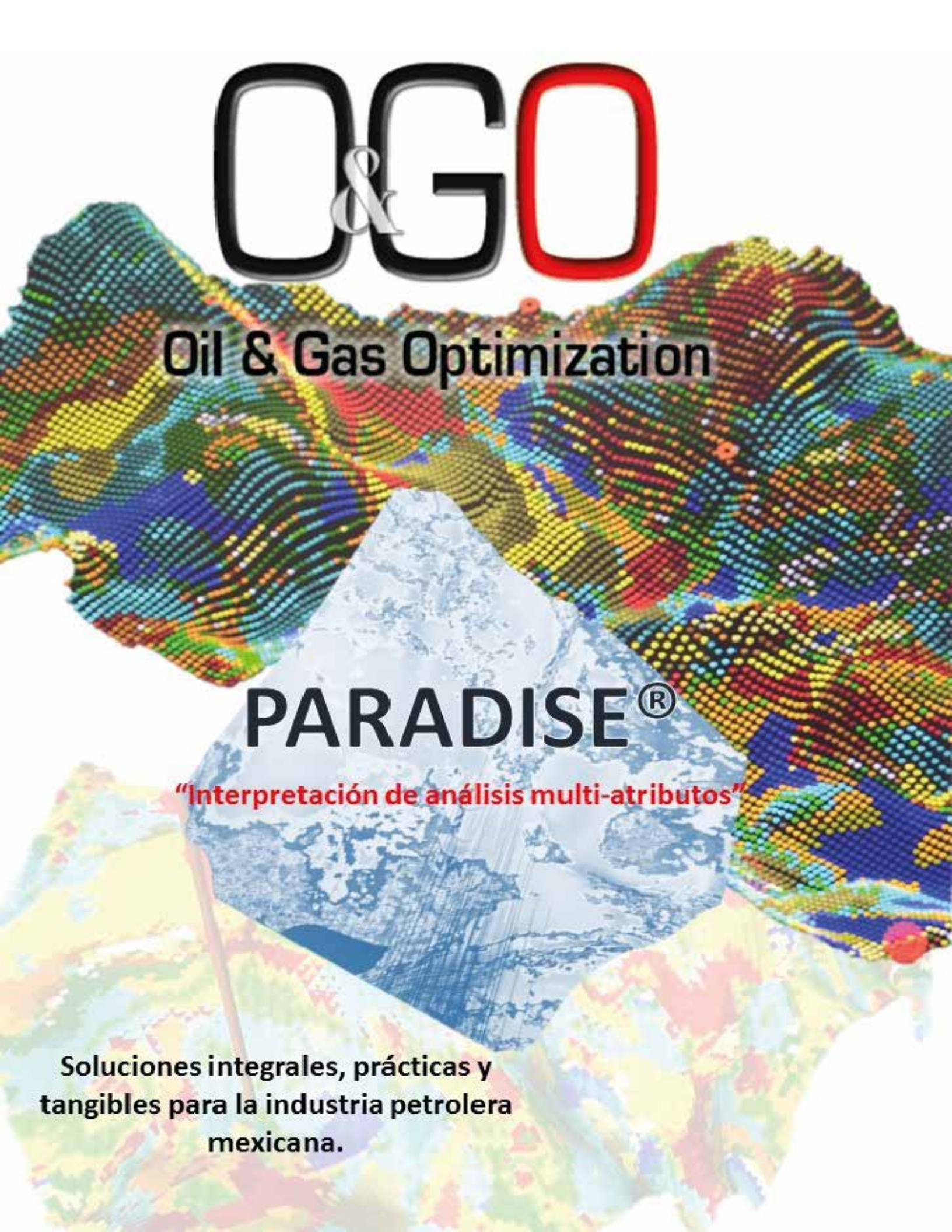




O&GO

Oil & Gas Optimization

PARADISE®

“Interpretación de análisis multi-atributos”

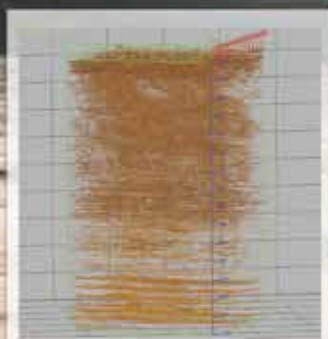
Soluciones integrales, prácticas y tangibles para la industria petrolera mexicana.

Multi-Attribute Analysis lives here™

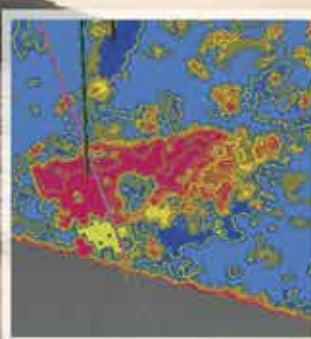


Mapas Auto-Organizados • Mapas 2D interactivos a color • Análisis de Componentes Principales • Visualización 3D

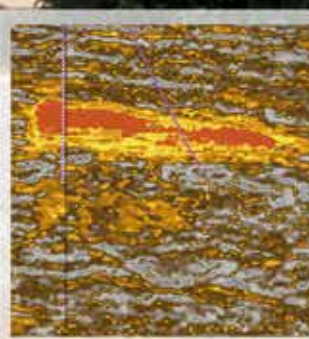
Bienvenidos a **PARADISE® 2.0**



Zonas de Presión anómala
Offshore América Latina



Yacimientos
AVO Clase 2



Rasgos de Atenuación
en el Golfo de México



Puntos Óptimos
en las Formaciones Eagle
Ford y Buda

Paradise es un software de análisis multi-atributos sísmicos que reduce el tiempo y riesgo en exploración y explotación

Para información adicional contáctenos en
fabian.rada@polagas.com

Tel. +52 1 993 245 6697

www.geoinsights.com

OGO

Oil & Gas Optimization

DIRECTORIO

Antonio Reinoso Guedez
Director, MX
antonio@ogopt.com

Reinaldo J. Vilorio H.
Operations Manager, MX
reinaldo.viloria@ogopt.com

CONTENIDO

02 ¿Quiénes somos?

Nuestros servicios

03 Geociencias.

05 Ingeniería de yacimientos.

Nuestros socios comerciales

06 Geophysical Insights.

09 Kappa

11 AppSmiths.

Nuestra gente, Publicaciones

13 Metodología para la construcción de modelos de velocidades de conversión de tiempo a profundidad por procesos geoestadísticos.

14 Impacto del uso de la micropaleontología en la definición de la estratigrafía de las rocas carbonatadas del Mesozoico en el sureste mexicano.

15 Aplicación de inversión sísmica y análisis de multi atributos como apoyo a la caracterización de yacimientos, en el sureste mexicano.



Prolongación de Paseo
Usumacinta S/N
Plaza Cedros, locales 27 y 28
Nacajuca, Tabasco
México C.P. 86220



+52 (993) 139 67 46



www.ogopt.com



info@ogopt.com

¿Quiénes somos?

Oil & Gas Optimization es una empresa mexicana/tabasqueña de servicios tecnológicos, enfocadas en generar soluciones prácticas y tangibles para la industria petrolera. Nuestros servicios se basan en la metodología integral para el modelado estático y dinámico de yacimientos de hidrocarburos, aplicando tecnología de clase mundial.

Garantizamos a nuestros clientes el mayor grado de profesionalismo y confiabilidad, gracias a que contamos con un equipo de profesionistas y expertos con conocimientos técnicos y experiencia diversa, específicamente en el área de caracterización integral de yacimiento.

Trabajamos de manera conjunta con nuestros clientes garantizando resultados de alta calidad e impacto, de manera eficiente y rápida, superando las expectativas de quienes trabajan con nosotros.

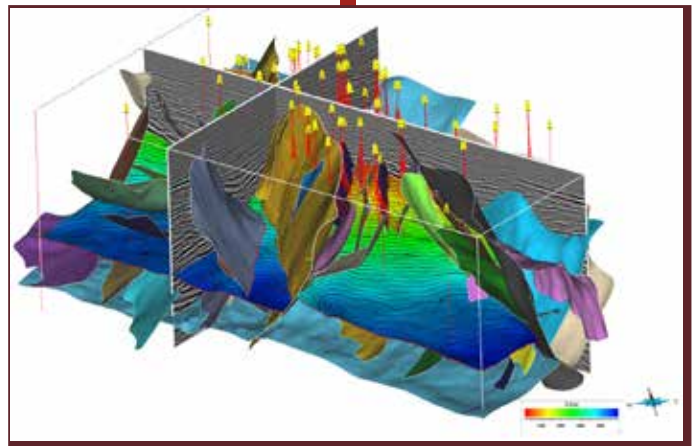
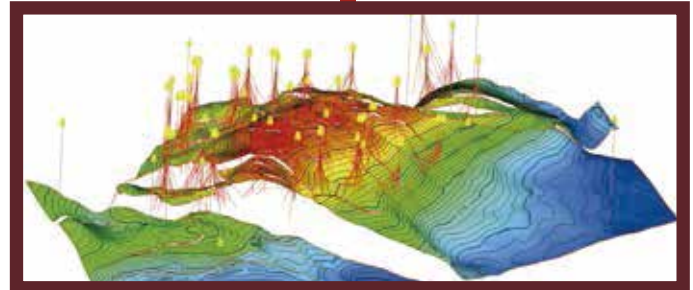
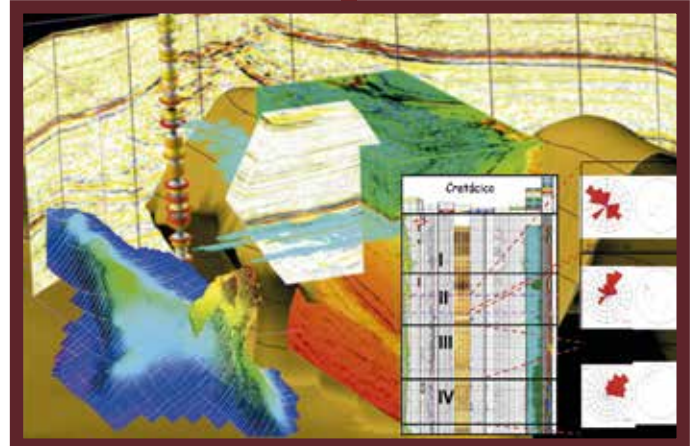
Mantenemos alianzas estratégicas con empresas internacionales, tales como: KAPPA, APPSMITH, y GEOPHYSICAL INSIGHTS, proveedores líderes en tecnología de vanguardia a nivel mundial.



Nuestros servicios

Geociencias

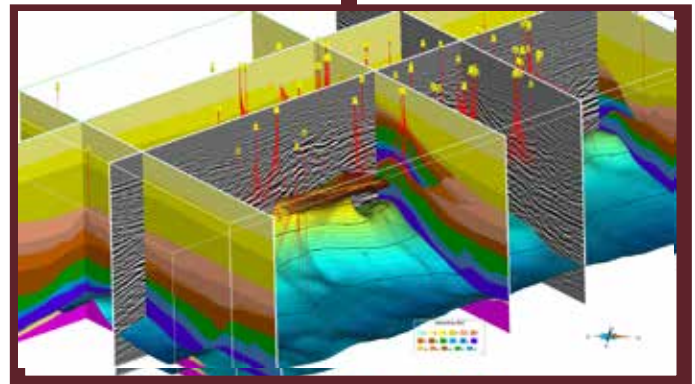
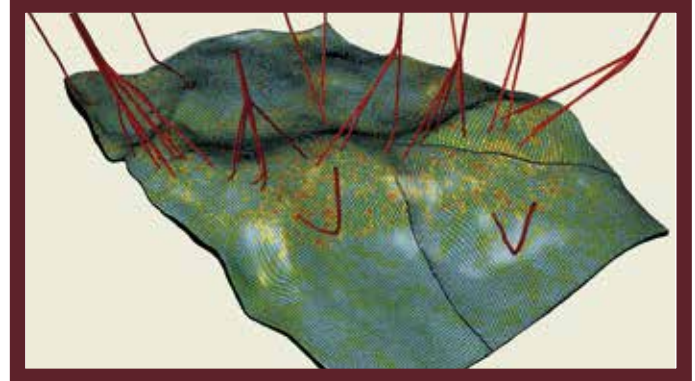
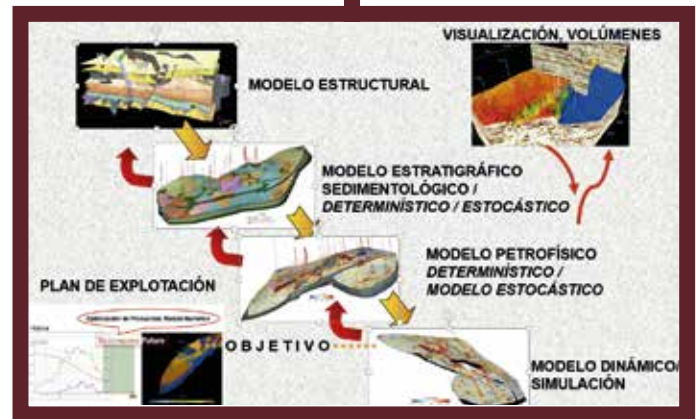
- Estudios integrales de yacimientos de clásticos y carbonatados.
- Detección de fortalezas y debilidades del modelo estático/dinámico existente del yacimiento.
- Estudio de procesos especiales de yacimientos clásticos y carbonatados: AVO e inversión sísmica
- Estimación de propiedades de roca y litología a partir de atributos sísmicos.
- Distribución de fluidos del yacimiento a través del análisis de multiatributos sísmicos.
Caracterización sísmica de yacimientos fracturados: amplitud, coherencia, AVAZ, atributos acimutales y sísmica multicomponente.
- Migración 3D en tiempo y en profundidad (WEM/RTM/Kirchhoff), antes y después del apilamiento.
Estimación de velocidades para migración y construcción de modelos de velocidad para conversión a profundidad en áreas complejas.
- Identificación/delineación de “plays” exploratorios y evaluación de prospectos.
- Interpretación estructural de la sísmica 2D y volumen sísmico 3D.
- Análisis de facies sísmicas.
- Calibración sísmica – pozos.
Estudios de estratigrafía convencional y secuencial.
- Estudios de estratigrafía secuencial basados en sísmica 2D/3D y técnicas de estratigrafía sísmica.
Descripción y análisis de núcleos.
- Identificación, descripción y análisis de facies sedimentarias (electrofacies y litofacies).
Petrografía de rocas carbonáticas y clásticas.
- Estudios de diagénesis en rocas carbonáticas y clásticas a través de núcleos y secciones delgadas.
Interpretación paleoambiental y modelaje sedimentario.
- Integración de análisis paleontológicos, petrográficos y estudios de estratigrafía secuencial.
- Interpretación, reconstrucción de ambientes depositacionales y su distribución espacial mediante mapas.



Nuestros servicios

Geociencias (cont.)

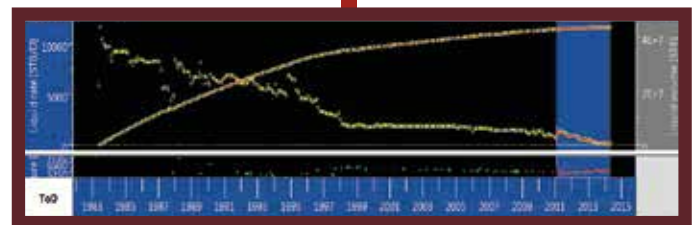
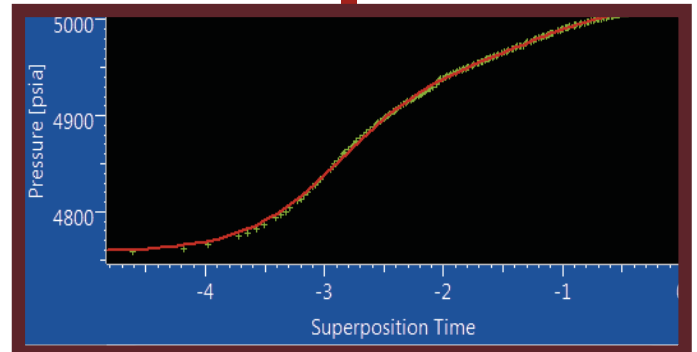
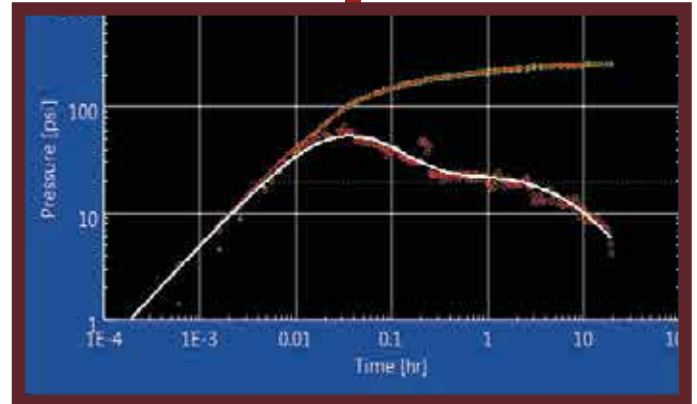
- Evaluación petrofísica de yacimientos de rocas clásticas y carbonáticas.
- Análisis de perfiles especiales y convencionales para caracterización de yacimientos fracturados.
- Evaluación petrofísica del campo, incluyendo cálculo de petrofacies (Winland/Pittman).
- Caracterización de orientación y densidad de los sistemas de fracturas en núcleos y registros.
- Integración al modelo petrofísico del conocimiento e información adquirida de historias de producción, estudios petrográficos, sedimentológicos y de núcleos (convencionales y especiales), mediante el uso de relaciones matemáticas adaptadas al área de estudio.
- Integración de información multidisciplinaria.
- Control de calidad, validación y confiabilidad de la información del campo.
- Modelado del marco estratigráfico/estructural de áreas complejas.
- Modelado 3D de los yacimientos aplicando herramientas geoestadísticas.
- Apoyo para la selección y manejo de sistemas interactivos de caracterización integral y construcción de modelo geológico 3D (GoCad/SKUA, Petrel, RMS, entre otros).
- Integración del modelo sedimentológico en el modelado del yacimiento.
- Generación de DFN.
- Generación y jerarquización de múltiples modelos geológicos probabilísticos por criterios estáticos o dinámicos.
- Generación de modelos geológicos P10, P50 y P90 para pronósticos de producción usando simulación numérica.
- Cuantificación de incertidumbre/riesgo.
- Cálculo determinístico/probabilístico de hidrocarburo en sitio.
- Escalamiento de los modelos de alta resolución y estudios de sensibilidad para evaluación del comportamiento dinámico de los yacimientos.
- Transferencia del modelo escalado a los simuladores comerciales.



Nuestros servicios

Ingeniería de Yacimiento

- Diseño, análisis e interpretación de pruebas de presión.
- Análisis de declinación de yacimiento y cálculo de reservas de hidrocarburos.
- Caracterización dinámica de yacimiento.
- Balance de materia y simulación numérica.
- Diagnóstico, análisis y estudios de productividad en yacimientos de gas condensado.
- Identificación de yacimientos candidatos a recuperación secundaria.
- Selección e implementación de mejores prácticas y tecnologías para mejorar la productividad de los pozos.
- Generar pronósticos de producción para determinar las oportunidades de recobro de reservas en los campos.
- Generar las bases de usuario para la perforación de pozos candidatos obtenidos del estudio integral del yacimiento.
- Validación y consistencia de análisis PVT.
- Estimación y evaluación de reservas de hidrocarburos (vía determinística y probabilística).
- Estudio, análisis y control de altos volúmenes de agua.
- Estudio y diagnóstico de recuperación mejorada (EOR).
- Generación y calibración de la ecuación de estado.
- Metodología para el análisis de interferencia de pozos.
- Identificación de áreas de oportunidad mediante la generación de mapas de burbujas.
- Análisis y evaluación económica de proyectos.
- Proyectos aplicando la metodología de VCD/FEL.
- Diseño, evaluación y optimización de los sistemas de levantamiento artificial.
- Consultoría y desarrollo tecnológico en el área de terminación de pozos.



Reconocimiento de patrones sísmicos en áreas prospectivas de recursos de lutita

Nuevas técnicas computacionales ayudan a identificar acumulaciones comerciales de aceite y gas

Rocky Roden y Deborah Sacrey, Geophysical Insights

Se han desarrollado varios enfoques de flujos de trabajo de explotación en áreas de recursos no convencionales. Por ejemplo, Slatt et al. (2008) describe un flujo de trabajo que incluye: 1) la caracterización multi-escala de la sedimentología y estratigrafía secuencial, 2) relacionar la estratigrafía con la respuesta de los registros geofísicos, 3) respuesta sísmica, 4) propiedades petrofísicas y geomecánicas, y 5) la geoquímica orgánica. Newsham y Rushing (2001) integran geología, petrofísica e ingeniería de yacimientos con geomecánica. Britt y Schoeffler (2009) describen un yacimiento

de lutita en términos de mineralogía, mecánica de rocas y geomecánica y cómo estos enfoques pueden ser utilizados para realizar terminaciones y estimulaciones en cualquier yacimiento no convencional.

Los elementos principales de los yacimientos no convencionales son descritos a continuación:

1. Geología de yacimientos: espesor, extensión lateral, estratigrafía, mineralogía, porosidad, permeabilidad.
2. Geoquímica: COT, madurez, porcentaje de kerógeno)
3. Geomecánica: inversión de impedancia acústica, módulo de Young, Relación de Poisson (V_p/V_s), presiones.
4. Fallas, fracturas y regímenes de esfuerzos: coherencia (similaridad), curvatura, volúmenes de fallas,

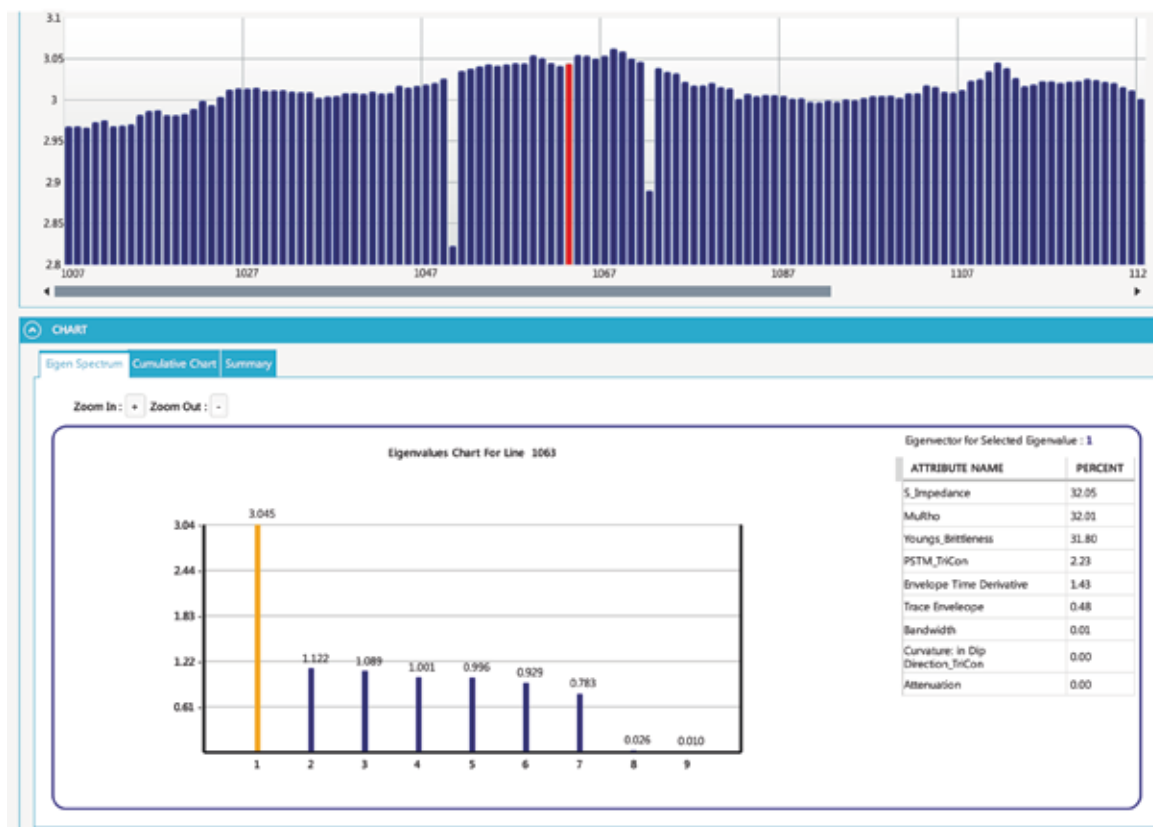


Figura 1. Arriba: ACP elaborado en el software Paradise muestra los mayores auto-valores para líneas 3D y un auto-valor seleccionado (en rojo). Debajo: a la izquierda son mostrados todos los auto-valores para línea 1063 (en amarillo el mayor), a la derecha se enlistan los atributos y su proporción para el auto-vector correspondiente al mayor auto-valor. (Fuente: Geophysical Insights)

anisotropía de velocidad (distribución acimutal), mapas de esfuerzos.

Por supuesto, existe superposición de varias de estas categorías y cómo estos elementos están interrelacionados también depende del objetivo que podría ser: la definición de objetivos con acumulaciones comerciales de hidrocarburos para perforar, optimizar las localizaciones, definir las operaciones de terminación, o incluso determinar la viabilidad económica.

Atributos sísmicos

En extensiones productivas no convencionales, los datos sísmicos tradicionales son una de las pocas herramientas que los geocientíficos tienen a su disposición para interpretar tendencias regionales y para guiar las localizaciones y orientación de pozos de desarrollo. En este caso, la interpretación sísmica puede ser todo un reto debido a problemas de resolución sísmica, anisotropía, y aunque las lutitas componen hasta un 70% de los sedimentos, nuestro conocimiento de ellas como yacimientos es limitado. Los atributos sísmicos son frecuentemente generados para ayudar en la interpretación de las propiedades sísmicas en extensiones productivas de lutitas que, por supuesto, son una guía valiosa para entender la geología. Los atributos sísmicos, son mediciones de las propiedades de los datos sísmicos, tales como: amplitud, echado (dip), frecuencia, fase y polaridad. Los atributos pueden ser medidos en un instante de tiempo o profundidad, o en una ventana de tiempo o profundidad. Además, pueden ser medidos en una sola traza, en un conjunto de trazas o sobre una superficie interpretada a partir de datos sísmicos (Schlumberger Oilfield Glossary). Los atributos sísmicos revelan características, relaciones y patrones en los datos sísmicos que, de otra manera no podrían ser notados (Chopra y Marfurt, 2007). Literálmente, existen cientos de atributos sísmicos en docenas de categorías. En la Tabla 1 se enlistan algunos de los atributos sísmicos más comúnmente empleados en yacimientos no convencionales. Éstos deben ser calibrados con registros geofísicos, resultados de estudios microsísmicos, datos de producción e información de terminación (fracturamiento hidráulico).

Mapas Auto-Organizados (MAO)

Aun con datos sísmicos correctamente adquiridos y procesados y después de haber generado los atributos sísmicos apropiados, a menudo, es todavía muy difícil interpretar con precisión en yacimientos no convencionales. Las variaciones de las propiedades mecánicas en las lutitas son muy ligeras, por lo que los cambios subsecuentes en los datos sísmicos son sutiles. El siguiente nivel de interpretación sísmica requiere

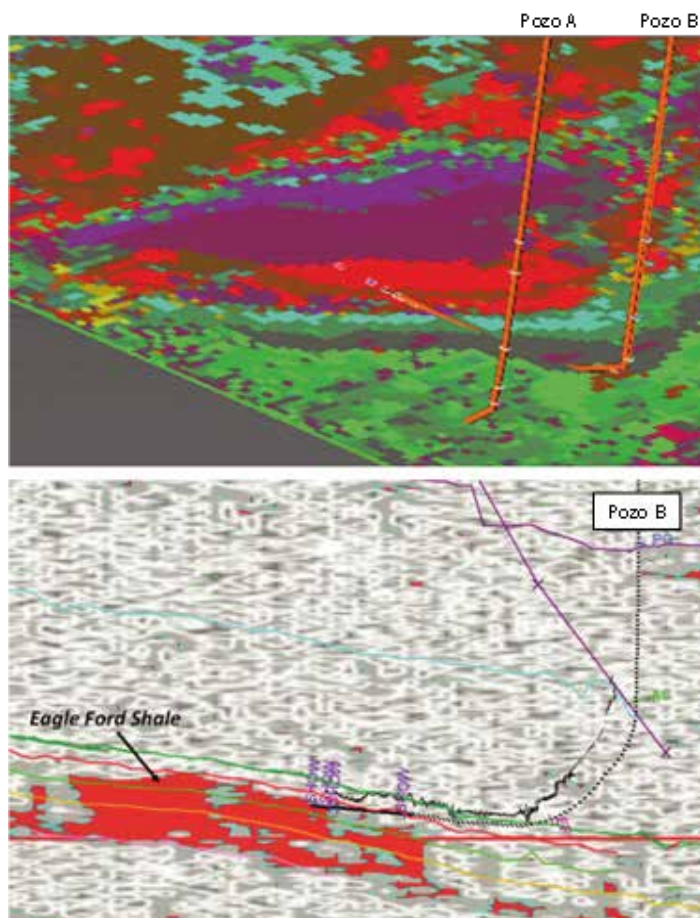


Figura 2. Arriba: Clasificación MAO usando Paradise donde se observa el intervalo Eagle Ford y el pozo A (improductivo) y el pozo B (productivo); Debajo: Sección sísmica vertical a lo largo de la trayectoria del pozo B mostrando cómo entró en el intervalo Eagle Ford. (Fuente: Geophysical Insights)

la aplicación del reconocimiento y clasificación de patrones de esa sutil información presente en los atributos sísmicos. Tomando ventaja de la tecnología computacional actual, así como de las técnicas de visualización y del entendimiento de los parámetros adecuados, los Mapas Auto-Organizados (MAO) (Kohonen, 2001) muestran eficientemente múltiples atributos sísmicos, ofreciendo volúmenes de clasificación y de probabilidad (Smith y Taner, 2010). MAO tiene un enfoque de análisis no lineal de datos agrupados y de reconocimiento de patrones que ayuda a los intérpretes a identificar en sus datos qué puede estar relacionado a ciertas características geológicas deseadas, que se enlistan en la Tabla 1. La sísmica contiene cantidades enormes de muestras de datos, altamente continuos, grandemente redundantes, y significativamente ruidosos (Coleou et al., 2003). La enorme cantidad de muestras relacionadas a numerosos atributos sísmicos exhiben una significativa estructura organizacional a pesar del gran ruido (Taner, Treitel y Smith, 2009). El análisis de Mapas Auto-Organizados identifica estas estructuras organizativas naturales en forma de datos agrupados (clusters). Este

agrupamiento de los datos revela información significativa sobre la estructura de clasificación de grupos naturales que es difícil de observar de otra manera. Los grupos naturales y patrones en los datos identificados mediante el agrupamiento, revelan la geología y aspectos de los datos que son difíciles de interpretar si no fuesen agrupados.

Análisis de Componente Principal (ACP)

El primer paso en un análisis multi-atributo sísmico es determinar cuáles son los atributos sísmicos a seleccionar como insumos para el MAO. Los intérpretes que estén familiarizados con los atributos sísmicos y lo que éstos revelan según el contexto geológico pueden seleccionar un grupo de atributos y ejecutar un MAO. Si no es claro cuáles atributos deben seleccionarse, entonces un Análisis de Componentes Principales (ACP) podría ser beneficioso. ACP es una técnica de matemática lineal utilizada para reducir un gran conjunto de variables (atributos sísmicos) a un conjunto pequeño que sigue conteniendo la mayor cantidad de información presente en los datos originales. En otras palabras, sirve para determinar los atributos sísmicos más significativos. En la Figura 1 se observa un análisis ACP donde las barras azules de arriba, muestran los auto-valores para cada línea del volumen sísmico. Un auto-valor indica cuánta varianza tiene su auto-vector asociado, y un auto-vector es la dirección que muestra la dispersión en los datos. Lo que busca el intérprete, es saber cuáles atributos sísmicos tienen los más altos auto-valores y de esta forma determinar los atributos sísmicos apropiados como insumos para generar Mapas Auto Organizados. El auto-valor seleccionado (en rojo) y mostrado en la parte de arriba de la Figura 1, es expandido para mostrar todos los auto-valores (ordenados de forma decreciente, de izquierda a derecha) en la parte inferior izquierda de la figura. Los atributos sísmicos relacionados con el mayor auto-vector muestran su contribución a la mayor varianza

en los datos. En este ejemplo, la impedancia S , μ y ρ forman más del 95% del mayor auto-valor, sugiriendo que esos tres atributos muestran una varianza significativa en el conjunto global de nueve atributos empleados en este análisis ACP y que pueden ser empleados para generar Mapas Auto Organizados. De los dos auto-valores más altos, se evalúan varios de los atributos mejor jerarquizados, para determinar la consistencia en los atributos utilizados en el ACP. Este proceso permite al intérprete determinar los más adecuados atributos a ser sometidos a la evaluación MAO.

Evaluación de la Iutita Eagle Ford

Una vez que el conjunto o conjuntos de atributos sísmicos son seleccionados, son cargados en análisis MAO separados. La interfaz gráfica del MAO permite al intérprete establecer el número de clusters, tamaño de la ventana y varios parámetros de entrenamiento para una evaluación MAO. La Figura 2 muestra los resultados de la clasificación obtenidos al evaluar la Iutita Eagle Ford. Los atributos sísmicos empleados en el análisis MAO son una combinación simultánea de atributos generados de datos pre-apilados, tales como inversión, atributos instantáneos y curvatura. El pozo A, ubicado más al oeste del área de estudio, presentó pocos intervalos con acumulación comercial de hidrocarburos, y en el intervalo Eagle Ford no fue productivo. El pozo B, ubicado al este, fue perforado en un cluster identificado en rojo gracias a un análisis MAO. Este pozo encontró buenas acumulaciones en el yacimiento Eagle Ford. La sección sísmica vertical a lo largo de la trayectoria del pozo B en la Figura 2, muestra la sección del pozo que penetró de forma efectiva en el intervalo Eagle Ford. Por lo tanto, el cluster asociado con las áreas rojas (Figura 2) define puntos con acumulaciones comerciales de hidrocarburos o zonas de óptima producción

en el yacimiento Eagle Ford. La aplicación de ACP puede ayudar a los intérpretes a identificar los atributos sísmicos para un determinado contexto geológico, que muestren la mayor varianza en los datos y ayuda a determinar cuáles atributos utilizar durante un análisis MAO. Al aplicar la actual tecnología computacional, técnicas de visualización y entender los parámetros adecuados de ACP y MAO, permite a los intérpretes evaluar múltiples atributos sísmicos e identificar los patrones de organización natural en los datos. 

CATEGORÍA	TIPO	USOS INTERPRETATIVOS
Atributos Geométricos	Coherencia/Similaridad, Curvatura	Fallas, Fracturas, Pliegues, Anisotropía, Esfuerzos Regionales
AVO e Inversión Sísmica	Rel. de Poisson, Mód. de Young, Lambda Rho, Mu Rho	Fragilidad, TOC, Porosidad
Atributos Instantáneos	Fortaleza de reflexión, Fase instantánea y Frecuencia instantánea	Contrastes de Litología, Continuidad y espesor de capas
Atributos de Amplitud acentuada	Amplitud RMS, Impedancia Acústica Relativa, Sweetness, Energía promedio	Porosidad, Variaciones estratigráficas y Litológicas
Descomposición Espectral	Transformada continua de la ondícula, Algoritmo Matching Pursuit	Espesor de capas, variaciones estratigráficas

Tabla 1. Categorías típicas, tipo y el uso asociado de Atributos sísmicos en recursos no convencionales. (Fuente: Geophysical Insights)

Referencias disponibles.

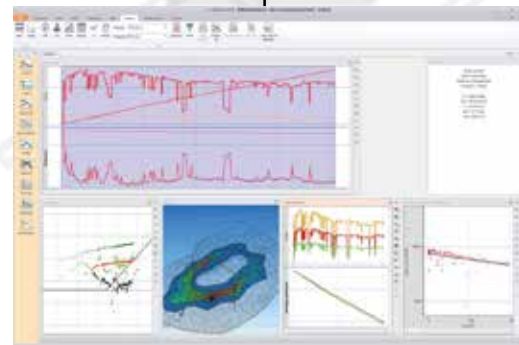
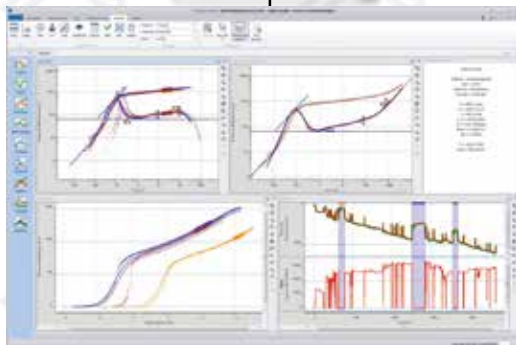
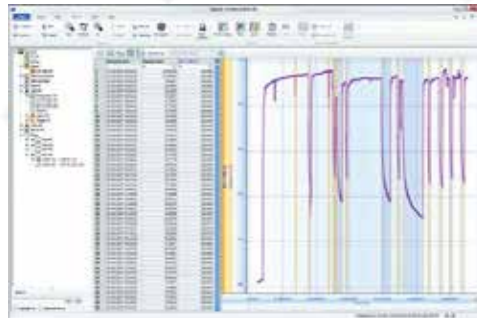


Análisis de Datos Dinámicos



KAPPA Server (KS): Monitoreo de Datos Dinámicos:

- Capacidad Ilimitada de manejo de datos dinámicos (P,Q,T)
- Conexión directa con sensores de fondo
- Filtrados inteligentes y eliminación de ruido
- Paquete de alarmas programables a interés

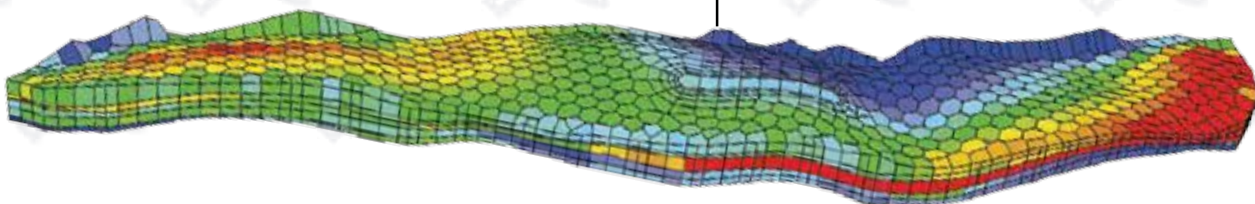


Saphir: Análisis de Transientes de Presión (PTA)

- Estándar en la industria para Análisis de Transientes de Presión
- Más de 3000 licencias activas mundialmente
- Extenso catalogo de modelos analíticos
- Modelo numérico integrado con No Linealidades
- Conexión directa con Kappa Server y otros módulos
- Diseño de pruebas y control de calidad
- Deconvolución y minifrac

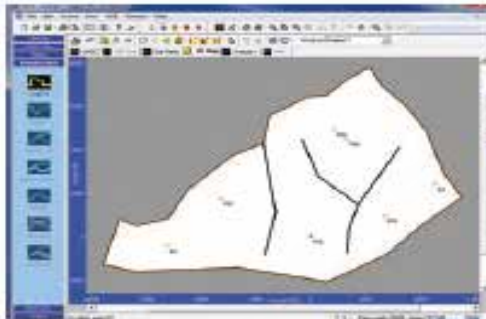
Topaze: Análisis de Producción (PA)

- 1400 Licencias activas
- Modelado de Recursos No Convencionales
- Capacidad para múltiples pozos
- Extenso catalogo de modelos analíticos
- Modelo numérico integrado con No Linealidades
- Conexión directa con Kappa Server y otros módulos

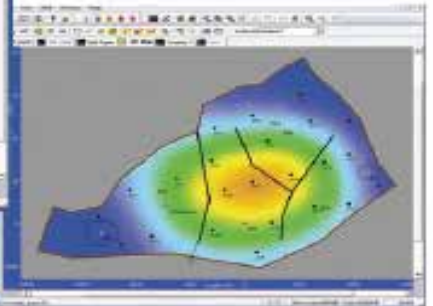
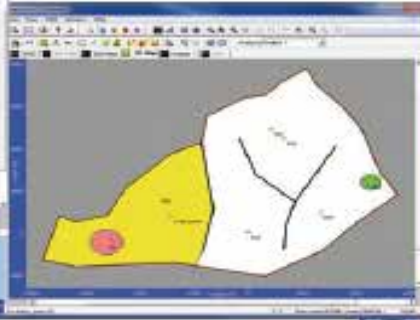




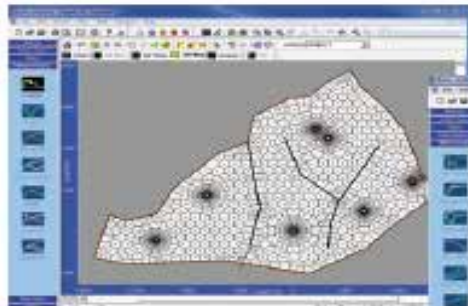
Rubis: Modelado numérico en el corazón de la suite de KAPPA



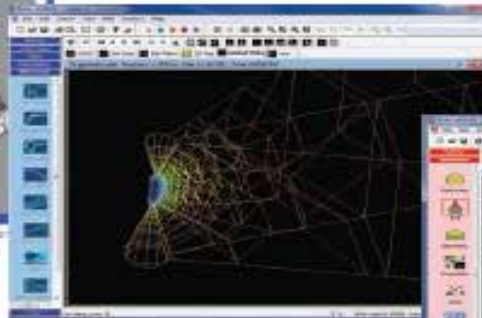
Boundary wells and faults drawn with interactive tools



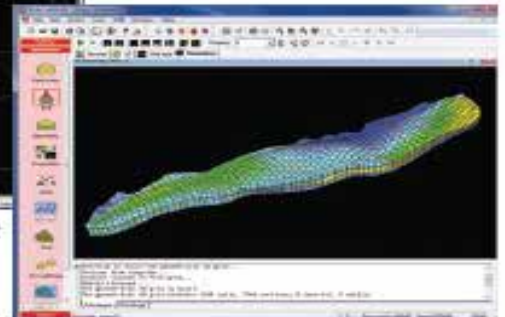
Definition of composite zones thickness porosity and permeability



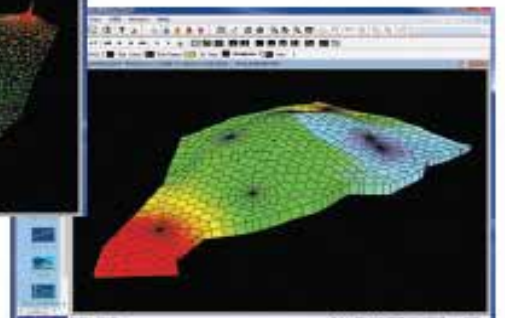
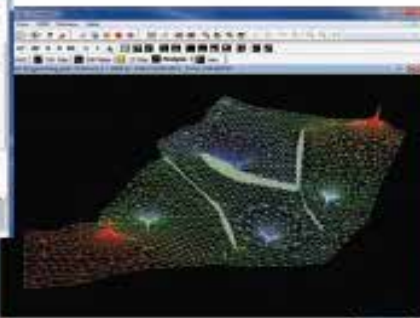
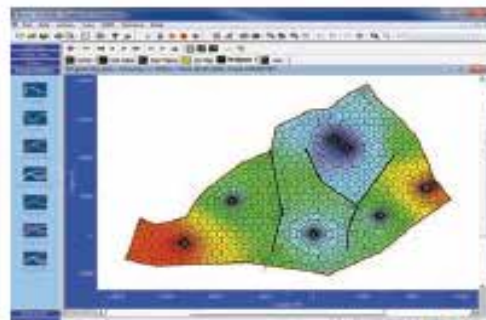
Automatic gridding



3D local grid refinement



Geomodeler import



Visualization options

AppSmiths, es una compañía establecida en Houston, especialista en dar soluciones en el área del levantamiento artificial por gas. Tiene capacidad de ofrecer personal especializado para realizar consultoría en procesos de Bombeo Neumático (BN), establecer planes de monitoreo de pozos, optimización de pozos de BN con base a las mejores practicas, además de una tecnología innovadora y patentada para el diagnóstico y seguimiento de pozos de BN.

El monitoreo de pozo es un componente clave en el ciclo de optimización de producción de los sistemas con BN. A pesar de que el monitoreo de los parámetros de superficie pueden dar ciertas referencias respecto al rendimiento del sistema de BN en el fondo del pozo, gradientes fluyentes de presión y temperatura en la mayoría de los casos son requeridos para verificar el buen estado del sistema y resolver las ineficiencias en la operación del mismo. Sin embargo, los registros de gradiente fluyentes, tienen cierto nivel de riesgo asociado a la corrida de sensores electrónicos de memoria con línea de acero en pozos fluyentes. En este sentido, ha sido creada la metodología WellTracer®, la cual es un método no invasivo para el seguimiento y diagnóstico de pozos de Bombeo Neumático (BN) patentada y desarrollada por Shell. Se introduce una pequeña cantidad de CO₂ líquido en la línea de inyección de gas y se mide la concentración de CO₂ retornado en el cabezal del pozo. La innovación de la tecnología se basa en la determinación de la profundidad del punto de operación, múltiples puntos de inyección, fugas en aparejo, gastos de gas en cada punto de inyección e identificar la cantidad de gas que va a cada aparejo en pozos con terminación dual a través de un procedimiento operacional no invasivo, sin diferimiento de producción asociada, en menor tiempo y a un menor costo que cualquiera de los métodos existentes en el mercado.

¿Cómo Funciona el WellTracer®?

- 1.- Se conecta un cilindro de CO₂ líquido presurizado a la línea de inyección de gas. Ver Fig.1
- 2.- Se conecta un sensor de CO₂ en el tope del cabezal del pozo junto con el equipo WellTracer. Ver Fig.2
- 3.- Se monitorea la concentración de CO₂ base contenida en el fluido producido Ver Fig.3
- 4.- Se inyecta un bache de CO₂ líquido por el anular en conjunto con el gas de inyección Ver Fig.4
- 5.- El CO₂ inyectado viaja con el gas, retornando a superficie en cualquier punto donde exista comunicación entre el anular y el aparejo de producción (fuga, válvulas parcialmente cerradas, punto de operación). La concentración de CO₂ que retorna a superficie es medida y graficada en función del tiempo. Luego se calcula la profundidad de la comunicación Ver Fig.5



Fig.1 Conexión a línea del n. de gas



Fig.2 Conexión sensor a cabezal del pozo

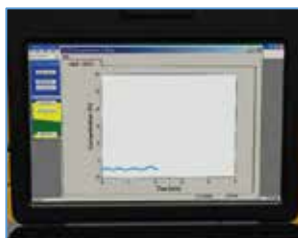


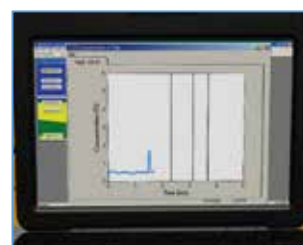
Fig.3 Concentración de CO₂ base



Fig.4 Inyección de CO₂ líquido



Fig.5 Retorno de CO₂ a superficie y registro de concentración



¿Para qué usar el WellTracer®?

- Detectar la profundidad del punto de operación.
- Detectar múltiples puntos de inyección.
- Detectar fugas en aparejos.
- Validar inyección de gas.
- Identificar gastos de gas en cada punto de inyección.
- Identificar la cantidad de gas que va a cada aparejo en un pozo con terminación dual.

¿Beneficios asociados al uso WellTracer®?

- No requiere el cierre del pozo, por lo tanto no hay producción diferida asociada.
- No requiere introducir herramientas dentro del pozo, reduciendo riesgos a nivel de SSPA.
- Disminuye considerablemente los costos de servicio a pozo.
- Minimiza la necesidad de tomar registros fluyentes.
- Análisis para pozos con terminación dual simultáneamente.
- Detecta fugas en el aparejo de producción.
- Fácil aplicación en pozos altamente desviados.
- Cortos períodos de prueba (2 hrs en pozos someros).
- Es flexible a la hora de trabajar con pozos inestables y/o alta RGA.
- Ocupa poco espacio. Se requiere un equipamiento mínimo.

¿Cuál pozo es un buen candidato para WellTracer®?

- Cualquier pozo de BN! ¿Le gustaría asegurarse que sus pozos de BN están operando de manera óptima?
- Pozos con problemas identificados.
- Pozos que son grandes productores.
- Pozos que han tenido cambios recientes de las válvulas de BN.

- Pozos cuya producción ha disminuido recientemente.
- Pozos inestables y/o alta RGA.
- Pozos con terminaciones duales.
- Pozos altamente desviados/ horizontales.

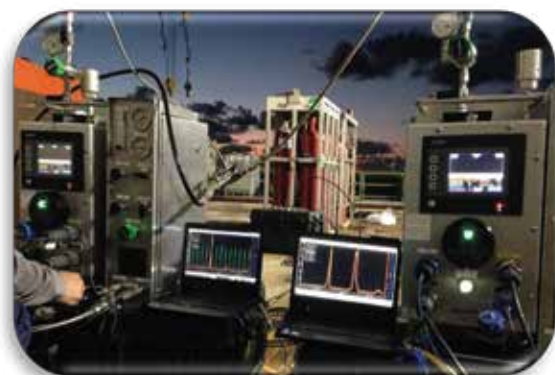


Para mayor información:

Contáctanos a través de:

efren.cordova@polagas.com, tlf: 933.117.4619

Visítanos en: www.appsmiths.com





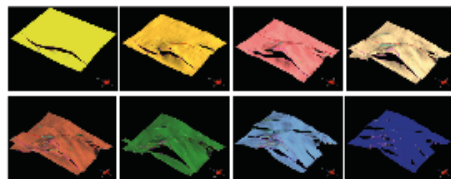
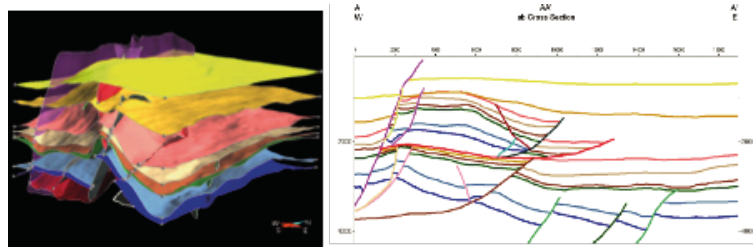
Metodología para la construcción de modelos de velocidades de conversión de tiempo a profundidad por procesos geoestadísticos.

Reinaldo Vilorio, Oil & Gas Optimization.

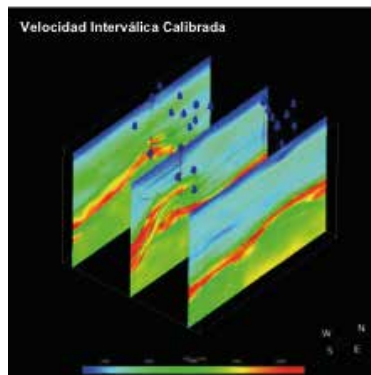
RESUMEN:

Construir un modelo de velocidades es un requerimiento para transformar la interpretación estructural y los datos sísmicos del dominio de tiempo al dominio de profundidad. La calidad de los resultados obtenidos en los flujos de trabajo para caracterizar los yacimientos dependen en parte de la calidad del modelo de velocidades construido y puede incluso afectar directamente los cálculos del hidrocarburo en sitio. Por lo tanto, el modelo de velocidades debe ser construido de tal manera que represente lo mejor posible las variaciones de velocidad lateral y vertical encontradas en el subsuelo. Obtener las velocidades para llevar a cabo esta transformación requiere de procesos especializados y su elaboración puede resultar muy difícil, sobre todo en áreas estructuralmente complejas que presenten variaciones importantes de las velocidades, tanto en la dirección vertical como en la dirección horizontal.

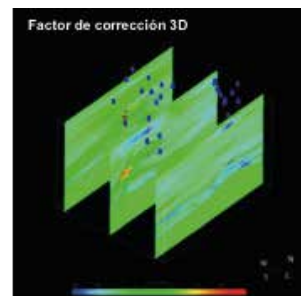
El presente trabajo tiene como finalidad mostrar una metodología que integra los diferentes tipos de datos que intervienen en la construcción de modelos de velocidades de intervalo para la conversión de tiempo a profundidad, tales como los datos de pozos (VSP, CheckShot, registros sísmicos integrados), las velocidades sísmicas y la interpretación estructural del área como guía para realizar la calibración de las velocidades sísmicas con los pozos, permitiendo así construir un modelo de velocidad de intervalo consistente con el modelo estructural y obtener una mayor precisión en la conversión a profundidad.



Modelado estructural, con horizontes interpretados que marcan los mayores cambios de velocidades. A la derecha una sección Oeste-Este donde se aprecia la complejidad estructural modelada.

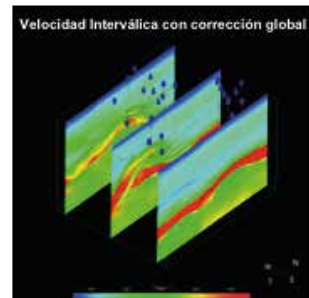


Calibración final de las velocidades interválicas sísmicas con las velocidades interválicas de los pozos.



=

X





Impacto del uso de la micropaleontología en la definición de la estratigrafía de las rocas carbonatadas del Mesozoico en el sureste mexicano.

Isaac Montes Silva, Oil & Gas Optimization

RESUMEN:

A diferencia de los eventos geológicos, los sucesos biológicos a lo largo de la historia de la Tierra, tales como apariciones y extinciones evolutivas de especies, se han caracterizado por ser irrepetibles y quedar impresos dentro del registro fósil.

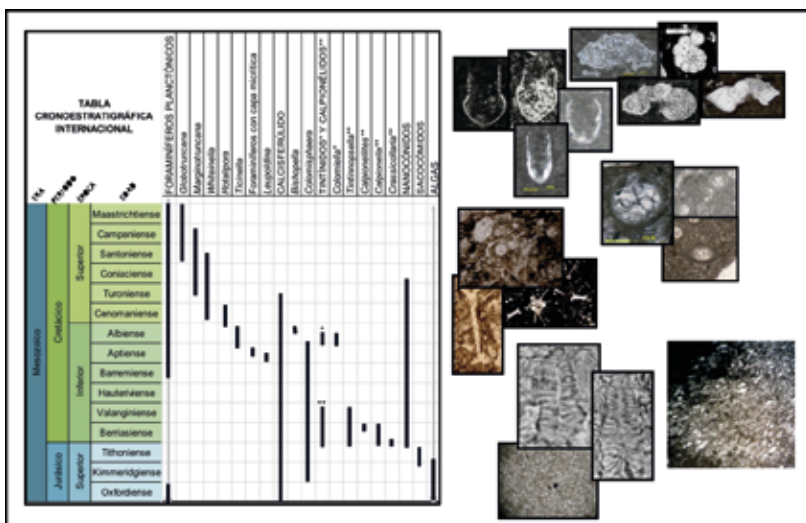
Debido a que los microfósiles son abundantes, de amplia distribución geográfica y en muchas ocasiones de alcances estratigráficos cortos, son una herramienta indispensable para ayudar a resolver una necesidad fundamental en la industria petrolera, como es la datación precisa y confiable de la historia geológica y sus eventos estratigráficos.

La mayor producción de los hidrocarburos en la Provincia Petrolera del Sureste mexicano proviene de las rocas Jurásico Superior-Cretácico. En estas edades se consigue la roca generadora más importante, la que corresponde a las del Jurásico Superior Tithoniano y los niveles de Jurásico Superior Kimmeridgiano y Cretácico, donde se encuentran los yacimientos de rocas fracturadas con mayor acumulación de hidrocarburos.

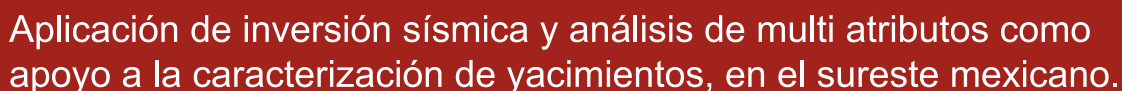
Por ello hay que tener un control de las asociaciones de los microfósiles del Jurásico y Cretácico, para minimizar los errores en el momento de alcanzar objetivos de interés comercial y definir las cimas cronoestratigráficas con mayor certidumbre.

Aunque los foraminíferos planctónicos juegan un rol fundamental durante gran parte del Cretácico, éstos no cubren toda la columna estratigráfica Jurásica-Cretácica. Por tal motivo se hace indispensable recurrir a otros grupos de micro y nanofósiles, para así tener control sobre todas las edades dentro del Mesozoico y definir completamente la columna estratigráfica.

El objetivo de este trabajo es presentar una metodología que incorpora con precisión los diferentes grupos fósiles para construir la columna completa Jurásico Superior-Cretácico. En la figura se ilustra la columna cronoestratigráfica tipo del Mesozoico del sureste mexicano, así como los diferentes grupos fósiles de importancia para definir cada edad dentro de la columna.



Distribución estratigráfica típica de micro y nanofósiles, presentes en las rocas carbonatadas del sureste mexicano.



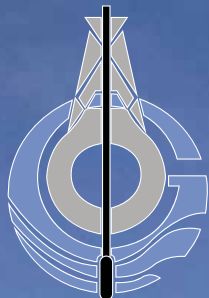
RESUMEN.

Con la aplicación de inversión simultánea sobre el volumen sísmico, se generaron atributos tales como: Impedancia P, Impedancia S, Relación Vp/Vs, parámetros LMR, entre otros; que se combinaron y usaron para encontrar relaciones entre parámetros elásticos y propiedades petrofísicas que ayudaron a discriminar contrastes litológicos, zonas saturadas con fluido, entre otros.

Posteriormente, como parte de la metodología, se incorporó al flujo de trabajo de inversión el uso de técnicas matemáticas para seleccionar los atributos más contribuyentes (Análisis de Componentes Principales) y que resuelven ciertos problemas geológicos, tales como: contrastes litológicos (Impedancia P, Densidad, Fragilidad Coeficiente de fragilidad, μ -Rho), Porosidad (Impedancia P, Densidad, Impedancia Elástica y λ Rho) e Indicadores Directos de Hidrocarburos (Impedancia S V_p/V_s LMR e impedancia elástica), entre otros. Finalmente se hace uso del aprendizaje automático para clasificar, al intervalo de muestreo y tamaño de bin, simultáneamente los atributos seleccionados y reconocer patrones con significado geológico en mapas auto organizados.

[illegible]

La integración de ambas metodologías permite realizar mejores caracterizaciones de los yacimientos y proponer localizaciones con mayor certidumbre.



PETROLEUM OIL & GAS SERVICES

COMMERCIAL OPERATIONS



Petroleum, Oil & Gas Services (POGS) is a leading North American engineering and consulting firm with a deep knowledge of the Mexican Energy Industry

OIL & GAS CONSULTING SERVICES

- Reservoir Characterization & Prospect Evaluation.
- Field Development Planning.
- Productivity & Performance Optimization
- Engineering & Facilities Assistance.

SOFTWARE SOLUTIONS

- Geophysical Insights.

OIL & GAS FIELD SERVICES

- AppSmith

PROCUREMENT

- Procurement process assistance.