

## Modelo estático 3D de doble porosidad de un campo de crudo extrapesado

*Antonio Cervantes Velázquez*  
*Petróleos Mexicanos–Exploración y Producción*

Información del artículo: Recibido: junio de 2014-aceptado: octubre de 2014

### Resumen

El modelo estático es una representación simplificada del yacimiento de hidrocarburos, en el cual se reproducen las propiedades geológicas, geofísicas y de ingeniería de yacimientos; los objetivos del modelo son determinar la heterogeneidad del yacimiento e identificar su influencia en las propiedades petrofísicas de las rocas y en las características que tendrá el flujo de fluidos al momento de la producción de hidrocarburos. Este trabajo presenta la construcción de un modelo estático de doble porosidad del campo de aceite extrapesado Pit.

Para la construcción del modelo del campo Pit se utilizaron catorce planos de falla, cuatro horizontes estratigráficos y diez unidades litoestratigráficas distribuidas entre los horizontes antes mencionados, así como los registros petrofísicos de pozos. A partir de esta información se generó el modelo 3D con las siguientes características: El tamaño de las celdas en sentido horizontal se definió de 50x50 m, en sentido vertical es de aproximadamente 10 metros, resultando un total de 54 celdas verticales que cubren el modelo desde la cima de la Brecha (BTPKs) hasta la cima del horizonte Jurásico Superior Tithoniano (JsT).

Este modelo cuenta con la partición matriz-fractura, lo cual permitió que al llevarse a simulación se obtuvieran los pronósticos de producción para las localizaciones propuestas para el desarrollo del campo de manera óptima. Este modelo y el volumen original asociado a él, fue certificado por el organismo de Planeación de Pemex. El modelo se utilizará en la metodología VCD para el desarrollo del campo.

Como resultado se obtuvo un modelo geológico estático en 3D del Campo Pit, con la distribución de facies, relación neto/bruto (NTG), y saturación de agua ( $S_w$ ), porosidad total ( $\phi_{Tot}$ ) y porosidad secundaria ( $\phi_{Sec}$ ).

**Palabras clave:** Doble porosidad, carbonatos, caracterización de yacimientos, aceite extra pesado.

## 3D static model for a dual porosity extra heavy oil field

### Abstract

The static model is a simplified representation of the hydrocarbon reservoir in which geological, geophysical and reservoir engineering properties are reproduced, the objectives of the model is to determine the reservoir heterogeneity and identify their influence on the petrophysical properties of rocks and on features that have fluid flow at the time of production of hydrocarbons. This paper presents the construction of a static model of dual porosity of extra-heavy oil field Pit.

To construct the model of Field Pit fourteen fault planes, four stratigraphic horizons ten lithostratigraphic units were used distributed among the horizons above and petrophysical logs. From this information, the 3D model with the following characteristics is produced: The size of the cells in the horizontal direction defined 50x50 m in vertical direction is approximately 10 meters, yielding a total of 54 vertical cells covering the model from the top of the Breccia Formation (BTPKs) to the top of the Jurassic Tithonian horizon (JST).

This model features fracture-matrix partition which allowed simulation to be production forecasts for locations proposed for the development of the field was obtained optimally. This model and the original volume associated with it, was certified by the planning agency Pemex. The model will be used in the VCD methodology for field development.

As a result a static geological model 3D Field Pit with facies distribution, net / gross ratio (NTG) and water saturation ( $S_w$ ), total porosity ( $\phi_{Tot}$ ) and secondary porosity ( $\phi_{Sec}$ ) was obtained.

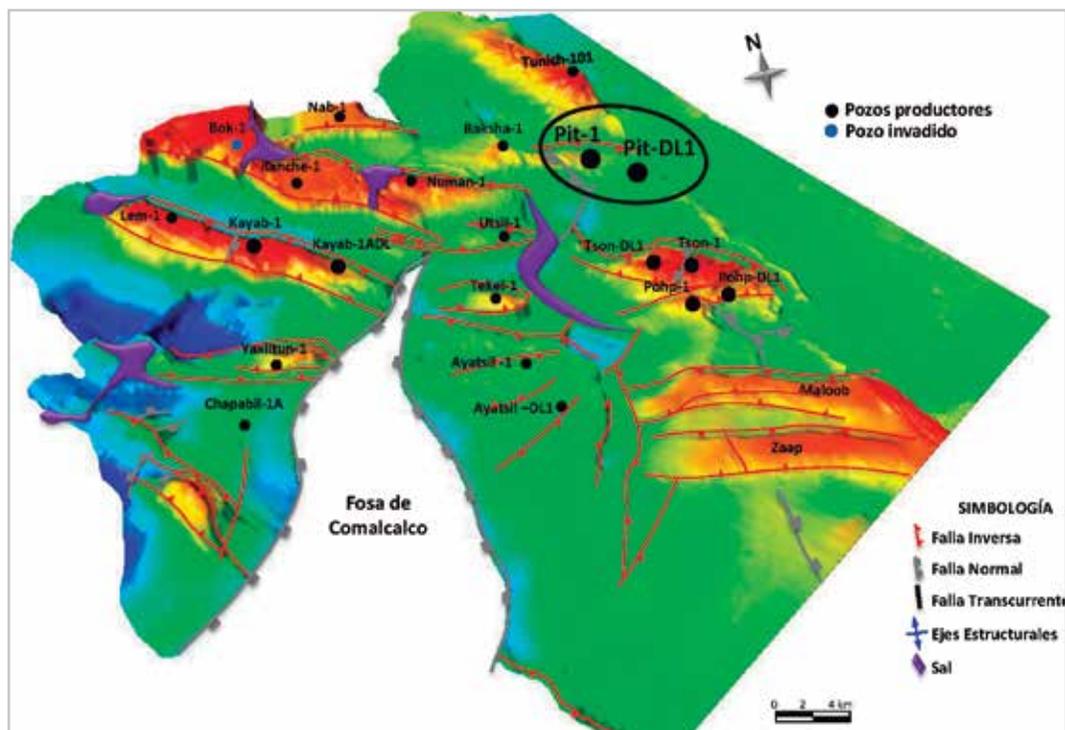
**Keywords:** Dual porosity, carbonates, reservoir characterization, extra heavy oil.

## Introducción

Geográficamente el campo Pit se localiza en aguas territoriales del Golfo de México, frente a las costas de Campeche. Los pozos Pit-1 y Pit-DL1 se encuentran al Noroeste de Cd. del Carmen, a una distancia aproximada entre 130 y 140 Km; sus tirantes de agua son de 125 m y 110 m respectivamente. Fisiográficamente, forma parte de la Plataforma Continental de Yucatán y estructuralmente se encuentran en la porción Noroccidental de la Provincia

Geológica conocida como el Pilar de Reforma-Akal, limitado por la Fosa de Comalcalco al oeste y la Fosa de Macuspana y Plataforma de Yucatán, al este, **Figura 1**.

El Campo Pit fue descubierto con el pozo exploratorio Pit-1, el cual se ubica en la línea sísmica 490 y la traza 966 del prospecto NE de Zazil-Ha 3D, a 134 km al NW de Cd. del Carmen, Campeche y a 4 km al SE del pozo Baksha-1, resultando productor de aceite extrapesado en rocas de BTPKs y Ki.

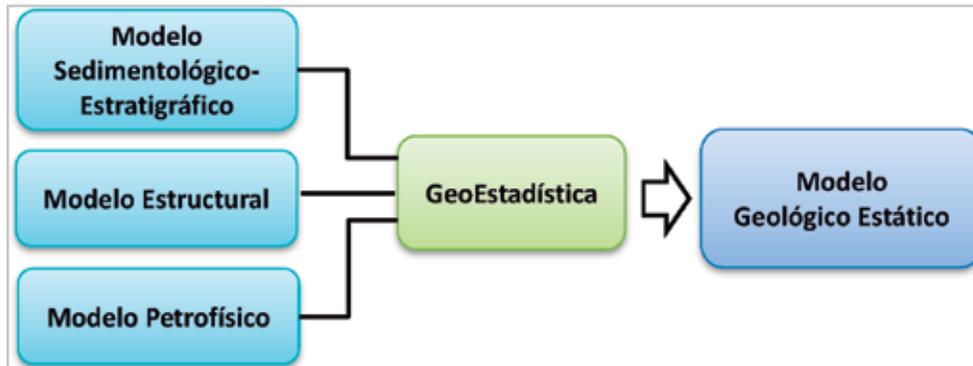


**Figura 1.** Localización geográfica del campo Pit.

## Desarrollo del tema

Para la creación de un modelo estático 3D se integra la información de diferentes disciplinas, tales como

geología, geofísica y petrofísica, así como el resultado de la interpretación sísmica-estructural, **Figura 2**.

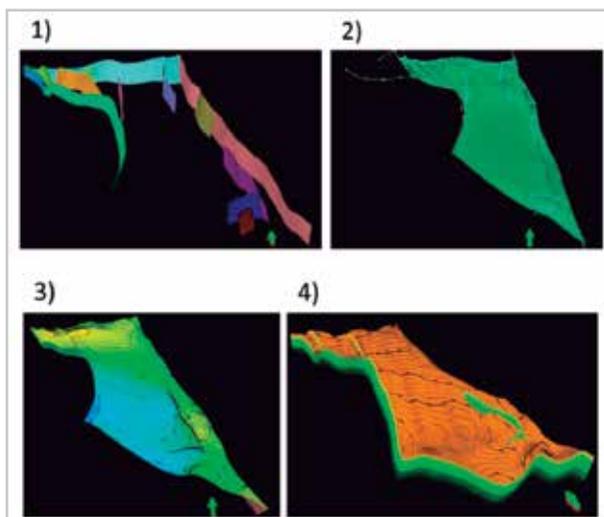


**Figura 2.** Diagrama que muestra el flujo de la caracterización estática de un yacimiento.

Para la población de propiedades en la malla tridimensional se distribuyeron en los dos medios utilizando el modelo petrofísico avanzado, adecuándolo para su desempeño óptimo para el modelo dinámico.

### Construcción del modelo estructural 3D

Para el modelo estructural se considera un conjunto de planos de falla y horizontes estratigráficos que se insertan dentro de una malla tridimensional que comprende la extensión del yacimiento, tanto en sentido horizontal (x, y) como vertical (z). Las principales etapas en la construcción del modelo estructural se presentan en la **Figura 3**.

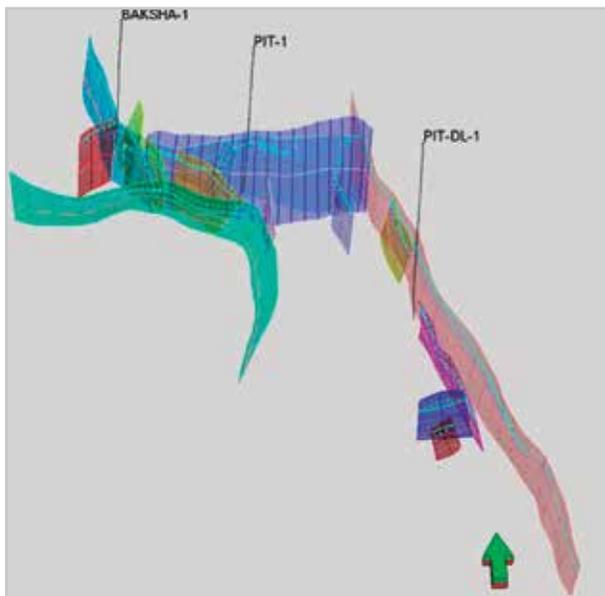


- 1) Modelado de los planos de falla.
- 2) Definición del tamaño de celda de la malla en sentido horizontal (x,y) y división del área de interés en segmentos.
- 3) Configuración de horizontes estratigráficos y su integración al modelo conjuntamente con los planos de falla. Esta integración de horizontes y fallas conforman el marco estructural del modelo.
- 4) Definición de intervalos estratigráficos y selección del tamaño de celda en sentido vertical (z).

**Figura 3.** Principales procesos de construcción del modelo estructural.

El modelo construido para el yacimiento del campo Pit contiene catorce planos de falla, de tipo inverso, normal y transcurrente. El plano de falla de mayor extensión que se localiza en el extremo oriental del modelo corresponde a la falla principal que le da estructura al campo, **Figura 4**.

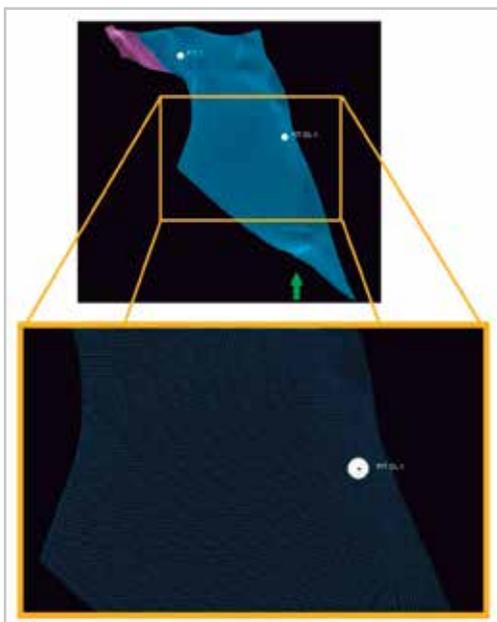
De esta manera, el modelo está listo para utilizarse en las etapas siguientes, tales como el escalamiento de registros, la población de propiedades petrofísicas, la estimación de reservas y la simulación.



**Figura 4.** Planos de falla que componen el modelo estructural.

El tamaño de las celdas de la malla, en sentido horizontal, se definió de 50 x 50 m, con el fin de representar la dimensión, geometría y naturaleza de las fallas, así como las variaciones litológicas horizontales, **Figura 5**. Así mismo,

el modelo se dividió en dos segmentos con el propósito de definir áreas de interés, las cuales se utilizarán en la estimación de reservas para cuantificar el aporte de cada una de ellas.



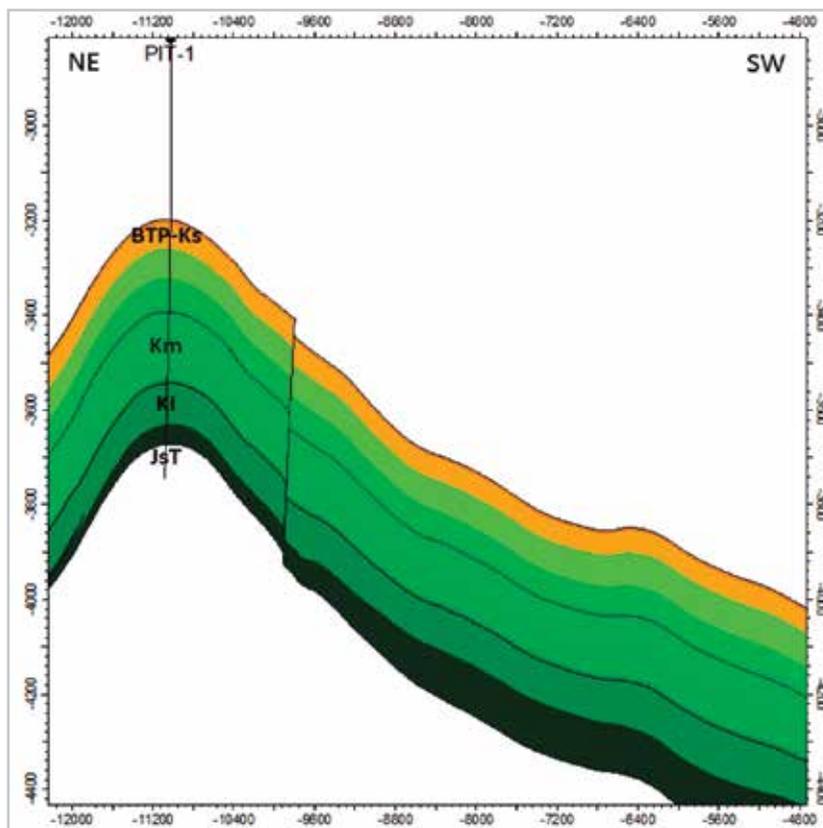
**Figura 5.** Dimensión de las celdas de la malla del modelo en sentido horizontal, (50 x 50 m) y su división en segmentos.

Los límites verticales del modelo construido para el campo Pit están definidos por el intervalo estratigráfico que va desde la cima de la Brecha Cretácica (BTPKs), hasta la cima del Jurásico Superior Tithoniano (JsT), comprendiendo también los horizontes intermedios, correspondientes al Cretácico Medio (km) y Cretácico Inferior (Ki). La posición estratigráfica de estos horizontes en el modelo se muestra en la **Figura 6**.

Con el fin de representar la variación vertical de las características litológicas y petrofísicas de la zona correspondiente a la Brecha, que es la zona de mayor

importancia por su carácter productor, ésta se subdividió en cinco unidades.

Para realizar esta división se tomó como base la clasificación y descripción de unidades litoestratigráficas propuestas por los grupos de trabajo de geología y geofísica de la Coordinación de proyectos de crudo extrapesado y la Coordinación de proyectos de caracterización estática de yacimientos, **Tabla 1**. La división lito-estratigráfica final para el modelo de Pit quedó definida tal como se muestra en la **Figura 7**.



**Figura 6.** Intervalo estratigráfico que define el modelo estático para el campo Pit.

Tabla 1. Unidades litoestratigráficas descritas por Ángeles-Aquino, (modificada de Flores 1976 y 1980).

BTP-KS	BP0	Está formado por conglomerados polimicticos de fragmentos heterogéneos en una matriz bentonítica calcárea, estas rocas representan el final de un ciclo sedimentario.
	C23	Brecha calcárea polimictica mal clasificada, en partes dolomitizada constituida por exoclastos heterogéneos angulosos a subangulosos de mudstone, wackestone, packstone y grainstone con foraminiferos planctónicos y bentónicos dentro de una matriz micritica ligeramente bentonítica. Mudstone dolomitizado café y café claro, con porosidad primaria intergranular y secundaria en fracturas y en cavidades por disolución con relleno de aceite pesado, pirta diseminada. En la C22 se observan los primeros flujos de detritos que indican el inicio del depósito de las brechas productoras.
	C22	
	C21	
	C11	Constituida por calizas con textura de mudstone arcilloso de color gris oscuro a negro, presenta microlaminaciones regulares que indican un periodo de estabilidad sedimentaria, presenta abundante fauna pelágica que data una edad del Turoniano.
KM	C9	Está constituido por mudstone arcilloso de color negro, con intercalaciones delgadas de lutitas calcáreas de color negro, se observa abundante pedernal negro que indica condiciones de depósito reductoras.
	C7	
	C5	Esta unidad es mas arcillosa, está constituida por intercalaciones delgadas de lutitas calcáreas de color negro, que gradúan a calizas arcillosas.
KI	C3	Constituido por mudstone bentonítico, ocasionalmente dolomitizado, con partes cretosas, gran cantidad de estilolitas algunas con aceite residual.
	C1	Esta unidad fue niveladora de las paleoestructuras Jurásicas, muestra cambios diagenéticos bien identificados, hacia los paleoaltos se observan dolomías microcristalinas y hacia los bajos estructurales se presentan mudstone dolomitizados.

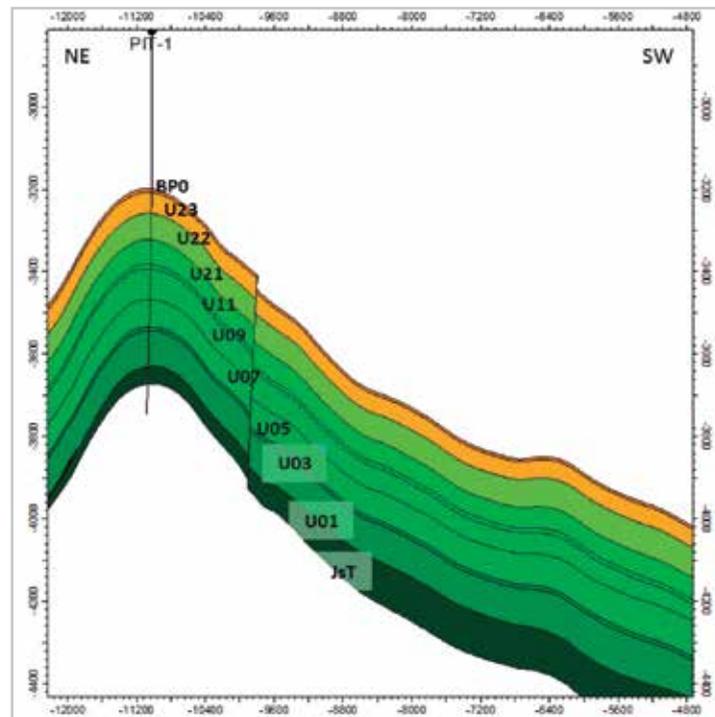


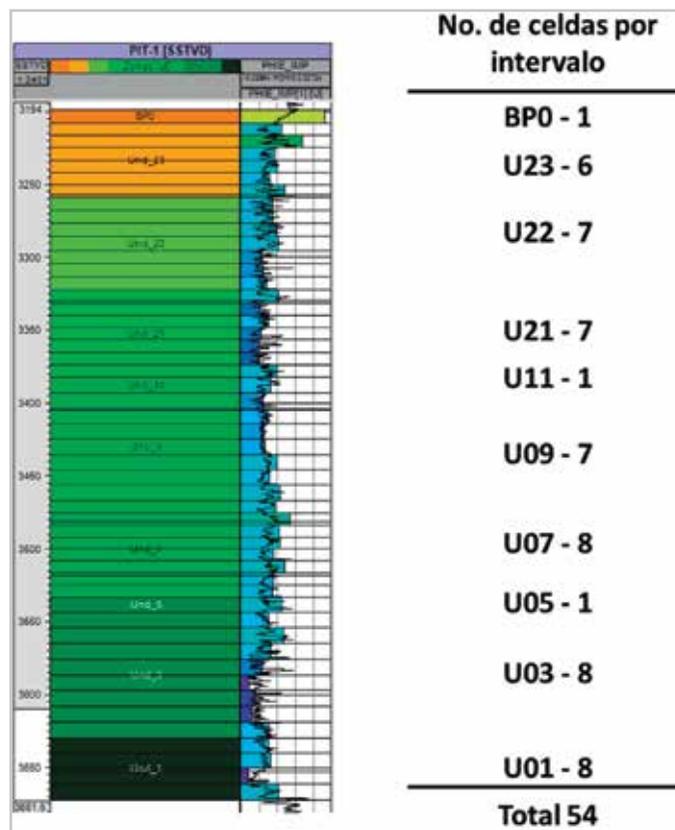
Figura 7. Unidades litoestratigráficas definidas para el modelo del campo Pit.

Una vez realizada la división del modelo en unidades litoestratigráficas, se procedió a determinar el tamaño vertical de las celdas. Para tal efecto se tomaron en cuenta, además de las características litológicas de cada zona, las consideraciones siguientes:

- Mantener la representación de los tipos de roca previamente definidas en los pozos por los grupos de geología y geofísica.
- Mantener la representación de los registros de la evaluación petrofísica después de su escalamiento.

- Obtener un total de celdas en el modelo menor a 12, 000, 000, a fin de que pueda procesarse de manera práctica y eficiente, de acuerdo a la capacidad del equipo de cómputo.

Todo esto influyó para llegar finalmente a determinar un tamaño de celda de aproximadamente 10 metros de espesor, resultando un total de 54 celdas verticales que cubren el modelo desde la cima de la Brecha BTPKs hasta la cima del horizonte Jurásico Superior Tithoniano, **Figura 8**.



**Figura 8.** Determinación del tamaño vertical de las celdas del modelo y comparación del registro de porosidad original antes y después del escalamiento.

### Control de calidad de la geometría del modelo

Una vez finalizado el modelo estructural y antes de pasar a la etapa de escalamiento de los registros geofísicos, se debe hacer una revisión de las características geométricas de la malla tridimensional. Esta revisión constituye el control

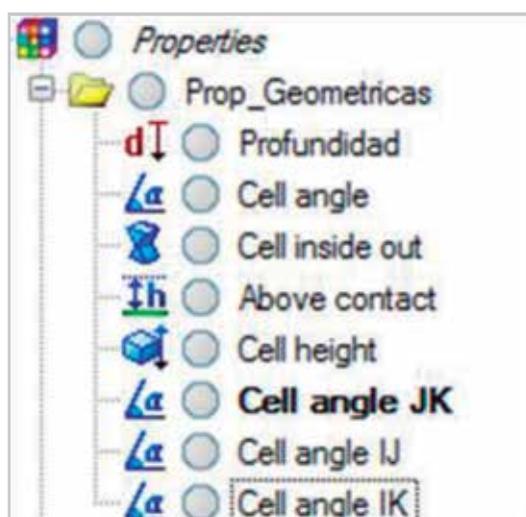
de calidad de la malla, el cual está basado en el análisis de ciertas propiedades asociadas al conjunto de celdas que la conforman y aseguran que su geometría sea lo más regular posible.

Estas propiedades son:

- Cell inside out: Verifica celdas incrustadas dentro de otras celdas.
- Cell angle (IJK): Provee información acerca de celdas con ángulos demasiado agudos.
- Bulk volumen: Determina la existencia de celdas con volúmenes negativos.

- Cell height: Encuentra celdas de espesor despreciable o muy cercano a cero que pueden representar problemas de convergencia durante la simulación.

Las propiedades mencionadas fueron generadas para la malla tridimensional del campo Pit, **Figura 9**, y su análisis dio como resultado parámetros satisfactorios para considerar al modelo como geoméricamente apropiado para ser empleado en las etapas siguientes del flujo de trabajo de Petrel, tales como el cálculo de volúmenes, el escalamiento de registros, la propagación de propiedades petrofísicas al modelo y el escalamiento de propiedades para simulación.



**Figura 9.** Propiedades empleadas para el control de calidad de la malla tridimensional.

### Escalamiento de los registros geofísicos de pozos

Realizado el control de calidad sobre la malla tridimensional, el paso siguiente es el escalamiento de los registros geofísicos de los pozos. Por medio del proceso de escalamiento, cada una de las celdas de la malla que es atravesada por la trayectoria del pozo obtendrá un valor para cada propiedad representada por un determinado registro. Considerando que las celdas son frecuentemente de mayor tamaño que el rango de muestreo de los registros, éstos deben ser escalados para que su información pueda ser introducida en la malla. Estas propiedades son escaladas basadas en la media aritmética (promedio

de los datos), combinando algoritmos de celdas vecinas (toma las celdas atravesadas por el pozo más cercanas a él). Los obtenidos directamente de los registros de pozo, son válidos al 100% en las cercanías del pozo.

La definición de las celdas en sentido vertical es fundamental para el escalamiento, ya que dependiendo de ellos podremos representar la mayor heterogeneidad de los pozos y sus tendencias serán distribuidas en toda el área a simular. Los registros de pozo originales de porosidad total y saturación de agua, así como el registro NTG y el resultado de ellos después de su escalamiento se muestran en las **Figuras 10 y 11**, respectivamente.

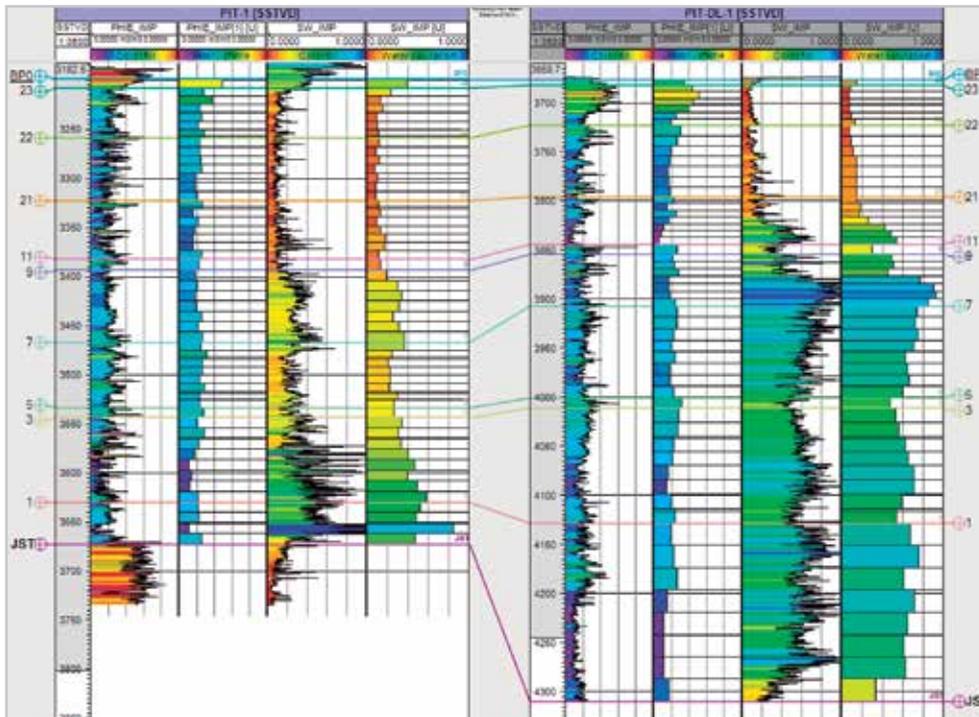


Figura 10. Escalamiento de los registros de porosidad total y saturación de agua en los pozos Pit-1 y Pit-DL1.

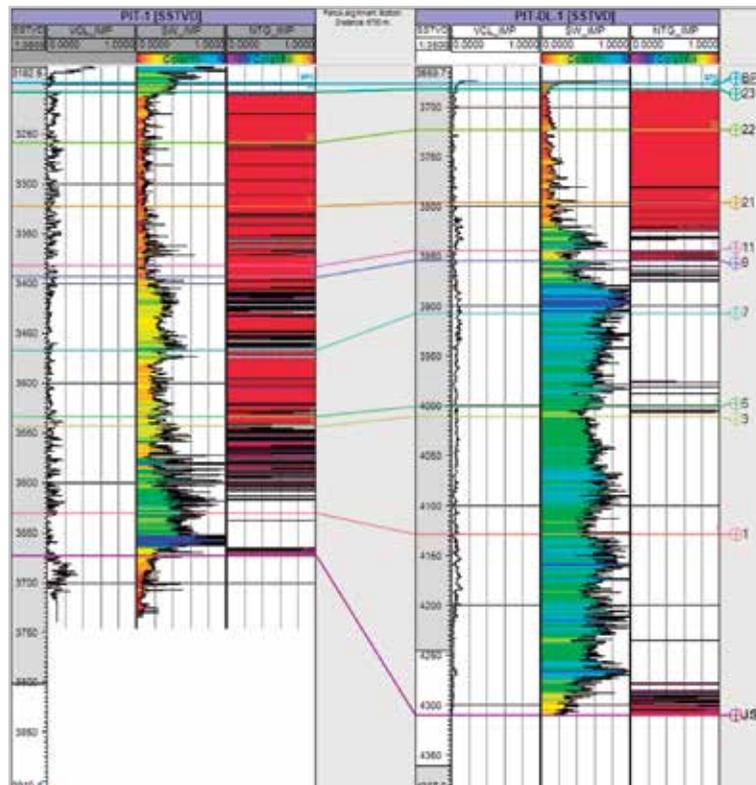


Figura 11. Escalamiento del registro NTG en los pozos Pit-1 y Pit-DL1.

### Población de propiedades petrofísicas

El objetivo del proceso de población de propiedades en la malla tridimensional es distribuir las de tal forma que se siga teniendo una representación confiable de las características del yacimiento y que coincida con los datos de los pozos. Cuando los registros de pozos han escalado a la malla tridimensional, los valores adquiridos por cada una de las celdas atravesadas por su trayectoria pueden interpolarse entre los pozos existentes; el resultado es una malla de celdas con valores que representan una propiedad determinada.

Para el modelo del campo Pit se poblaron las propiedades siguientes: electrofacies, relación neto/bruto (NTG), porosidad total, porosidad secundaria y saturación de agua. En Petrel se dispone de dos tipos de modelado petrofísico: determinístico y estocástico. Las propiedades escaladas anteriormente se modelaron con algoritmos estocásticos.

### Modelado de electrofacies

Después de la construcción del modelo estructural se procedió al cálculo del registro de electrofacies. La construcción de este registro se fundamentó en el comportamiento de los registros petrofísicos de los pozos correspondientes al volumen de arcilla (Vsh), volumen de caliza (Vcal) y la porosidad total. También se consideró la clasificación de unidades litoestratigráficas, anteriormente referida, realizada por los grupos de trabajo de geología y geofísica de la Coordinación de proyectos de crudo extrapesado y la Coordinación de proyectos de caracterización estática de yacimientos. El modelado de las electrofacies estuvo determinado por los parámetros de corte mostrados en la **Tabla 2**.

**Tabla 2.** Parámetros de corte utilizados para definir las electrofacies en función de los registros de volumen de arcilla (Vsh), volumen de caliza (Vcal) y porosidad total.

	Arcilla Calcareá	Mudstone Bentonítico	Caliza Mudstone	Caliza Wakestone	Dolomia Calcareá Mudstone	Dolomia Calcareá Wakestone	Dolomia Calcareá Packstone	Dolomia Criptocristalina	Dolomia Microcristalina a Cristalina	Dolomia Mesocristalina	Dolomia Macrocristalina
Vsh	> 30%	<= 30%	<= 30%	<= 30%	<= 30%	<= 30%	<= 30%	<= 30%	<= 30%	<= 30%	<= 30%
Vcal		>= 40%	>= 40%	>= 40%	< 40% & >= 25%	< 40% & >= 25%	< 40% & >= 25%	< 25%	< 25%	< 25%	< 25%
Phi_Tot		< 4%	< 4%	>= 4%	< 4%	>= 4% & < 8%	> 8%	< 4%	>= 4% & < 8%	> 8% & < 12%	> 12%

Una vez definidas las electrofacies, fueron escaladas a la malla tridimensional y su población se realizó usando como guía los mapas de porcentaje de dolomitización, preparados también por los grupos de geología y geofísica. Esta estrategia se seleccionó debido a que no se dispone

de un atributo sísmico o propiedad en 3D, que permita guiar o condicionar de forma directa el comportamiento y la variación espacial de la facies. En la **Figura 12** se muestra el resultado de la población de las catorce electrofacies definidas en el modelo.



**Definición del sistema de porosidad matriz - fractura**

Para el proceso de población de propiedades para los dos medios se cargaron los registros proporcionados por el modelo petrofísico los cuales son: porosidad primaria (PHIPRI), porosidad vugular (PHIVUG), porosidad de fractura (PHIFRAC) y la conectividad, con la cual se distribuyen las porosidades en dos medios de matriz y fractura.

Se realizó la población de estas propiedades en el modelo, manteniendo las relaciones petrofísicas del

pozo controlándolo con los parámetros de  $m$ ,  $F_v$  y la relación entre porosidad de fractura y de matriz. Así mismo, la distribución se controla por el modelo de facies poblado. Adicionalmente, se consideró que a partir de la profundidad del contacto de agua-aceite original (-3886 mvbnm) hacia abajo, la roca está totalmente saturada de agua. Se asumió que el sistema secundario (NTG atribuible a las fracturas) no está afectado por los cortes, por lo que todo el volumen de roca asociado a este sistema se considera como roca yacimiento:

$$N2G_{Sec} = 1 \quad \text{Ecuación 1}$$

Para el cálculo del NTG de la matriz se utilizó la ecuación siguiente:

$$N2G_{Mat} = \frac{N2G_{Tot} - f_v}{1 - f_v} \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde:

N2G                    neto bruto total  
 $f_v$                     fracción volumétrica secundaria

La fracción volumétrica secundaria se calculó con la ecuación siguiente:

$$f_v = \frac{\phi_{Sec}}{\phi_{Tot}} \quad \text{Ecuación 3}$$

Para la saturación de agua del sistema secundario:

$$Sw_{Sec} = 0 \quad \text{Ecuación 4}$$

El cálculo de la saturación de agua inicial correspondiente a la matriz se realizó utilizando la ecuación siguiente, que permite calcular la saturación de aceite en la matriz:

$$So_{Mat} = \frac{(N2G_{Tot} \times So_{Tot}) - f_v}{(1 - f_v) \times N2G_{Mat}} \quad \text{Ecuación 5}$$

Con el resultado anterior se calculó la saturación de agua en la matriz:

$$Sw_{Mat} = 1 - So_{Mat} \quad \text{Ecuación 6}$$

Finalmente se realizó la población de las propiedades de NTG, porosidad total, porosidad secundaria y saturación de agua controlada por las electrofacies previamente pobladas en la malla tridimensional. Para la población de estas propiedades se utilizó el algoritmo de Simulación Secuencial Gaussiana (SSG), además de un modelo de variograma de tipo gaussiano para la zona de la Brecha (U23, U22, U21 y U11) con un eje mayor de 6000m, un eje

menor de 4000m, un eje vertical de 50m, con un azimut N60E y un buzamiento de 0°.

El aspecto geométrico de la población del NTG, la porosidad total, la porosidad secundaria y la saturación de agua, tanto en planta como en sección transversal, puede observarse en las Figuras 13, 14, 15 y 16 respectivamente.

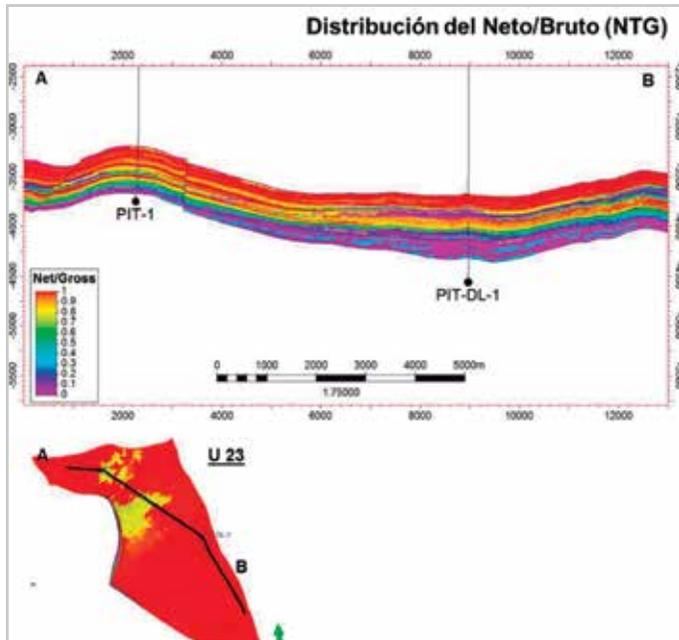


Figura 13. Población de la propiedad NTG.

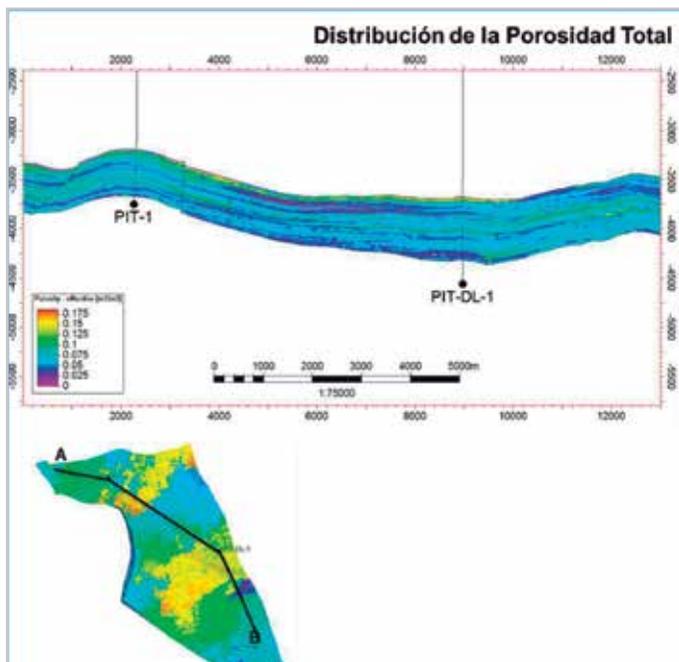


Figura 14. Población de la propiedad de porosidad total.

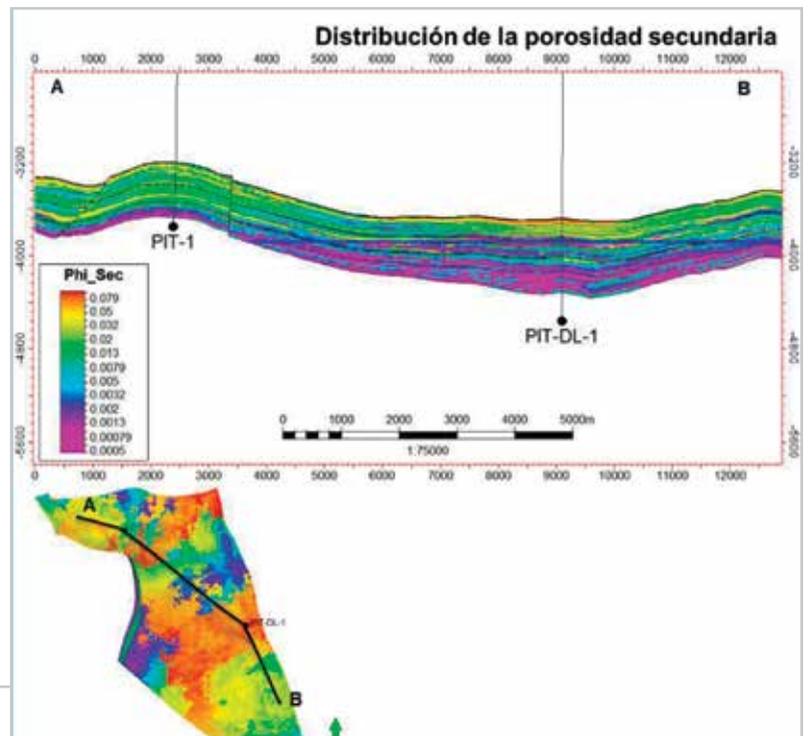


Figura 15. Población de la propiedad de porosidad secundaria.

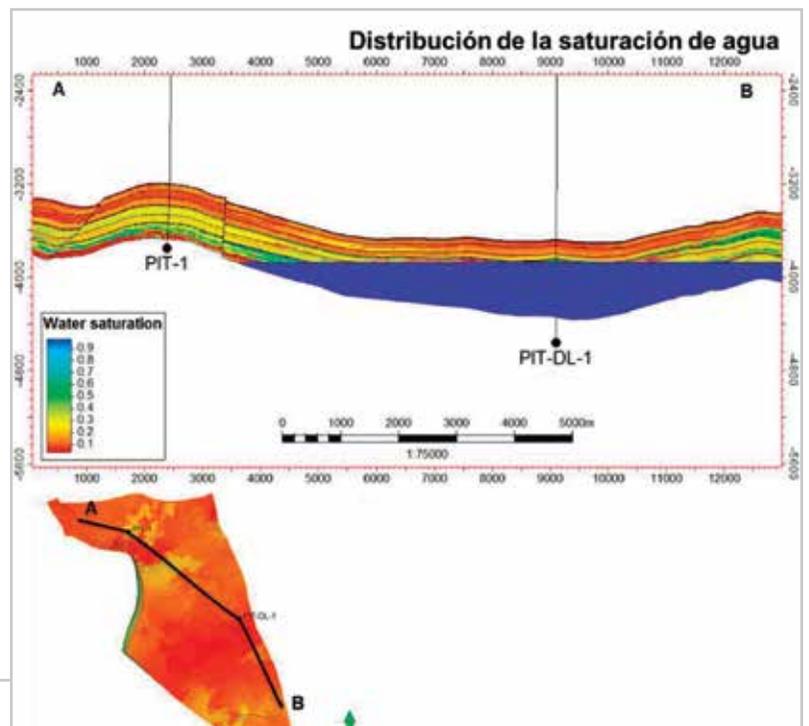


Figura 16. Población de la propiedad de saturación de agua.

## Aplicación

Generar un modelo que sea representativo de las propiedades del campo y sirva como base para su plan de desarrollo. Incluye la construcción del modelo estático del yacimiento, poblar las propiedades petrofísicas (porosidad total, porosidad secundaria, relación neto/bruto, saturación de agua). Estas propiedades se emplean para la estimación, cálculo de los volúmenes originales y la transferencia a simulación.

## Resultados y limitaciones

El modelo obtenido está compuesto por catorce planos de falla, cuatro horizontes estratigráficos de los cuales fueron subdivididos en unidades litoestratigráficas. Quedando las dimensiones de 50 x 50 m y tamaño vertical de celdas de 10 m en promedio.

El modelo obtenido cuenta con la partición matriz-fractura, lo cual permitió que al llevarse a simulación se obtuvieran los pronósticos de producción para las localizaciones propuestas para el desarrollo del campo de manera óptima. Este modelo y el volumen original asociado a él fue certificado por el organismo de Planeación de Pemex. El modelo será utilizado dentro de la metodología VCD para el desarrollo del campo.

## Observaciones y conclusiones

Para el yacimiento Cretácico se construyó un modelo estático 3D de doble porosidad, el cual fue escalado hacia la malla de simulación numérica para la realización de los pronósticos de producción. Este modelo integra la información geológica, geofísica y petrofísica disponible hasta el momento.

El volumen original obtenido a condiciones de superficie para el área 1P tiene una porosidad total promedio de 6.93 %, saturación de agua promedio de 17.78 %, espesor neto equivalente de 281.87 m en promedio y área de 19.9 km<sup>2</sup>. Para 2P y 3P obtuvo una porosidad total promedio de 6.93 %, saturación de agua promedio de 17.78 %, espesor neto equivalente de 251.05 m en promedio y área de 37.52 km<sup>2</sup>. También se consideró un Boi de 1.098 para la realización de los cálculos volumétricos de las tres áreas.

Este modelo tiene que actualizarse con la información adicional que se genere de las actividades de desarrollo del campo, se recomendó y actualmente se realiza un análisis probabilístico de los parámetros que constituyeron el modelo.

## Semblanza de los autores

### Antonio Cervantes Velázquez

Egresado de la carrera de Ingeniería Geológica de la Universidad Nacional Autónoma de México.

Ingresó a Pemex en el año 2002 en la Coordinación de Operación Geológica, dando seguimiento a la perforación de pozos exploratorios. En el año 2004 inició a trabajar en la Coordinación de Caracterización Inicial del Activo Integral Ku-Maloob-Zaap, donde participa en la elaboración del modelo sedimentario, realizando la petrografía y análisis de registros de los pozos del Proyecto Campeche Oriente. Del año 2009 a la fecha participa en el Proyecto de Crudo Extrapesado del Activo Integral Ku-Maloob-Zaap, trabajando en el modelo geológico integral y en el análisis de incertidumbre. Así mismo en la realización de evaluaciones petrofísicas.

### **Madain Moreno Vidal**

Ingeniero geofísico egresado del Instituto Politécnico Nacional. En 1993 ingresó como becario del Instituto Mexicano del Petróleo, en 1995 ingresó a la compañía CCC (estudios geofísicos y geotécnicos), en 1996 ingresó a Petróleos Mexicanos, desarrollándose como intérprete sísmico, tiene experiencia en interpretación sísmica-estructural e inversión sísmica, adicionalmente en métodos potenciales, incorporación de reservas, delimitación de campos, caracterización de yacimientos y desarrollo de campos.

De 1996 a 2006 participó visualizando más de 50 oportunidades exploratorias e interpretando aprox. 35 localizaciones exploratorias, entre las que figuran hoy pozos como Tumut, Pokoch, Uchak, Kach, Kastelan, Ayatsil, Tekel, Maloob-411, Chapabil, etc.

Dentro del convenio PEP-PETROBRAS participó como asesor sísmico por parte de PEP en Río de Janeiro Brasil en 2008 y 2010. En 2010 fungió como líder nacional de "Interpretación sísmica" por parte de la STER. Ha participado como expositor en los últimos años en los diferentes congresos relacionados con la industria del petróleo en México.

Actualmente es responsable de la Superintendencia de caracterización de yacimientos del proyecto de desarrollo de campos Ayatsil-Tekel.

### **Xóchitl Gisela Medellín Pérez**

Realizó sus estudios de Ingeniero en Geociencias, en el Instituto Tecnológico de Ciudad Madero. Ingresó al área de exploración en la Región Marina Noreste de Petróleos Mexicanos en el 2001, donde colaboró en el Departamento de incorporación de reservas y posteriormente en evaluación de potencial como intérprete geofísico. Actualmente colabora en el área de caracterización de yacimientos de la Coordinación de diseño e ingeniería de proyectos de la Gerencia de desarrollo de campos Ayatsil-Tekel, trabajando en el modelo geológico integrado.

### **Elieser Pérez Alvis**

Ingeniero Geofísico egresado de la Universidad Simón Bolívar, Venezuela. Actualmente está cursando la Maestría en Ingeniería Petrolera en la Universidad Autónoma del Carmen, Campeche, México.

Tiene más de 16 años de experiencia de trabajo en proyectos integrales para la caracterización estática de yacimientos carbonatados en la Sonda de Campeche, México y yacimientos terrígenos de Venezuela; en proyectos de interpretación sísmica estructural y análisis de atributos sísmicos en campos del Golfo de México, Venezuela, Colombia, Trinidad y Tobago; en proyectos de construcción de modelos geológicos de velocidades para conversión a profundidad de datos sísmicos migrados en tiempo o en profundidad. Ha participado en el intercambio de experiencias en las áreas de atributos sísmicos y caracterización estática de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados con los profesionistas de la Gerencia de proyecto de desarrollo Ayatsil-Tekel y con los de los Activos de producción de la RMNE; así como en el desarrollo de metodología para el monitoreo sísmico de yacimientos (sísmica 4D) y para el análisis de riesgo e incertidumbre del volumen de aceite, aplicado a modelos estáticos de yacimientos.

Cuenta con más de 30 publicaciones en eventos y revistas nacionales e internacionales: AMGE, AIPM, SEG, AAPG, AGU, SOVG, SPWLA, CMP y Leading Edge.