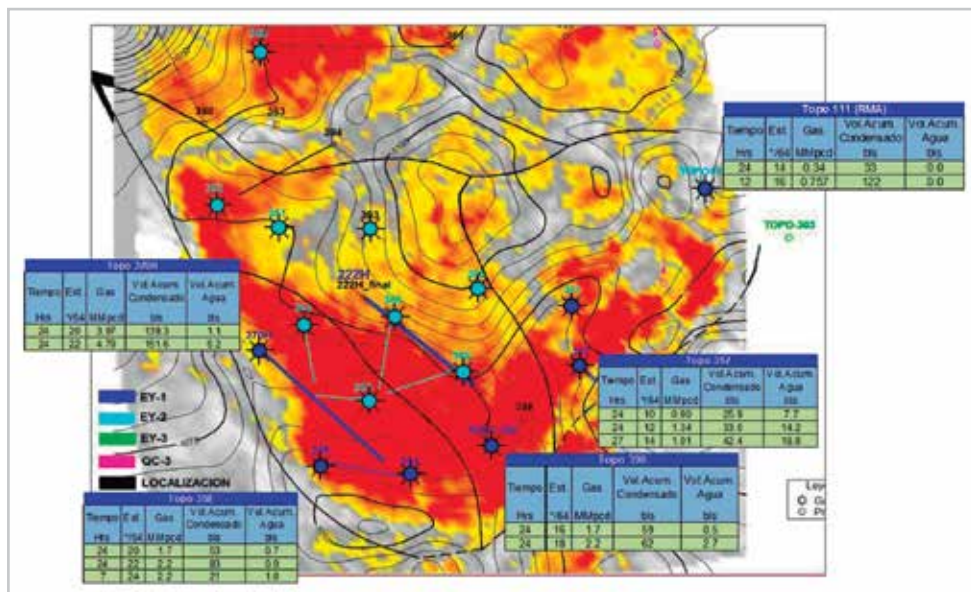


Figura 7. Atributo sísmico yacimiento EY-1 y su correlación con medición trifásica.

El suministro de gas limpio para la inyección al Topo 362 será de la ERG Fronterizo 2, el diagrama de la **Figura 8** muestra la instalación propuesta y la incorporación futura de 17

pozos visualizados con BN en el campo Topo, inicialmente la producción de los pozos se manejará en la ERG Fronterizo 2 y posteriormente a la ERG Topo 3 al concluir su construcción.

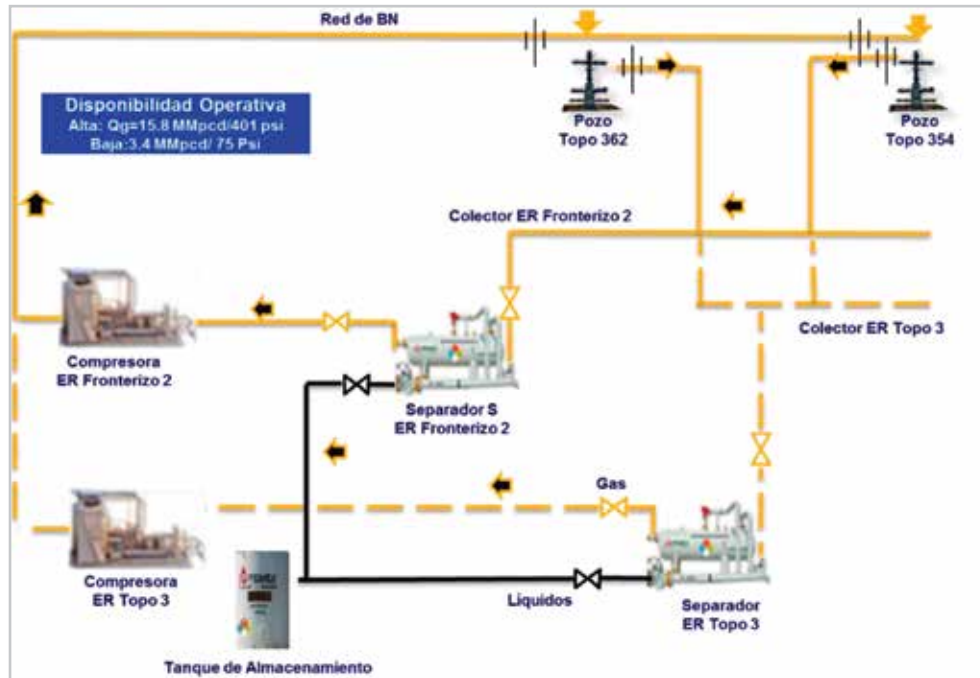


Figura 8. Instalación superficial de bombeo neumático pozo Topo 362.

En la **Figura 9** se muestra plano geográfico con la red de BN que suministrará el gas necesario a los pozos con bombeo neumático y la ubicación de los 17 pozos propuestos.

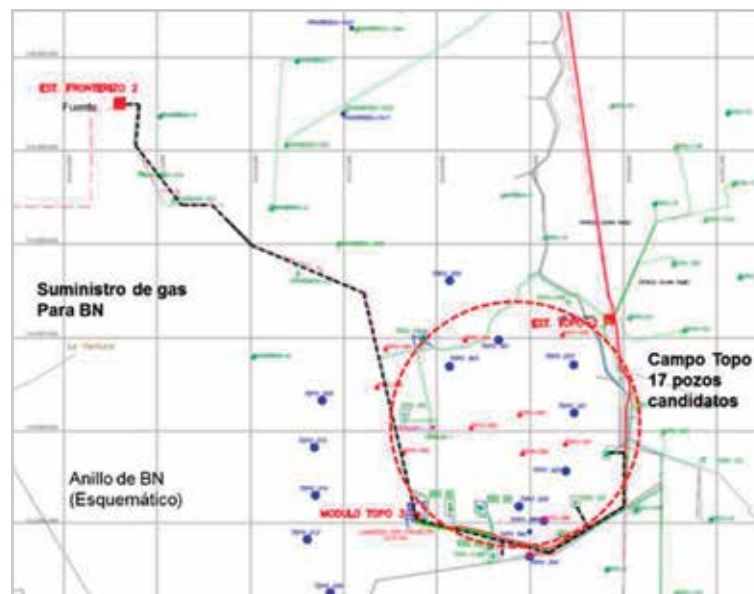


Figura 9. Anillo de distribución de gas para bombeo neumático.

Los incrementos de producción por la instalación de bombeo neumático en el Topo 358 representa un incremento del 26 % en la producción acumulada de condensado y recuperación de la inversión en 20 meses bajo

un esquema incremental de producción conservador de 15 BPD, **Figura 10**, sin embargo, de acuerdo a la experiencia en el pozo Garufa 1, los incrementos de producción del 100 % permiten recuperar la inversión en 11 meses.

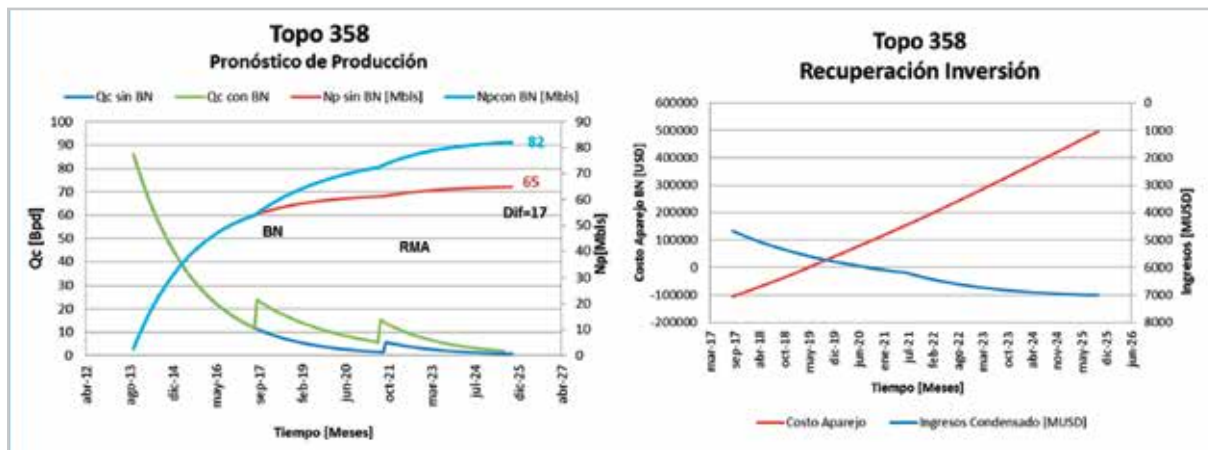


Figura 10. Topo 358, pronóstico de producción y recuperación de la inversión.

A nivel de campo, la recuperación de la inversión se realiza en tres meses con incrementos de producción acumulada de 952 a 1268 MBLS de condensado, el indicador económico

VPN/VPI del proyecto es de 16.15, las **Figuras 11 y 12** muestran el pronóstico de producción y la recuperación de la inversión.

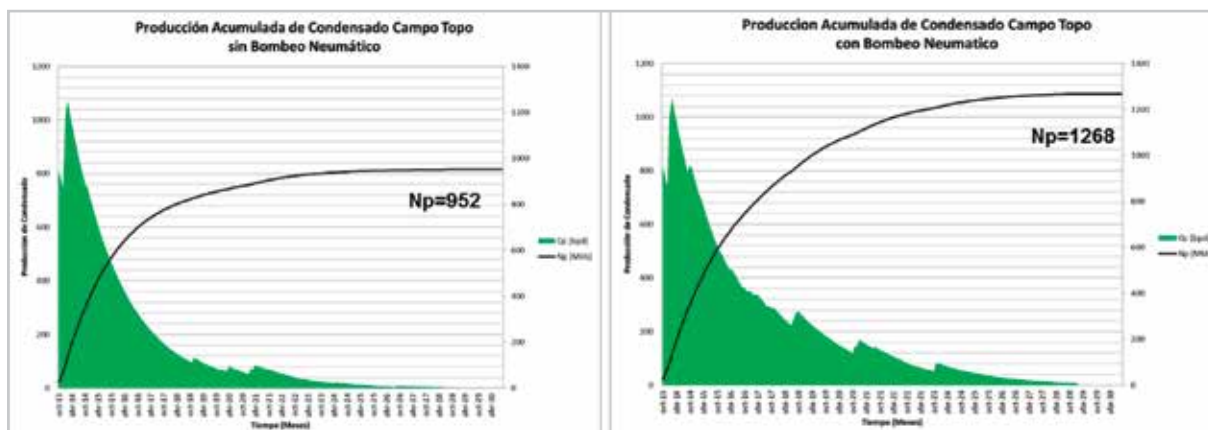


Figura 11. Campo Topo, producción incremental de condensado con BN.

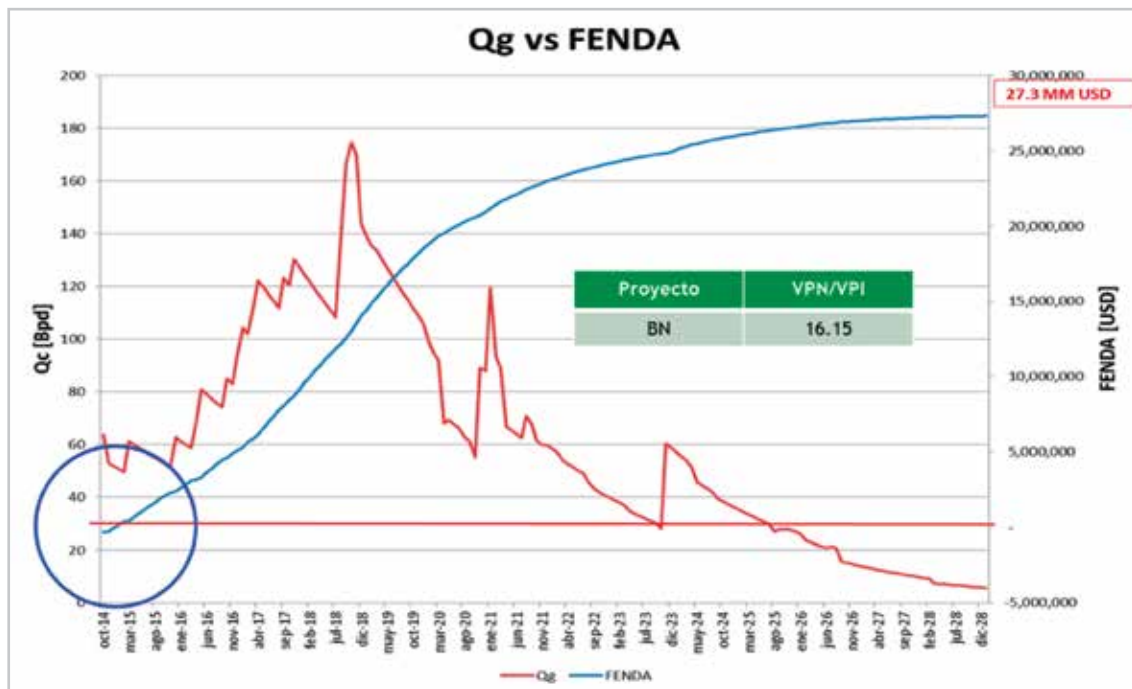


Figura 12. Campo Topo, evaluación económica con la instalación de BN en 17 pozos.

Recomendaciones

A partir del diseño de bombeo neumático descrito en párrafos anteriores, se obtuvieron las siguientes recomendaciones:

1. Construir una red de bombeo neumático de 4" ϕ y 5.3 km de longitud para transportar el gas de la ERG Fronterizo 2 al pozo Topo 362.
2. Instalar sistema de compresión en la ER Topo 3.
3. Adecuar las condiciones de presión en la ERG Fronterizo 2 para suministrar gas de inyección a las condiciones diseñadas de BN en el campo Topo.

Conclusiones

La implementación de BN en el pozo Topo 362 representa una mejora en las condiciones de explotación logrando incrementar la producción de gas y condensado.

De acuerdo a las condiciones mecánicas del pozo, se determina implementar el sistema de BN con TF de 1 3/4" de

diámetro, tres válvulas de inyección a las profundidades de 300, 700 y 1200 m.

Los incrementos de producción de condensado en el pozo Garufa 1 son superiores al 50 % y recuperar la inversión en 13 días.

El trabajo en equipo permite visualizar los problemas de forma integral y generar soluciones confiables, económicas, y resolver problemas a corto plazo.

La instalación de BN no requiere equipo de perforación, esto genera mayor rentabilidad.

Permite tener continuidad operativa en los pozos, medición ininterrumpida y fluidos del pozo libres de emulsión.

Se visualizaron 17 pozos candidatos para instalar bombeo neumático y la construcción de una red de abastecimiento de gas de inyección para uso futuro con origen inicialmente de la estación Fronterizo 2.

Nomenclatura

AIB	Activo Integral Burgos	
°API	Grados API siglas de American Petroleum Institute	
BCF	Billion Cubic Feet	
CBN	Bombeo Neumático	
BPD	Barriles por día	
CVP	Curva de Variación de Presión	
ERG	Estación de Recolección de Gas	
EY	Eoceno Yegua	
Gp	Gradiente de presión	kg/cm ² /m
Gr	Gramos	gr
°C	Grados centígrados	
IPR	Inflow Performance Relationship	
lb	Libras	
LDD	Línea de descarga	
m	Metros	
mD	Metros desarrollados	
ml	milímetros	
MMPCD	Millones de pies cúbicos	
NW	Norte-Oeste	
OV	Oligoceno Viksburg	
P	Presión	psia
Ph	Presión hidrostática	kg/cm ²
ppm	Partes por millón	
PI	Presión de línea	
Pr	Presión promedio del yacimiento	
Ps	Presión del sistema	
Psf	Presión fluyendo en la cara del pozo	
Pwf	Presión de fondo fluyendo	
Pc	Presión de cabeza del pozo	
QC-3	Queen City -3	
Qg	Gasto de gas	MMPCD

Qc	Gasto de condensado	BPD
Qa	Gasto de agua	BPD
RMA	Reparación Mayor sin Equipo	
RMS	Raíz Cuadrática Media	
RLG	Relación Líquido Gas	
RPFC	Registro de Presión de Fondo Cerrado	
RPFF	Registro de Presión de Fondo Fluyendo	
SE	Sur-Este	
SIP	Sistema Integral de Producción	
TF	Tubería flexible	
TL	Tubing Less	
TP	Tubería de producción	
TR	Tubería de revestimiento	
T	Temperatura	°R
V	Volumen	m ³
VPN	Valor Presente Neto	
VPI	Valor Presente de la Inversión	
Z	Factor de compresibilidad	
%	Porcentaje	

Referencias

1. Expediente técnico "Diseño de Bombeo Neumático Pozo Garufa 1" Pemex-Schlumberger, Artificial Lift
2. Turner, R. G., Hubbard, M. G., and Dukler, A. E. "Analysis and Prediction of Minimum Flow Rate for the Continuous Removal of Liquids from Gas Wells," Journal of Petroleum Technology, Nov. 1969. pp. 1475–1482.
3. James F. Lea, Henry V. Nickens.: Gas Well Deliquification, Elsevier, Gulf Professional Publishing, Second Edition.
4. Beggs, H. D. and Brill, J. P. "A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes," Journal of Petroleum Technology, May 1973, 607.

Apéndice A

Análisis pozo Topo 362

1 Generalidades

El pozo Topo 362 inició perforación el día 28 de octubre de 2011 como objetivo de explotación en el yacimiento EY-2; está ubicado al oeste del campo, resultó como productor de gas y condensado con un máximo potencial a la terminación de 3.4 MMPCD de gas y 123 BPD de condensado.

1.1 Condiciones mecánicas

El pozo Topo 362 fue perforado con geometría vertical a una profundidad total de 1455 m y terminado en tubing less de 3 ½" de diámetro, N-80, 9.3 lb/pie. Los datos de la terminación en el yacimiento productor se detallan en la **Tabla A-1**.

Tabla A-1. Terminación del pozo Topo 362.

Yacimiento	Intervalo [md]	Pistolas	Fractura	Observaciones
EY-2	1365-1375	BH DP, VI, 2", 20CPM, F60°	2500 scs, Carbolite 16/20	Combinó con apuntalante 16/20 (Naptalite)

1.2 Historia de producción

El pozo Topo 362 fluye a la ERG Fronterizo 2 al sistema de alta presión, se cuenta con datos de producción desde el

mes de enero de 2012, mes en el cual inició producción con un Qg=1.24 MMPCD. En la **Tabla A-2** se muestran los datos de producción más sobresalientes:

Tabla A-2. Datos de producción.

Fecha	Est. [1/64"]	TP [psi]	LD [psi]	Qg [MMpcd]	Observaciones
Dic-11	18	2160	515	3.46	Terminación del pozo
Ene-12		2280	380	1.24	Inicia producción a ERG Topo 3
Mar-12				2.48	Medición trifásica, Qc=74.8, Qw=1.6 bpd

La historia de producción del pozo se muestra gráficamente en la **Figura A-1**.

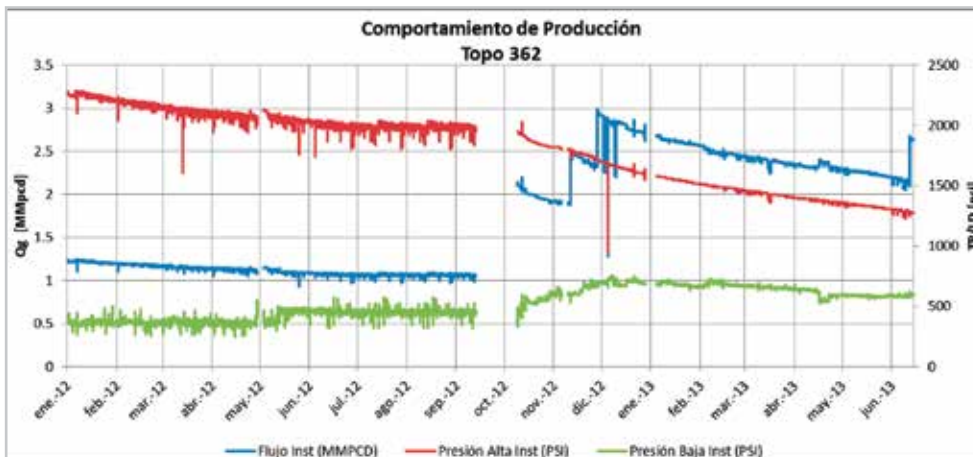


Figura A-1. Historia de producción, Topo 362.

2 Análisis del sistema

Para construir el Sistema Integral de Producción (SIP) del pozo Topo 362 y realizar los cálculos de análisis nodal y diseño del sistema de bombeo neumático, se utilizó el software especializado, los resultados y consideraciones se detallan a continuación.

2.1 Construcción del modelo

Primeramente se procedió a construir el SIP, conformado por yacimiento (EY-2), tubería de producción (TL 3 1/2”), estrangulador (18/64”), línea de descarga (LDD φ=3”) y separador (560 psi), **Figura A-2**.

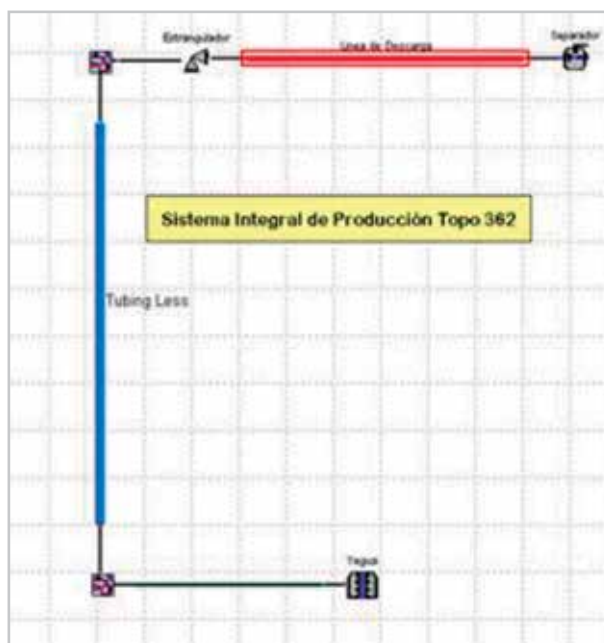


Figura A-2. Sistema integral de producción.

2.2 Estimación de presión de fondo y curva de IPR

Con la curva de variación de presión (CVP) se determinó la presión de yacimiento=2700 psi. El índice de productividad

del pozo se determinó a partir de la correlación de la información con pozos vecinos, determinando un valor de $5E-7$ [MMPCD/psi]. Los ajustes correspondientes se ilustran en las Figuras A-3 y A-4.

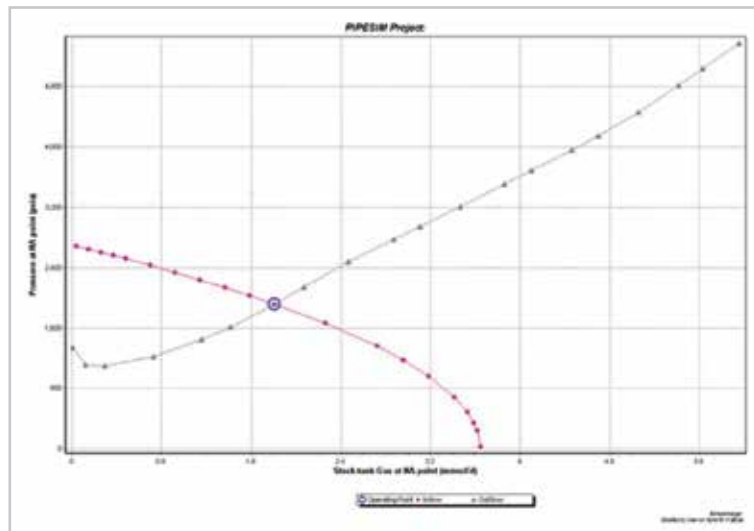


Figura A-4. Comportamiento de afluencia, nodo solución en fondo.

2.3 Diseño del sistema de bombeo neumático

Para la implementación del bombeo neumático, se consideró la inyección del gas procesado en la ERG Fronterizo 2, el cual

será transportado a través de la construcción de una línea de suministro hasta el pozo de interés. En las Figuras A-5 y A-6 se muestran los resultados obtenidos del diseño de BN.

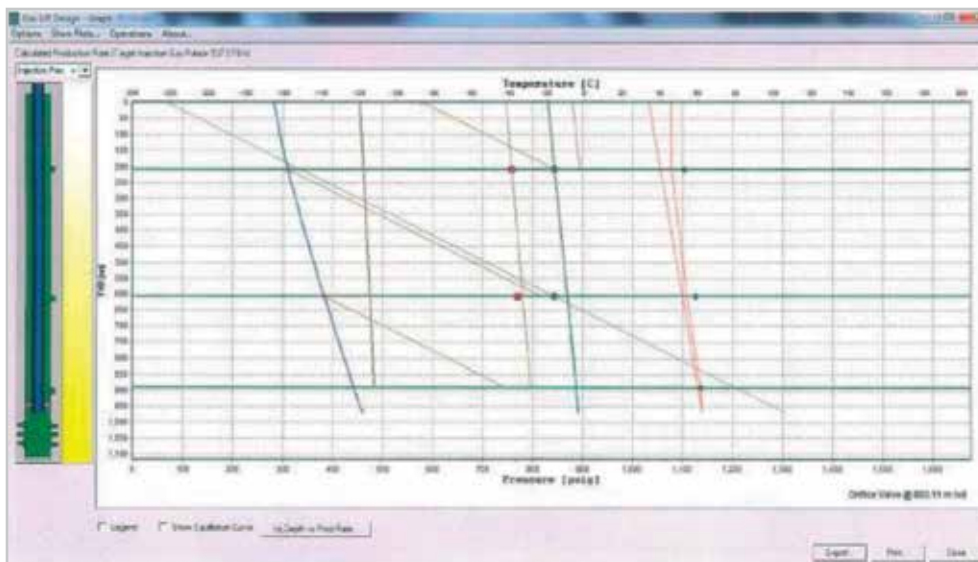


Figura A-5. Diseño de bombeo neumático.

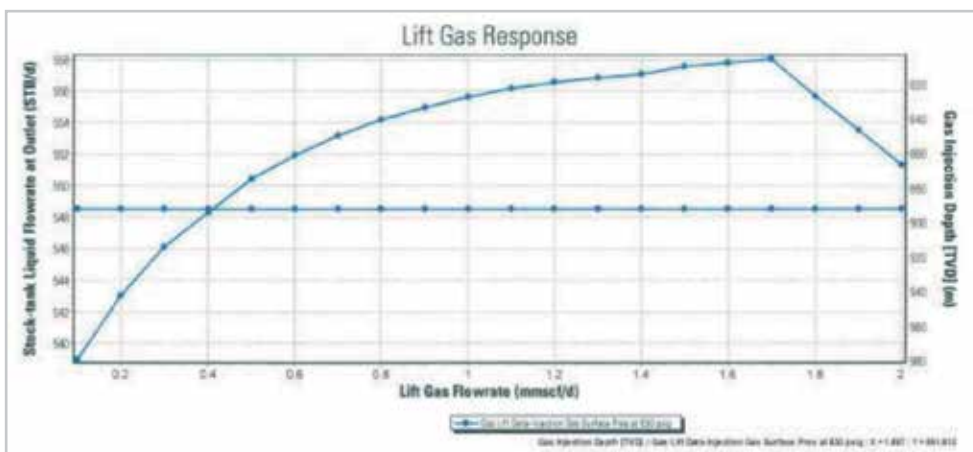


Figura A-6. Gas de inyección vs producción.

2.4 Resultados

Instalar tres válvulas de ¼" a 300, 700 y 1200 mD, inyectando gas por el interior de la tubería flexible 1 ¾" y produciendo

por espacio anular. El gasto de gas de inyección calculado para la operación del sistema es de 0.412 MMPCD a la presión de inyección de 710 psi.

Semblanza del autor

Jesús Guerra Abad

En 1993 obtuvo el grado de Ingeniero Químico Petrolero en el Instituto Politécnico Nacional (IPN), se desempeñó como Ingeniero de perforación en el campo geotermoelectrico de Cerro Prieto, Mexicali BCN. En 2000 realizó estudios de Maestría en Ingeniería Petrolera, especialidad yacimientos, en la Universidad Nacional Autónoma de México. En 2002 ingresó al Instituto Mexicano del Petróleo en el área de Caracterización dinámica de yacimientos, desarrollando actividades de análisis de pozos presión producción.

En 2005 ingresó a Petróleos Mexicanos en la Coordinación de operación de pozos del Activo Integral Burgos, desempeñando actividades de manejo y optimización de producción de gas en los campos del Sector Cuervito y Culebra Norte. En 2009 se integró a la Coordinación de diseño de explotación área oriental como Ingeniero de yacimientos realizando pronósticos de producción, análisis presión-producción, estimación y reclasificación de reservas, identificación de oportunidades de reparaciones mayores. A partir de 2011 se desempeña como líder de equipo en diversos campos del Activo realizando programas de explotación con tecnología no convencional de perforación, terminación y optimización de producción.

De 1999 a 2005 impartió clases en la carrera de Ingeniería Petrolera en el Instituto Politécnico Nacional y Ciencia Básicas de la Facultad de Ingeniería en la UNAM, ha presentado y publicado varios trabajos técnicos en diferentes congresos nacionales, es miembro del Colegio de Ingenieros Petroleros de México, de la Asociación Ingenieros Petroleros de México, AC, Sección Reynosa, e integrante de la Red de especialistas de caracterización dinámica de yacimientos.