

## Resultados exitosos del método alternativo a la inyección de vapor, para la incorporación de producción de aceite extrapesado en arenas con altas saturaciones de agua en el campo Samaria Terciario

*Tayde Rebeca Prieto Sosa*  
[tayde.rebeca.prieto@pemex.com](mailto:tayde.rebeca.prieto@pemex.com)  
*Pemex Exploración y Producción*

Información del artículo: recibido: junio de 2016-aceptado: julio de 2016

### Resumen

A partir del año 1964, el campo Samaria inició su explotación de aceite pesado en el Terciario con el pozo Samaria 2, fue hasta el año 2009 que inició la ejecución de prueba piloto de inyección de vapor en los pozos Samaria 916, Samaria 948, Samaria 922, Samaria 913H, Samaria 901 y Samaria 915H para la explotación de aceite extrapesado de manera exitosa, para el año 2011 se extiende la masificación de inyección alterna obteniendo su máxima producción en mayo del 2014 con 21,900 bd, actualmente se cuenta con una producción acumulada de 15.1 MMb y un factor de recuperación del 5%.

No obstante, este método se ve limitado en los yacimientos que presentan características petrofísicas adversas, tales como espesores de la formación y saturaciones iniciales de agua ( $S_w$ ) mayores a 27%. En base a lecciones aprendidas se definieron los márgenes de aplicabilidad de la inyección de vapor, obteniendo como parámetros delimitadores arenas con saturaciones de agua inicial menor a 25%, sin contacto de agua visible y espesores mayores a cinco metros. El campo tiene una gran cantidad de reserva de aceite extra pesado en yacimientos con características petrofísicas originales de media-baja calidad, que actualmente no son técnica ni económicamente rentables con la estimulación térmica de inyección de vapor.

Este trabajo tiene como finalidad dar a conocer los resultados de una técnica alterna a la inyección de vapor, para incorporar la producción de la reserva de aceite extra pesado en arenas con limitaciones ya mencionadas (alta saturación de agua) y con este apuntalar el crecimiento del factor de recuperación actual (FRa), la inyección de agua caliente se implementó en los pozos Samaria 879 (2012), Samaria 855 (2012), Samaria 824 (2010) y Samaria 818 (2011), obteniendo resultados satisfactorios con un solo ciclo de inyección, actualmente los pozos siguen operando con bombeo mecánico con un promedio de 350 bd.

La inyección de agua caliente presenta un amplio rango de aplicabilidad, ya que no se encuentra limitada por las condiciones originales de las arenas, (saturaciones o contactos de fluidos), haciendo posible la extracción de reservas de aceites extrapesados que actualmente se limita su recuperación con la inyección de vapor.

**Palabras clave:** Aceite extrapesado, formaciones con alta saturación de agua, inyección cíclica de vapor, inyección de agua caliente.

## Successful results of the alternate method of steam injection, for increase the extra-heavy oil production in sands whit high water saturation in the field Samaria Terciario

### Abstract

From 1964 the field Samaria started exploitation the heavy oil production with the well Samaria 2, but was until 2009 that started the pilot test of cyclic steam injection in the wells Samaria 916, Samaria 948, Samaria 922, Samaria 913H, Samaria 901 y Samaria 915H to exploitation of extra heavy oil successfully, for the year 2011 was extended the massification of cyclic steam obtaining a maximum production in May 2014 with 21,900 bd; now a days, it have oil cumulative production of 15.1 MMb and the recovery factor of 5%.

However, this method is limited in reservoir with adverse petrophysical characteristics, such as, thickness and high water saturation. Based on lessons learned, was possibility the definition of margins of applicability, such as, sands with water saturation less that 25%, without oil water contact and thickness greater than 5 meter. The field had a lot of reserve of extra heavy oil en reservoir with original petrophysical characteristics of medium and low quality that actually they are not technically or economically profitable with cyclic steam injection.

This paper have a objective to publicize the results of an alternative technique to steam injection, to incorporate reserve of extra heavy oil en sand with above limitations (high water saturation) y with it underpin growth of recovery factor; the water hot cyclic injection was applied in the wells Samaria 879 (2012), Samaria 855 (2012), Samaria 824 (2010) y Samaria 818 (2011), and it had satisfactory results with a injection cycle; now a day, the wells are operating with rod pumping with oil rate of 350 bd.

**Keywords:** Extra-heavy oil, reservoirs whit hight water saturation, cyclic steam injection, cyclic water hot injection.

### Introducción

Diversos estudios realizados por la Agencia Internacional de Energía pronostican que las necesidades de consumo de energía irán aumentando y dependerán principalmente del petróleo y gas. A los ritmos actuales de producción, las reservas de aceite convencional podrán suministrar estos

requerimientos de energía en los próximos 50 años. Las reservas de aceite extrapesado pueden ofrecer quince años adicionales de producción, sin embargo, estos recursos son complejos de extraer y desarrollar sustentablemente. A nivel mundial, **Figura 1**, se tiene estimada una reserva de 500,000 MMb de aceite extrapesado, concentrándose el 86 % en Canadá y Venezuela.



Figura 1. Distribución mundial de reservas de aceite extrapesado<sup>1</sup>.

En México<sup>2</sup>, las reservas probadas de aceite están estimadas en 9,711 MMb, correspondiendo un 62.2 % de aceite pesado, 28.9 % de aceite ligero y el 8.9 % de aceite superligero. Otras fuentes<sup>1</sup> estiman que existen 4,500 MMb de aceite extrapesado adicionales.

La Subdirección de campos terrestres es el área administrativa designada por Pemex Exploración y Producción para explotar las reservas de hidrocarburos, (aceite y gas), contenidas en formaciones de los periodos Cretácico y Terciario. Se ubica en el sureste de México y contempla al estado de Tabasco y parte de los estados de Veracruz, Chiapas y Campeche, **Figura 2**.

El campo Samaria está localizado a 18 km al noreste de la ciudad de Villahermosa, Tabasco, México. Está dentro del

área denominada Complejo Antonio J. Bermúdez, contiene yacimientos productores de aceite extrapesado y pesados localizados a profundidades de 600 a 900 m y de 1000 a 2000 m en formaciones arenosas poco consolidadas, cuyas porosidades están en el rango de 25 a 30 % y permeabilidades superiores a 1 darcie. La densidad del aceite está entre 5 y 22 °API, la temperatura de la formación tiene valores de 45 a 65 °C. Bajo esta condición de temperatura, el aceite se comporta como un fluido newtoniano, sin embargo, cuando el aceite se encuentra en superficie y su temperatura disminuye, alcanzando viscosidades del orden de 20,000 a 40,000 cp. La reserva remanente es de 63.2 y 11.66 MMb respectivamente y con las tecnologías que se emplean se pretende alcanzar un factor de recuperación final de 15.6 % y 30.2%.



Figura 2. Subdirección de campos terrestres.

Para la explotación comercial de estos tipos de yacimientos de aceite extra pesado y pesado, se emplean los métodos térmicos conocidos como “inyección cíclica de vapor” e inyección “cíclica de agua caliente”, en conjunto con los sistemas artificiales de producción. Mediante estos procesos de recuperación se producen alrededor de 24,000 bd de aceite.

### Características geológicas del área

El campo Samaria se localiza en la Cuenca del Sureste, ubicado en el Cinturón Plegado Reforma-Akal, el cual limita

con la Subcuenca de Comalcalco al NW, con la Sierra de Chiapas al Sur, con la Subcuenca de Macuspana al E y con el Golfo de México al N.

El Terciario cuenta con información sísmica de alta densidad y buena calidad. El objetivo de la obtención de la información sísmica fue el de identificar zonas de oportunidad para el desarrollo de los diferentes niveles productores que se tienen, con la finalidad de incrementar el potencial productor del área. La roca almacén está constituida de arenas no consolidadas y su distribución no es continua como lo muestran los mapas obtenidos a partir de atributos sísmicos, **Figura 3**.

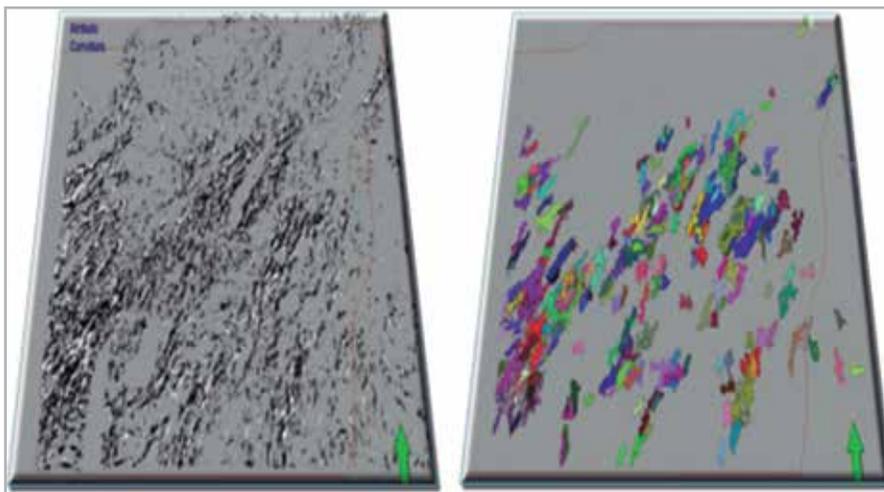
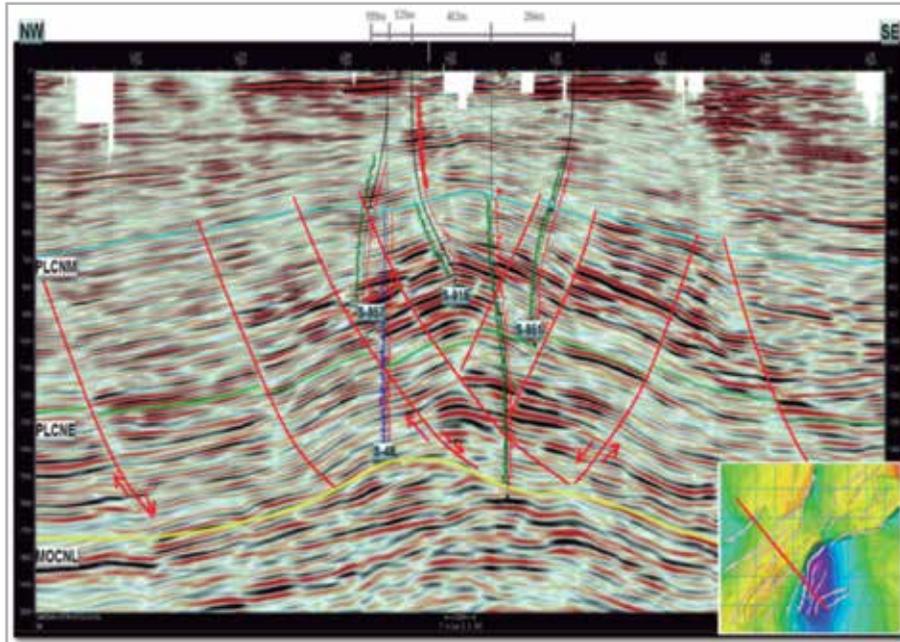


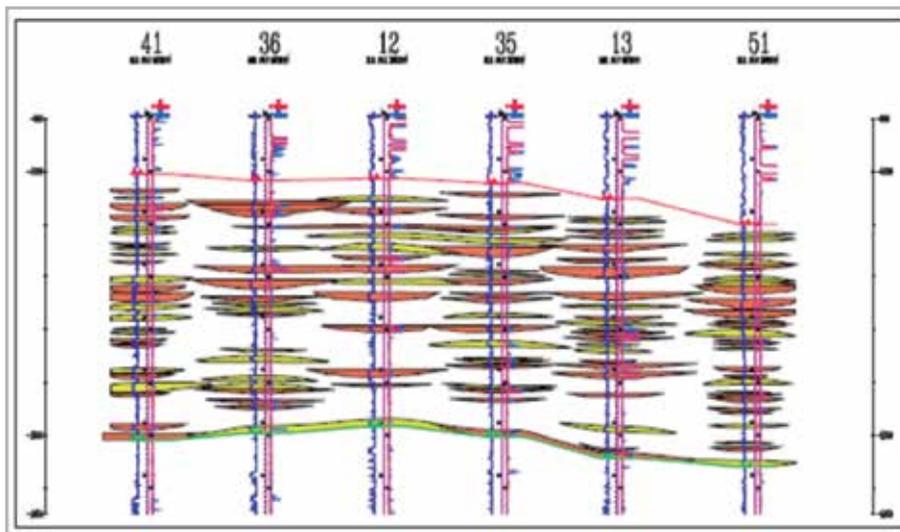
Figura 3. Distribución de los cuerpos arenosos identificados con atributos.

La estructura del Terciario consiste en una serie de fallas normales originadas por el crecimiento de un cuerpo de arcilla debajo del campo y las intrusiones salinas presentes a nivel Mesozoico; lo que generaron una falla normal principal y fallas normales antitéticas a ésta. Las fallas sirvieron como rutas de migración de hidrocarburos hacia las zonas someras donde se formaron los yacimientos de aceite extrapesado y pesado, **Figura 4**.

En el campo Samaria se identificaron alrededor de seis paquetes de cuerpos arenosos con impregnación de hidrocarburos (A1, A4, A6, A8, A12, A16) iniciando de la más somera a la más profunda. En la **Figura 5** se muestra una sección estructural representativa.



**Figura 4.** Sección sísmica del campo Samaria, fallas normales y otras antitéticas.



**Figura 5.** Distribución lenticular de la arena 8 del Terciario campo Samaria.

### Propiedades petrofísicas

Las propiedades petrofísicas en el campo han sido definidas de manera indirecta mediante los registros geofísicos de los pozos; debido a la dificultad de extraer

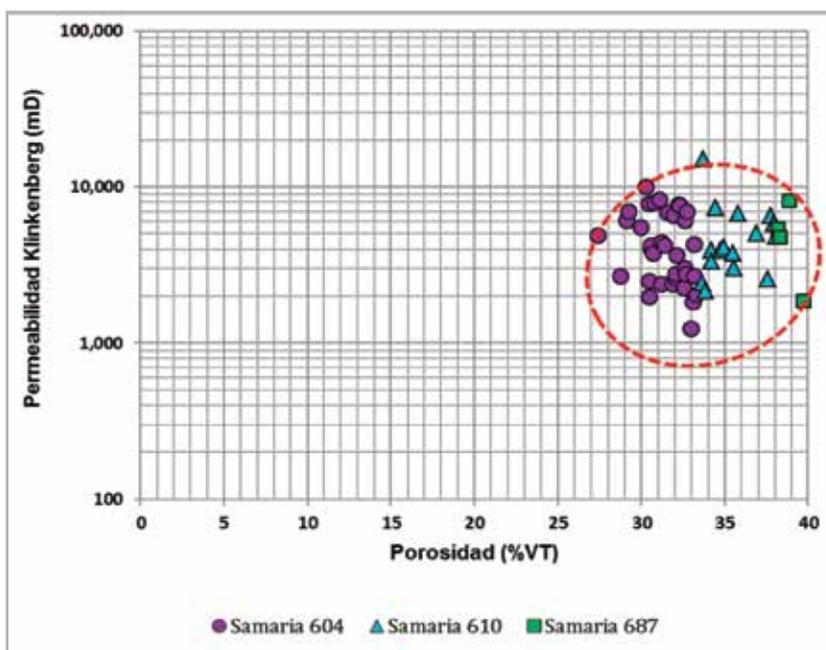
núcleos de formaciones no consolidadas. Los registros han permitido definir un rango de porosidad de 25 a 31%, saturación de agua menor que 37% y permeabilidad de 1,480 mD. En la **Tabla 1** se muestran las propiedades del fluido pesado y extrapesado.

**Tabla 1.** Propiedades petrofísicas de los yacimientos del campo Samaria Somero.

Fluido Pesado			
Propiedad	A8	A12	A16
Porosidad Absoluta (%)	27	26	25
Permeabilidad Absoluta (md)	1549	1416	993
Saturación de agua (%)	33	37	37
Fluido Extrapesado			
Propiedad	A1	A4	A6
Porosidad Absoluta (%)	31	28	29
Permeabilidad Absoluta (md)	1648	1645	1970
Saturación de agua (%)	31	33	33

Para el año 2015 se obtuvieron los primeros núcleos de las formaciones de aceite extrapesado, (arenas no consolidadas), en los pozos Samaria 610, 687 y 604; empleando barriles heavy duty de 7 1/8" x 5 5/8" x 3 m y barriles heavy duty de 7 1/8" x 5 5/8" x 6 m, con sistema de

tubos internos TSS, manga estándar de aluminio, broca PDC tipo RS513Q, CM 366 de 8 1/2" OD x 4" ID, sistema Orenoc Catcher, Hydrocell y Core Catcher tipo resorte. Obteniendo porosidades del rango de 27 a 40% y permeabilidades de 1,237 a 15,052 mD, **Figura 6**.



**Figura 6.** Propiedades petrofísicas obtenidas de núcleos de los pozos Sam-610, 687 y 604.

## Propiedades de los fluidos

El aceite extrapesado del campo Samaria tiene valores de densidades de 5 a 10 °API y viscosidades superiores a los 2000 cp a condiciones de temperatura de yacimiento. De un estudio de viscosidad y densidad realizado a 72 muestras a diferentes temperaturas, se observó que el mayor número

de puntos se encuentra entre 7-9 °API y viscosidades de 2,000-8,000 cp a condiciones de yacimiento, asimismo, se determinó que los fluidos presentes en la arena 6 pueden ser menos viscosos y densos; sin embargo, en su mayoría se comportan de la misma manera que las arenas más someras, (A1 y A4), **Figura 7**.

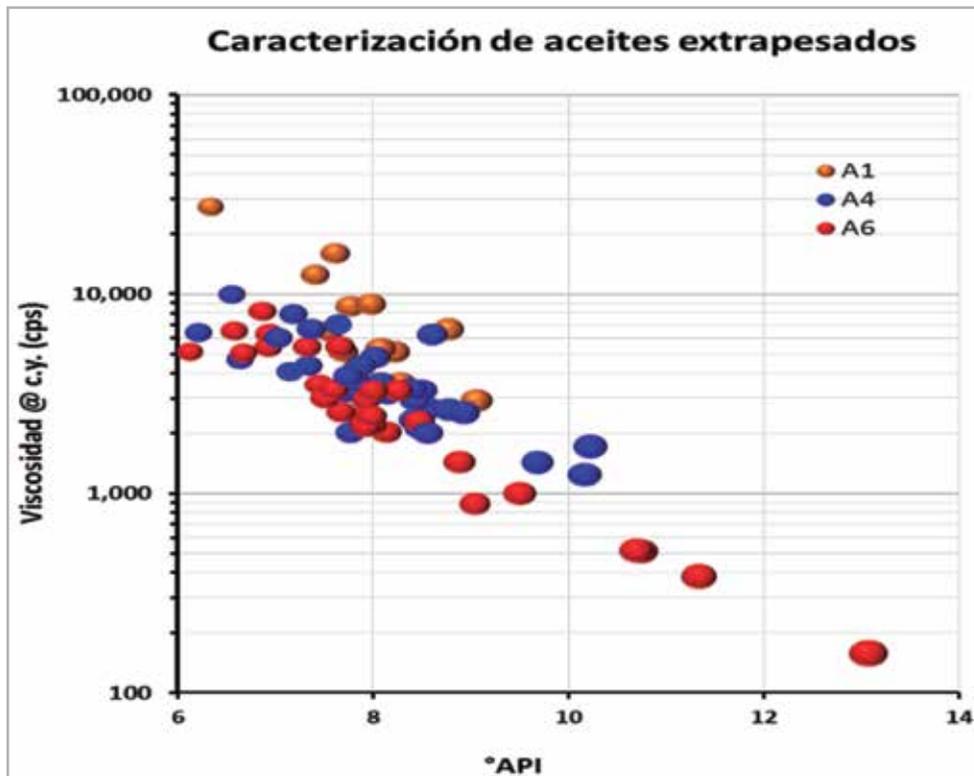


Figura 7. Aceite extra pesado campo Samaria.

## Historia de producción

Actualmente, el campo Samaria ha sido el primer campo en México donde se lleva a cabo el proceso de inyección cíclica de vapor para la explotación de aceite extrapesado, y su historia de producción se puede dividir en cuatro etapas, **Figura 8**:

- **Primera etapa:** mayo 2009–diciembre 2009. Producción en frío de ocho pozos.

- **Segunda etapa:** enero 2010–febrero 2012. Prueba piloto de inyección cíclica de vapor en ocho pozos.
- **Tercera etapa:** marzo 2010–marzo 2013. Desarrollo del campo mediante la perforación de 51 pozos.
- **Cuarta etapa:** abril 2013–agosto 2015. Perforación de 121 pozos intermedios.

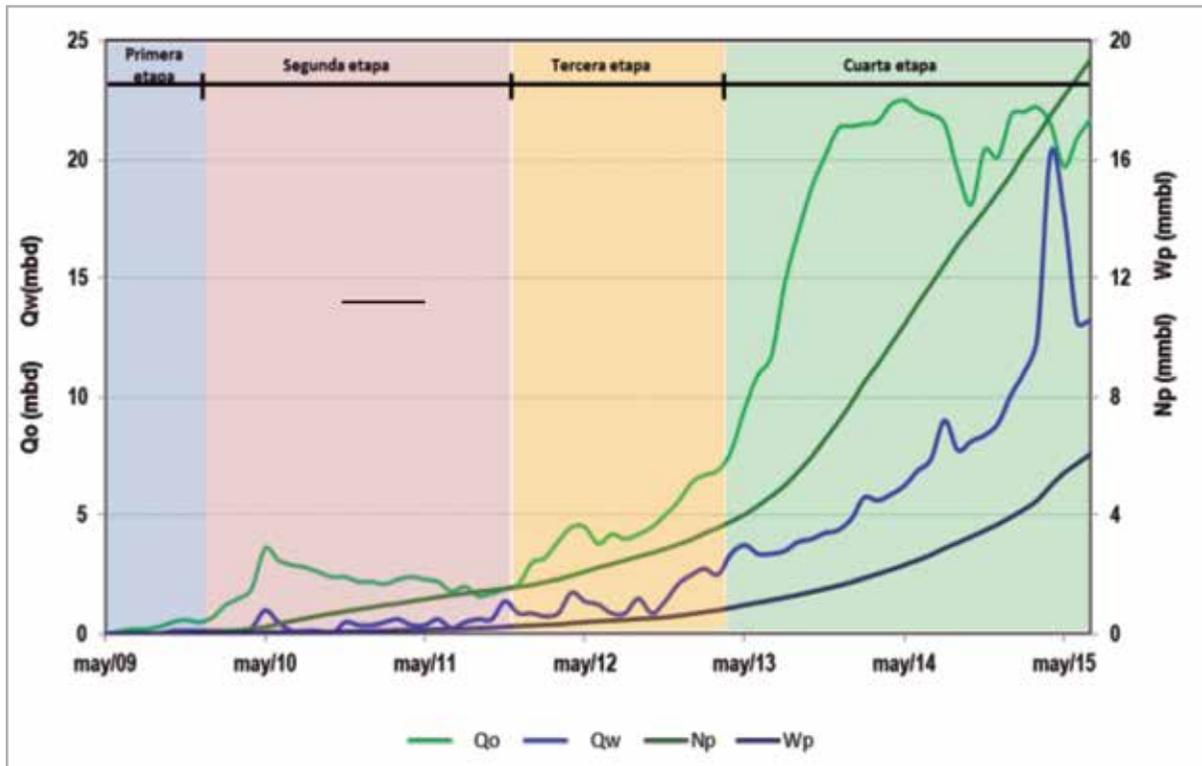


Figura 8. Historia de producción aceite extrapesado y agua del campo Samaria.

Nótese como la producción de aceite de la segunda etapa comparada con la de la primera fue muy superior, por supuesto, atribuida a la inyección cíclica de vapor. Asimismo, puede observarse que en diciembre del 2013 se alcanzó la máxima producción para posteriormente mantenerse en aproximadamente 22,000 bd.

## Problemática

### Inyección cíclica de vapor

La inyección cíclica de vapor es el proceso térmico de recuperación que se emplea para incrementar la temperatura del yacimiento y de este modo, reducir la viscosidad del aceite para que pueda producirse

a ritmos económicamente rentables. El proceso de inyección cíclica de vapor, **Figura 9**, consiste en inyectar vapor en un pozo productor durante un periodo de dos a cuatro semanas. Posteriormente, el pozo es cerrado por aproximadamente una semana entrando a la fase de remojo, la cual, permitirá la transferencia de calor hacia los alrededores. Al abrirse el pozo, el ritmo de producción de aceite es alto debido a la reducción de su viscosidad; sin embargo, con el tiempo, la temperatura en la zona calentada va disminuyendo como resultado de la remoción del calor al producir los fluidos y las pérdidas sufridas en las capas superiores e inferiores al yacimiento productor, originando con esto la declinación de la producción hasta alcanzar de nuevo el gasto de producción en frío y posteriormente someterlo a otro ciclo de inyección de vapor, **Figura 10**.

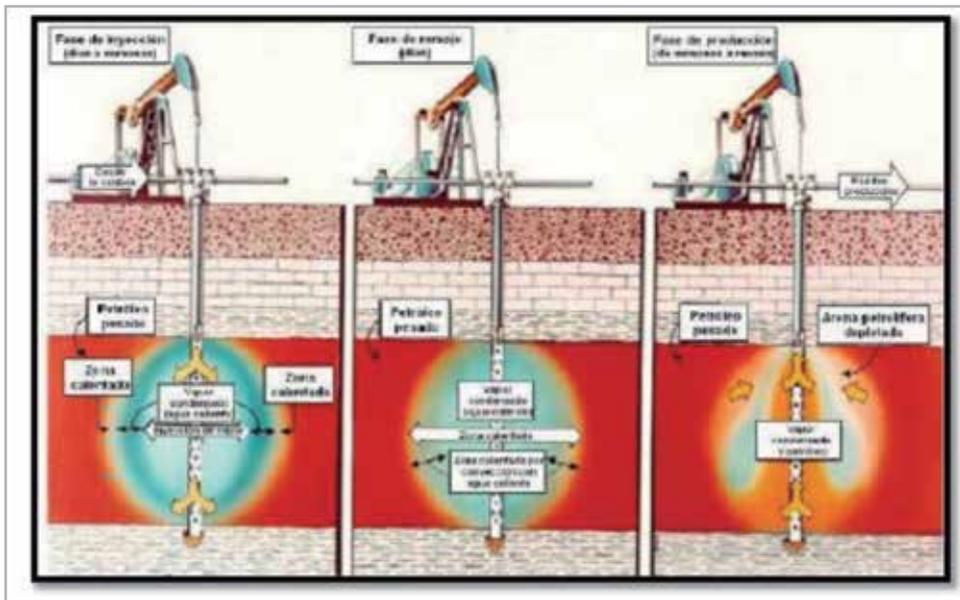


Figura 8. Esquema ilustrando la inyección cíclica de vapor en un pozo.

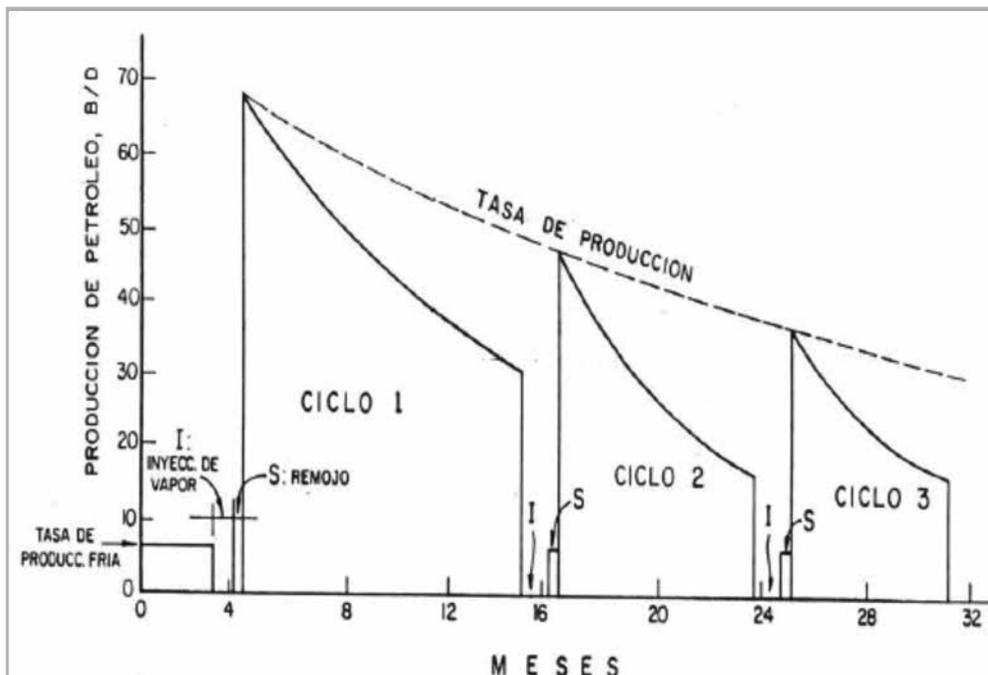


Figura 10. Producción de un pozo sometido a varios ciclos de inyección de vapor.

### Limitantes de la inyección cíclica de vapor

Durante la implementación de la inyección cíclica de vapor en 177 pozos, se tuvieron 25 pozos no exitosos, trayendo

con esto un 14% de deficiencia del proceso; lo que permitió identificar y definir las limitaciones de aplicabilidad en el campo Samaria Somero, las consecuencias originadas, principalmente son las siguientes:

1. Alta producción de agua, (Fw).
2. Rápido enfriamiento del yacimiento.

Se realizó un estudio de los 25 pozos para identificar las variables de mayor impacto, la cual consistió en:

1. Revisión de la integridad mecánica del pozo
2. Estudio estadístico de las propiedades petrofísicas.

Identificando que el 99 % de los pozos observados tienen mayor problema en la selección de los intervalos disparados, siendo que estos presentan altas saturaciones de agua, **Tabla 2.**

**Tabla 2.** Tabla resumen de propiedades petrofísicas promedio.

No.	Pozo	Ciclos (No.)	Intervalos (mD)	Rt (bruto) (ohm-m)	Sw (%)	Contacto AA (m)	Fw (%)
1	Samaria 902	1	577-584	8	51	No	100
2	Samaria 904	1	641-645	11	46	No	100
			688-697	21	24	No	
3	Samaria 929	1	663-666	21	27	No	100
			677-692	23	31	No	
			707-715	8	53	No	
4	Samaria 909	1	781-783	7	34	No	100
			772-763	11	31	No	
5	Samaria 941	1	760-764	12	30	No	50-100
			802-808	8	34	Inferior a 812 m	
6	Samaria 937	1	782-789	21	25	No	100
			834-842	11	27	No	
7	Samaria 925	1	707-723	10	39	No	91-100
			767-785	9	32	Superior a 793 m	
8	Samaria 935	1	971-982	21	16	Superior	80-100
9	Samaria 945	1	903-908	5	40	Superior a 901	70-100
			921-926	7	27	No	
10	Samaria 960	1	811-825	7	34	Inferior a 834 m	82-100
			908-917	3	38	Inferior a 918 m	
11	Samaria 950	1	1152-1156	15	15	Inferior a 1160 m	53-100
			1170-1175	29	19	No	
			1180-1184	29	8	No	
			1192-1200	13	19	No	
12	Samaria 956	0	981-983	10	25	Inferior a 988 m	
			1022-1029	6	34	No	
13	Samaria 917	3	811-818	15	25	No	66-100
			933-946	18	16	Inferior a 997 m	
14	Samara 961	1	975-987.5	29	16	No	70-100
			1045-1053	16	21	No	
15	Samaria 616	1	745-755	30	19	No	50-100
			766-775	41	8	No	
			779-789	41	16	No	
16	Samaria 636	1	703-707	25	19	No	85-100
			714-723	52	18	No	
17	Samaria 648	1	740-752	30	25	No	86-100
			774-779	39	18	No	
18	Samaria 920	1	842-850	28	16	No	60-100
19	Samaria 941	1	760-764	12	30	No	40-90
			802-808	9	34	Probable a 812 m	
20	Samaria 943	1	969-974	12	30	No	50-95
			100-1015	9	34	No	
21	Samaria 950	1	1152-1156	17	16	No	50-98
			1170-1175	34	19	No	
			1180-1184	34	9	No	
			1192-1200	14	20	No	
22	Samaria 964	2	988 - 996	32	13	No	60-97
			1056-1066	41	15	No	
23	Samaria 994	2	805 - 812	26	32	No	48-91
			825-835	53	18	No	
			856-865	53	18	No	
24	Samaria 604	1	697-710	49	15	No	70-95
			721-730	33	25	No	
			946-950	29	9	No	

### Parámetros críticos, (saturación inicial de agua y resistividad)

Durante el estudio de los intervalos productores se definió que, en algunos casos existían contactos de agua superiores o inferiores cercanos a la zona disparada

y dentro de la misma unidad de flujo; con la finalidad de identificar los valores de corte de saturación de agua original se realizó la distribución probabilística obteniendo como resultado que para la aplicación óptima de la inyección cíclica de vapor, la saturación de agua no debe exceder el 24%, **Figura 11.**

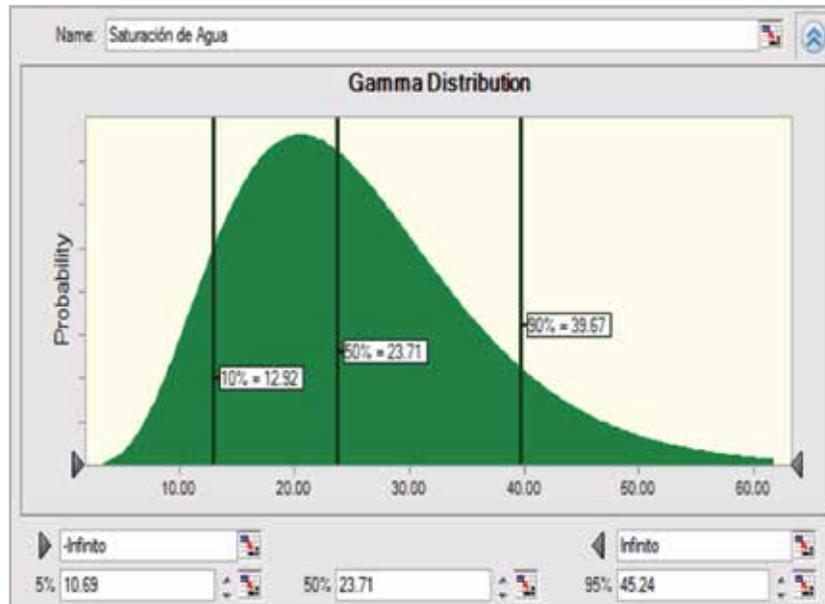


Figura 11. Saturación de agua inicial promedio.

Para la resistividad se realizó el mismo proceso, encontrando que esta variable tiene que ser mayor a 17 ohm-m, **Figura 12.**

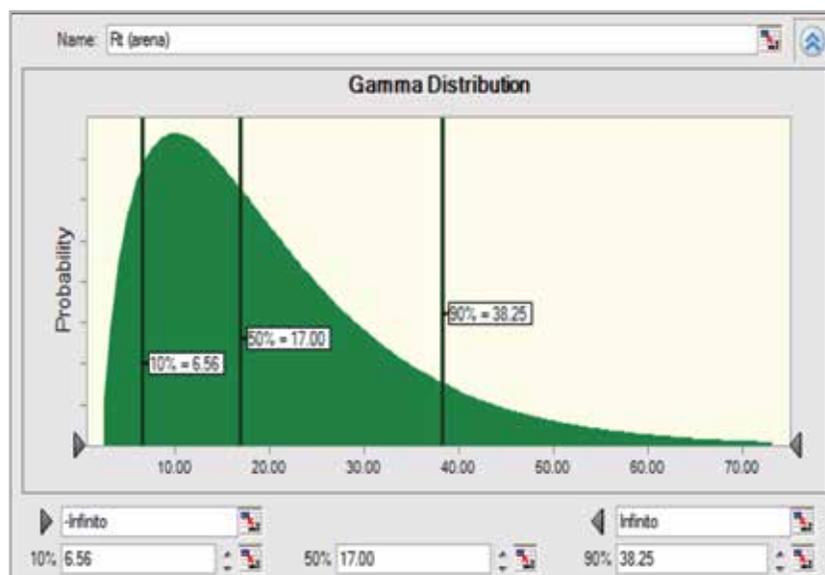


Figura 12. Resistividad total promedio.

## Resultados del método alterno

### Aplicabilidad de la inyección cíclica de agua caliente

Prácticamente consiste en el mismo procedimiento que la inyección de vapor, sin embargo, dentro del diagrama

de Molier no se alcanza calidad de vapor debido a las condiciones de operación de presión y temperatura a las cuales es inyectada el agua, **Figura 13**.

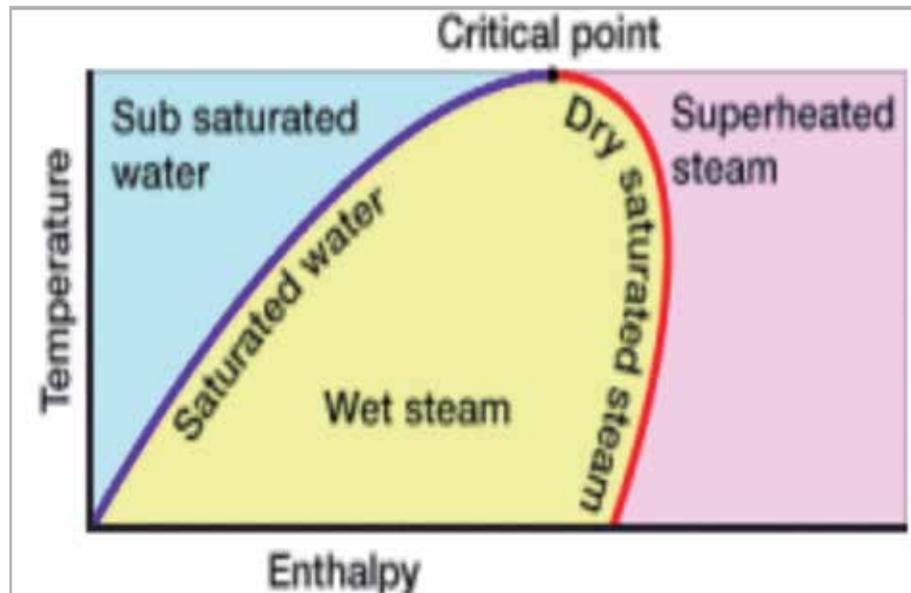


Figura 13. Diagrama de Molier.

Los fenómenos involucrados dentro del proceso de inyección de agua caliente son:

1. La reducción de viscosidad debido al incremento de temperatura en el yacimiento.
2. La liberación de gas ocasionando un aceite espumoso con mayor movilidad.
3. Desplazamiento del petróleo debido a la segregación gravitacional.
4. Reemplazo del gas por el agua inyectada.
5. Competitividad en la relación de movilidad y con esto el retardo de la irrupción de agua.

Así como la remoción del posible daño en las cercanías del pozo; sin embargo, la temperatura alcanzada en el fondo del pozo es baja por lo que rápidamente cae en

un equilibrio termodinámico llegando a la temperatura original del yacimiento.

La inyección de agua caliente no es un mecanismo de recuperación adicional sino de estimulación; ha sido aplicado en diferentes campos de Northeast Butterfly Oil Creek y campo Morichal.

### Aplicabilidad

Para el caso del campo Samaria Somero la inyección cíclica de agua caliente consistió en una condición operativa aplicada en pozos cuyas condiciones mecánicas no eran factibles emplear la inyección de cíclica de vapor; sin embargo, dichos pozos cuentan con reservas de aceite extrapesado, así como aquellos pozos cerrados o productores con bajo aporte.

En mayo del 2010 se realizó la primera inyección de agua caliente en el pozo Samaria 807, mediante una tubería flexible dentro del aparejo de producción, donde el espacio anular entre TP - TF y TP – TR es represionado con N<sub>2</sub>, para reducir las pérdidas de calor.

Aplicándose dicho proceso del 2010 al 2015 en 17 pozos se ha obteniendo una producción acumulada de 718 Mbd, un tiempo promedio de producción de 17 meses y una producción promedio de 72 bls, **Tabla 3**.

**Tabla 3.** Resultados de la inyección cíclica de agua caliente.

No.	Pozo	Fecha Iny (mm-aa)	Densidad (°API)	Viscosidad cp (c.y.)	Producción en frío		Primer ciclo de inyección			
					Producción antes	Producción acumulada	Producción promedio	Producción acumulada	Tiempo de producción	Producción actual
					(bd)	(bls)	(bd)	(bls)	(meses)	(bd)
1	Sam-12	feb-14	7.2	19,582	0	0	55	3,729	3	0
2	Sam-17	sep-10	8	2,394	0	120	28	2,541	3	0
3	Sam-800	sep-11	10	7,868	0	700	20	1,918	4	0
4	Sam-807	may-10	12	1,650	31	2,730	67	74,213	41	0
5	Sam-818	ago-11	10	2,260	0	17,062	158	197,059	40	0
6	Sam-820	jun-10	13	1,948	107	149,801	119	126,733	35	0
7	Sam-823*	may-12	11.3	2,170	0	0	50	11,762	9	0
8	Sam-824*	ene-10	7.7	1,800	62	7,034	92	121,074	65	0
9	Sam-827	ago-15	14.2	1,000	69	90,904	50	3,449	4	0
10	Sam-828	ago-15	8.4	1,214	15	19,221	120	19,870	6	120
11	Sam-845**	ene-14	6.4	12,441	0	0	82	16,649	10	0
12	Sam-855*	abr-12	8.8	2,766	0	3,985	132	19,417	12	0
13	Sam-865**	dic-10	13	2,152	25	9,675	50	616	1	0
14	Sam-879	sep-12	9.2	1,878	0	3,300	50	80,056	28	0
15	Sam-894	ene-14	7.9	7,852	0	16,643	119	21,151	11	0
16	Sam-896**	sep-11	11	3,731	18	32,918	85	18,014	18	0
17	Sam-903	mar-11	7	3,895	0	0	0	0	0	0
					<b>19</b>	<b>354,093</b>	<b>72</b>	<b>718,251</b>	<b>17</b>	<b>120</b>

Sin embargo, la aplicación de dicho proceso únicamente se le vio aplicabilidad para la reincorporación o incremento de producción en pozos de bajo aporte.

Y fue hasta el 2015 donde se analizaron las propiedades petrofísicas de los pozos a los que se les han aplicado y se vio como una alternativa para la reincorporación de producción de aceite extrapesado en arenas con alta saturación de agua con el fin de incrementar el factor de recuperación.

De los 17 pozos estimulados mediante la inyección cíclica de agua caliente, 4 (Samaria 879, 855, 824 y 818) cumplían con arenas de interés (altas saturaciones y/o contactos de agua aceite).

#### **Ejemplo: Samaria 818**

El pozo fue perforado en el año 2009, probado en cinco intervalos con Sw inicial de 20 hasta 60%, **Figura 13**, y aceite extrapesado de 10 °API y 2,260 cps a temperatura de yacimiento. Fue productor en frío por 14 meses con baja productividad de 60 bd promedio.

En marzo del 2011 fue cerrado por bajo aporte y un Fw del 22%.

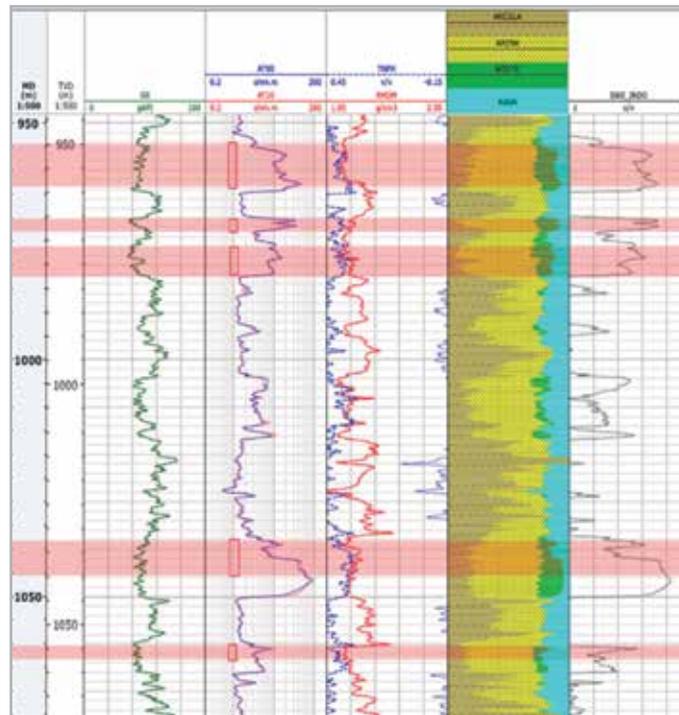


Figura 13. Evaluación petrofísica Samaria 818.

En agosto del 2011, el pozo fue estimulado con la inyección de 3,070 toneladas de agua caliente a una temperatura y presión promedio de 195 °C y 50 kg/cm<sup>2</sup> respectivamente; obteniendo como resultado un incremento en la productividad hasta de 400 bd, logrando la incorporación de 197 Mbbl de acumulada en un primer ciclo de inyección, **Figura 14**.

Es importante resaltar que el % de agua se mantuvo en el orden de 5 al 10% no afectando la capacidad del manejo de agua en superficie.

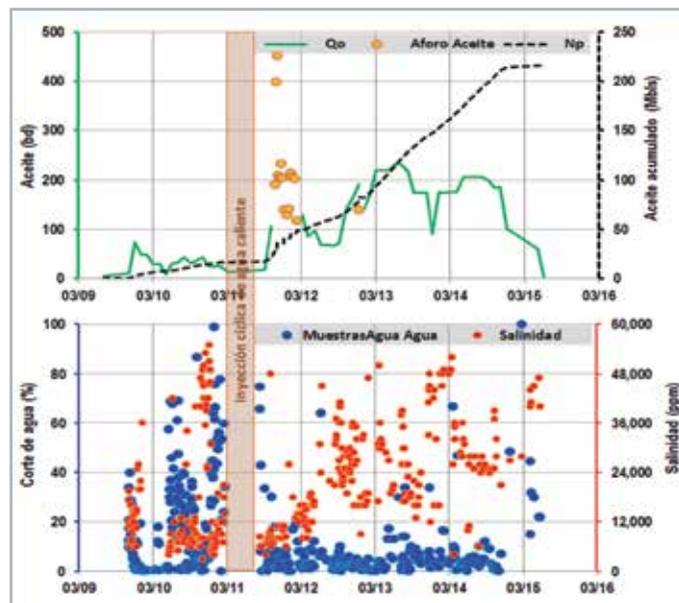


Figura 14. Comportamiento de producción del pozo Samaria 818.

Los resultados de los cuatro pozos, el cual se aplicó la inyección cíclica de agua caliente se muestran en la **Tabla 4**, donde se resalta que el corte de agua se incrementó en un

promedio del 20%, la productividad de los pozos incremento más del 100%, haciendo la rentabilidad positiva.

**Tabla 4.** Resultados de la inyección cíclica de agua caliente en pozos con alta saturación de agua original.

Pozo	Fecha Iny (mm-aa)	Arena	Sw (%)	Espesor (m)	Densidad (°API)	Viscosidad cp (c.y.)	Vol. Inyectado (bls)	Producción en frío			Primer ciclo de inyección de agua caliente					
								Producción antes (bd)	Fw (%)	Producción acumulada (bls)	Max Producción (bd)	Fw (%)	Producción acumulada (bls)	RAA	VPN/ vPI	Producción actual (bd)
Sam-824	ene-10	A6-1	37	27	7.7	1,800	39,513	62	14	7,034	150	40	111,926	2.8	4.0	69
Sam-818	ago-11	A8, A8-0	54	39	10	2,260	19,312	0	6	17,062	350	8	197,239	10.2	4.7	0
Sam-855	abr-12	A8-0, A8-3	37	14	8.8	13,766	5,388	0	10	3,985	132	50	15,432	2.9	3.2	0
Sam-879	09-dic	A8	33	21	9	57,730	15,019	0	1	0	148	10	83,321	5.5	4.4	0
								15	7.7	224,025	128	27	407,918	5	4.0	69

## Conclusiones

1. La inyección cíclica de vapor permite aumentar la temperatura del yacimiento, mejorando la energía calorífica del mismo, provee una mayor reducción de viscosidad; sin embargo, se definieron variables limitantes para su aplicabilidad.
2. La masificación de la inyección cíclica de agua caliente permitiría la reincorporación de nueva reserva de aceite extrapesado; que ha sido actualmente descarta por las altas saturaciones de agua.
3. Para el caso del campo Samaria Terciario, es necesario actualizar la estrategia de explotación de tal modo de eficientar la producción así como de mejorar el factor de recuperación.
4. Se tiene contemplado continuar con ciclos de inyección de agua caliente para incrementar el FR final a 20%, (contemplando 35 pozos cerrados).
5. La inyección de agua caliente es un método alternativo que permite la producción de aceites extrapesados sin presentar un abrupta producción de agua.

## Reconocimientos

El autor desea reconocer las facilidades otorgadas por Pemex Exploración y Producción por la información proporcionada para la elaboración de este artículo técnico, resaltando la

colaboración de todo el equipo del Proyecto de Explotación Samaria Somero.

## Nomenclatura

MMb	=	Millones de barriles (@ c.e.)
Sw	=	Saturación de agua, fracción
bd	=	Barriles por día
Np	=	Producción acumulada de aceite
$F_R$	=	Factor de recuperación, porcentaje
$F_{Ra}$	=	Factor de recuperación actual, porcentaje
km	=	Kilómetros
md	=	Metros desarrollados
cp	=	Centipoise
c.y.	=	Condiciones de yacimiento
°API	=	Grados API, adimensional
°C	=	Grados centígrados

## Referencias

1. Arteaga, C. M. E. y Prieto, S. T. R. 2015. Campo Írde Terciario, Activo de Producción Samaria-Luna, Pemex Exploración y Producción.
2. Green, D. W. y Willhite, G. P. 1998. *Enhanced Oil Recovery*. Richardson, Texas: Text Book Series, SPE.

3. Inyección de Vapor en el Mundo. 2015. México: CBM Ingeniería de Exploración y Producción.
4. Pemex. 2014. Las Reservas de Hidrocarburos de México 1 de enero del 2015. México: Pemex.
5. Pemex Exploración y Producción. 2010. *Diseño e Implementación de Procesos de Recuperación Adicional en PEP*. México: Pemex Exploración y Producción.
6. Prats, M. 1987. *Procesos Térmicos de Extracción de Petróleo*. Edo. de Miranda, Venezuela: Ediciones Técnicas Intevep.
7. Total, Committed to Better Energy. 2015. <http://www.total.com/en/energies-expertise/oil-gas/exploration-production/strategic-sectors/extra-heavy-oil-and-oil-sands-challenges-maximizing-recovery>.

## Semblanza de los autores

### Tayde Rebeca Prieto Sosa

Ingeniera Petrolera egresada del Instituto Politécnico Nacional, en el año 2010.

Ingresó a Petróleos Mexicanos en octubre del 2013 asignada al Proyecto de Explotación Samaria Somero, en el área de yacimientos, donde actualmente se sigue desempeñando.

Ha colaborado en el desarrollo de diversos análisis y metodologías de ingeniería de yacimientos de aceites pesados y extrapesados.

Participó en la elaboración del plan de desarrollo del campo Íride Terciario de aceite extrapesado.

Participó con un trabajo técnico en el Congreso Mexicano del Petróleo de 2014.