

## Desarrollo no convencional de un yacimiento naturalmente fracturado (YNF) en el campo Furbero del APATG

*David de Israel Ruiz Torres*  
*Héctor Bernal Ramírez*  
*Ma. Lidia de la Huerta Cobos*  
*Iveth Leticia Bache Canella*  
*Larissa G. Spinoso Calderón*  
*Pemex*  
*Miguel González González*

Información del artículo: Recibido: octubre de 2013-aceptado: septiembre de 2014

### Resumen

El desarrollo del Campo Furbero, tiene como objetivo fortalecer y maximizar el potencial petrolero de un yacimiento naturalmente fracturado en el proyecto Aceite Terciario del Golfo mediante un desarrollo no convencional.

Como paso inicial, se definió un marco estructural para poder identificar los rasgos estructurales y lineamientos principales; posteriormente se aplicaron atributos tales como varianza, extracción de fallas y delineación de fracturas a la sísmica 3D del campo para identificar y mapear las fracturas naturales, construyéndose paralelamente un modelo geomecánico para determinar las direcciones de esfuerzos y para análisis de comparación con el atributo de extracción de fallas y delineación de fracturas. Por último se realizó una re-ingeniería a la definición y diseño de las perforaciones y terminaciones de los pozos.

Utilizando diseños de pozos tipo “J” con ángulos de penetración 45 a 75°, en zonas donde por encima de la sección carbonatada se tiene objetivo de areniscas, y también con la finalidad de incrementar el área de contacto con el yacimiento y para obtener altos gastos y un mayor factor de recuperación se perforan pozos horizontales en dirección del esfuerzo mínimo para generar fracturas transversales que interconecten las naturales creando una red de fracturas en la vecindad del pozo.

Matriz de jerarquización de localizaciones, herramienta no convencional que involucra variables geológicas, petrofísicas y de yacimientos, las cuales reflejan el grado de conocimiento del área donde se ubica la oportunidad. Los parámetros utilizados son: control estratigráfico, calidad del yacimiento ( $\emptyset$ ,  $k$ ,  $S_w$ , NetPay), número de yacimientos, espaciamiento de pozos vecinos, intervalos potenciales, gastos iniciales esperados (bpd).

Terminación de pozos, se lleva a cabo multifracturando, consiste en el fracturamiento secuencial de más de un intervalo a través de sistemas divergentes sólidos, que pueden ser esferas biodegradables; técnica que permite disparar en una sola intervención todos los intervalos que se desee, (múltiples yacimientos).

La principal problemática que se tiene es la gran declinación que muestra este tipo de yacimientos.

**Palabras clave:** Flujo de trabajo no convencional, campo Furbero, proyecto aceite Terciario del Golfo.

## Unconventional development workflow for a naturally fractured reservoir, case of study, Furbero field (APATG)

### Abstract

The development in the Furbero field has the main goal of strengthen and increase the petroleum potential of a natural fractured reservoir with an unconventional development workflow in the “Aceite Terciario del Golfo” project.

The work flow start, defining the structural model, in order to identify the principal structural traits as a faults, fractures, anticlines, etc., mapping the naturals fractures, using special seismic attributes (variance, coherence, 3D fault extraction), at the same time it was estimated the principals in situ stress components and correlated the 3D faults seismic extraction, with the construction of a 3D Geomechanical model. As a final step it was re-defined the wells trajectories and completion designs.

In zones or areas where it has “double” reservoir, sandstone reservoir over the natural fractured reservoir, was drilled with wells with angles of penetration from 45° to 75°, type “S” and “J”. In zones with only one target or reservoir to develop, the best design was horizontal wells, in order to increase the contact area well-reservoir, raise the oil rate production and increase the recovery factor. This kind of well was drilled in direction to de minimum stress, making a fracture network over the well trajectory vicinity, between the natural fractures and the hydraulics fractures.

Matrix of opportunities, an unconventional tool to rank the new wells to be drill. This tool has, the geological, petrophysical and, engineering variables to evaluate each opportunity, which is direct result of the knowledge and confidence about the reservoir. The matrix evaluate the following parameters: stratigraphic confidence, reservoir quality like porosity, water saturation, permeability etc., number of reservoirs to exploit, distance to the next well in production, expected oil rate.

The completion was made by multi hydraulic fracturing, this technique consists in fracturing by sequence of two or more intervals using solid divergent like biodegradable spheres.

The principal problem with the naturally fractured reservoirs it’s the quickly production declination.

**Keywords:** Flow of non-standard work, Furbero field, Tertiary Gulf oil project.

### Introducción

El desarrollo del campo Furbero, tiene como objetivo fortalecer y maximizar el potencial petrolero de un yacimiento naturalmente fracturado en el proyecto aceite Terciario del Golfo mediante un desarrollo no convencional.

El área que comprende el campo Furbero se ubica en la porción sureste del proyecto “Chicontepec”, dentro del estado de Veracruz y abarcando los municipios de Coatzintla, y Papantla de Olarte un área de 330 km<sup>2</sup> dentro del Paleocanal de Chicontepec, **Figura 1**.



Figura 1. Ubicación del Campo Furbero dentro del Paleocanal.

## Antecedentes

Al inicio del proyecto y finales de 2011, el desarrollo del campo Furbero se llevó a cabo de una manera convencional bajo los esquemas y diseños de explotación de yacimiento de areniscas; dado que el campo tiene potencial a dos niveles estratigráficos, areniscas y carbonatos, teniendo este último un comportamiento del tipo “naturalmente fracturado”, lo que conllevó a rediseñar la forma de desarrollar el campo, de una manera no convencional.

## Objetivo

El presente documento tiene como objetivo mostrar la metodología y flujo de trabajo no convencional utilizada para el desarrollo del yacimiento naturalmente fracturado en el campo Furbero dentro del Activo de producción aceite Terciario del Golfo.

## Desarrollo del tema

### a) Metodología de trabajo

Como paso inicial, se definió un marco estructural para poder identificar los rasgos estructurales y lineamientos principales; posteriormente se aplicaron atributos tales como varianza, extracción de fallas y delineación de fracturas a la sísmica 3D del campo para identificar y mapear las fracturas naturales, construyéndose paralelamente un modelo geomecánico para determinar las direcciones de esfuerzos y para análisis de comparación con el atributo de extracción de fallas y delineación de fracturas. Por último se realizó una re-ingeniería a la definición y diseño de las perforaciones y terminaciones de los pozos.

Para el desarrollo del campo se empleó la metodología de trabajo bajo el flujo mostrado en la **Figura 2**.

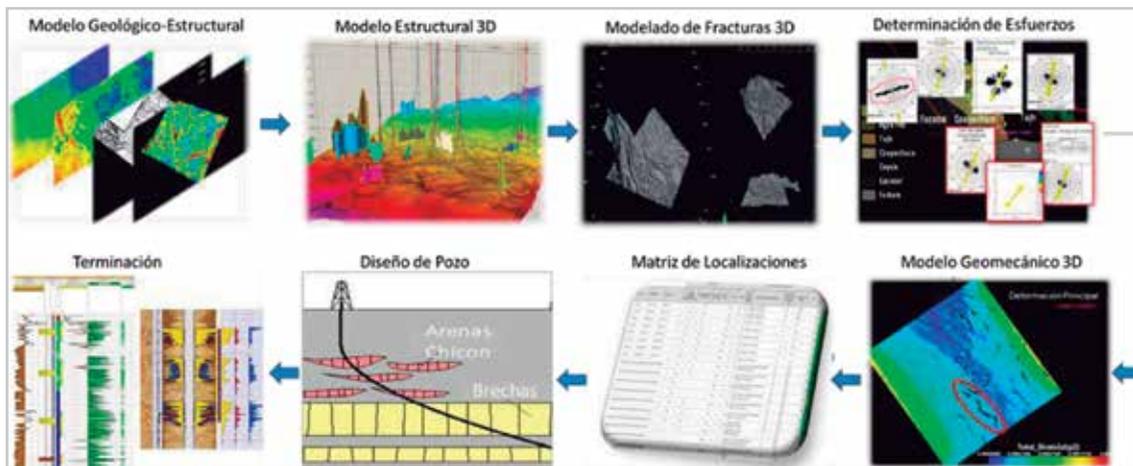


Figura 2. Flujo de trabajo.

b) Marco geológico estructural

La columna geológica del campo Furbero comprende desde el Jurásico Inferior al reciente. Los yacimientos de este campo se encuentran limitados de la siguiente manera: yacimiento naturalmente fracturado hacia su base por una sección de plataforma carbonatada y hacia la cima por una discordancia de carácter regional que conforma la base del paleocanal, separando la secuencia de areniscas de la sección calcárea naturalmente fracturada; suprayacente encontramos el yacimiento de areniscas, delimitado por dos grandes discordancias regionales, Disc A y C, siendo esta última correspondiente a la base la formación Guayabal del Eoceno Medio.

A partir del análisis e interpretación sísmica 3D, se correlacionaron los diferentes horizontes o niveles estratigráficos que limitan y conforman el YNF, realizando un total de 125 inlines y 138 crosslines para cada unidad, apoyándose con secciones y configuraciones estructurales así como mapas de variación de espesores se construyó el modelo tridimensional estructural con la finalidad de identificar los fallamientos que afectan el campo. Se aplicó el atributo de varianza para definir fallas que en un momento dado compartamentalicen el yacimiento, **Figura 3**.

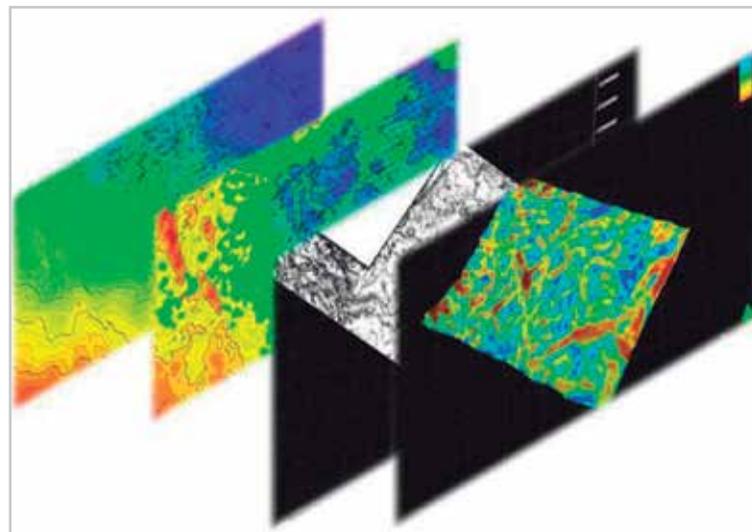
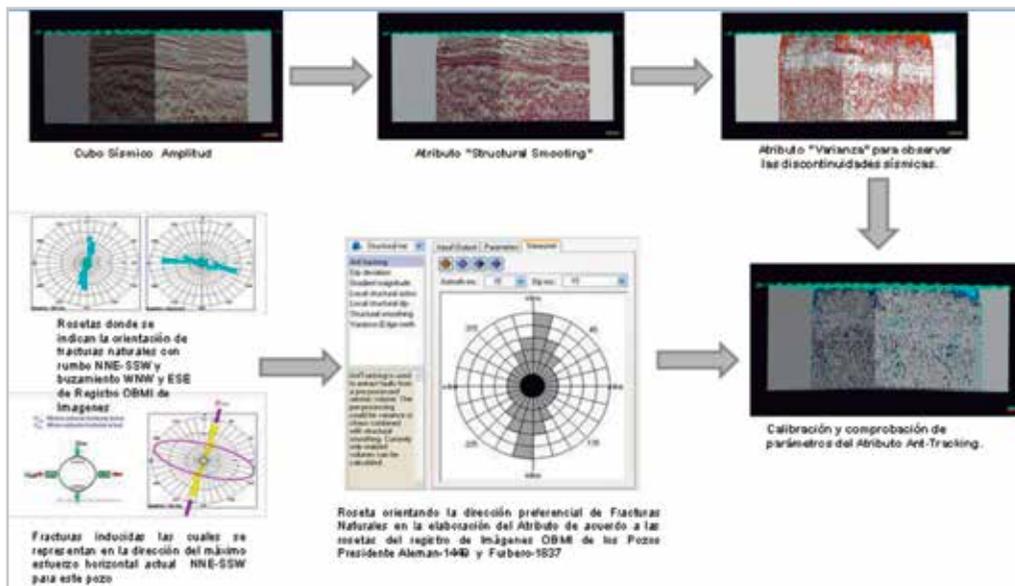


Figura 3. Modelado estructural y atributo de varianza.

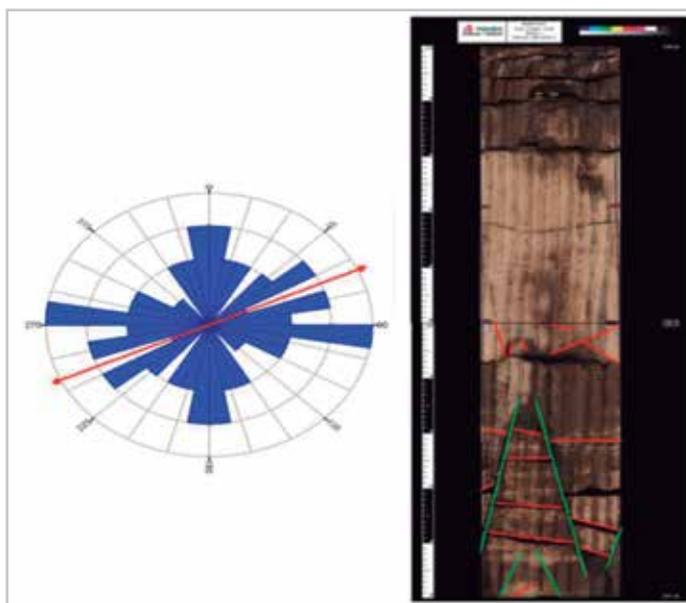
c) Atributos sísmicos y modelo geomecánico

Se generó un modelo a partir del atributo sísmico; extracción de fallas y delineación de fracturas ajustado con información de pozo como registro de imágenes y núcleos, **Figura 4**, en el cual se observa una tendencia principal de

fracturamiento NW-SE, también se observa que existe una tendencia de fracturas secundarias NNW-SSE, generando zonas con fracturamiento conjugado, como se observa en el núcleo cortado sobre anomalía del modelo de extracción de fallas y delineación de fracturas, el cual sirvió también para corroborar y/o ajustar el modelado de fracturas, **Figura 5**.



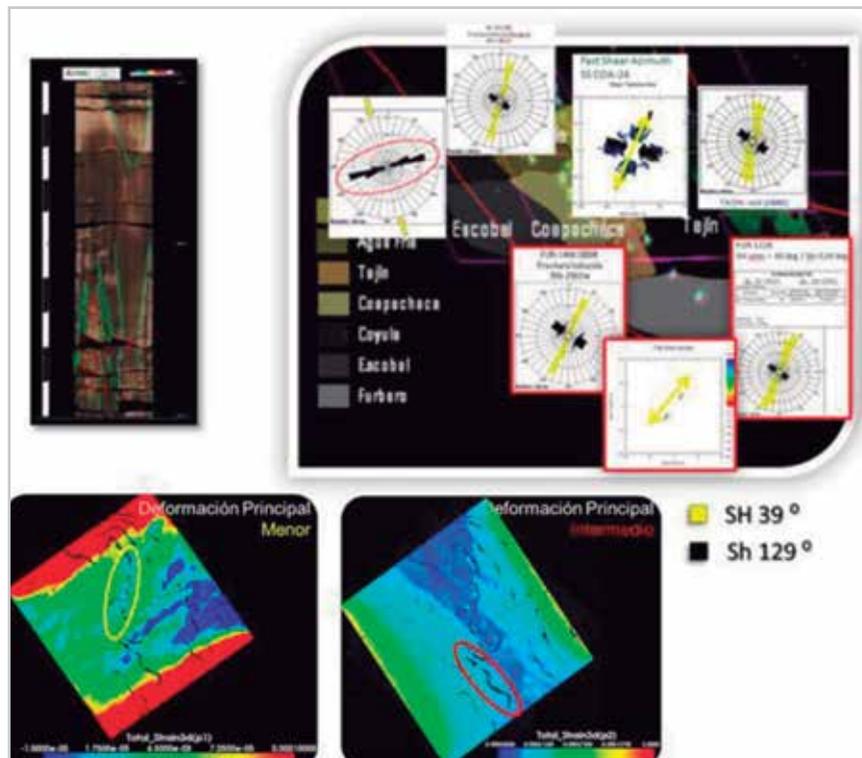
**Figura 4.** Extracción de fallas y delineación de fracturas.



**Figura 5.** Núcleo cortado, anomalía del modelo de extracción de fallas y delineación de fracturas, en el cual se observan dos set de fracturamiento.

Paralelo a este modelado se generó un volumen geomecánico a partir de un cubo de impedancia, registros de pozo, reporte de perforación e información de fracturas (núcleos). Esto

mediante una distribución tridimensional tomando como guía la impedancia acústica de las propiedades petrofísicas, mecánicas y de presión de poro, **Figura 6**.



**Figura 6.** Modelo geomecánico.

Este modelo es de vital importancia, ya que define los esfuerzos que rigieron la formación de las fracturas, así mismo nos da pie al análisis de comparación de la distribución del atributo de extracción de fallas y delineación de fracturas.

modelos estructurales y de fracturas se vio la necesidad de desarrollar el campo de una manera no convencional y principalmente bajo el concepto de “fracturas naturales”, el cual se lleva a cabo de la siguiente manera:

#### d) Desarrollo del campo

#### Visualización, localización

La explotación del campo Furbero desde sus inicios en 2008 se desarrolló de una manera convencional de un yacimiento de areniscas, mediante pozos verticales configurados bajo una malla virtual con espaciamiento de 300m, conforme al radio de drene del área, de la misma manera se inicia el desarrollo de la sección carbonatada del campo con una perforación direccional con sección vertical (tipo S) en la zona yacimiento. Al análisis del comportamiento de producción, de los

Utilizando como base el modelado del atributo sísmico de extracción de fallas y delineación de fracturas, se procede a ubicar las localizaciones, a perforar conforme a las zonas donde se muestre mayor densidad de fracturas, orientando la trayectoria del mismo, perpendicular a éstas, de tal manera que se corte el mayor número de fracturas. Dentro de la programación del desarrollo del campo se realizó una zonificación de acuerdo a densidad de fracturas, información de amarre cercana (pozos e información “dura”), así como infraestructura de desarrollo, **Figura 7**.

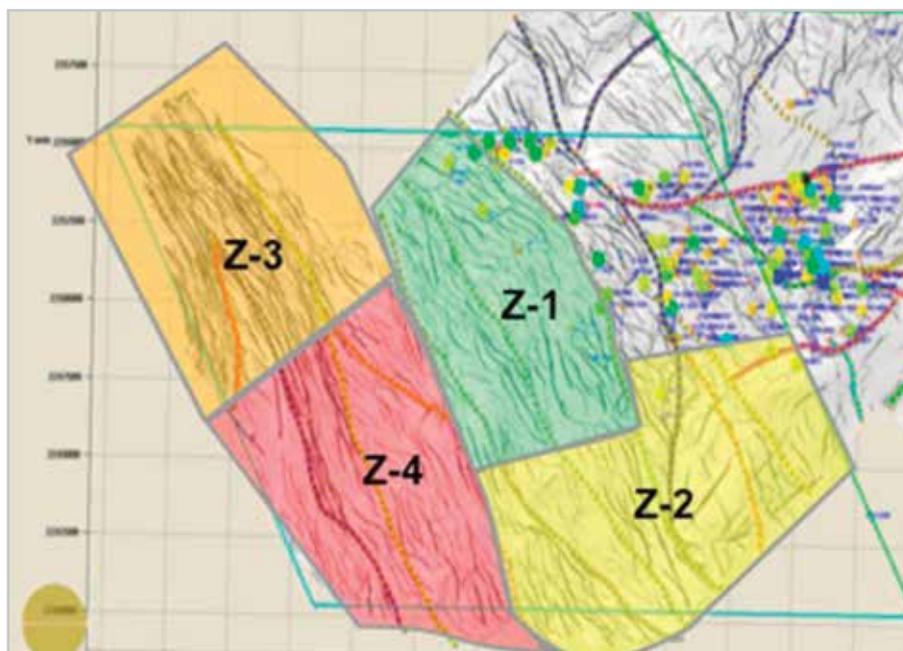


Figura 7. Zonificación del campo vs distribución del YNF.

ii) Matriz de jerarquización de localizaciones

Como parte de la estrategia en el desarrollo de campos, se elaboró en la Coordinación de diseño de explotación una herramienta no convencional, una matriz de jerarquización

de localizaciones que asegura que las oportunidades que ofrecen más y que tienen menor riesgo sean las que se perforen primero; esta matriz refleja el grado de conocimiento geológico y petrolero, **Figura 8**.

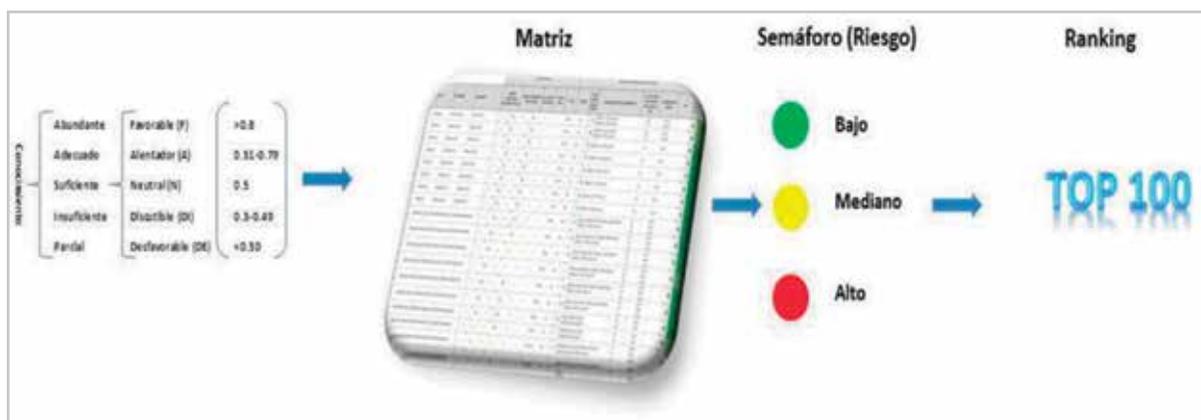


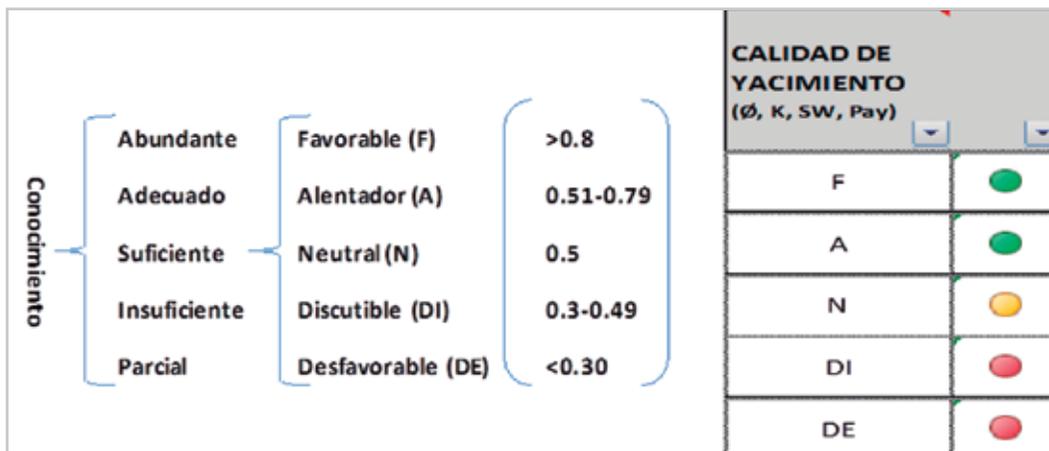
Figura 8. Matriz de jerarquización de localizaciones.

Algunas variables involucradas en dicha matriz, son:

- Control estratigráfico
  - Para el caso del YNF, densidad de fracturas
- Calidad del yacimiento ( $\emptyset$ , k, Sw, NetPay)
- Número de yacimientos
  - Número de niveles potenciales
- Espaciamiento de pozos vecinos
  - Distancia de la localización a perforar con respecto a los pozos productores, (análogos)
- Intervalos potenciales

- Gastos iniciales esperados (bpd)
  - Gasto inicial pronosticado para la localización, esta variable es una de las principales a jerarquizar

Inicialmente se evalúan de forma independiente y posteriormente en forma integral. Para su evaluación se utilizan literales, las cuales representan un rango de valor, tales como: Favorable "F" (> 8); Alentador "A" (0.51-0.79); Neutral "N" (0.5); Discutible "DI" (0.30-0.49) y Desfavorable "DE" (< 0.30), mientras que su(s) resultado(s) es representado mediante la utilización de un código de semáforo o bien: alto, medio y bajo. El valor del riesgo de la localización, se obtiene de la división del valor 1 (unidad), entre el resultado de la multiplicación de las variables, (inverso), **Figura 9**.



**Figura 9.** Valores de calificación de la matriz de jerarquización de localizaciones.

iii) Perforación de pozos

Los diseños de pozos a perforar son regidos bajo la premisa, máximo contacto con la formación, que para el YNF mayor cantidad de fracturas contactadas.

Utilizando diseños de pozos tipo "J" con ángulos de penetración 45 a 75°, en zonas donde por encima de la sección carbonatada se tiene objetivo de areniscas, lo que hace que el pozo pueda ser intervenido simultáneamente en estos objetivos, como se muestra en el esquema de la **Figura 10**.

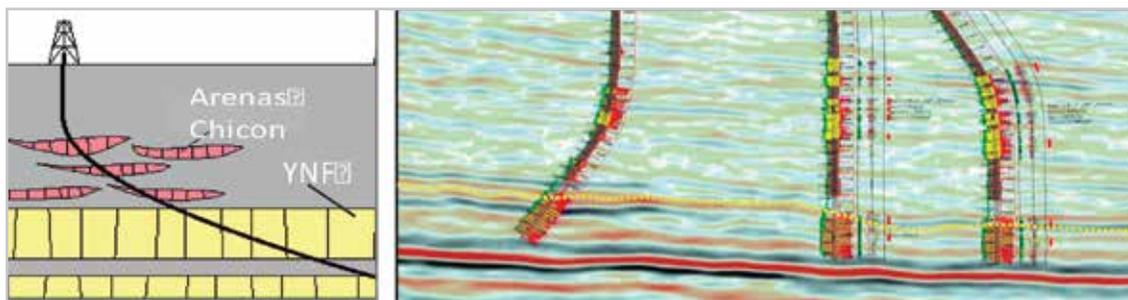


Figura 10. Pozo alto ángulo con doble objetivo.

También bajo el mismo esquema de visualización, orientación y posicionamiento de las propuestas para perforación, **Figura 11**, y con la finalidad de incrementar el área de contacto con el yacimiento que para este caso más fracturas naturales y para obtener altos gastos iniciales y un

mayor factor de recuperación se perforan pozos horizontales en dirección del esfuerzo mínimo para generar fracturas transversales que interconecten las naturales creando una red de fracturas en la vecindad del pozo, **Figura 12**.

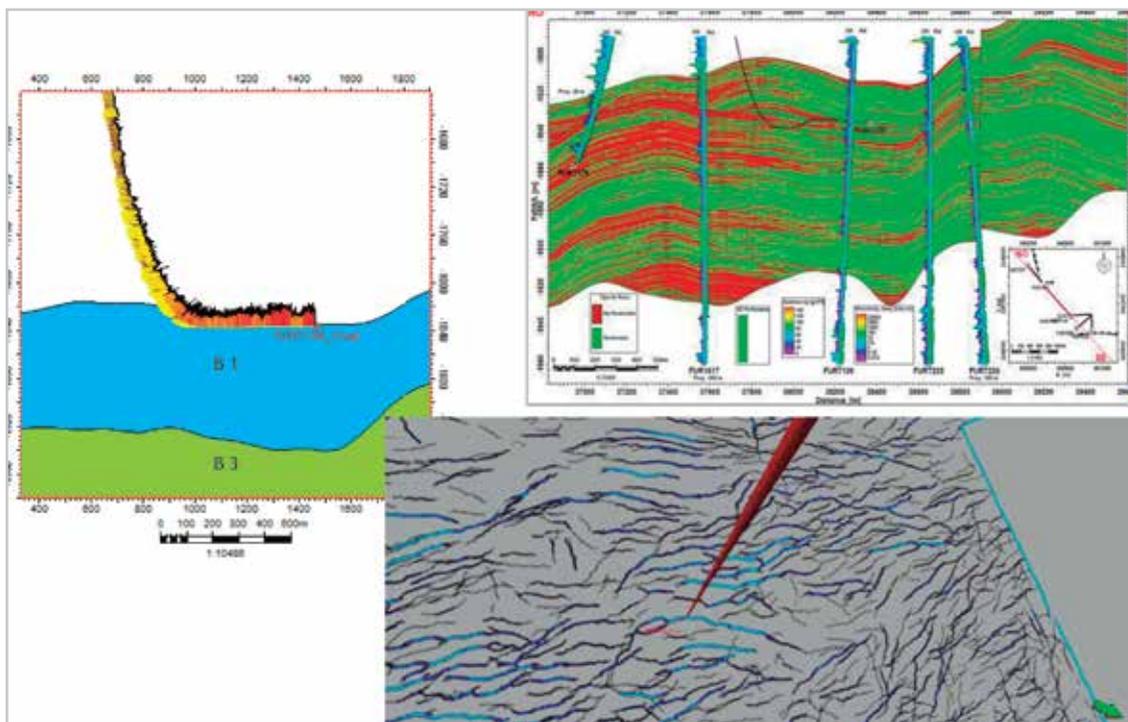
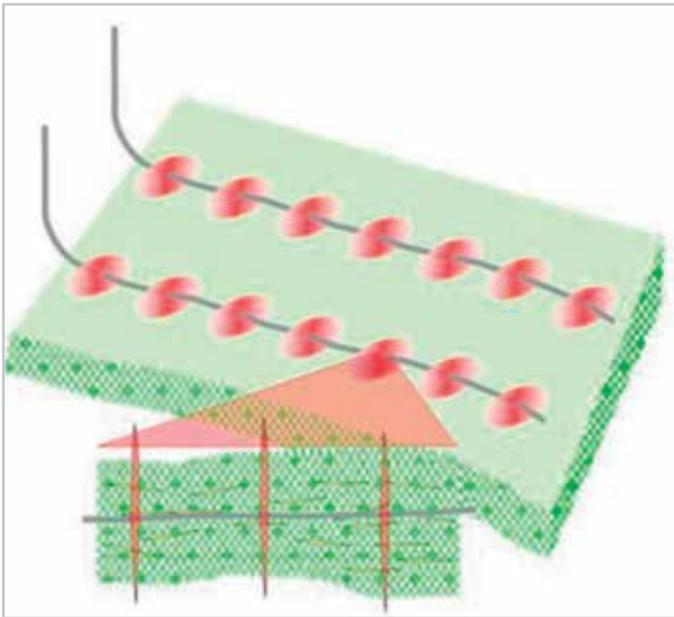


Figura 11. Pozo horizontal visualizado y perforado bajo el esquema de YNF.

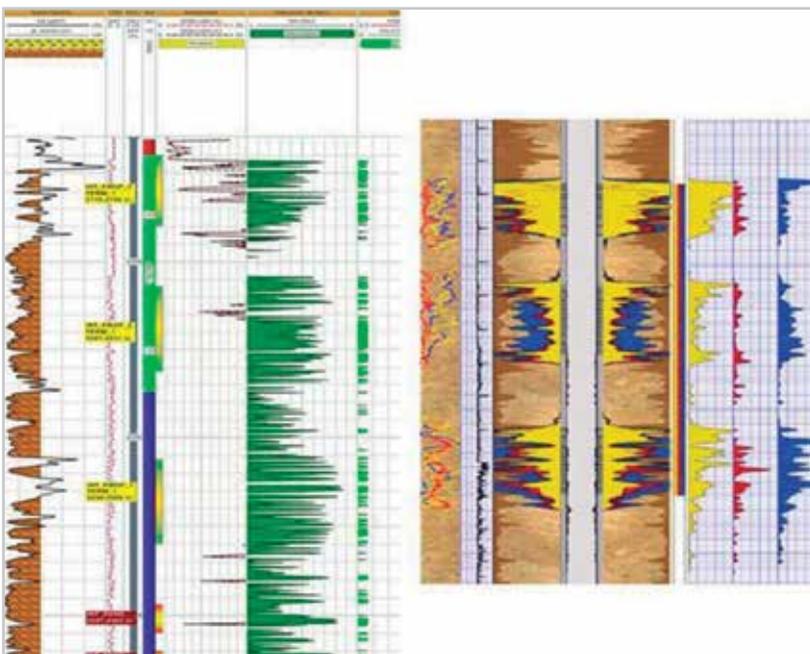


**Figura 12.** Diseño de pozos horizontales en dirección del esfuerzo mínimo para generar fracturas transversales que interconecten las naturales creando una red de fracturas en la vecindad del pozo.

#### iv) Terminación de pozos

La terminación se lleva a cabo mediante multifracturamiento, técnica que consiste en el fracturamiento hidráulico secuencial de más de un intervalo a través de sistemas divergentes sólidos, que pueden ser esferas biodegradables, adicionalmente, utilizando fluidos de fractura libre de polímeros, lo cual inhibe considerablemente el daño a la formación favoreciendo con ello las condiciones para que el

yacimiento fluya sin restricciones. Esta técnica nos permite disparar en una sola intervención, todos los intervalos que se desee (múltiples yacimientos) y posteriormente realizar una etapa de fracturamiento hidráulico por cada intervalo disparado. Actualmente se están probando diferentes tipos de terminación, tales como agujeros entubados y cementados, así como agujero descubierto, empacadores hinchables y puertos de fractura realizando varias etapas multifractura, **Figura 13.**



**Figura 13.** Pozo multifracturado, (simultáneo).

## Problemática

La principal problemática que se tiene es la gran declinación que muestra este tipo de yacimientos, siendo este factor el principal objetivo a atacar dentro del desarrollo no convencional del campo.

## Resultados

En general los resultados se pueden resumir en que un aumento en los gastos iniciales, % éxito por pozo, mantenimiento de presión-declinación, **Figuras 14 y 15**.

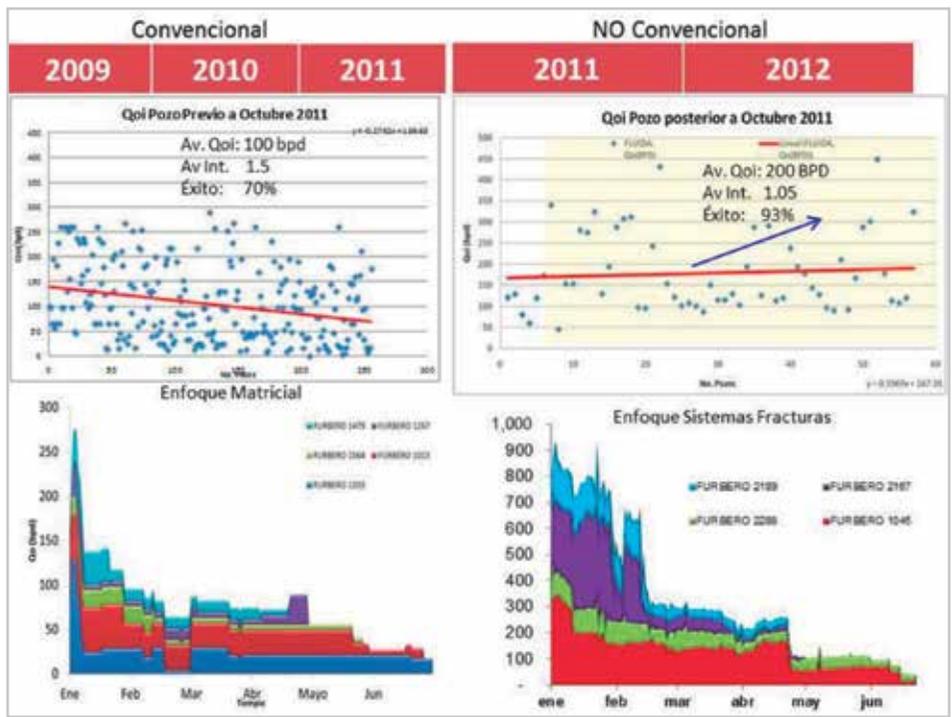


Figura 14. Estadística de resultados.

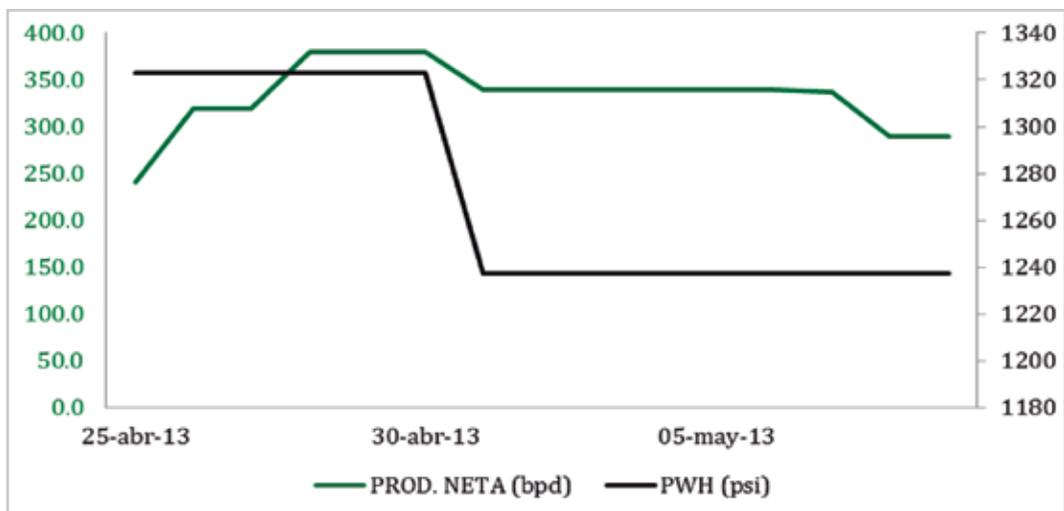


Figura 15. Comportamiento de producción de un pozo horizontal, donde se muestra una estabilidad en su comportamiento, logrando aminorar la fuerte declinación de este tipo de yacimientos.

## Siguientes pasos

- ✓ Continuar con la utilización de nuevas tecnologías en el modelado de microfracturamiento y yacimientos de baja permeabilidad.
- ✓ Utilización de física de rocas para la evaluación de fracturas “abiertas”.
- ✓ Sistema artificial de origen, dado que el yacimiento se caracteriza por ser de baja permeabilidad y baja presión.
- ✓ Diseño y ejecución de “hectárea fracturada”.

## Nomenclatura

Nombre	Símbolo
Activo de producción aceite Terciario del Golfo	APATG
Yacimiento naturalmente fracturado	YNF
Barriles por día	bpd
Permeabilidad	k
Porosidad	∅
Saturación de agua	Sw
Espesor neto impregnado	NetPay

## Agradecimientos

Un especial agradecimiento a los principales colaboradores de este documento, aquellos especialistas que conforman el grupo multidisciplinario del desarrollo del campo Furbero; Lidia, Larissa, Iveth, Miguel, Ivan, Octavio... así como un especial agradecimiento a los ingenieros Héctor Bernal y Heriberto Córdova, cabezas principales en el diseño de explotación del APATG, quienes depositaron su confianza en mi y en mi grupo de trabajo para poder llevar adelante este proyecto.

## Referencias

Ibarra Quintero, J.G., Reyes Reza, P.G., Carballo Cabrera, et al. 2011. Modelo Geomecánico 3D, Campo Furbero. *Ingeniería Petrolera LI* (11): 21-36.

Narváez Ramírez, A. 2012. Retos y Avances en el Desarrollo y Operación de un Yacimiento No Convencional, “Chicontepec”. Trabajo para ingresar a la Academia de Ingeniería A.C., Comisión de Especialidad de Ingeniería Petrolera, 8 de diciembre. [http://academiadeingenieriademexico.mx/archivos/ingresos/narvaez/trabajo\\_final.pdf](http://academiadeingenieriademexico.mx/archivos/ingresos/narvaez/trabajo_final.pdf).

Proyecto Aceite Terciario del Golfo, Sector 8 Presidente Alemán-Furbero. Informe Técnico-Económico (enero 2012).

## Semblanza de los autores

### David de Israel Ruiz Torres

Ingeniero Geólogo egresado de la Universidad Autónoma de San Luis Potosí.

Ingresó a Petróleos Mexicanos en febrero de 2005 asignado a la Coordinación de prospectos y caracterización inicial, área Tampico.

Ha realizado varios diplomados de Geociencias de exploración, con la Universidad de Nuevo León y con Compañía Nacional de Aceite, Gas y Metales de Japón (JOGMEC), de 2005 a 2011 se desarrolló como Geólogo intérprete en proyectos de explotación, de 2011 a 2014 Líder del desarrollo del campo Furbero en el proyecto Chicontepec. Actualmente es encargado de despacho del grupo de Programas operativos y cartera de proyectos en APATG.

Ha participado con la presentación de trabajos técnicos en el Congreso Mexicano del Petróleo, (AIPM-AMGP), de 2005 y 2013.

Es miembro activo de la AMGP de 2004 a la fecha, en el periodo de 2005-2007 ocupó el cargo de jefe local de ayuda mutua, de 2010-2012 estuvo a cargo como jefe de la editorial de la gaceta técnica "El Trilobite".

### **Ma. Lidia De la Huerta Cobos**

Ingeniera Geóloga egresada de la Universidad Autónoma de San Luis Potosí

Ingresó a Petróleos Mexicanos en octubre de 1998 asignado a la Coordinación de caracterización inicial y delimitación de campos, en el Activo de Exploración Litoral de Tabasco.

Ha realizado varios diplomados de Geociencias de exploración, Entrenamiento en la metodología de inversión sísmica elástica (Fugro-Jason), Diplomado en Petrofísica con PEMEX-NEXT-SLB-COMESA.

De 1998 a 2002 se desarrolló como Geólogo intérprete en proyectos de caracterización de campos del Activo de Exploración Litoral de Tabasco.

De 2002-2007 se desarrolló como Petrofísico y Geóloga intérprete de desarrollo de los Campos de la Faja de Oro Marina en el AIPRA.

De 2007-2014 se desarrolló como Geóloga intérprete de desarrollo de campos de Furbero, Corralillo, Tajín y Coyotes-Soledad Norte

Actualmente está como Geóloga intérprete en el desarrollo de campos de la Faja de Oro Terrestre, Proyecto Tres Hermanos del APPRA.

Ha participado como coautora con la presentación de trabajos técnicos en el Congreso Mexicano del Petróleo (AIPM-AMGP) de 2013; en Cancún Quintana Roo.

Es miembro activo de la AMGP de 2004 a la fecha, de 2010-2012 ocupó el cargo de jefe local de membresías.

### **Iveth Leticia Bache Canella**

Ingeniera Petrolera egresada de la Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura del Instituto Politécnico Nacional.

Ingresó a la Compañía Mexicana de Exploración en junio de 2008, asignada a la Gerencia de Proyectos Explotación Sur en el área de recuperación secundaria en Villahermosa, posteriormente ingresó a Petróleos Mexicanos en julio de 2009, asignada a la Coordinación de diseño de explotación.

Ha efectuado estudios de comportamiento de yacimientos por medio de recuperación secundaria de campos petroleros de la Región Sur, de septiembre de 2010 a 2013 se ha desarrollado como ingeniero de yacimientos en el campo Furbero, en el proyecto Chicontepec. Actualmente se desempeña como ingeniero de yacimientos en los campos Furbero-Presidente Alemán- Remolino, en el proyecto Chicontepec.

Ha participado en la elaboración de trabajos técnicos presentados en el Congreso Mexicano del Petróleo 2009 y 2013.

Es miembro activo del CIPM desde 2010.