

## Impacto de la caracterización de yacimientos en el desarrollo de campos estratégicos en aguas profundas, caso Lakach-México

*Francisco Machuca Sánchez*

[francisco.machuca@pemex.com](mailto:francisco.machuca@pemex.com)

*Francisco Flamenco López*

[flamenco@pemex.com](mailto:flamenco@pemex.com)

*Rommel David García Montoya*

[rommel.david.garcia@pemex.com](mailto:rommel.david.garcia@pemex.com)

*Diana Norma Vázquez Feregrino*

[norma.vazquez@pemex.com](mailto:norma.vazquez@pemex.com)

**Subdirección de desarrollo de Campos  
Pemex Exploración y Producción**

*David Olivares López*

[dlopez13@slb.com](mailto:dlopez13@slb.com)

**Schlumberger**

Información del artículo: recibido: junio de 2014-aceptado: noviembre de 2014

### Resumen

Con la perforación y descubrimiento del campo Lakach en el año 2007, dio inicio la etapa de desarrollo de campos en aguas profundas en México. A la fecha se han perforado un total de cuatro pozos. La caracterización de yacimientos, ha sido parte fundamental en el esquema de desarrollo del mismo, mediante la aplicación y mejora de las técnicas para determinar los límites areales y verticales, tales como pruebas de formación (miniDST), núcleos convencionales y de pared, registros convencionales y especiales, pruebas de presión-producción, etcétera; así como la implementación de procesos de análisis que permiten conjuntar toda esta información y evaluar la incertidumbre del volumen original de hidrocarburos, que en conjunto con un análisis de sensibilidad de las variables, permite identificar el grado de riesgo del proyecto para la toma de decisiones que respalden la inversión, **Figura 1**.

En el presente escrito se muestra el flujo de trabajo asociado a la caracterización de los yacimientos del campo Lakach, partiendo de la sísmica y la incorporación de información obtenida desde la perforación del primer pozo hasta la fecha, permitiendo incorporar lecciones aprendidas y mejoras en procesos como toma de información de núcleos convencionales y de pared, pruebas de formación, pruebas de presión-producción y registros especiales; que han dado como resultado la definición de los contactos gas-agua de los dos yacimientos, así como la heterogeneidad entre ellos, denominadas como zona masiva y zona laminar.

**Palabras clave:** Lakach, miniDST, caracterización de yacimientos, aguas profundas, pruebas de formación, modelo estático.

## Impact of reservoir characterization in the strategic development of deepwater fields, Lakach-Mexico case

### Abstract

With drilling and discovery of Lakach field in 2007, began the stage of development of deepwater fields in Mexico. To date it has been drilled a total of four wells. Reservoir characterization has been fundamental in the development of the scheme, through the implementation and improvement of techniques to determine not only vertical but also areal boundaries such as formation tests (miniDST), conventional and sidewall cores (plugs), conventional and special logs, well tests, etc.; as well as implementing processes, which allow combine all this information and assess the uncertainty of the original volume of hydrocarbons, together with a sensitivity analysis of the variables in order to identify the degree of risk of the project. All these activities allow us taking better decisions that support the investment project, **Figure 1**.

This paper shows the workflow associated to the characterization of Lakach field, based on seismic and incorporating information obtained since the first drilled well to date, enabling the incorporation of learned lessons and process improvements like longer conventional cores, formations tests, well test and special logs, as a result it has been identified the gas-water contacts of the two reservoirs, as well as the heterogeneity among them, referred to as massive and laminar zone.

**Keywords:** Lakach, miniDST, reservoir characterization, deep water, formation tests, static model.

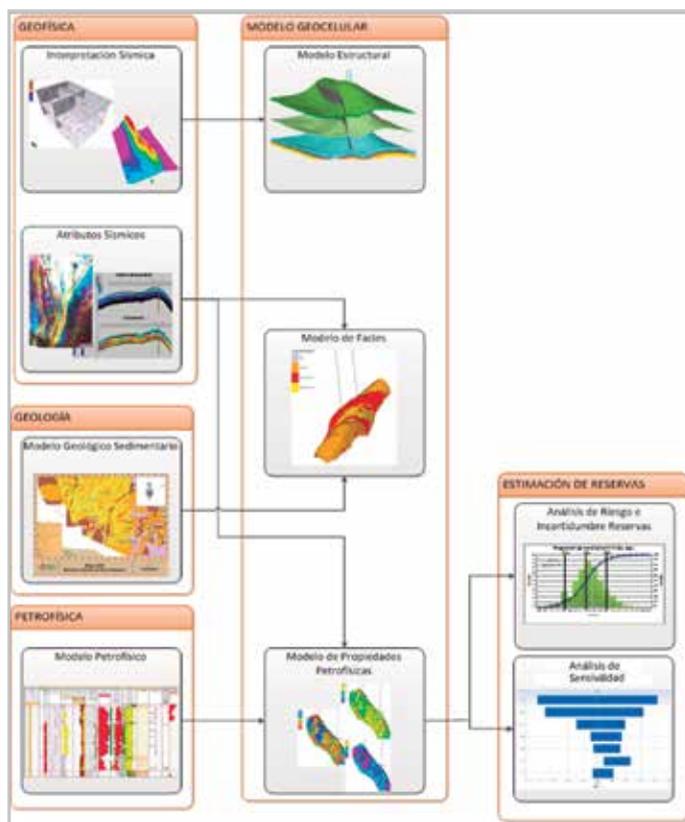


Figura 1. Metodología para la caracterización de campos de aguas profundas.

## Introducción

El campo Lakach se ubica en la zona de aguas profundas del Golfo de México, a 50 km de la costa de Veracruz,

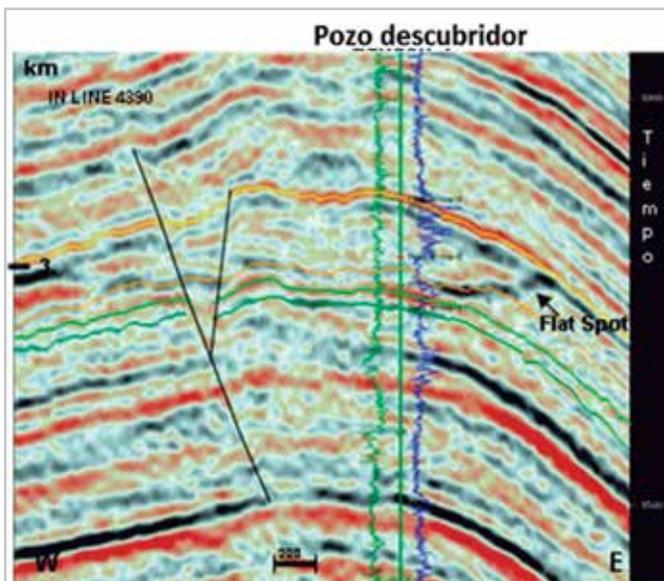
actualmente se ha perforado el pozo descubridor y tres pozos con objetivo de desarrollo, **Figuras 2 y 6**.



**Figura 2.** Ubicación del campo Lakach.

Con la perforación del pozo descubridor en el sur del campo, la perforación del delimitador hacia la parte norte, y los pozos subsecuentes, se ha generado la sinergia que ha permitido mejorar la toma de información de las zonas de yacimientos, con el fin de obtener datos duros por medio de núcleos convencionales y de pared, evidencias físicas de los fluidos a través de la toma de muestras con probadores de formación y pruebas de presión-producción; siendo éstos, elementos esenciales para una mejor caracterización estática y dinámica del campo.

Parte fundamental para la determinación de la volumetría son los límites areales y verticales de las zonas de yacimientos. Para el caso Lakach, el empleo de los probadores de formación ha sido importante, ya que su aplicación en el pozo delimitador permitió definir la profundidad de los contactos gas-agua, por medio de puntos de presión, pruebas mini DST y toma de muestras de fluidos, teniendo así la evidencia física de los límites verticales, ya que los anteriores se determinaron a partir del flat spot de la sísmica, **Figura 3**.



**Figura 3.** Inline 4390, en donde se muestra el pozo descubridor, cima y base del yacimiento superior e inferior y el flat spot con el cual se definió el CGA.

La sísmica PSTM y la inversión sísmica han permitido identificar los rasgos estructurales-estratigráficos, sobre todo con mayor definición hacia la parte norte de la estructura.

Con la perforación del segundo pozo de desarrollo del campo en el año 2013, se realizó un ajuste de cimas estructurales, lo que incrementó los espesores en la zona del extremo sur, resultando así un nuevo ajuste volumétrico.

Con respecto a la adquisición de información de registros geofísicos, se puede mencionar que la toma de registros especiales en los pozos perforados (resonancia magnética, imágenes micro-resistivas, mineralógicos, etc.), y la calibración y ajuste de los mismos, a través de los resultados obtenidos de las pruebas de laboratorio realizadas a los tapones de los núcleos, ha permitido tener mayor consistencia de las evaluaciones petrofísicas.

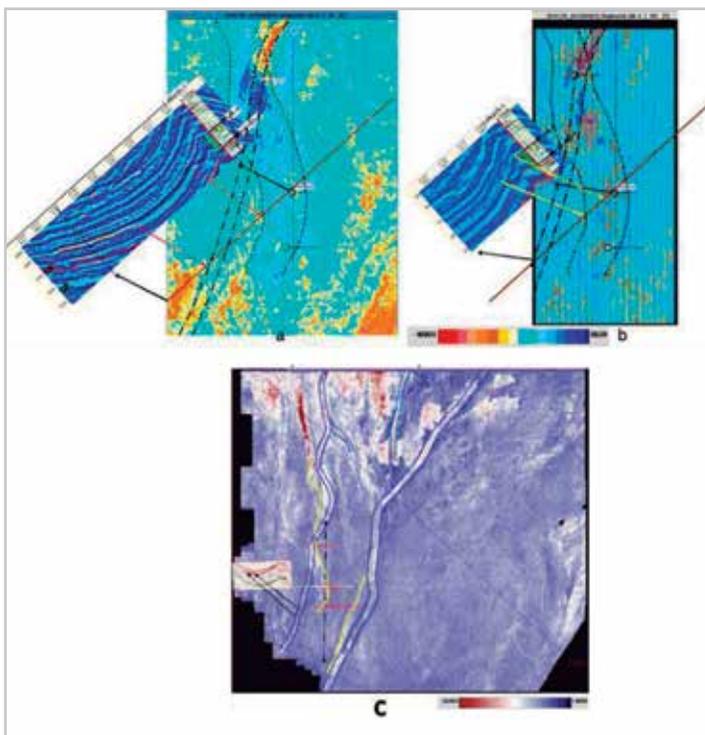
### Atributos sísmicos y procesos sísmicos especiales

El uso de los datos sísmicos aportó información invaluable al proceso de caracterización. Por una parte permitió determinar la heterogeneidad del campo y la identificación de canales (facies sedimentarias y litológicas), y por

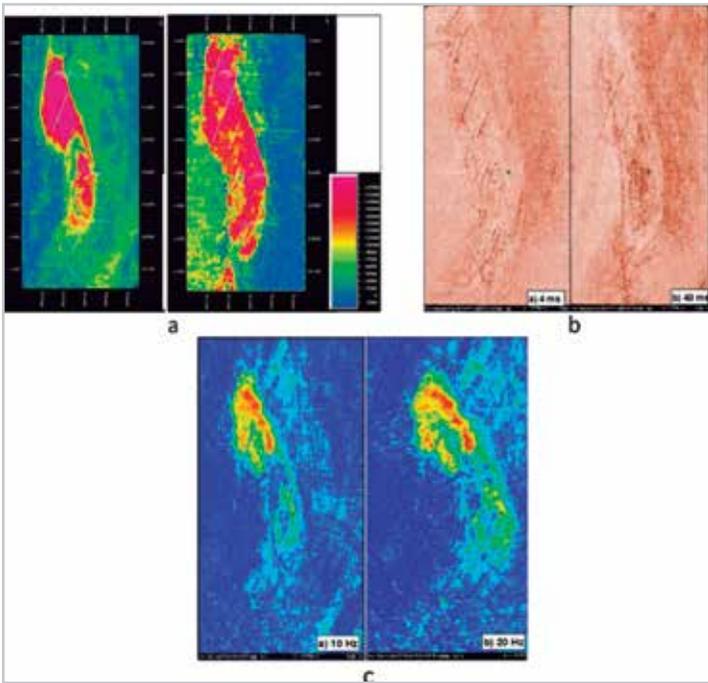
otra, proporcionó los elementos para delimitar el área de los yacimientos. Con la construcción de mapas de amplitudes en ventanas respecto a la cima de cada nivel productor, el cálculo de cubos de coherencia y un análisis de descomposición espectral, se identificaron y mejoraron rasgos estructurales y sedimentológicos en el área.

Para una caracterización inicial se utilizó el atributo de amplitud sísmica mínima, con el que se identificó la presencia de canales con orientación SW-NE y los rasgos de meandros, asociados a bajas pendientes y ambientes de menor energía, por lo que las zonas ubicadas en el norte son correlacionables con sedimentos arenosos de grano grueso pertenecientes a canales, mientras que en la parte sureste corresponden a desbordes de sedimentos arenociliosos, **Figura 4**.

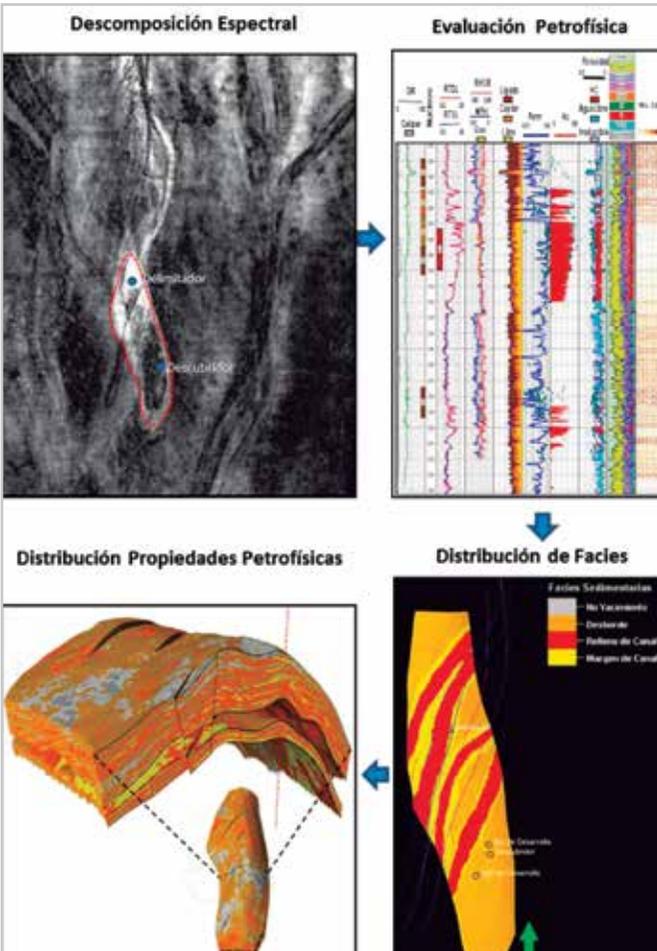
A partir del cubo de coherencias se interpretaron fallas geológicas y posibles límites de rocas con mayor saturación de hidrocarburos. Se han realizado dos descomposiciones espectrales, la primera con la caracterización inicial que no proporcionó suficientes elementos, mientras que con la segunda, se logró clarificar los rasgos stratigráficos. Con base a estos estudios, se infiere que los yacimientos tienen un comportamiento diferente en la zona norte con respecto a la sur, uno es de tipo masivo, mientras que el otro es del tipo laminar, **Figura 5**.



**Figura 4.** Amplitud de anomalía mínima en el campo Lakach. a) Sísmica pre-apilada, b) Procesado AVO y c) Interpretación de canales.



**Figura 5.** Atributos sísmicos a) Mapa de anomalías, b) “Horizon slices” del cubo de coherencia y c) Mapa de descomposición espectral en una ventana de 60 metros.



Para fines exploratorios se establecieron los límites del área del yacimiento conforme a la correspondencia de anomalías de amplitud, sin embargo, dichas anomalías no eran 100% concordantes con los contornos estructurales. Por otra parte, los atributos sísmicos no arrojaron información referente a los límites, esto motivó a que se realizara una inversión sísmica simultánea buscando definir la extensión horizontal y vertical de las arenas productoras.

De la inversión sísmica no sólo se obtuvieron geocuerpos que apoyaron en la delimitación del yacimiento, también se generaron atributos, tales como, impedancia acústica, porosidad, relación de velocidades y Lambda\_Rho. Dichos elementos se incorporaron al modelo geocelular, que en conjunto con la evaluación petrofísica y los polígonos de canales, (facies sedimentarias), fungieron de guía para la población de las propiedades petrofísicas, **Figura 6.**

**Figura 6.** Procesos para la construcción del modelo geocelular.

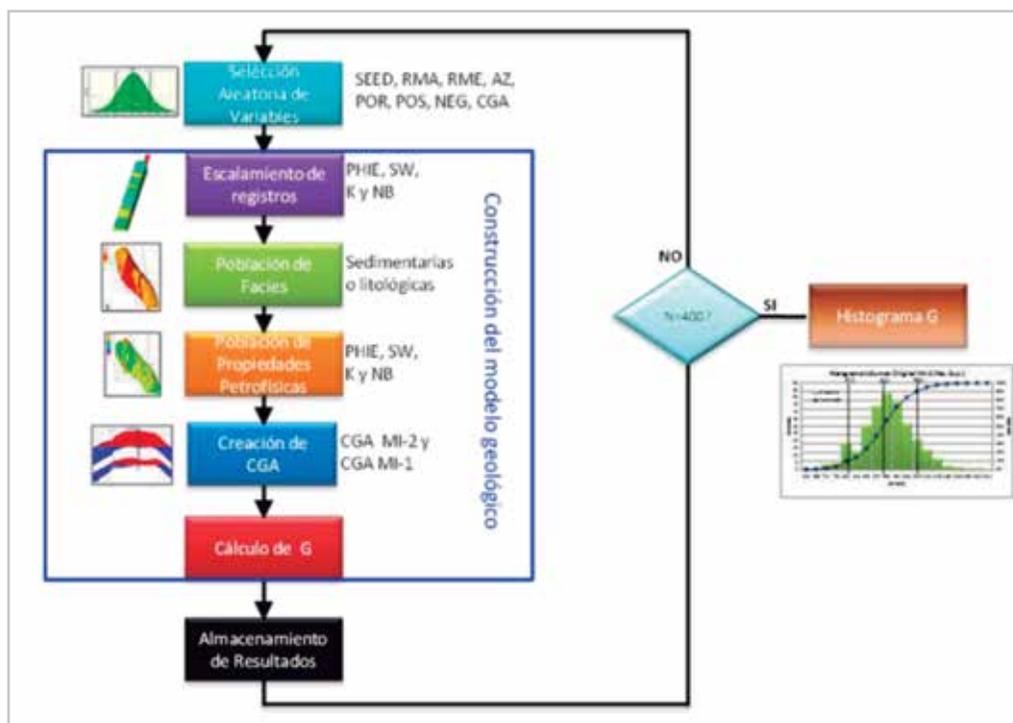
La inversión sísmica, como la mayoría de los elementos de soporte para la creación del modelo geológico integral, es un proceso en constante evolución, que conforme se va adquiriendo o integrando nueva información del pozo, se debe actualizar para proporcionar mayor certidumbre, ratificando o no corolarios de la estructura y comportamiento del yacimiento.

Bajo esa misma sintonía, los elementos más perceptibles de actualización son las cimas del yacimiento, los contactos y la petrofísica. Con la perforación del segundo pozo de desarrollo en el extremo sur del campo, se estableció que la entrada del yacimiento superior está 22 metros arriba de lo programado y su base a la misma proporción; en tanto, para el yacimiento inferior la cima y la base fueron ubicadas ocho metros por arriba de lo estimado, esta información

se traduce en un mayor espesor bruto, y así al incorporar la petrofísica dentro del modelo geocelular, se tuvo un incremento en el volumen original de hidrocarburos.

### Análisis de incertidumbre y sensibilidad

Utilizando y actualizando la metodología de Flamenco et al (2011), se realizó un análisis de incertidumbre mediante un flujo de trabajo automatizado, **Figura 7**, en donde se variaron 300 veces las propiedades petrofísicas, obteniendo así un rango de distribución de volumen original de hidrocarburos, con lo que se generaron los percentiles 10, 50 y 90. Este análisis permitió cuantificar el impacto que se tendría al variar las condiciones del yacimiento, tales como, el contacto gas-agua y el modelado de propiedades, producto de la correlación entre la sísmica y la petrofísica.



**Figura 7.** Flujo de trabajo del análisis de riesgo e incertidumbre del volumen original.

Comparando el análisis de incertidumbre realizado con el pozo delimitador (primer pozo de desarrollo) y el elaborado con la incorporación del segundo pozo de desarrollo, se obtuvo un incremento del volumen original del 15%. Dicho incremento radica en la definición del contacto gas-agua; en el pozo descubridor (zona sur) no se encontró la evidencia contundente con los elementos disponibles, por

lo que se utilizaron límites convencionales (flat spot); en el delimitador (zona norte) se encontró dicha evidencia, generando controversia en la continuidad del mismo a nivel del campo por la diferencia entre norte y sur. Con la información del segundo pozo de desarrollo, (extremo sur) se determinó con mayor certeza dicho contacto, **Figura 8**.

La utilización del análisis de sensibilidad nos permite conocer los elementos que más impactan en el volumen original de hidrocarburos, en concreto, se busca identificar el elemento más sensible a la volumetría, y una vez

identificado, los esfuerzos radicarán en darle la mayor certidumbre a dicho elemento, esto con la finalidad de respaldar el valor obtenido.

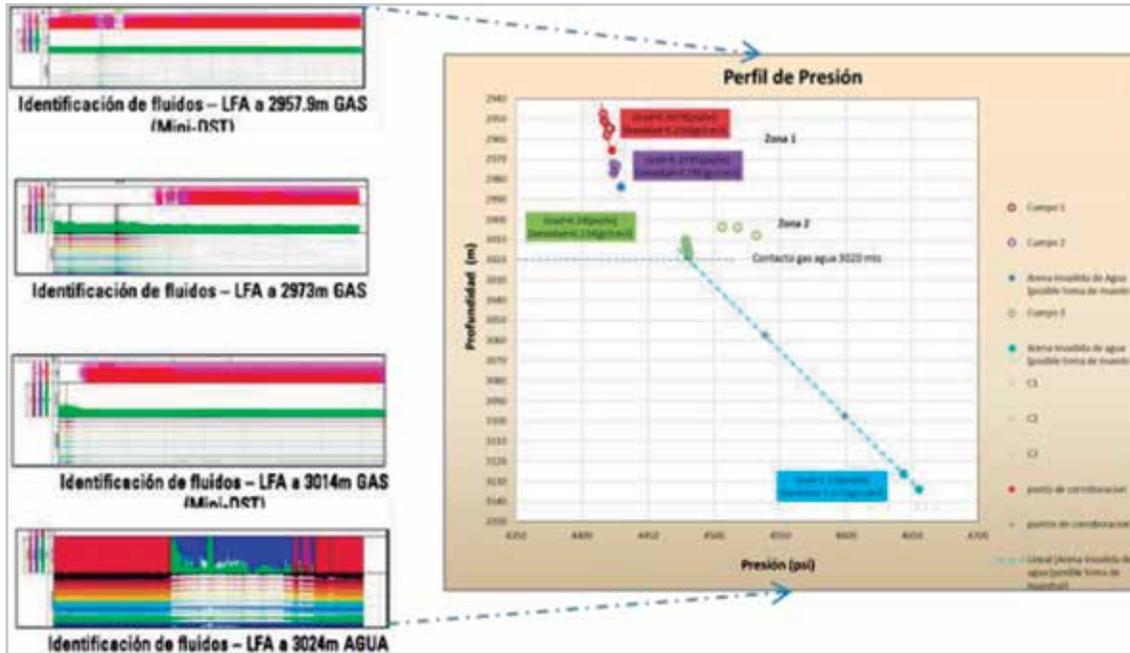


Figura 8. Límites verticales de los yacimientos, (contacto gas/agua).

### Optimización de la toma de información para evaluaciones petrofísicas

El esquema de desarrollo del campo Lakach se fundamentó con base en los estudios de sísmica, geología estructural y regional, sedimentología e ingeniería de yacimientos, incorporados en el modelo geocelular y que dieron lugar a las localizaciones prospectivas cuya ubicación tomó en consideración los mapas de índice hidrocarburos, echado estructural, distribución de facies sedimentarias y litológicas, profundidades de los contactos gas-agua, fallas circundantes, índice de productividad, pronósticos de producción, etcétera.

En primera instancia, la toma de registros en tiempo real, y posteriormente, registros convencionales y especiales con cable, tomados en cada pozo, fue fundamental para la actualización de los diferentes modelos del campo Lakach (geocelular, petrofísico, geomecánico y de velocidades).

Durante la etapa de perforación del campo Lakach, y el conocimiento del área a través de los marcadores litológicos (tobas o cenizas volcánicas), muestras de canal, registros de hidrocarburos, sintéticos y de correlación, permitieron optimizar el corte de los núcleos convencionales en las zonas de interés, **Figura 9**.

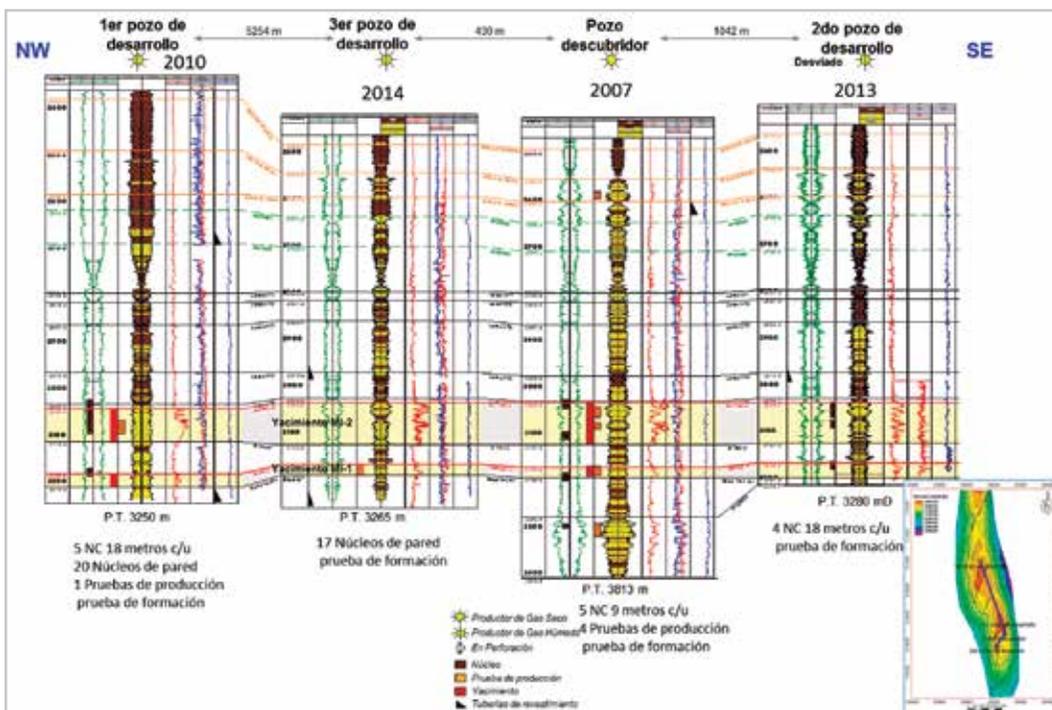


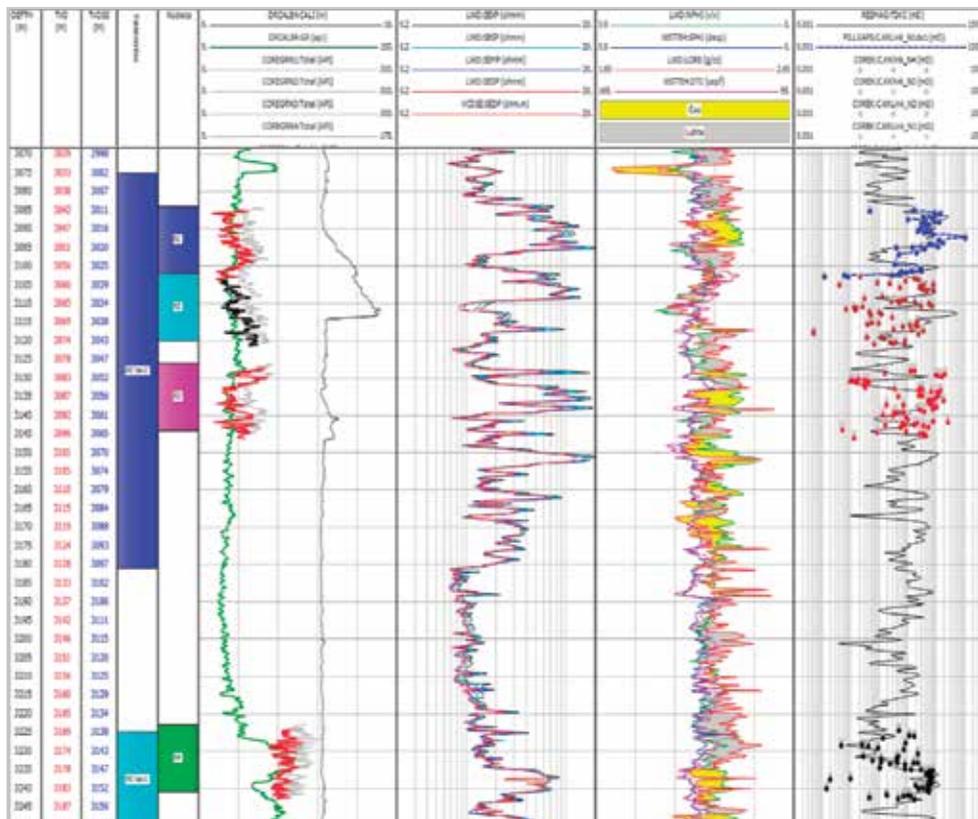
Figura 9. Sección de correlación del campo Lakach.

Como en el pozo descubridor se nucleó parcialmente la zona de yacimiento y el espesor de interés resultó mayor, se optó por incrementar la longitud de 9 a 18 metros para

los pozos subsecuentes; lo que además impactó en el requerimiento de un adecuado manejo y transporte de los núcleos, **Tabla 1** y **Figura 10**.

Tabla. 1. Porcentajes de núcleos por yacimiento.

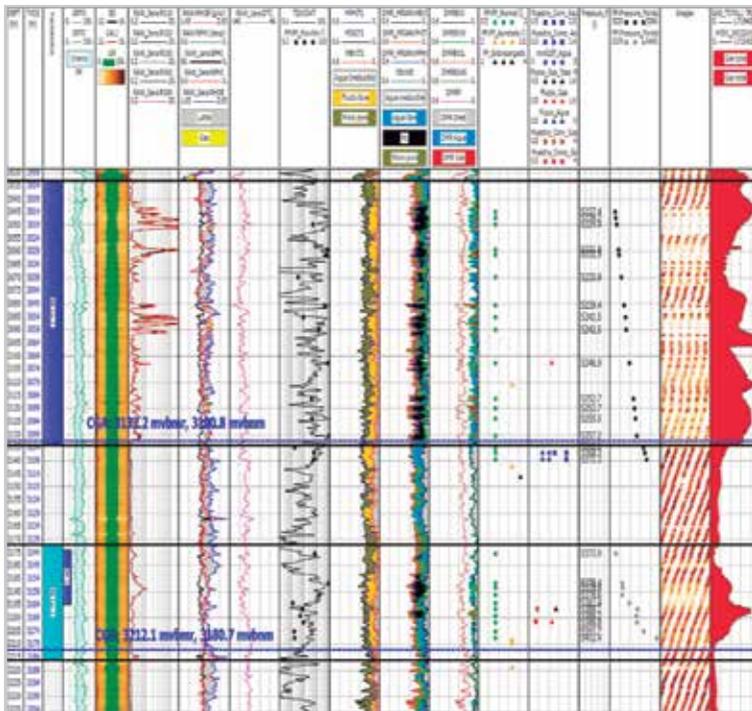
Pozo	Porcentaje nucleado NC		Núcleos de Pared*	
	Yac. Sup.	Yac. Inf.	Yac. Sup.	Yac. Inf.
Pozo descubridor	27.17%	26.32%	N.A.	N.A.
Pozo delimitador	75.58%	21.43%	11	9
Pozo de desarrollo A	50.94%	34.78%	N.A.	N.A.
Pozo de desarrollo B	N.A.	N.A.	7	10



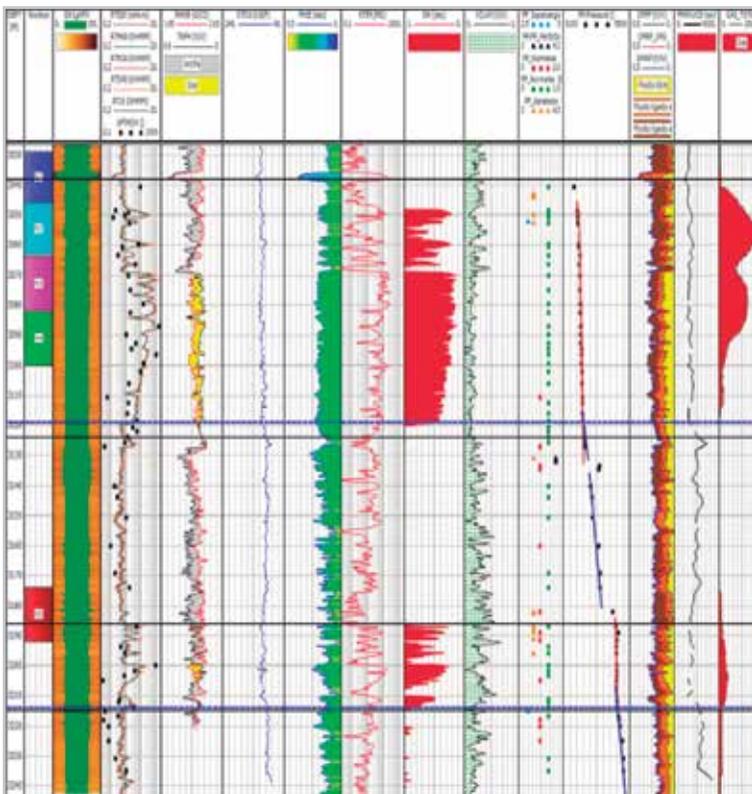
**Figura 10.** Sección de registros geofísicos combinando registros en tiempo real (LWD) y registros con cable (wireline) con los cortes de núcleos efectuados, así como la puesta en profundidad de los mismos.

El volumen original de hidrocarburos certificado con el pozo descubridor, se determinó a partir de límites convencionales (flat spot). Con la perforación del pozo delimitador y el uso de probadores dinámicos de formación, para la determinación de gradientes de presión, a partir de la toma de puntos de presión, se determinaron los contactos gas-agua, revaluando las reservas de hidrocarburos certificadas inicialmente, disminuyendo el volumen original en un 35%. Con el segundo pozo de desarrollo (extremo sur), se ajustó el contacto del yacimiento superior y con ello incrementó la volumetría en un 15% con respecto al dato anterior.

La toma de flujos extendidos para confirmar la presencia de fluidos y determinar tanto la capacidad de flujo como de almacenamiento a nivel escala (mini DST), así como la recuperación de muestras de fluidos para una mejor caracterización de los yacimientos (Machuca et al, 2012), y la optimización de intervalos a disparar en las pruebas de presión-producción, ha permitido obtener información de gran valor para el esquema de desarrollo de terminaciones definitivas, mismas que se ejecutarán en la etapa final de recuperación y terminación de pozos, **Figura 11.**



**Figura 11.** Sección de registros geofísicos convencionales y especiales con cable (wireline), con las diferentes estaciones de muestreo de puntos de presión y flujos extendidos realizados con probador dinámico de formación.



**Figura 12.** Evaluación petrofísica conjuntando toda la información disponible, registros geofísicos, núcleos, datos de presión, manifestaciones de hidrocarburo, etc.

La toma de registros especiales (registros de imágenes micro-resistivas, resonancia magnética y mineralogía), sirvió de base para definir el corte de núcleos de pared en los pozos de desarrollo, específicamente en zonas donde no se cortaron núcleos convencionales, proporcionando información adicional para las evaluaciones petrofísicas.

A partir de toda la información de calidad ya mencionada, se mejoran las evaluaciones petrofísicas, esto a partir de un flujo de trabajo, el cual inicia con el inventario de la información y su respectivo control de calidad, la integración y procesado de la misma por medio de análisis de sensibilidad, reduciendo así el grado de incertidumbre en las estimaciones de reservas, **Figura 12**.

Los registros especiales (mineralógico, resonancia magnética, imágenes micro-resistivas, arreglo inductivo de resistividad verdadera, espectroscopía de rayos gamma, sónico dipolar, etc.), así como las pruebas de laboratorio (presión capilar por inyección de mercurio, petrofísica básica, láminas delgadas, XRD, SEM, etc.), son esenciales en las evaluaciones petrofísicas, así como el soporte del geólogo de pozo con las descripciones litológicas de las muestras de canal y la posible impregnación de hidrocarburos.

## Conclusiones y observaciones

1. La utilización de atributos sísmicos permitió determinar condiciones estructurales y sedimentológicas de los yacimientos.
2. La inversión sísmica aportó mayor certidumbre en la delimitación del yacimiento y algunos de sus atributos fueron utilizados para guiar las propiedades petrofísicas en el modelo geocelular.
3. El modelo geológico integral es un elemento en constante evolución, ya que depende de nueva información para su ajuste y reevaluación. Actualmente se trabaja en la actualización del mismo, así como del modelo de velocidades por la incorporación de un nuevo pozo.

4. El análisis de incertidumbre permite cuantificar el riesgo asociado a la variación de las condiciones del yacimiento.
5. El control de calidad en los datos es clave para la caracterización de yacimientos, más aún en aguas profundas, en donde la aplicación de registros y técnicas de operación de última generación ha sido trascendental.
6. La incorporación del segundo pozo de desarrollo logró el incremento de un 15% en el volumen original de hidrocarburos respecto al cálculo anterior.

## Nomenclatura

Bscf:	Billones de pies cúbicos estándar, (Billion standard cubic feet)
CGA:	Contacto gas-agua
IH:	Índice de Hidrocarburo
SEM:	Microscopía electrónica de barrido, (Scan electronic microscopy)
XRD:	Difracción de rayos X (X-ray diffraction)

## Referencias

1. Flamenco, L. Francisco J.; Rodríguez, L. Yuriri; Machuca, S. Francisco (2011), "Análisis de riesgo e incertidumbre del volumen original de hidrocarburos en campos de aguas profundas del Golfo de México." Memorias del Congreso Mexicano del Petróleo.
2. Machuca, S. Francisco; Manzano A. David; García M. Rommel David; Flamenco, L. Francisco (2012), "Tecnología confiable de pruebas de formación aplicadas a campos en aguas profundas del Golfo de México, retos y experiencias" Memorias del Congreso Mexicano del Petróleo.

## Semblanza de los autores

### Francisco Machuca Sánchez

Ingeniero Petrolero egresado del Instituto Politécnico Nacional en 1987. Ingresó a Petróleos Mexicanos en 1988 en Agua Dulce, Ver, desempeñándose como Ingeniero de yacimientos en distintas áreas, y a partir del 2006 se incorporó a la unidad especializada de aguas profundas. Actualmente se encuentra en la Gerencia del proyecto de desarrollo Lakach como responsable del área de caracterización de yacimientos.

### Francisco J. Flamenco López

Ingeniero Petrolero egresado de la Universidad Nacional Autónoma de México en 1988, su experiencia laboral inició el mismo año, ingresando al Instituto Mexicano del Petróleo. En 1992 ingresó a Petróleos Mexicanos, desempeñándose como ingeniero de yacimientos en distintas áreas, actualmente se encuentra como responsable de la Gerencia del proyecto de desarrollo del campo Lakach.

### Rommel David García Montoya

Ingeniero Petrolero egresado del Instituto Politécnico Nacional en 2008. Ingresó al Instituto Mexicano del Petróleo en 2009 y a partir del 2010 a Petróleos Mexicanos en el área de perforación de pozos como Ingeniero de proyecto, posteriormente en el año 2011 se incorporó al Activo Integral Holok-Temoa como Ingeniero de estudio en el área de caracterización de yacimientos, colaborando en la generación de modelos geocelulares y análisis en petrofísica de los campos de aguas profundas del Golfo de México.

### Diana Norma Vázquez Feregrino

Ingeniera geofísica egresada del Instituto Politécnico Nacional en 1985, se ha desempeñado como metereóloga en la Comision Nacional del Agua y en Pemex Exploracion Produccion, Región Marina Noreste. En 2005 se incorporó al Activo Integral Holok-Temoa como especialista técnica en desarrollo de campos en aguas profundas.

### David Olivares López

Ingeniero geofísico egresado del Instituto Politécnico Nacional en 2010, con experiencia en el manejo de los módulos de geología y geofísica de la plataforma Petrel®, con conocimiento en el modelado geocelular de yacimientos en aguas profundas.

Actualmente se desempeña como apoyo técnico en el equipo de caracterización de yacimientos de la Gerencia del proyecto de desarrollo Lakach.