

## 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.

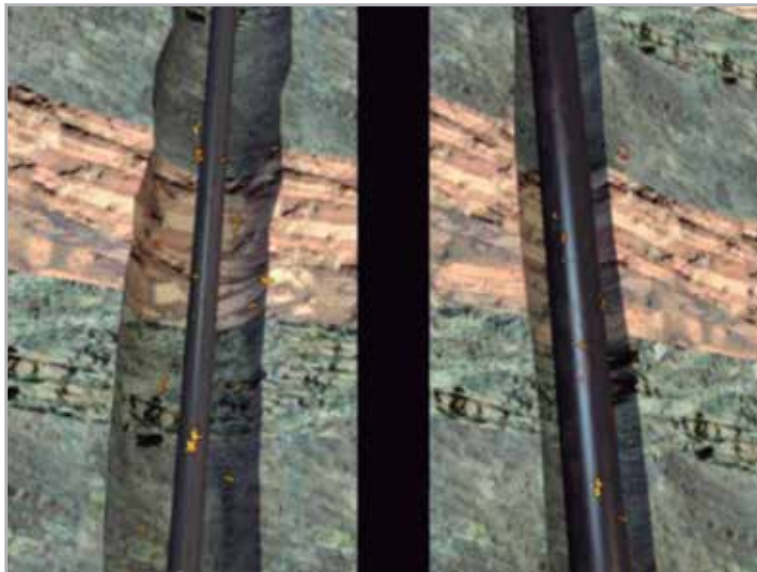
Desde entonces la aplicación de la tecnología se ha realizado en pozos operados por Pemex con resultados satisfactorios, al considerar la aplicación de esta tecnología en formaciones suaves de baja compresibilidad de las primeras etapas de la perforación o en operaciones especiales de rimado para agujeros 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**.

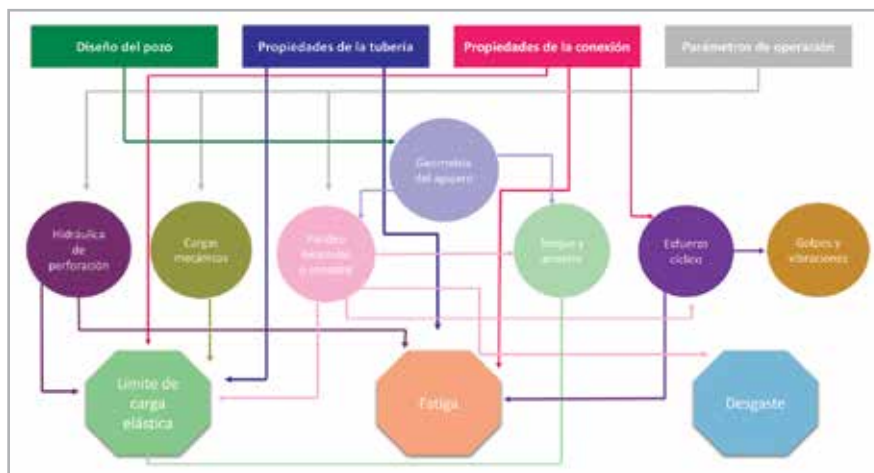


Figura 2. Diagrama de flujo de las variables que influyen directamente en la aplicación de la tecnología <sup>2</sup>.

## Experiencias operativas

### Primer caso. Rotación de tubería de revestimiento de 20”<sup>3</sup>

#### 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/cm<sup>3</sup>, 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/cm<sup>3</sup> y 12m<sup>3</sup> de bache espaciador base agua con densidad de 1.42 g/cm<sup>3</sup>, 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/cm<sup>3</sup>, 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/cm<sup>3</sup> 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/cm<sup>3</sup> 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”<sup>3</sup>.

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:



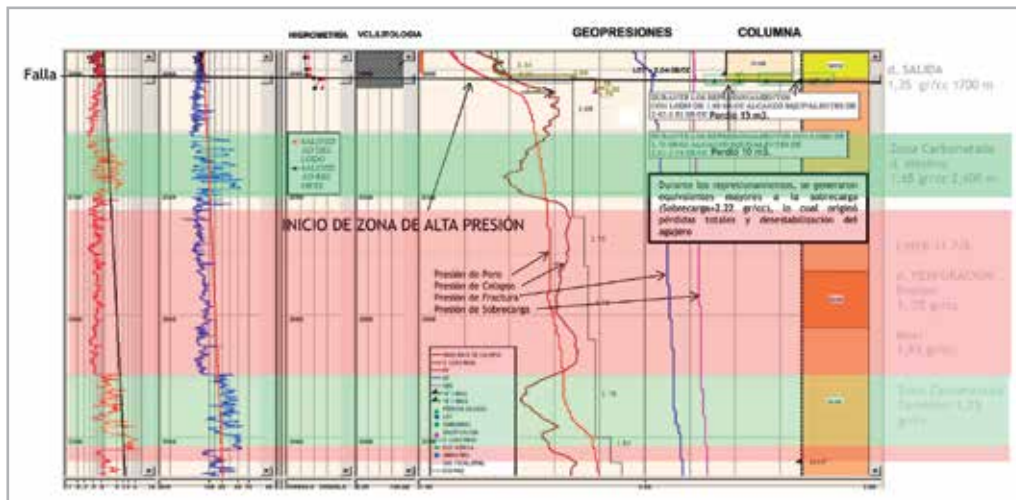
Cant.	Descripción	Longitud (m)	De (m)	Hasta (m)
1	Zapata rimadora de 16" X 18 1/2"	0.77	2,023.20	2,022.23
2	Tramos de TR 16" de 109 lb/ft P110 TSH W521	26.02	2,022.23	1,996.21
1	Cople diferencial e flotador auto-llenado	0.78	1,996.21	1,995.43
147	Tramos de TR 16" de 109 lb/ft P110 TSH W521	1,906.22	1,995.43	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 3/4" y ampliadora a 17 1/2" 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:

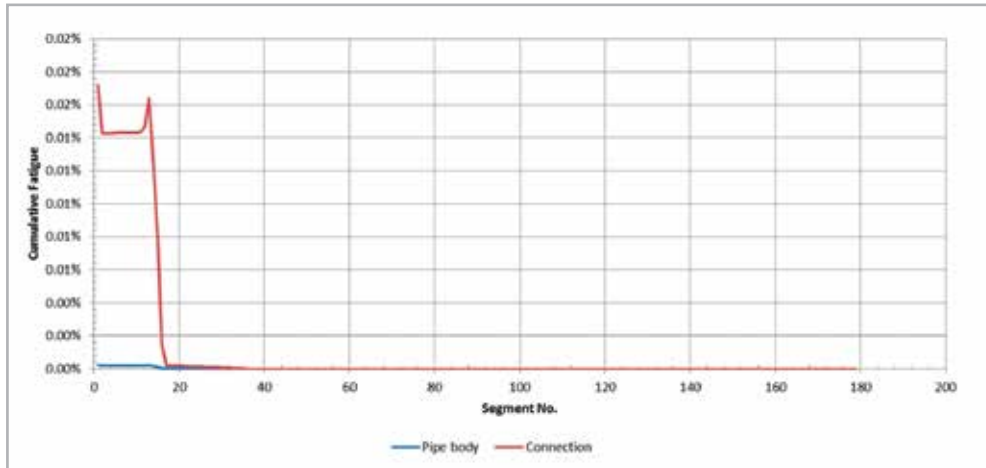
Cant.	Descripción	Longitud (m)	De (m)	Hasta (m)
1	Zapata perforadora soldada de 13 3/8"	0.67	2,088	2,087.33
2	Tramos TR 13 3/8" de 72 lb/ft TAC140 TSH W521	25.52	2,087.33	2,061.81
1	Cople diferencial e flotador auto-llenado	0.79	2,061.81	2,061.02
105	Tramos TR 13 3/8" de 72 lb/ft TAC140 TSH W521	1,436.08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

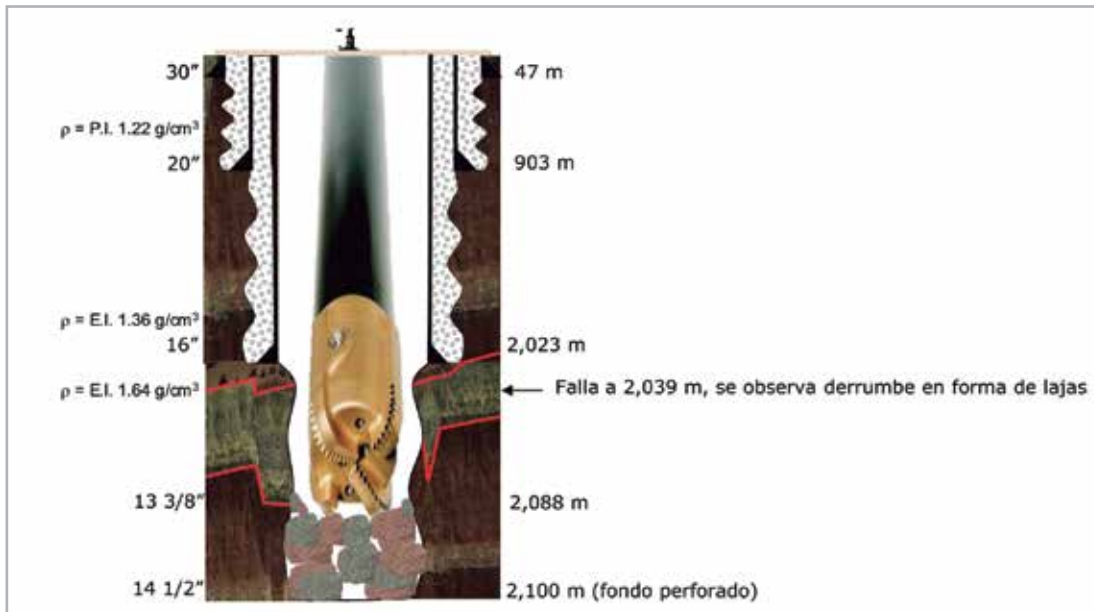
en México, al ser catalogada con una importante fuerza de acuñamiento generada por la caída de lajas de formación de buen tamaño que trataron de atrapar mecánicamente a

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.