

CLASIFICACIÓN: EXPLORACIÓN

NIVEL: DATOS INTERIORES



REPORTE FINAL
INTERPRETACION E INTEGRACION DE
RESERVORIOS DEL PROYECTO SISMICO 3D

EN LA REGIÓN AMAZÓNICA ECUATORIANA
ÁREA CUYABENO-SANSAHUARI

periodismo de,
INVESTIGACIÓN

Geotech Groups Limited

30 de noviembre , 2009

REPORTE FINAL
INTERPRETACION E INTEGRACION DE
RESERVORIOS DEL PROYECTO SISMICO 3D
EN LA REGIÓN AMAZÓNICA ECUATORIANA
ÁREA CUYABENO-SANSAHUARI

Empresa: Geotech Groups Limited

Redactado por: Wu Jincheng

Participantes: Jiang Zhongliang;

Zhang Youxing; Ba Ling;

Hou Xianjie; Cai Xiaolan;

Liu Xia; Zhang Qian;

Xiao Longpan; Xiao Chunjiao;

Liang Zhonghua; Feng Haitao

Responsable técnica: Tang Jing

Responsable general: Xiao Qisong

Geotech Groups Limited

30 de noviembre, 2009

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1 GENERALIDADES DEL CAMPO	2
1.1 GENERALIDADES DEL CAMPO.....	2
1.2 GEOLOGÍA.....	3
1.3 ESTRATIGRAFIA.....	3
CAPITULO 2 INTERPRETACION SISMICA.....	9
2.1 SECUENCIA DE INTERPRETACIÓN	9
2.2 CREACIÓN DE SISMOGRAMAS SINTÉTICOS.....	10
2.3 CARACTERÍSTICAS DE LOS REFLECTORES SÍSMICOS	23
2.4 INTERPRETACIÓN DE HORIZONTES Y FALLAS	28
CAPITULO 3 MAPAS ESTRUCTURALES	30
3.1 MODELO DE VELOCIDADES.....	30
3.2 MAPAS ISÓCRONOS.	32
3.3 MAPAS DE VELOCIDAD RMS	32
3.4 MAPAS ESTRUCTURALES EN PROFUNDIDAD	34
CAPÍTULO 4 RESULTADOS GEOLÓGICOS	43
4.1 MARCO TECTÓNICO (TECTONIC FRAMEWORK)	43
4.2 CARACTERÍSTICAS DE FRACTURA.....	43
4.3 ANÁLISIS DE LA HISTORIA DE EVOLUCIÓN TECTÓNICA.....	45
4.4 INVESTIGACIÓN EN LOS ESTRATOS DE SECUENCIA	46
4.5 CÁLCULO DE RESERVAS ESTIMADAS.....	48
CAPÍTULO 5 ANÁLISIS DE ATRIBUTOS SÍSMICOS.....	60
5.1 ANÁLISIS DE LOS ATRIBUTOS SÍSMICOS NORMALES.....	61
5.2 DESCOMPOSICIÓN ESPECTRAL.....	65
5.3 ANÁLISIS DE ATRIBUTOS DE FORMAS DE ONDAS	67
CAPÍTULO 6 AVO E INVERSIÓN SÍSMICA.....	71
6.1 TEORÍA Y SECUENCIA DEL AVO.....	71
6.2 LOS DATOS UTILIZADOS PARA LA INVERSIÓN AVO	73
6.3 INVERSIÓN AVO.....	77
6.4 INVERSIÓN SÍSMICA	90
6.5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	93
CAPÍTULO 7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	94
LIBROS DE REFERENCIA	105

Introducción

Geotech Groups Limited, al haber sido seleccionada para realizar los trabajos de procesamiento, interpretación e integración de datos sísmicos, geológicos, reservorios y producción de hidrocarburos, del Proyecto Sísmico 3D Cuyabeno-Sansahuari. La misma que a través de su equipo de trabajo, ha realizado un análisis detallado de los datos de los pozos existentes en el área del proyecto, la información geológica y la información sísmica 3D recientemente adquirida y procesada por la misma, interpretando los sismogramas sintéticos de todos los pozos, tomando las velocidades VSP corrido en los pozos Cuyabeno 25 y Cuyabeno 27, se determinaron, los topes geológicos y estratigráficos factibles de ser interpretados desde la secuencia más profunda como es el tope de Basamento, hasta el tope de la Formación Orteguzza. Durante este proyecto, los topes y el modelo de fallas, han sido interpretados bajo la continua supervisión de los técnicos de PETROPRODUCCION, quienes a su turno han sido asignados al proyecto.

periodismo de,
INVESTIGACIÓN

Capítulo 1 Generalidades del campo

1.1 Generalidades del campo

EL campo Cuyabeno-Sansahuari está localizado en la Región Amazónica Ecuatoriana, aproximadamente a 23 kilómetros de la población de Tarapoa al noreste de la provincia de Sucumbios.

Las interpretaciones estructurales iniciales mostraban dos estructuras independientes sobre las cuales se perforaron los pozos exploratorios Cuyabeno 1 y Sansahuari 1. El campo Cuyabeno fue descubierto mediante la perforación del pozo Exploratorio Cuyabeno 1 en noviembre de 1972 por la compañía Texaco con resultados poco satisfactorios, por tal motivo el área fue revertida al Estado Ecuatoriano.

El campo Sansahuari fue descubierto por CEPE (PETROECUADOR) en noviembre de 1979, con la perforación del pozo exploratorio Sansahuari 1; las pruebas iniciales dieron 1729 BPPD en la arenisca “U” Inferior y 369 BPPD “U” Superior, de 26.1 y 22.7°API respectivamente, la arenisca Basal Tena dio 53 BPPD de 8.7 °API.

Petroproducción en los años 1991 y 1992, se realizó una nueva adquisición de sísmica 2D que permitió realizar nuevos estudios geológicos y estructurales que llegaron a definir que las estructuras Cuyabeno-Sansahuari es una sola, lo cual se confirmó con la perforación de los pozos de avanzada Cuyabeno-21 y Sansahuari-10 en septiembre y octubre de 1995 respectivamente. El campo está limitado al oeste por una falla inversa regional que viene desde el basamento que presenta un salto de falla de aproximadamente 400 pies en Cuyabeno y 330 pies en Sansahuari.

Los principales yacimientos del Campo Cuyabeno–Sansahuari se encuentran localizados en la Formación Napo Inferior, generados por dos ciclos deposicionales fluvio-estuarinos, conocidos como U y T. El análisis detallado de las secuencias sedimentarias ha permitido subdividir en tres eventos a U y dos a T; lo cual ha sido posible con la utilización de marcadores guías (zonas de máxima inundación), que fueron definidas mediante el análisis de las respuesta eléctricas de los registros de rayos gamma, densidad, neutrón, sísmico y resistividad.

La producción promedio del campo en año 2006 fue de 9944 BPPD y 25193 BAPD con una producción acumulada a diciembre del 2006 es de 77.3 MMBP, desde enero de 1984

cuando se inicio la producción.

1.2 GEOLOGÍA

En el área de estudio se encuentra localizado el Campo Cuyabeno-Sansahuari el mismo que contiene suficiente información geológica, geofísica y de pozos lo que nos permitirá realizar un estudio más apegado a la realidad. Por esta razón, nos permitimos describir la geología de este campo.

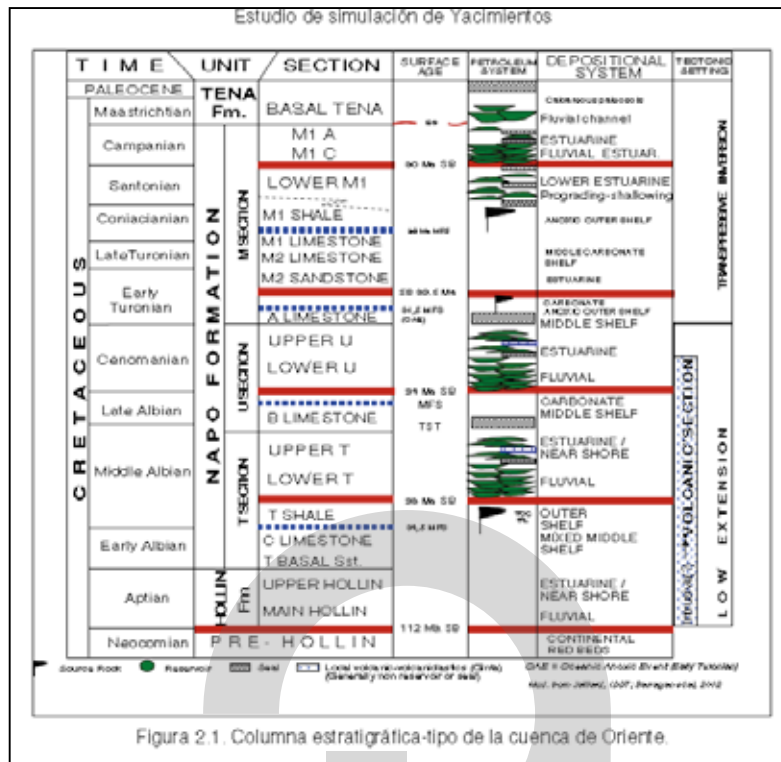
El campo Cuyabeno-Sansahuari es un anticlinal fallado, alargado de orientación Norte-Sur de aproximadamente 16 kms. de largo por 2-5 kms. de ancho, la anchura de la parte sur es más que la de la parte norte. El campo está limitado hacia el Este por una falla inversa con un salto de falla de aproximadamente 130 pies contra la cual cierra la estructura. Este anticlinal esta asociado al paleoalto del basamento cuya edad es Precámbrica y se encuentra separando la subcuenca Napo de la subcuenca Putumayo.

1.3 ESTRATIGRAFIA

Clásicamente la estratigrafía de la Cuenca Oriental, ha sido definida como de relleno Cretácico y ha sido subdividida en tres Formaciones a saber: Hollín, Napo y la arenisca Basal de la Formación Tena.

La Formación Hollín ha sido subdividida en dos miembros: Hollín principal y Hollín superior. La Formación Napo se subdivide en tres diferentes miembros: Napo inferior (Albiano superior-Cenomaniano inferior), Napo medio (Turoniano) y Napo superior (Coniaciano-Campaniano).

La Formación Napo en la Cuenca Oriente consiste de una sucesión de lutitas, calizas y areniscas, depositadas principalmente en ambientes marinos; caídas importantes del nivel del mar, dieron lugar a la depositación de los ciclos arenosos transgresivos denominados T y U.



En la Columna estratigráfica generalizada se observan las formaciones presentes en el campo, las cuales se describen a continuación .

BASAMENTO CRISTALINO.- Precámbrico

Abundantes granos de cuarzo, transparentes, translucidos, angulares, con mala clasificación, presencia de feldespatos, caolín.

FORMACION HOLLIN.- Aptiano Superior-Albiano Inferior

Arenisca cuarzosa, blanca, transparente, translúcida, ocasional hialina, suelta, en menor cantidad moderadamente consolidada, friable, de grano medio, en menor cantidad grano fino, ocasionalmente grano grueso, de forma subredondeado a subangular, ocasionalmente matriz arcillosa, cemento ligeramente calcáreo, con inclusiones de glauconita.

FORMACION NAPO.- Albiano Inferior-Campaniano Medio

Se compone principalmente por lutitas de color gris oscura a negra, con intercalaciones de calizas de color crema a blanco crema y areniscas de grano fino a medio. Esta formación tiene

un espesor de 757-969 pies y se encuentra en contacto concordante con la infrayacente Formación Hollín y discordante con la Formación Tena.

Esta formación presenta las siguientes unidades litológicas de base a tope.

ZONA ARENISCA “T”.-

Con un espesor de 96-129 pies, presenta dos cuerpos arenosos bien definidos denominados “T” inferior y “T” superior.

La Arenisca “T” Inferior está constituida por una arenisca cuarzosa, de color crema a blanco crema, transparente, translúcida, de grano fino a medio, subredondeada a subangular, friable a moderadamente consolidada, regular selección, matriz no visible, cemento siliceo, buena porosidad visible

La Arenisca “T” Superior esta constituida por una arenisca cuarzosa, crema a café clara, subtransparente, subtranslúcida, de grano fino a medio, subredondeada a subangular, friable a moderadamente consolidada, regular selección, ocasionalmente matriz arcillosa, cemento ligeramente calcáreo, con inclusiones de glauconita.

ZONA CALIZA “B”.-

Con un espesor de 32-52 pies, se presenta como una intercalación de lutitas negras a gris claras, laminares, astillosas, fisiles y una secuencia de caliza de color crema a blanco crema, café clara, con puntos negros, en parte gris clara a gris oscura, moteada de blanco, firme a ligeramente suave, bloque a subbloque, terrosa.

ZONA ARENISCA “U”.-

El ciclo arenoso “U” presenta un espesor de 113-164 pies y presenta tres niveles arenosos, fluvio-estuarinos separados por cuerpos lutíticos denominados “U” Inferior, “U” Media y “U” Superior.

La Arenisca “U” Inferior, principal reservorio del Campo presenta un espesor de 32-92 pies y esta constituida por una arenisca cuarzosa, crema a café clara, subtransparente, subtranslúcida, grano fino a medio, subredondeada a subangular, friable a moderadamente consolidada, moderada a regular selección, matriz no visible, cemento siliceo.

La Arenisca “U” Media presenta un espesor aproximado de 16-40 pies. La Arenisca “U” Media se caracteriza por presentar estratos de calizas, lutitas y arenisca cuarzosa, blanca a café clara, subtransparente, subtranslúcida, grano fino a muy fino, subredondeado a subangular, friable a moderadamente consolidada, regular selección, matriz arcillosa, cemento ligeramente calcáreo.

La arenisca “U” Superior presenta un espesor aproximado de 30-70 pies y está constituida por una arenisca cuarzosa, crema a blanca crema, transparente, translúcida, grano fino a medio, subredondeada a subangular, friable, moderadamente consolidada, moderada a regular selección, matriz arcillosa, cemento ligeramente calcáreo, con inclusiones de glauconita

ZONA CALIZA “A”.-

Con un espesor de 34-52 pies, se presenta como una caliza de color crema a blanco crema, café clara, con puntos negros, en parte gris clara a gris oscura, moteada de blanco, firme a ligeramente suave, bloque a subbloque, terrosa.

ZONA ARENISCA “M2”.-

Presenta un espesor de 151-195 pies y está constituida por arenisca cuarzosa, café clara, transparente, translúcida, grano fino a medio, subredondeada a subangular, friable, en parte moderadamente consolidada, moderada a regular selección, matriz no visible, cemento calcáreo, glauconítica; con intercalaciones de lutitas

CALIZA “M2”.-

Caliza de coloración crema a blanco crema, café clara, con puntos negros, en parte gris clara a gris oscura, moteada de blanco, firme a ligeramente suave, bloque a subbloque, terrosa.

ZONA DE LUTITAS “M1”.-

Lutitas de coloración gris oscura, gris clara, moderadamente dura, astillosa, fisil, en partes laminar, caliza crema a blanco crema, café clara, con puntos negros, en parte gris clara a gris

oscura, moteada de blanco, firme a ligeramente suave, bloque a subbloque, terrosa.

FORMACION TENA.- Maestrichtiano-Paleoceno

Con un espesor de 302-390 pies, se caracteriza por la presencia de arcillolitas y limolitas color rojo ladrillo, café chocolate, café rojizo, café claro, en parte gris verdosa, firme a moderadamente dura, en parte suave, de origen continental. Hacia la base presenta una zona de areniscas cuarzosas, de color crema a café clara, transparente, translúcida, de grano fino a muy fino, subredondeado a subangular, suelta, en parte moderadamente consolidada, regular selección, en parte matriz arcillosa, cemento ligeramente calcáreo, denominada Basal Tena.

FORMACION TIYUYACU.

Con un espesor de 1518-1798 pies, está dividida en dos miembros: Tiyuyacu Inferior y Tiyuyacu Superior.

a.- Tiyuyacu Inferior (Eoceno Inferior a Medio)

El Miembro Tiyuyacu Inferior está constituido por conglomerados, areniscas y arcillas que descansan en discordancia fuertemente erosiva sobre la formación Tena (Marocco et al; Valdez,1997).

Las arcillas son de color rojo ladrillo moteadas de blanco y los conglomerados contienen chert multicolor, cuarzo lechoso y rocas metamórficas (cuarcitas). El ambiente deposicional es de tipo fluvial y corresponden a ríos proximales intermitentes con largas estaciones secas (Marocco et al, 1997).

Para este estudio se ha subdividido a Tiyuyacu Inferior en dos ciclos que nos permite visualizar la zona permeable e impermeable del miembro Inferior de la Formación Tiyuyacu.

Tiyuyacu Inferior 1.- Conglomerado grueso dentro de una matriz areno-arcillosa con buenas propiedades petrofísicas y continuidad a lo largo de toda el área de investigación.

Tiyuyacu Inferior 2.- Este ciclo está constituido principalmente de arcillas y arcillolitas de color café ladrillo, pardo rojiza, marrón, gris y gris verdosa, moderadamente firme a firme, que constituye en un excelente sello.

b.- Tiyuyacu Superior (Eoceno Medio a Superior)

Areniscas conglomeráticas líticas dentro de una matriz arcillosa, con intercalaciones de arcilla y arcillolitas abigarradas.

FORMACION ORTEGUAZA.- Oligoceno

Esta formación presenta un espesor promedio de 680-730 pies. Litológicamente está constituida por lutitas de color verde al techo y a la base; presentando en su parte central intercalaciones de areniscas finas de color gris verdoso y limolitas de color verde. (Esta descripción geológica del campo VHR, ha sido transcrito del estudio de inyección de agua del mismo campo, realizado por Petroproduccion).

periodismo de,
INVESTIGACIÓN

CAPITULO 2 INTERPRETACION SISMICA

2.1 Secuencia de Interpretación

La secuencia de interpretación se detalla a continuación:

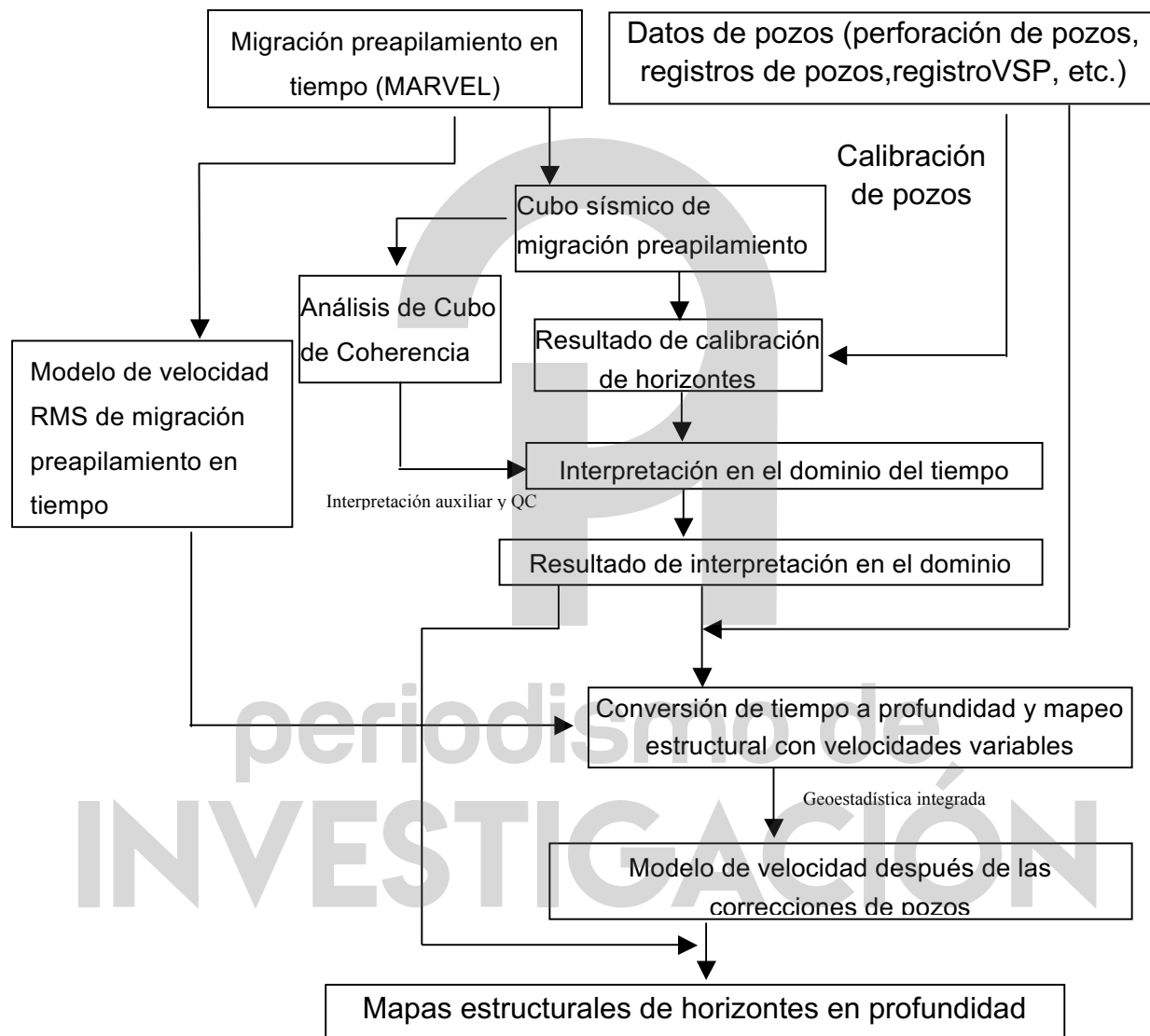


Figura 2-1 Secuencia de interpretación y mapeo estructural con velocidades variables

Se observa de la Secuencia que, los pasos de interpretación de dominio de profundidad son :

- 1) Entrada del cubo sísmico a la Estación de Trabajo.
- 2) En base de los datos de migración preapilamiento en tiempo, realizamos los sismogramas sintéticos con los registros eléctricos de pozos para la calibración de horizontes.
- 3) Realizamos la interpretación de horizontes y modelo de fallas.
- 4) Obtenemos el modelo de velocidad después de correcciones de pozos, realizamos la conversión de tiempo a profundidad con dicho modelo de velocidad.

2.2 Creación de Sismogramas Sintéticos

En el campo Cuyabeno-Sansahuari hay 41 pozos , entre los cuales, 7 pozos no cuentan con los datos sónicos, por lo cual no se pueden crear los sismogramas sintéticos. Así han creado los sismogramas sintéticos de 34 pozos.

Los sismogramas sintéticos fueron creados mediante la utilización del software Syntool de Landmark, para lo cual se requirió de toda la información disponible, tales como registros eléctricos adquiridos en los diferentes pozos, y las velocidades VSP del Pozo Cuyabeno-25 y Pozo Cuyabeno-27.

Como resultado de esta interpretación, se obtuvieron 34 sismogramas sintéticos. Si bien es cierto que en el sector Oeste, no se contó con información de pozos para poder correlacionar de mejor manera la interpretación de los diferentes horizontes; sin embargo, casi la totalidad de las reflexiones de los topes interpretados, ofrecen en general buena coherencia y continuidad sísmica lo que nos ha permitido tener un buen resultado en la interpretación de los diferentes horizontes (Figura 2-2.1—Figura 2-2.5). Los siguientes fueron los sismogramas sintéticos creados para los siguientes pozos:

- 1、 CUYABENO-2
- 2、 CUYABENO-3
- 3、 CUYABENO-4
- 4、 CUYABENO-5
- 5、 CUYABENO-7

- 6、 CUYABENO-9
- 7、 CUYABENO-10
- 8、 CUYABENO-11
- 9、 CUYABENO-12
- 10、 CUYABENO-16
- 11、 CUYABENO-17
- 12、 CUYABENO-18
- 13、 CUYABENO-19
- 14、 CUYABENO-20
- 15、 CUYABENO-21
- 16、 CUYABENO-22
- 17、 CUYABENO-23
- 18、 CUYABENO-24D
- 19、 CUYABENO-25
- 20、 CUYABENO-26
- 21、 CUYABENO-27
- 22、 CUYABENO-28D
- 23、 CUYABENO-RW1
- 24、 SANSAHUARI-1
- 25、 SANSAHUARI-2
- 26、 SANSAHUARI-3
- 27、 SANSAHUARI-4
- 28、 SANSAHUARI-7
- 29、 SANSAHUARI-8
- 30、 SANSAHUARI-9
- 31、 SANSAHUARI-10
- 32、 SANSAHUARI-11
- 33、 SANSAHUARI-12D
- 34、 SANSAHUARI-SO1

Sismogramas sintéticos del Pozo CUYABENO-2

La producción de los pozos utilizados en la síntesis de los sónicos y densidad de las curvas de registro, haciendo referencia a las posibilidades naturales, gamma, y las curvas de la zapata. Con 9125ft/s la tasa de sustitución se refleja la capa M2 y M2-capas transferido con el mismo sección, con una frecuencia de 40Hz wavelet lago se puede lograr una mejor adecuación con los resultados de sección.

Sismogramas sintéticos del Pozo CUYABENO-3

El sismograma sintético del pozo CUYABENO-3 fue interpretado utilizando los siguientes registros eléctricos: registro sónico y registro de densidad, al tomar como referencia el potencial espontáneo, GR. y CALS. Con la velocidad drift de 9156 ft/s, el reflecting horizon M2 coincide con el horizonte M2 de la sección. Adicionalmente, con la frecuencia de ricker wavelet de 37 Hz, nos permitió correlacionar la sección sísmica con el sismograma sintético. Mediante la utilización del software Edit Synthetics de seiswork, se realizó la modificación de la parte superior y la inferior del horizonte M2 del sismograma sintético de la sección para lograr el mejor resultado de calibración.

Sismogramas sintéticos del Pozo CUYABENO-4

El sismograma sintético del pozo CUYABENO-4 fue interpretado utilizando los siguientes registros eléctricos: registro sónico y registro de densidad, al tomar como referencia el potencial espontáneo, GR. y CALS. Con la velocidad drift de 9095 ft/s, el reflecting horizon M2 coincide con el horizonte M2 de la sección. Adicionalmente, con la frecuencia de ricker wavelet de 40 Hz, nos permitió correlacionar la sección sísmica con el sismograma sintético. Mediante la utilización del software Edit Synthetics de seiswork, se realizó la modificación de la parte superior y la inferior del horizonte M2 del sismograma sintético de la sección para lograr el mejor resultado de calibración.

Sismogramas sintéticos del Pozo CUYABENO-5

El sismograma sintético del pozo CUYABENO-5 fue interpretado utilizando los siguientes

registros eléctricos: registro sísmico y registro de densidad, al tomar como referencia el potencial espontáneo, GR. y CALS. Con la velocidad drift de 9280 ft/s, el reflecting horizon M2 coincide con el horizonte M2 de la sección. Adicionalmente, con la frecuencia de ricker wavelet de 39 Hz, nos permitió correlacionar la sección sísmica con el sismograma sintético. Mediante la utilización del software Edit Synthetics de seiswork, se realizó la modificación de la parte superior y la inferior del horizonte M2 del sismograma sintético de la sección para lograr el mejor resultado de calibración.

Sismogramas sintéticos del Pozo CUYABENO-7

El sismograma sintético del pozo CUYABENO-7 fue interpretado utilizando los siguientes registros eléctricos: registro sísmico y registro de densidad, al tomar como referencia el potencial espontáneo, GR. y CALS. Con la velocidad drift de 9265 ft/s, el reflecting horizon M2 coincide con el horizonte M2 de la sección. Adicionalmente, con la frecuencia de ricker wavelet de 39 Hz, nos permitió correlacionar la sección sísmica con el sismograma sintético. Mediante la utilización del software Edit Synthetics de seiswork, se realizó la modificación de la parte superior y la inferior del horizonte M2 del sismograma sintético de la sección para lograr el mejor resultado de calibración.

Sismogramas sintéticos del Pozo CUYABENO-9

El sismograma sintético del pozo CUYABENO-9 fue interpretado utilizando los siguientes registros eléctricos: registro sísmico y registro de densidad, al tomar como referencia el potencial espontáneo, GR. y CALS. Con la velocidad drift de 9155 ft/s, el reflecting horizon M2 coincide con el horizonte M2 de la sección. Adicionalmente, con la frecuencia de ricker wavelet de 38 Hz, nos permitió correlacionar la sección sísmica con el sismograma sintético. Mediante la utilización del software Edit Synthetics de seiswork, se realizó la modificación de la parte superior y la inferior del horizonte M2 del sismograma sintético de la sección para lograr el mejor resultado de calibración.

Sismogramas sintéticos del Pozo CUYABENO-10

El sismograma sintético del pozo CUYABENO-10 fue interpretado utilizando los siguientes

registros eléctricos: registro sónico y registro de densidad, al tomar como referencia el potencial espontáneo, GR. y CALS. Con la velocidad drift de 9060 ft/s, el reflecting horizon M2 coincide con el horizonte M2 de la sección. Adicionalmente, con la frecuencia de ricker wavelet de 40 Hz, nos permitió correlacionar la sección sísmica con el sismograma sintético. Mediante la utilización del software Edit Synthetics de seiswork, se realizó la modificación de la parte superior y la inferior del horizonte M2 del sismograma sintético de la sección para lograr el mejor resultado de calibración.

Sismogramas sintéticos del Pozo CUYABENO-11

El sismograma sintético del pozo CUYABENO-11 fue interpretado utilizando los siguientes registros eléctricos: registro sónico y registro de densidad, al tomar como referencia el potencial espontáneo, GR. y CALS. Con la velocidad drift de 9110 ft/s, el reflecting horizon M2 coincide con el horizonte M2 de la sección. Adicionalmente, con la frecuencia de ricker wavelet de 44 Hz, nos permitió correlacionar la sección sísmica con el sismograma sintético. Mediante la utilización del software Edit Synthetics de seiswork, se realizó la modificación de la parte superior y la inferior del horizonte M2 del sismograma sintético de la sección para lograr el mejor resultado de calibración.

Sismogramas sintéticos del Pozo CUYABENO-12

El sismograma sintético del pozo CUYABENO-12 fue interpretado utilizando los siguientes registros eléctricos: registro sónico y registro de densidad, al tomar como referencia el potencial espontáneo, GR. y CALS. Con la velocidad drift de 9080 ft/s, el reflecting horizon M2 coincide con el horizonte M2 de la sección. Adicionalmente, con la frecuencia de ricker wavelet de 43 Hz, nos permitió correlacionar la sección sísmica con el sismograma sintético. Mediante la utilización del software Edit Synthetics de seiswork, se realizó la modificación de la parte superior y la inferior del horizonte M2 del sismograma sintético de la sección para lograr el mejor resultado de calibración.

Sismogramas sintéticos del Pozo CUYABENO-16

El sismograma sintético del pozo CUYABENO-16 fue interpretado utilizando los siguientes

registros eléctricos: registro sónico y registro de densidad, al tomar como referencia el potencial espontáneo, GR. y CALS. Con la velocidad drift de 9058 ft/s, el reflecting horizon M2 coincide con el horizonte M2 de la sección. Adicionalmente, con la frecuencia de ricker wavelet de 39 Hz, nos permitió correlacionar la sección sísmica con el sismograma sintético. Mediante la utilización del software Edit Synthetics de seiswork, se realizó la modificación de la parte superior y la inferior del horizonte M2 del sismograma sintético de la sección para lograr el mejor resultado de calibración.

Sismogramas sintéticos del Pozo CUYABENO-17

El sismograma sintético del pozo CUYABENO-17 fue interpretado utilizando los siguientes registros eléctricos: registro sónico y registro de densidad, al tomar como referencia el potencial espontáneo, GR. y CALS. Con la velocidad drift de 9037 ft/s, el reflecting horizon M2 coincide con el horizonte M2 de la sección. Adicionalmente, con la frecuencia de ricker wavelet de 39 Hz, nos permitió correlacionar la sección sísmica con el sismograma sintético. Mediante la utilización del software Edit Synthetics de seiswork, se realizó la modificación de la parte superior y la inferior del horizonte M2 del sismograma sintético de la sección para lograr el mejor resultado de calibración.

Sismogramas sintéticos del Pozo CUYABENO-18

El sismograma sintético del pozo CUYABENO-18 fue interpretado utilizando los siguientes registros eléctricos: registro sónico y registro de densidad, al tomar como referencia el potencial espontáneo, GR. y CALS. Con la velocidad drift de 9155 ft/s, el reflecting horizon M2 coincide con el horizonte M2 de la sección. Adicionalmente, con la frecuencia de ricker wavelet de 40 Hz, nos permitió correlacionar la sección sísmica con el sismograma sintético. Mediante la utilización del software Edit Synthetics de seiswork, se realizó la modificación de la parte superior y la inferior del horizonte M2 del sismograma sintético de la sección para lograr el mejor resultado de calibración.

Sismogramas sintéticos del Pozo CUYABENO-19

El sismograma sintético del pozo CUYABENO-19 fue interpretado utilizando los siguientes

registros eléctricos: registro sísmico y registro de densidad, al tomar como referencia el potencial espontáneo, GR. y CALS. Con la velocidad drift de 9125 ft/s, el reflecting horizon M2 coincide con el horizonte M2 de la sección. Adicionalmente, con la frecuencia de ricker wavelet de 39 Hz, nos permitió correlacionar la sección sísmica con el sismograma sintético. Mediante la utilización del software Edit Synthetics de seiswork, se realizó la modificación de la parte superior y la inferior del horizonte M2 del sismograma sintético de la sección para lograr el mejor resultado de calibración.

Sismogramas sintéticos del Pozo CUYABENO-20

El sismograma sintético del pozo CUYABENO-20 fue interpretado utilizando los siguientes registros eléctricos: registro sísmico y registro de densidad, al tomar como referencia el potencial espontáneo, GR. y CALS. Con la velocidad drift de 9100 ft/s, el reflecting horizon M2 coincide con el horizonte M2 de la sección. Adicionalmente, con la frecuencia de ricker wavelet de 39 Hz, nos permitió correlacionar la sección sísmica con el sismograma sintético. Mediante la utilización del software Edit Synthetics de seiswork, se realizó la modificación de la parte superior y la inferior del horizonte M2 del sismograma sintético de la sección para lograr el mejor resultado de calibración.

Sismogramas sintéticos del Pozo CUYABENO-21

El sismograma sintético del pozo CUYABENO-21 fue interpretado utilizando los siguientes registros eléctricos: registro sísmico y registro de densidad, al tomar como referencia el potencial espontáneo, GR. y CALS. Con la velocidad drift de 9074 ft/s, el reflecting horizon M2 coincide con el horizonte M2 de la sección. Adicionalmente, con la frecuencia de ricker wavelet de 39 Hz, nos permitió correlacionar la sección sísmica con el sismograma sintético. Mediante la utilización del software Edit Synthetics de seiswork, se realizó la modificación de la parte superior y la inferior del horizonte M2 del sismograma sintético de la sección para lograr el mejor resultado de calibración.

Sismogramas sintéticos del Pozo CUYABENO-22

El sismograma sintético del pozo CUYABENO-22 fue interpretado utilizando los siguientes

registros eléctricos: registro sónico y registro de densidad, al tomar como referencia el potencial espontáneo, GR. y CALS. Con la velocidad drift de 9120 ft/s, el reflecting horizon M2 coincide con el horizonte M2 de la sección. Adicionalmente, con la frecuencia de ricker wavelet de 39 Hz, nos permitió correlacionar la sección sísmica con el sismograma sintético. Mediante la utilización del software Edit Synthetics de seiswork, se realizó la modificación de la parte superior y la inferior del horizonte M2 del sismograma sintético de la sección para lograr el mejor resultado de calibración.

Sismogramas sintéticos del Pozo CUYABENO-23

El sismograma sintético del pozo CUYABENO-23 fue interpretado utilizando los siguientes registros eléctricos: registro sónico y registro de densidad, al tomar como referencia el potencial espontáneo, GR. y CALS. Con la velocidad drift de 9243 ft/s, el reflecting horizon M2 coincide con el horizonte M2 de la sección. Adicionalmente, con la frecuencia de ricker wavelet de 38 Hz, nos permitió correlacionar la sección sísmica con el sismograma sintético. Mediante la utilización del software Edit Synthetics de seiswork, se realizó la modificación de la parte superior y la inferior del horizonte M2 del sismograma sintético de la sección para lograr el mejor resultado de calibración.

Sismogramas sintéticos del Pozo CUYABENO-24D

El pozo CUYABENO-24D es oblicuo, de la dirección Norte-Este, el sismograma sintético del mismo pozo fue interpretado utilizando los siguientes registros eléctricos: registro sónico y registro de densidad, al tomar como referencia el potencial espontáneo, GR. y CALS. Con la velocidad drift de 9160 ft/s, el reflecting horizon M2 coincide con el horizonte M2 de la sección. Adicionalmente, con la frecuencia de ricker wavelet de 38 Hz, nos permitió correlacionar la sección sísmica con el sismograma sintético. Mediante la utilización del software Edit Synthetics de seiswork, se realizó la modificación de la parte superior y la inferior del horizonte M2 del sismograma sintético de la sección para lograr el mejor resultado de calibración.

Sismogramas sintéticos del Pozo CUYABENO-25

El pozo CUYABENO-25 cuenta con el registro de velocidad VSP, al interpretar el

sismograma sintético del mismo pozo, se toma como referencia la velocidad VSP, y se modifica en base de dicha velocidad para lograr el mejor resultado de calibración. El registro de dicho pozo es más completo que los demás, sobre todo, el registro sísmico del mismo pozo está más cercano a la superficie. El sismograma sintético de este pozo fue interpretado utilizando los siguientes registros eléctricos: registro sísmico y registro de densidad, al tomar como referencia el potencial espontáneo, GR. y CALS. Con la velocidad drift de 7202 ft/s, el reflecting horizon M2 coincide con el horizonte M2 de la sección. Adicionalmente, con la frecuencia de ricker wavelet de 39 Hz, nos permitió correlacionar la sección sísmica con el sismograma sintético. Mediante la utilización del software Edit Synthetics de seiswork, se realizó la modificación de la parte superior y la inferior del horizonte M2 del sismograma sintético de la sección para lograr el mejor resultado de calibración.

Sismogramas sintéticos del Pozo CUYABENO-26

El sismograma sintético del pozo CUYABENO-26 fue interpretado utilizando los siguientes registros eléctricos: registro sísmico y registro de densidad, al tomar como referencia el potencial espontáneo, GR. y CALS. Con la velocidad drift de 9050 ft/s, el reflecting horizon M2 coincide con el horizonte M2 de la sección. Adicionalmente, con la frecuencia de ricker wavelet de 39 Hz, nos permitió correlacionar la sección sísmica con el sismograma sintético. Mediante la utilización del software Edit Synthetics de seiswork, se realizó la modificación de la parte superior y la inferior del horizonte M2 del sismograma sintético de la sección para lograr el mejor resultado de calibración.

Sismogramas sintéticos del Pozo CUYABENO-27

El pozo CUYABENO-27 cuenta con el registro de velocidad VSP, al interpretar el sismograma sintético del mismo pozo, se toma como referencia la velocidad VSP, y se modifica en base de dicha velocidad para lograr el mejor resultado de calibración. Con la velocidad drift de 8260 ft/s, el reflecting horizon M2 coincide con el horizonte M2 de la sección. Adicionalmente, con la frecuencia de ricker wavelet de 39 Hz, nos permitió correlacionar la sección sísmica con el sismograma sintético. Mediante la utilización del software Edit

Synthetics de seiswork, se realizó la modificación de la parte superior y la inferior del horizonte M2 del sismograma sintético de la sección para lograr el mejor resultado de calibración.

Sismogramas sintéticos del Pozo CUYABENO-28D

El pozo CUYABENO-28D es oblicuo, con la dirección Norte-Oeste-Oeste, el sismograma sintético del mismo pozo fue interpretado utilizando los siguientes registros eléctricos: registro sísmico y registro de densidad, al tomar como referencia el potencial espontáneo, GR. y CALS. Con la velocidad drift de 8756 ft/s, el reflecting horizon M2 coincide con el horizonte M2 de la sección. Adicionalmente, con la frecuencia de ricker wavelet de 39 Hz, nos permitió correlacionar la sección sísmica con el sismograma sintético. Mediante la utilización del software Edit Synthetics de seiswork, se realizó la modificación de la parte superior y la inferior del horizonte M2 del sismograma sintético de la sección para lograr el mejor resultado de calibración.

Sismogramas sintéticos del Pozo CUYABENO-RW1

El sismograma sintético del pozo CUYABENO-RW1 fue interpretado utilizando los siguientes registros eléctricos: registro sísmico y registro de densidad, al tomar como referencia el potencial espontáneo, GR. y CALS. Con la velocidad drift de 8320 ft/s, el reflecting horizon M2 coincide con el horizonte M2 de la sección. Adicionalmente, con la frecuencia de ricker wavelet de 44 Hz, nos permitió correlacionar la sección sísmica con el sismograma sintético. Mediante la utilización del software Edit Synthetics de seiswork, se realizó la modificación de la parte superior y la inferior del horizonte M2 del sismograma sintético de la sección para lograr el mejor resultado de calibración.

Sismogramas sintéticos del Pozo SANSAHUARI-1

El sismograma sintético del pozo SANSAHUARI-1 fue interpretado utilizando los siguientes registros eléctricos: registro sísmico y registro de densidad, al tomar como referencia el potencial espontáneo, GR. y CALS. Con la velocidad drift de 9190 ft/s, el reflecting horizon M2 coincide con el horizonte M2 de la sección. Adicionalmente, con la frecuencia de ricker wavelet de 40 Hz, nos permitió correlacionar la sección sísmica con el sismograma sintético.

Mediante la utilización del software Edit Synthetics de seiswork, se realizó la modificación de la parte superior y la inferior del horizonte M2 del sismograma sintético de la sección para lograr el mejor resultado de calibración.

Sismogramas sintéticos del Pozo SANSAHUARI-2

El sismograma sintético del pozo SANSAHUARI-2 fue interpretado utilizando los siguientes registros eléctricos: registro sónico y registro de densidad, al tomar como referencia el potencial espontáneo, GR. y CALS. Con la velocidad drift de 9190 ft/s, el reflecting horizon M2 coincide con el horizonte M2 de la sección. Adicionalmente, con la frecuencia de ricker wavelet de 41 Hz, nos permitió correlacionar la sección sísmica con el sismograma sintético. Mediante la utilización del software Edit Synthetics de seiswork, se realizó la modificación de la parte superior y la inferior del horizonte M2 del sismograma sintético de la sección para lograr el mejor resultado de calibración.

Sismogramas sintéticos del Pozo SANSAHUARI-3

El sismograma sintético del pozo SANSAHUARI-3 fue interpretado utilizando los siguientes registros eléctricos: registro sónico y registro de densidad, al tomar como referencia el potencial espontáneo, GR. y CALS. Con la velocidad drift de 9240 ft/s, el reflecting horizon M2 coincide con el horizonte M2 de la sección. Adicionalmente, con la frecuencia de ricker wavelet de 40 Hz, nos permitió correlacionar la sección sísmica con el sismograma sintético. Mediante la utilización del software Edit Synthetics de seiswork, se realizó la modificación de la parte superior y la inferior del horizonte M2 del sismograma sintético de la sección para lograr el mejor resultado de calibración.

Sismogramas sintéticos del Pozo SANSAHUARI-4

El sismograma sintético del pozo SANSAHUARI-4 fue interpretado utilizando los siguientes registros eléctricos: registro sónico y registro de densidad, al tomar como referencia el potencial espontáneo, GR. y CALS. Con la velocidad drift de 9200 ft/s, el reflecting horizon M2 coincide con el horizonte M2 de la sección. Adicionalmente, con la frecuencia de ricker wavelet de 39 Hz, nos permitió correlacionar la sección sísmica con el sismograma sintético.

Mediante la utilización del software Edit Synthetics de seiswork, se realizó la modificación de la parte superior y la inferior del horizonte M2 del sismograma sintético de la sección para lograr el mejor resultado de calibración.

Sismogramas sintéticos del Pozo SANSAHUARI-7

El sismograma sintético del pozo SANSAHUARI-7 fue interpretado utilizando los siguientes registros eléctricos: registro sónico y registro de densidad, al tomar como referencia el potencial espontáneo, GR. y CALS. Con la velocidad drift de 9180 ft/s, el reflecting horizon M2 coincide con el horizonte M2 de la sección. Adicionalmente, con la frecuencia de ricker wavelet de 42 Hz, nos permitió correlacionar la sección sísmica con el sismograma sintético. Mediante la utilización del software Edit Synthetics de seiswork, se realizó la modificación de la parte superior y la inferior del horizonte M2 del sismograma sintético de la sección para lograr el mejor resultado de calibración.

Sismogramas sintéticos del Pozo SANSAHUARI-8

El sismograma sintético del pozo SANSAHUARI-8 fue interpretado utilizando los siguientes registros eléctricos: registro sónico y registro de densidad, al tomar como referencia el potencial espontáneo, GR. y CALS. Con la velocidad drift de 9165 ft/s, el reflecting horizon M2 coincide con el horizonte M2 de la sección. Adicionalmente, con la frecuencia de ricker wavelet de 39 Hz, nos permitió correlacionar la sección sísmica con el sismograma sintético. Mediante la utilización del software Edit Synthetics de seiswork, se realizó la modificación de la parte superior y la inferior del horizonte M2 del sismograma sintético de la sección para lograr el mejor resultado de calibración.

Sismogramas sintéticos del Pozo SANSAHUARI-9

El sismograma sintético del pozo SANSAHUARI-9 fue interpretado utilizando los siguientes registros eléctricos: registro sónico y registro de densidad, al tomar como referencia el potencial espontáneo, GR. y CALS. Con la velocidad drift de 9125 ft/s, el reflecting horizon M2 coincide con el horizonte M2 de la sección. Adicionalmente, con la frecuencia de ricker wavelet de 41 Hz, nos permitió correlacionar la sección sísmica con el sismograma sintético.

Mediante la utilización del software Edit Synthetics de seiswork, se realizó la modificación de la parte superior y la inferior del horizonte M2 del sismograma sintético de la sección para lograr el mejor resultado de calibración.

Sismogramas sintéticos del Pozo SANSAHUARI-10

El sismograma sintético del pozo SANSAHUARI-10 fue interpretado utilizando los siguientes registros eléctricos: registro sónico y registro de densidad, al tomar como referencia el potencial espontáneo, GR. y CALS. Con la velocidad drift de 9190 ft/s, el reflecting horizon M2 coincide con el horizonte M2 de la sección. Adicionalmente, con la frecuencia de ricker wavelet de 40 Hz, nos permitió correlacionar la sección sísmica con el sismograma sintético. Mediante la utilización del software Edit Synthetics de seiswork, se realizó la modificación de la parte superior y la inferior del horizonte M2 del sismograma sintético de la sección para lograr el mejor resultado de calibración.

Sismogramas sintéticos del Pozo SANSAHUARI-11

El sismograma sintético del pozo SANSAHUARI-11 fue interpretado utilizando los siguientes registros eléctricos: registro sónico y registro de densidad, al tomar como referencia el potencial espontáneo, GR. y CALS. Con la velocidad drift de 9160 ft/s, el reflecting horizon M2 coincide con el horizonte M2 de la sección. Adicionalmente, con la frecuencia de ricker wavelet de 40 Hz, nos permitió correlacionar la sección sísmica con el sismograma sintético. Mediante la utilización del software Edit Synthetics de seiswork, se realizó la modificación de la parte superior y la inferior del horizonte M2 del sismograma sintético de la sección para lograr el mejor resultado de calibración.

Sismogramas sintéticos del Pozo SANSAHUARI-12D

El pozo SANSAHUARI-12D es oblicuo cuya dirección aproximada es Sur-Norte, el sismograma sintético del pozo SANSAHUARI-12D fue interpretado utilizando los siguientes registros eléctricos: registro sónico y registro de densidad, al tomar como referencia el potencial espontáneo, GR. y CALS. Con la velocidad drift de 9260 ft/s, el reflecting horizon M2 coincide con el horizonte M2 de la sección. Adicionalmente, con la frecuencia de ricker wavelet

de 39 Hz, nos permitió correlacionar la sección sísmica con el sismograma sintético. Mediante la utilización del software Edit Synthetics de seiswork, se realizó la modificación de la parte superior y la inferior del horizonte M2 del sismograma sintético de la sección para lograr el mejor resultado de calibración.

Sismogramas sintéticos del Pozo SANSAHUARI-SO1

El sismograma sintético del pozo SANSAHUARI-SO1 fue interpretado utilizando los siguientes registros eléctricos: registro sónico y registro de densidad, al tomar como referencia el potencial espontáneo, GR. y CALS. Con la velocidad drift de 8320 ft/s, el reflecting horizon M2 coincide con el horizonte M2 de la sección. Adicionalmente, con la frecuencia de ricker wavelet de 40 Hz, nos permitió correlacionar la sección sísmica con el sismograma sintético. Mediante la utilización del software Edit Synthetics de seiswork, se realizó la modificación de la parte superior y la inferior del horizonte M2 del sismograma sintético de la sección para lograr el mejor resultado de calibración.

2.3 Características de los reflectores sísmicos

Los diferentes horizontes interpretados, presentaron una mayor o menor dificultad, dependiendo obviamente del contraste de impedancia acústica y de la calidad de la información sísmica, que en nuestro caso presenta una calidad bastante buena como se detalla a continuación :

1. - Tope Formación Hollin.- La formación Hollin es un cuerpo de areniscas que infrayacen la secuencia precretácica de manera discordante, sobre la Formación Hollin se encuentra depositada la caliza "C" la misma que tiene unas características de impedancia no estables en toda el área de estudio.

De acuerdo a los sismogramas sintéticos, el tope de la arenisca Hollin se encuentra en el cero crossing (+/-) de la ondícula. Las trazas sísmicas en la zona Oeste y Sur son más estables y continuas que en la zona Este. En la parte Este esta interface se encuentra en las ondas irregulares compuestas por una serie de valles y es difícil para interpretar y picar.

2. - Tope Caliza C .- La Caliza C infrayace la arenisca Hollin Superior, dichos sedimentos

por ser de diferentes densidades y por ende de diferentes velocidades, genera un contraste de impedancia acústica muy visible en la información sísmica. Según los sismogramas sintéticos, el tope Caliza C se encuentra localizada en el pico positivo de la reflexión sísmica ; Esta reflexión es estable y continua en las partes Oeste y Sur de la área, por lo que no presenta problemas en su interpretación, pero estas trazas sísmicas no son continuas en la parte Este, en alguna parte no produce el interface de reflexión debido a que el espesor se reduce, por lo cual es difícil para interpretar.

3.- Tope Arenisca “T” Inferior.- El tope Arenisca “T” Inferior está por debajo de la Arenisca T Superior, debido a que la intercalación lutítica que separa estos dos cuerpos arenosos es de poco espesor y no es estable, no se produce un contraste notable en la información sísmica.

De acuerdo a los sismogramas sintéticos, el tope de la arenisca T Inferior en la parte Oeste de la área se localiza en el interfaz cendiendo de pico a valle, dicho interface de reflexión es estable y fácil para interpretar. Se encuentra en el desdoblamiento de amplitudes, en la parte Este de la área , compuesta mayormente por valles y es difícil para interpretar y picar.

4.- Tope arenisca “T” superior.- El tope de la arenisca “T” superior, se encuentra por debajo del marcador sísmico Caliza B, los mismos que limitado por la resolución de los datos sísmicos, no se produce un buen contraste de impedancia acústica. Este tope de acuerdo a los datos de los sismogramas sintéticos, en la mayoría de los pozos, el tope de la arenisca T superior se encuentra entre el punto cero positivo (+/-) y el valle y en los otros pozos , este tope se queda en el punto cero positivo(+/-).Las características de esta reflexión sísmica no se presentan de manera estable en toda el área del proyecto, pero como Caliza B presenta una reflexión fuerte y estable, por lo que se puede interpretar este tope tomando Caliza B como referencias.

5. – Tope Caliza B.- El tope Caliza B se encuentra infrayaciendo la Arenisca T superior, los mismos que al ser cuerpos de diferentes velocidades y diferentes densidades producen un buen contraste de impedancia acústica.

Según los sismogramas sintéticos, en la mayoría de los pozos que quedan al norte de CUYABENO—8, el tope Caliza B se encuentra localizada en el (-/+) de reflexión. En los pozos que quedan al sur de CUYABENO-8 (incluido el pozo CUYABENO—RW1),el tope Caliza B se

encuentra localizada en el (+/-). En los pozos que quedan en la zona limitada a dichas dos partes, este tope se encuentra en una reflexión de pico. Los picos de por debajo del tope de CALIZA B, del área Sansahuari, y los picos de encima del tope de CALIZA B, del área CUYABENO, están superpuestos y estos dos picos forman un desdoblamiento en algunas partes. Esta reflexión es estable y continúa en las partes Norte y Sur de la área, por lo que no presenta problemas en su interpretación, pero no es estable en la parte central, mezclada con el desdoblamiento de amplitudes compuesto mayormente por los picos.

6.- Tope arenisca "U" inferior.- La mayoría de los topes han sido interpretados sin mayor dificultad, no así el tope arenisca "U" inferior. De acuerdo a los sismogramas sintéticos, el tope de la arenisca U Inferior se ha localizado en el punto cero negativo (-/+) o la parte entre el valle y el (-/+). Es uno de los topes que presenta mayor dificultad en su interpretación y la reflexión, que es intermitente, presenta mala estabilidad y continuidad, en alguna parte se mezcla con la Caliza B en desdoblamiento de amplitudes compuesto mayormente por picos, lo que dificulta un poco su interpretación.

7.- Tope Arenisca "U" Medio - El tope de la arenisca "U" medio se encuentra entre la arenisca "U" superior y la arenisca "U" inferior. Debido a que la arenisca "U" Medio es de poco espesor y las intercalaciones que la separan de la arenisca "U" superior y la arenisca "U" inferior no son estables, no se produce un contraste de impedancia acústica notable en la información sísmica y es difícil identificarla en la sección sísmica.

De acuerdo a la información proveniente de los sismogramas sintéticos, el tope de la arenisca "U" medio ha sido identificado en una interfase yendo de valle a pico, esta interfase no es estable en toda el área del proyecto, y en alguna parte de la área se mezcla con desdoblamiento de amplitudes compuesto mayormente por valles, lo que dificulta su interpretación.

8.- Tope arenisca "U" superior.- El tope de la arenisca "U" superior se encuentra suprayaciendo el cuerpo calcáreo caliza "A"; el mismo que por encontrarse concordante con la arenisca "U" superior, genera el contraste de impedancia acústica el que hace posible su fácil identificación en la sección sísmica, de acuerdo a la información proveniente de los sismogramas sintéticos, el tope de la arenisca "U" superior ha sido identificado en el punto cero

positivo (+/-) , esta interfase presenta muy buena continuidad en toda el área del proyecto, lo que facilita su interpretación sin mayor dificultad.

9.- Tope Caliza "A".- El tope caliza "A" constituye en esta área uno de los mejores marcadores sísmicos, siendo muy fácil reconocerlo.

Este cuerpo calcáreo se encuentra infrayaciendo la arenisca "U", estos cuerpos por presentar propiedades de densidad diferentes y por ende diferencia de velocidades, generan un buen contraste de impedancia acústica, permitiendo que se generen las reflexiones sísmicas, visibles en la información; de acuerdo a los sismogramas sintéticos, el tope de este cuerpo ha sido localizado en el pico positivo de la reflexión, presentando buena continuidad y un alto contenido de frecuencias, lo que nos ha permitido que sea interpretado sin mayor dificultad.

10.- Tope arenisca M-2.- La arenisca "M-2" se encuentra suprayaciendo el cuerpo calcáreo caliza "M2 " y infrayaciendo a un cuerpo lutítico calcáreo de la secuencia superior de la Formación Napo, y presentando por ende un buen contraste de impedancia acústica el mismo, que nos ha permitido identificarlo en la sección sísmica sin mayor dificultad; este cuerpo arenaceo de acuerdo a la información de los sismogramas sintéticos, ha sido identificado en una interfase de reflexión yendo de pico a valle, dicha reflexión presenta buena continuidad en toda el área del proyecto, permitiéndonos su interpretación sin mayor dificultad.

11. - Tope Caliza "M2".- Este cuerpo calcáreo se encuentra infrayaciendo la arenisca "M2", estos cuerpos por presentar propiedades de densidad diferentes y por ende diferencia de velocidades, generan un buen contraste de impedancia acústica, permitiendo que se generen las reflexiones sísmicas, visibles en la información; de acuerdo a los sismogramas sintéticos, el tope de este cuerpo ha sido localizado en el pico negativo de la reflexión, presentando buena continuidad y un alto contenido de frecuencias, lo que nos ha permitido que sea interpretado sin mayor dificultad.

12.-Base de Arenisca M1- Se encuentra en la parte inferior de la formación Napo; De acuerdo a los sismogramas sintéticos, la base de AM1 ha sido localizado en el pico negativo de la reflexión o la parte entre el valle y el punto (-/+) . Esta reflexión presenta buena continuidad lo que nos ha permitido que sea interpretado sin mayor dificultad.

13.- Tope Formación Napo.- El tope de la Formación Napo en esta área se encuentra formado en su parte superior, predominantemente por arcillas con pequeños cuerpos intercalados de areniscas y calizas, infrayaciendo la arenisca M-2 y suprayaciendo discordantemente a la arenisca Basal Tena; de acuerdo a la información generada por los sismogramas sintéticos, el tope de esta formación ha sido localizado en el punto cero positivo (+/-) ; Esta señal sísmica por representar una discordancia en algunas áreas pierde continuidad y contenido de frecuencias, lo que dificulta un poco su interpretación.

14.- Tope Formación Tena.- La formación Tena se encuentra infrayaciendo a la formación Napo y suprayaciendo la formación Tiyuyacu, la misma que en el contacto se encuentra constituida de un cuerpo arenaceo; al ser la secuencia Tena un cuerpo arcilloso con pequeñas intercalaciones de areniscas y la Formación Tiyuyacu con sedimentos de areniscas conglomeráticas, dichos cuerpos están constituidos de propiedades de densidad y velocidad totalmente diferentes, los cuales originan el contraste de impedancia acústica, de acuerdo a la información de los sismogramas sintéticos de los diferentes pozos, el tope de la formación Tena ha sido interpretado en el pico negativo de la reflexión esto es en el valle, el mismo que por ser discordante con la Formación Tiyuyacu, presenta cambios laterales de facies, lo que hace que la reflexión no sea continua, lo que dificulta la interpretación mediante la opción de interpretación autotrack, debiendo hacerlo mediante el modo de interpretación manual punto por punto en alguna parte retardando consecuentemente su interpretación.

15.- Tope Formación Tiyuyacu.- La Formación Tiyuyacu se encuentra infrayaciendo la Formación Tena y suprayaciendo la Formación Orteguaza, en su contacto La Formación Tiyuyacu está constituida por cuerpos de areniscas gruesas conglomeráticas con una matriz lutítica, la Formación Orteguaza está constituida por cuerpos de lutitas predominantes de diferentes características petrofísicas que la Formación Tiyuyacu como son la densidad y la velocidad, esta diferencia de densidades y por ende de velocidades generan el contraste de impedancia acústica, los sismogramas sintéticos nos indican que el tope de la formación, ha sido interpretado en el pico positivo de la ondícula, el mismo muestra buena continuidad en toda el área del proyecto, por lo que no presenta mayor dificultad en su interpretación.

16.- Tope Formación Orteguzaza.- La formación Orteguzaza se encuentra infrayaciendo la Formación Tiyuyacu y suprayaciendo a los sedimentos del Terciario Indiferenciado (la Formación Chalcana) Esta Formación se halla constituida en su tope por un paquete predominante de lutitas de tipo continental y el suprayacente paquete Terciario indiferenciado (Formación Chalcana), en su base se halla constituida de areniscas intercaladas de lutitas de diferentes características de densidad y velocidad que la suprayacente Formación Orteguzaza; estas condiciones generan el contraste de impedancia acústica que nos permite visualizar en la sección sísmica. Los sismogramas sintéticos identifican el tope de la Formación Orteguzaza en la interfase de la ondícula llendo de positivo a negativo, esta reflexión presenta buenas características de continuidad y un alto contenido de frecuencias, lo que nos ha permitido que sea interpretado sin mayor dificultad.

2.4 Interpretación de horizontes y fallas

1. Plan de estudio:

Determinar las principales fallas que controlan la estructura Cuyabeno-Sansahuari , el sistema de fallas y el modelo tectónico (Figura 2-4.1) y el modelo de sedimentación (Figura 2-4.2).

Interpretar y comparar los horizontes de interés.

En primer lugar determinamos las fallas principales en el área.

El anticlinal Cuyabeno-Sansahuari está controlado por una falla inversa que corre en sentido Norte-Sur que se origina en el Basamento afectando hasta la base de la Formación Tiyuyacu, con un salto de falla de 400ft al nivel del Basamento, esta falla se extiende desde la parte Norte del área hasta la línea Inline 450 aproximadamente.

Otra falla encontrada, que corre en sentido Norte-Sur, se localiza en la parte Central del área, está afectando desde el Basamento hasta la Formación Tena, con un salto de falla grande en la parte Sur y los saltos pequeños en las partes Central y Norte.

En la interpretación combinando el corte de tiempo y el corte de coherencia primero realizamos la interpretación del marco de la falla principal de 16×16 . Luego realizamos la interpretación del marco de las fallas de sub-primer clase. Al mismo tiempo aprovechando el los

datos de coherencia y los cortes horizontales aumentamos la exactitud de la interpretación de las fallas y la racionalidad de la combinación del plano.

2. Métodos de interpretación:

Conocemos las características de ondas de reflexión de cada capa y interpretamos el eje de la reflexión en el plano la tensidad de interpretación de la sección es 4×4 (En algunas capas interpretamos hasta cada línea importante).Aplicamos el cerrado mutuo de la línea inline y la línea de crossline en la interpretación estructural.Al mismo tiempo utilizams el corte horizontal y el corte a lo largo de las capas para interpretar las fallas y la forma estructural.Utilizamos suficientemente la tecnología águil de desplazamiento de los bloques que tiene el sistema de interpretación y la función de zoom parcial de la sección para hacer la interpretación de horizontes y de fallas detalladamente.

En la interpretación de la estructura Cuyabeno-Sansahuari damos importancia a las relaciones de contacto de las fallas pequeñas o otras grandes y la función que tienen las fallas pequeñas para cambiar la estructura.Garantizamos que está bien la interpretación de la sección de las fallas pequeñas y es propicio la extención del plano.

Durante el proceso de calibración de los horizontes del cubo sísmico 3D, se observa que los datos de los horizontes son más detallados, pero por la restricción de la resolución del cubo sísmico los caracteres de esta calibración de algunos horizontes no coinciden.

Por ejemplo, el horizonte M2 en la mayoría de pozos se muestra en una interface (-/+). De estos algunos se presentan como el cero (-/+), y otros en la mitad de amplitud del pico. Tomando en cuenta la mayoría de pozos para la interpretación de M2 picamos el punto cero (-/+).

De igual manera, se ha procedido con el picado de los otros horizontes.

Terminamos la interpretación de 4 inline $\times$ 4 crossline de 18 horizontes: Basamento, Hollin, Caliza C, T Inferior, T Superior, Caliza B, U Inferior, U Medio, U Superior, Caliza A, Arenisca M2, Caliza M2, Base AM1, Napo, Basal Tena, Tena, Tiyuyacu, Orteguaza y se realizó el mapeo estructural en tiempo de dichos horizontes.

CAPITULO 3 MAPAS ESTRUCTURALES

3.1 Modelo de Velocidades

Para realizar el modelamiento de velocidad variable, se utilizó el programa de Landmark denominado Depth Team Express. Este programa es interactivo y utiliza toda la información disponible, para poder generar un modelo confiable y representativo de la configuración estructural y litológica del área de investigación; Para el proyecto Cuyabeno-Sansahuari se tuvo la disponibilidad de la siguiente información:

- 1.- Información Sísmica 3D migrada antes del apilamiento (435 km2 Covertura total).
- 2.- La información de los registros eléctricos de todos los pozos existentes en el área del proyecto excepto los pozos que no cuentan con los datos sónicos, un total de 34 pozos.
- 3.- La información de los sismogramas sintéticos de todos los pozos existentes en el área de investigación.
- 4.- La información geológica de todos los topes interpretados en todos los pozos existentes en el proyecto.
- 5.- La información de los 17 horizontes interpretados en la sísmica 3D en toda el área del proyecto.
- 6.- La información de velocidad VSP del pozo Cuyabeno-25 y Cuyabeno-27.

El programa Depth Team Express, requirió que la información sísmica interpretada este bien correlacionada a los sismogramas sintéticos de los diferentes pozos y del mismo modo, la información geológica referente a los topes de los pozos deberá ser bien definida por los geólogos, al igual que los registros eléctricos deberán estar bien ajustados y normalizados.

Una vez aplicado el programa Depth Team Express se requirió realizar varios ajustes a los diferentes parámetros utilizados pues, en las primeras corridas el modelo no ajustaba a la información de los topes de los pozos, luego de varias corridas se logro que el modelo se ajuste a la información de los topes reales de los pozos con diferencias que se consideraron en un rango aceptable y susceptibles de ser ajustadas aplicándoles una opción de afinamiento en Zmap-Plus denominada (Flexing).

Como resultado de migrar la información interpretada en tiempo a profundidad, se generaron los diferentes mapas a los diferentes horizontes, los cuales fueron exportados al software de mapiamiento Zmap-Plus, en el mismo que luego de un apropiado griding, se generaron los mapas estructurales en tiempo, mapas estructurales en profundidad, mapas de adelgazamiento, mapas de espesores de arena.

Después de obtener el modelo de velocidad puede hacer la conversión de tiempo a profundidad y calcular un cuerpo de datos de profundidad consistente.

Pero en realidad, he encontrado existen diferencias obvias entre Sansahuari-RO1 y otros pozos, en el que el profundo pozo de registro es significativamente inferior, cuando hace la corrección de la velocidad, se causará una deformación en la estructura. Por lo tanto, el cálculo real del cuerpo de profundidad es de ninguna utilidad para los pozos que participan en la corrección de la velocidad en el mapa estructural, teniendo en cuenta de que la estratificación coincide con la perforación, la aprobación de la corrección de datos de boca de pozo, pero también apareció un punto alto en los horizontes poco profundos incompatibles con el sección de las estructuras locales, la forma de la estructura es cuestionable, y sugirió su revisión del pozo de registro y datos.

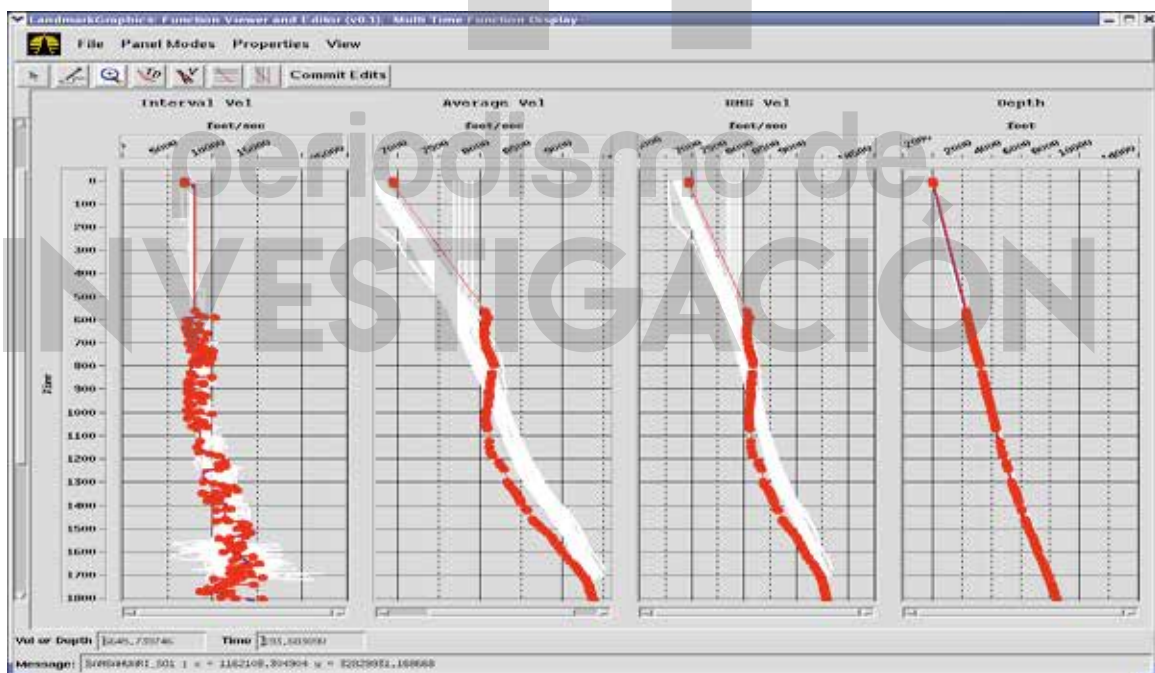
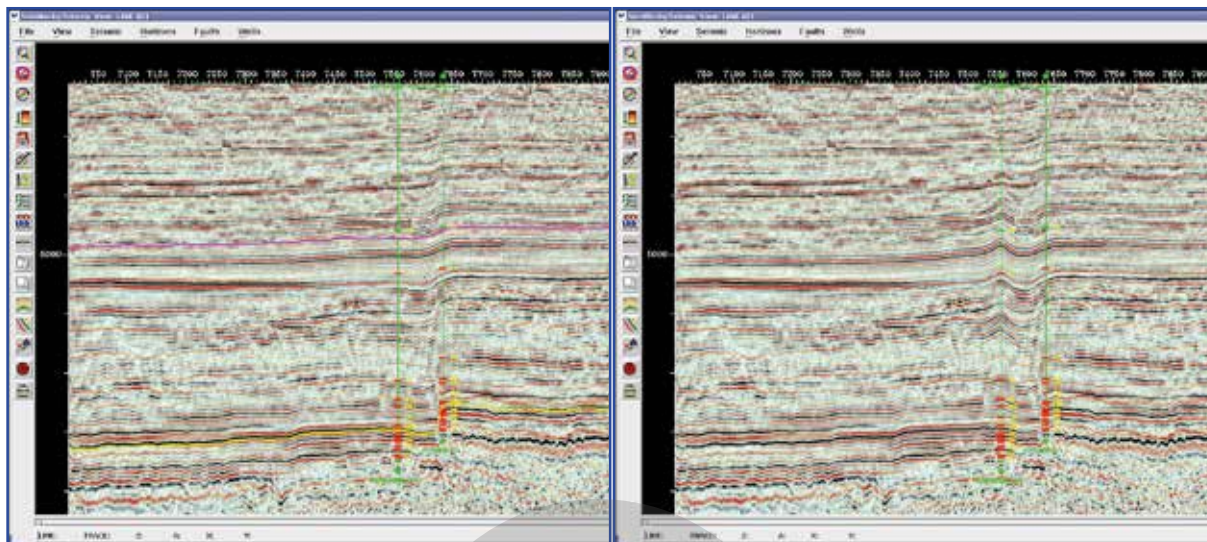


Figura 3.1 espectro de registro de velocidad de Sansahuari-RO1



Sin SANSAHUARI-RO1

Con SANSAHUARI-RO1

Figura 3.2 el impacto de Sansahuari-RO1 al cubo de datos de profundidad

3.2 Mapas Isócronos.

Luego de haber concluido con la interpretación de los 18 horizontes sísmicos, y la interpretación del modelo tectónico, esta información fue exportada al programa de mapiamiento denominado Zmap-Plus de la CIA. Landmark. Con este programa, utilizando gridings adecuados y el modelo tectónico de las fallas, se interpretaron los mapas isócronos (mapas estructurales en tiempo) a todos los topes interpretados a escalas 1: 50.000 (Figura 3-2.1- Figura 3-2.18) esto es: Tope Basamento Cristalino, Tope de Paleozoico, Tope Pre-Hollin, Tope Formación Hollin, Tope Caliza C, Tope T Inferior, Tope T Superior, Tope Caliza B, Tope U Inferior, Tope U Medio, Tope U Superior, Tope Caliza A, Tope Arenisca M2, Tope Formación Napo, Tope Basal Tena, Tope Formación Tena, Tope Formación Tiyuyacu.

3.3 Mapas de Velocidad RMS

Para la interpretación del modelo de velocidades, se generaron 18 mapas de velocidades, correspondientes a los horizontes interpretados, utilizando la información sísmica 3D

procesada y pre apilada (Figura 3-3.1- Figura 3-3.18) .

Del análisis de los mapas de velocidad RMS, se puede observar que en todas las formaciones en esta área, la variación de velocidad es muy suave. En la Formación Orteguaza, se presenta la velocidad alta en el sector Noroeste y la velocidad baja en el Sureste, con la velocidad mínima de 9071ft/s y el rango de variación de 400ft/s. Las tendencias de variación de velocidad en la Formación Orteguaza no coinciden con su forma estructural, cual presenta el sector oeste bajo y el este alto, por lo tanto, indica que la velocidad ha cambiado en el espacio y que hay una zona de velocidad baja en el suroeste del área. La formación Tiyuyacu tiene las características de variación de velocidad aproximadas a Orteguaza.

Desde la formación Tena hasta Basamento, la estructura Cuyabeno-Sansahuari se eleva gradualmente, se observa una zona de velocidad baja en la parte este a la falla, pero de acuerdo con las tendencias de variación de velocidad en todo el campo, la parte central del área muestra una zona de velocidad baja y se observa la velocidad alta en las partes Sureste y Noroeste. Estas tendencias de variación de velocidad no coinciden con las tendencias estructurales, lo que indica que la distribución de velocidad en el campo Cuyabeno-Sansahuari tienen los cambios evidentes en las direcciones horizontal y vertical. Las variaciones de velocidad se detallan a continuación:

Horizontes	Velocidad RMS		
	Velocidad Mínima (ft/s)	Velocidad Máxima (ft/s)	Rango de variación (ft/s)
Basamento	9872	10620	748
Hollín	9834	10548	714
Caliza C	9817	10505	688
T Inf.	9799	10460	661
T Sup.	9774	10433	659
Caliza B	9755	10358	603
U Inf.	9733	10281	548
U Med.	9713	10255	542
U Sup.	9685	10230	545
Caliza A	9669	10204	535
AM2	9631	10154	523
CM2	9611	10113	502
BAM1	9494	9950	456
Napo	9465	9926	461
Basal Tena	9447	9950	503
Tena	9374	9774	400
Tiyuyacu	8885	9208	323
Orteguaza	8671	9071	400

3.4 Mapas Estructurales en Profundidad

Con el modelo de velocidad creado por el software Depth Team, se procedió a migrar los mapas isócronos (mapas estructurales en tiempo) a mapas estructurales en profundidad.

El mapa estructural en profundidad, fue interpretado en el programa de mapiamiento denominado Zmap-Plus, para luego de haber aplicado un gridding apropiado, a la información importada desde el programa de interpretación Seisworks conjuntamente con el modelo tectónico, se obtuvo el mapa estructural en profundidad con pequeñas variaciones del orden de 10 pies, en referencia con el tope de los pozos que es la información que controla la idoneidad de la interpretación, fue necesario ajustar los pozos a fin de atar los topes a la interpretación estructural.

Se han generado los mapas estructurales en profundidad a los siguientes horizontes:

- | | |
|------------------------------|--------------------------------|
| 1.- Tope Basamento | 2.- Tope Formación Hollin |
| 3.- Tope Caliza C | 4.- Tope Arenisca T Inferior |
| 5.- Tope Arenisca T Superior | 6.- Tope Caliza B |
| 7.- Tope Arenisca U Inferior | 8.- Tope Arenisca U Medio |
| 9.- Tope Arenisca U Superior | 10.- Tope Caliza A |
| 11.- Tope Arenisca M2 | 12.- Tope Caliza M2 |
| 13.- Base Arenisca M1 | 14.- Tope Formación Napo |
| 15.- Tope Basal Tena | 16.- Tope Formación Tena |
| 17.- Tope Formación Tiyuyacu | 18.- Tope Formación Orteguzaza |

De acuerdo con los mapas estructurales (Figura 3-4.1- Figura 3-4.18) , hay mucha diferencia entre la estructura en el sector Norte de Cuyabeno-Sansahuari y el resultado de la interpretación anterior. En los mapas estructurales nuevos, las trampas estructurales no se intersecan con la falla para conseguir cerrar la estructura a la forma cerrada, sino se extiende con dirección noreste, envolviendo la estructura Cuyabeno-Sansahuari y la estructura SINGUE juntos en una estructura conjunta y ampliando la zona de la trampa. Según los datos de SINGUE en el proyecto VHR, la parte norte de SINGUE hundida forma parte de esta trampa estructural, presumiéndose que la estructura Cuyabeno-Sansahuari es mucho más extensa de

lo que se tiene mapeada.

1.- Mapa Estructural en Profundidad al Tope Basamento.- Se ha ajustado los 18 pozos que se perforan hasta el Basamento . Del análisis del resultado de esta interpretación podemos observar que la estructura Cuyabeno-Sansahuari, presenta condiciones estructurales similares a los mapas de Hollín; y por no presentar entrampamiento de hidrocarburos no se lo ha descrito con mayor detenimiento.

2.- Mapa Estructural en Profundidad al Tope Formación Hollin.- Del análisis del resultado de esta interpretación podemos observar que la estructura Cuyabeno-Sansahuari, presenta condiciones estructurales similares a los mapas del Tope Basamento. Del resultado de su análisis se observa que a este nivel la estructura Cuyabeno-Sansahuari tiene un cierre estructural de 100 pies y un área de 9810.35 acres, tomando -7210ft como la línea de trampa;

En las partes Oeste y Central del campo, también existen varios anticlinales y narices estructurales:

a) Un anticlinal, de 10 pies y un área de 269.36 acres, se encuentra aproximadamente en Inline696×Crossline324, tomando -7840 ft como la línea de trampa.

b) Un anticlinal de 30 pies y un área de 2419.12 acres, se encuentra aproximadamente en Inline629*Crossline588, tomando -7690 ft como la línea de trampa.

c) El otro anticlinal, de 50 pies y un área de 1684.56 acres, se encuentra aproximadamente en Inline254*Crossline676, tomando -7790ft como la línea de trampa.

d) La otra nariz estructural, de 30 pies y un área de 99.75 acres, se encuentra al este de la falla, tomando -7700ft como la línea de trampa.

3.- Mapa Estructural en Profundidad al Tope Caliza C.- El mapa estructural al Tope Caliza C, fue interpretado del mismo modo que el mapa al tope de la Formación Hollin, este mapa estructural por estar muy cercano al tope de la arenisca Hollin, presenta condiciones similares, tanto en su estructura como en su modelo tectónico, por lo que las consideraciones realizadas en el mapa anterior, son aplicables a este horizonte.

4. - Mapa Estructural en Profundidad al Tope Arenisca T Inferior.- El mapa estructural al Tope Arenisca T Inferior, fue interpretado del mismo modo que el mapa al tope de la

Formación Hollin, y presenta condiciones similares al tope de la Formación Hollin en su modelo tectónico. Las estructuras del Tope Arenisca T Inferior son del desarrollo de sucesión, que se detallan a continuación:

a) La estructura Cuyabeno-Sansahuari el Contacto Agua-Petróleo es de -7093ft como la línea de trampa. Esta trampa petrolífero es de 6545.04 acres, y al comparar con los resultados de las interpretaciones anteriores, notándose un incremento en el área de 2808.2 acres.

b) Una nariz estructural, de 10 pies y un área de 341.94 acres, se encuentra aproximadamente en Inline696*Crossline324, tomando -7740ft como la línea de trampa.

c) Un anticlinal, de 10 pies y un área de 450.57 acres, se encuentra aproximadamente en Inline629*Crossline588, tomando -7570ft como la línea de trampa.

d) Un anticlinal, de 10 pies y un área de 316.13 acres, se encuentra aproximadamente en Inline658*Crossline517, tomando -7560ft como la línea de trampa.

e) Otra nariz estructural, de 40 pies y un área de 971.23 acres, se encuentra al oeste de la falla y aproximadamente en Inline254*Crossline676, tomando -7680ft como la línea de trampa.

f) La otra nariz estructural, de 40 pies y un área de 122.58 acres, queda al este de la falla, tomando -7590ft como la línea de trampa.

5. Mapa Estructural en Profundidad al Tope de la Arenisca T Superior.- El mapa estructural en profundidad al Tope de la Arenisca T Superior, fue interpretado del mismo modo que los mapas arriba mencionados. Este mapa estructural por estar muy cercano al tope de la arenisca T Inferior, presenta condiciones similares, tanto en su estructura como en su modelo tectónico. Las estructuras del Tope Arenisca T Superior son del desarrollo de sucesión, que se detallan a continuación:

a) La estructura Cuyabeno-Sansahuari, cuando se determina el dominio de petróleo (oil domain), tomando el Contacto Agua-Petróleo -7077ft como la línea de trampa, se observa mucha diferencia entre este dominio de petróleo (oil domain) y el resultado de la interpretación 2D.

De acuerdo con los mapas estructurales actuales, en el sector norte, no se consigue cerrar la estructura, sino que el contacto agua-petróleo se extiende con dirección noreste, envolviendo la estructura Cuyabeno-Sansahuari y la estructura SINGUE juntos en una

estructura conjunta y ampliando la zona de trampa. Según los datos de SINGUE en el proyecto VHR, la parte norte de SINGUE hundida forma parte de esta trampa estructural, presumiéndose que la estructura Cuyabeno-Sansahuari es mucho más extensa de lo que se tiene mapeada.

Esta trampa petrolífera es de 137 pies y de 9987.44 acres, al comparar con los resultados de las interpretaciones anteriores, notándose un incremento en el área de 1098.79 acres.

b) Un anticlinal, de 20 pies y un área de 563.73 acres, se encuentra aproximadamente en Inline696*Crossline324, tomando -7700 ft como la línea de trampa.

c) Un anticlinal, de 20 pies y un área de 1128.57 acres, queda aproximadamente en Inline629*Crossline588, tomando -7520ft como la línea de trampa.

d) Otra nariz estructural, de 50 pies y un área de 1273.26 acres, queda al oeste de la falla y aproximadamente en Inline254*Crossline676, tomando -7640ft como la línea de trampa.

e) La otra nariz estructural, de 50 pies y un área de 207.73 acres, queda al este de la falla, tomando -7550ft como la línea de trampa.

6. Mapa Estructural en Profundidad al Tope de la Caliza B.- El mapa estructural en profundidad al tope de la Caliza B por estar muy cercano al tope de la arenisca T Superior, presenta condiciones similares, tanto en su estructura como en su modelo tectónico, por lo que las consideraciones realizadas en el mapa anterior, son aplicables a este horizonte.

7. Mapa Estructural al Tope de la Arenisca U Inferior.- El mapa estructural al Tope de la Arenisca U Inferior por estar muy cercano al tope de la arenisca T Superior, presenta condiciones similares al tope de la arenisca T Superior, tanto en su estructura como en su modelo tectónico. Las estructuras principales del Tope Arenisca U Inferior son del desarrollo de sucesión, que se detallan a continuación:

a) La estructura Cuyabeno-Sansahuari toma el Contacto Agua-Petróleo de -6954 ft como la línea de trampa. Se desarrollan varias trampas petrolíferas, de superficie total de 8976.57 acres, y al comparar con los resultados de las interpretaciones anteriores, notándose un incremento en el área de 1943.6 acres.

b) Un anticlinal, de 30 pies y un área de 2044.73 acres, se encuentra aproximadamente en Inline662*Crossline306, se forman dos anticlinales independientes, tomando -7520ft como la

línea de trampa.

c) Un anticlinal, de 10 pies y un área de 753.91 acres, queda aproximadamente en Inline629*Crossline588, tomando -7400 como la línea de trampa.

d) Otro anticlinal, de 70 pies y un área de 5036.22 acres, queda en el sector sur del área y aproximadamente en Inline298*Crossline444, tomando -7490ft como la línea de trampa.

e) Se desarrollan tres estructuras nuevas cerca a la frontera oeste del campo: una de un cierre estructural de 10 pies y un área de 326.67 acres, se encuentra aproximadamente en Inline1014*Crossline66; otra de un cierre estructural de 10 pies y un área de 520.75 acres, se encuentra aproximadamente en Inline719*Crossline104 y la otra de un cierre estructural de 20 pies y un área de 1611.17 acres, se queda aproximadamente en Inline261*Crossline192.

También se desarrollan dos estructuras cerca al sector central del campo. Una de un cierre estructural de 30 pies y un área de 954.25 acres, se encuentra aproximadamente en Inline824*Crossline536; y la otra de un cierre estructural de 50 pies y un área de 1490.05 acres, se encuentra aproximadamente en Inline974*Crossline559.

8. Mapa Estructural al Tope de la Arenisca U Media.- El mapa Estructural al Tope de la Arenisca U Media por estar muy cercano al tope de la arenisca U Inferior, presenta condiciones similares, tanto en su estructura como en su modelo tectónico. Las estructuras principales del Tope Arenisca U Media son del desarrollo de sucesión, que se detallan a continuación:

a) La estructura Cuyabeno-Sansahuari toma el Contacto Agua-Petróleo de -6933ft como la línea de trampa, se observa mucha diferencia entre este dominio de petróleo (oil domain) y el resultado de la interpretación 2D.

De acuerdo con los mapas estructurales actuales, en el sector norte, no se consigue cerrar la estructura, sino que el contacto agua-petróleo se extiende con dirección noreste, envolviendo la estructura Cuyabeno-Sansahuari y la estructura SINGUE juntos en una estructura conjunta y ampliando la zona de trampa. Según los datos de SINGUE en el proyecto VHR, la parte norte de SINGUE hundida forma parte de esta trampa estructural, presumiéndose que la estructura Cuyabeno-Sansahuari es mucho más extensa de lo que se tiene mapeada.

Esta trampa petrolífera es de 93 pies y de 11244.42 acres, al comparar con los resultados

de las interpretaciones anteriores, notándose un incremento en el área de 2450.04 acres.

b) Las estructuras en los sectores Central y Oeste del campo presentan condiciones similares a la de Arenisca U Inferior, los datos de trampas se ven en el *Cuadro de Datos de Trampas*.

9. - Mapa Estructural en Profundidad al Tope de la Arenisca U Superior.- El mapa Estructural en Profundidad al Tope de la Arenisca U superior, por estar muy cercano al tope de la arenisca U Inferior, presenta condiciones similares, tanto en su estructura como en su modelo tectónico. Las estructuras principales del Tope Arenisca U Superior son del desarrollo de sucesión, que se detallan a continuación:

a) La estructura Cuyabeno-Sansahuari, cuando se determina el dominio de petróleo (oil domain), tomando el Contacto Agua-Petróleo de -6880ft como la línea de trampa.

De acuerdo con los mapas estructurales, en el sector norte, no se consigue cerrar la estructura, sino que el contacto agua-petróleo se extiende con dirección noreste, envolviendo la estructura Cuyabeno-Sansahuari y la estructura SINGUE juntos en una estructura conjunta.

En cuanto a la parte Sureste de la estructura Cuyabeno, cuando se determina el dominio de petróleo (oil domain), tomando el Contacto Agua-Petróleo de -6880ft como la línea de trampa, este contacto se intersecan con la falla a la forma cerrada.

Esta trampa petrolífera es de 90 pies y de 10294.64 acres, al comparar con los resultados de las interpretaciones anteriores, notándose un incremento en el área de 1139.08 acres.

b) Las estructuras en los sectores Central y Oeste del campo presentan condiciones similares a la de Arenisca U Inferior, los datos de trampas se ven en el *Cuadro de Datos de Trampas*.

10. - Mapa Estructural al Tope de la Caliza A.- El mapa estructural al tope de la caliza A, por estar muy cercano al tope de la arenisca U Superior, presenta condiciones similares, tanto en su estructura como en su modelo tectónico, por lo que las consideraciones realizadas en el mapa anterior, son aplicables a este horizonte.

11. - Mapa Estructural al Tope de la Arenisca M-2.- El mapa estructural al tope de la arenisca M-2 presenta condiciones similares al tope de la arenisca U Superior, tanto en su estructura como en su modelo tectónico. Las estructuras principales del Tope Arenisca M2 son

del desarrollo de sucesión, que se detallan a continuación:

a) La estructura Cuyabeno-Sansahuari, de un área de 4575.12 acres, toma -6710ft como la línea de trampa.

b) Una estructura de 10 pies y un área de 584.98 acres, se encuentra aproximadamente en Inline696*Crossline324, tomando como la línea de trampa.

c) Un anticlinal, de 20 pies y un área de 1208.19 acres, se encuentra aproximadamente en Inline616*Crossline495, tomando -7160ft como la línea de trampa.

d) Otra nariz estructural, de 40 pies y un área de 3218.72 acres, se encuentra al oeste de la falla y aproximadamente en Inline254*Crossline676, tomando -7250ft como la línea de trampa.

12. - Mapa Estructural al Tope de la Caliza M2.- El mapa estructural al tope de la caliza M2, por estar muy cercano al tope de la arenisca M2, presenta condiciones similares, tanto en su estructura como en su modelo tectónico, por lo que las consideraciones realizadas en el mapa anterior, son aplicables a este horizonte.

13. - Mapa Estructural a la Base de la Arenisca M-1.- El mapa estructural a la base de la arenisca M-1 presenta condiciones similares al tope de la arenisca M-1, tanto en su estructura como en su modelo tectónico. Las estructuras principales del Tope Arenisca M2 son del desarrollo de sucesión, las estructuras de amplitud baja que se encuentran en los sectores Central y Oeste desaparecen.

a) La estructura Cuyabeno-Sansahuari, de un área de 6289.82 acres, toma -6380ft como la línea de trampa.

b) Una nariz estructural, de 20 pies y un área de 914.96 acres, se encuentra aproximadamente en Inline696*Crossline324, tomando -6960ft como la línea de trampa.

c) Un anticlinal, de 10 pies y un área de 620.79 acres, se encuentra aproximadamente en Inline603*Crossline500, tomando -6810 como la línea de trampa.

d) Otra nariz estructural, de 40 pies y un área de 3048.43 acres, se encuentra al oeste de la falla y aproximadamente en Inline254*Crossline676, tomando -6900ft como la línea de trampa.

14. - Mapa Estructural al Tope de la Formación Napo.- El mapa estructural al tope de la Formación Napo presenta condiciones similares al base de la arenisca M-1, tanto en su

estructura como en su modelo tectónico. Las estructuras principales del Tope de la Formación Napo son del desarrollo de sucesión, que se detallan a continuación:

a) La estructura Cuyabeno-Sansahuari, de un área de 4877.5 acres, toma -6320ft como la línea de trampa.

b) Una nariz estructural, de 20 pies y un área de 1636.14 acres, se encuentra aproximadamente en Inline696*Crossline324, tomando -6900ft como la línea de trampa.

c) Otra nariz estructural, de 10 pies y un área de 231 acres, se encuentra aproximadamente en Inline628*Crossline629, tomando -6730ft como la línea de trampa.

15. - Mapa Estructural al Tope de la Arenisca Basal Tena.- El mapa estructural al tope de la arenisca Basal Tena, por estar muy cercano al tope de la Formación Napo, presenta condiciones similares, tanto en su estructura como en su modelo tectónico, por lo que las consideraciones realizadas en el mapa anterior, son aplicables a este horizonte. Los datos de trampa se ven en el *Cuadro de Datos de Trampas*.

16.- Mapa Estructural en Profundidad al Tope de la Formación Tena.- El mapa estructural al tope de la Formación Tena, comparado con el mapa al tope de Formación Tena, las fallas disminuyen, sólo algunas estructuras principales están en el desarrollo de sucesión.

17.- Mapa Estructural en Profundidad al Tope de la Formación Tiyuyacu.- El mapa estructural al tope de la Formación Tiyuyacu, comparado con el mapa al tope de Formación Tena, las fallas disminuyen, sólo algunas estructuras principales están en el desarrollo de sucesión y algunas estructuras de amplitud baja desaparecen.

18. - Mapa estructural en profundidad al tope de la Formación Orteguzza.- El mapa estructural al tope de la Formación Tiyuyacu, comparado con el al tope de Formación Tiyuyacu, las fracturas desaparecen y algunas estructuras de amplitud baja han desaparecido.

3. 5 Otros mapas de análisis

El mapa de espesor de tiempo se utiliza la capa inferior menos superficie superior (Figura 3-5.1-- Figura 3-5,16).

Este proyecto no realiza la inversión de litología, por lo tanto no puede obtener distribución de espesor de arenisca precisa. El mapa de espesor total de cada capa se aplica la superficie superior de la arena menos la base, y la corrección de espesor de arena. (Figura 3-5.17--

Figura 3-5.24).

Obtenido por este método, el espesor de los pozos de arena en las zonas donde hay resultados relativamente precisos, mientras que en el área al oeste por la falta de datos de perforación, esta vez como en el grosor de los estratos de arenisca cerca de la tendencia de los cambios en el grosor, por lo que la precisión relativamente pobre. En el cálculo de las reservas estimadas del departamento, el espesor de reservorio de la CUYBENO principal referencia pozos RW1 y Sansahuari-RO1 real de perforación de espesor y arenisca.

De espesor neto de petróleo mapas se limita a oleaginosas región, con capas de arenisca superior, inferior, y la profundidad de cálculo conjunto de la finalización de petróleo límites de agua y el uso real de la perforación de pozos de petróleo en el espesor de la corrección (Figura 3-5.25-- Figura 3 -- 5.31).

El plan de la porosidad del depósito, de la permeabilidad, de la saturación de agua y la saturación de petróleo de plan de diseño de la gama de la cartografía se limita a oleaginosas región, el principal uso del pozo de registro de interpretación de los resultados de la recopilación de datos correspondiente. (Figura 3-5.32-- Figura 3-5.59)

periodismo de,
INVESTIGACIÓN

Capítulo 4 Resultados Geológicos

4.1 Marco tectónico (Tectonic Framework)

El área de Cuyabeno-Sansahuari está dividida en dos sectores, el Oriente y el Occidente, por una zona de fracturas (zone of fracture) que está compuesta por la falla que controla la estructura Cuyabeno-Sansahuari (denominada como F1) y dos fallas en la parte Suroeste del área.

En el sector Oriente, por los efectos de presión, se forman las estructuras Cuyabeno-Sansahuari y SINGUE que están en el desarrollo de sucesión, y las fallas de dirección Noreste y Norte-Sur complican estas estructuras.

El sector Occidente incluye la parte central y oeste del área, se presenta como un pendiente de Suroeste bajo y Noreste alto, este sector está dividido en dos partes por una falla de dirección Norte-Sur (denominada como F2) .

De acuerdo con los mapas estructurales de reflectores desde el Precretácico hasta Tiyuyacu (figura 3-3.1-figura 3-3.18), se puede observar que las estructuras desde el Precretácico a la formación Tiyuyacu se encuentran en un desarrollo de sucesión, con una reducción gradual de amplitud estructural, las similitudes morfológicas y el marco tectónico coherente de tendencia Suroeste bajo y Noreste alto. Las estructuras Cuyabeno-Sansahuari y SINGUE también se desarrollan desde el Precretácico a Tiyuyacu, pero la amplitud estructural disminuye en forma gradual desde lo somero hasta lo profundo .

4.2 Características de fractura

4.2.1. Análisis de las características de fractura

El área Cuyabeno-Sansahuari está controlada principalmente por un estrés de compresión. Comparados con los movimientos tectónicos de la etapa posterior, los primeros eran relativamente fuertes.

(1) En cuanto a la dirección de distribución, existen muchas fracturas en las formaciones profundas que se pueden dividir en dos categorías, una es de poca cantidad, de extensión

larga y salto de falla grande; La otra es de mucha cantidad, de extensión corta, y salto de falla pequeño.

(2) En cuanto a las características de las fallas , la mayoría de estas son fallas inversas (reverse fault) , pero también existen fallas normales (normal fault) en algunas partes, que eran fallas inversas antes y han sido modificadas e invertidas por la tensión tectónica más reciente.

(3) De acuerdo con las secciones, las fallas ponen por orden paralelo y los planos de fallas no se contactan entre sí.

4.2.2. Análisis de períodos de fracturas

El análisis de las características de fracturas se detallan a continuación:

(1) Las primeras fallas son desarrolladas durante el período de depósitos de Hollín y Tena, la gran mayoría de estas fallas han desaparecido, a excepción de las fallas de desarrollo de sucesión. Estas fallas numerosas tienen el salto de falla grande y longitud extendida corta. Las fallas con longitud extendida larga generalmente son de dirección Norte-Sur y Norte-Oeste, entre las cuales, la falla que controla la estructura Cuyabeno-Sansahuari también controla el sedimento estratigráfico.

(2) Las fallas intermedias se refieren a las que se desarrollaron durante el período de deposición de Napo y Tena. Generalmente estas fallas son de menos salto, de longitud extendida larga y de dirección norte-sur y norte-oeste.

(3) Las fallas posteriores se refieren a las que se desarrollan antes del período de deposición de Tiyuyacu y Ortegua y la deposición del Cuaternario y en el área Cuyabeno-Sansahuari sólo queda la única falla que controla la estructura Cuyabeno-Sansahuari, se desarrolla de sucesión por el estrés de compresión.

4.2.3. Descripción de las fallas principales

(1) Falla F1

Principal de esta área es controlar el campo Cuyabeno-Sansahuari construidos de norte a sur falta de empuje, que hemos denominado provisionalmente la falla F1.

La falla inversa F1 se desarrolla de sucesión por el estrés de compresión y controla los

sedimentos estratigráficos desde Hollín hasta Tiyuyucu.

(2) Falla F2

Otra falla importante se encuentra en el centro del área, que se denomina la falla F2. Esta falla de dirección norte-sur, atraviesa toda el área, ampliando la longitud extendida de 32 kilómetros.

4.3 Análisis de la historia de evolución tectónica.

Con los resultados de la investigación sobre la historia de la evolución tectónica del área, los datos sísmicos y el análisis de los resultados de perforación en el área, podemos ver que el desarrollo tectónico en esta región experimentó tres etapas: expansión, depresión y disminución .

4.3.1. Historia del desarrollo tectónico

Al analizar las secciones del desarrollo tectónico de Inline 749 (Figura 4-3.1), se observa que la evolución tectónica del área Cuyabeno-Sansahuari se puede resumir en las siguientes etapas:

(1) Período de formación-expansión de la cuenca

En las primeras etapas del Cretácico, el basamento hundido conduce a la formación de la cuenca y la deposición de los estratos Precretácicos. Después por la compresión, los estratos experimentaron una elevación y algunos sufrieron la denudación, y presentándose en las secciones de discordancia de denudación .

(2) Período de deposición diferente - de liquidación

Durante las etapas posteriores del Cretácico, se depositaron poco a poco Hollín, Napo, Tena, Tiyuyacu y Orteguzaza. En las etapas posteriores de la deposición de Hollín, los movimientos tectónicos en esta zona se fortalecieron y por lo tanto aumentó la cantidad de fallas entre el Precretácico y Hollín. La falla que controla la estructura Cuyabeno-Sansahuari se desarrolló de sucesión desde el período de depositación de Hollín hasta el de la deposición de Tiyuyacu.

(3) Período de disminución de la cuenca

Durante la depositación del Terciario, los estratos seguían sedimentarios y los

movimientos tectónicos se debilitaron. La cuenca desapareció y se formó la estructura tectónica actual.

4.3.2. Historia de sedimentación

De acuerdo con las secciones sísmicas, se observa que la historia de sedimentación del área Cuyabeno-Sansahuari ha experimentado cuatro etapas (Figura 4-3.2).

(1) Deposición de Hollín:

La Formación Hollín contacta con los otros primeros estratos de forma discordante, el centro sedimentario se encuentra en la parte central y oeste del área.

(2) Deposición de Napo:

En las primeras etapas de la deposición de Napo, los movimientos tectónicos en esta área se fortalecieron y se aumentó la cantidad de las fallas en Hollín. Durante la deposición de Napo, el centro sedimentario está situado en la parte suroeste del área.

(3) Deposición de Tiyuyacu y Ortegua:

Durante la deposición de Tiyuyacu, el espesor sedimentario de estratos de la estructura Cuyabeno-Sansahuari se adelgaza y se nota el control de sedimentos estratigráfico por la falla. Durante esta deposición, el centro queda en el suroeste del área.

Durante la deposición de Ortegua, la parte Sureste del área cuenta con el espesor sedimentario de estratos más grande de la estructura Cuyabeno-Sansahuari y por la elevación de estratos, el espesor sedimentario de estratos de la estructura Cuyabeno-Sansahuari se adelgaza.

(4) Deposición del Terciaria:

Se observa la discordancia encima del tope Ortegua y que los movimientos de la falla que controla la estructura Cuyabeno-Sansahuari tienden a detenerse. Toda la cuenca estaba entrando en la fase de disminución hasta que la cuenca estaba llena de sedimentos y desapareció. El espesor estratigráfico ha cambiado muy poco.

4.4 Investigación en los estratos de secuencia

La investigación en los estratos de secuencia es la base de la estratigrafía de secuencia.

Con los datos sísmicos y los registros de pozos se dividen las secuencias y se analizan la estructura interna de la secuencia para buscar hidrocarburos en el área de estudio.

En esta investigación, realizamos el análisis sobre las capas de interés: Capa TENA, Capa NAPO, Capa HOLLIN.

4.4.1. Determinación de la interfaz de secuencia

En el análisis de núcleo y de pozo individual, la interfaz de secuencia presenta salto o cambio gradual del color de rocas, el orden de granos, el ciclo, la combinación de las rocas en la litología. Y presenta salto o cambio gradual de la alta y baja amplitud de la interfaz. Salto o cambio gradual del registro de ciclo, y refleja el ocurrir de evento de sedimento, como la interrupción de sedimento, la entrada y retiro de las aguas.

Se han identificado cinco límites de secuencia en los horizontes de interés: SB1 es equivalente al base de T, cuyo horizonte sísmico es equivalente al reflector TCC; SB2 es equivalente al base de U, cuyo horizonte sísmico es equivalente al reflector BUI; SB3 es equivalente al base de CM2, cuyo horizonte sísmico equivale al reflector AM2; SB4 es equivalente a la base AM1, cuyo horizonte sísmico es equivalente al reflector BAM1; SB5 es equivalente a la base BT, cuyo horizonte sísmico es equivalente al reflector NA.

Se han identificado cinco superficies de inundaciones marinas máximas desde Hollín hasta Tena, entre las cuales, los más notables se encuentran en CC, CB y CA y Napo Superior. (Ver 4-4.1 la columna estratigráfica de Cuyabeno-Sansahuari).

4.4.2. Análisis comparativo de las secuencias

Para entender las características de distribución de estratos de secuencia en el espacio, se utiliza el análisis de depósito, combinado con la calibración sísmica y de los pozos, para establecer una serie de secciones de pozos y realizar un análisis comparativo de secuencias (Figura 4-4.2-4-4.5).

4.4.3. Tracto de sistema

LST es más favorable a depósitos de hidrocarburos. LST se forma en las primeras etapas del desarrollo de la secuencia, y está situado en la parte inferior de la secuencia.

LST se forma en el inicio del desarrollo de secuencia está en la base de la secuencia. El límite inferior es el borde de la secuencia y el límite superior es la superficie inicial de las inundaciones del lago. En ese momento la extensión del mar es menor; la diferencia de altura entre la cuenca y la procedencia de su alrededor es grande. Y en el borde de la cuenca se forma deposición de abanico aluvial o sistema de bajo del agua (delta abanica). En la zona de rampa inclinada que está lejos de la principal procedencia el suministro material es escaso, el principal sistema es el de playa-dique. En el dominio de agua de bajo nivel desarrollo de delta abanica, de abanico de bajo de la agua y de abanico turbidito es el reservorio más favorable de del embalse litológico de petróleo y de gas.

4.5 Cálculo de reservas estimadas.

Para estimar el POES y las Reservas del Campo Cuyabeno-Sansahuari, GEOTECH ha hecho un cálculo del POES y reservas. Utilizamos el software SEISWORTECUAZAK para calcular la extensión de cada reservorio para luego calcular diferentes estructuras. Empleamos el mapa detallado de profundidad de cada reservorio, la interfase entre agua y petróleo y las informaciones litológicas ofrecidas por PPR para esta calculación.

En la estructura Cuyabeno-Sansahuari como empleamos el cuerpo de datos de 3D en la interpretación hay un cambio acusado entre el plano estructural nuevo y el otro viejo. No hay separación acusada entre la estructura Cuyabeno-Sansahuari y SINGUE. Estas dos estructuras forman una sola. Por eso cuando calculamos el POES y las reservas de las capas US, UM, UI, TS y TI usamos tres métodos (Escenarios). Uno es calcular las estructuras Cuyabeno-Sansahuari y SINGUE juntos. (Escenario 4-5.1) Dos es quitar la estructura SINGUE y calcular Cuyabeno-Sansahuari sola. (Escenario 4-5.2). Y el tercero es calcular el POES y las reservas de la estructura SINGUE sola. (Escenario 4-5.3)

Cuando calculamos las estructuras Cuyabeno-Sansahuari y SINGUE juntas el POES es 544,111,563, las Reservas Originales es 179,119,870. Cuando calculamos de la estructura Cuyabeno-Sansahuari sola el POES es 481,441,533, las Reservas Originales es 158,489,576. Cuando calculamos de la estructura SINGUE sola el POES es 62,670,030, las Reservas Originales es 20,630,294.

Escenario 4-5.1 Escenario de cálculo de POES y Reservas de Cuyabeno-Sansahuari +SINGUE

YACIMIENTO	AREA (acres)	Rw ohm-m	SALINIDAD ppm ClNa	CAP (pies)	ho (pies)	Por (%)	Sw (%)	Boi (BY/BN)	POES VOLUMETRICO (bls)	Reservas Originales (bls)	Fr (%)
US	10294.64	0.0614	45000	-6880	11.50	17.50	31.30	1.147	93292903.00	30674707.00	32.88
UM	11244.42	0.0614	45000	-6933	4.00	13.10	32.20	1.163	26122617.00	8589116.00	32.88
UI	8976.58	0.0614	35000	-6954	27.20	19.70	22.20	1.163	244705804.00	80459268.00	32.88
TS	9987.44	0.114	17000	-7077	23.00	16.00	29.00	1.193	165966906.00	54769079.00	33.00
TI	6545.04	0.114	15000	-7093	3.00	18.20	38.30	1.193	14023333.00	4627700.00	33.00
TOTAL	47,048								544,111,563	179,119,870	

Escenario 4-5.2 Escenario de cálculo de POES y Reservas de Cuyabeno-Sansahuari

YACIMIENTO	AREA (acres)	Rw ohm-m	SALINIDAD ppm ClNa	CAP (pies)	ho (pies)	Por (%)	Sw (%)	Boi (BY/BN)	POES VOLUMETRICO (bls)	Reservas Originales (bls)	Fr (%)
US	9203.07	0.0614	45000	-6880	11.50	17.50	31.30	1.147	83400791.00	27422180.00	32.88
UM	10158.3	0.0614	45000	-6933	4.00	13.10	32.20	1.163	23599383.00	7759477.00	32.88
UI	7878.62	0.0614	35000	-6954	27.20	19.70	22.20	1.163	214774897.00	70617986.00	32.88
TS	8901.61	0.114	17000	-7077	23.00	16.00	29.00	1.193	147923058.00	48814609.00	33.00
TI	5480.94	0.114	15000	-7093	3.00	18.20	38.30	1.193	11743404.00	3875323.00	33.00
TOTAL	41,623								481,441,533	158,489,576	

Escenario 4-5.3 Escenario de calculación de POES y Reservas de SINGUE

YACIMIENTO	AREA (acres)	Rw ohm-m	SALINIDAD ppm ClNa	CAP (pies)	ho (pies)	Por (%)	Sw (%)	Boi (BY/BN)	POES VOLUMETRICO (bls)	Reservas Originales (bls)	Fr (%)
US	1091.57	0.0614	45000	-6880	11.50	17.50	31.30	1.147	9892112.00	3252527.00	32.88
UM	1086.12	0.0614	45000	-6933	4.00	13.10	32.20	1.163	2523233.00	829639.00	32.88
UI	1097.96	0.0614	35000	-6954	27.20	19.70	22.20	1.163	29930907.00	9841282.00	32.88
TS	1085.83	0.114	17000	-7077	23.00	16.00	29.00	1.193	18043848.00	5954470.00	33.00
TI	1064.1	0.114	15000	-7093	3.00	18.20	38.30	1.193	2279929.00	752377.00	33.00
TOTAL	5,426								62,670,030	20,630,294	

En el oeste de la falla F1 que está en el campo Cuyabeno-Sansahuari utilizando los 3D datos sísmico determinamos de nuevo 25 trampas. Entre las fallas F1 y F2 que están en el centro del campo se desarrollan de sur a norte principalmente estructuras A,B,C,E que vienen elevándose del sur al norte. En la falla F2 se desarrollan del sur al noroeste principalmente estructuras G、M、K、D、H、L、I y F que también vienen elevándose del sur al norte. Con los resultados de AVO, consideramos que hay 6 trampas que tienen las posibilidades entre 20%—50% de contener petróleo, son las trampas A、B、D、E y F. Y las posibilidades de contener petróleo de las otras trampas son menos que 20%.

La trampa A cuenta con trampas en las capas AM2、US、UM、UI、TS、TI y H. Esta trampa emplea los dos puntos altos estructurales en el este y oeste. En el oeste presenta la forma de un anticlinal, en el este presenta la forma de una nariz rota tapada por una falla inversa casi sur-norte. De acuerdo con el resultado estimado de contener petróleo de AVO en la capa U, en esta estructura hay una acusada respuesta de petróleo, se estima que esta estructura tiene mucha posibilidad de contener petróleo.

En cuanto al espesor de la capa de petróleo, referimos a los datos de perforación del pozo CUYABENO-RW1 y la amplitud de petróleo en las trampas. En cuanto a los valores de Boi y Fr referimos a los parámetros de cálculo de reserva de la capa US de la estructura Cuyabeno-Sansahuari. Sus reservas estimadas se muestra en el siguiente escenario:

(Escenario 4-5.4)

Escenario 4-5.4 Escenario de calculación de Poes y Reservas de la trampa A

	CAP	Area (acres)	ho	por	sw	Boi	N (BN)	fr	RESV. ORIG. (BN)
US	-7380	1033	6	18.2	39.2	1.1836	4,495,431.23	32.88	1,478,097.79
UM	-7430	977	3	13.5	38.1	1.1864	1,601,617.75	32.88	526,611.92
UI	-7460	670	4	23	18.2	1.1864	3,297,118.61	32.88	1,084,092.60
TS	-7650	644	6	18.1	28.9	1.2198	3,162,615.82	33	1,043,663.22
Total		3324					12,556,783.41		4,132,465.52

La trampa B está localizada en el oeste del pozo CUYABENO-RW1 que está en el centro del campo y presenta principalmente un anticlinal. Hay trampas en las capas AM2、US、UM、UI、TS、TI y H. El pozo CUYABENO-RW1 que está en el este de la trampa ya encuentra capas

de petróleo en las capas arenosas AM1 y US. En las capas U,T,H la estructura B siempre se encuentra en la parte superior del pozo CUYABENO-RW1. De acuerdo con el resultado estimado de contener petróleo de AVO en la capa AM1, U y T. Esta estructura hay una acusada respuesta de petróleo, se estima que esta estructura tiene mucha posibilidad de contener petróleo.

En cuanto al espesor de la capa de petróleo, referimos a los datos de perforación del pozo CUYABENO-RW1 y la amplitud de petróleo en las trampas. En cuanto a los valores de Boi y Fr referimos a los parámetros de cálculo de reserva de la capa US de la estructura Cuyabeno-Sansahuari. Sus reservas estimadas se muestra en el siguiente escenario: (Escenario 4-5.5)

Escenario 4-5.5 Escenario de calculación de POES y Reservas de la trampa B.

	CAP	Area (acres)	ho	por	sw	Boi	N (BN)	fr	RESV. ORIG. (BN)
AM1	-6740	392	15	20.6	25.8	1.1836	5,891,057.62	32.88	1,936,979.75
US	-7290	695	6	18.2	39.2	1.1836	3,024,515.68	32.88	994,460.76
UM	-7360	1180	3	13.5	38.1	1.1864	1,934,400.15	32.88	636,030.77
UI	-7400	744	4	23	18.2	1.1864	3,661,277.98	32.88	1,203,828.20
TS	-7510	356	6	18.1	28.9	1.2198	1,748,278.31	33	576,931.84
Total		3367					16,259,529.8975		5,348,231.31

La trampa D está localizada en el centro y oeste del campo, se perforará la trampa D. El conjunto presenta la forma de anticlinal o de nariz rota. Las capas destinadas que se pueden explorar al mismo tiempo son muchas. Hay trampas en las capas BT, NA, AM2, US, UM, UI, TS, TI y H

De acuerdo con el resultado estimado de contener petróleo de AVO en las capas AM1, U y T en esta estructura hay una respuesta relativamente acusada de petróleo. Se estima que esta estructura tiene mucha posibilidad de contener petróleo. Y las estructuras cercanas H, K, L y M cuentan con unas condiciones similares de conservación con la estructura D, una vez que termine la exploración con éxito se puede seguir apreciando y explorando y formar una nueva zona productiva.

En cuanto al espesor de la capa de petróleo, referimos a los datos de perforación del pozo

CUYABENO-RW1 y la amplitud de petróleo en las trampas. En cuanto a los valores de Boi y Fr referimos a los parámetros de cálculo de reserva de la capa US de la estructura Cuyabeno-Sansahuari. Sus reservas estimadas se muestra en el siguiente escenario: (Escenario 4-5.6)

Escenario 4-5.6 Escenario de calculación de Poes y Reservas de la trampa D

	CAP	Area (acres)	ho	por	sw	Boi	N (BN)	fr	RESV. ORIG. (BN)
AM1	-6890	574	6	18.2	39.2	1.1836	2,497,945.33	32.88	821,324.42
UI	-7500	344	4	23	18.2	1.1864	1,692,848.96	32.88	556,608.74
TS	-7700	563	6	18.1	28.9	1.2198	2,764,833.40	33	912,395.02
TI	7740	347	3	20.3	28.5	1.2198	960,979.13	33	317,123.11
Total		1828					7,916,606.81		2,607,451.3

La trampa E está en el norte del pozo SANSAHUARI-SO1, se perforará la trampa E, el conjunto presenta anticlinal o anticlinal cerrado con una falla, Las capas destinadas que se pueden explorar al mismo tiempo son muchas. Hay trampas en las capas BT、NA、AM2、US、UM、UI、TS、TI y H. De acuerdo con el resultado estimado de contener petróleo de AVO de las capas AM1,U y T en esta estructura hay una respuesta suelta de petróleo, se estima que hay posibilidad de que esta estructura contenga petróleo.

En cuanto al espesor de la capa de petróleo, referimos a los datos de perforación del pozo CUYABENO-RW1 y la amplitud de petróleo en las trampas. En cuanto a los valores de Boi y Fr referimos a los parámetros de cálculo de reserva de la capa US de la estructura Cuyabeno-Sansahuari. Sus reservas estimadas se muestra en el siguiente escenario: (Escenario 4-5.7)

Escenario 4-5.7 Escenario de cálculo de Poes y Reservas de la trampa E

	CAP	Area (acres)	ho	por	sw	Boi	N (BN)	fr	RESV. ORIG. (BN)
BT	-6660	157	3	16.8	39.4	1.1836	314,302.35	32.88	103,342.61
US	-7230	118	3	15.8	0	1.1836	366,610.73	32.88	120,541.61
UI	-7520	349	8.6	23.8	33.1	1.1864	3,124,968.11	32.88	1,027,489.52
TS	-7460	275	3	13.7	22.4	1.2198	557,824.24	33	184,082.00
TI	-7520	309	3	20.3	28.5	1.2198	855,742.22	33	282,394.93
Total		1208					5,219,447.66		1,717,850.67

La trampa F está localizada en el norte del campo, se perforará la trampa F. El conjunto presenta la forma de una nariz rota formada por la tapada de la falla inversa F2 en el este. Las capas principales de exploración son las capas US, UM, UI, TS, TI y H. De acuerdo con el resultado estimado de contener petróleo de AVO en la capa T. En esta estructura hay una respuesta de petróleo, se estima que hay posibilidad de que esta estructura contenga petróleo.

En cuanto al espesor de la capa de petróleo, referimos a los datos de perforación del pozo CUYABENO-RW1 y la amplitud de petróleo en las trampas. En cuanto a los valores de Boi y Fr referimos a los parámetros de cálculo de reserva de la capa US de la estructura Cuyabeno-Sansahuari. Sus reservas estimadas se muestra en el siguiente escenario: (Escenario 4-5.8)

Escenario 4-5.8 Escenario de cálculo de Poes y Reservas de la trampa F

	CAP	Area (acres)	ho	por	sw	Boi	N (BN)	fr	RESV. ORIG. (BN)
TS	-7530	305	3	13.7	22.4	1.1836	637,599.84	32.88	209,642.83
TI	-7560	574	3	20.3	28.5	1.2198	1,589,631.18	33	524,578.29
Total		879					2,227,231.02		734,221.12

La trampa G está localizada en el suroeste del campo, se perforará la trampa G. El conjunto presenta la forma de anticlinal. Las capas principales de exploración son las capas US, UM y UI. De acuerdo con el resultado estimado de contener petróleo de AVO en la capa U en esta estructura hay una respuesta de petróleo. Se estima que hay posibilidad de que esta estructura contenga petróleo.

En cuanto al espesor de la capa de petróleo, referimos a los datos de perforación del pozo CUYABENO-RW1 y la amplitud de petróleo en las trampas. En cuanto a los valores de Boi y Fr referimos a los parámetros de cálculo de reserva de la capa US de la estructura

Cuyabeno-Sansahuari. Sus reservas estimadas se muestra en el siguiente escenario:
(Escenario 4-5.9)

Escenario 4-5.9 Escenario de calculación de Poes y Reservas de la trampa G

	CAP	Area (acres)	ho	por	sw	Boi	N(BN)	fr	RESV. ORIG. (BN)
US	7545	430	6	18.2	39.2	1.1836	1,871,283.09	32.88	615,277.88
UM	-7570	697	2	13.5	38.1	1.1864	761,738.36	32.88	250,459.57
UI	-7590	771	4	23	18.2	1.1864	3,794,146.94	32.88	1,247,515.51
Total		1898					6,427,168.39		2,113,252.97

La reserva acumulada de las seis estructuras anteriores es 50,606,767.04, la reserva explotable es 16,653,472.89.

Además empleamos los parámetros del cálculo de reserva de la estructura Cuyabeno-Sansahuari para calcular como escenario 2(Caso Optimista). Los resultados son los siguientes.

Escenario 4-5.10 Escenario de calculación de Poes y Reservas de las trampas A-G

(Usamos los parámetros del cálculo de la reserva de la estructura Cuyabeno-Sansahuari)

		CAP	Area (acres)	ho	por	sw	Boi	N(BN)	fr	RESV. ORIG.(BN)
A	US	-7380	1033	11.5	17.5	31.3	1.1836	9,361,334.56	32.88	3,078,006.80
	UM	-7430	977	4	13.1	32.2	1.1864	2,269,729.92	32.88	746,287.20
	UI	-7460	670	20	19.7	22.2	1.1864	13,429,791.15	32.88	4,415,715.33
	TS	-7650	644	10	16	19	1.2198	5,308,257.90	33	1,751,725.11
B	AM1	-6740	392	15	20.6	25.8	1.1836	5,891,057.62	32.88	1,936,979.75
	US	-7290	695	11.5	17.5	31.3	1.1836	6,298,284.14	32.88	2,070,875.83
	UM	-7360	1180	4	13.1	32.2	1.1864	2,741,331.93	32.88	901,349.94
	UI	-7400	744	10	19.7	22.2	1.1864	7,456,540.76	32.88	2,451,710.60
	TS	-7510	356	10	16	19	1.2198	2,934,378.59	33	968,344.94
D	AM1	-6890	574	6	18.2	39.2	1.1836	2,497,945.33	32.88	821,324.42
	UI	-7500	344	10	19.7	22.2	1.1864	3,447,647.88	32.88	1,133,586.62
	TS	-7700	563	15	16	19	1.2198	6,960,906.52	33	2,297,099.15
	TI	7740	347	3	18.2	38.3	1.2198	743,478.52	33	245,347.91
E	BT	-6660	157	3	16.8	39.4	1.1836	314,302.35	32.88	103,342.61
	US	-7230	118	10	17.5	31.3	1.1836	929,868.66	32.88	305,740.82
	UI	-7520	349	20	19.7	22.2	1.1864	6,995,518.07	32.88	2,300,126.34
	TS	-7460	275	10	16	19	1.2198	2,266,725.04	33	748,019.26
	TI	-7520	309	3	18.2	38.3	1.2198	662,060.13	33	218,479.84
F	TS	-7530	305	20	16	19	1.1836	5,181,788.17	32.88	1,703,771.95
	TI	-7560	574	3	18.2	38.3	1.2198	1,229,846.32	33	405,849.29
G	US	7545	430	5	17.5	31.3	1.1836	1,694,252.22	32.88	557,070.13
	UM	-7570	697	4	13.1	32.2	1.1864	1,619,244.37	32.88	532,407.55
	UI	-7590	771	10	19.7	22.2	1.1864	7,727,141.02	32.88	2,540,683.97
Total								97,961,431.18		32,233,845.36

Las otras trampas cuentan con pequeña amplitud estructural, escasean de desarrollo continuo o no hay respuesta acusada de AVO, por eso las posibilidades de contener petróleo son pocas. Se estima que las posibilidades son menos que 20%. También empleamos los parámetros de los dos pozos localizados en el oeste (Escenario 4-5.11) y los parámetros del cálculo de la reserva de la estructura Cuyabeno-Sansahuari (Escenario 4-5.12) para calcular la reserva de estos destinos. Los resultados son los siguientes.

Escenario 4-5.11 Escenario de calculación de Poes y Reservas de las trampas I-Y

(Usamos los parámetros del cálculo de la reserva de los dos pozos localizados en el oeste)

		CAP	Area (acres)	ho	por	sw	Boi	N(BN)	fr	RESV. ORIG. (BN)
I	BT	-6880	345	3	16.8	39.4	1.1836	691,204.93	32.88	227,268.18
	NA	-6910	264	1.5	18.2	39.2	1.1836	287,426.91	32.88	94,505.97
	US	-7460	580	3	15.8	0	1.1836	1,803,383.02	32.88	592,952.34
	UM	-7490	374	3	23.8	33.1	1.1864	1,168,973.80	32.88	384,358.58
	UI	-7510	321	3	23.8	33.1	1.1864	1,001,647.34	32.88	329,341.65
	TS	-7740	393	3	13.7	22.4	1.2198	796,187.61	33.00	262,741.91
	TI	-7790	511	3	20.3	28.5	1.2198	1,415,741.04	33.00	467,194.54
J	TS	-7550	208	6	18.1	28.9	1.2198	1,020,140.04	33.00	336,646.21
	TI	-7590	119	3	20.3	28.5	1.2198	328,394.54	33.00	108,370.20
K	NA	-6920	420	3	18.2	39.2	1.1836	913,621.33	32.88	300,398.69
	US	-7450	344	1.5	18.2	39.2	1.1836	374,713.56	32.88	123,205.82
	UM	-7500	923	3	13.5	38.1	1.1864	1,513,766.48	32.88	497,726.42
	UI	-7520	652	3	23	18.2	1.1864	2,406,625.93	32.88	791,298.61
L	US	-7420	739	6	18.2	39.2	1.1836	3,216,779.14	32.88	1,057,676.98
	UM	-7510	374	3	13.5	38.1	1.1864	613,844.18	32.88	201,831.97
	UI	-7540	524	3	23	18.2	1.1864	1,932,689.73	32.88	635,468.38
M1	BT	-6920	104	2.3	12.3	12.1	1.1836	169,446.62	32.88	55,714.05
M2	BT	-6920	319	2.3	12.3	87.7	1.1836	72,681.53	32.88	23,897.69
M	NA	-6950	791	3	18.2	39.2	1.1836	1,720,666.56	32.88	565,755.16
M1	US	-7480	339	3	18.2	39.2	1.1836	737,133.22	32.88	242,369.40
M2	US	-7470	115	3	18.2	39.2	1.1836	249,642.22	32.88	82,082.36
M1	UM	-7520	135	3	13.5	38.1	1.1864	221,128.17	32.88	72,706.94
M2	UM	-7520	308	3	13.5	38.1	1.1864	505,550.56	32.88	166,225.02

M1	TS	-7760	89	3	18.1	28.9	1.2198	218,927.66	33.00	72,246.13
M2	TS	-7760	166	3	18.1	28.9	1.2198	406,818.47	33.00	134,250.10
M1	TI	-7810	117	3	20.3	28.5	1.2198	324,018.90	33.00	106,926.24
N	UM	-7530	89	3	13.5	38.1	1.1864	145,129.19	32.88	47,718.48
	UI	-7560	79	3	23	18.2	1.1864	292,754.61	32.88	96,257.71
	TS	-7760	135	3	18.1	28.9	1.2198	332,369.32	33.00	109,681.87
	TI	-7810	238	3	20.3	28.5	1.2198	658,533.80	33.00	217,316.15
O	UM	-7450	124	3	13.5	38.1	1.1864	202,603.83	32.88	66,616.14
	UI	-7490	200	4	23	18.2	1.1864	986,576.63	32.88	324,386.39
P1	TS	-7360	88	3	13.7	22.4	1.2198	178,300.91	33.00	58,839.30
P2	TS	-7360	125	3	13.7	22.4	1.2198	254,347.57	33.00	83,934.70
Q	BT	-6990	409	2.3	12.3	12.1	1.1836	666,735.62	32.88	219,222.67
	NA	-7030	273	3	18.2	39.2	1.1836	593,109.70	32.88	195,014.47
	TS	-7890	151	3	18.1	28.9	1.2198	371,852.90	33.00	122,711.46
R	NA	-6870	223	3	18.2	39.2	1.1836	484,248.90	32.88	159,221.04
	UM	-7460	179	3	13.5	38.1	1.1864	293,258.34	32.88	96,423.34
T	US	-7170	50	6	18.2	39.2	1.1836	218,200.31	32.88	71,744.26
	UM	-7250	56	4.7	13.5	38.1	1.19	142,718.84	32.88	46,925.95
	UI	-7290	32	3	23	18.2	1.19	119,508.25	32.88	39,294.31
	TS	-7420	76	16	18.1	28.9	1.22	990,560.09	33.00	326,884.83
	TI	-7470	77	23	20.3	28.5	1.22	1,626,371.79	33.00	536,702.69
U	TS	-7550	123	6	18.1	28.9	1.22	604,236.41	33.00	199,398.02
	TI	-7600	134	3	20.3	28.5	1.22	369,880.04	33.00	122,060.41
V	BT	-6950	209	2.3	12.3	12.1	1.1836	341,158.83	32.88	112,173.02
W	UM	-7490	235	3	13.5	38.1	1.19	384,781.70	32.88	126,516.22
	UI	-7530	482	4	23	18.2	1.19	2,373,876.19	32.88	780,530.49
X	UM	-7410	187	3	13.5	38.1	1.19	306,749.96	32.88	100,859.39
	UI	-7440	120	3	23	18.2	1.19	443,081.07	32.88	145,685.06
	TS	-7570	235	6	18.1	28.9	1.22	1,153,667.25	33.00	380,710.19
	TI	-7610	226	3	20.3	28.5	1.22	624,830.29	33.00	206,194.00
Y	US	-7480	593	3	18.2	39.2	1.1836	1,289,792.75	32.88	424,083.85
total								40,560,388.53		13,350,265.96

Escenario 4-5.12 Escenario de calculación de Poes y Reservas de las trampas I-Y
(Usamos los parámetros del cálculo de reserva de la estructura Cuyabeno-Sansahuari)

		CAP	Area (acres)	ho	por	sw	Boi	N (BN)	fr	RESV. ORIG. (BN)
I	BT	-6880	345	3	16.8	39.4	1.1836	691,204.93	32.88	227,268.18
	NA	-6910	264	3	18.2	39.2	1.1836	574,853.81	32.88	189,011.93
	US	-7460	580	11.5	17.5	31.3	1.1836	5,260,200.04	32.88	1,729,553.77
	UM	-7490	374	4	13.1	32.2	1.1864	869,443.62	32.88	285,873.06
	UI	-7510	321	10	19.7	22.2	1.1864	3,213,929.42	32.88	1,056,739.99
	TS	-7740	393	15	16	19	1.1836	5,001,402.48	32.88	1,644,461.14
	TI	-7790	511	3	18.2	38.3	1.2198	1,095,313.13	33.00	361,453.33
J	TS	-7550	208	23	16	19	1.1836	4,058,605.85	32.88	1,334,469.60
	TI	-7590	119	3	18.2	38.3	1.2198	254,068.25	33.00	83,842.52
K	NA	-6920	420	6	18.2	39.2	1.1836	1,827,242.66	32.88	600,797.39
	US	-7450	344	3	17.5	31.3	1.1836	814,233.98	32.88	267,720.13
	UM	-7500	923	4	13.1	32.2	1.1864	2,145,231.63	32.88	705,352.16
	UI	-7520	652	10	19.7	22.2	1.1864	6,535,096.73	32.88	2,148,739.80
L	US	-7420	739	11.5	17.5	31.3	1.1836	6,698,655.64	32.88	2,202,517.97
	UM	-7510	374	4	13.1	32.2	1.1864	869,908.26	32.88	286,025.83
	UI	-7540	524	10	19.7	22.2	1.1864	5,248,141.89	32.88	1,725,589.05
M1	BT	-6920	104	3	16.8	39.4	1.1836	208,120.21	32.88	68,429.92
M2	BT	-6920	319	3	16.8	39.4	1.1836	637,953.70	32.88	209,759.18
M	NA	-6950	791	6	18.2	39.2	1.1836	3,441,333.11	32.88	1,131,510.33
M1	US	-7480	339	9	17.5	31.3	1.1836	2,402,630.90	32.88	789,985.04
M2	US	-7470	115	9	17.5	31.3	1.1836	813,690.24	32.88	267,541.35
M1	UM	-7520	135	4	13.1	32.2	1.1864	313,371.41	32.88	103,036.52
M2	UM	-7520	308	4	13.1	32.2	1.1864	716,440.13	32.88	235,565.52
M1	TS	-7760	89	10	16	19	1.1836	757,390.55	32.88	249,030.01
M2	TS	-7760	166	10	16	19	1.1836	1,407,407.65	32.88	462,755.63
M1	TI	-7810	117	3	18.2	38.3	1.2198	250,682.96	33.00	82,725.38
N	UM	-7530	89	4	13.1	32.2	1.1864	205,669.59	32.88	67,624.16
	UI	-7560	79	9	19.7	22.2	1.1864	715,467.11	32.88	235,245.59
	TS	-7760	135	9	16	19	1.1836	1,034,862.56	32.88	340,262.81
	TI	-7810	238	3	18.2	38.3	1.2198	509,486.33	33.00	168,130.49
O	UM	-7450	124	4	13.1	32.2	1.1864	287,119.67	32.88	94,404.95
	UI	-7490	200	15	19.7	22.2	1.1864	3,013,885.67	32.88	990,965.61

P1	TS	-7360	88	9	16	19	1.1836	672,018.46	32.88	220,959.67
P2	TS	-7360	125	15	16	19	1.1836	1,597,732.18	32.88	525,334.34
Q	BT	-6990	409	3	16.8	39.4	1.1836	818,907.77	32.88	269,256.88
	NA	-7030	273	6	18.2	39.2	1.1836	1,186,219.40	32.88	390,028.94
	TS	-7890	151	9	16	19	1.1836	1,157,798.36	32.88	380,684.10
R	NA	-6870	223	6	18.2	39.2	1.1836	968,497.79	32.88	318,442.07
	UM	-7460	179	4	13.1	32.2	1.1864	415,590.57	32.88	136,646.18
T	US	-7170	50	11.5	17.5	31.3	1.1836	454,382.69	32.88	149,401.03
	UM	-7250	56	4	13.1	32.2	1.1864	129,098.15	32.88	42,447.47
	UI	-7290	32	10	19.7	22.2	1.1864	324,519.88	32.88	106,702.14
	TS	-7420	76	23	16	19	1.1836	1,477,845.99	32.88	485,915.76
	TI	-7470	77	3	18.2	38.3	1.2198	164,122.35	33.00	54,160.37
U	TS	-7550	123	15	16	19	1.1836	1,567,788.24	32.88	515,488.77
	TI	-7600	134	3	18.2	38.3	1.2198	286,164.24	33.00	94,434.20
V	BT	-6950	209	3	16.8	39.4	1.1836	419,023.09	32.88	137,774.79
W	UM	-7490	235	4	13.1	32.2	1.1864	545,292.74	32.88	179,292.25
	UI	-7530	482	15	19.7	22.2	1.1864	7,251,936.89	32.88	2,384,436.85
X	UM	-7410	187	4	13.1	32.2	1.1864	434,710.20	32.88	142,932.71
	UI	-7440	120	9	19.7	22.2	1.1864	1,082,852.08	32.88	356,041.76
	TS	-7570	235	23	16	19	1.1836	4,589,841.08	32.88	1,509,139.75
	TI	-7610	226	3	18.2	38.3	1.2198	483,411.02	33.00	159,525.64
Y	US	-7480	593	9	17.5	31.3	1.1836	4,203,983.50	32.88	1,382,269.78
total								92,104,780.77		30,287,703.82

periodismo de,
INVESTIGACIÓN

Capítulo 5 Análisis de Atributos Sísmicos

La predicción lateral de reservorio se trata de que , a través del procesamiento de los datos geofísicos del reservorio, se identifica las relaciones entre estos datos y la litología , las propiedades petrofísicas y el potencial de hidrocarburos, y se conoce las características de respuesta geofísica de petróleo, gas y agua en el reservorio, es decir, las marcas de identificación del agua, petróleo y gas en los atributos sísmicos. Con esta marca de identificación se establece el modelo para la predicción de reservorio, y se predice los reservorios y la situación de hidrocarburos.

Hay varios métodos para la predicción de reservorios, incluyendo análisis de atributos sísmicos múltiples e inversión sísmica de reservorios. Análisis de atributos sísmicos múltiples incluyen el análisis de atributos sísmicos convencionales, el análisis de atributos de formas de ondas y la descomposición espectral y otros métodos de predicción.

Atributos sísmicos pueden reflejar las características de reservorios

Atributos sísmicos	las características de reservorios
Amplitud(instantánea+energía)	geomorfología antiguos(ancient landform) , continuidad de propiedad litológica, porosidad
Polaridad parente(instantánea+energía)	Litología, diferencia de polaridad de reflexión, propiedad gas-bearing
Frecuencia(instantánea+energía)	Espesor de formación y características de fluido
Fase(instantánea+energía)	Continuidad de formación y estructura estratigráfica
Ratio entre amplitud mínima y amplitud máxima, localización	geomorfología antiguos(ancient landform), estructura de lithofacies
Velocidad de horizonte	Litología, porosidad y presión
Componentes de descomposición de espectro de reflexión de cubo	Resolución horizontal y vertical, porosidad, fluido y geometría
AVO	Carácter de fluido en formación
Impedancia	Porosidad y contenido de arcilla
Curvatura	Distribución de falla y grietas
Inclinación y azimuth	Estructura, falla y características geológicas
Atributos de indicador de hidrocarburos	Root-mean-square, amplitud mínima, amplitud máxima, valor absoluto de amplitud máxima, valor promedio de pico
Atributos de indicador de litología y propiedad petrofísica	valor promedio de valle, energía promedio
Frecuencia-Atributos de indicador de	Frecuencia instantánea, frecuencia

hidrocarburos	instantánea promedio
Frecuencia-Atributos de indicador de litología y propiedad petrofísica	energía de half amplitude, threshold
Atributos de indicador de fluido	fase instantáneo promedio
Características de cambios horizontales y verticales de lithofacies	Número de cero, longitud de arco, banda ancha

Una vez concluido con la interpretación sísmica de los 18 horizontes y el modelo tectónico en el área del proyecto Cuyabeno-Sansahuari, se procedió a aplicar atributos sísmicos a los principales reservorios productores de petróleo tales como:

- 1、 Arenisca T Inferior
- 2、 Arenisca T superior
- 3.- Arenisca U inferior.
- 4、 Arenisca U Medio
- 5、 Arenisca U Superior
- 6、 Arenisca M-2
- 7、 Arenisca M-M-2
- 8、 Arenisca Basal Tena.

5.1 Análisis de los atributos sísmicos normales

Para lo cual se procedió a considerar una ventana sísmica entre 1.5 segundos y 2.2 segundos, los principales atributos sísmicos aplicados fueron los siguientes:

1. Energía promedio
2. Energía total
3. Amplitud absoluta promedio
4. Amplitud RMS
5. Amplitud total
6. Frecuencia instantánea
7. Fase instantánea
8. Energy half-time
9. Slope at energy half time
10. Reflection strength

Para conseguir mejores resultados de los análisis de los atributos sísmicos, se debe focalizar con mucha atención en el tipo de investigación que queremos realizar, si el objetivo es

investigar los atributos sísmicos relacionados con los reservorios, otro objetivo es investigar ventanas para cálculos de atributos lo más razonables.

Generalmente los atributos de amplitud nos permiten obtener información de las diferentes capas y reservorios. Los atributos de amplitud y los de reflection strength tienen tendencias parecidas, estos pueden ser utilizados para predecir la distribución de los cuerpos de areniscas. Los atributos de velocidad instantánea, fase instantánea y atenuación, son utilizados para predecir el espesor y la continuidad de los reservorios, y las características de los fluidos.

A fin de garantizar que los diferentes atributos pertenezcan a las unidades geológicas investigadas, se ha procedido a determinar las ventanas según los espesores de las areniscas de las diferentes capas.

Antes de iniciar la aplicación de los atributos sísmicos, se realizaron algunas pruebas extrayendo atributos de la arenisca M 2, luego del análisis de los resultados físicos y geológicos de los atributos sísmicos, se pudo observar que en el campo Cuyabeno-Sansahuari el máximo pico de la ondícula nos permite conocer la información de las capas y los reservorios, aplicando el promedio de la frecuencia instantánea, el promedio de la fase instantánea, la mitad de la amplitud de la energía y el valor de la amplitud, se puede distinguir los cambios de las capas y los fluidos de manera detallada. Utilizando estas propiedades se realizó el análisis de atributos de las siguientes capas: Basal Tena, arenisca AM1, arenisca AM2, arenisca U Superior, arenisca U Medio, arenisca U-Inferior, arenisca T Superior, arenisca T-inferior y Hollín.

Hollín-Basamento : Para el análisis de esta ventana se utilizaron como límites, el tope de la arenisca T superior y el tope de la Formación HOLLIN y los parámetros efectivos son y la frecuencia instantánea, reflection strength, amplitud RMS, Energy half-time y energía total. De acuerdo a los resultados de la predicción, los pozos perforados en el campo Cuyabeno-Sansahuari, se encuentran ubicados en zonas de high energy half-time, energía baja, amplitud baja y frecuencia instantánea alta, por esta razón, la depositación de la Formación Hollín de la estructura Cuyabeno-Sansahuari es de poco espesor. Se supone que en el suroeste y el noreste del proyecto las areniscas se encuentran desarrolladas.

Arenisca T-inferior: Para el análisis de esta ventana se utilizó como límite el tope de la arenisca T Inferior y el tope de la Caliza C, los parámetros que mejor funcionan son la frecuencia instantánea, reflection strength, la amplitud promedio, amplitud RMS, Energy half-time y energía total. Podemos observar en el mapa de Atributos de Frecuencia Instantánea (Figura 5-1.1-5-1.4) que las estructuras Cuyabeno-Sansahuari y Singue se

encuentran en una zona de frecuencia media y baja, es posible que ella sea una estructura de petróleo y gas. De acuerdo con el mapa, al oeste de la estructura SINGUE y al oeste de la estructura Cuyabeno también es una zona donde la frecuencia se disminuye. Es posible que se forme una trampa de petróleo aquí. En el mapa de atributos de intensidad de reflexión instantánea, amplitud RMS, Energy half-time y energía total, las características de distribución son parecidas.

En los sectores suroeste y noreste del área existen dos, entre las cuales una se extiende hasta la parte central del campo y la otra tiene poca distribución. Esto significa que las areniscas se desarrollan mejor en los sectores suroeste y noroeste.

Arenisca T Superior: Para el análisis de esta unidad se utilizó como límite el tope de la arenisca T Superior y el tope de T Medio, los parámetros que mejor muestran los atributos de esta unidad son frecuencia instantánea, reflection strength, la amplitud promedio, amplitud RMS, Energy half-time y energía total.

Podemos observar mapa de Atributos de Frecuencia Instantánea que (Figura 5-1.5-5-1.8) hacia la parte sur de las estructuras Cuyabeno-Sansahuari y Singue se encuentran en una zona de frecuencia baja, y la zona al norte de la estructura Sansahuari y la estructura Singue se encuentra en la zona de frecuencia mediana y baja. En la parte oeste de la estructura Singue y al oeste de Cuyabeno la frecuencia disminuye. Es posible que se forme una trampa de petróleo. Además, en inline446*crossline176, inline258*crossline730 y inline651*crossline544, la frecuencia también se disminuye. En los mapa de atributos de intensidad de reflexión instantánea, amplitud RMS y energía total de T Superior, las características de distribución son parecidas.

Con una superficie de 14050acres. También existen varias areniscas relativamente independiente en otras zonas del campo, indicando que las areniscas se desarrollan en T Superior, pero no son los cuerpos de arenas de deposición continua y completa.

Arenisca U Inferior: Para el análisis de esta unidad se utilizó como límites, el tope de la arenisca U Inferior y el tope de la Caliza C, los parámetros que mejor muestran los atributos son frecuencia instantánea, reflection strength, la amplitud promedio, amplitud RMS, Energy half-time y energía total.

Podemos observar en el mapa de Atributos de Frecuencia Instantánea (Figura 5-1.9-5-1.12) que las frecuencias de U Inferior son más de 30 Hz, excepto una zona de frecuencia baja que se encuentra en el centro del área, de 20-30 Hz. En el suroeste del área existe un cuerpo geológico en forma de abanico proveniente de los orígenes geofísicos del suroeste del área.

En los mapas de atributos de intensidad de reflexión instantánea, amplitud RMS y energía total de T Superior, las características del cuerpo abanico son parecidas. Se supone que también existe un cuerpo arenoso en el suroeste del área.

U Media: Para el análisis de esta unidad se utilizó como límites, el tope de la arenisca U Media y el tope de U Inferior, los parámetros que mejor muestran los atributos son frecuencia instantánea, reflection strength, la amplitud promedio, amplitud RMS, Energy half-time y energía total.

Podemos observar en el mapa de Atributos de Frecuencia Instantánea (Figura 5-1.13-5-1.16) que la mayoría de las frecuencias de U Media son menos de 35 Hz.

En los mapas de atributos de intensidad de reflexión instantánea, amplitud RMS y energía total de U Media de la capa UM (Figura 5-1.13-5-1.16), se puede observar que la zona de valores altos está en el centro y suroeste del campo y presenta un cuerpo abanico que viene del suroeste y se extiende hasta el centro del campo y cubre más que la mitad del campo. Y la parte sur de la estructura Cuyabeno y la Sansahuari está en este cuerpo abanico.

Arenisca U Superior: Para el análisis de esta unidad se utilizó como límites el tope de la arenisca U Superior y el tope de U Media, los parámetros que mejor identifican los atributos sísmicos son frecuencia instantánea, reflection strength, la amplitud promedio, amplitud RMS, Energy half-time y energía total.

Podemos observar en el mapa de Atributos de Frecuencia Instantánea (Figura 5-1.17-5-1.20) que la mayoría de las frecuencias de U Superior son menos de 35 Hz excepto el noroeste y el suroeste del área.

En los mapas de atributos de intensidad de reflexión instantánea, amplitud RMS y energía total de U Superior, se puede observar que la zona de valores altos está en el centro y suroeste del campo y presenta un cuerpo abanico que viene del suroeste y se extiende hasta el centro del campo y cubre más que la mitad del campo. Y la parte sur de la estructura Cuyabeno y la Sansahuari está en el cuerpo abanico. En este abanico la amplitud de los atributos tiene una gran variación y no hay conectividad en algunas partes, lo cual demuestra que este cuerpo abanico está compuesto por unas areniscas.

Arenisca M 2: Para el análisis de esta unidad se utilizó como límites el tope de la arenisca M-2 y el tope de la Caliza A, los parámetros que mejor identifican los atributos sísmicos son: frecuencia instantánea, reflection strength, la amplitud promedio, amplitud RMS, Energy half-time y energía total.

En los mapas (Figura 5-1.21-5-1.24) de atributos de intensidad de reflexión instantánea, amplitud RMS y energía total de M2, se puede observar que la zona de valores altos está en el

centro y noroeste del campo y presenta un cuerpo abanico que viene del noroeste y se extiende hasta el centro del campo y cubre más que la mitad del campo. Sólo hay dos zonas acusadas de valores bajos en el centro, oeste y suroeste del campo. En este abanico la amplitud de los atributos tiene una gran variación y no hay conectividad en algunas partes, lo cual demuestra que este cuerpo abanico está compuesto por unas areniscas.

Arenisca M 1: Para el análisis de esta unidad se utilizó como límites el tope de Napo y la base de Arenisca M1, los parámetros que mejor identifican los atributos sísmicos son: frecuencia instantánea, reflection strength, la amplitud promedio, amplitud RMS, Energy half-time y energía total.

Podemos observar en el mapa de Atributos de Frecuencia Instantánea (Figura 5-1.25-5-1.28) que la mayoría de las frecuencias de Arenisca M1 son más de 30 Hz.

En los mapas de atributos de intensidad de reflexión instantánea, amplitud RMS y energía total de Arenisca M1, existe un cuerpo arenoso al oeste de la falla F1.

Arenisca Basal Tena: Para el análisis de esta unidad se ha utilizado como límites el tope de Basal Tena y el tope de la Formación Napo, los parámetros que mejor identifican son, frecuencia instantánea, reflection strength, la amplitud promedio, amplitud RMS, Energy half-time y energía total.

Podemos observar en el mapa de Atributos de Frecuencia Instantánea (Figura 5-1.29-5-1.32) que la mayoría de las frecuencias de Arenisca Basal Tena son más de 35 Hz.

En los mapas de atributos de intensidad de reflexión instantánea, amplitud RMS y energía total de Arenisca Basal Tena, existe varios cuerpos arenosos al oeste de la falla F1.

Al analizar el resultado del pronóstico se puede llegar a la conclusión de que de abajo a arriba, en vertical los cuerpos arenosos de diferentes horizontes se distribuyen ampliamente y no cuentan con sucesiones. Pero son similares las distribuciones de diferentes formaciones de arenisca entre cada horizonte. En total las Formaciones de cuerpo arenoso TI, UM, US, AM2 se distribuyen ampliamente. Los otros horizontes se distribuyen sólo parcialmente y en dirección transversal la conectividad es mala. Es el horizonte favorable para la búsqueda de embalse litológico.

5.2 Descomposición Espectral

La tecnología de Descomposición Espectral consiste en la diferencia de la frecuencia del tuning de las capas de diferentes espesores, las altas frecuencias responden a las capas delgadas y las bajas frecuencias responden a capas con buenos espesores de sedimentos. Según esta teoría, se puede realizar la predicción de la distribución horizontal de los cuerpos

de areniscas, se puede conocer efectivamente la unidad geológica y la distribución de las capas delgadas y describir las características de reflexión de las diferentes capas del complejo geológico, además ayuda a conocer y evaluar los tipos de depósitos y los reservorios.

Utilizando los cortes en frecuencia (frequency slices) nos permite conocer la distribución y litología de las capas delgadas y de cada capa objetivo, utilizando algunos rangos de frecuencia se puede generar imágenes bastante claras del tuning de las capas delgadas, además se puede analizar los cortes en frecuencia (frequency slices) con todos los rangos de frecuencia, especialmente el rango de la frecuencia principal, se puede conocer de manera efectiva la distribución de las capas delgadas y los cambios en tiempo y espacio que ha sufrido el reservorio en su periodo geológico.

A través del análisis espectral se ha definido que el rango de frecuencias de las capas objetivo del proyecto Cuyabeno-Sansahuari se encuentran entre 20-60Hz, siendo la frecuencia dominante la de 30-40 Hz. Luego del análisis espectral y dependiendo de las características de las diferentes areniscas presentes en el área, se calcularon los atributos sísmicos utilizando pequeñas ventanas procesándolas por rangos, se lograron los atributos sísmicos de distintos rangos de frecuencias de 4 capas tales como: Basal Tena, Arenisca M1, Arenisca M2, U Superior, U Medio, U Inferior, T Superior, T Inferior.

Hollín-Basamento: Para el análisis de esta ventana se utilizaron como límites, el tope de Basamento y el tope de la Formación HOLLIN, el espectro slice de 20-60 Hz, intervalo de slice 10 Hz. Del slice de 20Hz-60Hz, podemos observar un cuerpo en forma de abanico localizado en el sector sureste del área de investigación.

El Slice de 50-60 Hz nos permite ver los cuerpos de areniscas en el sector suroeste del proyecto.

T Inferior: Para el análisis de esta ventana se utilizaron como límites, el tope de T Inferior y el tope de la Caliza C, el espectro slice de 20-60 Hz, intervalo de slice 10 Hz. Del slice de 20Hz-60Hz (Figura 5-2.1), podemos observar un cuerpo en forma de abanico localizado en el sector sureste del área de investigación.

El Slice de 50-60 Hz nos permite ver dos cuerpos de areniscas en el sector suroeste y el noreste del proyecto.

Arenisca T Superior: Para el análisis de esta ventana se utilizaron como límites, el tope de T Superior y el tope de T Media, el espectro slice de 20-60 Hz, intervalo de slice 10 Hz. Del slice de 20Hz-60Hz (Figura 5-2.2), podemos observar un cuerpo de areniscas localizado en el sector oeste del área de investigación.

Arenisca U Inferior: Para el análisis de esta ventana se utilizaron como límites, el tope de

U Inferior y el tope de la Caliza C, el espectro slice de 20-60 Hz, intervalo de slice 10 Hz. Del slice de 20Hz-60Hz (Figura 5-2.3), podemos observar un cuerpo en forma de abanico localizado en el sector suroeste del área de investigación.

Arenisca U Media: Para el análisis de esta ventana se utilizaron como límites, el tope de U Media, considerando una ventana de 10ms hacia abajo, el espectro slice de 20-60 Hz, intervalo de slice 10 Hz. Del slice de 20Hz-60Hz (Figura 5-2.4), podemos observar un cuerpo en forma de abanico localizado en el sector central y en el sector suroeste del área de investigación.

Arenisca U Superior: Para el análisis de esta ventana se utilizaron como límites, el tope de U Superior y la base de U Media, el espectro slice de 20-60 Hz, intervalo de slice 10 Hz. Del slice de 20Hz-60Hz (Figura 5-2.5), podemos observar un cuerpo en forma de abanico localizado en el sector central y en el sector suroeste del área de investigación.

Arenisca M 2: Para el análisis de esta ventana se utilizaron como límites, el tope de Arenisca M2 y el tope de Caliza A, el espectro slice de 20-60 Hz, intervalo de slice 10 Hz. Del slice de 20Hz-60Hz (Figura 5-2.6), podemos observar un cuerpo de forma de abanico localizado en el sector central y el sector noroeste del área de investigación.

Arenisca M 1 : Para el análisis de esta ventana se utilizaron como límites, el tope de la formación Napo y la base de Arenisca M1, el espectro slice de 20-60 Hz, intervalo de slice 10 Hz. Del slice de 20Hz-60Hz (Figura 5-2.7), podemos observar que los reservorios se encuentran al oeste de la falla F1 .

Basal Tena: Para el análisis de esta ventana se utilizaron como límites, el tope de Basal Tena y el tope de la formación Napo, el espectro slice de 20-60 Hz, intervalo de slice 10 Hz. Del slice de 20Hz-60Hz (Figura 5-2.8), podemos observar la distribución de areniscas parecida a la de Areniscas M1 y los reservorios se encuentran al oeste de la falla F1 .

5.3 Análisis de Atributos de Formas de Ondas

Para el análisis de las facies sísmicas se utiliza el programa de Paradigm Stratmagic Seismic, El carácter del programa consiste en que la extracción de los atributos sísmicos es solamente el atributo de la forma de la onda sísmica, este programa utiliza el atributo de la forma de la onda de la traza sísmica y compara con los canales de los datos sísmicos actuales de las zonas de interés describiendo los cambios horizontales de la señal muy cuidadosamente, por lo tanto, se consigue la regla de los cambios sísmicos horizontales anormales de manera repetida, las facies sísmicas.

Dividimos las vías sísmicas de acuerdo con las características de las ondas,y

determinamos el número de tipos de las micro-fases sísmicas según el número de tipos de las micro-fases de pozo individual de cada cuerpo de arena. Esta zona se divide en 5 clases, 7clases y 11clases para hacer la experimentación. Y dotamos una sísmica determinada con un modelo similar para buscar una mejor correlación entre el modelo y la vía sísmica real . Dotamos con el color(representando el tipo de la onda) del modelo a la vía sísmica real para obtener el plano de clasificación de micro-fases sísmicas de diferentes horizontes de arenisca.

De acuerdo al diagrama de flujo anteriormente citado, Geotech ha analizado la forma de la onda sísmica de los siguientes 8 horizontes, Basal Tena, Arenisca M1, Arenisca M2, U Superior, U Media, U Inferior, T Superior y T Inferior.

Arenisca T Inferior: Utilizando como límites el tope de T-inferior y el tope de Caliza C, la forma de la onda sísmica ha sido dividida en cinco grupos, (Figura 5-3.1) , en su mayor parte 1 y 2 grupos distribuidos en el sector Noroeste y Sureste del proyecto, 4 y 5 grupos son primarios en el sector Suroeste y Noreste del área. La distribución del tercer tipo de onda es relativamente ruelta. Analizamos con los atributos la distribución del cuarto y quinto tipo de ondas refleja la distribución de las capas de reserva. De acuerdo con el plano de clasificación del quinto tipo de onda, la zona en que se distribuye principalmente el quinto tipo representa dos cuerpos abanicos grandes que vienen del suroeste y del sureste. Y el del suroeste cuenta con una extensión más grande y se extiende hasta el centro del campo mientras que los cuerpos de abanico de las zonas de ondas del primer tipo y del segundo tipo no son desarrollados

Arenisca T Superior: Utilizando como límites el tope de la arenisca T Superior y el tope de T Inferior, la forma de la onda sísmica ha sido dividida en siete grupos (Figura 5-3.2). Han sido identificados 1, 2 y 7 grupos y son de carácter primario en el sector Noroeste y Sureste, siendo identificados 3 y 4 grupos los cuales son primarios y se encuentran localizados en el sector Suroeste y Noreste del área. Las ondas de quinto tipo y de sexto tipo se distribuyen sueltamente . Analizamos con los atributos la distribución del tercero y cuarto tipo de ondas refleja la distribución de las capas de reserva. De acuerdo con el plano de clasificación del séptimo tipo de onda, la zona en que se distribuyen principalmente el tercero y el cuarto tipos de ondas representa que los cuerpos de arenisca que están en el centro y oeste y noreste del campo son relativamente desarrollados

Arenisca U Inferior: Utilizando como límites el tope de la arenisca U Inferior y el tope de la Caliza B, la forma de la onda sísmica ha sido dividida en once grupos, (Figura 5-3.3). Han sido identificados 5, 6 y 7 grupos primarios en el sector Sureste; De acuerdo con el plano de clasificación del séptimo tipo de onda, la zona en que se distribuye principalmente este tipo

de onda representa un enorme cuerpo de abanico que viene del sureste. En esta zona el cuerpo de arenisca es relativamente desarrollado. 10 y 11 grupos son primarios en el sector Noroeste del proyecto, 1-4 grupos son primarios en el sector Suroeste y Noreste del área.

Arenisca U Media: Utilizando como límites el tope de la arenisca U Medio y el tope de U Inferior, la forma de la onda sísmica ha sido dividida en siete grupos, (Figura 5-3.4). Han sido identificados 5, 6 y 7 grupos primarios en el sector Sureste; 10 y 11 grupos son primarios en el sector Suroeste del proyecto, 1-4 grupos son primarios en el sector Noreste del área.

Arenisca U Superior: Utilizando como límites el tope de la arenisca U Superior y el tope de U Media, la forma de la onda sísmica ha sido dividida en once grupos, (Figura 5-3.5). Han sido identificados 5 y 6 grupos primarios en el sector Noroeste, el Suroeste y el Sureste; 8-11 grupos son primarios en el sector central, el oeste y el noreste del área. Los 5 y 6 grupos reflejan la distribución de reservorios.

Arenisca M 2: Utilizando como límites el tope de la arenisca M 2 y el tope de la Caliza A, la forma de la onda sísmica ha sido dividida en once grupos, (Figura 5-3.6).

Han sido identificados 1-4 grupos primarios en el sector central y este; 5 y 6 grupos son primarios en el sector noroeste, 8-10 grupos son primarios en el sector central y oeste del área.

La distribución de otros tipos de onda es relativamente ruelta. Analizamos con los atributos la distribución de 1-6 tipos de ondas refleja la distribución de las capas de reserva. De acuerdo con el plano de clasificación del 11th tipo de onda, la zona en que se distribuyen principalmente los 1-6 tipos representa un gran cuerpo abanico situado en el centro y noroeste del campo que viene del noroeste. Y el cuerpo abanico se extiende hasta el centro del campo y cubre gran parte del campo. En toda la zona la arenisca es relativamente desarrollada.

Arenisca M 1: Utilizando como límites el tope de la formación Napo y la base de Arenisca M1, la forma de la onda sísmica ha sido dividida en cinco grupos, (Figura 5-3.7).

Ha sido identificado el grupo 3 primario en el sector central, sur y al oeste de la falla F1. Las areniscas no se desarrollan en la estructura Cuyabeno-Sansahuari.

Arenisca Basal Tena: Se utiliza el tope de la Formación Napo como límite. Hacemos la extracción respectivamente con los tipos 5, 7, 11. La forma de la onda sísmica ha sido dividida en siete grupos, (Figura 5-3.8).

Habiéndose identificado 2-4 grupos de carácter primario en la parte central y el sector oeste del área, 1, 6 y 7 grupos de carácter primario al este de la falla F1. Los 2-4 grupos reflejan la distribución de reservorios. Las areniscas no se desarrollan en la estructura Cuyabeno-Sansahuari. Las características de la distribución de la arenisca son similares con las de la capa AM1, y el cuerpo de arenisca se distribuye principalmente en el oeste de la falla

F1 que controla la estructura Cuyabeno-Sansahuari y presenta varias series de areniscas que provienen del sur del campo y en la estructura Cuyabeno-Sansahuari el cuerpo de arenisca no se desarrolla.

Cuando cambiamos las facies sísmicas en facies sedimentarias, nosotros debemos poner mucha atención a este problema debido a que el producto de la forma de la onda de un mismo sistema sedimentario son similares (si nosotros dividimos la forma de la onda de una ventana de tiempo en 11 grupos a fin de distinguir de 5 a 8 grupos de interfaces o microfacies sedimentarias. La forma de la onda de 2 o 3 similares representan las mismas facies sísmicas, o el producto de un sistema diferente de facies sedimentarias tienen similares forma de la onda. En este momento, nosotros tenemos que analizar el carácter de la reflexión, los cambios de las reglas de las facies sedimentarias, aplicar registros de pozos comparativos con las facies sísmicas a fin de probar la interpretación, establecer la relación de las diferentes formas de la onda sísmica (color) y las facies sedimentarias, los cambios de las facies sísmicas de diferente color en facies sedimentarias geológicas (Figura 5-3.9-5-3.16).

periodismo de,
INVESTIGACIÓN

Capítulo 6 AVO e Inversión Sísmica

6.1 Teoría y Secuencia del AVO

El principio del AVO se basa en la siguiente Teoría: Los cambios de impedancia acústica y la relación de Poisson pueden afectar el carácter de la variación de la amplitud sísmica correspondiente versus el offset en la relación CRP/CDP de un grupo de trazas (el carácter del AVO puede incrementar, disminuir o permanecer constante de acuerdo al offset). La impedancia acústica afecta primariamente a la amplitud de los canales sísmicos de pequeños-offsets, la relación de Poisson afecta primariamente la variación del carácter de la amplitud de los canales sísmicos con respecto al offset. La diferencia de litología asociado con la porosidad y el fluido contenido, nos permite establecer directamente la diferencia de la impedancia acústica y la relación de Poisson. El carácter del AVO esta entonces directamente relacionado a la unidad geológica, a la característica litológica las propiedades del fluido y la porosidad. A través de las investigaciones de la relación entre el carácter del AVO, la entidad geológica, las características litológicas, porosidad y las propiedades del fluido, Podemos predecir la distribución del reservorio.

La diferencia de litología asociada con el tamaño del poro y el tipo de fluido contenido en los reservorios, nos permite directamente establecer una diferencia entre la impedancia acústica y la relación de Poisson.

La ecuación de AVO describe la relación cualitativa entre el coeficiente de reflexión y el Angulo de incidencia sísmico, el cual es el fundamento de la teoría para la detección de trampas de petróleo y gas.

Con la ecuación Zoeppritz, se puede exportar la relación Poisson, las constantes Lamé, módulo de compresibilidad, módulo de corte, módulo de Young y otros parámetros elásticos para la identificación litológica.

Mediante la ecuación Zoeppritz o otras ecuaciones similares hacemos el ajuste de mínimos cuadrados sobre la variación de amplitud de CDP reúne reflexiones hasta que la teoría llegue a un ajuste con el valor observado. Al final se puede exportar la relación Poisson, las constantes Lamé, módulo de compresibilidad, módulo de corte, módulo de Young y otros parámetros elásticos para la identificación litológica.

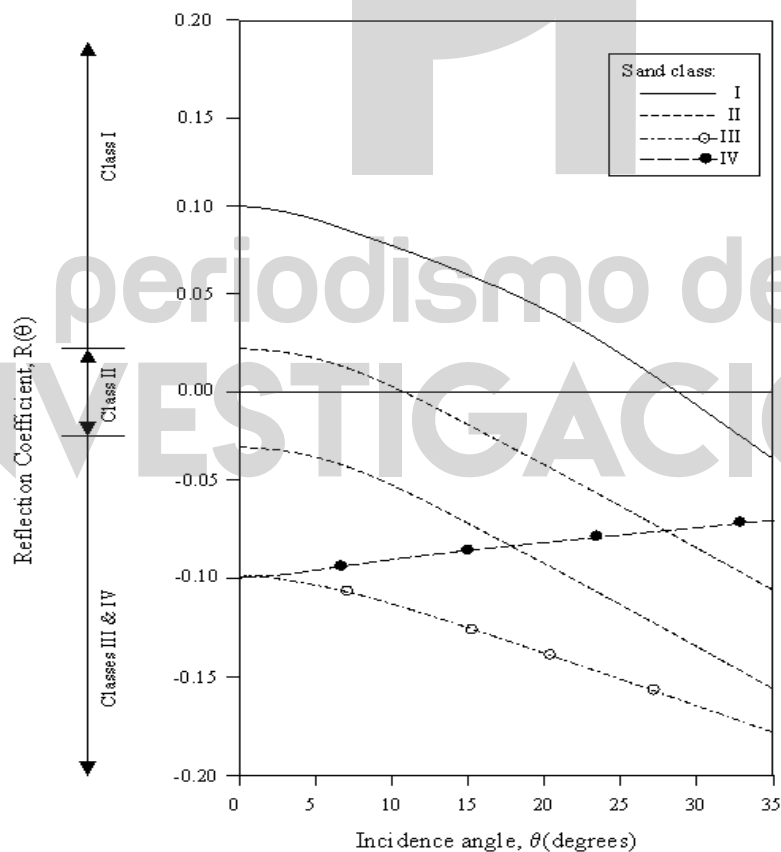
Análisis de Anomalías AVO: AVO

De acuerdo a las diferentes características de impedancia de ondas y las rocas circundantes, las anomalías AVO se puede dividir en cuatro tipos.

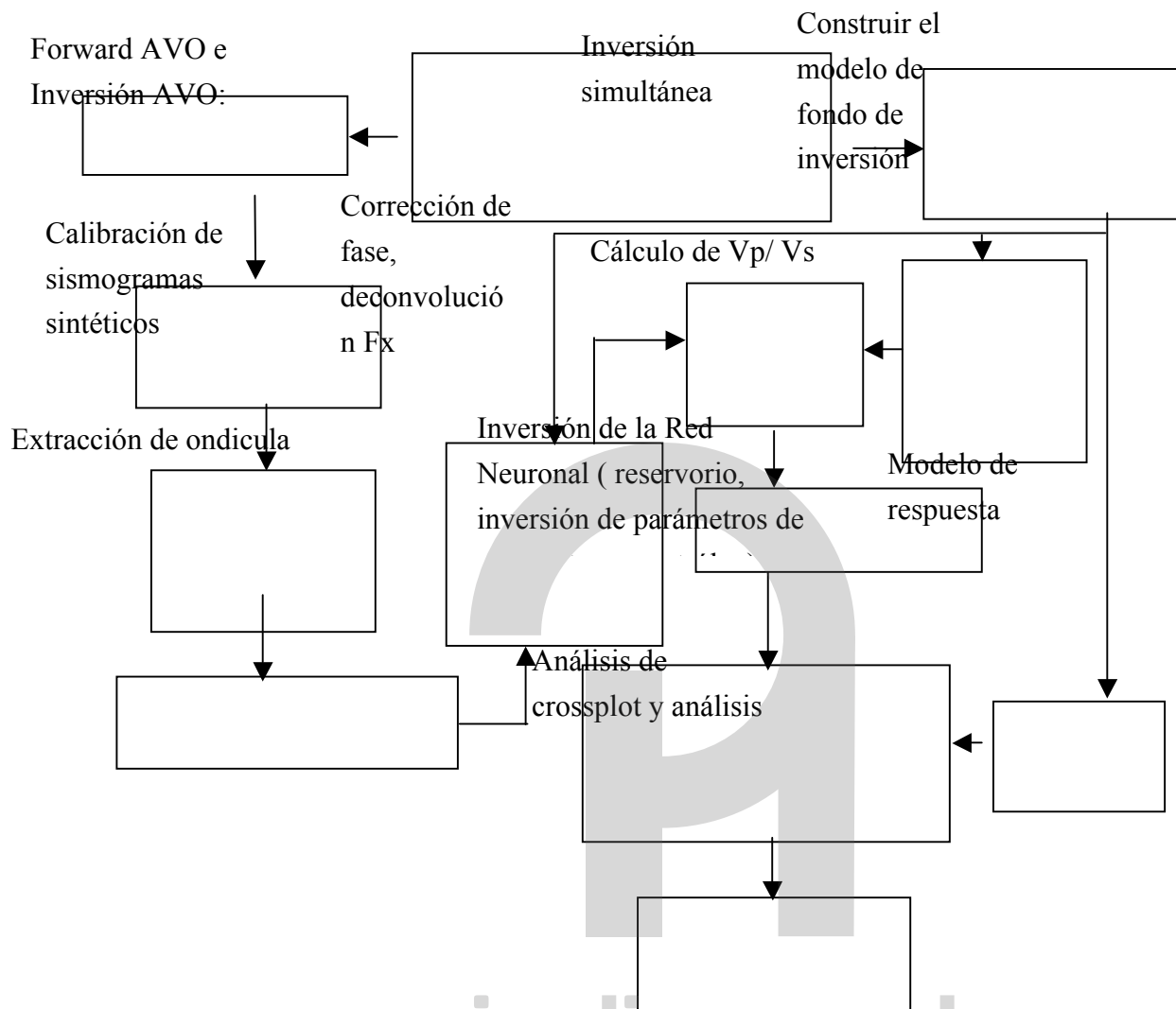
En cuanto al segundo tipo, la impedancia del cuerpo arenoso es aproximada a la de roca

circundante, la impedancia del cuerpo arenoso se baja después de contener gas y se producirá la inversión de polaridad. Es del tipo I "puntos oscuros". El tercer tipo es la impedancia baja del cuerpo arenoso y la alta de roca circundante, la impedancia del cuerpo arenoso se convierte más baja después de contener gas, la amplitud aumenta cuando el ángulo incidente incrementa. Es del tipo "puntos brillantes".

El primer tipo es arenisca de alta-impedancia gas-tiniendo, la impedancia de la capa de reservorio es más alta que la media arriba; sus características de AVO son: la amplitud de MZO es fuerte y es de polaridad positiva, AVO presenta la tendencia de disminuir y hay una inversa de polaridad cuando el ángulo de incidencia es suficiente grande. El segundo tipo es arenisca de casi cero diferencia de impedancia. La impedancia de la capa de reservorio es casi igual que la media arriba. Sus características de AVO son: la amplitud de MZO es pequeña y hay la tendencia de ser cero por eso no se puede observar el fenómeno AVO cerca del MZO. El tercer y el cuarto tipo son areniscas de baja-impedancia gas-tiniendo. La impedancia de la capa de reservorio es más baja que la media arriba. Sus características de AVO son: la amplitud de MZO es fuerte y es de polaridad negativa. AVO presenta la tendencia de aumentar.



Secuencia de Inversión



6.2 Los datos utilizados para la Inversión AVO

6.2.1 Los datos con preservación de amplitud pre-stack y el modelo de velocidad RMS

Para este proceso se toma como entrada los gathers provenientes de MIGRACIÓN PREAPILAMIENTO EN TIEMPO. Cabe mencionar que a este dato se le había aplicado primeramente un filtrado definido por rangos de offset, tiempo y frecuencia, cuyo objetivo fue el de atenuar los ruidos de fuentes, ground-roll y onda aérea. Esto es importante ya que estos datos serán la entrada a los procesos de AVO e Inversión Sísmica. Cabe recordar que el cálculo de atributos de AVO se realiza por regresión sobre dato preapilamiento, por lo que no tenemos el beneficio del apilamiento como cancelador de ruido, lo que nos obliga a asegurarnos cierto grado de limpieza en este conjunto de datos .

También el dato tenía aplicado la reducción un juego de escalares que se calculó para

ecualizar las trazas, a los que se les aplicó la reducción a consistencia en superficie; de esta manera se eliminan de los refractores de la zona de interés, cambios de amplitud heredados de problemas de superficie que tiende a enmascarar los verdaderos efectos de amplitud versus offset.

A través del procesamiento de migración de pre-stack obtenemos dos resultados para realizar el análisis de AVO. Uno es PSTM CRP gather. Otro es modelaje de velocidad de RMS. Este modelaje nos permite determinar y aplicar la corrección de propagación esférica. Eso es más exacto que la aplicación de la primera etapa. Este modelaje de velocidad es muy importante para la conversión de que el coeficiente de reflexión se cambia con la distancia de migración a que el coeficiente de reflexión se cambia con el ángulo de entrada. El análisis de AVO se realiza con el rastro de los rayos del modelaje. Antes de esta etapa, tenemos que chequear completamente CRP gather. El hecho de que CRP gather esté llano puede garantizar la exactitud del imagen de migración y el efecto de AVO.

6.2.2 Normalización de los Registros de Pozos

En la investigación, encontramos el mismo tipo de curvas de registro en diferentes pozos que muestran la diversidad, por el largo período de medición, y los diferentes instrumentos de medición.

Esta diversidad puede ocasionar errores en la correlación lateral y crear incompatibilidad con curvas de registro y el área geológica. Por esto, los resultados de interpretación de registro e inversión sísmica de yacimiento cambio mucho. Así pues, el proceso de normalización es necesario antes de usar las curvas de registro.

Debido a los diferentes instrumentos utilizados en el registro de pozos, la diferencia ambiental y los diferentes modos de operación, existe inevitablemente errores sobre los registro originales de pozos. Los factores que provocan dichos errores pueden ser eliminados o superados por la normalización de registros de pozos y la corrección ambiental.

1. Principios de selección de las capas estándares

La capa estándar debe ser cerca a las unidades de interés, es decir, el medio ambiente de registros de pozos de la capa estándar y de las unidades de interés debe ser similares o parecidos. La capa estándar debe mostrar una distribución estable en todo el área, con los caracteres litológicos estables y un espesor estratigráfico de mayor a 5m, las características de respuestas de registros de pozos son notables; Es recomendable seleccionar las capas no permeables como las estándares.

2. Método de normalización.

Se utiliza el método de traslación de histograma.

Base teórica: En el contexto regional, las características de respuesta de registros de pozos en las capas estandares son estables, y los picos del histograma son casi iguales.

Métodos específicos:

Después de corrección ambiental de registros de pozos, se identifica un histograma de respuesta de alguna curva de registro como el modo estándar de graduación de análisis para la normalización de registro de pozos. A través de analizar la distribución de frecuencias de respuestas a registro de pozos y compararla con el modo estándar, se verifica la exactitud de los registros de todos los pozos y se determina el valor necesario para corregir el error.

3. Normalización de la curva de registro

A través de la correlación estratigráfica, se identifica Caliza M2 Inferior como la capa estándar de normalización de curva de registro, y el valor promedio de los registros de todos los pozos en Áreas Cuyabeno y Sansahuari respectivamente como el valor estándar para la graduación de otras curvas de registro.

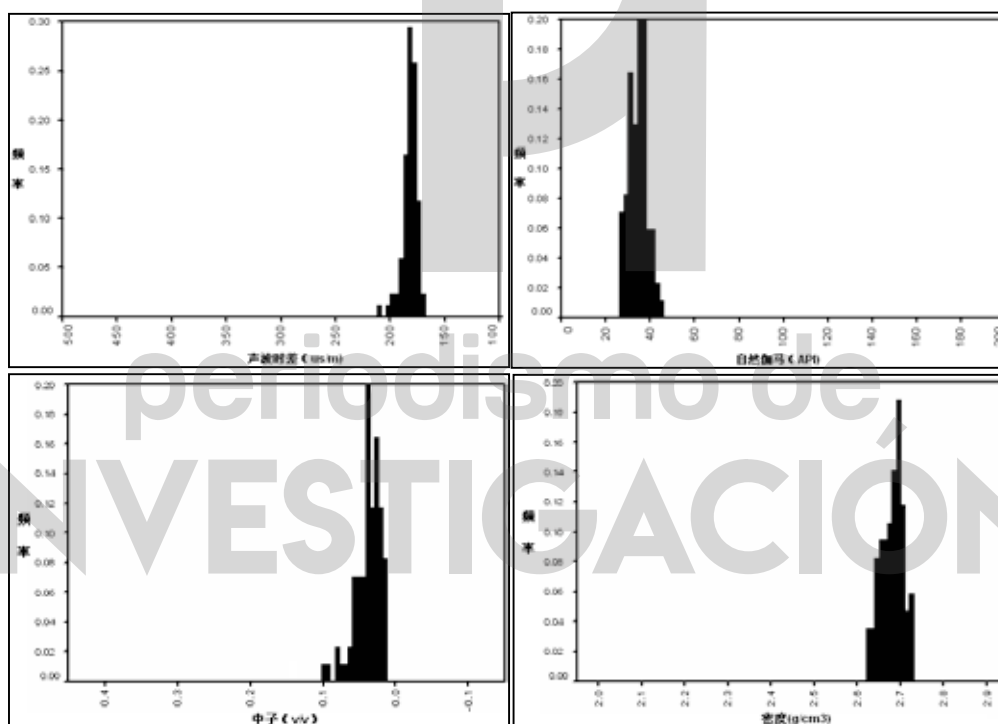


Figura 6-2.1 Histograma de frecuencias de curvas de pozo SSHR-04

Se realiza histogramas de distribución de frecuencias para las curvas de registros de 41 pozos en las curvas de rayos gamma naturales, las curvas sónicas, las de densidad, y de neutrones (véase Figura 6-2.1).

Se elige el pico de histograma como el valor observado de la capa estándar, los valores observados y los valores de error de 41 pozos se muestran en la Tabla 1 y Tabla 2.

WELL	NPHI (v/v)		DEN (g/cm ³)		DT (us/m)		GR (API)	
	PICO	DESVIACION	PICO	DESVIACION	PICO	DESVIACION	PICO	DESVIACION
SSHR-1	0.047	-0.0044	2.73	-0.06	177	4	46	1
SSHR-2			2.66	0.01	182	-1	46	1
SSHR-3	0.065	-0.0224	2.66	0.01	183	-2	42	5
SSHR-4	0.039	0.0036	2.68	-0.01	183	-2	34	13
SSHR-5	0.05	-0.0074	2.68	-0.01			55	-8
SSHR-6	0.022	0.0206	2.67	0			48	-1
SSHR-7	0.037	0.0056	2.66	0.01	179	2	51	-4
SSHR-8	0.05	-0.0074	2.67	0	178	3	52	-5
SSHR-9	0.045	-0.0024	2.68	-0.01	176	5	49	-2
SSHR-10	0.04	0.0026	2.65	0.02	180	1	40	7
SSHR-11	0.04	0.0026	2.66	0.01	180	1	42	5
SSHR-12V	0.038	0.0046	2.65	0.02	185	-4	52	-5
SSHR-SW1	0.042	0	2.66	0.01	181	0	53	-6
PROMEDIO	0.0426		2.67		181		47	

Tabla 6-1. Corrección de errores del Bloque Sansahuari

WELL	NPHI (v/v)		DEN (g/cm ³)		DT (us/m)		GR (API)	
	PICO	DESVIACION	PICO	DESVIACION	PICO	DESVIACION	PICO	DESVIACION
CUYA-1			2.6	0.06			53	-4
CUYA-2	0.036	0.001	2.69	-0.03	179	2	47	2
CUYA-3	0.026	0.011	2.67	-0.01	181	0	50	-1
CUYA-4	0.034	0.003	2.67	-0.01	184	-3	47	2
CUYA-5	0.045	-0.008	2.64	0.02	186	-5	56	-7
CUYA-6	0.027	0.01	2.66	0			59	-10
CUYA-7	0.042	-0.005	2.66	0	185	-4	51	-2
CUYA-8	0.032	0.005	2.64	0.02			52	-3
CUYA-9	0.04	-0.003	2.65	0.01	179	2	44	5
CUYA-10	0.037	0	2.66	0	183	-2	44	5
CUYA-11	0.04	-0.003	2.68	-0.02	184	-3	45	4
CUYA-12	0.026	0.011	2.67	-0.01	174	7	38	11
CUYA-14	0.03	0.007	2.65	0.01			43	6
CUYA-15	0.043	-0.006	2.66	0			50	-1
CUYA-16	0.053	-0.016	2.68	-0.02	179	2	44	5
CUYA-17	0.057	-0.02	2.68	-0.02	181	0	51	-2
CUYA-18	0.039	-0.002	2.67	-0.01	177	4	46	3
CUYA-19	0.034	0.003	2.66	0	181	0	48	1
CUYA-20	0.026	0.011	2.67	-0.01	181	0	51	-2
CUYA-21	0.044	-0.007	2.66	0	179	2	42	7
CUYA-22	0.034	0.003	2.68	-0.02	183	-2	51	-2
CUYA-23	0.037	0	2.66	0	179	2	39	10
CUYA-24	0.05	-0.013	2.59	0.07	184	-3	50	-1
CUYA-25	0.029	0.008	2.67	-0.01	184	-3	57	-8
CUYA-26	0.027	0.01	2.67	-0.01	185	-4	58	-9
CUYA-27	0.04	-0.003	2.64	0.02	180	1	56	-7
CUYA-28D	4.3	-0.6	2.67	-0.01	186	-5	51	-2
CUYRW-01	0.066	-0.029	2.66	0	179	2	48	1
PROMEDIO	0.037		2.66		181		49	

Tabla 6-2. Corrección de errores del Bloque Cuyabeno

4. Procesamiento e Interpretación de registros de pozos

Durante el procesamiento de registros de pozos, se calcula el contenido de lutita mediante las curvas de rayos gamma naturales, las de densidad y de neutrones; Se calcula la porosidad con las curvas de densidad, de neutrones, y la curva acústica; Se calcula la saturación de petróleo con las curvas de resistividad.

Las normas de interpretación son: $POR > 10\%$, $VSH > 50\%$, $SO > 50\%$.

6.2.3 Introducir los horizontes

Introducimos los topes de Basamento, Hollín, Caliza C, T-inferior, T Superior, Caliza B, U-inferior, U Media, U Superior, Caliza A, Arenisca M2, Caliza M2, Napo, Basal Tena y Tena y la base de Arenisca M1 al campo de inversión AVO.

6.3 Inversión AVO

6.3.1 Cálculo de curvas y análisis de respuestas de reservorios de petróleo

1. Cálculo de curvas

Se calcula las curvas de velocidad de ondas P y S (P-velocity, S-velocity curve) las curvas de impedancia de ondas P y S, las curvas V_p/V_s , las curvas $\Lambda \cdot \rho$, las curvas $\mu \cdot \rho$ con las curvas existentes DT. Se calcula las curvas de relación Poisson con la fórmula de cálculo de Poisson. Estas curvas son necesarias para analizar las respuestas de los reservorios de petróleo en los puntos de pozos (Figura 6-3.1— Figura 6-3.3).

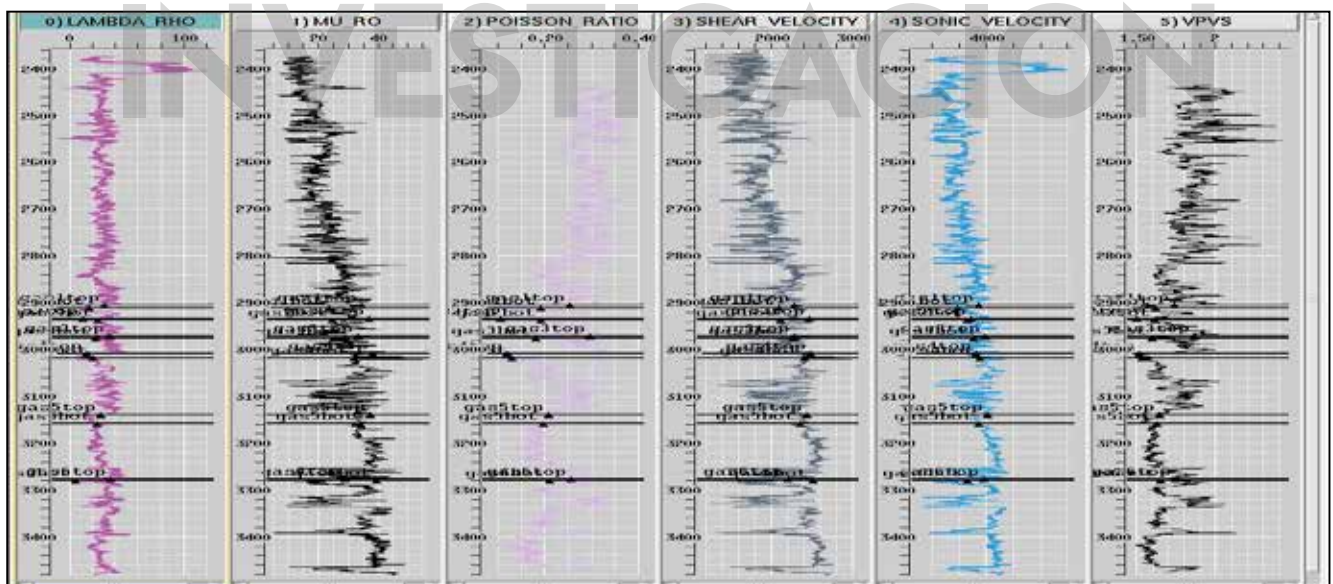
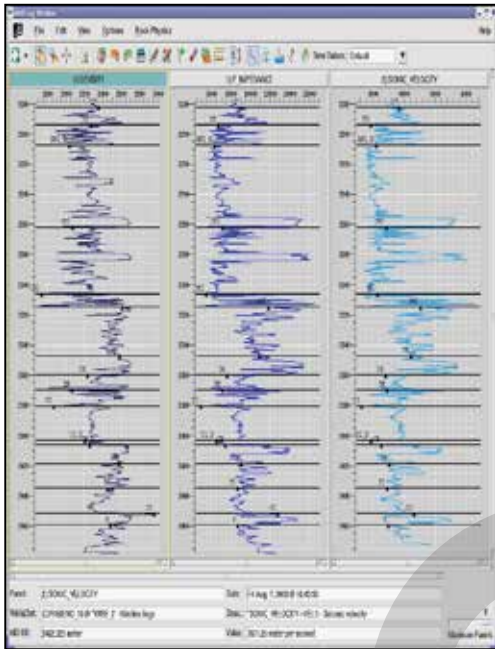
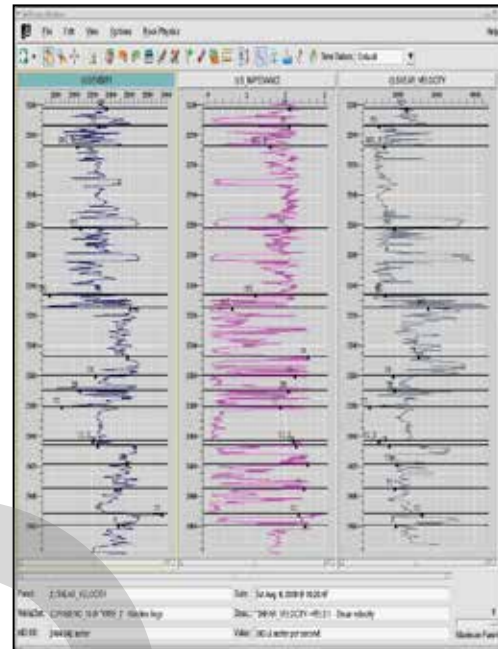


Figura 6-3. 1 Curvas Lambda*Rho, Mu*Rho, V_p/V_s , Relación Poisson



$V_p \cdot \rho = \text{Impedancia P}$

Figura6-3.2 Calcular los parámetros



$V_s \cdot \rho = \text{Impedancias S}$

Figura6-3.3 Impedancias de ondas elásticas

2. Análisis de respuestas de reservorios de petróleo

1) Crossplot entre las curvas de velocidad de ondas P y relación Poisson

Tomamos como ejemplo el pozo Cuyabeno-7, primero realizamos el análisis de convergencia de las curvas de la impedancia de ondas P y de relación Poisson. Y usamos la curva del contenido de arcilla como el atributo de la tercera parte para calibrar. (Figura6-3.4) Entre estas zonas, la de color azul representa la respuesta de bajo contenido de arcilla y alto contenido de arenisca. En la zona azul escogemos la zona anormal que está fuera de las relaciones lineales entre dos tipos de curvas, es la zona en la que la velocidad de la onda P se reduce (Figura 6-3.5) y proyectamos los puntos de esta zona de anomalía (los puntos de color rosado dentro del polígono rojo) a las curvas de pozo. Encontramos que esta anomalía corresponde bien a la respuesta de petróleo de los pozos. (Figura 6-3.6)

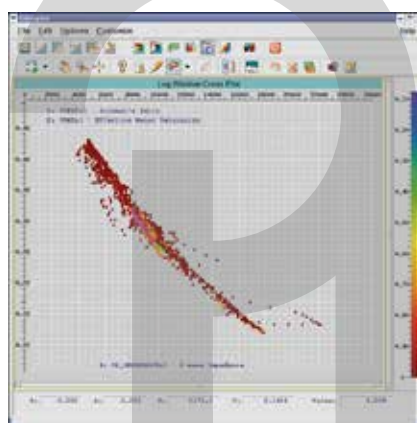
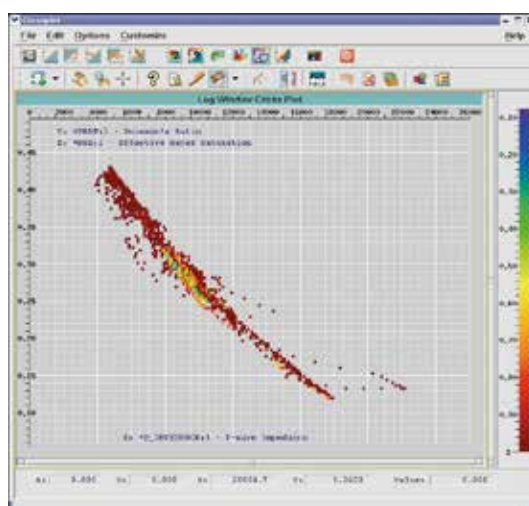


Figura 6-3.5 Selección de anomalías

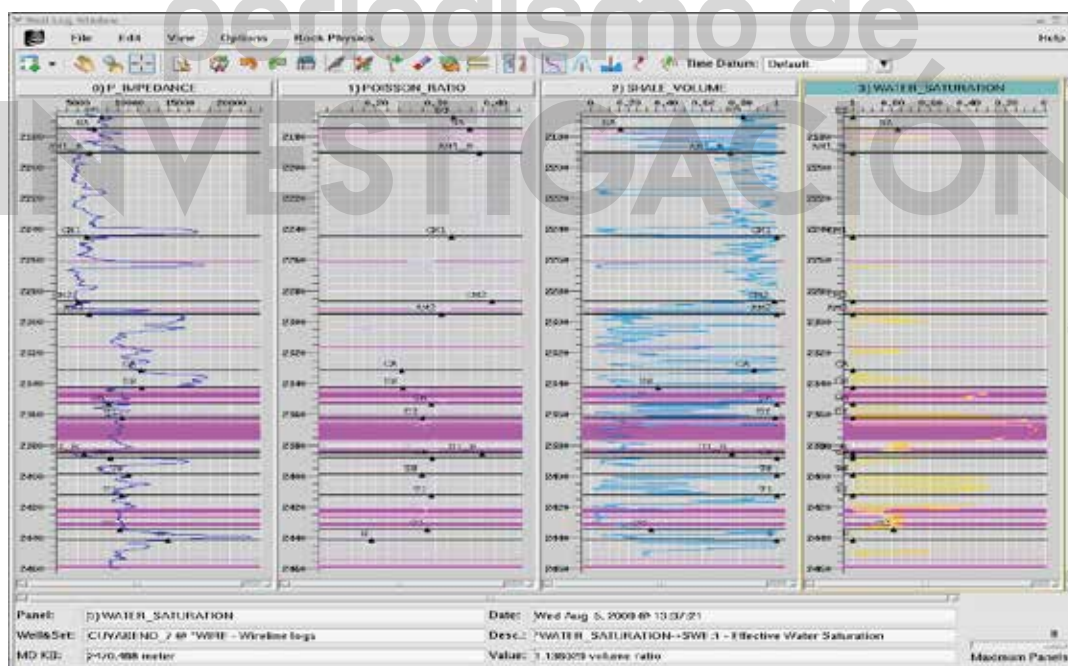


Figura 6-3.6 Proyección de anomalía en el pozo

Con el mismo método, obtenemos el resultado de la intersección de otras curvas, de acuerdo con el resultado de la intersección hay un efecto acusado de intersección de densidad y la impedancia de ondas P, de densidad y la impedancia de ondas S, de densidad y la relación Poisson, de Lambda*Rho y Mu*Rho.

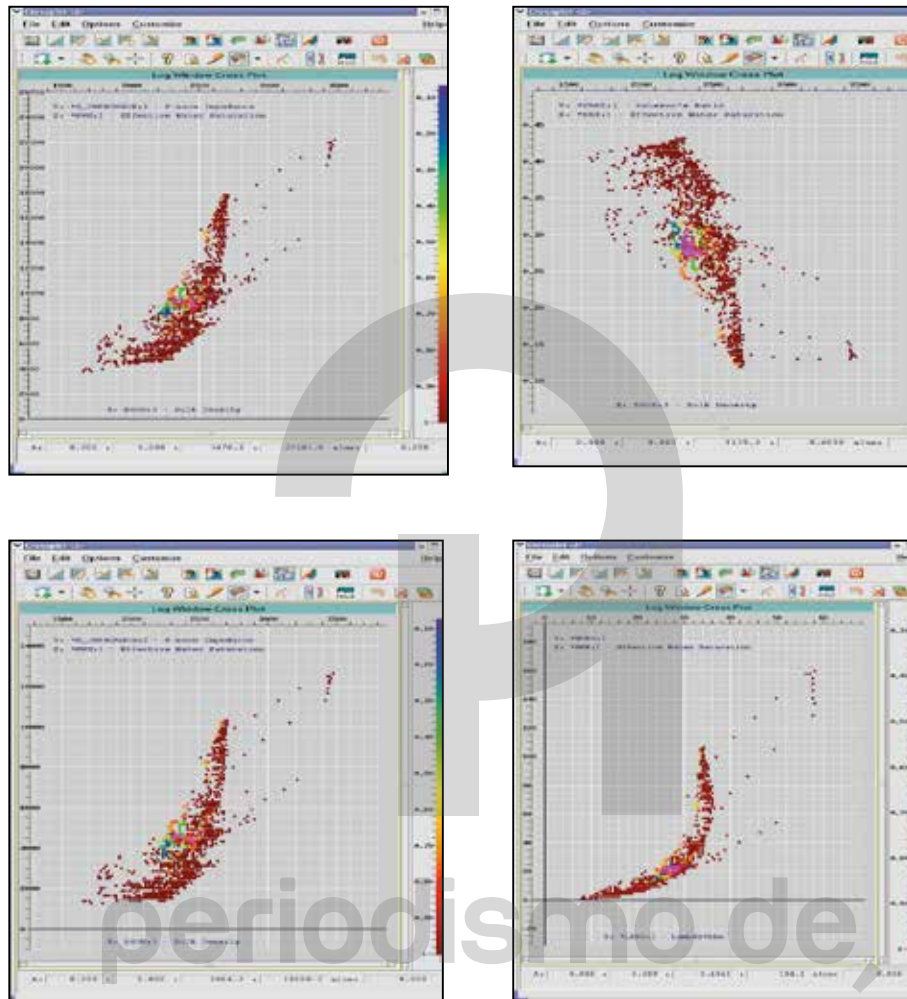


Figura 6-3.7 El análisis de los efectos de convergencia de diferentes curvas

6.3.2 Inversión Pre-stack AVO

Como se mencionó anteriormente, una vez asegurada la perfecta horizontalidad de las reflexiones, usamos el modelo de velocidades RMS para transformar a las reflectividades en función del offset a reflectividades en función del ángulo de incidencia. En la Figura 7-5 vemos un CMP gather migrado y el display de los ángulos de incidencia calculados a partir del trazado de rayos sobre el modelo de velocidades usado para la migración. Después de varias pruebas, se observa que, cuando el ángulo de incidencia es mayor de 19 grados, hay posibilidad de que la zona de interés no cuenta con datos válidos, por lo tanto, dividimos los ángulos en tres categorías, 0 grado a 4 grados, 4 grados a 13 grados y 13 grados a 19 grados. Una vez

determinados estos ángulos de incidencia y antes de pasar a la etapa de inversión se verificó la fase de los datos migrados mediante la correlación de estos con sismogramas sintéticos generados a partir de los registros de pozos. De ser necesario, a juzgar por los resultados de la calibración, se puede aplica una rotación de fase a los datos.

Mediante la realización de gráficos cruzados entre los registros de velocidad de ondas P-densidad y velocidad de ondas P-velocidad de ondas S se determinaron coeficientes para ser usados en la ley de Gardner y en la ley de Mudrock.

La ley de Gardner así definida se emplea en aquellos pozos en los que el registro de densidad no estaba disponible o era demasiado corto.

Los atributos de AVO calculados fueron los siguientes:

Reflectividad de velocidad de ondas P

Reflectividad de velocidad de ondas S

Reflectividad de pseudo Poisson

Factor de Fluido

1. Análisis de crossplot AVO y predicción de fluidos

Según la teoría y secuencia anteriormente citada, se ha obtenido ocho cubos diferentes de atributos de inversión AVO, incluídos el cubo de reflectividad de velocidad de ondas P, el de reflectividad de velocidad de ondas S y el de factor de fluido, 6 cubos de apilamiento de diferentes ángulos y se ha generado un gather de ángulo. Los atributos AVO y su significado geofísico se detallan en el Cuadro 6-1.

Cuadro 6-1 Atributos AVO y sus significados geofísicos

Número	Atributos AVO	Significado geofísico
1	Reflectividad de impedancia de ondas P	$\Delta(Vp \cdot \rho)/(Vp \cdot \rho)$
2	Reflectividad de impedancia de ondas S	$\Delta(Vs \cdot \rho)/(Vs \cdot \rho)$
3	Reflectividad de velocidad de ondas P	$\Delta Vp/Vp$
4	Reflectividad de velocidad de ondas S	$\Delta Vs/Vs$
5	Reflectividad de Pseudo-Poisson	$\Delta q/q = \Delta Vp/Vp - (\Delta Vs/Vs)$
6	Factor de fluido	$F = \Delta Vp/Vp - (1/\alpha) \cdot (Vs/Vp) \cdot (\Delta Vs/Vs)$
7	Reflectividad $\lambda\rho$	$\Delta\lambda/(\lambda+2\mu)$
8	Reflectividad f_{tp}	$\Delta\mu/(\lambda+2\mu)$
9	Reflectividad de impedancia de ondas elásticas	$\Delta\mu/\mu$
10	Factor QC	Resultados de inversión Shuey error mínimo de RFTS

11	Reflectividad de incidencia normal	R0 Shuey intersección cuando el ángulo de incidencia es cero
12	Gradiente	la pendiente de G Shuey
13	Producto Sign (NI) * Gradiente	R0*G Shuey intersección por pendiente
14	Reflectividad de Poisson	$\Delta\sigma/(1-\sigma)^2=R0+G$
15	Near Normal Angle Stack	Stack de ángulos
16	Wide Rango Stack	Stack de ángulos
17	Wide-Near Normal Difference Stack	Diferencia de los dos arriba mencionados

Crossploting es uno de los medios para el análisis AVO, a través del análisis de crossploting se puede agrupar las dos secciones a fin de conocer las características comunes y descubrir la anomalía AVO.

Apartir de la teoría AVO y los métodos de análisis realizamos el análisis de diagrama de la intersección y de la extracción a lo largo de de la capa sobre atributos de Pre-pila AVO. Con AVO adelantado y sustitución de líquidos ya sabemos que la anomalía de AVO en esta zona se clasifica en cuatro tipos.

Para aclarar la distribución de la reserva de petróleo, aprovechando atributo de pre-apilamiento AVO en esta zona realizamos la intersección con ángulos y proyectamos el resultado de intersección de color con multi-atributos a sección de superimposición de ángulo cercano y a sección de superimposición de ángulo lejano. Los números violáceos representan las 4 zonas anormales. El resultado muestra que en el superior de la capa UI del pozo es la zona violácea ; muestra la anomalía de petróleo y se compagina con la realidad (Figura 6-3.8, Figura 6-3.9)

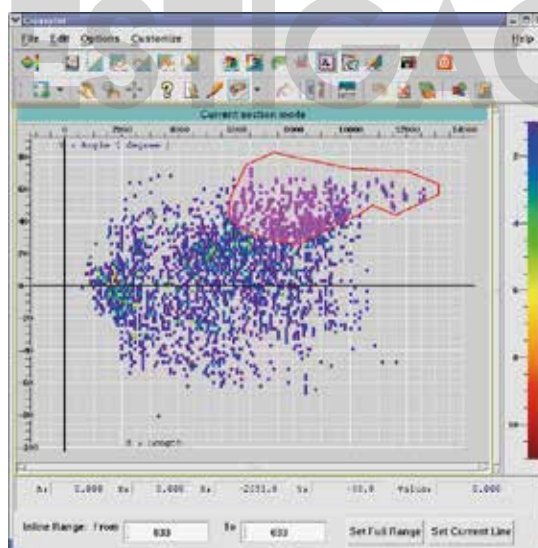


Figura6-3.8 Anomalías de crossploting de Cuyabeno-7

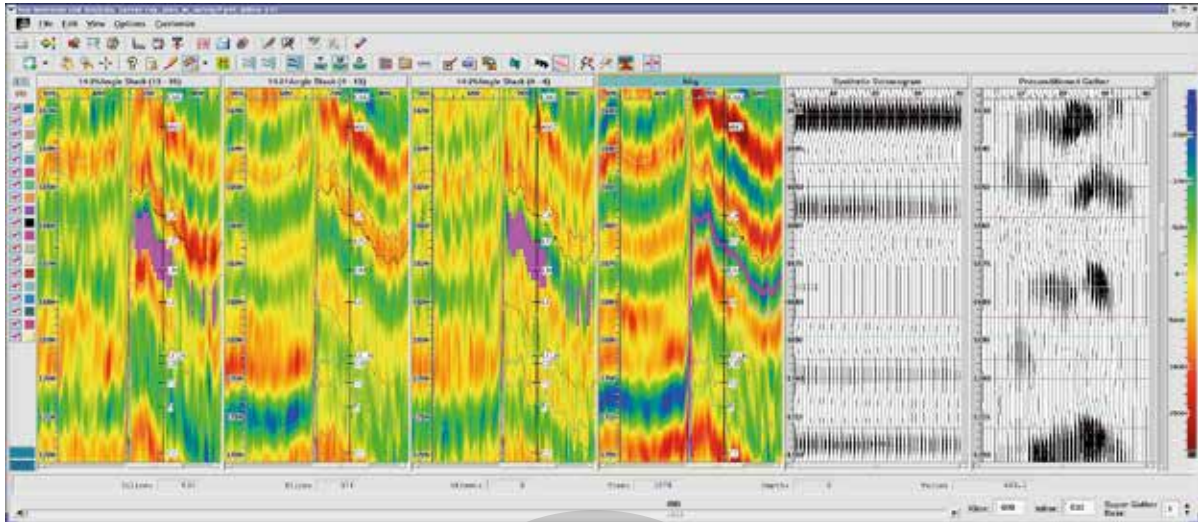


Figura6-3.9 la proyección de la anomalía de la sección

2. Detección AVO de las formaciones de interés

Al terminar el análisis del modelo de AVO adelantado y el pretratamiento de las informaciones de PCR gather sísmico, podemos obtener los cuerpos de datos de superimposición de diferentes ángulos. Y también podemos obtener cuerpos de datos de atributo AVO de diferentes tipos mediante la inversión. Con el cuerpo de datos de superimposición con ángulos podemos realizar el análisis de intersección y examinar la anomalía de AVO.

Arenisca U:

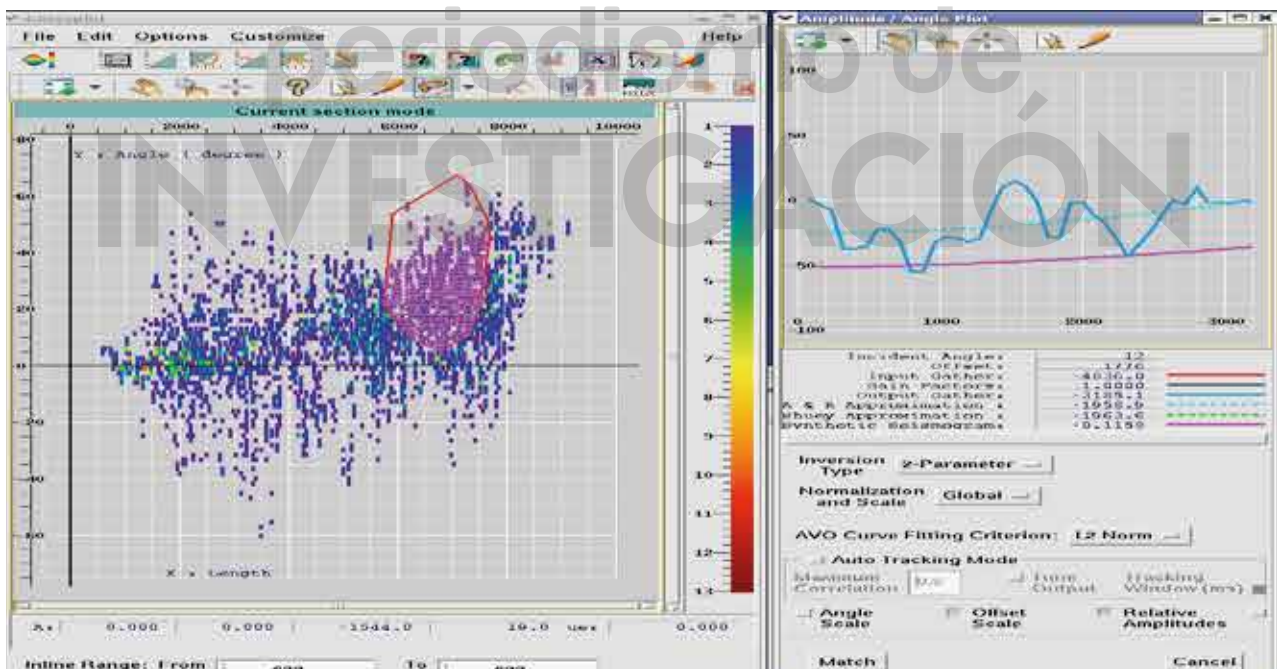


Figura6-3.10 Crossploting de angle stack del pozo Cuyabeno-7

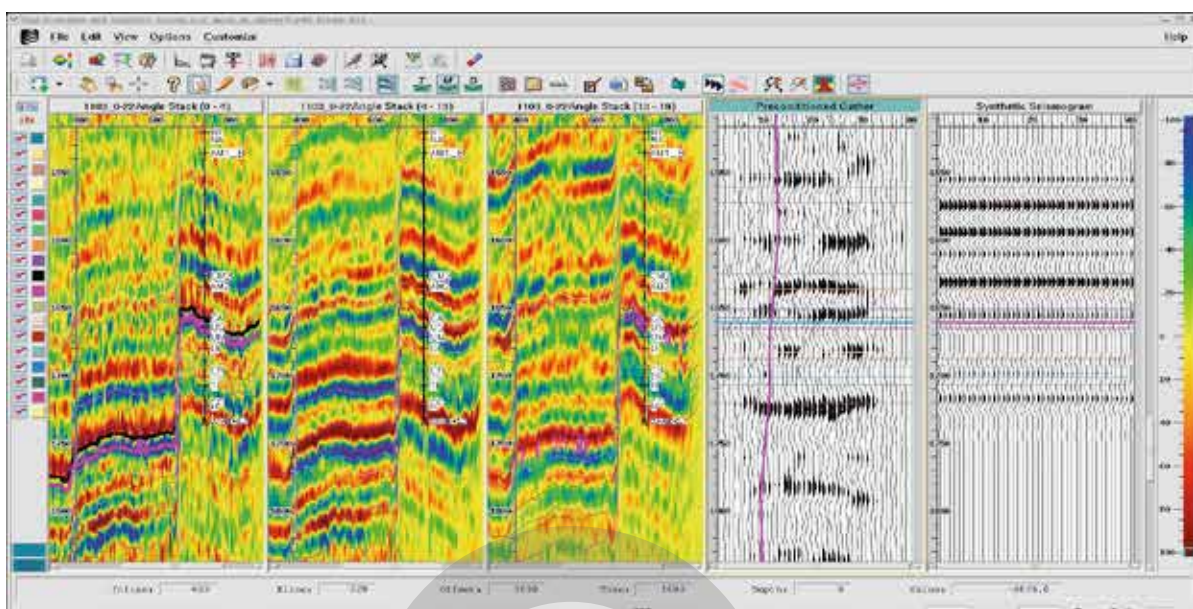


Figura6-3.11 la proyección de la anomalía de la sección

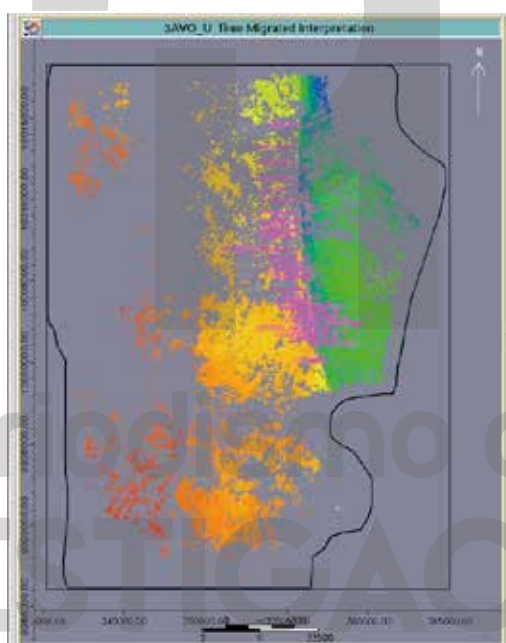


Figura 6-3.12 Map de anomalías AVO de U

La figura anterior muestra el cubo de anomalías AVO de U de cuatro tipos.

Aprovechando los datos sísmicos marcados por el registro de nestificación en diferentes ángulos podemos obtener la distribución de espacio del cuerpo de AVO detección de anomalías de la arenisca U como muestra la figura anterior. Con la influencia de la capacidad de distinguir de los datos gather, la anomalía de petróleo debe ser reflejado por el cambio de energía de desplazamiento (offset) del ancho de fase, y nuestra división de capas es más detallada. La capa U sólo ocupa el espacio de reflexión de una artesa entera. Por eso cuando se

extrae la anomalía puede que la anomalía de petróleo de la capa US se refleje en la capa UM, para reflejar exactamente la situación de petróleo en la capa U, mostramos juntos las anomalías de petróleo de las capas US UM y UI.

Con el análisis anterior podemos saber que en total son cuatro tipos de anomalía de AVO en la arenisca U. la anomalía de AVO con la que hacen prueba y análisis mutuos de cuerpos de apilamiento de datos de ángulos cercano y lejano se muestra en la figura anterior. En el oeste hay algunas anomalías acusadas de petróleo que están principalmente en la trampa B que está en el oeste del pozo CUYABENO-RW1 situado en el centro y en la trampa A que está en el centro y sur del campo. Además en las trampas D y G que están en el oeste del campo también hay características sueltas de contener petróleo de AVO.

Arenisca T:

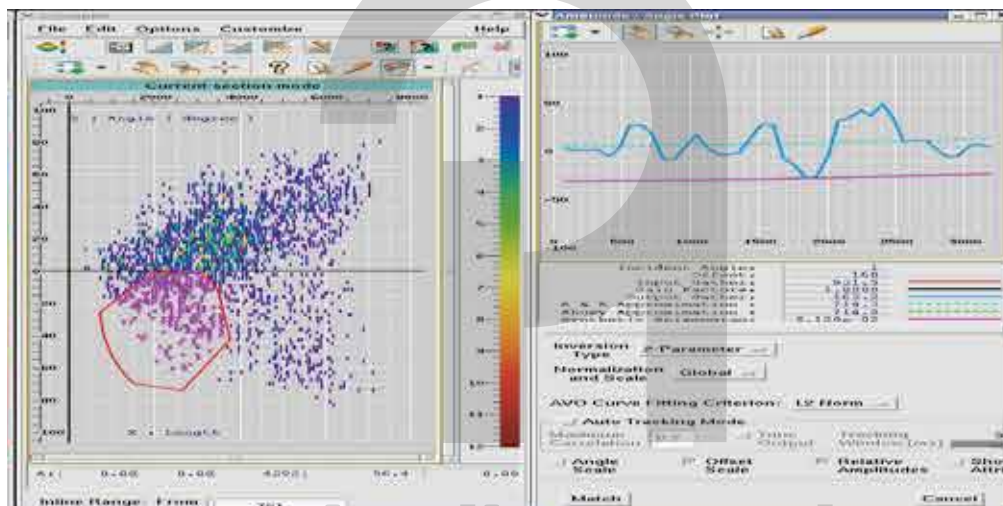


Figura 6-3.13 Crossplotting de angle stack del pozo Cuyabeno-7

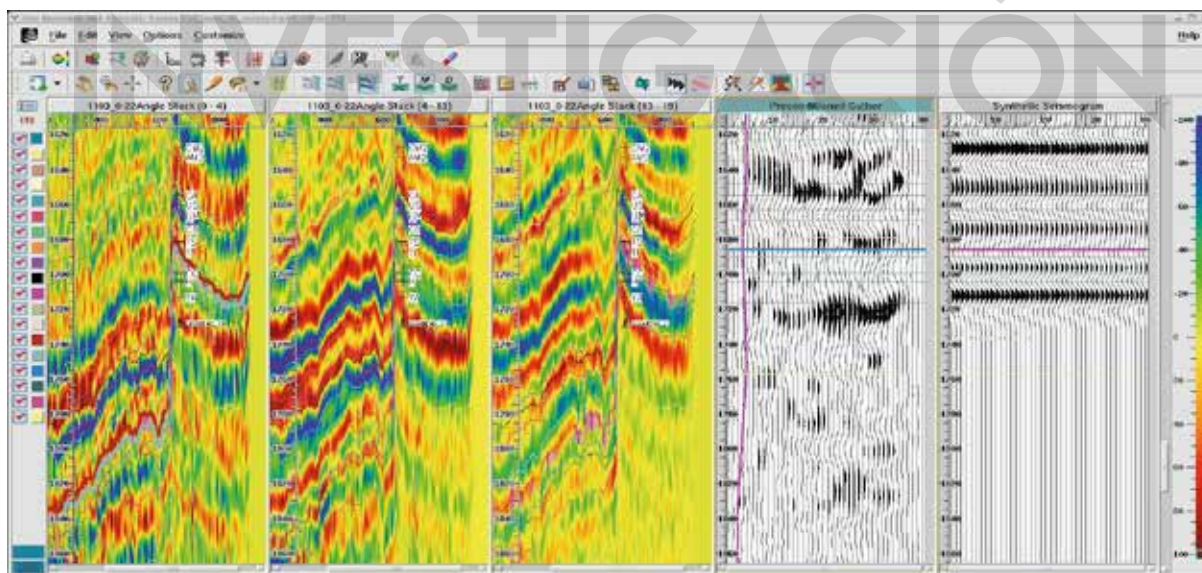


Figura 6-3.14 Detección de anomalías AVO

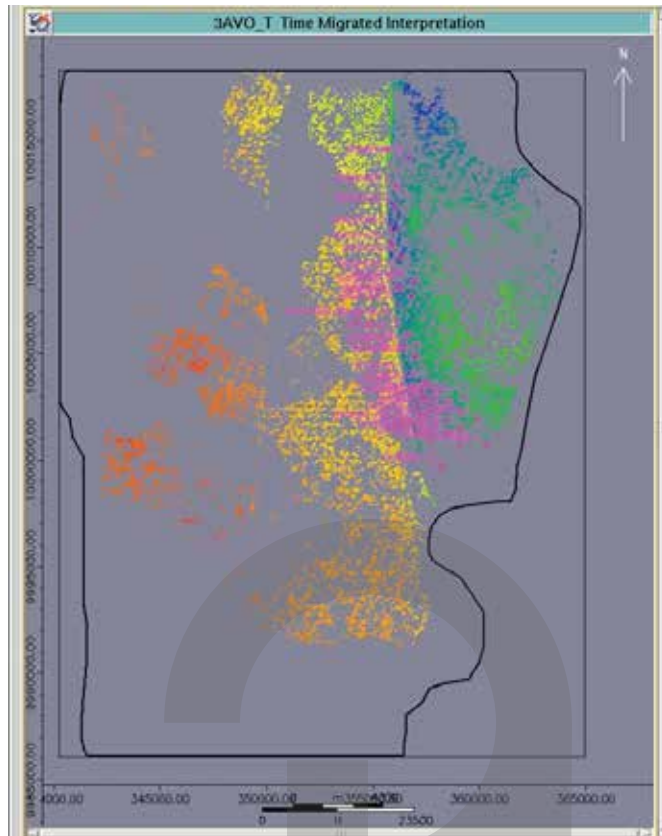


Figura 6-3.15 Map de anomalías AVO deT

Con la figura anterior, existen cuatro tipos de anomalía de AVO en la capa de arenisca T. La figura 6-4.14 es la revelación del perfil del examen de anomalía de AVO. La figura 6-3.15 es la distribución de espacio del examen de anomalía de AVO. Podemos observar en la figura que la estructura Cuyabeno-Sansahuari es una zona acusada de petróleo. Además en el oeste del campo también hay unas piezas de anomalías acusadas de petróleo de AVO. Se distribuyen principalmente en la trampa B que está en el oeste del pozo CUYABENO-RW1 situado en el centro del campo y la trampa A que está en el sur del campo, la trampa E que está en el centro y norte del campo, la trampa D que está en el oeste del campo y la trampa F que está en el norte del campo.

Arenisca M1:

Podemos observar en la figura 6-3.1, la anomalía de petróleo de AVO son en total cuatro tipos en la capa de arenisca AM1. El análisis de intersección de los cuerpos de datos de pilamiento de ángulo cercano y de pilamiento de ángulo lejano se muestra en la siguiente figura.

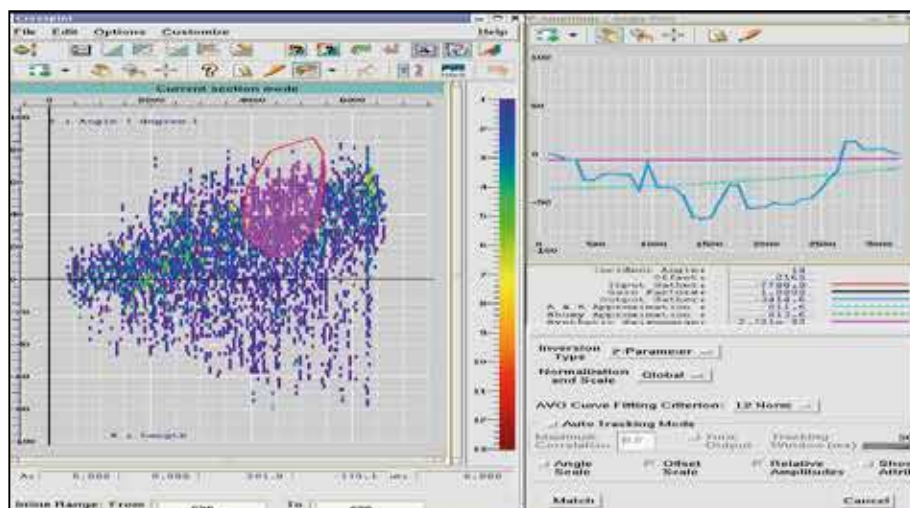


Figura6-3.16 Crossploting de angle stack del pozo Cuyabeno-RW1

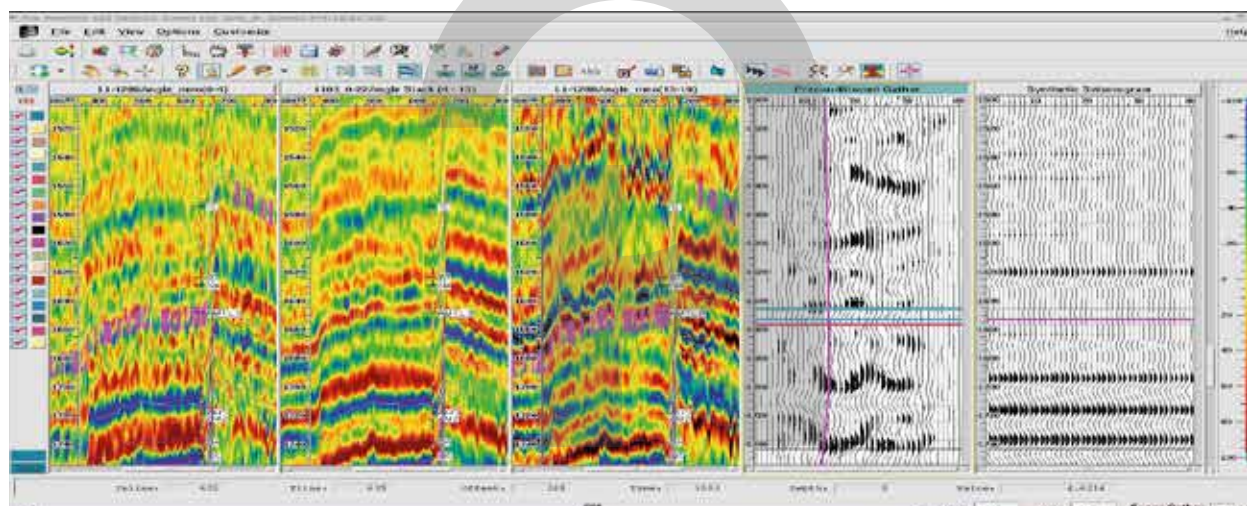


Figura6-3.17 Detección de anomalías AVO

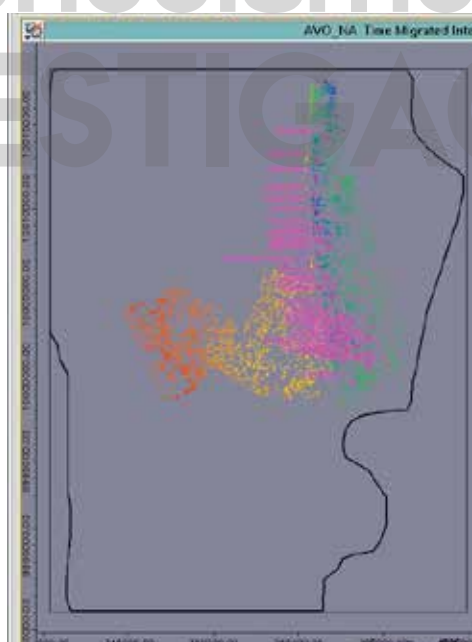


Figura 6-3.18 Map de anomalías AVO de AM1

La figura 6-4.17 es la revelación del perfil del examen de anomalía de AVO. La figura 6-3.15 es la distribución de espacio del examen de anomalía de AVO. Podemos observar en la figura que la zona central del campo es la zona principal en que se distribuye la anomalía de petróleo de AVO, se distribuyen principalmente en la trampa B que está en el oeste del pozo CUYABENO-RW1 situado en el centro del campo y en la trampa D que está en el oeste del campo. Se estima que la anomalía de petróleo que surge en la estructura Cuyabeno-Sansahuari es la influencia del atraso de la capa de petróleo BT.

Arenisca Basal Tena:

Podemos observar en la figura 6-3.19, la anomalía de petróleo de AVO son en total cuatro tipos en la capa de arenisca BT. El análisis de intersección de los cuerpo de datos de pilamiento de ángulo cercano y de pilamiento de ángulo lejano se muestra en la siguiente figura.

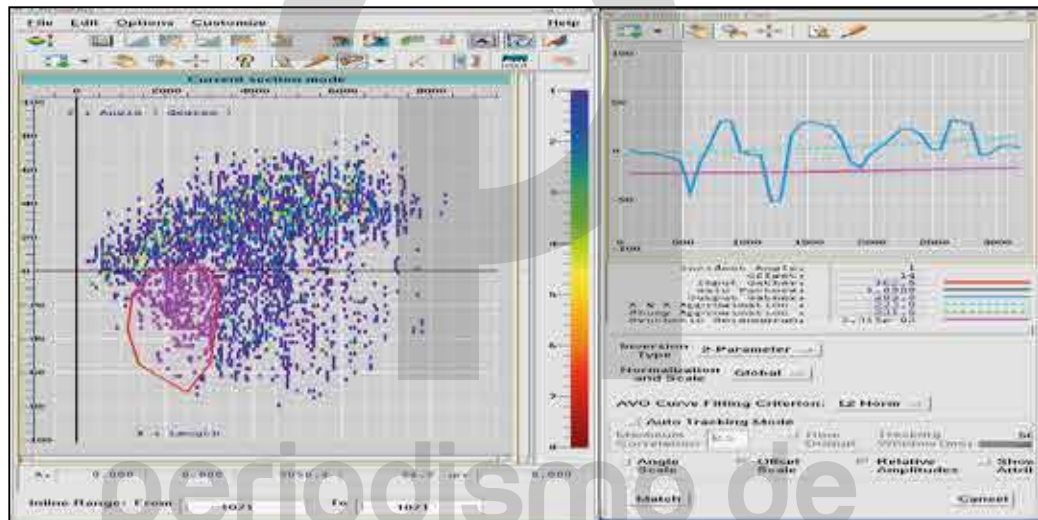


Figura6-3.19 Detección de anomalías AVO

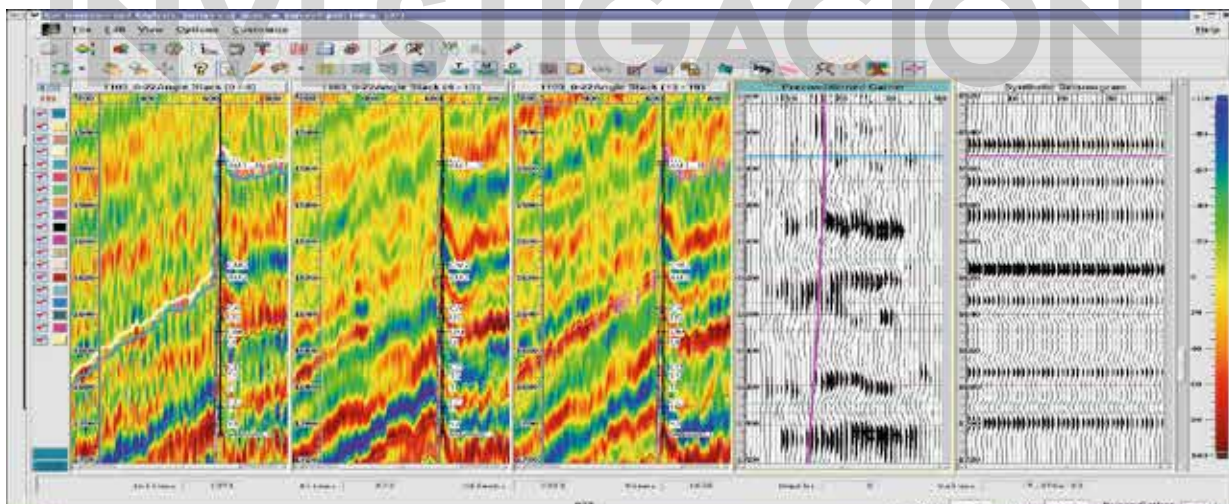


Figura6-3.20 Detección de anomalías AVO

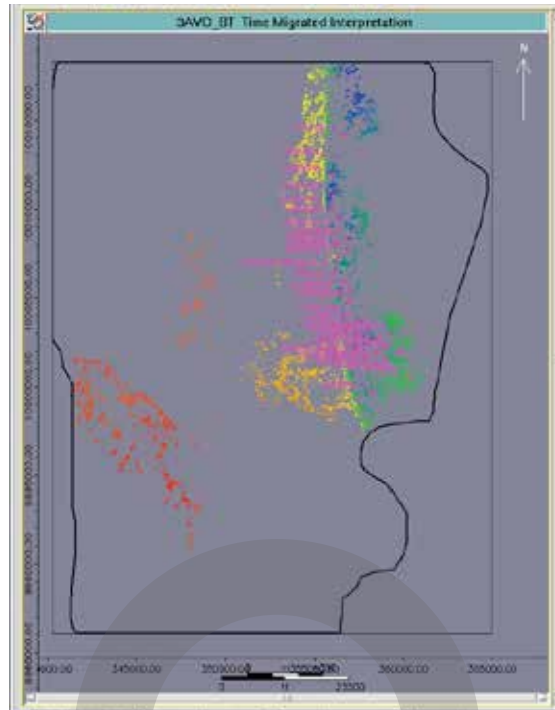


Figura 6-3.21 Map de anomalías AVO deBT

La figura 6-3.20 es la revelación del perfil del examen de anomalía de AVO. La figura 6-3.21 es la distribución de espacio del examen de anomalía de AVO. Podemos observar en la figura que la conectividad de las características de petróleo de AVO de esta capa es mala, el centro del campo es la zona principal de la anomalía de petróleo de AVO. Y se distribuyen principalmente en la estructura Cuyabeno-Sansahuari y la trampa B que está en el oeste del pozo CUYABENO-RW1 situado en el centro. En el oeste del campo hay otras respuestas sueltas de petróleo de AVO.

Descripción general de procesamiento y análisis de AVO

1, Con el análisis de convergencia obtenemos las características de la respuesta del registro de pozos de petróleo y agua de unas capas principales destinadas. En base del anterior obtenemos diferentes tipos de respuestas de petróleo y de agua de AVO de diferentes capas destinadas.

2, las capas arenosas de petróleo de esta zona son principalmente del quinto tipo de anomalía de AVO, las capas arenosas de agua son del tercer tipo de anomalía de AVO.

A través de la inspección de anomalía de AVO, obtenemos la distribución de espacio de la anomalía de AVO de unas capas principales destinadas.

4, La curva teórica de AVO describe la relación entre los parámetros litológicos y físicos de lo superior y inferior de la interfase y el índice de reflexión. Pero la amplitud real de reflexión han sido afectados no sólo por los parámetros litológicos y físicos sino también por el efecto de interferencia de capa delgada.

6.4 Inversión Sísmica

1. Inversión sísmica

Primeramente se extendió el espectro de la migración al máximo permisible mediante una deconvolución de fase cero.

Con el dato en estas condiciones se efectúa la calibración y amarre con los sismogramas, en esta instancia se interpola la rotación de fase, si la hubiere, a todo el volumen y se extrae la información de espectro y ondícula para el diseño del operador de inversión.

Luego se procedió a la construcción del "background model" de Velocidad de Ondas P, para lo cual se usó la interpretación estructural, además de todos los pozos calibrados.

Los registros de densidad resultaron en general cortos, por lo que se utilizó la ley de Gardner estimada en aquellos pozos que tenían su información de registros más completa.

Se trata de crear una serie de microcapas que acompañen las formas de la interpretación, a cada microcapa se le asigna un valor de impedancia acústica en todos los puntos donde interseca a los pozos, para luego por medio de una interpolación Krigging 3D se lo extiende a todo el volumen, generando un cubo de Velocidad de Ondas P. La figura 49 intenta aclarar esta situación mostrando las 4 variantes para la construcción de las microcapas. Las variantes son horizontal, paralela a los topes, paralela a las bases y simétricas.

Este cubo de Velocidad de Ondas P o "background model", provee las componentes de alta y baja frecuencia por debajo de 10Hz y por arriba de 80Hz, que la señal de entrada no posee hace las veces de aproximación inicial e impone "constraints" o restricciones al proceso de inversión final del cubo.

Luego se procedió a la inversión propiamente dicha por medio del software "VANGUARD" para obtener los valores de impedancia acústica para todo el volumen. El algoritmo usado es del tipo "Sparse Soike" con control rígido. Como modelo inicial de cada traza se usó la combinación 80% del background model y 20% de la traza anterior.

Después de obtener el cuerpo de datos de la impedancia de ondas P y de la impedancia de ondas S, a través de fórmula de computación podemos obtener la relación Poisson el cuerpo de datos de $\Lambda \cdot \rho$ y $\mu \cdot \rho$.

2. Filtro de atributos

Después de obtener el cubo de impedancia de ondas P y S, se realiza una sección de inversión del pozo Cuyabeno-7 (Figura 6-4.1).

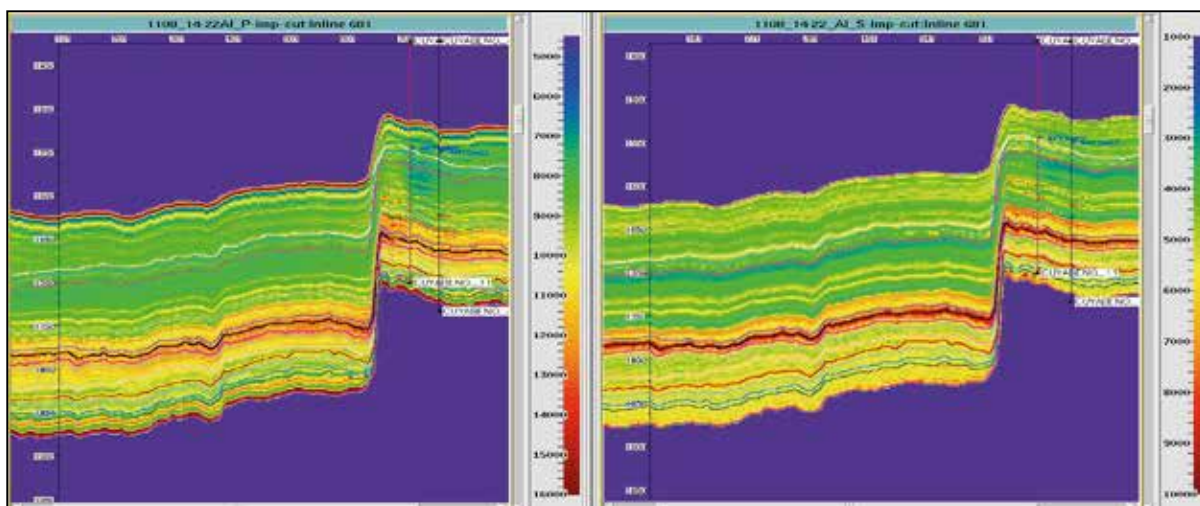


Figura 6-4.1 Sección de impedancia de ondas P y S

De acuerdo con las secciones de impedancia de ondas P, las calizas muestran la impedancia alta, mientras que Basal Tena, Arenisca M1, Arenisca M2, U Superior, U Media, U Inferior, T Superior, T Inferior y Hollín presentan la impedancia baja.

Utilizando como límites el tope de la Basal Tena y el tope de la formación Napo, podemos observar en el mapa de impedancia de ondas P de Basal Tena (Figura 6-4.2) que hay una zona de impedancia alta en dirección norte-oeste que cruza el centro del área y que las impedancias del sector suroeste, el noreste y el sureste son relativamente bajas.

Utilizando como límites el tope de la formación Napo y la Base de Arenisca M1, podemos observar en el mapa de impedancia de ondas P de Arenisca M1 (Figura 6-4.3) que hay una zona de impedancia alta en dirección norte-oeste que cruza el centro del área y que las impedancias del sector suroeste, el noreste y el sureste son relativamente bajas.

Utilizando como límites el tope de Arenisca M2 y el tope de la Caliza A, podemos observar en el mapa de impedancia de ondas P de Arenisca M2 (Figura 6-4.4) que la zona de impedancia alta se encuentra en el sector noroeste del área, las zonas de impedancia mediana y alta se encuentran en medio oriente y suroeste del área y las otras áreas son de impedancia mediana y baja.

Utilizando como límites el tope de U Superior y el tope de U Media, podemos observar en el mapa de impedancia de ondas P de U Superior (Figura 6-4.5) que las zonas de impedancia alta se encuentran en el sector sur y este del área y la zona de impedancia baja se encuentra en el sector noroeste.

Utilizando como límites el tope de U Media y el tope de U Inferior, podemos observar en el mapa de impedancia de ondas P de U Media (Figura 6-4.6) que las zonas de impedancia alta se encuentran en el sector este, norte y el sur del área. Las impedancias de los sectores central y suroeste son bajas.

Utilizando como límites el tope de U Inferior y el tope de la Caliza B, podemos observar en el mapa de impedancia de ondas P de U Inferior (Figura6-4.7) que, las zonas de impedancia alta se encuentra en el sector este del área. Las impedancias del sector oeste es mediana y alta, mientras que las del centro del área es mediana y baja.

Utilizando como límites el tope de T Superior y el tope de T Inferior, podemos observar en el mapa de impedancia de ondas P de T Superior (Figura6-4.8) que estas areniscas se encuentran en la zona de impedancia baja y que la impedancia se baja en el sector suroeste del área.

Utilizando como límites el tope de T Inferior y el tope de la Caliza C, podemos observar en el mapa de impedancia de ondas P de T Inferior (Figura6-4.9) que las zonas de impedancia alta se encuentran en la parte norte del centro del área. Las impedancias del sector central y sur son mediana y baja. En el sector sureste del área también se distribuyen las impedancias altas.

Utilizando como límites el tope de Hollín y el tope de Basamento, podemos observar en el mapa de impedancia de ondas P de Hollín (Figura6-4.10), en el sector sur la impedancia es mediana y baja y el sector norte de impedancias altas esparcidas.

De acuerdo con los datos actuales, sólo con la impedancia de ondas P no se consigue distinguir la litología y el fluido.

Además se pueden extraer otros atributos de los datos como la relación Poisson, de $\Lambda \cdot \rho$ y $\mu \cdot \rho$. Cuando observamos el plano de la relación Poisson y atributos de $\Lambda \cdot \rho$ de la capa US (Figura 6-4.11) no hay una relación proporcional estadística muy acusada entre estos atributos y las situaciones de petróleo de los pozos .

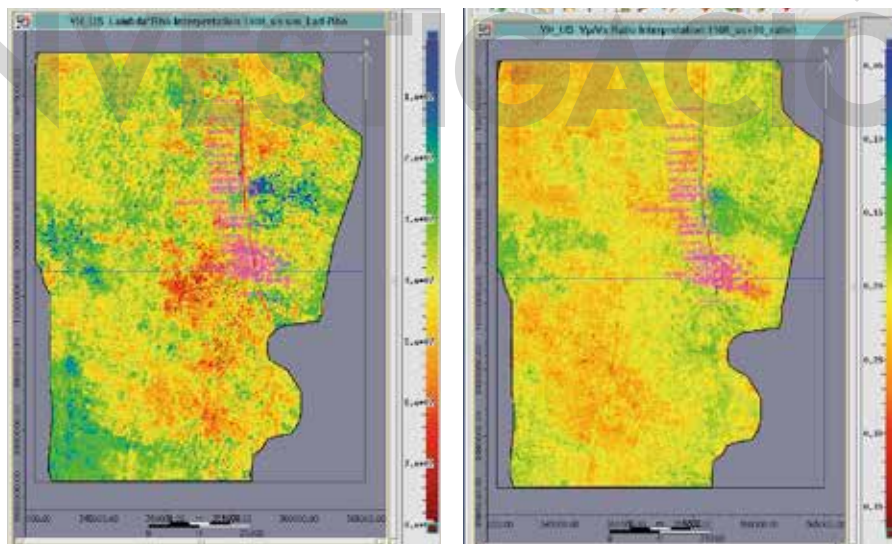


Figura 6-4-11 plano de atributos de $\Lambda \cdot \rho$ y de la relación Poisson en la capa US

6.5 Conclusiones y recomendaciones

Con la teoría y la práctica podemos observar que la magnitud de distancia de desplazamiento es un factor determinante que influye directamente en las características de AVO. Si la distancia de desplazamiento es pequeña, el hecho de que en CDP no se pueda ver la diferencia eficaz de las características de AVO perjudica radicalmente las características de AVO, y las características de AVO están estrechamente vinculadas con la existencia de petróleo y de gas. En el proyecto sísmico de 3D de Cuyabeno-Sansahuari la máxima distancia de desplazamiento es relativamente pequeña—20 metros a 3200 metros. Estos parámetros pueden cubrir las demandas del procesamiento y de la interpretación de los datos sísmicos. Pero afecta la precisión del procesamiento especial de AVO.

De acuerdo con el resultado proyectado, el pronóstico de petróleo de las capas de arenisca BT、AM1、U y T se compagina con el resultado de la perforación real. La calidad del gather Pre-stack y de registros de pozos juega un papel decisivo. A través de la inversión de AVO se descubren unas zonas con características de petróleo de AVO en el oeste del campo.

periodismo de,
INVESTIGACIÓN

Capítulo 7 Conclusiones y Recomendaciones

1. Como resultado de la interpretación con la información sísmica registrada por SINOPEC y procesada por Geotech, podemos afirmar que la misma puede ser calificada como de buena calidad, información que nos ha permitido realizar un buen trabajo de interpretación.

2. Del análisis de los mapas de adelgazamiento interpretados entre los diferentes reservorios y la Formación Tiyuyacu en el área Cuyabeno-Sansahuari, se puede observar muy claramente que existe adelgazamiento entre los diferentes horizontes (ms.), decreciendo el adelgazamiento, desde la arenisca Hollin hasta la arenisca Basal Tena(ms.), fenómeno muy normal en la cuenca oriental, debido al efecto de pleneplanización, concluyendo con estos resultados, la estructura Cuyabeno-Sansahuari es una estructura antigua en su formación, lo que se confirma con el hecho de ser una estructura productora de petróleo, del mismo modo luego del análisis de los mapas de adelgazamiento interpretados entre los diferentes reservorios y la Formación Tiyuyacu en el área Singue, se puede observar muy claramente que existe adelgazamiento entre los diferentes horizontes(ms.),decreciendo el adelgazamiento, desde la arenisca Hollin hasta la arenisca Basal Tena(ms.), fenómeno muy normal en la cuenca oriental, debido al efecto de pleneplanización de la misma, concluyendo con estos resultados, la estructura Singue es una estructura antigua formada antes de la migración de petróleo, lo que se confirma por el hecho de ser una estructura productora de petróleo.

3. Luego del análisis de los mapas estructurales y comparándolos con las interpretaciones anteriores, esto puede ser debido a la mayor cobertura de información sísmica existente en el área, lo que nos permite tener mayor confidencialidad; En lo concerniente a la área estructural podemos ver un incremento áreal promedio de 1000 acres, lo que nos permitirá incrementar las reservas de manera sustancial.

4. En lo concerniente al cierre estructural en el sector este, se puede observar que en ninguno de los mapas estructurales a los diferentes niveles se cierra la estructura, lo que nos induce a pensar que la estructura es mucho más grande de lo que se tiene mapeado es decir, la estructura se prolongaría hacia el norte.

5. La conclusión de los estudios especiales de AVO es lo siguiente:

5.1 Las areniscas de petróleo de esta zona cuentan con el cuarto tipo de características de AVO, las areniscas de agua cuentan con el tercer tipo de respuestas de AVO,

5.2 De acuerdo con el resultado proyectado,el pronóstico de petróleo de las capas de arenisca BT、AM1、U y T se compagina con el resultado de la perforación real y se descubren unas zonas con características de petróleo de AVO en el oeste del campo.

6. Sugerencias sobre las ubicaciones de perforación

De acuerdo con la evaluación comprensiva de este campo. Se ofrecen 57 ubicaciones de pozo en total en las cuales 6 son pozos exploratorios. 2 son de avance. 49 son de desarrollo.

6.1 Sugerencias sobre los pozos exploratorios

Con la determinación de la estructura de este campo se ofrecen 6 pozos exploratorios en el centro y en el oeste del campo, que son los siguientes:

pozo 1 Ubicación del pozo 352747.41 9993038

Este pozo está localizado en el sur del campo. Se perfora la trampa A, hay trampas en las capas AM2, US, UM, UI, TS, TI y H. Esta trampa emplea los dos puntos altos estructurales en el este y oeste. En el oeste presenta un anticlinal, en el este presenta la forma de una nariz rota tapada por una falla inversa casi sur-norte. Y el diseñamos este pozo para perforar el anticlinal del oeste.

En el plano estructural de la superficie del tope AM2 el conjunto es un anticlinal cerrado con una falla. La profundidad del punto alto es -7210ft. La profundidad de cierre es -7250ft. El valor de la distancia entre la profundidad del punto alto y la profundidad de cierre es 40ft. La extensión de la trampa es 3218.72 Acres.

En el plano estructural de la superficie del tope US el conjunto es la forma de un anticlinal cerrado con una falla. La profundidad del punto alto es -7330 ft. La profundidad de cierre es -7390ft. El valor de la distancia entre la profundidad del punto alto y la profundidad de cierre es 60ft. La extensión de la trampa es 3295.34 Acres.

En el plano estructural de la superficie del tope UM la estructura A se divide en dos partes: el anticlinal A y la nariz rota A2. La estructura de anticlinal A1 donde se encuentra el pozo propuesto, La profundidad del punto alto es -7420ft. La profundidad de cierre es -7440ft. El valor de la distancia entre la profundidad del punto alto y la profundidad de cierre es 20ft. La extensión de la trampa es 1804.16 Acres, reserva prevista es

En el plano estructural de la superficie del tope UI el conjunto es la forma de un anticlinal cerrado con una falla. La profundidad del punto alto es -7420ft. La profundidad de cierre es -7480ft. El valor de la distancia entre la profundidad del punto alto y la profundidad de cierre es 60ft. La extensión de la trampa es 3200.52 Acres.

En el plano estructural de la superficie del tope TS la estructura A se divide en tres

partes: el anticlinal A1, anticlinal A3 y la nariz rota A2. La estructura de anticlinal A1 donde se encuentra el pozo propuesto, La profundidad del punto alto es -7640ft. La profundidad de cierre es -7650ft. El valor de la distancia entre la profundidad del punto alto y la profundidad de cierre es 10ft. La extensión de la trampa es 552.24 Acres, reserva prevista es

En el plano estructural de la capa TI y capa H, la trampa de antiinclinal donde se encuentra el pozo propuesto ya está atrofiándose. El vuelo estructural es menos que 10ft. La estructura consiste principalmente en la nariz rota en el oeste

De acuerdo con el resultado estimado del petróleo contenido de AVO en la capa U, en esta estructura hay una acusada respuesta de petróleo, se estima que esta estructura tiene mucha probabilidad de contener petróleo. Al terminar la exploración con éxito se puede apreciar y explorar la estructura de la nariz rota en el oeste para ampliar la extensión del reservorio.

pozo2 Ubicación del pozo 353154.31 10002215

Este pozo está localizado en el oeste del pozo que está en el centro del campo, se perfora la trampa B, presenta principalmente un anticlinal. Hay trampas en las capas AM2、US、UM、UI、TS、TI y H.

En el plano estructural de la superficie del tope AM2 el conjunto es la forma de un anticlinal. La profundidad del punto alto es -7240ft. La profundidad de cierre es -7260ft. El valor de la distancia entre la profundidad del punto alto y la profundidad de cierre 20ft. La extensión de la trampa es 1208.19 Acres.

En el plano estructural de la superficie del tope US el conjunto es la forma de un anticlinal. La profundidad del punto alto es -7280ft. La profundidad de cierre es -7300ft. El valor de la distancia entre la profundidad del punto alto y la profundidad de cierre es 20ft. La extensión de la trampa es 1334 Acres, reserva prevista es

En el plano estructural de la superficie del tope UM el conjunto es la forma de un anticlinal. La profundidad del punto alto es -7350ft. La profundidad de cierre es -7370ft. El valor de la distancia entre la profundidad del punto alto y la profundidad de cierre es 20ft. La extensión de la trampa es 2257.45 Acres.

En el plano estructural de la superficie del tope UI el conjunto es la forma de un anticlinal estrecho con una dirección axial norte-oeste. La profundidad del punto alto es -7390ft. La profundidad de cierre es -7400ft. El valor de la distancia entre la profundidad del punto alto y la

profundidad de cierre es 10ft.La extensión de la trampa es 744.31Acres.

En el plano estructural de la superficie del tope TS el conjunto es la forma de un anticlinal estrecho con una dirección axial norte-oeste.La profundidad del punto alto es-7500ft ft.La profundidad de cierre es-7520ft.El valor de la distancia entre la profundidad del punto alto y la profundidad de cierre es 20ft.La extensión de la trampa es 1128.57Acres.

En el plano estructural de la superficie del tope TI la estructura B se divide en dos partes:el anticlinal B1 y el anticlinal B2 .La estructura de anticlinal B1 donde se encuentra el pozo propuesto, La profundidad del punto alto es-7550ft.La profundidad de cierre es-7560ft.El valor de la distancia entre la profundidad del punto alto y la profundidad de cierre es 10ft.La extensión de la trampa es 306.92Acres.

En el plano estructural de la capa H la estructura es un anticlinal.La profundidad del punto alto es-7660ft.La profundidad de cierre es-7690ft.El valor de la distancia entre la profundidad del punto alto y la profundidad de cierre es 30ft.La extensión de la trampa es 2419.12Acres.

El pozo CUYABENO-RW1 que está en el este de la trampa ya encuentra capas de petróleo en las capas arenosas AM1 y US.La estructura B siempre se encuentra en la parte superior del pozo CUYABENO-RW1 en las capas U,T,H. De acuerdo con el resultado estimado del petróleo contenido de AVO en la capa AM1、 U y T,en esta estructura hay una acusada respuesta de petróleo,se estima que esta estructura tiene mucha probablilidad de contener petróleo.

pozo3 Ubicación del pozo 348297.41 10003388

Este pozo está localizado en el centro y oeste del campo,se perfora la trampa D,el conjunto presenta anticlinal o nariz rota. Las capas destinadas que se pueden explorar al mismo tiempo son muchas.Hay trampas en las capas BT、 NA、 AM2、 US、 UM、 UI、 TS、 TI y H.

En el plano estructural de la superficie del tope BT el conjunto presenta la forma de una nariz rota formada por la tapada de la falla inversa F2 en el este. La profundidad del punto alto es-6840ft.La profundidad de cierre es-6870ft.El valor de la distancia entre la profundidad del punto alto y la profundidad de cierre es 30ft.La extensión de la trampa es 2035.8Acres.

En el plano estructural de la superficie del tope NA (AM1) el conjunto presenta la forma de una nariz rota formada por la tapada de la falla inversa F2 en el este. La profundidad del punto

alto es-6880ft.La profundidad de cierre es-6900ft.El valor de la distancia entre la profundidad del punto alto y la profundidad de cierre es 20ft.La extensión de la trampa es 1637.63Acres, reserva prevista es

En el plano estructural de la superficie del tope AM2 el conjunto presenta la forma de un anticlinal.La profundidad del punto alto es-7300ft.La profundidad de cierre es-7310ft.El valor de la distancia entre la profundidad del punto alto y la profundidad de cierre es 10ft.La extensión de la trampa es 584.98Acres.

En el plano estructural de la superficie del tope US el conjunto presenta la forma de un anticlinal.La profundidad del punto alto es-7410ft.La profundidad de cierre es-7440ft.El valor de la distancia entre la profundidad del punto alto y la profundidad de cierre es 30ft.La extensión de la trampa es 1808.14Acres.

En el plano estructural de la superficie del tope UM el conjunto presenta la forma de un anticlinal.La profundidad del punto alto es-7460ft.La profundidad de cierre es-7490ft .El valor de la distancia entre la profundidad del punto alto y la profundidad de cierre es 30ft.La extensión de la trampa es 1636.7Acres.

En el plano estructural de la superficie del tope UI el conjunto presenta la forma de un anticlinal.La profundidad del punto alto es-7490ft.La profundidad de cierre es-7520ft .El valor de la distancia entre la profundidad del punto alto y la profundidad de cierre es 30ft.La extensión de la trampa es 1387.85Acres, reserva prevista es

En el plano estructural de la superficie del topeTS la estructura D se divide en dos partes: anticlinal D1 y nariz rota D2 en la estructura D1 donde se encuentra el pozo propuesto la profundidad del punto alto es-7680ft.La profundidad de cierre es-7700ft .El valor de la distancia entre la profundidad del punto alto y la profundidad de cierre es 20ft.La extensión de la trampa es 563.73Acres.

En el plano estructural de la superficie del tope TI la estructura D se divide en dos partes: anticlinal D1 y nariz rota D2 en la estructura D1 donde se encuentra el pozo propuesto La profundidad del punto alto es-7730ft.La profundidad de cierre es-7740ft .El valor de la distancia entre la profundidad del punto alto y la profundidad de cierre es 10ft.La extensión de la trampa es 347.81Acres.

En el plano estructural de la capa H la estructura D se divide en dos partes: anticlinal D1 y

nariz rota D2 en la estructura D1 donde se encuentra el pozo propuesto La profundidad del punto alto es-7830ft.La profundidad de cierre es-7840ft .El valor de la distancia entre la profundidad del punto alto y la profundidad de cierre es 10ft.La extensión de la trampa es 269.36Acres.

De acuerdo con el resultado estimado del petróleo contenido de AVO en las capas AM1,Uy T.En esta estructura hay una respuesta relativamente acusada de petróleo,se estima que esta estructura tiene mucha probablilidad de contener petróleo.Y las estructuras cercanas H、K、L、M cuentan con unas condiciones similares de conservación con la estructura D,una vez que termine la exploración con éxito se puede seguir apreciando y explorando y formar una nueva zona productiva.

pozo4 Ubicación del pozo 354222.41 10010588

Este pozo está en el norte del pozo SANSAHUARI-RO1 perforamos la trampa E ,el conjunto presenta anticlinal o anticlinal cerrado con una falla. Las capas destinadas que se pueden explorar al mismo tiempo son muchas.Hay trampas en las capas BT、NA、AM2、US、UM、UI、TS、TI y H.

En el plano estructural de la superficie del tope BT el conjunto es la forma de un anticlinal cerrado con una falla.La profundidad del punto alto es -6650ft.La profundidad de cierre es -6680ft.El valor de la distancia entre la profundidad del punto alto y la profundidad de cierre 30ft.La extensión de la trampa es 821.93Acres.

En el plano estructural de la superficie del tope NA（AM1） el conjunto es la forma de un anticlinal.La profundidad del punto alto es-6690ft.La profundidad de cierre es -6710ft.El valor de la distancia entre la profundidad del punto alto y la profundidad de cierre 20ft.La extensión de la trampa es 507.65Acres.

En el plano estructural de la superficie del tope AM2 el conjunto es la forma de un anticlinal.La profundidad del punto alto es-7090ft.La profundidad de cierre es-7100ft.El valor de la distancia entre la profundidad del punto alto y la profundidad de cierre 10ft.La extensión de la trampa es 459.21Acres.

En el plano estructural de la superficie del tope US el conjunto es la forma de un anticlinal.La profundidad del punto alto es-7220ft.La profundidad de cierre es-7240ft.El valor de la distancia entre la profundidad del punto alto y la profundidad de cierre 20ft.La extensión de la

trampa es 380.1Acre.

En el plano estructural de la superficie del tope UM el conjunto presenta la forma de un anticlinal, La profundidad del punto alto es-7270ft.La profundidad de cierre es-7310ft.El valor de la distancia entre la profundidad del punto alto y la profundidad de cierre 40ft.La extensión de la trampa es 1481.11Acre.

En el plano estructural de la superficie del tope UI el conjunto presenta la forma de un anticlinal, La profundidad del punto alto es-7290ft.La profundidad de cierre es-7340ft.El valor de la distancia entre la profundidad del punto alto y la profundidad de cierre 50ft.La extensión de la trampa es 1515.32Acre, reserva prevista es

En el plano estructural de la superficie del tope TS el conjunto presenta la forma de un anticlinal, La profundidad del punto alto es-7430ft.La profundidad de cierre es-7450ft.El valor de la distancia entre la profundidad del punto alto y la profundidad de cierre 20ft.La extensión de la trampa es 521.13Acre.

En el plano estructural de la superficie del tope TI el conjunto presenta la forma de un anticlinal, La profundidad del punto alto es-7510ft.La profundidad de cierre es-7530ft.El valor de la distancia entre la profundidad del punto alto y la profundidad de cierre 20ft.La extensión de la trampa es 681.36Acre.

En el plano estructural de la superficie de la capa H el conjunto presenta la forma de un anticlinal, La profundidad del punto alto es -7630ft.La profundidad de cierre es -7640ft.El valor de la distancia entre la profundidad del punto alto y la profundidad de cierre 10ft.La extensión de la trampa es 278.86Acre.

De acuerdo con el resultado estimado de petróleo de AVO en las capas BT,U y T.En esta estructura hay una respuesta suelta de petróleo,se estima que hay posibilidad de que esta estructura contenga petróleo.

pozo5 Ubicación del pozo 345272.41 9992188

Este pozo está localizado en el suroeste del campo,se perfora la trampa G,el conjunto presenta anticlinal . Las capas destinadas principalmente son US、UM y UI.

En el plano estructural de la superficie del tope US el conjunto presenta la forma de un anticlinal, La profundidad del punto alto es-7540ft.La profundidad de cierre es-7550ft.El valor de la distancia entre la profundidad del punto alto y la profundidad de cierre 10ft.La extensión

de la trampa es 1041.24Acre.

En el plano estructural de la superficie del tope UM el conjunto presenta la forma de un anticlinal, La profundidad del punto alto es-7560ft.La profundidad de cierre es-7580ft.El valor de la distancia entre la profundidad del punto alto y la profundidad de cierre 20ft.La extensión de la trampa es 1508.97Acre.

En el plano estructural de la superficie del tope UI el conjunto presenta la forma de un anticlinal, La profundidad del punto alto es-7580ft.La profundidad de cierre es-7590ft.El valor de la distancia entre la profundidad del punto alto y la profundidad de cierre 10ft.La extensión de la trampa es 771.77Acre.

De acuerdo con el resultado estimado del petróleo contenido de AVO en esta estructura hay una respuesta de petróleo,se estima que esta estructura tiene la posibilidad de petróleo

pozo 6 Ubicación del pozo 349747.41 10016212

Este pozo está localizado en el norte del campo,se perfora la trampa F. El conjunto presenta la forma de una nariz rota formada por la tapada de la falla inversa F2 en el este. Las capas destinadas principalmente son US、UM、UI、TS、TI y H

En el plano estructural de la superficie del tope US el conjunto presenta la forma de una nariz rota, La profundidad del punto alto es-7240ft.La profundidad de cierre es-7270ft.El valor de la distancia entre la profundidad del punto alto y la profundidad de cierre 30ft.La extensión de la trampa es 721.02Acre

En el plano estructural de la superficie del tope UM el conjunto presenta la forma de una nariz rota, La profundidad del punto alto es-7280ft.La profundidad de cierre es-7320ft.El valor de la distancia entre la profundidad del punto alto y la profundidad de cierre 40ft.La extensión de la trampa es 1322.04Acre.

En el plano estructural de la superficie del tope UI el conjunto presenta la forma de una nariz rota, La profundidad del punto alto es-7300ft.La profundidad de cierre es-7340ft.El valor de la distancia entre la profundidad del punto alto y la profundidad de cierre 40ft.La extensión de la trampa es 1362.86Acre.

En el plano estructural de la superficie del tope TS el conjunto presenta la forma de una nariz rota, La profundidad del punto alto es-7500ft.La profundidad de cierre es-7530ft.El valor de la distancia entre la profundidad del punto alto y la profundidad de cierre 30ft.La extensión

de la trampa es 658.59Acre.

En el plano estructural de la superficie del tope TI el conjunto presenta la forma de una nariz rota, La profundidad del punto alto es-7540ft.La profundidad de cierre es-7560ft.El valor de la distancia entre la profundidad del punto alto y la profundidad de cierre 20ft.La extensión de la trampa es 574.53Acre.

En el plano estructural de la superficie del tope H el conjunto presenta la forma de una nariz rota, La profundidad del punto alto es-7610ft.La profundidad de cierre es-7640ft.El valor de la distancia entre la profundidad del punto alto y la profundidad de cierre 30ft.La extensión de la trampa es 777.89Acre.

De acuerdo con el resultado estimado del petróleo contenido de AVO en esta estructura hay una respuesta de petróleo,se estima que esta estructura tiene la posibilidad de petróleo.

6.2 Sugerencias sobre la construcción de los pozos de avanza

El primer pozo de avanza está situado en el sur del pozo CUYABENO-12 con la re-determinación de la estructura Cuyabeno-Sansahuari cuando circunscribimos la extensión de petróleo,el límite de petróleo se extiende hacia el sur.Se recomienda perforar pozos de avanza en el sur del pozo CUYABENO-12 y averiguar la situación de petróleo de esta zona,la localización del pozo es la siguiente:

pozo_1	356352.00	10044789.00
---------------	-----------	-------------

El segundo pozo de avanza está situado en el norte del pozo SANSAHUARI-3 con la re-determinación de la estructura Cuyabeno-Sansahuari esta vez utilizamos el valor de GAP de las capas U y T para circunscribir la extensión de petróleo y conjuntamos la estructura Cuyabeno-Sansahuari con la SINGUE,la estructura viene elevándose del pozo SANSAHUARI-3 hacia el pozo SINGUE-1.Se recomienda perforar pozos de avanza en la parte superior que está en el norte del pozo SANSAHUARI-3 de la zona PPR para averiguar la situación de petróleo de esta zona,la localización del pozo es la siguiente:

pozo_2	357472.41	10015588.16
---------------	-----------	-------------

6.3 Sugerencias sobre pozos de desarrollo

De acuerdo con el resultado de la interpretación ,en total se ofrecen 49 localizaciones de pozo:

pozo_1	457708. 94	9999914
pozo_2	357228. 41	10000187
pozo_3	357678. 62	10000477
pozo_4	358137. 53	10000217
pozo_5	358557. 44	10000512
pozo_6	358191. 72	10000812
pozo_7	357212. 44	10000771
pozo_8	359448. 28	10001062
pozo_9	359946. 56	10001001
pozo_10	357333. 78	10001616
pozo_11	357667. 41	10001933
pozo_12	358932. 66	10001841
pozo_13	359396. 28	10001846
pozo_14	359612. 94	10001456
pozo_15	359552. 25	10002461
pozo_16	358347. 69	10002314
pozo_17	358941. 31	10002686
pozo_18	358781	10003141
pozo_19	358092. 03	10003580
pozo_20	357216. 78	10003212
pozo_21	357039. 12	10003828
pozo_22	357762. 75	10003993
pozo_23	356532. 22	10004534
pozo_24	357455. 12	10004734
pozo_25	356662. 19	10005124
pozo_26	356605. 88	10005501
pozo_27	357117. 16	10005921
pozo_28	356558. 25	10006418
pozo_29	356367. 59	10006927
pozo_30	357156. 19	10007309
pozo_31	356345. 94	10007708
pozo_32	357147. 53	10007947
pozo_33	356436. 91	10008417
pozo_34	356939. 56	10008818
pozo_35	356545. 28	10009095
pozo_36	356826. 91	10009530
pozo_37	355821. 66	10009656
pozo_38	356393. 62	10010003
pozo_39	356246. 31	10010501

pozo_40	356410. 94	10010999
pozo_41	355765. 34	10011356
pozo_42	356328. 62	10011481
pozo_43	356532. 28	10012149
pozo_44	356059. 97	10012378
pozo_45	356493. 28	10012595
pozo_46	355943. 03	10013286
pozo_47	356259. 34	10013914
pozo_48	356350. 31	10014530
pozo_49	357130. 25	10014365



periodismo de,
INVESTIGACIÓN

Libros de referencia

- [1] de hoop M. V., Rousseau J. H., and Wu R. S., 2000, Generalization of the phase-screen approximation for the scattering of acoustic waves: Wave Motion, 31, P43-70.
- [2] Gazdag J., and Sguazzero P., 1984, Migration of seismic data by phase shift plus interpolation: Geophysics, 49, P124-131.
- [3] Huang L. J., Fehler M. C., Roberts P. M., and Burch C. C., 1999, Extended local Rytov Fourier migration method: Geophysics, 64, P1535-1545
- [4] Ristow D., and Rühl T., 1994, Fourier finite-difference migration: Geophysics, 59, P1882-1893.
- [5] Stoffa P. L., Fakkema J. T., de Luna Freire R. M., and Kessinger W. P., 1990, Split-step Fourier migration: Geophysics, 55, P410-421.
- [6] Wu R. S., 1996, Synthetic seismogram in heterogeneous media by one-Return approximation Pure and Applied Geophys. 148, P155-173.
- [7] 殷八斤等 AVO 技术的理论与实践北京 石油工业出版社 1995 年
- [8] 谢里夫 勘探地震学 北京 石油工业出版社 1992 年
- [9] 刘德威等 AVO 方法与应用.石油物探, 第 28 卷.第 4 期, 1989 年
- [10] Rutherford and R. H. Williams, 1989. AMPLITUDE-versus-Offset Variations in Gas Sands, Geophysics, Vol.54, No.6, P680-688.
- [11] Fred Hilterman, 1990. Is AVO the Seismic Signature of Lithology? A Case History of Ship Shoal-South Addition. The Leading Edge of Exploration, June P15-22.
- [12] Shuey R. T., 1985. A simplification of the Zoeppritz equations Geophysics, Vol.50, P609-614.
- [13] Ostrander, W. J., 1985. Other factors affecting recorded seismic amplitude versus offset. In Seismic lithology-course notes, SEG Continuing Education, presented by Graul M. et al., Calgary, Alberta.

Escenario de datos de las trampas del campo Cuyabeno-Sansahuari

Número de orden	Número	Capa	Extensión de la trampa	Cierre de la trampa	Profundidad del punto alto	Línea de la trampa	Posición de la línea de medición
1	Cuyabeno-Sansahuari	BT	8038. 93	70	-6230	-6300	inline680*crossline690
	Cuyabeno-Sansahuari	NA	4873. 63	60	-6260	-6320	inline680*crossline690
	SINGUE	NA	1049. 89	20	-6290	-6310	inline1225*crossline696
	Cuyabeno-Sansahuari	AM2	4575. 12	60	-6650	-6710	inline680*crossline690
	SINGUE	AM2	735. 29	20	-6660	-6680	inline1225*crossline696
	Cuyabeno-Sansahuari	US	10294. 64	90	-6790	-6880	inline680*crossline690
	Cuyabeno-Sansahuari	UM	11244. 42	93	-6840	-6933	inline680*crossline690
	Cuyabeno-Sansahuari	UI	8976. 57	114	-6840	-6954	inline680*crossline690
	Cuyabeno-Sansahuari	TS	9987. 44	137	-6940	-7077	inline680*crossline690
	Cuyabeno-Sansahuari	TI	6545. 04	83	-7010	-7093	inline680*crossline690
2	Cuyabeno-Sansahuari	H	9810. 35	100	-7110	-7210	inline680*crossline690
	A	AM2	3218. 72	40	-7210	-7250	inline278*crossline505
	A	US	3295. 34	60	-7330	-7390	inline283*crossline497
	A1	UM	1804. 16	20	-7420	-7440	inline282*crossline499
	A2	UM	619. 37	50	-7390	-7440	inline229*crossline666
	A	UI	3200. 52	60	-7420	-7480	inline297*crossline442
	A1	TS	552. 24	10	-7640	-7650	inline325*crossline477
	A2	TS	1273. 26	50	-7590	-7640	inline251*crossline660
	A3	TS	127. 63	10	-7650	-7660	inline234*crossline439
	A2	TI	965. 26	40	-7640	-7680	inline256*crossline659
3	A	H	1684. 56	50	-7740	-7790	inline249*crossline661
	B	BT	203. 18	20	-6680	-6700	inline628*crossline631
	B	NA	177. 53	10	-6720	-6730	inline629*crossline630
	B	AM2	1208. 19	20	-7140	-7160	inline620*crossline497
	B	US	1334	20	-7280	-7300	inline593*crossline488
	B	UM	2257. 45	20	-7350	-7370	inline596*crossline492
	B	UI	744. 31	10	-7390	-7400	inline645*crossline509
	B	TS	1128. 57	20	-7500	-7520	inline658*crossline519
	B1	TI	306. 92	10	-7550	-7560	inline657*crossline516
	B2	TI	442	10	-7760	-7770	inline599*crossline594
4	B	H	2419. 12	30	-7660	-7690	inline650*crossline514
	C	BT	579. 66	70	-6620	-6690	inline820*crossline557
	C	NA	747. 78	80	-6640	-6720	inline820*crossline557
	C	AM2	688. 1	30	-7130	-7140	inline820*crossline557
	C	US	930. 5	20	-7270	-7290	inline820*crossline557
	C	UM	1078. 11	30	-7310	-7340	inline820*crossline557
	C	UI	940. 32	30	-7340	-7370	inline820*crossline557
	C	TS	964. 06	60	-7450	-7510	inline820*crossline557
	C	TI	875. 73	60	-7490	7550	inline820*crossline557
	C	H	875. 81	60	-7600	-7660	inline820*crossline557

Escenario de datos de las trampas del campo Cuyabeno-Sansahuari (Continuo)

Número de orden	Número	Capa	Extensión de la trampa	Cierre de la trampa	Profundidad del punto alto	Línea de la trampa	Posición de la línea de medición
5	D	BT	2035.8	30	-6840	-6870	inline698*crossline334
	D	NA	1637.63	20	-6880	-6900	inline699*crossline331
	D	AM2	584.98	10	-7300	-7310	inline690*crossline324
	D	US	1808.14	30	-7410	-7440	inline698*crossline320
	D	UM	1636.7	30	-7460	-7490	inline701*crossline318
	D	UI	1387.85	30	-7490	-7520	inline661*crossline307
	D1	TS	563.73	20	-7680	-7700	inline690*crossline329
	D2	TS	70.68	20	-7680	-7700	inline680*crossline374
	D1	TI	347.81	10	-7730	-7740	inline692*crossline327
	D2	TI	44.38	10	-7730	-7740	inline673*crossline373
	D1	H	269.36	10	-7830	-7840	inline692*crossline329
	D2	H	71.1	20	-7830	-7850	inline670*crossline374
6	E	BT	821.93	30	-6650	-6680	inline979*crossline555
	E	NA	507.65	20	-6690	-6710	inline975*crossline556
	E	AM2	459.21	10	-7090	-7100	inline971*crossline560
	E	US	380.1	20	-7220	-7240	inline978*crossline556
	E	UM	1481.11	40	-7270	-7310	inline977*crossline556
	E	UI	1515.32	50	-7290	-7340	inline977*crossline561
	E	TS	521.13	20	-7430	-7450	inline957*crossline559
	E	TI	681.36	20	-7510	-7530	inline943*crossline562
	E	H	278.86	10	-7630	-7640	inline934*crossline568
7	F	US	721.02	30	-7240	-7270	inline1199*crossline385
	F	UM	1322.04	40	-7280	-7320	inline1199*crossline384
	F	UI	1362.86	40	-7300	-7340	inline1206*crossline372
	F	TS	658.59	30	-7500	-7530	inline1211*crossline388
	F	TI	574.53	20	-7540	-7560	inline1209*crossline383
	F	H	777.89	30	-7610	-7640	inline1212*crossline379
8	G	US	1041.24	10	-7540	-7550	inline247*crossline199
	G	UM	1508.97	20	-7560	-7580	inline249*crossline202
	G	UI	771.77	10	-7580	-7590	inline244*crossline194
9	H	TS	537.44	40	-7740	-7780	inline812*crossline245
	H	TI	631.42	40	-7790	-7830	inline816*crossline248
	H	H	768.79	40	-7890	-7930	inline812*crossline245

Escenario de datos de las trampas del campo Cuyabeno-Sansahuari (Continuo)

Número de orden	Número	Capa	Extensión de la trampa	Cierre de la trampa	Profundidad del punto alto	Línea de la trampa	Posición de la línea de medición
10	I	BT	345.27	10	-6870	-6880	inline1007*crossline76
	I	NA	264.19	5	-6905	-6910	inline1023*crossline69
	I	AM2	232.63	10	-7330	-7340	inline1009*crossline68
	I	US	580.45	20	-7430	-7460	inline1009*crossline66
	I	UM	374.25	10	-7480	-7490	inline1008*crossline67
	I	UI	320.68	10	-7500	-7510	inline1013*crossline61
	I	TS	392.51	20	-7720	-7740	inline1009*crossline62
	I	TI	511.21	20	-7770	-7790	inline1011*crossline63
	I	H	223.11	10	-7860	-7870	inline1029*crossline65
11	J	TS	207.73	50	-7500	-7550	inline260*crossline667
	J	TI	118.58	40	-7550	-7590	inline263*crossline667
	J	H	94.5	30	-7670	-7700	inline270*crossline665
12	K	NA	419.88	10	-6910	-6920	inline547*crossline298
	K	AM2	636.38	20	-7330	-7350	inline565*crossline269
	K	US	344.42	5	-7445	-7450	inline585*crossline242
	K	UM	923.41	10	-7490	-7500	inline586*crossline240
	K	UI	652.06	10	-7510	-7520	inline591*crossline237
13	L	US	739.18	20	-7450	-7420	inline706*crossline98
	L	UM	1083.06	20	-7500	-7520	inline709*crossline99
	L	UI	523.65	10	-7530	-7540	inline718*crossline102
14	M1	BT	103.96	10	-6910	-6920	inline555*crossline94
	M2	BT	318.67	10	-6910	-6920	inline528*crossline154
	M	NA	790.78	10	-6940	-6950	inline525*crossline150
	M	AM2	797.35	20	-7340	-7360	inline519*crossline164
	M1	US	338.77	10	-7470	-7480	inline561*crossline89
	M2	US	114.73	10	-7460	-7470	inline523*crossline164
	M1	UM	134.89	10	-7510	-7520	inline560*crossline89
	M2	UM	308.39	10	-7510	-7520	inline522*crossline165
	M1	TS	89.16	10	-7750	-7760	inline555*crossline94
	M2	TS	165.68	10	-7750	-7760	inline517*crossline157
	M1	TI	117	10	-7800	-7810	inline555*crossline91

Escenario de datos de las trampas del campo Cuyabeno-Sansahuari (Continuo)

Número de orden	Número	Capa	Extensión de la trampa	Cierre de la trampa	Profundidad del punto alto	Línea de la trampa	Posición de la línea de medición
15	N	UM	88.53	10	-7520	-7530	inline493*crossline357
	N	UI	79.32	10	-7550	-7560	inline486*crossline358
	N	TS	135.36	10	-7750	-7760	inline482*crossline355
	N	TI	237.79	10	-7800	-7810	inline490*crossline349
	N	H	259.79	10	-7910	-7920	inline499*crossline341
16	O	UM	123.59	10	-7440	-7450	inline496*crossline368
	O	UI	200.48	20	-7470	-7490	inline488*crossline365
17	P1	TS	87.9	10	-7350	-7360	inline1214*crossline548
	P2	TS	125.39	20	-7340	-7360	inline1212*crossline592
	P	H	221.28	10	-7540	-7530	inline1189*crossline557
18	Q	BT	409.06	20	-6970	-6990	inline120*crossline152
	Q	NA	272.58	10	-7020	-7030	inline120*crossline152
	Q	TS	151.44	10	-7880	-7890	inline126*crossline130
19	R	NA	222.55	10	-6860	-6870	inline133*crossline459
	R	UM	178.89	10	-7450	-7460	inline134*crossline448
20	S	AM2	353.11	20	-6970	-6990	inline1270*crossline592
21	T	AM2	47.26	20	-7050	-7070	inline204*crossline714
	T	US	50.14	20	-7190	-7170	inline203*crossline714
	T	UM	55.57	20	-7230	-7250	inline203*crossline714
	T	UI	32.38	10	-7280	-7290	inline203*crossline714
	T	TS	75.64	50	-7370	-7420	inline203*crossline714
	T	TI	76.6	40	-7430	-7470	inline203*crossline714
	T	H	69.9	30	-7520	-7550	inline203*crossline714
22	U	TS	123.04	20	-7530	-7550	inline517*crossline640
	U	TI	133.56	20	-7580	-7600	inline515*crossline635
	U	H	104.18	20	-7690	-7710	inline511*crossline640
23	V	BT	209.31	10	-6940	-6950	inline439*crossline230
24	W	UM	234.72	10	-7480	-7490	inline887*crossline228
	W	UI	482.39	20	-7510	-7530	inline888*crossline220
25	X	AM2	139.04	10	-7180	-7190	inline716*crossline622
	X	UM	187.12	10	-7400	-7410	inline719*crossline622
	X	UI	120.05	10	-7430	-7440	inline722*crossline627
	X	TS	234.92	40	-7530	-7570	inline743*crossline619
	X	TI	225.62	20	-7590	-7610	inline745*crossline622
	X	H	310.96	20	-7710	-7730	inline746*crossline620
26	Y	US	592.76	10	-7470	-7480	inline791*crossline221