

# Perforación direccional no convencional con desplazamiento negativo y triple curvatura en formaciones del Mesozoico con alto esfuerzo compresivo

*José Luis Villalobos López*  
*José Alberto Peralta Montejo*  
*Roberto Juárez López*  
*Petróleos Mexicanos*

Artículo recibido en mayo de 2023-evaluado, corregido y aceptado en junio de 2023

## Resumen

Por primera vez en México se efectúa un récord único a nivel mundial, al perforar exitosamente un pozo direccional no convencional con desplazamiento negativo y triple curvatura en formaciones del Mesozoico con alto esfuerzo compresivo a la profundidad de 6042 md, 5654 mv, contraponiéndose a los retos técnicos de ingeniería y operativos, alcanzando la navegación programada. El trabajo de perforación direccional con desplazamiento negativo fue programado para cumplir con los objetivos geológicos para entrar al yacimiento con ángulo de 44°, aunado a que el objetivo de Cretácico Medio se encuentra con respecto a la vertical del pozo a una distancia con desplazamiento positivo de 183 m, para un desplazamiento total de 1554 m, proponiendo la perforación con desplazamiento negativo de 24° para iniciar el primer Kop a 2220 md, para posteriormente decrementar el ángulo hasta verticalizar el pozo a 0° a 4598 md, e iniciar el segundo Kop a 4683 md alcanzando un ángulo máximo de 44° a 5464 md con severidad de 1° a 2°, manteniendo la tangente hasta a 6042 md. El uso de la sarta invertida en la etapa de 8 ½” permitió reducir el torque, los choques, vibraciones y la transmisión de energía mecánica a la barrena. Excelente rendimiento en la perforación de la sección 12 ¼” mediante la tecnología de barrena donde se perforó 2164 m en una sola corrida, primer pozo en alcanzar este récord para ambas peras del campo Madreñil. Además de usar fluido de perforación de emulsión inversa lo suficientemente estable para soportar los 140°C, usando material lubricante líquido con el que se obtuvo un menor impacto en las reologías y se pudo reducir hasta un 30% en el torque. Este trabajo tiene como planteamiento el de romper paradigmas al perforar con esta configuración direccional.

**Palabras clave:** No convencional, gradiente, formación, costos.

## Unconventional directional drilling with negative displacement and triple curvature in Mesozoic formations with high compressive stress

### Abstract

For the first time in Mexico and in the world, an unconventional drilling for a slender well is being carried out in high gradient formations where it was successfully drilled with a diameter of 8 ½” from 3, For the first time in Mexico, a unique record was made worldwide, by successfully drilling an unconventional directional well with negative displacement and triple curvature in Mesozoic formations with high compressive stress at a depth of 6042 md, 5654 mv, facing the challenges engineering and operational technicians, achieving scheduled navigation. The negative displacement directional drilling work was programmed to meet the geological objectives to enter the reservoir at an angle of 44°, in addition to the fact that the mid-Cretaceous objective is located with respect to the vertical of the well at a distance with positive displacement of 183 m, for a total displacement of 1554 m, proposing drilling with a negative displacement of 24° to start the first Kop at 2,220 md, to later decrease the angle until the well is vertical at 0° at 4,598 md, and start the second Kop at 4,683 md, reaching a maximum angle of 44° to 5464 md with severity from 1° to 2°, maintaining the

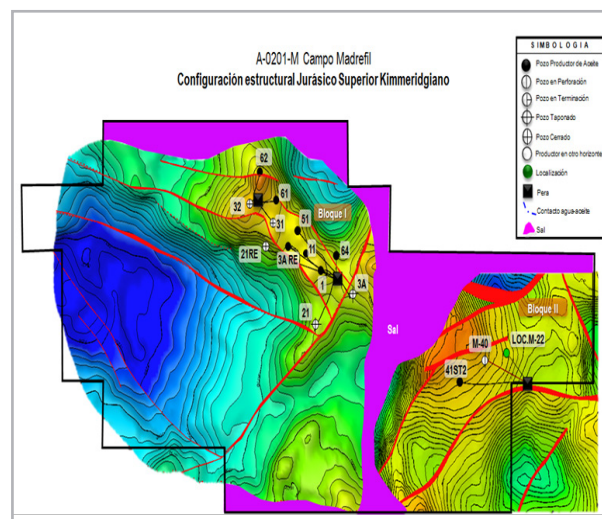
tangent up to 6042 md. The use of the inverted string in the 8 ½” stage allowed us to reduce torque, shocks, vibrations, and the transmission of mechanical energy to the bit. Excellent performance in drilling the 12 ¼” section using auger technology where 2,164 m were drilled in a single run, the first well to reach this record for both pears in the Madrefil field. In addition to using inverse emulsion drilling fluid stable enough to withstand 140°C, using lubricating liquid material with which a lower impact on rheologies was obtained and torque could be reduced by up to 30%. The approach of this work is to break paradigms when drilling with this directional configuration.

**Keywords:** Unconventional, gradient, formation, costs.

## 1. Introducción

El campo Madrefil se ubica en el municipio de Comalcalco, Tabasco, y se desarrolló a partir del año 2009, se ha perforado el pozo Madrefil 1 de forma vertical hasta 6492 metros, fue productor en el Jurásico Superior Kimmeridiagno (JSK) de tipo roca carbonatada

dolomitizada, con una producción de 8000 bls diarios y 40° api. En la actualidad existen 15 pozos perforados en dos bloques distintos del campo, de los cuales en el bloque 1 se han perforado 12 pozos y en el bloque 2, tan solo 3 pozos, donde 7 han sido productores en el bloque 1 y 3 en el bloque 2. En la **Figura 1** se observa la configuración estructural de los dos bloques descritos.



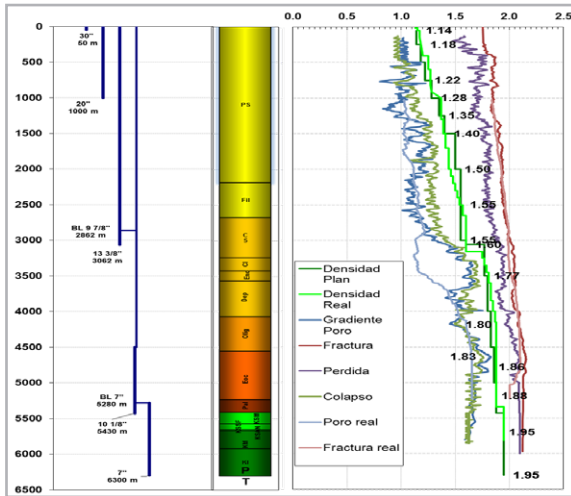
**Figura 1.** Configuración estructural, geológicamente el campo Madrefil se encuentra en los límites del pilar Reforma Akal y al oeste con la subcuenca de Comalcalco.

En cuanto a las características del campo, es un pozo productor en el Jurásico Superior Kimmeridiagno, abarcando un área de 27 km<sup>2</sup>, a una profundidad vertical de 6200 metros, con una porosidad de 3-5 %, permeabilidad de entre 2-22 md, tipo de fluido: aceite volátil/gas condensado, densidad de aceite de 40° api, presión de inicial de 1070 kg/cm<sup>2</sup>, presión actual de 374 kg/cm<sup>2</sup>, relación gas-aceite 236 y temperatura de 159°.

## 2. Arquitectura mecánica

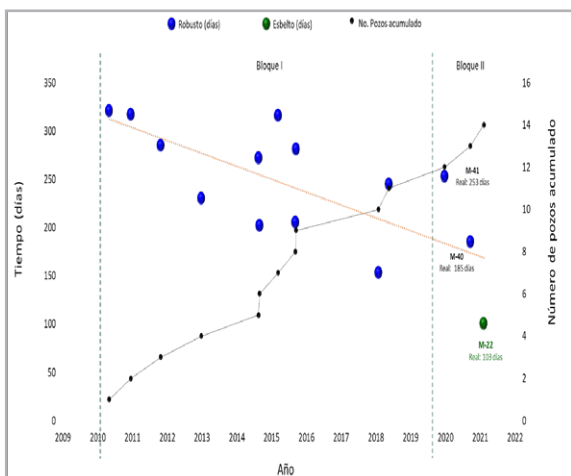
La ingeniería que se ha desarrollado en el campo Madrefil a inicios de su descubrimiento en cuanto a su arquitectura de mecánica, es planificada de forma robusta, es decir, con tubería de revestimiento corrida de 20” a +/- 1000 metros para aislar la zona de acuífero, tubería de revestimiento corrida de 13 3/8” para aislar la zona de transición normal

+ 3062 metros, liner y complemento de 10 1/8" x 9 7/8" para aislar la zona de alta presión a + 5430 metros, liner de 7" para cubrir el espesor de Cretácico y cima de KI a +- 6300 metros. En la **Figura 2** se muestra la arquitectura robusta del campo. En resumen, se aplican los asentamientos naturales de cada tubería de revestimiento respetando los gradientes de cada formación de interés.



**Figura 2.** Estado mecánico del campo Madrefil, mostrando una arquitectura robusta respetando los asentamientos naturales, de acuerdo con el perfil eléctrico en color rojo.

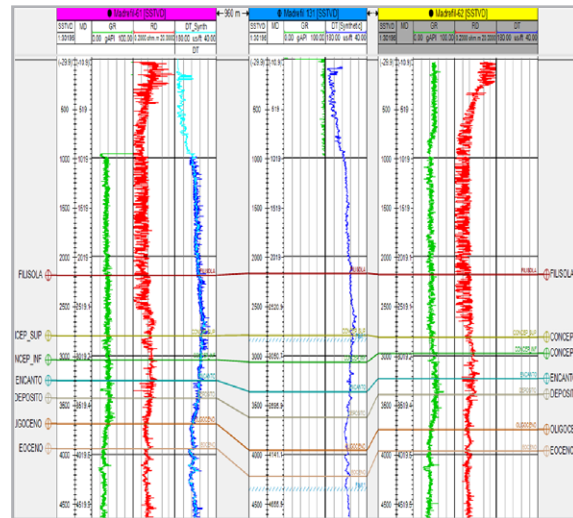
Conforme han pasado los años se descubrió el bloque 2 del campo Madrefil en el año 2019, en la **Figura 3** se observa la evolución histórica de los pozos perforados del campo con una arquitectura de forma robusta de los dos bloques.



**Figura 3.** Número de pozos perforados en el campo Madrefil, a partir de su descubrimiento, donde se observa que los últimos 3 pozos realizados pertenecen al bloque 2.

## Correlación estructural

Se realizó el estudio geológico donde prevalece una litología predominante de areniscas intercaladas con lutitas de bajo régimen distensivo de fallas geológicas en la sección de 17 1/2". Ver **Figura 4**.



**Figura 4.** Correlación estructural de Madrefil 131.

## Construcción direccional

La ingeniería de perforación direccional se desarrolló para entrar al yacimiento del Cretácico Medio con una inclinación de 44°. Para lograr esto, se construyó el primer KOP (kick of point), a 2200 md con una severidad de 1°/30 m, para alcanzar un ángulo de 23.5° con desplazamiento negativo a 2905 md. Posterior se construyó el segundo KOP a 4182 md con una severidad de 1.8/30 m para verticalizar el pozo a 4574 md y finalmente se construyó el tercer KOP a 4674 md, con una severidad de 2°/30 m hasta alcanzar 44° a 5334 md, con desplazamiento negativo de 687 m y un desplazamiento total de 1554 m.

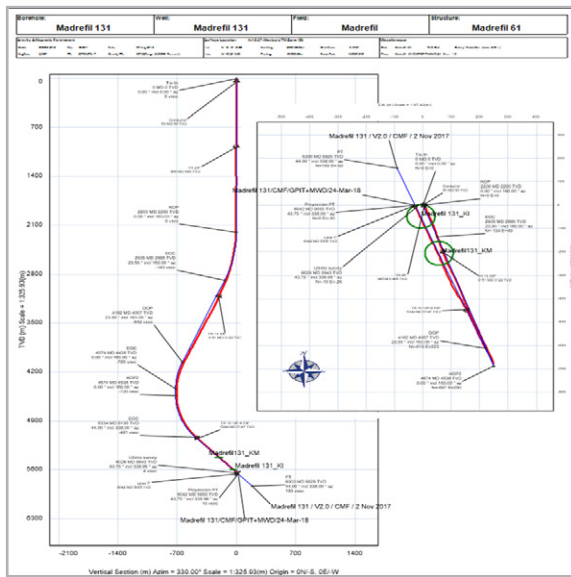


Figura 5. Arquitectura direccional con desplazamiento negativo y triple curvatura.

Al realizar la perforación direccional en la etapa de 17 1/2" es necesario hacer mención de que fue el primer pozo del campo en hacer esta actividad, donde como se observa en la Figura 4, está conformado en mayor sección en areniscas con intercalación de lutitas, lo que provocó bajos tiempos en el índice de construcción de la perforación, esto debido a que se deslizó con motor de fondo para realizar la primera curva. El ROP (rate of penetration) rotado fue de 8 m/hr y el ROP deslizado de 1.8 m/hr. Observar Figura 6.

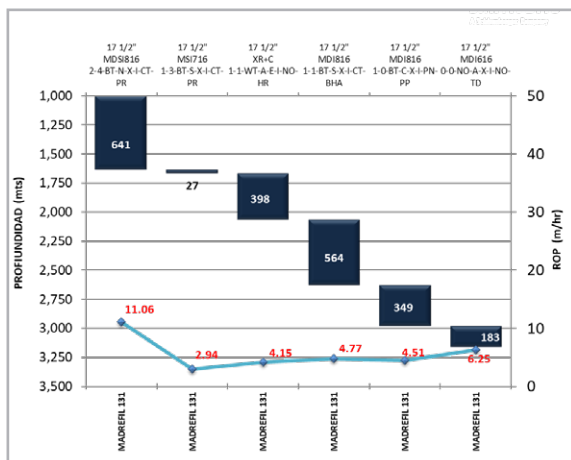


Figura 6. Se utilizaron 6 barrenas PDC para terminar la etapa en 17 1/2". Bajo ROP en función de la litología y trayectoria.

La abrasividad de la formación ocasionó modificar constantemente las condiciones de perforación. Se observa en la Figura 7 una reducción del desempeño al incrementarse el peso, mientras se incrementa con mayores rpm; los más altos desempeños se tienen gastos moderados y HSI (Hydraulic horsepower per square inch of bit) entre 1 y 2.

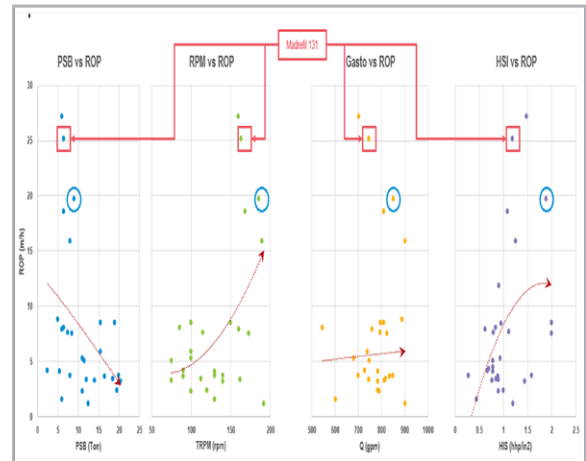
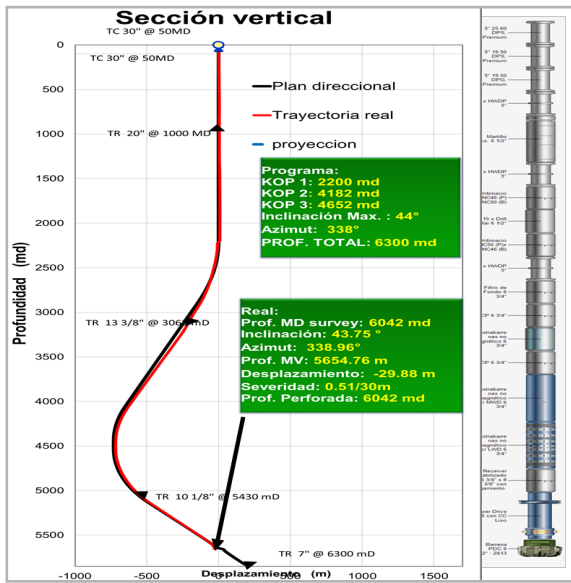


Figura 7. Condiciones de operación en etapa de 17 1/2".

Para la construcción direccional en la etapa de 12 1/4", se realizó el KOP número 2 a 4182 md y el KOP número 3 a 4652 md hasta alcanzar los 44° en azimut de 338°, con el uso de una sarta rotatoria y barrena PDC, (Policristalino de diamante), ver Figura 8. Esta etapa presentó un reto muy importante con respecto al torque y arrastre, esto debido a que se trabajó con muy altos valores casi al límite de la capacidad de acuerdo con los límites máximos de la tubería de perforación de 5", debido a que la sarta de perforación trabajó con las tres curvaturas ya mencionadas, es decir, durante la perforación el torque real en superficie alcanzó hasta 21,000 lb/pie, con fuerzas laterales no mayores a 2 toneladas. Es necesario hacer mención que durante la perforación en esta sección se utilizó un lubricante en el fluido de perforación con la finalidad de reducir el torque. El torque calculado antes era de 24000 Lb/pie. Este lubricante benefició a reducir los altos torques calculados, ver Figura 9.



Referente al arrastre, a pesar de tener 3 curvaturas, la tubería de perforación no presentó altos valores. El arrastre presentado fue de 22 toneladas con punto de apoyo de 18 toneladas. Una de las causas probables de estos valores es la calidad de la construcción del agujero de 12 ¼" que ayudó a tener valores dentro de los parámetros de perforación.

Figura 8. Muestra la trayectoria direccional real vs la programada, donde se alcanzaron los más alto valores de torque.

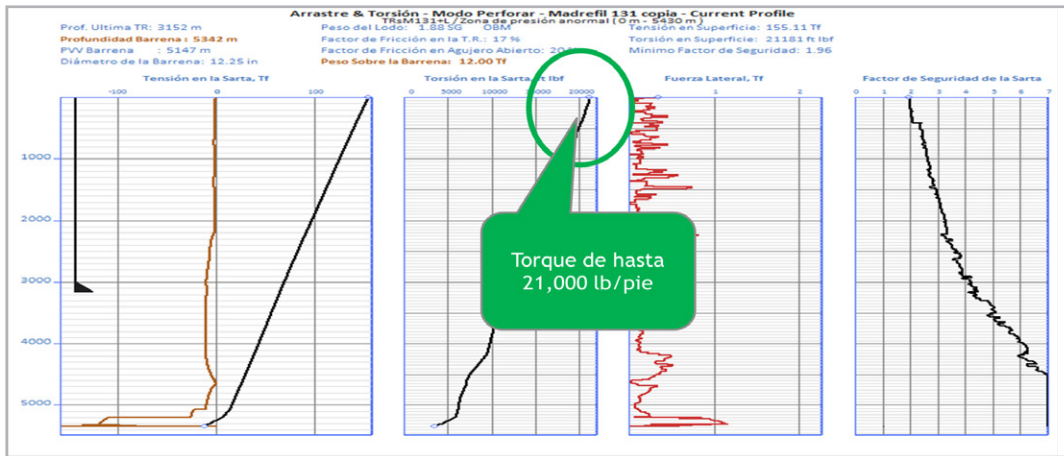
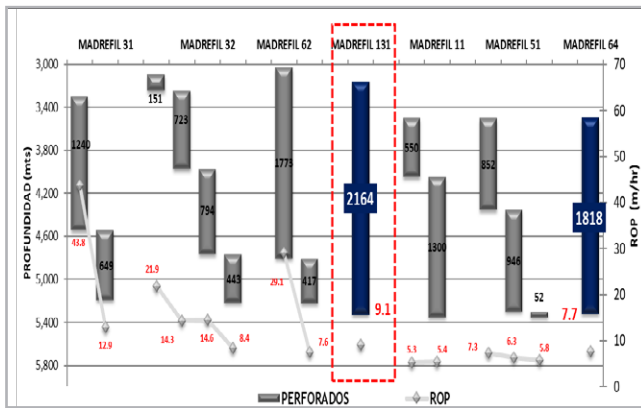


Figura 8. Muestra la trayectoria direccional real vs la programada, donde se alcanzaron los más alto valores de torque.

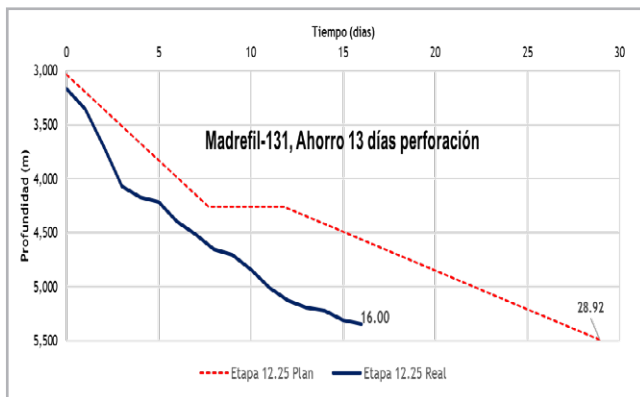
En esta sección con barrena PDC de 12 ¼" y sarta rotatoria, desde el Oligoceno hasta la cima de KSM (Cretácico Superior Méndez), se evaluó el desempeño de la barrena obteniendo un incremento del ROP de 9.1 m/h con respecto a los pozos de correlación, además de cortar 2164 mts en

una sola corrida, tal y como se observa en la Figura 9. Con la trayectoria con desplazamiento negativo, no afectó a los tiempos de perforación, por el contrario, se hicieron excelentes tiempos, siendo el mejor pozo del campo.



**Figura 9.** Se muestra el ROP del Madrefil 131, donde el pozo de correlación Madrefil 64 con mejor tiempo, solo hizo un ROP de 7.7 m/h y perforó un tirante de 1818 m.

En lo que refiere a la gráfica de tiempos para esta sección de 12 ¼” se logró obtener un ahorro de 13 días de perforación. Ver **Figura 10**. Con esto se demostró que, a pesar de los retos del plan direccional, con una ingeniería bien planificada se rompen paradigmas, es necesario hacer mención el uso de una nueva tecnología en barrena PDC, que por primera vez se utilizó en México dando resultados satisfactorios. Tan solo fue una barrena para la etapa. Esta barrena se ha utilizado en otros pozos, con resultados similares.

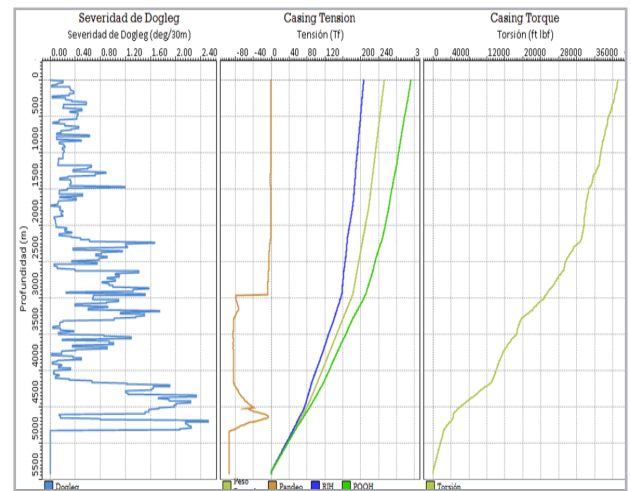


**Figura 10.** Gráfica de avance en la sección de 12 ¼”. Tiempo programado de 28.92 días, tiempo real de 16 días.

### Introducción de liner de 10 1/8” x 9 7/8” con triple curvatura

Durante la introducción del liner combinado de 10 1/8” x 9 7/8” a 5,342 md, en todos los escenarios simulados acorde a las severidades presentadas durante la construcción del desplazamiento negativo del pozo los últimos 1300 m, con

severidades de 2.02 a 2.57 °/30m a lo largo de la trayectoria final del pozo, representó un reto importante para lograr el objetivo de asentamiento programado. El pozo presentaba esfuerzos laterales desde 1,500 hasta 2,570 Kgf en dicha sección del agujero, los cuales fueron mitigados con el uso de 72 centralizadores, de los cuales, 42 se colocaron en el fondo con el uso de tecnología Premium de centradores de resina en la sección del desplazamiento negativo por el bajo coeficiente de fricción que presenta dicho material de 0.089. Ver **Figura 11**.



**Figura 11.** Para Madrefil 131 se utilizaron centradores de resina, lo cual ayudó a minimizar las fricciones durante la bajada del liner.

Durante la introducción del liner, no se registró ninguna resistencia o intento de atrapamiento. Bajo libre a hasta el punto de asentamiento, donde ancló y liberó colgador de forma satisfactoria, realizando buena cementación.

### Diseño de sarta invertida, sección 8 ½”

Uno de los retos mas importantes fue diseñar una sarta invertida para poder transmitir la energía directa a la barrena, ya que por el tipo de trayectoria con desplazamiento negativo implicaba que el peso efectivo a la barrena no fuera eficiente, es decir, parte del peso se pierde en la triple curvatura provocado por el arrastre de la tubería. Al hablar de una sarta invertida se refiere al invertir de primera forma la tubería heavy weight y por arriba de ella, los drill collar, con la finalidad de transmitir todo el peso necesario, el diseño de la sarta invertida se observa en la **Figura 12**. Durante la perforación de la etapa se redujeron los niveles de vibración y choques de la sarta, además de que el torque se mantuvo

estable en 16000 pie/libra, derivado de que a lo calculado presentaban valores de 24000 lb/pie. También ayudó a mantener el control direccional conforme a programa.

Referente al ROP, incrementó con respecto al diseño de una sarta convencional de pasar de 1.97 m/hr en la sección del Cretácico a 5.34 m/hr con la sarta invertida. Es necesario hacer mención que la litología perforada en la sección del Cretácico Superior agua nueva, se perforó un 40% de

pedernal ambar, lo que significó que la sección de 8 1/2" se hiciera en 3 viajes, el último BHA (Bottom hole assembly) se utilizó para terminar de perforar la etapa del Cretácico Medio al inferior. Con lo que respecta al esfuerzo no confinado de la formación se presentaron valores promedio de 20 a 42 Kpsi, lo cual dificultó relativamente el proceso de la perforación y el desgaste de la barrena no fue significativo en las 3 corridas.

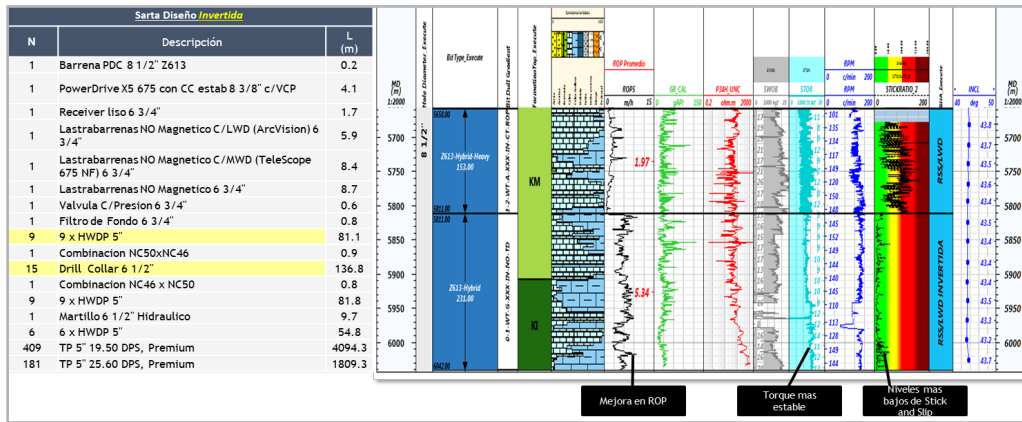


Figura 12. Diseño de sarta invertida para perforar la trayectoria con desplazamiento negativo y triple curvatura, donde se observa un incremento en la perforación, torque estable y niveles bajos de stick and slip en la sección de 8 1/2"

En la Figura 13 se analiza la gráfica de profundidad vs tiempo, donde se muestran las tres corridas de las barrenas PDC con desgaste máximo en una de ellas de 1-2, mientras que en las otras dos fue de 0-1, esto fue resultado de perforar con barrenas híbridas donde se tuvo un mayor rendimiento en el campo Madrefil, ya que el mejor pozo correlativo perforó con 6 barrenas, además de perforar 700 mts en 210 horas con ROP promedio equivalente de 3.3 m/hr, lo que permitió ahorrar 134 horas de acuerdo al programa.

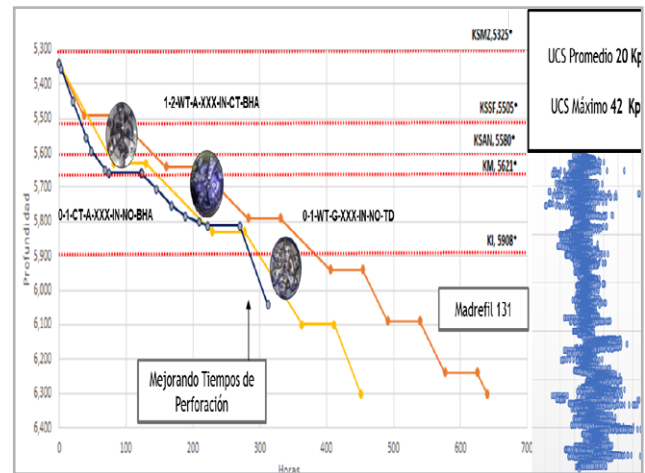


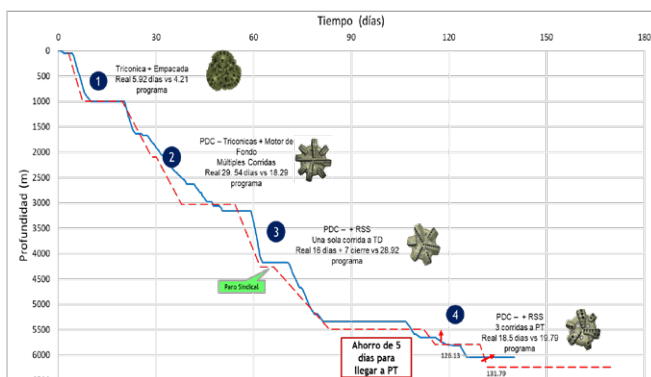
Figura 13. Gráfica de avance. Color naranja tiempo Pemex, color amarillo tiempo compañía, color azul tiempo real.

## Resultados

La trayectoria direccional se perforó conforme a programa a pesar de los retos de ingeniería que ésta representaba. Esto implicó hacer una reingeniería durante el proceso de la perforación, para poder cumplir con ángulo y rumbo deseado. Durante la perforación del pozo es necesario llevar un comparativo a lo que se programó en ingeniería de diseño con respecto a lo real, esta muestra comparativa se ve reflejada en la **Figura 14**, profundidad vs días o bien gráfica de avance, donde se muestran los tiempos de perforación del pozo Madrefil 131 vs los tiempos de perforación del programa, además se presenta el número de barrenas utilizadas que fueron un total de 11, donde el número de barrenas promedio para el campo de una ingeniería de arquitectura robusta han sido de hasta 17 barrenas. Como se mencionó en la Figura 10, en la etapa donde mejor se optimizó, es en el intervalo de 3062 a 5342 metros, al reducir de 3 barrenas promedio para el campo a tan solo 1 barrena. Esta barrena es para formaciones con intercalamiento litológico, abrasivo, de alta compresibilidad, y resistentes al impacto. También se utilizó lubricante en el fluido de perforación para minimizar los altos torques.

Haciendo referencia a la gráfica de avance, en la **Figura 14** se observan los tiempos de perforación para Madrefil 131 con un total de 126 días reales de 131 días programados.

La evolución tecnológica de las herramientas de perforación ha ayudado definitivamente para rediseñar la ingeniería y ver maximizados de forma optimizada en cada una de las etapas a perforar.



**Figura 14.** Gráfica de avance comparativa Madrefil 131 vs tiempo programado. En color azul se muestra el tiempo real y en color rojo el tiempo programado.

## Conclusiones

Se hizo la ingeniería para perforar de forma satisfactoria la trayectoria con desplazamiento con triple curvatura con el uso del sistema rotatorio que aseguró que el pozo se perforara de manera eficiente y con menos tortuosidad y en la sección de 8 ½" con el uso de la sarta rotatoria invertida, permitió reducir los choques y vibraciones, transmitiendo con ello la energía mecánica a la barrena. Para la sección de 12 ¼" con la tecnología de barrena en la que se perforaron 2164 m en una sola corrida siendo el primer pozo en alcanzar en una sola corrida para ambas peras Madrefil. Excelente desempeño en la perforación de la sección 8 ½ "a través de la tecnología de barrena en 3 corridas (700 metros, 40% de Pedernal) versus la mejor correlativa con 6 corridas. Uso de material lubricante líquido con el que se obtuvo un menor impacto en las reologías y fue posible reducir hasta un 30% en el torque. La utilización del QuadCombo permitió obtener el registro de la sección direccional en el orificio de 8 ½ "(área de producción). Uso de geometría no convencional (10 1/8") para garantizar la integridad mecánica del pozo, eliminando el uso del stub en la zona de colapso), además del uso de centradores de resina para el asentamiento de esta tubería.

Madrefil 131 se hizo con buenos resultados logrando reducir el tiempo de perforación en 5% respecto al campo Madrefil. Se estableció una sinergia adecuada entre la ejecución y el seguimiento del pozo durante la toma de decisiones entre todo el personal integrado en el proceso. Se tiene planificado realizar el uso de las barrenas en los próximos pozos a perforar en el campo Madrefil. También se tiene la propuesta de identificar y seleccionar campos candidatos para la aplicación de esta ingeniería. Es necesario crear y fabricar barrenas específicas para el campo a perforar, sin duda, esto ayudará a realizar un mejor performance.

## Referencias

1. Acevedo Aguirre Oguer, D. 2009. *Determinación de la Magnitud de Esfuerzos In Situ*. Tesis de licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, División de Ciencias de la Tierra, México, D. F.
2. Atashbari, V. y Tingay, M. 2012. Pore Pressure Prediction in Carbonate Reservoirs. Artículo presentado en SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Ciudad de México, México, abril 16-18. SPE-150835-MS. <https://doi.org/10.2118/150835-MS>.



3. Atashbari, V., Tingay, M. y Zareian, M. H. 2012. Compressibility Method for Pore Pressure Prediction. Artículo presentado en Abu Dhabi International Petroleum Conference and Exhibition, Abu Dhabi, EAU, noviembre 11-14. SPE-156337-MS. <https://doi.org/10.2118/156337-MS>.
4. De Andrade, J., Torsaeter, M., Todorovic, J. et al. 2014. Influence of Casing Centralization on Cement Sheath Integrity During Thermal Cycling. Artículo presentado en IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition, Fort Worth, Texas, EUA, marzo 4-6. SPE-168012-MS. <https://doi.org/10.2118/168012-MS>.
5. Egêa, R. B., Primolini, A. y Da Maia, B. 2018. Development of Friction Coefficient Controller for E-Coat (KTL). 2018 SAE Brasil Congress & Exhibition, Sao Paulo, Brasil, septiembre 3-5. SAE Technical Paper 2018-36-0200. <https://doi.org/10.4271/2018-36-0200>.
6. Juvkam-Wold, H. C. y Jiang W. 1992. Casing Deflection and Centralizer Spacing Calculations. *SPE Drill Eng* **7** (04): 268–274. SPE-21282-PA. <https://doi.org/10.2118/21282-PA>.
7. Matthews, W. R. y Kelly, J. 1967. How to Predict Formation Pressure and Fracture Gradient. *Oil and Gas Journal* **65** (8): 92-106.
8. Morales-Salazar, J., Samaniego-Verduzco, F. y García-Herrera, M. G. 2020. Pore-Pressure Equation for Carbonates. *SPE Drill & Compl* **35** (02): 191–200. SPE-199881-PA. <https://doi.org/10.2118/199881-PA>.
9. Soleymani, H. y Riahi, M. A. 2012. Velocity Based Pore Pressure Prediction—A Case Study at One of the Iranian Southwest Oil Fields. *Journal of Petroleum Science and Engineering* **94–95**: 40–46. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2012.06.024>.
10. Tellez, C. P., Elisabeth, F., Bentosa, E. et al. 2012. Geomechanics Characterization of the Clastics and Carbonates Formation of Southern Fields of Mexico (2005 – 2009). Artículo presentado en SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Ciudad de México, México. SPE-153430-MS. UL. <https://doi.org/10.2118/153430-MS>.
11. Terzaghi, K. y Peck, R.B. 1967. *Soil Mechanics in Engineering Practice*, second edition. New York: John Wiley and Sons, Inc.
12. Trejo Ortiz, M. C. 2009. *Aplicación de la Geomecánica en la Estabilidad del Agujero de un Pozo de la Región Sur*. Tesis de maestría, Universidad Nacional Autónoma de México, Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería.
13. Wang, R., Wang, Z., Shan, X. et al. 2013. Factors Influencing Pore-Pressure Prediction in Complex Carbonates Based on Effective Medium Theory. *Petroleum Science* **10**: 494-499. <https://doi.org/10.1007/s12182-013-0300-7>.
14. Wang, Z. y Wang, R. 2015. Pore Pressure Prediction Using Geophysical Methods in Carbonate Reservoirs: Current Status, Challenges and Way Ahead. *Journal of Natural Gas Science and Engineering* **27 Part 2**: 986-993. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2015.09.032>.
15. Weakley, R. R. 1990. Determination of Formation Pore Pressures in Carbonate Environments from Sonic Logs. Artículo presentado en Annual Technical Meeting, Calgary, Alberta, Canadá, junio 9-12. PETSOC-90-09. <https://doi.org/10.2118/90-09>.
16. Yerubandi, K. B., Hennessy, K. y Jogdand, A. 2020. Understanding Fluid Displacement in Extended-Reach Drilled Wells. Dhahran, Saudi Arabia: International Petroleum Technology Conference. Artículo presentado en International Petroleum Technology Conference, Dhahran, Kingdom of Saudi Arabia, enero 13-15. IPTC-20330-ABSTRACT. <https://doi.org/10.2523/IPTC-20330-ABSTRACT>.
17. Zhou, S., Kamal, M. y Sanders, T. 2010. Application of Innovative Ceramic Centralizer for Solid Expandable Liner. Artículo presentado en Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, EAU, noviembre 1-4. SPE-137028-MS. <https://doi.org/10.2118/137028-MS>.
18. Zoback, M. D., Barton, C. A., Brudy, M. et al. 2003. Determination of Stress Orientation and Magnitude in Deep Wells. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences* **40** (7-8): 1049–1076. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2003.07.001>.

## Semblanza de los autores

### Roberto Juárez López

Doctorado en tecnología avanzada con especialidad en fenómenos de transporte en sólidos de plasma y gases de descarga. Maestría en geociencias y administración de los recursos naturales. Licenciatura en ingeniería petrolera. Profesor en la academia de ingeniería petrolera (ESIA-TICOMAN- IPN). Impartición de cursos de perforación, terminación y reparación de pozos a escuelas como: IPN-UNAM. Instructor dentro de Pemex para el pozo escuela en Castaño (Direccional, asentamientos de TR's, Geomecanica, Terminación, Diseño de Tr's, Control de pozo), entre otros, así como a institutos y empresas. Autor de artículos de investigación científica y de divulgación.

Múltiples conferencias internacionales y nacionales de interés Petrolero, Científico y Académico con participación destacada en países como Argentina, Colombia, Cuba, Uruguay, Chile, Estados Unidos, Brasil, España y Estonia. Impulsor de tecnologías únicas en el mundo para la industria del petróleo. Con 17 años de experiencia en la industria del petróleo trabajando en Pemex en el área de Diseño e Ingeniería de perforación de pozos.

### Luis Villalobos

Actualmente es Tech. Leader & Business Development para Grupo Industrial Comercializador del Golfo S.A de C.V., (GICSAMX). Es especialista en cementaciones y casing equipment. Antes de su puesto actual se desempeñó como Cementing Technical Sales Engineer para Halliburton de México. Cuenta con más de 12 años de experiencia en la industria petrolera en el área de cementaciones. Posee un MBA por parte del Instituto de Estudios Universitarios (IEU) y un título en Ingeniería Industrial por parte del Instituto Tecnológico de Celaya (ITC). Es miembro de la Society of Petroleum Engineers (SPE), ha participado como expositor en los Congresos de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, (AIPM).

### José Alberto Peralta Montejo

Estudió en la Universidad Popular de la Chontalpa, (UPCH), obteniendo el título de Licenciatura en Ingeniería Química Petrolera.

Ingresó a Pemex en junio de 2006 y se desempeñó como ingeniero de terminación y reparación de pozos durante los siguientes 4 años, a partir del 2010 fungió como ingeniero de pozos en la Regios Sur, especializándose en pozos HPHT y LPHT; en 2016 diseñó y coordinó de manera exitosa la reparación mayor del pozo Sitio grande 92 para efectuar la segunda etapa de una prueba tecnológica del IMP; los siguientes 2 años dio asesoría técnica a consorcios que participaron en las diferentes rondas de licitación de campos durante la reforma energética; en el 2018 ingresó a Schlumberger y durante los siguientes 4 años se desempeñó como Senior de perforación de pozos en el área de ingeniería de operación en interacción directa con Pemex.

En la actualidad es Líder de planeación de pozos de campos terrestres en México.