

# Ingeniería Petroliera



MARZO-ABRIL 2021, VOL. 61, NÚM.2



[www.aipmac.org.mx/editorial/](http://www.aipmac.org.mx/editorial/)

## Contenido

---

- 74-86**    **Aplicación de rotación de tuberías de revestimiento en pozos exploratorios. Experiencias de campo**  
*David Hernández Morales*  
*Karen Carmen Gordillo Cruz*
- 87-104**    **Análisis teórico del uso conjunto de la tecnología de pozos horizontales y el gradiente de asfaltenos como herramientas de productividad en yacimientos de hidrocarburos**  
*David Segura Rivera*  
*Fernando S. Flores Ávila*
- 105-110**    **Nueva estrategia de perforación para el desarrollo del campo Tamaulipas Constituciones**  
*Bolivar Pérez Medel*
- 111-120**    **El uso de atributos sísmicos para la identificación de ruidos de proceso en volúmenes apilados**  
*Diana Stephanie Ayala Rodríguez*  
*Edgar Serrano Casillas*



Foto de portada: Cortesía de Pemex.

## Directiva Nacional 2020-2022

Presidente  
Vicepresidente  
Secretario  
Tesorero  
Protesorero  
Director de la Comisión de Estudios  
Director de la Comisión Editorial  
Coordinador de Ayuda Mutua  
Coordinador de Fondo de Retiro  
Director de la Comisión Legislativa  
Director de la Comisión de Membresía

Ing. Ángel Cid Munguía  
Ing. Francisco Javier Flamenco López  
Ing. Edmundo Herrero Coronado  
Ing. Martín Carlos Velázquez Franco  
Ing. José Antonio Ruíz García  
Ing. Rafael Guerrero Altamirano  
Ing. Jesús Anguiano Rojas  
Ing. Benito Mendoza Parra  
Ing. Miguel Ángel Granados Cruz  
Ing. Juan Alfredo Ríos Jiménez  
Ing. Lauro Jesús González González

## Presidentes Delegacionales 2021-2023

**Delegación Ciudad del Carmen**  
Ing. Adrián Álvarez Bahena

**Delegación Coahuila**  
Ing. César Luis Chavarría Fernández

**Delegación Comalcalco**  
Ing. Haroldo Sánchez Cortés

**Delegación México**  
Ing. David Velázquez Cruz

**Delegación Monterrey**  
Ing. Roberto Gracia Saldívar

**Delegación Poza Rica**  
Ing. Luis Pineda Fonseca

**Delegación Reynosa**  
Ing. Pedro René Romero Morales

**Delegación Tampico**  
Ing. Alfonso Amieva Zamora

**Delegación Veracruz**  
Ing. Gabriel González Covarrubias

**Delegación Villahermosa**  
Ing. Heberto Ramos Rodríguez

## Revista Ingeniería Petrolera

### Coordinación Editorial

Ing. Jesús Anguiano Rojas  
Laura Hernández Rosas

comision.nacional.editorial@aipmac.org.mx  
lhernandezr@aipmac.org.mx

## Consejo Editorial

**Roberto Aguilera**  
University of Calgary

**Víctor Hugo Arana Ortiz**  
Universidad Nacional Autónoma de México

**Jorge Alberto Arévalo Villagrán**  
Universidad Nacional Autónoma de México

**José Luis Bashbush Bauza**  
Schlumberger

**Thomas A. Blasingame**  
Texas A&M University

**Rodolfo Gabriel Camacho Velázquez**  
Universidad Nacional Autónoma de México

**Héber Cinco Ley**  
Universidad Nacional Autónoma de México

**Erik Luna Rojero**  
Instituto Mexicano del Petróleo  
Universidad Nacional Autónoma de México

**Faustino Fuentes Nucamendi**  
Petróleos Mexicanos

**Néstor Martínez Romero**  
Comisión Nacional de Hidrocarburos

**Michael Prats**  
Consultor EUA

**Fernando J. Rodríguez de la Garza**  
Universidad Nacional Autónoma de México

**Fernando Samaniego Verduzco**  
Universidad Nacional Autónoma de México

**Francisco Sánchez Sesma**  
Universidad Nacional Autónoma de México

**César Suárez Arriaga**  
Universidad Michoacana de San Nicolás Hidalgo

**César Treviño Treviño**  
Universidad Nacional Autónoma de México

**Jaime Urrutia Fucugauchi**  
Universidad Nacional Autónoma de México

**Surendra Pal Verma Jaiswal**  
Universidad Nacional Autónoma de México

**Fernando Ascencio Cendejas**  
Petróleos Mexicanos

**Lic. Franco Vázquez**  
Asistencia técnica

## Aplicación de rotación de tuberías de revestimiento en pozos exploratorios. Experiencias de campo

*David Hernández Morales*

*TenarisTamsa*

*Karen Carmen Gordillo Cruz*

*Pemex Exploración y Producción*

Artículo recibido en 2019-evaluado, revisado, corregido y aceptado en 2021.

### Resumen

La aplicación de la tecnología de rotación con la tubería de revestimiento “casing drilling” o la operación del rimado en el agujero “rimer drilling”, han sido tecnologías de gran aceptación en los últimos tiempos al permitir al operador alcanzar la profundidad de asentamiento deseada de la tubería de revestimiento en la formación correcta, deseada por las áreas de Ingeniería y Diseño con la finalidad de aislar formaciones de diferentes gradientes de presión, zonas de transición, formaciones mecánicamente inestables, formaciones salinas, fallas geológicas, eventos tectónicos, agujeros tortuosos con alto ángulo, entre otros, garantiza obtener un pozo herméticamente útil.

**Palabras clave:** Rotación de tuberías, revestimiento en pozos exploratorios.

## Casing drilling application in exploratory wells. Field experiences

### Abstract

The application of the rotation Technology with casing “casing drilling” or operation of rhymed in the hole “rimer drilling”, have been technologies successful in the recent time. This Technology allowing of the drilling operator to get on of set casing depth in the correct position inside the formation desired by designer engineer areas in order to isolate formations of different pressure gradients, transition areas, mechanically unstable formation, geological and tectonic events, dome saline, tortuosity holes with high angle, among others, That will help to obtain a hermetically useful well.

**Keywords:** Casing drilling, exploratory wells.

### Introducción

En el año 1999 se iniciaron los primeros pasos en la aplicación de esta técnica en México, en el campo Agua Fría de Pemex en el norte del país, observándose buenos resultados al alcanzar el asentamiento de la tubería de revestimiento en la formación deseada, venciendo los

desafíos de inestabilidad y tortuosidades de los agujeros desviados y de alto ángulo. En paralelo investigaciones de laboratorio de compañías expertas en cementaciones fortalecieron el argumento de que la rotación de la tubería de revestimiento durante esta operación, ayuda a la adherencia del cemento y como consecuencia en el mejoramiento de la hermeticidad del pozo.

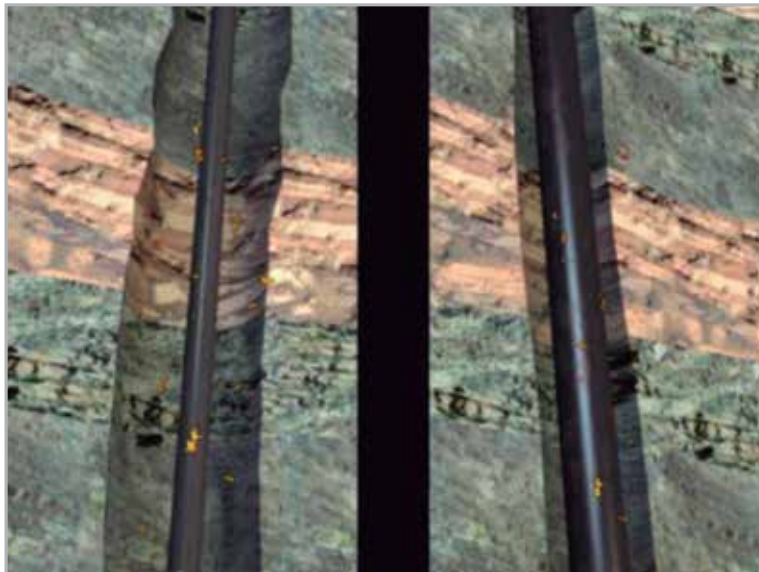
Desde entonces la aplicación de la tecnología se ha realizado en pozos operados por Pemex con resultados satisfactorios, al considerar la aplicación de esta tecnología en formaciones suaves de baja compresibilidad de las primeras etapas de la perforación o en operaciones especiales de rimado para agujeros con inestabilidad mecánica por lutitas, domos arcillosos, domos salinos, eventos geológicos de fallas y tectonismo, altas desviaciones y tortuosidades. También, esta aplicación se ha transferido a proporcionar rotación de la tubería de revestimiento durante la operación de cementación con trabajos de mezclado y homogeneización de las lechadas de cemento en agujeros de alto ángulo que permiten alcanzar buenos resultados en la integridad del pozo, requisito indispensable en los lineamientos establecidos por la CNH.

La tecnología se ha aplicado exitosamente en proyectos de aguas someras frente a las costas de los estados de Tabasco y Campeche, y terrestres en los estados de Veracruz y Tabasco, realizándose en formaciones suaves de baja compactación; por lo que precisamente en este trabajo se desea compartir tres experiencias operativas exitosas de rimado de tuberías de revestimiento realizado

por Pemex en la Región Sur, que permitió alcanzar la profundidad objetivo. La primera experiencia fue con tubería de revestimiento de 20", donde aplicó rotación con la finalidad de evitar una pegadura por presión diferencial; la segunda experiencia fue con tubería de 16", donde aplicó rotación durante la operación de cementación permitiendo alcanzar una excelente hermeticidad del sistema y la tercera experiencia se realizó con una tubería de 13 3/8", que controló exitosamente el derrumbe continuo de una falla geológica que causaba problemas constantes de inestabilidad y atrapamientos mecánicos.

### Aplicación de la tecnología<sup>1,2</sup>

La aplicación de la tecnología de rotación de tuberías de revestimiento y producción en México tiene más de 20 años y ha proporcionado ser una solución para alcanzar el asentamiento de la tubería de revestimiento a la profundidad requerida atravesando zonas de pérdida de circulación, agujeros horizontales, desviados y tortuosos con importantes problemas de fricciones y arrastres, **Figura 1.**



**Figura 1.** Comparación de la estabilidad del agujero mediante el método tradicional contra la tecnología de rotación de la tubería de revestimiento "casing drilling" cortesía TESCO Co., 1

La experiencia indica las variables que deben considerarse para la aplicación de esta tecnología, siendo las siguientes.

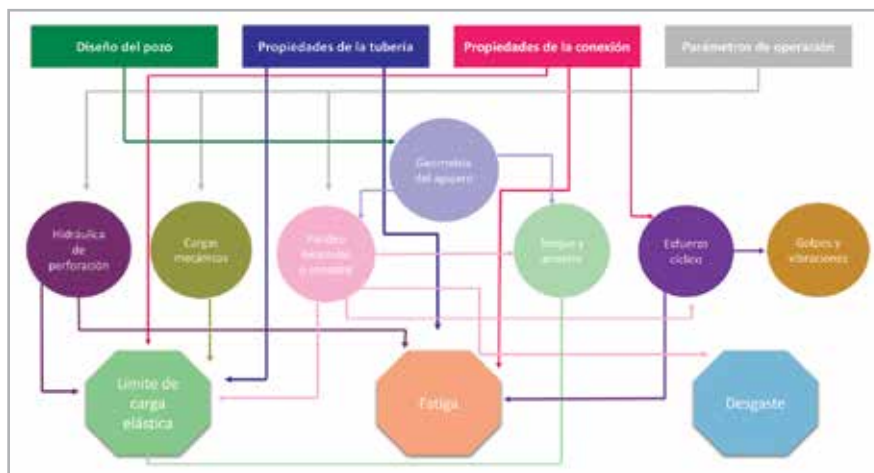
1. El Ingeniero de Diseño deberá conocer la Edad Geológica de la formación, litología, tipo de formación, compactación y dureza de la formación; de la región donde pretenda aplicarse esta tecnología; la cual es normalmente en formaciones suaves, cerca de lagos y ríos, recomendándose la intervención de expertos en ingeniería de suelos y Geología. Existen proyectos terrestres, cerca de la Sierra Madre donde el afloramiento son formaciones duras del Cretácico por lo que esta tecnología no es aplicable.
2. El equipo de perforación deberá de contar con una buena capacidad estructural del mástil (1,500 a 3,000 HP) y un sistema de izaje de top drive con capacidad mecánica al torque; en casos terrestres un valor aceptables es de 60,000 lb-ft y para el caso de marinos existen equipos con capacidad de 100,000 lb-ft. La cual es necesaria para transmitir el torque requerido durante la operación de perforado o rimado.
3. Deberá instalarse en el primer tramo de la tubería de revestimiento a introducir una zapata, la cual puede ser perforadora o rimadora, dependiendo de la operación que pretende realizarse. Actualmente en el mercado nacional e internacional, existe una gran variedad de estas herramientas que ofrecen buenos rendimientos en su desempeño.
4. La tubería de revestimiento o de producción que será utilizada deberá contener conexiones especiales que sean capaces de resistir elevados valores de torques y diseñada para soportar elevados esfuerzos ciclos que se

verán reflejados durante la aplicación de la tecnología. Las conexiones deberán de soportar altos esfuerzos cíclicos de rotación al ser sometidas a altos esfuerzos de torsión; de acuerdo con experiencias nacionales e internacionales las conexiones de tipo cuña (wedge) son las recomendadas para la aplicación de esta tecnología. Actualmente existe software de ingeniería que permite predecir el comportamiento de arrastre y fatiga de la conexión, con base en la aplicación de las condiciones de operación, tiempo de operación, desviación y severidad del agujero.

Todas estas variables deberán estar alineadas para obtener los mejores resultados de la operación, obteniéndose como producto final un sistema de hermeticidad, lo cual permite mantener la integridad del pozo bajo los lineamientos establecidos por la CNH.

### Literatura

Diversos autores se han dedicado a la investigación de estas aplicaciones tecnológicas, donde compartimos un extracto del documento técnico “casing drilling technology” realizado por Nediljka Gaurina Medimurec<sup>2</sup> al compartir un diagrama de flujo del diseño del pozo, geometría del agujero, selección de los materiales y las condiciones de operación como afectarán directamente la integridad de la tubería de revestimiento desde el límite plástico de la tubería y fatiga en la conexión por la acumulación de ciclos durante la aplicación de la tecnología También el documento ofrece la posible presencia de otros eventos que pueden presentarse durante la operación como son altos torques, reactivos, golpes y vibraciones, pandeo helicoidal o sinodal, entre otros, **Figura 2**.



**Figura 2.** Diagrama de flujo de las variables que influyen directamente en la aplicación de la tecnología <sup>2</sup>.

## Experiencias operativas

### Primer caso. Rotación de tubería de revestimiento de 20"³

#### Descripción de la operación

Fue utilizada una barrena de 26" para perforar a la profundidad de 903 m con una densidad de fluido de perforación de 1.22 g/cm³, para ser introducida una tubería de revestimiento de 20" como tubería superficial a la profundidad objetivo de 903 m, de acuerdo con el diseño del proyecto original; durante el proceso se presentó un evento logístico, evitando el acceso de los equipos y unidades de cementación a la localización.

Este evento fortuito obligó a los Ingenieros de diseño y operación a proporcionar movimiento constante de rotación a la sarta de tubería de revestimiento de 20" 133 lb/ft en grado K55 conexión TSH ER, debido a una alta probabilidad de una pegadura por presión diferencial que causaría serios problemas de canalización del cemento. El plan de contingencia operativo consistió en mantener constante la rotación de la tubería entre 5 a 10 rpm, con

ascensos y descensos de la sarta garantizando la libertad de la tubería dentro del agujero; (peso de la sarta de 180 toneladas). La operación se mantuvo durante 125 horas (5.2 días), acumulándose una fatiga de 75,000 ciclos por rotación en la conexión.

Posteriormente se realizó la cementación de la tubería al bombearse un bache de limpieza de 3 bls de bache espaciador de 1.42 g/cm³ y 12m³ de bache espaciador base agua con densidad de 1.42 g/cm³, a un gasto de 6 bbl/min y presión de bombeo de 250 psi; posteriormente se bombearon 88 toneladas de cemento de baja densidad de 1.60 g/cm³, correspondiente a un volumen de 634 bbl a un gasto de 6 bbl/min y presión de bombeo de 550 psi, continuando con 51 toneladas de lechada de cemento de alta densidad de 1.90 g/cm³ correspondiente a 245 barriles a un gasto de 6 bbl/min y presión de bombeo de 800 psi. Desplazó el tapón sólido con 1,005 barriles de fluido de control de emulsión inversa de 1.25 g/cm³ a un gasto de 8, 6, 4 y 2 bbl/min y una presión de bombeo de 550, 1,050 y 700 psi, registrándose una presión final de 1300 psi el acoplamiento del tapón sólido con el de diafragma, manteniendo la presión durante 10 minutos, **Figura 3**.



**Figura 3.** Equipo para la corrida de la tubería y accesorios utilizados para la cementación de la tubería de revestimiento de 20"³.

Finalmente la distribución de la tubería de revestimiento, quedó de la manera siguiente:

Cant.	Descripción	Longitud (m)	De (m)	Hasta (m)
1	Zapata rimadora de 20" X 22"	0.86	903	902.14
2	Tramos de TR de 20" de 133 lb/ft K55 TSH ER	19.36	902.14	882.78
1	Cople diferencial y flotador con doble charnela	0.93	882.78	881.85
88	Tramos de TR de 20" de 133 lb/ft K55 TSH ER	881.85	881.85	0



La operación de ascenso y descenso y rotación evitó un atrapamiento que pudiera haber comprometido la eficiencia de la cementación. Fue realizado un análisis de torque y arrastre, permitiendo obtener la acumulación de la fatiga con base en las condiciones mecánicas del agujero, de la aplicación de los parámetros de operación y durante un tiempo de 125 horas, acumulando 75,000 ciclos de rotación en la tubería obteniéndose una fatiga acumulada en la conexión del 1%, lo que no es representativo para presentarse una falla estructura por fatiga de la conexión, asegurándose la hermeticidad del sistema.

### Segundo caso. Rotación de tubería de revestimiento de 16”<sup>3</sup>

#### Descripción de la operación

Fue utilizada una barrena de 17 ½” para perforar a la profundidad de 2,023 m dentro de la formación Mioceno y Oligoceno, utilizándose una densidad de fluido de perforación de 1.36 g/cm<sup>3</sup>; donde fue introducida la tubería de revestimiento de 16”, siendo indispensable alcanzar la profundidad objetivo debido al requerimiento técnico de cubrir una zona de transición que deberá ser cubierta. Sin embargo, durante la operación de introducción, 70 metros antes de alcanzar el objetivo se presentaron resistencias evitando bajar la tubería de manera tradicional, por lo que

fue necesario aplicar la tecnología de rimado de la tubería de revestimiento principalmente en los últimos cinco tramos, aplicándose un peso sobre la zapata perforadora de 3 a 4 toneladas, rotación de 30 rpm, con una presión de bombeo de 218 psi; observándose en los últimos 11 metros incrementó en la resistencia, incrementando las condiciones de operación de 15 a 35 toneladas, rotación de 30 rpm, registrándose altos valores de torque en superficie de 38,000 a 43,000 lb-ft, lo que permitió alcanzar el objetivo de la profundidad de asentamiento en la formación deseada.

Posteriormente se realizó la operación de cementación continuando con la rotación de la tubería con 5 rpm, con la finalidad de obtener una buena cementación, registrándose valores de torque en superficie de 20,000 a 22,000 lb-ft. Fueron bombeados ocho barriles de bache espaciado de 1.48 g/cm<sup>3</sup> a un gasto de 5 a 6 bls/min y presión de bombeo de 531 psi, posteriormente se desplazó el tapón de diafragma y cemento con 70 toneladas equivalente a 504 barriles de lecha de cemento de 1.60 g/cm<sup>3</sup> más 15 toneladas de cemento equivalente a 72 barriles de cemento de 1.90 g/cm<sup>3</sup>, a un gasto de 5 a 6 bbl/min, con una presión de bombeo de 481 a 535 psi, soltó tapón de desplazamiento sólido utilizando 1,372 barriles de lodo de perforación de 1.36 g/cm<sup>3</sup>, confirmándose el asentamiento correcto del tapón de desplazamiento. Durante la operación de cementación se observó una circulación normal, saliendo bache espaciador y trazas de cemento, **Figura 4.**



**Figura 4.** Equipo para la corrida y accesorios utilizados para la cementación de la tubería de revestimiento de 16”<sup>3</sup>

La rotación de la tubería de revestimiento de 16” 109 lb/ft P110 conexión TSH WEDGE521 se realizó en todo momento con el propósito de obtener una distribución homogénea de la lechada de cemento a través del espacio anular; fueron registrados 3,000 ciclos acumulados de rotación en

la tubería y conexiones, registrándose valores de torque en la superficie de 38,000 a 42,000 lb-ft al final de la operación de cementación; quedando la distribución de la tubería de revestimiento como se muestra en la tabla siguiente:

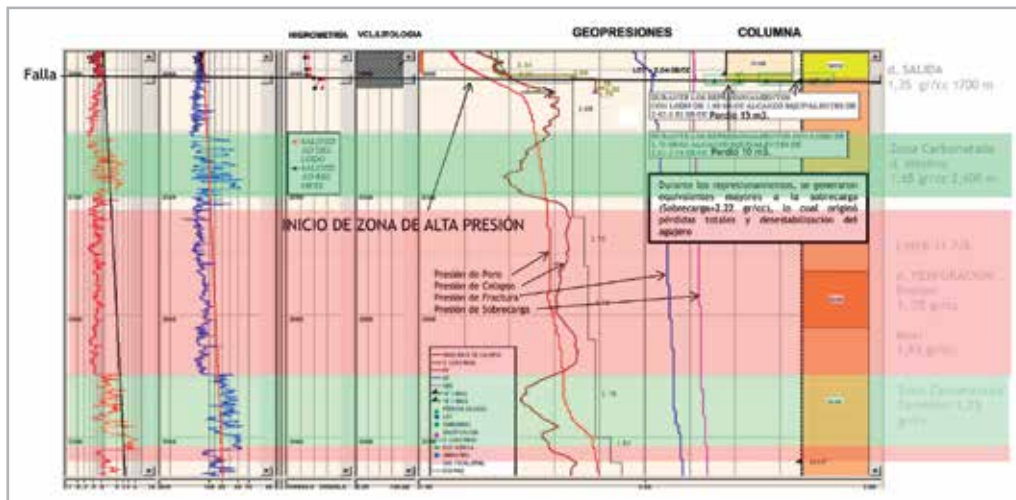
Cant.	Descripción	Longitud (m)	De (m)	Hasta (m)
1	Zapata rimadora de 16" X 18 ½"	0.77	2,023.20	2,022.23
2	Tramos de TR 16" de 109 lb/ft P110 TSH W521	26.02	2,022.23	1,996.21
1	Cople diferencial e flotador auto-llenado	0.78	1,996.21	1,995.43
147	Tramos de TR 16" de 109 lb/ft P110 TSH W521	1,906.22	1,995.43	89.21
1	Combinación de 16" p) TSH 521 a c) TSH W511	1.84	89.21	87.37
6	Tramos de TR 16" de 109 lb/ft P110 TSH W521	88.67	87.37	-1.30

La aplicación de la tecnología de rotación de 16" en esta etapa, permitió alcanzar la profundidad de 2,023 m, donde se encontraban la formación Mioceno y Oligoceno, cubriendo la zona de transición, asegurando la integridad de esta etapa del proyecto debido al requerimiento de una alta densidad del fluido de perforación para atravesar la zona de alta presión y una falla geológica esperada en la siguiente etapa. La rotación de la tubería de revestimiento también permitió obtener una cementación estable y homogénea en el espacio anular, fortaleciendo la hermeticidad del pozo, el cual es indispensable para las regulaciones establecidas por la CNH.

### Tercer caso. Rotación de tubería de revestimiento de 13 3/8"

#### Descripción de la operación

En la tercera etapa de perforación se realizó con barrena de 14 ¾" y ampliadora a 17 ½" utilizando un fluido de emulsión inversa de 1.64 g/cm<sup>3</sup>, perforándose 77 m en el intervalo 2,023 a 2,100 m, detectándose la presencia de una falla geológica, esperada por los geomécánicos en el intervalo 2,018 a 2,039 m, **Figura 5**.



**Figura 5.** Ventana operativa, columna geológica e identificación de la zona de presión anormal y falla geológica <sup>3</sup>

La perforación continuó de manera estable hasta la presencia de derrumbes en forma de laja que caía dentro del agujero proveniente de la falla geológica, causando el acuñaamiento mecánico de la sarta de perforación. Fue necesario mantener constante la

circulación del fluido de perforación y la utilización de productos especiales para remover estos recortes, buscando mantener limpieza del agujero y estabilidad mecánica de la formación, **Figuras 6 y 7**.



**Figura 6.** Acuñaamiento mecánico de la sarta de perforación por la influencia de la falla geológica <sup>4</sup>.

La problemática continuó, registrándose cantidades elevadas de recorte proveniente de la falla geológica, causando incertidumbre sobre la inestabilidad del agujero, al no permitir continuar la operación de perforación normal, por lo que un grupo interdisciplinario de expertos de Pemex y compañías de servicios participaron en proponer diversas aplicaciones de tecnologías y utilización

de productos químicos especiales para dar solución a esta problemática; alcanzándose el consenso de la aplicación de la tecnología de rotación de la tubería de revestimiento “casing drilling”, la cual ofrecía la mejor propuesta en tiempos y costos para cubrir la falla geológica mientras era introducida dentro del agujero sin alterar el diseño y estructura original del proyecto.



**Figura 7.** Recortes provenientes de la falla geológica que causaba acuñaamiento a la tubería de revestimiento <sup>3</sup>.

La tubería de revestimiento de 13 3/8" de 72 lb/ft TAC140 conexión TSH WEDGE521 armada con zapata perforadora fue introducida a la profundidad de 2,025 m, **Figura 8**, donde iniciaba la falla geológica, y a partir de ese momento aplicó la tecnología de rotación de la tubería de revestimiento de manera permanente "casing drilling", aplicando de 3-7 Toneladas de peso sobre la zapata, rotación de 30 rpm, registrándose torque en superficie de hasta 31,000 lb-ft y en ocasiones intentos de atrapamientos, donde fue

necesario suspender la operación y levantar la tubería de revestimiento, circular el tiempo de atraso y volver a iniciar, buscando restablecer las condiciones de operación, observándose en la superficie recorte o ripio molido proveniente de la operación de molienda de las lascas que habían caído dentro del agujero, la operación continuó por varios días hasta alcanzar la profundidad de 2,088 m, profundidad donde quedaría aislada la sección de la falla.



**Figura 8.** Zapata perforadora instalada en la tubería de revestimiento de 13 3/8" <sup>3</sup>.

En la tabla que se presenta a continuación, se registraron las condiciones de operación utilizadas durante la operación de rimado aplicando la tecnología de rotación de la tubería de revestimiento de 13 3/8" "casing drilling" desde 2,015 a

2,053 m, para cubrir la zona de la falla geológica; así como observaciones relevantes que se presentaron, tales como los intentos de atrapamientos de la sarta<sup>3</sup>:

Prof. (m)	Gasto (gpm)	Presión bomba (psi)	Peso (Ton)	rpm	Torque (lb-ft)	Peso sarta (Ton)	Observaciones
2,015	98	570	3-5	-	-	152	Sarta en el aire
	396	1,250	3-5	10	14,000	119	Sarta en el aire
2,023	150	1,000	3-5	25	16,000	156	Zapata de 16"
2,025	49	400	3-5	12	14,000-16,000	168	Se observa que el
	98	550	3-5	15	14,000-16,000	158	incremento del
	147	650	3-5	15	13,000-16,000	155	causaba una
	196	850	3-5	15	19,000-22,000	145	fuerza ascendente
	221	1,000	3-5	30	18,000-20,000	134	provocando la
	221	1,150	3-5	30	19,000-22,000	127	flotabilidad de la
	245	1,500	3-5	30	17,000-19,000	110	sarta
	268	1,670	3-5	30	19,000-22,000	97	Se determinan los
	293	1,720	3-5	30	18,000-20,000	91	parámetros

	317	1,780	3-7	30	17,000-21,000	88	óptimos para la
	342	1,820	3-7	30	15,000-17,000	86	aplicación de la
	342	1,750	3-7	30	15,000-17,000	89	tecnología
	342	1,700	3-7	30	16,000-17,000	91	casing drilling
	342	1,620	3-5	30	15,000-16,000	94	
	342	1,600	3-5	30	14,000-15,000	95	
2,026	342	1,370	3-5	30	12,000-13,000	113	Comportamiento
	342	1,300	3-5	30	11,000-12,000	117	óptimo
2,027	342	1,220	3-5	30	11,000-12,000	122	
	342	1,300	3-5	30	14,000-16,000	118	Incremento en el
	342	1,400	3-7	30	19,000-20,000	111	torque e inicio del
	396	1,350	3-5	30	10,000-11,000	115	empacamiento
2,028	400	1,700	3-7	30	18,000-21,000	97	Se incrementa el
	400	1,400	3-6	30	16,000-17,000	112	gasto
2,029	400	1,450	3-6	30	16,000-17,000	111	
2,030	400	1,750	3-5	30	19,000-20,000	91	Incremento en el
	400	1,850	3-7	30	20,000-25,000	86	torque
	425	1,950	3-7	30	22,000-23,000	84	Se incrementa el
	425	1,800	3-7	30	19,000-20,000	87	gasto
	425	1,800	3-7	30	17,000-18,000	87	
	425	1,500	3-5	30	14,000-15,000	108	
2,030-2,037	425	1,850	3-7	30	25,000-28,000	85	
2,037-2,040	425	1,920	3-5	30	19,000-27,000	77	
2,041	425	1,850	3-5	30	15,000-17,000	82	
2,041-2,053	425	1,900	3-7	30	30,000-31,000	82	
	425	1,800	3-7	30	18,000-20,000	88	
	425	1,720	3-7	30	17,000-18,000	93	
	425	1,700	3-7	30	19,000-21,000	93	

Finalmente la distribución de la tubería de revestimiento de 13 3/8", quedó de la manera siguiente:

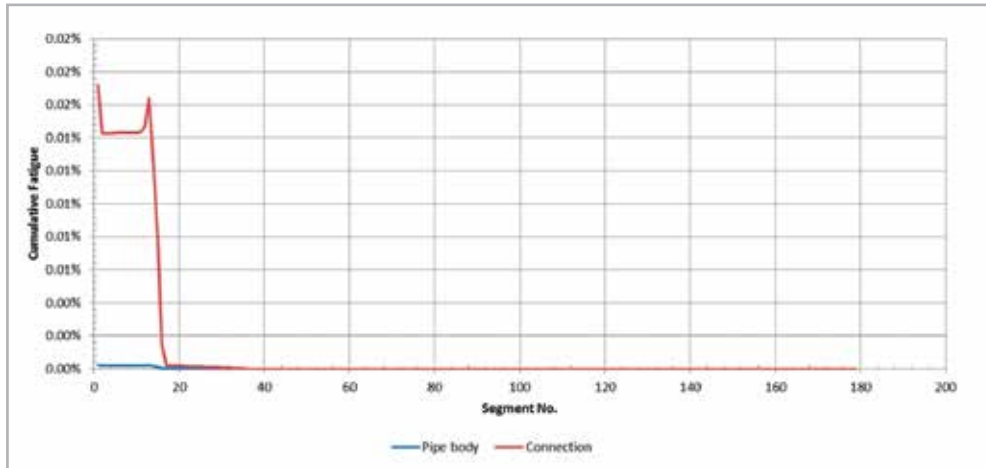
Cant.	Descripción	Longitud (m)	De (m)	Hasta (m)
1	Zapata perforadora soldada de 13 3/8"	0.67	2,088	2,087.33
2	Tramos TR 13 3/8" de 72 lb/ft TAC140 TSH W521	25.52	2,087.33	2,061.81
1	Cople diferencial e flotador auto-llenado	0.79	2,061.81	2,061.02
105	Tramos TR 13 3/8" de 72 lb/ft TAC140 TSH W521	1,436.08	2,061.02	624.94
50	Tramos TR 13 3/8" de 72 lb/ft P110 TSH W521	624.94	624.94	0

Esta operación de rotación de la tubería de revestimiento de 13 3/8" al cubrir la zona de la falla geológica, se ha registrado como la primera operación de este tipo realiza

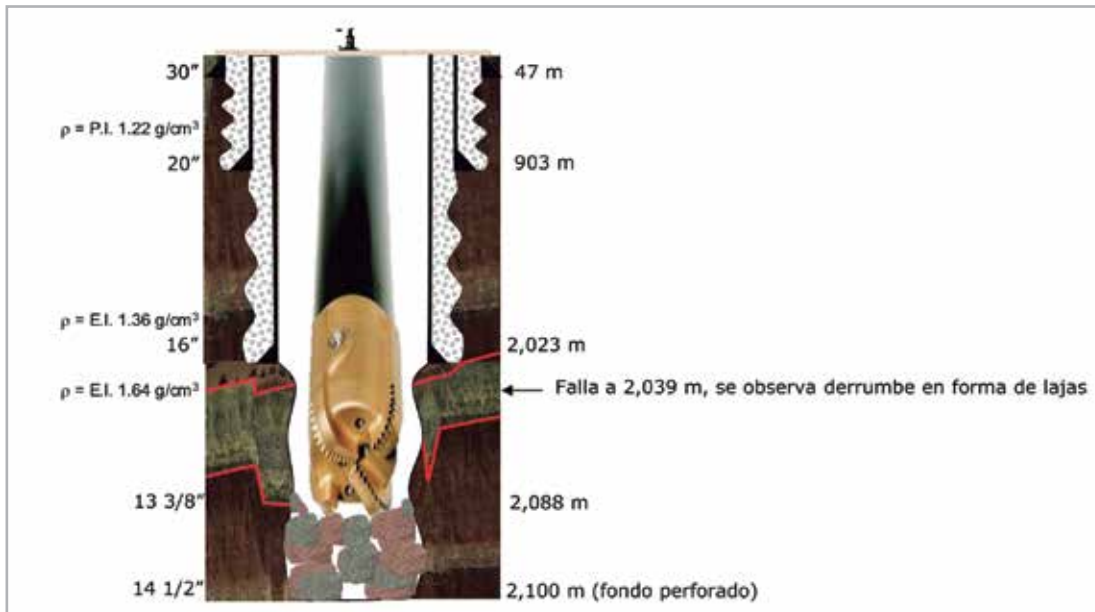
en México, al ser catalogada con una importante fuerza de acañamiento generada por la caída de lajas de formación de buen tamaño que trataron de atrapar mecánicamente a

la tubería de revestimiento con el agujero, realizándose la operación desde 2,023 (zapata de 16") a 2,088 m, cuando el fondo perforado era de 2,100 m. Esta operación fue desafiante al registrarse valores de torsión en superficie de 28,000 lb-ft aplicando peso y rotación; acumulando 550,000 ciclos de fatiga a la tubería y conexión. La simulación a

través del software "Tetrad" registró una fatiga acumulada<sup>5</sup> del 1% para la conexión TSH WEDGE521 de la tubería de 13 3/8" en grado TAC140 y P110 de 72 lb/ft, **Figura 9**. En el estado mecánico se pretende presentar la aplicación de la tecnología al cubrir la zona de la falla, **Figura 10** y como quedó la estructura del pozo.



**Figura 9.** Acumulación de la fatiga en la tubería y conexión, durante la operación de rimado para cubrir la zona de falla <sup>5</sup>.



**Figura 10.** Estado mecánico final del pozo exploratorio K-1 después de la operación del rimado para cubrir la falla geológica <sup>3</sup>

## Resultados

Las experiencias de campo compartidas confirmaron que la aplicación de la tecnología de rotación de la tubería de revestimiento “casing drilling” permite alcanzar la posición deseado para el asentamiento de la tubería de la tubería de revestimiento dentro de la formación deseada por los diseñadores, que garantizar la integridad del pozo, desafiando problemas de pérdidas de circulación e inestabilidad mecánica del agujero, evitando el uso de tuberías adicionales de contingencia. La rotación de la tubería de revestimiento durante la operación de cementación, permitió obtener una estabilidad y homogeneidad de la lechada de cemento cumpliendo con la función de la hermeticidad e integridad del pozo de acuerdo con las regulaciones establecidas por la CNH. Finalmente, el desafío de la rotación de la tubería de revestimiento que cubrió una zona de la falla geológica, registrándose como la primera operación de este tipo realiza en México, al aislar una fuerza de acuñamiento generada por la caída de lasaj de formación provenientes de la falla que trataron de atrapar mecánicamente a la tubería de revestimiento con el agujero durante la operación.

## Conclusiones

En este pozo exploratorio se realizaron tres operaciones de rotación de la tubería de revestimiento “casing drilling” con excelentes resultados. La tubería de 20” fue rotada para evitar problemas de pegaduras por presión diferencial. La tubería de 16” fue rotada para alcanzar la posición adecuada cubriendo una zona de transición entre la formación Mioceno y Eoceno, evitando una pegadura y durante la cementación se obtuvo una distribución homogénea en la lechada del cemento en el espacio anular. Finalmente, la tubería de 13 3/8” fue rotada para aislar una zona de la falla geológica que mostró importantes cantidades derrumbes generando una fuerte tendencia al acuñamiento de la tubería con el agujero.

Por primera vez en México se ha registrado la aplicación de la tecnología de rotación de tubería de revestimiento y fue un desafío el haber atravesado una falla geológica con la finalidad de contener los derrumbes que causaban importantes acuñamientos de la tubería con el agujero,

alcanzar la profundidad objetivo, aislando de esta manera la falla.

Con estas experiencias, la tecnología de rotación de la tubería de revestimiento “casing drilling” demostró ser una solución a los problemas de pegaduras, pérdidas de circulación, aislamientos de zona de fallas, inestabilidad mecánica y agujeros tortuosos con severidades; así mismo durante la cementación proporciona una buena estabilidad y homogeneidad en la lechada de cementación a través del espacio anular, buscando mejorar la integridad del pozo.

## Referencias

1. Dahlman Rose & Co. Oil Services & Drilling. 2011. Operation Manual of Casing Drilling CDS, TESCO CORPORATION. Sam Houston Parkway N., Suite 100, Houston TX 77043. Noviembre 2011. (presentación del documento consta de 28 páginas).
2. Gaurina-Medimurec, N. 2005. Casing Drilling Technology. *Rudarsko-Geolosko-Naftni Zbornik 17*: 19-26. [https://www.researchgate.net/publication/26490782\\_Casing\\_drilling\\_technology](https://www.researchgate.net/publication/26490782_Casing_drilling_technology).
3. Hernández Morales, D. 2021. Atrapamiento de Tubería de Perforación (Stuck drill pipe prevention). Notas del Curso Diplomado a Superintendentes, Técnicos y Perforadores de Alto Rendimiento de Pemex en Paraíso Tabasco, México, julio de 2017, última revisión febrero de 2021.
4. Pemex. 2017. Expediente del Informe Final de la Perforación del Pozo Exploratorio Kenora 1. Exploración en el Centro Técnico Administrativo Región Sur de Pemex, Villahermosa, Tab.
5. TenarisTamsa. 2017. Procedimiento para el Análisis de Torque, Arrastre y Fatiga de la Conexiones del Software de Simulación **Tetrad**. Desarrollo y propiedad intelectual de Tenaris. Análisis de la simulación de los casos de torque, arrastre y fatiga de las conexiones de las tuberías de revestimiento, realizados por el Ing. Juan Pablo Lozada y David Hernández. Veracruz: TenarisTamsa.

## Semblanza de los autores

### David Hernández Morales

Ingeniero Petrolero egresado del Instituto Politécnico Nacional en 1984. En 1992 terminó de cursar la maestría en la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM obteniendo el grado con Mención Honorífica. Realizó la maestría de Calidad y Productividad en la Universidad la Salle. Realizó estudios de completation y workover en Houston Texas.

Inició su carrera profesional en la plataforma Jack-up Jalapa en Ciudad del Carmen, de la perforadora México, posteriormente ingresó a Petróleos Mexicanos en 1985 donde desempeñó diversas funciones.

En 1996, ingresa a la Compañía Tubos de Acero de México, S.A., en donde hasta la fecha se desempeña como Gerente Senior de Servicios Técnicos Petroleros de TenarisTamsa.

Es autor de varios trabajos técnicos, los cuales han sido presentados en México, Brasil, Venezuela, Argentina, Colombia, Ecuador y Perú; y a representantes de yacimientos petroleros de la República Popular China, en la Geothermal Resources Concil y en la Asociación Geotérmica Mexicana; así como en el Congreso Mexicano del Petróleo.

Es catedrático de la Universidad Autónoma de México y del Instituto Politécnico Nacional en CDMX, y en la Universidad Olmeca, Universidad de Negocios y Petróleo, y en la Universidad Autónoma de Guadalajara.

Es coautor de los libros “Investigación del fenómeno de colapso en tuberías de revestimiento y producción”, “Efecto de la temperatura en el comportamiento de los aceros en el esfuerzo a la cedencia” y en la sección de tubería en el libro “100 años de la perforación en México”.

### Karen del Carmen Gordillo Cruz

Es Ingeniera en Electrónica egresada del Instituto Tecnológico de Tuxtla Gutierrez. Ingresó a Petróleos Mexicanos en octubre de 2002 donde ocupó diferentes puestos, tales como Ingeniera de registros, encargada del mantenimiento electrónico, auxiliar de operación de perforación, especialista en costos y proyecciones y ejercicio presupuestal, Ingeniera de pozo e ingeniero de diseño así como la preparación de perforaciones en papel de diferentes pozos del Activo de Exploración Áreas Terrestres y dentro de la Gerencia de Perforación y Mantenimiento de Pozos de la Región Sur de Pemex.

De 2013 a 2015 realizó estudios de Maestría en el área de Ingeniería Petrolera en el Instituto Tecnológico de Estudios Superiores de Tamaulipas, donde obtuvo el grado de Maestría con Mención Honorífica.



Actualmente es Ingeniera de Pozo en el Activo de Exploración Áreas Terrestres.

Del 2008 al 2010 participó en el proyecto de implementación al seguimiento de costos real contra costo directo programado de los pozos pertenecientes al UNP, Cárdenas; como Analista en Costos, revisión de contratos y la optimización de costos con una reducción de los mismos en 5% del costo total del pozo.

En el 2016 participó en el diseño y perforación en papel de pozos Terciarios del AEAT con mejor récord de metros perforados por día; tales como el pozo Chunculum 1 y Bankil 1.

Actualmente se desempeña como Ingeniera de pozo de las áreas del Terciario y Mesozoicos del AEAT.

# Análisis teórico del uso conjunto de la tecnología de pozos horizontales y el gradiente de asfaltenos como herramientas de productividad en yacimientos de hidrocarburos

*David Segura Rivera*  
*Tarco Latin America*  
*Fernando S. Flores Ávila*  
*Pemex E&P*

Artículo recibido en 2019-evaluado, revisado, corregido y aceptado en 2021

## Resumen

El análisis consiste en la evaluación del potencial productivo de los pozos horizontales considerando la ubicación de la sección horizontal respecto a la altura del yacimiento. La toma de decisión para la mejor ubicación estará en función de la construcción de un gradiente de asfaltenos casi siempre presentes en las formaciones productoras. Como en la mayoría de los gradientes relacionados a la profundidad del subsuelo, las magnitudes tienden a aumentar hacia la base debido al efecto gravitacional. Dependiendo de la magnitud de las concentraciones podremos tomar una decisión, ya que se pretende desplazar la ubicación fuera de la zona de mayor concentración de asfaltenos (en disolución) tomando en cuenta este efecto en el análisis de productividad del pozo.

El método de análisis de productividad para pozos horizontales que será utilizada es la metodología de curvas adimensionales, (Flores, F. Segura, D. 2017). La metodología antes mencionada funciona con base en la comparación de ecuaciones de afluencia tanto de pozos verticales como horizontales (Darcy y Joshi) para encontrar una longitud de la sección horizontal recomendable al sistema; fundamentada en el principio de conservación de la energía (presión) dentro del yacimiento, para la explotación óptima mediante la administración adecuada de esta energía. Se fundamenta que la longitud de la sección horizontal, nos permitirá mantener un ahorro de energía, lo que ayudará a mantener a los asfaltenos en solución retrasando su precipitación además de alejarnos del área de mayor concentración por lo tanto reduciendo riesgos, reflejándose en la relación ( $J_h/J_v$ ). Por ende, mejorando la productividad a nivel yacimiento.

**Palabras clave:** Gradiente, asfaltenos, pozos horizontales, productividad, modelo de solubilidad de asfaltenos.

## Theoretical analysis of the joint use of horizontal well technology and the asphalt gradient as productivity tools in hydrocarbon reservoirs

### Abstract

The analysis consists of evaluating the productive potential of horizontal wells considering the location of the horizontal section with respect to the height of the reservoir. The decision-making for the best location will depend on the construction of a gradient of asphaltens almost always present in the producing formations. As in most of the gradients related to the depth of the subsoil, the magnitudes tend to increase towards the base due to the gravitational effect. Depending on the magnitude of the concentrations, we can make a decision, since it is intended to move the location out of the area with the highest concentration of asphaltens (in solution) taking into account this effect in the well productivity analysis.

The productivity analysis method for horizontal wells that will be used is the dimensionless curve methodology (Flores, F. Segura, D. 2017). The aforementioned methodology works based on the comparison of inflow equations of both vertical and horizontal wells (Darcy and Joshi) to find a length of the horizontal section recommended for the system; based on the principle of energy conservation (Pressure) within the reservoir, for optimal exploitation through the proper administration of this energy. It is based that the length of the horizontal section will allow us to maintain energy savings, which will help us to keep the asphalt in solution delaying their precipitation in addition to moving away from the area of greater concentration, therefore reducing risks, reflecting in the relationship ( $J_h / J_v$ ). Therefore improving productivity at the reservoir level.

**Keywords:** Gradient, asphaltens, horizontal wells, productivity, asphaltens solubility model.

## Introducción

El impacto negativo de los asfaltenos se presenta en todo el sistema integral de producción.

Son conocidos por obstruir los pozos, las líneas de flujo, las instalaciones de producción y las formaciones productoras. Su bajo contenido de hidrogeno limita el porcentaje de hidrocarburos líquidos y su contenido de azufre y metales dificulta el proceso de refinación, así como la característica inherente de alta viscosidad.

Dentro del proceso de producción, la presencia de asfaltenos siempre se ha visto remediada con procesos químicos/ térmicos a un nivel correctivo dentro de las áreas afectadas.

Pocas veces se diseña un plan preventivo que si bien no elimine la posibilidad de producción de asfaltenos, busque reducir o atrasar dicho fenómeno a nivel de yacimiento.

Muchas veces se observa el yacimiento como un sistema homogéneo en cuestión de fluidos desde la base hasta la cima del espesor impregnado.

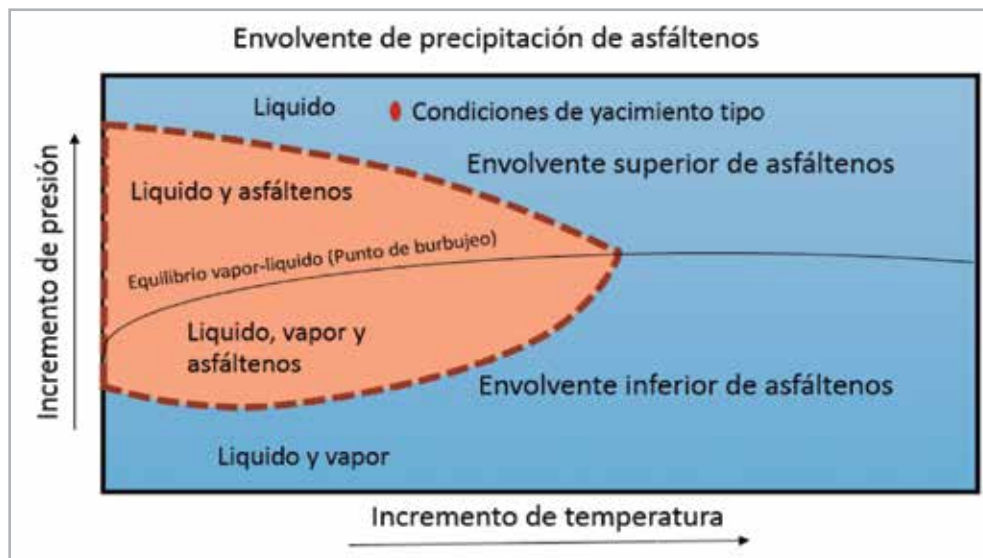


Figura 1. Envoltorio de precipitación de asfaltenos, (EPA).

La caracterización del gradiente de los componentes dentro de la mezcla del petróleo nos da una imagen antes polarizada que nos permite observar fenómenos que facilitan la toma de decisiones importantes en el diseño de los pozos para una mejor eficiencia de producción.

Las condiciones generales a las cuales se precipitan los asfaltenos, **Figura 1**, muestran que se encuentran por debajo de las condiciones generales de presión y temperatura de los yacimientos.

Para este caso en particular, donde se busca mostrar la metodología mediante un caso sintético, se considera que las condiciones originales del yacimiento se encuentran por arriba de la EPA teniendo así un sistema en equilibrio con los componentes asfaltenos disueltos en la mezcla bruta. Es en esta premisa originalmente donde se valora la importancia de administrar la energía del yacimiento, disminuyendo o retardando la entrada a la envolvente superior de la EPA con la aplicación de pozos no convencionales.

Si se considera el caso de un yacimiento bajo saturado, una correcta conservación de la energía puede ayudar a mantener en solución a los asfaltenos y mantener a raya el fenómeno de producción de estos componentes que afectan enormemente el yacimiento.

La meta de conservar energía del yacimiento en forma de presión, puede ser alcanzada aplicando la tecnología de pozos horizontales.

Esta tecnología permite que, al desarrollar una mayor área de contacto con el yacimiento, la caída de presión se reduzca en la entrada de fluidos del yacimiento al pozo ( $P_{ws} - P_{wf}$ ) además de que su geometría paralela al plano de estratificación permite alejarse de los contactos conflictivos como el contacto agua aceite o de una posible base bituminosa. Dicho desplazamiento en el espesor afecta las condiciones de productividad, lo cual es conocido como "Well eccentricity".

Las condiciones ideales serían ubicar la sección horizontal del pozo en la sección intermedia del yacimiento con respecto a la altura del espesor impregnado para no afectar la productividad.

Para el análisis de la productividad horizontal considerando éstas entre otras variables, se utilizará la metodología de curvas adimensionales, la cual está basada en aplicar el principio de conservación de la energía (presión) dentro del yacimiento, para la explotación óptima de los hidrocarburos mediante la administración adecuada de esta energía. Se hace uso de dos ecuaciones de afluencia, la primera que modela la productividad de un pozo vertical convencional y la segunda para modelar un pozo horizontal no convencional.

La metodología consiste en establecer un parámetro comparativo, utilizando como referencia al pozo vertical y así encontrar cuantas veces la longitud del pozo horizontal debe ser mayor a la longitud de contacto con la formación del pozo vertical para que la caída de presión en el yacimiento (PWS-PWF) sea disminuida significativamente. Una vez obtenida la longitud recomendable se evalúa cuanto se incrementa la producción al mismo tiempo que se disminuye la caída de presión en el yacimiento.

Con la adecuada administración de energía se puede retrasar la caída de presión del yacimiento a la presión dentro de la envolvente donde precipitan estos elementos de la mezcla, donde los asfaltenos tienden a precipitar y obstruir las vías de flujo, además de obtener un beneficio vital como el aumento en la relación de índices de productividad ( $J_h/J_v$ ).

## Desarrollo

El método propuesto se divide en dos partes; la construcción del gradiente de asfaltenos y el análisis de productividad del pozo horizontal en función de este gradiente. Las cuales requieren de un gran esfuerzo en conjunto por el personal de caracterización de fluidos y el área de diseño de productividad en un ambiente real.

Los elementos básicos de la metodología se acoplan a modo de proceso, es decir; no hay una relación matemática como tal, sino que el resultado de uno (IPR y  $J_h/J_v$ ) es función de los resultados e interpretación del otro (EOS) analizada, primeramente.

### Construcción del gradiente de asfaltenos

Los gradientes de asfaltenos entre otros gradientes composicionales actualmente se pueden construir en tiempo real debido a herramientas tecnológicas que permiten medir las características físico-químicas in situ. Dichas herramientas forman parte de la tecnología DFA (Downhole fluid analysis) las cuales miden los porcentajes de CO<sub>2</sub>, C1, C2, C3, C4, C5, C6, C7+, así como la densidad óptica del fluido, la cual está proporcionalmente ligada a la concentración de asfaltenos entre otras propiedades.

La primera parte del método consiste en evaluar físico-químicamente los componentes de la mezcla de hidrocarburos, ya sea por DFA o en una evaluación más tardada en laboratorios especializados. Para este análisis se trabajará simulando condiciones reales de los yacimientos.

La información más importante en ese momento es la caracterización del tipo de estructura molecular de los asfaltenos que se presentan en la mezcla bruta del petróleo, además de métodos estándar para conocer las propiedades de la mezcla.

### Estructura molecular de los asfaltenos

La brecha de conocimiento respecto a los componentes más pesados de las mezclas del petróleo permitía hasta fechas recientes ver como un enigma el comportamiento a nivel físico-químico de los asfaltenos y que solo se les clasificaba como aquellos componentes que eran solubles en tolueno pero insolubles en n-heptano.

La ciencia de los asfaltenos avanzó por la caracterización de muchas propiedades pero en un nivel muy general.

Las preguntas más difíciles sobre la cuestión molecular y coloidal permanecían sin respuesta, como son las propiedades básicas por ejemplo, el peso molecular, el tamaño del hidrocarburo aromático poli cíclico y su cantidad en una molécula de asfaltenos.

El estudio de más trascendencia en este tema era el modelo de Yen, **Figura 2**, el cual manejaba un amplio rango de valores para las estructuras moleculares de los asfaltenos, aunque de gran mérito era inefectivo para elaborar una ecuación que pudiera caracterizar un gradiente a lo largo del espesor del yacimiento, esto debido a que no existía un valor estándar para el peso molecular de los compuestos asfálticos.

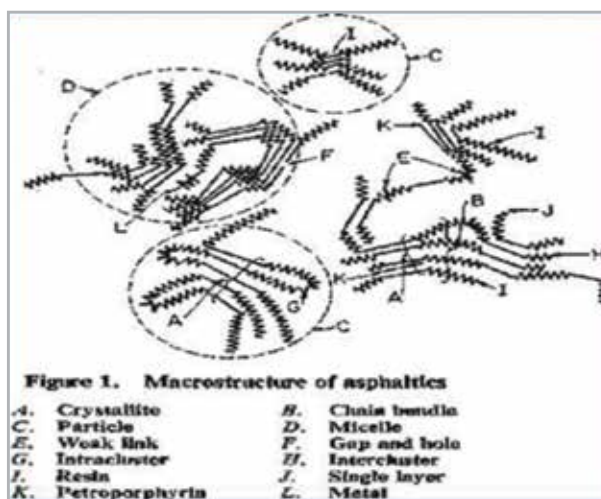


Figura 2. Modelo de Yen.

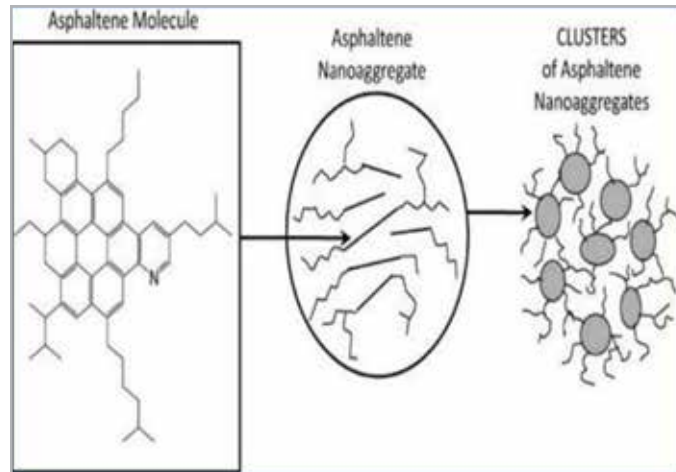
Hay que recordar que los asfaltenos son una gran cantidad de componentes formados por anillos aromáticos, lo que dificultaba aún más una caracterización estándar respecto a su estructura molecular.

Modelo de Yen - Modificado		
Forma	Mw	D Diámetro
Molécula	750 gr/mol	1.5 nm
Nano agregado	4500 gr/mol	2 nm
Clúster	36000 gr/mol	5 nm

Tabla 1. Modelo de Yen - Modificado.

En años recientes un estudio experimental exhaustivo determinó valores estándar para las estructuras moleculares asfálticas y por ende su peso molecular, el cual serviría para elaborar una expresión matemática que modelara su comportamiento. Dicho modelo se conoce como el

modelo de Yen modificado, **Figura 3**, el cual plasma que los asfaltenos están dispersos, suspendidos o ambos en el petróleo en tres formas, moléculas, nano agregados y clúster de nano agregados.



**Figura 3.** Modelo de Yen modificado.

### Modelo de solubilidad de polímeros de Flory Huggins Zuo para el modelado de gradiente de asfaltenos

Una vez solucionado el problema de la caracterización molecular de los asfaltenos fue posible construir una ecuación que modelara la concentración de asfaltenos en relación a la profundidad, ya que el componente más indispensable era el peso molecular debido a que era requerida para la parte gravitacional de la ecuación.

La ecuación para el modelado de solubilidad de polímeros es denominada ecuación de Flory-Huggins-Zuo.

$$\frac{OD(h_2)}{OD(h_1)} = \frac{\phi(h_2)}{\phi(h_1)}$$

EC.2

$$\left( \frac{V_a * g * \Delta \rho * (h_2 - h_1)}{RT} + \left( \frac{V_a(h_2)}{V(h_2)} \right) - \left( \frac{V_a(h_1)}{V(h_1)} \right) - \frac{V_a * ((\delta a - \delta)^2 - (\delta a - \delta)^2)}{RT} \right)$$

La ecuación de FHZ está construida sobre el modelo pre existente de Flory-Huggins, el cual ha sido ampliamente usado para el modelado del comportamiento de fases y precipitación de asfaltenos en la industria del petróleo a nivel laboratorio.

<b>OD (h1)</b>	<b>Densidad óptica en la profundidad h1</b>
<b>Øa (h1)</b>	<b>Concentración de asfaltenos en la profundidad h1</b>
<b>Va</b>	<b>Volumen molar de los asfaltenos</b>
<b>V</b>	<b>Volumen molar de las fase petróleo</b>
<b>g</b>	<b>Constante gravitacional</b>
<b>Δρ</b>	<b>Diferencia de densidades entre asfaltenos y la fase petróleo</b>
<b>T</b>	<b>Temperatura</b>
<b>R</b>	<b>Constante de gases ideales</b>
<b>δa</b>	<b>Parámetro de solubilidad de los asfaltenos</b>
<b>δp</b>	<b>Parámetro de solubilidad de la fase petróleo</b>

**Tabla 3.** Variables en la ecuación de FHZ.

La ecuación está desarrollada para describir la distribución de concentraciones de las fracciones más pesadas en las columnas de aceite.

En sentido general hay tres términos que controlan la distribución de fluidos: gravedad, solubilidad y entropía.

La ecuación muestra que la relación de concentración de asfaltenos (Ø) en dos profundidades es función de sus

densidades ópticas medidas (OD) por la herramienta. Dicha relación puede ser solucionada de manera analítica con la ecuación FHZ, donde la densidad óptica, temperatura, presión, densidad y volumen molar de la mezcla en función de la composición, son los parámetros iniciales, los cuales pueden ser obtenidos por la tecnología de DFA o por diferentes registros y resultados de pruebas PVT en laboratorio.

Los parámetros de solubilidad de los asfaltenos, varían entre 19 y 24 mPa0.5 y su densidad es 1.13 y 1.20 g/cm<sup>3</sup>. El parámetro de solubilidad para asfaltenos puede ser determinado por el método de Mohammadi y Richon.

$$\delta a(T) = \delta a(T0)[1 - 0.00107 * (T - T0)] \quad \text{EC.3}$$

El parámetro de solubilidad de la mezcla bruta puede ser obtenido con la siguiente correlación.

$$\delta = 17.347\rho + 2.904 \quad \text{EC.4}$$

Siendo el parámetro de solubilidad en mPa0.5 y la densidad en g/cm<sup>3</sup>.

Una vez que obtenemos las propiedades, el único parámetro ajustable es la medida de la partícula de asfaltano característica del sistema, la cual debe ser una de las tres mencionadas en el modelo de Yen Modificado.

Así entonces la ecuación FHZ puede dimensionar el gradiente de asfaltenos, o puede predecirlo. Siendo la densidad óptica el parámetro que valide la medición o predicción. Si se mide, el único dato que se debe ajustar la partícula de asfaltenos o si se predice, los valores de la molécula se incluyen en la ecuación y se validan con los valores de la densidad óptica.

Cabe mencionar que dicha ecuación necesita de valores tanto estáticos como dinámicos, es decir, los valores que no son función de la presión y temperatura permanecen

constantes, pero los que sí necesitan ser estimados en cada estación de medición, puede hacerse en laboratorios especializados.

El primer set de datos mínimos son los relacionados a las propiedades físico-químicas y composicionales de la mezcla de hidrocarburos en el yacimiento, esto puede ser a partir de un PVT convencional y una prueba de liberación a volumen constante, **Tabla 4**.

Tipo de yacimiento	Bajo saturado
Presión de yacimiento@1860	223 kg/cm <sup>2</sup>
Temperatura de yacimiento @1860	81° c
Presión de saturación	210 kg/cm <sup>2</sup>
RGA	110 M3/M3
Profundidad total	1989 m
Densidad del aceite	33 API
Cima del intervalo productor	1820
Base del intervalo productor	1925
Peso molecular de la mezcla	126 gr/gmol
Densidad de la mezcla bruta @4000 psi	0.7723 g/cc
Densidad de la mezcla bruta @ 2990 psi	0.7644 g/cc

**Tabla 4.** Datos iniciales para el gradiente.

#### Caso sintético de aplicación

El primer set de datos mínimos son los relacionados a las propiedades físico-químicas y composicionales de la mezcla de hidrocarburos en el yacimiento, esto puede ser a partir de un PVT convencional y una prueba de liberación a volumen constante, **Tabla 4**.

Con estos datos se puede empezar a construir el gradiente, pero hay que tomar en cuenta que se necesitan ciertos datos sobre los asfaltenos los cuales no poseemos. Es decir, se utilizará la ecuación de FHZ con un objetivo predictivo, utilizando la molécula de nano agregado y sus características como las representativas del sistema.

El set de información utilizado en este artículo ha tenido que ser conformado de diferentes fuentes para ensamblar un modelo sintético que sirviera como “caso de estudio” para plasmar la metodología.

Una fuente de datos de una caracterización de yacimiento completa que permita incluir un análisis SARA entre otros fenómenos relevantes como la difusión molecular, la agregación, los cambios en la viscosidad, cambios en los patrones de flujo, etc. Nos ayudaría a un modelado más real del sistema.



Asumiendo ciertas condiciones se puede construir el gradiente:

- Sistema en equilibrio: Esto es que la concentración de asfaltenos se encuentra en estado homogéneo y no existen barreras por altas concentraciones. Dicha consideración es válida debido a que se intenta recrear un gradiente y no se tiene una corrida de herramienta real.
- No existe casquete de gas: Considerar un sistema sin casquete de gas facilita la carga de datos en las ecuaciones.
- Forma base: Se considerará que la forma representativa de asfaltenos en el sistema es la molécula de nano agregados.

- Existe un equilibrio donde la presión original de yacimiento se encuentra por arriba de la envolvente superior de la EPA, entendiendo que no existen asfaltenos precipitados, sino en solución dentro de la mezcla bruta de petróleo.
- Si se asumen estas consideraciones, y se interpola la información a diferentes elevaciones, se puede construir el gradiente representativo del sistema. Considerando lo anterior, se construye la **Tabla 5** y se grafica el gradiente. El valor inicial que se da al gradiente está basado en la relación gas-aceite del yacimiento.

RGA	VALOR INICIAL
>350 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	0.5
350 – 90 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	1 – 1.5
<90 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	1.5 - 5

**Tabla 5.** Valores de referencia.

Al interpretar la gráfica, **Figura 5**, se observa que para este caso la concentración más alta (de asfaltenos en disolución) se encuentra en los últimos 25 metros con una concentración de 3.5% en promedio, es decir, que 35 gr de cada kg/m<sup>3</sup> son componentes asfálticos dentro de la mezcla.

Si se es riguroso se puede tomar la decisión de alejar 25 metros hacia arriba la ubicación de la sección horizontal, de lo contrario un movimiento de 10 metros es suficiente, esto debido a que la concentración no es tan marcada. Este movimiento causará un efecto en la productividad del pozo (esta decisión es la clave de la metodología; ¿qué tanto se puede desplazar la sección horizontal y como afectará en términos de productividad?).

Esto de una manera preventiva, ya que es necesario mencionar que los asfaltenos se encuentran aún en solución por las condiciones originales de P y T arriba de la EPA tomada como premisa.

Por consiguiente, se realizó un diseño preventivo, alejándose de una zona posiblemente más problemática en una etapa de depletación a medio y largo plazo donde al entrar a la EPA se tendrá la mayor concentración de asfaltenos, problemáticos en la etapa de producción.

Lo siguiente es evaluar que tanto afectará hacer este diseño preventivo en términos de productividad.

### Productividad de pozos horizontales

Esta etapa se considera como la segunda parte del análisis. Una vez tomada la decisión respecto a la ubicación del pozo horizontal se debe hacer el análisis de productividad.

### “Well eccentricity”

Cuando se perfora horizontalmente es común ubicar la sección horizontal en la zona media o central del yacimiento.

Un cambio en estas condiciones representa un cambio en la productividad del pozo horizontal, dicho movimiento es conocido como "well eccentricity".

Una pérdida de productividad es esperada cuando el pozo no está en el centro de elevación.

La pérdida de productividad es mínima para pozos con radio largo, esto es debido a que en los pozos con radio largo perforados en espesores pequeños actúa como si fuera una fractura vertical intersectando completamente la altura del yacimiento.

El factor de excentricidad se obtiene con la siguiente fórmula:

$$\delta = \frac{h}{2} - P \quad \text{EC.5}$$

Donde  $h$  es el espesor del yacimiento y  $P$  es la distancia desde la cima del yacimiento hasta la ubicación del pozo.

En general el desempeño de un pozo horizontal no es significativamente afectado si la excentricidad es entre +/- 25% desde el centro del yacimiento.

La ecuación que evalúa el gasto de un pozo horizontal considerando la ubicación del pozo respecto a la altura es la siguiente:

$$Q_o = \frac{0.007078 \cdot K h \cdot h \cdot \Delta P}{\mu_o \cdot B_o} \cdot \ln \left( \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right) + \left( \beta \cdot \frac{h}{L} \right) \cdot \ln \left( \frac{\left(\beta \cdot \frac{h}{2}\right)^2 + (\beta^2 \cdot \delta^2)}{\left(\beta^2 \cdot h \cdot \frac{r_w}{2}\right)} \right) \quad \text{EC.6}$$

Donde  $a$  es

$$a = \left(\frac{L}{2}\right) \cdot \sqrt{0.5 + \sqrt{0.25 + \left(2 \cdot \frac{r_e h}{L}\right)^4}} \quad \text{EC.7}$$

Y  $\beta$  es el factor de anisotropía

Generalmente se asume que la permeabilidad vertical es el 10% o menos de la permeabilidad horizontal.

$$\beta = \sqrt{K_h / K_v} \quad \text{EC.8}$$

Esta ecuación tiene ciertas restricciones que deben ser cumplidas para su correcto funcionamiento. La longitud de la sección horizontal debe ser 1.8 veces el valor del radio de drene.

$$L < 1.8 r_e h \quad \text{EC.9}$$

La longitud de la horizontal debe ser mayor al producto del factor de anisotropía por el espesor del yacimiento.

$$L > \beta h \quad \text{EC.10}$$

El factor de excentricidad debe ser menor que la mitad del espesor

$$\delta < h/2 \quad \text{EC.10}$$

### Metodología de curvas adimensionales

Para notar el desempeño de un pozo de manera simple se utiliza la expresión de índice de productividad, la cual requiere de dos parámetros para su evaluación:

La relación entre la producción que aporta el pozo ( $Q_o$ ) y la diferencial de presión entre el yacimiento y el pozo (PWS-PWF).

$$J \left( \frac{bpd}{psi} \right) = \frac{Q_o (bpd)}{P_{ws} (psi) - P_{wf} (psi)} \quad \text{EC.12}$$

Con dicha ecuación se advierte de manera sencilla que el índice de productividad ( $J$ ) es directamente proporcional al gasto de aceite ( $Q_o$ ) e inversamente proporcional a la diferencial de presión ( $P_{ws}-P_{wf}$ ).

Un objetivo en la productividad de un pozo es administrar la energía del yacimiento para prolongar su vida productiva, por lo tanto, lo que se busca es el aumento de producción

y la reducción de caída presión. Dicha meta se puede alcanzar mediante la aplicación de la tecnología de pozos horizontales.

El presente trabajo ayuda a plantear hasta qué punto de la longitud de la sección horizontal podemos reducir significativamente la caída de presión y encontrar cuál será su producción asociada.

Se puede evaluar el desempeño de un pozo horizontal respecto a otro vertical, mediante el uso de una relación de sus índices de productividad.

$$\frac{J_h \left( \frac{bpd}{psi} \right)}{J_v \left( \frac{bpd}{psi} \right)} \quad \text{EC.13}$$

Esta relación de Índices de productividad ( $IP's$ ) puede denotar un incremento en el ritmo de producción y un decremento en la presión de drenaje o ambos. Por lo tanto, los pozos horizontales son una gran oportunidad para administrar la energía del yacimiento.

## Procedimiento

La metodología de curvas adimensionales hace uso de la evaluación productiva de un yacimiento con un pozo vertical y la compara con un pozo horizontal mediante el uso de ecuaciones de afluencia, relacionando sus productividades con sus longitudes expuestas al flujo.

El resultado de esta metodología es una gráfica que al interpretarse se observa la disminución efectiva de la caída de presión entre  $P_{ws}$  y  $P_{wf}$  según el incremento en la longitud de la sección horizontal respecto a la longitud abierta a producción del pozo vertical. Así se puede determinar una longitud apropiada donde se conserva la energía del yacimiento.

## Datos necesarios

Con la finalidad de ilustrar la metodología propuesta, se **usarán expresiones analíticas simples en estado**

estacionario para los cálculos, utilizando magnitudes y unidades consistentes.

La información mínima necesaria es la que se requiere para evaluar el potencial productivo mediante la ecuación de afluencia. Entre más factores se consideren, más aproximada estará la ecuación de modelar las condiciones reales del yacimiento.

Los datos más importantes en este caso son las presiones registradas, ya que se utilizarán de parámetro (PWS-PWF) y el valor de longitud abierta a producción por parte del pozo vertical ( $h$ ), por lo tanto, es de vital importancia conocerlos bien.

En la **Tabla 6** se encuentran los datos necesarios para elaborar la curva adimensional.

Datos		
Kv	1.2	md
Kh	12	md
$\beta$	3.79473319	md
h	344.4	ft
hv efectivo vertical	150	ft
$\mu$	1.2	cP
Bo	1.3	RB/STB
rw	0.365	ft
Av	40	Acre
rv	744.73025	ft
$\Delta P$	233.29	PSI
PR	3173.29	PSI
PWF	2940	PSI
Cima	5969.6	FT
Base	6314	FT
Limite asfáltenos	6363.2	FT
$\delta$	196.8	ft

**Tabla 6.** Datos para la evaluación del pozo vertical.

### Ecuaciones de afluencia

El comportamiento de afluencia de un pozo representa su capacidad para aportar fluidos. Es decir, el comportamiento de flujo indicará la respuesta de la formación a una disminución de presión en el pozo productor, (Ramírez Sabag, 2015).

Para modelar yacimientos de aceite bajo saturado se pueden aplicar las siguientes expresiones: la ecuación de Darcy, Vogel, Fetkovich para evaluar sistemas con pozos verticales. Para pozos horizontales, se pueden aplicar diferentes modelos como el de Joshi, Giger, Borisov o Renard-Dupuy.

El aplicar estos modelos arroja resultados muy similares.

Es necesario mencionar que se puede partir de modelos analíticos “sencillos” con condiciones bien conocidas: flujo radial, fluido incompresible, estado pseudo estacionario, sistema isotrópico, etc. Pero a medida que se disponga de más información como una prueba de variación de presión que permita distinguir el daño, la presión de yacimiento y el régimen de flujo exacto, deben ser tomados en cuenta para mejorar o cambiar los modelos de cálculo de afluencia.

### Evaluación del pozo vertical

Se hace la evaluación de productividad con la ecuación de Darcy, en las condiciones antes mencionadas. Considerando flujo radial incompresible en estado estacionario se tiene la siguiente expresión:

$$Q_o = \frac{0.00708Kh(P_{ws} - P_{wf})}{\mu B_o * \ln\left(\frac{r_{ev}}{r_w}\right)} \quad \text{EC.14}$$

### Área de drene horizontal

El siguiente paso supone un valor para L y determina el área de drene del pozo horizontal. Este se deriva del radio de drene del pozo vertical y se hace uso del promedio de los dos modelos estándar para calcular el área de drene de un pozo horizontal.

El primer modelo maneja el área drenada como dos semicírculos en los extremos del pozo con una sección rectangular entre los dos semicírculos. El segundo modelo indica que el área drenada será igual a una elipse, (Joshi, 1990).

Para obtener el área total se ocupará la siguiente expresión, la cual es el promedio de los modelos mencionados (área en acres).

$$Ah = \frac{\left(Av + \frac{2Lr_{ev}}{43560}\right) + \left(\frac{\left(\frac{L}{2} + r_{ev}\right)r_{ev}\pi}{43560}\right)}{2} \quad \text{EC.15}$$

### Radio de drene horizontal

A continuación, se obtiene el radio de drene horizontal en función del área calculada. El radio de drene horizontal es un factor importantísimo para completar la ecuación de afluencia del pozo horizontal.

$$r_{eh} = \sqrt{\frac{Ah*43560}{\pi}} \quad \text{EC.16}$$

### Caída de presión para el pozo horizontal

El siguiente paso es evaluar la caída de presión a través del pozo horizontal para la misma longitud que fue introducida en la ecuación para obtener Ah. Para este paso se ocupará la ecuación de Joshi que considera la ubicación del pozo respecto a la altura del yacimiento, y el factor de anisotropía y será despejada para obtener la caída de presión. En función de la caída de presión queda:

$$\Delta P = \frac{Q_o * \mu_o * B_o * \ln \left( \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right) + \left( \beta * \frac{h}{L} \right) * \ln \left( \frac{\left( \beta * \frac{h}{2} \right)^2 + \left( \beta^2 * \delta^2 \right)}{\left( \beta^2 * h * \frac{r_w}{2} \right)} \right)}{0.007078 * Kh * h} \quad \text{EC.17}$$

En la metodología original, se utilizaba la ecuación de Borisov para simplificar el proceso de cálculo, ya que ésta no consideraba la anisotropía, el factor de daño y mucho menos la excentricidad del pozo. De manera paralela se trabajará con la ecuación de Borisov para observar la diferencia de un pozo en condiciones de excentricidad y uno que no lo considera.

La ecuación de Borisov es la siguiente.

$$Q_{oh} = \frac{2\pi Kh \Delta P_h / (\mu_o \beta_o)}{\ln \left[ \left( \frac{4r_{eh}}{L} \right) \right] + \left( \frac{h}{L} \right) \ln \left[ \frac{h}{2\pi r_w} \right]} \quad \text{EC.18}$$

En función de la caída de presión queda:

$$\Delta P_h = \frac{Q_{oh} \mu_o \beta_o \left( \ln \left[ \left( \frac{4r_{eh}}{L} \right) \right] + \left( \frac{h}{L} \right) \ln \left[ \frac{h}{2\pi r_w} \right] \right)}{2\pi kh} \quad \text{EC.19}$$

Conocido este parámetro de  $\Delta P$ , se habrán obtenido los cuatro datos necesarios para obtener un punto en la gráfica.

- a. El primer dato es la caída de presión originada en el pozo vertical y que es un valor conocido, dado en los datos. ( $P_{ws}-P_{wf}$ )
- b. El segundo dato es el espesor de la formación productora, siempre y cuando esté disparado o abierto

a producción en un 100%, de lo contrario se considerara sólo la altura del espesor abierto a producción. ( $h$ )

- c. El tercer dato es la longitud del pozo horizontal. ( $L$ )
- d. El último dato es la caída de presión horizontal, calculada en el último punto con la ecuación despejada. ( $\Delta P_h$ )

$$\left(\frac{\Delta P_h}{\Delta P_v}\right) \text{ vs } \frac{L_h}{h}$$

Se interpreta que la caída de presión que tendrá el pozo por tener expuesta un área más grande con el mismo gasto que el pozo vertical, sabiendo que la caída de presión

es inversamente proporcional a la longitud del agujero horizontal.

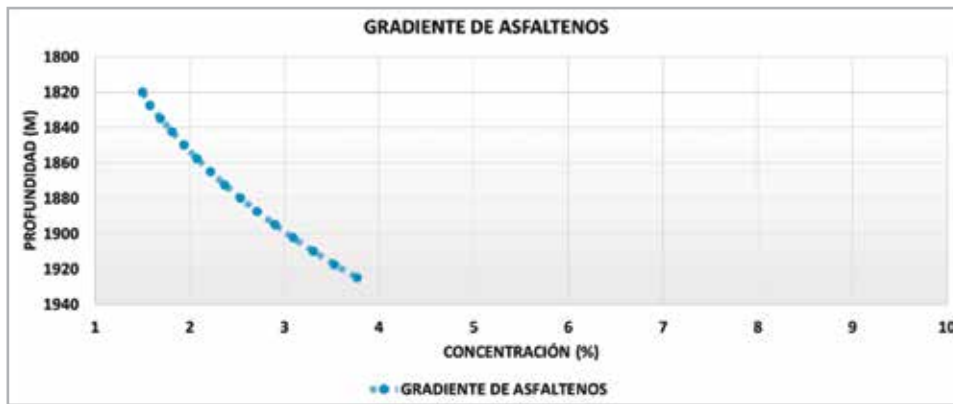


Figura 4. Gradiente de asfaltenos.

### Graficar los puntos

Esta relación de datos dará un punto que se puede graficar. Este punto indicara que para tal longitud mayor o menor a  $h$ , se tiene una caída de presión, que de acuerdo al sistema que se utilice, se puede decidir si es necesario reducir la caída o si ya se encuentra optimizada. Pero, ¿Hasta qué punto se puede reducirla?

Así se puede realizar un análisis de sensibilidad con la longitud horizontal graficando los puntos, dando como resultado una curva adimensional que al interpretarla muestra cuántas veces la longitud horizontal debe ser

mayor a  $h$ , para reducir significativamente la caída de presión.

Para el caso con la información planteada en el yacimiento sintético considerado, las longitudes van desde 344 ft hasta 4133 ft que es una longitud 12 veces mayor que  $h$ .

De la **Figura 5** se observa que, para tales condiciones de yacimiento, un ahorro significativo de energía se obtiene cuando la longitud de la sección horizontal es mayor seis veces, también, a partir de esta longitud las condiciones de la ecuación de Joshi dejan de cumplirse. Lo cual indica una relación de índices de productividad de 4.08 si se

considera la ubicación del pozo en función del gradiente de asfaltenos y 4.55 si se ubica justo en el medio de la altura del yacimiento.

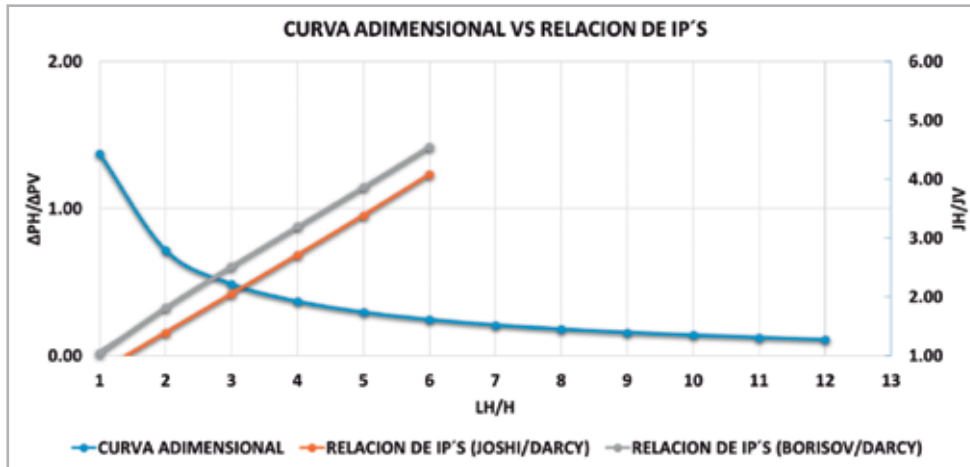


Figura 5. Relación de IP'S vs curva adimensional.

Se grafica la curva adimensional y también la relación de IP'S, se observa que este aumenta a medida que lo hace la longitud de la sección horizontal.

Se observa también en la gráfica una línea de color gris, que sigue la tenencia de la línea naranja. Esta línea se construye con la ecuación de Borisov, la cual no considera la ubicación del pozo respecto a la altura del yacimiento. Aquí se observa que dicho efecto reduce ligeramente la productividad del pozo horizontal pero aun así manteniendo un IP muy superior respecto a un pozo vertical.

## Conclusiones

La metodología propone una arista más a la evaluación y diseño de explotación.

Se determina una ubicación "preventiva" alejada de la zona de mayor concentración de asfaltenos en equilibrio (solución) en un momento inicial de explotación pero con las probabilidades más altas de producir asfaltenos en una etapa media de depletación donde las condiciones de  $P_y$  y  $T_y$  se encuentren dentro de la EPA.

Por lo tanto, disminuyendo el riesgo de producción de estos componentes en la vida temprana del pozo. Con el diseño de pozo horizontal, se reduce significativamente la caída de

presión necesaria para producir cierto gasto, con lo cual se conserva la energía del yacimiento.

El ahorro de energía del yacimiento, mantiene la ventana operativa para mantener en solución a los componentes asfálticos. Esto es aún más visible si se consideran yacimientos bajo saturados.

El diseño de longitud del pozo horizontal mediante la metodología de curvas adimensionales ayuda a obtener la relación de índices de productividad, observándose un incremento hasta 4-5 veces mayor.

El efecto de la ubicación del pozo reduce ligeramente el índice de productividad, pero manteniéndose por encima de la productividad que ofrecería un pozo vertical bajo las condiciones del sistema ( $J_h/J_v$ ). Entonces un pozo horizontal demuestra ser más productivo mientras que reduce la energía necesaria para producir determinado gasto. El gradiente de asfaltenos es una herramienta idónea, que, complementada con la tecnología de pozos horizontales, facilitan el diseño óptimo del pozo.

En el presente trabajo se encuentra la información mínima necesaria para realizar los ensayos de la metodología, tal cual se muestra en el grueso del texto. Las restricciones de esta se hayan precisamente en la información limitada.



Es deseable realizar ensayos de sensibilidad a valores dinámicos de los fluidos para una mejor toma de decisiones y evaluar a conciencia los modelos de afluencia para que se modele lo más cercano al sistema real.

## Nomenclatura

OD=	Densidad óptica (nm)
$\phi$ =	Concentración de asfaltenos (%)
Vm=	Volumen molar (m <sup>3</sup> /mol)
G=	Constante gravitacional (m/s <sup>2</sup> )
$\Delta$ =	Parámetro de solubilidad (mPa <sup>0.5</sup> ) (gradiente)
Ah=	Área de drene del pozo horizontal, (ft)
Av=	Área de drene vertical del pozo vertical (ft)
Bo=	Factor de volumen del aceite (rb/stb)
h=	Espesor de la formación (ft)
J=	índice de productividad (bpd/psi)
Jv =	Índice de productividad del pozo vertical (bpd/psi)
Jh=	índice de productividad del pozo horizontal (bpd / psi)
K=	Permeabilidad (mD)
L=	Longitud de la sección horizontal (ft)
Pwf=	Pesion de fondo estatica (psi)
$\delta$ =	Factor de excentricidad (ft)
$\beta$ =	Factor de anisotropía (mD)
Qo =	Gasto de aceite del pozo vertical (bpd)
Qoh =	Gasto de aceite del pozo horizontal (bpd)
rev=	Radio de drene del pozo vertical (ft)
reh=	Radio de drene del pozo horizontal (ft)
rw =	Radio del pozo vertical (ft)
rwh=	Radio del pozo horizontal (ft)
$\Delta P_v$ =	Diferencial de presión del pozo vertical (psi)
$\Delta P_h$ =	Diferencial de presión del pozo horizontal (psi)

## Referencias

- Andrews, A. B., Mullins, O. C., Pomerantz, A. E. et al. 2012-2013. Revealing Reservoir Secrets Through Asphaltene Science. *Oilfield Review* **24** (4): 14-25. <https://www.researchgate.net/publication/289688923>.
- Craft, B. C. y Hawkins, M. F. 1991. *Applied Petroleum Reservoir Engineering*, second edition. Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice Hall.
- Dubost, F. y Mullins, O. C. 2016. Reservoir Evaluation by Downhole Fluid Analysis and Thermodynamic Analysis. Congreso Mexicano del Petroleo, Monterrey, N.L., junio 8–11.
- Flores, F. y Segura, D. 2017. Determinación de Longitud de la Sección Horizontal Recomendable a Pozos No Convencionales. Congreso Mexicano del Petróleo, Puebla, Pue., junio 7-10.
- Hoier, L. y Whitson, C. 2001. Compositional Grading – Theory and Practice. *SPE Res Eval & Eng* **4** (06): 525–535. SPE-74714-PA. <https://doi.org/10.2118/74714-PA>.
- Joshi, S. 1991. *Horizontal Well Technology*. Tulsa, Oklahoma: Penwell Books.
- Mullins, O. 2010. The Modified Yen Model. *Energy Fuels* **24** (4): 2179–2207. <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/ef900975e>.
- Mullins, O. C., Freed, D., Zuo, J. Y. et al. 2010. The Modified Yen Model of Asphaltenes Coupled with Downhole Fluid Analysis to Address Flow Assurance. Artículo presentado en Offshore Technology Conference, Houston, Texas, EUA, mayo 3-6. Artículo OTC-20464-MS. <https://doi.org/10.4043/20464-MS>.
- Mullins, O. C., Sabbah, H., Eyssautier, J. et al. 2012. Advances in Asphaltene Science and the Yen-Mollins Model. *Energy Fuels* **26** (7): 3986–4003. <https://doi.org/10.1021/ef300185p>.
- Mullins, O. C., Pomerantz, A. E., Zuo, J. Y. et al. 2013. Asphaltene Nanoscience and Reservoir Fluid, Tar Mat Formation, and the Oil-water Interface. Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Nueva Orleans, Luisiana, EUA, septiembre 30 – octubre 2. SPE-166278-MS. <https://doi.org/10.2118/166278-MS>.
- Mullins, O. C., Pomerantz, A. E., Andrews, A. B. et. al. 2015. Asphaltenes Explained for the Nonchemist. *Petrophysics* **56** (3): 266–275. SPWLA-2015-v56n3a3.
- Ramírez Sabag, J. 2015. *Fundamentos de la Tecnología de Productividad de Pozos Petroleros*. Barcelona: Editorial Reverté.

Rogel, E., Ovalles, C., Bake, K. D. et al. 2016. Asphaltene Densities and Solubility Parameter Distributions: Impact on Asphaltene Gradients. *Energy Fuels* **30** (11): 9132–9140. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.6b01794>.

Wang, K., Zuo, J. Y., Chen, Y. et al. 2015. The Dynamic Flory-Huggins-Zuo Equation of State. *Energy* **91** (November): 430–440. [10.1016/j.energy.2015.08.063](https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.08.063).

Whitson, C. y Belery, P. 1994. Compositional Gradients in Petroleum Reservoirs. Artículo presentado en University of Tulsa Centennial Petroleum Engineering Symposium, Tulsa, Oklahoma, EUA, agosto 29–31, 1994. SPE-28000-MS. <https://doi.org/10.2118/28000-MS>.

Zuo, J. Y., Elshahawi, H., Dong, C. et al. 2011. DFA Asphaltene Gradients for Assessing Connectivity in Reservoir Under Active Gas Charging. Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado,

EUA, octubre 30–noviembre 2. SPE-145438-MS. <https://doi.org/10.2118/145438-MS>.

Zuo, J. Y., Zhang, D., Dubost, F. et al. 2011. Equation-of-State-Based Downhole Fluid Characterization. *SPE J.* **16** (01): 115–124 SPE-114702-PA. <https://doi.org/10.2118/114702-PA>.

Zuo, J. Y., Dumont, H., Mullins, O. C. et al. 2013. Integration of Downhole Fluid Analysis and the Flory-Huggins-Zuo EOS for Asphaltene Gradients and Advanced Formation Evaluation. Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Nueva Orleans, Luisiana, EUA, septiembre 30–octubre 2. SPE-166385-MS. <https://doi.org/10.2118/166385-MS>.

Zuo, J. Y., Mullins, O. C., Freed, D. et al. 2013. Advances in the Flory-Huggins-Zuo Equation of State for Asphaltene Gradients and Formation Evaluation. *Energy Fuels* **27** (4): 1722–1735. <https://doi.org/10.1021/ef301239h>.

## Semblanza de los autores

### David Segura Rivera

Ingeniero Petrolero egresado de la Universidad Veracruzana en 2017. Realizó servicio social en Pemex dentro de la Coordinación de gestión tecnología RN y fue presidente del capítulo estudiantil SPE de la UV.

De junio 2017 a julio 2018 se desarrolló como becario de operaciones de producción y soporte técnico de Workover para Baker Hughes en Álamo, Veracruz.

Desde agosto 2018 a enero 2019 laboró como Ingeniero de operaciones de workover para Tarco Latinoamérica y actualmente como Ingeniero de productividad Jr dentro del equipo multidisciplinario de geociencias para la visualización de oportunidades.

Es miembro de la Society of Petroleum Engineers.

### Fernando Sebastián Flores Ávila

En 1986 obtuvo el título de Ingeniero Petrolero con mención honorífica en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México. En 1998 obtuvo el título de Maestro en Ingeniería Petrolera con mención honorífica de la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM. En 2002 obtuvo el grado de Doctor en Filosofía con Honores en la rama de Ingeniería Petrolera de la Universidad Estatal de Louisiana en los Estados Unidos de Norteamérica. Posee la especialidad en Geología, (área de Sedimentología y Ambientes de Deposición en Aguas Profundas) de LSU.

Obtuvo el FCE de la Universidad de Cambridge, Inglaterra. Fue acreedor a la medalla Gabino Barreda de la UNAM en 1987 por su trayectoria universitaria. Fue acreedor a la beca Fulbright por parte del gobierno de los Estados Unidos para cursar sus estudios de Doctorado. Recibió el “Production and Operations Award 2014” por parte de la SPE por sus aportaciones a la Industria Petrolera. Obtuvo la distinción como Experto Tecnológico Nivel III por parte de Petróleos Mexicanos en 2014.

Laboró 13 años para la compañía Halliburton Energy Services en México, Estados Unidos, Venezuela, Argentina y Trinidad y Tobago, como Ingeniero de campo y posteriormente como Asesor Técnico en Terminación de Pozos y Control de Pozos, así como Gerente de Distrito.

Ha sido profesor en la Universidad Estatal de Louisiana y en la Facultad de Ingeniería de la UNAM a nivel licenciatura y maestría y en la Universidad Veracruzana impartiendo las cátedras de Mecánica de Yacimientos, Yacimientos de Gas y Terminación de Pozos.

Ha trabajado 20 años para Petróleos Mexicanos desempeñando diferentes cargos, desde su ingreso como Ingeniero de Yacimientos en Ciudad del Carmen Campeche, hasta la actualidad como Gerente de Producción en la Subdirección Técnica de Explotación.

Es miembro de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, Society of Petroleum Engineers, PI-EPSILON-TAU Petroleum Engineering Honor Society y Colegio de Ingenieros Petroleros de México.

## Nueva estrategia de perforación para el desarrollo del campo Tamaulipas Constituciones

*Bolivar Pérez Medel*

*Pemex*

Artículo recibido en 2019-evaluado, revisado, corregido y aceptado en 2021

### Resumen

El objetivo de este trabajo es plantear como ha evolucionado la estrategia de perforación en el desarrollo del Campo-Tamaulipas/Constituciones conceptualizada en la asignación petrolera A-0323 (documentada en el plan de desarrollo, considerando perforar y terminar 25 pozos por año en el periodo del año 2015 al año 2023). En este nuevo planteamiento a través de nuevas geometrías de los pozos (pozos esbeltos), terminación sin equipos, perforación con un mayor número de equipos se puede perforar 60 pozos por año, logrando perforar en menos de 4 años los 224 pozos comprometidos en el plan de desarrollo y una explotación más intensa, con el propósito de obtener mayor producción a corto plazo.

Este trabajo está ordenado en cuatro partes; en la primera se plantea el esquema inicial de desarrollo del campo donde se consideran dos equipos de perforación que perforan y terminan, con una geometría de tres tuberías de revestimiento, entregado en promedio un pozo en 31 días, lo que implica perforar 12 pozos por equipo y un total de 24 pozos en un año con dos equipos lo que implica incrementar 4800 barriles por año, perforar 224 pozos en más de 8 años.

La segunda parte de trabajo plantea el nuevo esquema con una óptica y premisas distintas donde se consideran pozos esbeltos, terminaciones sin equipos que implican reducción de tiempos en 11 días menos por cada pozo, reduciendo los tiempos para la entrega de producción. Bajo este nuevo esquema cada equipo puede perforar 15 pozos por año lo que implica que los 224 pozos se pueden perforar y entregar en menos de cuatro años contando con cuatro equipos.

La tercera parte del trabajo plantea las lecciones aprendidas que se han tenido al aplicar este nuevo esquema, en el que la disposición, configuración de localizaciones, disposición de contratos para servicios y equipos, han limitado el beneficio total de este nuevo paradigma.

Por último, se discuten las conclusiones y recomendaciones de los beneficios de esta nueva estrategia.

**Palabras clave:** Geometría esbeltas de pozos, reducción de tiempos y costos, intensificar trabajos de perforación, plan de trabajo del campo, producción anticipada, nueva estrategia.

## New drilling strategy for the development of the Tamaulipas Constituciones field

### Abstract

The objective of this work is to propose how the drilling strategy has evolved in the development of the Campo-Tamaulipas / Constituciones conceptualized in the oil assignment A-0323 (documented in the development plan, considering drilling and completing 25 wells per year in the period from the year 2015 to the year 2023). In this new approach, through new well geometries (slender wells), completion without equipment, drilling with a greater number of equipment, it is possible to drill 60 wells per year, achieving the 224 wells committed in the plan to be drilled in less than 4 years development and more intense exploitation, in order to obtain greater production in the short term.

This work is arranged in four parts; In the first, the initial field development scheme is considered, where two drilling rigs are considered that drill and finish, with a geometry of three casing pipes, delivering an average of one well in 28 days, which implies drilling 12 wells per rig, and a total of 24 wells in one year with two rigs, which implies increasing 4800 barrels per year, drilling 240 wells in more than 8 years.

The second part of the work presents the new scheme with a different perspective and premises where slim wells are considered, completions without equipment that imply a reduction of time by 11 days less for each well, reducing the times for production delivery. Under this new scheme, each rig can drill 15 wells per year, which means that the 224 wells can be drilled and delivered in less than 4 years with 4 rigs.

The third part of the work raises the lessons learned that have been had when applying this new scheme, in which the layout, configuration of locations, provision of contracts for services and equipment, have limited the total benefit of this new paradigm.

Finally, the conclusions and recommendations of the benefits of this new strategy are discussed

**Keywords:** Lean geometry of wells, time and cost reduction, intensify drilling work, field work plan, producción anticipada, new strategy.

### Esquema inicial para el desarrollo del campo Tamaulipas Constituciones

El esquema inicial de desarrollo del campo Tamaulipas-Constituciones considera dos equipos de perforación que perforan y terminan los pozos con una geometría

de tres tuberías de revestimiento (13 3/8", 9 5/8" y 7", **Figura 1**), entregado en promedio un pozo en 30 días, lo que implica perforar 12 pozos por equipo y un total de 24 pozos en un año con dos equipos, lo que implica incrementar 4,800 barriles por año y perforar 224 pozos en más de ocho años.

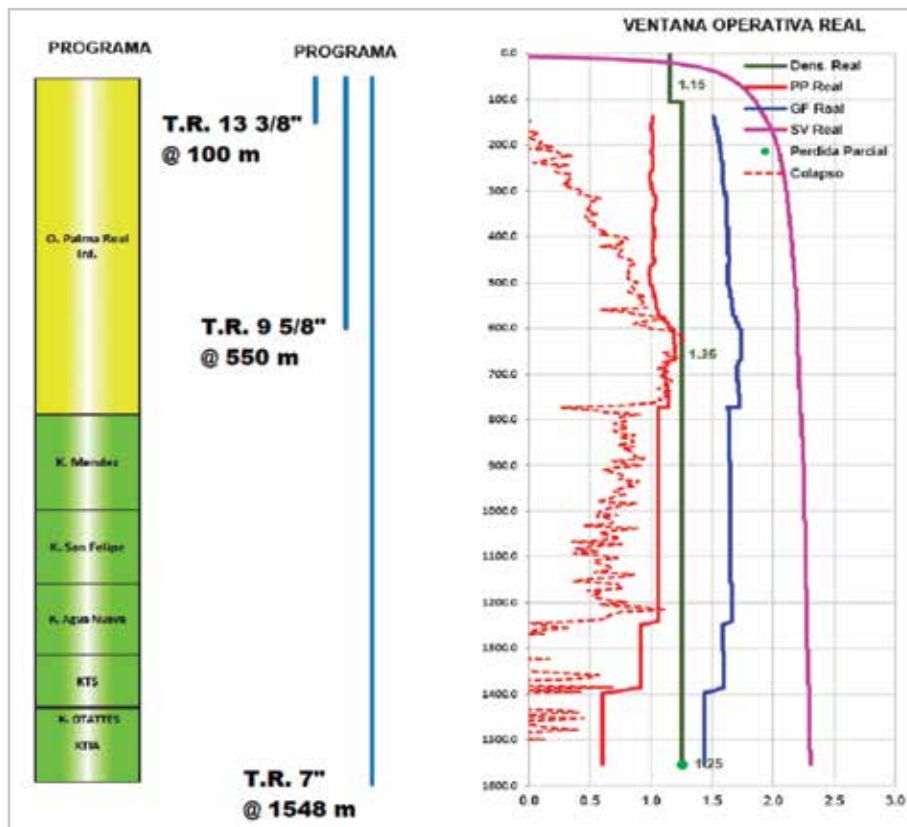


Figura 1. Geometría de pozos perforados en antes del 2018, (Programa de perforación Tamaulipas 1009)<sup>1</sup>

Esto es considerando el esquema como se muestra en el programa comprometido en la Asignación A-0323, (Agosto 2014)<sup>2</sup> se considera perforar en promedio 25 pozos por año, es decir, más de 12 pozos al año por equipo empleando dos equipos.

METAS FÍSICAS	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023		
Perforación	26	31	27	28	26	27	28	26	5		224
Terminación	23	32	27	27	27	26	28	27	7		224
RMA	3	5	2	8	8	6	6	7	5		50

Tabla 1. Compromiso de trabajo Asignación A-0323<sup>2</sup>.

El desarrollo del campo Tamaulipas-Constituciones inició con dos equipos de perforación por administración perforando nueve pozos en el año 2015 y dos en el año 2016 programando 31 días por cada pozo (16 días en perforación, siete días en terminación, considerando estos trabajos con el equipo de perforación y ocho días de D.T.I: desmantelar, transportar e instalar equipo).

En los años 2016 y 2017 prácticamente se suspendió la perforación en el campo por falta de recursos presupuestales y se replantearon algunas estrategias para hacer el proyecto más atractivo.

## Planteamiento de la nueva estrategia de perforación y terminación de pozos

En el 2018 se planteó una estrategia más agresiva para desarrollar el campo Tamaulipas-Constituciones con dos directrices:

### 1.- Reducir tiempos

Eliminando una etapa de perforación y realizar la terminación sin equipo, lo implica una reducción tiempos y costos en la utilización de equipos de perforación de 11 días en promedio por pozo (siete en la terminación y cuatro días en la optimización de la perforación).

### Estrategias implementadas reducción de tiempos en intervención

- Colocar conductor antes de instalar equipo.
- La T.R. de 9 5/8" cubre todas las formaciones de lutitas.

- La T.R. de 7" de explotación maneja densidades bajas al aislar las formaciones del Terciario y perforar la zona de presión anormal baja (K.T.I.) con una densidad adecuada.
- Terminaciones sin equipo, (disparos y fracturas).

La perforación del campo Tamaulipas- Constituciones reinició en el año 2018 con 13 pozos con nuevas geometrías esbeltas, eliminando una etapa ( el conductor de 13 3/8" se colocó a 40 m, perforándolo sin equipo antes de instalar el equipo de perforación) y colocando la tubería de revestimiento de 9 5/8" a la profundidad de +/-800 m con el objetivo de aislando por completo las formaciones del Terciario lo que implicó que la perforación con el equipo de perforación se redujera a dos etapas, **Figura 2**. Esto se traduce en reducir cuatro días en actividades de perforación los programas de 16 a 12 días.

Y realizar las terminaciones sin equipos implica tener disponible el equipo de perforación siete días más para realizar actividades de perforación.

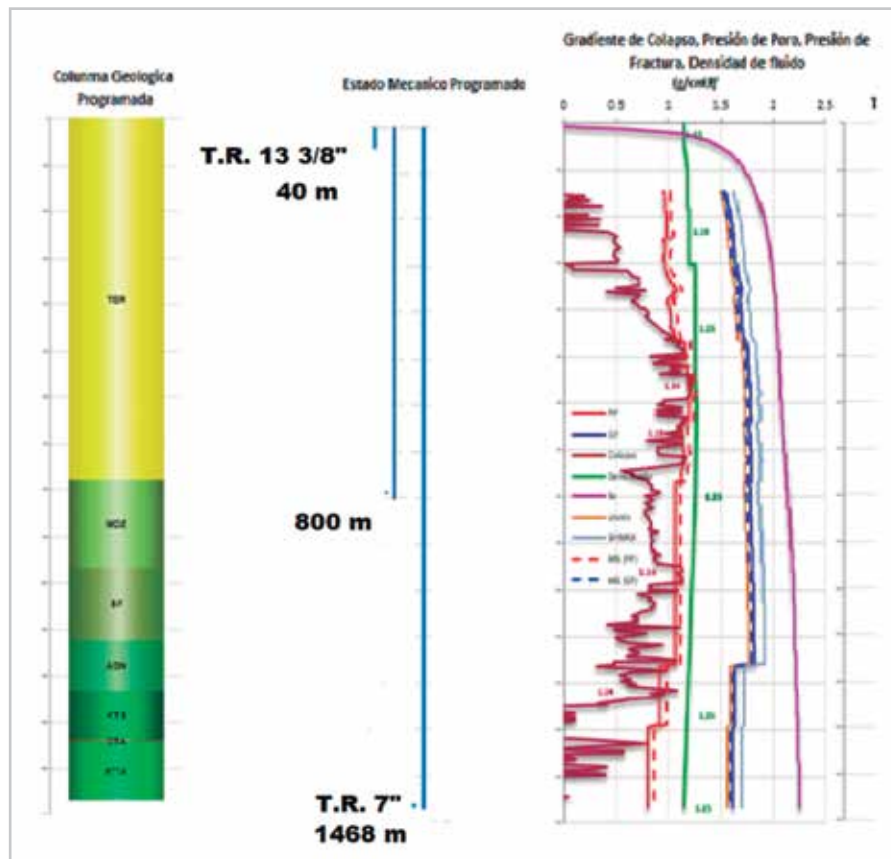


Figura 2. Geometría de pozos perforados posterior al año 2018, geometría de pozos esbeltos, (Programa de perforación Tamaulipas 1013)<sup>3</sup>.

## 2.- Incrementar el número de equipos de perforación

Se consideró incrementar a siete equipos de perforación en el desarrollo del campo contemplando cuatro equipos por administración y tres equipos bajo el esquema de renta, con el objetivo de acelerar el desarrollo del campo y tener producción en un menor tiempo.

En el año 2019 se implementó la perforación masiva en el campo Tamaulipas -Constituciones con siete equipos programando perforar 90 pozos, logrando perforar 63 pozos, incrementando en más de cuatro veces la actividad de perforación.

Dos de los principales indicadores económicos del proyecto se vieron beneficiados con estas dos estrategias, ya que al reducir en tiempo operativos en la perforación en un 25% y el ahorro de siete días de cuota equipo de perforación se traducen en más de un 10 % de ahorro en cada pozo perforado.

Otro indicador que mejora notablemente al analizar los beneficios de perforar masivamente y tener mayor número de pozos perforados es el VPN (Valor Presente Neto) ya que pasar de tener disponible la producción de 13 pozos nuevos que se perforaron en 2018 a 63 pozos que se perforaron en 2019, representa tener más de 8000 barriles antes de lo proyectado, considerando 40 pozos que se perforaron de forma temprana con una producción de 200 bpd.

### Lecciones aprendidas al implementar nueva estrategia de perforación

Al realizar una evaluación rápida de las áreas de oportunidad para lograr implementar la nueva estrategia, se obtienen los siguientes aspectos relevantes:

- Plataformas disponibles y adecuadas.
- Trabajos de fluidos de base agua en lutitas (800 m a 1000 m).
- Barrenas adecuadas que permiten perforar formación KTI y Jurásico en un solo viaje.
- Cementaciones (se ha corregido la adherencia en tres pozos).
- Contratos de accesorios de terminación (no contar con contratos adecuados implica usar contratos integrales, terminación por terceros).

Ejemplos de estas áreas de oportunidad son la problemática de haber logrado perforar pozos en 11 días, pero no tener plataformas disponibles o tener que corregir adherencia por cementaciones deficientes, lo que ha tenido como resultado el no entregar los pozos que se tenían considerados en tiempo y forma.

Por otro lado, se han tenido problemas en las primeras etapas relacionadas con el sistema roca fluido base agua.

Además, se han presentado algunas problemáticas relacionadas con el rendimiento de las barrenas cuando se perfora en una sola corrida las formaciones del KTI y Jurásico San Andres (JSA).

La implementación de la perforación de pozos con geometrías esbeltas implica analizar y solventar nuevas problemáticas como son:

1. Lograr una buena inhibición de lutitas reduciendo la interacción roca – fluido base agua en la primera etapa de perforación.
2. Desarrollar mejores diseños de lechadas para la cementación de TR's en áreas de transición de densidades con presiones normales y anormalmente bajas (terciario, KTI)
3. Las tuberías de revestimiento de contingencia en diámetros reducidos limitan operaciones de terminación o reparación.
4. Contar con un contrato o modificar el existente para que permita incrementar la profundidad de hincado del tubo conductor, actualmente existe la limitante de la profundidad a +/- 30 m.

Se requiere trabajar en sincronía con todos los departamentos y áreas operativas involucradas con un grupo multidisciplinario para asegurar:

1. Que las localizaciones deben estar en condiciones en tiempo y forma para evitar retrasos en la entrega de pozos perforados y terminados.
2. Se deben tener contratos disponibles y propios de perforación y terminación adecuados al plan de desarrollo del campo Tamaulipas – Constituciones y generar mayores ingresos para la empresa.



3. Se ha demostrado la factibilidad de la reducción de tiempos de perforación, terminación y entrega de los pozos mediante el cambio en la geometría, sin embargo, la reducción de los tiempos no solo depende del diseño de perforación, debemos lograr la sinergia de todos los involucrados.

## Conclusiones y recomendaciones

En conclusión, en este trabajo se presentó como se ha implementado la nueva estrategia de desarrollo del campo Tamaulipas-Constituciones logrando reducir los costos al implementar geometrías esbeltas y terminaciones sin equipo, otras de las estrategias que permitió tener producción antes de lo comprometido en el plan de desarrollo es contar con un mayor número de equipos pasado de 2 a 7 y de perforar 13 pozos en 2018 a 63 pozos en el año 2019.

Las dos principales recomendaciones que se desprenden de este trabajo son:

Evaluar con grupos multidisciplinarios encargados de las obras complementarias para poner a producir los pozos como la construcción de localizaciones y infraestructura de producción y en función de esto programar los equipos que pueden operar de manera continua.

Las nuevas geometrías (pozos esbeltos) tienen beneficios en la reducción tiempos de la perforación, pero se tienen

que analizar a más detalle algunas problemáticas que se han generado en algunos pozos por eliminar una tubería de revestimiento.

## Nomenclatura

bpd =	Barriles por día
DTI =	Desmantelar, transportar e instalar equipos de perforación
KTI =	Cretácico Tamaulipas Inferior
JSA =	Jurásico San Andrés
T.R.=	Tubería de revestimiento
VPN =	Valor Presente Neto

## Referencias bibliográficas

1. Comisión Nacional de Hidrocarburos. Asignaciones otorgadas a Petróleos Mexicanos Asignación A-0323. <https://www.gob.mx/cnh/acciones-y-programas/asignaciones-otorgadas-a-petroleos-mexicanos>
2. Pemex. 2018. Programa de Perforación Tamaulipas 1009
3. Pemex. 2018. Programa de Perforación Tamaulipas 1013

## Semblanza del autor

### Bolivar Pérez Medel

En 2002 obtuvo la licenciatura de Ingeniero Petrolero en la Universidad Autónoma de México y el grado de Materia en Ingeniería con especialidad en Perforación por la misma institución en el año 2015. Trabajó en el IMP del 2002 al 2003 e ingresó a Petróleos Mexicanos el 3 de diciembre de 2003 donde trabaja hasta la fecha.

Ha participado en el Congreso Mexicano del Petróleo.

Es miembro del Colegio de Ingenieros Petroleros de México.

De marzo del 2020 a la fecha es representante del Grupo Multidisciplinario de Pozos Exploratorios de la Región Norte de la SPMP.

# El uso de atributos sísmicos para la identificación de ruidos de proceso en volúmenes apilados

*Diana Stephanie Ayala Rodríguez*

*Pemex*

*Edgar Serrano Casillas*

*Pemex*

Artículo recibido en 2019-evaluado, corregido y aceptado en 2021

## Resumen

Durante el procesamiento de datos sísmicos se llevan a cabo múltiples controles de calidad en datos antes y después de apilar, los cuales ayudan a mitigar en la medida de lo posible toda clase de ruidos asociados. El presente trabajo muestra cómo la generación de atributos sísmicos en volúmenes apilados permite detectar ruidos generados durante el proceso post-migración que, si bien no afectan la imagen sísmica estructural, no se asocian a cuestiones geológicas. Esta aportación será considerada en adelante como un control de calidad adicional durante el procesamiento de datos sísmicos.

**Palabras clave:** Migración PSDM, control de calidad, atributos, ruidos de proceso.

## Use of seismic attributes in stacked volumes to detect process noise

### Abstract

During the processing of seismic data, multiple quality controls are applied to the prestack and poststack seismic data, which help to mitigate as far as possible all kinds of noise associated with them. Therefore, this paper shows how the generation of seismic attributes in stacked volumes allows the detection of post-migration process noises that, although they do not affect the structural seismic image, neither correspond to geological issues. The contribution will be considered as an additional quality control in processing seismic data.

**Keywords:** Migration, PSDM, quality control, attributes, process noise.

### Introducción

Se denomina atributo sísmico a toda información obtenida de los datos sísmicos, ya sea por mediciones directas, por razonamiento lógico, o basado en la experiencia (Taner, 2001) o cualquier medida de los datos sísmicos que ayude a mejorar o cuantificar visualmente las características de interés en la interpretación (Chopra y Marfurt, 2007). Estos pueden ser calculados en datos sísmicos antes o después de apilar o migrar.

De acuerdo con las características establecidas en un paquete de interpretación comercial, se obtuvieron algunos atributos volumétricos como apoyo para la interpretación de fallas y horizontes. A continuación, se da una breve descripción de los atributos sísmicos seleccionados:

- a) **Relative Acoustic Impedance:** muestra un contraste acústico aparente, ayuda a resaltar límites de secuencia, superficies de discordancia y discontinuidades. También puede indicar porosidad o contenido de líquido en el depósito.

- b) **Envelope:** Identifica cambios litológicos sutiles que pueden no ser evidentes en los datos sísmicos. El atributo de la envolvente es importante para detectar puntos brillantes causados por acumulaciones de gas, detectando cambios litológicos importantes que son causados por fuertes reflejos de energía y límites de secuencia.

Además, es útil para reconocer las diferencias en fase entre las versiones sísmicas, donde la energía máxima debe alinearse independientemente de la fase de los datos.

- c) **Variance:** Se utiliza para aislar los bordes del conjunto de datos de entrada. Dicho borde es una discontinuidad encontrada en la continuidad horizontal de las amplitudes.

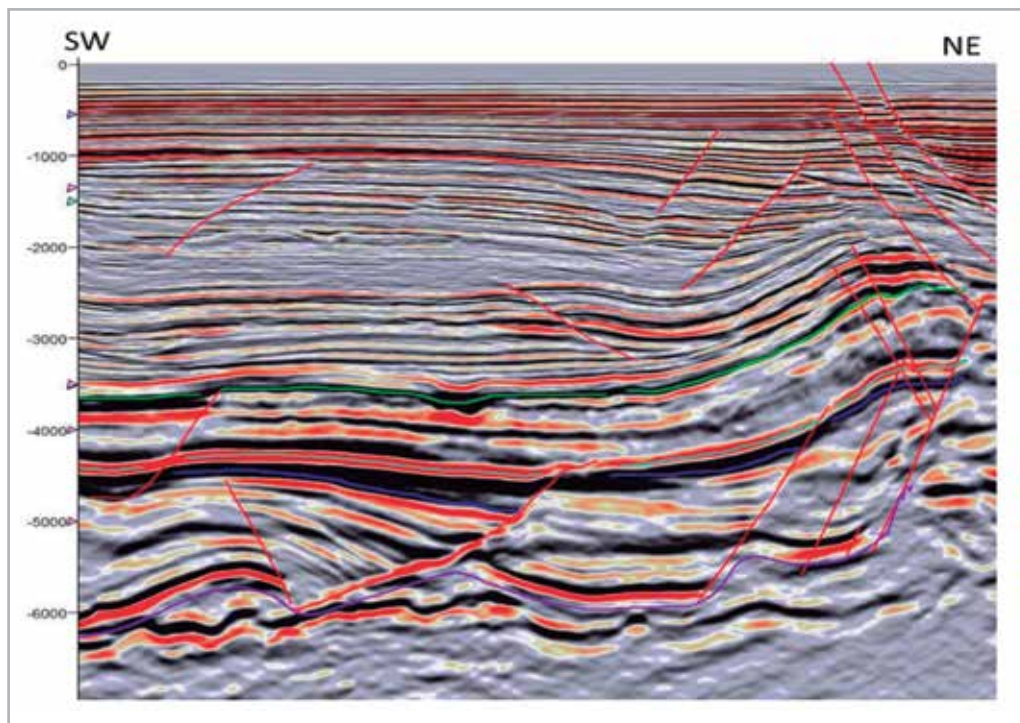
La varianza es aplicable como atributo estratigráfico y para acentuar características estructurales como lo son las fallas. Si se extrae en una ventana corta, puede resaltar características deposicionales, incluidos arrecifes y canales.

- d) **Ant tracking:** Se utiliza para extraer fallas de un volumen sísmico preprocesado. Este preprocesamiento consiste en obtener volúmenes de varianza o caos combinados con un suavizado estructural.

Este atributo permite controlar los parámetros para generar volúmenes con orientaciones preferenciales, para separar los sistemas de familias de fallas facilitando así la interpretación.

## Metodología

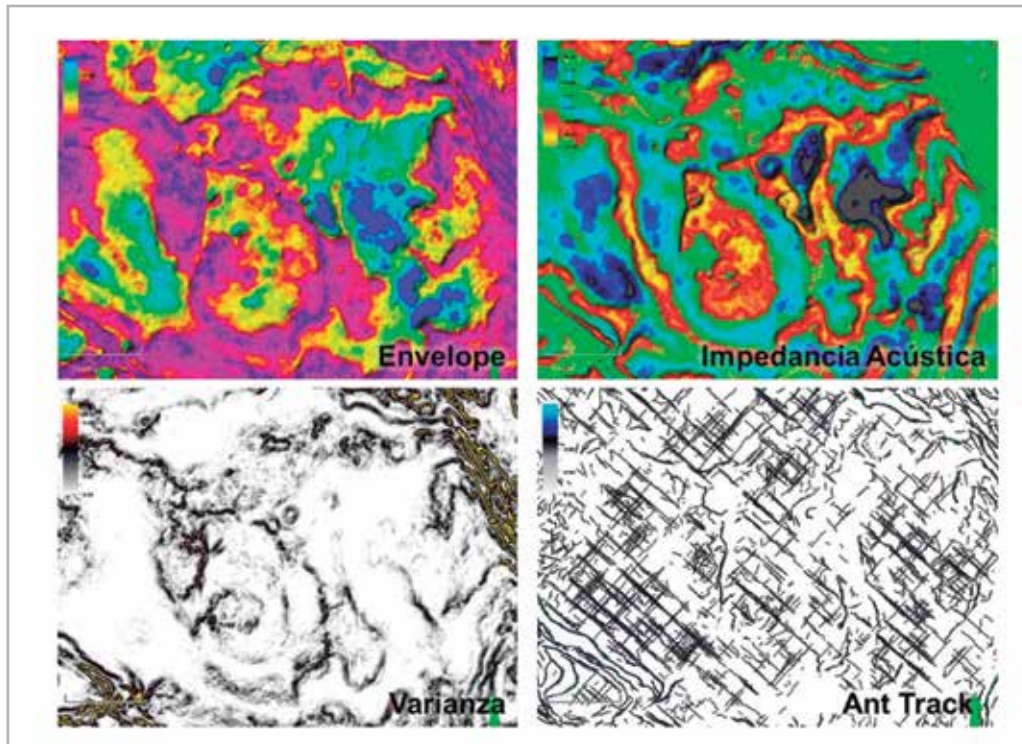
Una vez obtenidos los volúmenes sísmicos PSDM RTM y Kirchhoff, se comenzó con la interpretación de horizontes y fallas como insumos en la construcción de los modelos estructurales, **Figura 1**.



**Figura 1.** Sección SW-NE con interpretación en el volumen PSDM RTM en profundidad.

Posteriormente se procedió a hacer el cálculo de atributos volumétricos con el fin de resaltar las estructuras geológicas. Es común que se realice la extracción de una serie de atributos volumétricos pues con ellos se pretende resaltar las discontinuidades asociadas a fracturas o algún otro rasgo que nos ayude a un mejor entendimiento geológico-estructural de nuestros yacimientos.

Bajo este criterio, se obtuvieron los atributos volumétricos *Envelope*, Impedancia Acústica, Varianza y *Ant Track*, **Figura 2**.



**Figura 2.** Atributos obtenidos en el volumen PSDM RTM.

Aparentemente el resultado de los atributos anteriores parece tener buenos resultados, a excepción del *Ant Tracking*, en el cual se observa un patrón inusual; por lo que se procedió a realizar un análisis más a detalle donde se confirmó la presencia de un alineamiento no distinguible a escala convencional y que no corresponde a estructuras geológicas, **Figura 3**.

Se procedió a evaluar estos alineamientos en conjunto con el equipo del procesamiento y con el fin de determinar el origen, estableciendo las siguientes hipótesis:

- Huella de adquisición

La huella de adquisición es un ruido relacionado al arreglo geométrico (de líneas fuentes y receptoras) con el que se

grabaron en los datos sísmicos. Esta huella de adquisición se encuentra a profundidades someras donde el apilamiento es menor y de mayor sensibilidad al uso de velocidades inadecuadas.

De lo anterior, haciendo un corte a una profundidad constante a 428 metros se puede observar la forma de la huella de adquisición en la migración Kirchhoff (izquierda) y RTM (derecha) siendo más evidente en la primera, **Figura 4**.

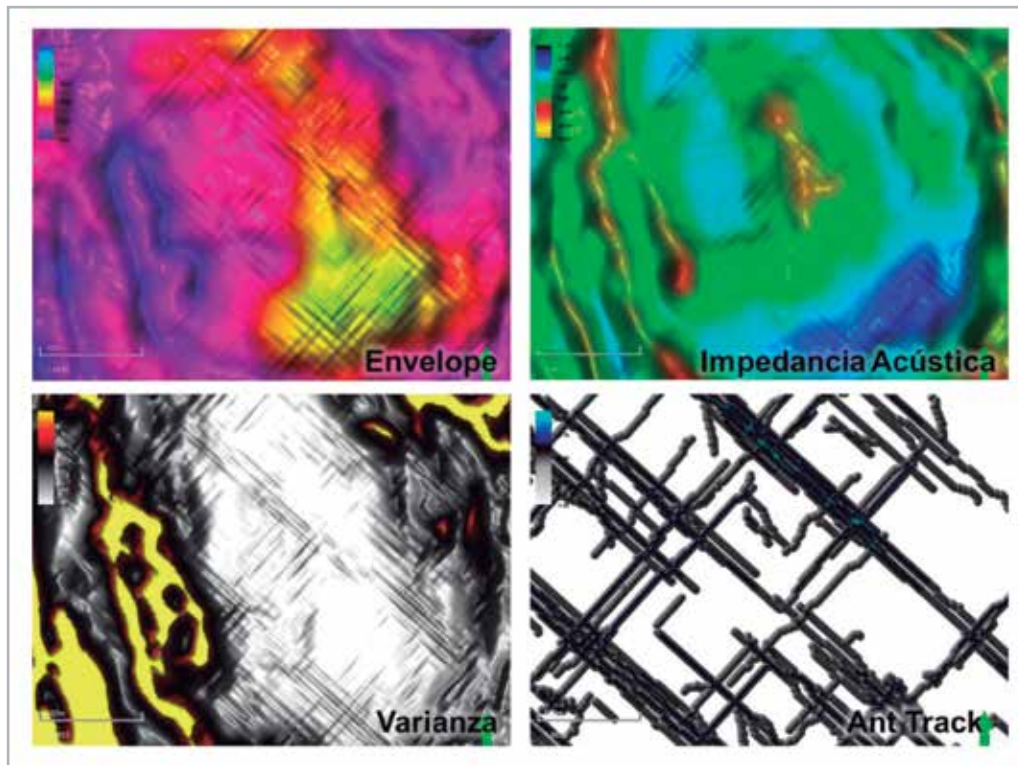


Figura 3. Acercamiento en los atributos obtenidos en el volumen PSDM RTM.

Posteriormente en un corte a profundidad de 3,000 metros se observa que la migración Kirchhoff (izquierda), ya no tiene evidencia de la huella de adquisición, mientras que la migración RTM (derecha) aún presenta alineamientos, **Figura 5**.

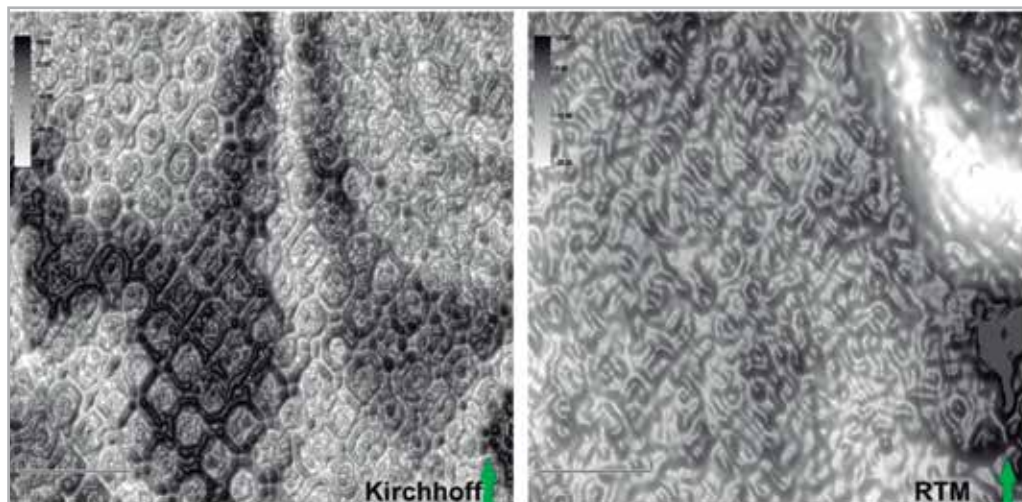


Figura 4. Comparativo de la huella de adquisición.

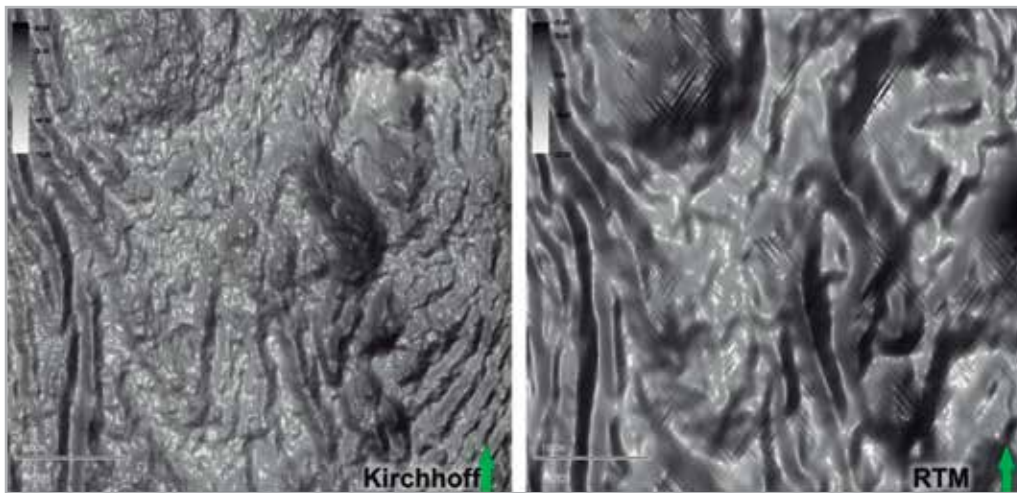


Figura 5. Evaluación de los alineamientos.

- Tipo de algoritmo de migración, (Kirchhoff y RTM)

Es una práctica común contar con dos algoritmos de migración en profundidad antes de apilar, (PSDM) usando el mismo modelo de velocidades como control de calidad de la imagen del subsuelo.

Con la finalidad de identificar hasta que profundidad se observan los alineamientos, en las Figuras 6 y 7 se muestra una comparación entre los algoritmos de migración Kirchhoff y RTM con amplitud real y atributo de varianza respectivamente; ambas imágenes son en un corte en profundidad de 3,000 metros.

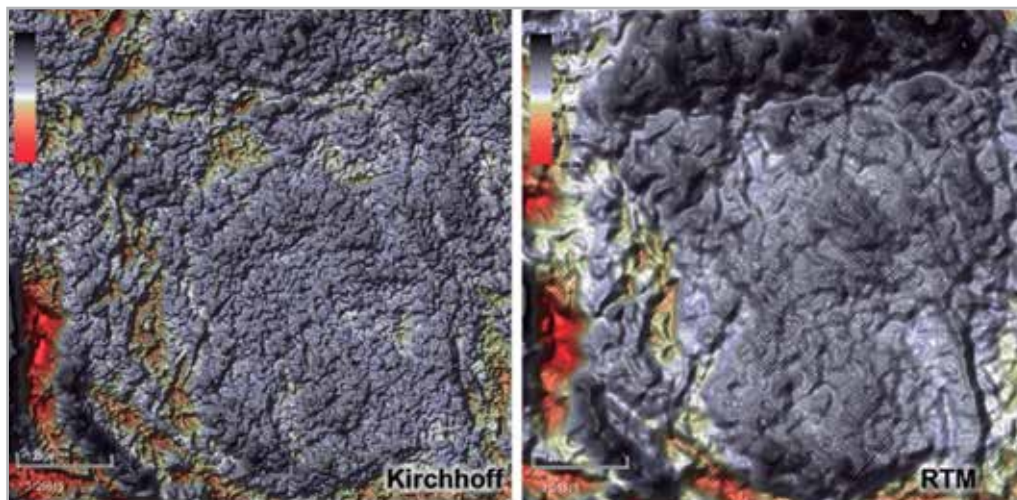


Figura 6. Comparativo de dos procesos de migración.

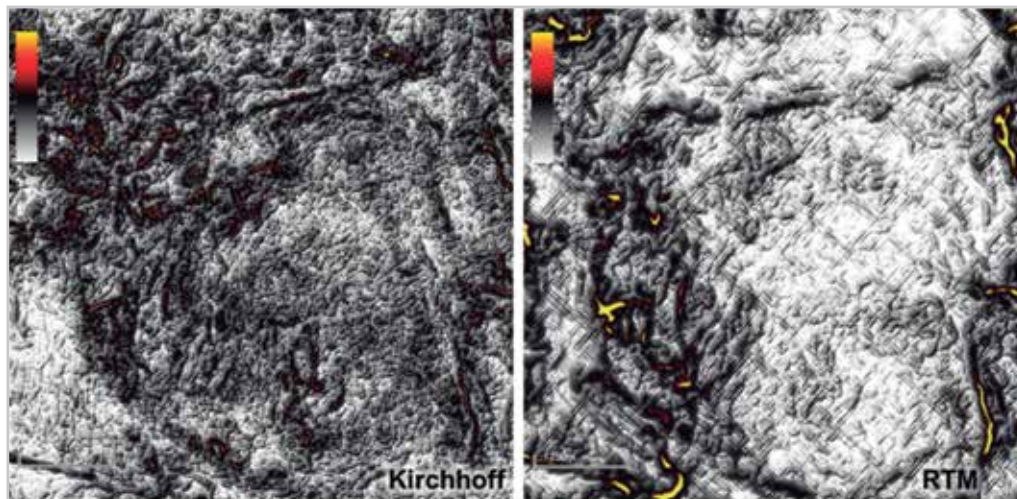


Figura 7. Comparativo de dos procesos de migración con atributo varianza.

De lo anterior se observa que en la migración Kirchhoff se tiene una imagen sísmica limpia, mientras que en el volumen RTM están presentes los alineamientos.

Se hizo una última comparación de las versiones con y sin filtros y ganancias del volumen RTM en un corte a profundidad de 2,600 metros en la **Figura 8**; con esto se determinó que los alineamientos solo se observan en estos volúmenes.

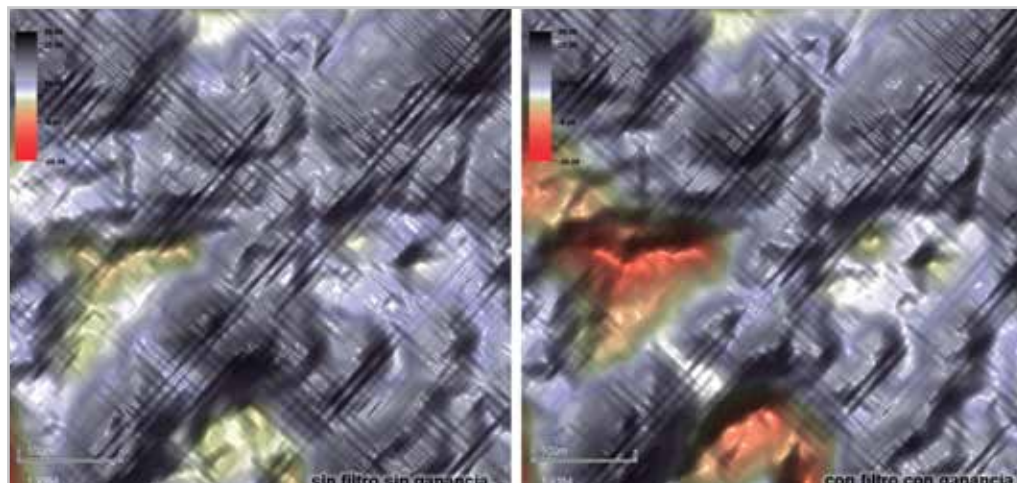


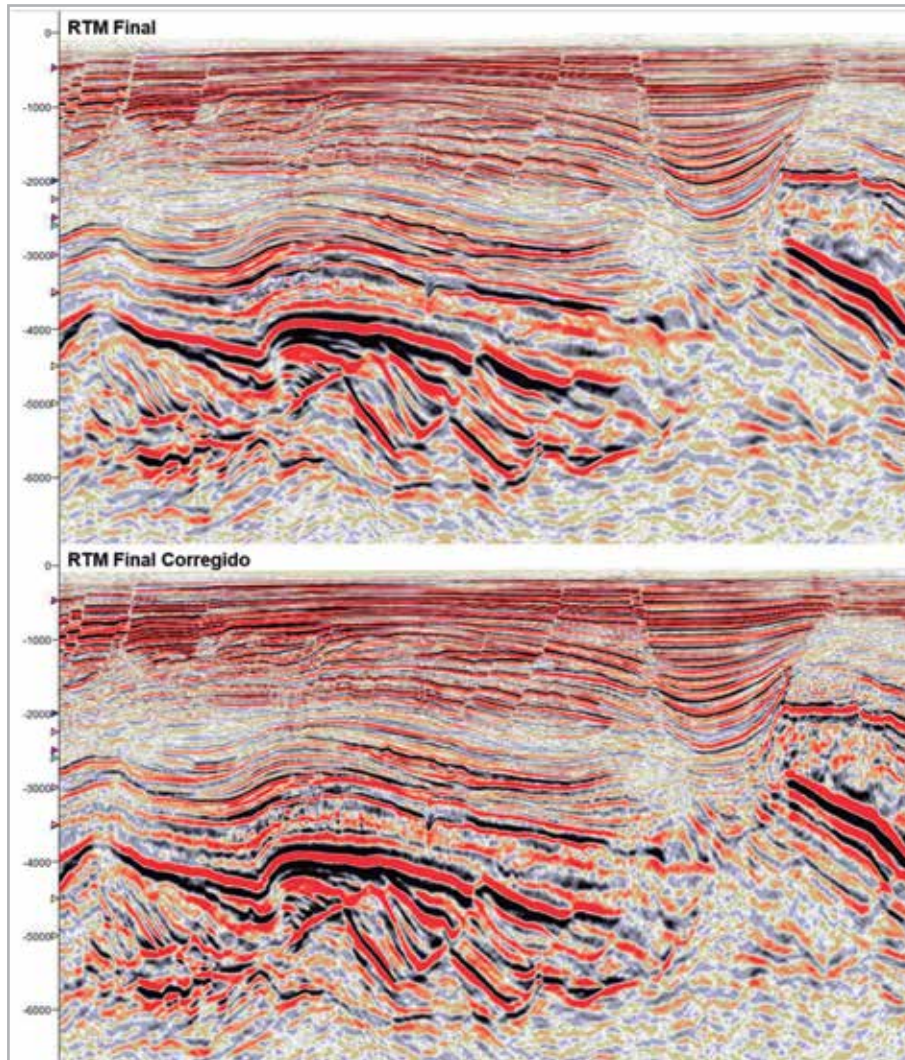
Figura 8. Comparativo entre versiones de volumen RTM.

- Procesos previos al apilado de los datos

El flujo de proceso del algoritmo de migración RTM se puede ilustrar como:



Al hacer un análisis más detallado de los datos ya migrados, se confirmó que la imagen sísmica no se ve afectada por los ruidos, por lo que se infiere que los alineamientos son producto de procesos post- migración, **Figura 9**.

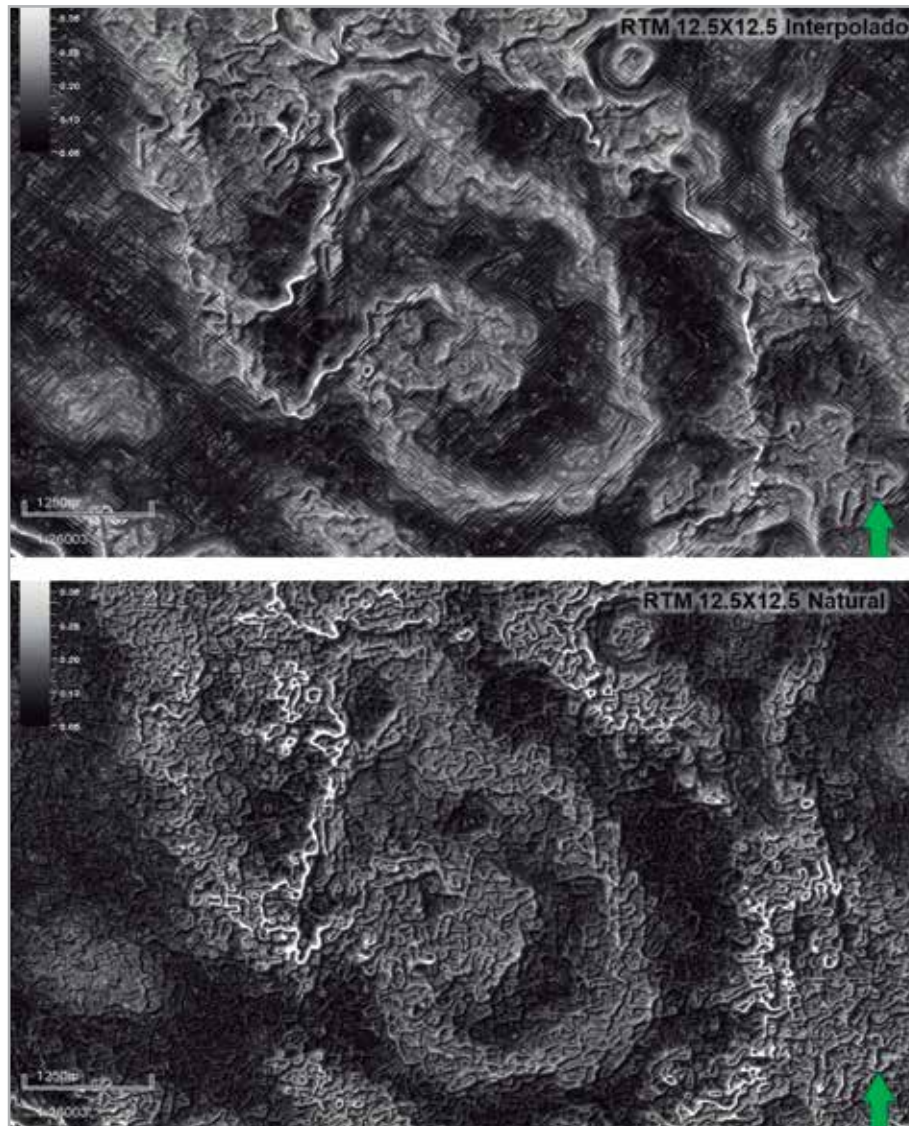


**Figura 9.** Comparativo de la imagen sísmica, la cual no se ve afectada por la corrección de los parámetros en el proceso.



Durante el análisis del flujo de proceso, se encontró que como entrada a la migración RTM se tenía un tamaño de bin de 12.5x12.5 m y uno de salida de 25x25 m, aplicando un proceso de interpolación posterior al apilado a fin de

dejarlo igual al de entrada, concluyendo que este generó los alineamientos y modificó la resolución de los datos, **Figura 10.**



**Figura 8.** Comparativo de la evolución de los volúmenes obtenidos durante el proceso. Corte en profundidad (3512 m) con el atributo *contraste de amplitudes*.

## Conclusiones

De acuerdo con los resultados obtenidos durante la comparación de los volúmenes sísmicos y sus diversas versiones, en cada una de las hipótesis planteadas se tienen las siguientes conclusiones:

- El problema se originó solo en los volúmenes del algoritmo RTM después del apilado de la migración, específicamente en el ajuste al tamaño de bin original. La migración Kirchhoff tuvo siempre una imagen sísmica limpia y sin los artefactos encontrados en la RTM.
- La obtención de atributos dependientes de la amplitud inmediatamente después de la entrega de los volúmenes finales de un procesado sísmico permite detectar ruidos no inherentes a la sísmica de manera rápida y eficiente, por lo que debería incluirse como un control de calidad adicional a todo proceso.
- Aunque es de uso común durante las migraciones PSDM emplear un tamaño de bin pequeño en la entrada, migrar y después incrementarlo en los datos de salida, para interpolar después de apilar para igualarlo de nuevo al original, lo cual en general no afecta significativamente la imagen sísmica estructural, si puede generar alineamientos que no están asociados a estructuras geológicas.
- El proceso de interpolación después de apilar es comúnmente usado para reducir tiempos de proceso, pero si no están adecuadamente

parametrizados se corre el riesgo de generar efectos no reales en los resultados.

- Para lograr la eliminación de los artefactos aquí presentados se migró nuevamente el volumen sísmico completo usando el mismo tamaño de bin en la entrada y la salida.
- El oportuno análisis de este tipo de ruidos permitirá corregirlos durante el proceso y no posteriormente.

## Agradecimientos

La autora agradece al Activo de Producción Cantarell por las facilidades y el apoyo otorgado para la realización del trabajo y por supuesto también agradecer al coautor, por los conocimientos y la experiencia que ha compartido.

## Referencias

- Aarre Víctor, Donatella Astratti; Sabry Lotfy M., Taha N., et al. 2012 Detección sísmica de fallas y fracturas. Traducción del artículo publicado en Oilfield review verano 2012: 24, no. 2.
- Chopra Satinder, Kurt J. Marfurt. 2007 Influence of Data Acquisition and Processing on Geometric Attributes. En Seismic Attributes for Prospect Identification and Reservoir Characterization (pp. 153-185). Tulsa OK U.S.A. SEG Geophysical Developments No. 11.
- Taner, T. (2001). Seismic Attributes. CSEG Recorder, 26(7), pp. 48-56.

## Semblanza de los autores

### Diana Stephanie Ayala Rodríguez

Ingeniera Geofísica egresada de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México.

Del 2012 a la fecha ha laborado en Pemex en grupos multidisciplinarios, realizando el análisis sísmico-estructural de perforaciones y reparaciones menores y mayores; así como, de nuevas oportunidades exploratorias. Se desarrolló como intérprete sísmico-estructural en proyectos de caracterización de yacimientos. Actualmente colabora en el seguimiento sísmico-geológico de pozos en la Coordinación de Administración de Yacimientos en el Activo de Producción Cantarell.

### **Edgar Serrano Casillas**

Ingeniero Geofísico con Maestría en Ingeniería Petrolera y Gas natural, ambas en la Universidad Nacional Autónoma de México, UNAM.

Laboró en el Instituto Mexicano del Petróleo en la Gerencia de Exploración como analista de datos sísmicos de 1991 a 1996. Desde 1997 a la fecha ha laborado en Pemex, tanto en las áreas de Exploración como de Producción, realizando actividades de supervisión en adquisición, procesamiento e interpretación de datos sísmicos marinos. Principalmente enfocado a procesos en profundidad con datos multicomponentes (ondas PP y PS), así como en la caracterización estática de yacimientos.

## Política Editorial

*Ingeniería Petrolera* es una publicación de investigación científica editada por la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, AC (AIPM), que tiene como objetivo difundir investigación original relacionada con el área de la ingeniería petrolera en todas las categorías siguientes:

1. Geología
2. Geofísica
3. Yacimientos
4. Sistemas de Producción y Comercialización de Hidrocarburos
5. Intervención a Pozos
6. Seguridad Industrial, Higiene y Protección Ambiental
7. Administración y Negocios
8. Recursos Humanos y Tecnología de Información
9. Desarrollo y Optimización de la Explotación de Campos

La revista *Ingeniería Petrolera* es un espacio abierto para investigadores y profesionales interesados en dar a conocer sus trabajos e incluye artículos en español e inglés.

La revista *Ingeniería Petrolera* tiene como objetivo contribuir al progreso y la divulgación de la Ingeniería Petrolera en México, promover el estudio y la investigación científica entre sus miembros y fomentar la fraternidad entre los mismos, tiene como misión ser una tribuna técnica para los ingenieros que laboran directa o indirectamente en la industria petrolera y su visión es dar a conocer trabajos inéditos relacionados con el área petrolera en México y en el Mundo en idiomas español e inglés.

### Información para los autores

#### Manuscritos

Los especialistas que colaboren con artículos de investigación deberán integrarlos bajo las siguientes normas editoriales de la publicación:

1. Los manuscritos elaborados en español o en inglés deberán ser enviados a la Comisión Nacional Editorial, [comision.nacional.editorial@aipmac.org.mx](mailto:comision.nacional.editorial@aipmac.org.mx), [lhernandezr@aipmac.org.mx](mailto:lhernandezr@aipmac.org.mx) con una extensión máxima de 20 cuartillas, incluyendo tablas, gráficas, figuras, fotografías, etcétera, las cuales deberán ser colocadas en el lugar correspondiente y enviadas en formato TIFF o JPG con calidad mínima de 300 dpi.
2. Debe ser escrito a una columna con márgenes de 3 cm de lado izquierdo y 2 cm en los lados restantes. El espaciado interlineal debe ser de 1.5, con fuente Arial de 12 puntos para el texto y de 14 puntos para los títulos,

utilizando los acentos ortográficos correspondientes en letras mayúsculas. El procesador de palabras deberá ser Microsoft Word.

3. El encabezado del artículo deberá integrar la siguiente información:
  - Título del trabajo en inglés y español: deberá ser corto y conciso sin que exceda de 15 palabras.
  - Datos de los autores y coautores: nombre completo, institución a la que pertenecen, dirección postal, teléfono(s), direcciones y correo electrónico.
  - Resumen: Elaborar uno en español y otro en inglés, los cuales no excedan de 250 palabras cada uno.
  - Palabras clave en español e inglés: Incluir seis descriptores en inglés y en español para facilitar la recuperación de la información en las bases de datos especializadas.
4. La estructura de los artículos deberá contener:
  - Introducción
  - Desarrollo del tema
  - Conclusiones
  - Nomenclaturas
  - Agradecimientos
  - Apéndices (en su caso)
  - Referencias
  - Trayectoria profesional de cada autor
5. Las expresiones matemáticas deberán ser escritas claramente, cuidando que sean legibles los símbolos y utilizando el Sistema Internacional de Unidades.
6. Las referencias enunciadas en el desarrollo de los trabajos deberán anotarse indicando el apellido del autor y el año de su publicación, por ejemplo: "Recientemente, Gracia (1996)..." o bien "En un trabajo reciente (Gracia, 1996)"... Para tres autores o más: Gracia *et al.* (1996) o (Gracia *et al.*, 1996). Estas referencias se citarán al final del texto y en orden alfabético al final del trabajo, de acuerdo al manual establecido por la SPE Publication Style Guide:

## Libros

Bourdet, D. 2002. *Well Test Analysis: the Use of Advanced Interpretation Models*. Amsterdam: Elsevier.

## Artículos

Hernández García, M.A. 2011. Desarrollo del Campo Cauchy: Caso de Éxito en la Región Norte. *Ingeniería Petrolera* **LII** (2): 19-35.

Soliman, M.Y., Miranda, C. and Wang, H.M. 2010. Application of After-Closure Analysis to a Dual-Porosity Formation, to CBM, and to a Fractured Horizontal Well. *SPE Prod & Oper* **25** (4): 472-483. SPE-124135-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/10.2118/124135-PA>

## Conferencia, reunión, etc.

Al-Khalifa, A.J. y Odeh, A.S. 1989. Well Test Analysis in Oil Reservoirs with Gas Caps and/or Water Aquifers. Artículo SPE 19842, presentado en: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, octubre 8-11. <http://dx.doi.org/10.2118/19842-MS>.

## Tesis

Pérez Martínez, E. 2011. Estudio de Conificación de Agua en Yacimientos Naturalmente Fracturados. Tesis de Maestría, UNAM, Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería, México, D.F.

Miguel Hernández, N. 2002. Scaling Parameters for Characterizing Gravity Drainage in Naturally Fractured Reservoir. PhD dissertation, University of Texas at Austin, Austin, Texas.

## PDF (en línea)

Secretaría de Energía. Dirección de Planeación Energética. 2011. Balance Nacional de Energía 2010. [http://www.sener.gob.mx/res/PE\\_y\\_DT/pub/2011/Balance%20Nacional%20de%20Energía%202010\\_2.pdf](http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2011/Balance%20Nacional%20de%20Energía%202010_2.pdf) (descargado el 1 de febrero de 2010).

## Normas

NRF-005-PEMEX-2000. Protección Interior de Ductos con Inhibidores. 2000. México, D.F.: PEMEX, Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.

## Software

Eclipse Reservoir Engineering Software. 2005. Schlumberger, <http://www.slb.com/content/services/software/resent/>.

1. Los autores deberán anotar una semblanza de su trayectoria profesional que no rebase las 100 palabras en el idioma en que se escribió el artículo, éstas se ubicarán después de las referencias.

## Autores

- El autor deberá ceder los derechos a la revista *Ingeniería Petrolera* de la AIPM.
- El artículo deberá ser original y compromete a sus autores a no someterlo simultáneamente a la consideración de otra publicación.
- La responsabilidad del contenido de los artículos sometidos a la publicación corresponde a los autores.

## Evaluación

Todos los artículos presentados serán valorados previamente por dos o más expertos del Comité Técnico de Expertos de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México AC, y posteriormente por la Comisión Editorial, quienes estudiarán su contenido y darán una opinión acerca de su publicación. En este proceso participan especialistas reconocidos y de alto nivel en la materia, con habilidad y experiencia para evaluar de manera confiable y expedita, tanto la calidad y la originalidad, como el mérito del contenido de los artículos.

La revista *Ingeniería Petrolera* es editada por la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, A. C.

Esta edición se terminó en abril de 2021 en la Ciudad de México

Derechos reservados ©

Asociación de Ingenieros Petroleros de México, A.C., 2021

The background of the page is a detailed, light-colored line drawing of a Mayan calendar stone. It features concentric circular bands filled with intricate geometric and pictorial symbols, including various glyphs and figures, characteristic of ancient Mesoamerican art.

# Ingeniería Petrolera

[www.aipmac.org.mx/editorial/](http://www.aipmac.org.mx/editorial/)