

## Logros y retos de la primera prueba piloto de inyección de vapor en México

*MI. Marcela Arteaga Cardona, PEP*  
[marcela.eduviges.arteaga@pemex.com](mailto:marcela.eduviges.arteaga@pemex.com)

Información del artículo: Recibido: mayo de 2012-aceptado: agosto 2013

### Resumen

El 57% de las reservas de hidrocarburos en México son de aceite pesado y no se pueden extraer por recuperación primaria, o, los factores de recuperación son bajos. Se requiere analizar la factibilidad de aplicar procesos térmicos, que con base en experiencias internacionales, prometen incrementar la productividad y el factor de recuperación de este tipo de aceites.

El Campo Samaria Neógeno, ubicado en la Cuenca Terciaria en el sureste de México, tiene un volumen original de 650 MMB de petróleo extrapesado y una reserva de 129 MMB. Fue descubierto en 1960, es productor de aceite con densidad menor de 10 °API y viscosidad de 1,000 a 5,000 cps a condiciones de yacimiento.

Para generar experiencia y definir el potencial de los procesos térmicos como esquema de explotación, se realizó una prueba piloto de inyección alterna de vapor, obteniendo resultados rápidos con baja inversión.

Se perforaron ocho pozos, todos resultaron productores de petróleo extra pesado, fue posible producirlos en frío utilizando bombeo mecánico y para transportarlo hasta las baterías se utilizó mejorador de flujo. La producción neta obtenida en frío, varió de 70 a 280 BPD para los pozos verticales y hasta 400 BPD para los horizontales. Después de la estimulación con vapor, se obtuvieron incrementos de producción de 615 a 1,700 barriles, en esta etapa se utilizó bombeo neumático como sistema artificial.

A dos años y medio de haber iniciado la prueba piloto se han producido 1.81 MMB de aceite. Se invirtieron 73 MMUSD y se ha tenido un ingreso de 181 MMUSD, considerando un precio de 100 USD/B.

**Palabras clave:** Prueba piloto, inyección de vapor, Campo Samaria Neógeno, productor de aceite.

## Achievements and challenges of the first steam injection pilot test in Mexico

### Abstract

In Mexico 57% of hydrocarbon reserves are heavy oil, they cannot be removed by primary recovery, or recovery factors are low. It is required to analyze the feasibility of applying thermal processes that, based on international experiences, promise to increase productivity and the oil recovery factor.

The Samaria - Neogene field, located in the tertiary basin of southeast Mexico, was discovered in 1960. It has 650 MMB of OOIP and reserves of 129 MMB of extra-heavy oil, the density is less than 10° API and viscosity from 1,000 to 5,000 cp at reservoir conditions.

To generate experience and define the potential for thermal processes, a steam injection pilot test in Mexico just for the first time was done, getting fast results with low investment.

Eight wells were drilled; it was possible to get cold production using mechanical pumps and flow improver to transport it to the facilities. The cold production, ranged from 70 to 280 BPD for the vertical wells and up to 400 BPD to the horizontal. After CSI, increases in production from 615 to 1,700 barrels were obtained.

Two and a half years after initiating the pilot the oil recovered has been 1.81 MMB. 73 MMUSD were invested and an income of 181 MMUSD has been obtained considering a price of 100 USD/B.

**Keywords:** Pilot test, steam injection, Samaria Field Neogene, oil producer.

## Introducción

En México, las reservas de hidrocarburos se encuentran en el orden de los 33 billones de barriles y aproximadamente el 57% son aceites pesados que no se pueden extraer por recuperación primaria, o, los factores de recuperación son bajos. Esto indica la relevancia de analizar la factibilidad de aplicar procesos térmicos, que con base en experiencias internacionales, prometen incrementar la productividad y el factor de recuperación de este tipo de aceites.

El Campo Samaria Neógeno, ubicado en la Cuenca Terciaria en el sureste de México, está constituido por depósitos de arena de ambiente tipo fluvial, formado por canales entrelazados y apilados, en formaciones de edad Plioceno, a profundidades de 700 a 1,000 metros, tiene un volumen original de 650 MMB de petróleo extrapesado y una reserva de 129 MMB. Fue descubierto en 1960 con la perforación del pozo Samaria 2, productor de petróleo extra pesado con densidad menor de 10 °API y viscosidad de 1,000 a 5,000 cps a condiciones de yacimiento, fue clasificado como petróleo no comercial, debido a que no pudo ser extraído con las técnicas convencionales.

Por sus características y ubicación en tierra, el Campo Samaria Neógeno, resultó ser un buen candidato para aplicar procesos térmicos, generar experiencia en México y posteriormente implementarlos en otros campos nacionales. Utilizando la metodología FEL se identificó el mejor escenario para su explotación. Se estableció que la inyección de vapor es el mejor proceso, pero se recomendó realizar una prueba piloto de inyección alterna de vapor, de tal manera que se tuvieran resultados rápidos con baja inversión, que permitan definir su potencial como esquema de explotación del campo.

En el año 2008 se formó un equipo de trabajo responsable de diseñar la prueba piloto, integrado por las siguientes

disciplinas: geología, petrofísica, perforación yacimientos, simulación, productividad, operación, instalaciones y análisis de riesgos y economía. La meta era iniciar el proyecto en el 2009, teniendo como objetivo principal la toma de información para evaluar el proceso.

Se perforaron ocho pozos, todos resultaron productores de petróleo extra pesado, fue posible producirlos en frío utilizando bombeo mecánico y para transportarlo hasta las baterías se utilizó mejorador de flujo. La producción neta obtenida en frío, varió de 70 bpd a 280 bpd para los pozos verticales y hasta 400 bpd para los horizontales, después de estimulados con vapor la producción se incrementó de 615 a 1,700 barriles. El primer pozo se perforó en mayo del 2009, produjo durante seis meses en frío y en el mes de diciembre fue estimulado con vapor.

En el presente estudio se describe el diseño original de la prueba piloto y se discuten los principales resultados así como el esquema de explotación finalmente establecido como mejor procedimiento o estrategia, para implementar en forma masiva el proceso.

## Desarrollo del proyecto

El primer paso en el desarrollo del proyecto consistió en actualizar el modelo estático con la información de los pozos que se habían perforado con otros objetivos, pero que atravesaban las arenas de interés. La secuencia a explotar se ubica en las arenas del Neógeno. Los depósitos, en su mayoría son el resultado de un complejo sistema fluvial de alta energía, formando canales entrelazados y superpuestos, divididos en cuatro paquetes; A-0, A-1, A-4 y A-6, que a la vez se subdividen en 16 unidades genéticas: tres para el paquete A-0; 3 para el paquete A-1; 5 para el paquete A-4 y 5 para el paquete A-6. La columna geológica definida en la actualización del modelo estático, se presenta en la **Figura 1**.

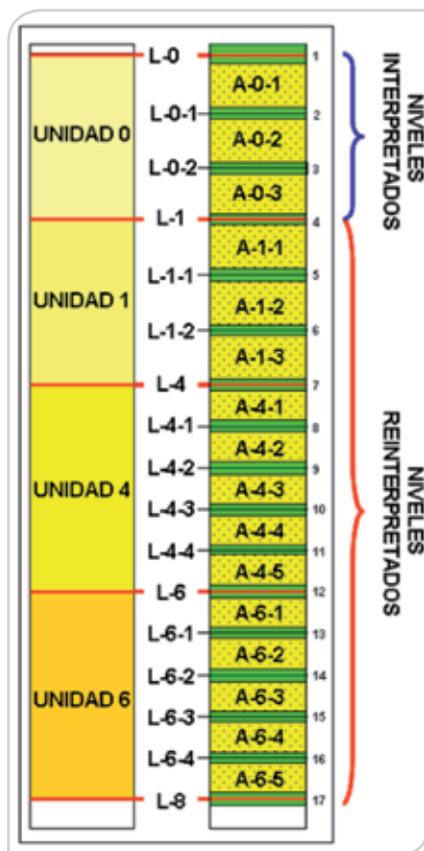


Figura 1. Columna geológica definida en la actualización del modelo estático.

Posteriormente se seleccionó el área piloto, considerando la zona donde se tuviera la mayor cantidad de información, existieran más de seis arenas de interés con espesor de arena impregnado mayor de 10 metros y el requerimiento de infraestructura superficial fuera mínimo.

Se contempló la perforación de ocho pozos, cuatro verticales, tres horizontales y uno desviado, lo que permitiría analizar diferentes geometrías de pozo y más del 60% de las arenas. Se terminaron en agujero entubado debido a la alta saturación de agua en los intervalos de interés y se dispararon con pistolas de agujero amplio en varios intervalos. Para el control de arena se utilizó tubería ranurada y como tubería de inyección-producción se utilizó tubería aislada al vacío para eliminar las pérdidas de calor.

Se diseñó un plan de captura de información para mitigación de riesgos y se elaboró el plan de monitoreo y control operacional de la prueba, la cual se desarrollaría en dos etapas: **1)** evaluar en frío los cuatro pozos verticales y el direccional por un período de seis meses y los tres pozos

horizontales por tres años utilizando sistemas artificiales e inyección de diluyente, **2)** evaluar el comportamiento después de la inyección de vapor de los cuatro pozos verticales y el pozo desviado, inyectando entre 3,000 y 5,000 toneladas de vapor por pozo, a un gasto de 10 toneladas/hr. Con base en los resultados de la simulación realizada, se propuso operar los pozos horizontales sólo en frío, no obstante, todos los pozos fueron estimulados con vapor.

## Resultados

En este apartado se presenta el diseño y terminación de los pozos, se comenta desde la cementación utilizada, el tipo de disparos, el sistema para controlar la producción de arena, hasta el tipo de cabezal y las conexiones superficiales utilizadas. También se presentan los pronósticos de producción y la producción obtenida, los sistemas artificiales de producción, el plan de captura de información, así como, el monitoreo y control operacional.



Para la cementación de estos pozos, con el objeto de evitar retrogradación e incremento de la permeabilidad en el cemento fraguado a las altas temperaturas esperadas, 650 °F, durante la inyección del vapor, se consideró utilizar en todos los diseños de las lechadas 55% de sílica.

La expansión o contracción cíclica del pozo por el efecto del calentamiento y enfriamiento durante los ciclos de inyección de vapor, tiende a causar desprendimiento o agrietamiento radial en el cemento, por lo que se recomienda el diseño de lechadas con propiedades mecánicas mejoradas, incrementando su elasticidad.

El diseño de la lechada óptima contempla mayor durabilidad o capacidad remanente, basado en parámetros como el Módulo de Young, relación de Poisson y esfuerzo a la tensión, para proveerle la capacidad adicional de poder auto-repararse, aun después de fraguado, en presencia de micro-anillos o fisuras, al contacto con hidrocarburos.

La definición de los disparos en las arenas débiles depende fundamentalmente de la resistencia de la roca, pero también de otros factores como la tensión efectiva, el desbalance, la distancia entre los disparos adyacentes y los fluidos en los espacios de los poros y en el hueco. El uso de pistolas Big Hole permitirá tener mejor control de la producción de arena, dado que, los disparos de mayor diámetro y poca penetración han mostrado efectividad en el control de arena en campos similares.

Aun cuando, en el diseño de la prueba piloto se propuso el uso de pistolas Big Hole, en el primer pozo, el Samaria 916, se utilizaron pistolas de alta penetración por ser las que se venían usando en el Activo. Como resultado, de mayo a julio del 2009, este pozo tuvo baja productividad en frío, con tan solo 18 BPD de manera intermitente, utilizando BCP. Por lo anterior, se decidió realizar una reparación mayor al pozo para redispararlo con pistolas Big Hole, con lo cual se obtuvieron mejores resultados al tener una producción de 120 BPD, como se puede observar en la **Figura 3**.



**Figura 3.** Comportamiento de la producción en frío del pozo Samaria 916.

El yacimiento Samaria Neógeno por ser somero y por su característica de ser una formación de arena débil y no consolidada, con una granulometría de grano mediano a grueso, podría producir arena en su etapa temprana de producción. En tal sentido deberían tomarse todas las previsiones operacionales para que en el diseño de la terminación de los pozos se contemplen equipos para controlar la migración de finos.

Revisando los análisis granulométricos de las diferentes muestras de que se disponía, se observó que todas las arenas cumplían con los requisitos necesarios para realizar la terminación con tubería ranurada o rejillas (stand alone). Basado en los conceptos de Rogers, la

apertura de la rejilla o ranura debe ser igual al valor que corresponde a percentil 10, D10, en este caso de la arena de grano más fino, para el caso de las muestras disponibles del pozo Samaria1001, la apertura debería ser de 0.02 a 0.018 pulgadas, **Figura 4**.

Con la confianza que se tenía en los análisis granulométricos se decidió utilizar solamente tubería ranurada como la que se muestra en la **Figura 5**, sin empacamiento con grava, para hacer más económica la terminación. Con este tipo de tubería se tuvieron buenos resultados, dado que no se ha tenido producción de arena en ninguno de los ocho pozos y fue posible ahorrar un millón de dólares por pozo, que es lo que cuesta el empacamiento con grava.

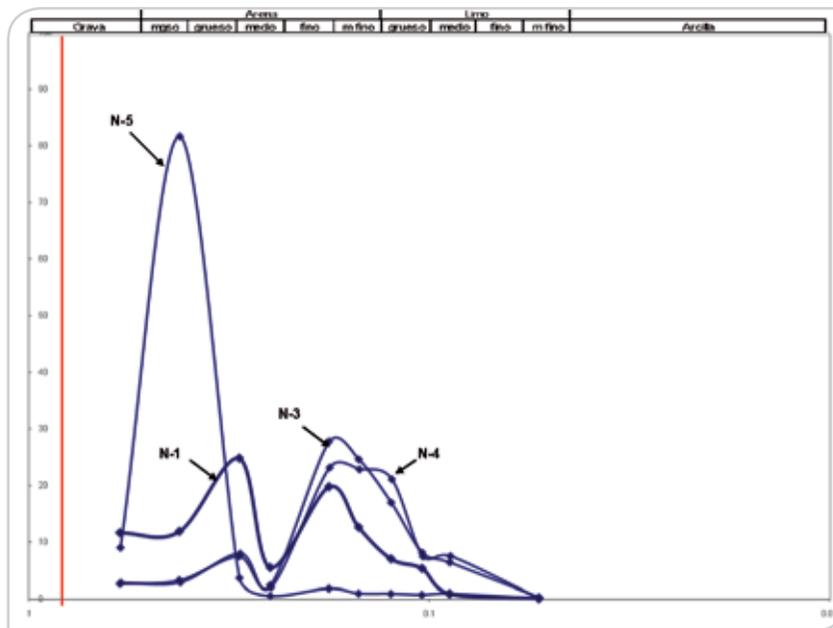


Figura 4. Granulometría pozo Samaria 1001.



Figura 5. Tubería ranurada utilizada para el control de producción de arena.

Inicialmente los pozos se diseñaron para operar en frío y una vez concluida esta etapa se retirarían los equipos de subsuelo empleados para producción y se reemplazarían por el aparejo térmico de inyección. No obstante, este programa no se pudo llevar a cabo debido a que, para hacer los cambios de aparejo de producción a inyección y luego nuevamente a producción, se requería tener un

equipo de perforación disponible para realizar este tipo de intervenciones, mínimo una vez al año por pozo, con un costo de 12 a 19 millones de pesos. Considerando que el costo aproximado del aparejo isotérmico es de 12 millones de pesos se decidió terminar el pozo con este tipo de aparejo, **Figura 6**, y evitar cambiarlo en el futuro.

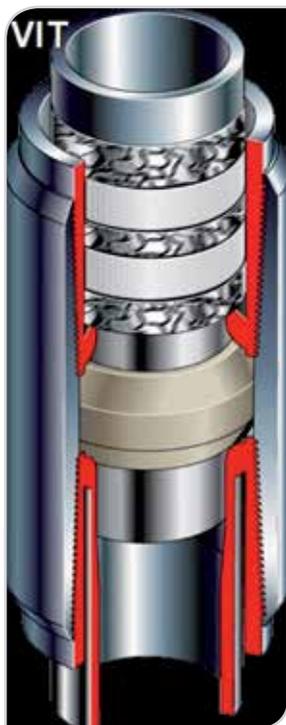


Figura 6. Aparejo de producción isotérmico utilizado.

Se simuló las pérdidas de calor de la tubería aislada al vacío, y se demostró que con las condiciones de inyección de vapor en Samaria, para un pozo tipo con una longitud de tubería aislada de 800 metros, la calidad de vapor en el extremo de la tubería será de 78% y una temperatura máxima en la tubería de revestimiento de 100 °F, mientras que con tubería desnuda o no aislada la calidad de vapor en fondo será de 57 % con una temperatura en la Tr de 466 °F.

Por otra parte, en todos los pozos de la prueba piloto donde se utilizó empacador mecánico, se tuvo comunicación entre Tp y Tr originado por la falla de los sellos de elastómeros, por lo anterior, se decidió utilizar empacadores flotantes de sellos metálicos, los cuales dieron mejores resultados, los diferentes tipos de empacador se muestran en la Figura 7.

También se observó en todos los pozos resistencia a la altura del barril de la bomba después de haber inyectado vapor,



Figura 7. Empacadores utilizados en la prueba piloto.

con la reparación del primer pozo se pudo determinar que sufrió deformación, Figura 8, por lo que decidió utilizar bombas insertables con el objeto de eliminar este elemento de falla.

El empacador flotante es generalmente usado en aplicaciones de inyección de vapor. Fue desarrollado específicamente como una alternativa al empacador térmico convencional con una junta de expansión. El diseño del empacador flotante es sencillo, eficiente y muy económico. El diseño está basado en sello o contacto metal-metal con las paredes internas de la tubería de revestimiento.

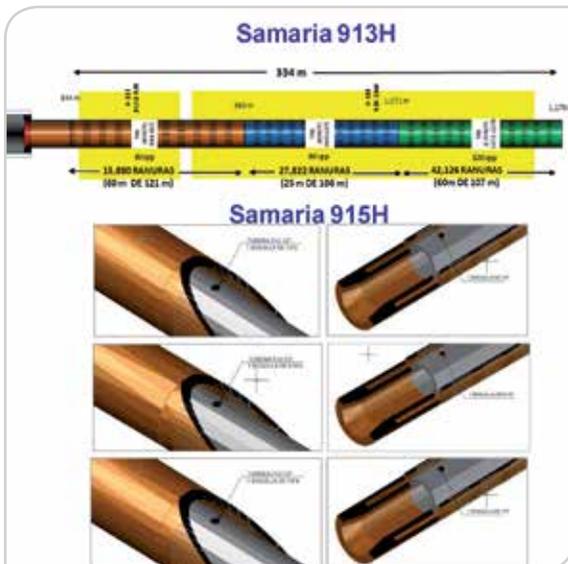
Los anillos de doble sellado son mecanizados a partir de un acero suave y tratado térmicamente hasta una tasa elástica que permita el movimiento de los mismos. Este movimiento permite que los anillos se desplacen libremente a través de la tubería de revestimiento compensando los esfuerzos generados debido a la expansión térmica del aparejo.



**Figura 8.** Barril de la bomba deformado en el pozo Samaria 916, después de la estimulación.

Adicionalmente, para compensar la restricción de flujo creada por los anillos metálicos del empacador flotante, se bombea  $N_2$  por espacio anular hasta presurizarlo a la misma presión con la cual se inyectará vapor, esto para evitar que el vapor suba a la superficie por el espacio anular y disminuya la vida útil del cemento, además mantiene un anular seco disminuyendo las pérdidas de calor por reflujos.

Con el objeto de garantizar la distribución del vapor a lo largo de toda la arena abierta, en los pozos horizontales se modificó la densidad de ranuras o se colocó tubería con orificios a lo largo de la zona productora. Los dos tipos de distribuidor de vapor utilizados se presentan en la **Figura 9**. Ambos fueron evaluados durante la vida productiva del pozo, pero con ninguno se logró estimular toda la sección horizontal, más del 70% del vapor se quedaba en el talón.

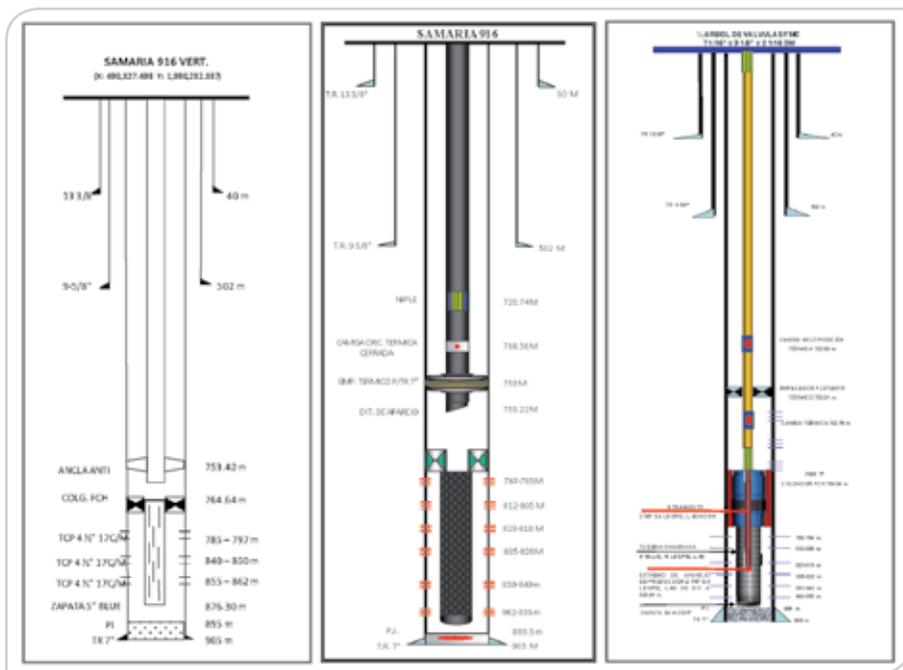


**Figura 9.** Distribuidores de vapor utilizados en la prueba piloto.

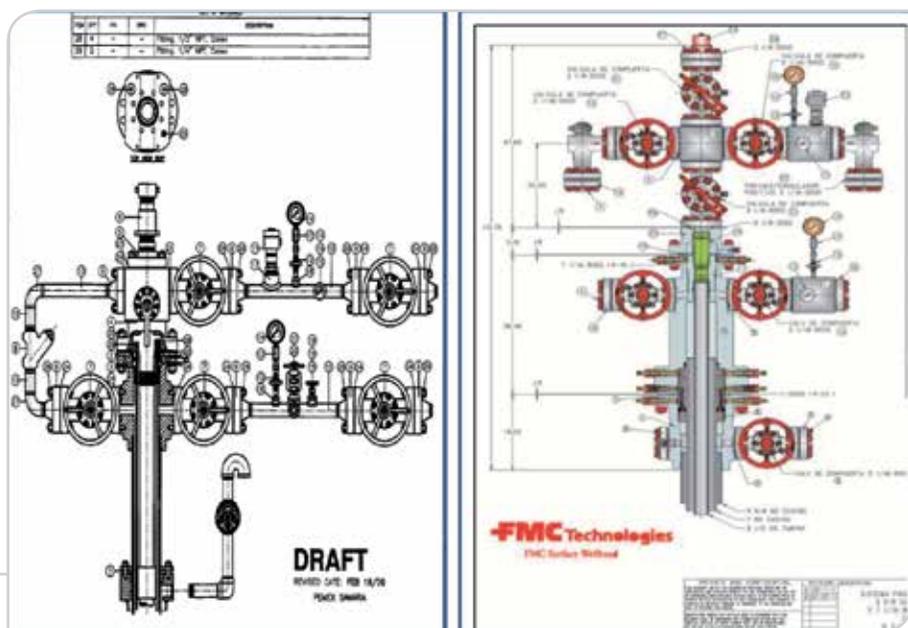
En la **Figura 10** se presentan los diferentes estados mecánicos que se fueron utilizando durante la prueba piloto con el objeto de mejorar el diseño y adaptarlo a las necesidades de este proyecto.

Las especificaciones de las conexiones de superficie se determinaron con la norma API 6A, 16a edición, la cual

cubre regiones de equipos utilizados en sistemas de control presurizados, incluyendo conexiones, anillos de sello, válvulas, cabezales y árboles de navidad, considerando que no existe la presencia de CO<sub>2</sub> ni de H<sub>2</sub>S. Los árboles de producción utilizados durante la prueba piloto se presentan en la **Figura 11**.



**Figura 10.** Evolución de los estados mecánicos durante la prueba piloto.



**Figura 11.** Evolución de los árboles de producción.

## Sistemas artificiales de producción

La selección del sistema artificial de producción se realizó en función de las propiedades de los fluidos del yacimiento, las características de la roca y los niveles de presión. El análisis se realizó en dos fases: 1) fase de evaluación en frío y 2) fase de evaluación en caliente.

En la fase de evaluación en frío, se propuso comparar el uso de Bombas de Cavidades Progresivas (BCP) y Bombas Mecánicas (BM), para determinar con cuál de ellas se obtienen mejores resultados y se deberán utilizar en la masificación del proyecto. Dentro de los esquemas a diseñar y evaluar, se planteó la inyección de diluyente como una alternativa para mejorar la productividad de aceites de alta viscosidad.

El análisis realizado indicó que es factible la aplicación de los dos sistemas BCP y BM para la evaluación en frío de los pozos, sin embargo, debido a la alta viscosidad del aceite, el uso de BM es menos recomendable porque las varillas se encontrarían sometidas al efecto de flotabilidad, aun cuando este efecto podría minimizarse trabajando el equipo a bajas velocidades y con carreras mínimas. En el bombeo

de cavidades progresivas, no se presentaría el efecto de flotabilidad porque el levantamiento de fluidos sería por movimientos de rotación. La selección definitiva del método de levantamiento, quedaría sujeta a los resultados en campo y tomando en consideración el análisis económico.

Para la determinación del sistema artificial en caliente se tomaron en cuenta los análisis y predicciones realizadas por el modelo de simulación, así como las condiciones de presión y temperatura a ser manejadas por los sistemas artificiales de producción. Se descartó el uso de BCP, ya que éstas no pueden ser utilizadas a altas temperaturas de operación. En base a esto se estableció como sistema de producción en caliente el bombeo mecánico.

En los primeros dos pozos perforados, Samaria 916 y Samaria 948, se utilizaron BCP para producirlos en frío y los siguientes se operaron con bombas mecánicas de tipo Rotaflex como las que se ilustran en la **Figura 12**. Los resultados obtenidos fueron similares, por lo que se decidió que en lo sucesivo resultaría más conveniente utilizar solamente las BM, dado que se podrían utilizar tanto en frío como en caliente y se evitarían los costos asociados al cambio de sistema artificial.



**Figura 12.** Bombas mecánicas tipo Rotaflex utilizadas durante la prueba piloto.

No obstante, en la etapa de producción en caliente, los pozos tuvieron una alta productividad de más de 1,000 BPD, superior a la máxima esperada de 500 BPD, con lo cual las bombas mecánicas adquiridas quedaron limitadas y se

tuvo que ajustar la producción del pozo a la capacidad de la bomba, como se presenta en la **Figura 13**, para el pozo Samaria 948.

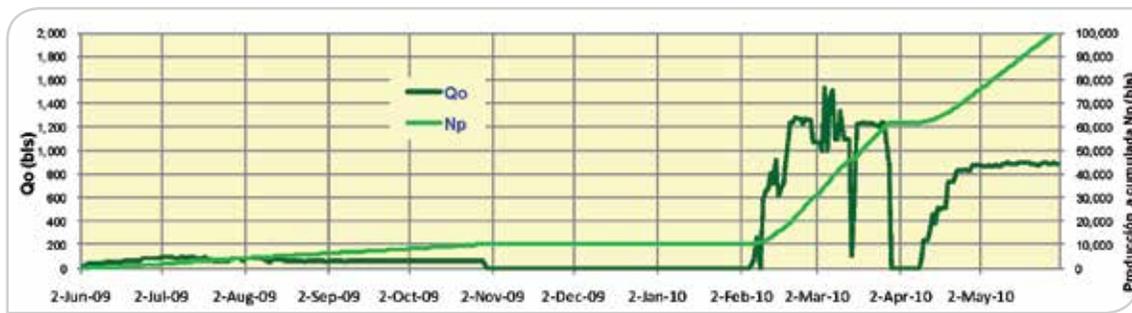


Figura 13. Comportamiento de producción del pozo Samaria 948. Primer ciclo.

Ante esta situación se decidió que para los siguientes pozos, después de su etapa de flujo natural en caliente se utilizaría Bombeo Neumático (BN), dado que con altas temperaturas la viscosidad del aceite es baja y el BN se vuelve eficiente, además de que se tiene disponible en el sitio. Esta operación

se realizó para el pozo Samaria 901 y como se puede ver en la **Figura 14**, se pudo continuar la explotación en caliente con los mismos gastos de operación con los que había concluido la etapa de flujo natural.

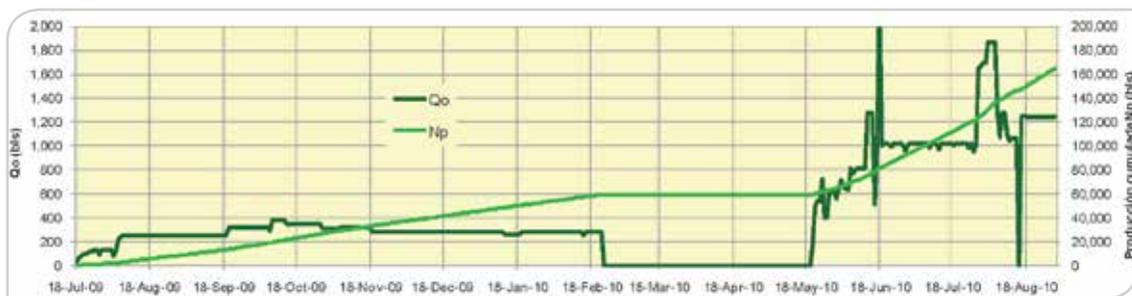


Figura 14. Comportamiento de producción del pozo Samaria 901. Primer ciclo.

Analizando los resultados de todos los pozos, en el primer ciclo se estableció como estrategia de sistemas artificiales, para continuar la explotación del campo, lo siguiente:

1. Durante la etapa de producción en frío utilizar BCP o BM dependiendo de la duración de esta etapa y de la evaluación económica.
2. Después de estimularlo con vapor, operarlo fluyente si las condiciones de presión y temperatura lo permiten.
3. Al concluir la etapa fluyente operar con BN hasta que la temperatura en superficie sea de 60 °C.
4. Operar con BCP o BM dependiendo del comportamiento del pozo y de la evaluación económica.

Con base al comportamiento de los pozos de la prueba piloto que ya han sido sometidos al segundo ciclo, se observó que después de estimulados se requiere producirlos directamente con el sistema artificial de BN, debido a que las condiciones de inyección del segundo ciclo son de menor presión y menor temperatura, por lo cual, el pozo no queda fluyente natural como en el primer ciclo. En la **Figura 15** se puede observar el comportamiento de producción del pozo Samaria 948 en su segundo ciclo, el cual se ve más estable y con una mejor productividad al no estar limitado por la capacidad de la bomba.



Figura 15. Comportamiento de producción del pozo Samaria 948.

**Instrumentación**

Como parte del plan de control y monitoreo de la prueba se estableció utilizar sensores de fondo. Se decidió que por el alto costo de los sensores, sólo se instrumentarían dos pozos, uno vertical y uno horizontal, bajando sensores de presión y temperatura a nivel del liner, esto con el objeto de poder medir a tiempo real estos parámetros, a condiciones de yacimientos.

La información recabada con estos sensores sería de gran importancia, ya que se podría monitorear el frente de vapor, la presión y la temperatura en la zona productora, lo cual nos permitiría predecir en qué momento se debe inyectar un ciclo adicional de vapor.

Este programa de instrumentación no fue posible llevarlo a cabo debido a que no se encontraron en el mercado sensores que pudieran soportar las altas temperaturas, mayores de 300 °C, que se observaron durante la inyección del vapor en los pozos de la prueba piloto.

**Instalaciones requeridas**

Tomando en cuenta, los límites de presión y temperatura a los cuales estarán sometidos cada uno de los equipos y tuberías, se definieron los requerimientos mínimos para su diseño.

El esquema de proceso está conformado por los siguientes sistemas: sistema de generación e inyección de vapor, sistema de recolección y prueba de pozos, sistema de manejo e inyección de diluyente, sistemas de separación, deshidratación de aceite, tratamiento de aguas de proceso.

A través del simulador de procesos HYSYS se determinó la capacidad que debe tener la planta para generar las 10 ton/h de vapor. Los resultados de la simulación indicaron que se requiere una planta con una capacidad calórica de 22.89 MMBTU/h, para generar 10 ton/h de vapor saturado a 361 °C (682 °F) y 194 Kg/cm<sup>2</sup> (2,750 psi) con una calidad de 80%. El generador de vapor se contrató como suministro a boca de pozo, utilizando una caldera portátil, como la que se muestra en la Figura 16.

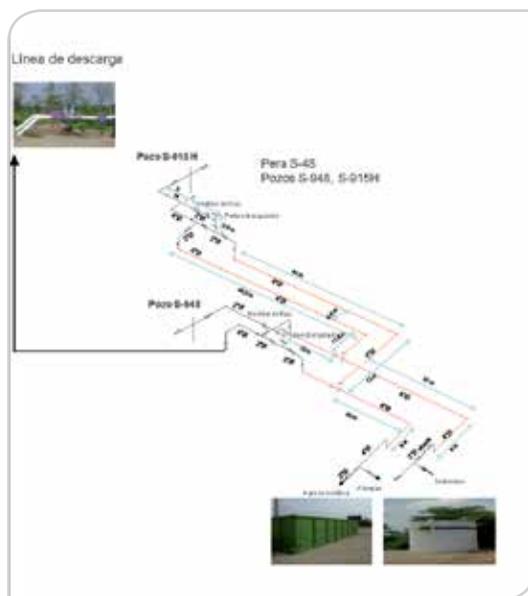


Figura 16. Generador de vapor utilizado en la prueba piloto.

El agua de alimentación se suministró a través de pozos de agua existentes en la zona, para lo que se requirió construir 2,030 metros de tubería de 3" pulgadas de diámetro. El gas necesario para la operación del generador de vapor es de 0.6 MMPCD, el cual se suministró de la red de BN.

Debido a la densidad (5 a 7 °API) y viscosidad del aceite (mayor de 10,000 cp), se esperaban problemas para transportarlo en la etapa de producción en frío y en la etapa de producción en caliente se dificultaría el transporte por la alta temperatura superior a los 150 °C. No obstante, en la práctica no se tuvieron problemas en el transporte porque se manejaban varios pozos en corriente y por la cercanía de la batería.

Para cuantificar las cantidades de aceite neto, gas y agua que producirán los pozos, se solicitó instalar un equipo para conectar una estación de medición portátil, la cual se puede hacer a través de separadores portátiles (medición con separación de fases) o a través de un medidor multifásico. La medición de los pozos ha sido uno de los grandes retos de este proyecto, porque no se cuenta con equipos para medir a altas temperaturas. Por lo anterior, las mediciones se realizaron en tanque instalado en el sitio, utilizando el arreglo que se presenta en la **Figura 17**.



**Figura 17.** Arreglo para producir en caliente.

Para acondicionar el aceite proveniente del campo hasta las especificaciones establecidas para su comercialización, se diseñó un sistema de tratamiento. Sin embargo, con la producción obtenida durante la prueba piloto de 3,000 a 5,000 barriles, no fue necesario este sistema, la producción se mandó directo a Batería Samaria II donde se mezclaba con el aceite proveniente de otros campos.

#### **Plan de captura de información, monitoreo y control operacional**

Diseñada la prueba piloto en todas sus fases, el plan de monitoreo y control operacional durante las etapas de

inyección de vapor y producción en caliente constituyeron el elemento más importante para garantizar su ejecución bajo las premisas o parámetros establecidos y evaluar la eficiencia técnica económica del proceso, así como retroalimentar con resultados el modelo de simulación utilizado, el cual debe constituirse en la herramienta principal de monitoreo y predicción.

Durante la etapa de producción en frío se deben tomar muestras de los fluidos producidos para determinar, densidad y viscosidad del aceite, salinidad del agua y composición del gas, enfatizando en la presencia de H<sub>2</sub>S. Antes del inicio de la inyección de vapor se debe tomar una

muestra del agua de alimentación a fin de realizar análisis fisicoquímico y tener parámetro de comparación con el análisis del agua producida, asimismo se deben monitorear las condiciones del gas de alimentación para verificar que esté dentro de las especificaciones requeridas.

Una vez que el vapor comienza a inyectarse se deben monitorear continuamente; presión, temperatura y gasto de inyección y la calidad del vapor, para conocer el comportamiento de la inyección y determinar acciones correctivas de inmediato, estimar el tiempo de cierre del ciclo y la inyectividad de la zona. A la mitad del ciclo tomar un registro PLT o flowmeter para conocer la distribución vertical del vapor, definir las zonas estimuladas a fin de programar inyecciones selectivas en los siguientes ciclos. Durante esta etapa también es necesario monitorear la elongación del revestidor y la temperatura del cabezal.

En la fase de remojo, el monitoreo es para definir cuanto tiempo debe durar esta etapa, partiendo del principio de que el tiempo de cierre debe ser el adecuado para permitir al vapor ceder su calor al yacimiento, por tanto, el pozo se puede abrir a producción y de acuerdo a su aporte de vapor se puede dejar abierto a producción o cerrarlo. Durante este periodo de inactividad se recomienda conectar el pozo a la línea de escurrimiento y colocar una caja porta estranguladores, para controlar la producción y evitar dañar los accesorios del pozo.

En los primeros pozos inyectados se abrió el pozo a producción a los tres días, no obstante, como se observó una producción considerable de vapor, **Figura 18**, se cerró y se continuó monitoreando cada tercer día hasta establecer un tiempo de remojo de siete días como el tiempo más adecuado y es el que se recomienda utilizar.



**Figura 18.** Apertura a presa de quema del pozo Samaria 916, después de estimulado.

La fase de flujo natural se debe iniciar produciendo por estrangulador de 1/4" durante dos días mínimo para no dañar el linner ranurado, propiciar el autoempaquetamiento y evitar que en el futuro se tenga producción de arena. Durante esta fase se debe monitorear en forma continua: gastos de aceite, agua y gas, presión y temperatura en la cabeza del pozo, presión y temperatura en el fondo, contenido de agua y sedimentos, contenido de  $H_2S$  en el gas, recolectar muestras para analizar la emulsión y determinar el tratamiento requerido. Evitar contaminar corrientes de crudo con las emulsiones que se producen en los pozos térmicos, medir el cambio de temperatura y presión a

lo largo de la línea de escurrimiento para determinar la conveniencia de colocarle aislante.

A medida que el pozo va declinando se deben realizar los cambios de los estranguladores hasta dejar el pozo franco, siempre y cuando el comportamiento del pozo no dicte otra cosa. Llegada la etapa donde el gradiente total en la tubería del pozo hace que el flujo se detenga por que no existe la energía necesaria en el yacimiento para llevar los fluidos hasta la superficie. "El pozo se muere" y entonces llega al momento de instalar el sistema artificial de producción.

Finalizada la fase de flujo natural es necesario continuar la producción colocando el sistema artificial seleccionado Bombeo Neumático. Durante esta etapa se deben monitorear las mismas variables de la fase de flujo natural. El monitoreo de estas variables nos permitirá mediante gráficas de comportamiento obtener la siguiente información:

1. Con presión y temperatura en el cabezal podemos determinar tiempo de enfriamiento y en consecuencia tiempo de duración del ciclo.
2. Con los gastos de aceite y vapor y gastos acumulados podemos determinar comportamiento de producción, estimar comportamiento futuro de nuevos pozos, así como obtener la relación petróleo extra vapor para determinar rentabilidad de los ciclos.
3. Con los valores de presión en el fondo del pozo y el nivel de fluido podemos estimar las curvas de afluencia y realizar análisis nodal para optimizar los sistemas artificiales de producción.

Es importante, para realizar el monitoreo de esta variables, la colocación de sensores de presión y temperatura o la colocación de cabezales dobles que permitan el monitoreo de las condiciones de subsuelo.

## Pronósticos y producción

Para predecir el comportamiento de los pozos verticales se utilizó un modelo radial, obteniéndose un gasto inicial en frío de 120 a 270 BPD y en caliente, de 300 a 500 BPD. Para los pozos horizontales se utilizó un modelo cartesiano prediciéndose el comportamiento en frío con producciones iniciales desde 530 hasta 950 BPD para el pozo robusto.

Durante la prueba piloto, los gastos obtenidos en frío para los pozos verticales variaron de 78 a 278 BPD. El pozo desviado superó las expectativas de producción en frío con 360 BPD y los horizontales quedaron muy por debajo de lo pronosticado siendo más evidente en el pozo robusto el Samaria 917H, **Tabla 1**.

En lo que respecta a la producción en caliente, para los pozos verticales fue superior en más del 50% de lo estimado teóricamente. Para el pozo desviado fue inferior, debido a problemas en la cementación del pozo, lo cual provocó que el vapor se canalizara y que durante la producción se tuvieran flujos fraccionales promedio de agua de 60%.

Por las bajas producciones obtenidas en frío, para los pozos horizontales se decidió cambiar la estrategia y no esperar a producirlos tres años en frío como era el planteamiento inicial. Se les inyectó vapor observando una producción en caliente superior a la producción en frío pero similar a la de los pozos verticales. Esto se debe a que no se logró calentar toda la sección horizontal.

En la **Tabla 1** se presenta la comparación de los gastos de producción pronosticados en frío y en caliente y los obtenidos en la prueba piloto. En la **Tabla 2** la producción acumulada estimada a 20 años contra la producción real obtenida en la prueba piloto a 2.5 años de su inicio. En general para los pozos verticales, se ha observado una excelente respuesta con recuperaciones hasta del 72% del aceite estimado mientras que para los horizontales sólo el 20%.

Es necesario investigar técnicas que nos permitan distribuir uniformemente el vapor en los pozos horizontales con el objeto de mejorar su productividad y justificar el beneficio de perforar este tipo de pozos.

**Tabla 1.** Comparación de gastos de producción iniciales pronosticados vs reales.

POZO	Qo pronóstico frío (bbl)	Qo real PP frío (bbl)	Qo pronóstico caliente (bbl)	Qo real PP caliente ½" (bbl)
SAM 901	270	278	415	1,052
SAM 922	190	78	440	1,657
SAM 916	230	151	500	996
SAM 948	260	88	470	1,233
SAM 915D	120	361	300	423
SAM 915H	560	399		1,100
SAM 913H	530	268		1,342
SAM 917H	950	150		615

**Tabla 2.** Factor de recuperación esperado vs real.

POZO	N (bbl)	Np pronóstico 20 años (bbl)	Fr 20 años (%)	Np real 2.5 años (bbl)	Fr 2.5 años (%)
SAM 901	4,559,810	587,109	13	431,192	9
SAM 922	4,670,451	199,129	4	197,260	4
SAM 916	3,986,791	512,698	13	179,871	5
SAM 948	4,067,114	642,102	16	402,798	10
<b>Subtotal</b>		<b>1,941,038</b>		<b>1,211,121</b>	
SAM 915D	2,143,821	178,133	8	49,816	2
SAM 913H	10,865,975	737,207	7	291,167	3
SAM917H	9,559,542	1,192,559	12	81,228	1
SAM915H	5,620,933	785,357	14	176,478	3
<b>Subtotal</b>		<b>2,715,123</b>		<b>548,873</b>	

### Análisis económico

La evaluación económica, forma parte del análisis final realizado a la prueba piloto de inyección de vapor en el Campo Samaria Neógeno, la misma se realiza con la finalidad de determinar las inversiones asociadas a la prueba y su impacto económico. Independientemente de si la prueba resulta económica o no se debe realizar ya que por su conceptualización de prueba piloto no está obligada a cumplir las variables económicas de rentabilidad.

Las inversiones consideradas en el estudio se canalizan en tres conceptos: pozos, instalaciones y estudios. Los ingresos por ventas se calcularon con los precios y los volúmenes de ventas. Los precios de venta considerados fueron de 40 dólares por barril para el aceite y siete dólares por millar de pies cúbicos para el gas.

El horizonte de tiempo y tasa de interés considerados en el estudio fueron de 36 meses y 12% anual, respectivamente. En la **Tabla 3**, se observan los resultados de los indicadores económicos para la prueba.

**Tabla 3.** Indicadores económicos.

VALOR PRESENTE NETO (VPN) USD	44,019,18	VALOR PRESENTE NETO (VPN) USD	31,603,720
VALOR PRESENTE DE LA INVERSION (VPI) USD	19,845,453	VALOR PRESENTE DE LA INVERSION (VPI) USD	32,260,635
POZOS	18,362,839	POZOS	30,118,222
INSTALACIONES	1,182,614	INSTALACIONES	1,182,614
ESTUDIOS	300,000	ESTUDIOS	300,000
VPN ENTRE VPI	222	VPN ENTRE VPI	0.96
TASA INTERNA DE RETORNO %ANUAL	139	TASA INTERNA DE RETORNO % ANUAL	79
TASA PROMEDIO MENSUAL DE VALOR AGREGADO %	102 1er año	TASA PROMEDIO MENSUAL DE VALOR AGREGADO, %	49 1er año
TIEMPO DE RECUPERACION DE LA INVERSION MESES	Entre 11 y 12	TIEMPO DE RECUPERACION DE LA INVERSION, MESES	Entre 16 y 17

Del análisis de inversiones realizado, se concluye que la inversión total del proyecto en términos de valor presente neto es de 19,845,453 USD para la primera sensibilidad de costos de perforación y de 32,000,000 USD para la segunda. El renglón pozos el que más influye con un 97% de la inversión total.

Los pozos son amortizados de acuerdo a su ritmo de producción y por el plazo que dura la prueba piloto que es de tres años a partir del 31 de diciembre de 2008. El esquema de amortización utilizado es el siguiente:

- El primer pozo se amortiza en 36 meses
- El segundo se amortiza en 35 meses

- Y así sucesivamente hasta el último que se amortiza en 29 meses.

De esta manera todos los pozos quedan completamente pagados el día 31 de diciembre de 2011. La amortización de las instalaciones se lleva a cabo por el método lineal, y todas ellas también quedan amortizadas el 31 de diciembre de 2011.

En la **Tabla 4**, a dos años y medio de haber iniciado la prueba piloto el resumen económico nos dice que se gastaron en total 73.1 MM USD. Con una producción acumulada de 1.81 MMB de aceite se tuvo un ingreso de 181 MM USD considerando un precio promedio del aceite de 100 USD/B.

**Tabla 4.** Costos e ingresos de la prueba piloto.

Pozo	Costos en MMPesos							Total		Np	Ingresos
	Perforación	Reparación	Sistema Artificial	Mejorador de flujo	Vapor	Gas combustible	Gastos de operación	MMpesos	MMUSD	Nptotal (b)	100 USD/B
Sam – 916	54.0	22.8	3.2	0.4	4.1	2.0	19.8	106.3	8.2	179,871	18
Sam – 948	56.9	12.3	4.1	0.4	5.5	2.7	44.4	126.3	9.7	402,798	40
Sam – 922	50.9	27.1	6.7	0.4	4.3	2.0	21.7	113.1	8.7	197,260	20
Sam-913H	90.5	18.4	8.3	0.6	9.5	4.4	32.1	163.8	12.6	291,167	29
Sam – 901	38.5	17.3	7.7	0.5	8.5	4.0	47.5	124.0	9.5	431,192	43
Sam – 915H	91.3	2.6	4.1	0.4	8.3	4.0	19.4	130.2	10.0	176,479	18
Sam – 915	84.1	0.0	4.1	0.4	3.4	1.7	5.5	99.3	7.6	49,816	5
Sam – 917H	67.8	0.0	4.2	0.0	4.5	2.3	8.9	87.8	6.8	81,228	8
<b>Total</b>	<b>534.0</b>	<b>100.6</b>	<b>42.4</b>	<b>3.1</b>	<b>48.2</b>	<b>23.1</b>	<b>199.4</b>	<b>950.7</b>	<b>73.1</b>	<b>1,809,811</b>	<b>181</b>
*Tipo de cambio : 13.77 Pesos/USD											
Costo del gas : 7USD/millar											
Gastos de operación = 8 usd/b											
costo del vapor = 40USD/Ton											

## Conclusiones

La prueba piloto de inyección de vapor al Campo Samaria Neógeno, fue exitosa, a 2.5 años de iniciada se han recuperado 1.8 MMB con ocho pozos productores.

Se realizó una inversión de 73 MMUSD y se tuvieron ingresos por la venta del crudo por 181 MMUSD.

Se obtuvieron producciones en frío de 78 a 278 BPD para pozos verticales, 360 BPD para el desviado y hasta 400 BPD para los horizontales.

Después de que los pozos se estimularon con vapor, las producciones se incrementaron hasta 1,657 BPD en los pozos verticales, pero no fueron mayores en los horizontales.

Se recomienda buscar nuevas tecnologías que permitan distribuir el vapor en toda la sección de los pozos horizontales, con el objeto de mejorar su productividad y obtener el beneficio esperado con la perforación de este tipo de pozos.

Los resultados obtenidos indican que es factible masificar esta tecnología para recuperar las reservas del Campo Samaria Neógeno.

## Bibliografía

1. Arteaga Cardona, M. 2010. Inicio de la Prueba Piloto de Inyección Alterna de Vapor al campo Samaria Neógeno. *Revista del Colegio de Ingenieros Petroleros de México, Sección Villahermosa* (junio).
2. Arteaga Cardona, M., Aguilar Rodríguez, A. y Aguilar A., G. 2011. Results of a Cyclic Steam Injection Pilot Test in the Samaria Neogene: An Innovative Experience for the Mexican Oil Industry. Artículo SPE-WVS-045, presentado en I South American Oil & Gas Congress, Maracaibo, Venezuela, octubre 18-21.
3. Arteaga Cardona, M., Aguilar Rodríguez, A. y Altamirano Rayón, J.B. 2010. Prueba Piloto de Inyección Cíclica de Vapor, Campo Samaria Neógeno – Primera Etapa. Presentado en el Congreso Mexicano del Petróleo 2010, Ciudad de México, agosto 27-31.
4. Arteaga Cardona, M., Aguilar Rodríguez, A. y Altamirano Rayón, J.B. 2012. Prueba Piloto de Inyección Alterna de Vapor, Campo Samaria Neógeno – Resultados del Primer Ciclo. *Ingeniería Petrolera LII* (3): 5-20.
5. Arteaga Cardona, M., Aguilar Rodríguez, A. y Alva A., G. 2009. Prueba Piloto de Inyección Cíclica de Vapor, Campo Samaria Neógeno – Primera Etapa. *Revista Horizonte Sur* 50 (oct.-dic.).
6. Arteaga Cardona, M., Aguilar Rodríguez, A., Czwinzek, F., Salve, J. y Aldana, J.L. 2011. Samaria Neogene Exploitation Plan: FEL Approach and Pilot Test Implementation. Artículo SPE 150318, presentado en SPE Heavy Oil Conference and Exhibition, Kuwait City, Kuwait. <http://dx.doi.org/10.2118/150318-MS>.
7. PEMEX Exploración y Producción, Activo Integral Samaria Luna. 2008. Diseño de la Prueba Piloto de Inyección de Vapor al Campo Samaria Neógeno Pesado. Documento final (octubre 2008).

## Semblanza

### MI. Marcela Arteaga Cardona

Obtuvo la Licenciatura en Ingeniería Química Petrolera en la Escuela Superior de Ingeniería Química e Industrias Extractivas del Instituto Politécnico Nacional en el año de 1982, y la Maestría en Ciencias con Especialidad en Ingeniería Química en la misma institución en el año de 1987. Cursó la Maestría en Ingeniería Petrolera con especialidad en Ingeniería de Yacimientos en la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México en el año de 1992.

Laboró en la División de Estudios Especiales de la Gerencia de Ingeniería de Yacimientos del Instituto Mexicano del Petróleo de febrero de 1984 a diciembre de 1996, donde participó como Líder de proyectos de investigación en el área de Recuperación Secundaria y Mejorada para yacimientos homogéneos y naturalmente fracturados. Ha impartido el curso de Recuperación Secundaria y Mejorada de Petróleo y colaborado como asistente en los cursos de Recuperación Mejorada y Fenómenos de Transporte.

De enero de 1997 a la fecha ha laborado en Pemex Exploración y Producción Región Sur, ocupando los puestos de Superintendente de Recuperación Secundaria y Mejorada, Responsable del área de Ingeniería de Yacimientos en el Activo de Producción Muspac; Ayudante Técnico de la Coordinación de Monitoreo Tecnológico y Desarrollo Profesional de la Subdirección Región Sur, y Superintendente de Reservas Probadas y Probables en la Gerencia de Planeación.