

Estudio integral de productividad de pozos del campo Gasífero

Marco Antonio Ramírez Valdéz
José Ángel Meza Ríos
Activo de Producción Veracruz, Petróleos Mexicanos
Boca del Río, Veracruz, México

Información del artículo: recibido: enero de 2015-aceptado: junio de 2015

Resumen

Actualmente el estudio de la productividad de los pozos se puede realizar teniendo en cuenta todos los aspectos de un campo, en lugar de estudiar de manera puntual un solo pozo se puede realizar el estudio integral del campo para entender de una mejor manera el comportamiento del sistema de producción, esto nos ayuda a generar mejores propuestas para optimizar la producción de hidrocarburos.

Este documento se encarga de recopilar los estudios de productividad de pozos que se han realizado a lo largo de la explotación del campo Gasífero, así como las propuestas a las diversas problemáticas que se han presentado y los resultados obtenidos de las intervenciones de mayor relevancia, así como las lecciones aprendidas.

Palabras clave: Productividad de pozos. Parafinas. Estrangulador de fondo. Control de gas. Aceite. Areniscas. Sal. Cuenca de Veracruz.

Integral study of well productivity realized for Gasífero field

Abstract

Actually, the study of well productivity can be made with all the important aspects of the field. To understand the production system, we can do the integral study of the wells instead of just see one or two wells of the whole field to propose the better solution and to optimize the production of hydrocarbons.

This paper collects the studies of well productivity made for Gasífero Field from Veracruz Basin, the proposals for the different problems, lessons learned and the results obtained of the most important operations executed in the field.

Keywords. Well Productivity. Parafins. Choke. Salt, Sandstone. Conformance. Oil. Veracruz Basin.

Campo Gasífero

En el año 2011 se llevó a cabo la perforación del pozo Gasífero 1, el cual cortó cinco arenas de interés económico petrolero de edad Mioceno Medio; se tomó información de MDT donde se confirmó la presencia de gas en las cuatro arenas más someras (MM-50, MM-45, MM-30 y MM-20) y la quinta arena (MM-10) resultó productora

de aceite de 28°API, con un gasto máximo de 720 BPD con un estrangulador de ¼" y una presión en la cabeza de 1070 psi. En esta arena se determinó por MDT y registros el contacto gas/aceite a 2580 mvbnm, echado abajo del pozo descubridor, las unidades MM-20 y MM-30 se encuentran saturadas por aceite. Con el desarrollo del campo se incorporaron dos arenas la MM-45 saturada de gas y la MM-5 saturada de aceite. Actualmente el campo Gasífero

cuenta con cinco arenas productoras de aceite y tres arenas productoras de gas, todas de edad Mioceno Medio. La presión original en los yacimientos de aceite varía de

4,192 a 4,394 psi, y en los de gas está entre 3,769~3,811 psi dependiendo de la profundidad.

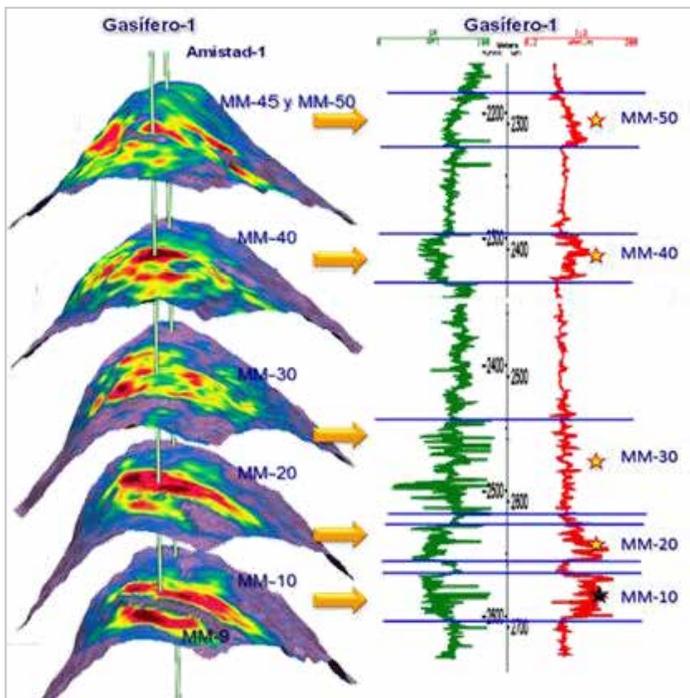


Figura 1. Yacimientos encontrados por el pozo Gasífero 1.

Gasífero es un yacimiento de aceite en areniscas de la formación Mioceno Medio con permeabilidad en el orden de 30 md, espesores que varían de 10 a 30 metros y gravedad API de 28. Inició su producción en junio de 2012, con una

producción de 406 barriles de aceite con un solo pozo. Posteriormente se han ido incorporando los pozos hasta llegar a la producción actual de 6,395 bpd al 1° de enero de 2014. Dicha producción se tiene con 14 pozos de aceite.

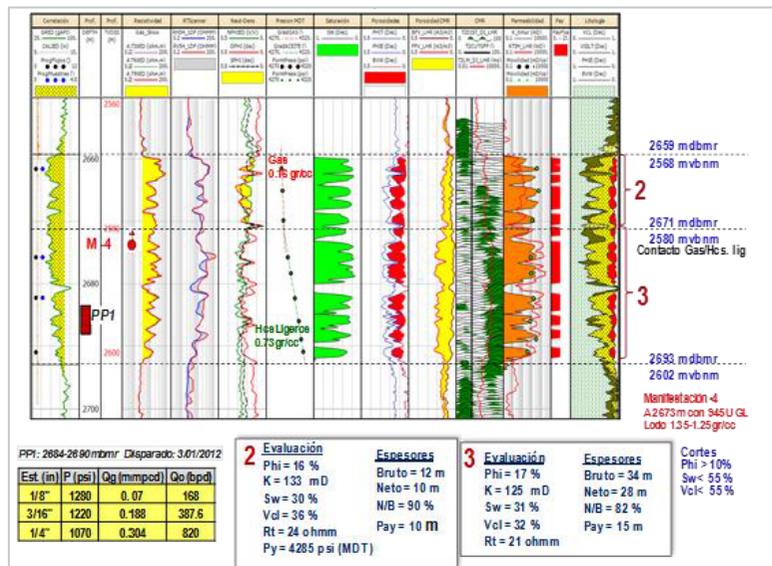


Figura 2. Evaluación petrofísica MM-10.

Los resultados derivados del análisis PVT composicional de los fluidos producidos del pozo Gasífero 24 (MM-5), se obtuvieron a partir de una muestra de fondo de pozo a una profundidad de 3026 mbmr, a partir de la cual determinó un fluido de yacimiento de 27 API, con una viscosidad de 6.86 cp a una temperatura de 87.8 C y una presión estática de 4392 psia. De lo anterior, se determina como un yacimiento en condiciones de bajo saturación con una presión de burbuja de 3953 psia.

El campo Gasífero para el manejo de la producción cuenta con cuatro macrooperas que contienen un total de 14 pozos fluyentes. Para su recolección se dispone de cuatro ductos que conforman una red de 5.2 km para integrar las corrientes de las macrooperas hacia la batería de separación provisional, en donde se realiza el proceso de separación de aceite y gas. El gas se envía al quemador y el aceite se envía a los tanques de almacenamiento y posteriormente se transporta mediante autotanques hacia la Batería de Separación Perdiz, **Figura 3**.

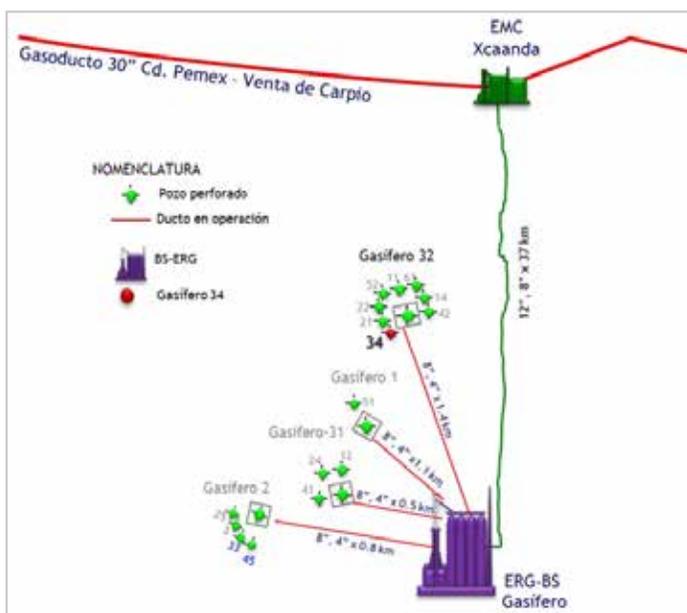


Figura 3. Diagrama del campo Gasífero.

Problemas del campo Gasífero

El campo Gasífero presenta varios retos a vencer, entre los que se encuentran los relacionados con la precipitación de parafinas, el incremento de la RGA, la presencia de sal en el aceite y la producción simultánea de más de un intervalo, ya sea del mismo o de diferentes yacimientos.

Precipitación de parafinas

Los alquenos son los componentes fundamentales de los hidrocarburos y se encuentran en cualquier hidrocarburo del mundo, ya sea líquido o gaseoso. Los alquenos se pueden encontrar en estructura de cadena continua, estructura isomérica o estructura cíclica. A estos alquenos en la industria petrolera se les conoce como "parafinas", (McCain, 1990).

El problema principal de la precipitación de las parafinas es que al acumularse en algún punto del sistema de producción, ocasiona una restricción de flujo, lo que provoca que exista una disminución de la producción. Existen cuatro factores que intervienen para que exista una precipitación de las parafinas, entre ellos se encuentran:

1. Reducción de la temperatura en el aceite.
2. Material ajeno al hidrocarburo en donde las parafinas se puedan adherir.
3. Pérdida de los componentes ligeros de los hidrocarburos.
4. Condiciones idóneas en las conexiones superficiales.

Los mecanismos por los que se origina esta depositación son variados y complejos, pero el motivo principal es algún cambio en las variables termodinámicas a las que

está sometido el fluido del yacimiento durante el proceso de perforación, producción o in-situ en el interior del yacimiento; y el mecanismo por el cual precipitan tiene que ver con la pérdida de solubilidad en el resto de los hidrocarburos, y una vez que se precipita, cristaliza. La causa más común que produce este efecto sucede durante la producción, donde las inmediaciones del pozo pierden temperatura y presión pero también en la tubería y línea de

descarga. Existe una disminución de la temperatura durante el recorrido que deben seguir los hidrocarburos para ir del yacimiento hasta llegar a los tanques de almacenamiento. Este decremento de la temperatura es la causa principal de que exista el fenómeno de la precipitación de las parafinas y se adhieran a alguna superficie, lo que ocasiona que se acumulen y reduzcan el área de flujo, disminuyendo la producción de los pozos, **Figura 4**.



Figura 4. Muestra de parafinas.

Los hidrocarburos que por lo general presentan problemas de depósitos de parafinas, ya sea en el yacimiento, a lo largo de la tubería de producción, en los estranguladores, en las líneas de descarga o en los tanques de almacenamiento, se pueden clasificar en cuatro tipos:

- Hidrocarburos con bajo % de ceras y °API > 20°.
- Hidrocarburos con alto % de ceras (> 2%) y °API > 20°.
- Hidrocarburos con °API < 20°.
- Hidrocarburos con °API < 10°.

De acuerdo a los diferentes análisis de laboratorio que se han realizado a muestras tomadas en superficie, **Figura 5**, el tipo de hidrocarburo que se tiene en el campo Gasífero cae en el tipo de hidrocarburos con alto % de ceras (> 2%) y °API > 20°.

Pozo	Gasífero 32	
SP. GR. Aceite 100% (25°C):	0.875	
°API Aceite 100% (Corregido a 60°F):	28.51	
SP. GR. Emulsión (25° C):	0.875	
°API Emulsión (Corregido a 60°F):	28.51	
Agua libre (%):	0	
Agua emulsionada (%):	0	
Salinidad (ppm):	ND	
pH:	ND	
Aceite (%):	100	
Sólidos (%):	0	
Parafinas de alto PM (%);	31.0095	
Parafinas de bajo PM (%):	8.6826	
Asfaltenos (%):	0.2598	
Resinas A. (%):	4.4399	
Viscosidad @ 25°C	27.6	

Figura 5. Análisis realizado a muestra.

Por lo que se han reportado problemas de incrustación de material orgánico en los estranguladores de los pozos de este campo, así como restricciones a la hora de bajar con línea de acero a tomar registros de presión, **Figura 6**.



Figura 6. Parafinas en block impresor.

Las formas para combatir la precipitación de las parafinas son las siguientes:

- Métodos mecánicos
- Bombeo de aceite caliente
- Tratamientos químicos
- Métodos magnéticos

En el Activo de Producción Veracruz se están realizando los tratamientos químicos debido a que por el momento no se cuentan con contratos para poder realizar los métodos mecánicos, que consisten en el calentamiento de las tuberías por medio de resistencias eléctricas, o contratos para utilizar una unidad de aceite caliente para poder realizar las limpiezas con el mismo aceite del pozo o contratos para la instalación de algún mecanismo magnético para controlar el depósito de las parafinas.

En algunos pozos, los tratamientos químicos consisten en realizar limpieza de aparejo con tubería flexible a los pozos del campo y en otros se realiza la instalación de una tubería capilar a una determinada profundidad, para realizar una inyección continua de químicos. En alguno de los pozos la acumulación de material orgánico se presenta de manera importante, por lo que se realizan ambas intervenciones.

Un ejemplo de este tipo de pozos es el pozo Gasífero 24, **Figura 7**, la depositación del material orgánico es de manera frecuente y se tienen mayores problemas con las obstrucciones en el estrangulador, así como disminución drástica de la presión en cabeza.

De acuerdo al comportamiento de presión, para este pozo se observa una fuerte declinación en sus mediciones; se notó que el gasto de aceite disminuyó drásticamente hasta tener 24 bpd y en las calibraciones donde sólo se bajó 10 m; por estos antecedentes se determinó realizar la limpieza de aparejo.

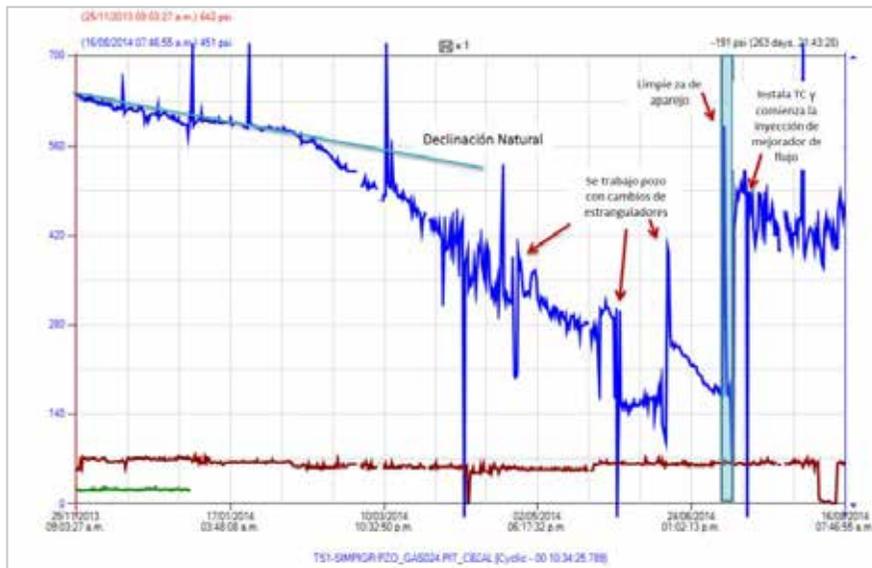


Figura 7. Gráfica de presiones, pozo Gasífero 24.

Una vez que se identificó el problema y se realizó la limpieza de aparejo, se observa que la presión de cabeza y el gasto de aceite se restablecen. Después de la limpieza de aparejo

se decidió instalar una tubería capilar para iniciar con la inyección continua de un producto químico para que no se presente el mismo problema, **Figura 8**.



Figura 8. Instalación de tubería capilar.

Incremento de la RGA

El incremento de la producción de gas en los pozos del campo Gasífero es otro de los retos a vencer; actualmente se tienen pozos como el Gasífero 34, 52 ó 61, en los cuales la RGA llega a los 10,000 SCF/STB en comparación con el

dato de la RGA del estudio PVT, que es 480 SCF/STB. La RGA se ha elevado en forma importante, **Figura 9**. Una de las consecuencias de este problema es el tener que cerrar los pozos, ya que llega un punto en donde se produce 100% gas. Actualmente fue necesario cerrar el pozo Gasífero 1 por presentar este problema.

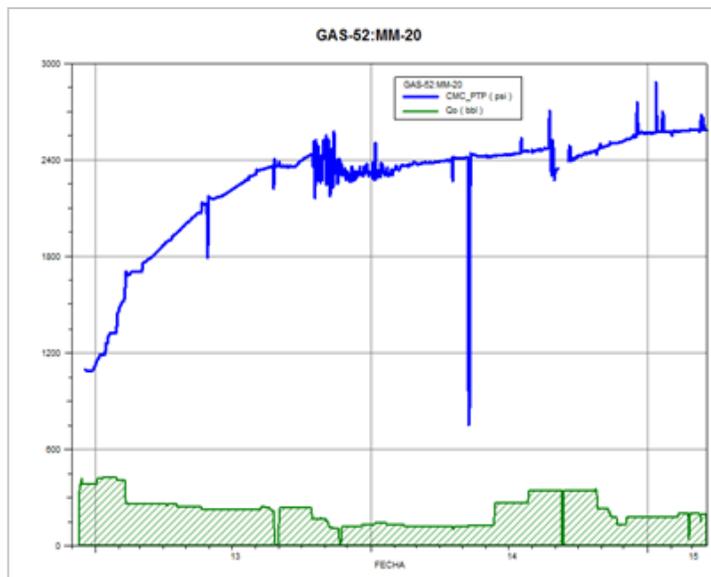


Figura 9. Incremento de la presión en la cabeza.

De acuerdo a la gráfica del comportamiento de la presión del pozo Gasífero 61, se observa el incremento de la presión en cabeza, ocasionado por el incremento del volumen de gas producido, **Figura 10**.



Figura 10. Pozo Gasífero 61.

Para este pozo, el trabajo realizado consistió en la instalación de un estrangulador de fondo. El motivo es modificar la caída de presión para que se realice en el fondo del pozo para evitar que exista una liberación mayor de los componentes

ligeros, **Figura 11**. Con esta acción se ha logrado mantener la producción de aceite de manera constante y se ha evitado que la producción de gas aumente.

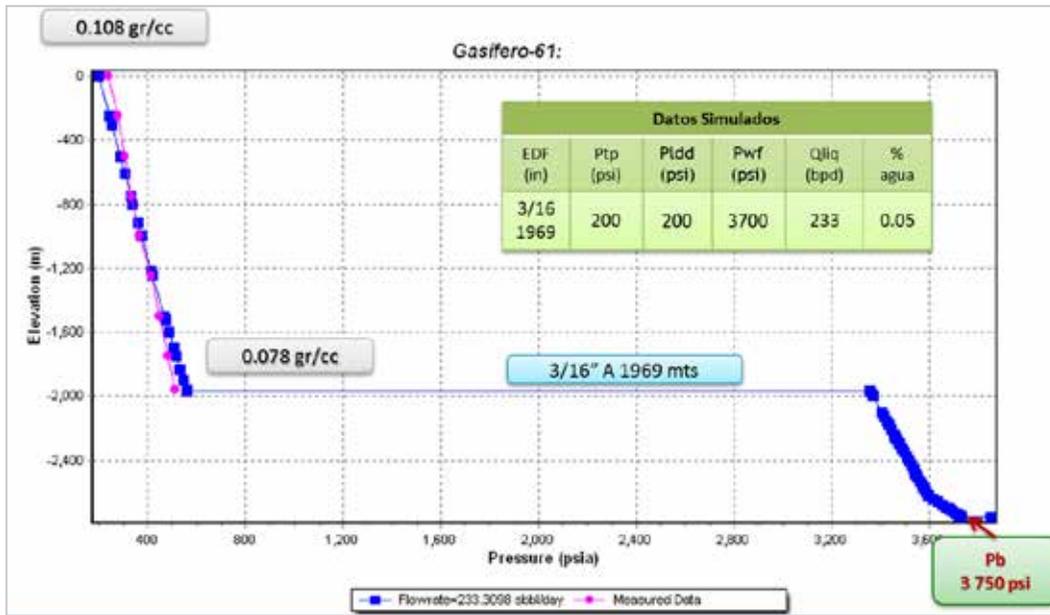


Figura 11. Modelo con estrangulador de fondo.

En el caso del pozo Gasífero 34, es un pozo que su terminación se realizó disparando seis intervalos diferentes con variaciones en las características petrofísicas en el Yacimiento Mioceno Medio 30, **Figura 12**.

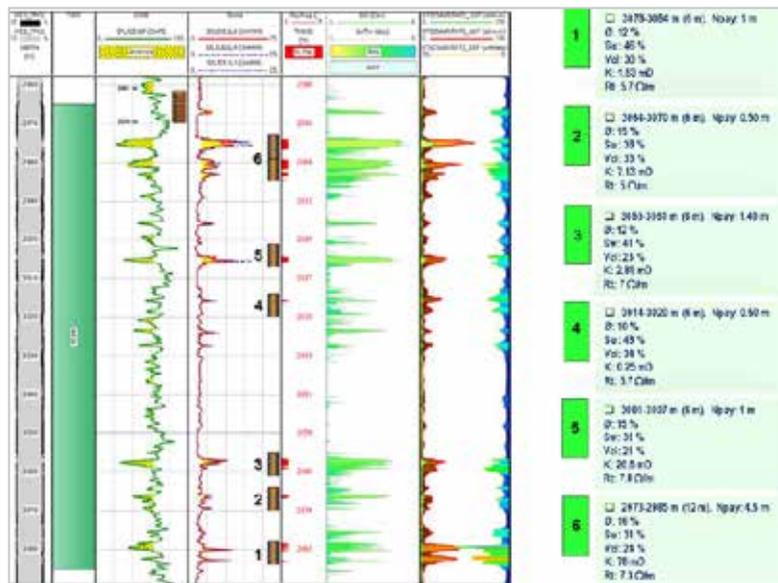


Figura 12. Petrofísica Gasífero 34.

El pozo Gasífero 34 se terminó en TR de 7" hasta 3279 md, con aparejo de producción de 2 7/8" a 2928 md, quedando 45 mD por arriba de la cima del primer intervalo, como se muestra en la **Figura 13**.

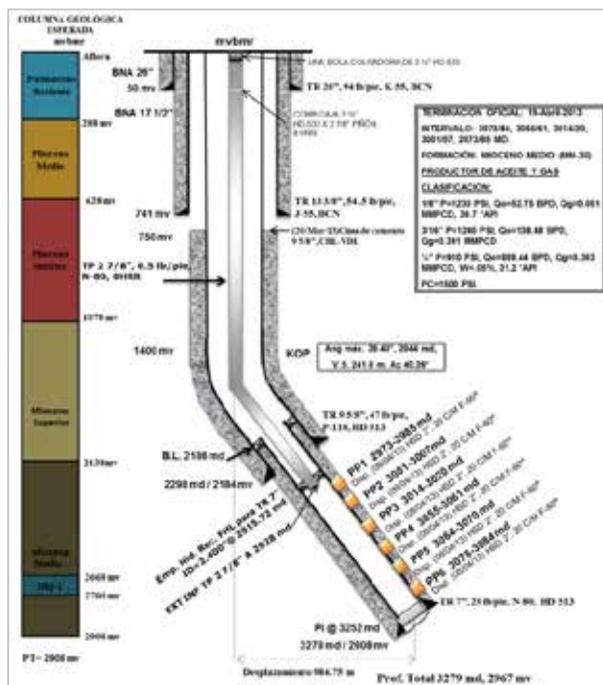


Figura 13. Estado mecánico inicial Gasífero 34.

De acuerdo a su comportamiento de presión en el primer mes de producción, se observó un incremento en la presión de 1050 a 2250 psi, debido a la producción de gas, por lo que se tomó el registro PLT para determinar el porcentaje de producción de cada intervalo, en el cual se determinó que el 95% de la producción era aportado por uno de los seis intervalos abiertos, esto es debido a la diferencia de

propiedades petrofísicas que se tienen de cada intervalo, **Figura 14**. Debido a su cercanía del contacto se identificó que el primer intervalo es el que aporta la mayor cantidad de gas, por lo que se propuso explotar los tres intervalos inferiores que se encontraban más lejanos al contacto, se definió aislar los intervalos mediante empacadores hidráulicos y tres camisas.



Figura 14. Registro PLT Gasífero 34.

Como estrategia se dividió en tres zonas. La primera zona, es de es el intervalo superior 2973-2985 md, el cual tiene

el aporte del 95% de producción, la cual queda aislada por dos empacadores hinchables y una camisa a 2968.83

md. La segunda zona tiene la camisa a la profundidad de 3015.27 md que nos permitirá explotar de manera independiente los intervalos 3001-3007 y 3014-3020

md. Y la boca de la tubería de producción quedó a 3036 md para explotar los intervalos 3055-3061, 3064-3070 y 3078-3084 md, **Figura 15**.

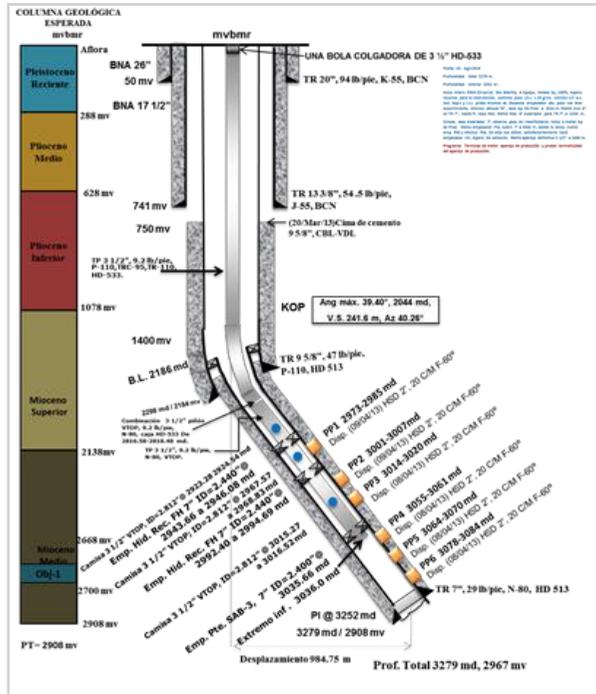


Figura 15. Estado mecánico final Gasífero 34.

Después de realizar la reparación mayor con equipo y acondicionar el aparejo para producir los tres intervalos inferiores, se observa que la cantidad de gas disminuyó

de manera considerable. Esto se refleja en la presión en cabeza, que es menor a la presión en cabeza que el pozo tenía cuando se cerró, **Figura 16**.

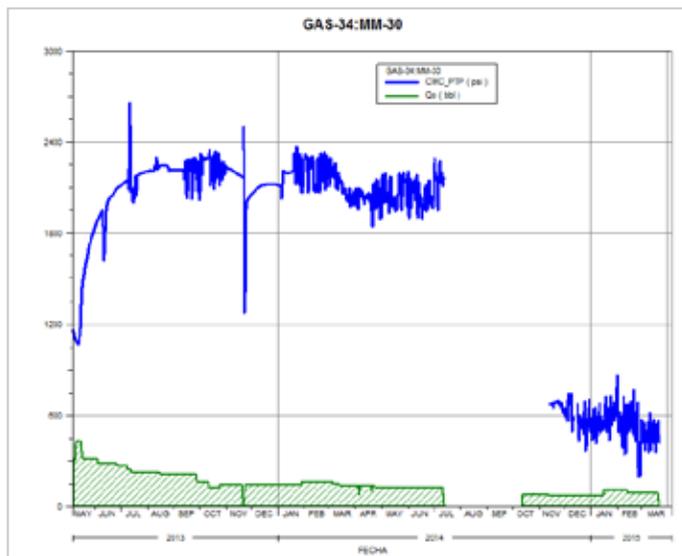


Figura 16. Comportamiento de presión y gasto.

Con respecto a los demás pozos del campo, se han identificado algunos pozos en los que la presión en cabeza empieza a aumentar. Por lo que se tienen consideradas algunas alternativas como la de instalar un estrangulador de fondo para poder disminuir la cantidad de gas producida, **Figura 17**. También se están realizando trámites para poder realizar tratamientos para el control de gas con

productos químicos. Esto para tener nuevas opciones para realizar control del gas. Hasta el momento con los recursos que cuenta el Activo de Producción Veracruz se ha podido controlar este problema, pero es una realidad que será necesario implementar nuevas técnicas para tener soluciones óptimas y maximizar la rentabilidad del campo.

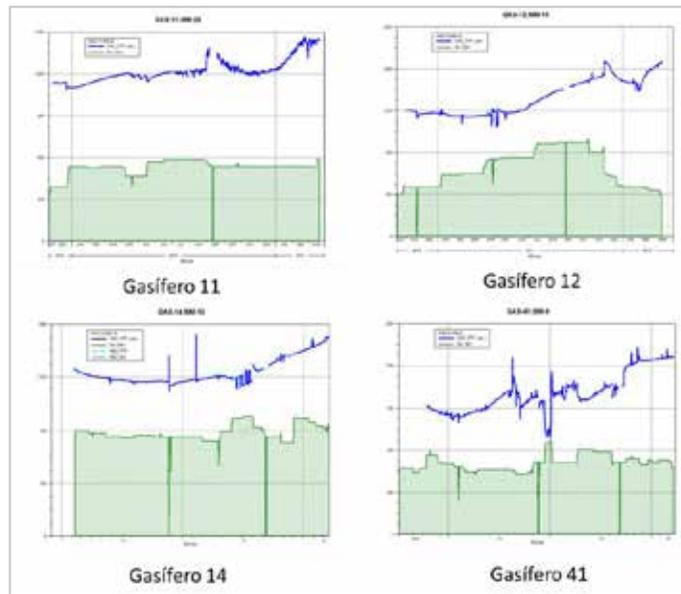


Figura 17. Comportamiento de presiones campo Gasífero.

Sal en el aceite

Otra problemática que se tiene en el campo Gasífero es el contenido de sal en el aceite. La explotación del campo comienza con el pozo Gasífero 1; durante el manejo de producción se presentó un descontrol en los parámetros de calidad (0.5% agua y 50 lb/1000b) en la BS Perdiz, principalmente por la alta concentración de sal; por lo

que se comenzó el programa de muestreo del campo, en donde se detectaron los pozos Gasífero 31, 41, 42 y 51 con valores por encima de los máximo permisibles. Derivado del muestreo se tomó como medida segregar las corrientes a través de los separadores existentes en la BSA Gasífero, separador de producción general, (aceite en calidad), **Figura 18**, y separador de medición, (aceite salado), **Figura 19**.

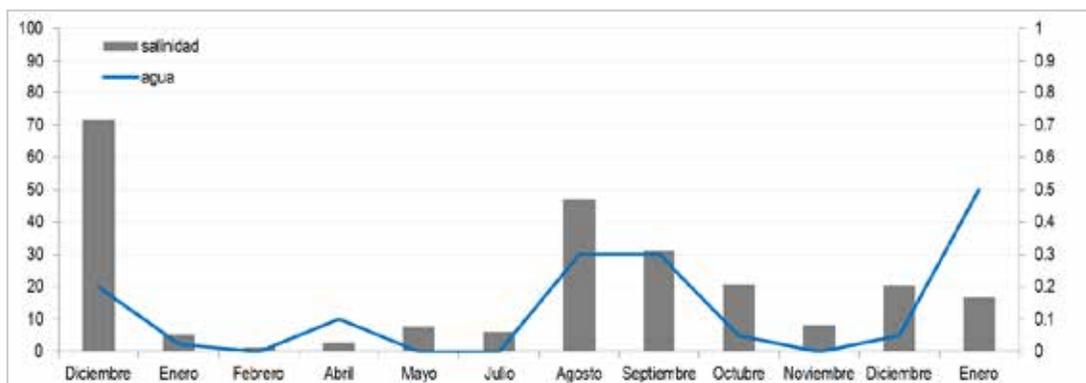


Figura 18. Comportamiento separador de producción general.

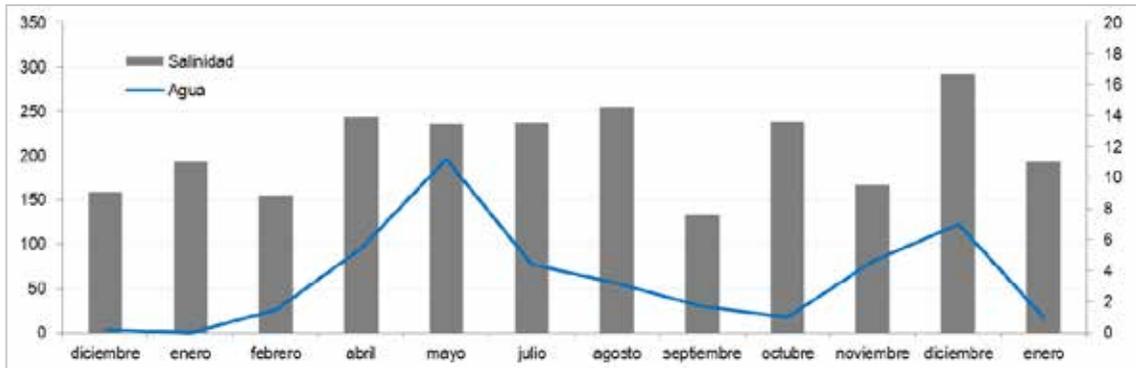


Figura 19. Comportamiento separador de medición.

Actualmente el proceso del manejo del aceite en la batería se puede dividir en cuatro etapas:

- **Producción:** La BSA Gasífero maneja actualmente una producción de **9,412 bd**, de los cuales 7,601 bd se encuentran en calidad y **1,811 bd** fuera de calidad, (alta concentración de sal por arriba de los 250 PTB).
- **Manejo:** El aceite llega a la batería a dos cabezales recolectores de aceite: producción general, (aceite en calidad) y medición, (aceite salado). Se manejan a través de los separadores a una presión de operación de 50-60 psi, segregando las corrientes.
- **Almacenamiento:** La batería cuenta con 8 tanques de 560 bpd y 1 de 5,000 bpd; 4 tanques de 560 bpd manejan la producción de aceite salado, el resto maneja el aceite en calidad.

- **Comercialización:** El aceite en calidad es transportado por autotanques a la BS Perdiz. El aceite salado se transporta a través de auto tanque a la BS Mata Pionche 83% y Perdiz 17% para su acondicionamiento. Los parámetros de máximos de calidad son 0.5% de agua y 50 lb/1000b de sal.

Se encuentra en construcción la primera etapa de la Batería de Separación Gasífero, la cual comprende los procesos siguientes:

- Para el manejo de aceite: separación, deshidratación convencional, (Gun Barrel), almacenamiento y bombeo.
- Para el manejo de gas asociado: rectificación, filtración y compresión.

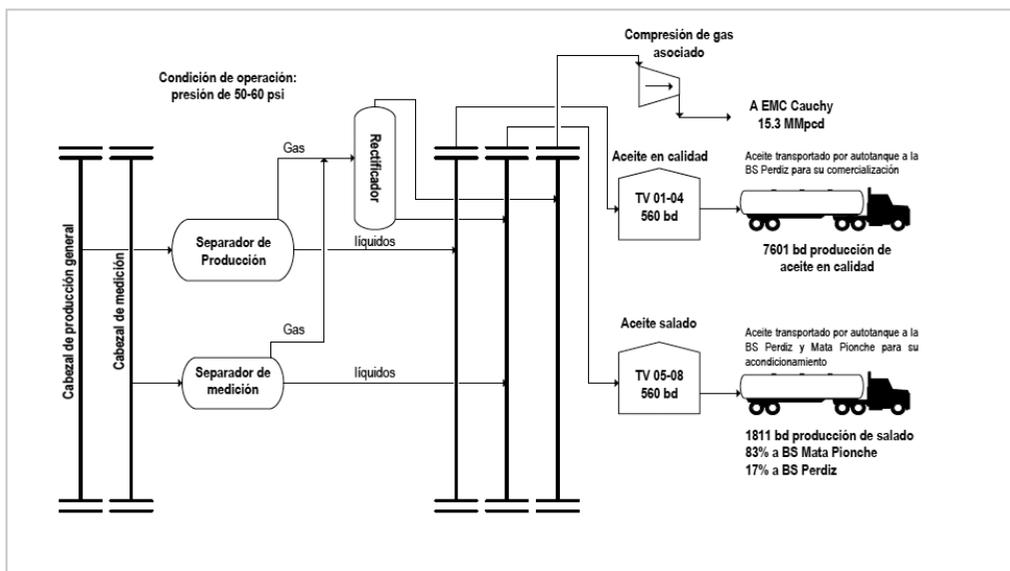


Figura 20. Esquema del manejo de aceite actual.

Conclusiones

Cada vez que un yacimiento es descubierto, se enfrentan con retos nuevos. En el caso del campo Gasífero, han aparecido retos que anteriormente no se conocían en el Activo de Producción Veracruz, como la precipitación de las parafinas, el incremento de la RGA o el incremento de la sal en el aceite.

Es importante tener el conocimiento de todas las áreas con respecto al campo en cuestión. La parte de geología, petrofísica, yacimientos, terminación de pozos, infraestructura superficial para poder realizar un estudio completo de productividad de pozos.

El problema de precipitación de parafinas se ha controlado con las limpiezas de aparejo con tubería flexible y en los pozos que presentan un mayor problema se ha logrado resolver con la inyección de químicos, a través de una tubería capilar instalada a determinada profundidad.

Para el control de la precipitación de las parafinas es necesario utilizar nuevas tecnologías; por ejemplo la tecnología magnética para comparar los resultados y los costos para solucionar el problema. Actualmente se están iniciando los estudios para realizar algunas pruebas con esta nueva tecnología.

Con respecto al incremento de la RGA en los pozos, con el estrangulador de fondo se han tenido resultados favorables, ya que se está disminuyendo la caída de presión del yacimiento al pozo y a lo largo de la tubería de producción, con lo que se ha mantenido constante la producción de gas y de aceite desde la instalación del estrangulador.

Se deben utilizar otros métodos para el control del gas como por ejemplo los polímeros de baja densidad, que ayudan a crear una capa impermeable entre la fase líquida y gaseosa, la que ayudaría a disminuir la producción de gas.

Agradecimientos

Se agradece a los profesionistas del Activo de Producción Veracruz por proporcionar la información necesaria para la realización de este trabajo. En especial al Coordinador del GMETDP del APV el ingeniero Raúl Ramos Quiroz. Del área de yacimientos a Andrés Solís Franco, José Ramón Ramírez Cuacenetl, Nancy Alamilla Carrillo y José David Guzmán

Arévalo. Del área de infraestructura a los ingenieros Manuel Cornejo Ramírez, Martín Aldama Flores y Mario Ramos Briceño. Del área de Geociencias a Ricardo Domínguez Ibarra y Andrés Castillo Rivera. Y del área de Productividad de Pozos a Montserrat Narváez Salinas. Este trabajo no habría sido realizado sin el apoyo de todos ellos.

Referencias

MCho, S.J., Civan, F. y Starling, K.E. 1985. A Correlation to Predict Maximum Condensation for Retrograde Condensation Fluids and its Use in Pressure-Depletion Calculations. Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Nevada, septiembre 22-26. SPE-14268-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/14268-MS>.

Hernández-García, M., Solís-Franco, A. y Ramírez-Cuacenetl, J. 2014. 60 Años de Producción de la Cuenca de Veracruz. Memorias del Congreso Mexicano del Petróleo, Acapulco, Gro., junio 4-7.

McCain, W.D. 1990, The Properties of Petroleum Fluids, second edition. Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Company.

Marrufo, I., Maita, J., Him, J., et al. 2002. Correlations to Determine Retrograde Dew Pressure and C7+ Percentage of Gas Condensate Reservoirs on Basis of Production Test Data of Eastern Venezuelan Fields. Artículo presentado en SPE Gas Technology Symposium, Calgary, Alberta, Canadá, abril 30 - mayo 2. SPE- 75686-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/75686-MS>.

Méndez, L.T. y Teyssier, S.J. 1979. Caracterización de Fluidos de Yacimientos Petroleros. Revista del Instituto Mexicano del Petróleo 11 (4): 21-33.

Pemex Exploración y Producción. 2014. Proyecto Integral Veracruz: Fase de Visualización. Activo de Producción Veracruz, GMETDP, Veracruz, México.

Ovalle, A.P., Lenn, C.P. y McCain, W.D. 2007. Tools to Manage Gas/Condensate Reservoirs; Novel Fluids-Property Correlations on the Basis of Commonly Available Field Data. SPE Res Eval & Eng 10 (6): 687-694. SPE-112977-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/112977-PA>.

Semblanza del autor

Marco Antonio Ramírez Valdéz

Ingeniero Petrolero egresado del Instituto Politécnico Nacional en el año 2008, cuenta con siete años de experiencia en la industria petrolera y actualmente trabaja para Petróleos Mexicanos en el área de Exploración y Producción en el Activo de Producción Veracruz en productividad de pozos.