

Modelado de facies 3D aplicado en el desarrollo de campos, Cuenca de Burgos: “Caso estudio Campo Comitas”

Erick Omar Reyes Hernández
 Geólogo Intérprete Sector Cuitláhuac
erick.omar.reyes@pemex.com
 Pemex

Ernesto Antonio Aguirre Castañeda
 Geofísico Intérprete SIS-SLB-MXN
ecastaneda2@slb.com
 Schlumberger

Información del artículo: recibido: agosto de 2016-aceptado: febrero de 2017

Resumen

Los ambientes sedimentarios siliciclásticos característicos en la Cuenca de Burgos, en particular en el Campo Comitas, desafían la interpretación clásica por poseer características complejas: variación lateral de facies, complejidad estructural, alternancias de regresiones y transgresiones marinas y de formación continua, generando estructuras sin-sedimentarias. Con estos retos, surge la necesidad de integrar técnicas robustas en la interpretación de las facies, las que facilitaran la interacción con modelos 3D de alta resolución, asemejando las facies interpretadas de los modelos sedimentarios 2D. El Campo Comitas en su interpretación de la arenisca Eji-40, tiene características de un ambiente tipo Deltaico abarcando sus diferentes partes del mismo, desde un frente deltaico proximal hasta el distal, así como también las diferentes facies interpretadas que abarcan desde la barra de desembocadura, zona de transición y el Prodelta. El resultado del modelado de facies 3D es llevar las caracterizas sedimentarias deltaicas interpretadas del 2D y observar como predice la anisotropía estimada de las facies de cada pozo y realizar el análisis geoestadístico como una segunda variable y guiado por los patrones de los atributos sísmicos, donde no se tenga información de pozos, esta guía funcionará como una tercera variable para complementarla. Una vez que se tenga un buen ajuste se estará replicando esta metodología de facies 3D para los yacimientos Eji-38-36-32.

Palabras clave: Facies 3D, desarrollo de campos, Cuenca de Burgos, Campo Comitas.

Facies 3D modeling applied in the development of fields, Burgos Basin: “Case study Field Comitas”

Abstract

The characteristic sedimentary siliciclastic environments in the Burgos Basin, in particular in the Comitas Field, defy the classical interpretation to possess complex characteristics: lateral variation of facies, structural complexity, alternations of regressions and marine transgressions and of continuous formation Sedimentary. With these challenges, the need arises to integrate robust techniques in the interpretation of the facies, which facilitate the interaction with 3D models of high resolution, resembling interpreted facies of 2D sedimentary models. The field in its interpretation of the sandstone Eji-40, has characteristics of a Deltaico type environment covering its different parts of the same from a deltaic proximal to the distal front, as well as the different interpreted facies that cover from the mouth, Transition zone and the Prodelta. The result of the modeling of 3D facies is to take the delta sedimentary characteristics interpreted from the 2D and

observe how it predicts the estimated anisotropy of the facies of each well and perform the geostatistical analysis as a second variable and guided by the patterns of the seismic attributes where no Have well information, this guide will act as a third variable to complement it. Once you have a good fit you will be replicating this 3D facies methodology for the Eji-38-36-32 deposits.

Keywords: Facies 3D, development of fields, Burgos Basin, Field Comitas.

Introducción

La necesidad de desarrollar un modelo predictivo de facies 3D en el Campo Comitas apoyará a crear un modelo geocelular de facies, el cual se empleará para la identificación de nuevas oportunidades y documentar las localizaciones previas, con una incertidumbre menor en estos yacimientos interpretados dentro del campo en las areniscas Eji-40-38-36-32, los cuales son de interés, debido a que se tienen antecedentes de producción de gas seco.

En la Cuenca de Burgos se han realizado proyectos parecidos en el modelado geocelular, a diferencia del realizado en el Campo Comitas tenían otros alcances, de estilo más de carácter estructural y como secundario el modelado de facies, este modelado es pionero en formar una metodología de trabajo en el área de geología para poder realizar una análisis tridimensional que honre a una interpretación 2D, así como las partes de un ambiente deltaico y analizar las diferentes facies interpretadas con base en la anisotropía, la cual estará estimada a partir de las facies de cada pozo que hayan perforado y conjuntarlo con un análisis geoestadístico de tendencias como segunda variable, para poder observar como es la variación lateral de las facies que abarca de la barra de desembocadura hacia la zona transicional, prodelta y representar la dirección preferencial del depósito, así mismo se agregará una tercera variable que será a partir de los patrones del atributo sísmico, en zonas donde la información de pozo sea escasa o nula, para guiar al modelado y pronostique las facies correspondientes.

Este estudio lleva un flujo de trabajo avanzado en el integrador tridimensional, el cual en una primera parte la carga de información, análisis, control de calidad de los pozos, cimas estratigráficas, interpretaciones de tipo horizontes y atributos sísmicos, una segunda al crear el modelado de velocidades correspondiente, crear la malla geocelular adecuada al campo, una tercera el análisis de la anisotropía a partir de la variografía de los datos obtenidos de los pozos, posterior a esto se realiza el primer modelado facies base, el cual da como primer producto las diversas facies que se observen, posteriormente será sustituido

al integrar el modelado previo y ajustar el método de tendencias y se guiará con el atributo sísmico necesario, así se obtendría el modelado de facies supervisado.

Antecedentes

El Campo Comitas es uno de los campos que se encuentra ubicado dentro del sector Cuitláhuac en la porción Oriental de la Cuenca de Burgos al Noreste de México, **Figura 1**, este campo tiene un área geográfica de 110 km². Los campos circundantes son: al noroeste el Campo Zacate, al este con los campos Bayo y Tigrillo, al sur con el campo Orozco y al oeste con los campos Sigma, Torrecillas, Cuitláhuac.

Este campo contiene 132 pozos, de los cuales 128 son de tipo desarrollo y cuatro exploratorios. El desarrollo del Campo Comitas está realizándose en la extracción de los hidrocarburos almacenados en 12 yacimientos, este estudio incluyó cuatro de ellos, (Eji-40-38-36-32).

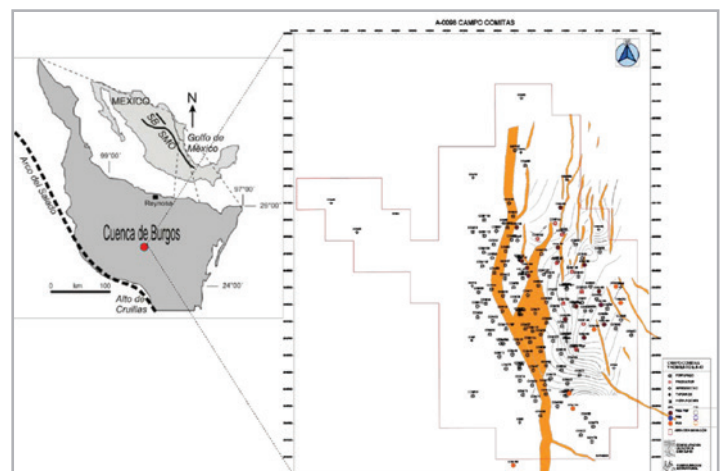


Figura 1. Mapa de ubicación, Campo Comitas.

Marco geológico regional

Marco estratigráfico

La Formación Jackson fue inicialmente definida por Conrad (1855; Citado en Pemex, 2000, NE-M 2935) en Lousiana, Alabama y Texas para designar estratos del Eoceno Superior que en ocasiones sobreyacen concordantemente a la Formación Yegua, tal y como ocurre en la Cuenca de Burgos, en donde la formación ha sido informalmente dividida en tres unidades litológicas perfectamente reconocibles a lo largo de la Cuenca: Jackson Inferior, Jackson Medio que es el principal cuerpo arenoso productor y Jackson Superior, que subyace discontinua y discordantemente a la Formación Vicksburg, que en ocasiones erosiona al Miembro Superior y parcialmente al Medio. La Formación Jackson se encuentra

PERIODO	SERIE	PISO	BIOZONA		GRUPO O FORMACION	ESTRATIGRAFÍA DE SECUENCIAS (Hardenbol et al., 1996 & Haq et al., 1967)		
			Boll (1986)	Blow (1959)				
P A L E O C E N O	O L I G O C E N O	T E M P R A N O	R U P E L I A N O	Globigerina ampliapertura	P20	VICKSBURG	Superior	SISTEMA DE NIVEL BAJO (LST)
				P. micra	P18/P19	Medio		
M E D I O C E N O	T A R D I O	P R A B O N I A N O	T u r b o r o t a l i a c e r r o a z u l e n s i s s. i.	P16 / P17	J A C K S O N	Superior	SISTEMA TRANSGRESIVO (TST)	
						Medio	SISTEMA DE NIVEL ALTO (HST)	
E O C E N O	P R A B O N I A N O	P R A B O N I A N O	G l o b i g e r i n a t h e k a s e m m i n v o l u t a	P15	Y E G U A	Inferior	SISTEMA TRANSGRESIVO (TST)	
						Superior	SISTEMA DE NIVEL BAJO (LST)	
P A L E O G E N O	M E D I O C E N O	B A R T O N I A N O	T r u n c o r o t a l o i d e s r o h r i	P14	C O O K M O U N T A I N	Superior	SISTEMA DE NIVEL ALTO (HST)	
						Medio	SISTEMA TRANSGRESIVO (TST)	

Figura 2. Columna estratigráfica de la Cuenca de Burgos, en el recuadro marca las tres unidades de la formación Jackson.

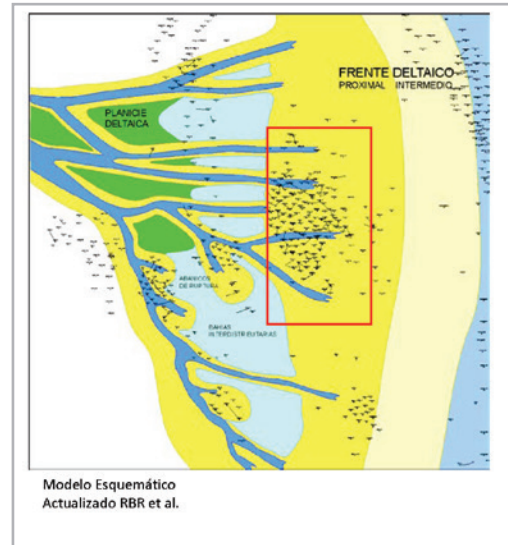


Figura 3. Modelo sedimentario regional de formación Jackson inferior, unidad Eji-40.

afectada por fallas sindeposicionales que propician áreas de expansión al oriente, primordialmente de los cuerpos arenosos. Al sur de la cuenca, existen erosiones regionales datadas en el presente como de edad Jackson Superior, que afectan gran parte de la secuencia estratigráfica del Eoceno Tardío, Figura 2.

Los diferentes yacimientos (Eji-40-38-36-32), pertenecientes al Campo Comitas provienen de ambientes deltaicos depositados por el embahiamiento del río grande, donde su aporte fluvial en conjunto del oleaje, generaron una serie de barras dentro del ciclo transgresivo – regresivo, Figura 3.

Descripción de los yacimientos, (Eji-40-38-36-32)

Son capas delgadas (0.15 a 7m), de areniscas de grano muy fino, arcillosas, con pobre a intensa bioturbación. También son muy abundantes las limolitas arcillosas, en capas de 0.2 a 1m de espesor e intensamente bioturbadas. Las areniscas se clasifican mayoritariamente como arenitas líticas de grano fino y en menor proporción como arenitas líticas feldespáticas de grano fino. Una litología intercalada de areniscas y lutitas de un ambiente deltaico, con sellos de mediano espesor, reducida extensión lateral, pero que propiciaron entrapamientos característicos de yacimientos de gas en los que existe poca pérdida por difusión.

Marco estructural

Marco estructural regional

En el área corresponde a fallas orientadas sensiblemente norte – sur, escalonadas con caída al oriente, estas fallas caen y rompen a los bloques haciéndolos rotar sobre un plano vertical, la base del bloque rotado expulsa volúmenes de lutita, (que se comporta reológicamente dúctil), tal como si una pala mecánica empujara a un cuerpo de sedimentos hacia adelante, la porción superior del bloque (parte oriental) al rotar se levanta y crea las condiciones para que esta superficie sea erosionada submarinamente, mientras que la acumulación de lutita en su base crea un domo de arcilla que se concentra y levanta verticalmente, expulsando al bloque fragmentado, **Figura 4**.

Marco estructural del campo

La Formación Jackson, se creó durante un evento tectonosedimentario mayor de tipo transgresivo, en el cual las tasas de sedimentación fueron mayores en relación a otros. Este evento dio origen a la formación de bloques rotados e intrusiones arcillosas, así como a etapas importantes erosivas, conjuntamente con el desarrollo de fallamiento lístrico, que dieron forma a bloques estructurales con caída al oriente, **Figura 5**, originándose trampas estructurales y combinadas.

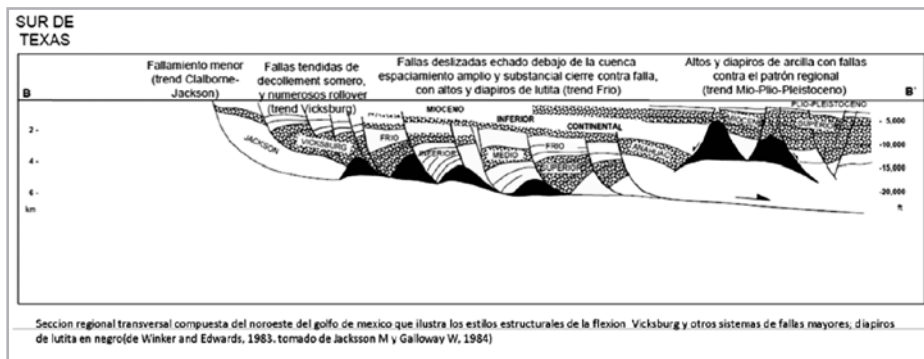


Figura 4.

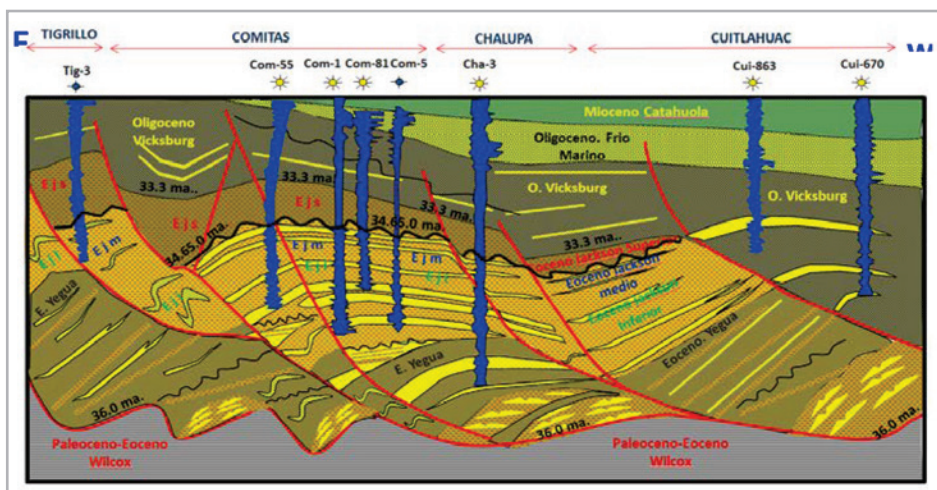


Figura 5. Modelo esquemático del marco estructural del Campo Comitas y campos vecinos.

Metodología

El desarrollo de la metodología al realizar el modelado de facies 3D se engloba en dos partes principales: Integración (A) e Interpretación (B)

A. Creación del modelo geocelular o llamada “la caja”, integrando la parte de los diferentes insumos estáticos, los cuales se deben realizar una validación técnica para ir observando que cotejen en el sistema integrador tridimensional, ejemplo de esto: los pozos a intervenir, registros geofísicos (GR, ILD, Nphi, Dphi, DT, NetPay, porosidad, permeabilidad) la interpretación sísmica, atributos (RMS, Máxima Amplitud), fallas geológicas, revisar si la correlación estratigráfica es coherente y en caso de ser necesario actualización de estas cimas, realizar un modelado básico de velocidades para poder llevar las diferentes interpretaciones a profundidad.

B. Teniendo este apartado listo, se debe realizar el modelado estructural para utilizar el modelo geocelular más representativo del área de estudio en el Campo Comitas, posteriormente realizar el análisis de las facies vistas en el registro y llevarlas al modelo, las facies que se estarán ocupando de entrada son de barra de desembocadura, una zona intermedia y el prodelta, con esto se realizará el análisis de anisotropía, y los diferentes variogramas que sean necesarios para poder representar la dirección preferencial de aporte de sedimentos que tiene el campo, el primer resultado es obtener el primer modelado de facies, al cual se le dará como guía el atributo sísmico (RMS), con el objetivo de completar las facies en donde se tenga una información baja o nula en el campo, a este se llamará “modelado de facies supervisado”, **Figura 6**.

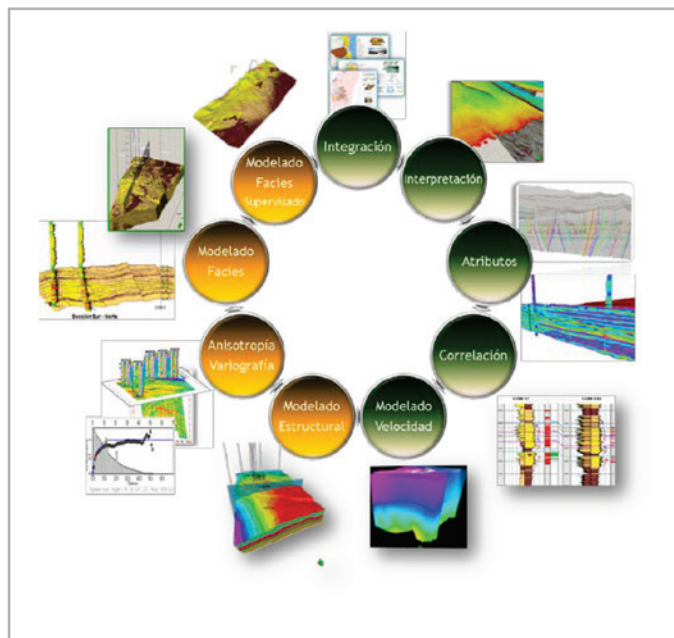


Figura 6. Metodología de trabajo en el modelo de facies 3D.

Modelado de facies

Aplicando este modelado al campo, su principal objetivo es integrar la interpretación convencional de electrofacies de los yacimientos, en un modelo estático de alta resolución tridimensional, en el que se integró la correlación de unidades litoestratigráficas que define las diferentes secuencias de depósito, interpretadas en las expresiones de los registros de rayos gamma y resistividad para los yacimientos, Eji-40-38-36-32, **Figura 7**.

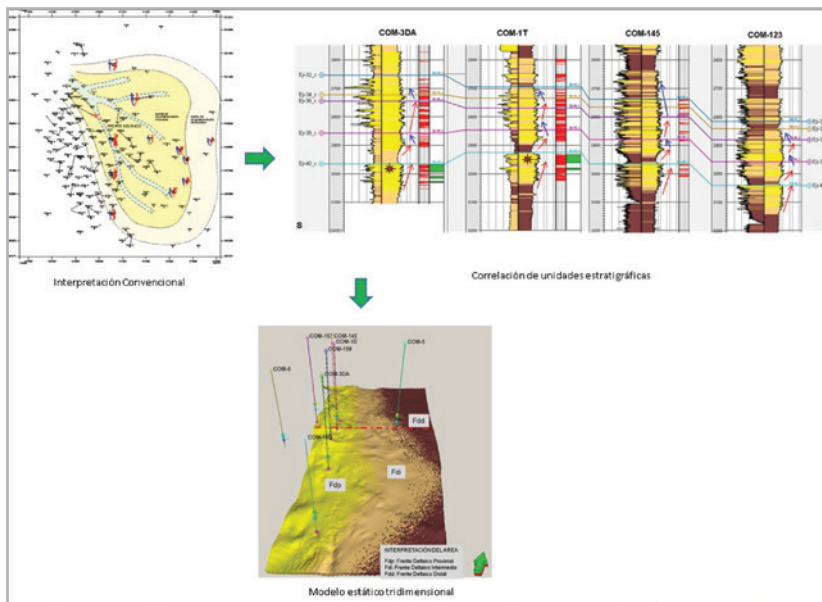


Figura 7.

La distribución de las litologías interpretadas de cada pozo se usará desde el punto de vista de la geoestadística, la cual se define como los principios estadísticos basados en el concepto de una variable aleatoria en el espacio (litología y su asociación a las facies). La geoestadística aplica las reglas estadísticas, haciendo énfasis en el contexto geológico del dato y su relación espacial.

Para iniciar el análisis de los diferentes métodos de distribución empleados en el modelado de facies del Campo Comitas, se llevaron los valores de cada muestra de los registros de facies a un promedio de celdas, **Figura 8**, esto es, se realiza el escalado de las electrofacies de los registros de los pozos en las celdas de cada uno de los yacimientos del modelo geocelular 3D construidos del Campo Comitas.

Para este fin se realizó un control de calidad y revisión de los pozos que atraviesan la formación y sus unidades para clasificar la correspondencia de los pozos y los modelos, **Tabla 1**.

Tabla 1. Listado de pozos utilizados.

COM-1D
COM-1T
COM-3DA
COM-5
COM-6
COM-6T
COM-14D
COM-41
COM-157
COM-123
COM-145

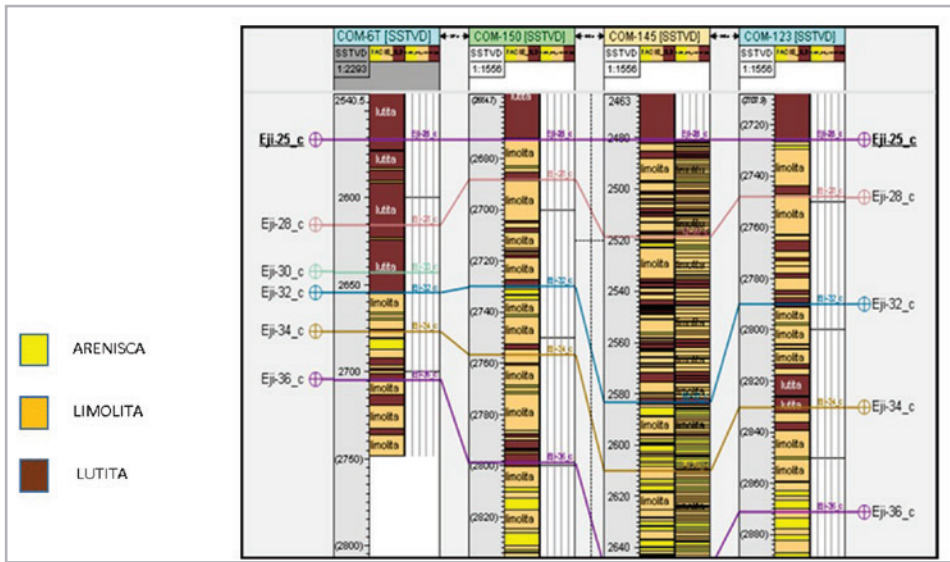


Figura 8. Sección comparativa facies calculadas y facies escaladas.

Los pozos utilizados para el modelado son 10 pozos, los cuales son los que han perforado este yacimiento, dejando un gran potencial para desarrollar.

Para poder realizar el modelado se tiene que hacer el variograma o semivariograma, que fue la herramienta con que se realizó el análisis del comportamiento espacial de las facies escaladas de los pozos, para usarlo en el análisis de facies del Campo Comitas; este análisis se ejecutó en un área definida dentro del campo para obtener el mapa de variación de la influencia de las facies a diferentes distancias, **Figura 9**.

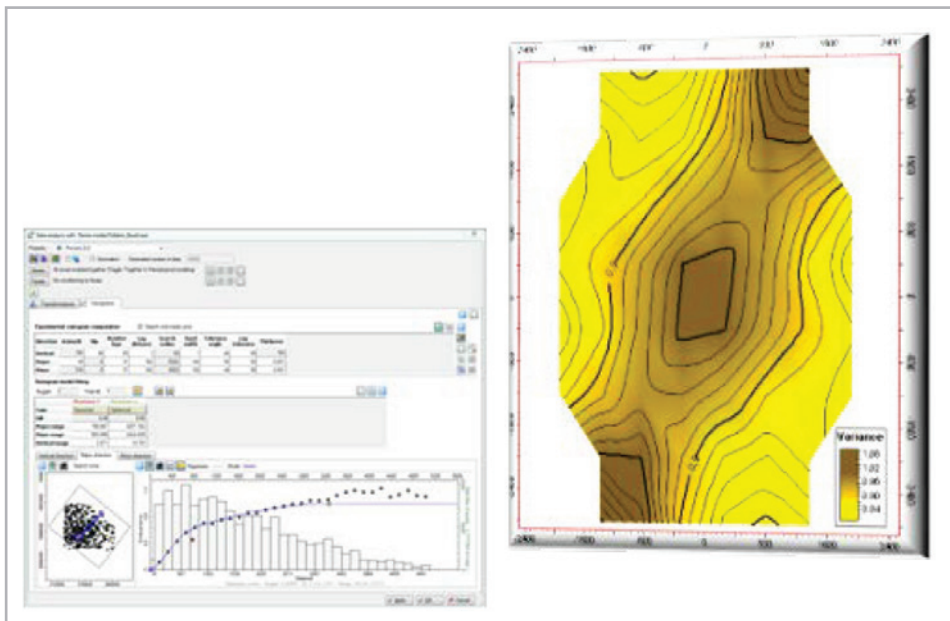


Figura 9. Análisis del variograma y mapa influencia de facies.

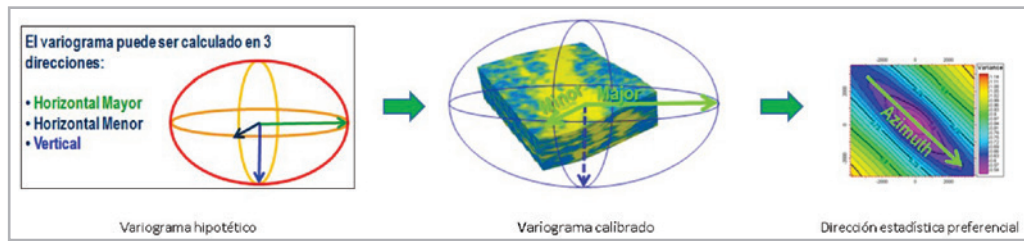


Figura 10. Análisis del variograma y mapa influencia de facies.

A partir de los datos proporcionados por el variograma, se realizará la estimación para distribuir geoestadísticamente los valores de tendencias y comportamientos en las propiedades petrofísicas ($Phie$ y $Kperm$), obtenidas de las evaluaciones petrofísicas de los pozos que perforaron estas unidades, para poder obtener mapas de variografía, **Figura 10**.

A través de analizar el comportamiento areal visto en los mapas de variografía de cada una de las isopropiedades ($Phie$ y $Kperm$), se generaron los mapas de variabilidad, con ello se estimaron los parámetros siguientes:

- Direcciones de anisotropía, (se observó una dirección ligeramente, NW-SE).
- Zonas de influencia y su extensión.
- Variabilidad con la distancia.

Para generar un modelado que respete la geometría y la construcción entre la relación de las facies barra de desembocadura, transicionales y prodelta se ocupará primeramente el cálculo estocástico de la simulación secuencial Gaussiana (SGS), la cual incorpora los datos de los pozos, distribuciones de entrada, variogramas y tendencias. Al incorporar un variograma ayudará a observar la distribución de las variaciones locales que pueda presentar en un ambiente deltaico.

Posteriormente se ocupará la simulación de la función Gaussiana arbitraria (cálculo estocástico), la cual también incorpora los datos de los pozos, distribuciones de entrada, variogramas y tendencias. Este algoritmo se diferencia considerablemente de la Simulación Secuencial Gaussiana de GSLIB y es más rápido que SGS, ya que el algoritmo no es secuencial y permite distribuciones en zonas paralelas y cuenta con una opción de co-simulación rápida.

El método de interpolación que rige la distribución es Kriging, ya que proporciona una mejor estimación en áreas locales y conjuntando con la simulación Gaussiana el resultado es un método estocástico basado en Kriging y es capaz de capturar valores extremos existentes en un medio, en un yacimiento heterogéneo como el que se requiere que se represente un ambiente deltaico, **Figura11**.

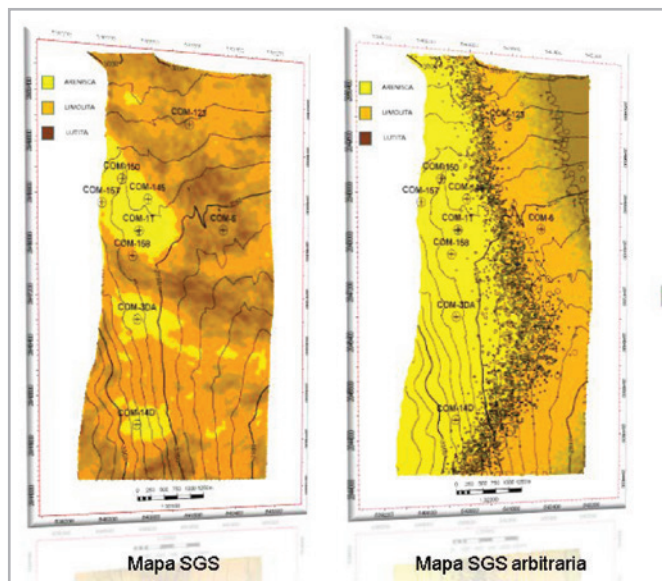


Figura 11. Mapas resultantes de la simulación SGS y SGSa.

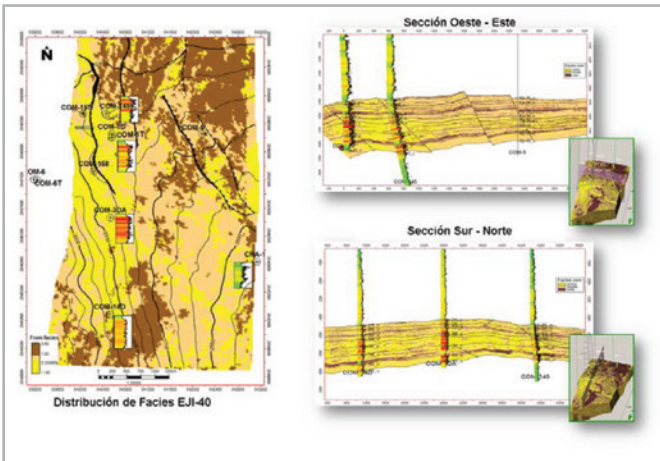


Figura 12. Análisis de la distribución de facies verticales.

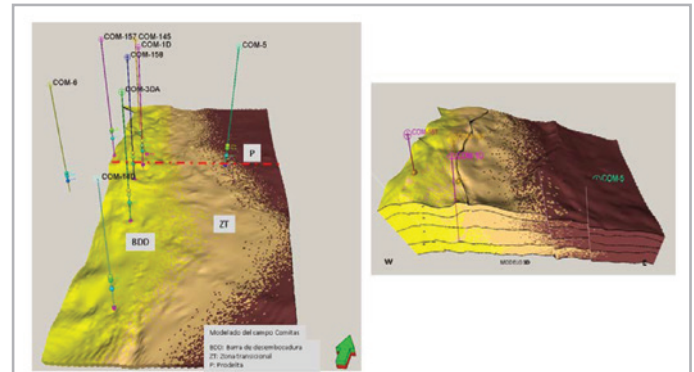


Figura 13. Primer modelo de facies distribuidas.

Análisis de distribución de las facies en el modelado 3D

Es una distribución que describe como se espera que varíen los resultados en el campo de estudio, para obtener las diferentes facies (barra de desembocadura, transicionales y prodelta), y para su distribución se llevó a cabo:

- Análisis de la distribución y variación de facies verticalmente, **Figura 12**.
- Distribución de areal de las facies identificadas. (Barra de desembocadura, transicionales y prodelta) en el primer modelo, **Figura 13**.
- Análisis de la probabilidad donde se compararon las facies interpretadas de los yacimientos EJI-40, EJI-38, EJI-36 y EJI-32 del primer modelo y conjuntarlo con una propiedad continua, en este caso se probó con el atributo sísmico (RMS y Max Amplitud) y se determinó la probabilidad de correlación para poder generar el segundo modelo o modelo supervisado, **Figura 14**.

Los análisis mostraron que el modelo final o guiado, obtuvo muy buena representación y distribución tridimensional de las partes que comprenden en un delta (proximal, intermedio y distal), así como las facies asociadas, (barra de desembocadura, zona transicional y prodelta), con respecto al modelo 2D interpretado, cumpliendo con el principal objetivo que fue generar un modelo geocelular de facies 3D.

El modelo de facies representa un ambiente deltaico, el cual está presente en todo el campo y la dirección que tiene este delta de aporte de sedimentos es preferencial casi oeste a este. Los cambios que se muestran son paulatinos entre facies, las cuales están corroboradas con los pozos perforados.

En el Campo Comitas las mejores facies vistas dentro del campo están asociadas a las de barra de desembocadura, estas facies son las más buscadas debido a que se asocian a una excelente roca almacén de hidrocarburos, estas facies se encuentran en el oeste del campo.

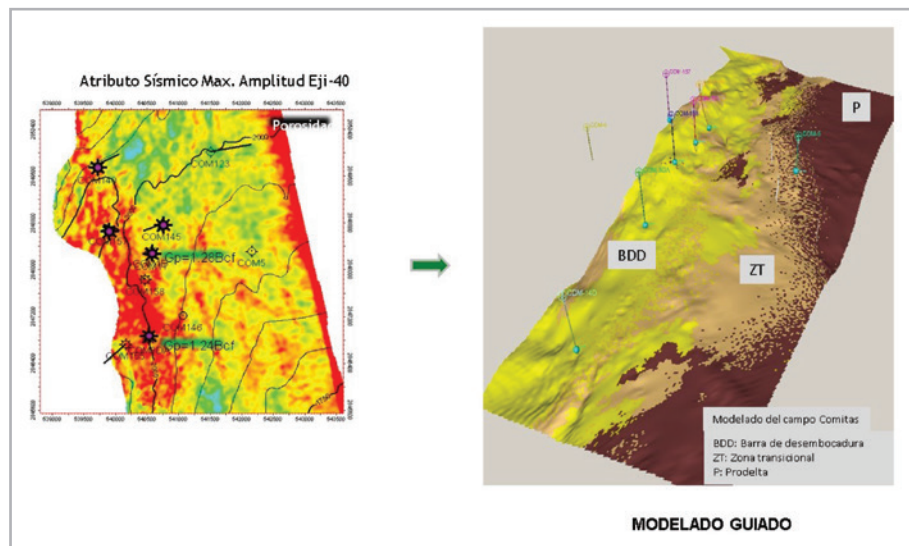


Figura 14. Modelo de facies distribuidas y guiadas por el atributo sísmico.

Conclusiones

Con estos análisis se observó que en el modelo final o guiado es importante la distribución de facies por tres variables en un modelo tridimensional, debido a que no sólo es una extrapolación de datos, es utilizar todas las herramientas disponibles al realizar la interpretación de los ambientes de depósito, integrando la geoestadística para obtener un modelo, el cual considera las características diferentes de depósito interpretadas, obteniendo un modelo 3D generado por la integración de los mapas de electrofacies, el modelo de depósito, tendencias laterales y el uso de atributos sísmicos, que muestran características de depósito de los ambientes sedimentarios.

El modelo de depósito de las facies interpretadas se obtuvo en el modelo geocelular, es base para tener un modelo tridimensional poblado, donde cada celda o célula obtiene

un valor numérico correspondiente a las facies de barra de desembocadura, zona transicional y prodelta.

Con la metodología se documentó por análisis geoprobalístico, la frecuencia de probabilidad y la distribución espacial de las facies obtenidas para los 10 pozos del Campo Comitas, que perforaron hasta la unidad EJI-40; el cálculo de facies se realizó empleando una función lineal a partir de los registros geofísicos, (Gamma Ray y resistividad), conjuntamente a la producción, con el fin de disminuir la incertidumbre geológica.

El campo tiene 20 propuestas de localizaciones, las cuales están soportadas por este estudio, de las cuales 12 se encuentran en las facies de barra de desembocadura, cuatro en barra de desembocadura y la zona transicional y cuatro en la zona transicional, **Figura 15**.

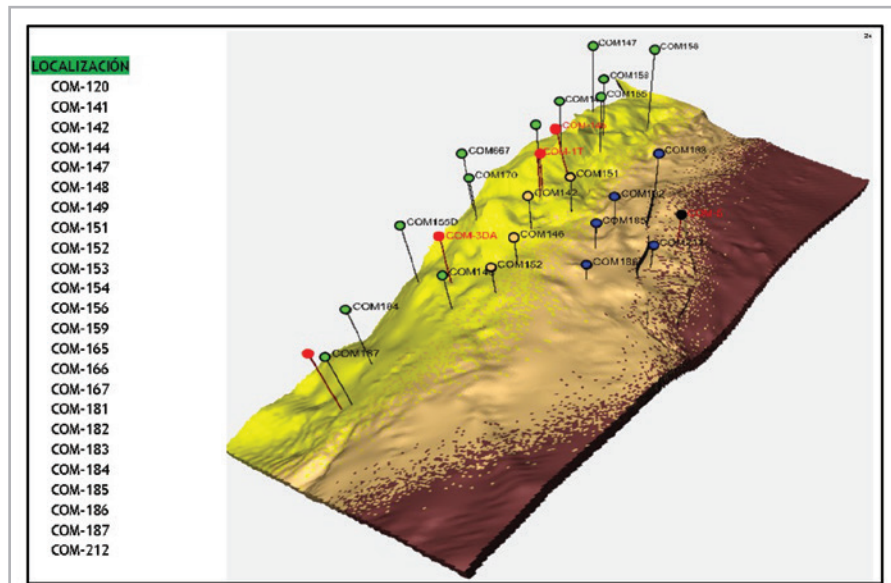


Figura 15. Modelo de facies guiadas, mostrando las diferentes localizaciones.

Referencias

1. Barceló Duarte, J. y Dávila Alcocer, V. M. Cap.3. Ambientes Sedimentarios siliclásticos: Sistema Deltaico, p. 47-66.
2. Dubrule, O. 2003. Geoestadística Aplicada de Integración de Datos Sísmicos en Modelos Terrestres. Boletín AMGE43 (3).
3. García Bustamante, F. s. f. Fundamentos de Geoestadística. <http://bastante.webs.uvigo.es/PDF/GEOESTADISTICA.pdf> (acceso el 1 de marzo 2016).
4. Gilraldo Henao, R. s. f. Colombia, Introducción a la Geoestadística: Teoría y Aplicación. Bogotá, Colombia: Universidad de Colombia, Facultad de Ciencias.
5. Kusters, E. C. y Finley, R. J. 1989. Atlas of Major Texas Gas Reservoirs. Austin, Texas: University of Texas at Austin, Bureau of Economic Geology.
6. Petróleos Mexicanos, Región Norte Activo de Exploración Reynosa. 2000. Estudio de los Plays Jackson y Yegua, Etapa 1 NEM-2935. México.
7. Petróleos Mexicanos, Región Norte Activo de Exploración Reynosa. 2010. Actualización y Evaluación de Riesgo de los Plays del Eoceno Superior Jackson-Yegua. México.
8. Serra, O. 1999. Análisis de Ambientes Sedimentarios Mediante Perfiles de Pozo. Schlumberger.

Semblanza de los autores

Erick Omar Reyes Hernández

Ingeniero Geólogo egresado del Instituto Politécnico Nacional, (ESIA U. Ticomán) 1998-2002.

Se ha desarrollado como Geólogo de pozo, Geólogo intérprete de reservas, Geólogo intérprete en ambientes sedimentarios, (caracterización de terrígenos). Líder técnico del proyecto de identificación y documentación de oportunidades no convencionales, en el equipo de procesos especiales, Geólogo intérprete supervisor de la documentación de proyectos de los grupos de estudios en el Activo de producción Burgos.

Actualmente se desempeña como Geólogo intérprete en el desarrollo de campos dentro del Sector Cuitláhuac, Activo Producción Burgos, GMPEDP Subdirección de Producción Región Norte, Pemex Exploración y Producción.

Ernesto Antonio Aguirre Castañeda

Ingeniero Geofísico egresado del Instituto Politécnico Nacional, (ESIA U. Ticomán), 1987-1992.

Principales actividades en las que se ha desempeñado: Desarrollo de modelos 3D para identificación de áreas para localizaciones no convencionales. Modelado 3D de alta resolución para localizaciones horizontales.

Actualmente se desempeña como Líder de proyectos y consultoría en caracterización en Petrel para México, norte. Responsable del desarrollo de nuevas tecnologías en geociencias, seguimiento a proyectos y soporte a estudios de caracterización. Consultoría en el área de Diseño de explotación de la Región Norte, Pemex para la extracción de atributos sísmicos y su correlación con las propiedades litológicas para delimitar áreas remanentes a explotar.

Líder técnico del proyecto de identificación y documentación de oportunidades no convencionales, en el equipo de procesos especiales, Activo Integral Burgos.