

Índice de intensidad diagenética (IID). Un nuevo parámetro para determinar la calidad de un yacimiento a partir del análisis de registros geofísicos

Néctor Velasco Clímaco

nvelasco@imp.mx

Eduardo Campos Iglesias

ecampos@imp.mx

Yoana Ruiz Guzmán

yoanar@imp.mx

Hugo Hernández Aldana

hhaldana@imp.mx

***Instituto Mexicano del Petróleo,
Región Marina, Cd. del Carmen, Campeche, México***

J. Jaime Ríos López,

jaime.javier.rios@pemex.com

Martín González Castillo

martin.gonzalez@pemex.com

***Pemex Exploración y Producción,
Activo de Producción Cantarell, Cd. del Carmen, Campeche, México***

Información del artículo: Recibido: mayo de 2015-aceptado: julio de 2015

Resumen

Los estudios diagenéticos son empleados en la caracterización y evaluación del sistema poroso de los yacimientos, los cuales aportan información valiosa relacionada con la variación de la porosidad en rocas carbonatadas y es una herramienta con enorme potencial de predicción de la calidad de los yacimientos.

Los insumos para realizar un buen estudio diagenético son en primera instancia, la información disponible de núcleos, muestras de canal y láminas delgadas y constituyen la información base con la cual se podrán analizar y definir con claridad mediante diferentes técnicas y escalas los procesos físicos, químicos y biológicos que afectaron a las rocas sedimentarias desde su depósito hasta su litificación.

El desarrollo de un campo carbonatado complejo, como lo es Cantarell en la formación del Jurásico Superior Kimmeridgiano, requiere de una minuciosa evaluación de las propiedades de la roca, especialmente cuando ésta ha sido influenciada por los procesos diagenéticos. El esquema de la determinación de facies y tipos de roca fue establecido mediante la descripción de núcleos, petrografía, microscopía electrónica de barrido, (MEB) y datos del radio de garganta de poro. La identificación de los procesos diagenéticos en las facies y los tipos de roca fueron factores para determinar el Índice de Intensidad Diagenética, (IID).

Palabras Claves: Diagénesis, cluster, petrofísica.

Diagenetic intensity index (DII). A new parameter for determining the quality of a reservoir from the analysis of well logs

Abstract

The diagenetics studies are used in the characterization and evaluation of the porous system of the reservoir, which contribute valuable information related to the change of porosity in carbonate rocks and it is a tool with enormous potential of prediction of the quality of the reservoir.

The data inputs to realize a good diagenetic study are in first instance, the available information of core, channel sampling and thin-sections, and they constitute the basic information with which they will be able to be analyzed and scale, the physical, chemical and biological processes which affect to the sedimentary rocks from it's deposition up to it's litification.

The development of a field carbonated complex, how it is Cantarell in the formation of the Jurassic Superior Kimmeridgian, need of a meticulous evaluation of properties of the rock, especially when this one has been influenced by the diagenetics processes. The scheme of the determination of facies and rock typing was established by means of the description of cores, petrography studies, Scanning Electron Microscope (SEM) techniques and information of the pore throat radius. The identification of the diagenetics processes in the facies and the rock typing, are factors to determine the Index of Intensity Diagenetic (IID).

Keywords: Diagenetic, cluster, petrophysic.

Introducción

Los registros geofísicos de pozos son utilizados con gran éxito para poder complementar de manera efectiva los estudios diagenéticos en muestras de roca (de núcleos, muestras de canal y secciones delgadas), aun sabiendo que esta información es muy puntual y en ocasiones escasa en muchos de los campos actualmente en producción.

Las marcadas variaciones de los índices de productividad en pozos con mismas facies texturales originales relacionadas al ambiente sedimentario, son determinantes para encontrar un factor que indique las zonas dentro de los campos productores carbonatados donde la diagénesis actúe de manera favorable o desfavorable a la generación de porosidad-permeabilidad y poder cuantificarla.

La caracterización petrofísica integrada con el estudio sedimentológico es esencial y brinda una solución al problema, generando inicialmente un modelo determinístico que debe ser validado con la respuesta petrográfica-diagenética.

Metodología y aplicación

Una de las actividades importantes en la caracterización de un yacimiento, es el poder determinar y clasificar las propiedades geológico-petrofísicas, tales como la porosidad, permeabilidad y facies sedimentarias. Sin embargo, el impacto de los procesos diagenéticos es un dato relevante para la caracterización de un yacimiento. A mayor información de núcleos, mayor conocimiento del comportamiento de la diagénesis. En este estudio, la información existente de muestras de núcleo y canal en el Bloque Akal es escasa, por lo que la determinación del IID empleando registros geofísicos fue importante.

Durante los últimos años la interpretación petrofísica en medios porosos con doble porosidad y litología compleja, ha tenido avances significativos que conllevan a un mejor conocimiento del yacimiento mediante el desarrollo de metodologías integrales que contribuyen a maximizar la explotación primaria, secundaria y aun mejorada de dichos yacimientos.

En este caso se aplicaron técnicas multivariantes para la identificación y definición de facies sedimentarias, esto mediante el análisis de cluster y minería de datos. Igualmente se dio énfasis a la relación de los parámetros

petrofísicos con los procesos diagenéticos presentes, para lo cual se realizó el cálculo de un parámetro denominado índice de intensidad diagenética (IID), el cual involucra el tipo de roca y las litofacies.

A partir de la descripción megascópica de núcleos, la descripción petrográfica de láminas delgadas y la integración de ambas descripciones con la expresión y el rasgo mostrado en los registros geofísicos convencionales (rayos gamma, resistividad, densidad, porosidad neutrón y sónico de porosidad), fue posible definir un modelo supervisado de las facies sedimentarias, **Figura 1**.

El término análisis de cluster se utiliza para definir una serie de técnicas, fundamentalmente algoritmos, que tienen por objeto la búsqueda de grupos similares de datos o de variables que se van agrupando en conglomerados. Dada una muestra de individuos, de cada uno de los cuales se dispone de una serie de observaciones, el análisis cluster sirve para clasificarlos en grupos lo más homogéneos posible en base a las variables observadas. Los datos de los registros de entrada (GR, NPHI, RHOB, DT), que queden clasificados en el mismo grupo serán tan similares como sea posible, (concepto de multivariabilidad).

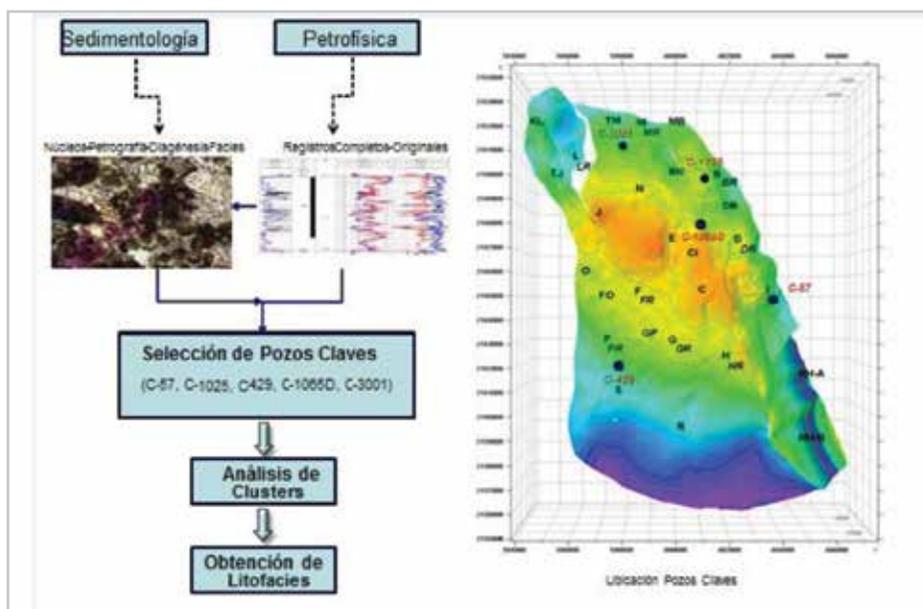


Figura 1. Metodología para el cálculo de litofacies empleando registros geofísicos de pozos, descripción de núcleos y láminas delgadas.

Para la obtención de los tipos de roca, es necesario calcular previamente el índice de permeabilidad (K) que refiere a un parámetro petrofísico complejo de estimar en rocas carbonatadas, ya que depende del tamaño, forma y tortuosidad en las rutas de migración de fluidos

que forman los poros en conjunto. Para este cálculo se utilizaron datos obtenidos de estudios de presiones capilares que incluye el radio de garganta de poro (RGP) y porosidad (ϕ), se consideró la ecuación de Aguilera 2003, para rocas carbonatadas.

$$\text{LOG(RGP)} = ((\text{LOG(K)} - \text{LOG}(\phi_e)) * 0.45 + \text{LOG}(2.665)) \quad \text{Ec.1}$$

Donde:

RGP – Radio de garganta de poro.

ϕ_e – Porosidad efectiva (%).

K – Permeabilidad (mD).

De la gráfica de dispersión que se muestra en la **Figura 2**, es posible agrupar puntos de muestras correspondientes a un primer medio (permeabilidad de matriz, puntos de color naranja) y muestras correspondientes a un segundo medio (permeabilidad de poros secundarios, puntos de color azul), dando paso a la generación de un análisis de sensibilidad multi-regresiones. Como resultado de las distribuciones de

puntos en gráficas de dispersión ϕ -K de núcleos y presiones capilares, se obtuvieron las ecuaciones que sirvieron para el cálculo del índice de permeabilidad y determinar el mejor indicador para el cálculo posterior de tipos de roca (TR). Se agruparon los diferentes tipos de roca considerando la variación o cálculo del radio de garganta de poro, **Tabla 1**, y se plasmaron en la gráfica de la **Figura 3**.

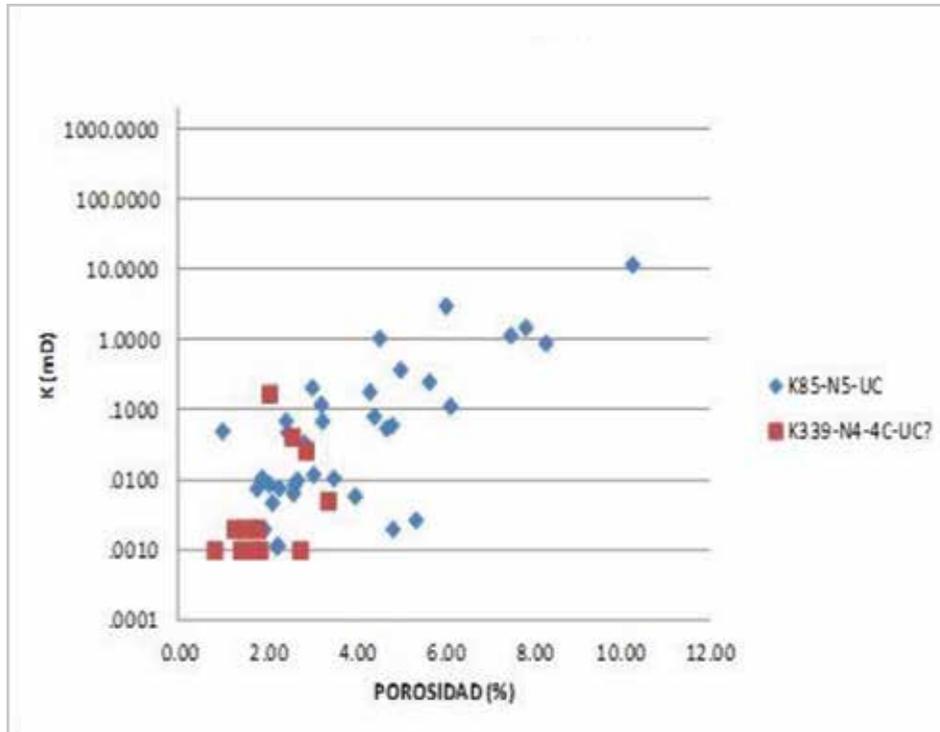


Figura 2. Datos de porosidad y permeabilidad de núcleos.

Tabla 1. Clasificación de tipos de roca.

CLASIFICACIÓN	RADIO (μ C)		TR
MEGA 4	30	> 30	9
MEGA 3	20	30	8
MEGA 2	10	20	7
MEGA 1	5	10	6
MACRO 2	2	5	5
MACRO 1	0.5	2	4
MESO	0.25	0.5	3
MICRO	0.05	0.25	2
NANO	0.05	< 0.05	1

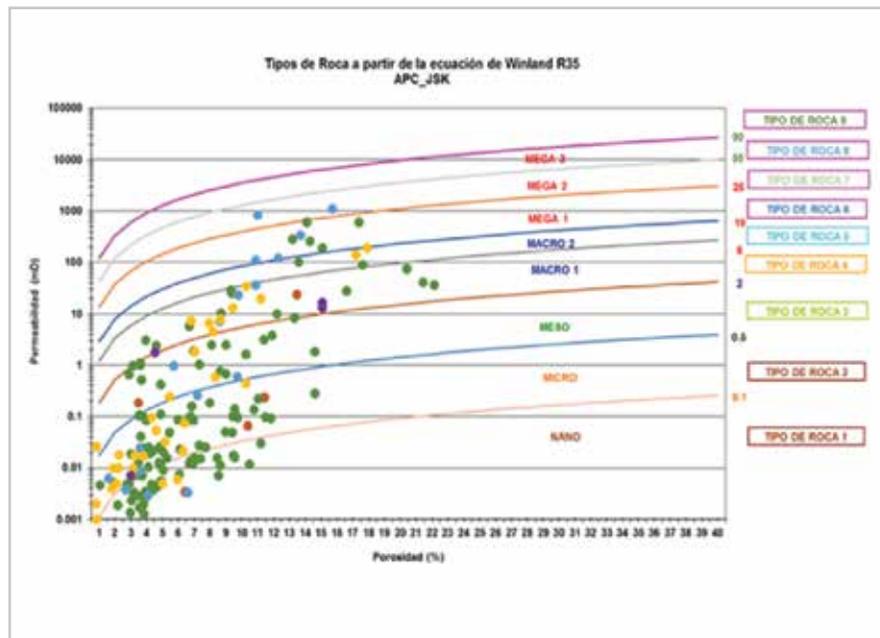


Figura 3. Gráfica de Winland para la definición de tipos de roca.

Parte fundamental de la interpretación petrofísica estuvo enfocada en la determinación de facies sedimentológicas y tipos de roca, para que a partir de estos dos cálculos poder obtener la curva del índice de intensidad de diagénesis (IID). En términos generales, este indicador diagenético consistió en relacionar una curva de facies litológicas con una curva de propiedades petrofísicas, siendo útil para la correlación de tendencias regionales y locales de distribución de las facies, para identificar y cualificar como la diagénesis ha

modificado las propiedades en las zonas carbonatadas en las unidades productoras del yacimiento.

El análisis parte de una matriz que involucra estos parámetros, permitiendo identificar posiciones (i, j) y un índice limitado por cuatro fronteras adimensionales escalonadas que se relacionan y asocian a diferentes procesos diagenéticos, **Figura 4**.

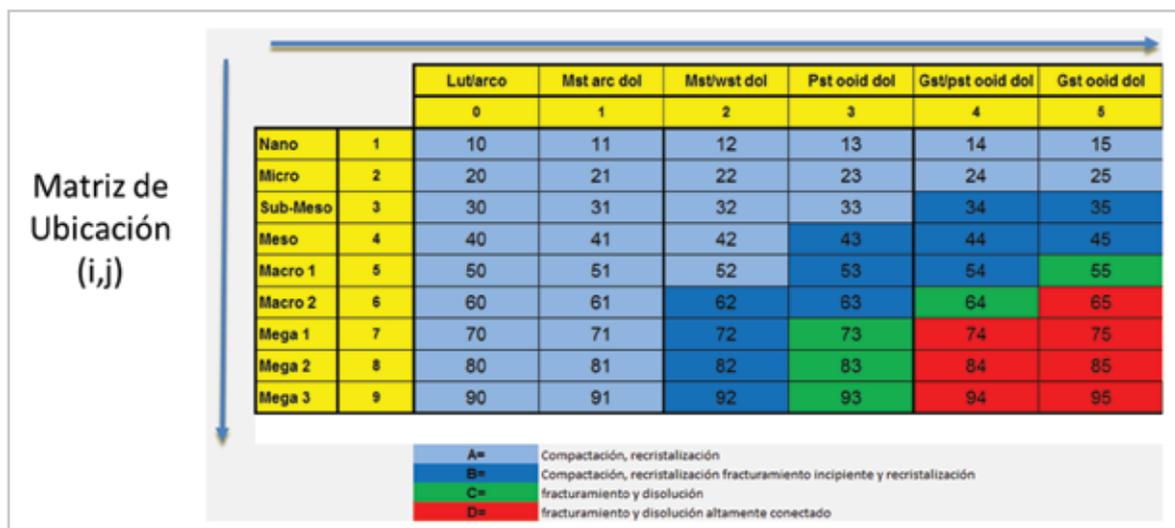


Figura 4. Matriz de facies vs tipo de roca que permite relacionar los parámetros petrofísicos con los procesos diagenéticos presentes en el área de estudio.

Primera frontera. Los eventos diagenéticos que mayormente estuvieron presentes en esta frontera están limitados por las posiciones (i, j) mínimo 10 y máximo 91, que se relacionan a una región donde predomina una diagénesis temprana o inicial, cuyos efectos se manifiestan en una baja porosidad generada por procesos asociados a la compactación mecánica, recristalización de las arcillas a esmectita, la precipitación escasa de dolomita y la cementación por anhidrita.

Segunda frontera. Está enmarcada por las posiciones (i, j) mínimo 34, máximo 92, lo que es relacionada a una región con dominio de procesos diagenéticos que de alguna manera mejoraron la calidad y propiedades petrofísicas de la roca, generando una zona de diagénesis buena de porosidad media, donde además de los procesos diagenéticos mencionados en la primer zona, también estuvieron presentes el fracturamiento, dolomitización y disolución incipiente.

Tercera frontera. Se limita a las posiciones (i, j), donde las facies involucradas pertenecen a facies carbonatadas gruesas, con menor presencia de material micrítico en la matriz y más soportado por granos. Se caracterizan por rocas con contenido de textura original de packstone, posteriormente dolomitizado, packstone/grainstone dolomitizado a grainstone de ooides dolomitizados, y los tipos de roca 5 a 9 que van de Macro 2 a Mega 4. Esta zona es reconocida por una diagénesis buena que genera porosidades relativamente altas, donde los procesos diagenéticos predominantes son la dolomitización y compactación química temprana con procesos asociados a fracturamiento y disolución tardía.

Cuarta frontera. Se agrupan las rocas con mejores características petrofísicas y que se identifican también con mejor calidad de yacimiento. Se limita a las mejores facies identificadas de packstone/grainstone de ooides dolomitizados y grainstone de ooides dolomitizados, (textura original de grano grueso), así como a los mejores tipos de roca 6 a 9. A esta zona se le nombró como de diagénesis

excelente relacionada a porosidades y permeabilidades altas, donde además de los procesos diagenéticos indicados en la frontera anterior (dolomitización y compactación química temprana con procesos asociados a fracturamiento y disolución tardía), la disolución permitió mayor conectividad entre sus poros, por lo tanto, la productividad de pozos es más alta en estas zonas.

Validación del índice de intensidad diagenética (IID)

El mejor ejemplo para determinar que una metodología sea considerada exitosa o no, lo constituye el ajuste que pueda tener ésta respecto a las propiedades pronosticadas contra las reales, finalmente lo que se pretende es tener una representación de las propiedades de los yacimientos lo más cercano a sus condiciones reales con base en modelos tridimensionales predictivos.

Para comprobar la efectividad predictiva se construyeron e interpretaron una serie de secciones de correlación estratigráfica-diagenética a través de un modelo de distribución geoestadística de este parámetro (indicador de intensidad diagenética, IID), **Figuras 5 y 6**; como resultado, se pudieron identificar y delimitar zonas prospectivas donde los procesos diagenéticos tuvieron una participación importante favoreciendo a la calidad del yacimiento. Como parte del proceso de validación de la metodología se generaron gráficas cruzadas como las de las **Figuras 7 y 8**, que muestran el parámetro calculado (IID) contra GR para la unidad C del Jurásico Superior Kimmeridgiano de un pozo ubicado en la parte sur del campo, (**Figura 7**). Donde se pueden observar zonas limpias de arcilla en la parte inferior derecha, que pudieran estar relacionadas a la presencia de grainstone de ooides; sin embargo, la respuesta del IID es baja, ésto se debe probablemente a que los grainstone de ooides que se mencionan se encuentran completamente cementados y su porosidad es muy baja, lo que se traduce en buenas facies pero mala calidad del yacimiento, tal como se observa en las secciones delgadas.

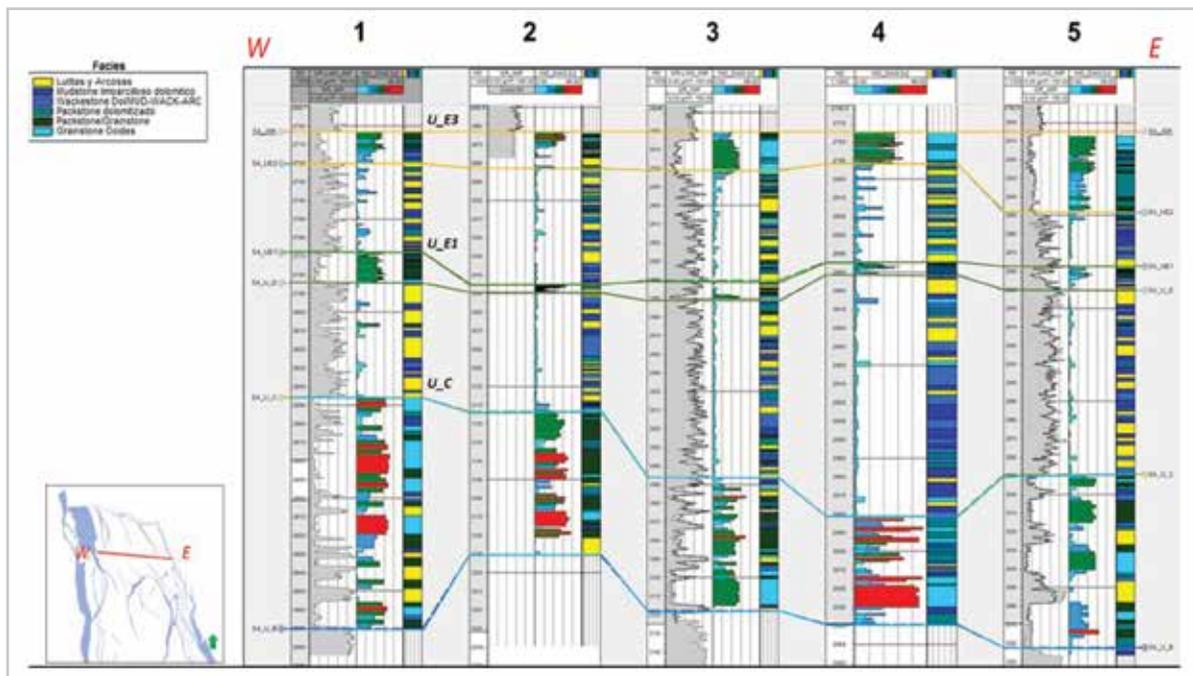


Figura 5. Sección de correlación estratigráfica e IID en dirección W-E.

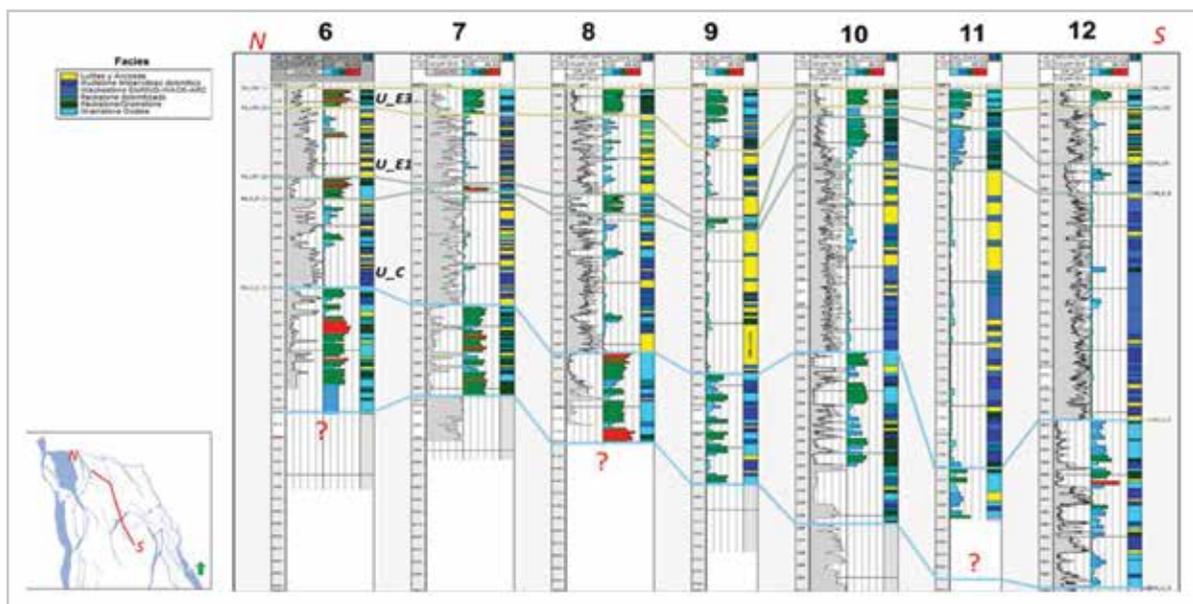


Figura 6. Sección de correlación estratigráfica e IID en dirección N-S.

La **Figura 8** muestra la relación directa entre el análisis petrográfico en láminas delgadas, donde se identificó un grainstone de ooides dolomitizados con abundante disolución, y el cálculo de índice diagenético hace referencia también al efecto favorable de los eventos diagenéticos que se presentaron en la unidad C.

Finalmente, la **Figura 9** representa una ilustración de la validación que también se llevó a cabo con registros especiales, específicamente con el registro de imágenes micro-resistivas y los fragmentos de núcleos, la imagen corresponde a fragmentos de dos núcleos del pozo ejemplo, en el que se observa cualitativamente un buen ajuste en

la discretización de porosidad, los fragmentos de núcleo y el registro de imágenes microresistivas (FMI), indican fracturas y micro-disolución asociada a porosidad secundaria. El fragmento se encuentra impregnado de hidrocarburos; el tipo de roca corresponde a macro y

mega poros en facies de grainstone de ooides, donde los ooides son claramente observables en el fragmento del núcleo, y cuyas permeabilidades van de los 100 a 700 mD en la zona donde fue cortado el núcleo.

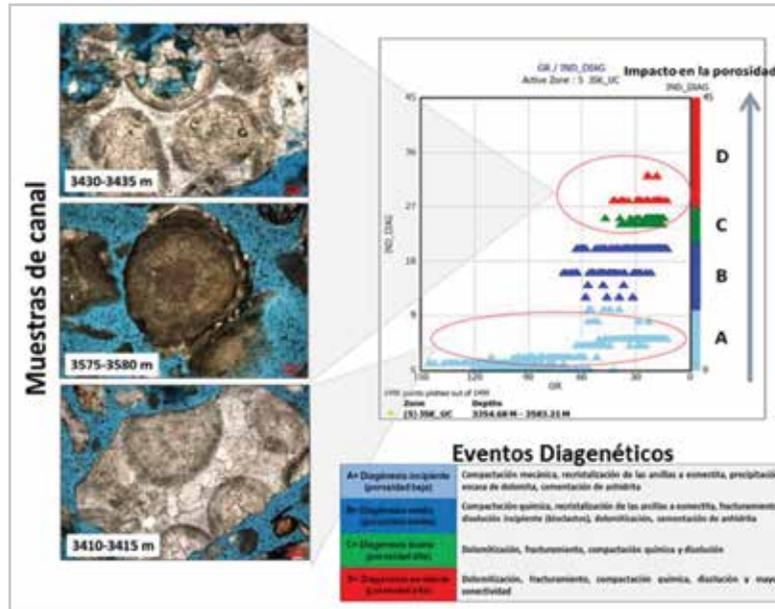


Figura 7. Gráfico que muestra la relación directa entre la petrografía en muestras de canal, con los resultados obtenidos en el cálculo del IID. (Imágenes de láminas delgadas, tomadas del informe final del proyecto F.30798).

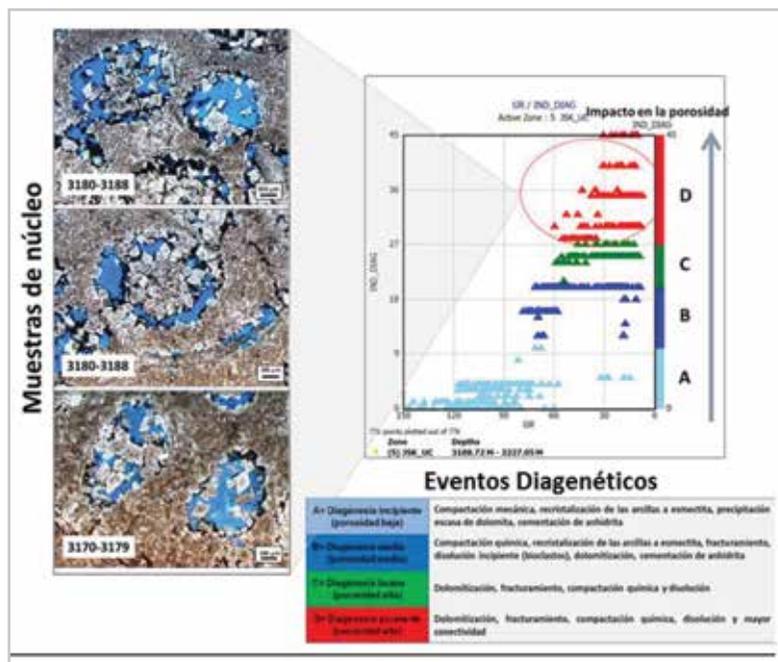


Figura 8. Gráfico que muestra la relación directa entre la petrografía en muestras de núcleo, con los resultados obtenidos en el cálculo del IID. (Imágenes de láminas delgadas, tomadas del informe final del proyecto F.30798).

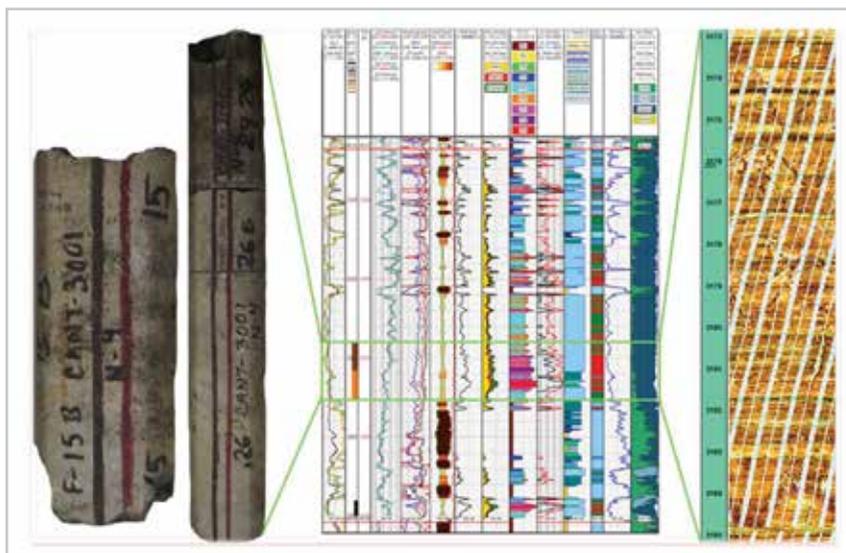


Figura 9. Validación cualitativa de parámetros petrofísicos.

Integración de información de distribución de facies e índice de intensidad diagenética dominante

Una de las etapas finales en la aplicación del IID se puede observar en la **Figura 10**, la cual muestra en el carril final del registro una curva resultante del indicador. En términos generales, los tonos en color azul representan a las facies de roca en las que la diagénesis ha actuado de manera poco efectiva o incluso negativa para la generación

de porosidad–permeabilidad. Los tonos verdes y rojos representan a las facies en las que los procesos diagenéticos han resultado favorables en el incremento de las propiedades petrofísicas de las rocas del yacimiento, lo cual también puede comprobarse en las imágenes de núcleo que texturalmente corresponden a facies gruesas, (grainstone y packstone) y en las cuales la curva de intensidad de diagénesis en el intervalo nucleado indica una diagénesis excelente, representada en los tonos rojos mencionados.

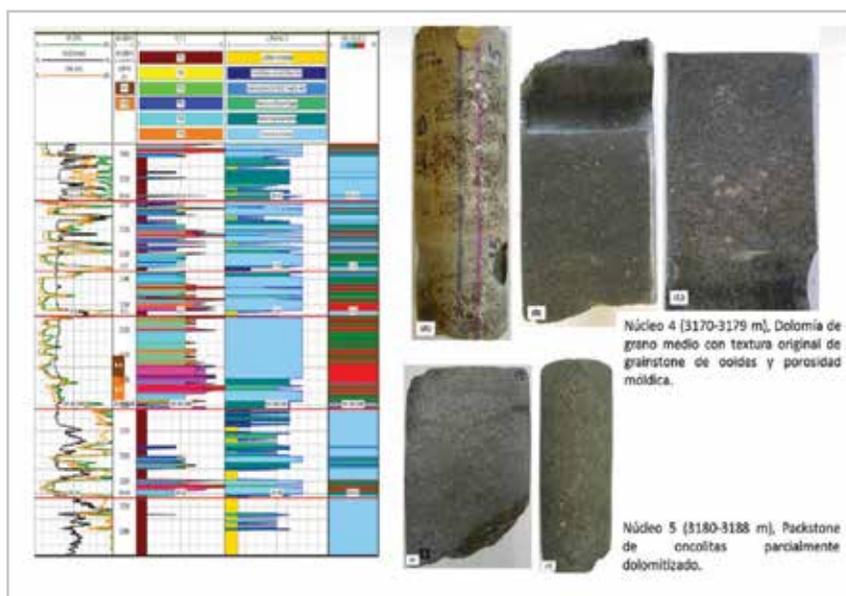


Figura 10. Curva del índice de intensidad diagenética calibrada con datos del núcleo.

Partiendo de la correlación de unidades lito-estratigráficas, (Figuras 5 y 6), se analizaron los efectos diagenéticos que influyeron en forma espacial y en sentido vertical, a manera de dar una explicación a la distribución de eventos que alteraron la sedimentación original y que tuvieron un impacto positivo o negativo en el desarrollo de porosidades que impactan en la productividad de los pozos. Para lo anterior, se generaron una serie de secciones de control de los efectos diagenéticos a través del campo, (Figuras 5 y 6), por medio de las cuales fue posible empezar a separar las zonas con buena diagénesis (diagénesis excelente que modificó favorablemente las propiedades de roca de yacimiento) de las zonas con diagénesis baja, (diagénesis que modificó de manera negativa las propiedades de roca del yacimiento).

Aplicación del índice de intensidad diagenética para generar mapas de calidad de yacimiento

Finalmente, toda la información y observaciones de las secciones estratigráficas, las facies sedimentarias y los indicadores diagenéticos, se deben integrar y mostrar en mapas para que visualmente también sea posible delimitar las zonas con facies carbonatadas oolíticas de las zonas con facies carbonatadas terrígenas, y asociarle las propiedades de roca yacimiento. Lo anterior también permite relacionar los eventos tectónicos sedimentarios y la ocurrencia de eventos diagenéticos en esas o en posteriores condiciones geológicas.

A través de la interpretación de las secciones de correlación diagenética anteriores, se delimitaron zonas con tendencias del índice diagenético promedio, Figura 11.

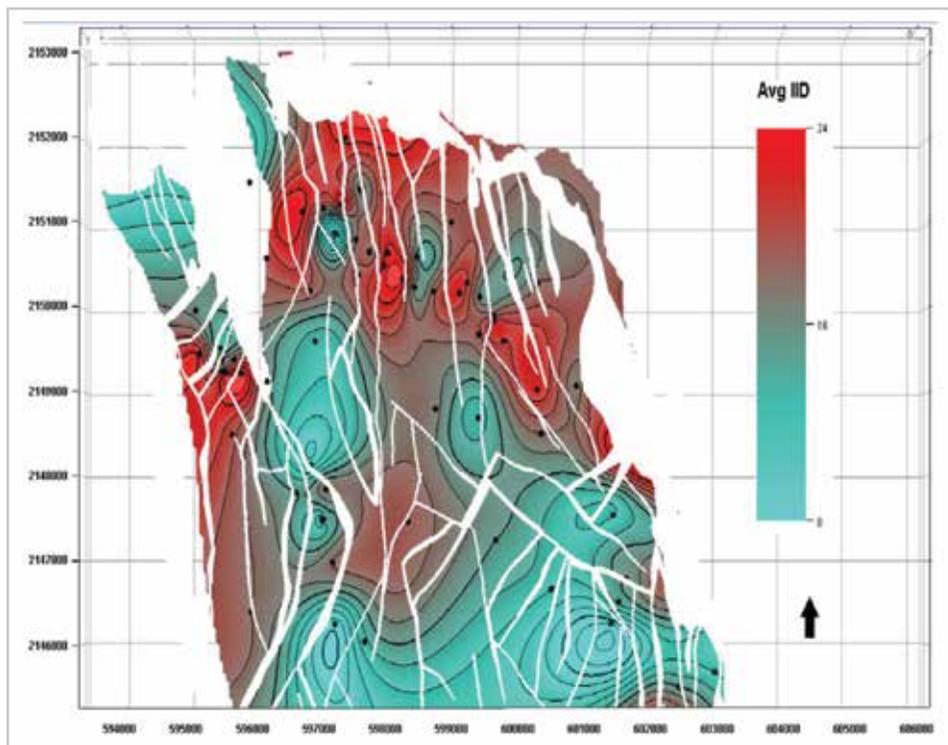


Figura 11. Resultado de la variación del IID en el campo.

Este mapa, que es el resultado del IID promedio, presenta las variaciones representativas a través de todo el campo, resaltando, en la parte norte-este y oeste, y disminuyendo hacia zona sur del mismo. Este resultado representa un gran valor cuando es integrado con otras propiedades que

están relacionados a aquellas zonas contenidas dentro de la ventana operativa (abajo del contacto gas-aceite y por arriba del contacto agua-aceite) y la respuesta del aceite acumulado, Figura 13, que fueran capaces de mostrar también el volumen de aceite remanente en cada bloque

y fuese capaz de representar las zonas con mejores propiedades de roca. Lo anterior consiste en establecer un filtro de propiedades que permita eliminar los valores bajos de los parámetros de porosidad, permeabilidad y facies de roca, de tal manera que con base en los datos que estadísticamente están soportados por los pozos en producción se considera qué intervalos con facies texturales de packstone, packstone-grainstone y grainstone (facies 3, 4 y 5), porosidades por arriba de 2% y permeabilidades superiores a 10 mD, serán las que mejores posibilidades tendrán de producir. Los valores determinados para el

indicador de intensidad de diagénesis (IID) se escalaron de 0 a 1 para tener una representación gráfica y visual que pudiera medirse, de tal forma que los valores de cero o cercanos a cero serían los valores con índice de diagénesis bajo que representarían las zonas con menores propiedades y en las que no se recomendaría proponer la perforación de algún pozo con fines de producción. En el caso contrario, los valores de uno o cercanos a uno, serían las zonas dentro del campo con mejores diagénesis excelente y con las mejores condiciones para proponer un pozo, **Figura 12**.

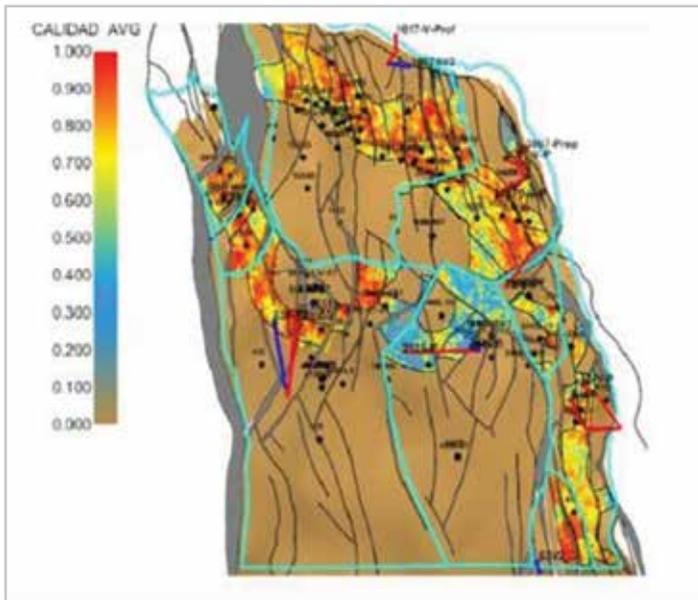


Figura 12. Mapa de calidad de yacimiento con indicador de intensidad de diagénesis integrado, (cortesía de Pemex, APC).

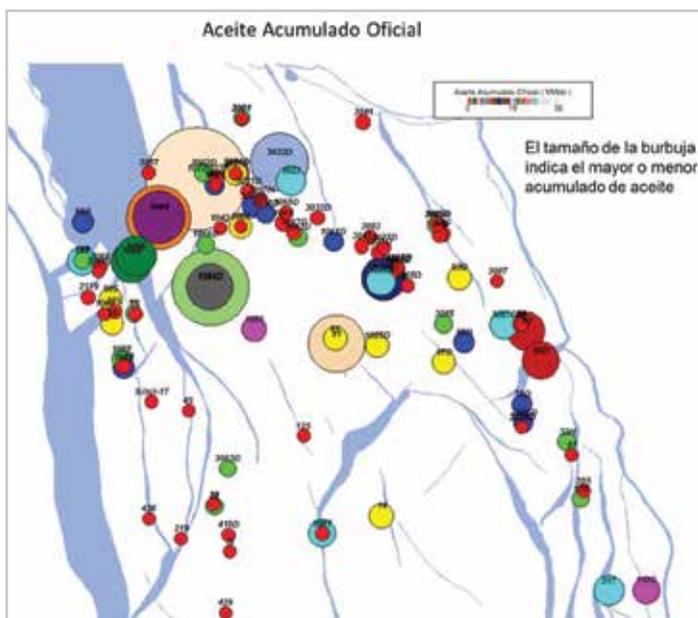


Figura 13. Mapa de acumulado de aceite (cortesía de Pemex, APC).

Conclusiones y recomendaciones

- La respuesta de índice de indicador diagenético permitió definir zonas prospectivas a perforar. Ya que se identificó hacia la zona norte, en el bloque NW y NE una tendencia del IID alto. Y para el sur del Bloque Akal el IID predominante es de bajo a medio, (**Figuras 11 y 12**).
- El IID tiene una respuesta relevante y se correlaciona con los resultados de la calidad del yacimiento, (**Figura 12**), y la distribución del aceite acumulado, (**Figura 13**).
- Los principales eventos diagenéticos que se observaron para las rocas carbonatadas son dolomitización, disolución contemporánea a la dolomitización, la cual ayuda a crear la porosidad móldica/intercristalina y ensanchar las fracturas conductivas, compactación química, fracturamiento, pirita diseminada, y cementación de anhidrita tardía.
- Dado que la información de núcleos es escasa, es importante el contar con mayor información de estos, con la finalidad de presentar resultados con una alta certidumbre.
- Es importante también considerar este tipo de trabajos para ubicar las zonas más probables de éxito en la explotación de los yacimientos con litologías y procesos diagenéticos complejos, como lo es el Campo Cantarell en la formación del JSK.

Agradecimientos

A Pemex, Exploración y Producción y a todo su equipo multidisciplinario APC que aportaron la información e ideas relevantes para que se llevara a cabo este trabajo.

Al IMP, Exploración y Producción, Región Marina por la facilidades y el trabajo en equipo.

Referencias

Aguilera, R. 2003. Determination of Matrix Flow Units in Naturally Fractured Reservoirs. *J Can Pet Technol* **42** (12). PETSOC-03-12-05. <http://dx.doi.org/10.2118/03-12-05>.

Murillo Muñetón, G. y Grajales Nishimura, J.M. 2007. Interpretación Geológica en Horizontes Productores del Cretácico y Jurásico Superior del Campo Cantarell. IMP-APC 2007, Informe Técnico Final del Proyecto F.30686, Instituto Mexicano del Petróleo, México, D.F.

Murillo Muñetón, G. y Grajales Nishimura, J.M. 2008. Definición de Litofacies y su Ambiente de Depósito de Horizontes Productores del Cretácico y Jurásico Superior del Campo Cantarell. IMP-APC 2008, Informe Técnico Final del Proyecto F.30798, Instituto Mexicano del Petróleo, México, D.F.

Pérez, H.H., Datta-Gupta, A. y Mishra, S. 2005. The Role of Electrofacies, Lithofacies, and Hydraulic Flow Unit in Permeability Prediction from Well Logs: A Comparative Analysis Using Classification Tree. *SPE Res Eval & Eng* **8** (2): 143-155. SPE-84301-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/84301-PA>.

Venkitadri, V.S., Shebl, H.T., Shibasaki, T. et al. 2005. Reservoir Rock Type in a Giant Cretaceous Carbonate. Artículo presentado en SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Reino de Bahrain, marzo 12-15. SPE-93477-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/93477-MS>.

Semblanza del autor

Néctor Velasco Clímaco

Ingeniero Geofísico egresado de la Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura del Instituto Politécnico Nacional, 1983-1988.

Créditos cubiertos de la Maestría en Geofísica Aplicada del Centro de Investigación Científica y Educación Superior de Ensenada (CICESE), Ensenada, Baja California, 1991-1994.

Desde 1996 a la fecha ha participado en diversos proyectos relacionados a la caracterización del modelo estático en los diferentes activos de la zona marina, realizando principalmente el análisis e interpretación de los registros geofísicos de pozos y generando los modelos petrofísicos correspondientes, así como la impartición de cursos de registros geofísicos de pozos y la participación en congresos relacionados a la industria petrolera. Ha obtenido diferentes reconocimientos y premios como el Premio Nacional de Ingeniería Geológica y Geofísica Ing. Antonio García Rojas y Proyecto de Caracterización, IMP.