

Evaluación de inyección alternada de vapor seguido de inyección continua en yacimientos heterogéneos de aceite viscoso en México

Josué Roa Muñiz

jmuniz3@slb.com

Edgar Alexander Fernández Rincón

erincon2@slb.com

José Luis Bashbush

jbashbush@slb.com

Schlumberger

Artículo recibido en junio de 2017 y aceptado en enero de 2018

Resumen

Este artículo presenta una serie de escenarios para evaluar la inyección de vapor con el objetivo de optimizar la producción en yacimientos heterogéneos de areniscas, productores de aceite viscoso. El proceso se ejemplifica a través de una serie de corridas de simulación numérica de yacimientos, realizadas en un modelo geológico construido con características típicas de yacimientos de aceite viscoso encontrados en el sureste de México.

Comenzando con una caracterización de la geología existente en el área de estudio, las respuestas de una serie de procesos de inyección de vapor se investigaron en un yacimiento de aceite viscoso que contiene heterogeneidades significativas. Dos sectores de simulación se definieron con propiedades de yacimiento representativas del rango de valores encontrados en el área, uno con las mejores propiedades y otro con las propiedades más pobres. Se realizó una comparación de escenarios utilizando arreglos de siete pozos (*seven-spot pattern*) contra la utilización de un solo pozo horizontal. El mejor escenario se simuló en los dos sectores establecidos previamente. Los resultados sugieren que en el ambiente depositacional del yacimiento genera la falta de conectividad entre los cuerpos de arena e impacta negativamente la respuesta a la inyección de vapor. Otro factor importante indica que en general pozos horizontales son mejores que los pozos verticales. Referente a los métodos analizados, la inyección cíclica de vapor en un pozo horizontal tiende a ser más eficiente que la utilización de inyección continua de vapor en pozos verticales.

El artículo enmarca y evalúa los parámetros de principal influencia sobre los procesos de inyección de vapor encontrados en yacimientos típicos de areniscas encontrados en el sureste de México.

Palabras clave: Evaluación de inyección alternada de vapor seguido de inyección continua de vapor en yacimientos heterogéneos de aceite pesado en México.

Assessing cyclic steam stimulation followed by steam drive processes in heterogeneous viscous oil reservoirs in Mexico

Abstract

The paper presents a series of scenarios to evaluate steam injection with the aim of optimizing the production of complex heavy oil (viscous) sandstone reservoirs. The process is exemplified through the application to a series of numerical simulation runs based on geological models with, typical characteristics of heavy oil accumulations in the southeast of Mexico.

Starting with a detailed geological understanding of the studied area, the responses of a variety of sequential steam based processes were investigated. Two reservoir simulation sectors were defined with representative reservoir properties of the two ends of the spectrum encountered in the area, one in the better part of the reservoir and the other in an area with poorer characteristics. A Seven-spot pattern of vertical wells was initially considered for the alternatives. Horizontal wells were later incorporated to the simulated scenarios.

A discussion comparing different scenarios using the seven-spot well pattern of vertical wells against a single horizontal well was done. The best case scenarios were simulated in both reservoirs simulation sectors. Results suggest that in the studied depositional environment, the lack of sand connectivity impairs steam injection. Another key finding indicates that horizontal wells could be a suitable option over vertical wells. Regarding the analyzed methods, cyclic steam stimulation in horizontal wells may provide a more efficient process than steam drive with vertical wells for the reservoir conditions.

The paper addresses and assesses key parameters with influence on steam injection processes encountered in typical sandstone reservoirs in the southeast of Mexico.

Keywords: Assessing cyclic steam stimulation followed by steam drive processes in heterogeneous heavy oil reservoirs in Mexico.

Introducción

Los yacimientos de aceite ligero en el mundo se encuentran en declive de producción, el aceite viscoso, normalmente aludido como pesado, es una fuente importante de hidrocarburos para cubrir la demanda de energía requerida en el mercado, **Figura 1**.

En México, alrededor del 57% de la producción proviene de yacimientos de aceite pesado y extrapesado, **Figura 2**, por lo tanto, es importante investigar tecnologías factibles para producir eficientemente este tipo de yacimientos con el objetivo de incrementar su producción. Este artículo comprende una serie de análisis para determinar los parámetros principales en dos métodos de recobro térmico, (inyección cíclica e inyección continua de vapor), así como su evaluación en yacimientos heterogéneos de edad terciaria localizados en el sureste de México.

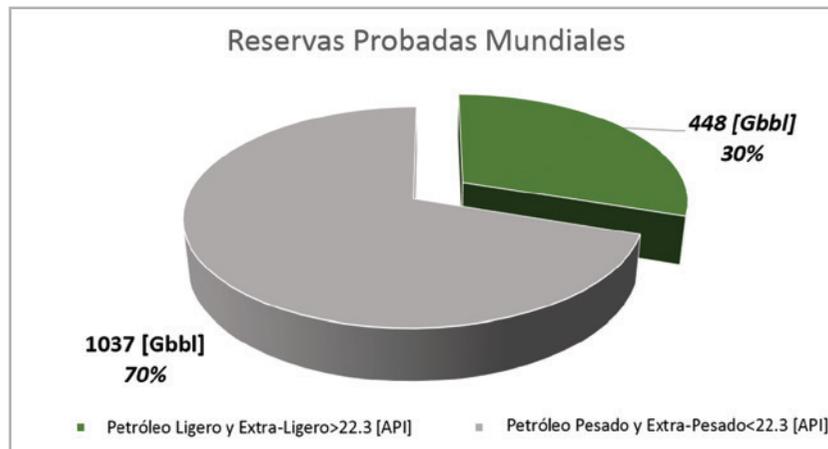


Figura 1. Reservas probadas de aceite a nivel mundial, (OPEC, 2014).

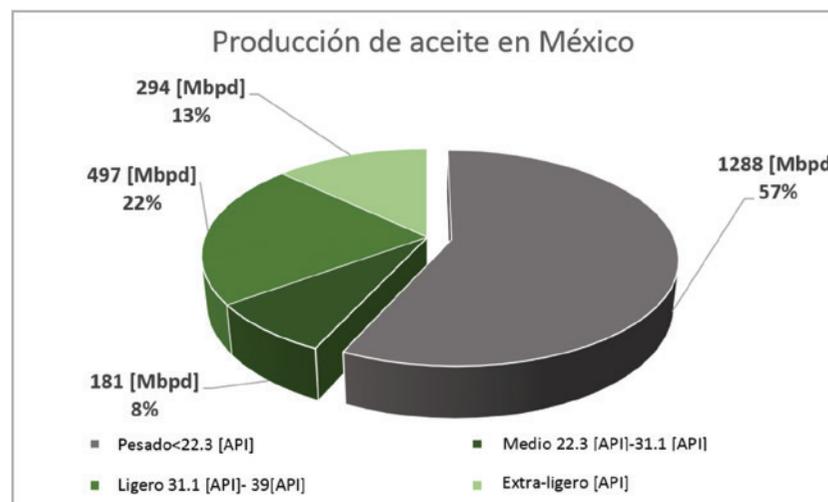


Figura 2. Producción de aceite en México, (ebdi.pemex.com, 2015).

El estudio cubre dos sectores representativos del total de área de análisis. El espesor del yacimiento varía de 130 a 200 [ft], la permeabilidad horizontal varía de 100 [mD] a 8000 [mD] y la porosidad de 15% a 40%. La saturación de agua inicial promedio es de 24%. Dentro de los modelos de

simulación creados se incluyeron las pérdidas de calor en las capas superiores e inferiores del yacimiento con respecto al punto de inyección de vapor, así como las pérdidas de calor hacia las rocas no productoras. El tiempo de predicción de producción fue de 20 años.

La selección de los sectores de simulación se realizó con base en el Índice de Oportunidad de Yacimiento o ROI, **Figura 3**, (Reservoir Opportunity Index, por sus siglas en inglés), el cual se define como:

$$ROI = \sqrt[3]{(PRESION)(RQI)(SOMPV)} \dots(1)$$

En donde:

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{PERMEABILIDAD}{POROSIDAD}} \quad \dots(2)$$

$$SOMPV = (Dx)(Dy)(Dz)(\Phi)(So) \quad \dots(3)$$

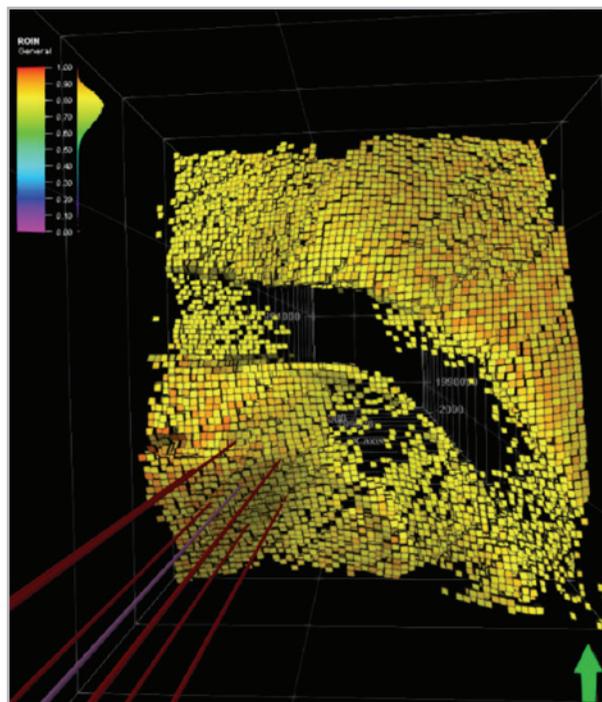


Figura 3. Identificación de zona a simular utilizando el Índice de Oportunidad de Yacimiento.

Se construyeron dos modelos de simulación; el primero representando la zona con mejores atributos (Zona A) y el segundo representando la zona con atributos menos favorables (Zona B). En cada caso se definieron dos secuencias de arenas y arcillas (nombradas como secuencia de arenas 1 y secuencia de arenas 2). La **Tabla 1** resume las características de la malla de simulación. Un arreglo

de siete pozos verticales se consideró como base para la evaluación de los métodos de inyección de vapor (**Figuras 4 y 5**). El fluido utilizado en el análisis fue un aceite viscoso de 10 [°API] con 550 [cp] de viscosidad a condiciones de yacimiento.

Tabla 1. Características de la malla de simulación.

| Características | Zona A | Zona B |
|----------------------------------|--------|--------|
| X [ft] | 26 | 24 |
| Y [ft] | 25 | 24 |
| Z [ft] | 3 | 3 |
| Num de celdas X | 30 | 32 |
| Num de celdas Y | 32 | 33 |
| Num de celdas Z | 94 | 94 |
| Longitud en dirección X [ft] | 780 | 768 |
| Longitud en dirección Y [ft] | 800 | 792 |
| Volumen poroso [m ³] | 13525 | 3496 |
| Área total [m ²] | 56600 | 56600 |
| POES MMBBL | 11.9 | 3.4 |

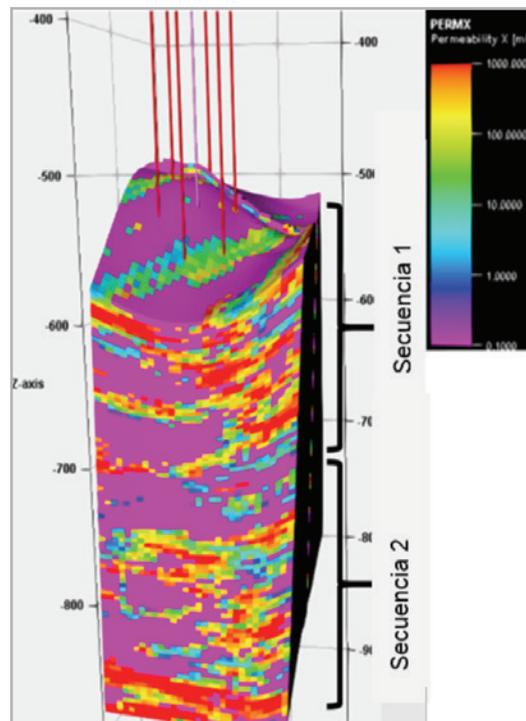


Figura 4. Localización de los siete pozos en zona más favorable.

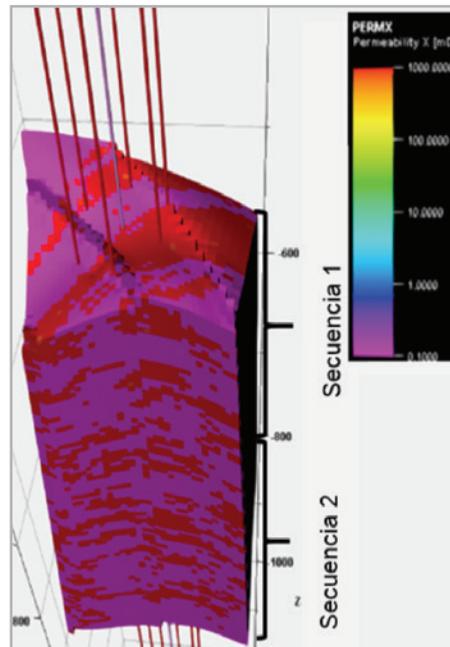


Figura 5. Localización de pozos en zona menos favorable.

Caso base

Al inicio del estudio, se simularon dos escenarios de producción natural (sin inyección de vapor). El primero dentro de la secuencia de arenas 1, dentro del sector con

características más favorables, (zona A) para seleccionar el caso base. El primer escenario consideró disparos sobre toda la formación productora, mientras que el segundo consideró disparar solamente en el intervalo de arenas evitando de esta manera las arcillas, **Figura 6**.

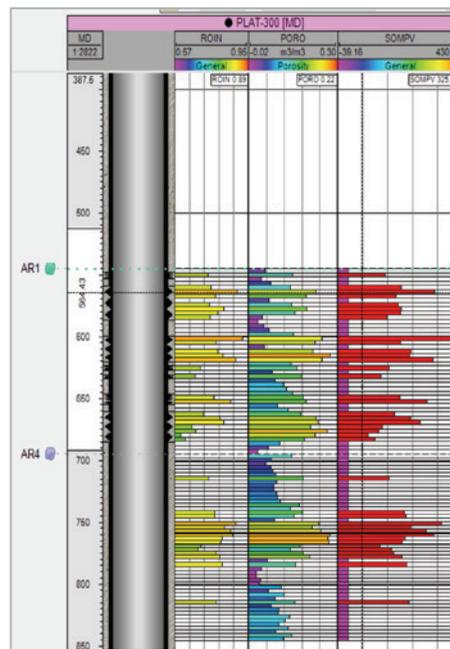


Figura 6. Ejemplo de pozo perforado en zona identificada con ROI y porosidad.

Los resultados obtenidos de las simulaciones disparando solamente en las arenas en lugar de toda la sección vertical, mostró una diferencia de menos de un tercio del 1% en la producción acumulada. Basado en los resultados

previamente mencionados, la opción seleccionada como caso base de simulación fue el que considera disparar solamente en las arenas, (optimizado) y no en la sección vertical completa, (no optimizado), **Figura 7**.

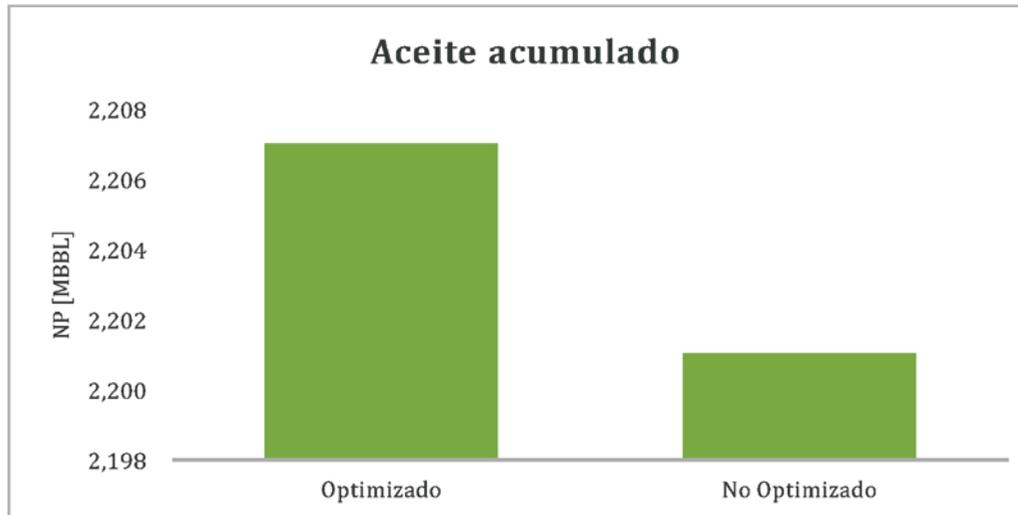


Figura 7. Comparación de producción acumulada para elección del caso base.

Una vez definido el caso base, se realizaron sensibilidades de las principales condiciones operacionales involucradas en la inyección de vapor con el objetivo de encontrar los

parámetros idóneos para este tipo de operaciones en yacimientos heterogéneos de arenas que contienen petróleo viscoso, **Figura 8**.

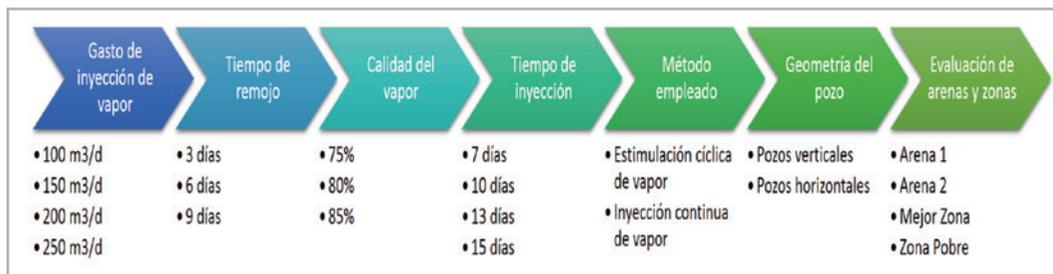


Figura 8. Sensibilidades.

Sensibilidad al gasto de inyección

Para la evaluación del gasto de inyección se utilizó un modelo de inyección cíclica de vapor, cuyos parámetros iniciales se establecieron como se especifica en la **Tabla 2** y **Figura 9**, comparando la producción acumulada de cuatro distintos gastos de inyección de vapor (100, 150, 200 y 250 m³/d). Los escenarios consideran la utilización de generadores portátiles de vapor. Uno de los escenarios analiza la máxima capacidad de inyección de un típico generador portátil de

vapor (22 [MMBtu/h]) correspondiente a 250 [m³] de agua equivalente. Los resultados se observan en la **Figura 10**, el gasto de inyección de 250 [m³] de agua equivalente generó una mayor producción acumulada en comparación con el resto de los casos.

El aumento en el gasto de inyección de agua equivalente aumenta la energía suministrada a las cercanías del pozo generando una mayor producción de aceite gracias a la mayor transferencia de energía del vapor hacia las arenas.

Tabla 2. Parámetros iniciales de caso considerando inyección cíclica de vapor.

| Parámetro | Valor |
|-----------------------|-------|
| Q Inyección [m3] | 250 |
| T Inyección [días] | 7 |
| T Remojo [días] | 3 |
| Número de ciclos | 7 |
| Calidad del vapor [%] | 80 |

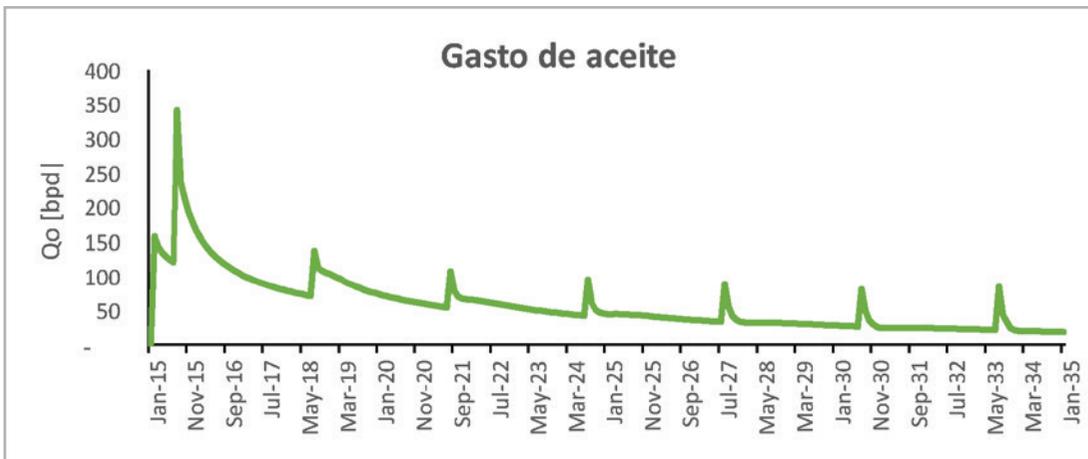


Figura 9. Pronóstico de producción de inyección cíclica inicial.

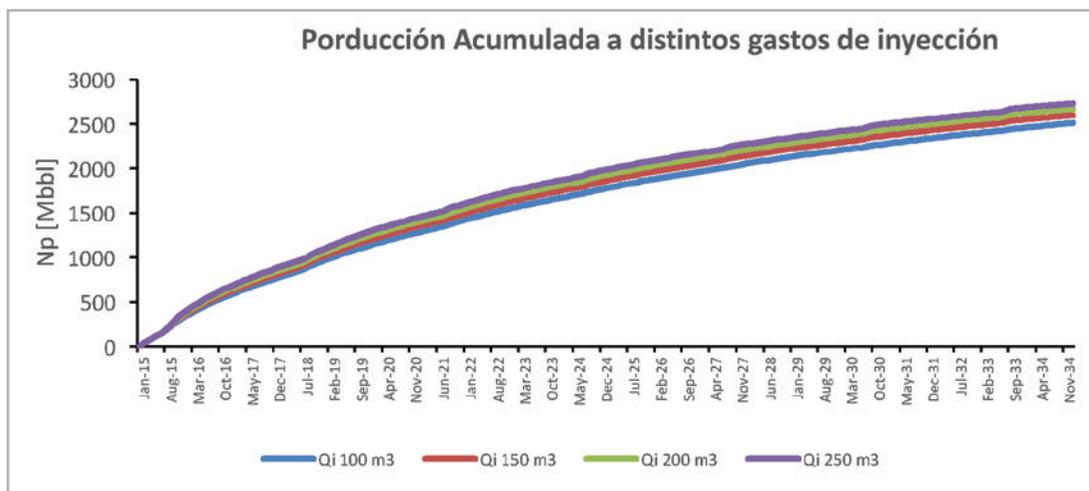


Figura 10. Resultados de sensibilidad al gasto de inyección.

Sensibilidad al tiempo de remojo

El tiempo de remojo permite la transmisión de la energía del vapor a los fluidos del yacimiento y la formación, incrementando la temperatura alrededor del pozo, reduciendo la viscosidad del petróleo, resultando en una mejor producción del pozo. Para el caso en el que el ambiente de depósito muestra arenas con gran heterogeneidad, se pierden altas cantidades de energía a través de los cuerpos de arcilla que se encuentran

intercalados a los cuerpos de arena. Para los escenarios creados, el tiempo mínimo considerado para cambiar las instalaciones del pozo de inyector a productor y viceversa fue de tres días, (tiempo mínimo promedio en las operaciones reales de inyección cíclica de vapor).

Con base en los resultados obtenidos para los diversos tiempos de remojo analizados, el tiempo de remojo seleccionado en las simulaciones realizadas fue de tres días. Los resultados obtenidos son mostrados en la **Tabla 3**.

Tabla 3. Resultados de sensibilidad para tiempo de remojo.

| Caso | Np [Mbbl] |
|--------|-----------|
| 3 días | 2,742 |
| 6 días | 2,735 |
| 9 días | 2,714 |

Se notó que debido a la alta heterogeneidad de la formación, gran parte de la energía inyectada por medio del vapor se pierde rápidamente y que un mayor tiempo de

remojo genera una mayor pérdida de energía hacia zonas no productoras del yacimiento.

Sensibilidad a la calidad del vapor

Los resultados de sensibilidad a la calidad del vapor se presentaron en la **Tabla 4**. Esta tabla muestra que entre mayor sea la calidad de vapor inyectado mayor será la producción. Este resultado se esperaba debido a que

entre más calor inyectado mayor energía en la formación y por lo tanto la reducción de viscosidad del aceite puede mantenerse por un periodo más largo, lo cual se traduce en un impacto positivo en la movilidad del fluido mejorando así la recuperación de aceite, **Figura 11**.

Tabla 4. Resultados de sensibilidad a la calidad del vapor.

| Caso | Np [Mbbbl] |
|-----------------------|------------|
| 75% Calidad del vapor | 2,722 |
| 80% Calidad del vapor | 2,731 |
| 85% Calidad del vapor | 2,739 |

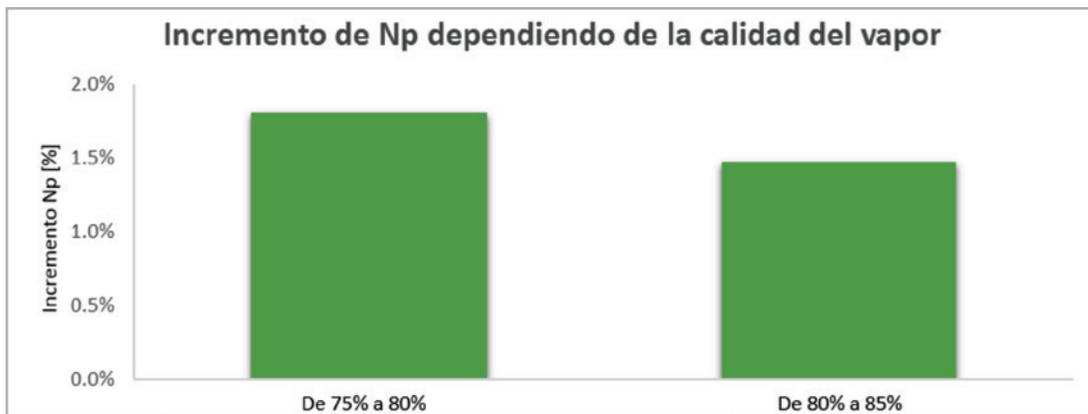


Figura 11. Comparación de incremental con distinta calidad de vapor.

Sensibilidad a los días de inyección

Los resultados muestran que entre mayor sea el número de días de inyección, mayor será la recuperación de petróleo, **Figura 12**. Sin embargo, el incremento de producción por cada día de inyección es cada vez menor con respecto al

incremento anterior, **Figura 13**. Para el análisis económico se determinó que se requiere un incremento mínimo de 10% en la producción para justificar el incremento de días de inyección; por lo tanto, se seleccionaron 13 días de inyección para el desarrollo de las simulaciones.

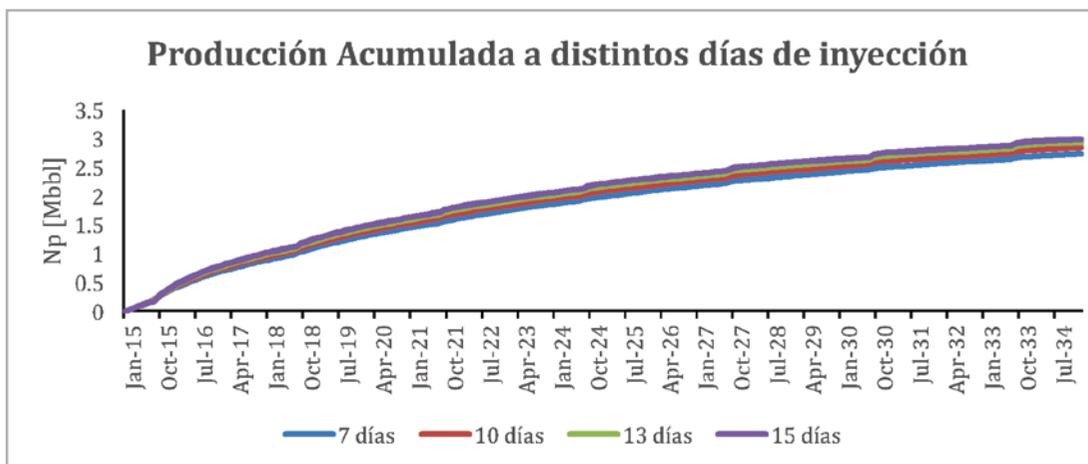


Figura 12. Producción acumulada de aceite a distintos días de inyección.

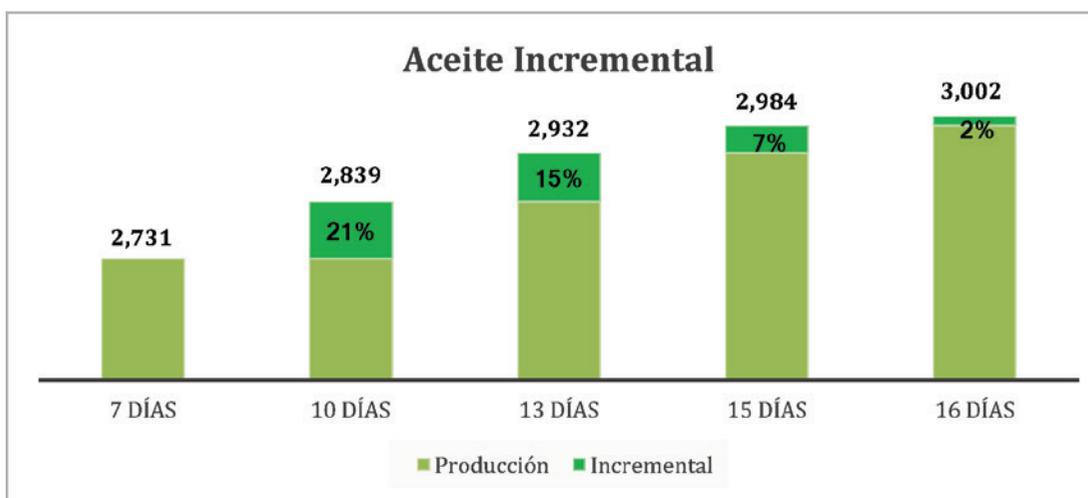


Figura 13. Sensibilidad a días de inyección.

Comparación de inyección cíclica de vapor (CSS), contra inyección continua (SD), en pozos verticales

Integrando los resultados de las sensibilidades previas se analizó un caso optimizado, el cual fue comparado contra la utilización de inyección cíclica de vapor en pozos verticales seguida de inyección continua.

Los resultados muestran que se recupera 30% más aceite durante la estimulación cíclica de vapor seguida de inyección continua, **Figura 14**, sin embargo, también representa un aumento de 620% en la producción acumulada de agua, **Figura 15**, lo que requiere mayores instalaciones para el manejo de la misma, (aumento de costos operacionales), así como una mayor cantidad de agua para generación de vapor; con lo cual los resultados económicos podrían no ser positivos.

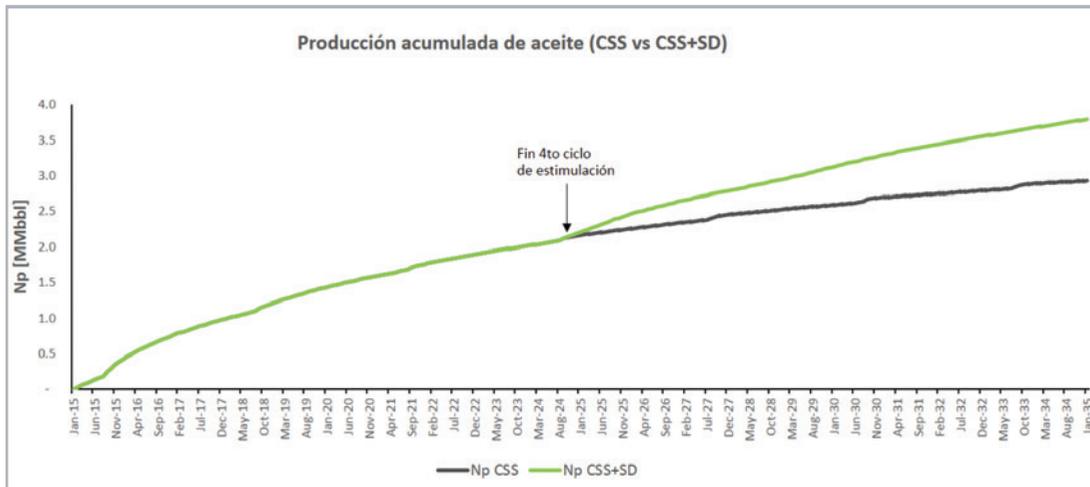


Figura 14. Producción acumulada CSS contra CSS-SD.

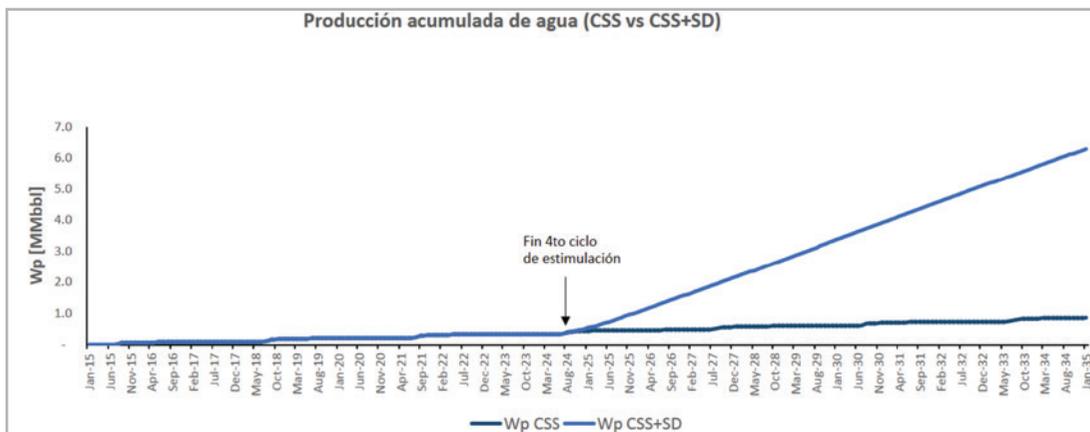


Figura 15. Producción de agua acumulada.

Análisis de la geometría de pozo, (pozos verticales contra pozo horizontal)

En vista de los resultados obtenidos con el arreglo de pozos verticales basados en el modelo heterogéneo del área, se decidió el investigar el desempeño de la inyección cíclica de vapor utilizando un solo pozo horizontal. El objetivo del pozo horizontal fue el conectar mayor número de arenas.

Se analizaron varias longitudes de pozos horizontales de 240 m a 430 m. Por simplicidad en el artículo se analiza solamente los resultados de un pozo horizontal de 330 metros de largo, (1,082 pies, **Figura 16**) representando el promedio de las diversas combinaciones entre longitud de pozo y geología propuestos considerando las longitudes mencionadas previamente.

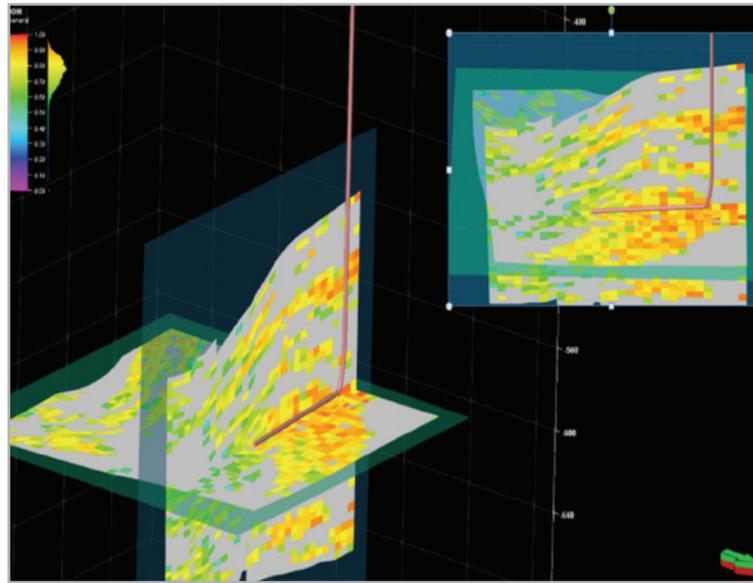


Figura 16. Localización de pozo horizontal.

El pozo horizontal se sometió a inyección cíclica de vapor en la misma área donde se había colocado previamente el patrón de siete pozos verticales. En general, para todos los casos analizados, el aceite acumulado producido de los pozos horizontales se encontraba entre la producción

acumulada de 3 a 4 pozos verticales, **Figura 17**. Sin embargo, la producción de agua acumulada de un pozo horizontal promedio fue equivalente a la producción de agua de 1 ½ pozos verticales, **Figura 18**.

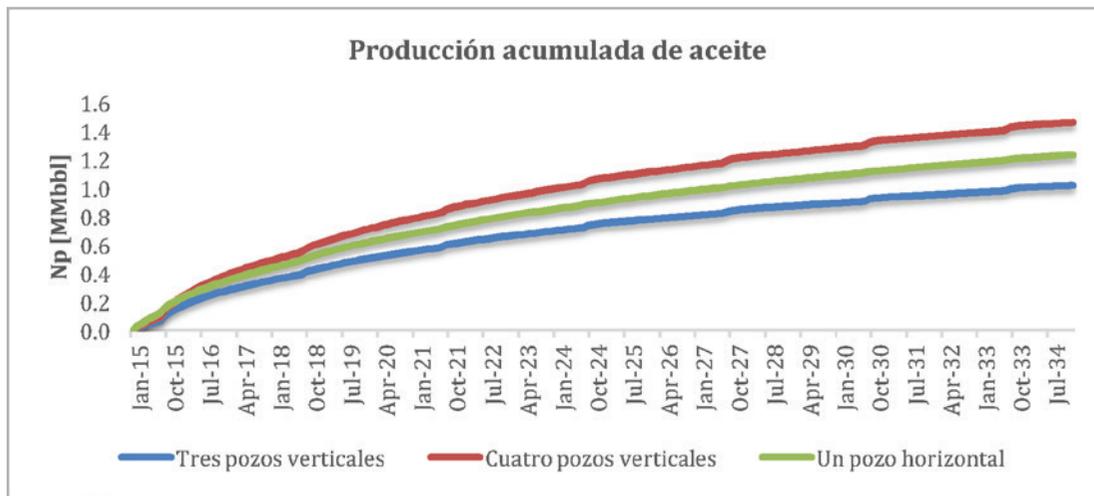


Figura 17. Producción acumulada, (tres y cuatro pozos verticales contra un pozo horizontal).

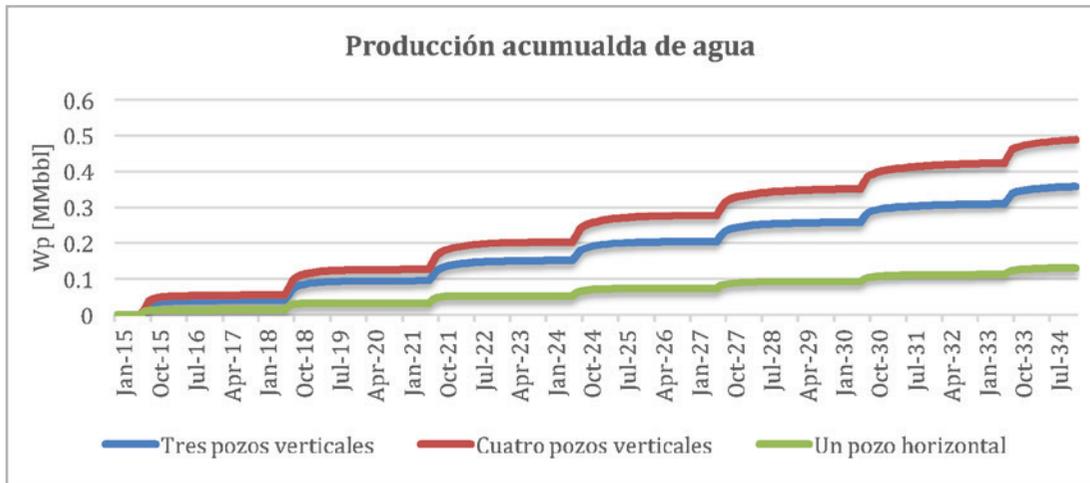


Figura 18. Producción acumulada de agua, (tres y cuatro pozos verticales contra un pozo horizontal).

Basándose en los resultados de las sensibilidades realizadas para este tipo de ambientes heterogéneos de tipo fluvial, los pozos horizontales sometidos a estimulación cíclica de vapor resultaron como la mejor geometría de pozo para producir estos tipos de yacimientos en lugar de perforar pozos verticales y combinar la estimulación cíclica seguida inyección continua de vapor.

Resumiendo, el caso de un pozo horizontal produce más petróleo, menos agua, además de requerir menor CAPEX y menor OPEX en comparación de los casos presentados utilizando pozos verticales.

Comparación de zonas y secuencias de arenas

Con los resultados adquiridos con los casos de simulación en la secuencia de arenas 1, se investigaron una serie similar de casos en la secuencia de arenas 2. Los resultados mostraron

mayor producción en la secuencia de arenas 2; debido a la a que dentro de la secuencia de arenas 2 existe una menor discontinuidad, resultado de menor intercalación de arcillas, generando una menor pérdida de energía durante el proceso de inyección de vapor, permitiendo una mayor transferencia de energía del vapor hacia las arenas impregnadas que se encuentran con mayor comunicación y por ende una mayor recuperación incremental de aceite.

La **Figura 19** compara los resultados obtenidos entre las dos secuencias de arenas dentro de la zona con mejores características. La secuencia 2 tiene una recuperación de 50% más de aceite. De forma similar las sensibilidades en la zona con las características más pobres muestran nuevamente que la secuencia 2 muestra una mejor producción, sin embargo, la recuperación total es aproximadamente una novena parte con respecto al obtenido en la zona con mejores características geológicas, **Figura 20**. La **Tabla 5** muestra valores de producción acumulada para las secuencias de arenas 1 y 2 para las distintas áreas de estudio.

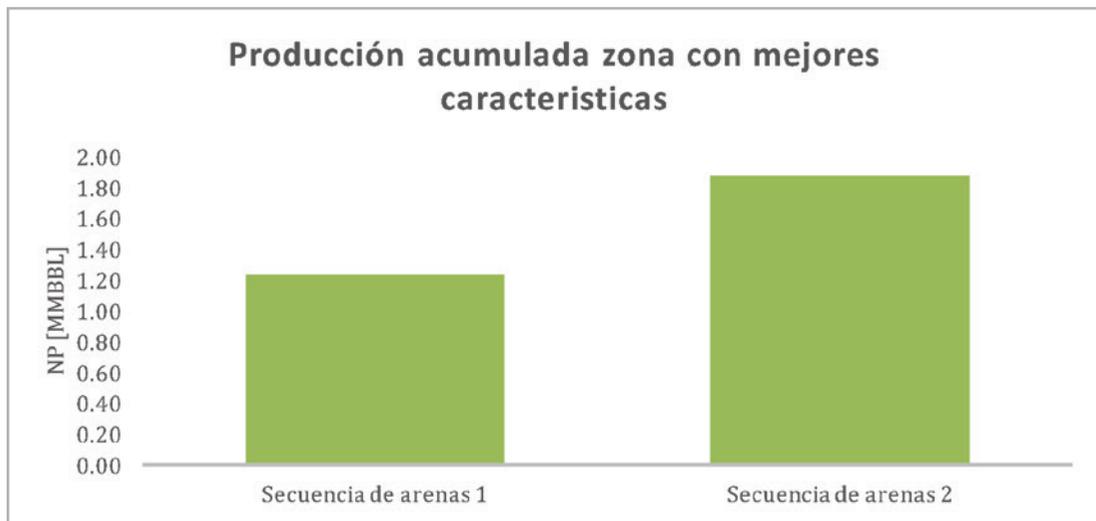


Figura 19. Producción acumulada en distintos paquetes de arenas, (zona con mejores características).

Tabla 5. Rango de valores para la estimulación cíclica de vapor con pozo horizontal dependiendo de características de la zona y paquete de arenas disparado.

| Zona | Np Secuencia arena 1 [MMbbl] | Np Secuencia arena 2 [MMbbl] |
|-------|------------------------------|------------------------------|
| Mejor | 1.23 | 1.87 |
| Pobre | 0.14 | 0.21 |

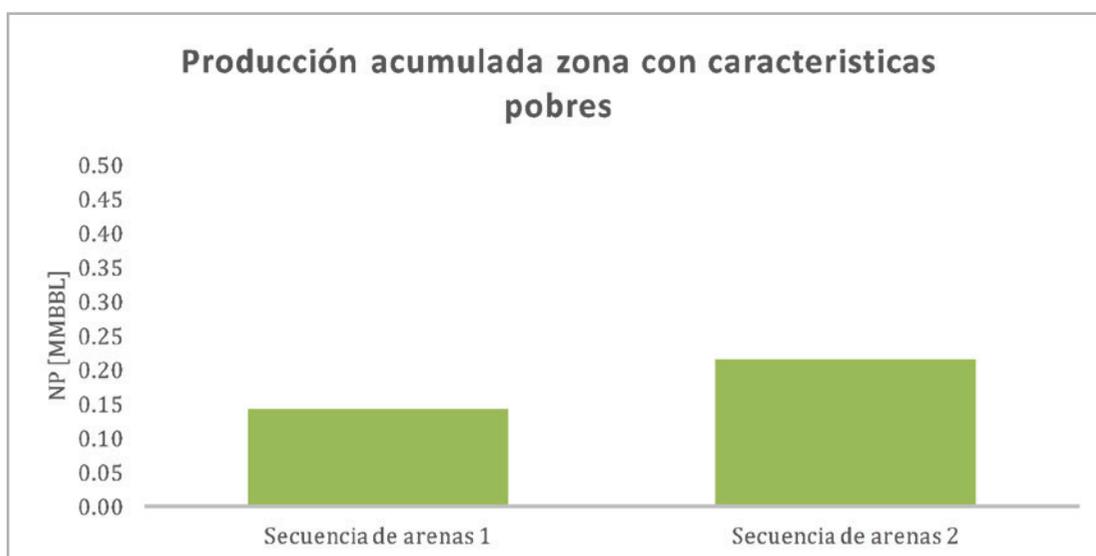


Figura 20. Producción acumulada en distintas secuencias de arenas, (zona con características pobres).

Conclusiones

- Pozos disparados con base en los análisis de registros solamente en las zonas con mejores calidades de arenas, muestran una producción similar en comparación a si se hubiera disparado el intervalo completo de la formación.
- La inyección de vapor continua, utilizando arreglos de pozos verticales, produce 30% más aceite, pero mucha más agua (620%) comparado con la inyección de siete ciclos de vapor. Por lo tanto, se requiere efectuar análisis económicos para apoyar la toma de decisión en cuanto al método a ser aplicado.
- La secuencia de arenas número 2 ofrece mejor producción debido a que tiene mayor continuidad en comparación con la secuencia de arenas número 1.
- La aplicación de inyección cíclica de vapor en un pozo horizontal ofrece una mayor producción incremental en comparación con la aplicación del mismo método térmico en tres pozos verticales. La mayor producción del pozo horizontal se debe a que contacta más hidrocarburo, gracias a la continuidad horizontal del yacimiento y menores pérdidas de energía dentro de las inmediaciones del pozo hacia las arcillas.
- La perforación de pozos horizontales aplicando sistemas de inyección cíclica de vapor es una opción razonable para implementarse en yacimientos heterogéneos del tipo fluvial.
- Con base en los distintos casos simulados, el pronóstico de producción entre las zonas con mejores características petrofísicas y las zonas con menores características es de 1.23 a 0.14 [MMbbl] para las secuencias de arenas 1 y de 1.87 a 0.21 [MMbbl] para la secuencia de arenas número 2; ambas ubicadas dentro de las dos distintas zonas.
- La simulación térmica integrada con modelos geológicos adecuados es una herramienta importante para el análisis de producción y factores de recuperación para yacimientos altamente heterogéneos en yacimientos de arenas heterogéneas del Terciario.

Nomenclatura

| | |
|-----------------|--|
| Dx = | Dimensión de malla de simulación en dirección x, m |
| Dy = | Dimensión de malla de simulación en dirección y, m |
| Dz = | Dimensión de malla de simulación en dirección z, m |
| Permeabilidad = | Permeabilidad en la malla, mD |
| Porosidad = | Porosidad en la malla, fracción |
| Presion = | Presión de la malla de simulación, psi |
| ROI= | Índice de Oportunidad de Yacimiento |
| RQI= | Índice de calidad de yacimiento |
| So= | Saturación de aceite, fracción |
| SOMPV= | Saturación de aceite movable, fracción. |
| Φ = | Porosidad, fracción |

Referencias

- Bashbush, J. L. 1977. Recuperación Mejorada en Yacimientos de Aceite Pesado, Notas. México: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Eclipse Software. 2015.
- Holstein, E. D., ed. 2007. *Reservoir Engineering and Petrophysics*. Richardson, Texas: SPE, Petroleum Engineering Handbook, Vol. 5.
- Petrel Reservoir Engineering. 2015.
- Prats, M. 1986. *Thermal Recovery*, Vol 7. Richardson Texas: Monograph Series, SPE.
- Roa Muñiz, J. 2013. Métodos de Recuperación para Aceite Pesado. Tesis de Licenciatura, UNAM, Facultad de Ingeniería.
- Thermal Software. 2015.
- Varela-Pineda, A., Hutheli, A. H. y Mutairi, S. M. 2014. Development of Mature Fields Using the Reservoir Opportunity Index: A Case Study from a Saudi Field. *The Saudi Aramco Journal of technology* (Spring).

Semblanza de los autores

Josué Roa Muñiz

Ingeniero Petrolero egresado de la Universidad Nacional Autónoma de México en febrero del 2013.

Desde el 2013 que inició su actividad profesional y hasta la fecha, labora en Schlumberger como Ingeniero de yacimientos, realizando diversas actividades involucradas principalmente en el desarrollo integral de campos petroleros.

Edgar Alexander Fernández Rincón

Ingeniero petrolero egresado de la Universidad del estado de Zulia, en diciembre del 2001.

En abril del 2012 comenzó su carrera en una empresa de consultoría local en los Teques Venezuela, trabajando como Ingeniero junior. En 2004 se unió a Schlumberger como Ingeniero de yacimientos, desde entonces ha trabajado en distintos países como Trinidad y Tobago, Surinam, Colombia y Venezuela.

En 2009 obtuvo grado de Especialista en gerenciamiento integral de yacimientos por la Universidad central de Caracas Venezuela y en 2010 finalizó la Maestría en Ingeniería Petrolera dentro del Imperial College London. Como actividades extracurriculares ha sido Presidente del capítulo estudiantil de la SPE en el Imperial College London. Actualmente trabaja en el proyecto Panuco de Schlumberger.

José Luis Basbush

Ingeniero Petrolero egresado con honores en la Universidad Autónoma de México en febrero de 1970.

En 1970 obtuvo el grado de Maestro en la Universidad Nacional Autónoma de México, en 1972 obtuvo grado de Maestro por la University of Texas y en el mismo año el grado de Doctor en la Universidad de Pensilvania.

Tiene más de 45 años de experiencia en la industria petrolera. Ha trabajado en África, Medio Oriente, Noruega, Londres, Japón, México y Sur América.

Es miembro de la Sociedad de Ingenieros Petroleros, (SPE), el Colegio de Ingenieros de México (CIPM) y la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, (AIPM). Ha impartido más de 250 cursos especializados y publicados más de 45 artículos.

Actualmente es profesor en la Universidad Nacional Autónoma de México y trabaja como Director de tecnología para MCA y SAM en Schlumberger.