

Modelado de la doble porosidad para mejorar la caracterización estática en secuencias sedimentarias Jurásicas

Néstor Flores Mundo

nestor.flores@pemex.com

Pemex, Activo Integral de Producción Bloque AS02-04

Juan Pablo Robles Anzúres

roblesap_22@hotmail.com

Schlumberger, SIS MXM

Artículo recibido en agosto de 2016 y aceptado en mayo de 2017

Resumen

El presente trabajo se realizó para llevar al modelo geológico, la petrofísica avanzada, discretizando la porosidad en 1^{er} y 2^{do} medio, para hacer una mejor caracterización estática con el fin de tener un mejor control de volumen de hidrocarburos para cada medio. La metodología está fundamentada en utilizar toda la información geológica, geofísica y petrofísica disponible; se elaboró un modelo geológico sedimentario grueso que será la base para la distribución de propiedades litológicas y de tipos de roca. El tipo de roca fue dividido en cinco, siendo 1 el de menor calidad y 5 el de mayor calidad respectivamente, y sirvió de guía en las distribuciones de las propiedades petrofísicas del primer medio (matriz+ μ fracturas+ μ vugulos) como la porosidad, Sw, NTG, que fueron escalados al modelo e interpolados en el campo y un segundo medio que corresponde a vugulos conectados+ fracturas y se utilizó en su distribución de propiedades un atributo sísmico de fracturas, llevándolo como un modelo geométrico definido en seis facies sísmicas, (0,1 fallas asociadas a corredores principales), (2, 3 fracturas difusas) y (4, 5 zonas compactas) que sirvió como guía en la interpolación estadística por facies y zonas, que a la vez permitió identificar áreas con mejor contenido de hidrocarburos. Con la distribución de propiedades petrofísicas en el Campo Kab a nivel de bloques, se determinó que el bloque-121 tiene propiedades petrofísicas más bajas que el bloque-101, sin embargo, por la presencia de procesos diagenéticos y de reemplazamiento secundario como es el caso de la dolomitización, permitió que éste estuviera expuesto a un mayor fracturamiento, que es de gran beneficio para dicho bloque, lo cual se puede ver reflejado en una mayor producción de hidrocarburos. Además, fue posible determinar la partición volumétrica por unidad, por medio geológico y por bloque, resultando que el bloque 121 tiene mayor acumulación de hidrocarburos en el segundo medio; por otro lado, el volumen de hidrocarburos del bloque 101 se concentra en el primer medio geológico, lo que resultó una relación de primer medio vs segundo medio del campo de 60/40% respectivamente. Esta caracterización permitió llevar al modelo de simulación donde se definieron las unidades de flujo que mejor se adaptan a este sistema de estructuras.

Palabras clave: Doble porosidad, caracterización estática, yacimientos Jurásicos, Campo Kab.

Dual porosity modeling to improve the static characterization in Jurassic sedimentary sequences

Abstract

This work was done for populate geological models using discretizing advanced petrophysical with porosity in 1st and 2nd half for make a better static models and in order to have a better control of oil volume per any environment. The methodology was based all geological data, geophysical and petrophysical information; was developed a sedimentary model that will be the basis for the distribution of lithological properties and rock type, this type of rock was divided into five 1 to 5, being worst to best quality respectively and was used in distributions of the petrophysical properties of the

first geological environment (matrix+ μ fracturas+ μ vugulos) as porosity, Sw, NTG, which were scaled to the model and interpolated in the field and a second geological environment corresponding to vugulos connected + fractures and used in their distribution of properties a seismic attribute fractures going as a geometric pattern defining in 6 seismic facies (0, 1 faults associated with major corridors), (2, 3 diffuse fractures) and (4, 5 compact zones) which were as a guide in the statistical interpolation facies area, also they allowed us to identify areas with better hydrocarbon content. With the distribution of petrophysical properties in the Kab to level of field blocks was determined that the 121-block has lower petrophysical properties that the 101-block, however by the presence of diagenetic processes and secondary replacement as in the case for dolomitization, so was exposed to greater fracturing, which is of great benefit to the block which we can see reflected in production of hydrocarbons increased. In addition, it was possible to determine the volumetric partition per unit, by geological support and by block, resulting that the 121 block having greater accumulation of hydrocarbons in the second environment, on the other way, the volume of hydrocarbons of 101-block is concentrated in the first geological environment, which resulted in a first half ratio vs second half of the field of 60%/40% respectively. This characterization allowed have a well simulation model where the units flow that are best suited to this system were defined by structures.

Keywords: Dual porosity, static characterization, Jurassic deposits, Kab field.

Introducción

El Campo Kab (Miel), fue descubierto por el pozo Kab-101, el cual inició su perforación en el año 1993, con el objetivo de encontrar acumulación de hidrocarburos económicamente explotables y con potencialidad dentro de las rocas del Albiano-Cenomaniano y Kimmeridgiano. Su explotación inició en el 2005 y actualmente cuenta con cinco pozos en producción de aceite volátil de 36 °API, con una presión actual de 357 kg/cm².

Estructuralmente está representado por un anticlinal, el cual está afectado hacia el centro por un domo salino y por un sistema radial de fallas normales, las de mayor extensión con orientación preferencial N05°S y NW50°SE las de menor extensión. Debido a la tectónica salina que actuó en el campo, la estructura está dividida en dos bloques: el Bloque Kab-121 representado por un anticlinal con orientación NW30°SE, limitado a los flancos por fallas normales. El Bloque-Kab-101 está representado por un anticlinal con orientación NW30°SE, y un sistema de fallas de orientación similar; limitado al NE por la falla normal que divide al bloque con un salto aproximado de 70 m.

El yacimiento Kimmeridgiano presenta facies oolíticas con muy buenas características petrofísicas. Estratigráficamente se dividió en dos subunidades conocidas como Unidad "E" y Unidad "D", basándose en el estudio regional de Ángeles Aquino, 2006; este yacimiento donde se desarrolla el presente trabajo, se caracterizó con petrofísica avanzada y se llevó al modelo geocelular discretizando el primer y segundo medio geológico, obteniendo así una volumetría bien definida por bloque y unidad estratigráfica.

Localización

Geográficamente el Campo Kab se encuentra ubicado frente a las costas del estado de Tabasco, aproximadamente a 65 km al NE de la Terminal Marítima de Dos Bocas y a 23 km de Frontera, Tabasco, **Figura 1**. Geológicamente se encuentra ubicado en la plataforma Continental del Sur del Golfo de México.

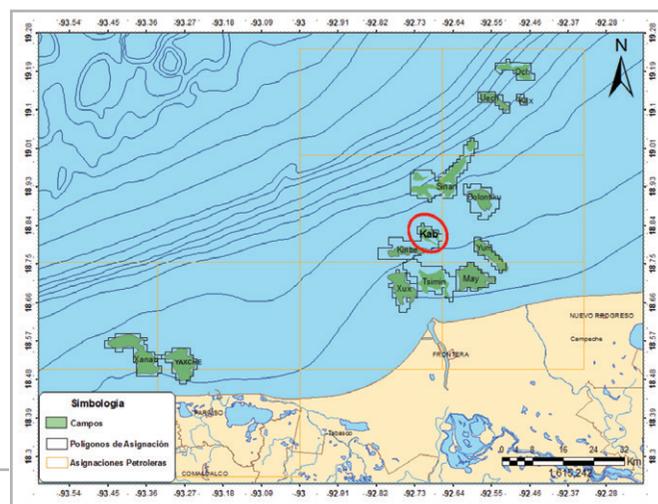


Figura 1. Ubicación del Campo Kab.

Objetivo

Llevar al modelo geológico 3D la petrofísica avanzada discretizando la porosidad en 1^{er} y 2^{do} medio, para hacer una caracterización estática mejor, con el fin de tener un mayor control de volumen de hidrocarburos por cada medio.

Flujo de trabajo

El presente trabajo se hizo para caracterizar el Campo Kab a nivel Kimmeridgiano, con la nueva interpretación

sísmico-estructural y petrofísica avanzada (1^o y 2^{do} medio), con el fin de llevar el modelo geocelular de una malla fina a una malla gruesa, siguiendo el flujo de trabajo para la caracterización, iniciando con la carga de datos de la interpretación sísmica, seguido con la correlación de unidades litoestratigráficas, características estructurales y estratigráficas propias de la cuenca de Campeche (Angeles-Aquino, 1996). Las secciones de correlación que se realizaron para conocer la distribución de facies fue con el apoyo de registros, láminas delgadas de muestras de canal y núcleos, **Figura 2**.

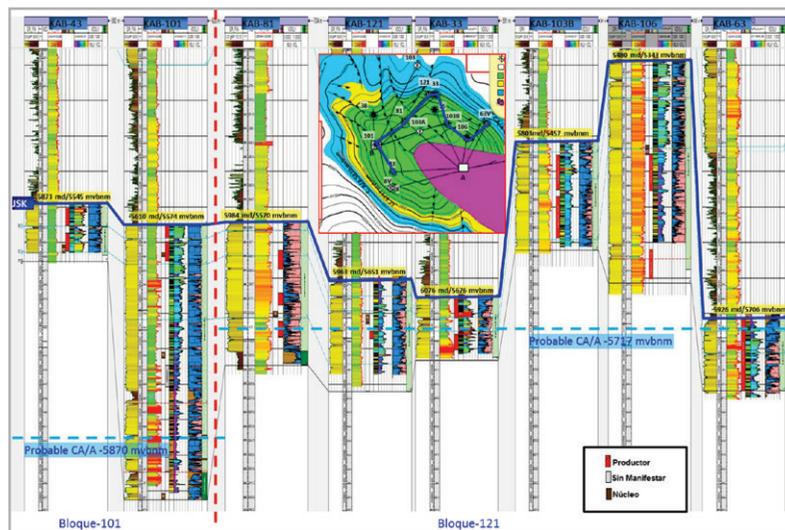


Figura 2. Sección de correlación con las litofacies del campo.

Estratigrafía

Ángeles–Aquino (1985), planteó el modelo sedimentario del Jurásico Superior en la zona marina y postuló la existencia de la “Franja oolítica del Kimmeridgiano”, en la porción occidental de la sonda de Campeche. El estudio estratigráfico-sedimentológico de las rocas del Jurásico Superior, Ángeles Aquino (1986), lo zonificó en ocho litofacies, denominadas “A (Oxfordiano), B, C, D, E (JSK), F, G Y H (JST)”.

Las unidades estratigráficas que integran el Kimmeridgiano en el Golfo de México son muy variadas y pueden ser correlacionables.

La estratigrafía del área de trabajo está basada en el estudio de seis núcleos y 70 muestras de canal. En forma simultánea se analizaron los registros geofísicos compuestos de cada uno de los pozos estudiados considerando los perfiles de Rayos Gama (RG), Resistividad (RT), litodensidad (RHOB), Porosidad (NPHI), principalmente, para buscar patrones que indiquen la presencia de secciones condensadas y superficies de inundación máxima, definiendo las electrofacies. Con esta información se confirmó la existencia de dos unidades “E y D” en el campo, **Figura 3**. Basado en el estudio petrográfico de las muestras de canal, núcleos y con apoyo de las electrofacies, se zonificaron y correlacionaron estas unidades estratigráficas y se situaron dentro de un marco estratigráfico local, Unidad E dividido en E4, E3, E2, E1, Unidad D dividido en D2, D1 y D1A.

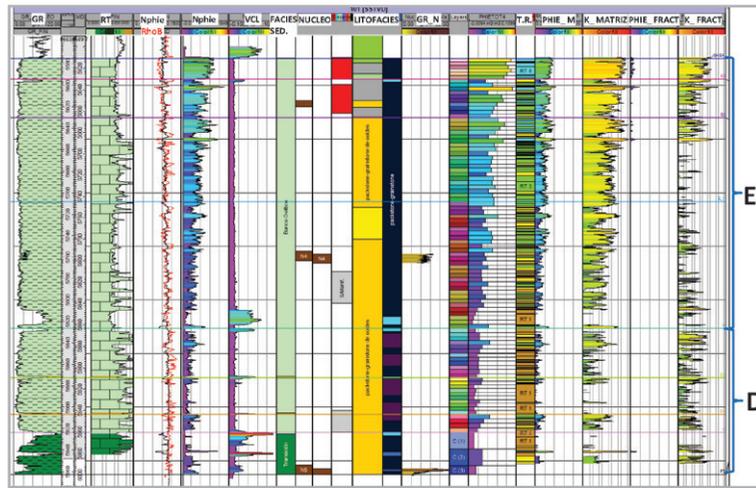


Figura 3. Sección estratigráfica donde se muestra la definición de las unidades principales en las cuales fue dividido el campo.

A continuación, se discute cada unidad estratigráfica del Kimmeridgiano. La unidad “E” se caracteriza por la entrada de mudstone-wackestone parcialmente dolomitizado y microfracturas, con impregnación de aceite, packstone de rudstone. En la parte intermedia packstone-grainstone de pellets y oolitas, ligeramente dolomitizada y hacia su base dolomía mesocrystalina con textura sacaroide, con porosidad secundaria intercrystalina en microfracturas y microvugular, Figura 4.

La unidad “D” se caracteriza por packstone-grainstone de oolitas con matriz compacta y dolomía microcrystalina, con porosidad intercrystalina regular; hacia la base esta unidad presenta grainstone arenoso peloidal y granos angulosos de cuarzo monocristalino.

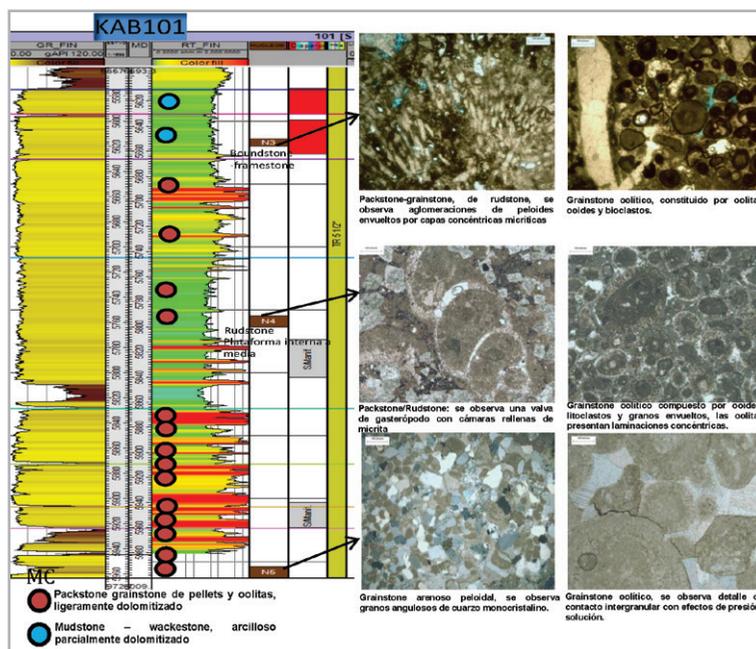


Figura 4. Pozo tipo donde se observan las diferentes unidades estratigráficas terminadas del análisis petrográfico de los núcleos y muestras de canal.

Modelo estructural

Una vez realizada la interpretación sísmica, se modelaron 32 fallas, todas de tipo normal, respetando la interpretación original, generando así la malla de 50 x 50 con un total de 2, 268, 864 celdas y un área de 57.03 km², **Figura 5**. La estructura interna del modelo se generó con tres segmentos, dividiendo el campo en diferentes bloques que ayudan a facilitar la caracterización estática. Además, se

modifican las superficies para el ajuste de los parámetros de mallado; de esta manera se obtuvo un resultado que respeta los datos originales provistos. Se verifican las relaciones existentes entre horizontes y fallas originales con los modelados para que la interpretación de los saltos de falla y estilo estructural sea geológicamente razonable, con el marco de compresión/ relajación típicos de la tectónica salina, **Figura 6**.

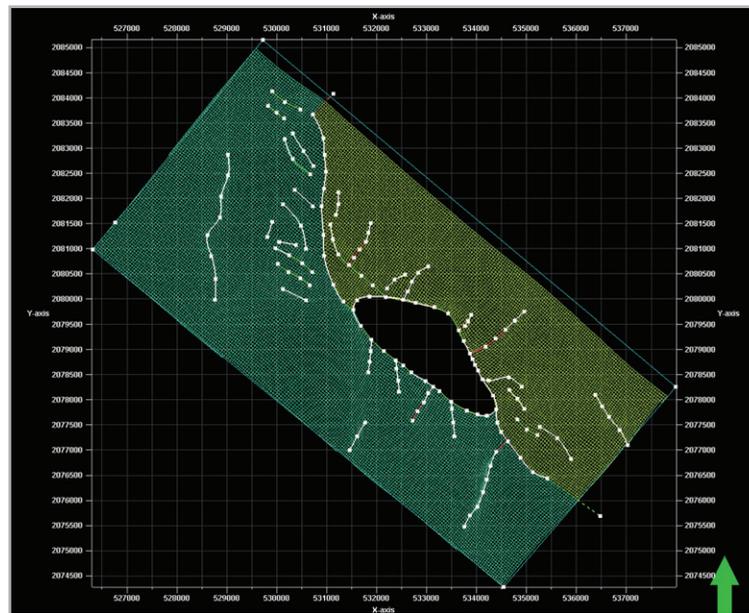


Figura 5. Geometría de la malla del Campo Kab, (división en tres segmentos).

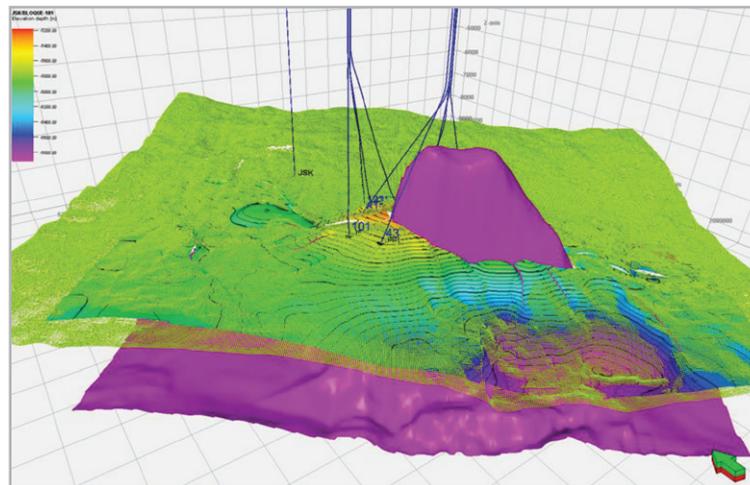


Figura 6. Se muestra la relación de la superficie del Kimmeridgiano original en puntos y la modelada, respetando la interpretación original.

El procedimiento incluyó el ajuste de las cimas de los pozos perforados. Las zonas principales se definieron por los horizontes de entrada, Kimmeridgiano y una base Kimmeridgiano. La base del modelo está marcada por un espesor de 500 m, aproximadamente del Kimmeridgiano, con base en la profundidad mayor penetrada por el pozo

Kab-101, que cuenta con la mayor columna geológica e información petrofísica. Internamente se definieron subzonas proporcionales E3, E2, E1, D, D2, D1 y D1A, una vez obtenida esta división, el modelo se subdividió en capas más pequeñas, de espesor de 3 a 4 m, **Tabla 1**.

Tabla 1. Diferentes subunidades del Kimmeridgiano, el número de capas en que se dividió y su espesor.

CAMPO KAB JSK			
Unidad	Intervalo de Capas	Numero de capas	Espesor Promedio (m)
JSK/E3	0-5	6	4.46
E3-E2	6-15	10	2.99
E2-E1	16-35	20	3.04
E1-D	36-65	30	3.59
D-D2	66-77	12	3.40
D2-D1	78-87	10	3.41
D1-D1A (C)	88-91	4	4.32
D1A (C) -BaseJSK	92-100	9	4.37

Modelo sedimentario

El Campo Kab se encuentra en un ambiente sedimentario de depósitos someros, restringido, con energía suficiente para la generación de bancos oolíticos, en los que se originaron los grainstone- packstone de oolitas. Este modelo establece que los depósitos del Kimmeridgiano consisten en depósitos de plataforma somera con influencia de mareas. La definición del modelo sedimentario se realizó con información de muestras de canal y estudios de laboratorio de núcleos de los pozos perforados en el campo; en las **Figuras 7 y 8**, se muestra la distribución de facies de bancos oolíticos definida por cuerpos carbonatados y dolomitizados, (color verde pistache), la cual está en contacto con una zona transicional con contenido de arcillas y materia orgánica (color verde

claro) y una zona de facies de laguna definida para el modelo y separar las facies de interés, ya que el campo no cuenta con pozos que han cortado esta facies; de esta manera, el modelo se generó para tener un mejor control lateral y vertical con la estratigrafía y sedimentología identificadas en el campo, por ejemplo, la unidad E es considerada como la principal unidad de facies de bancos oolíticos, con un espesor de 280 mv, determinado en el pozo Kab-106 que se ubica en el centro de la estructura. Además se le dio una tendencia de azimuth de N320°, debido a la dirección de la estructura generada por la tectónica salina, en la cual el campo está atravesado por una falla de corrimiento con desplazamiento lateral derecho, que permitió la entrada de la sal autóctona, dividiendo el campo en dos bloques, considerados Bloque 101 y Bloque 121.



Figura 7. Mapa de distribución de facies sedimentarias.

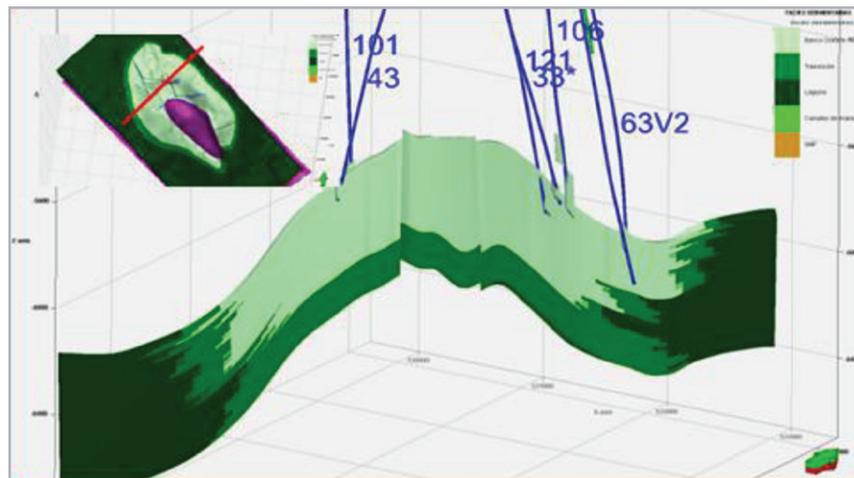


Figura 8. Sección estructural con orientación NE-SW, en la que se muestra la distribución vertical de las facies sedimentarias.

Modelo de facies

Las facies litológicas, al igual que el modelo sedimentario, fueron definidas primeramente a nivel pozo, se utilizó información de núcleos, muestras de canal e informes litológicos de pozo; identificándose al menos seis facies que se distribuyeron verticalmente como sigue en la unidad E, bloque-101; se observa mudstone-wackestone gris claro,

packstone de algas o estromatolitos, para el bloque -121 misma unidad presenta packstone-grainstone de oolitas, dolomitizado. La unidad D, únicamente la cortó el pozo Kab-101y se observan delgados cuerpos arcillosos, packstone de pellets y oolitas, ligeramente dolomitizados, mientras que la base está formada por packstone-grainstone arenoso peloidal con granos de cuarzo monocristalino.

Una vez conceptualizadas las facies verticalmente, se escalaron para la distribución lateral con el método SIS (Secuencial Indicator Simulation); utilizando como guía el modelo sedimentario, de tal manera que en la zona de banco oolítico, las facies presentes son mesodolomías,

microdolomías, grainstone y packstone; para la zona de transición corresponden a microdolomías y mudstone-wackestone, mientras que la zona definida como de laguna se consideró el mudstone arcilloso, **Figura 9**.

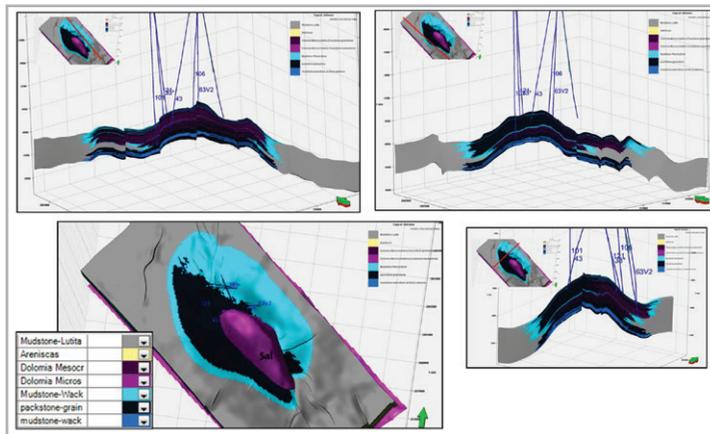


Figura 9. Distribución de facies litológicas imagen abajo izquierda modelo 3D, y secciones longitudinales y transversal, en la cual se observan las distribuciones litológicas.

Modelo tipo de roca

El tipo de roca es un dato de entrada, el cual es una propiedad discreta que representa la calidad de roca y la capacidad de flujo de la formación, definidos mediante un gráfico de Phie Vs k (permeabilidad), al que se le aplica la relación R35 de Winlan para diámetros de garganta de poro; de esta manera se definieron los tipos siguientes: el tipo TR5 es el de mejor calidad, con porosidades que varían de 0.08 a 0.12 y permeabilidad de 40 a 80 mD, TR4 con porosidad

de 0.06 a 0.094 y permeabilidad de 20 a 40 mD, TR3 con porosidad de 0.04 a 0.07 y permeabilidad de 5 a 20 mD, TR2 con porosidad de 0.02 a 0.04 y permeabilidad de 1 a 5 mD, TR1 con porosidad de 0.0001 a 0.02 de permeabilidad de 0 a 0.02 mD. Con el dato de entrada a nivel de pozo como una propiedad discreta, se escaló al modelo para obtener la distribución lateral mediante el método SIS, utilizando como guía el modelo de facies litológicas, el resultado es un modelo de tipo de roca 3D, **Figura 10**.

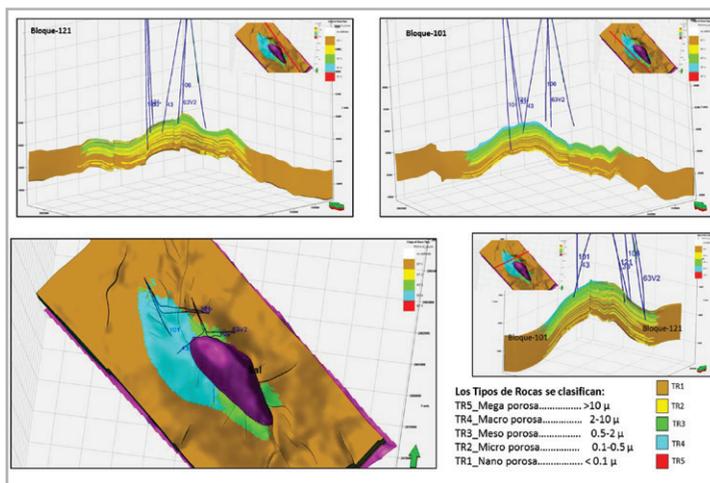


Figura 10. Distribución de petrofacies imagen abajo izquierda modelo 3D, y secciones longitudinales y transversales, en las cuales se observan las distribuciones de las petrofacies.

Modelo de propiedades petrofísicas primer medio

El modelo de propiedades se obtuvo utilizando la evaluación petrofísica avanzada, **Figura 11**, para este estudio se utilizó la partición en primer medio (matriz+ micro-fracturas+ micro-vúgulos+ % de vúgulos conectados) y segundo medio se utilizó (% vúgulos conectados+ fractura), se incluyeron siete pozos (Kab-101, 43, 121, 33, 103B, 106 y 63v). Es importante

mencionar que la asignación de las propiedades se realizó guiando la interpolación por unidad y por tipo de roca. El método utilizado para la población del modelo fue “Simulación Gaussiana Secuencial”, con iteraciones múltiples, seleccionando aquellas que mejor se adaptan a los parámetros estadísticos de los datos de entrada del campo. Además para su distribución de las propiedades se realizó como guía el modelo tipo de roca logrando ajustar lo que se tiene como dato de entrada para cada unidad estratigráfica.

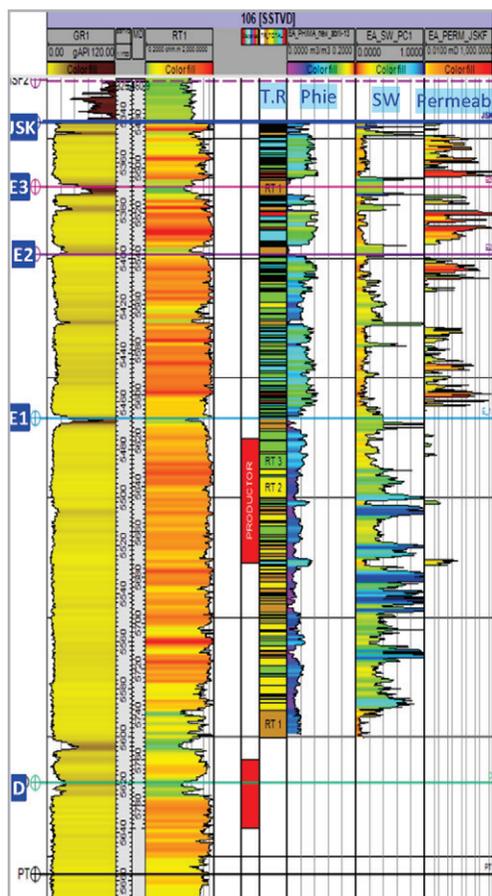


Figura 11. Evaluación de la petrofísica avanzada que se utilizó como dato de entrada para la asignación de las propiedades.

Porosidad primer medio

Como dato de entrada se utilizó la curva de porosidad del primer medio geológico (DC1_PHIMA_Mtz), que incluye los medios porosos (matriz+ micro-fracturas+ micro-vúgulos+ % de vúgulos conectados), la cual se escaló al modelo 3D por medio del método aritmético. Se realizó un análisis de los datos escalados, para obtener su normalización con el propósito de eliminar valores mínimos y máximos extremos y para la distribución se utilizó como guía la propiedad

discreta de tipo de roca; se realizó un estudio estadístico con apoyo del gráfico de porosidad vs permeabilidad por tipo de roca; se asignaron los valores de Phie para cada tipo de roca en cada zona, utilizando el método de Simulación Gaussiana (SGS), con 20 iteraciones donde se obtuvo un promedio de ellas para agrupar las distribuciones, obteniendo como resultado el modelo 3D, **Figura 12**. Por otro lado, la porosidad promedio del modelo que se obtuvo para cada bloque es de 5.6% (bloque-101) y 4 a 5% (bloque-121), con valor mínimo de 0.01 y máximo de 0.11.

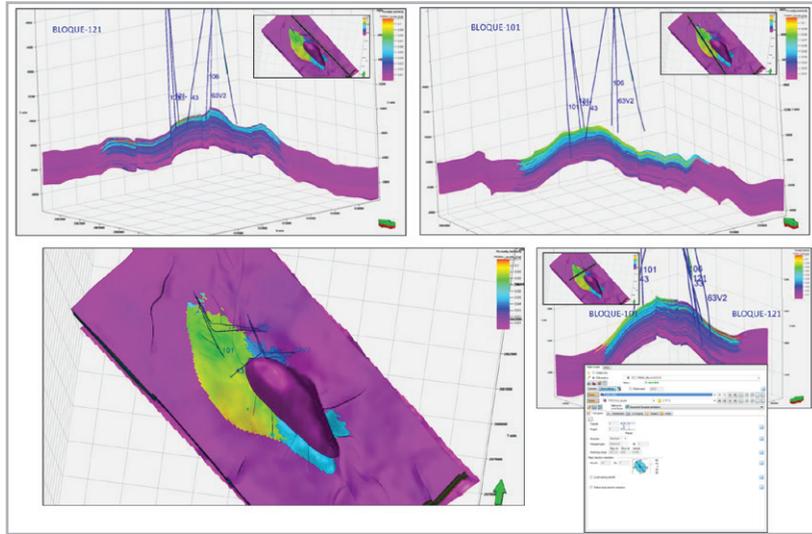


Figura 12. Distribución de porosidad primer medio imagen abajo izquierda modelo 3D, y secciones longitudinales y transversal en la cual se observan las distribuciones de porosidad.

Saturación de agua, (S_w)

Esta propiedad responde a la relación inversa con la porosidad y la relación neto/bruto. Es decir, la propiedad S_w , baja cuando la porosidad sube y la S_w tiende a uno cuando la porosidad se reduce. Por lo que el método de escalamiento utilizado se basó en el registro con la

propiedad de tipo de roca y como variable secundaria utilizando la función de la relación RGP (Radio de garganta de poro) y S_w -PC, **Figura 13**, para tener una mejor correlación vertical. El método geoestadístico empleado fue el SGS. Los resultados proporcionaron un promedio en la saturación de agua alrededor del 30 a 50% en el área, con valor mínimo de 0.023 y máximo de 1.

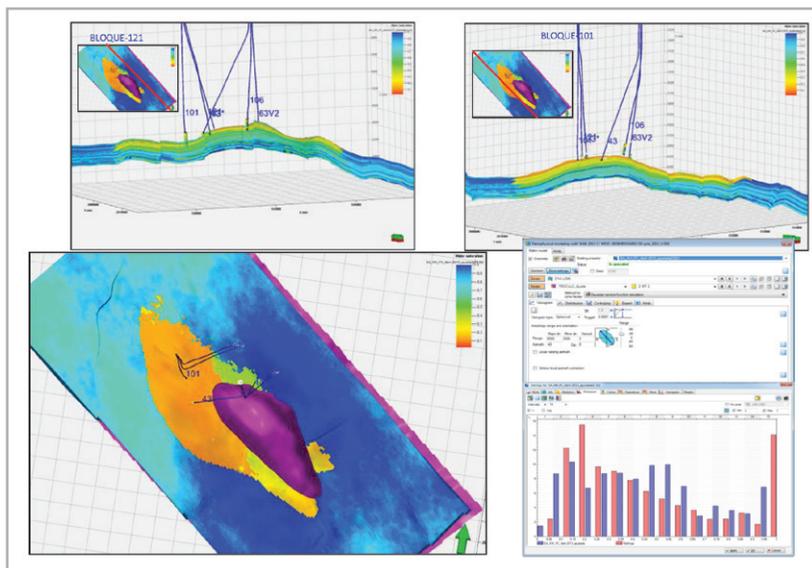


Figura 13. Distribución de la saturación S_w del primer medio, imagen abajo izquierda modelo 3D y secciones longitudinales y transversales, en las cuales se observan las distribuciones de saturación de agua.

Espesor neto, (NTG)

Esta propiedad determinó al cut-off de porosidad y saturación de agua. Se calculó bajo la condición lógica: Sí (porosidad es mayor a 0.02 y V_{sh} es menor a 0.10 y S_w es menor a 0.50 entonces 1, sino 0), donde 1 corresponde a rocas que pueden fungir como yacimiento y 0 corresponden a rocas que por sus características petrofísicas se comportan como sellantes; una vez obtenida esta propiedad se escaló

al modelo, **Figura 14**, y se realizó la asignación utilizando como guía la propiedad de tipo de roca, asignando valores estadísticos para cada una con el método SGS, realizando 20 iteraciones para obtener el promedio aritmético. Los resultados proporcionaron un promedio en la relación neto-bruto de 0.70 para el bloque 101 y de 0.46 en el bloque-121, observando que la mejor zona de espesor neto impregnado se encuentra en el bloque-101, **Figura 14**.

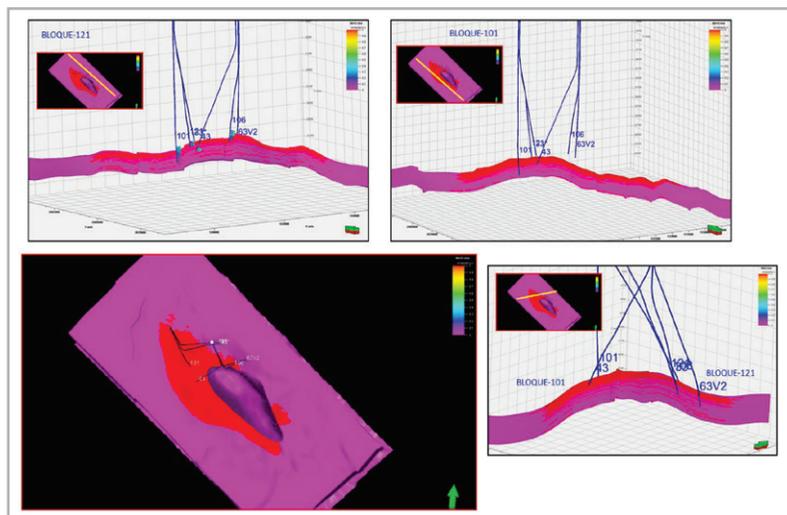


Figura 14. Distribución del NTG para el primer medio, imagen abajo izquierda modelo 3D, y secciones longitudinales y transversal, en las cuales se observan las distribuciones de NTG.

Modelo de propiedades petrofísicas segundo medio

En el modelado de propiedades del segundo medio, similarmente que para el primer medio, se utilizaron las evaluaciones de petrofísica avanzada, las curvas de partición para el segundo medio geológico corresponde (% de vórgulos conectados + fractura), calculadas en siete pozos. Cabe mencionar que para realizar estas distribuciones previamente se incluyó un modelo de fractura, el cual es un modelo 3D de facies sísmicas que incluye el atributo de

curvatura máxima, discontinuidades y echados, calibrado con el registro de imágenes del campo, representado como un modelo discreto con una gama de colores, en el que se definieron seis facies: (0,1) fallas asociadas a corredores principales, (2,3) fracturas difusas asociadas a microfracturamiento subsísmico, (4,5) zona compacta, **Figura 15**. La asignación se realizó guiando la interpolación estadísticamente por facies sísmica y por unidad. El método utilizado para la población del modelo fue "simulación Gaussiana" con iteraciones múltiples, para obtener una mejor distribución en el Campo Kab.

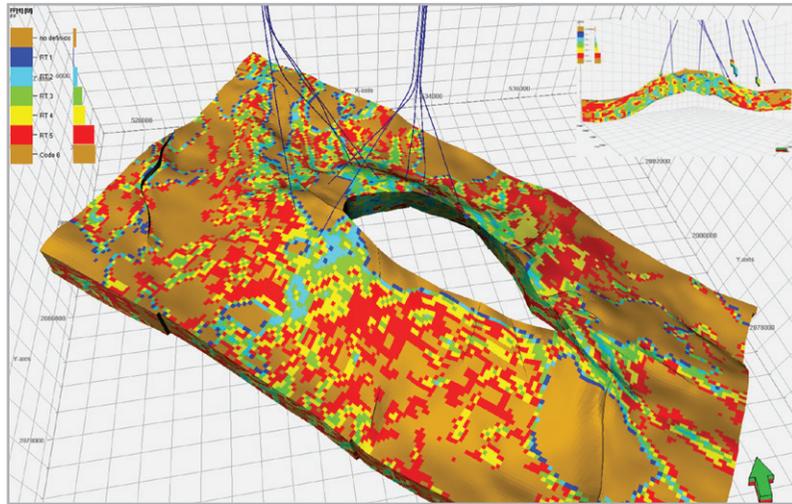


Figura 15. Geométrico de facies sísmicas utilizado como guía para la asignación de propiedades del segundo medio.

Porosidad segundo medio

Como dato de entrada se utilizó la curva de porosidad de fractura discretizada, (DC1_POR_VFRACT) que incluyó los medios (% de vórgulos conectados+ fractura) para los pozos (101. 43, 121, 33, 103B, 106 y 63V); se escaló al modelo 3D por medio del método aritmético; para la distribución se utilizó como guía la propiedad discreta de fracturas, se elaboraron tablas estadísticas por pozo y

por unidad (valores Min, Max, Mean y STD), para asignar los valores estadísticamente a las fracturas principales, zonas de fractura difusas, para cada unidad, utilizando el método de Simulación Gaussiana, **Figura 16**, realizándose 20 iteraciones, obteniendo el promedio de ellas para agruparlas mejor. Como resultado de esta distribución en el modelo, la porosidad promedio es de 5.5%, teniendo una relación de partición matriz/fractura de 56/44 respectivamente.

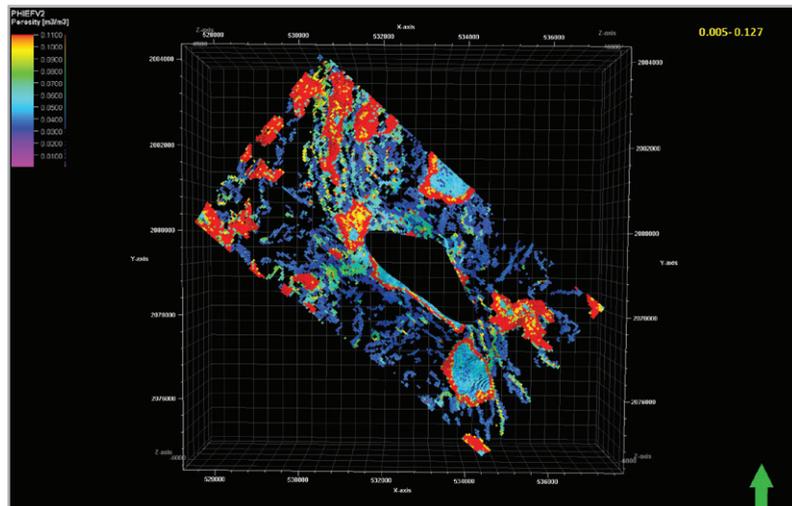


Figura 16. Distribución de la porosidad del segundo medio, modelo 3D.

Saturación de agua, (SW)

Esta propiedad responde a la relación inversa con la porosidad, debido a que se está modelando un sistema fracturado; la saturación de agua se considera como 0; para fines del cálculo volumétrico se generó una propiedad discreta asignando valores de 0 en las fracturas consideradas del modelo, en este caso indicamos que las microfracturas están abiertas.

Espesor neto, (NTG)

Esta propiedad al igual que la saturación de agua, debido a que se está modelando un sistema fracturado el NTG se considera como 1; para fines del cálculo volumétrico se generó una propiedad discreta asignando valores de 1 en las fracturas del modelo, **Figura 17**.

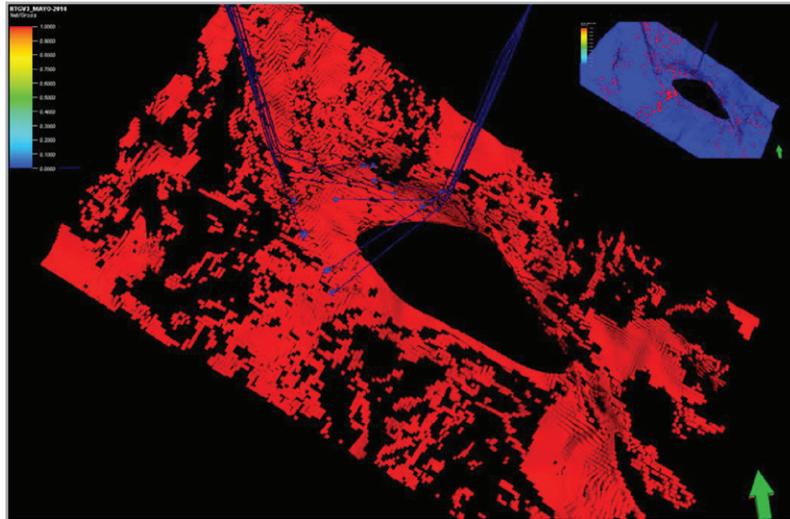


Figura 17. Distribución de NTG del segundo medio, modelo 3D, donde los valores de espesor neto para las fracturas se asignaron igual a 1.

Cálculo volumétrico

La última etapa del modelado consiste en el cálculo volumétrico de las reservas in situ que para este modelo corresponden a la reserva probada, reserva probable de aceite en la Formación Kimmeridgiano.

Para el cálculo volumétrico se utilizan las asignaciones obtenidas en el modelo (porosidad, saturación de agua y NTG) para condiciones de yacimiento; además, estos parámetros se filtran por polígonos que acoten las áreas de las reservas y finalmente los contactos o límites físicos agua-aceite, que funcionan como barreras en este cálculo.

Para una mejor certidumbre el área se dividió en dos bloques, lo cual facilitó el estimado del contenido de hidrocarburos dentro del yacimiento. Así mismo se realizó el cálculo de volumen del primer y segundo medio, **Figura 18**. Como resultado se definió la partición volumétrica matriz vs fractura por bloque teniendo en el bloque-101 una relación de 56% matriz y 44% fractura, mientras en el bloque-121 se tiene la relación de 63% matriz y 37% fractura, esto que indica a nivel de volumetría total como se muestra en la Figura 18, que para el bloque-101 se tiene más volumen de hidrocarburos.

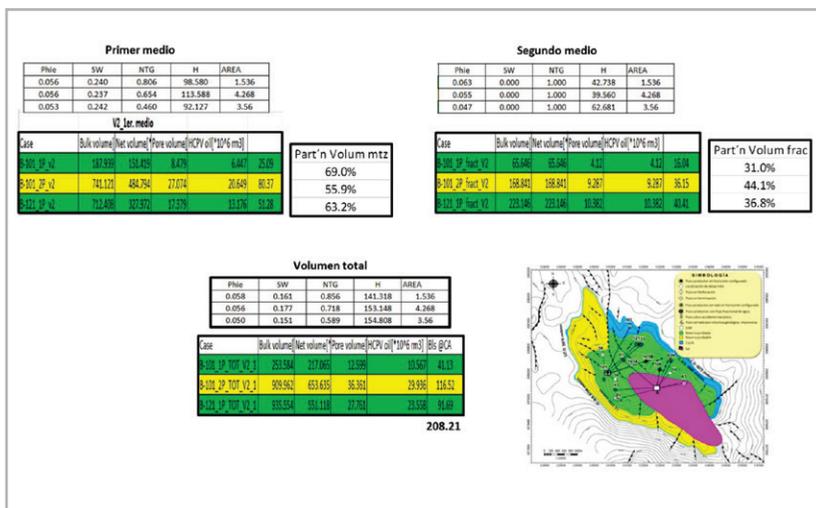


Figura 18. Resultado del volumen de hidrocarburos por bloque, por discretización, (primer medio y segundo medio), así como los valores promedio ponderados de las propiedades petrofísicas.

Conclusiones

- Estructuralmente, el área de Kab se encuentra dividida por una falla transcurrente con dirección N-S y desplazamiento lateral derecho, la cual permitió la entrada de la sal observada en el campo, que generó la división de la estructura en dos bloques conocidos como bloque-101 y bloque-121.
- La malla del modelo se construyó con un tamaño de celdas de 50 x 50, de 3 a 5 m de espesor, y un total de 2, 268, 864 celdas y un área de 57.03 km², esto logró tener un mejor control en la distribución de las propiedades petrofísicas.
- Con la información disponible de estudios de núcleos, muestras de canal y registros geofísicos, se elaboraron a nivel pozo las facies sedimentarias, facies litológicas; posteriormente se incluyeron en el modelo 3D para distribuirlas, obteniendo un modelo de facies sedimentarias (facies de bancos oolíticos, facies de transición y facies de laguna) y facies litológicas (mudstone arcilloso, mudstone-wackestone, dolomía microcristalina, packstone-grainstone y dolomía mesocristalina), que fueron la base para la distribución del tipo de roca.
- La presencia de procesos diagenéticos y de reemplazamiento secundario observados en el bloque 121, como es el caso de la dolomitización, permitió que la porosidad intercrystalina se incrementara al ser reemplazada la calcita por dolomita, permitiendo mayor acumulación de hidrocarburos.
- La distribución de propiedades petrofísicas del primer medio geológico indicó que el bloque-101 tiene mejores características de roca almacén que el bloque 121, siendo así que la porosidad promedio ponderada es de 5.6%, mientras que en el bloque 121 su porosidad promedio es de 4 a 5%.
- El volumen de hidrocarburos se determinó por unidad, por bloque y por medio geológico, observando que el volumen mayor se da en la unidad estratigráfica "E", y para el bloque-101 el mayor volumen de hidrocarburos es en el primer medio y el bloque 121 tiene mayor volumen de hidrocarburos en el segundo medio.
- Se realizó la partición volumétrica indicando una relación de 60% primer medio y 40% segundo medio, con un volumen total de 53.48 10⁶ m³.

Agradecimientos

A la coordinación del APLTXT quienes me dieron la oportunidad de presentar el trabajo y al apoyo desinteresado recibido.

A mis compañeros que laboran en el área de Geociencias, por los conocimientos otorgados desde mi llegada a esta empresa.

Referencias

Ángeles Aquino, F. J. 1996. Estratigrafía del Jurásico Superior del Subsuelo en la Sonda de Campeche (Golfo de México).

Tesis de Maestría, Instituto Politécnico Nacional, Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura, México, D.F.

Bello, R. 2006. Modelos Sedimentarios del Jurásico Superior Kimmeridgiano y Cretácico en el Área de los Campos del Activo Integral Litoral de Tabasco, Informe Final.

Flores-Flores, M.A. et al. 2006. Informe Final de Play Bancos Oolíticos JSK. Pemex, Coordinación de Plays Establecidos.

Monroy Santiago, F.1996. Estudio Sedimentológico y Diagenético del Jurásico Tardío Kimmeridgiano de la Parte Suroccidental de la Sonda de Campeche México. Tesis de Maestría, UNAM, Facultad de Ingeniería, División de Estudios de Posgrado, México, D.F.

Semblanza de los autores

Néstor Flores Mundo

Ingeniero Geólogo egresado de la Universidad Autónoma de Guerrero. Con 14 años de experiencia en la industria petrolera, durante seis años se desempeñó como Geólogo analista en el registro de hidrocarburos. Un año como académico en áreas de caracterización de yacimientos, producción de pozos, diseño y seguimiento de intervenciones a pozos.

Ingresó a Pemex Exploración y Producción en marzo del 2009, se ha desempeñado como Ingeniero de Geociencias en el Activo de producción Litoral de Tabasco Tsimin-Xux, realizando actividades de modelado geológico estructural, distribución de propiedades y cálculo de reserva.

Juan Pablo Robles Anzures

Ingeniero Geólogo egresado del Instituto Politécnico Nacional. Con 15 años de experiencia, dos en la Industria Minera como Geólogo de seguimiento interior mina, y 13 en la Industria Petrolera, trabajó como Geólogo durante tres años en el Activo Integral Poza Rica Altamira, en las áreas de Geología del subsuelo, interpretación sísmica y modelado estático de yacimientos; desde el 2006 trabajó como Ingeniero Geólogo de modelado estático en yacimientos de los diferentes activos de producción de la Región Norte con Schlumberger, en el 2009 ingresa a la Subdirección de Pemex Exploración y Producción, durante os años se desempeñó en Exploración en las áreas de geología del subsuelo y modelado estático de yacimientos en los grupos del Activo de exploración y de caracterización inicial de yacimientos del Activo Integral Burgos, del 2011 al 2015, laboró en Schlumberger Región Marina, como Geólogo de modelado estático en los activos de Exploración aguas profundas sur y Activo de producción Litoral de Tabasco.

Actualmente labora en Paradigm como Geólogo de modelado estático en la Región Marina y Región Sur, atendiendo las necesidades de los activos en los diferentes proyectos.