

Perforación exitosa del pozo Terra 11 horizontal en yacimientos mesozoicos de baja permeabilidad

*Ing. Aly Giovanni Morán García
M. en I. Agustín Moreno Rosas
Ing. Guadalupe Rodríguez García
Pemex-Activo de Producción Samaria-Luna*

Información del artículo: recibido: marzo 2013-aceptado: mayo 2014

Resumen

El campo Terra geológicamente se encuentra en el área mesozoica Chiapas-Tabasco (Pilar Reforma Akal), específicamente en la planicie del Golfo de México, perteneciente al Proyecto Delta del Grijalva, **Figura 1**, del Activo Samaria Luna. El campo inició su actividad en julio del 2009 con la terminación del Pozo Terra-1, el cual resultó productor de aceite en rocas del Jurásico Superior Kimmeridgiano.

El modelo estructural del área corresponde a una trampa estructural, cuyo eje mayor se orienta de NW a SE, limitado por fallas inversas al SW. La estratigrafía del área está compuesta por calizas fracturadas del Cretácico y las calizas dolomitizadas y fracturadas del Jurásico Superior Kimmeridgiano, como sello funcionan las calizas arcillosas de ambiente de cuenca para el yacimiento somero y de ambiente de plataforma para el más profundo, la carga de aceite fue durante el periodo Mioceno Inferior procedente de la roca generadora del Jurásico Superior Tithoniano. Es un yacimiento de alta presión y temperatura, naturalmente fracturado, y tiene asociado un acuífero activo.

La perforación horizontal del pozo Terra 11 en el Cretácico Medio, **Figura 2**, donde la roca almacenadora presenta características de baja porosidad y permeabilidad, permitió atravesar la mayor cantidad de fracturas, aunado a los trabajos de estimulación matricial y fracturamiento, nos da como resultado un pozo productor de aceite de 41°API, con un gasto de 3839 bpd.

Palabras clave: Pozo horizontal, baja permeabilidad, fracturas, alta productividad.

Successful drilling of well Terra 11 horizontal in Mesozoic low-permeability reservoirs

Abstract

Drilling of horizontal wells in ages or formations where the reservoir rock has characteristics of low porosity and permeability, can cross as many fractures within the zones of interest, coupled with the work of fracturing and matrix stimulation, can get as resulting high productivity wells.

The proposed locations for development in the Terra field in a reservoir naturally fractured where drilling of initial directional wells shows intervals with presence of hydrocarbons in the lithological samples and demonstrations of gas mud and a complete chromatography including iC4, C4, C5 iC5 and confirmed the presence of oil in areas of very low permeability Late Cretaceous Superior "Agua Nueva" and Middle Cretaceous, forcing us to seek technologies to improve the conditions of reservoir permeability. Knowing preferential fracturing system, it is possible to design more convenient directional paths, applying for this field drilling horizontal wells.

Keywords: Horizontal well, low permeability, fractures, high productivity.

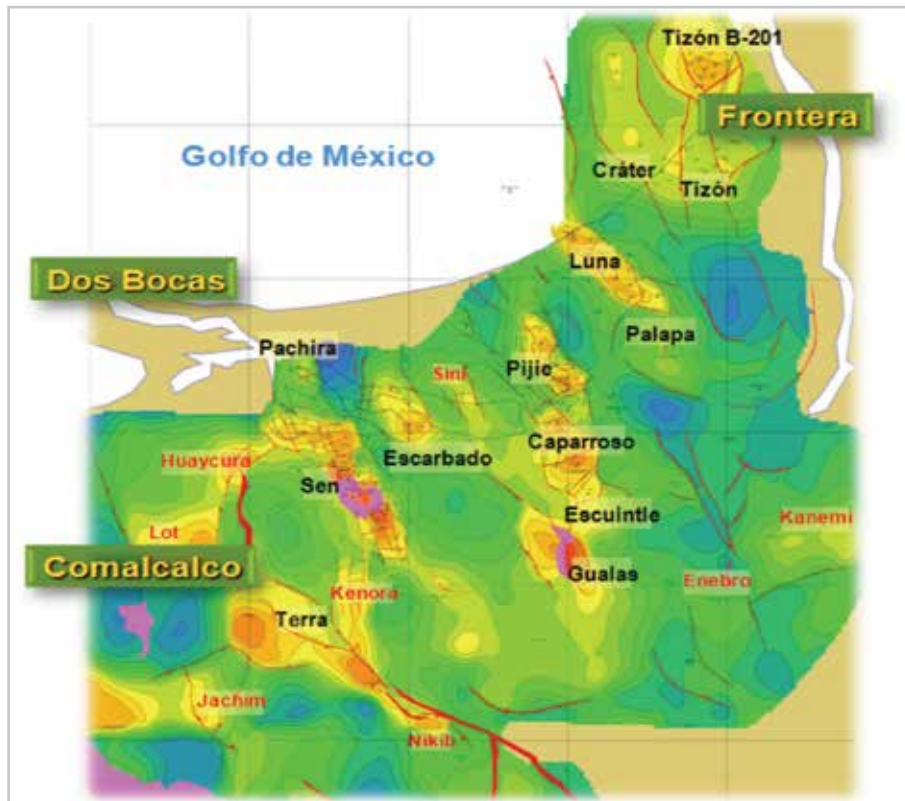


Figura 1. Plano regional a nivel Cretácico Superior Cretácico del Proyecto Delta del Grijalva.

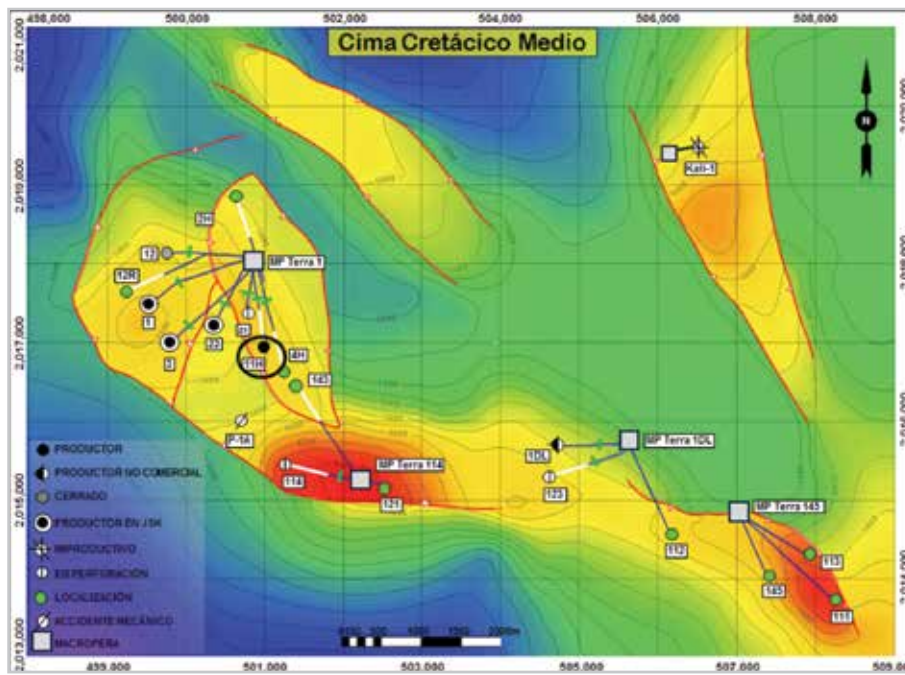


Figura 2. Mapa del Cretácico Medio, campo Terra.

Introducción

La propuesta de localizaciones en el campo Terra en un yacimiento naturalmente fracturado, donde la perforación de los pozos direccionales iniciales muestra zonas de muy baja permeabilidad a nivel Cretácico Medio, lo cual obliga a buscar tecnologías que permitan conectar la mayor cantidad de fracturas. Conociendo el patrón preferencial de fracturamiento abierto y cerrado, se pueden diseñar las trayectorias direccionales más convenientes, aplicando para este campo la perforación de pozos horizontales.

Desarrollo del tema

Los resultados de los análisis efectuados durante la perforación de los pozos Terra 1 (exploratorio), Terra 23 y 3 (desarrollo), **Figuras 3 y 4**, evidenciaron presencia de hidrocarburos en las muestras litológicas y petrográficas, las manifestaciones de gas lodo con un rango de 300 a 3000 u a nivel Cretácico (KSAK y KM), así como una cromatografía completa que incluye iC4, C4, iC5 y C5, la cual confirma la presencia de aceite, **Figura 5**.

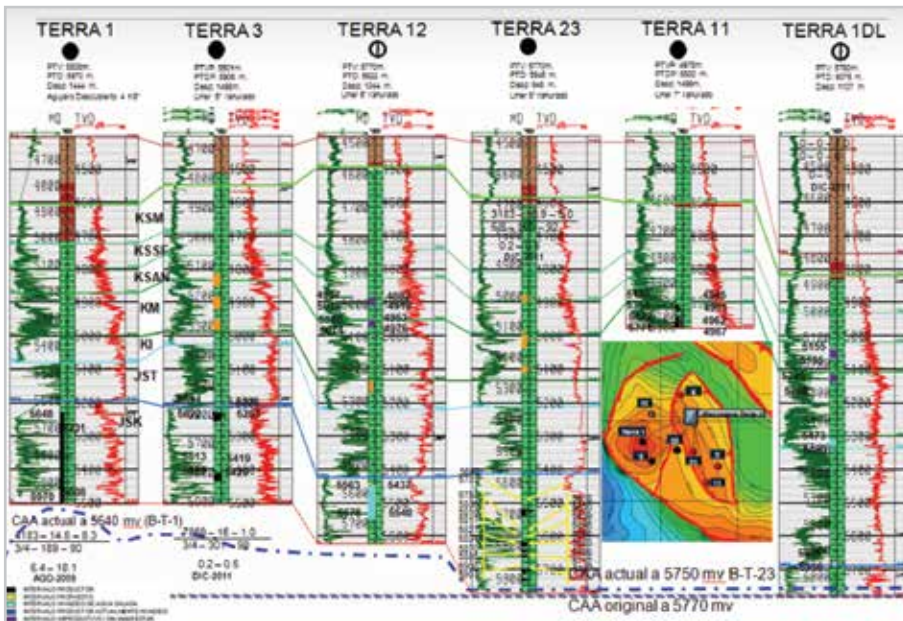


Figura 3. Correlación de pozos Terra; indicando intervalos de interés en el Cretácico.

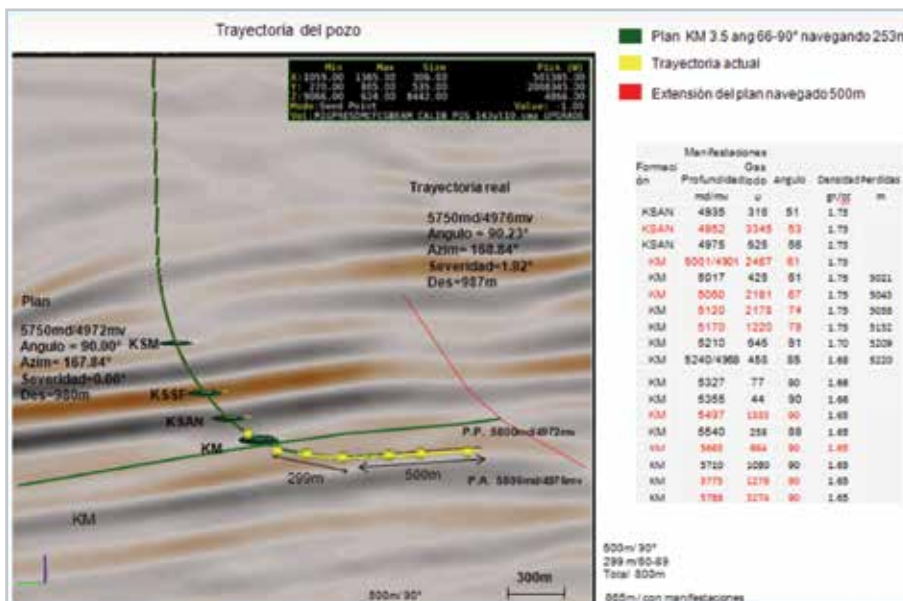


Figura 4. Trayectoria real vs programa con zonas de manifestaciones en el Cretácico.

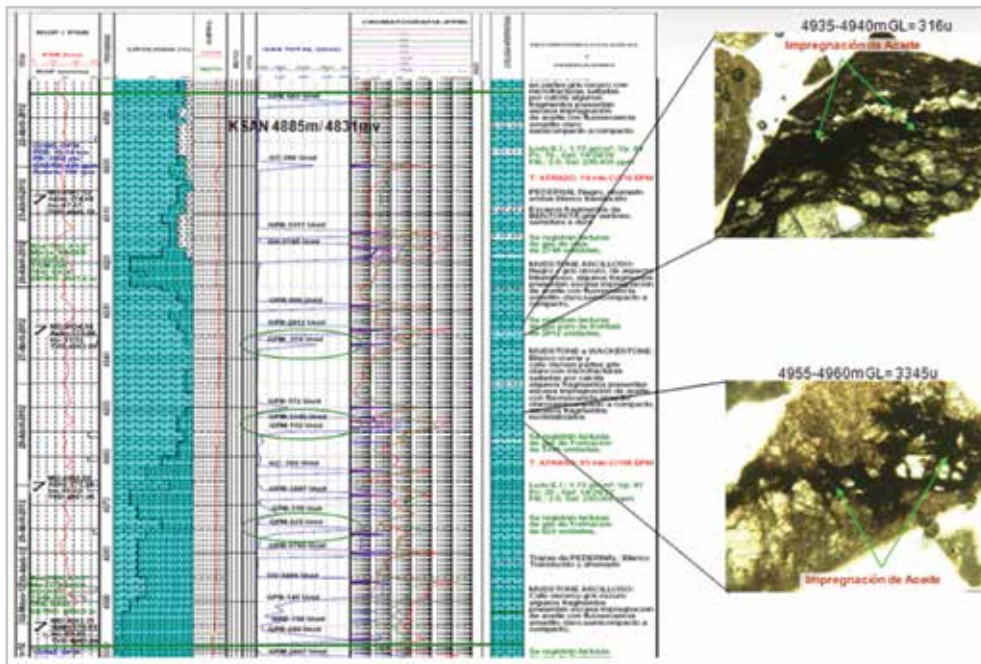


Figura 5. Registro de hidrocarburos y láminas delgadas indicando presencia de aceite.

De la interpretación de los registros de imágenes se define la existencia de tres familias de fracturas para el Cretácico:

- Fracturas abiertas y cerradas de rumbo NE-SW con echados al NW y SE y de alto ángulo.
- Fracturas cerradas de rumbo NE-SW con echados al NW-SE, de alto ángulo.
- La familia de fracturas NE-SW es la que representa la mayor posibilidad de aportar fluidos.

Sin embargo, la prueba MDT efectuada en Cretácico durante la perforación del pozo Terra 3, confirmó una formación de baja permeabilidad, donde en las estaciones donde se logró hacer sello muestra como restablece la presión la formación de manera muy lenta, indicativo de la baja movilidad a lo largo de la formación.

Con estos antecedentes y conociendo el patrón preferencial de fracturamiento, se decidió proponer un pozo horizontal con el fin de conectar la mayor cantidad de redes de microfisuras y con ello asegurar el éxito volumétrico y económico del pozo.

Durante la perforación del pozo Terra 11H se comprueba los datos obtenidos en los pozos de correlación, presentando buenas manifestaciones de hidrocarburos desde la base del Cretácico Superior Agua Nueva con lecturas de GL que van de 300 a 3345u y en los 75mv penetrados en el Cretácico Medio con lectura de 425 a 3275 u.

De la interpretación de los registros de imágenes se comprueba la existencia de tres familias de fracturas para el Cretácico: donde la familia de fracturas abiertas NE-SW es la que representa la mayor posibilidad de aportar fluidos, con un total de 200 fracturas, **Figura 6**.

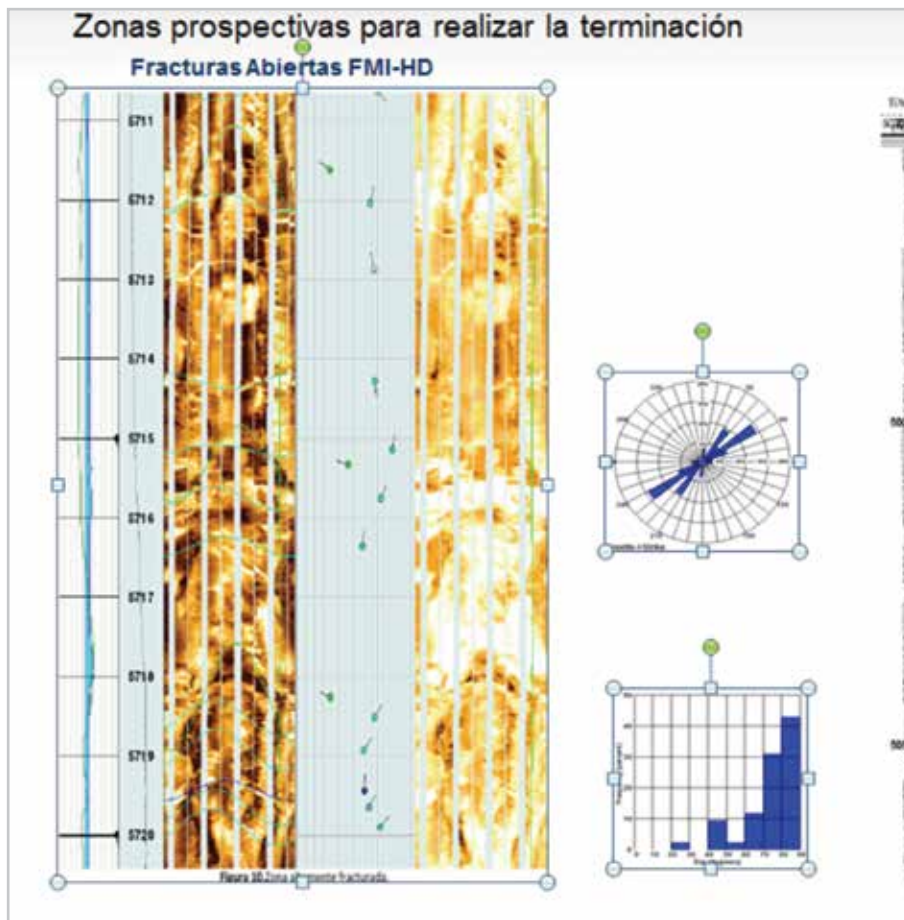


Figura 6. Registro de imágenes y roseta de fracturamiento.

Con la interpretación de los registros de imágenes y litodensidad - neutrón compensado, se seleccionaron tres intervalos con las mejores propiedades petrofísicas con porosidades que van del 3 al 4.6% y una permeabilidad de 0.29 a 0.79 mD.

Con toda la información analizada se procedió a elegir tres intervalos de interés.

Se analizan siete propuestas de terminación, seleccionando como la más conveniente aquella que mantiene expuesta la mayor cantidad de intervalo de interés: Liner 7" liso en KSAN y ranurado en KM con empacadores hinchables.

Resultados

El 29 de enero del 2012, se inició con la perforación del pozo, llegando hasta una profundidad de 5800 m, con 500 m de sección horizontal (90°), y 300 m de alto ángulo (58 a 89°), durante la etapa de perforación de la sección horizontal mantuvo manifestaciones de gas lodo de 300 hasta de 3,000 unidades, de la evaluación de los registros se consideró la terminación con liner ranurado en dos zonas separadas con empacadores hinchables, **Figura 7**, los cuales presentaron las propiedades petrofísicas, mostradas en la **Tabla 1**.

Tabla 1. Propiedades petrofísicas de los tres intervalos de interés.

Intervalo (md)	Porosidad (%)	Saturación de agua (%)	Permeabilidad (mD)	Arcillosidad (%)
5170-5410	4.6	12.6	0.75	6.0
5460-5610	3.0	10.0	0.29	5.0
5710-5800	4.3	15.0	0.79	4.2

Durante la etapa de terminación que inició el 15 de septiembre del 2012, se introdujo aparejo de producción de 3½”, acondicionado con sensor de fondo y válvula de tormenta hasta la profundidad de 4,430 m, donde se ancló empacador.

nitrógeno, posteriormente se efectuó una estimulación de limpia a los intervalos 5159-5354m y 5422-5722m, con un volumen de 92 m³ de solventes, alcanzando una presión en TP máxima de 4,200 psi, con gasto máximo de 8 bpm, recuperando baches de hasta 32% de sólidos.

Se realizaron las actividades de lavado de pozo con tubería flexible en toda la sección horizontal con solventes y

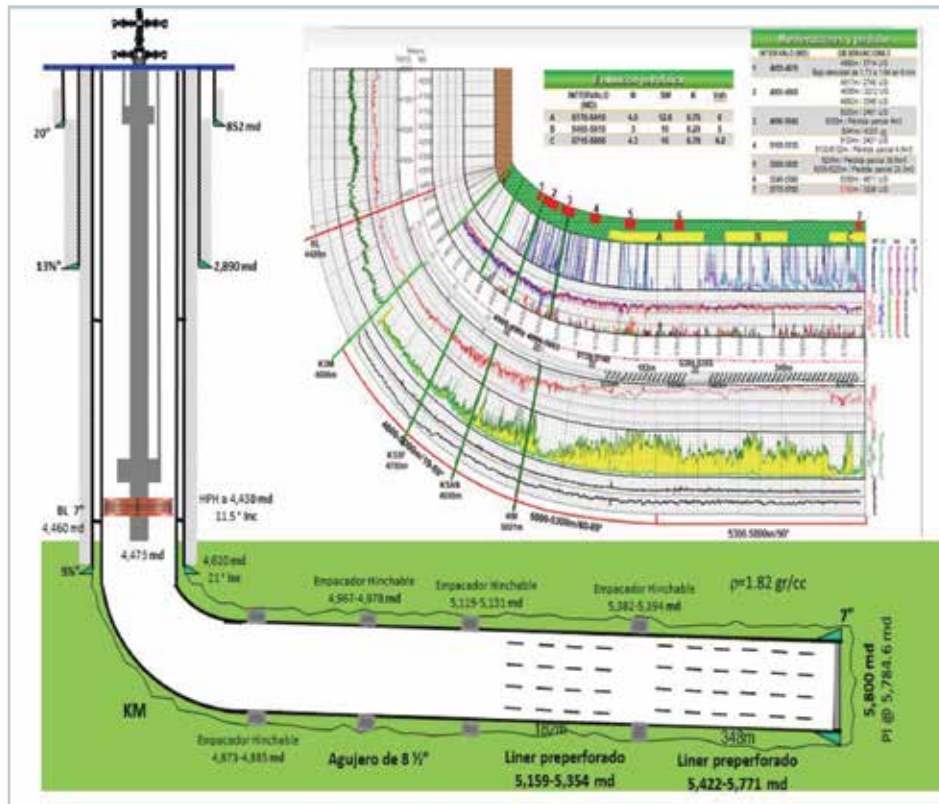


Figura 7. Estado mecánico y evaluación petrofísica con la ubicación del liner ranurado e hinchables.

Resultados

Se evaluó el pozo resultando productor de aceite volátil, **Tabla 2**.

Tabla 2. Resultados de producción.

Fecha	Estrangulador (pulgadas)	Gasto			Presión en cabeza (kg/cm ²)	Densidad del aceite (gr/cc)	Grados API
		Líquidos (BPD)	Aceite (BPD)	Gas (MMPCD)			
20-10-12	3/8	2,406	2,382	7.4	342	0.819	40
21-10-12	1/2	3,839	3,797	11.7	290	0.819	40
21-10-12	3/4	5,005	5,005	15.0	170	0.819	40

Conociendo el antecedente de los pozos productores de correlación y con el fin de comunicar el sistema fracturado conductivo, se realizó una estimulación matricial, con un

volumen de 660 m³ de productos ácidos, alcanzando una presión en TP máxima de 11, 003 psi con gasto máximo de 30 bpm, **Figura 8**.



Figura 8. Gráfica de comportamiento de presión durante trabajos de estimulación de limpia y matricial.

Conclusiones

Los campos mesozoicos de la región sur, así como otros campos de México y del mundo, tienen presencia de hidrocarburos en rocas de muy baja permeabilidad, motivo que obliga a buscar las metodologías y herramientas que permitan concluir pozos productores, ante las condiciones mencionadas.

1. El campo Terra produce en rocas carbonatadas fracturadas del Jurásico Superior Kimmeridgiano, por lo que la perforación del pozo Terra 11, inicia el desarrollo del campo en Cretácico Medio.
2. En formaciones carbonatadas de baja permeabilidad los pozos horizontales presentan una gran factibilidad para obtener producción comercial.
3. El pozo Terra 11 reclasificó la reserva probable a probada de 15 MMBLS y 45 MMMPC.
4. Con la perforación del pozo Terra 11, se logró por primera vez a nivel mundial construir parte de la trayectoria en la formación Cretácico Superior agua nueva caracterizada por la presencia de nódulos de

pedernal, alta presión, temperatura y densidad de perforación de 1.82 gr/cm³.

5. En la región sur se deberá analizar la posibilidad de desarrollar los yacimientos de baja permeabilidad similares al campo Terra, mediante la perforación de pozos horizontales.

Agradecimientos

A todo el equipo del Proyecto Delta del Grijalva por su invaluable contribución en las diversas áreas de geociencias, yacimientos, productividad y perforación, al Ing. Agustín Mandujano Santiago, Administrador del Activo por apoyar este reto tecnológico, al Ing. Rafael Pérez Herrera por su apoyo en toda actividad del proyecto, al Ing. Néstor Jonguitud Robles y todo su personal por guiarnos en el área de geociencias, así como al equipo del Ing. Nelson Salinas de la línea PTF de Schlumberger, por toda su tecnología y profesionalismo en el área de geociencias perforación y terminación de pozos.

Referencias

Mitchell, J. 2001. *Perforando sin Problemas*.

Semblanza de los autores

Ing. Aly Giovanni Morán García

Egresado de la Universidad Autónoma de San Luis Potosí Obteniendo el Título de Ingeniero Geólogo en 1992.

Inició a laborar en la Comisión Federal de Electricidad en la Subgerencia de Geología e Ingeniería Civil, en trabajos de geología regional y a semidetalle en la residencia Pacífico-Norte.

De 1995 a 1999 laboró en la Compañía M-I drilling Fluids, como Ingeniero de fluidos de control en la Región marina y sur.

De 1999 a 2000 se desempeñó en PEP, Activo de Explotación Abkatún, dando seguimiento a las actividades de pozos en perforación, estudios geológicos, (estructurales, petrográficos y petrofísicos).

De 2000 a 2009 estuvo en el Activo de Exploración Macuspana y Regional de exploración, en la operación geológica a pozos exploratorios en etapas de perforación y terminación.

De 2009 a la fecha labora en el Activo de Producción Samaria Luna, en el Proyecto Delta de Grijalva, propuesta de localizaciones de desarrollo y seguimiento operativo geológico en las etapas de perforación y terminación.

Presentó trabajos en el Congreso de Puebla en 2011. Pertenece a la Asociación de Ingenieros Petroleros de México.

M. en I. Agustín Moreno Rosas

Ingeniero petrolero egresado del Instituto Politécnico Nacional en 1983, con Maestría en Ingeniería Petrolera y de Gas Natural en 2004, por la Universidad Nacional Autónoma de México.

Ingresó a Pemex en 1994 en el Distrito Comalcalco, posteriormente fue trasladado a Reforma Chiapas, donde laboró en el área de caracterización de yacimientos realizando los estudios integrales de Catedral y Muspac, en 2005 estuvo encargado por parte de Caracterización en la realización del FEL del Proyecto Cactus-Sitio Grande, y posteriormente de San Manuel.

En 2010 fue movilizado al Proyecto Delta del Grijalva como encargado del área de caracterización de yacimientos, dando seguimiento a la perforación de los pozos en los campos de Sen, Pijije, Terra y Tizón.

En mayo del 2013 fue trasladado al Activo de Producción Bellota-Jujo al Proyecto Bellota Chinchorro como líder de yacimientos.

Pertenece a la Asociación de Ingenieros Petroleros de México y al Colegio de Ingenieros Petroleros, y es miembro de la Red de especialistas en petrofísica.