

Boletín de la

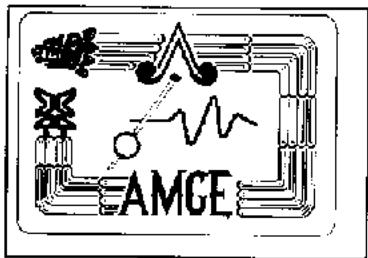
ASOCIACION MEXICANA DE GEOFISICOS DE EXPLORACION

Contenido

	<i>Página</i>
• Prospección Sísmica bidimensional en el “Paleocanal de Chicontepec” <i>Humberto Salazar Soto</i>	78
• Facies Sísmicas, una herramienta en la Caracterización de Yacimientos <i>José Luis Arroyo Franco</i>	95
• La Normalización y Correlación Multipozo Núcleos- Registro, base de una Interpretación Sísmica Consistente <i>Aurelio Cruz Ambrosio y Alfredo F. Treviño</i>	102
• Validación y corrección de las escalas de Registros Sónicos de resistividad empleando datos sísmicos <i>Alvaro Chaveste Gutiérrez y Bruce E. Hill</i>	109
• Procesos sísmicos de preservación de amplitud <i>Ruth González y Catherine M. Samuelsen</i>	117
• Valoración tecnológica de los Atributos Espectrales: Análisis experimental en el área Franco-Española <i>Pedro Mallo de la Vega Chávez y Juan Alvarado Vega</i>	124
• Una metodología para la caracterización estática de Yacimientos <i>Cesar Cabrera Cuervo y Julio Pérez Aldana</i>	131

Página

- **Automated seismic fracture extraction and analysis for reservoir characterization** 137
C. Signer, M. Nickel, T. Randen, M. Oslebo, L. Sonneland, B. Reymond, T. Saeter, H. Veire
- **The role of Time lapse seismic data in integrated reservoir** 141
Xuri Huang, Alfonso González y Bob Will



ASOCIACION MEXICANA DE GEOFISICOS DE EXPLORACION, A.C.

MARINA NACIONAL 329 TORRE PISO 11
COL. VERONICA ANZURES C.P. 11311

TEL.: 531.6313 FAX: 531.6314 E-MAIL: gperez@smx.pep.pemex.com

CONSEJO DIRECTIVO 1997-1998

Presidente	DR. GUILLEMO PEREZ CRUZ
Vicepresidente	ING. CESAR NAVARRO TAFOLLA
Secretario	ING. JOSE MANUEL ABLANEDO AGUIRRE
Tesorero	M.C. RODOLFO MARINES CAMPOS
Protesorero	ING. B. PATRICIA OCEGUERA SERRANO
Editor	M.I. ALEJANDRO SANDOVAL SOLIS
Co-Editor	M.I. GERARDO BASURTO BORBOLLA
Coor. Ayuda Mutua	ING. CARLOS A. VILLEGRAS CARRASCO
Sub. Coor. Ayuda Mutua	ING. EDUARDO LEON TAPIA
Coor. Eventos Técnicos	M.C. JORGE A. MENDOZA AMUCHASTEGUI
Coor. Eventos Sociales	ING. JOSE JAIME RUIZ HERNANDEZ
Comité Jubilados	ING. MARIO ROSELLO GUZMAN

CONSEJO DE HONOR Y JUSTICIA

M.C. SALVADOR HERNANDEZ GONZALEZ
ING. JORGE REYES NUÑEZ
M.C. RAYMUNDO AGUILERA BARRA

PRESIDENTES DELEGACIONALES

Cd. del Carmen	ING. SANTIAGO ARELLANO ISLAS
Coatzacoalcos	ING. RAFAEL CLEMENTE MARTINEZ
Poza Rica	ING. GABRIEL GONZALEZ COVARRUBIAS
Reynosa	ING. ARMANDO CRUZ LOPEZ
Tampico	ING. ENRIQUE DE LA ROSA SANTOSCOY
Villahermosa	ING. JORGE BARRIOS RIVERA
Veracruz	ING. ISIDRO DE LUNA ESQUIVEL

COMITES DE ESPECIALIDAD

Operaciones Geofísicas	ING. ALFONSO ORTEGA LEITE
Procesado Sísmico	ING. CARLOS VELAZQUEZ TAFOYA
Interpretación Geofísica	M.I. ARTURO SOTO CUERVO
Interpretación Interactiva	ING. JOSE MARTINEZ LANDIN
Geofísica de Yacimientos	DR. RUBEN DARIO MARTINEZ
Métodos Potenciales	ING. JULIAN CABRERA SANCHEZ

Para todo asunto relacionado con el Boletín Técnico, como manuscritos, suscripciones, descuentos especiales a bibliotecas públicas o universidades, publicaciones, anuncios, etc., dirigirse a:

M.I. Alejandro Sandoval Solis
Edificio Pirámide PEP 5to. piso
Villahermosa, Tabasco
Tel.: (93) 101853
Fax: (93) 101741

Email: asansol@pep.pemex.com

Las aseveraciones y opiniones expresadas en los escritos en este Boletín, son de la exclusiva responsabilidad de los autores.

Boletín de la Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración. Boletín Trimestral, editado por la Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración, Apartado Postal 57-275, 06500 México, D.F. Solicitada la Autorización como correspondencia de segunda clase en la Administración de Correos, D.F. Solicitada la licitud correspondiente a la Dirección de Publicaciones y Revistas Ilustradas de la Secretaría de Educación Pública. Prohibida su reproducción total o parcial sin la autorización de la AMGE.

EDITORIAL

Este Boletín reúne las contribuciones más importantes en interpretación sísmica y caracterización de yacimientos del VIII Simposium de Geofísica, Veracruz 98. Como ustedes se darán cuenta durante su lectura, los artículos se caracterizan por su sencillez, calidad técnica y claridad. Esperamos que los disfruten.

En su trabajo, R. González y C.M. Samuelsn hacen énfasis en la necesidad de un proceso cuidadoso de preservación de amplitudes que hagan confiables las derivaciones de propiedades petrofísicas. Solo así cobran valor aplicaciones tales como la presentada por H. Salazar Soto para la exploración sísmica en el Paleocanal de Chicontepec, o el trabajo de J.L. Arroyo Franco relacionado a la interpretación de facies sísmicas del Frio No-Marino en el Campo Monterrey basada en esquemas de reconocimiento de patrones; o la presentada por P. Mallo de la Vega y J. Alvarado Vega, relacionada a detección de zonas fracturadas en las áreas de Franco Española y Cacalilao, mediante atenuación espectral.

En los trabajos de A. Chaveste Gutierrez y B.E. Hill, y de A. Cruz Ambrosio y A.F. Treviño se destaca también la importancia de una buena correlación entre las propiedades petrofísicas derivadas de registros de pozo y la respuesta sísmica, que hacen confiables las extrapolaciones de propiedades petrofísicas inferidas de los atributos sísmicos.

Otras aplicaciones que fueron posibles gracias a un proceso cuidadoso de preservación de amplitudes son las presentadas por C. Signer et al para la caracterización de yacimientos fracturados del campo Ekofisk y el Monitoreo de Yacimientos presentada por X. Huang et al. La primera está basada en un esquema de clasificación de redes neuronales y la segunda que toma en cuenta la integración de simulación dinámica del yacimiento y las diferencias en amplitud del campo ondulatorio observadas en la misma área, pero en tiempos diferentes.

Finalmente, C. Cabrera Cuervo y J. Pérez Aldana proponen una metodología para la caracterización de yacimientos basada en su estudio del campo Sinan, que parte de análisis petrográfico y diagenético, continua con análisis petrofísicos, interpretación sísmica, correlación de propiedades petrofísicas con sísmicas y culmina con el modelo geológico y la preparación de una malla numérica para la simulación subsecuente del flujo de fluidos.

Siendo ésta la última publicación a cargo del Consejo Directivo 1997-1998, queremos agradecer las contribuciones técnicas de los socios que facilitaron nuestra gestión y compromiso de divulgación del conocimiento, experiencias y mejores prácticas geofísicas entre la membresía. Por otro lado, exhortamos a todos los socios a continuar trabajando en la elaboración de artículos técnicos que permitan a la AMGE seguir cumpliendo con su misión.

Prospección Sísmica Bidimensional en el "Paleocanal de Chicontepec".

Humberto Salazar Soto, PEMEX Gerencia de Exploración Región Norte, Poza Rica, Ver.

RESUMEN

A continuación se presentan los primeros resultados de la interpretación sísmica bidimensional regional en el área tradicionalmente conocida como "*Paleocanal de Chicontepec*" en donde se localizan yacimientos en arenas turbidíticas de edad Paleoceno - Eoceno Inferior.

La información sísmica es de reciente adquisición (1997) y está enfocada al nivel Terciario, en contraste con la información sísmica disponible anteriormente y cuyos objetivos de prospección eran de mayor profundidad.

Este trabajo forma parte del Estudio Regional Chicontepec, el cual se desarrolla con motivo de la certificación de reservas de los yacimientos de la Región Norte.

El rasgo sísmico más sobresaliente, es la presencia de una superficie de erosión regional (Eoceno Inferior) que forma un canal que se profundiza de NW (Campo Palo Blanco) a SL (Campos Presidente Miguel Alemán, Remolino y San Andrés). Esta superficie es uno de los factores principales que regula la distribución de hidrocarburos, en forma de trampas estratigráficas.

También, se ha logrado establecer en una primera aproximación, una buena correlación entre las anomalías de amplitud relativa y los intervalos potencialmente productores identificados en los registros de pozos.

INTRODUCCION

Se han realizado diversos estudios en el área del "*Paleocanal de Chicontepec*" con el fin de conocer el modelo geológico de los yacimientos terciarios y de esta manera, planificar y optimizar el desarrollo y la producción de los campos localizados en esta región. Sin embargo, estos trabajos no

contaron con el apoyo de información sísmica adecuada, ya que esta tradicionalmente había sido enfocada a la exploración de los yacimientos cretácicos y jurásicos. Por lo tanto, carecía de buena resolución a nivel Terciario.

Con motivo del proceso de Certificación de Reservas y dado que no se contaba con información sísmica adecuada que respaldara estos trabajos, la Gerencia de Exploración de PEP Región Norte, decidió emprender en el año de 1997 una campaña de adquisición de datos en el "*Paleocanal de Chicontepec*", con el fin de identificar y describir los rasgos sísmicos más importantes que caracterizan y delimitan a los yacimientos Terciarios.

LOCALIZACION Y ANTECEDENTES GEOLOGICOS

El área de estudio se localiza entre las coordenadas 20° 15' y 21° 15' de latitud Norte, -97° 05' y -98° 10' de longitud Oeste, que corresponde en parte a la porción norte del estado de Veracruz y en parte a la porción nororiental del estado de Puebla. Los rasgos fisiográficos más importantes son: la Sierra Madre Oriental al poniente del área y los ríos Tecolutla, Cazones, Pantepec y Vinazco, dentro de la Planicie Costera del Golfo. Las dimensiones promedio, tradicionalmente aceptadas del "*Paleocanal de Chicontepec*" son de 123 Km. de largo, 25 Km. de ancho y una superficie aproximada de 3033 Km.² (Fig. 1).

Existen discrepancias sobre aplicar o no el concepto de Paleocanal a toda la superficie de los yacimientos de Chicontepec (Busch *et al.* 1979, Cuevas 1980 y Cantú 1985). Por el momento, tomaremos la descripción hecha por Santiago *et al.* (1984) en la que se define al área de estudio localizada entre la porción sur de la Cuenca de Tampico-Misantla y al poniente de la Plataforma de Tuxpan; esta cuenca se originó en el Paleoceno, al inicio de los levantamientos de la Sierra Madre Oriental (Orogenia Laramide) y fue afectada en su

PROSPECCION SISMICA BIDIMENSIONAL EN EL "PALEOCANAL DE CHICONTEPEC"

margen occidental y suboccidental por una depresión de considerable magnitud, denominada Antefosa de Chicontepec. La sedimentación del Paleoceno (Sánchez *et. al* 1996) se compone de turbiditas de ambiente nerítico externo a batial, formando complejos de abanicos y canales, alternando arenas lenticulares con intercalaciones de lutitas. Durante el Eoceno Medio se observa una sedimentación arcillosa de ambiente batial de las formaciones Aragón y Guayabal (Tabla 1).

INFORMACION DISPONIBLE

Para este proyecto se trazaron y adquirieron 35 líneas sísmicas, que comprenden una longitud total de 717 Km. El espaciamiento promedio entre líneas fué de 10 Km; además, se contó con la información de más de 182 pozos exploratorios (Fig. 1).

La información sísmica adquirida es de buena calidad. En la fig. 2 se muestra la comparación entre dos líneas sísmicas adquiridas en distintas épocas (1984 y 1997) sobre el mismo trazo. Nótese la diferencia en el contenido de frecuencias, continuidad de los reflectores sísmicos, muestreo espacial, apilamiento y fuente de energía. El límite de resolución vertical teórico calculado que se logra con estos datos es de 17 m. hasta una profundidad máxima de 2267 m. Es evidente la mejoría sustancial de la información sísmica.

INTERPRETACION SISMICA

Al revisar la sísmica, se pone de manifiesto que durante el periodo del Paleoceno al Eoceno Inferior, no existe uno, sino varios episodios de erosión y relleno de sedimentos. De esta manera, lo primero que se identificó fueron los límites de secuencias sísmicas de depósito regionales. (Figs. 3 y 4):

- La base de la secuencia Terciaria (Formación Méndez).
- Erosión Paleoceno intermedio, que divide la secuencia turbidítica en dos cuerpos. El cuerpo inferior en forma general, es concordante con la superficie de la formación Méndez, lo que indica que estamos en un ambiente distal profundo. El cuerpo superior muestra una disposición geométrica distinta, con terminaciones de tipo downlap, onlap, toplap y truncamientos laterales, lo que indica que estamos en un ambiente más somero y cercano a la fuente de aporte de sedimentos; es decir, su origen corresponde al plegamiento y levantamiento de la Sierra Madre Oriental. Los datos bioestratigráficos no permitieron establecer con certidumbre la edad de este evento y solo se pudo establecer que sucede dentro del Paleoceno.
- Erosión Eoceno Inferior Tardío (?), que corresponde a la cima del cuerpo superior descrito en el párrafo anterior. La bioestratigrafía establece este evento entre el Eoceno Inferior y el Eoceno Medio.

- Cima de la formación Guayabal, Eoceno Medio.
- Erosión Eoceno Superior, base de la formación Tantoyuca.

Fué posible correlacionar estos eventos desde el frente de la Sierra Madre Oriental hasta el pie de la Plataforma de Tuxpan, observándose además, que existieron reactivaciones posteriores de bloques del basamento.

El límite de secuencia más sobresaliente es la superficie de erosión del Eoceno Inferior Tardío (?). Esta erosión forma un canal que se origina en la porción NW del área de estudio (Campo Palo Blanco) y se va profundizando y ensanchando hacia el SE. Este evento va cortando los sedimentos depositados desde el Eoceno Inferior y pone en contacto directo en el extremo Sur, a las rocas cretácicas y jurásicas con la columna Terciaria. El relleno de este cañón es arcilloso hacia la parte norte y centro del canal, pero en la porción sur se depositan en forma basal, cuerpos arenosos que corresponden a los sedimentos retrabajados provenientes de la porción norte, localizadas en el Campo Presidente Miguel Alemán y por arriba de los Campos Remolino y San Andrés (Fig. 5 y 6).

Esta erosión es uno de los procesos principales que regula la distribución de hidrocarburos en el Terciario. Existen diversas trampas estratigráficas (lenticulares, truncamiento lateral, y combinadas con trampas estructurales) asociadas a esta superficie. En la parte norte y centro del canal, la mayoría de los hidrocarburos se localiza por debajo de esta superficie; mientras que en la porción sur, la producción se localiza en las arenas basales que sobreyacen a la erosión.

El mapeo de las facies sísmicas no ha sido posible implementarlo por el momento, debido a la distancia entre líneas sísmicas. Esto significa que las dimensiones promedio de estos rasgos no se distribuye en un radio mayor de 10 Km; sin embargo, ha sido posible identificar facies de tipo paralelo, sigmoidal oblicuo, caótico y monticular.

Por lo que respecta a las conversiones tiempo-profundidad, se han construido varios sismogramas sintéticos y se ha podido establecer que existe una variación lateral en las velocidades de propagación de las ondas acústicas.

Se ha logrado establecer en una primera aproximación, una buena correlación entre las anomalías de amplitud relativa (atributos sísmicos y/o análisis de amplitud contra distancia) y los intervalos potencialmente productores identificados en los registros de pozos.

En la fig. 7, se muestra la línea sísmica 19032 que pasa por los pozos Antares-1, Agua Fría-835D, Xochitepec-1 y Huiscuautla-1A. El primero de los pozos es el descubridor del Campo Agua Fría y el segundo, es el primer pozo del campo que tuvo una producción inicial arriba de los 800 barriles por día. Recordemos que la producción promedio histórica de

Chicontepec había sido hasta este momento de 120 barriles por día. Al revisar este intervalo dentro de los atributos sísmicos (Fig. 8), se observó una anomalía de amplitud muy clara para este nivel.

Con estos antecedentes, se procedió a revisar otras localidades que fueran análogas al Campo Agua Fria. Se han detectado en principio otras tres áreas muy promisorias y como ejemplo, se muestra en la fig. 9 la línea 19034, en el segmento comprendido entre los pozos Tablón-1D y Humapa-1D. El primero de ellos tiene una buena producción acumulada y esto se puede explicar entre otras cosas debido a la calidad de las arenas y a la combinación de trampa estratigráfica y estructural. En el segundo caso, tenemos un pozo en el que solamente se ha probado el nivel más bajo, quedando pendiente de probar un gran número de intervalos sobreyacentes. Al analizar la información se detectaron tres regiones con anomalías de amplitud; la primera, flanqueando la estructura de Tablón y que por el momento no ha sido probada; la segunda, todos los intervalos no probados del pozo Humapa-1D y la tercera región, es una posición intermedia entre ambos pozos (Fig. 10).

Adicionalmente, se realizó una prueba de AVO en este segmento utilizando los atributos de Envoltorio de Amplitud, Relación Pseudo-Poisson y Cross-plots (Figs. 11 y 12). Como resultado, se confirmó la presencia de anomalías de amplitud con impedancias negativas que corresponden a las arenas de Clase III con polaridad negativa. Esto significa que aunque los yacimientos de Chicontepec sean productores de aceite, el gas disuelto que sirve como mecanismo de empuje a los hidrocarburos nos permitiría identificar las zonas de mayor acumulación.

Para terminar, es claro el beneficio que la prospección sísmica está aportando al conocimiento de Chicontepec, con la calidad y cantidad de información adquirida hasta el momento y sin duda alguna, el uso de la sísmica tridimensional en estas áreas de interés, brindará todavía un mayor conocimiento para la caracterización y simulación de los yacimientos.

A pesar de todo, no debemos olvidar el poder de resolución de la sección sísmica es menor al de los registros de pozo. Este primer análisis no pretende ni puede discriminar por el momento, cualquier región dentro del proyecto, ya que existen arenas productoras de poco espesor. Únicamente se debe utilizar como un apoyo en la integración de las diversas disciplinas de las geociencias y la ingeniería, para jerarquizar áreas en donde se establezcan estrategias de explotación a corto, mediano y largo plazo y de esta forma, vencer el reto que nos impone el desarrollo de los yacimientos de Chicontepec.

CONCLUSIONES

- El diseño de los parámetros sísmicos bidimensionales para la adquisición de datos, fue el adecuado para obtener información de buena calidad y poder identificar los rasgos que caracterizan en forma regional, a los yacimientos terciarios dentro del área de Chicontepec.
- Existen varios episodios de erosión y relleno de sedimentos dentro del Paleoceno Eoceno Inferior.
- A partir de la información sísmica regional, se identificó una superficie de erosión que forma un paleocanal de edad Eoceno Inferior Tardío (?).
- Existen diversas trampas estratigráficas acumuladoras de hidrocarburos.
- La bioestratigrafía por el momento, no ha sido un factor determinante para establecer con exactitud los límites de las cimas de formación, por lo que es necesario plantear otro tipo de estrategias en combinación con la sísmica, para la correcta datación de los eventos dentro del intervalo del Paleoceno – Eoceno Inferior.
- Aparentemente, se pueden establecer buenas correlaciones entre los valores de amplitud sísmica y los parámetros petrofísicos.
- Para una descripción detallada de los yacimientos, será necesario el uso de la sísmica tridimensional, ya que de esta manera será posible conocer mejor la distribución espacial de las facies sísmicas y su relación con las propiedades petrofísicas de los distintos intervalos de producción.
- Esta información ayudará a jerarquizar áreas en donde se enfoquen las estrategias para la delimitación, caracterización, desarrollo y explotación de los yacimientos de Chicontepec.

AGRADECIMIENTOS

Se agradece a las autoridades de la Gerencia de Exploración de Petróleos Mexicanos Región Norte, la oportunidad y facilidades otorgadas para la publicación de este documento, sin las cuales no hubiese sido posible realizar este trabajo.

BIBLIOGRAFIA

American Association of Petroleum Geologists, 1986, *Seismic Stratigraphy II, An Integrated Approach*. AAPG Memoir No. 39.

Bitter Mark R., 1993, *Sedimentation and Provenance Of Chicontepec Sandstones with Implications for Uplift of The Sierra Madre Oriental and Tzitzilán Massif, East Central Mexico*. GCSSEPM Foundation 13th Annual Research Conference Proceedings, p. 155-172.

PROSPECCION SISMICA BIDIMENSIONAL EN EL "PALEOCANAL DE CHICONTEPEC"

- Busch Daniel A. and Govella Amado, 1979. *Stratigraphy and Structure of Chicantepec Turbidites. South-Eastern Tampico-Misantla Basin, Mexico.* AAPG Bulletin, Vol. CXII, No. 2, p. 235-246.
- Cantú Chapa Abelardo, 1991, *Las discordancias y Hiatus datados en la estratigrafía del subsuelo de México.* Revista Mexicana del Petróleo , No. 327, p. 32-38.
- Cantú Chapa Abelardo, 1985, *Is there a Chicantepec Paleocanyon in the Paleogene of Eastern Mexico?* Journal of Petroleum Geology, Vol. 8, No. 4 p. 423-434.
- Carrillo Bravo José, 1980. *Paleocañones Terciarios en la Planicie Costera del Golfo de México.* Bol. Asoc. Mex. Geol. Petroleros, Vol. XXXII, No. 1.
- Clark Julian D. and Pickering Kevin T., 1996, *Submarine Channels, Processes and Architecture.* Wallis Press, London.
- Castagna John P. And Swan Herbert W. 1997. *Principles of AVO crossplotting.* The Leading Edge p. 337-342.
- Cuevas Filiberto, 1980, *Exploración petrolera en sedimentos terrígenos.* Foro de Asistencia Recíproca Petrolera Estatal Latino Americano.
- Domínguez Ruiz Jorge, 1998, *Diseño de Pozo para maximizar la explotación del Paleocanal de Chicantepec.* Revista de Ingeniería Petrolera Vol. XXXVIII No. 3.
- Galloway William E., 1998, *Siliciclastic Slope and Base of Slope Depositional Systems. Component Facies, Stratigraphic Architecture and Classification.* AAPG Bulletin, Vol. 82. No. 4, p. 569-595.
- Lafranchi Pierre 1998, *A.V.O. Amplitude versus Offset Processing.* CGG Technical Series No. 593.91.10
- Mitchum Robert M., Sangree John B., Vail Peter and Wormar Walter W. *Recognizing Sequences and Systems Tracts from well logs, seismic data and biostratigraphy. Examples from the Late Cenozoic of the Gulf of Mexico.*
- Müller Bjorn and Van Den Berg Colin 1996. *Color-coded crossplotting of AVO attributes.* The Leading Edge p. 1259-1260
- Parga Macias José Antonio, 1991, *Proyecto Integral desarrollo Paleocanal Chicantepec.* PEMEX, Documento Interno.
- PEMEX-AMOCO, 1995, *Estudio de facies sismicas del Terciario (Paleoceno - Eoceno Inferior).* PEMEX, Documento Interno.
- PEMEX-CMG, 1995, *Estudio Integral para el Desarrollo del Paleocanal de Chicantepec en los campos Coyula, Agua Fría, Corralillo, Escobal, Coapechaca y Tajín.* PEMEX, Documento Interno.
- Rico Saldaña Ulises y Rodríguez Maya Y. Alberto, 1981, *Interpretación de ambientes sedimentarios a través de secciones sísmicas.* Revista de Ingeniería Petrolera.
- Rutherford Steven R. And Williams Robert H. 1989, *Amplitud versus Offset variations in gas sands.* Geophysics Vol. 54 No. 6 P p 80-688.
- Sánchez Ríos Ma. Antonieta y Salmerón Ureña Pedro, 1996, *El Paleogeno en México.* Bol. Asoc. Mex. Geol. Petroleros, Vol. XLV, No. 2., p. 39-57.
- Santiago A. J., Lorca S. R., Madrigal U. L., Martell A. B., Nava L. R., Pineda a. C., Torres R. J., Villalobos L. M., 1984. *Evaluación de Formaciones en México.* Schlumberger.
- Shepard Francis P., 1973, *Submarine Geology.* Harper & Row, Publishers.
- Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, 1988, *Sea Level Changes: an Integrated Approach.* Special Publication, No. 42.
- Torres Estrada Carmen y Aseff Martínez Alejandro, 1994, *Play Chicantepec, Anexo Bioestratigráfico.* PEMEX, Documento Interno.
- Verm Richard and Hilterman Fred 1995, *Lithology color coded seismic sections: The calibration of AVO crossplotting to rock properties.* The Leading Edge p 847-853
- PEMEX, 1994, *Conceptos generales del subsuelo de los Sedimentos Chicantepec.* PEMEX, Documento Interno.

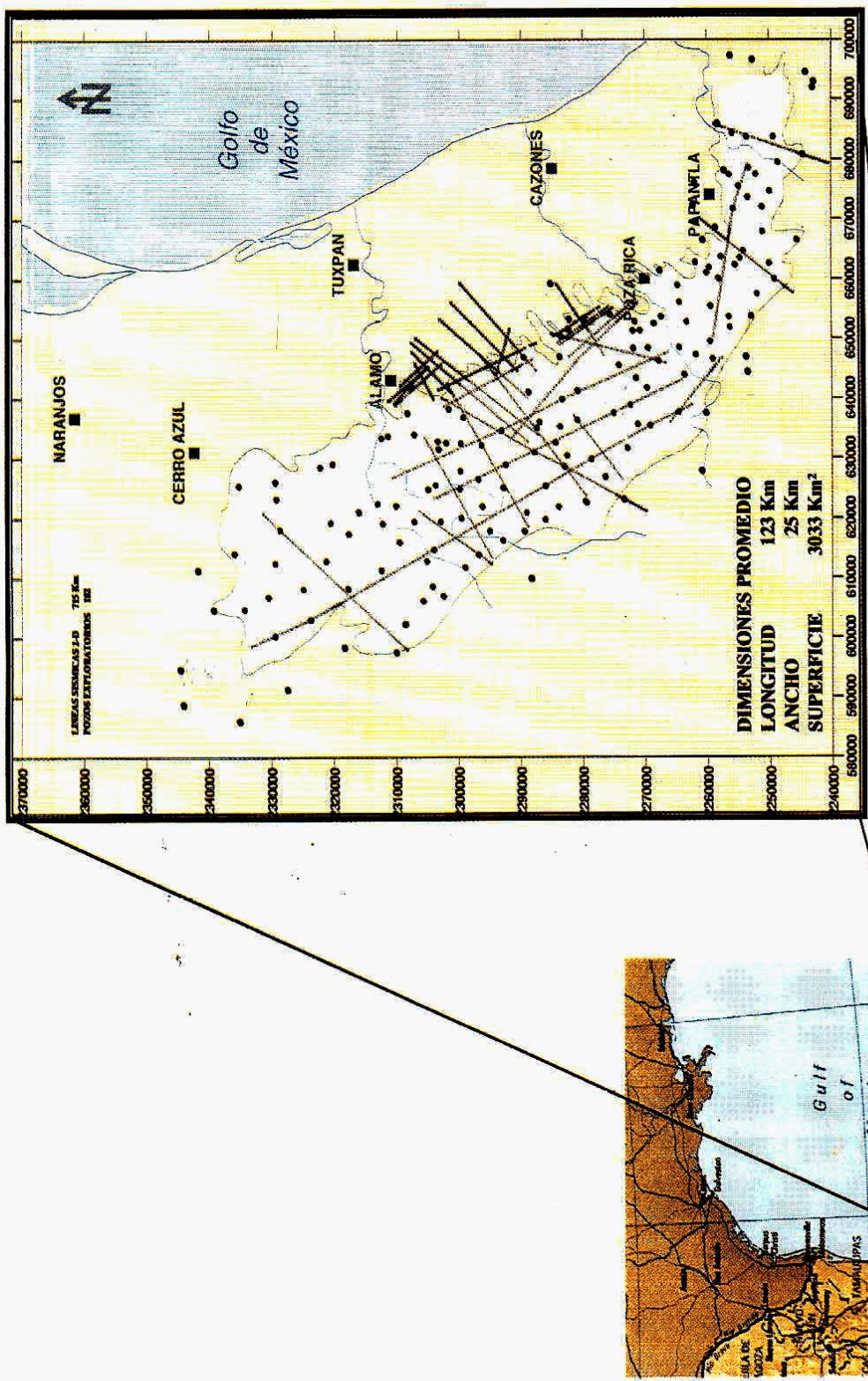


Fig. 1. Plano de Localización e información disponible en el Área.

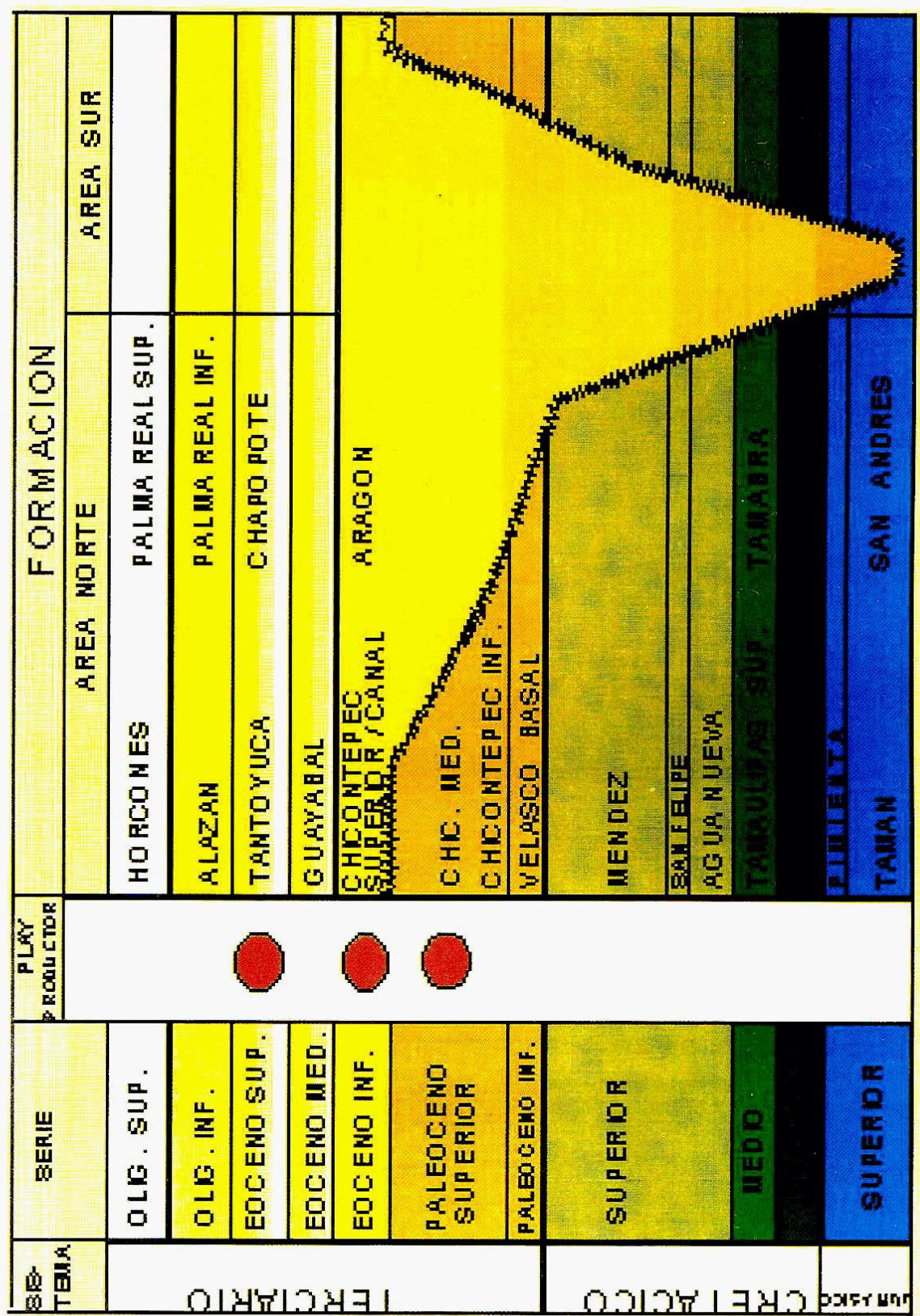


TABLA 1. Columna geológica

F. Cuevas 1980

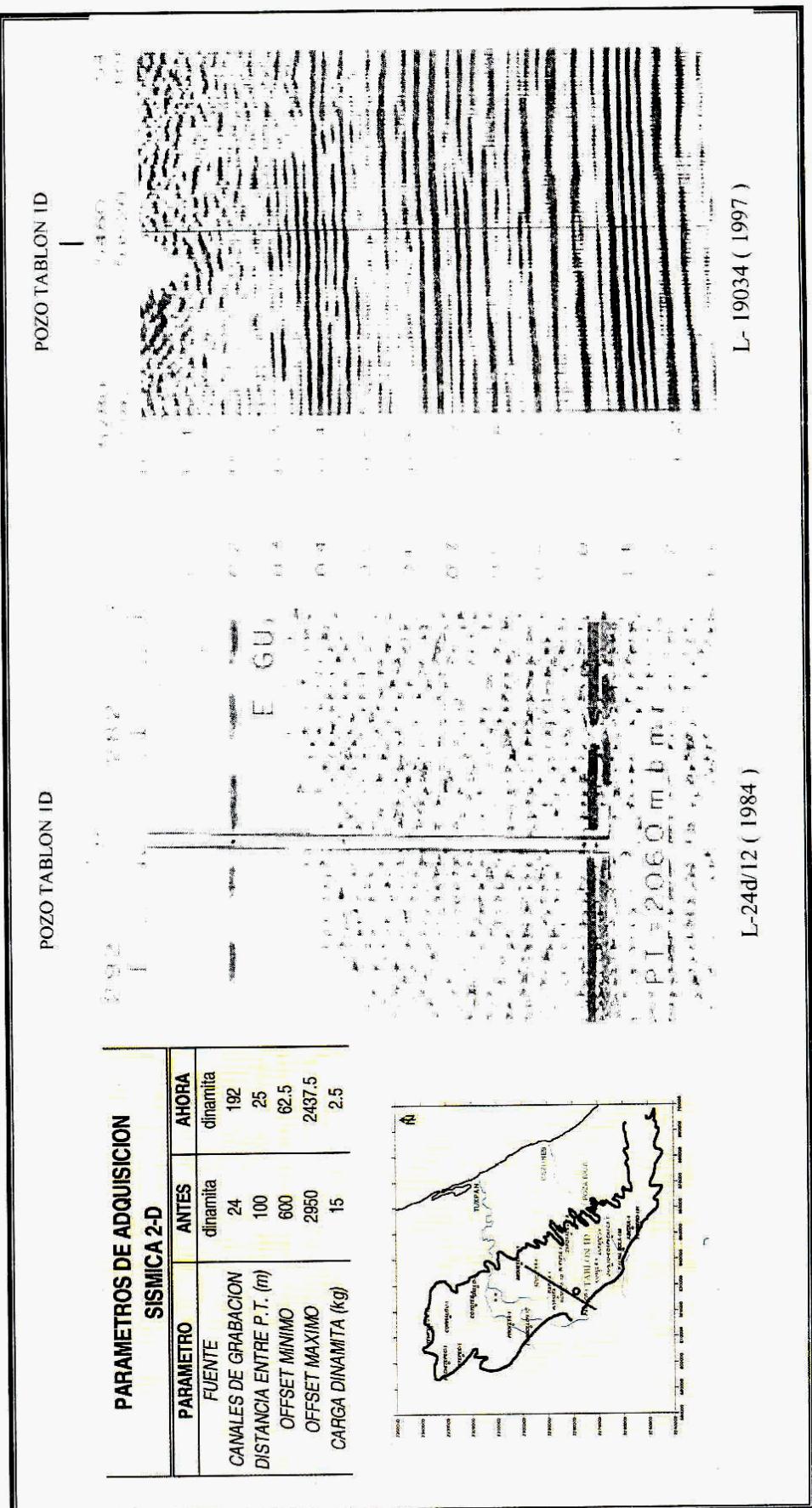
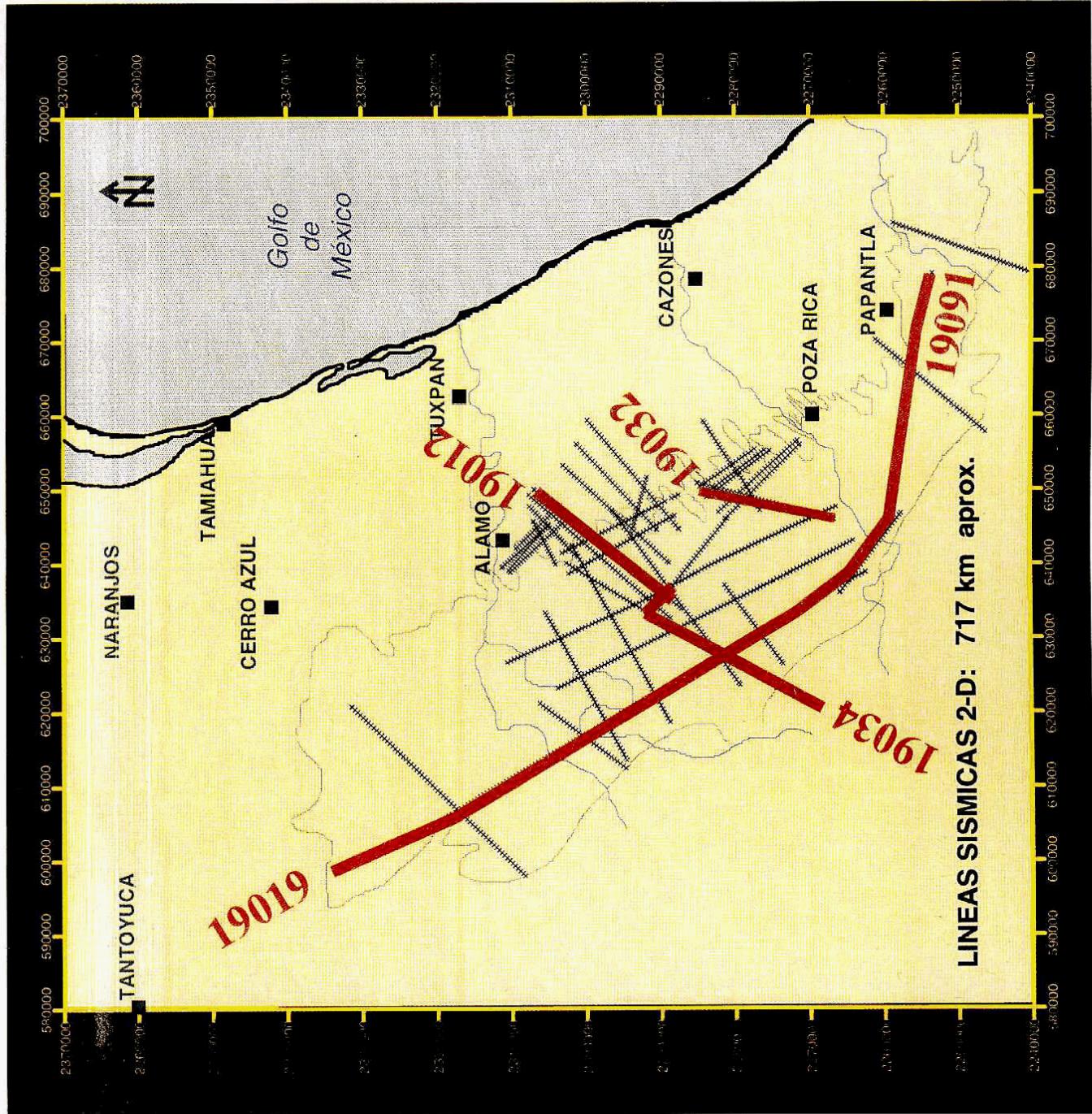


Fig. 2. Calidad de la información sismica



NE →

← SW

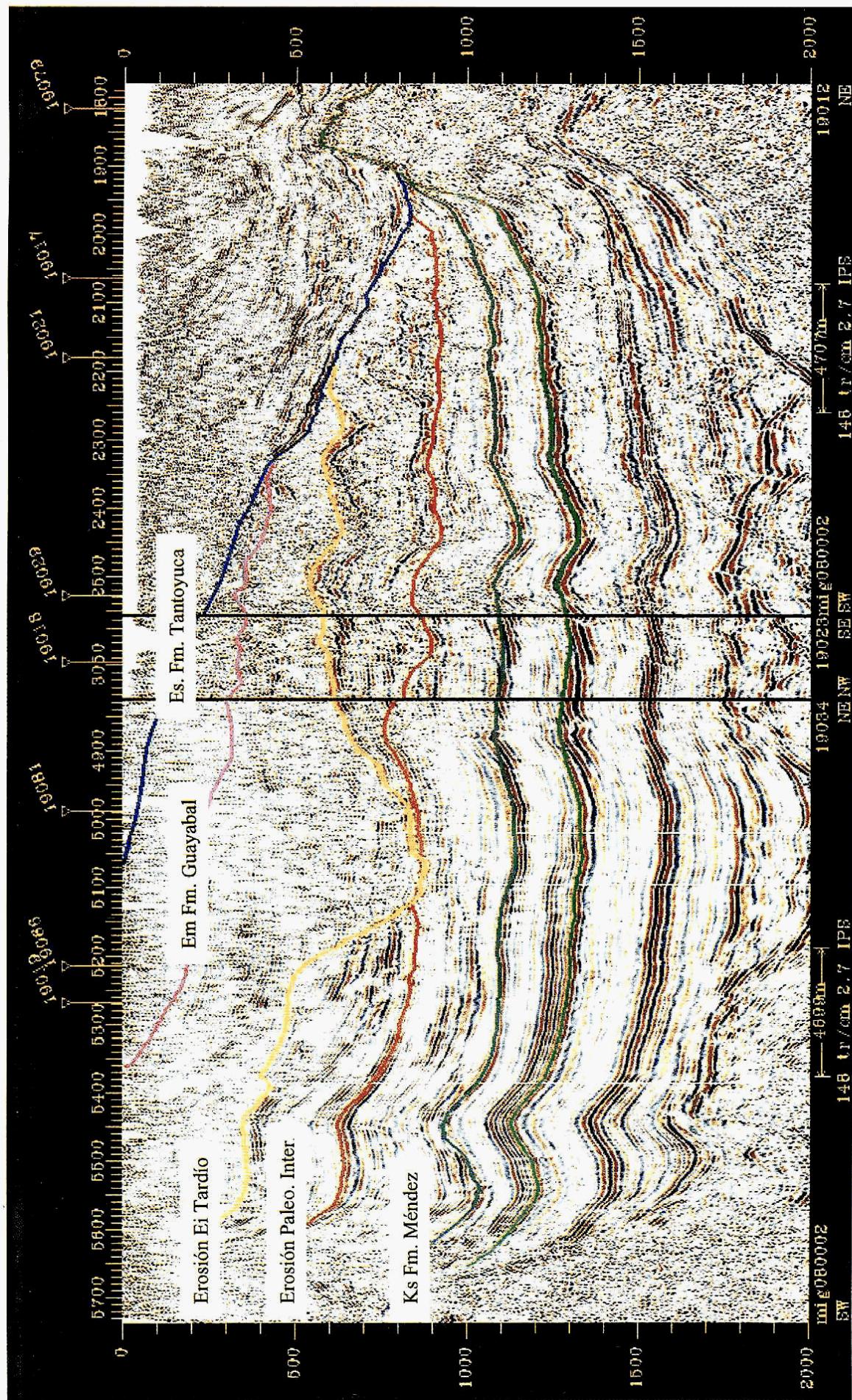


Fig. 4. Límites de secuencias sísmicas regionales
(Línea Compuesta 19034-19012)

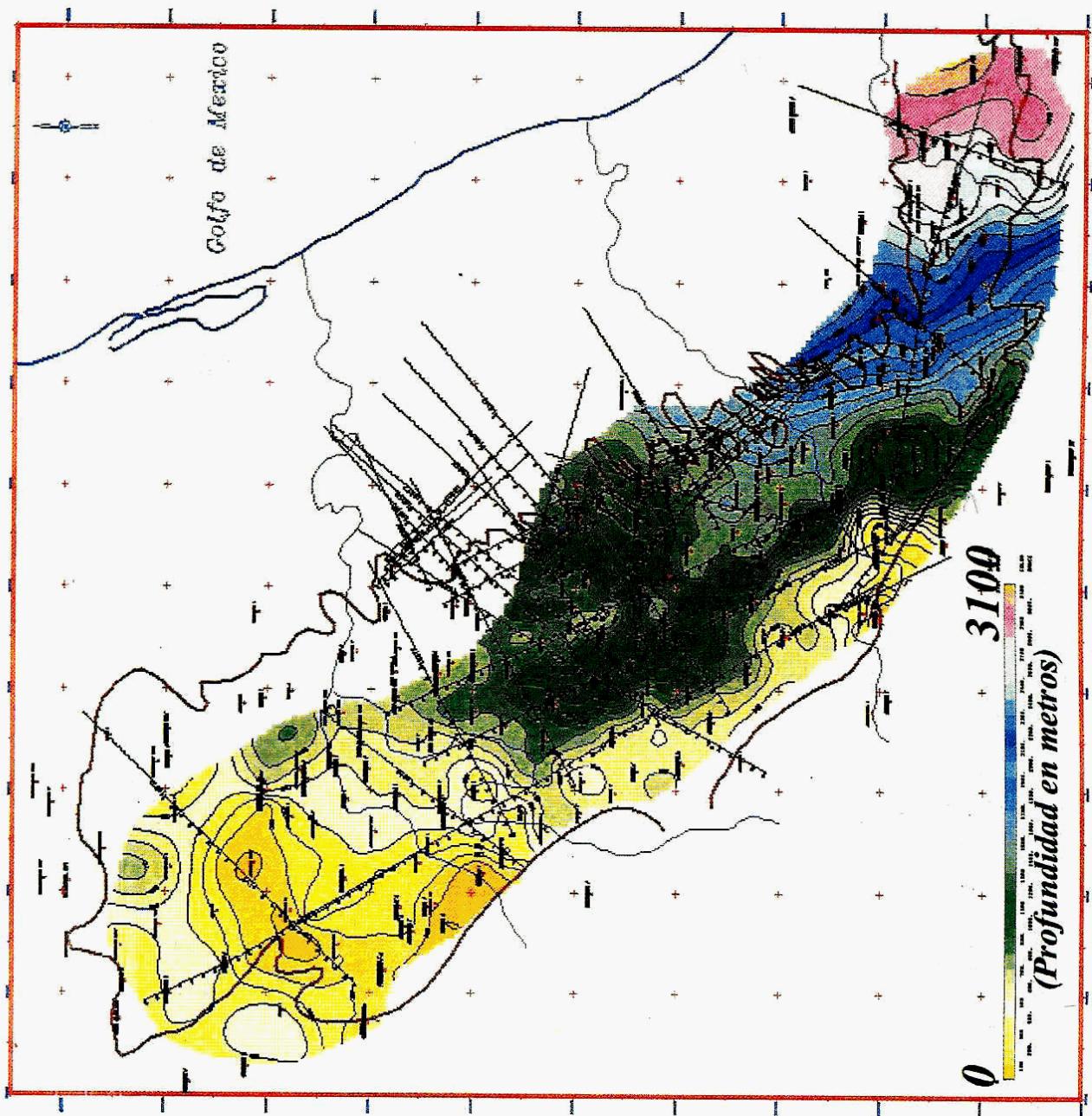


Fig. 5. Configuración de la Erosión Regional Eoceno Inferior Tardío

← NW

SE →

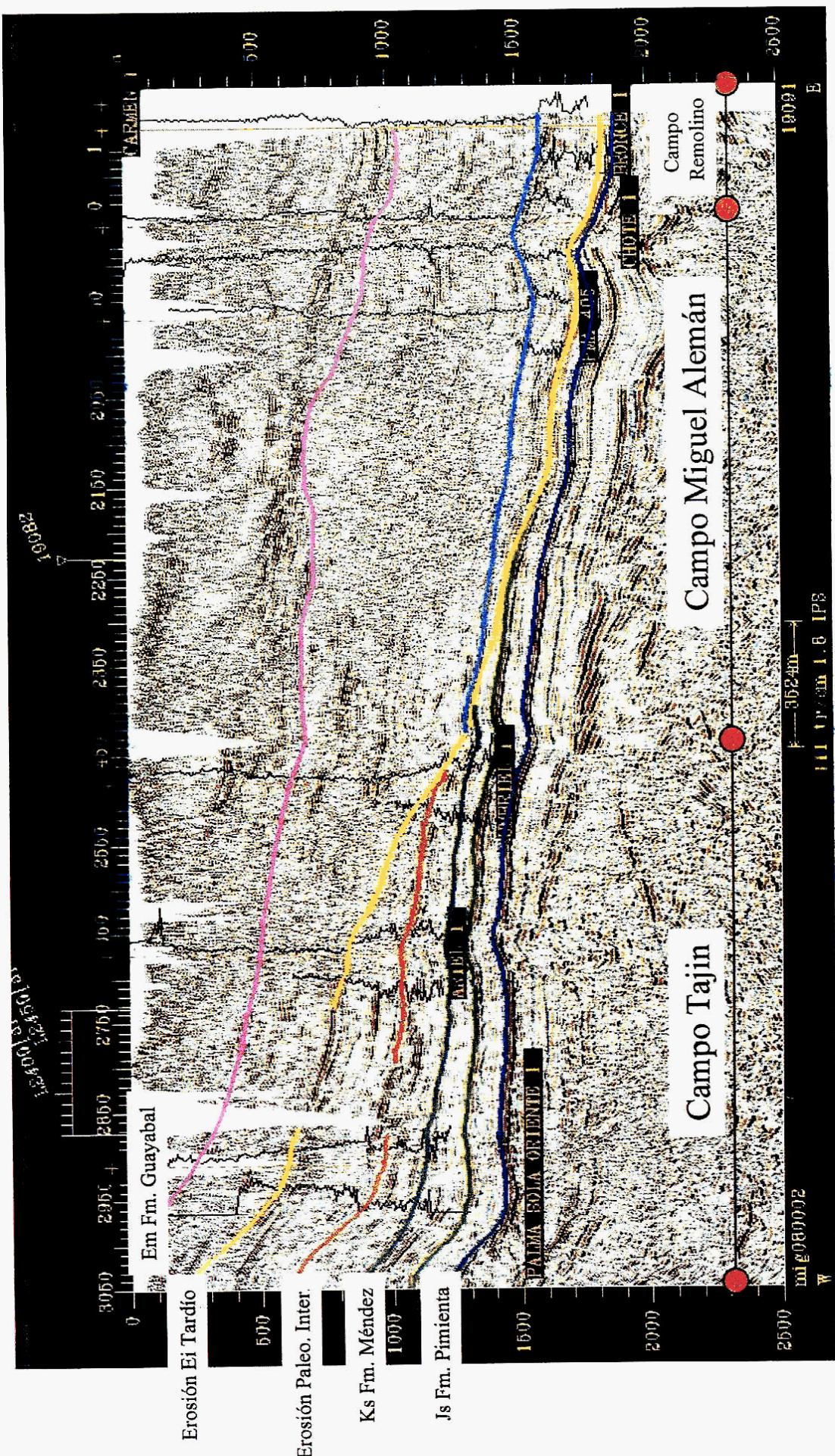


Fig. 6. Efecto de la Erosión Regional y relleno de canal.
(Línea 19091)

NE→

←SW

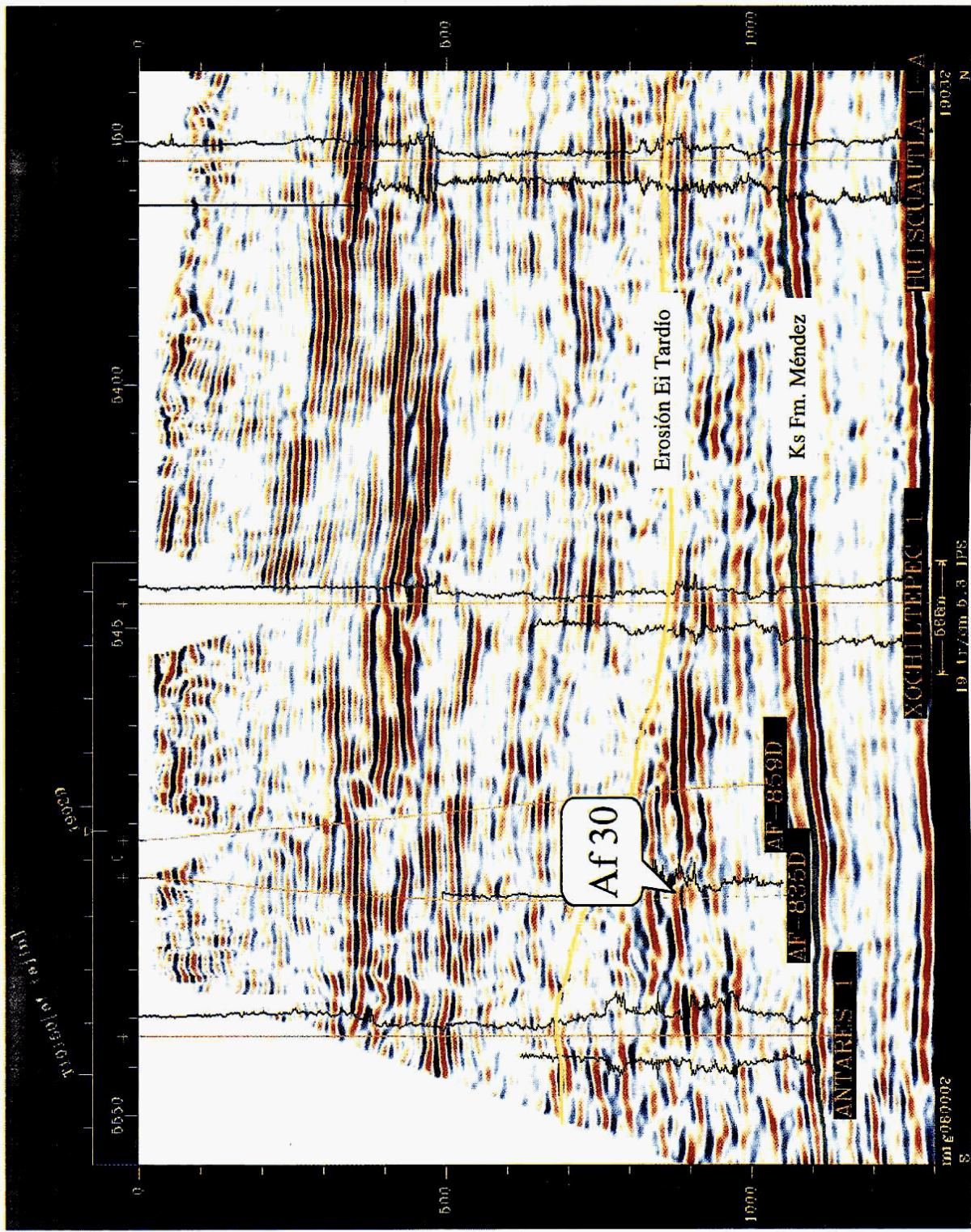


Fig. 7. Campo Agua Fría, intervalo productor AF 30
(Línea 19032)

← SW

NE →

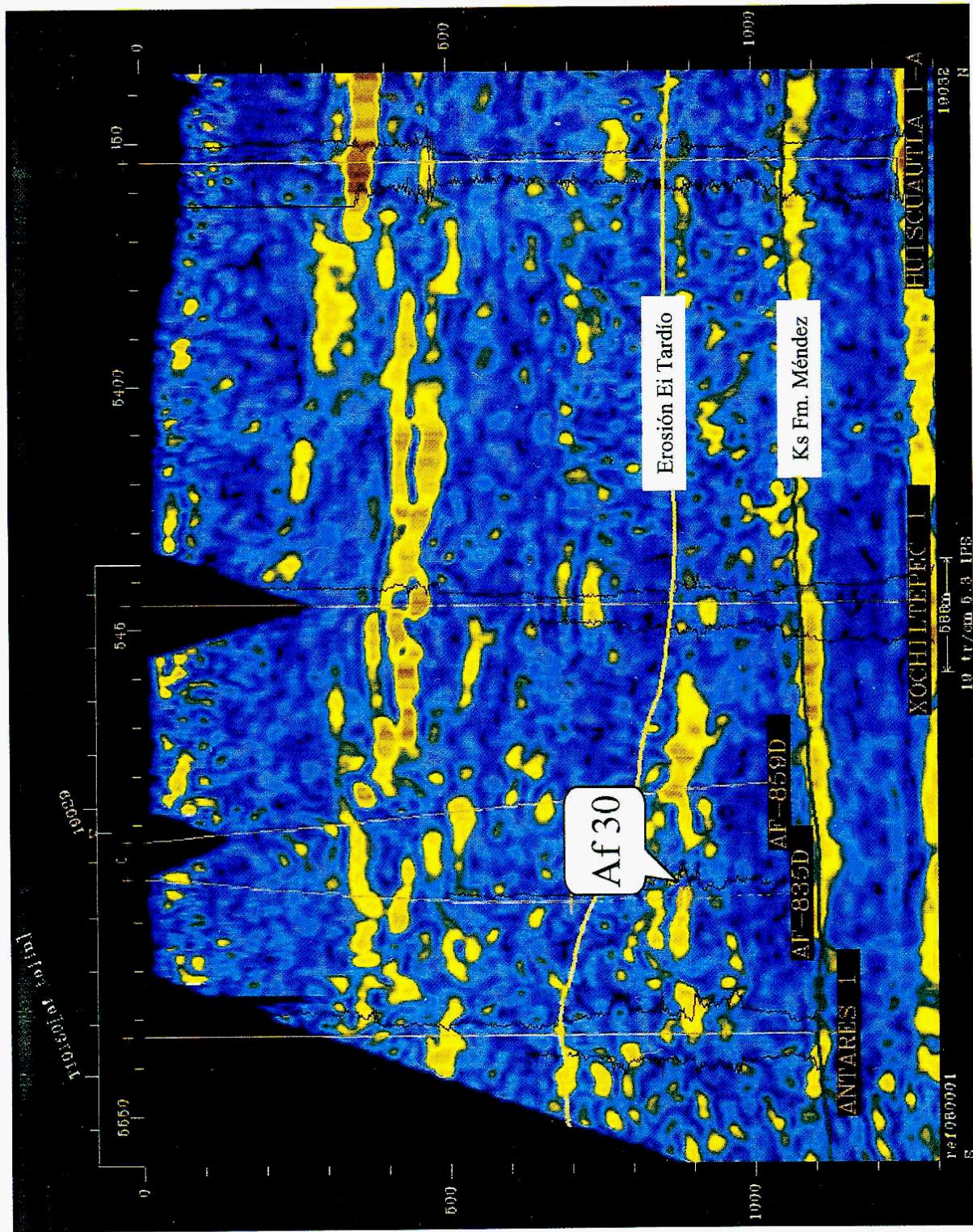


Fig. 8. Campo Agua Fría, intervalo productor AF 30, atributo sísmico: Reflection Strength (Línea 19032)

NE →

← SW

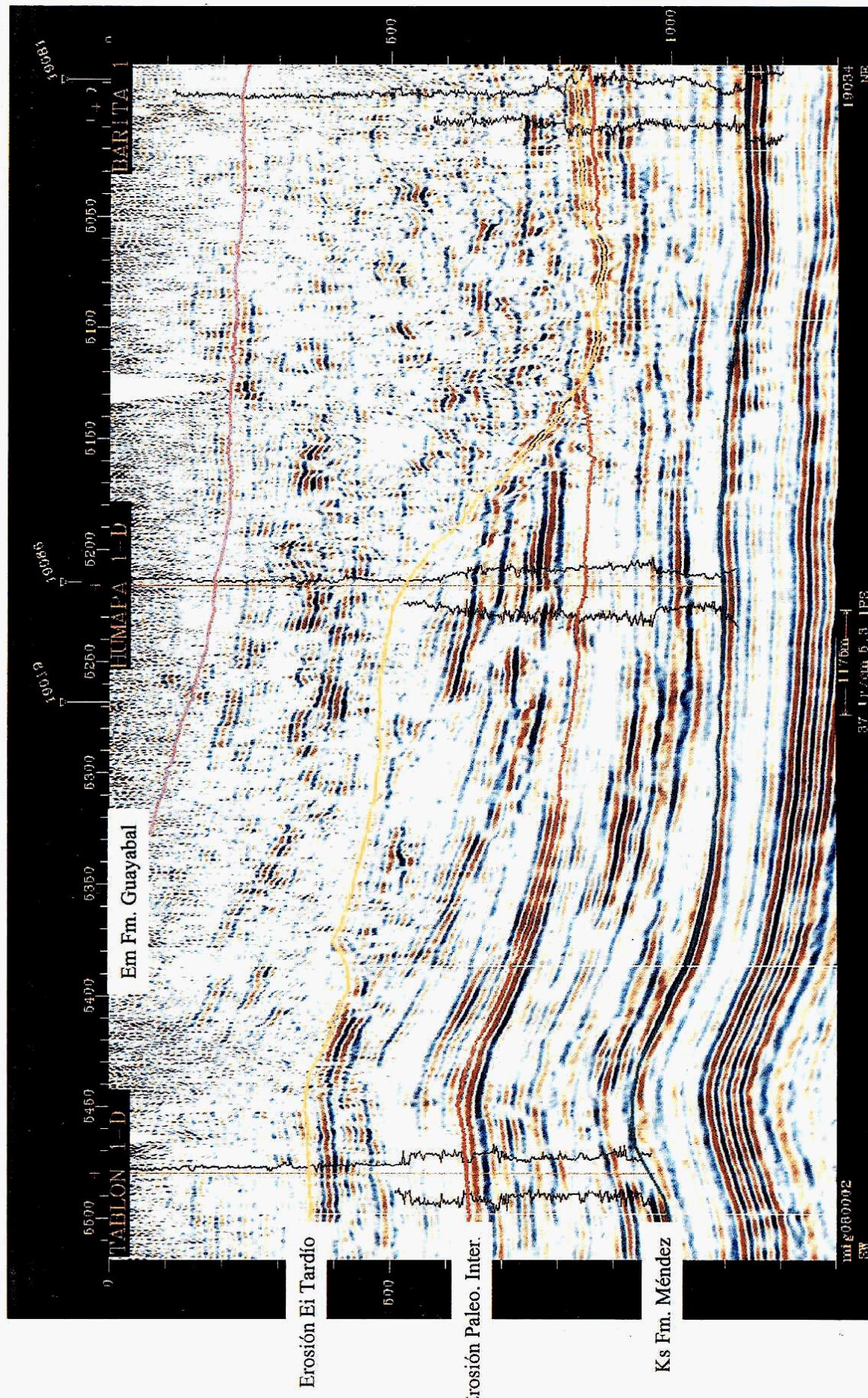


Fig. 9. Área de Oportunidad Tablón-Humapa
(Línea 19034)

← SW

NE →

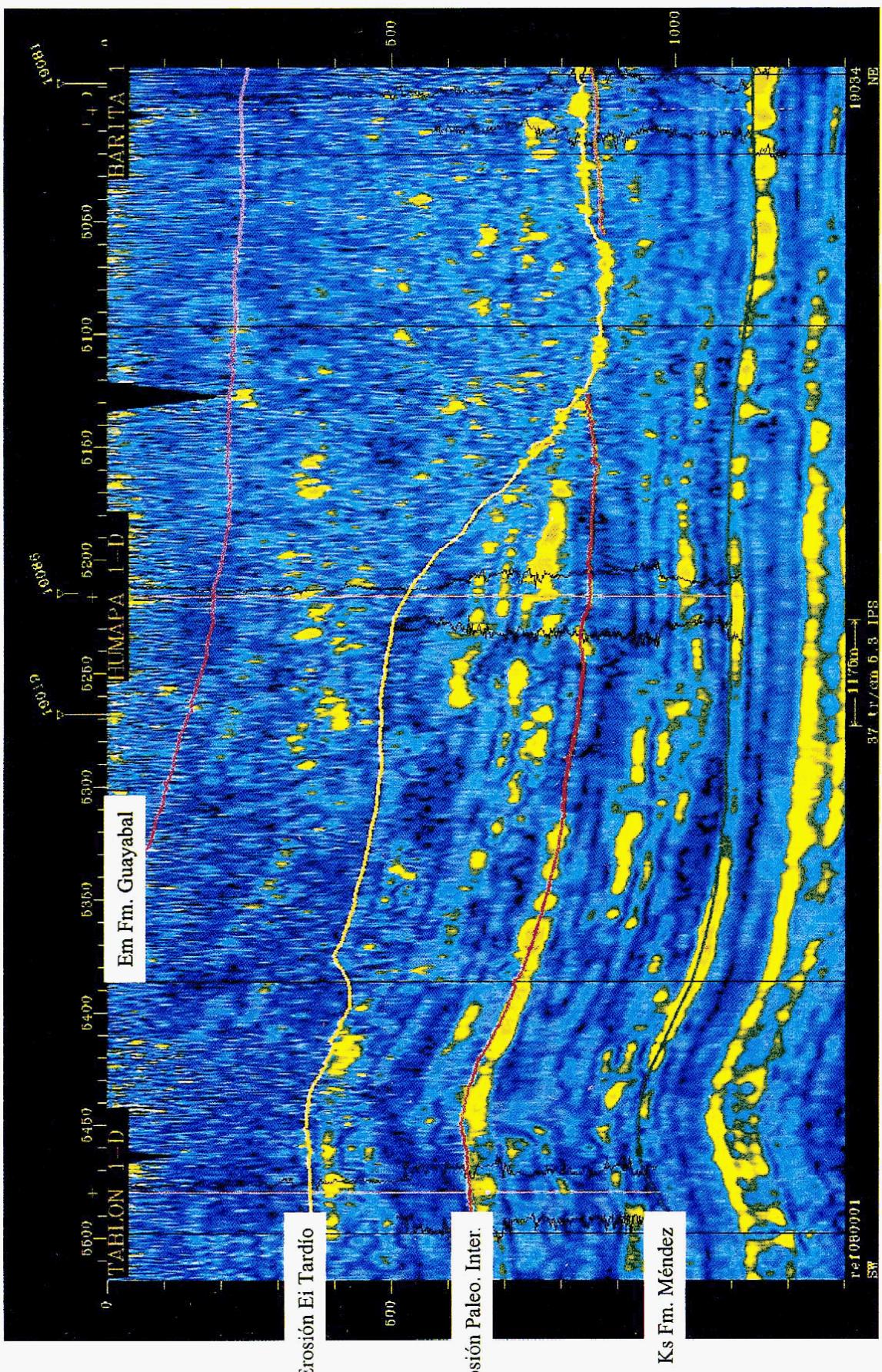


Fig. 10. Área de Oportunidad Tablón-Humapa, atributo sísmico: Reflection Strength
(Línea 19034)

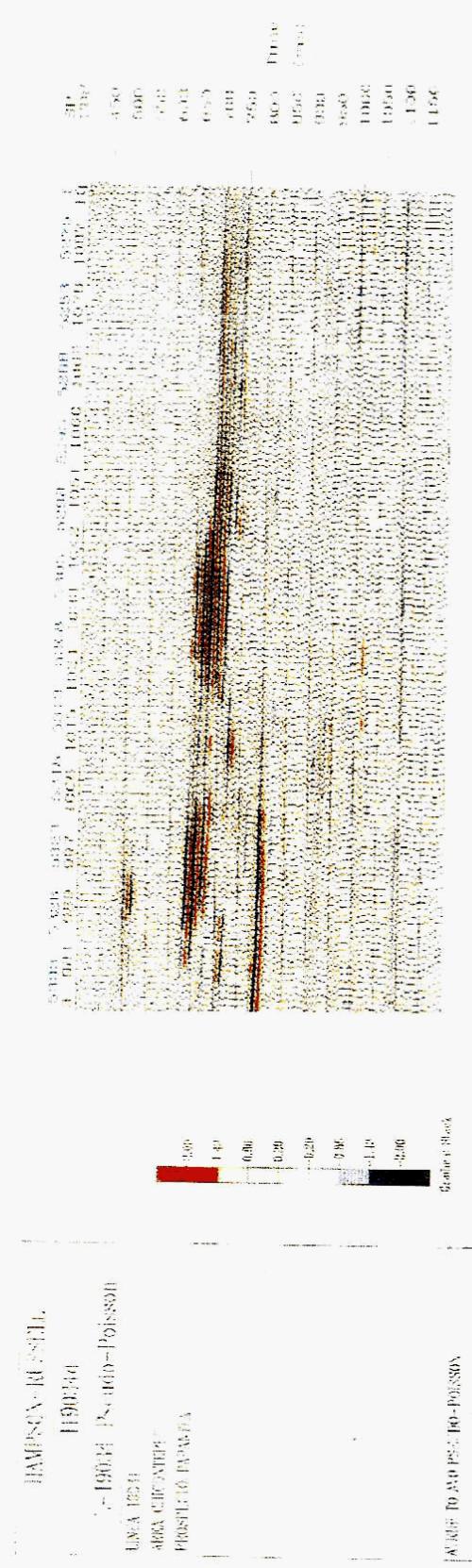
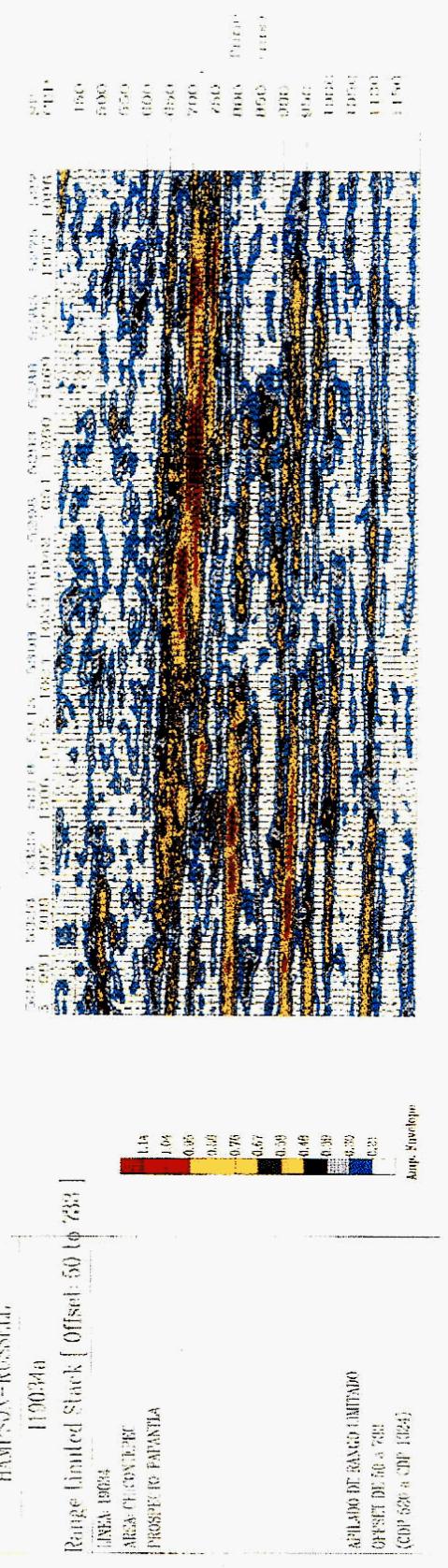


Fig. 11. Área de Oportunidad Tablón-Humapa, AVO: Envoltorio de Amplitud y Pseudo-Poisson
(Línea 19034)

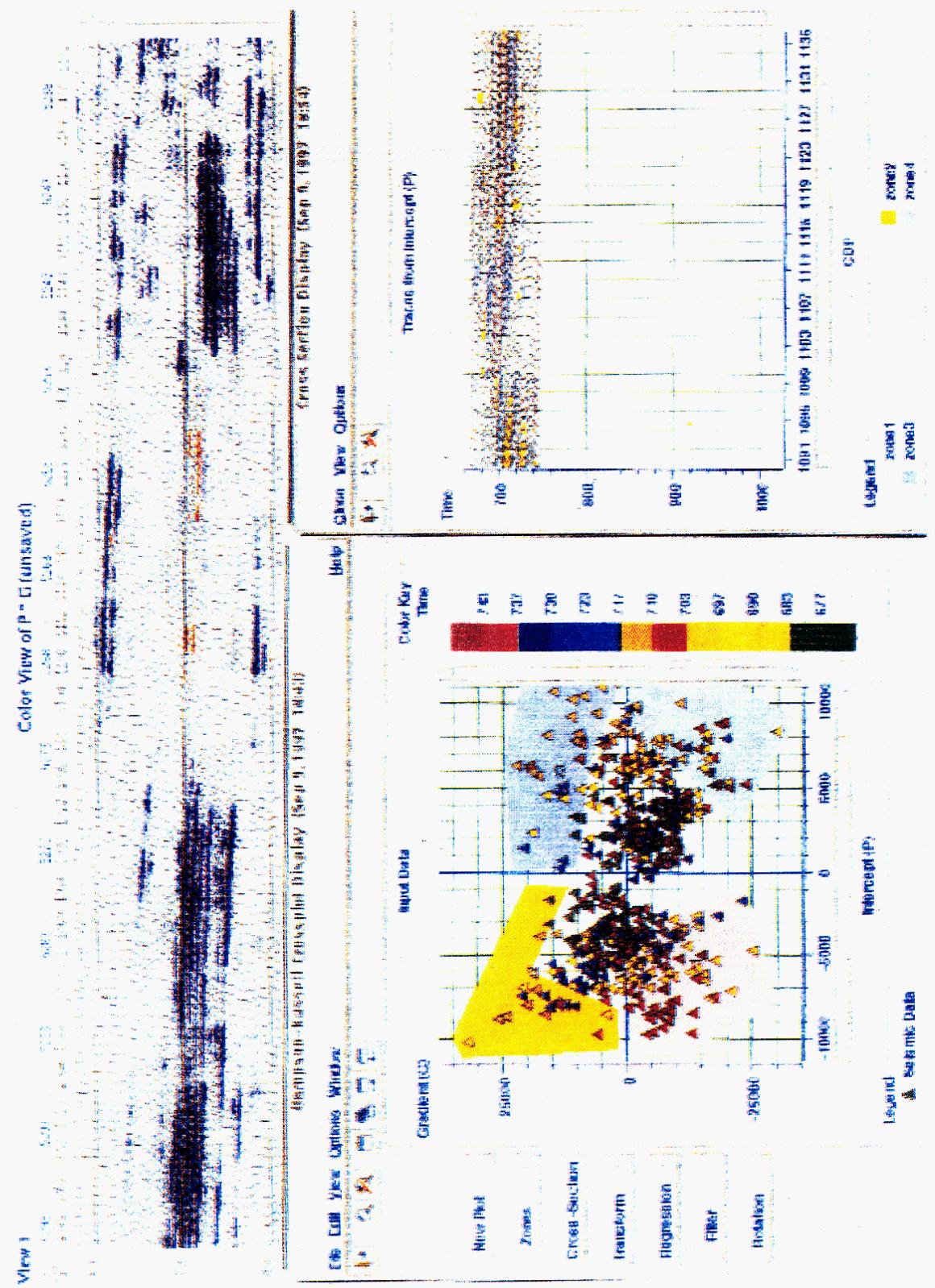


Fig. 12. Área de Oportunidad Tablón-Humapa, AVO: Crossplot con respuesta de arena Clase III (Línea 19034)

Facies Sísmicas, una Herramienta en la Caracterización de Yacimientos.

José Luis Arroyo Franco, Proyecto Integral Cuenca de Burgos, Reynosa, Tamaulipas, México.

RESUMEN

Desde hace algunos años, el estudio de las facies sísmicas ha sido utilizado para interpretar, a partir de datos sísmicos, patrones o rasgos estratigráficos, ya que existe una relación estrecha entre los cambios en la forma de la traza sísmica y las características físicas de las rocas. Sin embargo, la identificación y mapeo de las facies sísmicas era el resultado de un proceso de reconocimiento visual de patrones de reflexión, así como de clasificarlos dentro de grupos descriptivos, tales como: continuos, discontinuos, paralelos, oblicuos, etc.; dicho proceso, como es de suponerse, era lento y adolecía de objetividad, ya que dependía de la apreciación de un interprete a otro.

Actualmente, el proceso para elaborar mapas de facies sísmicas ha cambiado radicalmente, debido principalmente al desarrollo de algoritmos y programas que permiten realizar análisis de facies sísmicas de una manera objetiva, rápida y a un gran volumen de datos.

El presente trabajo, consiste en explicar el desarrollo del análisis de facies sísmicas, utilizando el software STRATIMAGICTM y datos tridimensionales, para las arenas productoras FS-14 y FS-16, de la Formación Frío No Marino, del campo Monterrey, que se encuentra ubicado en la franja del Oligoceno de la Cuenca Terciaria de Burgos, así como de otros horizontes dentro de la misma formación y la relación existente entre los rasgos estratigráficos cartografiados y las zonas con mayor índice de producción.

La idea de generar mapas de facies sísmicas, basados en la forma de las trazas sísmicas, proviene del supuesto de que los cambios en la forma de las trazas están relacionados con las propiedades físicas de las rocas, de tal manera que rocas en áreas de igual facies sísmicas corresponden a tipos de rocas similares.

UBICACIÓN

El campo Monterrey se localiza en la porción Noroeste del estado de Tamaulipas, México; aproximadamente a 30 km. Al Sur de la Ciudad de Reynosa. Geológicamente, se ubica en la Cuenca de Burgos, dentro de la franja del Oligoceno (fig. 1).

ANTECEDENTES

El campo se descubrió en el año de 1950, con la perforación del pozo Monterrey-1, quedando productor en dos cuerpos arenosos de la formación Frío Marino. Actualmente se han perforado 78 pozos, que producen en las formaciones: Frío No Marino, Frío Marino y Vickshburg del Oligoceno. El campo es productor de gas y condensado en trampas combinadas, cuyas profundidades oscilan entre los 1700m. a 2400m. La mayor producción de gas, proviene principalmente de las arenas FS-14, FS-16, FS-18 y FS-19 de la Formación Frío No Marino, cuyos espesores varían desde 2 hasta 30 m y sus porosidades de 12% al 22%.

MARCO GEOLÓGICO

En la Cuenca de Burgos se depositó una potente secuencia siliciclastica con edades que varían del Paleoceno al Reciente. Estos sedimentos arcillo-arenosos se depositaron sobre una extensa plataforma de lenta subsidencia. Los depósitos superpuestos y progradantes se efectuaron en períodos alternantes de extensas regresiones y transgresiones restringidas, originándose la migración sucesiva de las líneas de costa hacia la cuenca, formándose un marco regresivo regional hacia el oriente. Cada uno de los ciclos deposicionales constituyen un evento sedimentario independiente, cuya formación y distribución

dependió del movimiento, transgresivo o regresivo, que lo originó, controlando estos, el tipo de sedimentos, las características de sedimentación y los ambientes de depósito.

Los principales ambientes de depósito conocidos para la Formación Vicksburg son: deltáico, prodeltáico y de aguas profundas; para Frío: fluvial, deltáico y prodeltáico.

En la Cuenca Terciaria de Burgos se ha identificado un sistema de fallamiento normal-gravitacional. La mayoría de las trazas de las fallas son longitudinales y sensiblemente paralelas entre sí, con una orientación predominante NNW-SSE. En términos generales las fallas se presentan escalonadas hacia el oriente; sin embargo existen fallas con caída al poniente, en sentido contrario al echado regional, denominadas "antitéticas", las cuales están asociadas al movimiento de las grandes fallas gravitacionales, que por su desplazamiento originan un movimiento contrario de compensación. El marco estructural predominante es postdepositacional, sin embargo se han identificado fallas de crecimiento contemporáneas a los distintos eventos sedimentarios.

OBJETIVO

Cartografiar e interpretar patrones o rasgos estratigráficos a partir del análisis de facies sísmicas en datos tridimensionales para las arenas FS-14 y FS-16 de la Formación Frío No Marino del campo Monterrey. Así como, establecer la relación existente entre los patrones estratigráficos cartografiados y las zonas productoras.

METODOLOGÍA

En el campo Monterrey se levantó un estudio sísmico 3D, que cubre una superficie de 190 Km². La interpretación e integración de la información geológica, geofísica y de ingeniería se realizó con el sistema TIGRESSTM. Lo anterior, permitió elaborar dos mapas estructurales (SB-26.5 y MFS-29) dentro de la Formación Frío, así como 4 planos estructurales de las arenas FS-14, FS-16, FS-18 y FS-19. De igual manera se realizaron dos mapas estructurales dentro de la Formación Vicksburg.

El estilo estructural del campo, se caracteriza por una estructura ligeramente alargada con orientación principal NNW-SSE, cuyo eje, ha profundidad, se desplaza hacia el oriente. Esta estructura se encuentra afectada por una falla principal de crecimiento, con caída hacia el oriente, cuyo

plano de deslizamiento tiende a horizontalizarse a profundidad. Existen, también, varias fallas listricas, más jóvenes, hacia el Este de la falla principal, las cuales están relacionadas con los ciclos de sedimentación y la subsidencia ocurrida durante el tiempo Vicksburg y Frío, así como fallas secundarias "antitéticas". Lo anterior da como resultado que el campo Monterrey se encuentre conformado por una serie de bloques alargados y subparallelos, de extensión regional y escalonados hacia el oriente (fig. 2).

El análisis de facies sísmicas se realizó con el software STRATIMAGICTM. La tecnología de este programa se basa en el concepto de "neural network", la cual permite clasificar las formas de las trazas sísmicas en un intervalo de tiempo, previamente establecido, paralelo a un horizonte interpretado. Este proceso consta de dos etapas principales. La primera de ellas radica en generar un modelo de trazas sintéticas que presenta el mejor ajuste a la diversidad de las formas de las trazas sísmicas en el intervalo analizado, para posteriormente organizarlas en series progresivas. En la segunda etapa, la forma de cada traza, del intervalo, es comparada nuevamente con las trazas del modelo sintético, asignando el número correspondiente de la traza sintética de mejor correlación (fig. 3). El mapa resultante del proceso anterior, muestra patrones de las variaciones de las trazas sísmicas, en un código de colores, que pueden ser interpretados en términos geológicos. A este plano se le denomina "mapa de facies sísmicas".

La estrategia para el análisis de las facies sísmicas, consistió primeramente en importar la interpretación sísmica del sistema TIGRESSTM a STRATIMAGICTM. Una vez cargada la información en STRATIMAGICTM, se generó un sub-cubo sísmico en un intervalo de tiempo que incluyera los objetivos, con el objeto de manejar rápidamente la información. Con lo anterior se procedió a analizar "time slice" y "horizonte slice" (cortes en tiempo paralelos a un horizonte) cada 4 ms., con la finalidad de detectar rasgos o patrones geológicos cercanos a los horizontes objetivos y poder determinar los intervalos de tiempo para el análisis de las facies sísmicas. A partir de dicho análisis se determinaron los intervalos de tiempo de 75 ms (fig. 4) y 60 ms, que representan aproximadamente 120 m. y 80 m. respectivamente y que incluyen las arenas objetivo de la Formación Frío. Dentro de estos intervalos de tiempo se realizó el análisis de facies sísmicas, obteniéndose tres mapas de facies sísmicas. Los resultados obtenidos fueron integrados y calibrados con datos de pozos y producción.

RESULTADOS OBTENIDOS

Stratimagic user guide, 1997, CGG petrosystems.

Los mapas de facies sísmicas interpretados para las arenas FS-14 y FS-16 de la Formación Frío No Marino (fig. 5), muestran patrones estratigráficos que fueron interpretados como canales, barras de meandro, zonas de desborde (crevasse splay) y planicies de inundación. La integración de la información de pozos y producción con los resultados del análisis de facies sísmicas, muestra una estrecha relación entre los pozos con mayor índice de productividad y los canales y barras de meandros interpretados. Esta misma relación se observa entre los pozos no productivos y las llanuras de inundación (fig. 6). En los intervalos más someros, se puede apreciar claramente la delimitación de canales, así como meandros abandonados (figs. 6 y 7).

CONCLUSIONES

El software utilizado para el análisis de las facies sísmicas, permite obtener resultados en una etapa temprana de la interpretación, de manera rápida, objetiva y a un gran volumen de datos. Con lo anterior, es posible reorientar con oportunidad la búsqueda de yacimientos hacia objetivos específicos de menor riesgo.

La elaboración de mapas de facies sísmicas es una herramienta poderosa para la caracterización de yacimientos; ya que al integrar y calibrar los resultados obtenidos del análisis de facies sísmicas con la información de pozos y producción es posible conocer con mayor grado de certidumbre la geometría y distribución areal de los yacimientos; y por lo tanto ubicar localizaciones de desarrollo en zonas que presenten mayores probabilidades de éxito.

REFERENCIAS

Donald C. Swanson, 1997, Guía para el análisis de los ambientes de las facies clásticas.

Equipo Monterrey, 1998, Estudio de caracterización Integral del Campo Monterrey, PEP.

Equipo Monterrey, 1998, Monografía del Campo Monterrey, PEP.

Kevin Gurney, 1997, An introduction to Neural Networks, University College London.

Robert E. Sheriff, 1980, Seismic Stratigraphy.

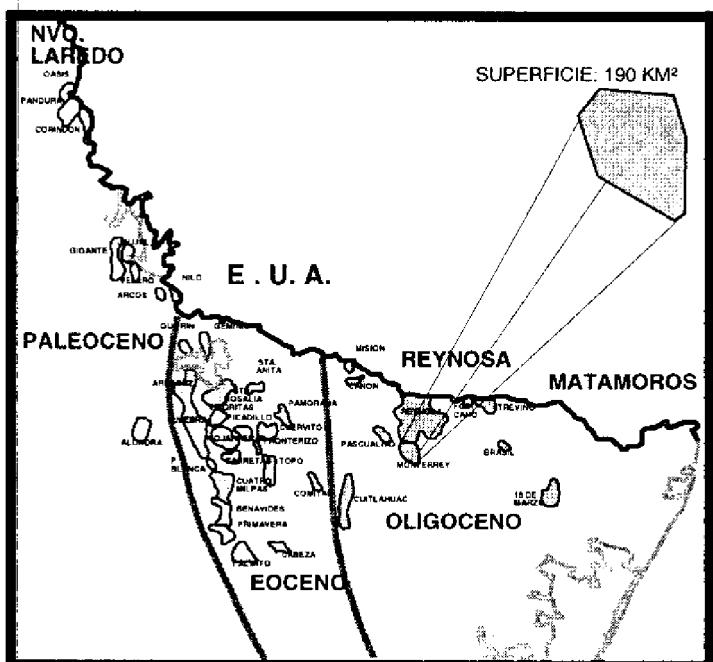


Fig. 1 Ubicación del campo Monterrey

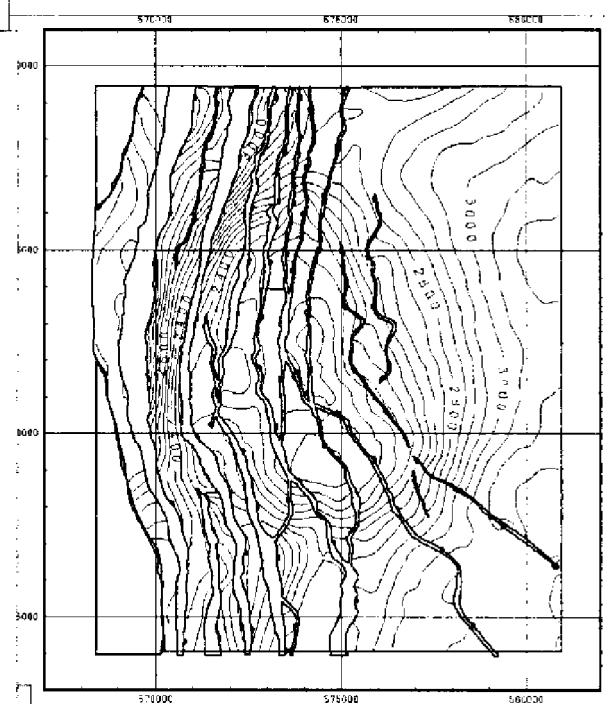


FIG. 2 Configuración estructural en profundidad
(horizonte dentro de Vicksburg)

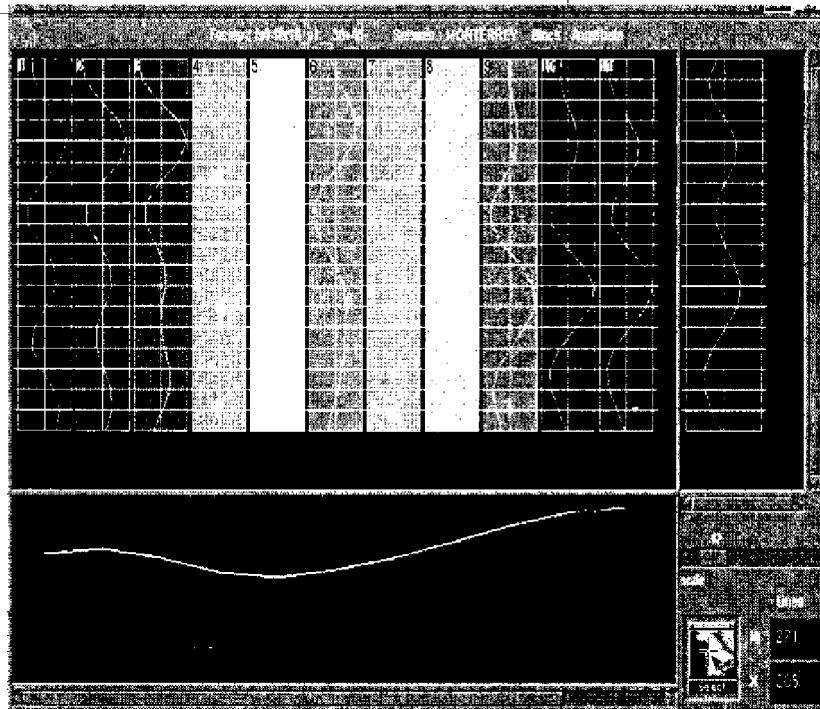


Fig. 3 Clasificación de 11 trazas sintéticas representativas de la totalidad de las trazas sísmicas en el intervalo de 75 ms.

JOSÉ LUIS ARROYO FRANCO

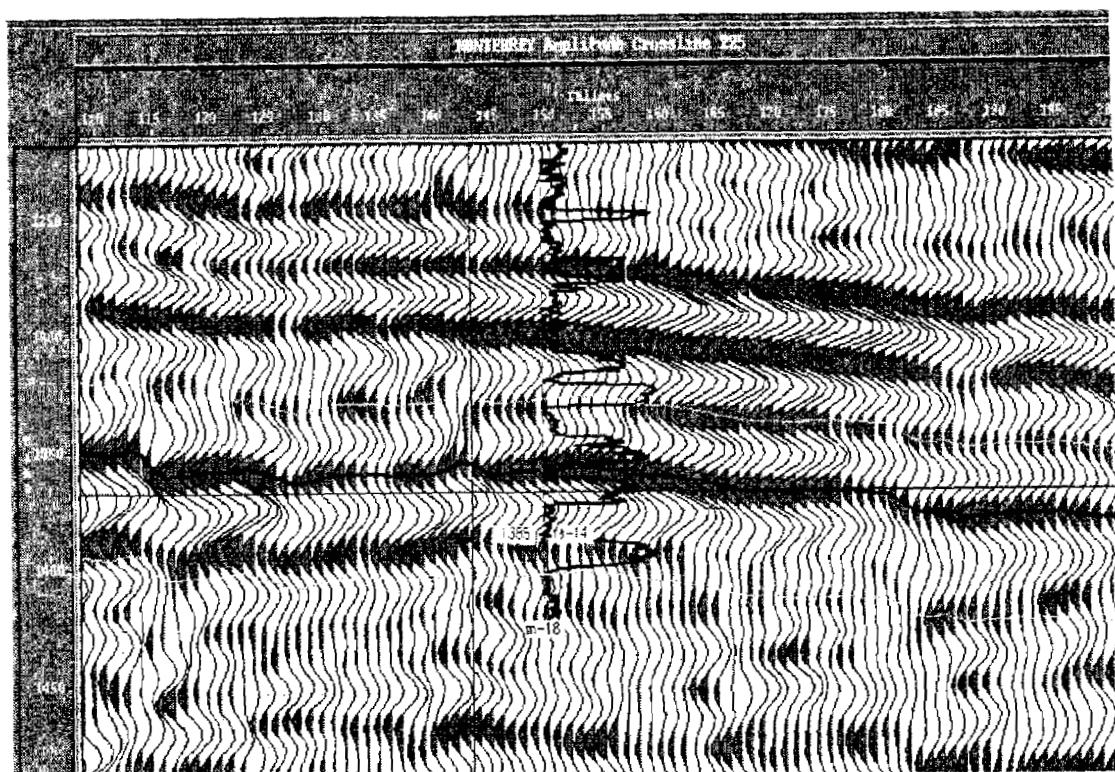


FIG. 4a En la figura superior se muestra la crossline número 220 con el horizonte interpretado en color magenta, el intervalo de 75 ms en color verde, la ubicación del pozo Monterrey 18 , el registro SP y la cima de la formación Fs-14.

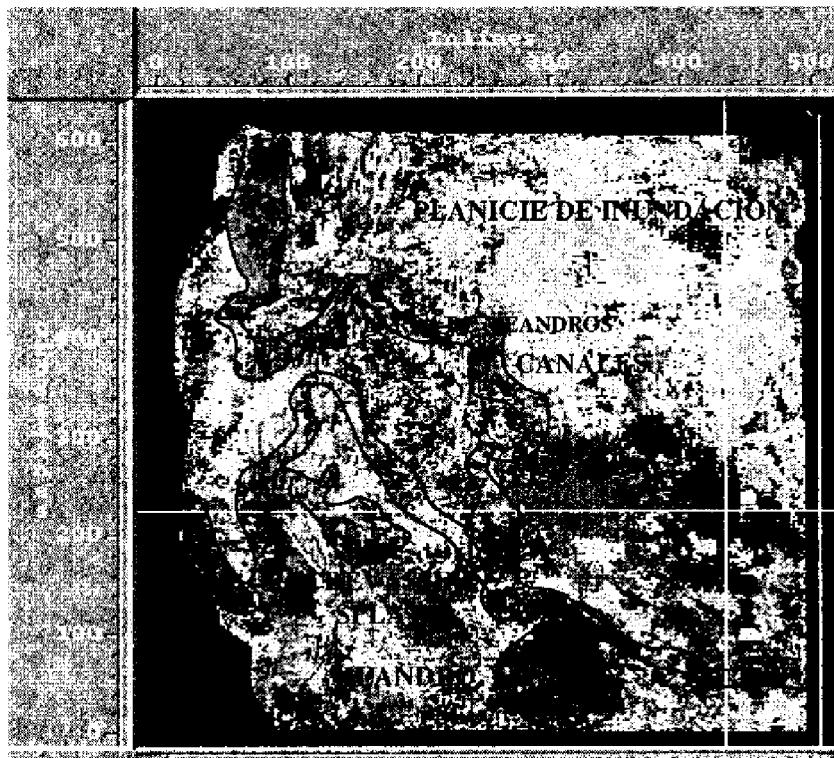


FIG. 5 Plano de facies sísmicas para las arenas Fs-14 y Fs16, mostrando canales, meandros, zonas de desborde (crevasse splay) y planicie de inundación.

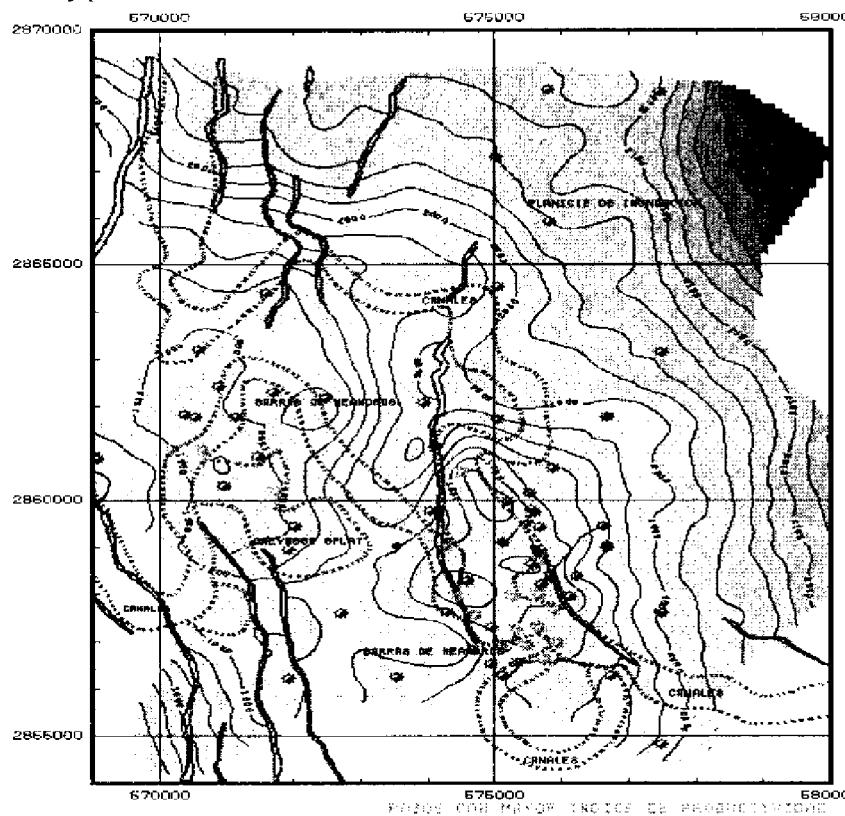


FIG. 7 Plano integrado, mostrando la interpretación estructural para las arenas Fs-14 y Fs-16, la interpretación de facies sísmicas en línea punteada y pozos con mayor índice de productividad en color verde.

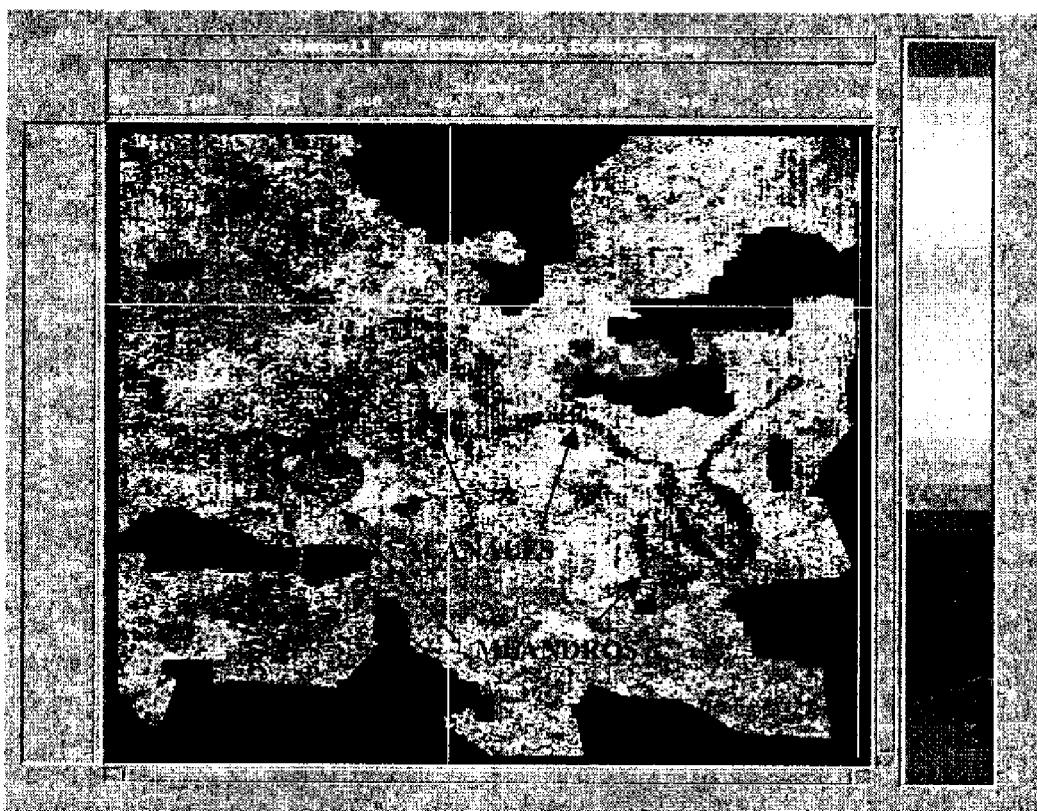


FIG. 7 Plano de facies símicas, mostrando la delimitación de canales y meandros, dentro de la formación Frío No Marino.

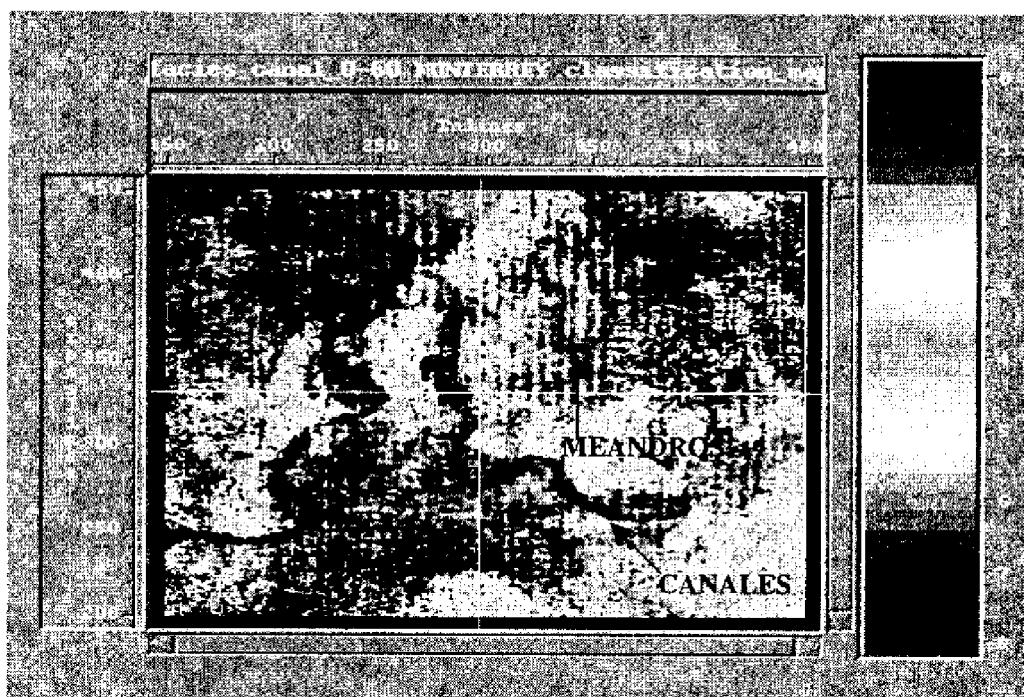


FIG. 8 Plano de facies símicas, mostrando la delimitación de un canales y meandros abandonados, dentro de la formación Frío No Marino.

La Normalización y Correlación Multipozo Núcleos-Registro, Base de una Interpretación Sísmica Consistente

Aurelio Cruz Ambrosio, y Alfredo F. Treviño, PEMEX, Gerencia de Exploración, Región Norte, Poza Rica, Ver.,

RESUMEN

Se presenta una metodología práctica y estadística en el manejo de datos de núcleos y registros geofísicos de pozo, para ser utilizados consistentemente durante la interpretación sísmica y posteriormente en la caracterización de un yacimiento.

Actualmente, con el rejuvenecimiento de campos maduros, es necesario realizar la caracterización geológica de los yacimientos. En México existe gran cantidad de campos que han sido explotados por más de 30 años. Durante este tiempo, se han utilizado diferentes generaciones de registros geofísicos. Esta diversidad genera diferentes escalas y unidades de medición, por lo que influyen negativamente en la confiabilidad de las correlaciones y/o extrapolaciones durante los estudios de yacimientos. Por lo anterior es necesaria la normalización, aún de las generaciones modernas de registros geofísicos. Aproximadamente el 50 % de ellos requieren cierto grado de normalización, para corregir errores de tipo humano, de calibración de las herramientas y de digitalización.

La normalización de registros geofísicos de pozos y el análisis “multipozo” con datos de núcleos, permiten generar algoritmos que se utilicen para interpretar las propiedades petrofísicas y su distribución espacial dentro de un campo. Todo lo anterior ayuda a crear una base de datos confiable que al integrarse con la información sísmica, permite que la interpolación y extrapolación de las propiedades petrofísicas se realicen consistentemente y en menor tiempo.

INTRODUCCION

En México existe una gran cantidad de campos maduros en donde los registros geofísicos de pozo se han tomado con una variada gama de herramientas a través del tiempo. Las herramientas han evolucionado tanto en la resolución horizontal como vertical, de tal forma que se tiene información

de varias generaciones con diferentes parámetros de calibración. Esto no quiere decir que las curvas estén mal tomadas, solo que al trabajar en conjunto curvas de diferente calibración se hace necesaria su normalización.

Se han realizado trabajos de normalización en varios campos de la Región Norte, determinándose que aproximadamente la mitad de las curvas de los registros adquiridos en agujero descubierto (sónico, densidad, neutrón, etc.), necesitan cierto grado de normalización aún en pozos en donde se han utilizado herramientas modernas.

El presente trabajo, es una metodología para estandarizar todas las curvas de los registros geofísicos de pozo en un yacimiento, como si la adquisición hubiera sido realizada por una persona con el mismo tipo de herramienta y los mismos parámetros de calibración.

Los siguientes pasos se requieren para llevar a cabo la normalización y correlación multipozo:

- ✓ Control de calidad de la información digital
- ✓ Edición de curvas de los pozos
- ✓ Selección de pozos de control
- ✓ Normalización multipozo
- ✓ Calibración con núcleos
- ✓ Construcción de algoritmos
- ✓ Integración con la información sísmica.

CONTROL DE CALIDAD

El control de calidad consiste en revisar y verificar que la información de los archivos digitalizados coincida con la de los datos originales (copia en papel). Para llevar a cabo este

LA NORMALIZACION Y CORRELACION MULTIPOZO NUCLEOS-REGISTROS, BASE DE UNA INTERPRETACION SISMICA CONSISTENTE

trabajo es necesario grabar la información digitalmente e imprimir las curvas de cada pozo, con la misma presentación y escala que la de los archivos originales (Figura 1). Se sobrepone la impresión obtenida al registro original en una mesa de luz, con el fin de comparar y verificar que la curva coincida, además de constatar que las escalas sean las mismas. Se debe poner especial cuidado con los cambios de escala y número de corrida, además de verificar que los datos fueron bien grabados.

Es muy importante detectar las curvas que no cumplen con el control de calidad (mal grabadas, herramientas magnetizadas, curvas equivocadas, etc.) para desecharlas y que no causen mayor problema en una etapa avanzada del estudio.

EDICION DE CURVAS DE LOS POZOS

En la edición se preparan las curvas de los pozos para su evaluación; aquí se corrigen los valores anómalos de las curvas debido a la digitalización, saltos de ciclo por efecto de ruido o gas, desplazamiento en profundidad, alineamiento de la curva SP a la línea base de las lutitas y correcciones ambientales de las curvas por efecto del pozo y la herramienta.

En ocasiones las curvas del registro, no fueron digitalizadas en la escala correcta y en esta etapa se re-escala la curva de acuerdo a la curva original del pozo.

Es muy importante corregir, los saltos de ciclo en la curva sónica, porque a partir de esta y de la curva de densidad se construye el sismograma sintético, que es el enlace entre los pozos y las líneas sísmicas. En caso de no corregir esta anomalía, se corre el riesgo de que el sismograma sintético presente eventos donde no existan.

En esta fase se ponen en la misma referencia de profundidad todas las curvas del pozo, tomando como patrón; la curva de resistividad, la cual se supone está en posición correcta, debido a que: es una herramienta simple, es la primera que se toma y por lo general se tiene en todo el pozo.

Las correcciones ambientales se aplican para corregir las curvas grabadas bajo condiciones variables de configuración de herramientas, de tamaño del pozo, de enjarre, de temperatura y de características del lodo de perforación.

En esta etapa se pegan las diferentes corridas de registros que existan en el pozo.

SELECCIÓN DE POZOS DE CONTROL

Cuando se tiene un yacimiento que se ha explotado por varios años, se cuenta con mucha información de registros, núcleos, pruebas de producción, pruebas de presión, etc.

Para su estudio, es necesario primero seleccionar los pozos clave que contengan mayor cantidad de información de núcleos y curvas de registros, los cuales servirán de base y se podrán extrapolar a todo el campo.

Al extrapolar las propiedades petrofísicas de núcleos de los pozos, es necesario estandarizar las curvas del campo a una misma escala y crear una base de datos consistente.

Una vez que los pozos clave fueron seleccionados, de la columna litológica del área se crea una curva sintética (FMFLAG), definiendo la cima y base de los cuerpos litológicos (Figura 1). Posteriormente, se selecciona uno de estos cuerpos que este ampliamente distribuido en todo el campo y con propiedades petrofísicas constantes. Los cuerpos que normalmente se comportan de esta manera son: lutitas, evaporitas o cuerpos compactos de distribución regional.

La curva FMFLAG, es de gran utilidad en el análisis multipozo, ya que sirve para seleccionar los cuerpos deseados.

NORMALIZACION MULTIPOZO

Por lo general las curvas que se normalizan son:

- Rayos Gama (GR)
- Neutrón (NEUT)
- Sónico (DT)
- Densidad (RHOB)

Del estudio de diversos campos en el mundo y en México, se sabe que al menos el 50 % necesita cierto grado de normalización (Neinast, G.S. y C.C. Knox, 1974, Hunt E., A. Aly y D. Pursell, 1996)

El primer paso es seleccionar los pozos que tengan la curva ha normalizar, con la ayuda del discriminador FMFLAG, se construye un multi-histograma (de cuerpos petrofísicamente estables). Este histograma refleja el comportamiento regional estadístico de los cuerpos seleccionados y de este se toman los valores promedio que será el marco de referencia para la normalización de todos los demás pozos (Hunt E., A. Aly y D. Pursell, 1996).

Posteriormente, se construye un histograma para cada pozo y este se compara con el histograma multipozo registrando el factor de corrección (o re-escalamiento). Al efectuar este proceso a todos los pozos, se vuelve a generar un nuevo multi-histograma ahora con el 100 % de los pozos, la diferencia será que el nuevo histograma presentará los mismos valores promedio reduciendo su dispersión en un 50 %.

Existen diferentes aproximaciones para los parámetros de normalización que dependen de la respuesta de la herramienta. Para herramientas gama - neutrón se utiliza desplazamientos

no lineales, mientras que para las herramientas sónicas y densidad se utiliza desplazamientos lineales.

A continuación se menciona un ejemplo de un yacimiento arenoso - arcilloso limitado en su parte superior por un potente paquete de lutitas y hacia su parte inferior por otro paquete de lutitas ligeramente arenosas de espesor más reducido. Como ejemplo de normalización multipozo se escogió la herramienta rayos gama - neutrón, donde esta herramienta llega a tener hasta cuatro tipos de escalas diferentes (Tabla 1).

La curva neutrón se normalizó por separado en 3 grupos dependiendo de sus unidades (API, cps y sin unidades).

La figura 2, muestra un histograma de un solo pozo para la curva NEUT, donde se puede observar que la media de frecuencias de datos corresponde a un valor aproximado de 135 Pulsos/Seg.

La figura 3, muestra un histograma multipozo para la curva NEUT, utilizando 10 pozos y delimitada por la curva sintética (FMFLAG) para la zona lutítica superior (Figura 1). En este caso se puede observar que la media de frecuencias de datos para el histograma estándar corresponde aproximadamente a un valor de 160 Pulsos/Seg.

$$NEUTN = NEUT * (\text{factor de corrección})$$

$$NEUTN = (135) * (1.185) = 160 \text{ Pulsos/Seg}$$

Cuando se tienen normalizadas todos los pozos, es necesario transformarlos de Pulsos/Seg. a unidades API. Para esto existe una Tabla de la Cia. Schlumberger, (1991) con factores de conversión de acuerdo con el tipo de sonda con que fue adquirido el registro (Tabla 2).

En las gráficas cruzadas de las figuras 4 y 5, se muestran las frecuencias de datos de curvas antes y después de la normalización. Como se puede observar existe dispersión de información antes de la normalización y un mejor agrupamiento de datos después de la misma.

CALIBRACION CON NUCLEOS

Por lo general en un área de estudio existen muchos pozos, pero solo una pequeña parte de ellos tienen núcleos o datos petrofísicos de laboratorio. La calibración de núcleos vs curvas normalizadas de pozo, es la forma más consistente de relacionar dos escalas diferentes: las propiedades de la roca a escala microscópica y los registros geofísicos. Para realizarla, es necesario hacer una descripción detallada de cada uno de los núcleos, ubicarlos en un registro compuesto donde aparezcan las curvas de rayos gamma, de resistividad y de porosidad normalizadas. De los núcleos, se describen los principales cambios litológicos, como son: tamaño de grano, textura, estructuras y contenido de hidrocarburos. Además se presenta la ubicación de los resultados petrofísicos con que se

cuenta (porosidad y permeabilidad). En este formato se ubican en profundidad todos los resultados petrofísicos de que se disponga.

Con la descripción detallada de los núcleos y datos de porosidad y permeabilidad de laboratorio, se compara con las curvas normalizadas de los registros, para determinar si el núcleo está en su posición correcta o si es necesario desplazarlo hacia arriba o hacia abajo y corregir este desfasamiento en profundidad.

CONSTRUCCION DE ALGORITMOS

Se pueden crear algoritmos que relacionen a las curvas normalizadas de los registros con los datos petrofísicos de los núcleos y extrapolarlos a pozos que no cuenten con núcleos (Figura 6). La validez de un algoritmo está en función directa de la cantidad de información Petrofísica del núcleo y la calidad en el proceso de normalización.

Se puede crear algoritmos de porosidad, permeabilidad, calidad de roca, etc. La Figura 6 es un ejemplo de construcción de un algoritmo de porosidad a partir de la curva NEUTN. El primer paso consistió en seleccionar los pozos con la mayor información de núcleos y con otras curvas de porosidad (SPHI, DPHI, NPHI) además de, la curva NEUTN. Se calculó la porosidad total y la porosidad efectiva de todas las curvas y se relacionó con los datos de porosidad de núcleo, para observar la curva que tiene mejor correlación. En este caso la porosidad sónica fue la que tuvo mayor ajuste. Se construyó una gráfica cruzada colocando en el eje de las abscisas la curva NEUTN y en el eje de las ordenadas la porosidad sónica (Figura 6), observándose un agrupamiento de los datos. Se realizaron diferentes ensayos utilizando ecuaciones de primero, segundo y tercer grado, para tratar de que la curva de la ecuación cortara la mayor concentración de datos y presentara una buena relación entre ambas. En el ejemplo, se determinó una ecuación de tercer grado con un coeficiente de correlación del 0.99.

INTEGRACION CON LA INFORMACION SISMICA

Para integrarse con la información sísmica, se debe crear una plantilla general de los pozos, de este modo donde aparezcan las curvas normalizadas; el hacerlo, permite que las curvas tengan la misma expresión en los cuerpos con propiedades petrofísicas constantes. Esto permite evaluar la calidad de la respuesta sísmica en el yacimiento y detectar anomalías de la información, logrando que la interpretación sísmica se realice más cómoda y consistentemente (Figuras 7 y 8). Además, en la construcción de los sismogramas sintéticos el interprete contará con curvas editadas y normalizadas (DT y RHOH) para no provocar un problema mayor en la conversión tiempo - profundidad.

LA NORMALIZACION Y CORRELACION MULTIPOZO NUCLEOS-REGISTROS, BASE DE UNA INTERPRETACION SISMICA CONSISTENTE

CONCLUSIONES

La normalización Multipozo es necesaria en un estudio integral ya que reduce errores e inconsistencias en el análisis de registros, dando mayor precisión, consistencia y correlación a los resultados entre pozo y pozo. Despues de la normalización, los datos de curvas de pozos pueden ser integrados, correlacionados y calibrados con datos de núcleos, estando en condiciones de crear algoritmos para calculo de porosidad u otros parámetros petrofisicos, pudiéndose aplicar a pozos donde no existen núcleos. La interpretación sísmica se realiza con mayor rapidez y consistencia al trabajar con curvas de registros corregido. Se contará con una base de registros geofisicos normalizados que servirán para establecer en forma estadística las relaciones entre atributos sísmicos y propiedades petrofisicas de los núcleos.

REFERENCIAS

- Hunt E., A. Aly y D. Pursell, 1996, *Fundamentals of Log Analysis, Normalizing Logs with Histograms (part IV)*. Word Oil.
- Hunt E., A. Aly y D. Pursell, 1996, *Fundamentals of Log Analysis, Normalizing logs with Crossplots (part V)*. Word Oil
- Neinast, G.S. y C.C. Knox, 1974, Normalization of well Log Digitizing, Log Analyst SPWLA, Fourteenth Annual Logging Symposium.
- Schlumberger, 1991, *Log Interpretation Charts*, 171p.

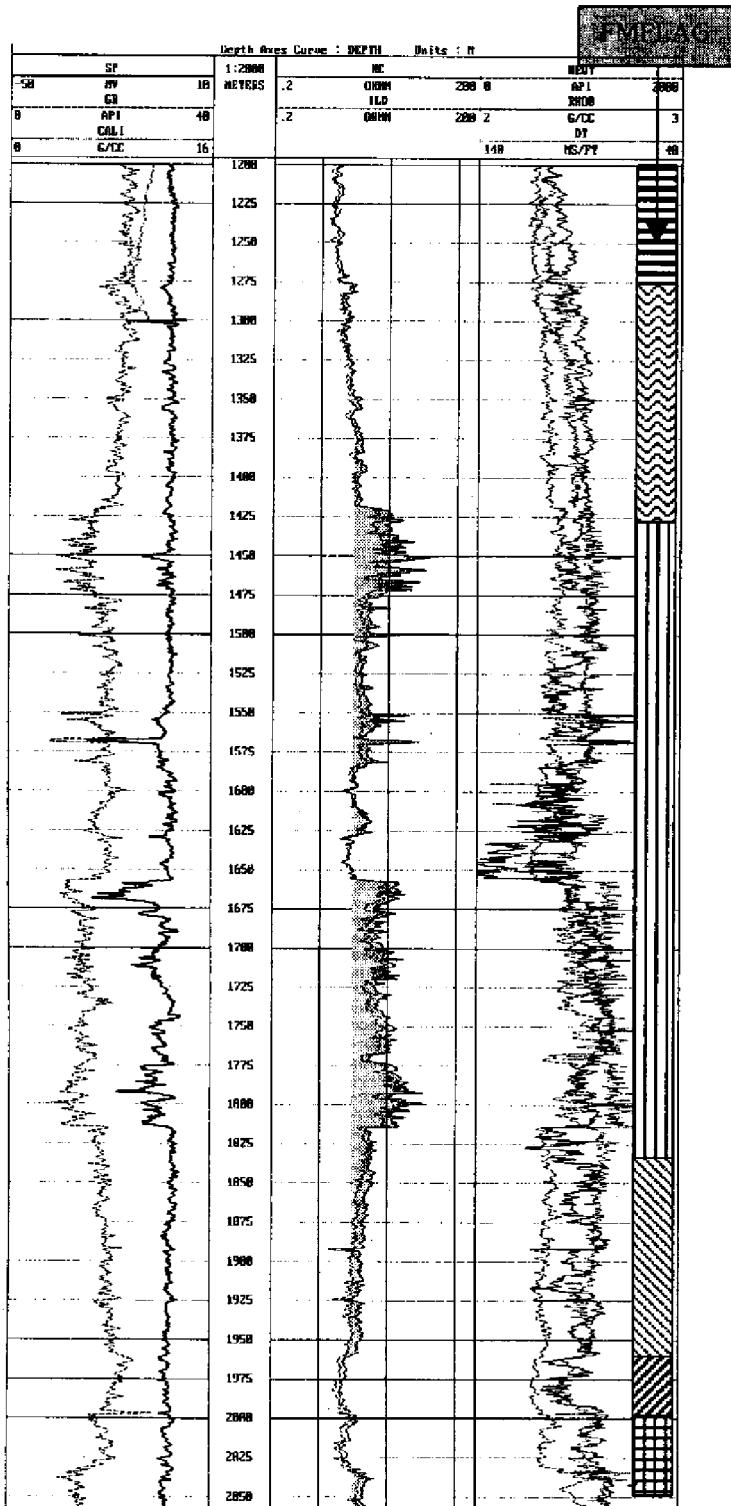


Figura 1.- Registro compuesto de un pozo típico del área de Chicontepec, en el carril 1, las curvas GR, Sp y CALI, en el carril 2 las curvas resitivas y en el tercer carril las curvas de porosidad y la curva sintética FMFLAG.

HERRAMIENTA	ESCALA DE CURVAS	
	GR	NEUT
INCREM. RADIOACT.	SIN UNIDADES 5.0 - 274 7.0 - 274 8.0 - 274 10.0 - 274	SIN UNIDADES 5.8 - 275 6.0 - 275 7.7 - 275 8.0 - 275 8.5 - 275 8.6 - 275 9.0 - 275 9.5 - 275 10.5 - 275
PULSOS/SEG	MgrRe/T 0 - 10	PULSOS/SEG 0 - 400
API	API 0.0 - 40.0 0.0 - 80.0 0.0 - 100.0 0.0 - 120.0 0.0 - 150.0 0.0 - 160.0	API 0.0 - 1000 0.0 - 2000 0.0 - 4000 0.0 - 2666 0.0 - 5333 0.0 - 8000
CNL	API 0 - 100 0 - 150	V/V 45 - 15

Tabla 1.- Escalas y unidades que presenta la herramienta gama neutrón en el área de estudio.

Tipo de Herramienta Origen: PuBe o AmBe	Espaciamiento in.	Unidades API por Std. CPS
GNT-F,G,H	15.5	1.55
GNT-F,H	19.5	5.50
GNT-F,H	19.5	5.70
GNT-F,H	16.5	2.70

Tabla 2.- Tabla de factores de conversión de cps a unidades API de los diferentes tipos de herramienta GNT de acuerdo a su espaciamiento en pulgadas (Tablas de Schlumberge, 1991).

LA NORMALIZACION Y CORRELACION MULTIPZO NUCLEOS-REGISTROS, BASE DE UNA
INTERPRETACION SISMICA CONSISTENTE

HISTOGRAMA P OZO 1 PARA NEUT (P/S)

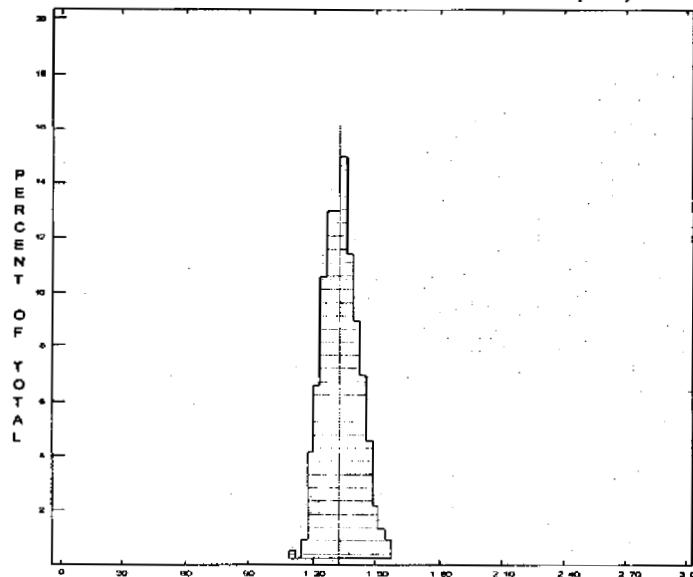


Figura 2.- Histograma para un solo pozo de la curva NEUT en pulsos por segundo. En la base de la gráfica las unidades del registro y en el eje vertical el porcentaje de incidencia, su valor medio es de 135 cps.

HISTOGRAMA MULTIPZO DE NE UT (P/S) 10 POZOS

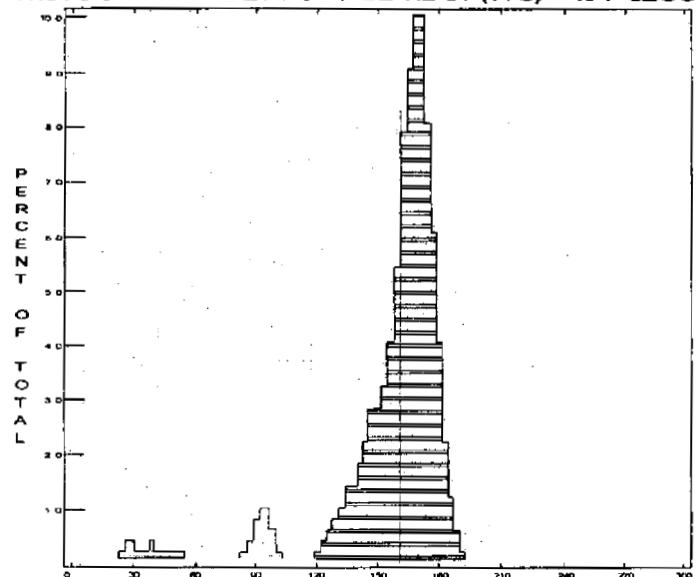


Figura 3.- Histograma multipozo (10) de la curva NEUT, con un valor promedio de 160 cps, en el eje X la escala del registro y en el eje Y el porcentaje total de incidencia.

GRC/NEUTN Cros plot

Date : Fri Jun 12 1213:49 1998
Depth Interval: 500.00 - 3185.26

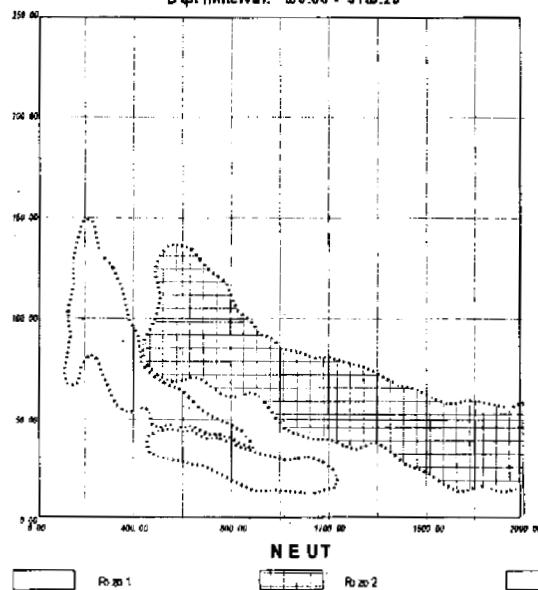


Figura 4.- Gráfica cruzada de tres pozos de las curvas GRC contra NEUT, nótense la dispersión de cada pozo.

GRC/NEUTN Cros plot

Date : Fri Jun 12 0801:38 1998
Depth Interval: 0.06 - 1062.71

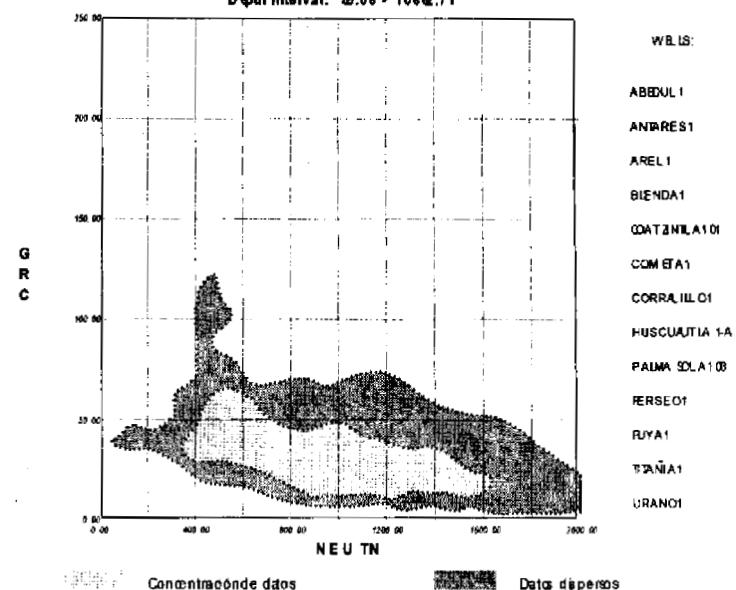


Figura 5.- Gráfica cruzada de 13 pozos con curvas normalizadas, GRC contra NEUTN, nótense la reducción en la dispersión de los datos.

Figura 6.- Correlación entre la porosidad sónica y la curva neutrón normalizada (NEUTN), a partir de la cual, se construyó un algoritmo para el cálculo de la porosidad neutrón.

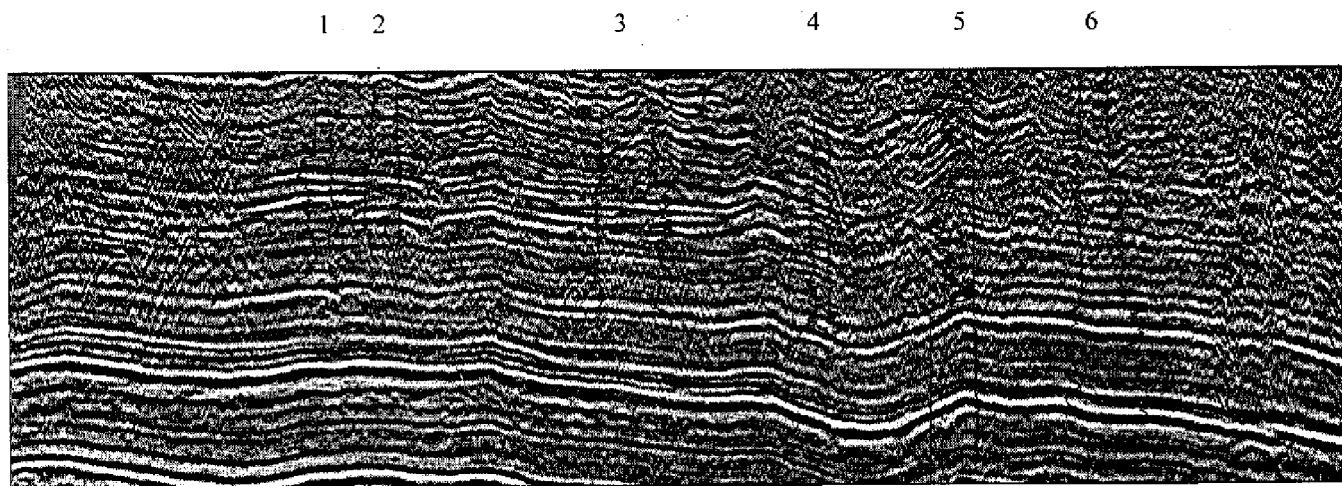
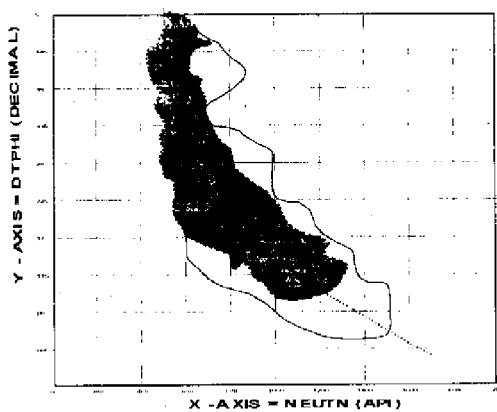


Figura 7.- Sección sísmica regional con 6 pozos, donde las curvas son las originales de rayos gama neutrón, en todos los pozos se utiliza la misma plantilla con las escalas GR (0 – 80) y NEUT (0 – 2000).

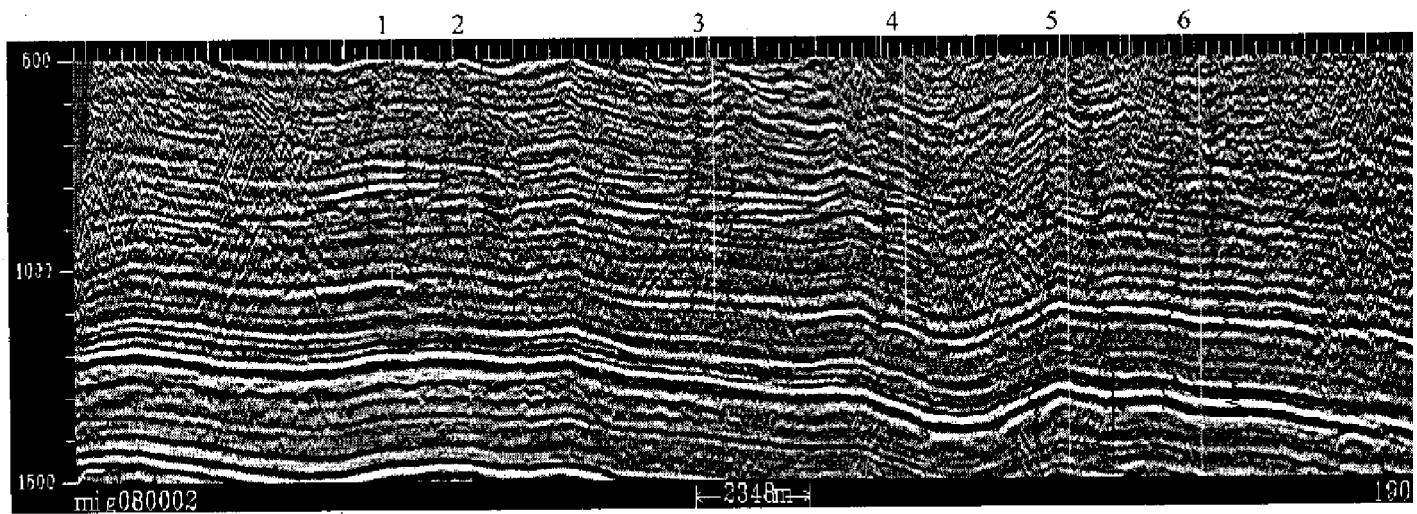


Figura 8.- Sección anterior con curvas normalizadas de rayos gamma y neutrón.

VALIDACION Y CORRECCION DE LAS ESCALAS DE REGISTROS SONICOS DE RESISTIVIDAD EMPLEANDO DATOS SISMICOS

Alvaro Chaveste Gutiérrez, y Bruce E. Hill, The Andrews Group International, Inc.

RESUMEN

Muchas de las propiedades de un yacimiento empleadas en la caracterización y estimación de reservas son calculadas a partir de mediciones hechas con registros de pozo. El empleo de una base de datos petrofísicos confiable es, por lo tanto, indispensable en este tipo de estudios. Los registros de pozo, antes de ser empleados en la determinación de propiedades petrofísicas, son editados y corregidos para que los valores leídos de estos representen, efectivamente, la propiedad de la formación y no estén influenciados por condiciones ambientales, errores en la toma de los datos ó por la presentación de los mismos. Algunas de las correcciones aplicadas rutinariamente incluyen la eliminación de la influencia de temperatura en función de profundidad y la edición de datos donde las condiciones del pozo no permitieron el registro adecuado de los mismos. Menos común, sobre todo en datos recientes, es el control de calidad de la digitización de datos grabados en papel. Una falla comúnmente encontrada en este caso es la del uso de escala equivocada, la cual puede ser el resultado de fallas humanas ó encabezados erróneos ó ambiguos. La digitización con escala equivocada resulta en errores de magnitud varias veces mayor a las correcciones por condiciones ambientales mencionadas anteriormente.

En este artículo se muestra, con datos de un estudio de caracterización, un método práctico para verificar y corregir la escala de registros sónicos y de resistividad. El método emplea mediciones sísmicas (tiros de velocidad y secciones sísmicas) independientes de los registros de pozo y permite la verificación de las

escalas de registros sónicos a través de la comparación de los tiempos de viaje medidos del tiro de velocidad y los tiempos integrados del registro. La validación de las escalas de los registros de resistividad se hace posible al convertir la curva a tiempos de tránsito (registro pseudosónico) mediante una relación empírica.

El análisis de los registros mediante este método resultó en la modificación del 47 % de las escalas de los registros revisados durante el estudio de caracterización.

INTRODUCCION

La verificación de las escalas de los registros sónicos requiere de mediciones independientes del registro mismo. El tiro de velocidad y los datos sísmicos proveen dichas mediciones. En el tiro de velocidad se genera una onda sísmica en la superficie y se graba el tiempo de arriba a esta en geófonos colocados a determinadas profundidades dentro del pozo. El conjunto de pares tiempo-profundidad es corregido a la vertical y se emplea, entre otras cosas, para obtener una relación tiempo-profundidad. Por otro lado, la herramienta empleada en la adquisición del registro sónico produce, también, una onda sísmica. La señal generada en uno (ó ambos) de los extremos de la herramienta es grabada por dos receptores separados uno del otro. La diferencia en tiempos de arriba entre ambos receptores puede ser expresada como unidades de tiempo por unidad de distancia (tiempo de tránsito) y representa el tiempo requerido por la onda sísmica en recorrer una unidad de distancia en la formación donde se realizó la medición. La integración de los

tiempos de tránsito entre dos profundidades resulta en el tiempo de viaje de la onda sísmica entre estas profundidades. Este tiempo puede ser, también, calculado mediante el tiro de velocidad al restar los tiempos de arribo entre las profundidades en las que se integraron los tiempos de tránsito medidos por el registro sónico.

La medición de la misma propiedad (tiempo de viaje) mediante dos métodos diferentes (tiros de velocidad e integración de tiempos de tránsito permitió el control de calidad de registros sónicos y la corrección de éstos cuando se detectaron errores de escala. Debe mencionarse que el efecto, de dispersión produce tiempos integrados menores que los medidos por el tiro de velocidad; sin embargo la diferencia entre ambas mediciones es pequeña comparada con la corrección de escala y puede ser despreciada en el análisis objeto de este artículo.

La relación tiempo-profundidad en los pozos en los que nos se contó con registros sónicos se realizó mediante la creación de registros pseudosónicos a partir de registros de resistividad. La relación empírica ILD-Dt se obtuvo del gráfico cruzado de ambas mediciones en varios pozos de un campo cercano. La comparación de los tiempos medidos en el tiro de velocidad y los resultantes de la integración de los tiempos de tránsito de los registros pseudosónicos fue empleada para determinar errores en la escala de digitización de los registros de resistividad.

DESCRIPCION DEL METODO EJEMPLOS

La necesidad de realizar el control de calidad de los registros surgió del análisis de gráficas en los pozos disponibles en las que se observan tiempos de tránsito diferentes para la misma formación y a profundidades equivalentes (figura 1). La integración de los tiempos de tránsito de estas curvas resulta en tiempos de viaje que se desvían considerablemente de los tiempos medidos por el tiro de velocidad del pozo VSP1 (figura 2); el cual se localiza aproximadamente 2.5 kms del campo.

El desplazamiento de las curvas observado en la figura 1 sugiere que la escala de digitización fue errónea. Esto se confirmó al analizar los encabezados de los registros originales en papel donde se observaron ambigüedades en las escalas.

Para determinar la escala correcta se seleccionaron, en los registros originales en papel, intervalos con tiempo

de tránsito aproximadamente constante. El valor correcto a asignar a este tiempo de tránsito se calculó al dividir el número de marcas de tiempo (Δt en msec) entre el intervalo en profundidad entre las marcas consideradas (Δz en m). Despues de determinar el tiempo de tránsito correcto en dos diferentes profundidades se buscó la escala que satisficiera ambos valores de tiempo de tránsito calculados.

Una vez determinada la escala correcta, los registros se modificaron y graficaron. La corrección resultó, como se aprecia en la figura 3, en menores variaciones de tiempos de transito entre pozos para la misma profundidad que antes de la corrección (figura 1). Las curvas tiempo profundidad resultantes de la integración de los tiempos de tránsito de los registros corregidos son similares entre pozos (figura 3) y siguen, aproximadamente, los tiempos medidos del tiro de velocidad del pozo VSP 1; no así antes de la corrección de escala (figura 2).

El control de calidad de las escalas de digitización de los registros de resistividad se realizó mediante la integración de tiempos de tránsito obtenidos de un registro pseudosónico el cual se calculó mediante una relación empírica entre el registro de resistividad y el sónico (ILD-Dt) obtenida del gráfico cruzado de ambas propiedades en pozos de un campo cercano (figura 5) y resulta en tiempos de transito aproximadamente iguales a los que hubieran sido obtenidos mediante la adquisición del registro sónico.

El cálculo del registro pseudosónico cuando la escala del registro de resistividad es errónea resulta en valores de tiempo de tránsito que difieren de los esperados para el área (Pozo 1 de la figura 6). La integración de estos tiempos produce una relación tiempo-profundidad considerablemente fuera de la esperada. Para corregir la escala de los registros de resistividad se analizaron registros sin errores de digitización y se determinó un valor aproximado de resistividad para una formación a una determinada profundidad. Así, por ejemplo se determinó que la resistividad de la formación a profundidad de 1000 metros es de aproximadamente 2.0 ohm-m. La resistividad del registro del pozo 1 antes de corregir es de 0.8 por lo que se sospecha que se requiere un factor de 2.5 para obtener el valor de resistividad correcto. Es decir que la escala de 0-20 ohm-m usada en la digitización debió haber sido, en realidad de 0-50 ohm-m. Despues de la corrección el registro pseudosónico sigue el tren del resto de las curvas corregidas (figura 7) y la curva tiempo profundidad

VALIDACION Y CORRECCION DE LAS ESCALAS DE REGISTROS SONICOS DE RESISTIVIDAD EMPLEANDO DATOS SISMICOS

resultante sigue de cerca las curvas del resto de los pozos. El amarre del sismograma sintético con la sección sísmica fue un control de calidad adicional al proporcionado por la curva de tiempo-profundidad del tiro de pozo. Los valores de tiempos de tránsito antes de la corrección de escala resultan en tiempos del registro sintético demasiado cortos y amarres pobres (figura 8). Después de la corrección se tiene un mejor amarre del sismograma sintético con la sección sísmica (figura 9). La diferencia en tiempo a horizontes marcadores en dos ó más pozos fue tambien, un factor empleado en la identificación de registros digitizados en la escala equivocada.

CONCLUSIONES

Los datos sísmicos, ya sean tiros de velocidad ó secciones sísmicas, son una herramienta para el control de calidad de datos de pozo.

La comparación entre tiempos de tránsito integrados y los tiempos de tiros de velocidad; así como el amarre del sismograma sintético con la sección sísmica aseguran que las mediciones de pozo estén dentro del rango correcto.

El empleo de una relación empírica que relaciona mediciones de resistividad con tiempos de tránsito permitió el control de calidad de registros de resistividad. En este caso, cuando la integración de los tiempos de tránsito (calculados a partir del registro de resistividad) no coincidía, aproximadamente, con los tiempos del tiro de velocidad se consideraba necesario verificar la escala original del registro de resistividad.

El método empleado en el control de calidad de los datos del pozo resultó en la modificación de las escalas del 47 % de los registros revisados durante un estudio integral de caracterización de yacimientos.

ALVARO CHAVESTE GUTIERREZ Y BRUCE E. HILL

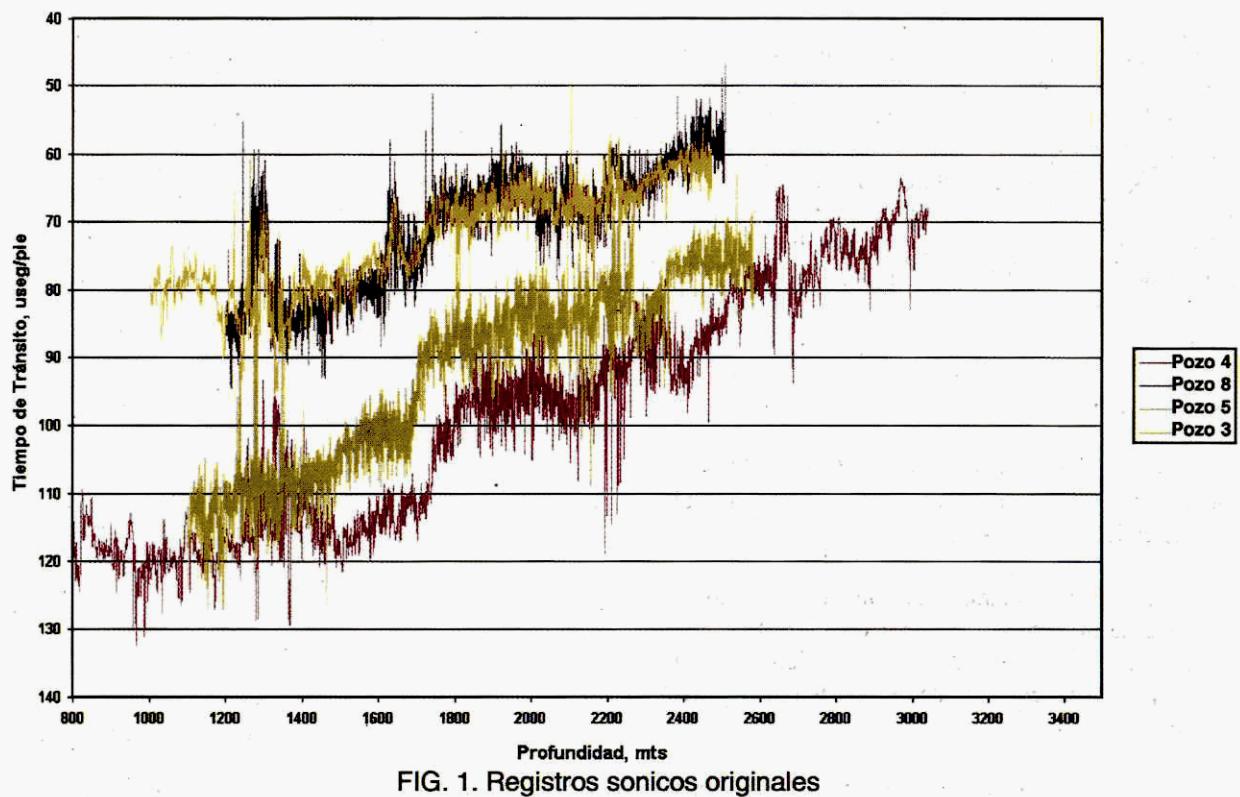


FIG. 1. Registros sonicos originales

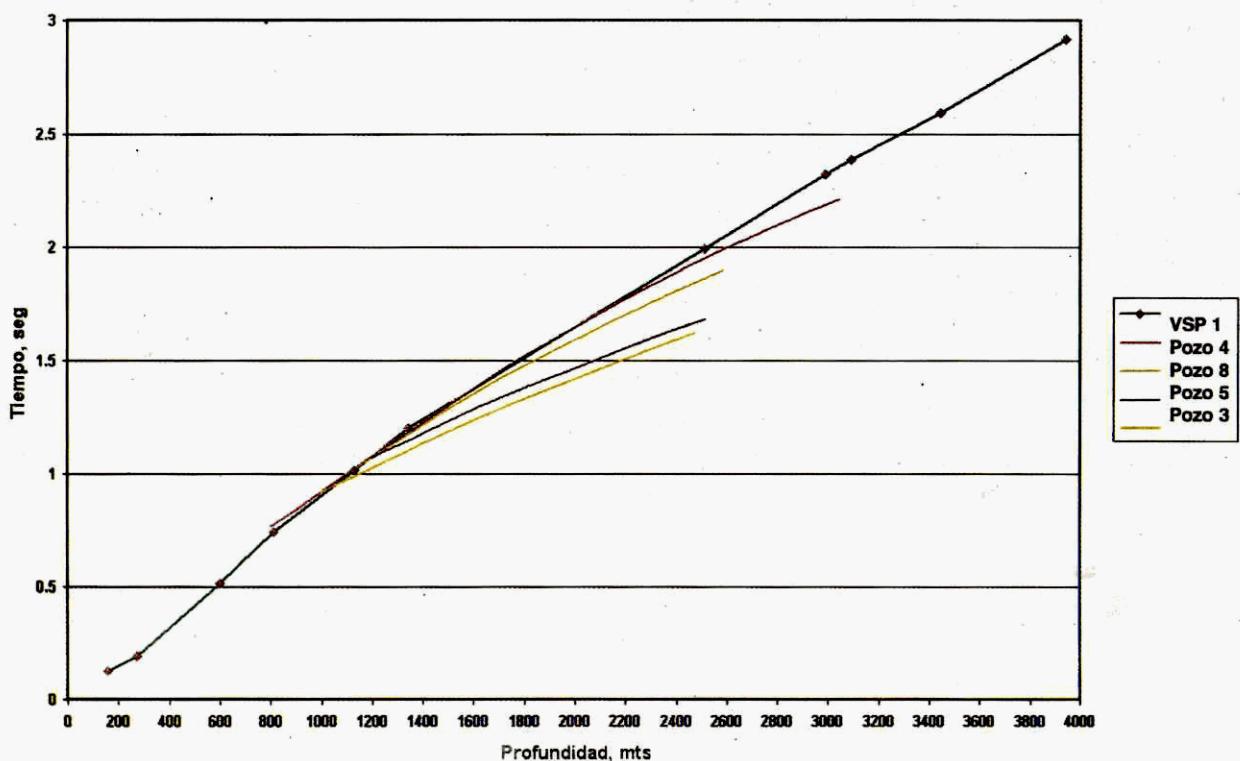


FIG. 2. Integración de tiempos de tránsito de los registros sónicos y curva tiempo-profundidad de tiro de pozo (VSP 1). Antes de corrección de escala.

VALIDACION Y CORRECCION DE LAS ESCALAS DE LOS REGISTROS SONICOS
Y DE RESISTIVIDAD EMPLEANDO DATOS SISMICOS

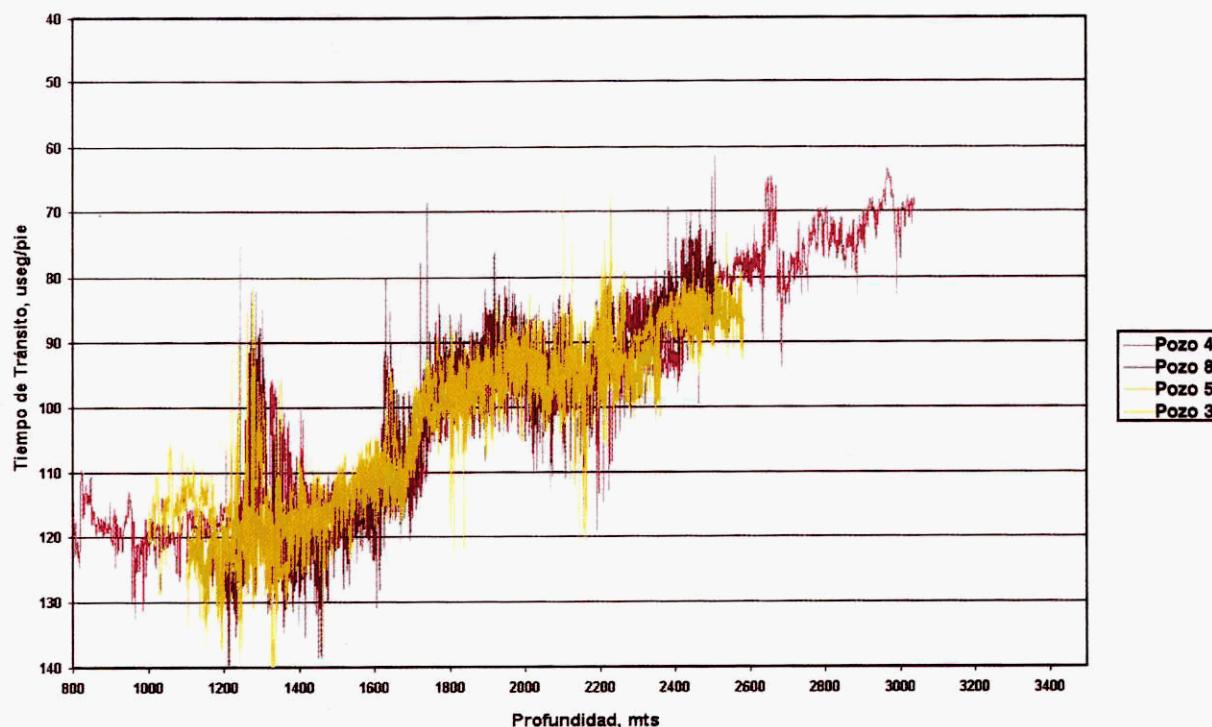


FIG. 3. Registros sonicos después de la corrección de escala

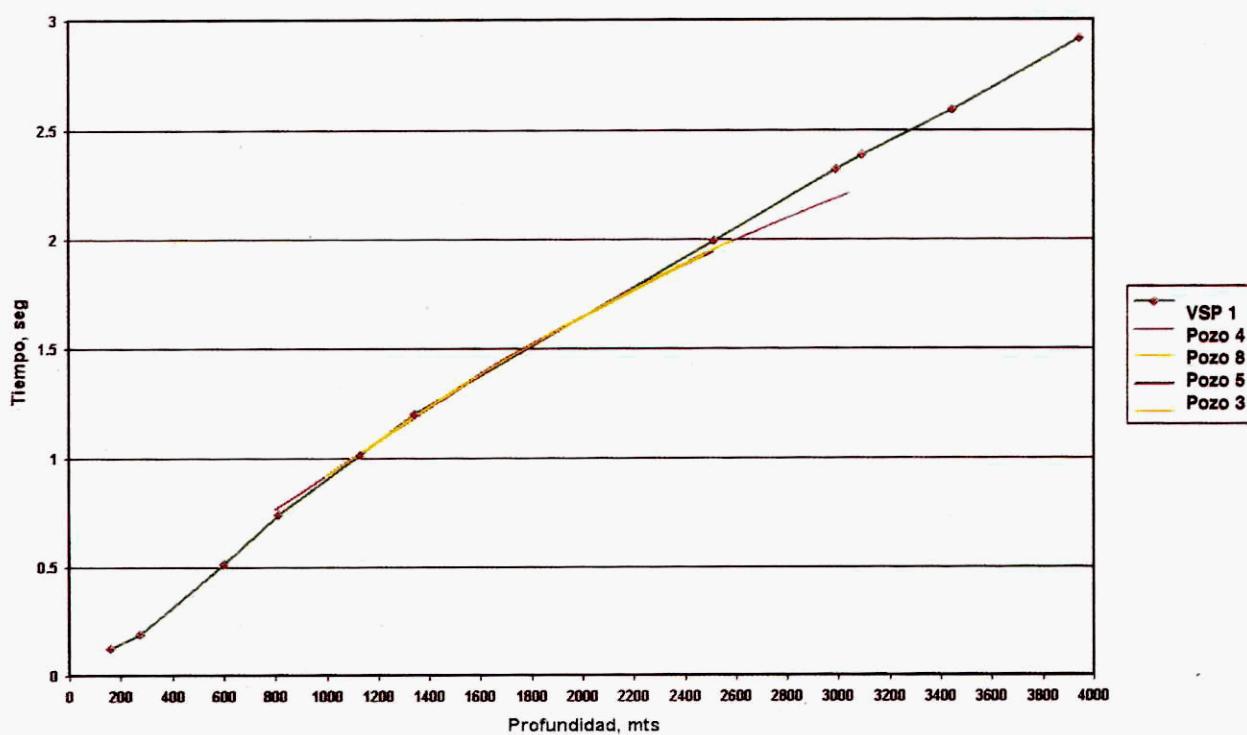


FIG. 4. Integración de tiempos de tránsito de los registros sónicos y curva tiempo-profundidad de tiro de pozo (VSP 1) después de la corrección de escala

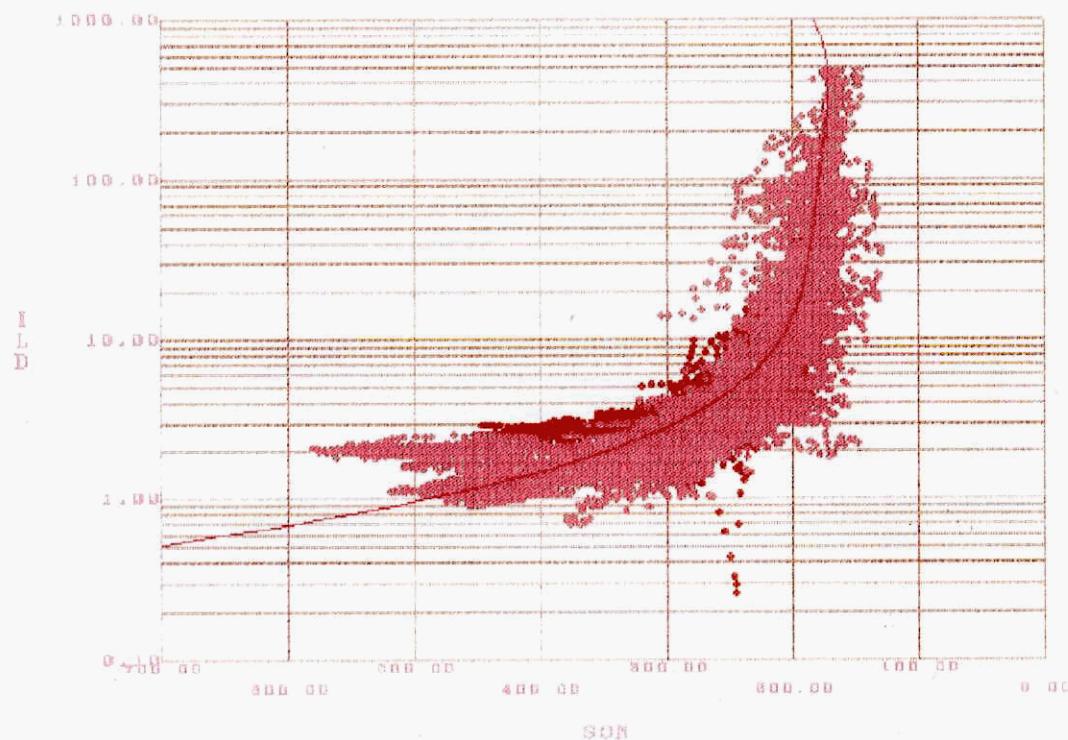


FIG. 5. Gráfico cruzado y relación empírica. Resistividad (ILD) - Sónico (SON)

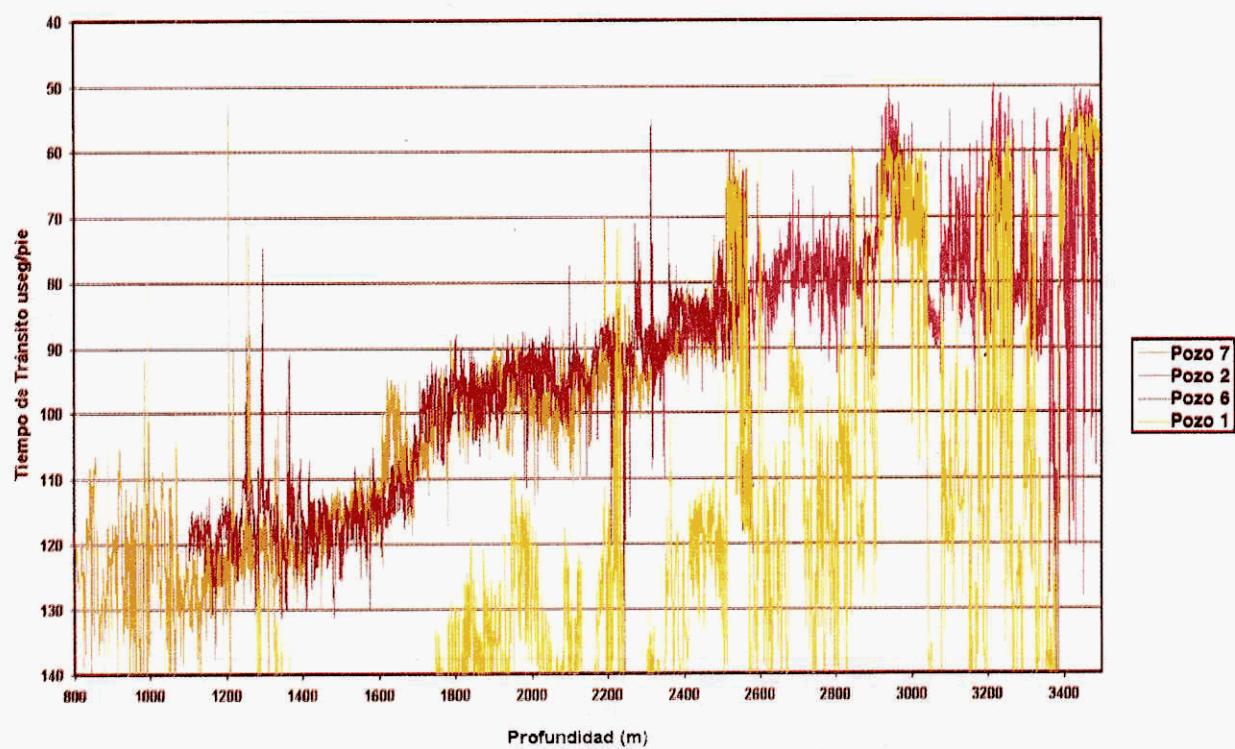


FIG. 6. El registro pseudosonico del Pozo 1, calculado a partir de una curva de resistividad con escala erronea

VALIDACION Y CORRECCION DE LAS ESCALAS DE LOS REGISTROS SONICOS Y DE RESISTIVIDAD EMPLEANDO DATOS SISMICOS

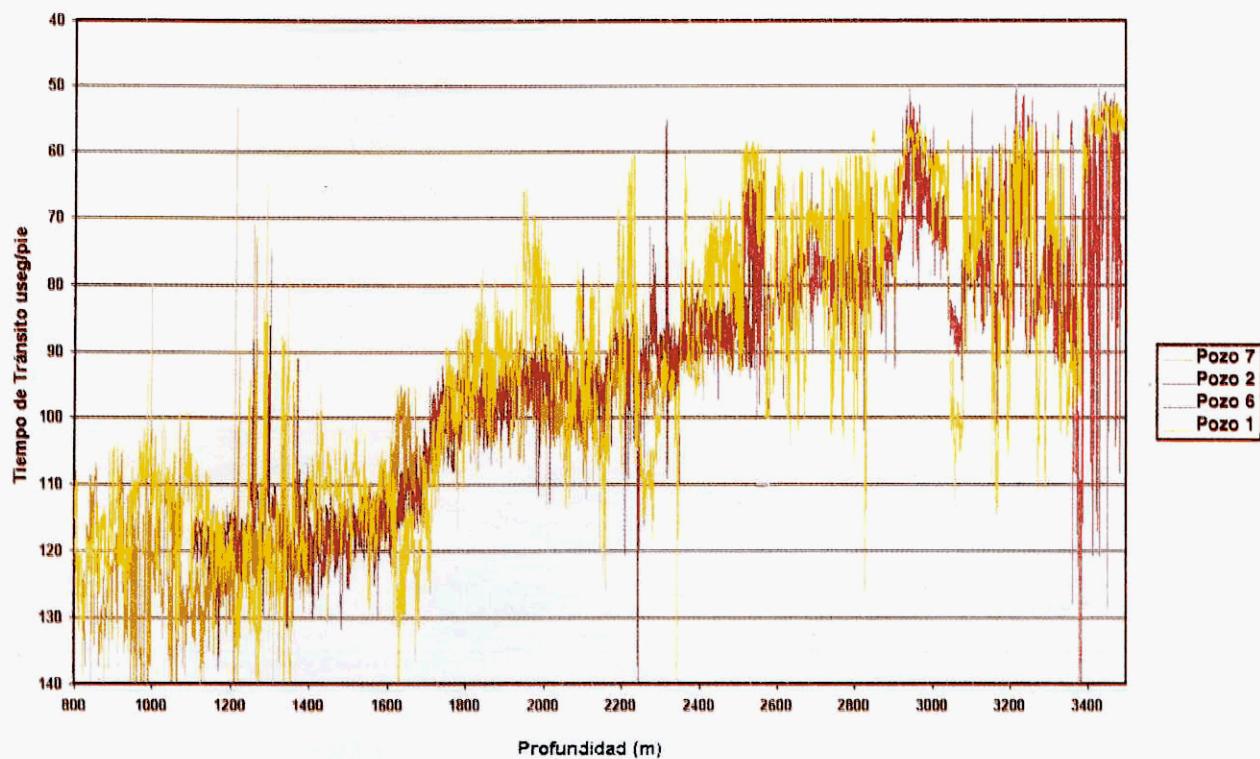


FIG. 7. Registro pseudosónico del pozo 1, calculado después de la corrección de escala del registro de resistividad.

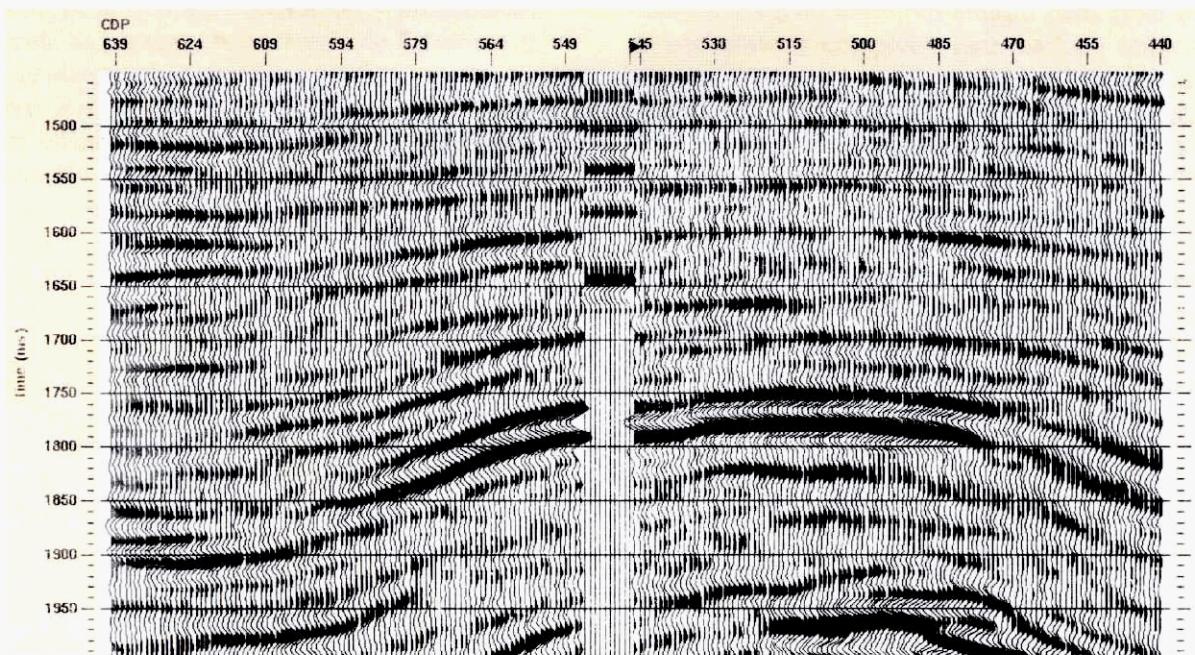


FIG. 8. Amarre sísmica sintético. Antes de la corrección de los registros sónicos

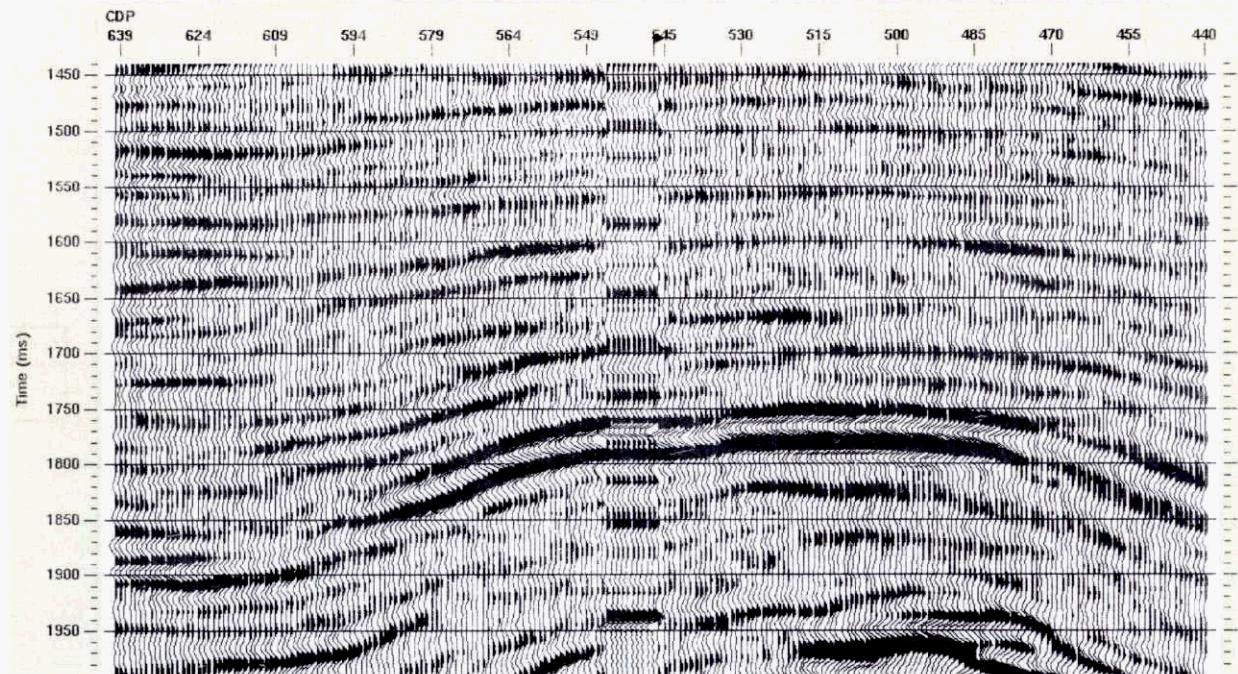


FIG. 9. Amarre sísmica sintético. Después de la corrección de los registros sónicos

PROCESOS SISMICOS DE PRESERVACION DE AMPLITUD

Ruth González, Exxon Exploration Company, Houston, Texas

Catherine M. Samuelsen, Exxon Production Research Company, Houston, Texas

RESUMEN

La interpretación acertada structural y litológica y la caracterización de yacimientos, componentes críticos de un programa exitoso de exploración y desarrollo, dependen de forma crucial en la preservación de amplitudes sísmicas. La aplicación exitosa de herramientas para determinar el riesgo, tales como AVO, análisis de atributos, e indicadores directos de hidrocarburos (DHI) están directamente relacionados con la calidad e integridad de los datos sísmicos. Atributos relacionados con amplitudes, extraídos de datos sísmicos, son utilizados para estimar las propiedades de las rocas, tales como la porosidad y la permeabilidad. De esta forma se mejora la capacidad para estimar volúmenes de hidrocarburos y optimizar la localización de pozos de exploración y producción. En este artículo se presenta la estrategia de Exxon en el procesado de datos sísmicos para producir imágenes que son precisas y de alta fidelidad, usando una metodología efectiva en cuanto a costos desarrollada por la compañía con estos propósitos. También se describen las técnicas para remover múltiplos del fondo del mar; para verificar la precisión de las imágenes, y para obtener imágenes de buzamientos pronunciados.

INTRODUCCION

La estrategia de Exxon para producir imágenes sísmicas de alta fidelidad, con amplitud-controlada, requiere que todos los pasos en el procesamiento sean

precisos y a la vez preserven amplitudes. Cualquier paso en este proceso que no se adhiera a esta premisa rinde inválido el proceso entero y compromete los datos sísmicos tanto como el análisis que se pueda hacer de estos.

Los días de geometrías simples de adquisición; fuentes de energía y cables singulares, ya son historia. La sísmica marina actual, considerando su viabilidad y limitaciones de tiempo, utilizan geometrías de cables y fuentes de energía múltiples. Como resultado, ruído alias, como múltiplos puede permear el grupo de apilamiento y por lo tanto contaminar este mismo. Reconstrucción del tren de ondas es un proceso determinístico, dentro de la técnica del frente de ondas, para interpolar espacialmente datos que faltan o datos obtenidos en un muestreo amplio para crear un grupo de apilamiento completo. Este ha sido implementado en una manera robusta, eficiente, y que preserva amplitudes. La técnica de reconstrucción puede usarse para remover alias y para atenuar múltiplos del fondo del mar y de reflexión múltiple entre capas. Debido a que los agrupamientos reconstruidos (agrupamientos de punto común de reflexión) comprenden todas las distancias sin los múltiplos, se puede hacer un análisis confiable de AVO. La preservación de buzamientos pronunciados es la ventaja sobre otros métodos como filtros de velocidad para atenuar los múltiplos. La reconstrucción del tren de ondas maneja adecuadamente difracciones, reflectores curvos y reflectores buzantes.

Antecediendo el análisis de atributos, los datos sísmicos son procesados combinando métodos de imagen, tanto desarrollados por Exxon como por contratistas. La verificación de la cinemática y fidelidad de amplitudes de cada algoritmo debe ser evaluado para asegurar estas propiedades. Para lograr esta meta, Exxon desarrolló herramientas para hacer una evaluación rápida de los algoritmos, incluyendo "DMO", migración del apilamiento a la distancia cero, ó migración pre-apilamiento. Estas herramientas revelan las limitaciones de los algoritmos con respecto a buzamiento y variación de velocidad, y a la vez muestran deficiencias relacionadas con limitaciones de las plataformas de computación. Las limitaciones de los algoritmos y sus deficiencias se manifiestan como variaciones de amplitud en función del ángulo o de la distancia, los cuales rinden sin valor el análisis de atributos.

Enfoques de migración que producen imágenes precisas - tanto en el posicionamiento de reflectores como en amplitud, aumentan la probabilidad del éxito exploratorio. En áreas estructuralmente complejas, tales como áreas caracterizadas por tectónica de cuerpos salinos y bloques de falla inclinados, el DMO convencional falla en lograr producir imágenes correctas. El uso de MZO (migración del apilamiento a la distancia cero) que honra $v(z)$ en lugar de DMO, mejora las imágenes de buzamientos pronunciados. Cuando este se implementa en una manera de amplitud-controlada, no solo son los buzamientos pronunciados apropiadamente posicionados, sino también se preservan las relaciones de sus amplitudes. Adicionalmente, el método de migración en tiempo Kirchoff fácilmente honra variaciones fuertes de velocidad vertical mientras que se preserva amplitudes y se permite la energía de onda doblante ("turning wave"). Junto con un modelo válido de velocidades del subsuelo, estos algoritmos han producido imágenes excelentes de reflectores con buzamientos pronunciados junto a domos salinos en el Golfo de México.

RECONSTRUCCION DEL TREN DE ONDAS (WAVEFIELD RECONSTRUCTION)

La reconstrucción del tren de ondas es un proceso determinístico de la teoría del frente de ondas. Nuestra

técnica de reconstrucción del tren de ondas para preservar amplitudes, reproduce una reflexión o un múltiplo seleccionado de los datos disponibles. Para volúmenes de datos marinos, esta técnica tiene dos aplicaciones importantes para mejorar las imágenes de datos 3-D (tres dimensiones): (1) la reconstrucción del tren de ondas puede usarse para atenuar múltiples de fondo del mar y de reflexión multiple entre capas y (2) superar problemas de alias en tres dimensiones asociados con las técnicas de adquisición de 3-D marinos.

Sísmica marina 3-D es generalmente adquirida con fuentes de energía y receptores múltiples para que líneas con punto común de reflección (CMP) sean adquiridas con cada pase del barco. En relación a la adquisición standard de 2-D (dos dimensiones, solo una fuente de energía y un cable marino) estas líneas 3-D con punto común de reflección tienen un número de distancias "offsets" ausentes. Como resultado de este muestreo ancho pero escaso, ruido coherente comúnmente tiene alias que permea todo el grupo de apilamiento. Con la reconstrucción del tren de ondas, datos registrados de otras distancias y otras localidades CMP son usados para reconstruir la información faltante y así llenar el grupo de apilamiento. De tal forma el ruido alias es atenuado.

Para la atenuación de múltiples, el tren de ondas del múltiplo es reconstruido y después este tren de ondas restado del tren de ondas registrado. Este método ha sido utilizado con éxito para remover múltiples de fondo del mar y múltiples de reflexión entre capas. Se hace un análisis de velocidad para determinar la velocidad de propagación (en términos de movimiento hiperbólico) para los múltiples del fondo del mar. Los datos son "corregidos" usando la función de las velocidades de los múltiples. La reconstrucción del tren de ondas con estos datos (múltiplos corregidos) se utiliza para reconstruir los datos del múltiplo. Los datos del múltiplo reconstruido se restan de los datos originales. Estos datos, con múltiplos de fondo del mar atenuados, se usan para los múltiplos producidos por reflexiones entre capas. El análisis de velocidad se hace de nuevo, esta vez para determinar la velocidad de propagación en términos de movimiento hiperbólico para los múltiples de reflexión entre capas. Los datos son procesados en la misma forma que son los múltiples de fondo del mar. Una nueva base de datos

resulta la cual debe ser libre de múltiplos. El paso final es hacer la reconstrucción del tren de ondas para los datos primarios. La ventaja de este método sobre otros que atenuan múltiplos con un filtro de velocidad es que buzamientos pronunciados son preservados. La reconstrucción del tren de ondas, como se basa en la teoría del frente de ondas, maneja apropiadamente reflectores buzantes.

Nuestra técnica de reconstrucción del tren de ondas se basa en parte en el trabajo de Ronen (1987) en el cual él demostró que DMO se puede usar para conectar diferentes distancias con el propósito de dirijirse al alias producido por un muestreo inadecuado de distancias individuales. El trabajo de Duren, Erikson, y Trantham extiende la teoría de Ronen de apilamiento de trazas a una técnica de preservación de amplitudes.

Ejemplos de Reconstrucción del Tren del Ondas

Las Figuras 1 y 2 muestran ejemplos del uso de la reconstrucción del tren de ondas para atenuar múltiplos del fondo del mar y de reflecciones entre capas usando sismica 2-D. La figura 1 muestra el punto común de reflección (CMP) y el "agrupamiento" CMP reconstruido después de que la atenuación de múltiplos haya sido aplicado en su totalidad. La figura 2 muestra el apilamiento de trazas original y un apilamiento de trazas después de que se hizo atenuación de múltiplos usando la reconstrucción del tren de ondas. El apilamiento de trazas original muestra energía de múltiplos con buzamiento hacia la izquierda. Después de que se aplicó la reconstrucción del tren de ondas para atenuar múltiplos, el grupo de apilamiento tiene poca energía residual de múltiplo.

VERIFICACION DE LA FIDELIDAD DE IMAGENES

Todos los pasos en el procesado de datos sísmicos afectan la fidelidad del procesado final. Sin embargo, la migración afecta significativamente la posición, amplitud, y fase de las reflecciones. Varias de las implementaciones aproximadas para mejorar la eficiencia pueden transformar un algoritmo de migración teóricamente correcto a uno que tiene una falta de precisión irreparable. Parámetros específicos de procesamiento, tales como apertura, tipo y valor de filtros anti-alias, y el tamaño del paso de la continuación hacia abajo pueden alterar los resultados de la migración. Es bien conocido que al no obtener

suficiente muestreo de la onda registrada con parámetros de adquisición adecuados los resultados finales de la migración se verán comprometidos. Finalmente, aún cuando todo lo demás sea perfecto, hacer migraciones con un modelo de velocidad que no es preciso tiene un efecto negativo en la imagen migrada.

Schneider (1977) desarrolló metodología que permite preservar las respuestas al impulso de verdadera amplitud para migración 3-D pre-apilamiento, migración distancia cero 3-D, y DMO. Estas respuestas del impulso representan una forma para predecir cuantitativamente la precisión de un algoritmo de migración ó DMO. Para un dado conjunto de parámetros de adquisición, parámetros de procesamiento, y modelo de velocidad, las herramientas de Schneider computan la respuesta teórica esperada de la respuesta cinemática y de amplitud en función del ángulo de buzamineto y distancia. Las respuestas correspondientes para parámetros específicos que se determinan también son computadas. Dado a que estas herramientas predicen la precisión de parámetros específicos de adquisición, también pueden ser usados en el diseño de sísmica de 3-D.

IMAGENES DE BUZAMIENTOS PRONUNCIADOS

El proceso standard de migración en tiempo pre-apilamiento tiene dos pasos, siendo más efectivo en cuanto a costos que un proceso que tiene solo un paso. Primero, se transforman los datos a distancia cero, y después son migrados con migración distancia cero. El proceso normal para crear datos distancia cero es aplicar una corrección NMO, seguido por DMO. La aproximación de velocidad constante introduce errores, especialmente en el posicionamiento de reflectores con buzamientos pronunciados. Deregowski (1981) derivó una solución analítica para migración linear $v(z)$ a distancia cero (MZO). Esto se aleja de la premisa de velocidad constante, sin embargo, permite un medio $v(z)$ verdadero. Para producir un posicionamiento más preciso y para preservar amplitudes, nosotros hemos implementado un algoritmo de amplitud-controlada migración a distancia cero, para reconocer variaciones de velocidad arbitrarias con profundidad.

El operador $v(z) - MZO$ es computado en forma numérica en lugar de analítica. La computación de amplitudes para el operador MZO requiere una computación precisa de los tiempos de trayectoria (traveltimes). A diferencia del operador para DMO, la curva de la respuesta del impulso para MZO contiene una cuspe. Si la computación no es precisa cerca de la cuspe, se puede generar un ruido significante para reflectores planos. Adicionalmente, la falta de precisión numérica en el operador puede resultar en oscilaciones en las amplitudes como función de distancia y profundidad. Los tiempos de trayectoria son computados usando una solución de diferencias finitas de la ecuación eikonal (Van Trier y Symes, 1991).

El MZO de amplitud-controlada ha sido usado para mejorar imágenes de flancos pronunciados de cuerpos salinos. Tanto el posicionamiento y las imágenes de los flancos y de los sedimentos cercanos han sido mejorados.

CONCLUSIONES

Estrategias de exploración que utilizan el procesamiento de datos sísmicos con amplitud-preservada aumentan la confianza en el mapeo de prospectos y en las técnicas de análisis de riesgo. El enfoque de Exxon es el de analizar en detalle cada tecnología utilizada en el proceso para económicamente producir imágenes de alta fidelidad. En este trabajo hemos presentado tres tecnologías que apoyan esta estrategia. La reconstrucción del tren de onda efectivamente remueve múltiples del fondo marino con alias fuerte, mientras que preserva amplitudes. Los "gathers" resultantes hacen posible el hacer un análisis de AVO con mucha confianza. Las herramientas de Exxon para quantificar la precisión y limitaciones de la cinemática y las amplitudes de métodos de obtener imágenes ayudan en la selección de las tecnologías apropiadas y en el diseño de sísmica 3-D. Explorar buscando anomalías de amplitud en los costados de domos salinos requiere un posicionamiento preciso y control de amplitud mientras se mantienen buzamientos pronunciados. Obtener imágenes de buzamientos pronunciados con MZO satisface estos requerimientos.

AGRADECIMIENTOS

La estrategia presentada en este trabajo es utilizada por Exxon en el procesamiento sísmico de amplitud-

controlada. El trabajo de investigación que incluyó los procesos mencionados en este artículo se llevó a cabo en Exxon Production Research Company. Varias personas de Exxon Exploration Company contribuyeron a estas técnicas. Queremos reconocer a R. E. Duren, E. A. Eriksen, and E. C. Trantham por su trabajo en el desarrollo de la técnica de reconstrucción del tren de onda pre-apilamiento con amplitud-preservada. Por el trabajo en desarrollar herramientas cuantitativas para evaluar programas de computación utilizados en procesamiento sísmico reconocemos a R. Gonzalez, W. J. Schroen y específicamente a W. A. Schneider, Jr. por derivar las ecuaciones para la respuesta teórica de impulsos. Por su trabajo en desarrollar un algoritmo práctico de amplitud-controlada MZO reconocemos a C. M. Samuels y G. A. Winbow.

BIBLIOGRAFIA

- Black, J. L., Schleicher, K. L., and Zhang, L., 1993, True-amplitude imaging and dip moveout: *Geophysics*, 58, 47-66.
- Deregowski, S. M., and Rocca, F., 1981, Geometrical optics and wave theory of constant offset sections in layered media: *Geophy. Prosp.* 29, 374-406.
- Duren, R. E., Eriksen, E. A., and Trantham, E. C., 1997, Removal of water-bottom multiples and peg-leg multiples via wavefield reconstruction, 67th SEG Annual Mtg., Soc. Expl. Geophys., Expanded Abstracts, volume I, ACQ 3.6, 79-82.
- Duren, R. E., Eriksen, E. A., and Trantham, E. C., 1998, Wavefield Reconstruction, Proceedings of the 30th Annual Offshore Technology Conference (May 4-7, 1998, Houston, Texas), Volume 1, pp. 199 – 207.
- Duren, R. E., Eriksen, E. A., and Trantham, E. C., 1998, Wavefield Reconstruction, to be published in *Sea Technology Magazine* in August 1998.
- Samuelson, C. M. and Winbow, G. A., 1997, Controlled-amplitude migration to zero offset, presented at the Karlsruhe Workshop in Amplitude-Preserving Seismic Reflection Imaging, Seeheim, Germany.
- Schneider, Jr., W. A., 1997, Predicting imaging fidelity quantitatively with impulse responses, presented at the 1997 SEG Summer Research Workshop, Vail, Colorado.
- Van Trier, J. and Symes, W. W., 1990, Upwind finite-difference calculation of seismic traveltimes, 60th SEG

PROCESOS SISMICOS DE PRESERVACION DE AMPLITUD

Annual Mtg., Soc. Expl. Geophys., Expanded Abstracts, 90,
1000-1003.

Contaminado con Múltiplos Datos Reconstruidos con Atenuación de Múltiplos

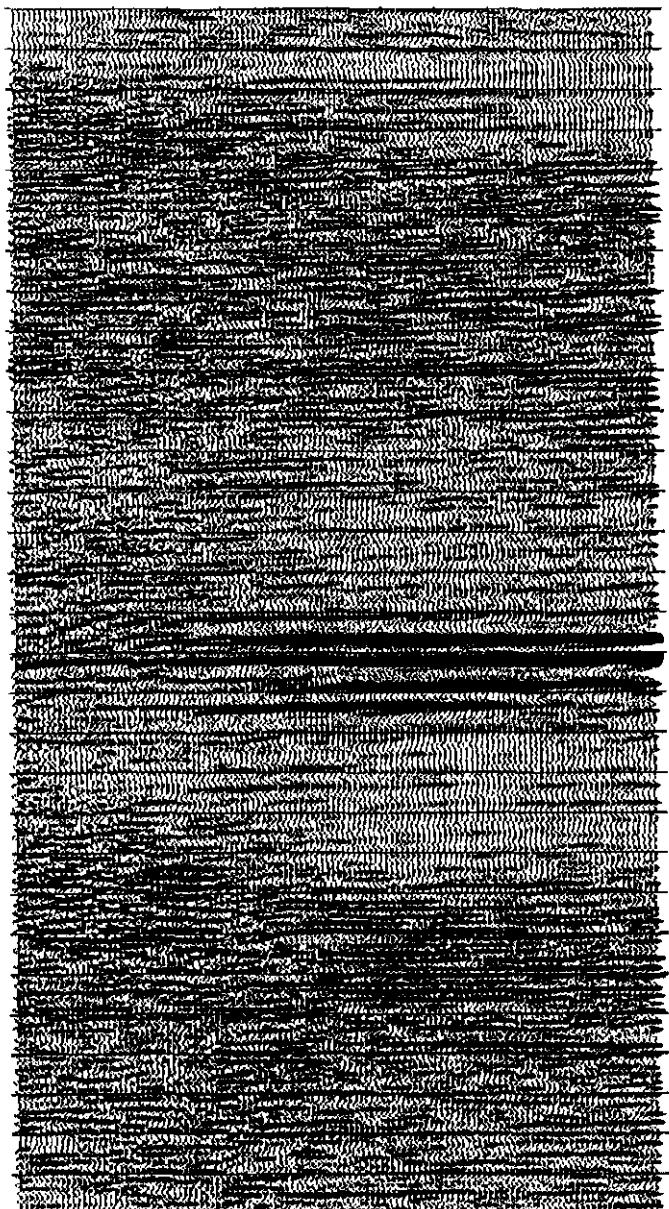


Figura 1. Reconstrucción del tren de onda - comparación de "gathers". Los "gathers" han sido corregidos con velocidad de propagación en términos de movimiento hiperbólico. Los reflectores primarios son planos. El "gather" a la izquierda ha sido construido de los datos 2-D originales por medio de seleccionar el registro de cada tercer disparo. El "gather" a la derecha muestra los resultados después de usar la reconstrucción del tren de ondas para eliminar múltiplos y reconstruir el "gather" con todos las distancias presentes. La energía de los múltiplos es virtualmente eliminada.

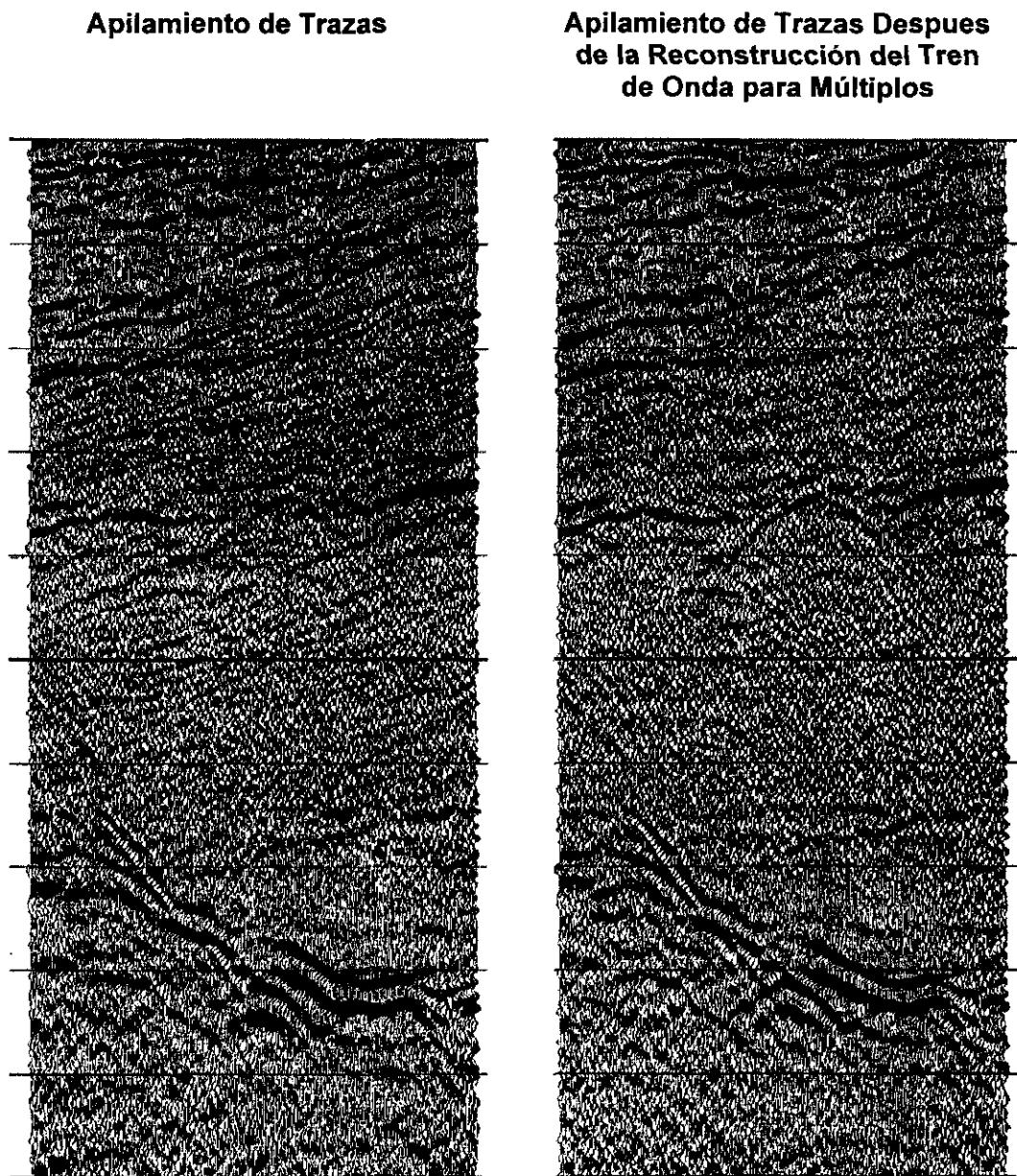


Figura 2. Reconstrucción del tren de onda - comparación del apilamiento de trazas. El apilamiento de trazas superior es de los datos originales. Los múltiples en el apilamiento de trazas son evidentes como un fuerte ruido coherente y lineal, con buzamiento inclinado de derecha a izquierda. El resultado de usar la reconstrucción del tren de onda para atenuar múltiples se muestra en la figura inferior.

Valoración Tecnológica de los Atributos Espectrales: Análisis Experimental en el Área Franco – Española.

Pagdo Mallo de la Vega Chávez, PEMEX-PEP, STDP-Méjico y Juan Alvarado Vega, Exploración Región Norte, Tampico.

INTRODUCCIÓN

En palabras de Turan Thaner los atributos sísmicos son “todas las cantidades medibles de la onda sísmica” (Computación and Interpretative use of Seismic Attributes: by Seismic Research Corporation. P. 1). En este sentido los cambios que experimenta la señal sísmica en su viaje a través del subsuelo, son una fuente potencialmente valiosa de información geológica - geofísica *adicional* a la que intrínsecamente representa la obtención e interpretación estructural - estratigráfica de una sección sísmica migrada mediante el procesado en tiempo de los datos de campo. De hecho los cambios de amplitud, en alguna de sus variantes (envolvente, fuerza de reflexión, variante con la distancia, relativa, aparente, etc.) es el atributo más ampliamente utilizado durante el procesado e interpretación de datos sísmicos. Todas esas *cantidades medibles* de la onda sísmica cuando se analizan en un plano relacional y estas relaciones se muestran en imágenes como por ejemplo de contornos, pueden representar una dimensión cualitativa potencialmente valiosa para inferir información litológica y petrofísica del subsuelo. Obviamente el desarrollo tecnológico tanto en la adquisición, como en el procesado de datos geofísicos contribuye en gran medida a la potenciación del campo de los atributos sísmicos para su aplicación a estudios de interpretación estructural y estratigráfica y la delimitación sísmica de yacimientos; aquí se presenta un resumen de un estudio experimental 2D realizado en las áreas Franco - Española y Cacalilao mediante la obtención y análisis de la atenuación dependiente de la frecuencia que sufre la onda sísmica al viajar a través del subsuelo, esta atenuación espectral, permite detectar *anomalías* de atenuación en el dominio de las frecuencias que están asociadas a múltiples factores (Dilay & Eastwood, Leading Edge, Nov. 25, p. 1121) entre ellos a la litología del medio, fracturación, propiedades petrofísicas, y espesor de las capas entre otros.

El estudio se realizó en coordinación con el Instituto Mexicano del Petróleo, en las instalaciones y con la asistencia técnica de

la compañía Signal Estimation Technology (SET) propietaria de los programas sísmicos con que se realizaron estas pruebas.

Se procesaron en total 8 líneas sismológicas del área Franco - Española, 4 de Cacalilao y 1 de San José de las Rusias, todas en un análisis espectral bidimensional. Un resumen de la forma en que se realizó este estudio experimental, ejemplos, resultados obtenidos y las conclusiones son presentadas en este breve artículo, con la intención de mostrar en el ámbito de la disciplina del procesamiento geofísico una perspectiva novedosa de los atributos sísmicos, que pudiese quizás estimular y motivar al personal de PEP para su estudio, selección y aplicación en una manera más amplia. En este sentido tal vez no se ha utilizado aún el verdadero potencial de las cualidades “ocultas” de la traza sísmica. Este breve trabajo intenta también un llamado de atención hacia ellas.

VARIACIÓN DE LA ENERGÍA SÍSMICA CON LA FRECUENCIA (EVF)

En el ámbito mundial se realizan actualmente esfuerzos cada vez más amplios para estudiar, desarrollar y utilizar todas las cualidades o características de la onda sísmica, explorando sus posibilidades ya sea a través de consorcios o como desarrollo de esfuerzos individuales realizados por compañías tanto de servicios como petroleras.

En el contexto de valoración tecnológica, uno de los objetivos de este estudio fue el de explorar la respuesta de un atributo no convencional (referidos a los atributos que se obtienen de la parte compleja de la traza analítica de hilbert), que mide la variación de las relaciones espectrales experimentada por la onda sísmica en particular la parte del espectro correspondiente a las frecuencias altas, al atravesar zonas impregnadas con hidrocarburos o gas en su viaje por el subsuelo, (fenómeno investigado por SET desde 1984). Este

fenómeno ahora es bien reconocido (Castagna et al, Leading Edge, Aug. 95), y aunque el espectro característico intrínseco a parámetros litológicos puede ser, actualmente, modelado y obtenido cuantitativamente confiable dentro de rangos aceptables, la atenuación intrínseca de las altas frecuencias debida a parámetros petrofísicos, sin embargo, no está aún completamente determinada y a pesar de que existen teorías que intentan sustentar esta correlación (O'Connell & Budiansky, '77 y Murphy et al, '86) las aplicaciones y resultados son aun experimentales. Por lo tanto la "calibración" (validación) de este atributo sísmico como la de cualquier otro que pretenda fijar la articulación de la sísmica con los mecanismos petrofísicos, es substancialmente experimental, y estará sujeta entonces a la subjetividad técnica de quien interpreta y correlaciona los resultados. Se podría pretender una validación como tal, sólo con relación al posicionamiento en profundidad y distancia de estos atributos en base al perfil sísmico vertical de pozos cercanos. ¿Cómo validar entonces los fenómenos de atenuación sísmica?

Especificamente para intentar una aproximación a la calibración de los resultados de esta tecnología, se requiere de un análisis cualitativo de las *características* de atenuación espectral que se observan en las trazas cercanas a un pozo productor, y las observadas en las trazas cercanas a un pozo no productor; es decir se requieren datos de dos pozos ubicados sobre la línea sísmica que se estudia, e inferir *características o patrones* de atenuación en uno y otro caso, para después utilizarlos como *indicadores* en el análisis de áreas cercanas lo que de cualquier manera conlleva una subjetividad interpretativa, y esta interpretación y correlación sísmica - petrofísica estará nucleada principalmente por el conocimiento geológico - geofísico que se tenga del área bajo estudio, pero principalmente por el conocimiento previo adquirido mediante la experimentación de las características espectrales regionales, y su respuesta a los mecanismos petrofísicos locales. Una aproximación más compleja que se intenta es la de "pesar" los indicadores espectrales de una manera cuantitativa mediante la aplicación de técnicas automáticas de procesado para reconocer estadísticamente el comportamiento sísmico en áreas productoras y no productoras.

Son varias las características espectrales que pueden ser estimadas de la traza sísmica, analizando ventanas pequeñas en tiempo como son: frecuencias "cuantiles", pico frecuencial, ancho de banda frecuencial y relación espectral; esto se ilustra en los esquemas de la Fig. 1, en donde f_1 , f_2 y f_3 son las frecuencias cuantiles en las cuales la energía acumulada alcanza qE , $0.5E$ y $(1-q)E$, en donde q es menor o igual a 0.5 y P_{max} es el pico frecuencial, esto aplicado a datos sísmicos se muestra en la Fig. 2.

El análisis de la forma como varía la energía sísmica de reflexión con relación a la frecuencia, se puede realizar entonces sobre datos apilados y migrados en tiempo, mediante

la obtención del espectro de potencia suavizado a lo largo de una ventana pequeña, seleccionada inmediatamente por debajo de la zona de interés; la respuesta espectral en esta zona es analizada cualitativamente para la búsqueda de zonas anómalas que suponen implícito algún sentido geológico - petrofísico como se ilustra en la Fig. 2c, donde se puede identificar una anomalía espectral, acotada a la zona ATN, o bien, obteniendo la atenuación espectral mediante la diferencia del espectro de potencia estimado y suavizado en una ventana de tiempo seleccionada inmediatamente por encima de la formación de interés, menos el espectro de potencia suavizado de una ventana en tiempo de igual tamaño que la anterior, pero estimado ahora inmediatamente por debajo de la zona de interés, como se muestra en la Fig. 3, la diferencia espectral así obtenida traza a traza y a lo largo de la línea sísmica representa la variación de la energía sísmica a diferentes frecuencias, lo que puede ser graficado (para tener una mejor perspectiva cualitativa) en forma de contornos en un plano F-X, en el cual, como se muestra en la Fig. 4 el color representa los rangos de atenuación obtenidos.

Es pertinente aclarar aquí dos aspectos importantes; primero que el análisis espectral del campo Franco - Española se realizó acondicionando previamente los datos con dos procesos aplicados después de la migración; uno de ellos fue la aplicación de un filtro para eliminación de ruido aleatorio y coherente basado en la reconstrucción de la señal sísmica mediante la técnica de componentes principales, el otro fue la aplicación de una deconvolución de alta resolución (baja sensibilidad a la presencia de ruido) basada en técnicas de modelado cepstral para estimación de los filtros de deconvolución, en la Fig. 5a, 5b y 5c se muestra un ejemplo de aplicación de estos procesos, y segundo, que en general esta tecnología pretende, más que un simple análisis de atenuación espectral, un enfoque hacia la generación de prospectos y la delimitación y monitoreo sísmico de yacimientos, mediante técnicas automáticas de reconocimiento de patrones que revisten cierta complejidad tanto del sustento matemático como computacional e interpretativo.

ANTECEDENTES DE LOS CAMPOS FRANCO - ESPAÑOLA Y CACALILAO

El Campo Franco - Española es, en el contexto tecnológico, propicio para valorar atributos de atenuación, ya que se caracteriza por un intenso sistema de fracturamiento y una complejidad asociada principalmente a la presencia de un yacimiento de aceite muy pesado con presencia de agua de formación con alto grado de movilidad, estimulada ésta, por las propias fracturas. La formación productora es caliza arcillosa naturalmente fracturada del Cretácico Superior y Cretácico Medio y se encuentra a una profundidad en tiempo de reflexión sísmica de 160 a 400 milisegundos, aunque en algunos partes se ha tenido producción en el Cretácico Inferior. El campo Cacalilao en general, presenta condiciones

geológicas, geofísicas y petrofísicas similares; los problemas técnicos que presentan estos yacimientos abarcan varias disciplinas como la de perforación, administración de yacimientos y la de producción, sin embargo en el contexto de la problemática exploratoria geológico - geofísica, el objetivo de realizar aquí las pruebas de atenuación espectral fue el de inferir la respuesta de esta herramienta, correlacionandola con otros indicadores tales como los atributos convencionales, AVO y los derivados del conocimiento geológico – geofísico que se tiene del área bajo estudio.

ANÁLISIS DE ATENUACIÓN ESPECTRAL

En la Figs. 6 y 7 se muestran dos de las líneas sismológicas del área Franco – Española de alta resolución, que fueron adquiridas recientemente con sus respectivas gráficas de atenuación espectral en la parte inferior de ellas; el análisis espectral se realizó interactivamente en datos migrados, sobre ventanas de tiempo de 200 milisegundos trazadas según la geometría de la formación de interés previamente interpretada a lo largo de la línea sísmica. Es importante enfatizar aquí, que esta técnica es sensible a los cambios litológicos que puedan existir a lo largo de las ventanas de análisis, por lo que errores en la interpretación de los horizontes, o bien cambios litológicos inesperados dentro de la ventana de análisis se convierten en posibles zonas de atenuación espectral anómala que no corresponde a parámetros petrofísicos, un ejemplo de esto se muestra en la Fig. 4, ya mencionada antes, en donde se observa una anomalía de la atenuación de las frecuencias medias que debe interpretarse, aparentemente como un contacto litológico según resultados del pozo perforado cerca de esa anomalía, (la línea sismológica corresponde al área San José de las Rusias del prospecto Lerma – Talismán).

Finalmente en la Fig. 8 se muestra un parte de la inline 2420 de Cacalilao, en la cual se realizó un análisis espectral y de forma de onda (aquí sólo se muestra la atenuación espectral) en la cual puede observarse una anomalía de la atenuación del espectro de potencia (señalada en los recuadros), en la ventana seleccionada por debajo de la zona de interés que en este caso, al igual que en las líneas sísmicas de Franco – Española correspondió a las formaciones San Felipe y Agua Nueva del Cretacico Superior. Las ventanas de análisis fueron de 200 milisegundos, la línea "J" en el extremo derecho indica una zona de interés determinada previamente al análisis espectral, en H se muestra la reconstrucción de la ondícula mediante la técnica de componentes principales (modelado cepstral), que permite eliminar componentes de atenuación regional y obtener la curva residual que se muestra, lo cual constituye (suponiendo que el procesado sísmico convencional y de acondicionamiento previos al análisis, fueron realizados adecuadamente), una calibración litológica de los resultados, que enfatiza además los límites de las zonas atenuadas.

ACONDICIONAMIENTO DE LOS DATOS SÍSMICOS

Los aspectos más importantes a considerar para el procesamiento previo de los datos sísmicos son las siguientes:

1.- Durante el análisis espectral el ruido coherente es "visto" como señal, así que deberá ser atenuado sin afectar el contenido de frecuencias.

2.- Los múltiples son un factor crítico, ya que introducen errores derivados de su contenido de altas frecuencias "falsas"; este problema (la presencia de múltiples) es difícil de minimizar por lo que si están presentes inmediatamente por debajo de la zona de interés, la técnica de análisis espectral no es recomendable

3.-Los filtros pasa banda variables con el tiempo, así como la deconvolución y en particular el blanqueado espectral, obviamente modifican el patrón espectral de la señal. Los filtros pasa banda deben evitarse o aplicarse muy amplios y la deconvolución tanto predictiva como impulsiva podrían aplicarse de manera suave (ventanas amplias de diseño y aplicación), evitando filtros de deconvolución variables con el tiempo

4.- Finalmente es conveniente realizar el análisis espectral sobre datos migrados tanto por el posicionamiento correcto de los datos en el subsuelo, como por la eliminación de ruidos coherentes que esta etapa del proceso supone (difracciones, fallas y echados pronunciados).

CONCLUSIONES

Los sistemas geológicos son de tal complejidad, que los principales fenómenos sísmicos (como el de la atenuación) observados experimentalmente, no tienen aún una explicación teórica; por lo tanto delimitar los alcances de esta tecnología como indicadores petrofísicos estaría fuera de sustentación, sin embargo, como ya se indicó, no hay duda sobre el fenómeno de atenuación espectral que experimenta la onda sísmica al atravesar rocas impregnadas con aceite y que esta atenuación es mucho más evidente en la parte de las altas frecuencias del espectro. En este sentido los atributos sísmicos en general, no sólo los espetrales, se han constituido como las mediaciones o al menos como portadores importantes de información petrofísica.

Por lo anterior, intentaremos aquí, mas bien proporcionar una valoración – diferenciación con respecto a dos de las técnicas más ampliamente usadas para la correlación de los atributos sísmicos con los mecanismos petrofísicos; los métodos geoestadísticos y AVO.

El método geoestadístico.- Ante la falta de sustento teórico, el análisis de atributos sísmicos se ha realizado con métodos estadísticos; estas técnicas geoestadísticas fueron inicialmente desarrolladas con propósitos mineros en Africa del Sur y ahora se aplican a datos sísmicos lo cual trae consigo entre otros, dos problemas fundamentales; el primero muy simple, se refiere al

hecho común de la falta de "muestras" (núcleos) suficientes para un análisis consistente y el otro, más importante aún, es la dificultad para seleccionar las trazas sísmicas representativas de la propiedad petrófisica que se desea inferir, así como de los atributos que mejor reflejan esa propiedad, y por lo tanto el desconocimiento previo de la manera como responde esa relación en condiciones geológico - petrofísicas diversas. La multiplicidad para buscar consistencia es la respuesta del método geoestadístico para estos problemas, por lo cual el método estará acotado por la disponibilidad y calidad de información requerida y se aplica entonces de manera muy selectiva.

AVO.- El método estadístico de análisis de amplitud variable con la distancia, asume condiciones ideales como "echados" suaves, buena relación señal a ruido y sin efectos de "tuning", el análisis se realiza muestra a muestra por lo que es muy sensible a modificaciones de la amplitud relativa verdadera ocasionadas durante el procesado sísmico de la información bajo estudio; además de que no toma en cuenta el comportamiento dinámico de la señal ni posibles interacciones que pudiesen existir entre eventos. El método solo "ve" amplitudes puntuales por lo que el principal problema de esta técnica es el tratamiento inadecuado de las amplitudes durante el procesado de los datos sísmicos. Esta técnica es la más ampliamente utilizada en el ámbito internacional y por supuesto en PEP.

Atenuación espectral.- Esta técnica intenta conocer el patrón de propagación de la onda sísmica mediante análisis por ventanas, en consecuencia es sensible a la presencia de múltiples que contamina la señal sísmica; también es sensible obviamente a procesos previos que modifiquen el espectro de la señal. El análisis por ventanas que utiliza el método le permite detectar cambios litológicos laterales (esperados o no), así como contactos entre formaciones que puedan existir en las ventanas de análisis. Los atributos se obtienen a partir de los espectros de la señal y de la ondícula estimada, los cuales son modificados al atravesar formaciones impregnadas de aceite según las propiedades petrófisicas de esa formación por lo que esta técnica es menos sensible a la perdida de amplitudes relativas que pueda ocurrir durante el proceso sísmico de acondicionamiento de datos.

Como puede verse estos métodos, finalmente estadísticos, muestran posibles ventajas y desventajas entre unos y otros, requieren condiciones geológicas - geofísicas diferentes para su aplicación exitosa y los métodos por sí mismos tienen un enfoque diferente. El método de atenuación espectral demostró ser efectivo y muy consistente para la detección de anomalías de atenuación como se mostró en este breve resumen, por lo que esta técnica adquiere un valor agregado, intrínseco como herramienta adicional a las existentes. Es bien conocido que un

mismo parámetro analizado en diferentes contextos, nos permite un mejor entendimiento de su comportamiento y significado.

Las pruebas realizadas con esta tecnología, mostraron resultados importantes que requieren sin embargo de un mayor análisis, entendimiento y compresión de su significado. Se requiere profundizar en el estudio del método que nos permita mediante el modelado cepstral, validar efectos de atenuación relacionados a mecanismos petrófisicos. En el ejemplo de la inline 2420 de Cacalilao se obtuvo la reconstrucción del espectro de la ondícula por componentes principales (mediante modelado cepstral) como una primera aproximación para discriminar efectos de atenuación.

RECONOCIMIENTOS

Las pruebas realizadas sobre esta tecnología formaron parte de un proyecto Fidepemex coordinado con el Instituto Mexicano del Petróleo y con la participación de: M.C. Raul del Valle y M.C. Luis Ramírez como responsables del proyecto por ese Instituto. Otras personas tanto del IMP como de PEP, que de alguna manera y en algún momento participaron en el proyecto fueron: M.C. Raúl García.- PEP, Ing. Manuel Espinoza.- IMP, M.C. Alfonso Gonzales.- IMP y M.C. Pedro Gómez.- IMP.

Un reconocimiento especial al Dr. Maher S. Maklad, Presidente y fundador de la compañía SET (1984); creador de la técnica aquí apenas esbozada. Maher hizo su Doctorado en "Statistical Signal Processing" en la Universidad de Calgary, Alberta Canada y ha estado en investigación y desarrollo sobre técnicas automáticas de reconocimiento de patrones para la caracterización de yacimientos desde hace 25 años.

REFERENCIAS

- Barnes, A. E., 1992 Instantaneous spectral bandwidth and dominant frequency with applications to seismic reflection data: Geophysics.
- Bodine, J.H., 1984, Waveform analysis with seismic attributes 54th Annual Internat. Mtg., SEG.
- Robertson, J.D. and Fisher, D.A., 1988 Complex seismic trace attributes: The Leading Edge, 7, no.6..
- Shoenberger, M., And Levin, F.K., 1974, Aparent attenuation due intrabed multiples: Geophysics, 39.
- Taner, M. T., 1992, (revised 1998) Attributes Revisited, Seismic Research Corporation.
- Toksoz, M.N., and Johnston, D.H., 1981, seismic wave attenuation: SEG.

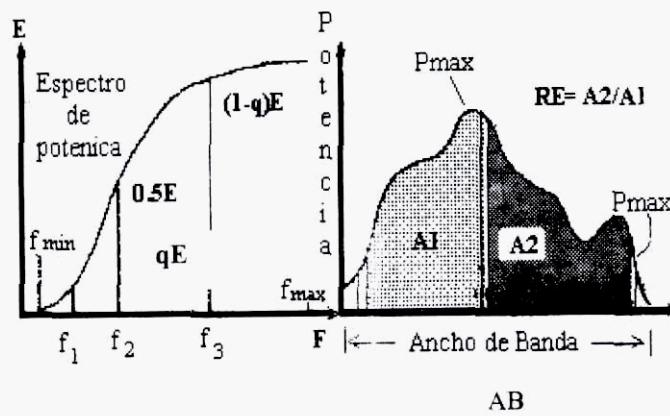


FIG.1.- ATRIBUTOS ESPECTRALES.- Son varios los atributos que se pueden estimar del espectro de la señal, como los aquí indicados.(frecuencias cuantiles f_1 , f_2 y f_3 , RE, AB)



FIG.3.- OBTENCIÓN DE LOS ESPECTROS.- Se estiman los Espectros sobre ventanas cortas de tiempo, tomadas a partir de la cima (Ec) y la base (Eb) de la formación de interés.

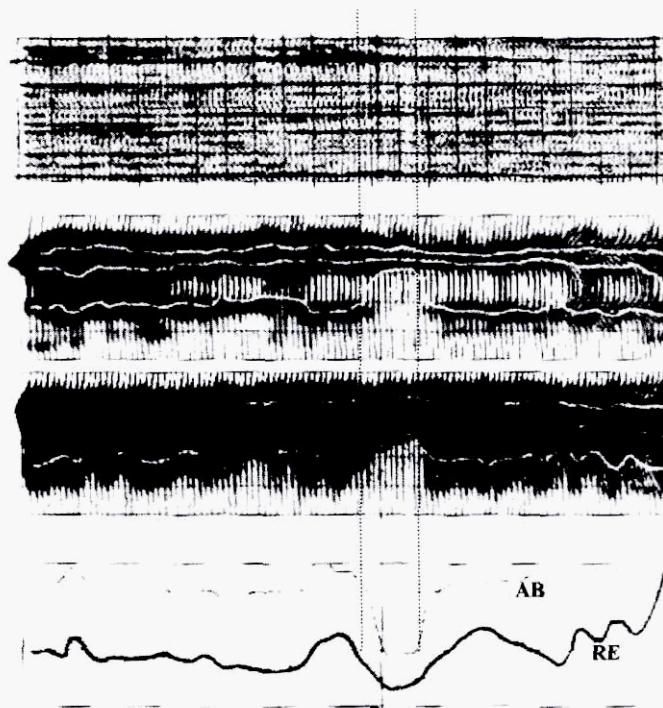


FIG.2.- ATRIBUTOS ESPECTRALES (Cortesía Compañía SET).- Visualización de los atributos espectrales obtenidos de una ventana en tiempo de la sección apilada; a) ventana de análisis b).- Espectro de la Señal indicando los cuantiles f_1 , f_2 y f_3 de energía acumulativa, c).- Espectro de la ondícula, d).- Variación del Ancho de Banda (AB) y de la Relación Espectral (RE). En todos los atributos se observa una anomalíapectral en la zona ATN.

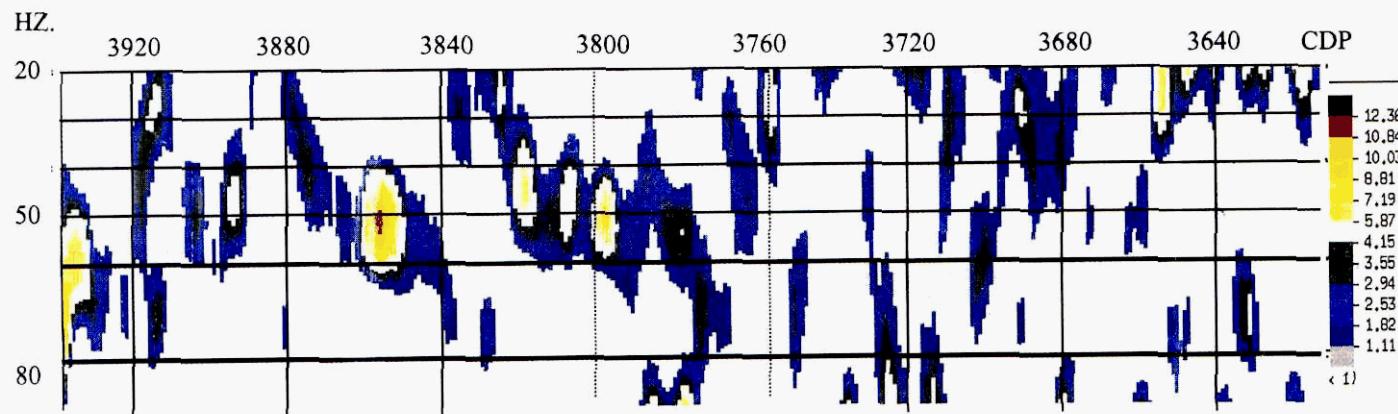


Fig. 4.- ATENUACIÓN ESPECTRAL.- Los espectros estimados son suavizados y su diferencia Ec-Eb (Fig. 3) es graficada en forma de contornos, en un plano CDP Vs. Frecuencia, donde el color representa niveles de atenuación, en este caso el color negro representa la mayor atenuación. (este gráfica de atenuación corresponde a la línea 366 de Lerma – Tálisman, Tampico)

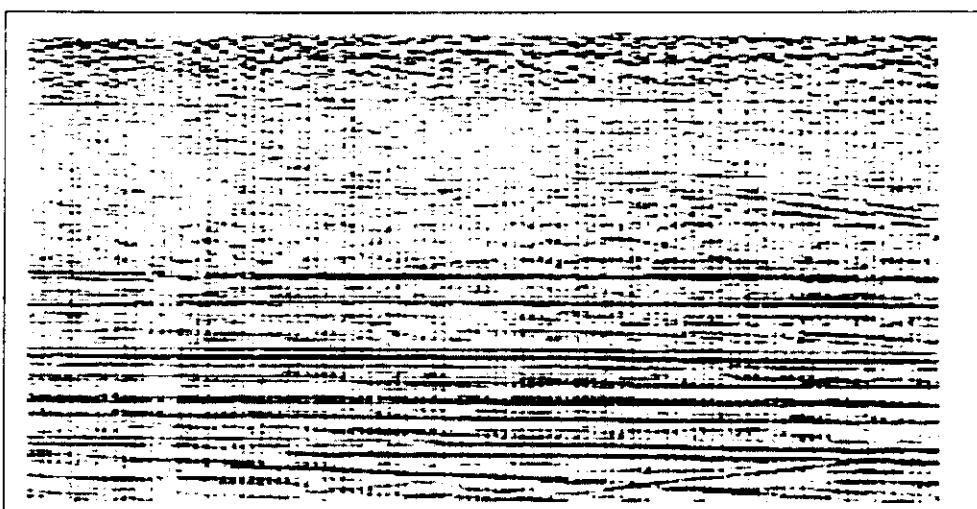


Fig. 5.- Línea Migrada del Área Franco - Española.

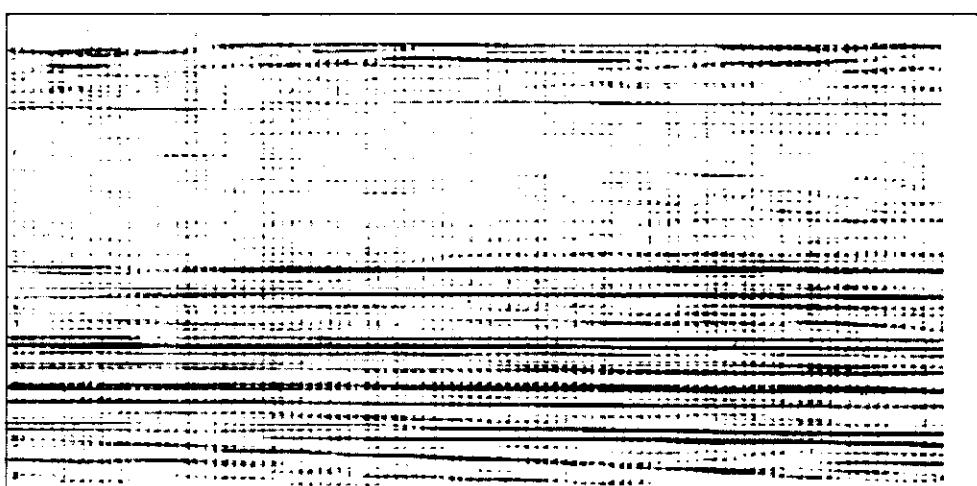


Fig. 5b.- La misma línea migrada + Filtro de Componentes Principales. (Luis Ramírez IMP)

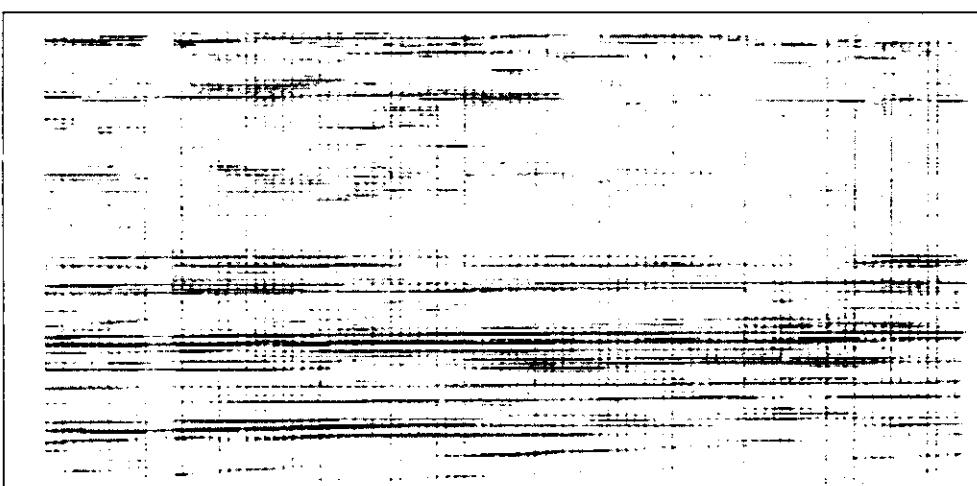


Fig. 5 c.- La misma línea Migrada + Filtro CP + Deconvolución Cepstral (Luis Ramírez, IMP)

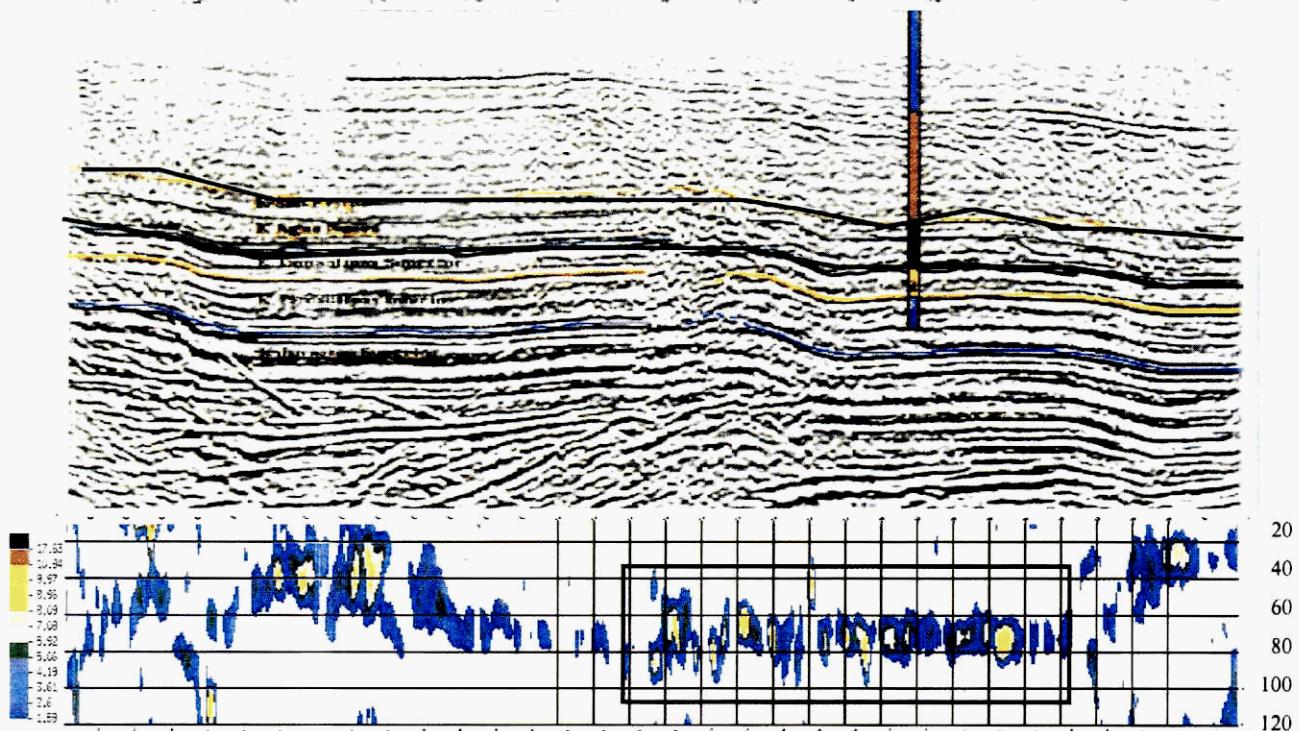


FIG. 6.- Análisis de Atenuación Espectral de la Línea 1004 de Franco – Española. En el recuadro del mapa de contornos se observan anomalías de atenuación que pueden estar relacionadas al fracturamiento y a parámetros petrofísicos ya que el pozo mostrado es productor en la ventana marcada en la sección sísmica.

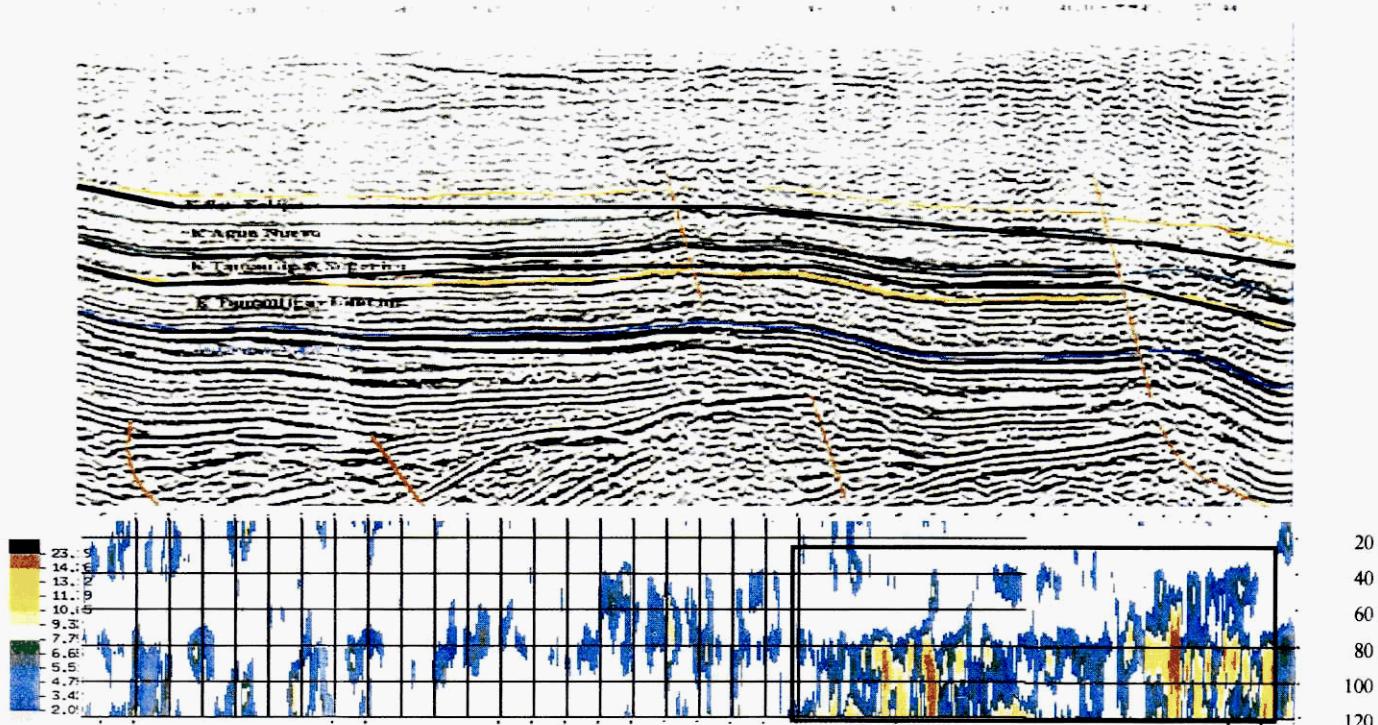


FIG. 7 Línea 1007 de Franco – Española. Se observan anomalías importantes en el extremo derecho de la sección. Nuevamente puede inferir atenuación por fracturas y fallas entre otros factores ya que es la parte de la sección donde se observa mayor flexionamiento.

Una metodología para la caracterización estática de yacimientos.

Cesar Cabrera Cuervo, y Julio Pérez Aldana, Pemex Exploración y Producción.

INTRODUCCIÓN

Los estudios de caracterización de yacimientos son la base y el sustento de las fuertes inversiones requeridas en la etapa de desarrollo y explotación del campo, para lo cual es preciso llevar a cabo un esfuerzo integrado de varios especialistas conformados en un equipo de trabajo, con la finalidad de realizar estudios a detalle en cada etapa de la caracterización, mediante el análisis exhaustivo de todos los datos con que cuenta el proyecto, cuantificando sus riesgos e incrementando la certidumbre de los productos que se generan en este tipo de trabajos.

En este trabajo los autores se refieren a la metodología para la caracterización estática de yacimientos, la cual ha sido concebida para brindar a los especialistas del ramo una visión sobre las técnicas empleadas en la caracterización de yacimientos carbonatados mediante métodos interactivos. El conocimiento de esta metodología se ha beneficiado durante varios años con la experiencia de especialistas en diferentes disciplinas Geológicas, Geofísicas y de Ingeniería de Yacimientos, así como con la valiosa colaboración de asesores pertenecientes a Compañías de servicios líderes a nivel Mundial en la caracterización de yacimientos.

Para la elaboración del Modelo se integran datos Geofísicos, Geológicos y Petrofísicos en una plataforma de ambientes automatizados (Charisma GeoQuest, Reservoir Modeling y GeoFrame), en la que se generan Mapas Estructurales, Isópacos y de Propiedades Petrofísicas de varios niveles de interés, los cuales se utilizan para predecir los resultados en la perforación de pozos de desarrollo y para la simulación numérica.

Para una mejor visualización se ilustra esto, con un ejemplo del campo Sinan, el cual se localiza en aguas Territoriales del Golfo de México y está ubicado en la plataforma continental del Golfo de México, frente a las costas del Estado de Tabasco, en tirantes de agua promedio de 35 m, aproximadamente a 40 Km. al norte franco del puerto de Frontera Tab., (Figura 1). Fue descubierto en el año de 1992 por el pozo exploratorio Sinan - 101A, productor en dos yacimientos, uno en el Cretácico Superior y el otro en el Jurásico Superior Kimmeridgiano.

La trampa para el Cretácico es de tipo estructural, constituido por calizas fracturadas de mar abierto y en el Jurásico su trampa es combinada estratigráfica - estructural, constituido por facies de bancos oolíticos dolomitizados de plataforma interna carbonatada.

Actualmente en este campo se tienen perforados 3 pozos exploratorios terminados, Sinan -1A, 101A y 201, y un pozo delimitador el Sinan - DL1.

OBJETIVOS

Los objetivos principales para la caracterización de este campo son los siguientes:

- La Interpretación sísmica - estructural de los yacimientos Cretácico Superior y Jurásico Superior Kimmeridgiano.
- Desarrollar un modelo de evolución sedimentológico y estructural.
- Análisis y cartografía de propiedades petrofísicas de los yacimientos.
- Reducción del riesgo geológico en la ubicación de los pozos de desarrollo.
- Integración de un modelo geológico estático y su preparación en términos de celdas para su posterior simulación.

METODOLOGÍA

La metodología que se utilizó en este estudio se resume en la Figura 2 y muestra un alto grado de integración e intercambio de ideas entre las distintas disciplinas y consiste en las especialidades siguientes:

- Análisis Petrográfico y Diagenético - Descripción e Interpretación de núcleos y muestras de canal.
- Análisis Petrofísico - Edición e Interpretación de registros geofísicos y estudios petrofísicos.
- Interpretación Sísmica - Sismogramas sintéticos, interpretación sísmica en tiempos y análisis de velocidades.

De la integración de estas tres disciplinas obtenemos un Modelo Petrofísico calibrado y Planos Estructurales de los

Yacimientos, esto se logra mediante la participación integral de los especialistas en un solo equipo de trabajo.

Posteriormente se realizan procesos para seleccionar los atributos o las propiedades sísmicas que sean correlacionables con las propiedades petrofísicas para generar una cartografía de las propiedades críticas, en la evaluación y clasificación de reservas.

En esta última actividad obtenemos planos de porosidades, saturaciones de agua, espesores netos e índice de hidrocarburos, los que se utilizan en la evaluación de volúmenes originales de hidrocarburos, para finalmente adaptar este modelo geológico en términos numéricos, para utilizarlo como base en la simulación inicial.

La metodología que se utilizó para este estudio de caracterización inicial se define en la Figura 2 y se resume de la siguiente manera:

REPROCESO SÍSMICO

Del análisis de la información sísmica existente en este campo se decidió realizar el reproceso sísmico a partir de los datos de campo, el cual se decidió realizar principalmente porque este campo quedó ubicado en el extremo de los levantamientos Le-Aeacch y Mucuy, para ello fue necesario unir estos dos levantamientos y posteriormente reprocesar el cubo sísmico unido, el resultado fueron dos versiones de datos sísmicos migrados:

1. Un volumen de datos filtrados de escala ajustada para utilizarse durante la fase de interpretación y cartografía de la geometría externa.
2. Un volumen de datos sin filtrar y sin alterar las amplitudes relativas verdaderas, para utilizarlo en la fase del análisis de atributos y cartografía interna del yacimiento.

INTERPRETACIÓN SÍSMICA - ESTRUCTURAL

Para iniciar esta fase del estudio , primero se realizaron los sismogramas sintéticos de los pozos Sinan -1A, 101A y 201, con extracción de ondícula, estos sismogramas se utilizaron para la identificación de horizontes sísmicos, la calibración con los mismos y calcular sus profundidades respectivas. Posteriormente la interpretación de horizontes y fallas se realizó de la siguiente manera:

- **Amarre de los pozos e identificación de horizontes.** Se efectuaron amarres entre los sismogramas sintéticos y los datos sísmicos en cada uno de los pozos, identificando 3 horizontes sísmicos en el Terciario y 5 en el Mesozoico.
- **Correlación de los perfiles de control** - El trazado de los horizontes se efectuó primeramente en líneas de control, en donde se estableció el marco geológico y posteriormente se eligió una retícula cada 5 y 10 líneas para su interpretación en el sistema "Charisma".

- **Interpretación de fallas** - Se estableció un marco de fallamiento en las líneas de control, en las secciones sísmicas las fallas se expresan como un desplazamiento organizado de varios eventos sísmicos continuos. En las áreas donde la continuidad de los eventos es pobre y el desplazamiento no es tan obvio, los planos de fallamiento se definieron por proyección.
- **Control de calidad** - El manejo de datos sísmicos es complejo, por lo que fue necesario afinar varias veces la interpretación durante el estudio, auxiliándose con herramientas que el sistema permite, como filtros de baja frecuencia y algunos atributos sísmicos.
- **Configuraciones en tiempos** - Las interpretaciones estructurales obtenidas directamente de los datos sísmicos son planos contorneados en tiempos, esta actividad se realizó con 8 planos en tiempo, que corresponden a cada uno de los horizontes sísmicos definidos en los sismogramas sintéticos.
- **Análisis de velocidades** - Durante esta fase se calcularon las velocidades sísmicas de intervalo obtenidas de los pozos para cada horizonte interpretado, tomando como base éstas para el cálculo de velocidades medias de los horizontes sísmicos de interés (KS, KM, JST, JSKBC03).
- **Conversión de tiempos a profundidad** - Las configuraciones en tiempo (t) y las de velocidades medias (v) de cada horizonte de interés fueron la base para obtener los planos estructurales en profundidad (Figura 3 y 4), utilizando la siguiente fórmula:

PETROGRAFÍA Y DIAGÉNESIS

El trabajo de Caracterización del campo Sinan comprende entre otras disciplinas, un estudio petrográfico-diagenético detallado, tanto de muestras de canal como de núcleos. Para una mejor determinación de características del sistema poroso se realizó un estudio de microscopía electrónica de los núcleos recuperados en el pozo Sinan-201.

Debido a que el Campo Sinan está constituido por dos yacimientos de edad Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano, se estudiaron ambas secuencias y se plantearon dos modelos geológicos, uno para cada yacimiento, describiendo la litología, el medio ambiente de depósito, así como sus características diagenéticas principales para cada uno. Para esto se construyeron secciones estratigráficas, mapas de facies y secciones de división del yacimiento.

Los resultados antes mencionados se integraron, calibrando y correlacionando tanto la litología como las propiedades petrofísicas de los estudios de núcleos con los registros geofísicos, para obtener una división del yacimiento, en zonas con diferentes características petrofísicas.

A partir de estos productos, se construyó el modelo Petrofísico, que a la vez sirvió de apoyo a la definición del Modelo Geológico.

ANÁLISIS DE ATRIBUTOS SÍSMICOS

Los atributos sísmicos tienen el potencial para definir tanto los límites como los cambios espaciales de las propiedades de los yacimientos. En estos estudios, la introducción de análisis de atributos sísmicos contribuye a mejorar notablemente la comprensión del yacimiento, sin embargo debe anotarse que la respuesta de los datos sísmicos es compleja y que los cambios espaciales observados en los atributos no siempre corresponden a los cambios de una sola propiedad del yacimiento.

En el estudio de este campo se obtuvieron diferentes atributos sísmicos para los yacimientos del Cretácico y Jurásico, los cuales fueron analizados y correlacionados con las propiedades petrofísicas en ambos yacimientos.

MODELO PETROFÍSICO

El objetivo de un estudio petrofísico, es desarrollar un modelo que identifique y describa la interacción entre los fluidos de los poros y la roca que los contiene. Para ello es necesario determinar la porosidad, litología y contenido de fluidos dentro del yacimiento. Para efectuar el análisis, se utilizó el módulo GeoFrame del sistema Charisma.

Se dividió el yacimiento Cretácico y Jurásico en zonas potencialmente productoras, tomando como base las curvas Rayos gamma, Resistividad, Porosidad Neutrón , Densidad y Sónico; considerando como criterio sustantivo la definición de cuerpos limpios y con pocas variaciones en el comportamiento de las curvas, descartando cuerpos con valores altos de Rayos gamma.

Los núcleos cortados en el pozo Sinan-201, se describieron detalladamente, y se seleccionaron muestras para análisis petrofísicos de laboratorio (porosidad, permeabilidad). Los núcleos se ubicaron sobre el registro de densidad-neutrón, indicando su recuperación y ubicando las muestras seleccionadas para estudios especiales. En base a la descripción litológica y la cuantificación de la porosidad se calibró el pozo, observando que la porosidad obtenida de los análisis petrofísicos coincide con la porosidad de las curvas de los registros.

La determinación litológica se realizó por medio de dos métodos: Crossplot densidad-neutrón, sobreponiendo las líneas de matriz dolomía, caliza y cuarzo; y también con el método de Crossplot M-N.

Tomando como base la salinidad de 210,000 ppm de la muestra de agua que se recuperó del pozo Sinan-201, a nivel Jurásico Superior Kimmeridgiano, se calculó una $R_w=0.012$ ohmsm, mientras que en el pozo Sinan-1A a nivel Cretácico Superior , con una muestra de agua de 137,000 ppm se calculó una $R_w=0.018$ ohmsm.

El cálculo del factor de cementación “m”, se realizó a partir de la ecuación de Archie. Se despejó el valor de “m” y se hicieron dos suposiciones: la primera, la roca está 100%

saturada de agua y la segunda, solo contiene agua irreductible. A partir de esto, ya se tienen los límites de m y conociendo la porosidad a través de las muestras de núcleo y secciones delgadas, se está en condiciones de fijar un valor de m.

El Elan Plus es un programa computarizado, diseñado para evaluar formaciones cuantitativamente. La evaluación de los yacimientos Cretácico y Jurásico se realizaron separadamente, tomando como límite la extensión de la TR de 7" para el yacimiento Cretácico y la TR de 5" para el Jurásico. Una vez evaluados se crearon canales de salida de ambas y se unieron creando un solo archivo Elan Plus.

CORRELACIÓN Y CARTOGRAFÍA DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS

En los estudios de caracterización de yacimientos los principales retos los constituyen la asociación de las propiedades petrofísicas (porosidad, saturación de agua, permeabilidad, arcillosidad, etc.) con propiedades sísmicas (atributos), para lograr esto es necesario realizar una serie de procedimientos como los análisis de fase, inversión sísmica, definición de los parámetros de corte, que nos lleven a una correlación geoestadística satisfactoria de datos petrofísicos vs. atributos (Figura 5). Una vez obtenidas las funciones de correlación se realizan los planos de propiedades petrofísicas correspondientes.

En este campo se cartografió la porosidad (Figura 6), la saturación de agua (Figura 7) y la distribución de arcilla. No fue posible mapear las permeabilidades relativas de estos yacimientos, debido a que no se cuentan con núcleos suficientes y los pocos que se tienen se cortaron fuera de los yacimientos.

OBTENCIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO

En esta fase se integran todos los resultados obtenidos en las etapas anteriores como son la cima y la base para cada unidad del yacimiento, su distribución de porosidades, saturaciones de agua efectiva y los parámetros de corte. Con estos datos se realizan los cálculos correspondientes y adicionalmente se obtienen los planos de espesores netos (Figura 8), de relación neto a bruto y los del índice de hidrocarburos (Figura 9), los cuales se utilizan en los cálculos de reservas y en la simulación del yacimiento.

PREPARACIÓN DE LA MALLA NUMÉRICA PARA SIMULACIÓN

En esta fase del proyecto, junto con los ingenieros encargados de la simulación se prepararon los datos del modelo geológico que fueron cargados al simulador “Eclipse”, para ello se realizaron dos procedimientos, el primero de ellos consistió en la elaboración de una malla de 21 x 81 x 12 celdas directamente en “Charisma”, en la que se incluyeron las propiedades de ambos yacimientos, todo en un archivo de datos de entrada para el simulador.

La segunda forma se realizó por medio de archivos “ASCII”, X, Y, Z, de los mapas de las profundidades de las cimas, las porosidades y las relaciones de espesor neto a bruto, partiendo de estos mapas se hicieron en el módulo de “grid” de eclipse dos mallas numéricas independientes que representan los yacimientos Cretácico y Jurásico, es importante mencionar que los dos procedimientos son adecuados, sin embargo con el segundo de ellos se tiene el mejor control de los datos que entran al simulador.

COSTOS

Las inversiones para el desarrollo y explotación de este campo (Figura 10) corresponden a un 79% en los pozos de desarrollo, 14% para ductos y estructuras y un 7% para un pozo delimitador con su estudio de caracterización inicial. De este ultimo el 0.5% es el valor del estudio de caracterización inicial, realizado con equipo y personal de PEMEX.

Cabe mencionar que a pesar del valor en inversión tan bajo este tipo de estudios son el soporte para la realización de grandes inversiones en el desarrollo y explotación del campo, ya que contribuye de manera significativa en:

1. Disminución de riesgo en la cartografía de los yacimientos
2. Certidumbre en las reservas
3. Número óptimo de pozos
4. Infraestructura adecuada para el desarrollo del campo

CONCLUSIONES

- Los objetivos planteados al inicio del proyecto fueron cubiertos de manera satisfactoria.
- Con la metodología que se aplica se involucraron en el estudio varias disciplinas, logrando un enriquecimiento en el conocimiento de los participantes, así como buenos resultados.
- Se correlacionaron en tiempo ocho horizontes sísmicos, los cuales corresponden a cambios de velocidades, mismos que se utilizaron en la conversión de tiempos a profundidad.
- Con la ayuda de los atributos sísmicos, en el yacimiento Cretácico se lograron marcar dos zonas en las que se presume se tenga mayor fracturamiento, lo que servirá como base para la ubicación de los pozos de desarrollo en este yacimiento.
- La cartografía de porosidades y saturación de agua se correlacionaron con las propiedades sísmicas de las velocidades medias corregidas.
- Los parámetros de corte aplicados para el yacimiento Cretácico fue de; 17% de arcillosidad, 2% de porosidad y 35% de saturación de agua, mientras que para el Kimmeridgiano se utilizó 20% de arcillosidad, 2% de porosidad y 30% de saturación de agua.
- Se obtuvieron planos estructurales, de distribución de fracturas, porosidades, saturación de agua, isopacas de espesores netos e índice de hidrocarburos, lo que en su

conjunto servirán para la ubicación óptima de los pozos de desarrollo de cada yacimiento.

- El modelo geológico se transformó en modelo numérico y se cargó en el simulador “Eclipse”, estando los datos listos para iniciar su simulación.
- Los costos de este estudio incluyendo la compra del equipo no exceden el 0.5% de la inversión total para la explotación del campo.

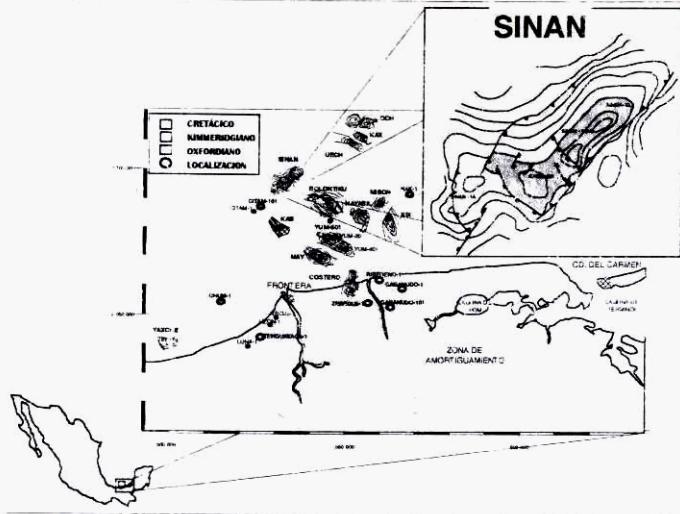


Figura 1 Plano de localización



Figura 2 Metodología utilizada en la caracterización inicial de yacimientos

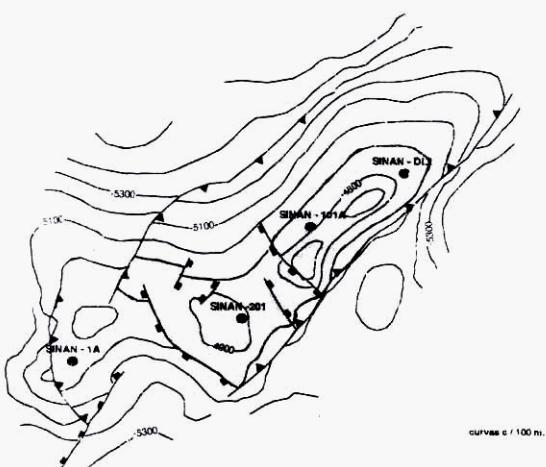


Figura 3 Plano estructural Cretácico Superior

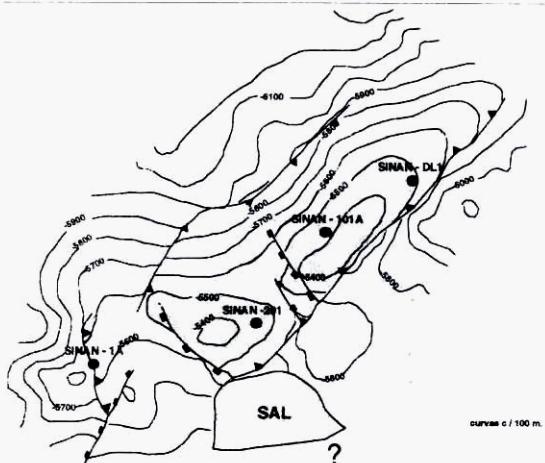


Figura 4 Plano estructural Jurásico Superior Kimmeridgiano

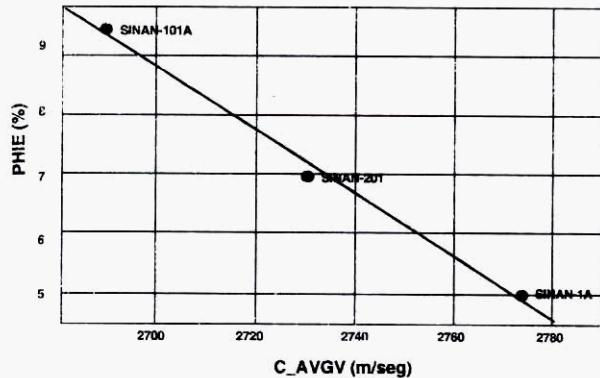


Figura 5 Gráfica de significancia

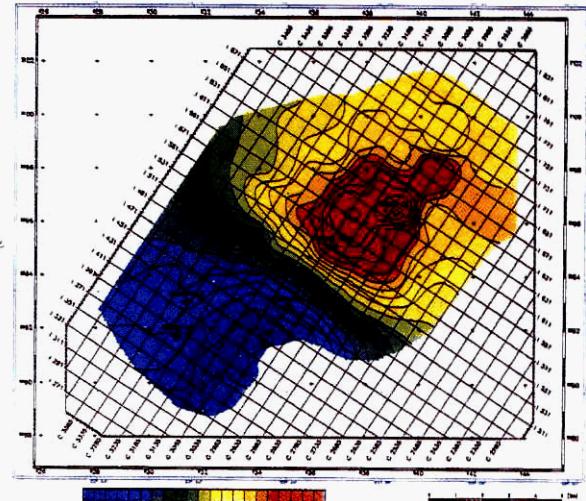


Figura 6. Distribución de Porosidades

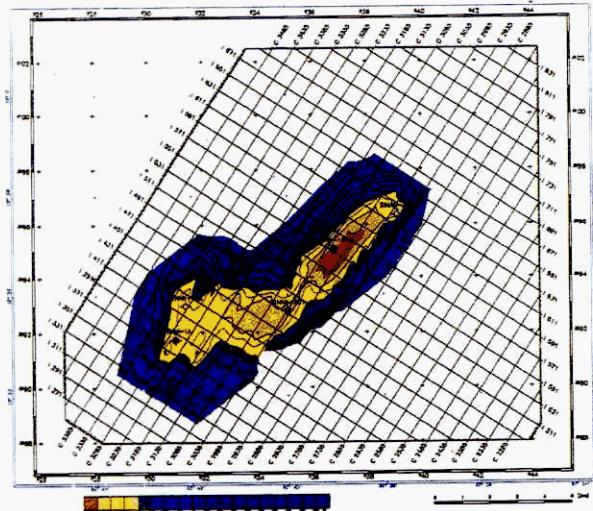
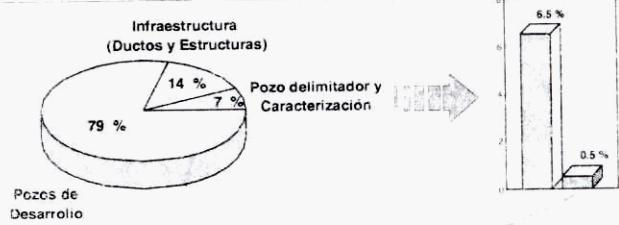


Figura 7. Distribución de Saturación de Agua



Caracterización Inicial

- Disminución de Riesgo en la Cartografía de los Yacimientos
- Certidumbre en las Reservas
- Número Óptimo de Pozos
- Infraestructura Adeuada
- Reducción del Riesgo en la Inversión

Figura 10 Distribución de costos del proyecto

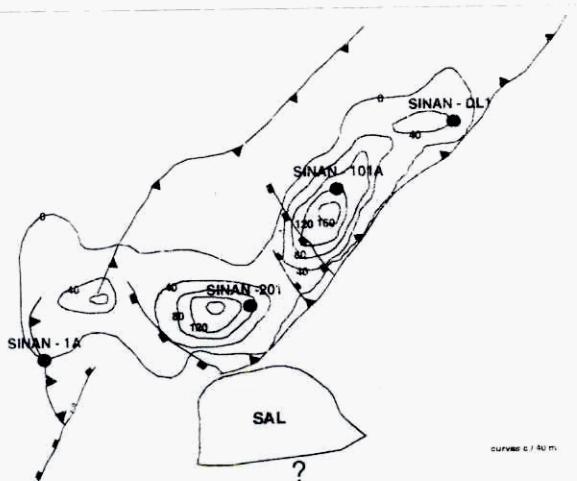


Figura 8 Espesores netos Jurásico Superior Kimmeridgiano

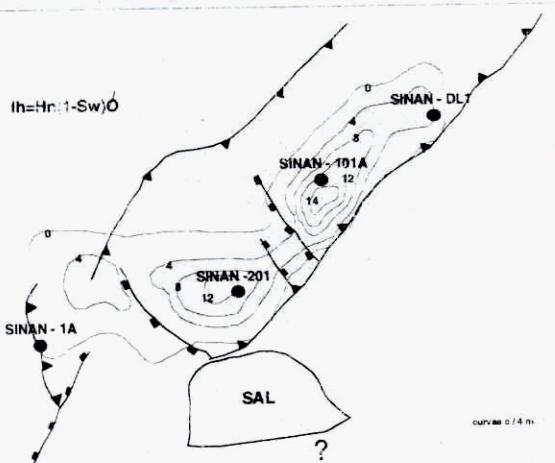


Figura 9 Índice de Hidrocarburos Jurásico Superior Kimmeridgiano

Automated seismic fracture extraction and analysis for reservoir characterization

C. Signer *, M. Nickel, T. Randen, Morten Oslebo, L. Sonneland, B. Reymond, T. Saeter, H. H. Veire

Schlumberger Geco-Prakla

Summary

One of the major aim of this study was to develop new interpretation tools that will help reservoir engineers and seismic interpreters to improve their structural model and compartmentalization mapping of oil fields where fractures play an important role. The different fault systems are automatically extracted from seismic enhanced cubes and attribute grids using for instance a Neural Network classification method. In parallel seismic facies analysis can be performed using the same classification scheme. The combined use of these results will improve the accuracy of the reservoir model.

Introduction

Mapping of fractures is important for the prediction of fluid flow in many reservoir types. The fluid flow depends mainly on the efficiency of the reservoir seals (Key, 1996). Consequently improved spatial mapping of the open and closed fracture systems will allow a better prediction of the fluid flow pattern. The primary objectives of this paper is to present fracture characterization at the reservoir scale combined with seismic facies mapping (fig. 1&2). Interpretations of fault systems from seismic data is highly time consuming. The vertical and horizontal extent of the faults are many times difficult to interpret especially in complex faulted area like in carbonate fractures reservoirs. Aligned faults with small "en echelon" offsets will often be reduced to a single continuous fault. One approach that will overcome these challenges is to extract automatically and precisely fault network from reservoir layers.

Theory and methods

The fault analysis approach consists of two steps: 1) extract all the faults from a given reservoir layer down to the resolution of the seismic and 2) apply a structural characterization. The mapping of the faults can be based on seismic attribute grids. This means that attribute-responses related to faults are extracted along key interpreted horizons in the reservoir interval. It is also possible to map and classify the fractured zones by combining the potential of fracture enhanced seismic cubes (fig. 3). Attribute cubes and property cubes contains a large amount of information that needs to be classified and validated. To precondition the data for the fault extraction filtering of the dipping noise is typical. The automatically extracted fault systems are generally validated with well log

information. Logs from horizontal wells are of special value because of the lateral extent.

The fault classification is performed in two modes: unsupervised classification based on natural clustering techniques and supervised classification based on learning strategies or training data input (fig. 1, veire, 1997). A line extraction procedure that outputs a vector representation of the fault traces has been developed with success. The algorithm also categorizes each pixel of the fault segments relative to their positions in the fault network. Dip and azimuth of the faults in the reservoir zones can be computed using fractures enhanced seismic cubes guided by the fault class maps.

The fracture characterization procedure requires upscaling of classification results at two levels in the process. Approximatively one hundred fault segments are generally incorporated in a reservoir model. Upscaling filter is therefore applied to dense fault network used for well planning in order to capture only the main fractured trend (fig. 4). Upscaling filters are also used on well log classification results. This approach allows to combine the fractures from the seismic domain with fractures from the well domain into a consistent scale.

Conclusions

Relative orientation of the in-situ stresses can in some cases be related to the aperture of the faults. The segment extraction provides this type of information, as well as single fault and fault population continuity, density of fracturing, fault population distributions along larger-displacement fault zones and spatial distribution of the faults. The last steps is to combine seismic facies mapping (Veire, 1997) and classification with the fracture network to characterize the role of each fault in the reservoir layers. Seismic facies classification results might be constrained by the extracted fault network (fig. 2). This new inversion process constrains the facies mapping to fault bounded compartments. If fluid front classification is performed on the field the same type of analysis correspond to a fault sealing analysis that can evolve with a second seismic vintage on the same field to a 4D production fault history analysis. All in all, these type of data will help to improve the model of the structural style and the compartmentalization mapping of oil fields where fracture plays an important role.

the field the same type of analysis will correspond to a fault sealing analysis that can evolve with a second seismic vintage on the same field to a 4D production fault history analysis. All in all, these type of data will help to improve the model of the structural style and the compartmentalization mapping of oil fields where fracture plays an important role.

Reference

- [1] S.C. Key, G.V. Søiland, B.J. Crabtree, L.R. Allen (1996): Ekofisk - Reservoir Characterization to Reservoir Monitoring On A Giant Chalk Reservoir - EAGE 58th Conference Extended Abstracts (1996).
- [2] H.H. Veire, L. Sønneland, C. Signer, Reymond B. (1997): Fluid distribution mapping in early exploration phase using a stratigraphical inversion procedure - SEG 67th Annual Meeting.

Acknowledgement

The authors acknowledge Phillips Petroleum Co. for having given the authorization to present the Ekofisk data.

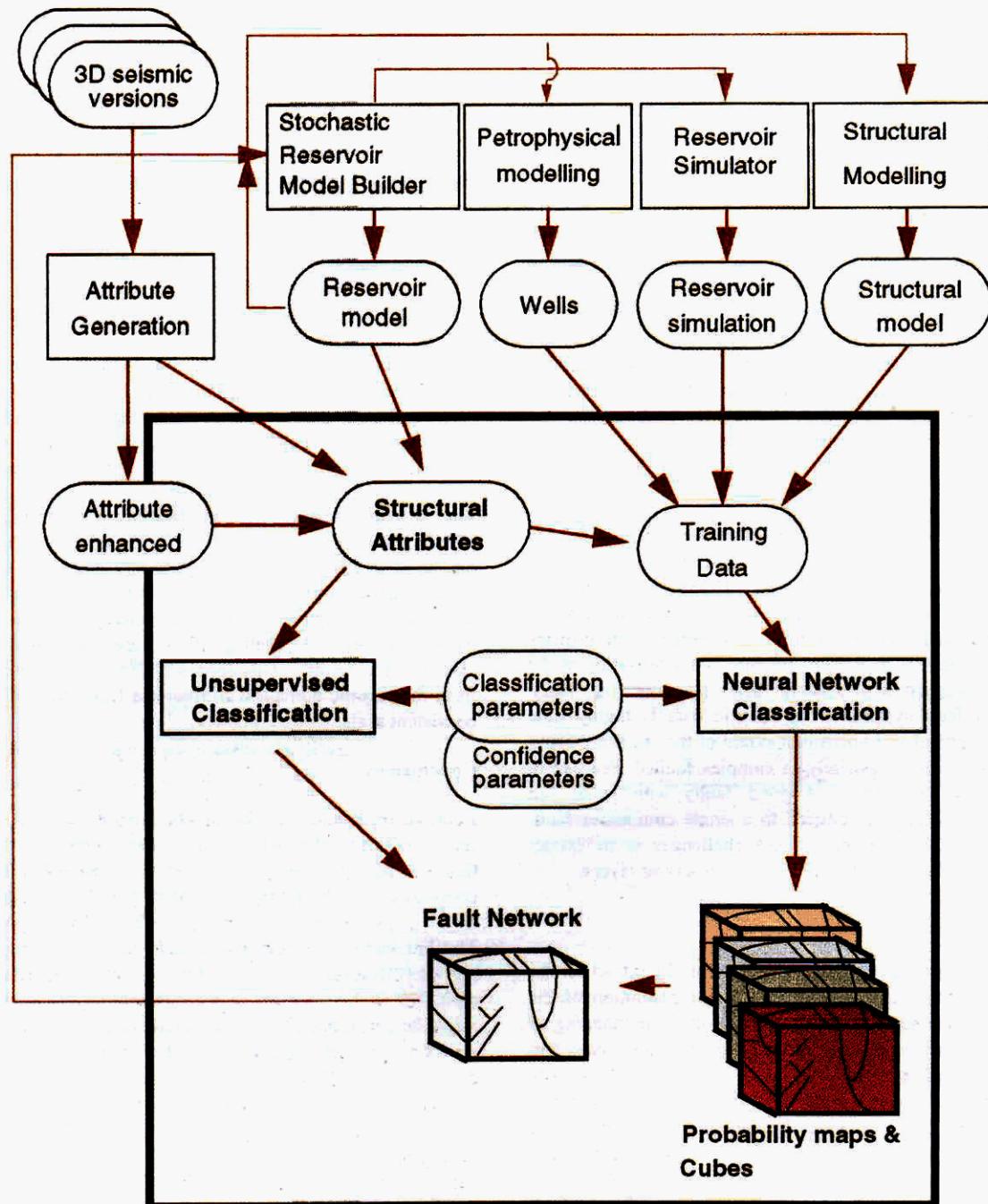


Fig. 1: Automated seismic fracture extraction scheme

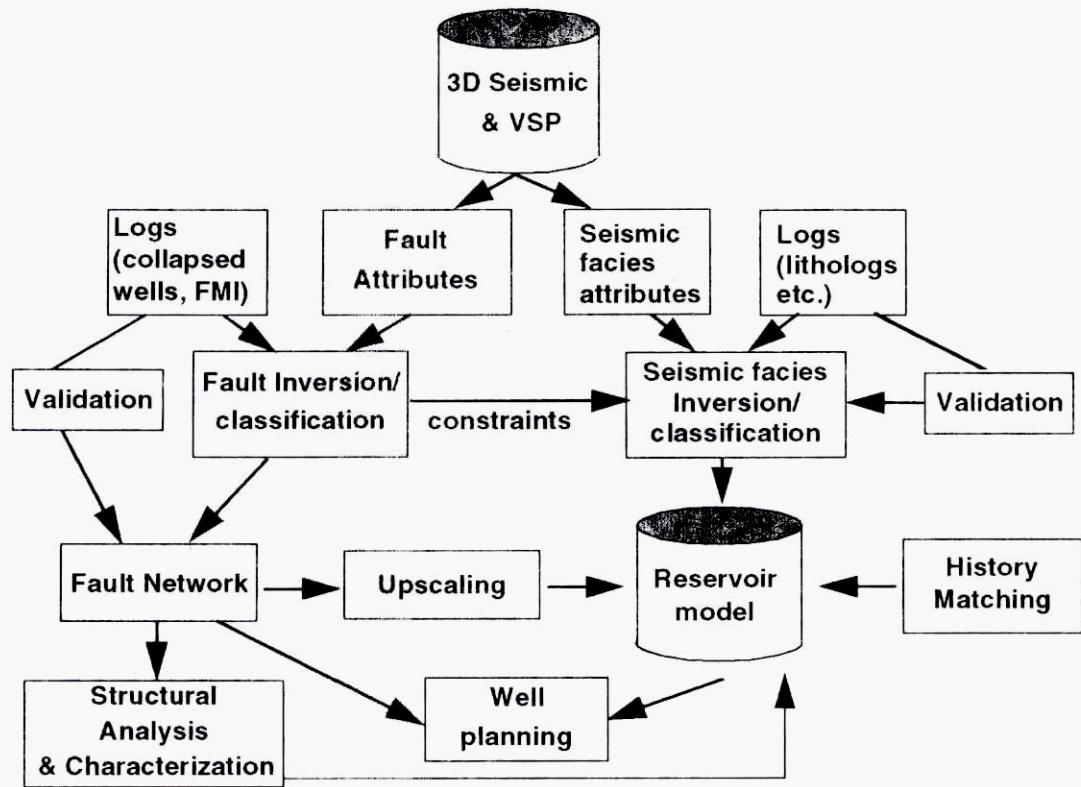


Fig.2 : Fractured reservoir analysis scheme

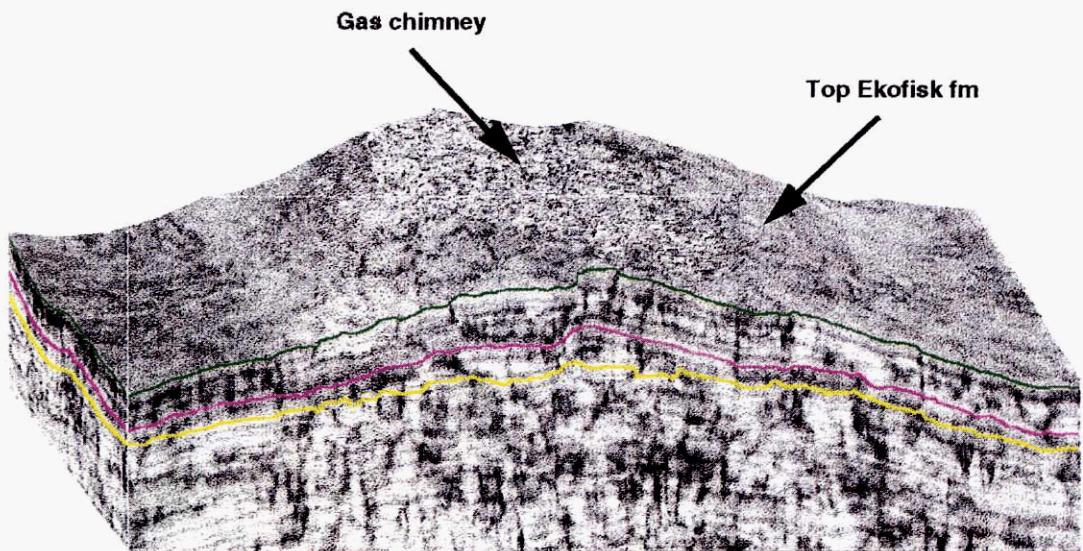


Fig.3: Example of a property cube that can be used for automatic detection of faults in 3D (Ekofisk field).

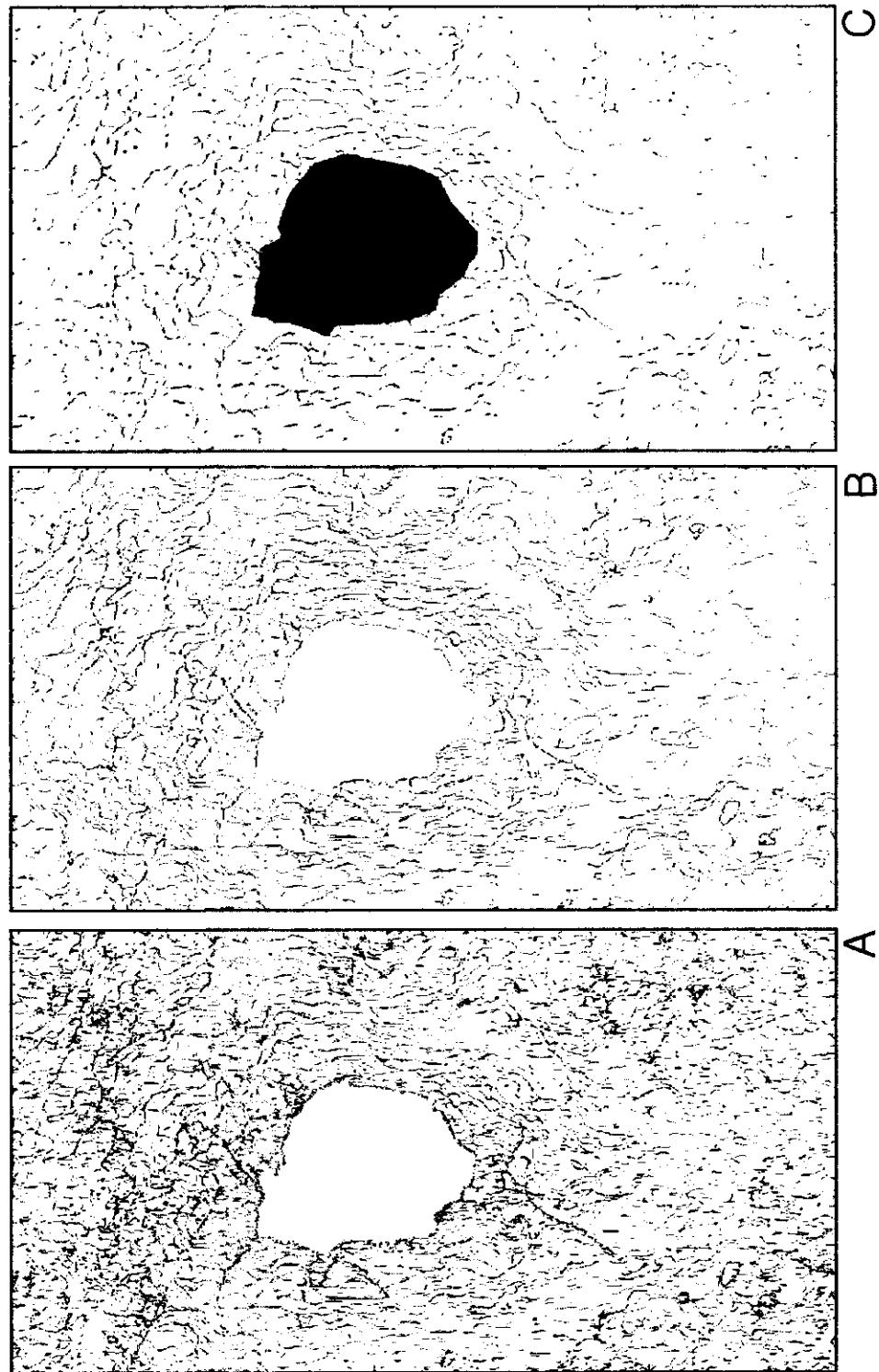


Fig 4. Map A & B: fault network automatically extracted along the top of the reservoir. These two maps are the same result plotted with two different confidence level. Map A corresponds to all pixels picked as a fault with a confidence level higher than 75% and map B higher than 95%. Map C is the result of the upscaling filter applied on map A.

The Role of Time Lapse Seismic Data in Integrated Reservoir

Xuri Huang, Alfonso Gonzalez* and Bob Will, Western Geophysical

ABSTRACT

Today geostatistical reservoir characterization from 3D seismic volumes provides most of the static descriptions for reservoir models. These models can be improved by integrating dynamic data in the reservoir description process. Recently 3D time-lapse seismic surveys have been proposed to relate time dependent changes in seismic attributes to the flow processes in the reservoir. This paper presents an improved approach to seismic reservoir monitoring by integrating reservoir simulation with the time-lapse seismic technique. A case study was conducted over a turbidite sheet sand reservoir in the Gulf of Mexico. The seismic data from the base survey were combined with log and production data to build an initial simulator model which was run forward to the time of the monitor seismic survey. Dynamic history matching performed by a simulated annealing type of optimization further improved the simulator model. The output from the simulation was then converted to a synthetic monitor seismic survey using Gassmann's equations and a simple convolutional approach. A quantitative seismic history matching methodology was then tested. It constrains the modeling process to match the production history and minimize the error between the synthetic and measured 3D seismic time-lapse difference. This new systematic approach provides us with a quantitative time-lapse seismic analysis tool which has the potential to improve reservoir management.

INTRODUCTION

Once an oil reservoir has been found and is being produced, it is important to understand the movement of the fluid which is related to the flow mechanism and the reservoir heterogeneity. Recently, 3D seismic data have been used successfully to improve reservoir characterization by extraction of reservoir parameters using geostatistics and inversion. Petrophysics plays an important role in understanding the reservoir acoustic and dynamic properties. More than 10 years ago, laboratory work demonstrated that the different fluid substitutions can cause acoustic changes (Nur et al., 1989), and time-lapse seismic was proposed to capture the changes in reservoir properties with

time (Greaves and Fulp, 1987). These mostly qualitative studies showed that time-lapse seismic even on legacy data resulted in a better understanding of the production behavior of the reservoir (Anderson et al., 1996). The following sections document a case study on a turbidite sheet sand reservoir in the Gulf of Mexico where the 3D time-lapse seismic data was not only integrated with production data from three (3) wells over five (5) years to characterize the reservoir by optimization (Huang and Kelkar, 1996), but time-lapse seismic data were used to validate a seismic history matching methodology.

BACKGROUND

This study uses two volumes of "off-the-shelf data" for time-lapse seismic analysis. The base 3D seismic volume was acquired in 1988 before the production of the reservoir, while the monitor 3D seismic volume was acquired in 1994 after more than 5 years of production. The difference in orientation of the two surveys was very small. The acquisition parameters were different for the two volumes. The base survey was reprocessed to improve the imaging part of the processing sequence to match more closely the 1994 sequence. Both volumes were processed through deterministic and adaptive deconvolution, 3D dip moveout and one-pass 3D migration. The monitor volume was interpolated to smaller bins before migration. The limitations in using "off-the-shelf" data are well known and were recently discussed by Beasley et al., 1996. Since the focus of the present study is to demonstrate an improved seismic history matching methodology, it was decided to use legacy data rather than data reprocessed from field tapes to maximize the repeatability. The accuracy of the results is expected to improve when using carefully reprocessed data sets. The case study was conducted over a sheet sand reservoir in the Gulf of Mexico, offshore Louisiana. The sand is of Pliocene age and pinches onto a salt related structural high that controlled its deposition. The average porosity is about 31% and its permeability is about 500 md. The analysis of the log and water/oil contact data indicates that the reservoir has good lateral continuity and shows

RESERVOIR DESCRIPTION

The goal of the reservoir description is to obtain the spatial distribution of the static properties of the reservoir. The seismic data of the 1988 survey were calibrated with the well data, and the top and bottom of the reservoir were mapped in depth. More than 20 attributes were extracted and analyzed. It was the instantaneous amplitude measured in a window of 24 ms from the top of the reservoir (shown in Figure 1) that correlated best with the average porosity from the wells (0.82 correlation coefficient). The spatial distribution of the porosity as inferred from the instantaneous amplitude map was then computed using geostatistical cosimulation resulting in Figure 2 which shows the transfer of the amplitude anomaly of figure 1 to an "apparent" porosity anomaly. However from previous experience in similar fields it was suspected that the amplitude anomaly was primarily due to the large acoustic contrast related to the change in fluid content in the reservoir. This will be demonstrated during the forward modeling phase of the study.

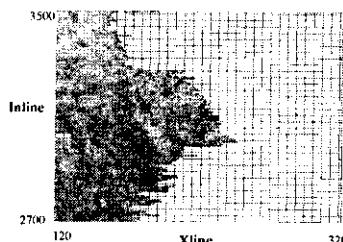


Figure 1 The instantaneous amplitude map measured in a window of 24ms from the top of the reservoir

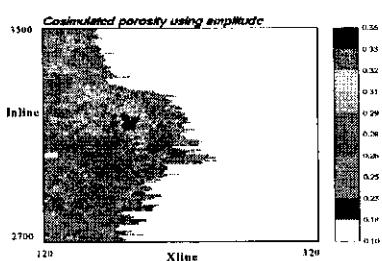


Figure 2 "Apparent" porosity computed from the instantaneous amplitude map shown in Figure 1 by geostatistical cosimulation

BUILDING THE SYNTHETIC 3D MODELS

The data from the initial reservoir characterization study were combined with log, laboratory and production information to build an initial simulation model. Depth, thickness and porosity were upscaled. The absolute permeability was determined using the porosity to permeability relation,

$$\log(k) = a * \phi + b \quad (1)$$

where k is the absolute permeability, ϕ is the porosity, and a and b are field specific constants. The relative permeability, pressure and saturation were obtained from well test, log and core laboratory data. The reservoir has an initial reservoir pressure around 9000 psia at a depth of 11000 ft. Once the initial model was built, using the production history and borehole pressure data as constraints, it was converted to an acoustic model using Gassmann's equations and a simple convolutional approach. Figure 3a shows the amplitude anomaly predicted from the oil and water saturation distribution before production. The similarity to Figure 1 proves indeed that the amplitude anomaly observed over the field is primarily due to the low impedance from the oil saturation. To confirm the observation, a new synthetic survey was modeled with a uniform water saturation which did not show the amplitude anomaly (Figure 3b). The simulator model was then run to the time when the second survey was acquired (1994). Figure 4 shows the water saturation distribution in 1994. The 1994 simulation model was then converted to a synthetic monitor seismic data set. The synthetic difference due to the production of the reservoir will be the 1988 anomaly minus the 1994 synthetic anomaly and is shown in Figure 7a.

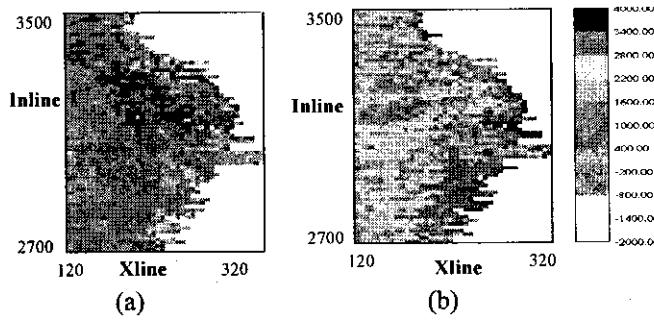


Figure 3 Predicted amplitude anomalies (a) from the 1988 oil and water saturation distribution (b) from the porosity distribution without fluid difference

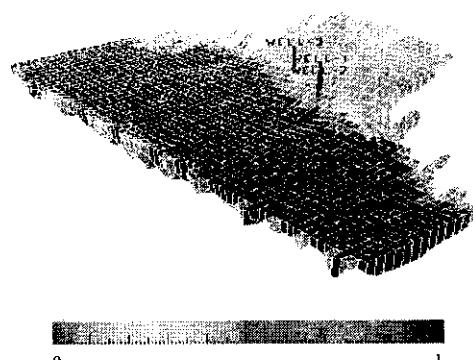


Figure 4 Simulated water saturation in 1994 at the time of the monitor survey

DIFFERENCING

Time-lapse seismic analysis requires differencing two or more 3D seismic data sets after normalization. In this study, rebinning onto the same grid system was performed by linear interpolation in the frequency domain. To further normalize the two volumes, a zone outside the reservoir was chosen on which the spectra were forced to be equal trace by trace. The resulting equalization filters were applied to the entire data volumes. The normalized data were then subtracted to produce the measured difference map shown in Figure 7b.

OPTIMIZATION

To match the production data, it is important to honor the static data using certain optimization techniques (Huang and Kelkar, 1996). However, the time lapse seismic data can provide another constraint for production data matching because the data themselves are related to dynamic properties of the reservoir. Therefore we would like to propose an improved optimization scheme in which both production data and time-lapse seismic data differences can be minimized according to the objective function shown in equation (2),

$$F = W_1 * \Delta H + W_2 * \Delta S \quad (2)$$

where, ΔH is the mismatch of the production data including the production rate and pressure, ΔS is the mismatch between the synthetic amplitude difference and the measured difference as shown in Figure 7a and 7b. The stochastic optimization will iterate the process by choosing a parameter such as porosity, while the statistical relation between porosity and permeability is maintained until F is less than a given threshold. If $W_1 = 1$ and $W_2 = 0$, it will be a production history match without the use of the time-lapse seismic information. In this case, only the relative permeability curve and water compressibility were perturbed resulting in a reasonable history data match (see figure 5-6). If $W_1 = 0$ and $W_2 = 1$, it will be a seismic history match without consideration of the production history. Figure 7c shows the updated difference map resulting from the pilot run using only the time lapse seismic data matching. The updated difference starts to converge on the measured difference. Figure 5 shows a reasonably consistent history match of the water production at well-2 after the same pilot run. The seismic history match alone can certainly provide a better areal update of the simulation model but may not necessarily provide the best production history match at a given well. However, it is hoped that by setting $W_1 \neq 0$ and $W_2 \neq 0$ the areal characterization of the reservoir and the production history match at each well can be simultaneously improved.

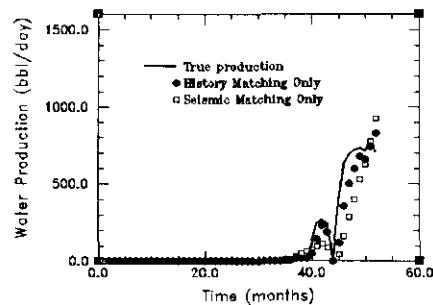


Figure 5 Water production match for well-2

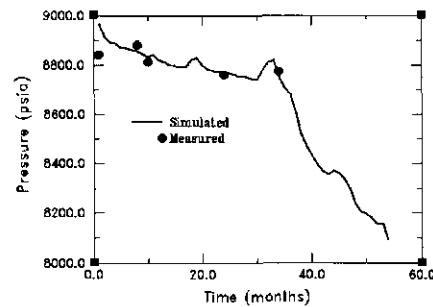


Figure 6 Pressure match for well-1

CONCLUSIONS

A systematic approach for integrating time-lapse seismic data with reservoir simulation to achieve quantitative seismic history matching has been tested. The approach uses a stochastic optimization method to simultaneously match the production history at the wells and minimize the error between synthetic and measured time-lapse seismic amplitude differences. A pilot run successfully tested separately production history matching and time lapse seismic matching. The approach has the potential to expand conventional history matching into an improved system which will include quantitative time lapse seismic analysis tools.

ACKNOWLEDGMENTS

The authors would like to thank Shell Offshore Oil Inc. for providing the 3D base survey data, the logs and the production data. We also like to extend our appreciation to Dr. Madhu Kohli and Mr. Sheng Ding for their continuous support during this study. We thank Western Geophysical and Shell for permission to publish this paper.

REFERENCES

Nur, A., 1989, *Four-dimensional seismology and (true) direct detection of hydrocarbon: the petrophysical basis*: The Leading Edge, V.8, No.9, 30-36

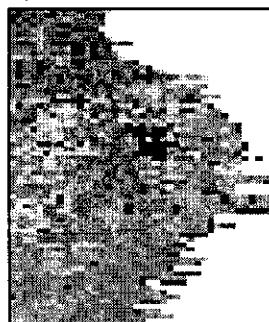
Greaves, R. J., and Fulp, T.J., 1987, *Three-dimensional seismic monitoring of an enhanced oil recovery process*: Geophysics, 52, 1175-1187

Anderson, R. N., Boulanger, A., He, W., Sun, Y. F., Xu, L., Hart, B., 1996, 4-D seismic monitoring of reservoir production in the Eugene Island 330 Field, Gulf of Mexico, in P. Weimer and T. L. Davis, eds., *AAPG Studies in Geology No. 42 and SEG Geophysical Developments Series No. 5*, AAPG/SEG, Tulsa, p9-20.

Beasley, C. J., Chambers, R. E., Workman, R. L., Craft, K., and Meister, L. J., 1996, Repeatability of 3D Ocean-Bottom Cable Seismic Surveys: 66th Ann. Internat. Mtg. for Expl. Geophys., Expanded Abstract 1-4

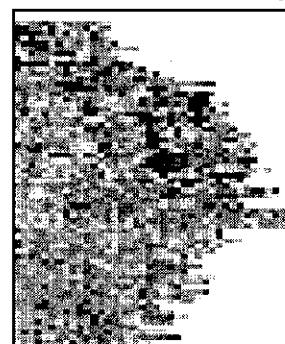
Huang, X. R. and Kelkar, M., 1996, *Reservoir characterization by integration of seismic and dynamic data*, paper SPE 35415 in 10th SPE/DOE symposium on improved oil recovery, Tulsa, OK.

Synthetic Difference Map

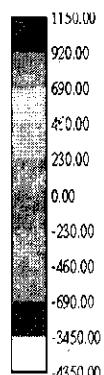


(a)

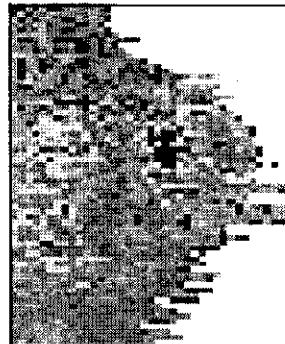
Measured Difference Map



(b)



Updated Difference Map



(c)

Figure 7 Comparison of the amplitude difference maps
 (a) Synthetic amplitude difference map before optimization, (b) Measured amplitude difference map from time-lapse seismic data, (c) Synthetic updated difference after optimization