

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“ESTUDIO DE COMPARTIMENTALIZACIÓN DEL
CAMPO AMISTAD”**

INFORME DE PROYECTO INTEGRADOR

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERA EN GEOLOGÍA

Presentado por:

María Isabel Barzallo Correa

Dayanara Antonella Bermúdez Zambrano

GUAYAQUIL – ECUADOR

2016

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por la vida y bendecirme en cada momento. A mis padres y hermanos, por su apoyo constante, siempre pendientes, preocupados, siendo una guía para mí.

Al M.Sc. Carlos Aizrpúa, tutor de nuestro proyecto, por su apoyo, paciencia, y su disposición a enseñar. A mi compañera, por el trabajo en equipo para alcanzar los objetivos planteados. A Petroamazonas EP por los datos proporcionados para este proyecto.

A la ESPOL, FICT y a todos los profesores, especialmente al Ing. Galo Montenegro por su apoyo durante este trabajo. A mis amigos, por la grata experiencia de compartir estos años. A Ángel, por impulsarme a ser una mejor persona.

María Isabel Barzallo Correa

AGRADECIMIENTO

Agradezco a mis padres por ser los principales promotores de mis sueños, por sus consejos y motivación. Gracias a mi familia por su apoyo incondicional.

A nuestro tutor del proyecto M. Sc Carlos Aizprúa por sus conocimientos, motivación y el tiempo dedicado, a mi compañera de tesis por la armonía grupal. Gracias a Petroamazonas E.P. por los datos del Campo.

A ESPOL, a mis compañeros de carrera por la etapa inolvidable, a mis profesores durante mi formación profesional y al Ing. Galo Montenegro por su ayuda desinteresada.

Dayanara Antonella Bermúdez Zambrano

DEDICATORIA

A Dios por brindarme vida y salud en todo momento.

A mis padres, Leonardo y Bolivia, por su apoyo incondicional y acompañarme en cada etapa de mi vida.

A toda mi familia, por estar pendiente y brindarme siempre esa unión familiar.

A mis amigos, porque siempre nos apoyamos constantemente para llegar a la meta juntos.

María Isabel Barzallo Correa

DEDICATORIA

A Dios, por permitirme llegar a este momento profesional de mi vida.

A mi Padre por inspirarme cada día y creer en mí. A mi Madre por acompañarme en este trayecto, por su apoyo incondicional. Este logro es de ustedes Fabricio y Silvia, su tenacidad y lucha insaciable han hecho esto posible.

A mis hermanos Fabricio y Keanu por su amor y compañía.

Dayanara Antonella Bermúdez Zambrano

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

M.Sc. Carlos Aizprúa Luna
Tutor del Proyecto

PhD. Carlos Martillo Bustamante
Miembro Evaluador

Ing. Galo Montenegro Santos
Miembro Evaluador

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad y la autoría del contenido de este Trabajo de Titulación, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

María Isabel Barzallo Correa

Dayanara Antonella Bermúdez Zambrano

RESUMEN

Se realizó un estudio de compartimentalización estructural del campo amistad analizando los datos de pruebas de presión en los pozos Amistad 1, Amistad 3, Amistad 4 y la capacidad de sello de las fallas usando el algoritmo SGR que relaciona el desplazamiento y el volumen de arcilla en el plano de falla; para este análisis se generó un modelo estructural, modelo de facies y volumen de arcilla en el Software Petrel para aplicar el algoritmo en cada falla del campo usando el módulo de análisis estructural.

Usando el mapa estructural al tope de la formación subibaja y los gradientes normales de agua y gas de cada pozo se definieron dos compartimentos con los respectivos contactos gas-agua, los compartimentos están divididos por la falla F1.

Posteriormente, el análisis de capacidad de sello fue complementado con datos de presión de pozos, para el compartimento norte con el pozo Amistad 1 y el compartimento sur con datos del pozo Amistad 4. Se evidencio la compartimentalización estructural del campo debido a la formación temprana de la falla F1.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	IX
ABREVIATURAS	XII
INTRODUCCIÓN.....	XVIII
1. GENERALIDADES	1
1.1. Ubicación.....	1
1.2. Planteamiento del Problema	2
1.3. Objetivos	2
2. MARCO GEOLÓGICO Y CONCEPTUAL.....	4
2.1. Marco Geológico	4
2.1.1. Geología Regional	4
2.1.2. Geología Local.....	9
2.1.3. Marco Estratigráfico	12
2.2. Marco Conceptual	15
3. DATOS Y METODOLOGÍA	19
3.1. Datos.....	19
3.1.1. Datos de sísmica 3D.....	19
3.1.2. Datos de pozos	20
3.2. Metodología.....	21
3.2.1. Interpretación sísmica.....	23
3.2.2. Conversión Tiempo – Profundidad.....	23
3.2.3. Modelo estructural	24

3.2.4. Correlación de pozos	25
3.2.5. Modelo Geocelular del Reservorio	25
3.2.6. Aplicación del algoritmo lutita-jaboncillo (SGR)	27
4. RESULTADOS	29
4.1. Interpretación Sísmica.....	29
4.1.1. Sismograma Sintético	29
4.1.2. Interpretación de Superficies	31
4.1.3. Interpretación Estructural	31
4.2. Modelo de velocidad	33
4.3. Mapa Estructural y Perfiles de Desplazamiento	35
4.4. Correlación de pozos	37
4.5. Modelo geocelular de facies y de volumen de arcilla	40
4.6. Mapa de SGR.....	41
5. DISCUSIÓN	44
5.1. Yuxtaposiciones de las arenas del reservorio a lo largo de la falla F1. 44	
5.2. Uso del algoritmo SGR en todos los planos de falla del campo y la relación con los datos de presión en los pozos.	46
5.3. Compartimentalización	50
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	53
6.1. Conclusiones.....	53
6.2. Recomendaciones.....	54

BIBLIOGRAFÍA

ABREVIATURAS

CGGT	Cuenca Golfo de Guayaquil – Tumbes
DJ	Detachment Jambelí
DP	Detachment Posorja
DST	Drillstem test (Prueba de formación efectuada a través de la columna de perforación)
DT	Detachment Tumbes
FBP	Falla Banco Perú
Fm.	Formación
GR	Registro Gamma Ray
IL	Línea paralela (Inline)
LSE	Levantamiento Santa Elena
NAB	Bloque Nor-Andino
PB	Bloque Piñón
PEB	Bloque Pedernales-Esmeraldas
Psi	libras por pulgadas cuadradas (pound square inches)
SEB	Bloque Santa Elena
SFD	Sistema de Fallas Domito
SFPSC	Sistema de fallas de Puná-Santa Clara
SGR	Shale Gouge Ratio (Relación lutita-jaboncillo)
SLB	Bloque San Lorenzo
SN	Registro de Resistividad Normal Corto
TDR	Time depth relationship (Relación tiempo profundidad)
TWT	Tiempo de viaje doble (Two way time)
Vsh	Volumen de arcilla (Shale Volume)
XL	Línea cruzada (Crossline)

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Estructura Amistad (Deniaud, 1988)	12
Figura 2.2 Columna Estratigráfica de la Cuenca Progreso, Isla Puná y Golfo de Guayaquil (Cobos, 2010)	14
Figura 2.3 Compartimento genérico de Powley y Bradley (Ortovela, 1994). 16	
Figura 2.4 Algoritmo de SGR para estimar la probabilidad de arrastre de arcilla en la zona de falla (Yielding et all., 1997)	17
Figura 2.5 Esquema mostrando las diferentes relaciones de contactos a lo largo de una falla (Fossen, 2010)	18
Figura 3.1 Esquema de la metodología de trabajo	22
Figura 4.1 Sismograma sintético generado para Amistad Sur-1	30
Figura 4.2 Interpretación de superficies y fallas en línea sísmica XL 1020, se observan anomalías de amplitud a lo largo de los planos de falla.	32
Figura 4.3 Línea sísmica XL 1108 mostrando en vista 3D las superficies interpretadas	33
Figura 4.4 Modelo de velocidad sobre la línea sísmica XL 1343	35
Figura 4.5 Grafico Desplazamiento vs Distancia para la falla F1	37

Figura 4.6 Correlación cronoestratigráfica de pozos, los ambientes sedimentarios fueron definidos en base a estudios bioestratigráficos (Ordóñez et al., 2006)	38
Figura 4.7 Correlación litoestratigráfica de pozos, se observan 3 facies: arena, arena limosa y limo.	39
Figura 4.8 Modelo 3D de facies del reservorio.....	40
Figura 4.9 Modelo 3D de volumen de arcilla del reservorio.	41
Figura 5.1 Gráfica desplazamiento vs distancia de la Falla F1 para la Formación Subibaja	45
Figura 5.2 A) Yuxtaposición arena-sello; B) Yuxtaposición arena-arena; C) Ubicación de las secciones A y B.	46
Figura 5.3 Pruebas de presión DST en Campo Amistad Vs. Profundidad (Deckelman, 2008).....	48
Figura 5.4 Gráfica desplazamiento vs distancia de la Falla F1 para Mioceno Superior y la Formación Subibaja y Dos Bocas.	49

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla I Registros eléctricos por pozo	20
Tabla II Resultados obtenidos del modelo de velocidad previo a la corrección del modelo	34

ÍNDICE DE MAPAS

Mapa I Ubicación del Campo Amistad.....	1
Mapa II Localización de las cuencas de antearco y antepaís del Ecuador. Las cuencas sedimentarias del Norte de Manabí y Borbón y cuencas al sur de Progreso y el Golfo de Guayaquil. La cuenca Oriente al este de la cordillera. (Reyes, 2008).	5
Mapa III Mapa de unidades tectono-estratigráficas en el antearco ecuatoriano. Abreviaturas: PB, Bloque Piñón; PEB, Bloque Pedernales-Esmeraldas; SEB, Bloque Santa Elena; SLB, Bloque San Lorenzo. (Luzieux et al., 2006).....	6
Mapa IV Marco geodinámico de la cuenca Golfo de Guayaquil-Tumbes (GGTB) y el Bloque Andino (NAB) (Witt & Bourgois, 2010).....	7
Mapa V (a) Aspectos tectónicos de mayor importancia, (b) Mapa estructural de la zona de la CGGT. Las zonas en azul claro muestran las zonas costeras en levantamiento. (Witt & Bourgois, 2009).....	8
Mapa VI Carta Geológica simplificada del SO del Ecuador mostrando las estructuras principales de la Cuenca Progreso y Jambelí (Benítez, 1995)...	10
Mapa VII Ubicación de los datos de sísmica.	20

Mapa VIII Mapa estructural al tope de la Formación Subibaja	36
Mapa IX Mapa de capacidad de sello de las fallas usando el algoritmo SGR.	42
Mapa X Mapa de capacidad de sello de las fallas mostrando los contactos gas -agua.	47

INTRODUCCIÓN

La compartimentalización es un fenómeno natural que ocurre en la mayoría de los yacimientos, y el cual controla la distribución de las reservas de hidrocarburos. Se da debido a la existencia de sellos que no permiten el paso de fluidos. Mientras más compleja sea la compartimentalización, mayor será el número de pozos a perforar en un campo; por tanto, es importante estudiar la existencia de compartimentos para realizar un plan de producción adecuado.

El Campo Amistad, está ubicado en una zona de compleja tectónica regido por una serie de fallas normales de dirección E-O que aparentemente podrían compartimentalizar el campo. El presente estudio se enfoca en analizar la compartimentalización en el Campo desde un punto de vista estructural.

La interpretación de la sísmica 3D proporcionada del Campo Amistad, se realizó en el software Petrel. Se obtuvieron superficies estructurales principales que corresponden a los niveles del yacimiento en el campo. Las interpretaciones obtenidas fueron los datos de entrada para generar un modelo geocelular del reservorio y así definir la distribución espacial de los distintos tipos de litología y del volumen de arcilla. Con estos modelos se

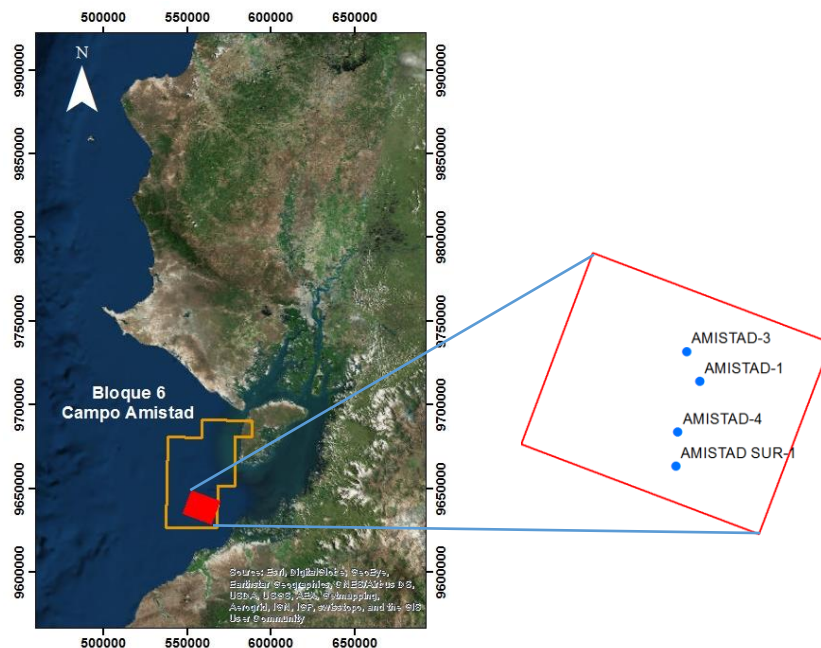
pudo aplicar el algoritmo de relación lutita-jaboncillo (SGR) para cada uno de los planos de falla y obtener un mapa de capacidad de sello de las fallas. Con el criterio de capacidad de sello y junto con datos de presiones en los pozos cercanos, se definió el potencial de compartimentalización estructural existente en el campo Amistad.

CAPÍTULO 1

1. GENERALIDADES

1.1. Ubicación

El Campo Amistad está ubicado en el Golfo de Guayaquil, 65 km costa afuera al noroeste de Puerto Bolívar, provincia de El Oro, Ecuador. Se encuentra dentro del bloque 6, operado actualmente por la empresa estatal Petroamazonas (Mapa I).



Mapa I Ubicación del Campo Amistad

Fuente: Autores

1.2. Planteamiento del Problema

Estudios previos muestran presiones para el mismo nivel reservorio dentro del campo Amistad (Deckelman, 2008). Esto podría indicar una posible falta de comunicación entre los distintos pozos y por tanto sugerir algún tipo de compartimentalización. Es importante determinar el tipo y grado de compartimentalización del campo para optimizar planes futuros de desarrollo del campo. El presente estudio, busca enfocarse en el análisis cuantitativo de las fallas con orientación E-W para determinar si esta podría ser la posible causa de las variaciones de presión presentes en los pozos.

1.3. Objetivos

Objetivo General

Analizar la compartimentalización estructural del Campo Amistad mediante el estudio cuantitativo de capacidad de sello de las fallas junto con datos de prueba de presión de pozos.

Objetivos Específicos

- Generar un modelo geocelular del reservorio para definir la distribución espacial de los distintos tipos de litología.

- Evaluar y categorizar la capacidad de sello de las fallas en el campo utilizando el algoritmo SGR.
- Comparar los datos obtenidos de la capacidad de sello teórica, con los datos de prueba de presión en los diferentes bloques de la falla.

CAPÍTULO 2

2. MARCO GEOLÓGICO Y CONCEPTUAL

2.1. Marco Geológico

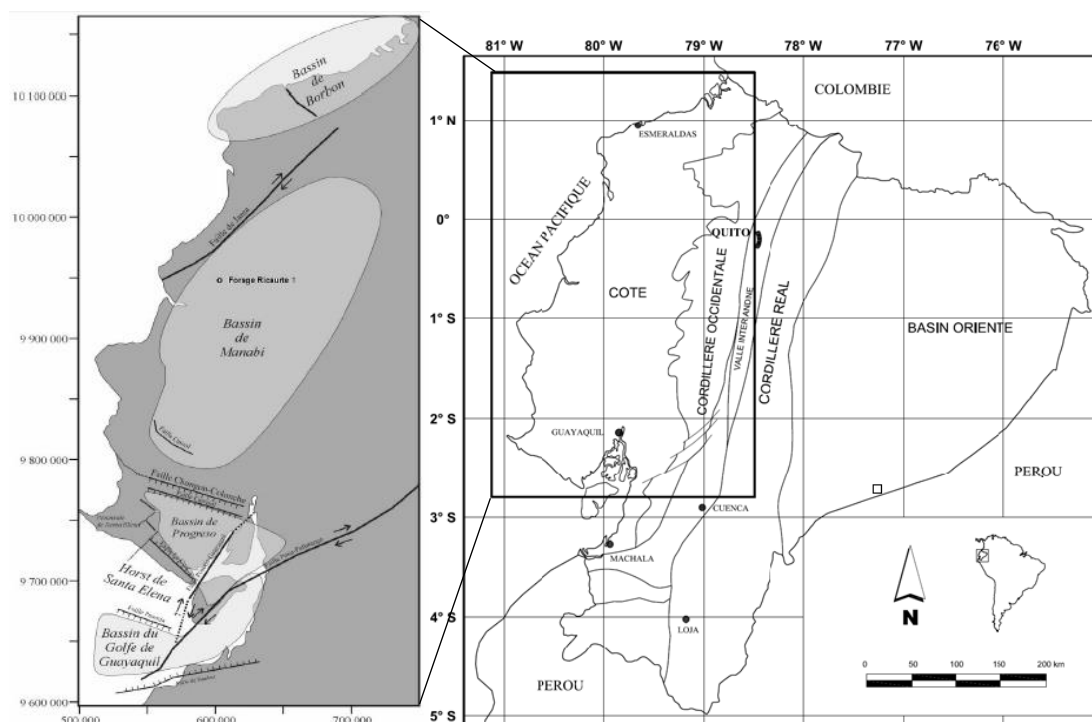
2.1.1. Geología Regional

La República del Ecuador se ubica en la costa noroccidental de Sudamérica, limitando al Norte con Colombia y al Sur y al Este con Perú. La Cordillera de los Andes, cadena orogénica dominante, se emplaza en sentido Norte-Sur subdividiendo al Ecuador continental en tres regiones geográficas bien definidas:

- La Costa o Región litoral frente al Océano Pacífico
- La Sierra o Región Andina
- El Oriente o Región amazónica

Ecuador posee dos tipos de cuencas principales que son cuencas de antearco y cuenca de antepaís. La región litoral frente al océano Pacífico está marcada por el desarrollo de cuatro cuencas de antearco principales:

Borbón en el Norte, Manabí, Progreso y Golfo de Guayaquil en el sur (Mapa II). La región amazónica posee una cuenca de antepaís llamada Cuenca Oriente que se encuentra al este de la cordillera Real (Mapa II).

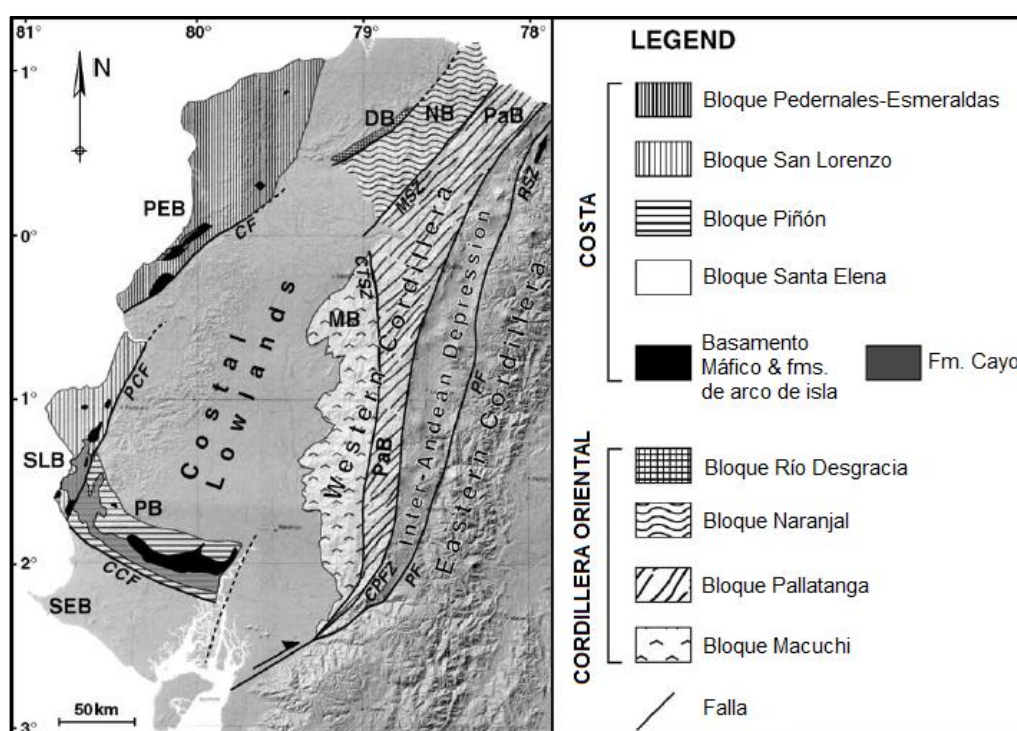


Mapa II Localización de las cuencas de antearco y antepaís del Ecuador. Las cuencas sedimentarias del Norte de Manabí y Borbón y cuencas al sur de Progreso y el Golfo de Guayaquil. La cuenca Oriente al este de la cordillera.

Fuente: Reyes, 2008

El antearco ecuatoriano está compuesto por varias unidades tectono-estratigráficas de origen oceánico, las cuales están separadas por fallas principales de orientación SSO-NNE (Mapa III). Luzieux (2006), usa el término “bloques” para identificar paquetes tectono-estratigráficos específicos, debido a que actualmente están yuxtapuestos por fallas y su relación pre-acrecionaria no es clara. El antearco está construido a partir de

los bloques Piñón, San Lorenzo, Pedernales-Esmeraldas y Santa Elena que subyacen a un basamento máfico (Fm. Piñón). Se considera que estas rocas, identificadas como Complejo Ígneo Básico, fueron derivadas de una meseta oceánica de edad Cretáceo Temprano que se acreciona hacia el margen Sudamericano entre Paleoceno tardío y Eoceno tardío. (Luzieux et al., 2006)

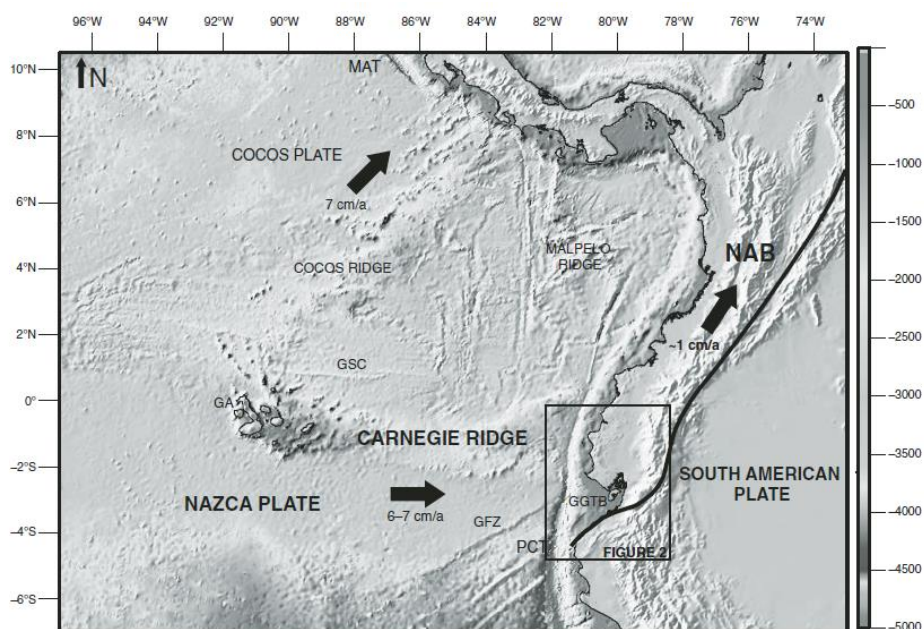


Mapa III Mapa de unidades tectono-estratigráficas en el antearco ecuatoriano. Abreviaturas: PB, Bloque Piñón; PEB, Bloque Pedernales-Esmeraldas; SEB, Bloque Santa Elena; SLB, Bloque San Lorenzo.

Fuente: Luzieux et al., 2006

El marco tectónico del Ecuador está controlado por un proceso de subducción donde la Placa oceánica Nazca de edad Neógena se desplaza en sentido oeste-este bajo la Placa Sudamericana (Mapa IV) a una velocidad de convergencia de ~6-7 cm/año (Witt & Bourgois, 2010).

La cuenca de antearco Golfo de Guayaquil-Tumbes (CGGT), al Sur del Ecuador-Norte de Perú, se localiza en la raíz tectónica del bloque Nor-Andino que se desplaza hacia el Norte a ~ 1 cm/año a lo largo de un sistema dextral complejo que se extiende entre Ecuador, Colombia y probablemente hasta Venezuela (Mapa IV). Las terminaciones extensionales relacionadas al escape tectónico definen zonas de importante subsidencia relacionadas con un régimen de extensión paralelo a la fosa. (Witt & Bourgois, 2010).

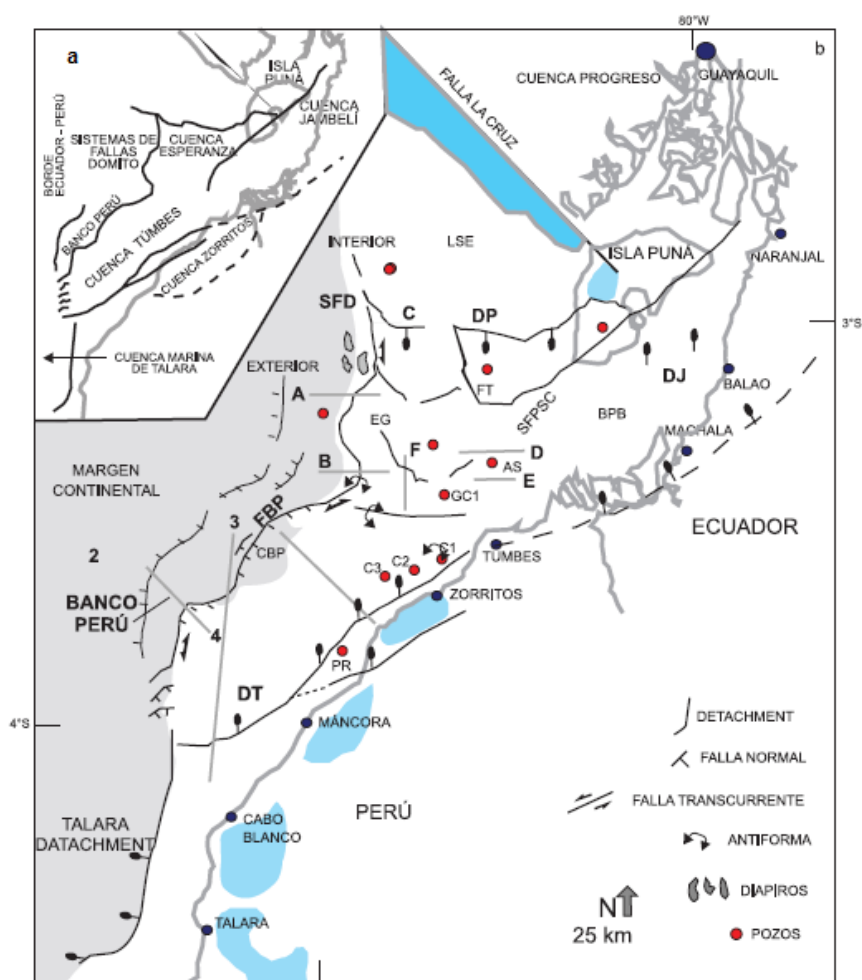


Mapa IV Marco geodinámico de la cuenca Golfo de Guayaquil-Tumbes (GGTB) y el Bloque Andino (NAB)

Fuente: Witt & Bourgois, 2010

La CGGT evoluciona a lo largo de la plataforma continental en dos períodos extensionales: el primero durante el Mio-Plioceno caracterizado por bajas tasas de subsidencia y sedimentación; el segundo durante el Cuaternario caracterizado por un incremento abrupto de subsidencia acumulando

aproximadamente 3500 m de sedimentos Cuaternarios. La subsidencia de la CGGT tiende a debilitar la corteza lo que favorece a la subducción-erosión a lo largo de su base. (Witt & Bourgois, 2009). Esta zona se encuentra limitada por fallas normales de bajo ángulo (20° - 30°) que corresponde a los detachments de Posorja, Jambelí y Tumbes. Los detachments están limitados hacia el oeste por la parte inferior del Sistema de Fallas Domito y la falla Banco Perú (Mapa V).

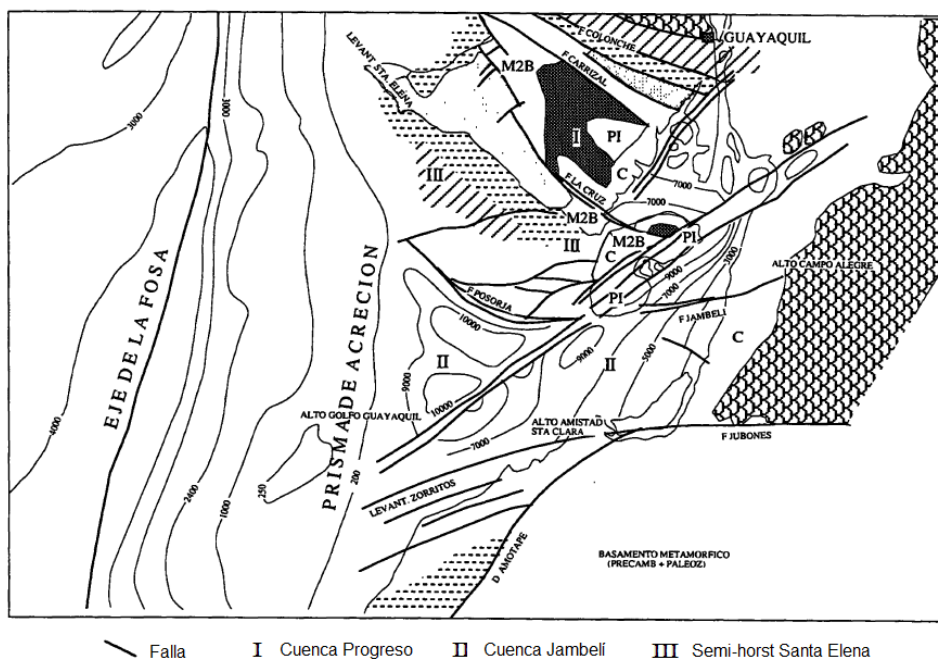


El sistema de fallas de Puná-Santa Clara (SFPSC), asociado a la frontera Este del Bloque Nor-Andino actúa como una falla de transferencia desde el Pleistoceno inferior. La extremidad Sur del SFPSC, denominada Estructura Amistad, está definida por un pliegue anticlinal cerrado hacia el Norte, que se abre más hacia el Sur y desaparece completamente a aprox. 3°25'S. (Witt & Bourgois, 2009).

2.1.2. Geología Local

El Campo Amistad está ubicado en el Graben Jambelí, este corresponde a un área de compleja tectónica con dirección NE-SO que ocupa la Isla Puná, el Canal de Jambelí y la parte sur del Golfo de Guayaquil; esta deformación es atribuida al movimiento transcurrente dextral de la Falla Guayaquil (Mapa VI) (Benítez, 1995). Es considerada por Benítez (1986) como la cuenca de mayor subsidencia en el Ecuador.

El Graben Jambelí se limita al Norte con el levantamiento de Santa Elena y la cuenca Progreso, al sur con el Levantamiento Zorritos y la Falla Jubones, al Este con el Arco Volcánico de la Cordillera de los Andes y al Oeste con el Prisma de Acreción (Ordóñez et al., 2006).



Mapa VI Carta Geológica simplificada del SO del Ecuador mostrando las estructuras principales de la Cuenca Progreso y Jambelí
Fuente: Benítez, 1995

Estructuras Principales en el Golfo de Guayaquil

De acuerdo a Deniaud (1998), en el Golfo de Guayaquil se han diferenciado 3 tipos de estructuras mayores: extensivas, diapíricas y de rumbo.

❖ Estructuras Extensivas

- **Estructura Posorja:** Se ubica al Norte del Golfo de Guayaquil, está conformado de una zona de fallas normales que afectan al basamento; este sistema marca el límite sur del levantamiento Santa Elena-Posorja.

- **Estructura Esperanza:** Pertenece al mismo sistema extensivo que la estructura Posorja y se trata de un anticlinal de tipo “roll over” desarrollado sobre una falla lítrica E-O que afecta el basamento. Su eje es E-O y divide la cuenca del Golfo en dos subcuencas.

❖ Estructuras Diapíricas

Al occidente del Golfo de Guayaquil, se observan numerosas estructuras diapíricas arcillosas las cuales se desarrollan a lo largo de fallas extensivas que limitan bloques basculados.

❖ Estructuras de rumbo

- **Estructura Tenguel:** Se compone por una falla a vergencia suroeste que afecta al Neógeno, es una estructura orientada NO-SE. Al Noreste de la estructura se observan un anticlinal y un sinclinal.
- **Estructura Amistad:** Compuesta por un pliegue con orientación N-S que se desarrolla encima de fallas subverticales que se enraízan en el basamento y se abre en flor positivas. (Figura 2.1)

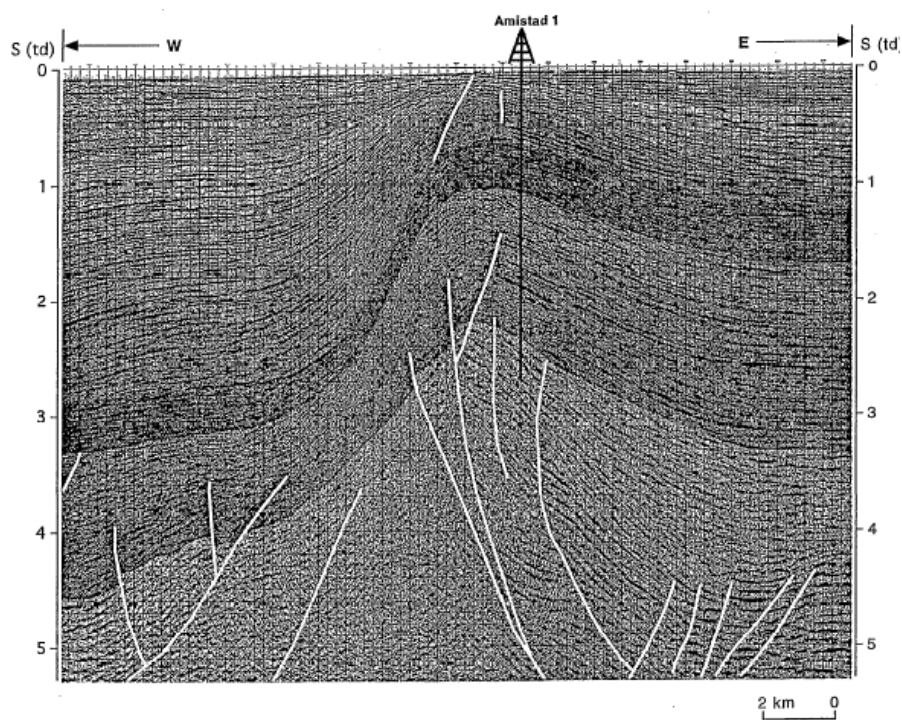


Figura 2.1 Estructura Amistad
Fuente: Deniaud, 1988

2.1.3. Marco Estratigráfico

La serie estratigráfica del Graben de Jambelí (Figura 2.2) se ha reconocido por las perforaciones realizadas en la estructura como Golfo de Guayaquil-1 y Amistad Sur-1. Las siguientes descripciones, basadas en el trabajo de Ordóñez et al., 2006, corresponden a las unidades del Mioceno donde se han identificado arenas productoras en la Formación Progreso y Subibaja.

Formación Dos Bocas (*Mioceno Temprano*)

Su litología consiste, en su parte basal, de arcillolitas semiduras, gris oscuras, que meteorizan a café chocolate, debido a la presencia de abundantes vetillas de yeso; hacia la parte superior consta de limolitas gris verdosas con mejor estratificación y abundancia en foraminíferos.

Formación Subibaja (*Mioceno Medio*)

Se diferencian dos miembros:

- **Mb. Saiba:** Corresponde a la parte basal, se caracteriza por presentar una potente secuencia conformada por lutitas grises y cremas y areniscas finas arcillosas en el tope.
- **Mb. Zacachum:** Constituido por areniscas y arcillolitas de varios colores: gris, verde, café y rojo, con presencia de vetillas de carbón y pirita.

Formación Progreso (*Mioceno Medio*)

Su litología se compone de argillitas grises y arenas de grano fino presentando niveles de conglomerados, que demuestran un posible ambiente de llanura deltaica.

PERIODO	EPOCA	FORMACION	SIMBOLOGIA	
CUATERNARIO	HOLOCENO	TABLAZO		
	PLEISTOCENO	ZONA N23		
		PUNA		
	NEOGENO	PLIOCENO	PUNTA ANCON	
			SECA	
		MIOCENO	SOCORRO	
			CLAY PEBBLE BED	
		MIOCENO	PROGRESO	
			SUBIBAJA	
	OLIGOCENO	VILLINGOTA		
DOS BOCAS				
PALEOGENO	EOCENO	ZAPOTAL		
		G. ANCON		

Figura 2.2 Columna Estratigráfica de la Cuenca Progreso, Isla Puná y Golfo de Guayaquil
Fuente: Cobos, 2010

2.2. Marco Conceptual

Para el presente trabajo se ha considerado importante definir previamente conceptos básicos para un mayor entendimiento técnico del trabajo realizado.

Compartimentalización

Por definición, un compartimento es un dominio de roca de relativamente buena permeabilidad y porosidad, rodeado por un dominio de roca de baja permeabilidad (Figura 2.3), de tal forma que no existe intercambio considerable entre los fluidos dentro del compartimento con los fluidos fuera durante largos períodos de tiempo geológico (Ortovela, 1994).

Powley & Bradley (1994) indican que estos compartimentos se reconocen fácilmente por sus presiones de fluidos anormales que pueden estar sobre o sub presurizados en comparación al gradiente normal de agua.

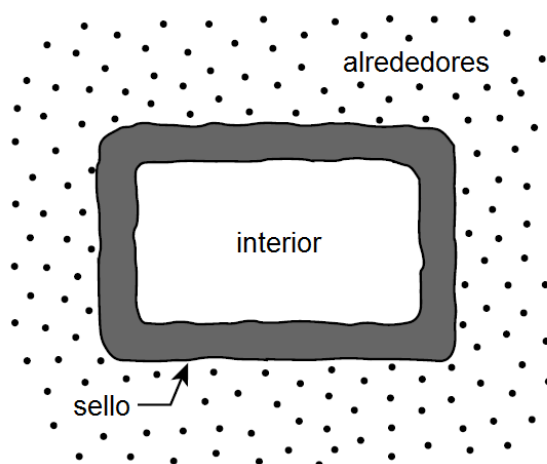


Figura 2.3 Compartimento genérico de Powley y Bradley
Fuente: Ortovela, 1994

Relación Lutita-Jaboncillo (SGR)

De acuerdo a Yielding (1997), la relación lutita-jaboncillo (SGR por sus siglas en inglés) indica el porcentaje de limo o arcilla en el intervalo deslizado representado por la siguiente ecuación (Figura 2.4):

$$SGR = \frac{\sum(\text{volumen de arcilla})(\text{espesor})}{\text{Desplazamiento}} \times 100\%$$

El SGR provee un estimado de la composición de la zona de falla como resultado de los procesos mecánicos de fallamientos. Las zonas en la superficie de la falla donde el SGR es <15% permite que ocurra fuga, llevando a contactos de hidrocarburo comunes. Para un SGR de 15 a

40%, al incrementar el SGR permite incrementar las diferencias de presiones que pueden ser soportadas en el plano de falla (Yielding, 2002).

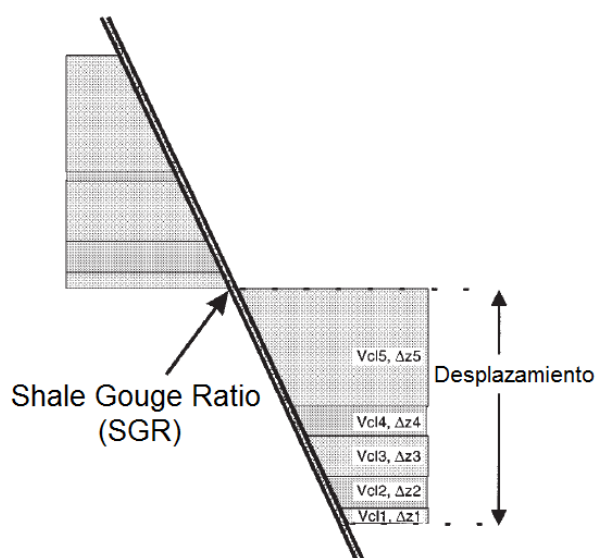


Figura 2.4 Algoritmo de SGR para estimar la probabilidad de arrastre de arcilla en la zona de falla

Fuente: Yielding et al., 1997

Yuxtaposición

Es esencial considerar los contactos litológicos a lo largo de una falla cuando tienen un efecto sobre el flujo de fluidos en un reservorio, en la Figura 2.5 se muestran tres casos (Fossen, 2010):

El primer caso, yuxtaposición a un sello, considera cuando la roca reservorio está completamente yuxtapuesta a una roca sello donde la falla sellará sin considerar sus propiedades.

En el segundo caso, la arenisca se yuxtapone contra la misma u otra arenisca sin arcilla o pátinas arcillosas entre las capas de arena, la transmisibilidad de la falla está controlada por las propiedades físicas de la misma y de la zona de falla; este caso se trata de un sello en yuxtaposición arena-arena.

El último caso se da cuando el desplazamiento de la falla es mayor que el espesor de la arena poniendo en yuxtaposición diferentes capas, si entre estas capas existe la presencia de una lutita, esta puede ser desplazada en el plano de falla formando una membrana impermeable, formando un sello por pátinas arcillosas.

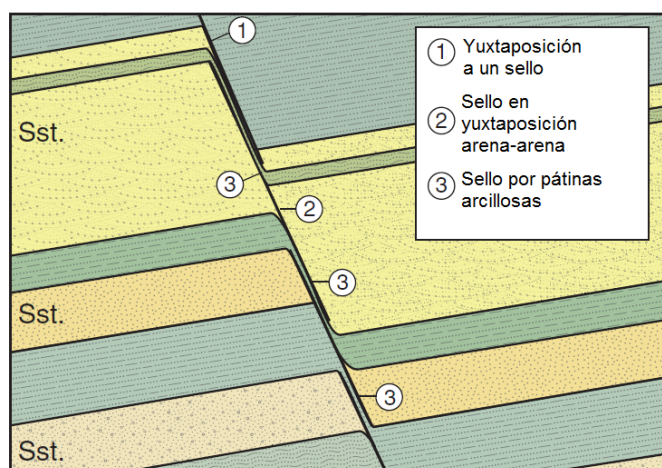


Figura 2.5 Esquema mostrando las diferentes relaciones de contactos a lo largo de una falla
Fuente: Fossen, 2010

CAPÍTULO 3

3. DATOS Y METODOLOGÍA

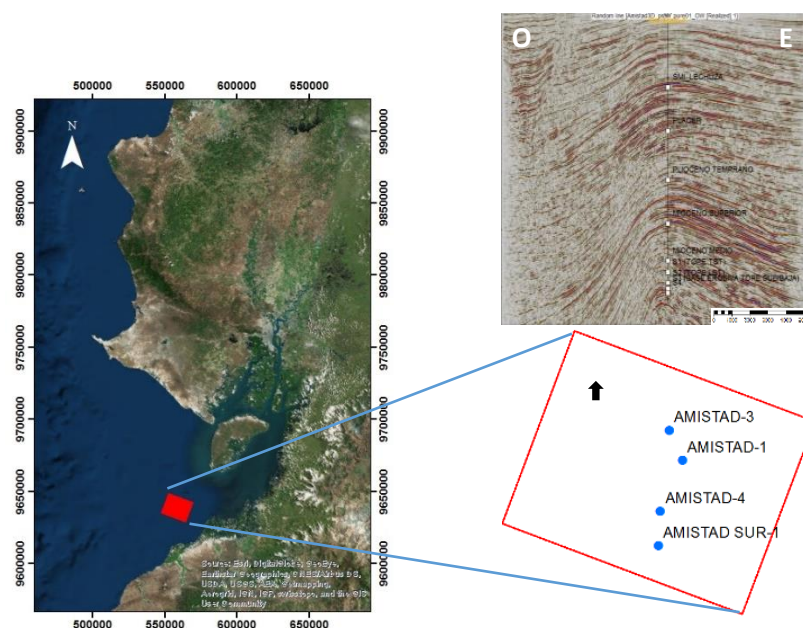
3.1. Datos

Datos de Sísmica 3D, topes geológicos, tiros de prueba (checkshot) y registros eléctricos de los pozos Amistad Sur 1, Amistad 1, Amistad 3 y Amistad 4 provienen de la Empresa Estatal Petroamazonas la cual opera el campo.

3.1.1. Datos de sísmica 3D

Los datos de sísmica 3D del campo Amistad comprenden un área de 252.94km^2 señalado en rojo en el

Mapa **VII**. El espaciamiento entre líneas paralelas es 25 m y entre líneas cruzadas 12.5 m. La resolución de los datos es de alta calidad.



Mapa VII Ubicación de los datos de sísmica.

Fuente: Autores

3.1.2. Datos de pozos

Registros eléctricos disponibles de 4 pozos del campo. La Tabla I muestra los registros eléctricos disponibles por pozo.

Tabla I Registros eléctricos por pozo

Pozo	Registros				
	NPHI	RHOB	GR	SP	DT
Amistad-1	X	X	X	X	
Amistad Sur-1	X	X	X	X	X
Amistad-3	X	X	X		
Amistad-4	X	X	X		X

Fuente: Autores

Adicional a los registros eléctricos también se tuvo disponible los datos de velocidad de tiro de prueba (Checkshot) tomados en el pozo Amistad Sur 1 usado para la relación sísmica-pozo.

Tablas con los topes de las formaciones y edades importantes en todos los pozos usados como dato directo para elegir tope y base del reservorio para la interpretación.

Datos de prueba de presión de pozos tomados del Grafico de Pruebas de presión DST en Campo Amistad Vs. Profundidad (Deckelman et al., 2008)

3.2. Metodología

Para analizar la compartimentalización estructural del Campo Amistad se desarrolló la metodología planteada en la Figura 3.1. Primero se realizó una interpretación de las superficies principales y estructuras en la sísmica 3D. A continuación, se procedió a transformar las superficies a profundidad, para lo cual se generó un modelo de velocidad. Seguido a esto se realizó un modelo estructural usando como base las estructuras y superficies ya en profundidad.

También se realizó la correlación litoestratigráfica de los cuatro pozos disponibles. Las facies definidas en esta correlación fueron los datos de entrada para el modelo 3D realizado usando el método de pilares. Para el análisis de sello fue necesario calcular el volumen de arcilla usando el registro de Gamma Ray, y en base a estos resultados se generó un modelo 3D de distribución de volumen de arcilla en el área de estudio. Integrando los resultados previamente obtenidos, se ejecutó el algoritmo de relación lutita-jaboncillo (SGR) para obtener una cuantificación de la capacidad de sello de las fallas mapeadas.

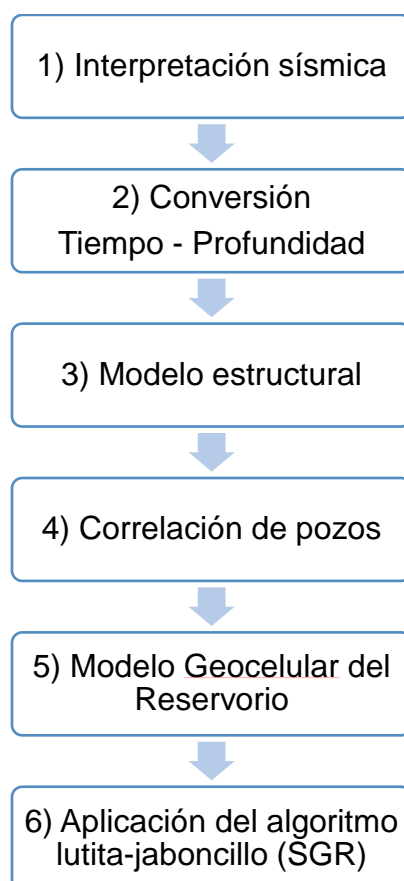


Figura 3.1 Esquema de la metodología de trabajo
Fuente: Autores

3.2.1. Interpretación sísmica

La data sísmica 3D junto con los datos de pozo del campo fueron cargados en el Software Petrel. Para poder iniciar la interpretación sísmica, se procedió en primer lugar con el ajuste y calibración de un sismograma sintético. Este fue generado a partir de los datos de tiro de prueba (checkshot) de pozo, registro sísmico y densidad que permitió la integración entre los datos geológicos y geofísicos.

Después de haber generado la relación sísmica-pozo, y usando los topes geológicos en el pozo, se logró identificar los horizontes a interpretar en tiempo. El picado de la sísmica se lo realizó cada 10 líneas (250 m) y el mapeo se realizó en la parte este del cubo sísmico.

Para la interpretación de fallas geológicas, se idéntico la orientación general de las estructuras que es Oeste-Este y se procedió con la interpretación perpendicular a la orientación de las estructuras, es decir cada 10 líneas cruzadas (CrossLine).

3.2.2. Conversión Tiempo – Profundidad

Con el objetivo de convertir los horizontes y fallas interpretadas de un dominio de tiempo a profundidad fue necesario generar un modelo de

velocidades que se adapte a la complejidad geológica del campo. Mediante la herramienta de creación de modelo avanzado de velocidades del Software Petrel se generó un modelo que usa como datos de entrada las superficies generadas a partir de la interpretación, y los topes correspondientes de las superficies en cada pozo para poder realizar la corrección pertinente a las superficies generadas. La corrección se realizó usando un radio de influencia de 500m por pozo.

El objetivo del algoritmo relación tiempo profundidad (TDR por sus siglas en inglés) que usa el programa, es estimar velocidades iniciales (V_0) de tal forma que la relación tiempo-profundidad en el modelo de velocidad se ajusta en todos los pozos.

3.2.3. Modelo estructural

Luego de que las superficies y las fallas interpretadas se transformaron al dominio de profundidad, se generó el modelo estructural usando el Software Petrel en el cual se tuvo todos los planos de falla corregidos, los cuales permitieron modelar los horizontes con el respectivo desplazamiento de cada falla que previamente fue determinado a través de la interpretación sísmica 3D.

Usando el módulo de análisis estructural (RDR) en el Software Petrel, la herramienta nos permite generar gráficas de desplazamiento vs distancia para complementar el análisis de actividad de la falla haciendo uso de las superficies previamente interpretadas.

3.2.4. Correlación de pozos

La correlación entre los pozos usando el registro Gamma Ray permitió visualizar los cambios de espesores de las arenas del reservorio.

Luego se realizó una revisión bibliográfica a partir de datos micropaleontológicos del reservorio (Ordóñez M. et al., 2006) y mediante la correlación se estableció los posibles ambientes del reservorio.

3.2.5. Modelo Geocelular del Reservorio

El objetivo fue representar el yacimiento a partir de celdas pobladas con características sedimentológicas y petrofísicas.

Se generó un modelo con suficiente detalle como para representar heterogeneidades horizontales y verticales del reservorio, que pueda ser usado como herramienta para el análisis de capacidad de sello de las fallas.

Este modelo se realizó integrando los datos generados en la interpretación sísmica y los registros eléctricos de los pozos.

Usando el Software Petrel se creó un mallado de pilares para definir la geometría del modelo con un espaciamiento de las celdas de 10m X 10m y usando los horizontes y fallas previamente interpretados se ajustó la geometría del campo.

Modelo de facies

Con el objetivo de generar un modelo sedimentológico realista y que se ajuste a los datos de pozo, se precedió al uso de un modelo análogo de delta fluvial. Las facies se determinaron a partir de la correlación del registro Gamma Ray. El método usado para generar el modelo de facies en el Software Petrel fue el algoritmo de simulación gaussiana secuencial a partir de esto se ajustaron variogramas y se definió el sentido y rango de las diferentes facies.

Modelo de Volumen de arcilla

Primero se calculó el volumen de arcilla para cada pozo a partir del registro Gamma Ray usando el método Clavier (1971).

$$Vsh = 1.7 - [3.38 - (IGR - 0.7)^2]^{\frac{1}{2}}$$

Vsh= Volumen de arcilla; IGR= Gamma ray index

Luego se procedió a popular el modelo geocelular a través del algoritmo de simulación gaussiana secuencial, ajustando los datos a un modelo de variograma gaussiano. Esta propiedad es importante para el posterior cálculo del parámetro lutita-jaboncillo (SGR).

3.2.6. Aplicación del algoritmo lutita-jaboncillo (SGR)

El módulo de análisis estructural del Software Petrel (RDR) permitió aplicar el algoritmo lutita-jaboncillo en cada plano de falla, usando como dato de entrada el modelo de volumen de arcilla.

Los resultados son presentados en una escala porcentual de colores para cada plano de falla. Valores 0-15% indica fuga, 15-40% se encuentran en un umbral de fuga o sellado y valores mayores a 40% indican sellado (Yielding, 2002).

CAPÍTULO 4

4. RESULTADOS

4.1. Interpretación Sísmica

4.1.1. Sismograma Sintético

La correlación de datos geológicos con geofísicos fue realizada mediante la generación de un sismograma sintético para el pozo Amistad Sur-1 (

Figura 4.1). Se generó usando los registros eléctricos sónico, densidad, y datos de velocidad de tiro de prueba (checkshot). La traza sintética fue generada usando una ondícula tipo Ricker de 128 ms de longitud y una frecuencia central de 25 Hz. En la

Figura 4.1 se compara la sísmica de la línea cruzada 1113 con la generada por el sismograma sintético, donde se aprecia que existe un buen ajuste.

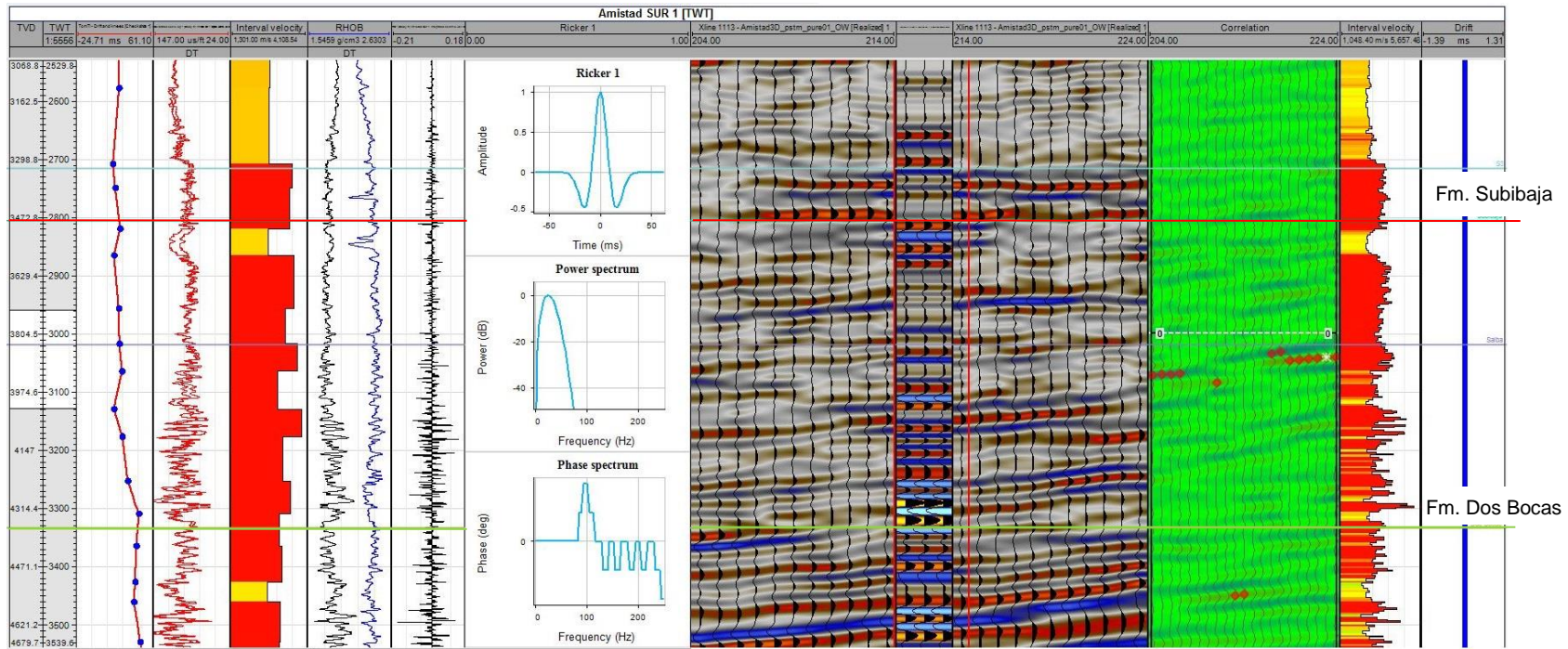


Figura 4.1 Sismograma sintético generado para Amistad Sur-1
Fuente: Autores

4.1.2. Interpretación de Superficies

Una vez realizada la correlación sísmica-pozo y después de haber identificado en la sísmica los reflectores de interés, se interpretaron las superficies principales correspondientes a: Mioceno Superior, Fm. Subibaja y Fm. Dos Bocas, como se observa en la

Figura 4.2 y

Figura 4.3. Mioceno Superior corresponde al límite Superior del modelo, Subibaja es la superficie de mayor interés puesto que a este sobreyacen las arenas productoras y finalmente Dos Bocas que corresponde al límite inferior.

4.1.3. Interpretación Estructural

Se realizó una interpretación de las estructuras principales en la secuencia estratigráfica del Mioceno (tope y base del modelo). Se identificó que todas las fallas son de tipo normal, presentando un rumbo general Este-Oeste. Entre estas se identificó una falla principal, la cual llamaremos F1 en el presente estudio. Esta falla aparentemente divide en dos a la estructura y su máximo desplazamiento se observa para la superficie Subibaja. Asimismo, se interpretó el eje del monoclinal, a partir del cual se observa la caída de las capas sedimentarias hacia el oeste, mostrando un mayor espesor para depósitos más recientes, desde el Plioceno a la actualidad. Se resalta que la interpretación y el presente estudio se enfoca al este del eje del monoclinal.

En la sísmica también se identificaron anomalías de amplitud en la zona Norte cercana a los pozos Amistad 1 y 3. Estas se observan a lo largo de los planos de falla en líneas cruzadas y al realizar un corte horizontal en tiempo de la sísmica 3D, se identifica claramente una gran anomalía que puede indicar la existencia de una nube de gas (

Figura 4.2).

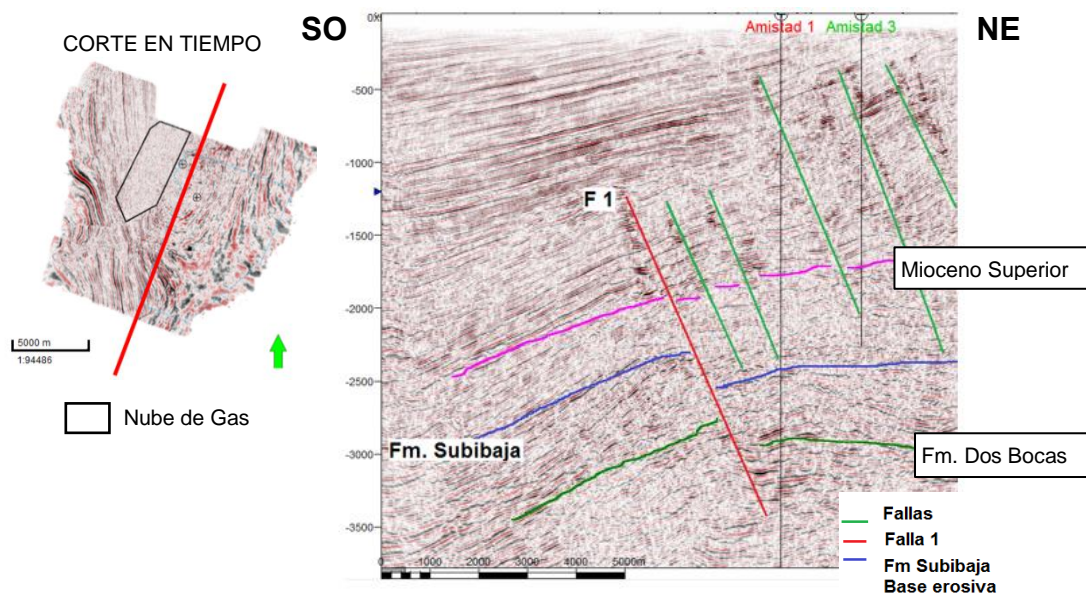


Figura 4.2 Interpretación de superficies y fallas en línea sísmica XL 1020, se observan anomalías de amplitud a lo largo de los planos de falla.

Fuente: Autores

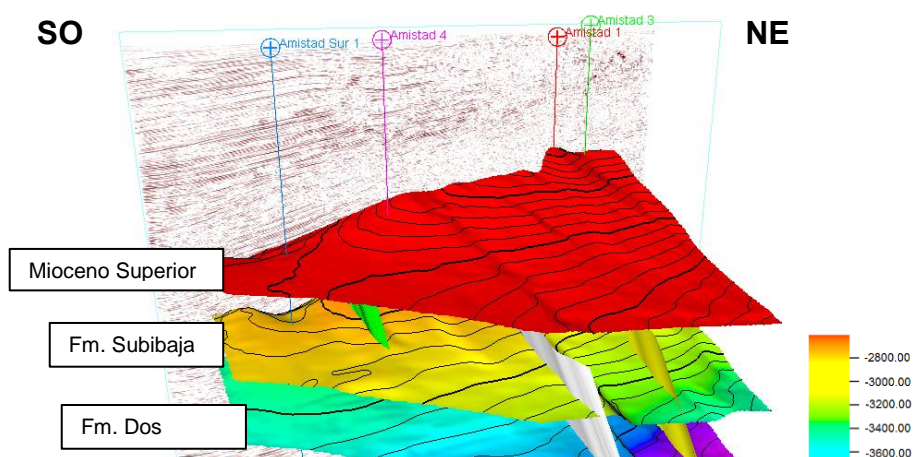


Figura 4.3 Línea sísmica XL 1108 mostrando en vista 3D las superficies interpretadas.
Fuente: Autores

4.2. Modelo de velocidad

El modelo de velocidad generado permitió transformar tanto las superficies como planos de fallas interpretados en el dominio tiempo al dominio profundidad. Los datos de entrada para este modelo fueron las superficies interpretadas en tiempo y los topes en el pozo correspondientes a la superficie en profundidad. La Tabla II muestra en Valor en z, la profundidad en el pozo, y en horizonte la profundidad en metros a la que se encuentra la superficie (los valores fueron transformados de tiempo [TWT] a metros [m]), obteniendo así el desfase el cual fue corregido usando un radio de influencia de 500 m por pozo.

Tabla II Resultados obtenidos del modelo de velocidad previo a la corrección del modelo

Superficie	Pozo	Valor en z (pozo) [m]	Horizonte [m]	Desfase [m]
Lechuza	Amistad 1	-576.54	-583.14	6.60
	Amistad Sur 1	-858.20	-861.22	3.02
	Amistad 4	-730.84	-791.34	60.50
	Amistad 3	-547.33	-508.49	-38.84
Mioceno Superior	Amistad 1	-1883.12	-1869.98	-13.14
	Amistad Sur 1	-2291.09	-2265.03	-26.06
	Amistad 4	-2018.17	-2001.29	-16.88
	Amistad 3	-1656.02	-1640.99	-15.03
Fm. Subibaja	Amistad 1	-3134.25	-3127.16	-7.09
	Amistad Sur 1	-3455.30	-3452.51	-2.79
Fm. Dos Bocas	Amistad 1	-4123.44	-4112.99	-10.45
	Amistad Sur 1	-4340.00	-4359.88	19.88

Fuente: Autores

En la Figura 4.4 se muestra el modelo de velocidad obtenido donde se observan 3 zonas de distinta velocidad (verde, naranja y rojo). Estas zonas fueron delimitadas con los datos de entrada para generar el modelo y corresponden a: Miembro Lechuza-Mioceno Superior con una velocidad aproximada de 2500 m/s, Mioceno Superior-Fm. Subibaja con 2900 m/s y Fm. Subibaja-Fm. Dos Bocas con 3200 m/s aproximadamente.

El miembro Lechuza, perteneciente a la Formación Puná (Plioceno) fue necesario de incluir en el modelo para tener un mayor control y disminuir el error en la superficie Mioceno Superior. En general los errores se mantienen en un rango de ± 20 m (Tabla II) para las tres superficies a utilizar en el modelo, y para la superficie de interés, Formación Subibaja, el error es < 10 m.

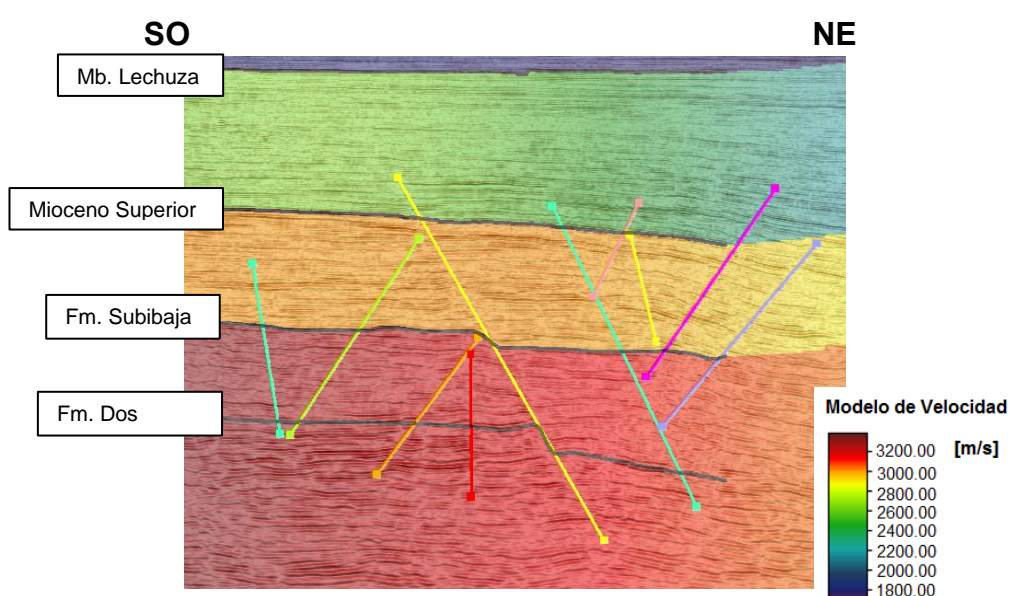


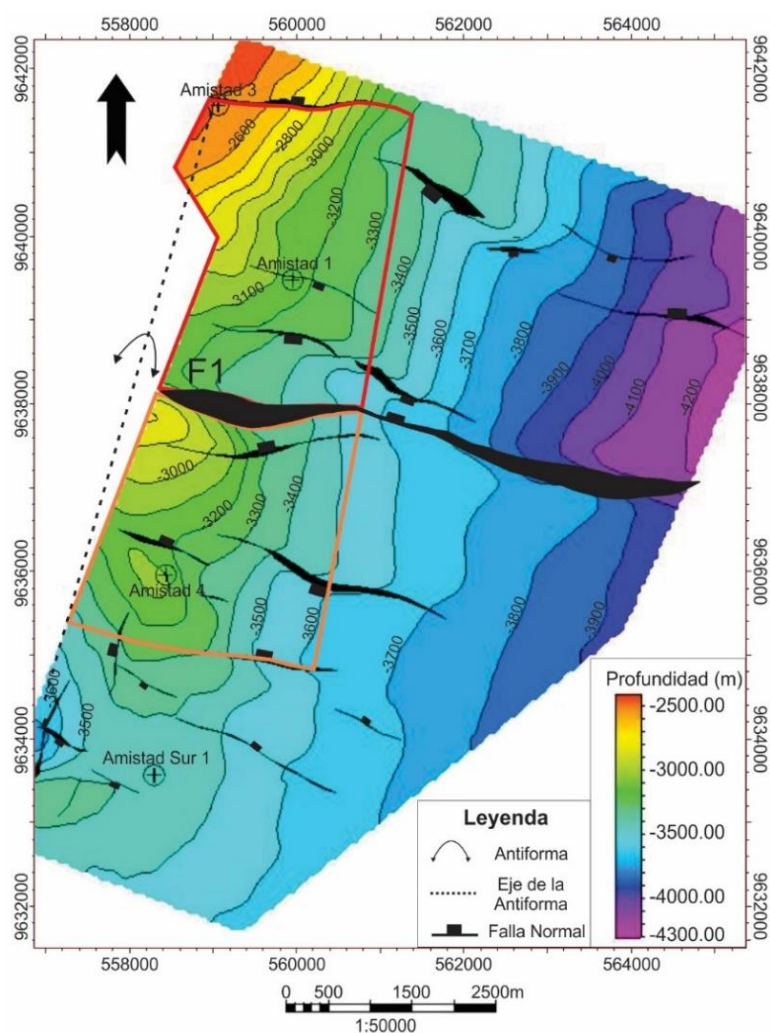
Figura 4.4 Modelo de velocidad sobre la línea sísmica XL 1343
Fuente: Autores

4.3. Mapa Estructural y Perfiles de Desplazamiento

Una vez concluida la interpretación sísmica y generado el modelo estructural, se prosiguió a realizar un mapa estructural al tope de la Formación Subibaja

para el cual se usaron los polígonos de fallas generados a partir del modelo estructural.

En el Mapa VIII se puede apreciar la falla F1 en el centro del área, la cual divide a la estructura en dos segmentos. Asimismo, se muestra el eje de la antiforma al oeste del mapa, ubicado mediante la interpretación sísmica.



Mapa VIII Mapa estructural al tope de la Formación Subibaja.

Fuente: Autores

En el mapa estructural se observa que la falla F1 aparentemente divide en dos a la estructura, por tanto, es necesario que sea estudiada a detalle. Con la ayuda del modelo estructural también se generaron perfiles de Desplazamiento Vs. Distancia a lo largo de la falla F1 (Figura 4.5) para los diferentes niveles estratigráficos. Cabe señalar que la precisión de estos perfiles es proporcionada por el detalle de la interpretación sísmica. Usando estos perfiles se logra identificar las zonas de máximo desplazamiento y dar una perspectiva sobre el tiempo de actividad de la falla.

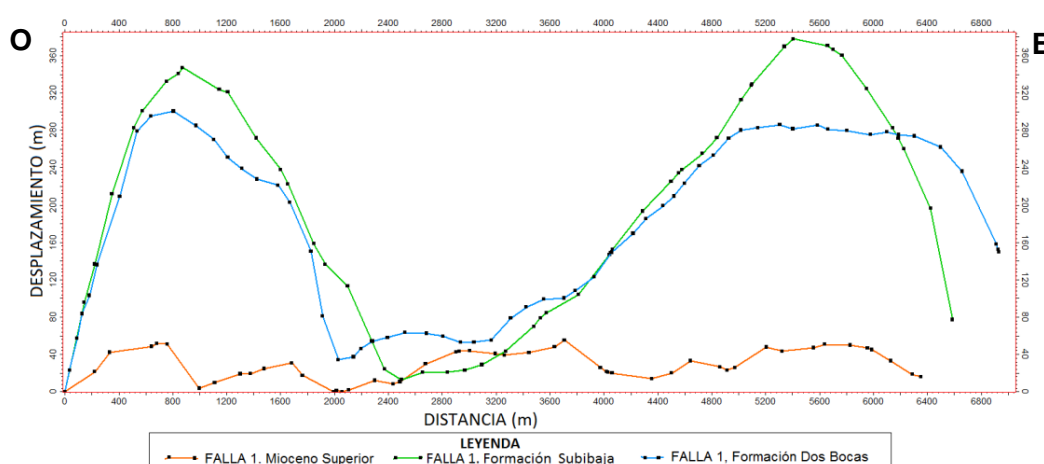


Figura 4.5 Grafico Desplazamiento vs Distancia para la falla F1.
Fuente: Autores

4.4. Correlación de pozos

Mediante la revisión bibliográfica de datos micropaleontológicos del pozo Amistad Sur-1 (Ordóñez M. et al., 2006) se confirmaron las edades de los topes proporcionados de acuerdo a la Formación, y junto con los registros

eléctricos de Gamma Ray y resistividad se obtuvo una correlación cronoestratigráfica.

En base a la asociación de foraminíferos realizada por Ordóñez (2006) y realizando un estudio de electrofacies identificadas con el registro de Gamma Ray (GR) y Resistividad normal corto (SN) en cada pozo, se definieron los ambientes sedimentarios mostrados en la Figura 4.6, donde se observa que las arenas de interés que sobreyacen a la Formación Subibaja las identificamos como parte de un frente deltaico.

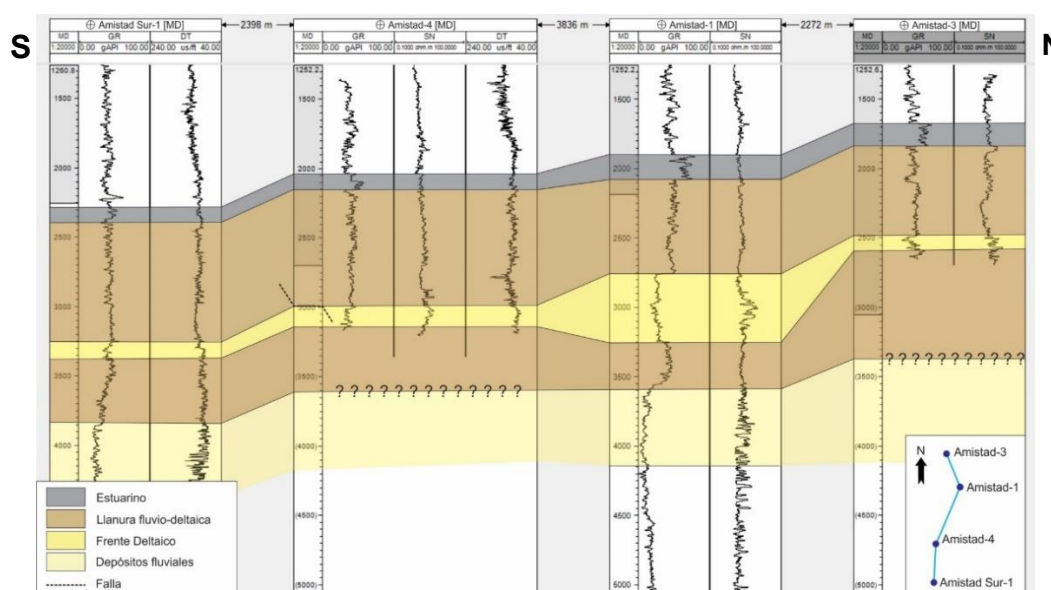


Figura 4.6 Correlación cronoestratigráfica de pozos

Fuente: Autores

En base a esta correlación, definimos que durante el Mioceno Medio tenemos un ambiente sedimentario de transición, donde el pozo Amistad 1

forma parte del frente deltaico mientras Amistad Sur 1 formaría parte de la planicie deltaica, encontrándose por tanto más próximo a la línea de costa. Con esta relación de la posición de los pozos, podemos entender las variaciones laterales de facies para el Mioceno Medio, y al ubicar a Amistad 1 en el frente deltaico entendemos por qué es factible que encontremos arenas más desarrolladas en este pozo.

En la Figura 4.7 se muestra una correlación litoestratigráfica realizada entre los pozos por medio del registro Gamma Ray, Sónico y Resistividad. Esta correlación nos permite obtener una visualización simple de los cambios de espesor de las arenas del reservorio mostrando continuidad, pero variaciones de espesor en los demás pozos. Finalmente se definieron 3 facies: arena, arena limosa y limo importantes para elaborar el modelo geocelular de facies.

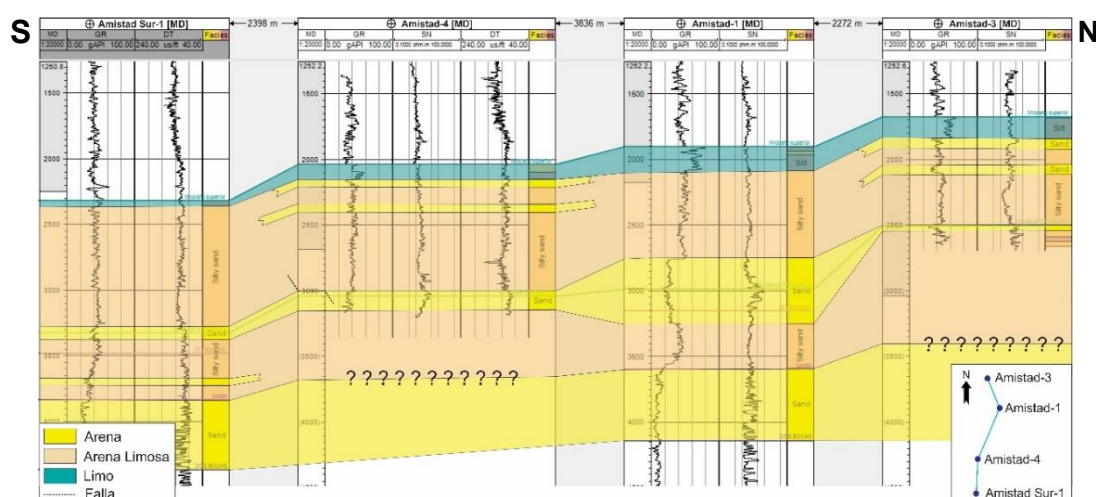


Figura 4.7 Correlación litoestratigráfica de pozos, se observan 3 facies: arena, arena limosa y limo.

Fuente: Autores

4.5. Modelo geocelular de facies y de volumen de arcilla

Las 3 facies definidas en la correlación de pozos fueron los datos de entrada para generar el modelo geocelular de facies que se muestra en la Figura 4.8. Por medio de este modelo, se observa en un volumen 3D las tendencias generales en espesor y distribución de litofacies, esencial para el análisis de yuxtaposición de arenas.

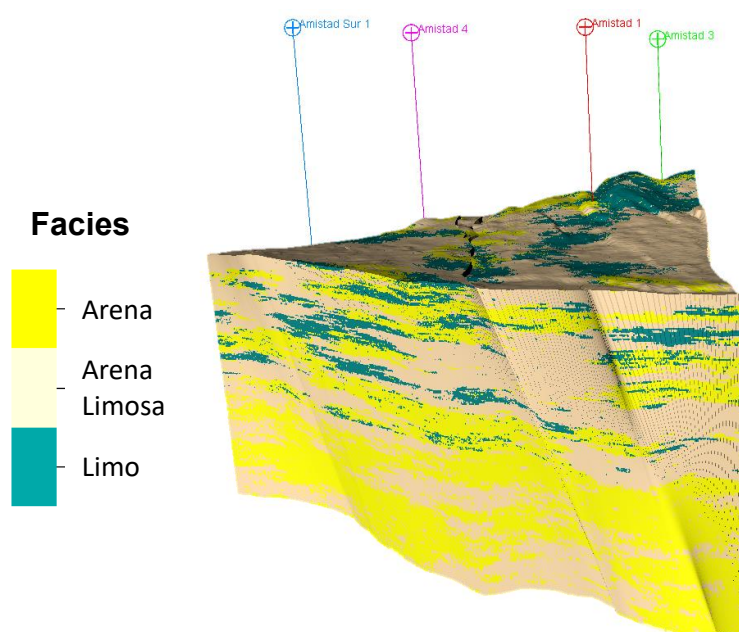


Figura 4.8 Modelo 3D de facies del reservorio

Fuente: Autores

Determinado el volumen de arcilla a partir del Registro Gamma Ray, se generó un modelo de esta propiedad petrofísica. En la Figura 4.9 se observa

que, a mayor porcentaje mayor cantidad de material fino, indicado por los colores amarillo y rojo; mientras que la tonalidad lila indica menor cantidad de material fino. Al tener una distribución 3D de esta propiedad se tiene una idea más clara de la cantidad de material fino existente a lo largo de un plano de falla.

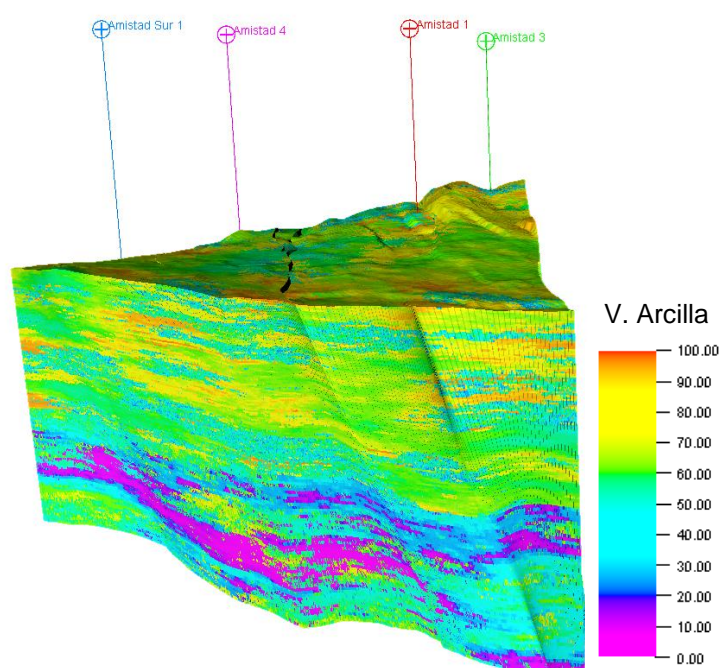
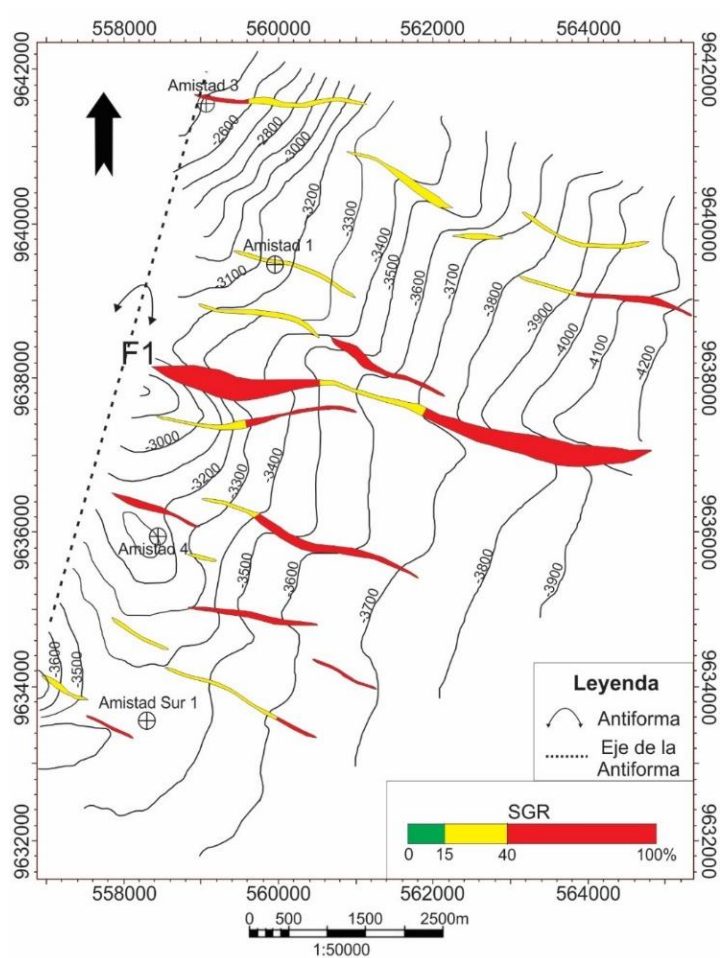


Figura 4.9 Modelo 3D de volumen de arcilla del reservorio.
Fuente: Autores

4.6. Mapa de SGR

Después de aplicar el algoritmo de relación lutita-jaboncillo para cada plano de falla, los resultados fueron representados sobre el mapa estructural al tope de la formación Subibaja. En el Mapa IX se observa que los valores

altos de SGR (>40) corresponden a zonas con una buena capacidad de sello representadas de color rojo, aquí no existirá trasmisión de fluidos; de igual forma se muestran segmentos de fallas con un SGR de 15 a 40%, representadas por color amarillo, estas corresponden a un umbral donde podría darse o no la fuga.



Mapa IX Mapa de capacidad de sello de las fallas usando el algoritmo SGR.
Fuente: Autores

CAPÍTULO 5

5. DISCUSIÓN

Para el análisis de sello a lo largo de la falla F1 se consideró: el perfil de desplazamiento de la falla, la yuxtaposición de las arenas reservorio y la capacidad de sello usando el algoritmo SGR. Junto con los datos de pruebas de presión de los pozos Amistad-4 y Amistad-1 se analizó y definió el grado de compartimentalización del campo Amistad.

5.1. Yuxtaposiciones de las arenas del reservorio a lo largo de la falla F1.

Al Oeste de la falla F1 se tiene un máximo de desplazamiento de 350 m para el nivel estratigráfico de interés (Fm. Subibaja) el cual disminuye gradualmente hasta 20 m hacia el centro de la falla (Figura 5.1). Este desplazamiento mínimo se mantiene a lo largo de 800m, lo cual nos indica que se ha visto afectada por la actividad de la falla F2, formando un sistema de fallas conjugado (Figura 5.2 B y C). A partir de aquí el desplazamiento de

la falla incrementa hasta un máximo de 380 m hacia el este, siendo este el máximo desplazamiento de la falla.

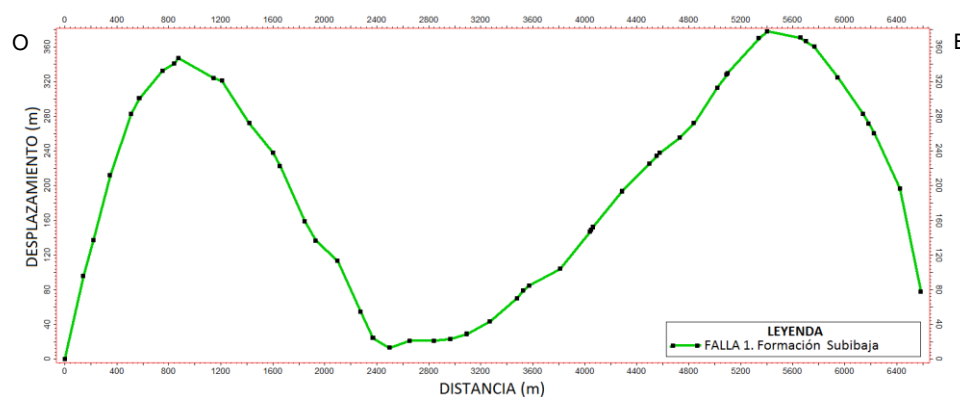


Figura 5.1 Gráfica desplazamiento vs distancia de la Falla F1 para la Formación Subibaja
Fuente: Autores

Arenas que conforman el reservorio sobreyacen a la Formación Subibaja (línea negra continua en Figura 5.2 A y B). La Figura 5.2A muestra la yuxtaposición de la arena-sello contra el plano de la falla F1 representado en color rojo, indicando que su desplazamiento en el intervalo de 500 a 1200 m (Figura 5.1) es suficiente para yuxtaponer las arenas del bloque yacente con limo del bloque colgante, esto difiere en el intervalo de 2400 a 3200 m (Figura 5.1) donde hay 10 m de desplazamiento y muestra la yuxtaposición arena-arena contra el plano de la falla F1 (Figura 5.2 B), una yuxtaposición arena-arena es potencial ventana de fuga a través del plano de falla.

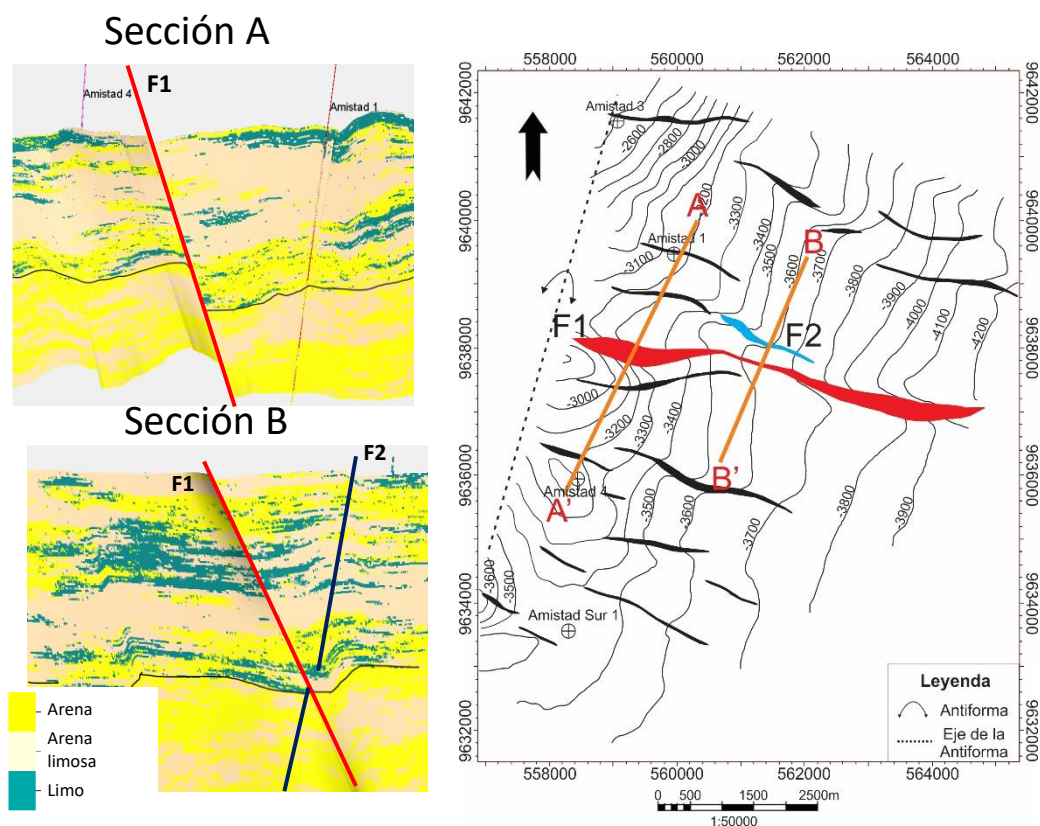


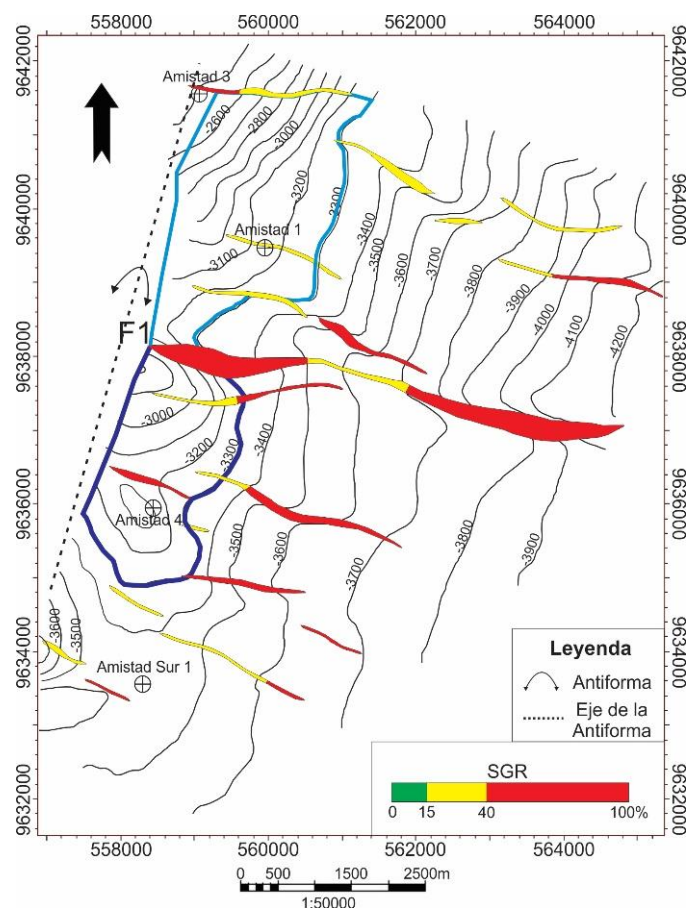
Figura 5.2 A) Yuxtaposición arena-sello; B) Yuxtaposición arena-arena; C) Ubicación de las secciones A y B.

Fuente: Autores

5.2. Uso del algoritmo SGR en todos los planos de falla del campo y la relación con los datos de presión en los pozos.

En el Mapa X, se puede observar los valores de SGR a lo largo de los planos de todas las fallas del campo. Para la falla F1 se identifican valores SGR mayores a 15% sin embargo en el extremo oeste de la falla se muestra una zona con valores SGR mayores a 40%, lo cual indica una buena capacidad de sellado para este segmento de falla. Así mismo hacia el centro de la falla

F1, existen valores entre 15-40% lo cual indica que podría existir comunicación entre los dos compartimentos.



Mapa X Mapa de capacidad de sello de las fallas mostrando los contactos gas-agua.
Fuente: Autores

Para complementar el análisis fue necesario definir los contactos gas-agua de los compartimentos. Se usó datos de pruebas de presión en el campo Amistad (Deckelman, 2008), (Figura 5.3). Para definir el contacto del compartimento sur se usó los datos de presión del pozo Amistad 4 (37.9 MPa a -3322.3m) y el gradiente de agua del mismo pozo dando un contacto a -

3280m y para el contacto del compartimento norte se usó los datos de presión del pozo Amistad 1 (33.1 MPa a -3291.8 m) y el gradiente normal de agua dando un contacto a -3300 m.

Para el mismo reservorio las presiones son diferentes, en el pozo Amistad 4 hay una presión de 33.1 MPa (4800 Psi) y en el pozo Amistad 1 una presión de 37.9 MPa (5500 Psi). Esta diferencia de presiones en ambos compartimentos es una evidencia de la compartimentalización que existe en el campo.

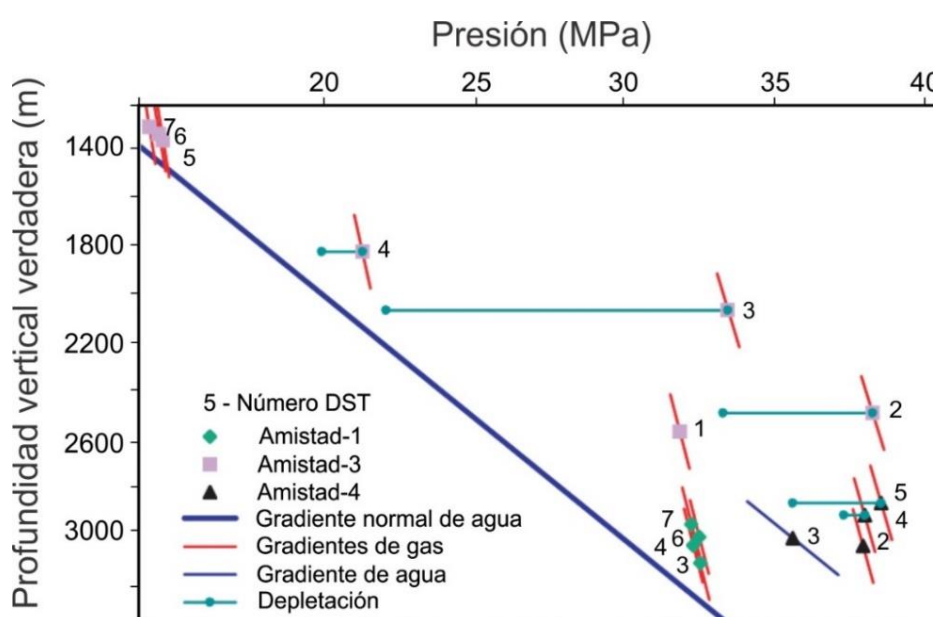


Figura 5.3 Pruebas de presión DST en Campo Amistad Vs. Profundidad
Fuente: Modificado de Deckelman, 2008

De acuerdo a la Figura 5.4 se observa que el máximo desplazamiento de la falla 1 se da al nivel de la Formación Subibaja, es decir que la actividad de la falla empezó en Mioceno Medio, los estratos inferiores de la formación

Subibaja fueron sometidos a esfuerzos producidos por el desplazamiento de falla, que generó un máximo de 280m al nivel de la Formación Dos Bocas. A diferencia del perfil de Mioceno Superior, donde el desplazamiento disminuye a 40 m aproximadamente, es decir que la actividad de la falla es casi nula en este tiempo. Junto con el perfil de desplazamiento y el modelo de facies realizado, podemos identificar que existe una relación directa entre la actividad de la falla y la sedimentación, es decir que ambos eventos ocurrieron de forma simultánea evidenciándose en las arenas que sobreyacen a la Formación Subibaja. Esto explica por qué las arenas encontradas en Amistad-1 son más desarrolladas que las arenas encontradas en Amistad-3 donde su espesor se reduce significativamente. La formación temprana de la falla F1 ayuda a que el material de arcilla dentro del plano de falla sea un sello efectivo para el reservorio.

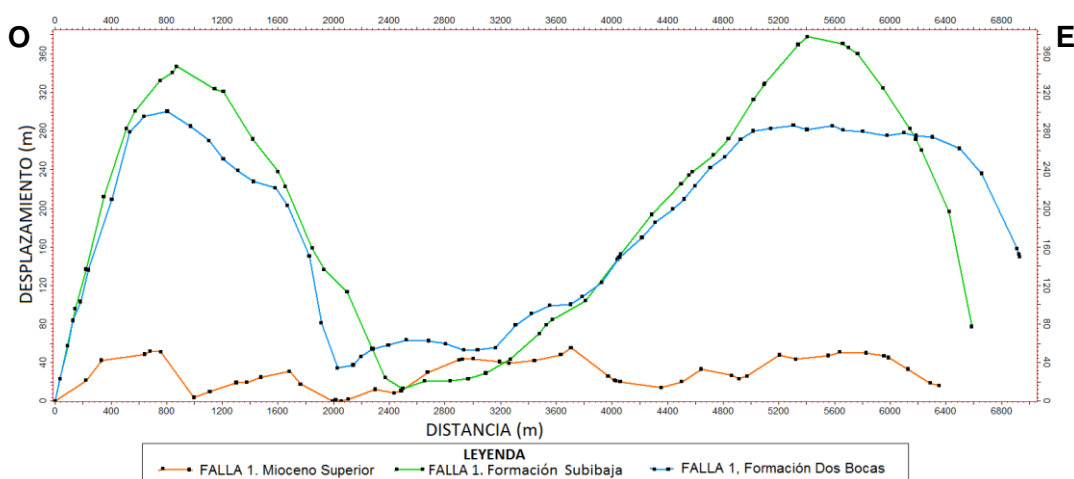


Figura 5.4 Gráfica desplazamiento vs distancia de la Falla F1 para Mioceno Superior y la Formación Subibaja y Dos Bocas.

Fuente: Autores

5.3. Compartimentalización

Se encontraron los contactos gas-agua para la columna de gas que atraviesan los pozos Amistad 4 y Amistad 1 siendo -3280m y -3300m respectivamente. La similitud de estos contactos nos llevaría a pensar que se trata de un solo yacimiento, es decir que hay transmisión entre los fluidos del bloque colgante y bloque yacente a través de la Falla F1; sin embargo, en la Figura 5.3 se evidencian dos gradientes de presión distintas para Amistad 4 (33.1 MPa) y Amistad 1 (37.9 MPa).

Se podría plantear un escenario en el que ambos compartimentos formaron parte de la misma estructura y tuvieron la misma presión; si consideramos que Amistad 1 iguale la presión de Amistad 4, la presión en Amistad 1 sería mayor; por tanto, sería capaz de soportar una mayor columna de gas y no existiría fuga. Sin embargo, esto no sucede, es decir que algo debió ocurrir posiblemente durante la formación de la estructura para que su presión actual disminuyera.

En el mapa estructural (Mapa X) se aprecia un cambio de buzamiento para el compartimento norte, y se distingue que esta zona presenta mayor plegamiento que el compartimento sur; por tanto, es posible que el eje de la antiforma no haya sido capaz de soportar este diferencial de presión ocasionado por el alto plegamiento, llegando a la fractura y por tanto

permitiendo la fuga del gas. También podría atribuirse esta fuga en el compartimento norte a la formación de la falla dextral regional. Esta fuga de gas es evidenciada por las anomalías de amplitud en la sísmica a lo largo de los planos de falla (

Figura 4.2) y en un corte en tiempo donde se distingue una gran anomalía la cual ha sido identificada en este estudio como una nube de gas.

En el mapa estructural al tope de la formación subibaja, se aprecian varios segmentos de fallas alineadas al norte las cuales podrían conformar una sola falla, dado que el valor de SGR para estos segmentos se encuentran en el umbral fuga-sello, existe la posibilidad que esta falla soporte el diferencial de presión y genere un tercer compartimento.

Si consideramos un tercer compartimento del cual Amistad 3 formaría parte, este debería tener su propio contacto gas-agua. Para obtener el contacto se considera el gradiente de presión de gas para Amistad 3 (Prueba DST 1 en la Figura 5.3) y el gradiente normal de agua obteniendo un contacto ligeramente mayor (aproximadamente -3350m) al contacto de Amistad 1.

Una prueba de presión a -2500 m de profundidad muestra una presión de gas mayor en el reservorio para Amistad 3 (38 MPa), pero la depletación nos indica que actualmente se encuentra a una menor presión (33.5 MPa), es decir que originalmente el gas en el yacimiento se encontraba a una presión mayor en Amistad 3 que en Amistad 1 mostrando la posibilidad que estos segmentos no estuviesen conectados y exista compartimentalización. Sin embargo, si se realiza una prueba de presión para el agua de formación en Amistad 3, podría indicarnos un valor diferente al normal de agua y por tanto el contacto gas-agua sería diferente, en tal caso se esperaría un gradiente de presión de agua mayor al normal como en el caso de Amistad 4 indicando que el yacimiento se encuentra sobrepresurizado, siendo esto un indicio de que los segmentos se encuentren aislados uno del otro.

CAPÍTULO 6

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. Conclusiones

- Las fallas del campo tienen un rumbo general Este-Oeste, observándose diferente desplazamiento entre ellas, destacando el potencial sellado de la Falla F1 por dividir en dos compartimentos las acumulaciones de gas en el campo Amistad.
- Los valores de SGR mayores a 40% indican una buena capacidad de sellado para la Falla F1, dando un indicio de que la estructura está compartimentalizada. Esto queda confirmado con los datos de presiones de los pozos Amistad 4 y Amistad 1. A pesar de que los compartimentos norte y sur posean un contacto gas-agua similar, sus presiones difieren siendo menor en el norte debido a una fuga de gas que se observa al norte de la estructura Amistad.

- Se evidencia una mayor pendiente al norte del mapa estructural y anomalías sísmicas de amplitud en el compartimento norte, indicando que el norte de la antiforma no fue capaz de mantener el diferencial de presión provocando fracturas y por tanto que el gas fugue. Como evidencia en un corte en tiempo de la sísmica se observa una gran nube de gas en el norte de la estructura Amistad.
- La actividad de la falla F1 empezó en Mioceno Medio evidenciado por el máximo desplazamiento a nivel de la Formación Subibaja, sobre la cual se encuentran las arenas reservorio, la actividad disminuye hacia Mioceno Superior donde el desplazamiento de la falla es casi nulo, por lo tanto, la formación temprana de la falla F1 ayudo a que esta tenga una capacidad de sellado mayor, siendo esto el factor determinante de la compartimentalización del campo Amistad.

6.2. Recomendaciones

- Realizar un modelo de velocidad de mayor precisión usando una relación tiempo profundidad para cada uno de los pozos a considerar.
- Entre mayor sea la calidad de los datos de entrada para cuantificar la capacidad de sello de las fallas se obtendrán resultados más precisos;

en particular un buen mapeo de las fallas y su desplazamiento, así como la obtención del Volumen de arcilla usando un algoritmo adecuado, serán esenciales para garantizar buenos resultados.

- Se recomienda realizar un trabajo más sistemático incluyendo la integración de propiedades medidas directamente en núcleos de perforación que permitirán confirmar los datos obtenidos por medio de sísmica y registros eléctricos para mejorar la precisión al definir la calidad de sello de la falla.
- Se recomienda disminuir la incertidumbre al norte de la estructura, donde se evidencia una gran fuga de gas, aumentando el detalle en la interpretación sísmica; de esta forma entender la evolución del plegamiento de la estructura donde posiblemente se ocasionaron las fracturas que permiten la actual fuga de gas.
- Fue mencionado en la discusión que las fallas alineadas al norte del mapa estructural podrían ser capaces de soportar el diferencial de presión y formar un tercer compartimento. En caso que estas fallas dividan a la estructura, formarían una barrera para el flujo en dirección norte-sur, por tanto, se recomienda estudiar a detalle las estructuras en

líneas paralelas para determinar si existe una barrera que impida el flujo oeste-este determinando así la existencia de nuevos compartimentos.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Asquith, G., & Krygowski, D. (2004). Gamma Ray. *Basic Well Log Analysis*, v, 31–35.

- [2] Benítez, S. (1995). Évolution géodynamique de la province côtière sud-équatorienne au Crétacé supérieur-Tertiaire. Tesis de Ph. D., Universidad de Grenoble 1, Grenoble, Francia. 3–163.

- [3] Cervený, K. (2005). Menor incertidumbre con el análisis de fallas que actúan como sello. *Oilfield Review*, SLB.

- [4] Cobos, L. (2010). Estudio Integrado del Golfo de Guayaquil del Mioceno al Reciente. Tesis de Grado. Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil, Ecuador.

- [5] Deckelman, J. A., Connors, F. X., Shultz, A. W., Glagola, P. A., Menard, W. M., Schwegal, S. R., & Shearer, J. N. (2008). Neogene oil and gas reservoirs in the Progreso Basin, offshore Ecuador and Peru: Implications for petroleum exploration and development. *Journal of Petroleum Geology*, 31(1), 43–60.

- [6] Deniaud, Y. (1998). Evolución Tectono-Sedimentaria de las cuencas costeras neógenas del Ecuador. Publicación ORSTOM y EPP, Quito, Ecuador.
- [7] Luzieux, L. D. A., Heller, F., Spikings, R., Vallejo, C. F., & Winkler, W. (2006). Origin and Cretaceous tectonic history of the coastal Ecuadorian forearc between 1°N and 3°S: Paleomagnetic, radiometric and fossil evidence. *Earth and Planetary Science Letters*, 249: 400–414. <http://doi.org/10.1016/j.epsl.2006.07.008>
- [8] Núñez del Arco, E. (2003). Geología del Ecuador. Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil, Ecuador.
- [9] Ordóñez, M., Jiménez, N., & Suárez, J. (2006). Micropaleontología Ecuatoriana, Centro de Investigaciones Geológicas Guayaquil, Guayaquil, 3, 31-59.
- [10] Ortoleva, P. J. (1994). Basin compartmentation: definitions and Mechanisms. *Journal of Petrology*, 25, 39–51.
- [11] Reyes, P. (2008). Quantification Relative du Soulèvement de la Cordillère Côtière (Equateur) a partir de la géomorphologie Sur MNT.

Tesis de Master. Laboratoire Géosciences Azur, Sophia Antipolis, Nice, Francia.

- [12] Witt, C., Bourgois, J., Michaud, F., Ordoñez, M., Jiménez, N., & Sosson, M. (2006). Development of the Gulf of Guayaquil (Ecuador) during the Quaternary as an effect of the North Andean block tectonic escape. *Tectonics*, 25(3), <http://doi.org/10.1029/2004TC001723>
- [13] Witt, C., & Bourgois, J. (2009). Relaciones entre la evolución de la cuenca del Golfo de Guayaquil-Tumbes y el escape del Bloque Nor-Andino. *Geología y Geofísica Marina y Terrestre del Ecuador*, 95–106.
- [14] Witt, C., & Bourgois, J. (2010). Forearc basin formation in the tectonic wake of a collision-driven, coastwise migrating crustal block: The example of the North Andean block and the extensional Gulf of Guayaquil-Tumbes Basin (Ecuador-Peru border area). *Bulletin of the Geological Society of America*, 122(1–2), 89–108. <http://doi.org/10.1130/B26386.1>

- [15] Yielding, G., Freeman B. & Needham, D. T. (1997). Quantitative Fault Seal Prediction. AAPG Bulletin, 81(6), 897–917.
<http://doi.org/10.1306/522B498D-1727-11D7-8645000102C1865D>
- [16] Yielding, G. (2002). Shale Gouge Ratio - calibration by geohistory. Norwegian Petroleum Society Special Publications, 11(C), 1–15.
[http://doi.org/10.1016/S0928-8937\(02\)80003-0](http://doi.org/10.1016/S0928-8937(02)80003-0)