

CAPITULO 1.

INTRODUCCIÓN

1.1 ANTECEDENTES Y JUSTIFICATIVOS

En Ecuador la producción de petróleo se ha constituido en el pilar de la economía y por tanto en el desarrollo del país.

Los mecanismos naturales de producción primaria contribuyen a la extracción alrededor del 25% del petróleo almacenado en el reservorio, mientras que el 75% restante permanece en poros y fisuras de las rocas. El caudal de producción depende de la presión diferencial entre la zona permeable y el fondo del pozo, de la permeabilidad media, del espesor de la capa y de la viscosidad del petróleo.

Debido a que la mayoría de los reservorios se encuentran en zonas saturadas con gases diluidos, los mecanismos naturales de producción se basan principalmente en la acción del agua que desplaza al petróleo hacia los pozos productores y a la expansión de los gases. En la actualidad es normal iniciar la explotación de los nuevos pozos con inyección de fluidos como un medio para optimizar el nivel de recuperación de petróleo. Ésta técnica se denomina recuperación secundaria o asistida y se emplea en reservorios en los cuales la producción había disminuido notablemente.

En nuestro país se ejecutó el proyecto de inyección de agua para recuperación secundaria en el campo Shushufindi, posteriormente en Sacha, y está por comenzar en el campo Auca.

En Shushufindi el proyecto duró 15 años y no dio el resultado técnico esperado, por lo cuál se decidió dar por terminado al no haberse obtenido resultados positivos

(incremento de presión y producción) en los pozos productores más cercanos a los pozos inyectores, desconociéndose la dirección que tomó el agua inyectada.

En el Campo Sacha, se continúa ejecutándose el proyecto de inyección de agua, por lo que se determinó la conveniencia de aplicar un estudio de uso de trazadores radiactivos para conocer el comportamiento dinámico del agua inyectada en el yacimiento Napo y mediante ésta, confirmar datos geológicos valiosos.

El presente proyecto de titulación es desarrollado con el aval de: ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL, PETROPRODUCCIÓN y COMISIÓN ECUATORIANA DE ENERGÍA ATÓMICA.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 OBJETIVO GENERAL

Determinar la existencia de la interconexión de pozos petroleros mediante un modelo geológico deposicional en los reservorios "T" y "U" de la Formación Napo en el Campo Sacha.

1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Definir un modelo deposicional a través del uso de la estratigrafía secuencial a nivel de reservorio
- Determinar las características petrológicas, físicas e hidráulicas de los reservorios T y U.
- Correlacionar registros de pozos en el área de pozos inyectores, mediante cortes estratigráficos.

- Analizar el estado actual en la inyección y reevaluar los resultados de radiotrazadores conjuntamente con análisis sedimentológico y petrofísico.
- Analizar las estructuras del reservorio.
- Sugerir ubicaciones de nuevos pozos inyectoros para la implementación de técnicas de inyección de agua para mejorar la producción en pozos productores cercanos.

1.3 ALCANCES

Para la realización de esta modelación, se utilizó la estratigrafía secuencial a nivel de campo como herramienta para definir un modelo deposicional en detalle. El análisis genético de las arenas permitirá comprobar la continuidad en los reservorios que han sido sometidos a técnicas de recuperación asistida (inyección de agua) permitiendo el tránsito de fluidos entre pozos inyectoros y productores.

La presencia de fallas (sellantes o no sellantes), así como su orientación juegan un papel preponderante en los estudios de inyección de agua, es por esto que se debe realizar un análisis estructural en detalle de los reservorios mediante la información geofísica existente.

La técnica de radiotrazadores fue implementada por la Comisión Ecuatoriana de Energía Atómica (CEEA) y PETROECUADOR en el Campo Sacha, su reevaluación, de manera conjunta con un modelo geológico, permitirá conocer el tránsito de los fluidos dentro del reservorio, de esta forma se podrá optimizar la producción hidrocarburífera en el sistema de pozos productor – inyector.

Para la realización de este trabajo se requirió de información existente tal como: informes geológicos, mapas, sísmica 3D, propiedades petrofísicas del reservorio, registros de pozos, núcleos de perforación, etc, que fueron proporcionados por PETROPRODUCCION filial de PETROECUADOR.

1.4 METODOLOGÍA Y MATERIAL UTILIZADO

1.4.1 METODOLOGÍA

Este trabajo se llevó a cabo, cumpliendo las fases que se enumeran a continuación:

◆ **FASE 1: Recopilación de información**

- Recopilación bibliográfica existente
- Revisión de mapas, registros de pozos y núcleos

◆ **FASE 2: Tratamiento de datos**

- Elaboración de mapas
- Elaboración de cortes estratigráficos y sísmicos

◆ **FASE 3: Interpretación de datos y modelación geológica de reservorios**

- Análisis de ambientes
- Modelación sedimentológica

◆ **FASE 4: Análisis y discusión de resultados**

- Síntesis de resultados
- Elaboración de tesis

1.4.2 MATERIAL UTILIZADO

- Registros eléctricos de 162 pozos.
- Cubos sísmicos: Sacha Norte y Sacha Sur.
- Informes y publicaciones realizados por técnicos de PETROPRODUCCIÓN y CEEA.
- Softwares: Geographix R-4 2001, Z-Map Plus y MODFLOW 2.8.
- Graficadores.

1.5 TRABAJOS PREVIOS

- CEEA-PETROECUADOR, “Estudio de uso de trazadores radiactivos para campos de petróleo depletados para recuperación secundaria y terciaria (Campo Sacha)”. Informe Final, 2004.
- PETROPRODUCCIÓN, “Estudio de inyección de agua en el Campo Sacha”, Informe final, 2004.
- Guzmán M. y Torres S., “Estratigrafía secuencial del intervalo Albiano tardío – Campaniano al sur de 0° 40’ Sur en la Cuenca Oriente”. Trabajo de Tesis, EPN, 2004.
- Heredia G., “Modelo Geológico integral y cálculo del potencial petrolífero para los reservorios “U” superior, “U” inferior y “T” inferior de la zona “Primavera” del oriente ecuatoriano”. Trabajo de Tesis, EPN, 2004.
- Vaca S., “Estudio estratigráfico secuencial del cretácico entre 0° y 1,5° sur de la cuenca oriente ecuatoriana”. Trabajo de Tesis, EPN, 2004.
- Shanmugam G., Poffenberger M. y Toro Álava J., “Tide-Dominated Estuarine Facies in the Hollín and Napo (“T” and “U”) Formations (Cretaceous), Sacha Field Oriente Basin, Ecuador”. AAPG Bulletin, 2000.
- Canfield R., Bonilla G. y Robbins R., “Sacha Oil Field of Ecuadorian Oriente”. AAPG Bulletin, 1991.

1.6 GENERALIDADES DEL ÁREA DE ESTUDIO

El Campo Sacha se encuentra ubicado a unos 180 Kms. de la ciudad de Quito, en la provincia de Orellana.

Estructuralmente se localiza dentro del Dominio del *Corredor Sacha- Shushufindi* (Rivadeneira y Baby, 1999) (Fig. 1.1).

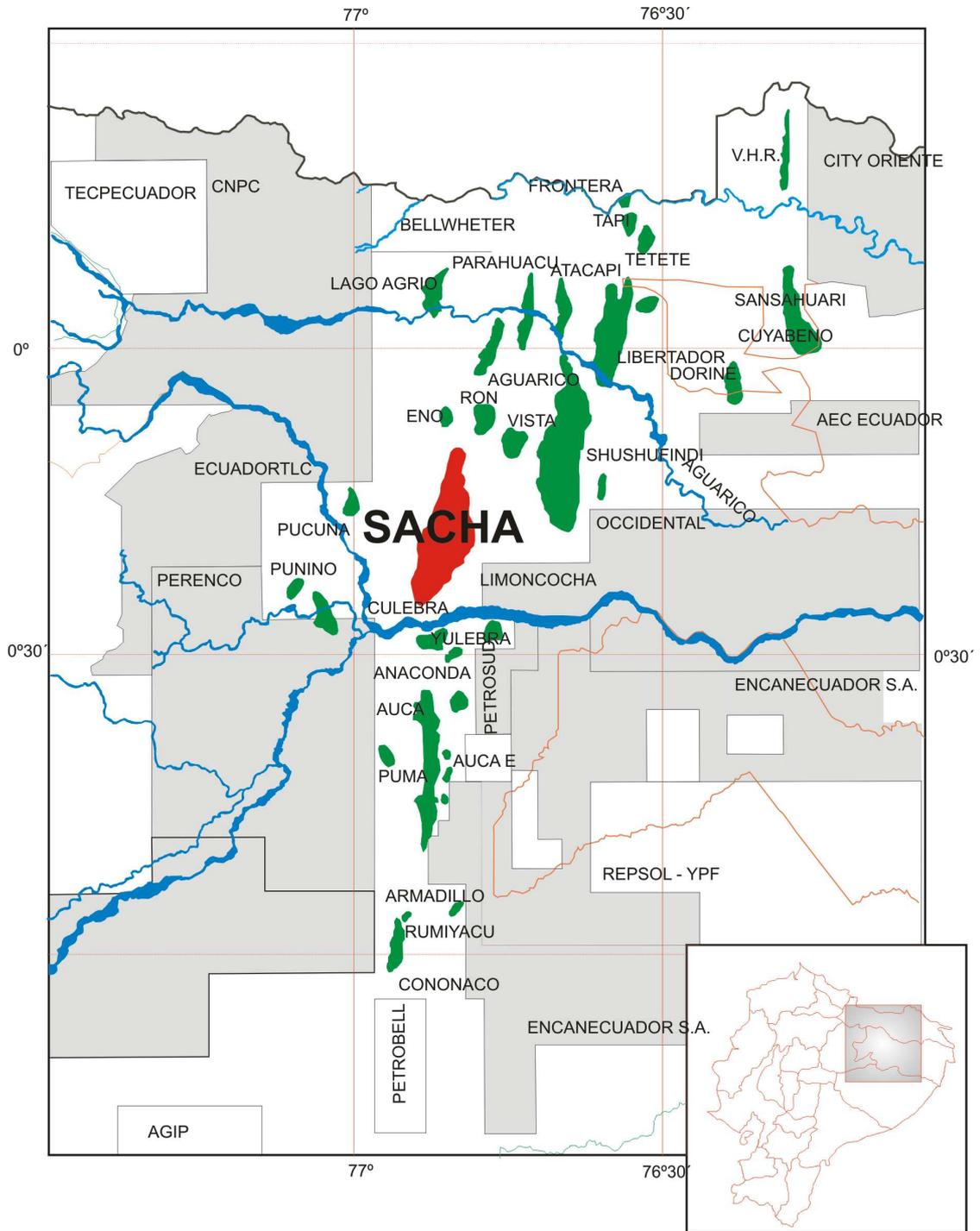


Figura 1.1. Mapa de ubicación de la zona de estudio (Campo Sacha)

El Campo fue descubierto a comienzos de 1969, tiene una superficie aproximada de 250 Km² y entró en producción en 1972, hasta el 31 de diciembre del 2004, la producción total del campo ha sido de alrededor de 675 millones de barriles, la misma que se distribuye en cuatro reservorios como se muestra en la tabla 1.1

Reservorio	Producción (Barriles)
Basal Tena	14 335 418
U	165 055 075
T	77 597 661
Hollín	418 095 093

Tabla 1.1 Producción acumulada de los principales reservorios en el campo Sacha (Archivo Técnico – PETROPRODUCCIÓN)

Hasta la actualidad se han perforado 164 pozos verticales, de los cuales, 6 son inyectores y el resto productores. La distribución de los pozos a lo largo del campo se observa en el mapa de ubicación (Fig. 1.2).

A continuación se presentan los pozos que actualmente están en producción de petróleo para los reservorios T y U:

U		T	
Pozo	Producción Mensual (Bls)	Pozo	Producción Mensual (Bls)
1	9418	9	8122
2	5754	12	5512
6	10054	28	7753
17	14142	30	4303
19	13113	32	9539
22	11393	33	6670
23	6299	34	4482
25	10054	37	9022
26	11690	38	14536
43	5179	42	3197
50	14233	51	22667
53	17034	59	15604
66	1817	75	6329
67	11417	80	8460
68	16717	88	17652
72	7147	91	6238
77	3483	102	15445
78	20744	108	13118
81	6329	111	9414
82	19079	139	15869
85	15566	145	10920
87	14871	170	12725
93	6753		
98	20260		
118	19109		
121	33463		
130	12749		
132	12144		
133	10569		
134	17292		
142	10630		
153	10720		
TOTAL	399222	TOTAL	227550
<i>Referencia: Archivo Técnico (PETROPRODUCCIÓN)</i>			

Tabla 1.2. Pozos productores actuales y producción mensual

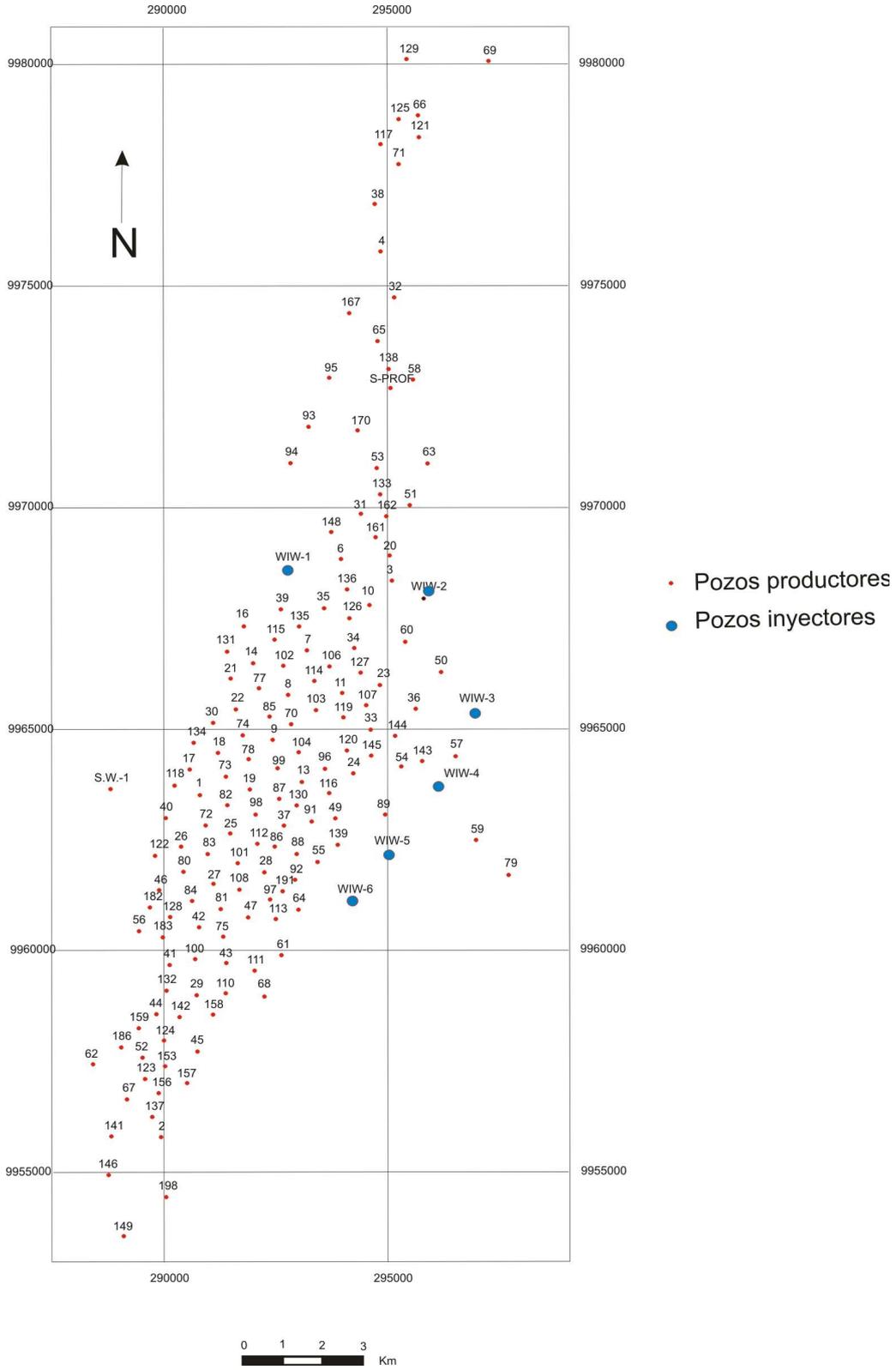


Figura 1.2. Mapa de ubicación de pozos CAMPO SACHA

CAÍTULO 2.

GEOLOGIA REGIONAL DE LA CUENCA ORIENTE

2.1 ESTRATIGRAFÍA GENERAL

La estratigrafía de la Cuenca Oriente ha sido definida a partir de afloramientos, perforaciones y registros. La sección sedimentaria que cubre la cuenca posee aproximadamente 11000 m de potencia (Canfield et al., 1982), está compuesta por sedimentos marinos y continentales, que tienen edades que van desde el Paleozoico hasta el Holoceno. Esta pila sedimentaria se encuentra sobreyaciendo a un basamento precámbrico.

La Figura 2.1. muestra la columna tectono-estratigráfica de la Cuenca Oriente.

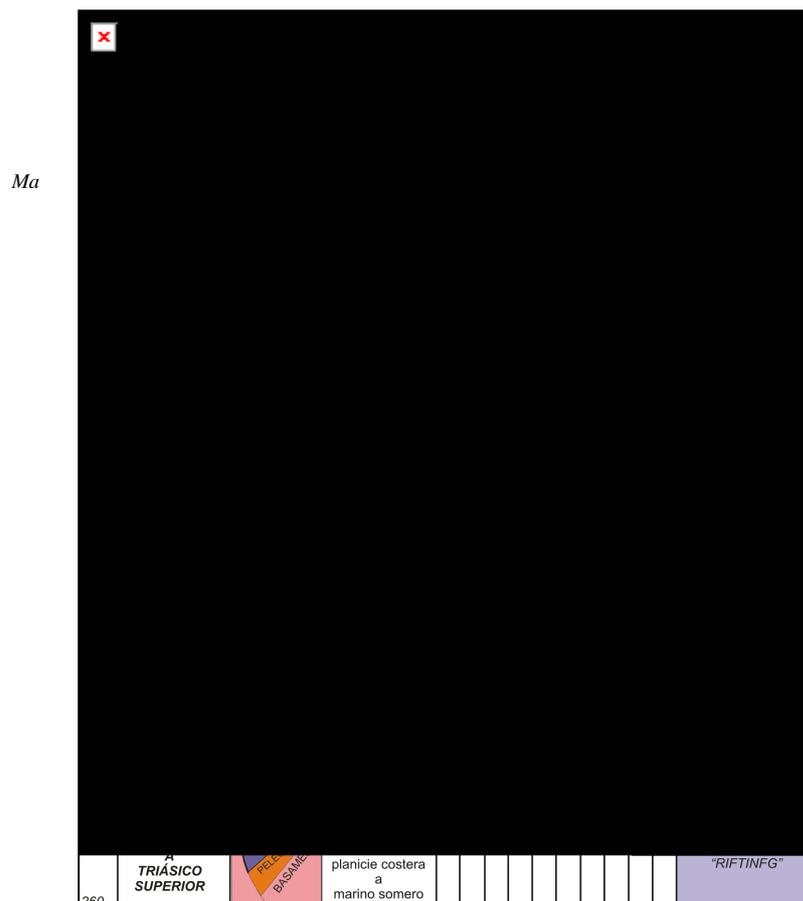


Figura 2.1. Columna tectono-estratigráfica y eventos geodinámicos de la Cuenca Oriente (Tomado de Baby et al., 2004)

2.1.1 BASAMENTO (PRECÁMBRICO)

El sustrato precámbrico se encuentra constituido por rocas ígneas y metamórficas, pertenecientes al escudo Brasileño-Guayanés.

2.1.2 FORMACIÓN PUMBUIZA (Goldschmid, 1941)

Edad: Silúrica terminal a Carbonífera inferior (Goldschmid, 1941)

Litología y Ambiente: Esta formación está compuesta por estratos finos de pizarras grises y negras, en algunos lugares grafitosas, y además por areniscas cuarzíticas finas, que afloran al Norte de las montañas Cutucú (Tschopp, 1953). Sus depósitos indican un ambiente marino de plataforma.

Relaciones estratigráficas:

Se encuentra descansando en discordancia sobre el basamento cristalino del Precámbrico y se encuentra sobreyacida de forma discordante por la Formación Macuma del Carbonífero Superior (Litherland et al., 1994). La diferencia en la deformación entre las formaciones Pumbuiza y Macuma se puede apreciar claramente en secciones sísmicas (Baby, 1998).

La formación Pumbuiza aflora en el río que lleva su mismo nombre y posee una potencia de aproximadamente 1000 m. (Benítez, 1991).

2.1.3 FORMACIÓN MACUMA (Dozy, 1940)

Edad: Carbonífero a Pérmico Inferior (Bristow y Hoffstetter, 1977; Rivadeneira y Baby, 1999)

Litología y Ambiente: Tschopp (1953), divide a Macuma en dos miembros: Inferior, compuesto principalmente por calizas bioclásticas fosilíferas de colores oscuros a grises, con alternancias de esquistos arcillosos de color negro; y Superior, formada

por intercalaciones de calizas masivas blancas a gris oscuras y lutitas. Gradaciones desde calizas arenosas a areniscas café verdosas son comunes en ambas unidades (Litherland et al., 1994).

Christophoul (1998), modifica la nomenclatura propuesta por Tschopp mediante un análisis secuencial, determinando tres miembros:

Miembro Regresivo Inferior: Consiste de tres secuencias compuestas de pizarras areniscas y calizas bioclásticas, el tope está formado por arcillas rojas que pueden representar una emersión.

Miembro Transgresivo: Formado por dos secuencias, la primera conformada por calizas bioclásticas blancas y arcillas pizarrosas y la segunda por areniscas glauconíticas y arcillas oscuras.

Miembro Regresivo Superior: Consiste de secuencias de arcillas oscuras, sobreyacidas por calizas con trilobites.

Su ambiente de depositación es equivalente al de plataforma marina carbonatada.

Relaciones estratigráficas:

En el norte del Levantamiento Cutucú, aparece una discordancia formada por las calizas de la Formación Macuma, que sobreyacen discordantemente a la Formación Pumbuiza. (Rivadeneira y Baby, 1999). Esta discordancia puede apreciarse en secciones sísmicas de la parte norte de la cuenca (Baby, 1998).

PERMO-TRIÁSICO

2.1.4 FORMACIÓN SANTIAGO (Goldschmid, 1940)

Edad: Triásico tardío para la base (Baby et al., 1998), Sinemuriano medio a tardío en el tope (Jaillard, 1997).

La Formación Santiago aflora en casi toda la extensión Occidental del Levantamiento Cutucú al este de Macas (Tschopp, 1953).

Litología y ambiente:

Tschopp (1953), define dos tipos de facies para la Formación Santiago: La primera que consiste de caliza negras parcialmente silicificadas en bancos delgados, alternando con areniscas calcáreas, estratos delgados de areniscas micáceas y lutitas negras silicificadas en algunos lugares bituminosas. Este tipo de facies puede apreciarse en el lado oriental del área de afloramiento. Posteriormente se definió en el lado occidental un tipo de facies más volcánica, conformado por las mismas calizas y lutitas intercaladas por brechas volcánicas, areniscas tobáceas verdes y lutitas bentoníticas, además de la presencia de diques, sills y grandes intrusiones de rocas félsicas y diabásicas.

Christophoul (1998), divide a la Formación Santiago en dos miembros:

Miembro Inferior: Está conformado por tres facies: La primera se compone de alternancia de calizas, en capas centimétricas a decimétricas, intercaladas por niveles centimétricos de areniscas de color gris. Se atribuye a un ambiente de depositación de fondo de bahía anóxica, de baja energía, cercana al continente. La segunda facies consiste de alternancia de calizas negras de grano fino y areniscas volcanoclásticas cafés en capas centimétricas, atribuidas a un ambiente de depositación más abierto, pero con muy baja energía. La tercera facies consiste de calizas decimétricas y métricas intercaladas entre sí, que presentan una superficie basal erosiva. Su ambiente de depositación corresponde a un orden de plataforma inestable o a un prodelta.

Miembro Superior: Definido por cuatro facies: La primera compuesta por areniscas volcanoclásticas, arcillas tobáceas y lutitas negras, de ambiente continental a marino proximal. La segunda consiste en sedimentos gruesos, brechas volcánicas, areniscas volcanoclásticas, lavas andesíticas y arcillas tobáceas en capas métricas a plurimétricas. La tercera se compone de alternancias de arcillas grises y de areniscas gruesas de color café en capas decimétricas a métricas, grano y estratocrecientes, progradantes hacia el este. Finalmente la cuarta facies se caracteriza por la alternancia de lutitas negras bituminosas, y areniscas oscuras finas.

Relaciones estratigráficas:

La base de la Formación Santiago hacia el este, yace en discordancia angular con la Formación Macuma y esta sobreyacida por sedimentos rojos de la Formación Chapiza, mientras que en el oeste se encuentra sobreyacida en discordancia por rocas Albianas de la Formación Hollín (Baldock, 1982).

2.1.5 FORMACIÓN SACHA (Rivadeneira y Sánchez, 1989).

Edad: Triásico (Rivadeneira y Sánchez, 1989).

Esta formación ha sido identificada en el pozo Sacha Profundo-1, Tiputini 1, Macuma 1 y Shushufindi A39.

Litología y ambiente:

Consiste de arcillolitas y limolitas rojas intercalados con evaporitas. La Formación Sacha, corresponde a un equivalente lateral continental de la Formación Santiago del Levantamiento Cutucú (Baby et al., 1998).

En el triásico se tuvo una tectónica extensiva en la Cuenca, que provocó la depositación de sedimentos ricos en materia orgánica pertenecientes a la Formación Santiago en la Zona sur, mientras al norte se depositaron los sedimentos continentales de la Formación Sacha (Díaz et al., 2001)

Relaciones estratigráficas:

La Formación Sacha, al igual que la Formación Santiago, se hallan en grabens o semi-grabens del “Corredor Sacha Shushufindi” y del “Levantamiento Cutucú”, erosionados y sellados por las formaciones Chapiza, Yaupi u Hollín (Baby, 1998)

2.1.6 FORMACIONES CHAPIZA-YAUI (Goldschmid, 1940-Rivadeneira y Baby, 1999)**Formación Chapiza**

Edad: Jurásico medio a tardío (Rivadeneira y Baby, 1999).

La Formación se encuentra definida al sur de la Cuenca, en el “Levantamiento Cutucú”

Litología y Ambiente:

Se encuentra constituida de sucesiones de sedimentos clásticos (capas rojas), que se depositaron en un ambiente continental de clima seco con pequeñas transgresiones marinas locales.

Su espesor varía entre 600 y 4500 m (Rivadeneira y Baby, 1999).

Tschopp (1953), divide esta Formación en tres miembros:

Chapiza Inferior: Consiste de una alternancia de lutitas negras, y areniscas de color gris, rosado y violetas; además de evaporizas. Este miembro se conoce como Chapiza roja y gris.

Chapiza Medio: Formada por la misma sucesión del Miembro anterior, pero con carencia de evaporizas.

Chapiza Superior: Consiste de lutitas, areniscas feldespáticas, conglomerados rojos, tobas de color gris, verde y violeta, areniscas tobáceas, brechas y basaltos. Éste fue definido como Miembro Yaupi (Jaillard, 1994), y posteriormente como Formación Yaupi (Rivadeneira y Baby, 1999).

Formación Yaupi

Edad: Jurásico superior – Cretácico temprano (Canfield et al., 1982).

La Formación Yaupi se encuentra definida en la parte norte de la Cuenca, y fue asignada como Formación en base a la respuesta sísmica (Baby, 1998) y a estudios del pozo Sacha Profundo-1 (Rivadeneira y Sánchez, 1989).

Litología y ambiente:

Corresponde a los depósitos del Miembro Superior de la Formación Chapiza, pertenecientes a una secuencia volcanoclástica.

Relaciones estratigráficas:

Las Formaciones Yaupi y Chapiza descansan en discordancia angular sobre la formación Santiago (Jaillard, 1997; Baby et al., 1998); la Formación Hollín se encuentra sobre el tope de la Formación Chapiza en discordancia angular y erosiva,

mientras que descansa sobre la Formación Yaupi de manera concordante (Rivadeneira y Baby, 1999).

2.1.7 FORMACIÓN MISAHUALLÍ (Goldschmid en Tschopp, 1953)

Edad: Neocomiano (Hall y Calle, 1982), Liásico tardío-Jurásico superior temprano (Litherland et al., 1994; Romeauf et al., 1995 en Baby, 1998; Jaillard, 1997).

Incluye todas las rocas volcánicas de origen continental del cinturón subandino (Litherland et al., 1994). Fue definida como Unidad Misahuallí (Goldschmid, 1940) y posteriormente definida como Formación.

Debido a que la Formación Misahuallí no se extiende al este del sistema Subandino, la Formación Chapiza reemplaza a ésta en el lado Oriental (Rivadeneira y Baby, 1999).

Litología y ambiente:

Está constituida de acumulaciones volcánicas masivas y gruesas (1000 a 3000m de espesor), que forman parte del potente arco magmático que corre desde el norte del Perú hasta el norte de Colombia. Consiste en coladas de lavas de composición basáltica a riolítica y de depósitos piroclásticos: ignimbritas dacíticas-riolíticas y tobas. Comprende también brechas volcánicas y areniscas volcanoclásticas.

La formación volcánica Misahuallí, es equivalente lateral de los miembros inferior y medio de la Formación Chapiza (Jaillard, 1997) y probablemente de la formación Yaupi. Está asociado a la actividad tectónica Jurásica causada por la intrusión de los Batolitos de Abitagua y Azafrán (volcanismo calco-alcalino)(Egüez y Aspden, 1993).

Relaciones estratigráficas:

La Formación Misahuallí descansa en discordancia angular sobre la Formación Santiago (Jaillard, 1997; Baby et al., 1998). La Formación Hollín se encuentra en discordancia angular sobre la Formación Misahuallí (Rivadeneira y Baby, 1999).

CRETÁCICO

Las formaciones Hollín, Napo y Tena forman el denominado “Ciclo Sedimentario Cretácico” (Dashwood y Abboutts, 1990; White et al., 1995).

2.1.8 FORMACIÓN HOLLÍN (Watson y Sinclair, 1927)

Edad: Aptiano inferior – Albiano inferior (Jaillard, 1997).

Litología y Ambiente:

Consiste de areniscas blancas de grano grueso cuarzosas, porosas pobremente estratificadas (Tschopp, 1953).

La Formación Hollín, generalmente ha sido dividida en dos unidades, la Unidad Hollín Principal en un ambiente de depositación continental y la Unidad Hollín Superior, definida en un ambiente marino litoral. Jaillard (1997), integra la última Unidad a la Formación Napo denominándole Arenisca Basal, en cuyo tope se localizan depósitos transgresivos de calizas micríticas y margas llamados Caliza C.

Manteniendo ésta división (White et al., 1995), define cinco secuencias deposicionales dentro de éstas 2 unidades, correspondiendo tres a la Unidad Hollín Principal y dos a la Unidad Hollín Superior. Así tenemos:

Unidad Hollín Principal.- A la base, depósitos de relleno de valle (areniscas de canal y lutitas). Siguiendo con depósitos de planicie aluvial (paquete deposicional dominante de la Unidad), identificándose dentro de 3 litofacies: areniscas de canal con “mudstones” con estratificación cruzada, “mudstones” y areniscas interestratificadas con estructuras de “ripples”.

Por último se tiene depósitos de planicie costera, de un cambio en el ambiente fluvial a una depositación de la misma Unidad en un ambiente estuarino costero.

Unidad Hollín Superior.- Se tiene primero depósitos de zona de costa, identificando 2 litofacies: Una de zona de costa inferior (areniscas y lutitas) y una zona de costa propiamente dicha, formada por areniscas de grano fino con estratificación cruzada. Por último se tiene depósitos de mar abierto (areniscas cuarzosas glauconíticas, calizas, margas y lutitas).

Relaciones Estratigráficas:

Acompaña generalmente a la suprayacente Formación Napo. En el flanco este del “Levantamiento Cutucú”, descansa en discordancia angular sobre la Formación Chapiza, mientras que al lado occidental yace sobre la Formación Santiago y en varios ríos aparece encima de la Formación Misahuallí.

2.1.9 FORMACIÓN NAPO (Watson y Sinclair, 1927)

Está constituida por una sucesión cíclica marino somera de calizas bioclásticas, lutitas ricas en materia orgánica y areniscas terrígenas, que alcanza un espesor aproximado de 900 pies.

Edad: (Albiano Inferior – Cretácico tardío) (Jaillard, 1997).

Litología y ambiente:

Jaillard (1997), agrupa en una sola Formación a los depósitos que son francamente marinos, y los divide en cuatro Divisiones: Napo Basal, Napo Inferior, Napo Medio y Napo Superior; éstas a su vez han sido subdivididas en miembros informales M-1, M-2, A, U, B, T y C.

Miembro Napo Basal (Albiano inferior – Albiano Superior) (Jaillard, 1995).

Arenisca Basal: (Albiano medio temprano – Albiano medio tardío) (Jaillard, 1997). Este miembro corresponde a “Hollín Superior”, pero sus características marinas han hecho que se lo incorpore a la Formación Napo. Está conformada por areniscas con altos porcentajes de glauconita, intercaladas con lutitas y calizas finas. Las areniscas

presentan estratificación cruzada, planar y ripples. Presentan un ambiente de depositación de playa y de plataforma marino abierta (White et al., 1995).

Caliza “C”: (Albiano medio tardío – Albiano medio temprano)(Jaillard, 1997).

Se presenta como un nivel delgado de calizas masivas y lutitas negras en la base, con presencia de glauconita y fosfatos. Atribuida a un ambiente marino confinado (Jaillard, 1997).

Lutita Napo Basal: (Albiano medio – Albiano tardío) (Jaillard, 1997).

Está constituida por series monótonas de lutitas negras no calcáreas en secuencias transgresivas – regresivas en la parte norte de la Zona Subandina. Vaca (2004), propone un cambio lateral de facies hacia el este denominado “Miembro Arenisca Inferior”. Su ambiente de depositación es de plataforma marina abierta (Souza Cruz de, 1988).

Caliza “T”: (Albiano tardío) (Jaillard, 1997).

Es una alternancia de margas, calizas arenosas y glauconíticas, fosilíferas y bioturbadas (Jaillard, 1997). Esta unidad se encuentra en la parte profunda de la Cuenca ubicada en el Corredor Sacha – Shushufindi y en el Subandino, mientras que hacia el oeste se someriza pasando lateralmente al **Miembro Arenisca “T” Basal** (Vaca, 2004). Esta unidad se atribuye a un ambiente de plataforma somera carbonatada y abierta a la base (Jaillard, 1997).

Arenisca “T”: (Albiano tardío) (Jaillard, 1997).

Son areniscas masivas, a veces calcáreas en la base y a menudo glauconíticas en la parte inferior, con intercalaciones de limolitas y complejos laminados de lodolita – limonita.

White y Barragán (1997), subdividen a la Arenisca “T” en tres miembros de acuerdo a su ambiente de depositación:

Arenisca “T” Basal, definido como un depósito de baja energía hacia la parte oeste de la Cuenca.

Arenisca “T” Inferior, compuesto de areniscas de grano fino hasta conglomerático, atribuidas a canales de marea, deltas y bancos de marea, valles incisos, canales fluviales.

Arenisca “T” Superior, constituida por bancos de areniscas glauconíticas generalmente calcáreas intercaladas con lutitas, depositadas en un ambiente de plataforma marina abierta, estuario, canales de marea y bancos marinos glauconíticos.

La división Napo, está interpretada como una megasecuencia transgresiva (Arenisca basal y Caliza “C”) y regresiva (Caliza “T” y Arena “T”) (Jaillard, 1997).

Relaciones Estratigráficas:

Descansa concordantemente sobre la Formación Hollín (Rivadeneira y Baby, 1999).

Miembro Napo Inferior (Albiano superior – Cenomaniano superior) (Jaillard, 1995).

Caliza “B”: (Albiano tardío) (Jaillard, 1997)

Son lutitas y limolitas negras a la base, calizas densas fosilíferas y glauconíticas en la parte media y al tope lutitas negras laminadas intercaladas con calizas margosas (Jaillard, 1997), también están presentes nódulos de pirita y caliza margosas. Hacia el lado este de la Cuenca se aprecia un cambio lateral de facies, denominado **Miembro Arenisca “B”** (Vaca, 2004). Estos depósitos son propios de un ambiente marino anóxico de baja energía.

Lutita “U”: (Cenomaniano temprano) (Jaillard, 1997)

Están presentes lutitas negras, poco calcáreas e incluso no calcáreas, apareciendo progresivamente areniscas finas glauconíticas (Jaillard, 1997). Vaca (2004), propone un cambio lateral de facies hacia el este de la Cuenca al **Miembro Limo “U”**. Su ambiente de depositación es un medio anóxico de baja energía.

Caliza “U”: (Cenomaniano temprano a medio) (Jaillard, 1997)

Constituyen bancos gruesos de calizas fosilíferas, bioturbadas, arenosas y glauconíticas alternadas con areniscas glauconíticas de grano fino, lutitas y limonitas (Jaillard, 1997). Hacia el este existe un cambio lateral de facies denominado **Miembro Arenisca “U” Basal** (Vaca 2004). El ambiente de depositación corresponde al de plataforma carbonatada somera.

Arenisca “U”: (Cenomaniano medio) (Jaillard, 1997).

Está conformada por una secuencia de areniscas glauconíticas de grano medio, saturadas de hidrocarburos dentro de una matriz arcillosa (Berrones, 1994).

La Arenisca "U", a su vez, ha sido subdividida en dos unidades (White et al., 1995):

Arenisca "U" Inferior (Principal), que consiste de areniscas cuarzosas con estratificación cruzada y laminación planar de grano medio a fino. Esta unidad se atribuye a canales de marea hacia el oeste, relleno de valles incisos hacia el centro y cambiando a un ambiente fluvial hacia el este de la Cuenca.

Arenisca "U" Superior, compuesta por areniscas de grano fino con glauconita con cemento calcáreo, que presentan bioturbaciones, intercaladas con lutitas y calizas. El ambiente de este depósito se de plataforma marina, somerizando hacia el este a ambientes de estuario y planicie costera.

El espesor aproximado de Napo Medio es de 200 pies, y constituye uno de los reservorios más importantes de la Cuenca Oriente (Baldock, 1982; Jaillard, 1995).

Relaciones Estratigráficas:

Se encuentra sobreyacida por el miembro Napo Medio por un hiato erosivo a no depositacional (Salguero, 2001).

Miembro Napo Medio (Turoniano medio a Coniaciano temprano) (Jaillard, 1997)

Caliza "A": (Turoniano temprano – Turoniano medio) (Jaillard, 1997).

Constituyen bancos de calizas

Caliza "A" Inferior, consiste de bancos de caliza masivas de textura micrítica, claras y oscuras, poco bioturbadas, con presencia de cherts y restos de peces, escasos bivalvos y ammonites localmente abundantes. Presenta silicificación, abundante pirita. Su ambiente de depositación es sub-mareal de baja energía (Jaillard, 1997).

Caliza "A" Superior, formada por bancos masivos de calizas intercalados con margas a la base, se caracteriza por la gran cantidad de bioturbaciones, ammonites grandes y bivalvos, y dolomitización parcial. Hacia el techo se puede apreciar

pequeños niveles arenosos glauconíticos, con clastos fosfáticos. Se atribuye a un ambiente de mar abierto y de baja energía (Jaillard, 1997).

Arenisca “M-2”: (Turoniano tardío?) (Jaillard, 1997).

Está formada por una serie de lutitas y margas arenosas con glauconita que pasan verticalmente hacia calizas (Jaillard, 1997), al lado este de la Cuenca consiste de una sucesión de arenas muy finas intercaladas con lutitas calcáreas (White et al., 1995). Fue depositada en un ambiente de plataforma carbonatada abierta de baja energía (Jaillard, 1997). Representa un episodio regresivo de menor significancia (Dashwood y Abbotts, 1990)

Caliza “M-2”: (Turoniano tardío a Coniaciano temprano) (Jaillard, 1997).

Constituyen calizas fosilíferas intercaladas con lutitas, con presencia de calizas margosas fosilíferas bioturbadas hacia el tope (Jaillard, 1997). Vaca en (2004), propone un cambio lateral de facies en el borde este de la Cuenca pasando al **Miembro Arenisca “M-2”**. Este depósito corresponde a un ambiente marino profundo y confinado de baja energía en la base y pasa a un medio más somero y abierto hacia el techo (Jaillard, 1997).

Relaciones Estratigráficas:

Se encuentra sobreyacido por el Miembro Napo Superior por un contacto concordante (Salguero, 2001).

Miembro Napo Superior (Coniaciano temprano a Maastrichtiano temprano) (Jaillard, 1997)

Caliza “M-1”: (Coniaciano temprano)(Jaillard, 1997).

Consiste de una secuencia de calizas y margas laminadas, además de lutitas (Jaillard, 1997). Su ambiente de depositación es de plataforma anóxica carbonata.

Lutita “M-1”: (Santoniano tardío – Campaniano temprano).

Comprende una serie de lutitas grises a oscuras, en ciertas partes presenta dolomitización. En su base se encuentra el **Marcador “L”**, que constituye un marcador radiactivo. Se depositó en un ambiente de plataforma marina somera.

Arenisca “M-1”: (Campaniano medio) (Raynaud et al., 1993).

Se encuentra dividido en dos secuencias correspondientes a un ambiente de estuario:

Secuencia Inferior, que está conformada por areniscas gruesas bien sorteadas, lenticulares y carbonatadas, con lutitas rojas. Frecuentemente son microconglomeráticas a la base (Rivadeneira et al., 1995).

Secuencia Arenisca M-1 (Superior), que está constituida de una secuencia grano decreciente, de areniscas finas con estratificación cruzada. Las areniscas son a veces glauconíticas con intercalaciones de lutitas, sobreyacidos por sedimentos pantanosos en los cuales se observan capas de carbón (Raynaud et al., 1993).

Relaciones Estratigráficas:

Se encuentra en contacto con la Formación Tena, subyaciéndola por medio de un hiato erosional, el cual varía en concordante hacia el este (Salguero, 2001).

Miembro Arenisca Tena: (Maastrichtiano temprano) (Jaillard, 1997)

Este miembro se ha incorporado a la Formación Napo, de acuerdo a análisis sedimentológicos (Barragán, 1999). Constituye un cuerpo lenticular de areniscas mal seleccionadas (Jaillard, 1995). Este depósito se atribuye al relleno de paleo valles en la base de una importante transgresión eustática (Raynaud et al., 1993).

2.1.10 FORMACIÓN TENA (Kappeler 1939, en Tschopp, 1950)

Sus capas rojas constituyen la cubierta normal y ubicua de la Fm. Napo en todo el Oriente. Constituye una capa continua que se extiende desde Colombia hasta la frontera en Perú, y marca el cambio de un ambiente marino a un continental (Tschopp, 1950).

El cambio litológico, en la parte basal de la ésta Formación, se debe a eventos sintectónicos que marcaron la deformación y el levantamiento de los paleo-Andes.

Edad: Maastrichtiano – Paleoceno? (Faucher y Savoyat, 1973; Jaillard 1997; Rivadeneira y Baby, 1999).

Litología y Ambiente:

Está conformada por una potente secuencia de lutitas rojizas con variables contenidos de areniscas feldespáticas, finas a microconglomeráticas, en su parte inferior, mientras en su parte superior dicha secuencia se intercala con tobas y arenas (Tschopp, 1953). Esta Formación fue depositada en un ambiente de transición entre marino somero a continental, esto marca un cambio en la dirección de los aportes sedimentarios (Salguero, 2001).

Jaillard (1997), divide a la Formación en tres miembros:

Arenisca Basal Tena: (Maastrichtiano temprano) (Jaillard, 1997)

Está conformado por limolitas rojas, areniscas finas sucias a menudo calcáreas y calizas margosas arenosas. Este miembro se ha incorporado a la Formación Napo, de acuerdo a análisis sedimentológicos (Barragán, 1999).. Este depósito se atribuye al relleno de paleo valles en la base de una importante transgresión eustática (Raynaud et al., 1993).

Miembro Tena Inferior: (Maastrichtiano) (Faucher y Savoyat, 1997).

Comprende areniscas rojas finas continentales, limolitas y a veces lutitas.

Miembro Tena Superior: (Paleoceno) (Jaillard et al., 1995).

Consiste de limonitas y areniscas de grano más grueso que en el miembro inferior.

Relaciones Estratigráficas:

La base de esta Formación marca un cambio litológico importante, ya que en ciertas secciones sísmicas y en algunos afloramientos del sistema Subandino se observa una superficie de erosión, sobreyacida por areniscas y conglomerados que corresponden al miembro Tena Basal, la misma que va desapareciendo hacia el este de la Cuenca (Jaillard, 1997). La presencia de un hiato sedimentario entre éste miembro y el anterior hace pensar en un nuevo evento tectónico importante (Jaillard,

1997). En el tope de la Formación Tena existe una discordancia angular de bajo ángulo y también un hiato sedimentario – erosional representado por un brusco cambio de facies de los conglomerados de la Formación Tiyuyacu (Dashwood y Abbotts, 1990).

2.1.11 FORMACIÓN TIYUYACU (Hess, P., *en* Tschopp, 1948)

Edad: Eoceno temprano- Eoceno tardío (Ruiz, 2002)

Litología y Ambiente:

El análisis de secciones sísmicas y de afloramientos de la Zona Subandina, además de la diferente composición de los conglomerados que conforman esta formación, han permitido definir una fuerte erosión intra- Tiyuyacu, diferenciando un miembro inferior y un miembro superior (Baby et al., 1998).

Miembro Tiyuyacu Inferior (Eoceno temprano – Eoceno medio) (Valdez, 1997)

Consiste de conglomerados con clastos principalmente de cherts rojizos y cuarzo lechoso, areniscas y arcillas abigarradas de color rojo verdoso a rojo amarillento. Su ambiente de depositación es fluvial, correspondiente a ríos proximales intermitentes o con larga estación seca. Se encuentra limitado en su base y tope por importantes superficies de erosión regional (Baby et al., 1998).

Miembro Tiyuyacu Superior (Eoceno tardío) (Valdez, 1997)

Su composición litológica es similar al Miembro Tiyuyacu Inferior, la diferencia es que los conglomerados poseen clastos de cuarzo lechoso y translúcido, reduciéndose el contenido de chert. Existen arcillas y areniscas en el tope, por lo que se tiene una secuencia grano decreciente pasando progresivamente de un ambiente fluvial a un ambiente marino somero.

Relaciones Estratigráficas:

El contacto de la base de la Formación Tiyuyacu con la Subyacente Formación Tena, es fuertemente erosivo y está marcado por la presencia de un conglomerado basal (Marocco et al., 1997; Valdez, 1997). El contacto con la sobreyacente Formación Chalcana es concordante.

2.1.12 FORMACIÓN ORTEGUAZA

Edad: Oligoceno temprano (Berrones, 1994; Casero et al., 1997 *en* Christophoul et al., 2002)

Litología y Ambiente:

Su litología está constituida por areniscas grises y verduscas, y lutitas grises verdosas a negras, y en menor cantidad de limos. El color oscuro de la lutitas, fisilidad y nódulos piríticos, indican un ambiente reductor, atribuido a una plataforma marina interna, correspondiente a una zona infratidal (Rivadeneira y Baby, 1999). Hacia la zona Subandina se produce un cambio lateral de facies, y la Formación Orteguaza pasa a un ambiente más continental (Vaca, 2004).

Relaciones Estratigráficas:

El contacto entre las Formaciones Tiyuyacu Superior y Orteguaza, corresponde a un fuerte reflector sísmico que marca el paso de ambiente continental a marino (Rivadeneira y Baby, 1999).

NEÓGENO Y CUATERNARIO**2.1.13 FORMACIÓN CHALCANA** (Hess P., 1939, *en* Tschopp 1948)

Edad: Oligoceno Tardío a Mioceno Temprano (Zambrano, 1999 *en* Christophoul et al., 2002)

Litología y Ambiente:

Está formada por arcillolitas café rojizas intercaladas con areniscas finas, con vetas de yeso (Tschopp, 1950), además comprenden concreciones calcáreas y esporádicas intercalaciones de areniscas conglomeráticas (Rivadeneira y Baby, 1999). Su base en el subandino es el equivalente lateral en facies continentales de la Formación Orteguzza (Rivadeneira y Baby, 1999).

Relaciones Estratigráficas:

La Formación Chalcana yace en transición sobre la Formación Tiyuyacu (Tschopp 1950).

2.1.14 FORMACIÓN ARAJUNO (Hess P., 1939, *en* Tschopp 1948)

Edad: Mioceno Inferior a Mioceno Medio (Ruiz, 2002)

Litología y Ambiente:

Tschopp (1950), la divide en tres subdivisiones:

Arajuno Inferior: Constituido por areniscas y lentes de conglomerados, con intercalaciones de arcillas bentoníticas.

Arajuno Medio: Conformado por arcillas rojas, con algunos moluscos y foraminíferos.

Arajuno Superior: Se incluyen lignitos, arcillas ligníticas y vetas de carbón.

Relaciones Estratigráficas:

El contacto de esta Formación está bien definido en toda la Cuenca, aunque se vuelve transicional al sur y corresponde una potente secuencia sedimentaria, sobreyace en discordancia a la Formación Chalcana (Baby et al., 1998), mientras al tope tiene un contacto “onlap” con la Formación Chambira (Baldock, 1982).

2.1.15 FORMACIÓN CURARAY (Dozy, 1943 *en* Tschopp, 1950)

Edad: Mioceno Superior – Plioceno Inferior (Rivadeneira et al., 1998)

Litología y Ambiente:

En general son arcillas estratificadas, de colores rojo, gris azulado a verdoso, además se encuentra yeso e intercalaciones de areniscas grano fino a medio, siendo comunes horizontes tobáceos y lignitos (Baldock, 1982).

Pertenece a un ambiente deposicional de agua dulce a ocasionalmente salobre, tipo lacustre a estuarino (Baldock, 1982).

Relaciones Estratigráficas:

Es lateralmente equivalente a las formaciones Arajuno y Chambira y probablemente a la parte superior de la formación Chalcana (Rivadeneira et al., 1998).

2.1.16 FORMACIÓN CHAMBIRA (H. Haus, 1940 *en* Tschopp, 1950)

Edad: Mioceno Superior- Plioceno (Baldock, 1982)

Litología y Ambiente:

Se encuentra dividida en 3 miembros (Tschopp, 1950):

Miembro Inferior: Consisten en areniscas gruesas, con niveles de conglomerados, intercalados con arcillas micáceas arenosas, además se encuentran fósiles de plantas.

Miembro Medio: Conformado por areniscas tobáceas y conglomerados con intercalaciones de arcillositas.

Miembro Superior: Constan de conglomerados gruesos con capas de gravas con presencia de troncos silicificados.

Los depósitos pertenecen a sedimentos de abanicos aluviales de piedemonte, debido a la erosión de la Cordillera Real.

Relaciones Estratigráficas:

Subyace a la Formación Mesa y es una secuencia transgresiva que descansa en "onlap" sobre la formación Arajuno y Curaray (Baldock, 1982).

2.1.17 FORMACIÓN MESA (Tschopp, 1950)

Edad: Plioceno (Egüez et al 1991 *en* Salguero 2001), Plio- Pleistoceno (Baldock, 1982)

Litología y Ambiente:

Forman un apilamiento de terrazas imbricadas fuertemente erosionadas. Consisten de tobas arenosas y arcillosas con intercalaciones de conglomerados gruesos. Constituyen depósitos de abanico fluvio – volcánicos, los cuales provienen de los flancos orientales de la Cordillera Real (Tschopp, 1950).

Relaciones Estratigráficas:

Descansa en discordancia sobre la Formación Chambira.

2.1.18 FORMACIÓN MERA (Baldock, 1982)

Edad: Plioceno tardío- Pleistoceno (Ruiz, 2002)

Litología y Ambiente:

Está conformada por abanicos de piedemonte, los cuales constituyen principalmente depósitos de terrazas jóvenes (Baldock, 1982). Las arenas y arcillas de la Formación Mera están asociadas a un último pulso del levantamiento Andino (Egüez et al., 1991).

Relaciones Estratigráficas:

Se encuentra sobre la Formación Mera en discordancia angular (Baby et al., 1998).

2.2 MARCO TECTÓNICO

2.2.1 ESTILO TECTÓNICO Y DOMINIOS ESTRUCTURALES

El estudio de secciones sísmicas y datos estructurales, permitieron determinar tres dominios estructurales y petrolíferos, que se encuentran controlados por megafallas de rumbo NNE- SSW, que se prolongan hacia el norte en Colombia (Rivadeneira y Baby, 1999). Barragán (1999), asocia la aparición de cuerpos volcánicos extrusivos, con el movimiento de rumbo de las megafallas. Estas estructuras, que corresponden a antiguas fallas normales *invertidas*, controlaron la sedimentación del Permo – Triásico al Cretácico temprano, esto permitió definir las *inversiones tectónicas* causantes de los eventos tectónicos que provocaron la deformación de la Cuenca (Rivadeneira y Baby, 1999).

Los dominios estructurales fueron deformados en un régimen transpresivo dextral, evidenciado por estructuras en flor positivas y pliegues con orientación NNW-SSE o NW- SE (Rivadeneira y Baby, 1999).

Los dominios estructurales se diferencian por sus características geométricas y cinemáticas relacionadas a una evolución pre- cretácica propia de cada uno. La figura 2.2 muestra los dominios estructurales y sus límites:

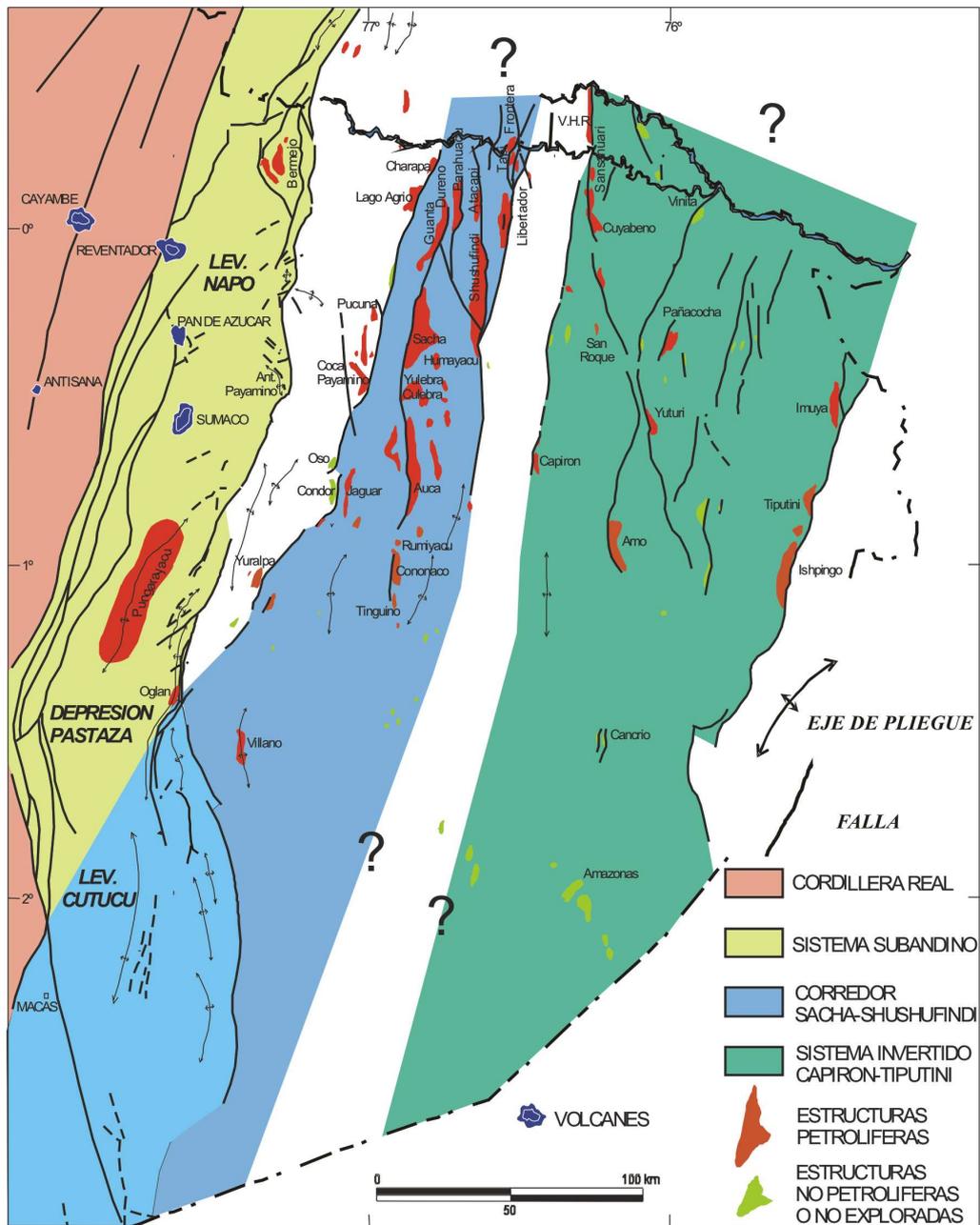


Figura 2.2. Dominios Estructurales de la Cuenca Oriente (Tomado de Rivadeneira y Baby, 1999)

2.2.1.1 Dominio Occidental: Sistema Subandino

El Sistema Subandino constituye la parte aflorante de la Cuenca Oriente, en este dominio se puede apreciar todo el sistema de fallas de Piedemonte Andino: hacia el norte las fallas se interpretan como transpresivas, hacia el centro varían a cabalgamientos y al sur se vuelve a un régimen transpresivo con marcadores cinemáticas dextrales. El levantamiento y deformación de este dominio está atribuido al Plioceno y el Cuaternario (lahares cuaternarios se encuentran levantados). En base a la deformación y morfología de las series sedimentarias afectadas se pueden diferenciar tres zonas morfo-estructurales:

2.2.1.1.1 Levantamiento Napo

Constituye una estructura plegada de las formaciones sedimentarias cretácicas y terciarias, la cual se encuentra limitada en sus flancos, oriental como occidental, por fallas de rumbo; el sustrato del Cretácico está constituido por la formación Misahuallí (Jurásico medio a superior) en la parte central y por el granito de Abitagua (Jurásico medio a superior) en el borde occidental.

El borde oriental del *Levantamiento Napo*, está constituido por una estructura compresiva, del tipo estructura en flor positiva (Harding, 1985 en Baby et al., 1998), mientras que el borde occidental se encuentra deformado por fallas de rumbo que limitan un bloque compuesto de un sustrato granítico (Batolito de Abitagua) y de una cobertura levemente metamorfizada de sedimentos mesozoicos.

2.2.1.1.2 Depresión Pastaza

La *Depresión Pastaza* corresponde a una zona de transición entre el *Levantamiento Napo* y el *Levantamiento Cutucú*, zona en la que afloran sedimentos neógenos y cuaternarios principalmente. Se puede apreciar un cambio en la geometría de las fallas que se vuelven más cabalgantes al contacto Zona Subandina – Cordillera Real (Rivadeneira y Baby, 1999).

2.2.1.1.3 Levantamiento Cutucú

El *Levantamiento Cutucú*, al igual que el *Levantamiento Napo*, ha sido el resultado de movimientos verticales rápidos evidenciados en su morfología de fuertes relieves e importantes cañones (Bes de Berc, 2001). Se caracteriza por la aparición de formaciones pre-cretácicas, en donde afloran esencialmente las formaciones triásicas y jurásicas Santiago y Chapiza. En la parte sur, a lo largo de la carretera Santiago- Méndez, el *Levantamiento Cutucú* se interpreta como una estructura en flor (Baby et al., 1998). En esta latitud, análisis de datos de campo y foto interpretaciones, establecen que el frente Subandino, corresponde en superficie, a un sistema de corrimientos a vergencia oeste, los cuales están relacionados con una cuña intercutánea a vergencia este, constituyendo la Cordillera Shaime (Rivadeneira y Baby, 1999).

2.2.1.2 Dominio Central: Corredor Sacha – Shushufindi

El *Corredor Sacha-Shushufindi*, es la zona donde se han desarrollado los mayores campos petrolíferos de la Cuenca Oriente, y se trata de un sistema de grabens y demi- grabens precretácicos invertidos y que han ido evolucionando a estructuras tipo *roll-over*. Está deformado por mega fallas de rumbo, orientadas en dirección NN-SSW, estructuras oblicuas en echelón, fallas verticales en superficie de tipo cortical, expresan un régimen tectónico en transpresión dextral (Rivadeneira y Baby, 1999).

2.2.1.3 Dominio Oriental: Sistema Invertido Capirón – Tiputini

El *Sistema Invertido Capirón-Tiputini*, es un dominio estructural más ancho que el *Corredor Sacha-Shushufindi*. Las estructuras petrolíferas más importantes son: Tiputini, Tambococha, Ishpingo, Imuya (en el borde oriental), Cuyabeno- Sansahuari, Capirón (en el borde occidental), Pañacocha, Yuturi, Amo (en la parte central). El estilo de deformación, al igual que el dominio anterior, expresan un régimen tectónico en transpresión dextral.

Este dominio corresponde a la inversión de una cuenca extensiva estructurada por fallas lístricas, diferente del *Corredor Sacha Shushufindi*, y probablemente de edad Permo-Triásica. La inversión provocó un importante levantamiento de la parte oriental de la cuenca a partir del Eoceno, donde estructuras eocénicas están

erosionadas y selladas por la base de la Formación Tiyuyacu Superior (Baby et al., 1998).

2.2.2 FASES Y EVOLUCIÓN TECTÓNICA

2.2.2.1 Extensión Pre-Cretácica

El Pre- Cretácico se desarrolla esencialmente al sur de la Cuenca Oriente. Se caracteriza por una cuña sedimentaria paleozoica, que se bisela hacia el este y por semigrabens de edad permo-triásica o jurásica, erosionados y sellados por la Formación Yaupi o la Formación Hollín (Rivadeneira y Baby, 1999).

Las secuencias definidas en el relleno del Triásico Superior- Jurásico Inferior, pueden interpretarse como el resultado de una evolución tectónica extensiva evidenciada en el *Corredor Sacha Shushufindi* (Christophoul et al., 1999). Como consecuencia del análisis secuencial de los depósitos, la historia de la cuenca en el Triásico-Jurásico ha sido dividida en dos ciclos tectono sedimentarios:

2.2.2.1.1 Noriano a Toarciense

Este ciclo es sin- tectónico y registra la apertura de un rift NNE-SSW, el cual se prolonga hacia el norte en el *Corredor Sacha Shushufindi*(Christophoul et al., 1999). La presencia de volcanismo de tipo toleítico continental, en la Formación Santiago, evidencia la apertura del rift (Romeauf et al., 1997 *en* Christophoul et al., 1999). El fin del ciclo se caracteriza por la migración hacia el este de cada depocentro de secuencia, relacionado con el rift. La Formación Sacha se considera el equivalente continental de la Formación Santiago depositada en la parte norte del rift Triásico Superior – Jurásico Inferior.

2.2.2.1.2 Aaleniano a Berriasiano

Comienza con una fuerte superficie erosional a la base de la Formación Chapiza. Esta discordancia angular y la reducida acomodación de la sedimentación (Fms. Chapiza y Misahuallí) reflejan el levantamiento y emersión de la zona estudiada, relacionada con el fin del “rifting”(Christophoul et al., 1999). Este fenómeno se relaciona con un cambio en el marco geodinámico, el cual corresponde al arranque

de la subducción andin evidenciado por el volcanismo calco-alcalino Misahuallí (Romeauf et al., 1995,1997 *en* Christophoul et al., 1999).

2.2.2.1.3 Inconformidad Albiana

Se evidencia en todos los dominios estructurales, donde se registra la inversión positiva de los demi- grabens desarrollada luego de una inconformidad erosiva durante el Aptiano (Belloti, 2003).

2.2.2.2 Extensión Albiano- Cenomaniano

Una débil extensión de la Cuenca ocurrió durante este período, incluye a Napo Basal y posiblemente a Napo Inferior, evidenciado en algunas secciones sísmicas como pequeñas fallas normales. Las etapas compresivas posteriores invirtieron estas fallas, que probablemente controlaron la sedimentación de ciertos cuerpos arenosos, que actualmente constituyen excelentes reservorios (Rivadeneira y Baby, 1999).

2.2.2.3 Inversión Turoniano- Maastrichtiano

Constituye una gran inversión tectónica en régimen transpresivo dextral, que comienza a partir del Turoniano medio y comprende las Formaciones Napo Medio-Tena Inferior que fueron deformadas sin-tectónicamente. La inversión pasó de un régimen extensivo a un régimen transpresivo que se caracteriza por la reactivación de planos de fallas lístricas pre-existentes y la evolución hacia un sistema de antepaís debido al levantamiento de los Andes (Baby et al., 2001).

La mayoría de los campos productores del Oriente Ecuatoriano, está afectados por esta etapa de deformación que coincide con la fase de deformación compresiva Peruana descrita más al sur (Jaillard, 1993).

2.2.2.4 Inversión Eoceno Inferior

Esta inversión ha sido definida, en base al estudio de la sísmica regional, como una nueva etapa de deformación transpresiva, en base a la fuerte discordancia erosiva que existe entre el miembro superior e inferior de la Formación Tiyuyacu.

Se trata de una deformación sin-sedimentaria en la Tiyuyacu Inferior, que confirma la importancia de esta etapa de deformación transpresiva, que marca el inicio de la cuenca de antepaís andina (Rivadeneira y Baby, 1999).

2.2.2.5 Inversión Plioceno-Cuaternario

Es una de las principales etapas de deformación de la Cuenca Oriente. Es responsable del levantamiento de la *Zona Subandina* y toda la columna sedimentaria de la Cuenca Oriente, hasta lahares cuaternarios (Rivadeneira y Baby, 1999).

Durante este período- que continúa hasta la actualidad- se depositaron las Formaciones Chalcana, Arajuno, Curaray, Chambira, Mesa y da lugar a la formación de los lahares y terrazas aluviales que cubren la Cuenca.

La sísmica muestra que muchas de las fallas invertidas de la cuenca de antepaís, han sido reactivadas durante esta época.

CAPITULO 3.

GEOLOGÍA LOCAL DEL CAMPO SACHA

3.1 INTRODUCCIÓN

La geología del Campo Sacha ha sido estudiada previamente por varios investigadores.

Canfield (1982), realizó una descripción estratigráfico – estructural, incluyendo elementos del sistema petrolero del campo, mediante mapas, secciones estructurales y estratigráficas, además de análisis de salinidades de las formaciones Hollín y Napo. El trabajo realizado por Shanmugam et al, (2000), permitió definir varias facies sedimentarias dentro de un ambiente estuarino, mediante el análisis de núcleos de las formaciones Napo y Hollín.

El presente estudio se basa en el análisis estratigráfico, sedimentológico y estructural de las areniscas “T” y “U”, los principales reservorios de la Formación Napo.

3.2 ESTRATIGRAFÍA SECUENCIAL DEL CAMPO SACHA

El análisis secuencial en el intervalo que constituye la zona de interés (areniscas “T” y “U”), se llevó a cabo con la utilización de los registros eléctricos de 154 pozos, de donde se obtuvieron las superficies estratigráficas claves. Este análisis se realizó tomando como base los trabajos anteriores de carácter regional en la Cuenca Oriente, así como la descripción de núcleos realizada en el área de estudio.

Previo a este análisis, se detallan algunos conceptos de estratigrafía secuencial, que serán posteriormente utilizados.

3.2.1 CONCEPTOS GENERALES DE ESTRATIGRAFÍA SECUENCIAL

Estratigrafía Secuencial

La estratigrafía secuencial, constituye una subdivisión de la estratigrafía, y tiene una gran variedad de definiciones, siendo la más simple la que la define como: “la subdivisión del relleno sedimentario de las cuencas en paquetes relacionados genéticamente, limitados por disconformidades y/o sus conformidades correlativas” (Galloway, 1989).

Nivel base

Es una superficie de equilibrio bajo la cual se depositan sedimentos y sobre la cual ocurre erosión (Homewood & Mauriaud, 2000). Esta superficie es dinámica, se mueve hacia arriba o abajo a través del tiempo en relación con el centro de la tierra, paralelos con los ascensos y descensos del nivel eustático en el nivel del mar. Por simplicidad el nivel base marino, es aproximado al nivel del mar, aunque en realidad está usualmente por debajo, debido a la acción erosiva de las olas y corrientes (Catuneanu, 2002). Las fluctuaciones del nivel base son independientes de la sedimentación y reflejan cambios en respuesta a controles externos (eustáticos, tectónicos, climáticos), diagenéticos (compactación de sedimentos) y ambientales (energía de las olas y corrientes).

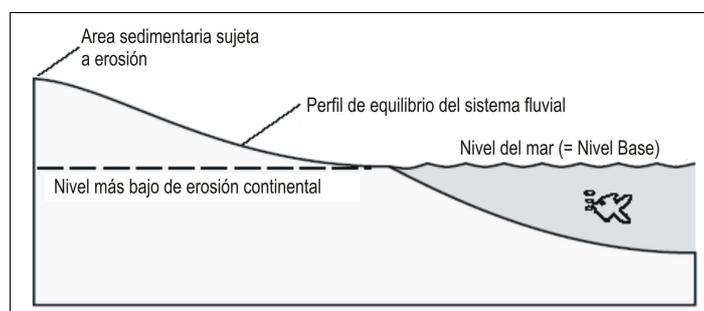


Figura 3.1. Nivel Base (Tomado de Catuneanu, 2002).

Acomodación

Es definido como el espacio existente entre el nivel del mar y el techo del sustrato rocoso. La acomodación puede ser creada o destruida por el nivel base (Catuneanu, 2002), y depende del eustatismo y de la rata de subsidencia (Emery y Myers, 1996).

Espacio disponible

Es el espacio entre el nivel del mar y la superficie del lecho sedimentario. Este espacio no siempre coincide con la acomodación (Homewood & Mauriaud, 2000).

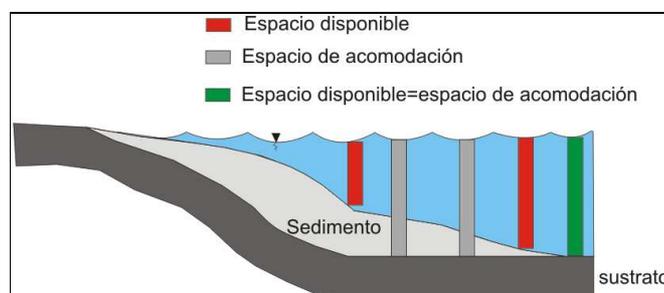


Figura 3.2. Espacio disponible y acomodación (Tomado de Homewood & Mauriaud, 2000).

Eustatismo

El eustatismo es el fenómeno que consiste en las variaciones del nivel del mar a escala global. El *Nivel eustático* es medido entre la superficie del mar y un datum específico, usualmente el centro de la Tierra. El nivel eustático puede variar por el cambio de volumen de las cuencas oceánicas o por variación del volumen del agua de los océanos.

Nivel relativo del mar

Es medido entre la superficie del mar y un datum local, el cual puede ser el basamento o una superficie dentro de la pila sedimentaria. El nivel relativo del mar puede aumentar por subsidencia, compactación y/o cambios del nivel eustático, análogamente disminuye por caídas del nivel eustático y/o levantamientos tectónicos. La profundidad del mar, que se mide entre la superficie del mar y el piso marino, no debe ser confundida con el concepto de nivel relativo del mar.

Un levantamiento en el nivel base (incremento de la distancia vertical entre el nivel base y el datum) crea *acomodación*, de igual forma un decremento la destruye.

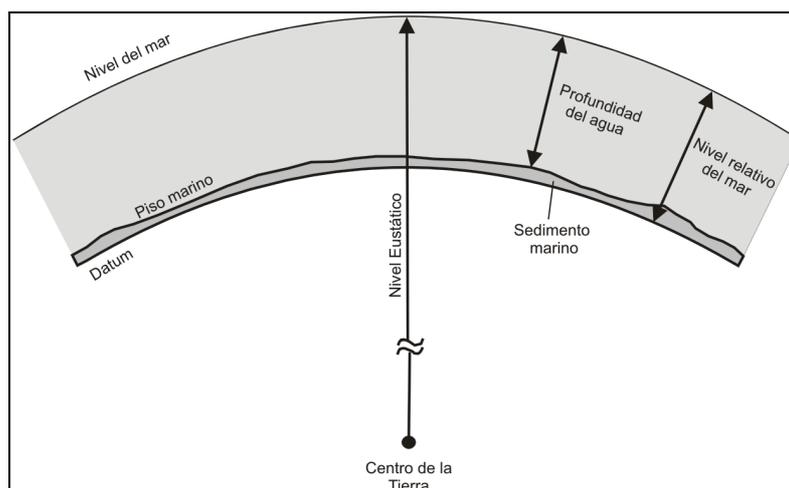


Figura 3.3. Eustatismo, nivel relativo del mar y profundidad del agua como una función del nivel del mar, piso marino y datum de referencia (Tomado de Posamentier et al., 1988).

Transgresiones y regresiones

La interacción entre los cambios del nivel base y la sedimentación controlan las fluctuaciones del nivel de profundidad del mar, así como también los movimientos transgresivos y regresivos de la línea de costa.

Una *transgresión* es definida como la migración hacia tierra de la línea de costa, ésta migración corresponde a un movimiento de facies, así como la profundización del mar en la cercanía de la línea de costa.

Transgresiones resultan en patrones de apilamiento *retrogradacional* (Por ejemplo: facies marinas sobreyacen facies no marinas o continentales). Transgresión es comúnmente indicativa de influencia mareal en sucesiones fluviales en el lado no marino de la cuenca. La *retrogradación* es definida como un movimiento hacia tierra de la línea de costa por erosión de olas, produciendo un aumento en la inclinación de la pendiente en el perfil de playa (Bates & Jackson, 1987).

La transgresión ocurre cuando la tasa de acomodación creada es más rápida que la tasa de suministro de sedimento.

Regresión es el movimiento de la línea de costa, y por tanto de facies, hacia el mar. En la cercanía de la línea de costa se produce una somerización de la profundidad del mar.

Las regresiones resultan en patrones de apilamiento progradacional (Por ejemplo: facies no marinas sobreyaciendo facies marinas). *La progradación está definida como la construcción hacia el mar de la línea de costa por la depositación cercana de sedimentos fluviales o por acumulación continua de material de playa re TRABAJADO por olas y corrientes de playa paralelas a la línea de costa.* (Bates & Jackson, 1987).

La regresión puede ser de dos tipos: normal y forzada (Posamentier et al, 1999):

- La *regresión normal* ocurre cuando el suministro de sedimento excede la dispersión de dicho sedimento, ocasionado por mareas y olas, y que la tasa de acumulación de sedimento sea mayor a la tasa de acomodación.
- La *regresión forzada* produce cuando en la caída relativa del nivel del mar se expone progresivamente el piso marino, causando de esta manera la migración de la línea de costa hacia el mar. Este proceso difiere de la *regresión normal* ya que sucede aún en ausencia de suministro de sedimento a la costa. La regresión forzada está asociada con la formación de una disconformidad y con una posible incisión fluvial de la línea de costa (Posamentier et al, 1999).

Agradación

La agradación se produce cuando la tasa de suministro de sedimentos está equilibrada con la creación de espacio disponible ó acomodación. Las facies resultantes se apilan verticalmente y la migración de la línea de costa no ocurre. (Emery and Myers, 1996).

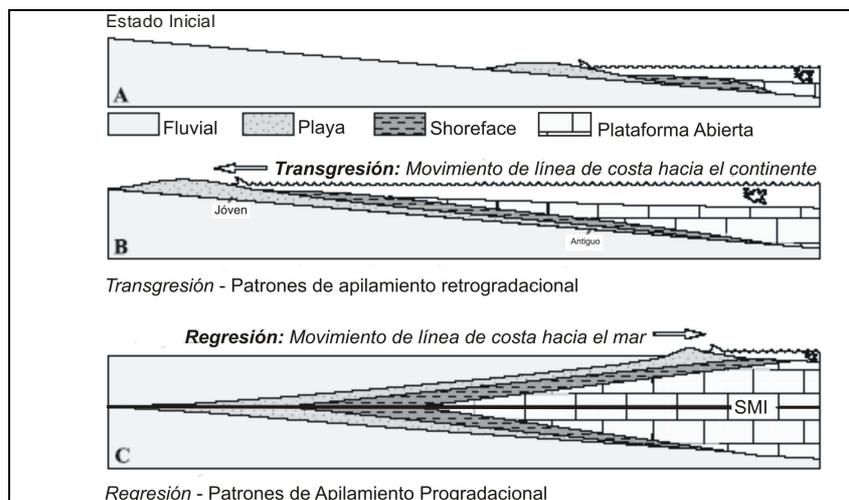


Figura 3.4. Facies Costeras y Movimientos de líneas de costa. Estado Inicial (A), comienza una etapa de transgresión marina (B), hasta formar la Superficie Máxima de Inundación (SMI) y posteriormente una etapa de regresión (C). (Tomado de Catuneanu, 2002)

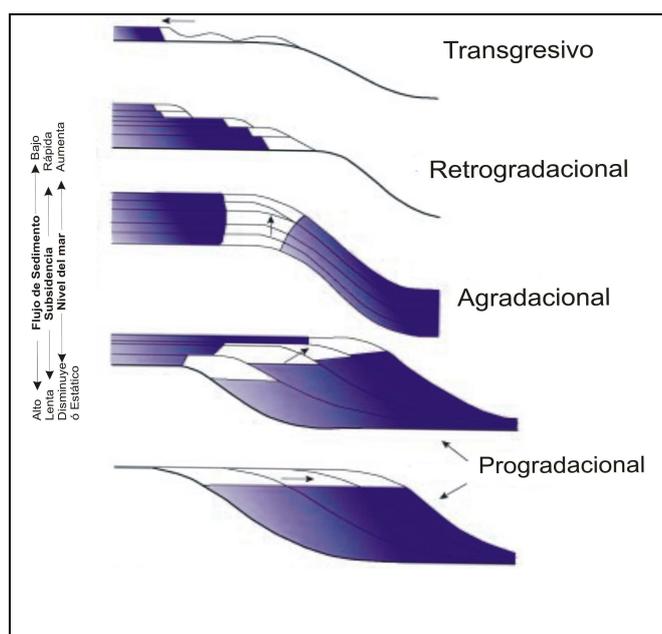


Figura 3.5. Patrones de apilamiento deposicional en función de la acomodación y del flujo de sedimentos (Tomado de Galloway, 1989).

Terminaciones Estratales

Las terminaciones estratales están definidas por las relaciones geométricas entre los estratos y las superficies estratigráficas contra las cuales éstas terminan. Los

principales tipos de terminaciones estratales son *truncación*, *toplap*, *onlap*, *downlap*, y *offlap*, y han sido definidos a partir de la sísmica.

Truncación: Constituye una terminación estratal contra una superficie erosional.

Toplap: Terminación de un estrato inclinado contra una superficie sobreyacente de bajo ángulo, principalmente como resultado de no depositación y menor erosión.

Onlap: Terminación de un estrato de bajo ángulo contra una superficie de alto ángulo.

Downlap: Terminación de un estrato inclinado contra una superficie de bajo ángulo.

Offlap: El movimiento progresivo de las formas deposicionales hacia la cuenca, producto de caídas del nivel base.

Estos parámetros nos permiten inferir el movimiento de la línea de costa, así como también cambios del nivel base. Por ejemplo:

Onlap Costero indica transgresión, Offlap es diagnóstico de regresiones forzadas, Downlap está en relación a regresión normal y forzada.

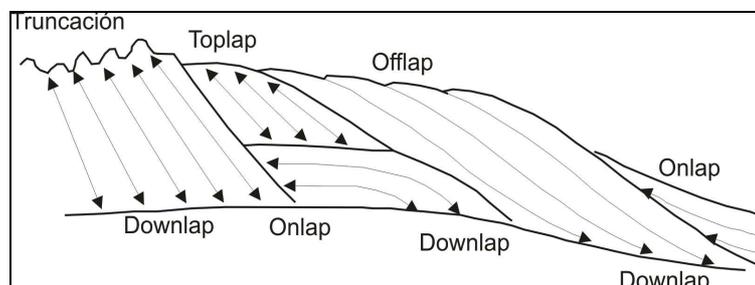


Figura 3.6. Geometrías estratales y sus terminaciones (Tomado de Catuneanu, 2002)

Superficies Estratigráficas

Las superficies de estratigrafía secuencial pueden ser usadas, al menos en parte como límites de cortejos sedimentarios (*systems tracts*) o secuenciales, esto lo diferencia de otras superficies mapeables.

Disconformidad subaereal

Es una superficie de erosión o no depositación creada durante una caída del nivel base por procesos subaereales tales como incisión fluvial, degradación del viento, *bypass* sedimentario o pedogénesis. Esta superficie alcanza su máxima extensión hacia la cuenca en el final de la regresión forzada. A la disconformidad subaereal le corresponde en el tiempo una superficie marina conforme al final de la caída del nivel base en la línea de costa (Hunt & Tucker, 1992). Caídas menores del nivel base pueden ser acomodadas por cambios en la sinuosidad de canales, ancho del canal o incisión menor. Una gran caída del nivel base por debajo de un gran quiebre topográfico resultan en cortes, socavación fluvial y la formación de valles incisos. (Posamentier, 2001). Las áreas intercanales se caracterizan por la escasez de sedimentos y son propensas para la formación de suelos. La disconformidad subaereal puede ser seguida a través del tope de los horizontes de paleosuelos que se correlacionan con las disconformidades generadas en subambientes de canales (Wright & Marrito, 1993).

Conformidad correlativa

Esta superficie se forma dentro de ambientes marinos en el final de la caída del nivel base en la línea de costa, y constituye el paleo-piso marino al final de la regresión forzada, la cual se correlaciona con la terminación hacia mar de la disconformidad subaereal.

Superficie de Máxima regresión (SMR).

Esta superficie marca el punto entre regresión y la subsecuente transgresión, separando estratos progradantes (abajo) de estratos retrogradantes (arriba). Es también conocida como *superficie transgresiva*.

Superficie de Máxima inundación (SMI).

La superficie de máxima inundación marca el final de la transgresión de la línea de costa, separando estratos retrogradantes (abajo) de estratos progradantes (arriba). Generalmente se presenta como una superficie concordante excepto en zonas de

plataforma externa o en talud superior donde la carencia de sedimentos puede dejar expuesto el piso marino a procesos erosivos. En sucesiones marinas, esta superficie se identifica en el tope de depósitos que tienen disminución del tamaño de grano hacia arriba. Esta superficie puede pasar a zonas profundas de la cuenca como sección condensada, o incluso desaparecer.

Superficie de Ravinamiento (SR).

La superficie de ravinamiento se genera por la erosión de las olas en la parte superior del *shoreface*, durante la transgresión de la línea de costa. En un perfil, la superficie de ravinamiento separa estratos de costa (arenas de playa o facies estuarinas) en la zona inferior, de depósitos de plataforma o *shoreface* de la parte superior.

Superficie de inundación (SI).

Está definida como una superficie que separa estratos jóvenes de estratos más viejos en la cual existe evidencia de un incremento abrupto en la profundidad del agua. La profundización está generalmente asociada con erosión marina y no depositación (Van Wagoner, 1995).

Cortejos Sedimentarios (Systems Tracts)

Los cortejos sedimentarios (*systems tracts*) son secuencias depositacionales y fueron interpretados mediante los patrones estratales de apilamiento, posición dentro de la secuencia y tipos de superficies ó límites, tomando en cuenta las fluctuaciones eustáticas (cambios del nivel base del océano), (Posamentier et al., 1988).

Los cortejos sedimentarios, se clasifican en: de bajo nivel *-lowstand*, transgresivos y de alto nivel *-highstand*.

Cortejos Sedimentarios de Bajo Nivel (PBN) -Lowstand Systems Tract (LST).

Están limitados por una inconformidad subareal y su conformidad correlativa en la base y por la superficie máxima regresiva (SMR) al tope. Se forma durante los estados tempranos de aumento del nivel base cuando la tasa de aumento excede la

tasa de sedimentación (regresión normal), seguido por una caída del nivel base somerizando la plataforma, esto puede incluir dentro del LST, depósitos deltaicos con geometrías de *Topset*.

Típicos ejemplos de éstas secuencias incluyen valles incisos ó canales fluviales en sucesiones no marinas, así como progradación de depósitos marinos costeros (Posamentier and Allen, 1999).

La preservación de secuencias costeras y fluviales de bajo nivel es baja a nula debido a la erosión por ravinamiento. El contacto entre facies fluviales y estuarinas es la SMR.

Cortejo Sedimentario Transgresivo (IT) -Transgressive Systems Tract. (TST)

Es limitado por una superficie de máxima regresión en la base y por una superficie de máxima inundación al tope. Durante el aumento del nivel base, la tasa de sedimentación es menor a la tasa de acomodación, es reconocido por patrones de apilamiento retrogradacional como resultado, en perfiles grano-decrecientes dentro de sucesiones marinas (presencia de secciones condensadas y depósitos pelágicos de *offshore*, -Galloway, 1989) y costeras (depósitos de playa, facies estuarinas, barrera de islas, etc).

Cortejo Sedimentario de Alto Nivel (PAN) -Highstand Systems Tract. (HST)

Es limitado por una superficie máxima de inundación a la base y por una superficie compuesta que incluye: inconformidad subaereal, superficie regresiva de erosión marina y una superficie basal de regresión forzada. Esto corresponde a un estado tardío del aumento del nivel base, cuando la rata de sedimentos excede la rata de acomodación (regresión normal).

El HST tardío, puede ser caracterizado por ser secuencias interconectadas lateralmente, sistemas meandricos con depósitos pobremente preservados de llanura de inundación. La parte marina del HST, presenta un perfil grano-creciente, relacionado a facies progradantes y agradantes en la parte baja.

Los HST, típicamente incluye deltas con geometrías de *Topset*, la preservación de sus depósitos es baja debida a la exposición subaereal y procesos erosivos que están relacionados con la subsiguiente caída del mar.

Modelos secuenciales

Secuencia Depositional

Utiliza la inconformidad subaereal y su conformidad correlativa marina como un límite de secuencia compuesto y es relacionado en tiempo al nivel base. Por otro lado la conformidad correlativa es independiente de la sedimentación.

Secuencias Transgresivas-Regresivas

Están limitadas por superficies compuestas, que incluyen inconformidades subaereales y/o, superficies de ravinamiento y sus correlativas superficies máximas regresivas.

La superficie máxima de inundación es utilizada para subdividir las secuencias transgresivas-regresivas en TST, LST ó HST.

Parasecuencias

Son definidas como una sucesión concordante de estratos genéticamente relacionados, limitados por superficies de inundación (Van Wagoner, 1995), aunque estas superficies pueden tener varios significados: superficie de ravinamiento, SMR ó SMI. Dependiendo donde se encuentre la actual superficie de inundación, las parasecuencias pueden ser: de secuencias Transgresivas-Regresivas (facies transgresivas presentes) a secuencias estratigráficas genéticas (facies transgresivas ausentes) ó unidades aloestratigráficas, donde la superficie de inundación es un contacto de facies dentro de una pila transgresiva.

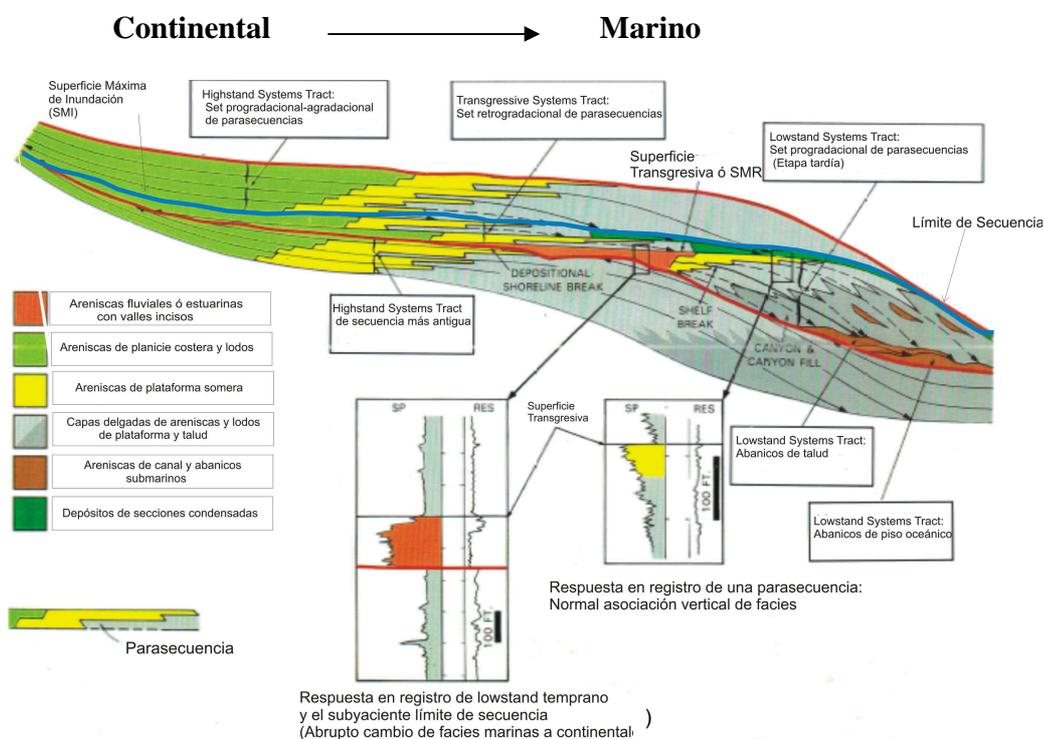


Figura 3.7. Esquema longitudinal presentando desde facies continentales a marinas, relacionado con los Cortejos Sedimentarios -Systems Tract y sus superficies limitantes. (Tomado de Van Wagoner, 1995).

Jerarquía de Límites Secuenciales y Superficies Limitantes

Involucra la separación de diferentes órdenes de secuencias estratigráficas basadas en su importancia. La más importante secuencia es reconocida como de “primer orden” y ésta puede ser subdividido en 2 ó más secuencias de “segundo orden”, y así una secuencia de “segundo orden”, puede ser subdividida en 2 o más secuencias de “tercer orden”.

Las más importantes secuencias son designadas como de “alto orden” y usualmente ocurren con una baja frecuencia en el registro estratigráfico, mientras que las secuencias de menor importancia son las de “bajo orden” y ocurren más frecuentemente en el registro estratigráfico (Catuneanu, 2002).

Según (Duval et al. 1992 en Emery-Myers, 1996), cuatro órdenes de ciclos estratigráficos son definidos:

Primer Orden (>50 Ma).- Se caracteriza por ser secuencias de mayor escala, los ciclos continentales de primer orden son controlados por tectono-eustatismo (cambios de volumen en la cuenca relacionado a tectónica de placas) (Emery & Myers, 1996).

Segundo Orden (3 - 50 Ma).- Estos ciclos son bloques construidos en secuencias de primer orden y representan estados particulares en la evolución de la cuenca. Pueden ser causados por cambios en la tasa de subsidencia ó tasa de levantamiento en la fuente de sedimentos (Emery & Myers, 1996).

Tercer Orden (0.5 - 3 Ma).- Son ciclos que constituyen la base de la estratigrafía secuencial, ya que por su escala, permiten contar con una buena resolución, a partir de datos sísmicos, son identificados por ciclos individuales de destrucción y creación de la acomodación. Vail et al. (1991), considera que estos ciclos pueden ser controlados por glacio-eustatismo, aunque otros mecanismos tectónicos no son descartados (Emery & Myers, 1996).

Cuarto Orden (0.1 – 0.5 Ma).- Ciclos de parasecuencias, representan facies individuales de somerización ascendente, limitadas por superficies de abrupta profundización, pueden estar relacionados a procesos autocíclicos dentro del sistema sedimentario (Emery & Myers, 1996).

3.2.2 ANÁLISIS SECUENCIAL DEL CAMPO SACHA

3.2.2.1 Secuencia “T” (ALBIANO TARDÍO-CENOMANIANO MEDIO)

Esta secuencia está conformada por los Miembros de la Formación Napo: Arenisca “T”, Caliza “B”, Lutita “U”, culminando al techo en la base de la Arenisca “U”.

La secuencia “T” está definida por un cortejo sedimentario transgresivo, seguido de otro de alto nivel.

El *cortejo sedimentario transgresivo* está conformado estratigráficamente por la Arenisca “T”, que en este trabajo ha sido dividida secuencialmente en “T-1” y “T-2”, y la Caliza “B”.

La caída del nivel del mar en el Albiano Superior (98 Ma) (Haq *et al.*, 1987), genera una superficie erosiva sobre las subyacentes: Caliza “T” y Lutitas Napo Basal, formándose por lo tanto un límite de secuencia (LS-T1). En los registros del campo Sacha no se aprecia la formación de valles incisos, los procesos erosivos que los generaron actuaron parcialmente o de forma nula, ésta es una evidencia que permite asumir que el nivel base (nivel del mar) se encontraba sobre el dominio del actual campo Sacha.

A partir de esta superficie se deposita la Arena “T-1”, que constituyen depósitos de barras y canales mareales en un ambiente estuarino (Shanmugan *et al.*, 2000). Este paquete arenoso representa una fracción clástica limpia de grano grueso de color gris a marrón, localmente verdosa en la parte basal, debido a la presencia de glauconita (Canfield *et al.*, 1982). La Arena “T-1” forma parte de un *intervalo transgresivo temprano*, el cual termina en una *superficie de inundación* (SI-T1) que se aprecia como un paquete lutítico que separa los reservorios “T-1” y “T-2”. Este paquete es apreciable en toda la zona de estudio.

Al continuar con el alza eustática, se depositan la Arena “T-2”, conformada por bancos arenosos cuarzo-glauconíticos y glauconíticos de marea, y la Caliza “B”, que corresponde a un cuerpo calcáreo de poco espesor. La Arena “T-2” y la Caliza “B” se atribuyen a un ambiente de baja energía de plataforma somera (Barragán *et al.*, 2002). Dentro del cuerpo calcáreo, en la parte inferior, se encuentra la *Superficie Máxima de Inundación* (SMI-CB), que marca el final del *Intervalo Transgresivo*.

La arenisca “T”, presenta un patrón irregular en la curva de rayos gamma, el cual se debe a las fluctuaciones eustáticas, durante el Albiano Superior a Cenomaniano, descartándose o minimizándose el papel del tectonismo en esta época.

El *cortejo de alto nivel* de esta secuencia lo constituyen la Lutita “U” y la Caliza “U” del Cenomaniano inferior (det. A. Dhont *en* Jaillard, 1997). Este cortejo finaliza con el *Límite de Secuencia* (LS-U1), ubicado en la base de la Arena “U-1”.

En la parte inferior del intervalo “U” se encontró el bivalvo *Neithea aff. roemeri*, en la sección del río Misahuallí, que indica una edad Cenomaniano inferior (det. A. Dhont *en* Jaillard, 1997), marcando el límite Albiano-Cenomaniano cerca de la base de las lutitas “U” (Jaillard, 1997), que coincidiría con la transgresión de la curva eustática en alrededor de 96 Ma. (Haq et al., 1987) para el SMI-CB, mientras que al LS-T1 podría asociarse con una caída del nivel del mar ocurrida a 94 Ma. (Haq et al., 1987).

El rango de edad de esta secuencia está entre (94-98 Ma.), correspondiendo a una secuencia de 2do. Orden según Duval et al. (1992) *en* Emery & Myers (1996).

3.2.2.2 Secuencia “U” (CENOMANIANO MEDIO – TURONIANO MEDIO)

A esta secuencia pertenecen la Arenisca “U” y la Caliza “A”. Al igual que la Secuencia anterior, está conformada por un *cortejo transgresivo* y un *cortejo de alto nivel*. Análogamente la Arenisca “U”, ha sido dividida en un paquete inferior denominado “U-1”, y un superior llamado “U-2”.

El *cortejo transgresivo*, se inicia con la formación de una superficie erosiva, la misma que constituye el límite de secuencia (LS-U1), sobre la que se depositó la Arenisca “U-1”, constituida por areniscas de barras y canales de marea (Shanmugam *et al.*, 2000).

Las areniscas “T-1” y “U-1”, representan los rellenos de canales formados a partir de la circulación de corrientes mareales, y fueron depositadas en el inicio de la subida del nivel del mar (transgresión temprana).

Al tope de la Arenisca “U-1”, se encuentra un paquete de lutitas que marcan una profundización abrupta, el mismo que separa las areniscas “U-1” y “U-2”. Esta *Superficie de Inundación* (SI-U1), puede ser apreciada en los registros a lo largo de todo el Campo Sacha.

Sobre esta superficie se encuentra la Arenisca “U-2”, que constituye depósitos de arena de marea cuarzosos ricos en glauconita, intercalados con lodos.

El alza eustática continua con la depositación de un cuerpo calcáreo que marca la disminución del aporte detrítico, este cuerpo corresponde a la parte retrogradante de la caliza "A", en cuyo tope se localiza una *Superficie de Máxima Inundación* (SMI-CA). La caliza "A" corresponde al mayor cuerpo calcáreo de la Cuenca, y en este trabajo, se utilizó la SMI-CA como línea base para la delineación de mapas y cortes dentro del cubo sísmico.

La parte superior de la caliza "A", constituye el *cortejo de alto nivel* de la secuencia "U", y está marcado por la forma progradante de las curvas de los registros de rayos gamma. Las facies carbonatadas micríticas son más ricas en material detrítico, como resultado de la caída del nivel del mar y el inicio del influjo siliclástico en la cuenca (Barragán *et al.*, 2002). Al tope de este cortejo sedimentario se ubica el *límite de secuencia* (LS-CA), que coincide con el tope de la caliza "A".

Vallejo *et al.* (2002), encontró los nanofósiles calcáreos *Eprolithus octopelatus*, *Quadrum gartneri* y *Reinhardtites antophorus* de edad Turoniano medio, en el núcleo del pozo Pungarayacu – 30, para la Caliza "A" entre los 187-213 m. La curva eustática marca una transgresión para el Turoniano medio en alrededor de 90.5 Ma (Haq *et al.*, 1987).

El intervalo comprendido por el LS-U1 y el LS-CA tiene alrededor de 3.5 Ma. Por consiguiente esta secuencia sería de 2do. Orden según Duval *et al.* (1992) *en* Emery & Myers (1996).

POZO TIPO (SAC-089)

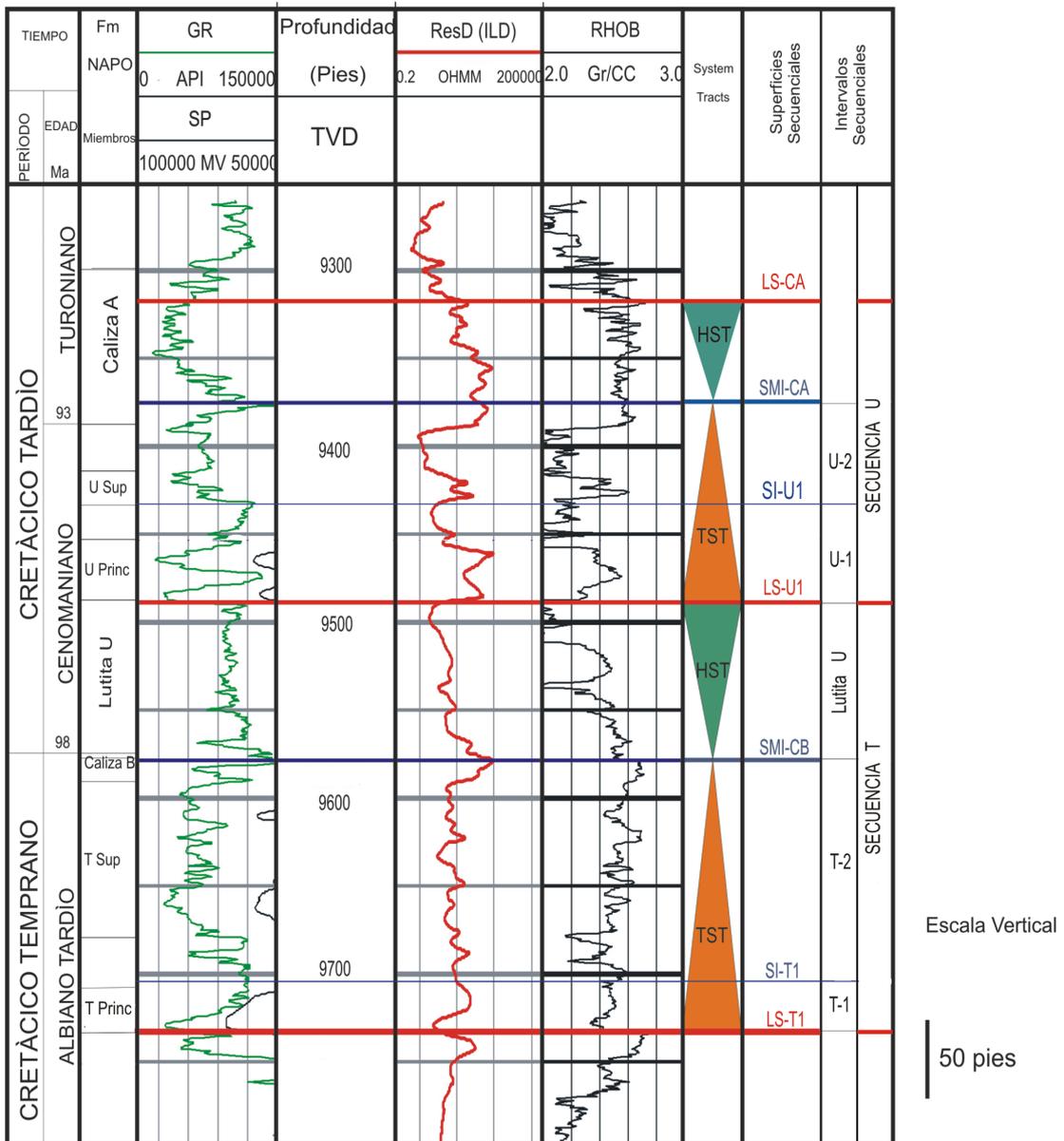


Figura 3.8. Pozo Tipo, indicando los Cortejos Sedimentarios -System Tracts, Límites e Intervalos Secuenciales para "U" y "T".

3.3 AMBIENTES DE DEPOSITACIÓN Y MODELO

Para el análisis de los ambientes de depositación en los intervalos “T” y “U”, se utilizaron los análisis de núcleos realizados por Mobil – Petroproducción (2000), análisis de los registros y mapas realizados para cada nivel.

3.3.1 ANÁLISIS DE NÚCLEOS

Pozo	Facies	Arenisca	Características sedimentológicas	Interpretación
119	I	U-1	Facies heterolíticas: Areniscas con estratificación cruzada (impregnadas de petróleo), areniscas de grano fino, pantallas de lodo; superficies de erosión a la base, lag basales (clastos carbonáceos y lodosos); estratificación flaser, estratificación bidireccional; porcentaje de matriz bajo a moderado	Canales de marea
	III	U-1	Facies heterolíticas: Areniscas con estratificación flaser, pantallas de lodo, ritmitas, capas dobles de lodo, estratificación ondulada, porcentaje de matriz medio ($\approx 50\%$).	Planicie arenosa mareal
126	II	U-1	Facies heterolíticas: Areniscas cafés de grano medio a fino (impregnadas de petróleo), pantallas de lodo, ritmitas (capas alternantes de arena y lodo), capas dobles de lodo. Granos pobre a moderadamente sorteados, matriz baja, <i>bundles</i> , ripples, superficies de reactivación, estratificación bidireccional, cruzada y laminación rizada.	Barras arenosas de marea.
	IV	T-2	Lodolitas grises con estratificación lenticular y pantallas de lodo	Planicie lodosa submareal
	III	T-2	Facies heterolíticas: Areniscas con estratificación flaser, pantallas de lodo, ritmitas, capas dobles de lodo, estratificación ondulada, porcentaje de matriz medio ($\approx 50\%$), laminación rizada, intensa bioturbación. Trazas de fósiles de <i>Ophiomorpha</i> (9660 pies).	Planicie arenosa mareal
	II	T-2	Facies heterolíticas: Areniscas cafés de grano medio a fino (impregnadas de petróleo), abundantes pantallas de lodo; ritmitas (capas alternantes de arena y lodo), capas dobles de lodo. Granos pobre a moderadamente sorteados, matriz baja, ripples, superficies de reactivación, estratificación bidireccional, laminación rizada.	Barras arenosas de marea.
	VI	U-1 – U-2*	Lodolitas con fisilidad bioturbadas, nódulos de pirita y disminución de los fragmentos carbonáceos, bioturbación.	Lodos de plataforma
129	IV	U-1	Lodolitas grises con estratificación lenticular, pantallas de lodo, bioturbación	Planicie lodosa submareal
	III	U-1	Facies heterolíticas: Areniscas con estratificación flaser, pantallas de lodo, ritmitas, capas dobles de lodo, estratificación ondulada, porcentaje de matriz medio ($\approx 50\%$), laminación rizada, bioturbación.	Planicie arenosa mareal
	II	U-1	Facies heterolíticas: Areniscas cafés de grano medio a fino (impregnadas de petróleo), pantallas de lodo, capas dobles de lodo. Granos pobre a moderadamente sorteados, matriz baja, <i>bundles</i> , ripples, superficies de reactivación, estratificación bidireccional, laminación rizada.	Barras arenosas de marea.
	V	T-2	Areniscas calcáreas verdosas a cafés de grano fino a muy fino, altos porcentajes de glauconita ($>10\%$), granos redondeados a subredondeados, alto contenido de matriz. Fragmentos de pelecípodos.	Arenas de plataforma
	VI	T-1 – T-2*	Lodolitas con fisilidad bioturbadas, wackes, nódulos de	Lodos de plataforma

			pirita y disminución de los fragmentos carbonáceos.	
130	III	T-2	Facies heterolíticas: Areniscas marrones con estratificación flaser, pantallas de lodo, ritmitas, capas dobles de lodo, estratificación ondulada, porcentaje de matriz medio ($\approx 50\%$), laminación rizada, bioturbación.	Planicie arenosa mareal
	IV	T-2	Lodolitas grises con estratificación lenticular, ritmitas y pantallas de lodo, menor cemento calcáreo.	Planicie lodosa submareal
132	VI	U-1 – U-2*	Lodolitas con fisilidad bioturbadas, wackes, nódulos de pirita y estratificación lenticular; bioturbación.	Lodos de plataforma
	III	U-1	Facies heterolíticas: Areniscas finas con estratificación flaser, pantallas de lodo, ritmitas, capas dobles de lodo, porcentaje de matriz medio ($\approx 50\%$), laminación rizada, bioturbación. Trazas de fósiles de <i>Ophiomorpha</i> (9418 pies), <i>Skolithos</i> (9411 pies).	Planicie arenosa mareal
	II	U-1	Facies heterolíticas: Areniscas cafés de grano fino (impregnadas de petróleo), pantallas de lodo; capas dobles de lodo. Granos pobre a moderadamente sorteados, matriz baja, <i>bundles</i> (capas de arenas gruesas y finas), ripples, superficies de reactivación, estratificación bidireccional. Trazas de fósiles de <i>Skolithos</i>	Barras arenosas de marea.
133	V	T-2	Areniscas verdosas a cafés de grano fino a muy fino, altos porcentajes de glauconita ($>40\%$), granos redondeados a subredondeados, alto contenido de matriz. Glauconita (17%)	Arenas de plataforma
	IV	T-2	Lodolitas grises con estratificación lenticular, ritmitas y pantallas de lodo	Planicie lodosa submareal
	III	T-2	Facies heterolíticas: Areniscas con estratificación flaser, pantallas de lodo, ritmitas, capas dobles de lodo, estratificación ondulada, porcentaje de matriz medio ($\approx 50\%$), laminación rizada, bioturbación. Trazas de fósiles de <i>Rhizocorallium</i> (9690 pies). Glauconita (6%).	Planicie arenosa mareal
	II	T-2	Facies heterolíticas: Areniscas cafés de grano medio a fino (impregnadas de petróleo), abundantes pantallas de lodo; ritmitas (capas alternantes de arena y lodo), capas dobles de lodo. Granos pobre a moderadamente sorteados, matriz baja, <i>bundles</i> (capas de arenas gruesas y finas).	Barras arenosas de marea.

* Lutitas que separan los reservorios de T-1 y T-2, U-1 y U-2

Tabla 3.1. Análisis de núcleos del Campo Sacha (modificado de Informe de Mobil-Petroecuador, 2000)

Las características obtenidas a partir de los núcleos en el campo Sacha, permitieron comprobar la existencia de un ambiente dominado por mareas, difiriendo de estudios anteriores, únicamente en la ausencia de valles incisos a la base de las areniscas “T” y “U”.

Se establecieron seis tipos de facies dentro de un ambiente estuarino dominado por mareas para las arenas “T” y “U” (Shanmugam et al., 2000). Previo al detalle de cada una de las facies encontradas en el intervalo de estudio, se dividieron a las areniscas “T” y “U” en paquetes separados por superficies secuenciales.

- *Intervalo “T-1”*, limitada en la base por el *límite de secuencia* (LS-T1), y hacia el tope por la *superficie de inundación* (SI-T1),
- *Intervalo “T-2”*, su base es la *superficie de inundación* (SI-T1), mientras que su tope lo constituye la *superficie de máxima inundación* (SMI-CB),
- *Intervalo “U-1”*, se desarrolla entre el *límite de secuencia* (LS-U1) y la *superficie de inundación* (SI-U1), a la base y tope respectivamente; y,
- *Intervalo “U-2”*, limitado por la *superficie de inundación* (SI-U1), mientras que su tope lo constituye la *superficie de máxima inundación* (SMI-CA).

La Arenisca “T”, compuesta por los intervalos “T-1” y “T-2”, no constituye cuerpos arenosos continuos verticalmente sino que está integrada por una serie de estratos arenosos de diferentes espesores, separados por intercalaciones arcillosas.

La Arenisca “T-1”, varía de color gris a marrón, localmente verdosa hacia la base debido a la presencia de glauconita (que confirma su origen marino), su tamaño de grano varía de grueso a fino. Constituye la parte arenosa más potente y lateralmente continua dentro del intervalo “T”. Los espesores varían entre 15 y 90 pies. No se aprecian paquetes arenosos de origen fluvial.

La distribución de la arena muestra una serie de tendencias, las figuras sedimentarias, como barras mareales y mantos arenosos (*sand sheets*) se aprecian con mayor densidad en la parte central del campo Sacha (ubicado entre los pozos 122, 26, 62, 67, 118, 145, 143, ver ANEXO I, *mapa isolito de arena en T-1*), mientras que hacia el Norte y Sur se encuentran arenas más finas. Este tipo de formas obedecen a la acreción constante de depósitos transversales como *sand waves* (dunas subacuosas, término impuesto por Ashley (1990)).

Los procesos *alocíclicos* son responsables de la depositación y retrabajamiento, es decir, cambios en la energía de suministro de material al sistema por agentes externos al mismo, en este caso el eustatismo. La transgresión marina generaba variaciones en la magnitud de la velocidad en las corrientes mareales, responsables del transporte y depositación de sedimentos. Las arenas que se encuentran hacia el Norte y Sur del campo, presentan mayor cantidad de lutitas interestratificadas y son

típicas de zonas de desaceleración de corrientes mareales, el cambio de régimen energético permite que se depositen sedimentos de tipo lodoso.

El ambiente atribuido a esta arenisca es el de canales y barras mareales, depositados dentro de un ambiente protegido (bahía o estuario), mientras que al tope lutitas de plataforma anóxica muestran el cambio vertical retrogradante, debido a la transgresión.

La arenisca "T-2", presenta altos contenidos de material calcáreo, glauconita y minerales arcillosos, indicando la profundización del ambiente.

La potencia de la arena varía entre 25 y 100 pies. Presenta un cambio vertical de facies desde barras arenosas, planicies mareales hasta arenas de plataforma

La abundante intercalación de lutitas muestra la heterogeneidad de esta arena, restringiendo su continuidad lateral. Esta interestratificación, se debe a una constante fluctuación del nivel eustático y probablemente a un tectonismo extensivo menor que pudo estar presente durante la depositación.

La caliza "B" marca el final de la transgresión y el sello de la arena "T-2", correspondiendo a un ambiente de plataforma carbonatada. Constituye un excelente marcador sísmico.

Los depósitos de plataforma de las Lutitas "U" se encuentran sobre la caliza "B", y se caracterizan por su continuidad a lo largo del campo sin mayor variación en su espesor (Fig. 3.24).

La arenisca "U" presenta una menor fluctuación eustática que "T". "U-1" constituye el reservorio más continuo del intervalo de estudio, con espesores que varían entre 15 y 90 pies. Los mayores cuerpos arenosos de barras y canales de marea se localizan hacia el centro y centro-sur del campo, mostrando una disminución considerable de los espesores hacia el Norte y Sur. La arenisca varía verticalmente a arenas y lodos de planicie mareal, hasta lodos de plataforma.

Para la Arena "U-2", los sedimentos de tipo mareal son reemplazados por los de plataforma, incrementando los contenidos de carbonatos y minerales arcillosos,

aumentando la heterogeneidad y disminuyendo la continuidad de esta arena, hasta llegar al sello que constituye la caliza “A”.

La caliza “A”, constituye el mejor reflector de la cuenca, y la *Superficie de Máxima Inundación (SMI-CA)* ser tomada como línea tiempo por su carácter regional. Esta línea fue utilizada en el estudio para definir el intervalo “U”.

A continuación se presentan algunos intervalos de núcleos analizados indicando facies y estructuras sedimentarias:

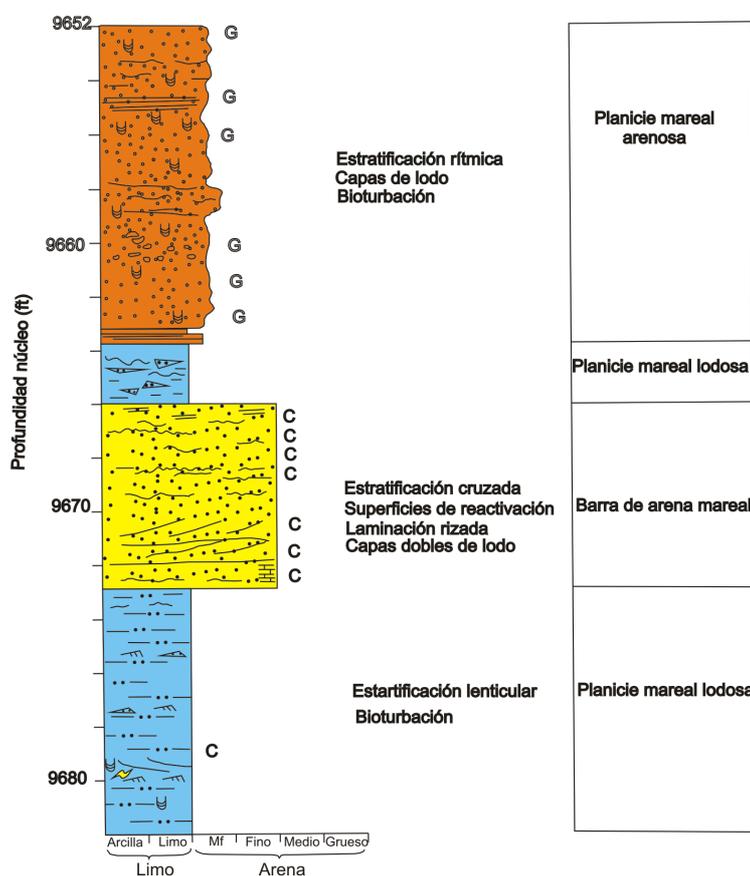


Figura 3.9. Análisis de núcleos de la arenisca “T-2”, pozo 132, Campo Sacha (Tomado de Informe Mobil, 2000)

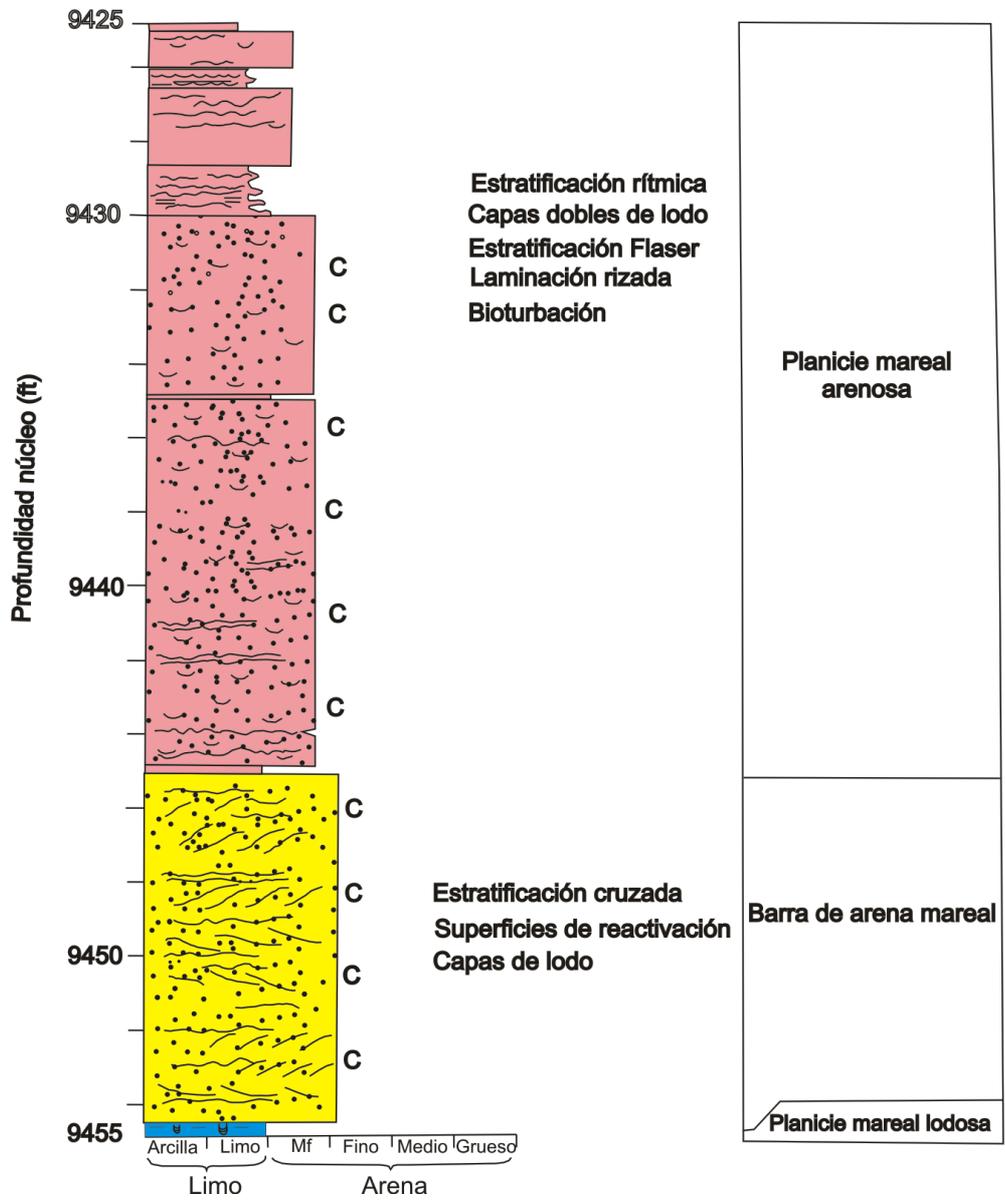


Figura 3.10. Análisis de núcleos de la arenisca "U-2", pozo 126, Campo Sacha (Tomado de Informe Mobil, 2000)

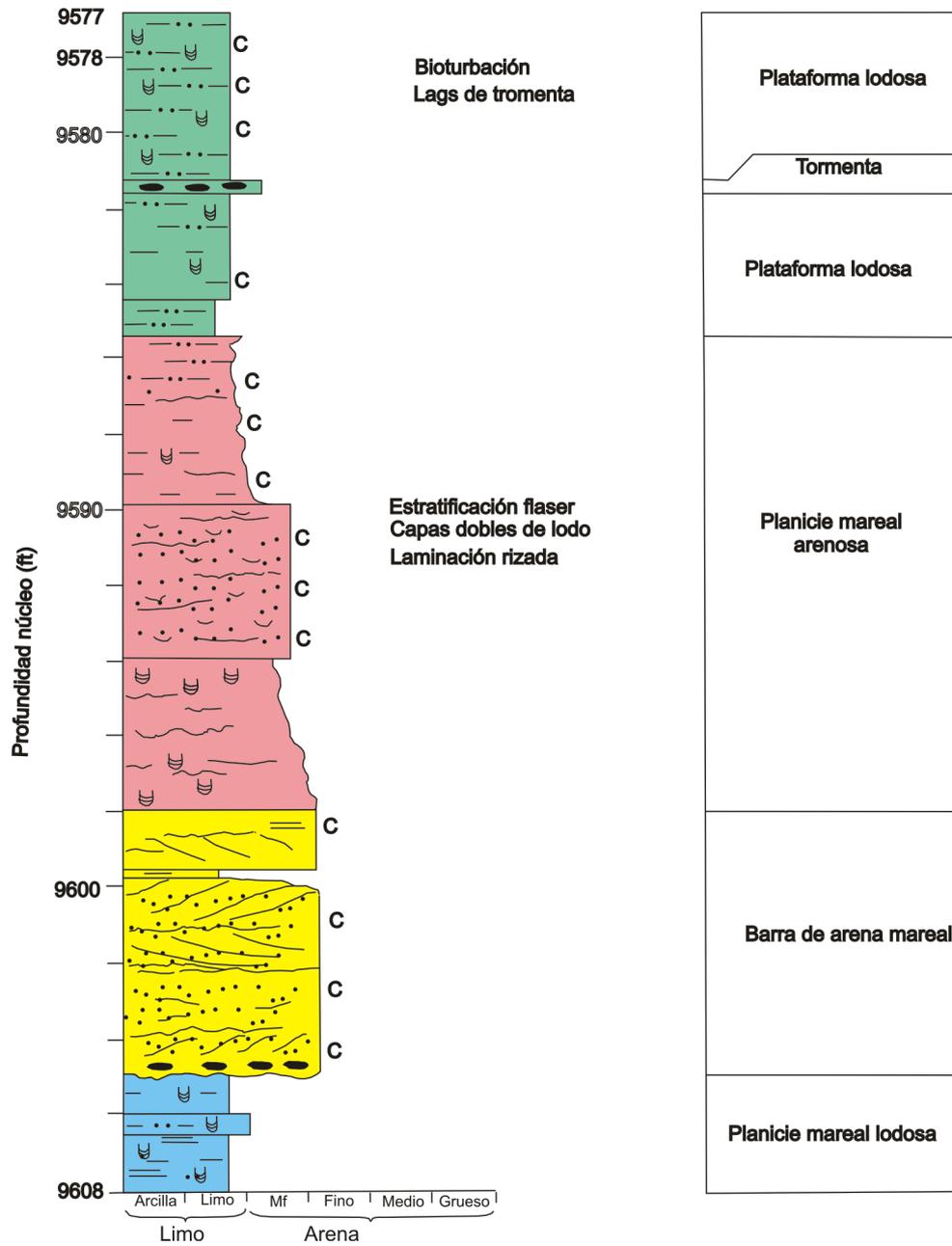


Figura 3.11. Análisis de núcleos de la arenisca "U-1", pozo 129, Campo Sacha (Tomado de Informe Mobil, 2000)

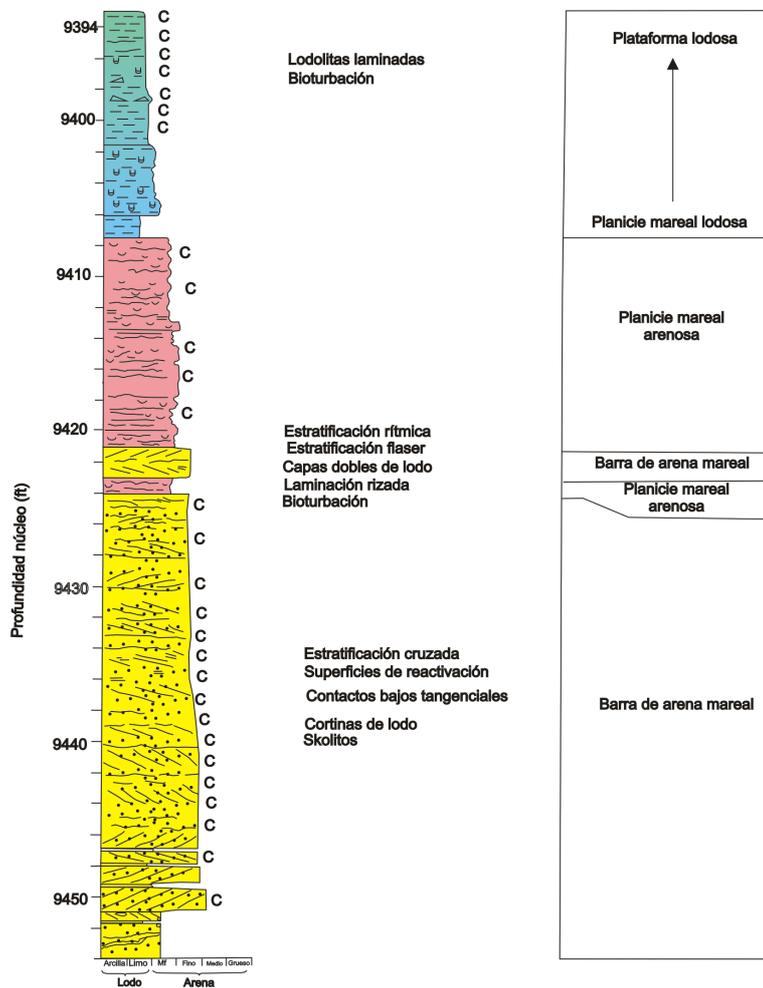


Figura 3.12. Análisis de núcleos de la arenisca "U-1", pozo 132, Campo Sacha (Tomado de Informe Mobil, 2000)

C= Fragmentos Carbonáceos

G= Glauconita

Las fotos de los núcleos para los intervalos de T y U con las principales estructuras sedimentarias indicando la influencia mareal se presentan en el ANEXO III

3.3.1.1 Mareas y sus implicaciones en la sedimentación

Las mareas son deformaciones de la superficie de los cuerpos de agua (océanos y lagos), debido a las atracciones de la luna, y en menor grado del sol. Cuando la Tierra rota, una porción de agua, menor a un metro de altura en océanos abiertos pero con enormes longitudes de onda, asciende y desciende dos veces diariamente en la mayoría de costas, produciendo así mareas semi-diurnas. En ciertos períodos de tiempo, la luna y el sol se alinean de tal forma y producen una ampliación del efecto de atracción mayor al 20% de una marea normal, esto se denomina *marea viva*. Cuando la luna y el sol se colocan en ciertos ángulos, se produce un efecto de reducción de la marea en un 20% de lo normal, y se produce la *marea muerta*. Estos ciclos de *marea muerta* y *viva* duran 14 días.

Aunque el efecto de las mareas en océanos es relativamente pequeño, su amplitud incrementa sustancialmente en estuarios debido a la amplificación por resonancia. El desplazamiento cíclico de importantes masas de agua por las mareas en los estuarios, induce corrientes locales de marea que transitan por canales submarinos de marea. En los canales, las corrientes pueden transportar importantes cantidades de sedimentos tanto hacia la costa (flujo) como hacia el mar (reflujo). En algún lugar de un sistema como estos se puede apreciar los *ciclos de marea de flujo y reflujo* donde una corriente es dominante y la otra es subordinada.

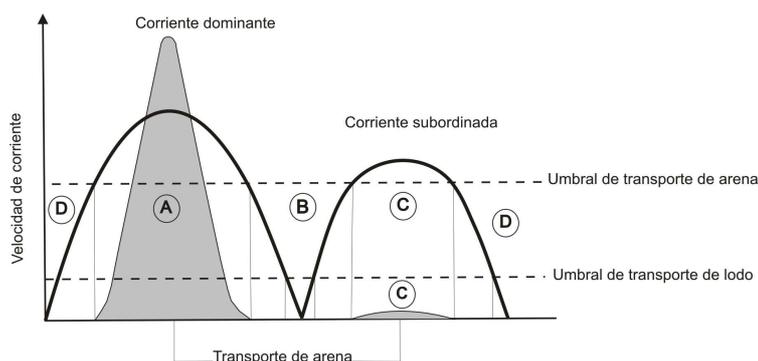


Figura 3.13. Curva de velocidad de un ciclo asimétrico mareal de flujo y reflujo, que muestran los umbrales de transporte y posibles cantidades de arena que pueden ser transportados en los estados (A) y (C). El lodo es depositado durante los estados (B) y (D), cuando la curva de velocidad desciende por debajo del umbral de transporte de lodo (Tomado de Allen, 1980 en Reading, 2005).

Los patrones de transporte y sedimentación, tanto de arenas como lodos, dependen de la intensidad y duración de ambas corrientes. Si ambas corrientes con capaces de transportar arena se producen los *couplets de marea de flujo y refluj*.

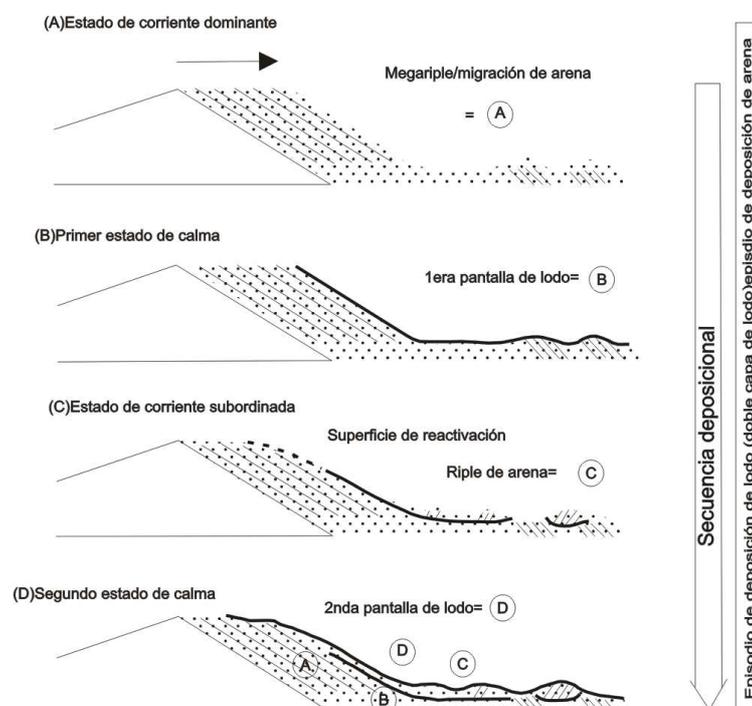


Figura 3.14. Couplet marea formado durante los estados (a)-(d) del ciclo marea de flujo y refluj. (Tomado de Visser, 1980 en Reading, 2005).

En ambientes sub-mareales, durante los estados de corrientes dominantes, *foresets* de arena se forman en los sotaventos de los grandes depósitos. En tiempos de calma se depositan lodos por suspensión y se generan las *pantallas de lodo*. Las corrientes subordinadas pueden retrabajar las *pantallas de lodo* produciendo *superficies de reactivación* y posiblemente depositando algo de arena en ripples formados por el refluj. Durante un segundo período de calma, se forma otra *pantalla de lodo* y esta estará cubierta por el subsiguiente *foreset*. Cada uno de estos conjuntos de *foresets arenosos*, también conocidos como *bundles* (Visser, 1980), están depositados por corrientes mareales y están limitados por pantallas de lodo correspondientes a períodos de calma, y en el caso de corrientes subordinadas de

considerable intensidad, por *pantallas de lodo* y por *superficies de reactivación* (Mowbray & Visser, 1980). Los ciclos de marea viva y muerta pueden ser medidos mediante el análisis de los espesores de los *bundles*. Los *bundles* gruesos indican mareas vivas, mientras que los delgados *mareas muertas*. Idealmente 28 *bundles* podrían formarse en 2 semanas de ciclos de mareas vivas y muertas, pero en muchos casos el número es mucho menor debido a que no se ha alcanzado el *threshold de velocidad de transporte* de arena durante las mareas muertas.

Los ascensos y caídas de las mareas producen *couplets* de arena y lodo en capas finas de forma alternada. Las capas de arena pueden mostrar ripples de corriente a pequeña escala. Los sedimentos finos en suspensión se depositan durante períodos de calma, de forma primaria por procesos de floculación. Este tipo de alternancia se denomina *ritmitas mareales* (Dalrymple et al., 1991).

Las fluctuaciones verticales de las mareas afectan a la línea de costa por la regular sumersión, exposición de la playa y las planicies intermareales. Las diferentes zonas de la playa y el *shoreface* están sujetos a los grados de variación que proporciona la energía de las olas, los organismos especializados han evolucionado de tal forma que pueden tolerar estos cambios de energía. La vida vegetal está restringida a ciertos tipos de algas que se desarrollan en complejas estructuras en climas áridos y semi-áridos, mientras que en ambientes tropicales es común el desarrollo de manglares.

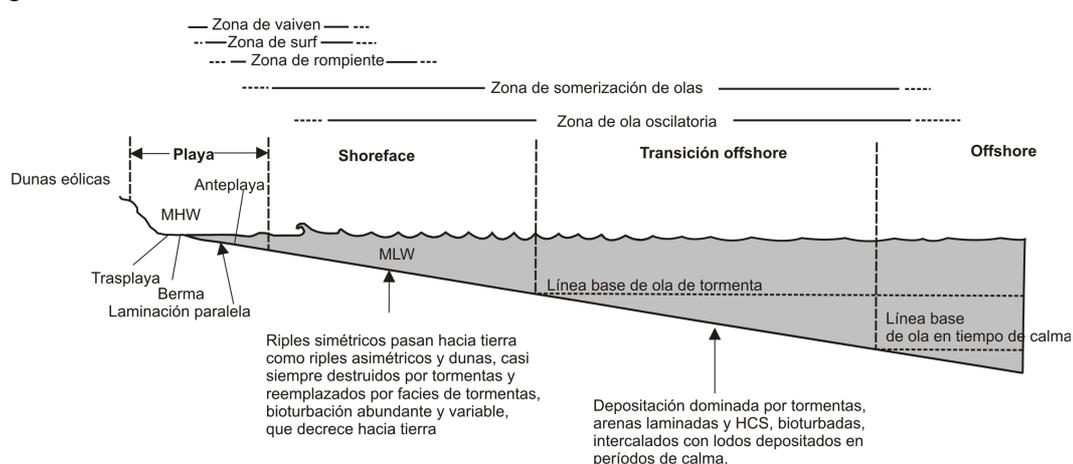


Figura 3.15. Esquema mostrando las principales zonas, transiciones y estructuras dentro de la plataforma costera (Tomado de Reading, 2005).

Las asociaciones de trazas de fósiles, muestran condiciones muy variadas en sistemas afectados por la influencia de las mareas. Estos reflejan cambios laterales donde se produce la mezcla de aguas provenientes del continente y del mar. Un conjunto de organismos especializados habitan estos medios: *Diplocraterio*, *Skolithus*, *Psilonichnus*, *Arenicolites*, *Gastrochaenolites*, *Thalassinoides* y *Rhizocorallium*. Varios de estos organismos fueron registrados en los análisis de núcleos.

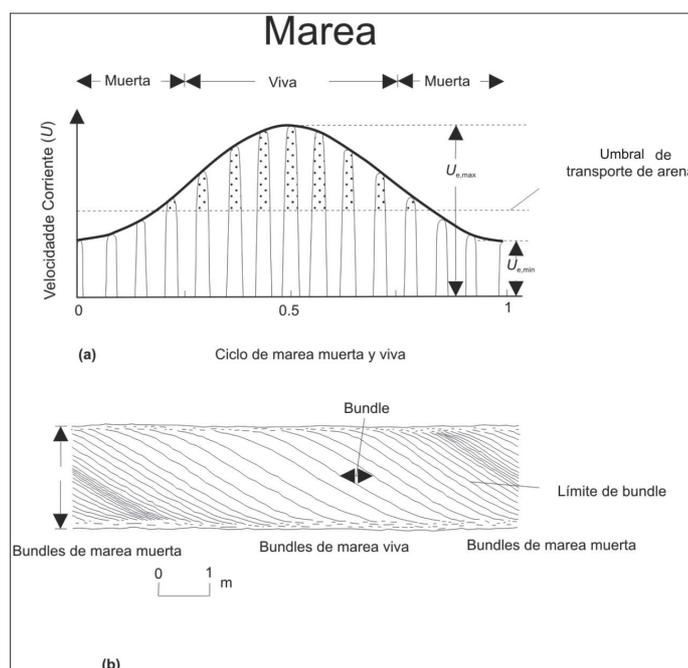


Figura 3.16. (a) Distribución esquemática de la velocidad de corriente y transporte de arena durante un ciclo de mareas vivas y muertas el cual posee ciclos asimétricos de flujo y reflujos. (b) Secuencia de bundles formados a partir de épocas de mareas vivas (gruesos) y muertas (delgados). (Tomado de Allen, 1982 en Reading, 2005)

3.3.2. ANÁLISIS DE REGISTROS ELÉCTRICOS

Este modelo requirió de un estudio detallado de los registros eléctricos de cada pozo, determinándose los porcentajes y espesores de cada una de las litologías que conforman los intervalos "U" y "T" (ANEXO, tablas III, IV y V). De esta forma se obtuvieron una serie de mapas que permitieron reconocer la geometría y tendencia de depositación de los cuerpos arenosos, poniendo especial énfasis en la zona de

ubicación de los sistemas de inyección-producción. En la tabla 3.2 que se presenta a continuación, se detalla el tipo de mapa y el nivel a que corresponde:

Mapa	Intervalo			
	T-1	T-2	U-1	U-2
Isópaco	X	X	X	X
Isolito	X	X	X	X
Litofacies	X	X	X	X
Electrofacies	X	-	X	-

Tabla 3.2. Tipos de mapas realizados en cada intervalo

Las superficies de máxima inundación en la caliza “B” (SMI-CB) y en la caliza “A”, se utilizaron como superficies claves para delinear los mapas, dentro de los cubos sísmicos.

3.3.2.1. Mapas isópacos e isolitos

Los mapas isópacos para las areniscas “T-1” y “U-1”, muestran mayores espesores hacia el centro del campo y una disminución de los mismos en los lados norte y sur. Para la arenisca “T-1” (ANEXO, Mapa 2), se determinó una zona de mayor acumulación de sedimento hacia el centro (dirección E-W), y dos secundarias hacia el norte y sur del campo. Esta distribución se debe a la actividad mareal, y su capacidad de retrabajamiento.

La velocidad de las corrientes de marea, en zonas semiabiertas, varía en función de la posición de un punto denominado *amfidrómico* (Walker, 1992). El valor de la velocidad de las corrientes en este punto es de cero. Determinados patrones sedimentarios, se generan por el aumento y disminución de velocidad de corrientes.

La arenisca “U-1” (ANEXO I, Mapa 11) posee características de depositación similares a las de “T-1”, aunque su distribución es más regular. Las partes más potentes se localizan al centro del campo, extendiéndose hacia el sur.

Los mapas isópacos de los intervalos “T-2” y “U-2”, no muestran una variación considerable en sus espesores. La disminución del tamaño de grano, sus figuras

sedimentarias, el aumento de bioturbación, así como el mayor contenido de glauconita, muestran que estos intervalos fueron depositados en un sistema de menor energía, corroborado por los cambios verticales de facies, que marcan la profundización del sistema.

Los mapas de isolitos de arena permitieron definir zonas de mayor energía, tendencia de depositación y delimitar facies para cada reservorio.

Las facies apreciables en estos mapas (*ANEXO I: para el intervalo "T-1", Mapa 1 y para el intervalo "U-1", Mapa 10*), son las de barras y canales de marea. Estos cuerpos sedimentarios tienen un vínculo genético. La distribución de barras en forma de cuerpos elongados, es característica de un ambiente dominado por mareas (Dalrymple et al., 1992). No obstante, esto no define un ambiente en particular. Cuerpos sedimentarios elongados, con estructuras sedimentarias ocasionadas por las mareas, son comunes en varios tipos de ambientes como plataformas someras, bahías o estuarios (Reading, 2005).

La arenisca "T-2", presenta buenas expectativas en lo que a espesores se refiere a lo largo de casi todo el campo, excepto en las zonas centro norte y centro sur del mismo. (*ANEXO I, Mapas 7 y 8*).

Zonas esporádicas, con espesores relativamente altos, son la característica de la arenisca "U-2". Estas zonas están ubicadas en los pozos: 93, WIW-2, 39, en el norte del campo y 97, 110 y 141 en la parte sur. (*ANEXO I, Mapas 16 y 17*).

Al combinar los mapas de isópacas e isolitos, se determinaron zonas impermeables dentro del campo que impedirían comunicación entre estos pozos (Por ejemplo: Si se tienen buenos espesores totales del intervalo (>60 pies) pero bajos o nulos espesores netos de arena (<10 pies)).

3.3.2.2 Mapas de litofacies

Este tipo de cartografía permite diferenciar facies a partir de las relaciones de tres componentes. Estas relaciones se denominan *clástica* y *elástica*.

La relación clástica involucra a los sedimentos de tipo detrítal (arena, limo, arcilla) con los no detrítales (carbonatos y evaporitas), mientras que la relación elástica a arenas y arcillas.

$$n = \frac{A + B}{C} \quad ; \quad n_1 = \frac{ss}{sh}$$

Donde:

n , es la relación clástica;

n_1 , es la relación elástica;

A , son arenas y conglomerados en porcentaje;

B , arcillas y limos en porcentaje;

C , carbonatos y evaporitas en porcentaje;

ss , es el porcentaje de arena;

sh , el porcentaje de arcilla; y

cc , el porcentaje de carbonato.

Esta relación ha sido modificada de la propuesta por *Krumblein y Schloss, en 1963*, debido a que el propósito del estudio era determinar continuidad en el reservorio, para ello, discriminamos en la relación clástica, a aquellas litologías que por sus características físicas, no tienen un buen potencial para ser rocas reservorios (sin tomar en cuenta procesos de fracturamiento, ni kársticos):

$$n = \frac{ss}{sh + cc}$$

Los valores mayores a 8 corresponden a zonas de alta energía, que se ven reflejadas por la depositación de arenas de barras y canales con bajos contenidos de finos.

De esta forma restringimos algunas zonas que presentaban un buen potencial en lo que a espesores se refiere, pues la relación discrimina depósitos que poseen considerables cantidades de sedimentos finos interestratificados. A continuación se detalla las zonas que poseen mejor desarrollo de arenas en cada una de las areniscas:

Arenisca "T-1": **Al norte:** Entre los pozos 125, 32, 167; **al centro:** 93, 151, WIW-1, 39, 145, 54, 143. (ANEXO I, Mapa 3).

Arenisca "T-2": La heterogeneidad de este depósito no permite registrar zonas propensas, a pesar de los cuerpos arenosos poseen espesores considerables, estos aparecen como lentes de dimensiones pequeñas, restringidos lateralmente en extensión. (ANEXO I, Mapa 9).

Arenisca "U-1": **Al norte:** 117, 71, 32; **al centro:** 106, 114, 7, 85, 8, 103, WIW-3, 36, 144, 23, 17, 40, 191, 28; **al sur:** 41, 100, 110, 45, 29, 137, 2. (ANEXO I, Mapa 12).

Arenisca "U-2": Al igual a la arenisca "T-2", se presentan lentes arenosos de pequeñas dimensiones, a pesar de esto, se registran las siguientes zonas: **Al norte:** 117, 125, 71; **al sur:** 97, 191, 113. (ANEXO I, Mapa 18).

3.3.2.3 Mapas de Electrofacies (Ambientes)

Los mapas de electrofacies, se basaron en la identificación de las formas y en especial de las características de los registros de Rayos Gamma (GR), Potencial Espontáneo (SP), Resistividad y Densidad (RHOB), que permitió identificar los diferentes ambientes de depositación en los reservorios "T-1" y "U-1".

En la figura 3.17, se describe la metodología utilizada para denominar las facies encontradas en los intervalos de estudio:

Respuesta general del Gamma Ray a las variaciones en el tamaño de grano

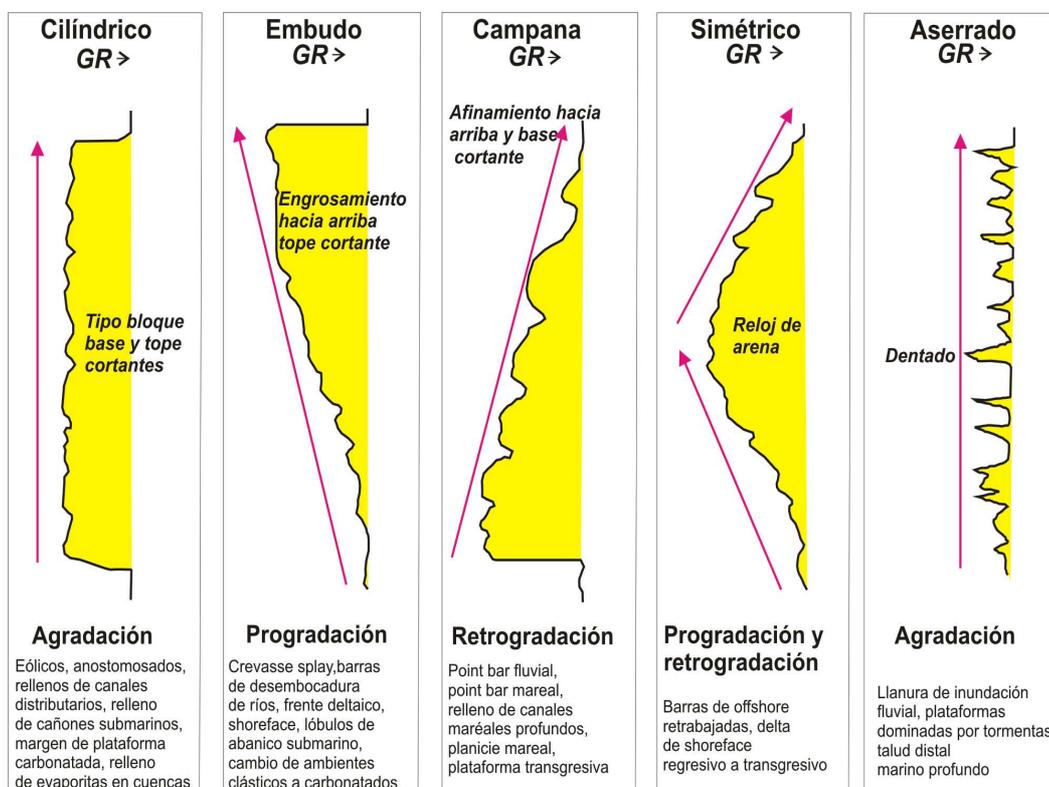


Figura 3.17. Formas de tendencias de registros eléctricos y facies posibles (Tomado de Emery y Myers, 1996)

Análisis de Paleocorrientes

Para éste estudio se utilizaron los registros con *dipmeter*, el cuál sirvió para definir las direcciones preferenciales de los cuerpos arenosos como barras ó canales mediante las rosetas de dirección, pudiendo establecerse aportes ó entradas de sedimento que son útiles para tener una aproximación al ambiente de depositación. En el campo, se encontraron ocho pozos con este tipo de registros para los intervalos principales "T-1" y "U-1".

Pozo	Ubicación en el campo	Número de mediciones	
		“T-1”	“U-1”
107	Centro	34	43
119	Centro	42	36
120	Centro	25	27
123	Sur	22	24
124	Sur	33	45
125	Norte	35	40
129	Norte	29	41
141	Sur	32	31

Tabla 3.3. Pozos con análisis de paleocorrientes

Mediante el tratamiento de las mediciones de rumbo y buzamiento para cada intervalo en los pozos citados anteriormente, se determinó la roseta de dirección (ubicadas en los mapas de ambientes para cada intervalo), que nos permitió definir las siguientes paleodirecciones:

- *Para “T-1”*, hacia el norte se obtuvo una dirección preferencial NNW, al centro, la dirección es NNE, que es similar a otra obtenida hacia el sur (SAC-107). En esta última zona, las direcciones son, al S (SAC-123) y NE (SAC-141). El retrabajamiento por mareas, influenciaron en la depositación de los cuerpos arenosos especialmente en la zona centro del Campo Sacha.
- *Para “U-1”*, hacia el norte se obtuvo una dirección E-W, al centro: W-SW y hacia el sur la tendencia es al SW y NW (SAC-124). El retrabajamiento por corrientes marinas fue menor que en el intervalo “T-1”, pudiendo existir una corriente mareal dominante de dirección W-WSW

Sobre la base de los mapas anteriores, los análisis de núcleos, forma de los registros y paleocorrientes, se obtuvieron los mapas de ambientes de los intervalos “T-1” y “U-1” (Figuras 3.18 y 3.19), reconociéndose tres tipos de facies:

- ❖ *Barras mareales*
- ❖ *Canales mareales*
- ❖ *Planicies mareales*

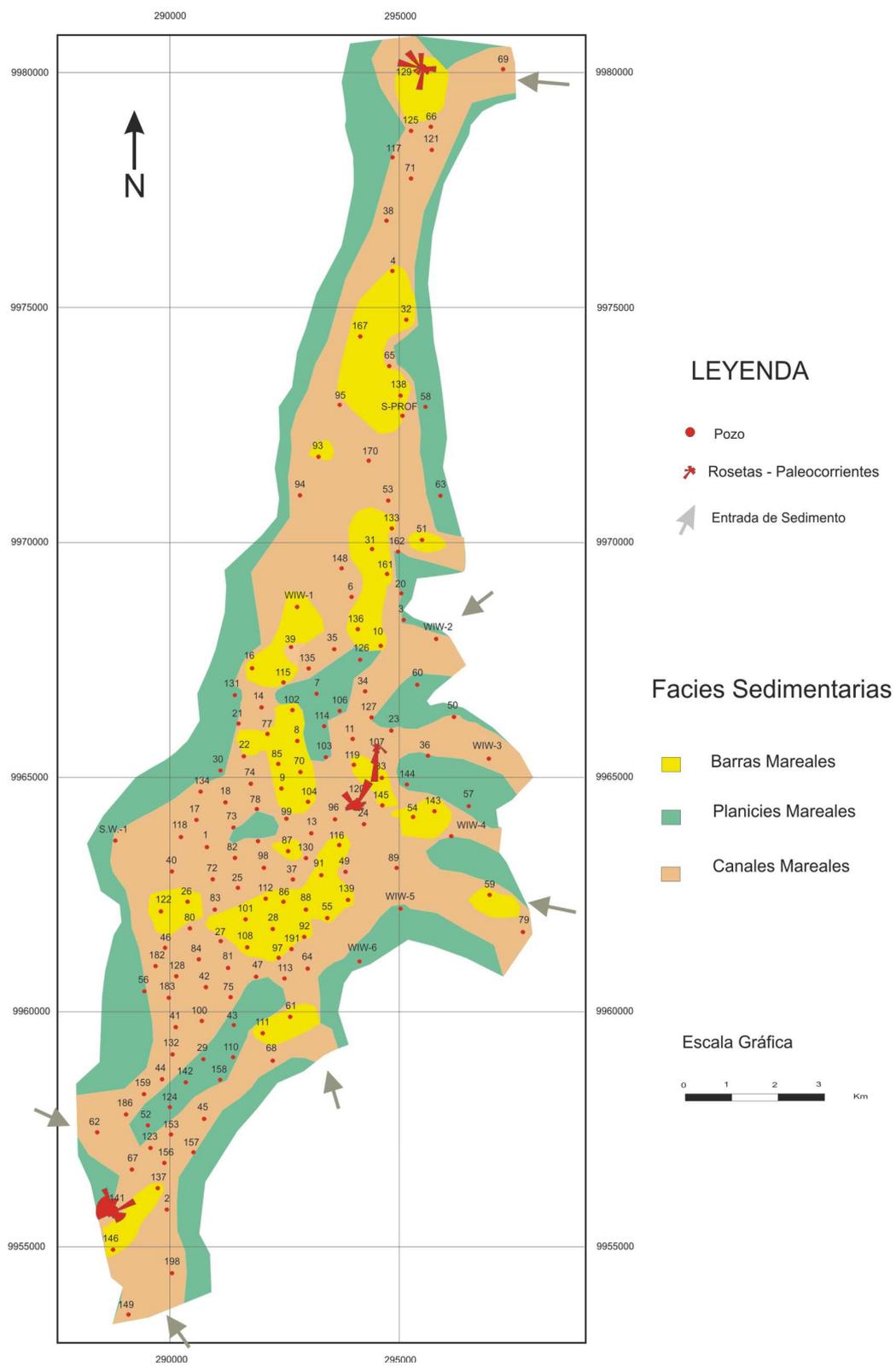


Figura 3.18. Mapa de Ambientes para el intervalo "T-1"

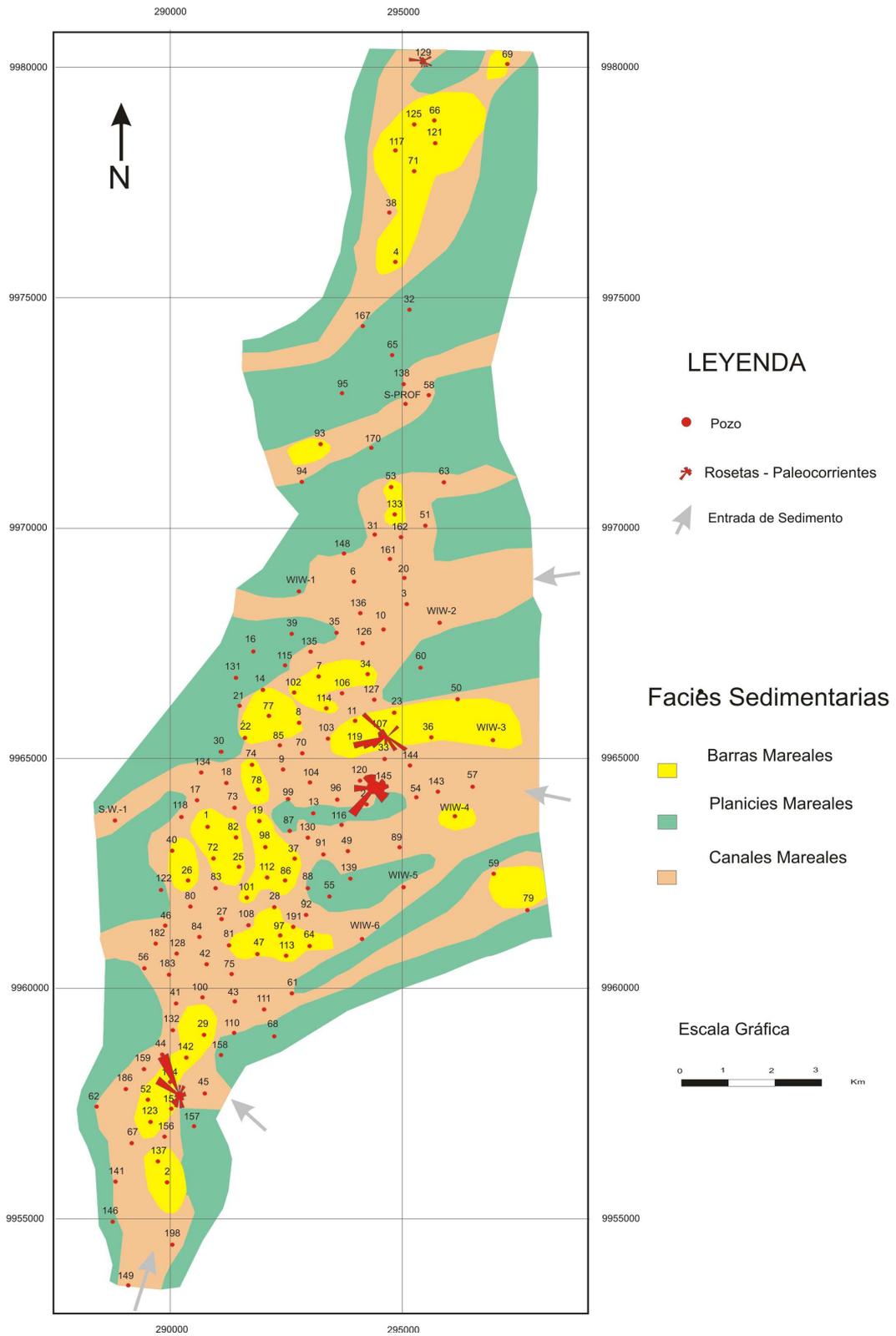


Figura 3.19. Mapa de Ambientes para el intervalo "U-1"

3.3.2.4 Cortes Estratigráficos

Un total de 17 cortes se realizaron en el campo Sacha: 16 involucrando a los Sistemas (pozos inyectores - pozos productores de influencia) y 1 N-S que atraviesan longitudinalmente el Campo para determinar variaciones en espesores de lutitas.

Para la construcción de los cortes se tomaron dos datums, estos fueron las *superficies máximas de inundación* ubicadas en las calizas "A" y "B" (SMI-CB y SMI-CA). Estos cortes permitieron determinar un ambiente deposicional estable con influencia tectónica muy poco importante a nula, durante la depositación de las secuencias estudiadas y por lo tanto de las areniscas U y T en ellas contenidas. Igualmente en las secciones sísmicas, no se observa disturbación tectónica que haya afectado la depositación.

La realización de cortes estratigráficos permitió reconocer cuerpos arenosos, que pudieron ser correlacionados, por la similitud de sus electrofacies,

Un punto primordial en la construcción de los cortes, fue el de tratar de determinar la existencia o no de valles incisos. Para esto, se realizó 1 corte norte-sur a lo largo del campo. Las areniscas "T" y "U" se encuentran sobreyacidas por potentes depósitos correspondientes al miembro Napo Basal y a las lutitas "U" respectivamente. El espesor de estos paquetes muestra muy poca variación de espesor a lo largo de todo el campo, por lo tanto no se encontraron evidencias de incisiones. Este es un elemento muy importante en la búsqueda de un modelo de depositación que se ajuste a las condiciones sedimentarias del campo Sacha.

En el *ANEXO II* se pueden apreciar los cortes

3.3.3 ANÁLISIS ESTRUCTURAL

El campo Sacha se encuentra dentro del "play" Central Sacha Shushufindi (Rivadeneira y Baby, 1999), y constituye una estructura anticlinal controlada por una falla transpresional en su flanco oeste. Sacha tiene una longitud de 32 km y un ancho que varía de 4 Km al norte, 8.5 Km al centro y 6 Km al sur, con un cierre vertical que alcanza los 240 pies a la base de la caliza A. La deformación sinsedimentaria de los

estratos de la Napo Superior que muestra variación de espesor entre el flanco occidental y el tope de la estructura indica que la estructura se formó en la primera fase de deformación correspondiente al Cretácico Tardío (Rivadeneira y Baby, 1999). Canfield *et al*, 1982, señalan que la erosión hacia el tope de la formación Napo indica que la estructura se formó de manera sin-sedimentaria.

La falla que bordea el flanco occidental del campo no es continua, constituyendo más bien un sistema de fallas menores de dirección NNE-SSW, que forman parte de una falla originalmente de tipo normal del triásico-jurásico temprano, reactivada en el evento de inversión ocurrido en el Turoniano-Maastrichtiano (Rivadeneira y Baby, 1999). Esta falla atraviesa el basamento precretácico y se extiende a través de la arena "U" sin cortar el tope de la formación Napo (Canfield *et al*, 1982), aunque existen evidencias que la falla alcanza la base de Tiyuyacu (M. Rivadeneira *com. Personal*). El máximo salto de la falla es de 200 pies en las cercanías del pozo Sacha Oeste 1.

Hacia el sur del campo se observa una estructura en forma de cola de caballo, evidenciando el carácter trascurrente de la estructura principal, constituida por una serie de fallas de rumbo, con dirección N-S, asociadas o prolongadas a partir de la falla principal. En el Este se tienen fallas transpresivas de rumbo con dirección NNE-SSW. El conjunto de fallas descritas anteriormente, afectan tanto a las arenas "T" y "U". El desplazamiento o salto de las fallas no excede la potencia de los reservorios (figura 3.20), por tanto ninguna falla genera una barrera que impida la continuidad de los mismos.

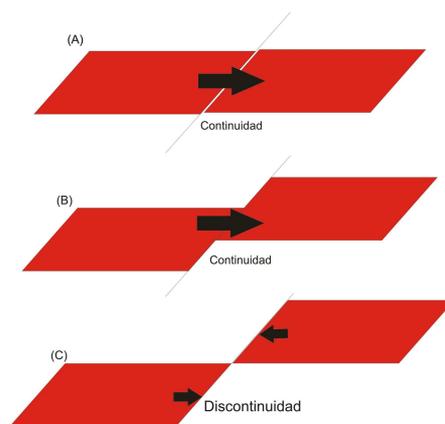


Figura 3.20. Continuidad lateral del reservorio afectado por una falla: (A) Medio continuo, salto de falla nulo; (B) Medio continuo, salto de falla considerable sin afectar la circulación de fluido; (C) Medio discontinuo, el salto de falla excede el espesor del reservorio

En los sistemas transpresivos, las fallas de tipo transcurrente, generan cizallas de tipo R_1 y R_2 desarrollados a partir del modelo de *Navier Coulomb* con respecto a los esfuerzos σ_1 y σ_3 . R_1 es la cizalla sintética orientada en 15° a 20° de la cizalla o falla principal (F), mientras que R_2 es la cizalla antitética en 70° a 75° de la misma. Una cizalla sintética se desarrolla a un bajo ángulo de 10° a 15° a F, como consecuencia de la rotación del eje principal de esfuerzos. El desarrollo de fallas normales y fallas de tipo inverso perpendiculares a σ_3 y σ_1 , respectivamente, están relacionados a este sistema de cizalla (Fig. 3.21).

El eje del anticlinal Sacha, en la zona centro-sur, cambia de dirección NNE-SSW a NNW-SSE, evidenciando el carácter dextral de las fallas que gobiernan la estructura. La estructura Sacha es un sistema de fallas transcurrentes que generan cizalla de tipo dextral, por consiguiente se forma el conjunto de fallas de tipo antitético que no han sido registrados por la sismica. Esto puede deberse a que estas fallas no poseen un desplazamiento vertical considerable, por tanto resultan inapreciables para la geofísica.

A pesar de esto se realizó un corte sísmico en dirección E-W, para poder definir estructuras, principalmente fallas que afecten a los intervalos U y T (*ANEXO II*)

La distribución de facies, sus características litológicas, los espesores de los cuerpos de arena y los valores petrofísicos, muestran una configuración de bloques en el campo, separadas por estas fallas de carácter antitético.

A partir de los mapas estructurales considerando las superficies de máxima inundación (*ANEXO I, Mapas 19 y 20*), se divide al campo en cinco bloques de norte a sur, separados por lineamientos de dirección NNW-SSE.

En el siguiente mapa del Campo Sacha se presenta la ubicación de los bloques, los lineamientos que los separan y posibles estructuras según el elipsoide de deformación (Fig. 3.21):

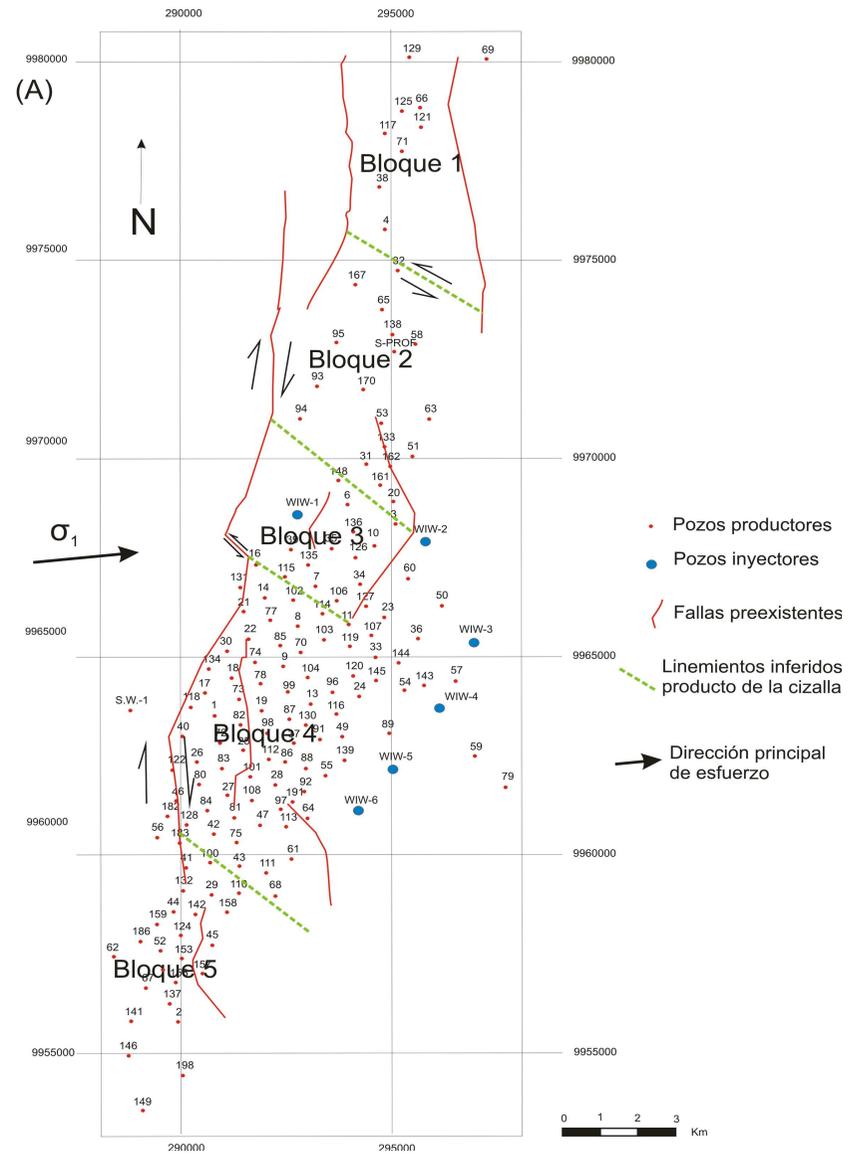
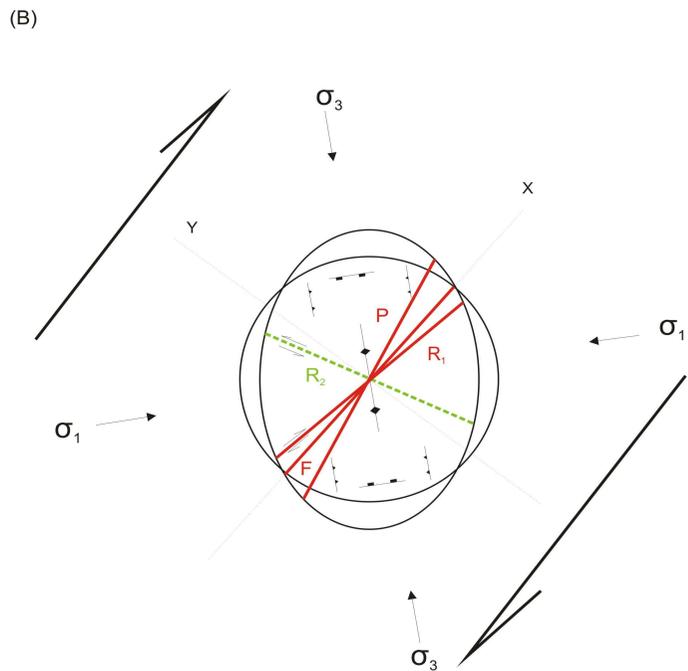


Figura 3.21. (A) Modelo de Fallas para el Campo Sacha: Las estructuras presentes se ajustan al modelo teórico de cizalla planteado (Elipsoide de deformación) en la parte (B)

3.3.4 MODELO GEOLÓGICO DEL CAMPO SACHA

3.3.4.1 Introducción

Se han escrito una cantidad de artículos describiendo la estratigrafía y los ambientes de depósito de las formaciones Hollín y Napo, mediante afloramientos, estudios del núcleo, y de perfiles. El origen de los principales reservorios, ha sido atribuido a sistemas fluviales, deltaicos y estuarinos (De Souza Cruz, 1989; Dashwood & Abbotts, 1990; White et al., 1995; Shanmugam et al., 2000; Barragán, 2000). En este estudio, se definió el modelo depositacional que mejor se ajusta a nuestro criterio a los ambientes descritos en núcleos, a la forma de las electrofacies y a la geometría definida en base a las correlaciones entre pozos, con la finalidad de caracterizar correctamente los yacimientos del Campo Sacha.

3.3.4.2 Ambientes de Depositación

3.3.4.2.1 Ambiente fluvio - deltaico

Las evidencias encontradas en las descripciones de núcleos, marcan una tendencia hacia los procesos mareales sobre los fluviales.

Los sistemas fluviales (deltas dominados por ríos), muestran las siguientes características (Dalrymple et al., 1992):

- Una clara orientación de flujo unidireccional.
- Facies fluviales dominantes.
- Tendencias progradacionales
- Existen cuando la rata de suministro de sedimento excede la capacidad de dispersión del mismo.

El análisis de paleocorrientes muestra al menos dos tendencias en los mapas de ambientes para las areniscas "T-1" y "U-1". Los análisis de núcleos no presentan evidencias fluviales, que serían dominantes sobre olas y mareas. Las tendencias de las areniscas son retrogradacionales en secuencias de Segundo orden.

Un *delta* es un depósito parcialmente subaéreo, construido por un río dentro o contra un cuerpo de agua. El resultado es una progradación irregular de la línea de costa controlada por un río (Miall, 1984). Los sedimentos provienen de ambientes subaéreos y marinos (o lacustres), y típicamente muestran disminución del tamaño de grano hacia el mar o lago. El factor principal de suministro de sedimento en el sistema, lo constituye el río o los ríos. Sin embargo en muchos deltas la influencia fluvial es poco apreciable debido a la acción de otros agentes como las mareas, olas e incluso el viento.

3.3.4.2.2 Ambiente estuarino

Cuando los sedimentos son en gran parte derivados de una costa o plataforma adyacente, la línea de costa puede ser lineal, con la formación de *estrans*, o *cordones litorales* donde la energía de las olas y las tormentas se intensifica, o irregular con desembocaduras inundadas o estuarios donde el rango mareal es alto (Reading & Collison, 2005).

Según esto, los *estuarios* consistirían en un caso particular de deltas con predominancia de las mareas (Galloway, 1975).

Un *estuario* ha sido definido como un cuerpo costero de agua semi-cerrado con conexión con el mar abierto y dentro del cual, se producen mezclas de aguas de distintas salinidades provenientes del mar y de tierra (Pritchard, 1967). Dalrymple, Zaitlin y Boyd (1992) propusieron a un estuario como *la parte ubicada hacia el mar de un valle inundado que recibe sedimentos tanto de origen fluvial como marino y contiene facies influenciadas por mareas, olas y procesos fluviales. Un estuario se extiende desde el límite máximo de influencia mareal hasta el límite máximo de influencia de los procesos costeros de desembocadura.*

Porciones de grandes sistemas, por ejemplo el delta del Ganges-Brahmaputra, comprenden estuarios mareales, estrans, islas barreras-lagoones, así como también barras de desembocadura, y estas características lo excluiría de un clásico delta.

Estos sistemas por tanto están ligados y dependen de las épocas transgresivas, pues si un delta experimenta una transgresión este se

convertiría en un estuario. Análogamente, la caída del nivel eustático en un estuario, lo convertirá en un sistema progradante (bajo ciertos parámetros como tasa de acomodación, suministro de sedimento, etc), por ende en un delta. Los depósitos estuarinos, generalmente se encuentran intercalados dentro de las cuencas deltaicas, formando sistemas llamados *parállicos*, es decir fluvial distal con intercalaciones marinas salobres (Jaillard, 1995).

Esto permite concluir que los sistemas deltaicos y estuarinos pueden presentarse dentro de una misma secuencia sedimentaria, todo dependerá de las fluctuaciones eustáticas y/o tectónicas que afecten a una cuenca.

Las características de un estuario típico son las siguientes (Dalrymple et al., 1992):

- Representa la porción hacia el mar de un sistema de valle inundado
- Recibe sedimento tanto de origen fluvial, como de origen marino.
- Puede contener facies mareales, de olas y fluviales.
- Posee transporte de sedimento bidireccional.
- Existe solamente durante ascensos del nivel del mar.
- Exhibe profundización hacia arriba.

Los estuarios ocupan valles incisos por definición (Dalrymple et al., 1992), la ausencia de los mismos no permitirían sustentar el modelo estuarino (Shanmugam et al., 2000) específicamente en el campo Sacha.

Strahler & Strahler (1974) proponen la siguiente clasificación de estuarios:

- 1) *Valles de ríos inundados*. Son los más comunes, se forman por transgresiones marinas que rellenan valles incisos generados por ríos
- 2) estuarios *bar-built* se forman cuando barras arenosas son construidas a lo largo de la línea de costa. De esta forma se generan barreras que permiten la formación de ambientes protegidos como lagoones.
- 3) *fjords* constituyen valles formados en ambientes glaciares que posteriormente son rellenos por eventos transgresivos
- 4) *estuarios de origen tectónico* se forman por subsidencia y no necesariamente precisan de un evento transgresivo para ser rellenos.

La clasificación de estuarios definida por Dalrymple et al. (1992), pertenece al primer grupo.

Shanmugam propone que el campo Sacha constituye un estuario tipo 4, es decir formado tectónicamente, debido a la ausencia de valles incisos. A pesar de que en la época de sedimentación se registra un leve pulso de tipo extensivo post rift (Baby et al., 2000), la sísmica 3D no muestra evidencias estructurales para corroborar el modelo propuesto.

Una secuencia estuarina clásica, muestra el retroceso del canal fluvial en la base de los estuarios. No se registran evidencias fluviales en los análisis de núcleos en las areniscas “T” y “U” del Campo Sacha.

El modelo estuarino, por tanto en el Campo Sacha, durante la depositación de las areniscas de estudio es descartado.

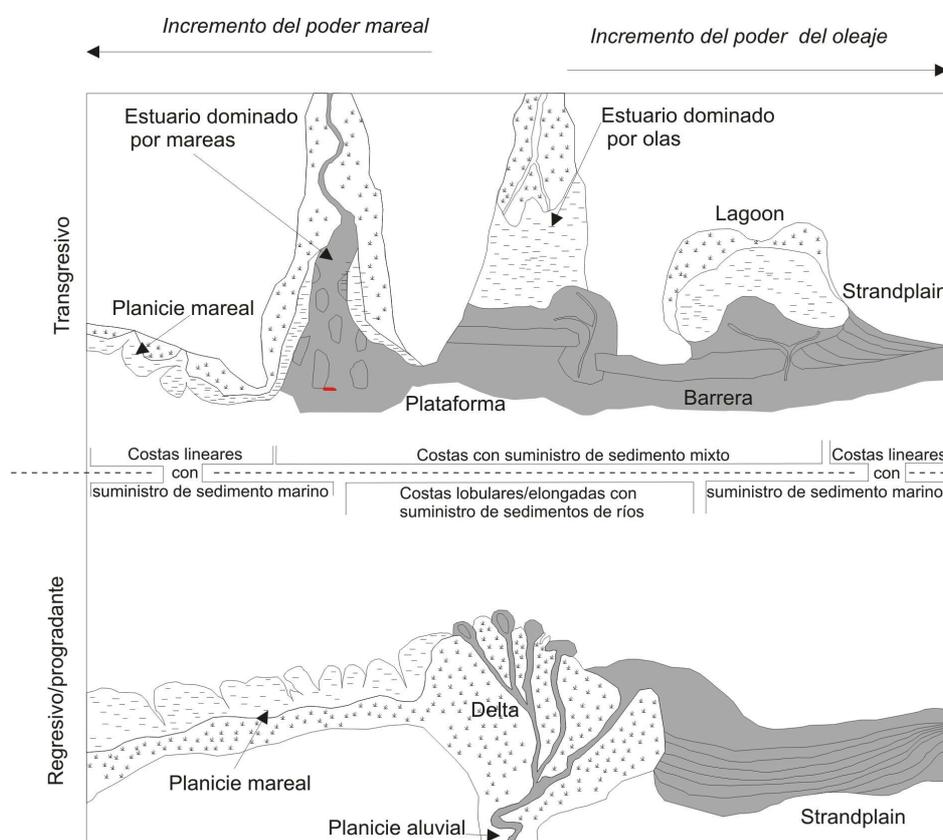


Figura 3.22. Costa bajo condiciones variables de poder mareal y de olas y suministro de sedimento fluvial y marino (Tomado de Reading, 2004)

3.3.4.3 Modelo propuesto del Campo

Para la elaboración del modelo del campo Sacha se consideraron una serie de aspectos que influyeron en el contexto geodinámico de la depositación.

3.3.4.3.1 Variación de la energía

La energía durante la depositación de las arenas "T" y "U", fue relativamente alta. Esto sucedió durante los períodos de transgresión.

Las interfases "T-1"- "T-2", "U-1"- "U-2", y las lutitas "U" corresponden a sedimentos finos depositados en ambientes de baja energía, la presencia de nódulos de pirita (anoxia) lo confirman.

Los factores que influyeron durante la depositación de "T" y "U", fueron los mareales, gobernados por procesos alocíclicos producto de la subida del nivel del mar.

3.3.4.3.2 Eustatismo

El eustatismo constituye el factor geodinámico más importante durante la depositación de "T" y "U".

Sobre las superficies que forman los límites de secuencias (LS-T1 y LS-U1), se depositaron los intervalos transgresivos constituidos por las areniscas T y U, que constituyen los principales reservorios del campo, después de las areniscas Hollín. Dichas areniscas fueron retrabajadas y depositadas bajo influencia marina, encontrándose que existieron caídas temporales de la energía del medio que permitieron la depositación de las lutitas, posiblemente debido a incrementos menores del nivel eustático.

A medida que avanzaba la transgresión, el material detrítico disponible disminuía, la baja energía permitía la deposición de carbonatos de medio abierto (Jaillard, 1995), correspondientes a las calizas "A" y "B" al tope de las arenas "U-2" y "T-2", respectivamente.

3.3.4.3.3 Tasas de sedimentación

Durante el Albiano temprano y el Cenomaniano, la sedimentación ocurrió durante breves épocas separadas por largos hiatos probablemente emersivos y erosivos. En el Albiano superior y entre el Turoniano inferior, la sedimentación es más continua: los sedimentos son más espesos y los medios más francamente marinos. El espesor total de la serie Cretácica de la Cuenca Oriente (Hollín-Napo, 110-75 Ma) no excede los 500 metros para 35 Ma. La

tasa máxima de sedimentación descompactada es de $\approx 22\text{m/Ma}$ (Jaillard, 1995).

3.3.4.3.4 Tipos de secuencias

Las arenas T y U corresponden a intervalos transgresivos de secuencias de Segundo orden (Duval et al., 1992 *en* Emery y Myers, 1996).

Dentro de estos intervalos se pueden diferenciar superficies de transgresiones menores que permiten separar a los reservorios de “T” y “U” en los dos paquetes antes indicados (secuencias de orden menor).

- a) Intervalos progradantes: Se encuentran definidos en la zona inferior tanto en T-2 como en U-2, posiblemente debido a barras mareales progradantes, depositado a continuación de las superficies de inundación.
- b) Intervalos retrogradantes: Las arenas “T-1” y “U-1”, y las zonas superiores de “T-2” y “U-2”, muestran geometrías retrogradantes.

3.3.4.3.5 Subsistencia e implicaciones tectónicas

Durante el Albiano superior y el Cenomaniano medio, se registran caídas del nivel eustático (Haq et al., 1987), que generan los límites de secuencia, que en el campo constituyen superficies erosivas. Luego de la caída, comienza la transgresión, que favorece la formación del espacio disponible sin que intervenga – o de menor manera - la subsidencia (Jaillard, 1995). Sin embargo, la rata de subsidencia tectónica durante la depositación de Hollín y Napo fue de 3.7 a 10 m/Ma, en la parte media de la cuenca (Berrones, 1992 *en* Jaillard, 1995), indicando una tectónica activa durante la sedimentación.

Interpretación

Las mareas jugaron un papel muy importante en la depositación. En cuencas llanas y extensas, con baja pendiente, como la cuenca cretácica Napo, las mareas generaban potentes ondas que circulaban en dirección Este- Oeste, las cuales se atenuaban debido a la fricción con el fondo y su energía era mínima al llegar a la orilla. Este sistema formaba mareas de baja amplitud (micro mareas), que pudieron haber formado corrientes locales rápidas, capaces de

formar canales mareales y transportar sedimentos hacia ellos. Estos canales se caracterizan por la generación de superficies erosivas que permiten distinguir entre plataformas someras de los ambientes de tipo estuarino.

Los sistemas modernos de acomodación dominados por mareas se caracterizan por presentar tres tipos principales de depositación de arenas:

- Arenas mareales de estuario/relleno de valles incisos,
- Montículos de arena mareal asociados con la línea de costa; y,
- Capas de arena de plataforma mareal.

Estos ambientes no son exclusivos y pueden presentarse de manera conjunta como ocurre en el Mar del Norte, o en la Bahía de Fundy (Canadá), donde los patrones de corrientes de transporte son en general extensos.

1. *Arenas mareales de estuario/relleno de valles incisos*, comprenden cuerpos de espesores entre 40 -60 m, con una limitada extensión. Montículos arenosos (barras) y canales tidales en general son sobreimpuestos formando dunas a gran escala. Las características esenciales de estas arenas la constituyen las pantallas de lodo (ritmitas mareales). Los sistemas modernos como el East Bank del Mar del Norte, reflejan estos tipos de ambientes, que pueden evolucionar a ambientes de plataforma en eventos transgresivos (Davis & Balson, 1992).

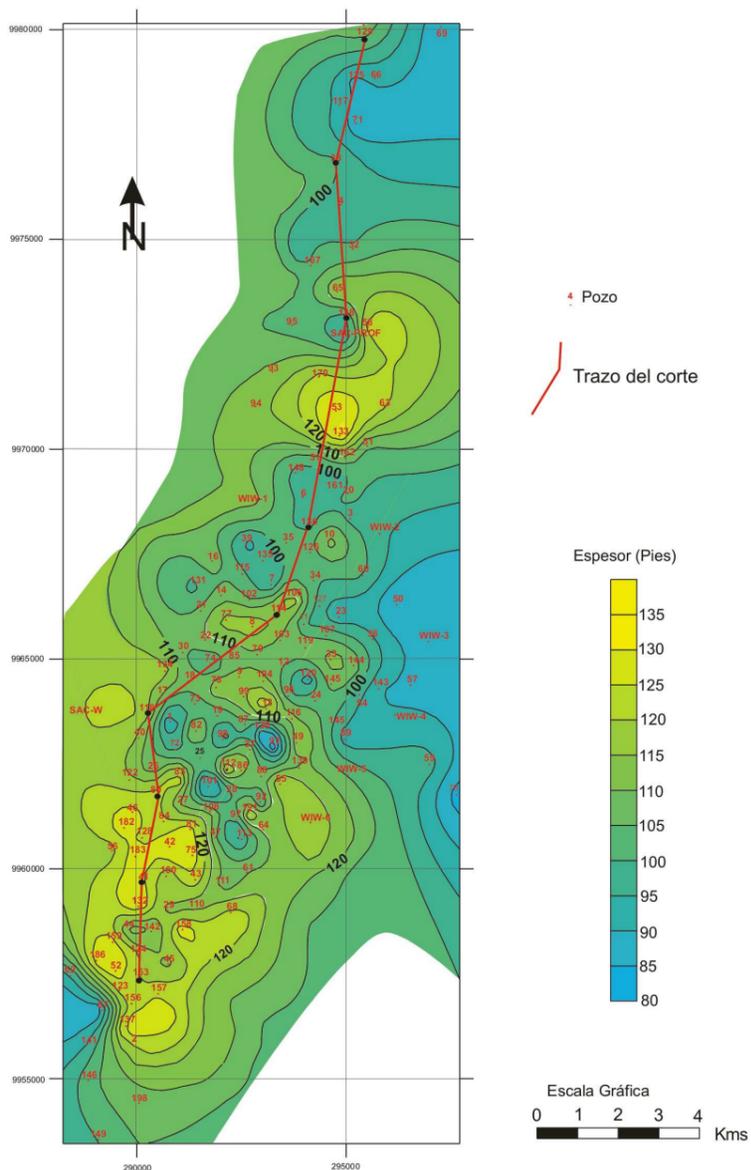
2. *Montículos de arena mareal asociados con la línea de costa* ocurren en las zonas de *offshore* debido a eventos transgresivos. Los Norfolk Banks, al este de Inglaterra, se formaron por progresivos eventos de este tipo y un posterior abandono del sistema de plataforma. Los cuerpos arenosos son paralelos a la línea de costa, y durante retrocesos de la misma se acumulan para formar una especie de capa extensa de arena mareal. Dependiendo del grado de preservación se pueden reconocer superficies planares basales (superficies erosionales o de ravinamiento) e irregulares al tope.

3. *Mantos de arena de plataforma mareal* se desarrollan con distintas formas y cubren grandes extensiones (>100 km), además es característica la ausencia de los montículo de arena mareal. Forman cuerpos tabulares con superficies planares tanto en el techo como en la base.

La cuenca Oriente se asemeja al sistema de acomodación - depositación del Mar del Norte, un sistema que se caracteriza por una serie de ambientes y sus respectivas transiciones pasando de fluviales, fluvio-deltaicos a estuarinos y de plataforma.

El presente estudio propone que el campo Sacha fue depositado en un ambiente de plataforma mareal. La ausencia de valles incisos a la base de las arenas no permitiría la formación de los estuarios clásicos definidos por Dalrymple.

De acuerdo a los mapas Isópacos y corte N-S realizados tanto para la Lutita Napo Basal (Figura 3.23) y Lutita U (Figura 3.24), que se encuentran subyaciendo a las Areniscas "T" y "U" respectivamente, se pueden observar variaciones menores en los espesores (entre 85 y 120 pies, desnivel promedio entre 40 pies ~15 m), que no corresponderían a incisiones profundas que posteriormente puedan ser rellenados como estuarios. Esta variación de espesores puede deberse a la actividad mareal, compactación diferencial o leves pulsos tectónicos. Incisiones considerables han sido reportadas hacia el Este del Campo, en la zona "Primavera" (Heredia,2004), que correspondería a ambientes estuarinos.



Corte N-S Lutita "Napo Basal": Datum SMI-CB

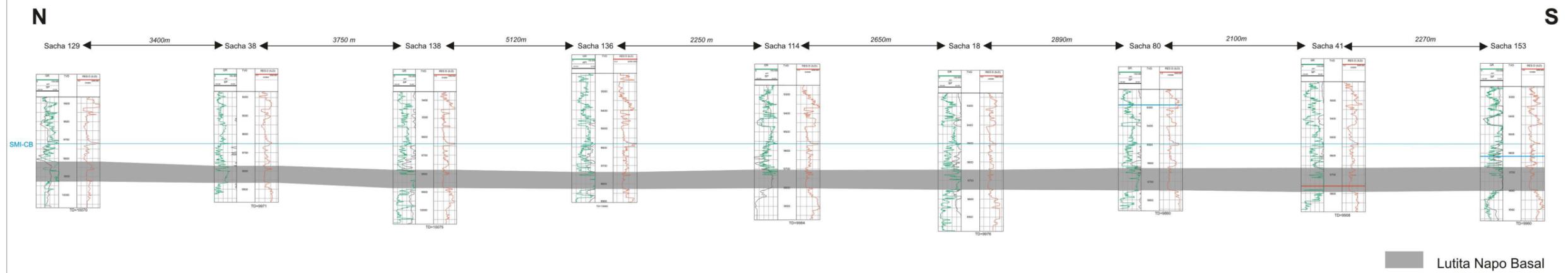


Figura 3.23. Mapa isópaco y Corte N-S de la Lutita Napo Basal

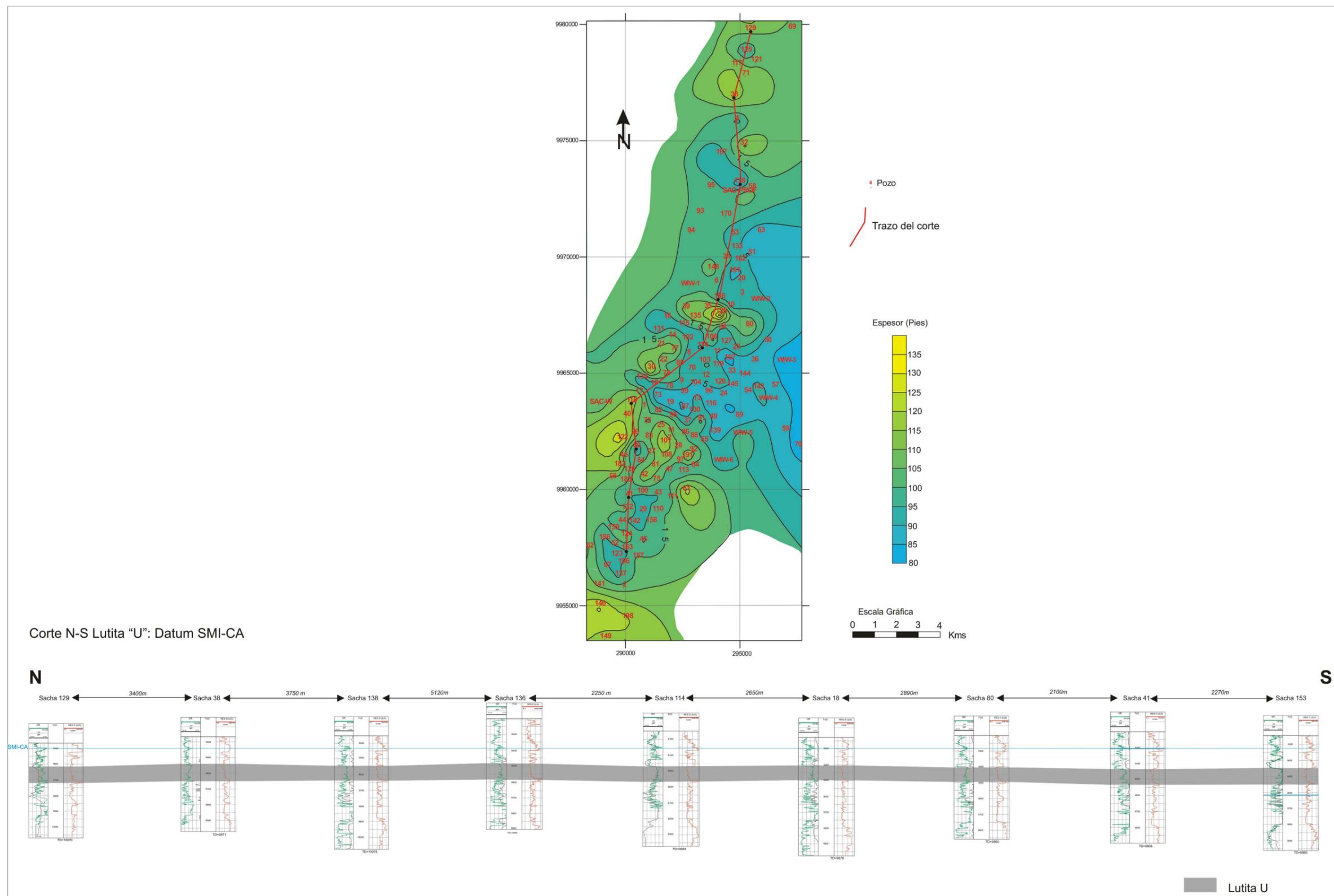


Figura 3.24. Mapa isópaco y Corte N-S de la Lutita U

La alternativa propuesta por Shanmugam, de estuarios tectónicos carece de evidencia: *un ambiente tectónico de carácter extensivo, capaz de desarrollar incisiones, previo o durante los eventos transgresivos*, no ha sido confirmado. Además los espesores de los depósitos subyacentes a los límites de secuencia (LSU1 y LST1), no muestran variaciones laterales importantes. Esto no desvirtúa que el pulso extensivo post-rift, haya ejercido alguna influencia en la depositación, durante el Albiano Superior al Cenomaniano.

Las superficies basales de las Arenas “U” y “T”, constituyen *lags* erosivos (Jorge Toro comunicación personal), las cuales se presentan a lo largo del campo.

Superficies erosionales de gran extensión, así como la falta de evidencias fluviales y de exposición subareal, pueden relacionarse con ambientes de plataformas someras. Este ha sido un argumento para diferenciar ambientes de plataforma mareal y estuarios (Levell, 1980).

Las superficies erosivas se forman como consecuencia de la actividad de las corrientes mareales, posiblemente de mayor intensidad durante tormentas, que erosionan las superficies subyacentes (Reading, 2005); inicialmente fueron atribuidas a procesos autocíclicos, formadas durante condiciones de alta energía, pero posteriormente se han relacionado a la influencia alocíclica de las caídas del nivel del mar, como por ejemplo en la Formación Viking (Alberta, Canadá).

El campo Sacha se encontraba bajo el nivel base durante las caídas relativas del nivel del mar del Albiano Superior y el Cenomaniano, por ende la zona expuesta subarealmente se encontraba hacia el este del campo.

Las figuras sedimentarias encontradas por Shanmugam et al.(2000), pueden encontrarse en este tipo de ambiente dominado por mareas. Los clastos elongados de lodolitas que definen planicies arenosas mareales (Shanmugam et al., 2000), se presentan en mantos arenosos mareales (*tidal sands sheet*), propio de plataformas mareales (Banerjee, 1989), mientras que facies lodosas pueden presentarse en ambientes de plataforma mareal en una variedad de patrones de transporte, especialmente donde la velocidad de las corrientes disminuye o durante el cambio de marea alta a marea baja.

En una cuenca somera como la estudiada, donde las profundidades probablemente no pasaron de pocas decenas de metros para cualquier período del cretáceo (Jaillard, 1997), pendiente suave (1° - 0.1°), y de topografía muy llana, como la ecuatoriana, estos ambientes sedimentarios son muy probables.

El carácter transgresivo de las arenas "T" y "U", permiten el cambio vertical de facies a plataforma carbonatada, para la depositación de los cuerpos calcáreos de "B" y "A", respectivamente.

Las siguientes figuras 3.25 y 3.26, presentan la evolución paleogeográfica de T y U respectivamente en el Campo Sacha.

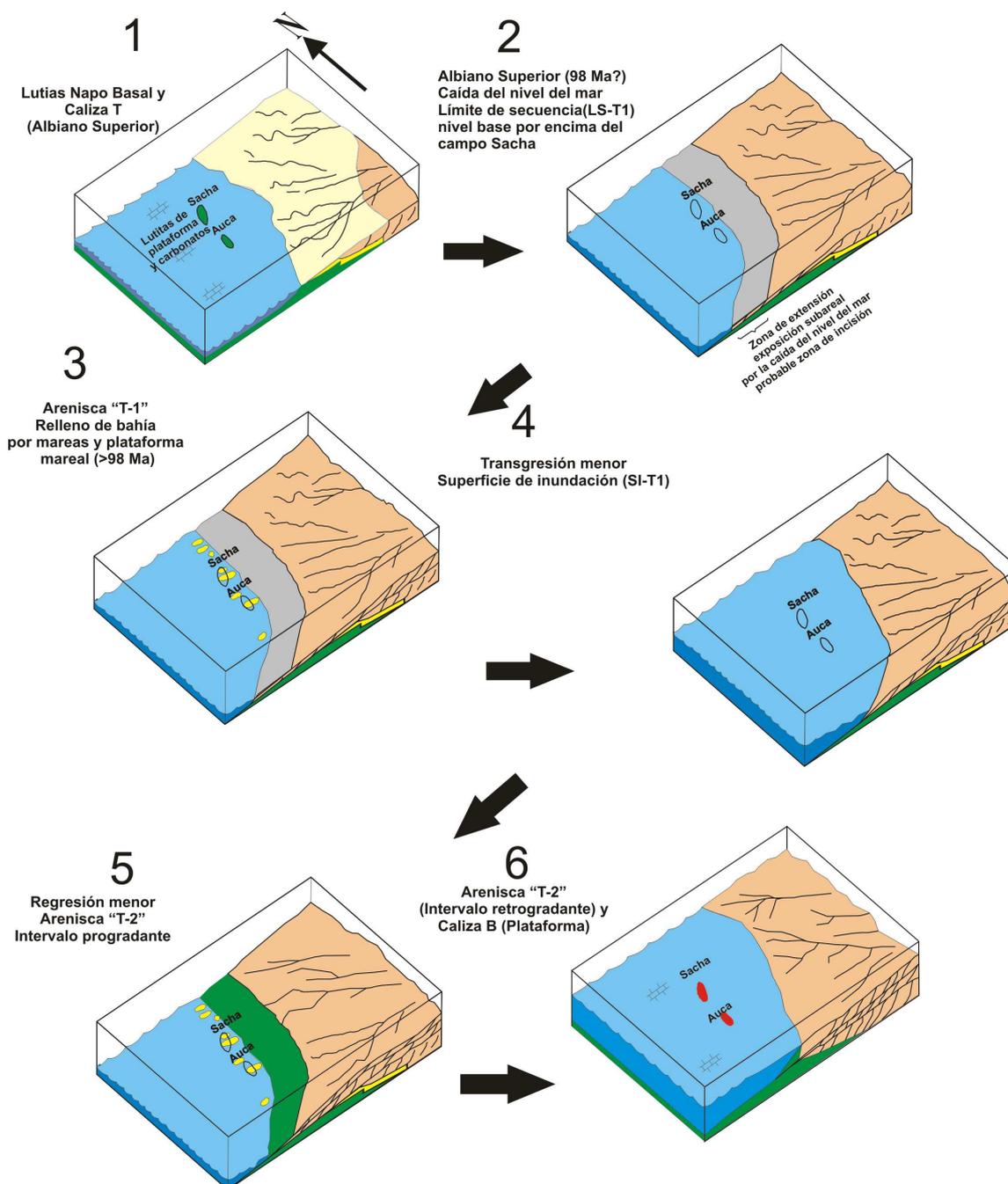


Figura 3.25. Esquema paleogeográfico, evolución del intervalo "T" (modificado de Barragán et al., 2000): (1) Lutitas Napo Superior y Caliza T, Albiano Superior; (2) Caída del nivel del mar, formación de superficie erosiva por acción de mareas; (3) Desarrollo de barras por mareas, deposición de arenisca "T-1"; (4) Transgresión menor; (5) Regresión menor del nivel del mar, deposición del intervalo progradante de la arena "T-2"; (6) Continuación de la transgresión, deposición de intervalo retrogradante de "T-2" y caliza B.

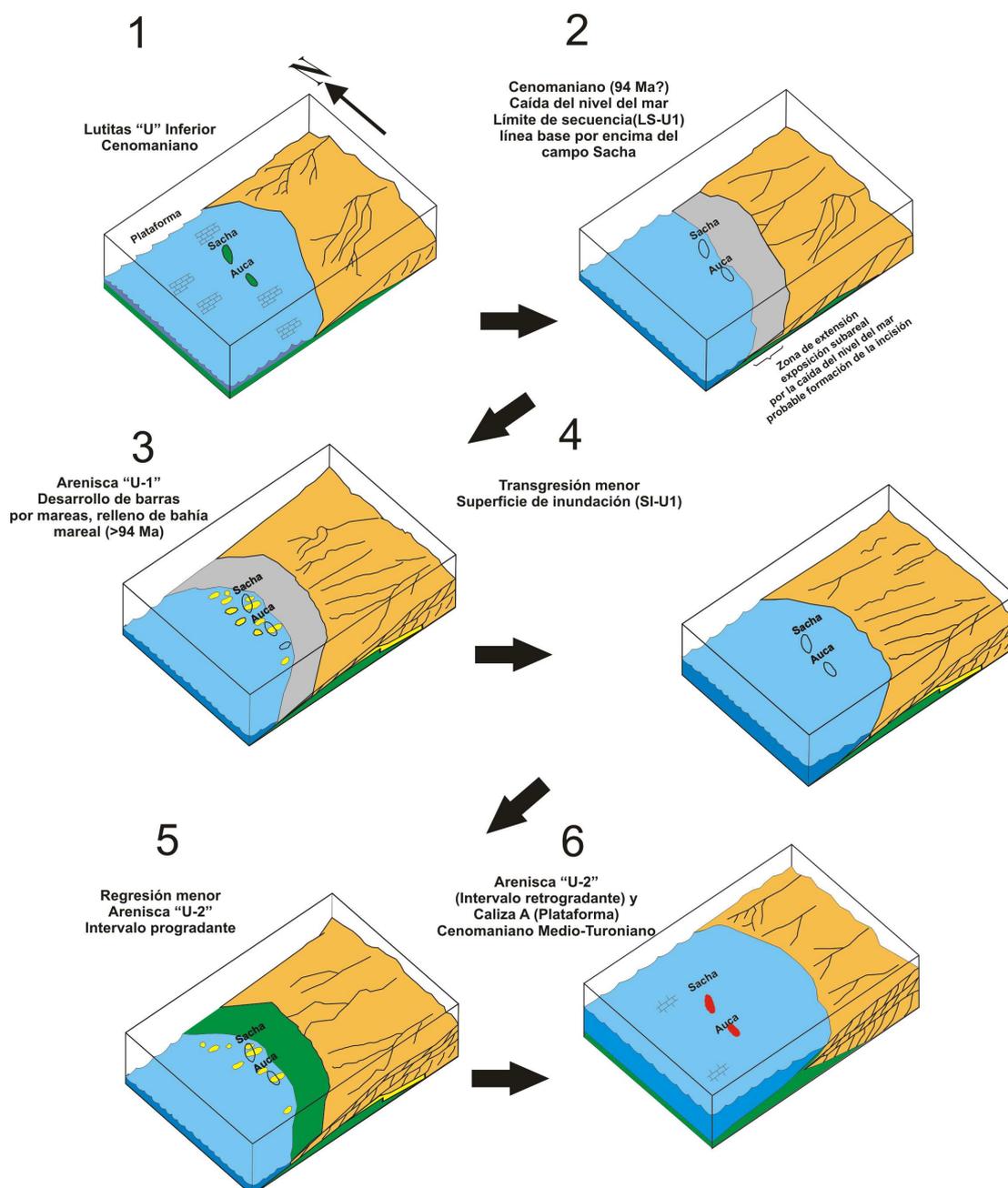


Figura 3.26. Esquema paleogeográfico, evolución del intervalo "U" (modificado de Barragán et al., 2000): (1) Lutitas U y Caliza U, Cenomaniano; (2) Caída del nivel del mar, formación de superficie erosiva por acción de mareas; (3) Desarrollo de barras por mareas, deposición de arenisca "U-1"; (4) Transgresión menor; (5) Regresión menor del nivel del mar, deposición del intervalo progradante de la arena "U-2"; (6) Continuación de la transgresión, deposición de intervalo retrogradante de "U-2" y caliza A (Cenomaniano Tardío-Turoniano).

CAPÍTULO 4.

ESTUDIO DE INTERCONEXIÓN DE POZOS

El conocimiento de las características del reservorio para las pruebas de interconexión mediante radiotrazadores, además de una adecuada interpretación geológica de los substratos, que conforman el sistema INYECTOR-PRODUCTOR, permite comprobar las propiedades sellantes de fallas geológicas, modificar su trazado, encontrar direcciones preferenciales de desplazamiento del flujo de inyección, presencia de canalizaciones en capas productoras, conexiones verticales entre estratos productores, modificar el caudal de inyección en ciertos pozos, evaluar la eficiencia de la recuperación asistida, reubicar pozos inyectores para sus respectivos productores, estimar permeabilidades, optimizando las estrategias de producción y por tanto realzando la recuperación de petróleo con reducción en los precios de producción (*Tzagkoroulaki, 2002*).

4.1 CARACTERÍSTICAS SEDIMENTARIAS DE LOS DEPÓSITOS EN LAS ZONAS DE INTERCONEXIÓN

Las areniscas “T” y “U” fueron atribuidas a un ambiente protegido de bahía por las condiciones sedimentológicas encontradas en el campo Sacha (Capítulo 3). Existen variaciones laterales de facies a lo largo del campo. La sedimentación de este relleno de bahía no fue afectada por la tectónica imperante en la época. Nuestra interpretación concuerda con la de Higgs (2002) y su propuesta de plataforma dominada por mareas para las areniscas “T” y “U”.

En este marco, los tipos de depósitos encontrados, presentan ciertas características que influyen en la continuidad del medio.

Las **barras mareales** están compuestas por granos de arena de tamaño fino a medio, son comunes en zonas de alta energía, el porcentaje de arena es cercano al 90% con valores de matriz muy bajos, con permeabilidades que oscilan entre 5 – 1800 milidarcys (md). Las *cortinas de lodo* están localizadas de forma ubicua en estos depósitos, su frecuencia, pese a sus pequeñas dimensiones, dificultaría la circulación de un fluido dentro de una barra puesto que sus valores de permeabilidad son de cero, lo que generaría una circulación tortuosa de los fluidos para sobrepasarlos. La glauconita está presente en pequeños porcentajes en estos depósitos, pero su valor incrementa de acuerdo a la profundización del sistema.

Los espesores de estos cuerpos varían entre 10 y 20 metros, y corresponden a unidades amalgamadas de barras arenosas de potencias de 2 metros (Shanmugam et al., 2000).

La respuesta del gamma ray para las barras mareales es de *tipo bloque*. Los análisis de núcleos discriminan otros ambientes que poseen esta misma forma del registro eléctrico.

En términos generales son los depósitos que poseen mayor continuidad vertical y horizontal en los casos donde la frecuencia de las *cortinas de lodo* sea baja.

Los **canales mareales** ocupan la mayor parte de las areniscas “T” y “U”. Su principal característica es la estratificación cruzada y la presencia de cortinas de lodo. Están compuestos por granos de arena medio a fino, su porcentaje oscila entre 80 y 90 %. Estas areniscas poseen valores moderados de matriz, permeabilidades entre 0 y 500 milidarcys. Poseen espesores entre 1y 2 metros. Exhiben formas de afinamiento hacia arriba y bloque en los registros de rayos gama.

Tanto la estratificación cruzada, como las cortinas de lodo, pueden dificultar el movimiento de un fluido entre pozos inyectoros y productores (Thakur, 1998).

Las **planicies arenosas mareales** se caracterizan por un tamaño de grano fino, altos porcentajes de matriz y bajos rangos de permeabilidad, son cuerpos lateralmente extensos con geometrías en formas de láminas. Presentan laminación

rizada en los *bundles* de marea muerta, producto de la erosión, estratificación flaser, ondulada y lenticular.

Su forma en los registros presenta un patrón irregular debido a la mayor intercalación de finos.

Generalmente se localizan en la parte inferior de las barras producto de la formación de mega-ripples.

El transporte de fluidos a través de este tipo de depósito es más restringido que los anteriores.

4.2 INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO SACHA

Los mecanismos naturales de producción se basan principalmente en la acción del agua que desplaza el crudo hacia los pozos productores y a la expansión de los gases. En la actualidad, es normal iniciar la explotación de los nuevos pozos con inyección de fluidos como un medio para optimizar el nivel de recuperación de petróleo. Esta técnica se emplea en reservorios donde la producción ha disminuido notablemente y se la denomina **recuperación secundaria o asistida**. (Zemel, 1995).

El agua es introducida en ciertos pozos denominados inyectores para obligar al petróleo remanente en determinadas capas, a emerger por otros pozos denominados productores. El lugar seleccionado (o *target*) donde se aplica el sistema, debe tener una adecuada continuidad y uniformidad en términos de transmisividad de fluidos y saturación de petróleo entre pozos inyectores y productores (Lichtenberger, 1991).

Esta técnica de recuperación secundaria contribuye a la extracción de hasta un 50% de petróleo a nivel mundial.

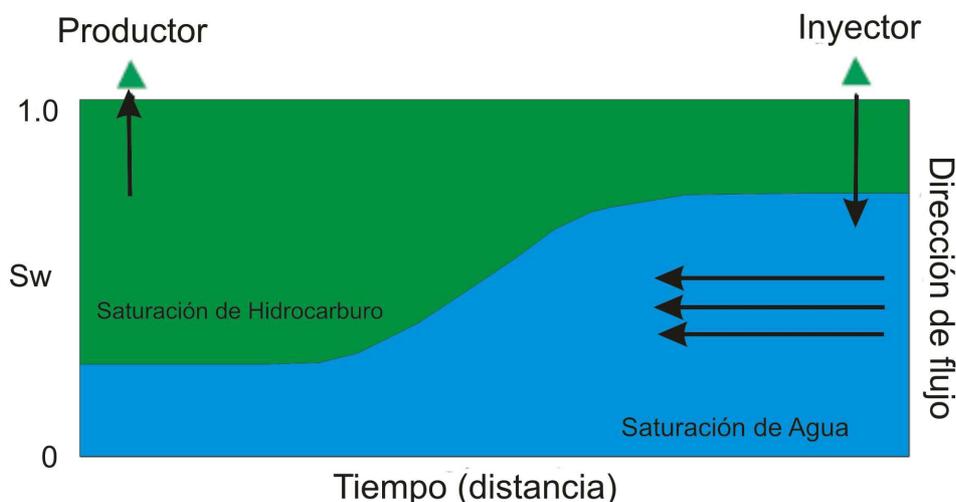


Figura 4.1. Esquema del Movimiento de flujo en el Sistema INYECTOR-PRODUCTOR (Tomado de M. Rahman, 1991).

En Noviembre de 1986, se inició la inyección en los reservorios T y U en el Campo Sacha, con el objeto de aumentar la producción de hidrocarburo mediante un barrido lateral. Se utilizó un arreglo periférico de seis pozos inyectoros, ubicados en el flanco Este de la estructura anticlinal del campo. A partir de abril de 1994 se comienza con la reinyección de agua de formación dentro de los sistemas de inyección.

Las tablas 4.1 y 4.2 muestran los volúmenes de agua inyectados diariamente en las areniscas “T-1” y “U-1” hasta Agosto del 2005, así como también los pozos cercanos de influencia:

POZOS INYECTORES	T-1		U-1	
	Volúmen de inyección (BAPD)	Profundidad de inyección (Pies)	Volúmen de inyección (BAPD)	Profundidad de inyección (Pies)
WIW-1	1740	9650 – 9660 9670 – 9722	1210	9479 – 9494
WIW-2	–	–	2730	9484 – 9496 9500 – 9508
WIW-3	2900	9771 – 9781 9790 – 9797	3540	9510 – 9524
WIW-4	2100	9754 – 9782	3240	9500 – 9522 9537 – 9550

WIW-5	4580	9608 – 9622 9684 – 9698 9702 – 9710 9716 – 9726	2400	9460 - 9488
WIW-6	Cerrado en Marzo del 2000			

Tabla 4.1. Volúmenes e intervalos de inyección en pozos inyectoros (Referencia: Archivo Técnico – PETROPRODUCCIÓN)

Pozo Inyector	Pozos de Influencia (Observación)	Pozos Productores Actuales – Caudal de Producción (BAPD)	
		T-1	U-1
WIW-1	35, 39, 136, 6		6 – (8)
WIW-2	3, 10, 60	-	-
WIW-3	50, 36, 57	-	50 - (830)
WIW-4	54, 57, 89, 143	-	-
WIW-5	59, 89, 139	59 – (240) 139 – (6)	-

BAPD: Barriles de Agua por Día

Tabla 4.2. Pozos productores actuales, producción de agua y pozos de influencia hacia pozos inyectoros (Referencia: Archivo Técnico – PETROPRODUCCIÓN).

4.2.1 ANÁLISIS PETROFÍSICO

Para determinar el tránsito de un fluido dentro de un medio poroso, es necesario el conocimiento de las propiedades petrofísicas del reservorio. El análisis propuesto utilizó valores de porosidad y permeabilidad, conjuntamente con presiones, para tratar de definir patrones de circulación dentro de los principales reservorios. Este estudio no contempla a las areniscas “T-2” y “U-2”, debido a su geometría discontinua y por ende menor continuidad lateral, además de la poca cantidad de datos existentes.

4.2.1.1 Porosidad

Los datos utilizados corresponden a la porosidad efectiva, es decir al porcentaje del volumen total del reservorio con intersticios interconectados, los mismos que fueron obtenidos a partir de análisis experimentales (Archivo-PETROPRODUCCIÓN).

En la arenisca "T-1", los valores de porosidad varían entre 10 a 17% en las zonas de barras mareales, 8 a 17% en los canales y 8 a 15% en las planicies mareales.

Los valores de porosidad en la arenisca "U-1", varían entre 12 a 19% en las barras mareales, 10 a 18% en los canales y 8 a 15% en las zonas de planicies mareales.

Los mapas de porosidades de dichos intervalos se encuentran en el *ANEXO I, Mapas 4 y 13*.

4.2.1.2 Permeabilidad

En nuestro caso utilizamos valores de permeabilidades horizontales, ya que el principal movimiento de flujo se dá de forma lateral. Sus unidades están en milidarcys (md) (Archivo-PETROPRODUCCIÓN).

Los valores de la permeabilidad en la arenisca "T-1" van desde 33 a 750 md en las zonas de barras, 23 a 394 md en los canales y 3 a 117 en las zonas de planicies mareales.

En la arenisca "U-1", los valores están entre 30 a 848 md en zonas de barras,, 16 a 563 en canales y 8 a 327 para las zonas de planicies, aunque existe un dato anómalo en esta última zona para el pozo 170, con un valor de 1724 md.

No se aprecian cambios marcados de los valores de permeabilidad con respecto a las diferentes facies presentes. Esta falta de relación, puede explicarse a la presencia de estructuras sedimentarias que dificultan el tránsito lateral de los fluidos, específicamente cortinas de lodo y los diferentes tipos de estratificación. (*ANEXO I, Mapa 5 y 14*)

4.2.1.3 Presiones

Cuando la producción de hidrocarburo en un determinado yacimiento tiende a decrecer, debido a una disminución de la presión, diferentes fluidos, particularmente agua, son inyectados para incrementar la producción de dicho yacimiento. Para obtener un resultado positivo, la presión de inyección aplicada en el pozo inyector debe ser mayor a la presión con la que se está produciendo en un pozo productor cercano, para inducir un empuje del agua contra el hidrocarburo, aumentando la presión y por consiguiente la producción.

Los mapas de presiones de los niveles de areniscas, se obtuvieron a partir de los historiales de presión hasta el año 2004. La proyección de los datos recopilados proporciona el estado actual del campo (Figuras 4.2 y 4.3).

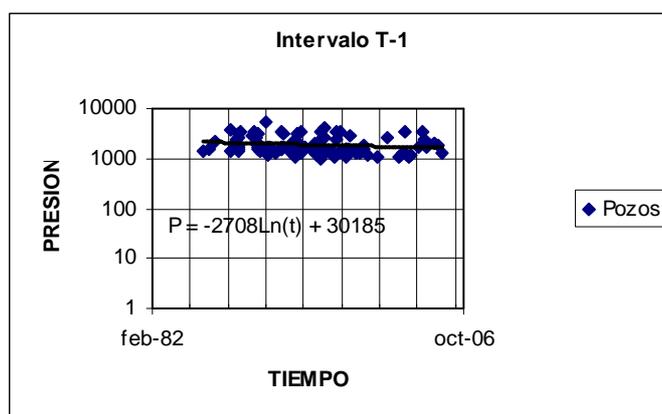


Figura 4.2. Función semi-logarítmica $P=f(t)$ para el intervalo T-1

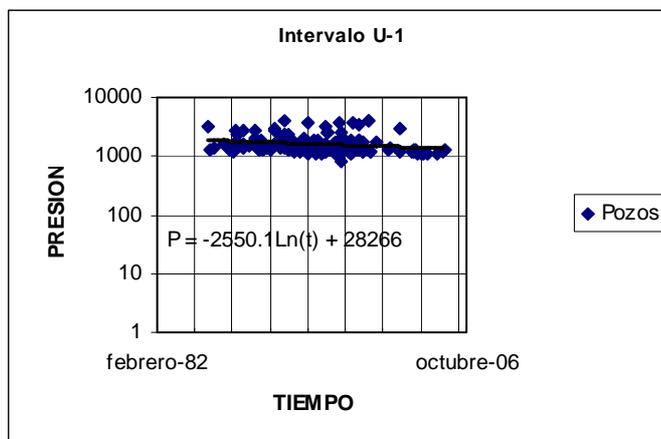


Figura 4.3. Función semi-logarítmica $P=f(t)$ para el intervalo U-1

La declinación de presión del campo es de 30 Psi / año. Este valor constituye el promedio de descenso de presión normal ocasionado por la explotación de hidrocarburo del campo.

Los mapas isobáricos obtenidos muestran que presión varía en un rango entre 1000 – 3500 PSI, para cada arenisca (Ver ANEXO I, Mapas 6 y 15), pudiendo establecerse como generalidad, que las zonas de baja presión se localizan en la parte central del campo. Existen zonas de alta presión dentro del campo, pudiendo indicar bloques aislados afectados por fallamiento ó condiciones particulares de reservorio.

4.2.1.4 Direcciones de flujo

El movimiento normal de los fluidos en el campo Sacha, se produciría desde la periferia o flancos del anticlinal hacia el centro del mismo, o más bien, los fluidos se movilizarán hacia las zonas de baja presión. La inyección de fluidos en recuperación secundaria genera cambios en las direcciones de flujo dentro de los medios porosos.

La aplicación del programa MODFLOW 2.8 nos permite crear un modelo de flujo. Los parámetros tomados en cuenta para cada intervalo son caudales, profundidades de inyección, porosidades, permeabilidades y volúmenes de producción de agua en pozos productores actuales.

A continuación se presenta los mapas de dirección de flujo de agua para los intervalos T-1 (Fig. 4.4) y U-1 (Fig. 4.5), para las zonas que se ven afectadas por la inyección.

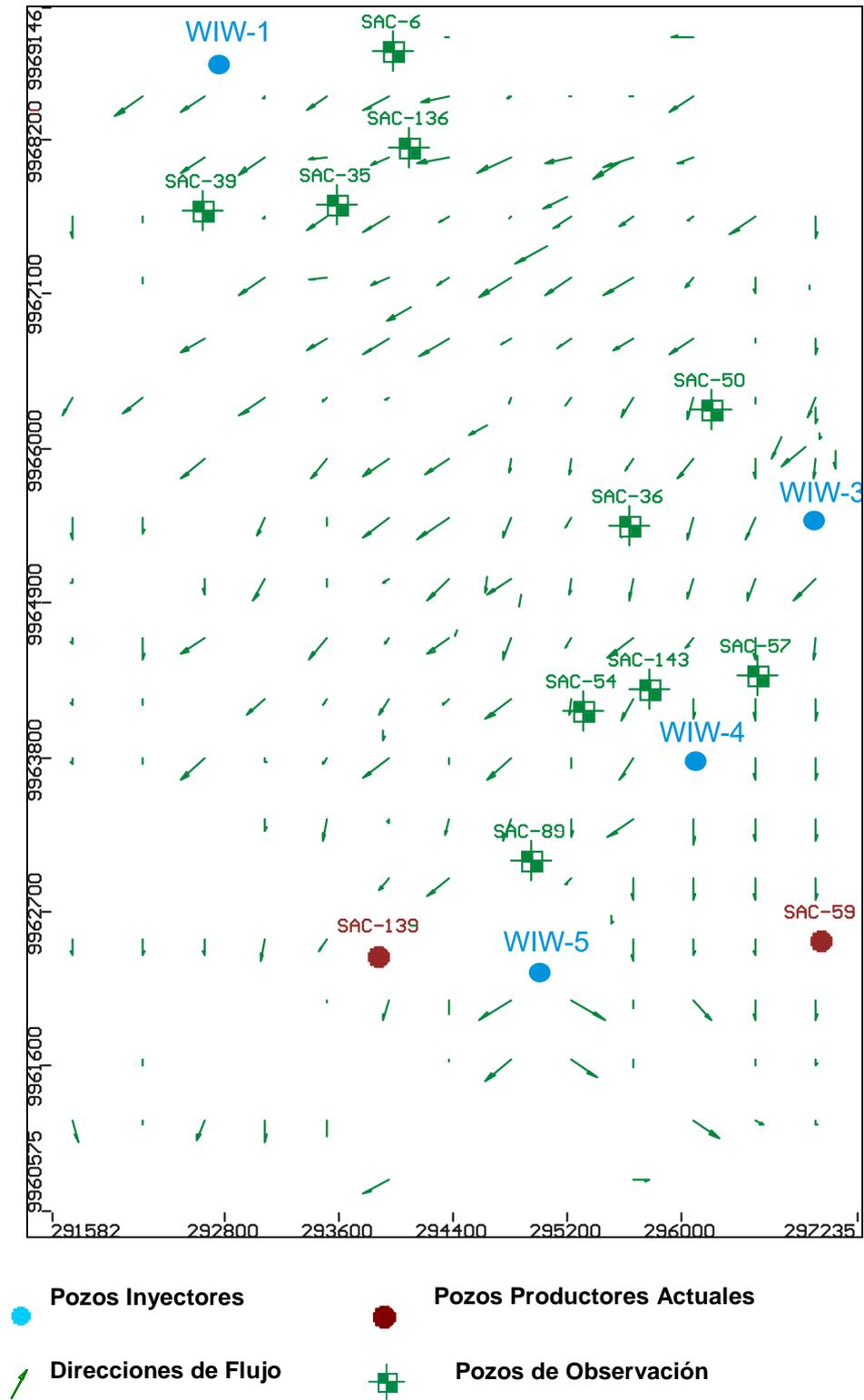


Figura 4.4. Mapa de direcciones de flujo para T-1

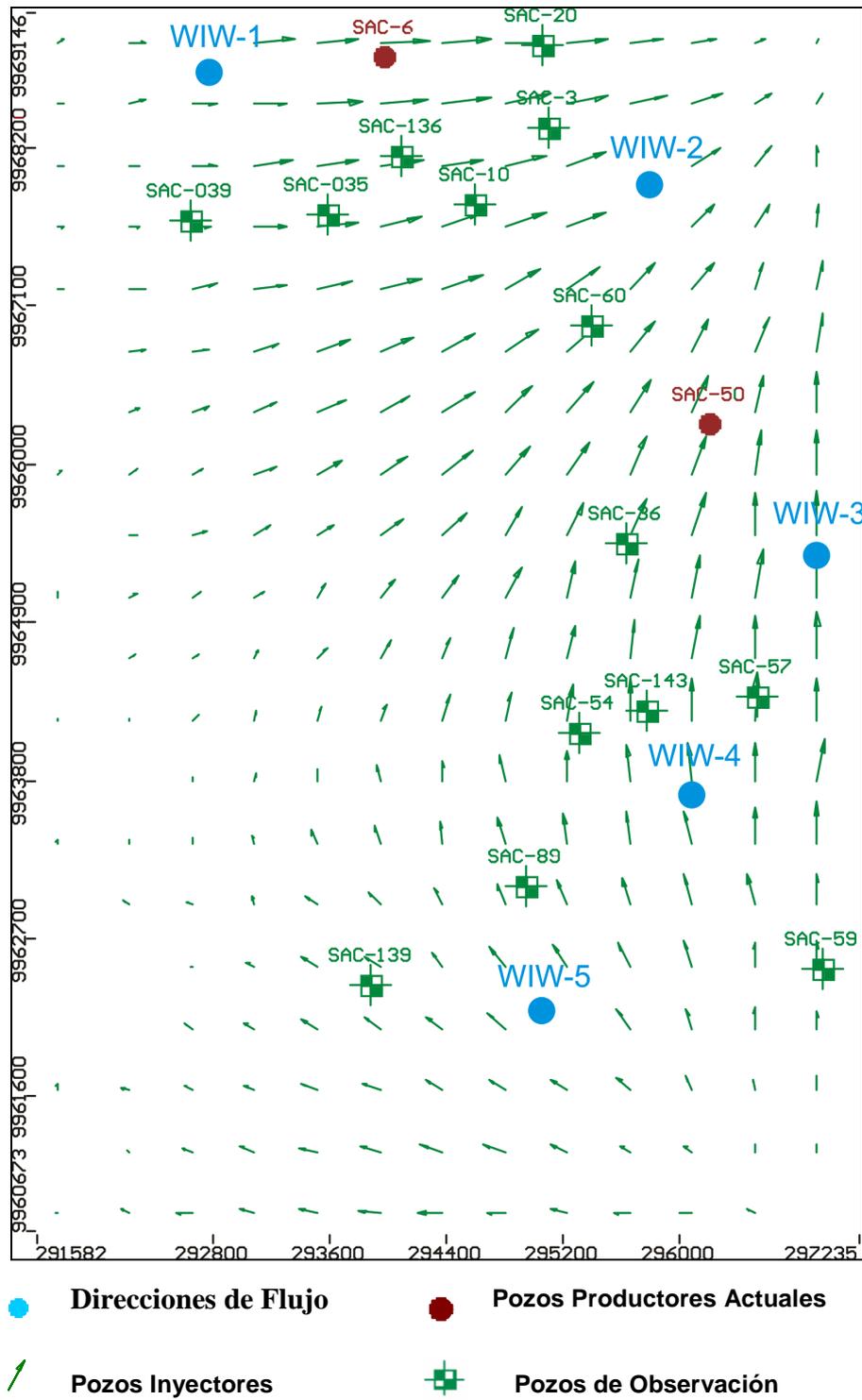


Figura 4.5. Mapa de direcciones de flujo para en U-1

<i>Arenisca</i>	<i>Pozo Inyector</i>	<i>Dirección de flujo de agua</i>	<i>Pozo de influencia</i>
T-1	WIW-1	NE-SW	SAC-39, SAC-35
	WIW-2	No existe inyección en este nivel	
	WIW-3	NNE-SSW	SAC-57,SAC-143, SAC-143
	WIW-4	NNE-SSW	SAC-89
	WIW-5	N-S	No existe
U-1	WIW-1	W-E	SAC-6,SAC-20,SAC-136,SAC-3
	WIW-2	WNW-ESE	No existe
	WIW-3	S-N	SAC-50
	WIW-4	S-N	SAC-54,SAC-143,SAC-57
	WIW-5	SE-NW	SAC-89, SAC-139

Tabla 4.3. Direcciones de flujo en pozos inyectoros y de influencia

4.2.2 TÉCNICA DE RADIOTRAZADORES

4.2.2.1 Introducción

Los trazadores son sustancias que se introducen en un sistema con el fin de estudiar la evolución temporal y/o espacial de determinado proceso químico, físico, biológico o industrial, a través de su detección o medición, de esta forma, estas sustancias se comportan como verdaderas “espías”, introduciéndose en un sistema en forma prácticamente desapercibida, brindando luego información acerca del mismo a un observador externo. Si se agrega un colorante al tanque de agua de una casa y se abre una llave en un extremo de la instalación se puede medir el tiempo que tarda en observarse su aparición, de esta manera se infiere el largo de la cañería y otros parámetros. El colorante, de esta manera, se comportó como un trazador. Si en un lugar de un colorante se hubiese agregado un radioisótopo, no sólo sería posible realizar la misma experiencia, sino también seguir la trayectoria dentro de la cañería desde el exterior de la pared, puesto que la radiación emitida puede atravesarla y ser detectada con facilidad. Además, si hubiese una pérdida, al evacuar la cañería y

lavar el trazador, quedaría radiactividad remanente en el lugar de la pérdida y esto nos permitiría localizarla (Zemel, 1995).

Los trazadores tienen una larga historia de uso en el seguimiento de fluidos, especialmente agua, materiales apropiados para éste propósito han sido desde: tintes, esporas, hasta trazadores químicos orgánicos e inorgánicos y trazadores radioactivos, éstos últimos con gran respuesta y precisión al momento de su detección.

Se han realizado muchas aplicaciones usando estas sustancias como: estudios de afloramientos, sistemas sanitarios, acuíferos, en campos petrolíferos, entre otros dando, buenos resultados (Lichtenberger, 1991).

4.2.2.2 Definición de radiotrazadores

Los *radiotrazadores* son compuestos químicos los cuales contienen isótopos radioactivos que se desintegran a un estado más estable y pueden emitir radiación Gamma y Beta, dependiendo del isótopo. Los isótopos pueden ser distinguidos por el tipo y energía de la radiación emitida que proporcionan una única huella digital del isótopo. Para su uso como trazador podría tener un tiempo de vida media el cual es comparado con el tiempo de tránsito más largo, y este puede ser incorporado en una molécula o ión el cual tenga buenas características como material trazador. (Zemel, 1995).

La eficiencia de un trazador depende de su *idealidad*. Un trazador ideal debe cumplir con dos requisitos:

- Debe seguir de forma confiable el patrón y velocidad del fluido en el cual es inyectado; y,
- Debe ser fácil de identificar y medir cuantitativamente.

4.2.2.3 Uso en la industria petrolera

La tecnología de trazadores ha sido desarrollada para su utilización en recuperación de petróleo durante los últimos 25 años. La industria del petróleo presenta uno de los campos más amplios e interesantes para la aplicación de técnicas nucleares debido al fuerte impacto económico de esta actividad en los países productores de hidrocarburos; además la información de dichas técnicas, por lo general, no se pueden obtener por otros medios.

El empleo de radiotrazadores en recuperación asistida, brinda información respecto al comportamiento dinámico del agua de inyección y del petróleo recuperado en yacimientos que operan bajo asistencia hídrica.

El flujo en la mayoría de reservorios es anisotrópico. Las estructuras son usualmente estratificadas y contienen significantes heterogeneidades con variaciones direccionales, como resultado el movimiento del agua dentro del reservorio es difícil de predecir. Los trazadores son usados en mejora de pruebas de recuperación de hidrocarburo y monitoreo del flujo de agua.

4.2.2.4 Tipos de Radiotrazadores más utilizados

El número de radiotrazadores disponibles para usar en pruebas de interconexión de pozos es muy limitado por dos factores: el trazador debe tener propiedades químicas para permanecer inalterable en el ambiente, y deben tener propiedades nucleares que sean fácilmente detectables. Como resultado, sólo un máximo de cuatro nucleidos combinados en sólo tres diferentes formas químicas son usados para pruebas de interconexión de pozos. A continuación (Tabla 4.4) se presentan algunos radiotrazadores que han funcionado con éxito en el campo:

Compuesto (ión)	Fórmula	Isótopo radiactivo
Hexacianocobaltato	$\text{Co}(\text{CN})_6^{4-}$	^{60}Co , ^{58}Co , ^{57}Co , ^{14}C
Agua tritiada	HTO	^3H
Tiocianato	SCN^-	^{14}C , ^{35}S
Haluros	Cl^- , I^-	^{35}Cl , ^{125}I
Alcoholes	$\text{C}_n\text{H}_{2n}\text{OH}$	^3H , ^{14}C

Tabla 4.4. Principales radiotrazadores en pruebas de interconexión de pozos (tomado de ZEMEL, 1995)

De los trazadores enumerados anteriormente el de más amplia difusión constituye el **tritio** (agua tritiada), que es esencialmente una molécula de H donde dos neutrones han sido aumentados al otro del núcleo del hidrógeno, su tiempo de vida media es de 12.5 años y emite partículas beta de baja energía durante su decaimiento (Zemel, 1995).

Entre las ventajas del uso del tritio, con respecto a los demás radiotrazadores, se tiene:

- Su radiación tiene bajo poder penetrante, es intrínsecamente libre de manipular. Es conveniente evitar la exposición directa del tritio con tejidos vivos.
- Su molécula tiene la facultad de incorporarse en una variedad de químicos para hacer agua tritiada, o compuestos hidrocarburos tales como el metano tritiado, etano, para proyectos de inyección de gas.
- Las propiedades físicas y químicas del agua tritiada son muy similares a las del agua con un solo hidrógeno, y por lo tanto no altera significativamente el equilibrio químico en el reservorio, por tanto tiene un comportamiento ideal.
- Tiene la posibilidad de marcar grandes volúmenes del medio, con una pequeña masa de trazador.
- Facilidad para ser detectado con gran sensibilidad, lo que permite su detección en concentraciones sumamente bajas.

Es conocido que si el tritio inyectado entra en contacto con otro H de agua connata, o minerales que posean moléculas de hidrógeno, procesos de difusión e intercambio molecular pueden resultar en intercambio entre tritio e Hidrógeno el cual desencadenará un retraso cromatográfico en el tránsito del tritio. Este retraso es similar en naturaleza al producido por partición de trazadores, dificultando el monitoreo del trazador en superficie.

4.2.2.5 Metodología del uso de radiotrazadores en pruebas de interconexión de pozos

Las pruebas de interconexión se inician con la incorporación al pozo INYECTOR conjuntamente con el agua de inyección, una solución acuosa que contiene el trazador bajo una forma química apropiada, posteriormente, se realiza una planificada extracción de muestras en los pozos PRODUCTORES (Fig. 4.6), esto posibilita la generación de gráficos de respuesta o funciones de transferencia, tomando como variables la concentración de muestro, tiempo y volúmenes de inyección. Los resultados permiten calcular tiempos de tránsito entre pozos INYECTOR – PRODUCTOR, además de factores de reparto de agua de inyección, determinar canalizaciones preferenciales, barreras geológicas y la existencia de múltiples estratos dentro de una misma capa.

Pozo Inyector

Pozo Productor

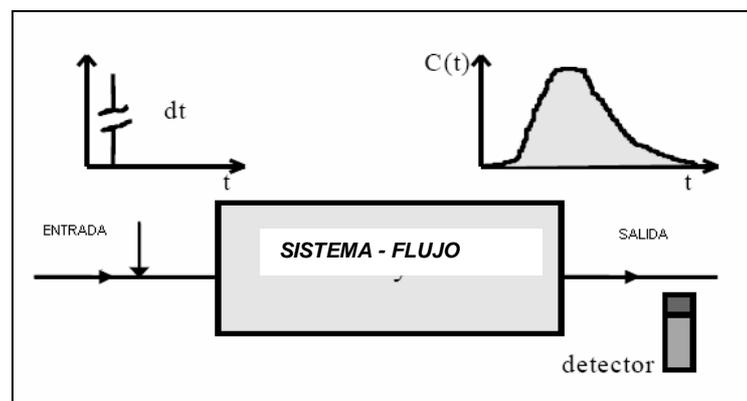


Figura 4.6. Esquema de Inyección y Respuesta (Tomado de Radiotracer Technology as Applied to Industry, 2001 – I.A.E.A).

4.2.2.6 Aplicación de radiotrazadores en el CAMPO SACHA

Conjuntamente PETROECUADOR con la Comisión de Energía Atómica (CEEA) ejecutaron el proyecto “Estudio de Uso de Trazadores Radiactivos para Campos de Petróleo Depletados para Recuperación Secundaria y Terciaria”.

El 26 de Noviembre del 2002 se realizó la selección de los pozos a investigarse, sin especificar condiciones adecuadas para inyección.

Para la primera inyección se seleccionó el pozo Inyector 5 (SAC-5) y los pozos productores SAC-59, SAC-139 y el para el estudio de trazadores de agua en la arenisca “T”.

Para la arenisca “U”, se eligió el pozo inyector 3 (SAC-76) y el pozo productor SAC-50, para dicho monitoreo.

Un problema detectado es que al reinyectar tritio con agua de formación, éste sufriría un retraso cromatográfico en el tránsito, pues como se mencionó anteriormente, este isótopo puede experimentar un proceso de intercambio molecular con el hidrógeno presente en las aguas de formación generando un retraso en su tiempo de residencia en el medio a trazarse.

Los muestreos fueron realizados con una frecuencia diaria durante la primera semana, la segunda semana, la frecuencia fue cada dos días, aumentando progresivamente por un periodo de 19 meses para “T” y 11 meses para “U”.

4.2.2.6.1 Procedimiento

Cuando se emplean trazadores, es común representar la respuesta del sistema mediante un gráfico que representa la concentración del trazador de salida en función del tiempo y calcular a partir de ella el tiempo medio de residencia, la

varianza y otros parámetros relacionados con la respuesta temporal. Estos datos se obtuvieron del Informe CEEA-Petroproducción (2004).

Los datos experimentales se basan en un modelo matemático adecuado descriptivo y simple.

Las unidades de actividad están dadas en cpm /10ml (cuentas por minuto por cada 10 mililitros), pero los gráficos se presenta en Ci/m³ (Curios por metro cúbico), pero se tiene la equivalencia:

1Ci = 3.7×10^{10} dps ó Bq dps: desintegraciones por segundo

Bq: Bequerelios, unidad moderna de Actividad

4.2.2.6.2 Ensayo para Arenisca T-1:

Saturación de agua = 0.36

El Volumen de agua a marcarse es de 3'200000 metros cúbicos

Si D (dispersividad)= 0.3, el tiempo de residencia es 2.1 años, mientras que si D = 0.003, el tiempo de residencia es de 4.7 años.

La actividad a inyectarse es de 4.5 Curios

- **Pozo de muestreo: SAC-139**

Distancia entre pozos: SAC-5 (WIW-5) - SAC-139 = 1158 mts

En la figura 4.7, se observa una curva de paso del tritio, que se inicia al 5to mes y termina al 9no mes. Mediante el volumen del agua se determinó que se ha recuperado 0.01 Ci de los 4.5 Curios, es decir solo el 0.2% del total inyectado.

4.2.2.6.3. Ensayo en Arenisca U-1:

Saturación de agua = 0.25

Con un $D = 0.3$ se tiene un tiempo de residencia de 1.6 años y con un $D = 0.003$, el tiempo es de 2.7 años.

- **Pozo de muestreo: SAC-50**

Distancia entre pozos SAC-76 (WIW-3) - SAC-50 = 1156 mts.

La actividad empleada fue de 15 Curios y en la figura 4.9, se indica que no hay presencia del trazador.

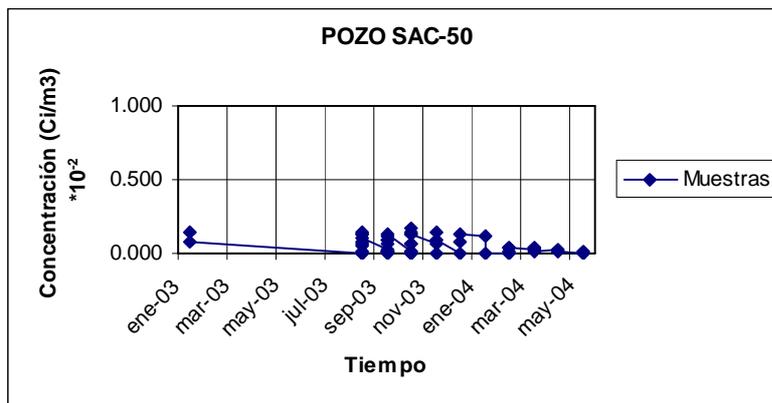


Figura 4.9. Respuesta de llegada del trazador en función del tiempo en U-1. Pozo SAC-50

4.3 CONDICIÓN ACTUAL DE POZOS INYECTORES Y PROPUESTA DE REUBICACIÓN

Los sistemas de recuperación asistida con inyección de agua, requieren del conocimiento conciso del reservorio. La geometría de los depósitos así como la dinámica de los fluidos, son necesarias para determinar el posicionamiento de los pozos inyectores. Los radiotrazadores proporcionan información acerca de la continuidad lateral y vertical entre pozos.

El Manejo de datos de radiotrazadores, de manera conjunta con un análisis esquemático, que involucró mapas y cortes estratigráficos, nos permitió emitir una evaluación de los sistemas de Inyección en el Campo Sacha.

Los *Sistemas*, que representan el arreglo de los pozos inyectores y sus respectivos pozos de influencia, así como la distancia entre dichos pozos se presentan en las tablas 4.5 y 4.6, además de su ubicación en el campo, considerando facies sedimentarias en “T-1” y en “U-1” (Fig.4.11, Fig. 4.18).

POZO INYECTOR	SISTEMA	POZOS INVOLUCRADOS
WIW-1	WIW 1.1	WIW-1, 6
	WIW 1.2	WIW-1, 136
	WIW 1.3	WIW-1, 35
	WIW 1.4	WIW-1, 39, 135
WIW-2	WIW 2.1	WIW-2, 3
	WIW 2.2	WIW-2, 10
	WIW 2.3	WIW-2, 60
WIW-3	WIW 3.1	60, 50, WIW-3
	WIW 3.2	23, 36, WIW-3
	WIW 3.3	WIW-3, 57

WIW-4	WIW 4.1	57, WIW-4
	WIW 4.2	144, 143, WIW-4
	WIW 4.3	145, 54, WIW-4
	WIW 4.4	89, WIW-4
WIW-5	WIW 5.1	89, WIW-5
	WIW 5.2	139, WIW-5
	WIW 5.3	WIW-5, 59

Tabla. 4.5. Sistemas relacionados a pozos inyectoros y sus respectivos pozos de influencia

INYECTOR	Pozo	Distancia (mts)	INYECTOR	Pozo	Distancia (mts)
WIW-1	6	1195	WIW-3	23	2213
	35	1207		36	1333
	39	955		50	1156
	135	1354		60	2200
	136	1390		57	1100
WIW-2	3	808	WIW-4	54	900
				57	742
	10	1217	WIW-5	143	632
				89	1310
				59	2200
60	1074		89	864	
			139	1158	

Tabla. 4.6. Distancia entre pozos inyectoros y pozos productores de influencia (primera línea)

4.3.1 ANÁLISIS DE INTERCONEXIÓN EN LOS SISTEMAS INYECTOR-PRODUCTOR PARA LAS ARENISCAS T-1 Y U-1

Para el intervalo de estudio se realizó un análisis que contempla:

1. Ubicación de los pozos inyectoros y de influencia, con respecto a las estructuras presentes (Posición estructural, y fallas)

2. Características sedimentarias de los depósitos, geometría y cambios laterales de facies.
3. Correlaciones estratigráficas (Profundidades de los intervalos de inyección y de producción)
4. Parámetros petrofísicos (permeabilidad y porosidad), presiones y direcciones de flujo.
5. Incorporación de datos obtenidos del ensayo de radiotrazadores
6. Influencia de la inyección en la producción (historiales de producción).

El esquema que se muestra a continuación generaliza la posición de los inyectores y los pozos de influencia de forma ideal (Fig.4.10.a). El campo Sacha presenta la posibilidad de arreglos en *spots* , esto es un arreglo en patrones geométricos que garanticen hacia los pozos productores desde todos los flancos. (Fig. 4.10.b).

La ubicación de los pozos inyectores hacia los flancos del anticlinal, favorecen al barrido del hidrocarburo, sin embargo, no es el único factor a considerarse en los sistemas de recuperación secundaria mediante inyección de agua, pues el modelo geológico cuyos elementos relevantes son la geometría de los reservorios y los elementos estructurales permiten determinar la continuidad entre inyector y productor. En el caso del Campo Sacha todos los pozos inyectores se encuentran localizados en los flancos del anticlinal en un arreglo periférico (ANEXO I).

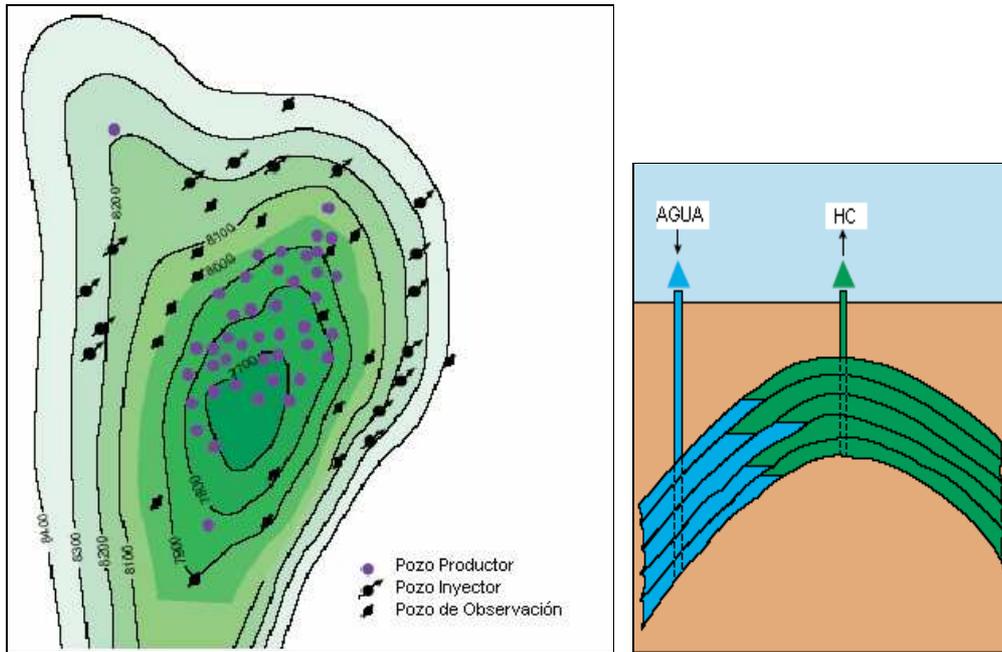


Figura. 4.10.a Modelo Propuesto Ideal para la Ubicación de Pozos Productores e Inyectores en base a la Estructura (Arreglo periférico). (Tomado M. Rahman, 1991).

Diseño de spots ó arreglos geométricos para inyección

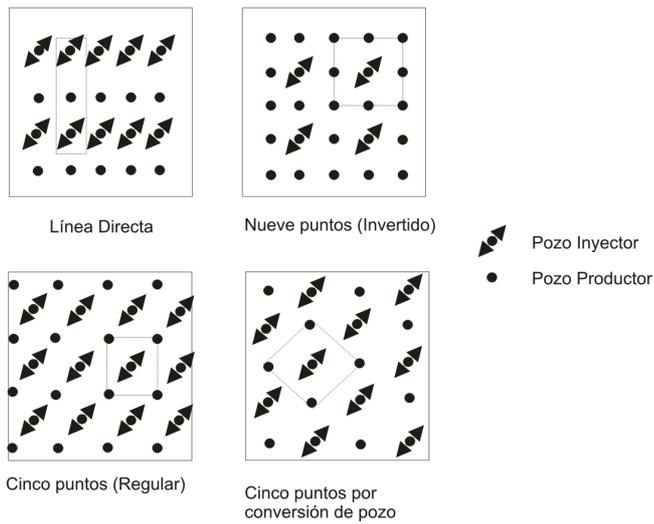


Figura. 4.10.b. Arreglo en spots ó puntos (Arreglo geométrico). (Tomado de Thakur.G, 1998)

4.3.1.1 Arenisca T-1

La ubicación de los sistemas relacionando facies sedimentarias, fallas y direcciones de flujo se presenta en la fig. 4.11.

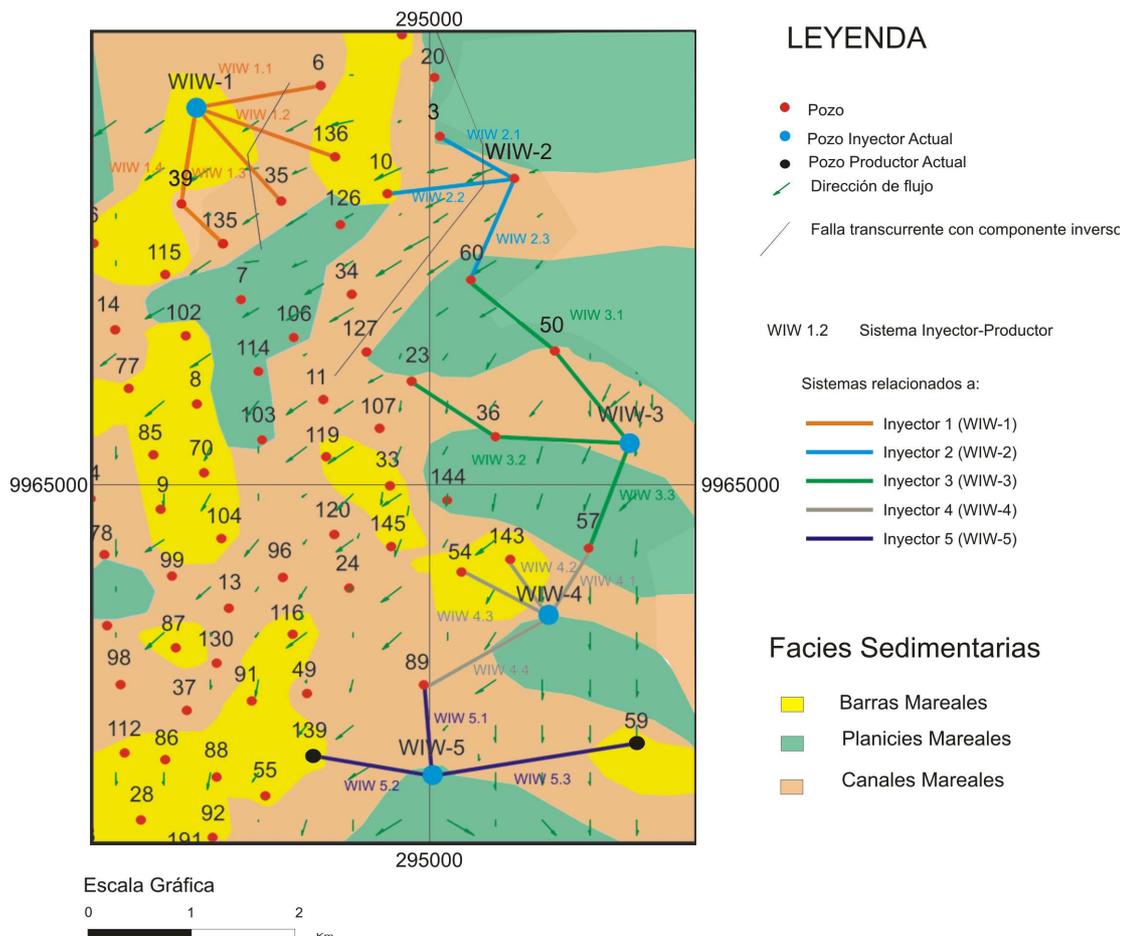


Figura 4.11. Sistemas Inyectores-Productores relacionando facies sedimentarias, fallas y direcciones de flujo para T-1

4.3.1.1.1 Pozo Inyector 1 (WIW-1)

Sistemas WIW 1.1 (WIW-1 y SAC-6)

Pozo inyector WIW-1			Pozo productor SAC-6		
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Intervalo de producción	Reservorio	Facies
9650'-9660'	"T-1"	Barras mareales		"T-1"	Canales mareales
9670'-9722'	"T-2"	Barras mareales	9612'-9620'	"T-2"	Planicies mareales
			9642'-9646'	"T-2"	Planicies mareales
			9669'-9715'	"T-2"	Barras mareales

Continuidad Estructural y Sedimentaria:

La falla W afecta todo el intervalo de estudio (*ANEXO II, Corte WIW 1.1*) influyendo en la interconexión entre pozos, sin llegar a ser una barrera impermeable, por cuanto su salto es de 5 pies, que es menor al espesor arenoso del reservorio "T-1" que es de 20 pies.

Los espesores netos de arena varían entre 18 pies en el inyector a 23 pies en el pozo SAC-6. Existe un cambio de facies desde barras mareales en el intervalo de inyección a canales mareales en el intervalo productor del pozo SAC-6, en el reservorio "T-1".

Variación de la Porosidad, permeabilidad y Presión:

Los valores de porosidad están entre 12 a 13% en este sistema, mientras que la permeabilidad varía de 70 md en el SAC-6 a 125 md en el inyector.

El inyector se encuentra ubicado en una zona de menor presión con respecto al productor (WIW-1 \approx 700 psi; SAC-6 \approx 850 psi).

La dirección de flujo NE-SW no favorece a la inyección.

No existe interconexión en este sistema debido a la dirección de flujo determinada.

Sistema WIW 1.2 (WIW-1 y SAC-136)

Pozo inyector WIW-1			Pozo productor SAC-136		
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Intervalo de producción	Reservorio	Facies
9650'-9660'	"T-1"	Barras mareales	9691'-9707'	"T-1"	Barras mareales
9670'-9722'	"T-2"	Barras mareales			

Continuidad Estructural y Sedimentaria:

La falla W presente en el área entre el pozo inyector WIW-1 y el pozo de observación SAC-136, no impide totalmente el tránsito de fluido, pues el salto de falla es de 8 pies y el espesor del reservorio es de 20 pies. (ANEXO II, Corte WIW 1.2)

La variación de espesores netos es de 18 pies en el inyector y 25 pies en el productor, en el reservorio "T-1". Los intervalos de inyección y producción de los pozos se encuentran en zona de barras mareales.

Variación de la Porosidad, permeabilidad y Presión:

La porosidad en el pozo inyector es 12%, mientras que en el SAC-136 es de 15%. La permeabilidad en este sistema varía de ≈ 125 md en el inyector a ≈ 75 md en el productor.

La presión en el pozo SAC-136 (≈ 900 psi) es mayor que la del inyector (≈ 700 psi). Las direcciones de flujo NE-SW, no favorecen a este sistema de inyección.

No existe interconexión debido a la dirección de flujo determinada.

Sistema WIW 1.3 (WIW-1 y SAC-35)

Pozo inyector WIW-1			Pozo productor SAC-35		
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Intervalo de producción	Reservorio	Facies
9650'-9660'	"T-1"	Barras mareales	9666'-9674'	"T-1"	Canales mareales
9670'-9722'	"T-2"	Barras mareales	9640'-9642'	"T-2"	
			9647'-9660'	"T-2"	

Continuidad Estructural y Sedimentaria:

La continuidad entre el pozo inyector y el pozo de observación SAC-35 está afectada parcialmente por la falla W, el salto de la falla es de 8 pies que no excede el espesor del reservorio de 20 pies.

Los espesores netos de arena varían entre 18 a 24 pies desde el inyector hasta el pozo SAC-35. Existe un cambio de facies desde barras mareales a canales desde el intervalo de inyección hacia el intervalo productor en el reservorio "T-1". (ANEXO II, Corte WIW 1.3)

Variación de la Porosidad, permeabilidad y Presión:

La porosidad cambia de 12% en el inyector a 11% en el productor. La permeabilidad disminuye de ≈ 125 md a ≈ 100 md desde el inyector hacia el productor. Esta disminución se debe al cambio de facies. La presión aumenta hacia el productor en el sistema desde ≈ 700 psi en el inyector a ≈ 900 psi en el SAC-35. La dirección de flujo no favorece al sistema de inyección.

La dirección de flujo no permite que exista una posible interconexión en este sistema.

Sistema WIW 1.4 (WIW-1 y SAC-39)

Pozo inyector WIW-1			Pozo productor SAC-39		
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Intervalo de producción	Reservorio	Facies
9650'-9660'	"T-1"	Barras mareales		"T-1"	Canales mareales
9670'-9722'	"T-2"	Barras mareales	9640'-9682'	"T-2"	Barras mareales
			9686'-9692'	"T-2"	Barras mareales

Continuidad Estructural y Sedimentaria:

No existe ningún tipo de falla que pueda interferir en la continuidad de este sistema.

Los espesores netos de arena varían desde 18 pies en el inyector hasta 20 pies en el productor. El sistema presenta un cambio de facies en la arenisca "T-1", desde barras mareales en el intervalo de inyección, a canales mareales en el productor. Para la arenisca "T-2" los intervalos de inyección y producción de los pozos se encuentran en zonas de barras mareales. (ANEXO II, Corte WIW 1.4)

Variación de la Porosidad, permeabilidad y Presión:

La porosidad en el pozo inyector es de 12%, mientras que en el productor es 11%. Los valores de permeabilidad son ≈ 125 md en el inyector y ≈ 120 en el SAC-39. El movimiento de los fluidos sería desde el inyector hacia el productor debido a la diferencia de presiones (≈ 700 psi en el inyector; ≈ 775 psi en el productor), favoreciendo al sistema de inyección.

Las condiciones mostradas en el corte WIW 1.4, muestran una respuesta cualitativa favorable para una probable interconexión en este sistema para el reservorio "T-2".

Historial de Producción:

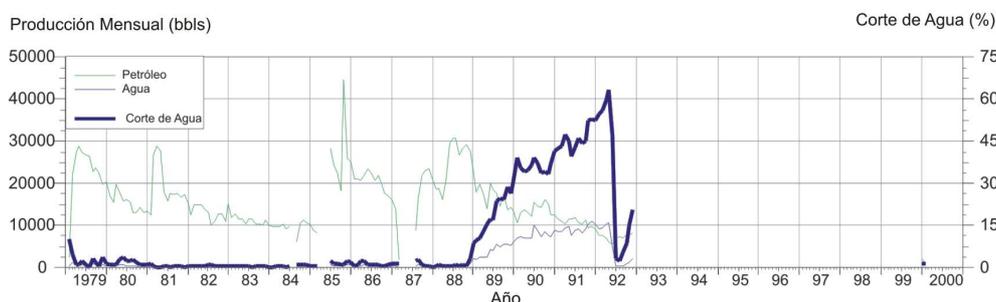


Figura 4.12. Historial de Producción en T. POZO SAC-39 (Referencia: Archivo PETROPRODUCCIÓN)

La producción de este pozo se ha mantenido irregular a partir del inicio de su explotación en 1979. La caída de la curva en marzo de 1987, se registra en los historiales de todos los pozos, como consecuencia del terremoto, y no tiene nada que ver con la inyección. En 1989 se produce un rápido aumento de BSW y un disminución en el caudal de petróleo, debido a la entrada lateral del agua por la presencia de una pequeña falla al oeste de la zona (Informe Petroproducción, 2004). No se evidencia la influencia de la inyección en este pozo, sin embargo los anteriores parámetros son favorables.

Existe una probable interconexión tanto en el reservorio “T-1”, como en el “T-2”, para este sistema.

4.3.1.1.2 Pozo Inyector 2 (WIW-2)

No se realiza inyección en la Arenisca “T”

4.3.1.1.3 Pozo Inyector 3 (WIW-3)

Sistema WIW 3.1 (WIW-3 y SAC-50)

Pozo inyector WIW-3			Pozo productor SAC-50		
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Intervalo de producción	Reservorio	Facies
9771'-9781'	"T-1"	Barras mareales		"T-1"	Canales mareales
9790'-9797'	"T-1"	Barras mareales			
			9648'-9654'	"T-2"	Canales mareales
			9672'-9678'	"T-2"	Canales mareales
			9686'-9690'	"T-2"	Canales mareales
			9706'-9714'	"T-2"	Canales mareales
			9718'-9728'	"T-2"	Canales mareales

Continuidad Estructural y Sedimentaria:

No existen fallas entre los pozos inyector y productor que impidan la continuidad del sistema.

Los espesores netos de arena varían entre 16 a 21 pies desde el inyector al productor. Los intervalos de los pozos que conforman este sistema se encuentran ubicados en zonas de facies de canales, separados por zonas de planicies mareales. (ANEXO II, Corte WIW 3.1)

Variación de la Porosidad, permeabilidad y Presión:

Los valores de porosidad, permeabilidad y presión, para el inyector (WIW-3) son: $\approx 11\%$, ≈ 50 md y ≈ 2190 psi, mientras que para el productor son de 13% , 14 md y 2235 psi.

El productor se encuentra ubicado en una zona de mayor presión con respecto al inyector, lo que no favorece a la circulación de fluidos en este sistema.

El corte (WIW 3.1), muestra la poca continuidad que presentan las arenas tanto en los reservorios “T-1” como en “T-2”

Historial de Producción:

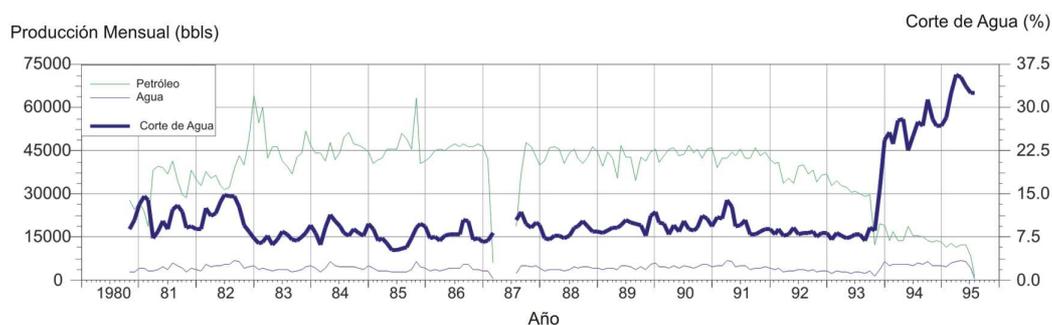


Figura 4.13. Historial de Producción en T. POZO SAC-50 (Referencia: Archivo PETROPRODUCCIÓN)

El pozo SAC-50 inicia su producción en 1980 en los yacimientos “U” y “T”, con un caudal de 963 BPPD y un BSW de 9%. La mayor parte de la producción provenía del reservorio “T”. Hasta 1992 la producción se mantuvo conjunta con promedios de 1500 BPPD con un BSW del 15% hasta 1992. En agosto de 1995 es cerrado de Napo con un caudal promedio de 408 BPPD y un BSW de 32.6%, sin que se registre ninguna influencia de la inyección.

Las condiciones no son favorables para que exista interconexión en este sistema. No existe mayor continuidad lateral de los cuerpos arenosos y la dirección de flujo no beneficia al sistema inyector- productor.

Sistema WIW 3.2 (WIW-3 y SAC-36)

Pozo inyector WIW-3			Pozo productor SAC-36		
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Intervalo de producción	Reservorio	Facies
9771'-9781'	"T-1"	Barras mareales		"T-1"	Canales mareales
9790'-9797'	"T-1"	Barras mareales			
			9624'-9628'	"T-2"	Canales mareales
			9638'-9644'	"T-2"	Canales mareales
			9664'-9676'	"T-2"	Barras mareales
			9686'-9698'	"T-2"	Barras mareales
			9714'-9720'	"T-2"	Barras mareales

Continuidad Estructural y Sedimentaria:

En el área comprendida entre el pozo inyector y el pozo productor SAC-36, no existe ninguna falla que interfiera en la continuidad de los depósitos.

La variación de espesores de arena es de 21 a 18 pies entre inyector y productor. El intervalo de inyección se encuentra en zonas de canales, mientras que el intervalo de producción en el pozo SAC-36 en zonas de planicies mareales. (ANEXO II, Corte WIW 3.2)

Variación de la Porosidad, permeabilidad y Presión:

La porosidad en el pozo inyector es 11% y en el productor es 10 %. La permeabilidad en este sistema varía desde 50 md a 178 md desde el inyector al productor. La dirección de flujo determinada no beneficia al tránsito de fluidos desde el inyector (WIW-3) al pozo SAC-36.

Historial de Producción:

El pozo SAC-36 inicia su producción para los yacimientos “U” y “T” en 1972, con un caudal de 2777 BPPD y un BSW de 0.2%, variando de forma paulatina hasta mayo del 1989, donde se llevaron a cabo trabajos de completación en el pozo. En abril de 1998 el pozo es cerrado con un caudal promedio de 197 BPPD y un BSW de 72%, atribuyéndose esta subida del BSW, a la acción del un acuífero lateral en la arenisca “T” (Informe Petroproducción, 2004).

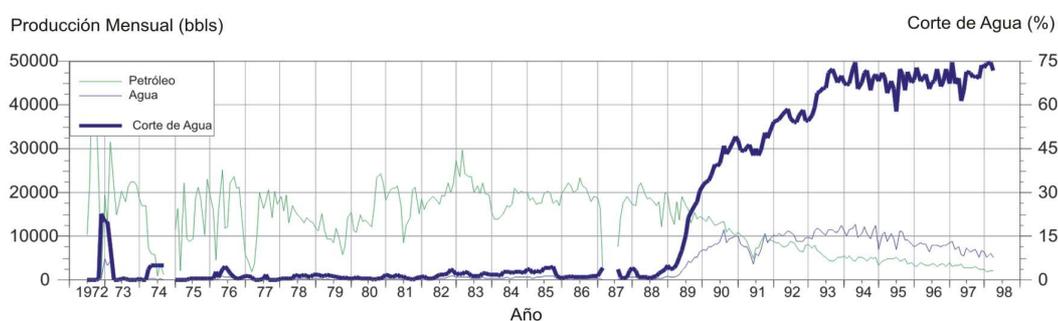


Figura 4.14. Historial de Producción en T. POZO SAC-36 (Referencia: Archivo PETROPRODUCCIÓN)

Las características sedimentarias muestran arenas continuas en los reservorios “T-1” y “T-2”, sin embargo la línea de flujo no permite la interconexión en este sistema.

Sistema WIW 3.3 (WIW-3 y SAC-57)

Pozo inyector WIW-3			Pozo productor SAC-57		
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Intervalo de producción	Reservorio	Facies
9771'-9781'	“T-1”	Barras mareales		“T-1”	Canales mareales
9790'-9797'	“T-1”	Barras mareales			

Continuidad Estructural y Sedimentaria:

No se presentan fallas que impidan la continuidad de este sistema

La variación de espesores netos de arena es de 21 a 18 pies entre inyector y productor. El intervalo inyector se localiza en facies de canales mareales mientras que el productor en zonas de canales mareales. (ANEXO II, Corte WIW 3.3)

Variación de la Porosidad, permeabilidad y Presión:

El pozo SAC-57 presenta valores de porosidad de 16 %, mientras que el inyector de 11%. La permeabilidad varía desde ≈ 50 md en el inyector a ≈ 80 md en el productor.

La presión disminuye hacia el productor, lo que favorece al movimiento de fluidos en el sistema (≈ 2190 psi en WIW-3 y ≈ 2050 psi en SAC-57). La dirección de flujo favorece al sistema de inyección

Pese a no existir producción en este pozo para la arenisca "T", las condiciones sedimentarias y las direcciones de flujo son favorables para una probable interconexión en "T-1".

4.3.1.1.4 Pozo Inyector 4 (WIW-4)

Sistemas WIW 4.1 (WIW-4 y SAC-57)

Pozo inyector WIW-4			Pozo productor SAC-57		
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Intervalo de producción	Reservorio	Facies
9754'-9782'	"T-1"	Canales mareales		"T-1"	Canales mareales

Continuidad Estructural y Sedimentaria:

La continuidad de este sistema no está afectada por ninguna falla.

Los espesores netos de arena son 26 y 18 pies para el inyector y el productor, respectivamente. Los intervalos de los pozos que conforman este sistema se encuentran ubicados en zonas de canales mareales. (ANEXO II, Corte WIW 4.1)

Variación de la Porosidad, permeabilidad y Presión:

La porosidad en el inyector es 14%, mientras que el pozo SAC-57 presenta valores de 16 %. La permeabilidad en el sistema es ≈ 85 md.

La presión en el pozo inyector es ≈ 2100 psi y en el SAC-57 ≈ 2200 psi, lo que no favorece al barrido de hidrocarburo por el fluido inyectado. La dirección de fluido no favorece a la inyección.

El pozo SAC-57 no produce en "T". No existiría interconexión en "T-1", en caso que se implementara un sistema de interconexión debido a la dirección de flujo.

Sistemas WIW 4.2 (WIW-4 y SAC-143)

Pozo inyector WIW-4			Pozo productor SAC-143		
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Intervalo de producción	Reservorio	Facies
9754'-9782'	"T-1"	Canales mareales		"T-1"	Barras mareales
			9718'-9738'	"T-2"	Barras mareales

Continuidad Estructural y Sedimentaria:

No existe ninguna falla que interfiera en la continuidad de este sistema

Los espesores netos de arena son 26 pies en el inyector y 34 pies en el SAC-143. El intervalo de inyección del WIW-4 se encuentra ubicado en zonas de canales mareales. Las facies varían a zonas de barras en el pozo SAC-143, donde no existe un intervalo de producción. (ANEXO II, Corte WIW 4.2)

El intervalo productor del pozo SAC-143 se encuentra en zonas de barras mareales en el reservorio "T-2".

Variación de la Porosidad, permeabilidad y Presión:

La porosidad en el inyector es 14 %, mientras que en el pozo SAC-143 es 9 %. La permeabilidad varía desde ≈ 85 md en el inyector a ≈ 100 md en el productor.

La dirección de flujo determinada no favorece a este sistema de inyección.

La continuidad estructural y sedimentaria es apta para la implementación de la inyección, sin embargo la dirección de flujo no permite que exista comunicación desde el inyector hacia el productor

Sistemas WIW 4.3 (WIW-4 y SAC-54)

Pozo inyector WIW-3			Pozo productor SAC-54		
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Intervalo de producción	Reservorio	Facies
9771'-9781'	"T-1"	Barras mareales	9686'-9696'	"T-1"	Barras mareales
9790'-9797'	"T-1"	Barras mareales			

Continuidad Estructural y Sedimentaria:

La continuidad de este sistema no está afectada por ninguna falla.

Los espesores netos de arena varían desde 26 pies en el inyector a 54 pies en el productor. Los intervalos de los pozos que conforman este sistema se encuentran ubicados en zonas de barras mareales. (ANEXO II, Corte WIW 4.3)

Variación de la Porosidad, permeabilidad y Presión:

La porosidad en el inyector es 14 %, mientras que en el productor es de 14 %. Los valores de permeabilidad van desde ≈ 85 md en el inyector a ≈ 130 md en el productor.

La presión en el pozo inyector es ≈ 2100 psi y ≈ 1900 psi en el pozo productor, lo que favorece al barrido de hidrocarburo por el fluido inyectado. La figura 4.4 muestra que la dirección de flujo afecta a este pozo

Historiales de Producción:

Los historiales muestran que el pozo SAC-54 fue cerrado en el año de 1985, previo a la inyección, tanto en “T” como en “U”. Actualmente el pozo produce en Hollín.

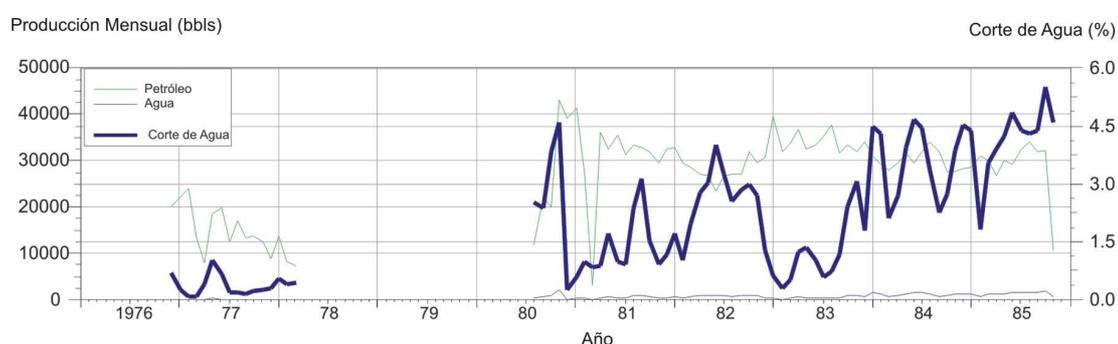


Figura 4.15. Historial de Producción en T. POZO SAC-54 (Referencia: Archivo PETROPRODUCCIÓN)

Las condiciones sedimentarias y estructurales, así como la dirección de flujo, son aptas para que exista probable comunicación en este sistema. Esto no pudo corroborarse debido al cierre del pozo en Napo, previo a la implementación de la inyección.

Sistemas WIW 4.4 (WIW-4 y SAC-89)

Pozo inyector WIW-4			Pozo productor SAC-89		
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Intervalo de producción	Reservorio	Facies
9754'-9782	"T-1"	Canales mareales	9708'-9716'	"T-1"	Canales mareales
			9723'-9728'	"T-1"	Canales mareales

Continuidad Estructural y Sedimentaria:

No existe ninguna estructura que interfiera en la continuidad del WIW-4 y el pozo SAC-89.

Los espesores netos arenosos varían de 26 pies en el inyector a 7 pies en el pozo productor SAC-89. Tanto el intervalo de inyección, como los de producción, se encuentran ubicados en zonas de canales mareales. (ANEXO II, Corte WIW 4.4).

Variación de la Porosidad, permeabilidad y Presión:

La porosidad varía desde 14 % en el inyector a 12 % en el productor. Los valores de permeabilidad son ≈ 85 md en el inyector, y ≈ 68 md en el SAC-89. La dirección de flujo obtenida favorece a este sistema de inyección.

Existe una probable interconexión entre el WIW-4 y el pozo SAC-89, dado las condiciones anteriormente analizadas.

4.3.1.1.5. Pozo Inyector 5 (WIW-5)

Sistema WIW 5.1 (WIW-5 y SAC-89)

Pozo inyector WIW-5			Pozo productor SAC-89		
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Intervalo de producción	Reservorio	Facies
9608'-9622'	"T-1"	Planicies mareales	9708'-9716'	"T-1"	Canales mareales
9684'-9698'	"T-1"	Planicies mareales	9723'-9728'	"T-1"	Canales mareales
9702'-9710'	"T-2"	Canales mareales			
9716'-9726'	"T-2"	Arenas de plataforma			

Continuidad Estructural y Sedimentaria:

No existe ninguna estructura que interfiera en la continuidad del WIW-5 y SAC-89. La variación de espesores netos de arena es de 16 pies en el inyector, a 7 pies en el productor SAC-89. Existen dos intervalos de inyección ubicados en zonas de planicies mareales, mientras que los intervalos de producción se localizan en zonas de canales mareales. No existe una buena continuidad lateral de los cuerpos arenosos en ambos pozos en el reservorio "T-1". (ANEXO II, Corte WIW 5.1).

Variación de la Porosidad, permeabilidad y Presión:

La porosidad en el pozo inyector es 10 %, en tanto que en el productor es 12 %. Los valores de permeabilidad varían desde \approx 50 md en el WIW-5 y 68 md en el SAC-89. La presión en el inyector es de 2523 psi, y en el productor \approx 2400 psi. La dirección de flujo obtenida no favorece a este sistema de inyección.

No existe interconexión entre el WIW-5 y el pozo SAC-89, pues los cuerpos arenosos no poseen continuidad lateral, además, la dirección de flujo no favorece el sistema.

Sistema WIW 5.2 (WIW-5 y SAC-139)

Pozo inyector WIW-5			Pozo productor SAC-139		
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Intervalo de producción	Reservorio	Facies
9608'-9622'	"T-1"	Planicies mareales	9650'-9670'	"T-1"	Canales mareales
9684'-9698'	"T-1"	Planicies mareales			
9702'-9710'	"T-2"	Canales mareales			
9716'-9726'	"T-2"	Arenas de plataforma			

Continuidad Estructural y Sedimentaria:

No existe ninguna falla que interfiera en la continuidad del sistema.

Características Sedimentarias: La variación de espesores de arena es de 40 pies en el pozo SAC-139 a 16 pies en el inyector. Los intervalos de inyección se encuentran en zonas de llanura mareal y el productor en zonas de barras mareales. Existe continuidad lateral de los cuerpos arenosos que conforman este sistema. (ANEXO II, Corte WIW 5.2-5.3).

Variación de la Porosidad, permeabilidad y Presión:

El pozo inyector posee una porosidad de 10%, mientras que el valor en el pozo productor es de 11%. La permeabilidad varía desde ≈ 50 md en el WIW-5 a 65 md en el SAC-139. La dirección de flujo no favorece a este sistema de inyección.

Radiotrazadores:

En la figura 4.7, se observa una curva de paso del tritio, entre el 5to y 9no mes. Mediante el volumen del agua se determinó que se ha recuperado 0.01 Ci de los 4.5 Curios, es decir solo el 0.2% del total inyectado. Este porcentaje de radiotrazador no es una respuesta que confirme la continuidad del sistema, puesto que este valor puede deberse a una contaminación en el sistema de muestreo.

En diciembre del 2003, la concentración de tritio baja totalmente, debido a una posible desviación por canalización (Informe Petroproducción-CEEA, 2004), o a que no existe interconexión. En el ANEXO IV se muestra el posible estado del frente de agua que transporta el trazador, consideramos que el tiempo de tránsito no es conveniente para obtener una respuesta de interconexión.

Historiales de Producción:

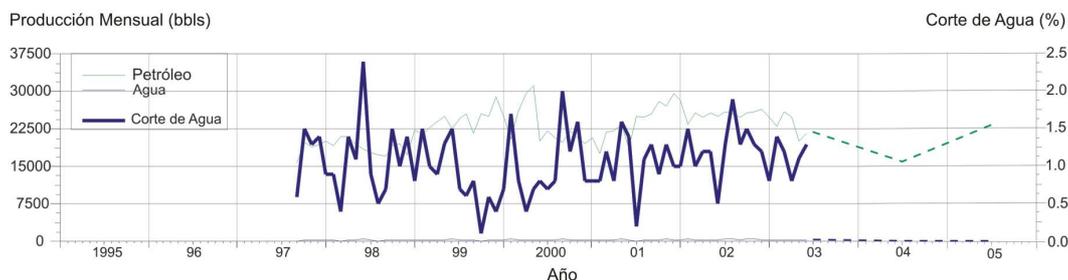


Figura 4.16. Historial de Producción en T. POZO SAC-139 (Referencia: Archivo PETROPRODUCCIÓN)

El pozo SAC-139, inicia su producción del yacimiento “T” en septiembre de 1997, con un caudal de 601 BPPD y un BSW de 0.6%, estabilizándose con 800 BPPD y un BSW menor al 2%. Este pozo se encuentra actualmente en producción.

La inyección de agua en el WIW-5 no ha tenido influencia sobre el pozo SAC-139 en el reservorio “T-1”.

Sistema WIW 5.3 (WIW-5 y SAC-59)

Pozo inyector WIW-5			Pozo productor SAC-59		
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Intervalo de producción	Reservorio	Facies
9608'-9622'	“T-1”	Planicies mareales	9650'-9670'	“T-1”	Canales mareales
9684'-9698'	“T-1”	Planicies mareales			
9702'-9710'	“T-2”	Canales mareales			
9716'-9726'	“T-2”	Arenas de plataforma			

Continuidad Estructural y Sedimentaria:

El sistema WIW 5.3 posee la particularidad de que el pozo productor SAC-59 se encuentra en la parte inferior de la estructura, lo cual no favorece al sistema de inyección. (ANEXO II, Corte WIW 5.2-5.3).

La variación de espesores de arena es de 16 pies en el inyector a 57 pies en el pozo SAC-59. El intervalo de inyección se encuentra en zonas de llanura mareal y el de producción en zonas de barras mareales.

Variación de la Porosidad, permeabilidad y Presión:

La porosidad aumenta de 10% a 16% desde el inyector hacia el productor. Los valores de permeabilidad varían desde ≈ 50 md en el WIW-5 a 100 md en el SAC- 59. La presión en este sistema disminuye desde ≈ 2400 psi en el inyector a 2296 psi en el productor. La dirección de flujo no afecta al sistema conformado por estos dos pozos.

Radiotrazadores, En la figura 4.8 se indica que no existen evidencias de llegada del trazador, aunque en el 5to mes se puede apreciar un aparente incremento en la concentración. Este incremento puede deberse a contaminación en los muestreos, pues la dirección de flujo no permitiría que el trazador arribe a este pozo desde el inyector.

En la modelación utilizando un valor de dispersión máxima ($D = 0.3 \text{ m}^2 / \text{día}$), se tendría un tiempo de llegada de 500 días.

Historiales de producción:

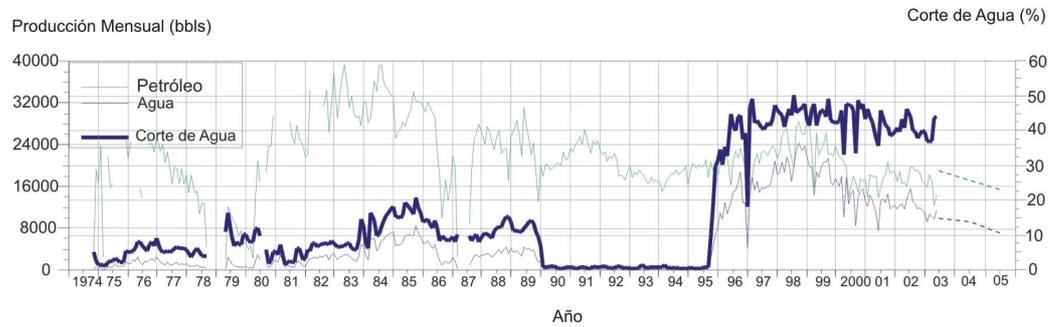


Figura 4.17. Historial de Producción en T. POZO SAC-59 (Referencia: Archivo PETROPRODUCCIÓN)

Los cambios significativos en la curva de producción del pozo SAC-59, en diciembre de 1988 y 1989 se deben a cambio en la completación del pozo y no tienen ninguna relación con la inyección.

4.3.1.2. Arenisca U-1

La ubicación de los sistemas relacionando facies sedimentarias, fallas y direcciones de flujo se presenta en la fig. 4.18.

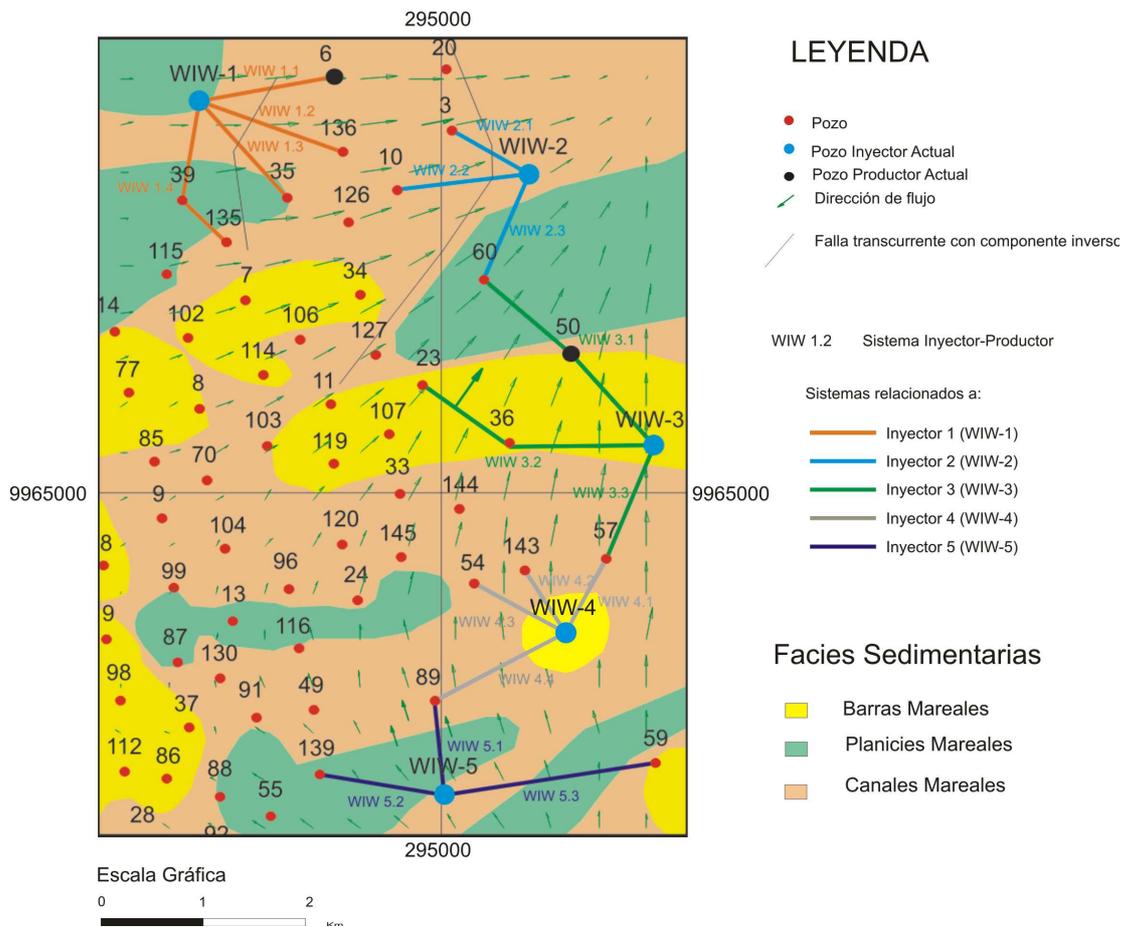


Figura 4.18. Sistemas Inyectores-Productores relacionando facies sedimentarias, fallas y direcciones de flujo para U-1

4.3.1.2.1. Pozo Inyector 1 (WIW-1)

Sistemas WIW 1.1 (WIW-1 y SAC-6)

Pozo inyector WIW-1			Pozo productor SAC-6		
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Intervalo de producción	Reservorio	Facies
9479'-9494'	"U-1"	Planicies mareales	9455'-9492'	"U-1"	Canales mareales

Continuidad Estructural y Sedimentaria:

La falla W ubicada al este del inyector WIW-1, afecta a todo el intervalo de estudio, sin influir completamente en la continuidad de los reservorios, pues el salto de falla es de 8 pies, mientras el espesor del reservorio es de 25 pies.

Los espesores varían entre 14 pies en el inyector a 28 pies en el pozo SAC-6. El intervalo de inyección del WIW-1 se encuentra ubicado en facies de llanura mareal, mientras que el intervalo de producción se ubica en facies de canales mareales. (ANEXO II, Corte WIW 1.1).

Variación de la Porosidad, permeabilidad y Presión

La porosidad en el inyector WIW-1 es de $\approx 11\%$ y en el pozo SAC-6 es de 10% . Los valores de permeabilidad varían desde ≈ 55 md en el inyector a 26 md en el pozo productor. La presión disminuye desde el inyector (≈ 1100 psi) hacia el productor (926 psi), lo que permite un movimiento de fluido desde el WIW-1 hacia el pozo SAC-6.

Historial de producción:

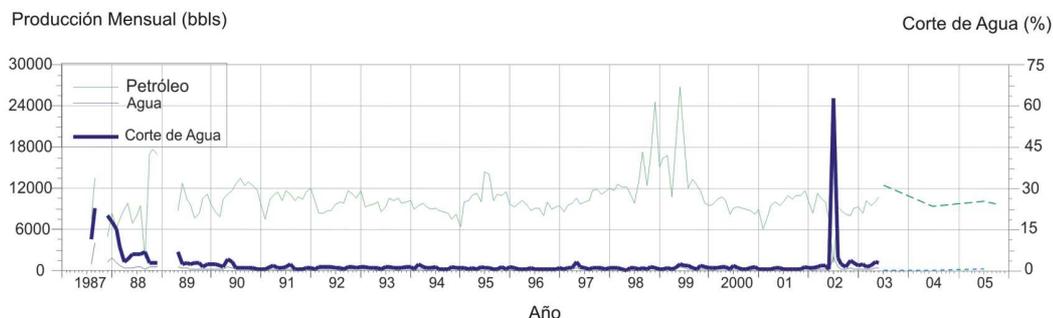


Figura 4.19. Historial de Producción en U. POZO SAC-6 (Referencia: Archivo PETROPRODUCCIÓN)

La producción del SAC-6 comenzó en 1987 con un caudal de 1584 barriles y un BSW de 0.4%. En septiembre de 1988 se detiene la producción por trabajos en este pozo. La producción de este pozo se mantiene regular desde el año de 1989, con un caudal de 11000 barriles, incrementándose en el año de 1998 a un máximo de 24634 barriles. No se registran trabajos en este pozo desde febrero de 1991 hasta el 2002.

A partir del año 1999 se produce un retorno a los niveles de producción de 10000 barriles de petróleo por mes y un BSW promedio de 2%.

En septiembre del 2002 se produce una subida irregular del BSW al 62%, como resultado de trabajos realizados en el pozo.

Este pozo se mantiene en producción hasta la fecha. La inyección de fluidos podría haber influenciado en la producción de este pozo.

Existe una probable interconexión entre el WIW-1 y el pozo SAC-6, pues este sistema posee continuidad lateral de los cuerpos arenosos y direcciones de flujo favorables para el sistema.

Sistema WIW 1.2 (WIW-1 y SAC-136)

Pozo inyector WIW-1			Pozo productor SAC-136		
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Intervalo de producción	Reservorio	Facies
9608'-9622'	"U-1"	Planicies mareales		"U-1"	Canales mareales

Continuidad Estructural y Sedimentaria:

El sistema está conformado (de arriba hacia abajo), por dos capas de arena delgadas de 7 y 8 pies de espesor, en el reservorio "U-1". Las características lenticulares de los cuerpos sedimentarios, hacen que la falla W afecte al sistema pues su salto de 8 pies, es mayor al espesor de las capas arenosas.

Producto del desplazamiento de la falla, existe continuidad entre la arena superior y la inferior que conforman el sistema. Este cuerpo arenoso posee un espesor de 8 pies. El intervalo de inyección se encuentra ubicado en facies de planicies mareales. La arenisca "U-1", en el pozo SAC-136, presenta facies de canales mareales, pero no posee intervalos de producción. (ANEXO II, Corte WIW 1.2).

Variación de la Porosidad, permeabilidad y Presión:

La porosidad en este sistema varía de 11 % en el WIW-1 a 12% en el SAC-136. El valor de la permeabilidad en el inyector es de ≈ 55 md, y ≈ 30 md en el pozo productor. La dirección de flujo determinada favorece al sistema.

Historial de producción:

La producción en este pozo arrancó en el año de 1996, y actualmente se encuentra produciendo en la formación Hollín. Para los yacimientos de la formación Napo, únicamente se cuenta con pruebas de producción aisladas.

La continuidad lateral de los cuerpos arenosos y la dirección de flujo, muestran que existe una probable interconexión en este sistema. El efecto de la inyección probablemente generó un lavado de las arenas en “U-1”.

Sistema WIW 1.3 (WIW-1 y SAC-35)

Pozo inyector WIW-5			Pozo productor SAC-59		
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Intervalo de producción	Reservorio	Facies
9479'-9494'	“U-1”	Planicies mareales	9436'-9450'	“U-1”	Canales mareales
			9459'-9466'	“U-1”	Planicies mareales

Continuidad Estructural y Sedimentaria:

La continuidad entre el pozo inyector y el pozo de observación SAC-35 está afectada parcialmente por la falla W. El salto de falla es de 8 pies mientras que el reservorio posee un espesor de 14 pies. (ANEXO II, Corte WIW 1.3).

El intervalo de producción se encuentra en facies de planicies mareales.

Los cuerpos sedimentarios poseen geometrías lenticulares y no muestran continuidad en este sistema.

Sistema WIW 1.4 (WIW-1 y SAC-39)

Pozo inyector WIW-1			Pozo productor SAC-39		
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Intervalo de producción	Reservorio	Facies
9479'-9494'	“U-1”	Planicies mareales	9419'-9424'	“U-1”	Planicies mareales
			9427'-9437'	“U-1”	Planicies mareales
			9440'-9466'	“U-2”	

Continuidad Estructural y Sedimentaria:

No existe ninguna falla que interfiera en la continuidad de este sistema

Los espesores netos de arena varían desde 8 pies en el inyector a 21 en el productor. La zona donde se ubican los intervalos de inyección y producción en este sistema corresponde a facies de llanura mareal. (ANEXO II, Corte WIW 1.4).

Variación de la Porosidad, permeabilidad y Presión:

La porosidad en el inyector y el productor es de 11%. La permeabilidad aumenta de 55 md en el inyector a 80md en el productor. La dirección de flujo determinada no permite un movimiento de fluidos desde el inyector hacia el productor.

Historial de Producción:

Inicia su producción en los yacimientos de la formación Napo en febrero de 1979 con un caudal de de 953 BPPD y un BSW de 10%. A inicios de 1989 se produce un rápido aumento de de BSW y una disminución del caudal de petróleo, debido a la entrada lateral del agua por la presencia de una pequeña falla al oeste de esta zona, provocando la inundación de los yacimientos.

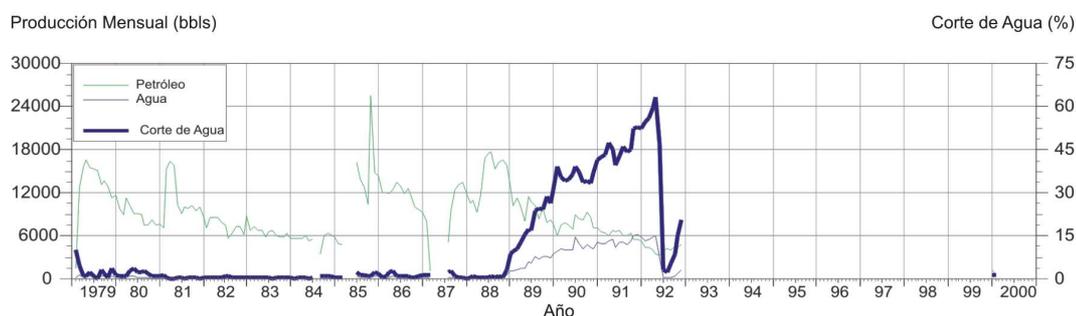


Figura 4.20. Historial de Producción en U. POZO SAC-39 (Referencia: Archivo PETROPRODUCCIÓN)

La inyección de agua en el pozo WIW-1 no generó ninguna incidencia en el pozo SAC-39 para el reservorio “U-1”

4.3.1.2.2. Pozo Inyector 2 (WIW-2)

Sistema WIW 2.1 (WIW-2 y SAC-3)

Pozo inyector WIW-5			Pozo productor SAC-59		
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Intervalo de producción	Reservorio	Facies
9484'-9496'	“U-1”	Planicies mareales	9650'-9670'	“U-1”	Canales mareales
9500'-9508'	“U-1”	Planicies mareales			

Continuidad Estructural y Sedimentaria:

La falla E no influye entre el WIW-2 y el pozo SAC-3 (*ANEXO II, Corte WIW 2.1*), pues el salto de falla es de 5 pies, mientras que el espesor del reservorio es de 28 pies.

Los espesores de arena neta varían entre 26 y 33 pies en este sistema inyector-productor. Los intervalos de inyección y producción se encuentran en facies de canales mareales.

Variación de la Porosidad, permeabilidad y Presión:

La porosidad varía desde 14 % a 11% desde el inyector al SAC-3. Los valores de permeabilidad son ≈ 270 md en el WIW-2 y 121 md en el productor. La dirección de flujo no beneficia a la inyección en este sistema.

No existe interconexión, la dirección de flujo no favorece a la inyección.

Sistema WIW2.2 (WIW-2 y SAC-10)

Pozo inyector WIW-5			Pozo productor SAC-10		
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Intervalo de producción	Reservorio	Facies
9484'-9496'	"U-1"	Planicies mareales	9454'-9458'	"U-1"	Canales mareales
			9462'-9468'	"U-1"	Canales mareales
9500'-9508'	"U-1"	Planicies mareales	9470'-9474'	"U-1"	Canales mareales
			9477'-9479'	"U-1"	Canales mareales
			9482'-9488'	"U-1"	Canales mareales

Continuidad Estructural y Sedimentaria:

La falla E no constituye una barrera impermeable que afecte la continuidad entre el WIW-2 y el pozo SAC-10. El salto de la falla (5 pies) no supera el espesor del reservorio (24 pies). (*ANEXO II, Corte WIW 2.2*).

Los espesores netos de arena varían entre 26 pies en el inyector y 21 pies en el productor. Los intervalos de inyección y producción se encuentran localizados en zonas de canales.

Variación de la Porosidad, permeabilidad y Presión:

El valor de la porosidad es de 14 % en el sistema. La permeabilidad disminuye desde 280 a 83 md desde el WIW-2 al SAC-10. La dirección de flujo no favorece a este sistema de inyección.

El frente de inyección no favorece al pozo SAC-10 desde el WIW-2. Este pozo no posee ninguna influencia de la inyección.

Sistema WIW2.3 (WIW-2 y SAC-60)

Pozo inyector WIW-2			Pozo productor SAC-60		
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Intervalo de producción	Reservorio	Facies
9484'-9496'	"U-1"	Planicies mareales	9465'-9480'	"U-1"	Canales mareales
9500'-9508'	"U-1"	Planicies mareales			

Continuidad Estructural y Sedimentaria:

No existe ninguna falla que interfiera con la continuidad de este sistema.

Los espesores de arena neta varían entre 26 y 6 pies en este sistema, desde el inyector al productor. Existe un cambio de facies de llanura mareal en el intervalo productor a facies de canales mareales en el intervalo inyector. (*ANEXO II, Corte WIW 2.3*).

Variación de la Porosidad, permeabilidad y Presión:

Los valores de la porosidad son 14 % en el inyector y 15% en el productor. La permeabilidad es ≈ 280 md en el inyector, mientras que 186 md para el SAC-60.

El frente de inyección del WIW-2 tiene una dirección Este, esto genera que ninguno de los pozos de observación que se consideran en estos sistemas, tenga influencia por parte del pozo inyector.

4.3.1.2.3 Pozo Inyector 3 (WIW-3)

Sistema WIW 3.1 (WIW-3 y SAC-50)

Pozo inyector WIW-3			Pozo productor SAC-50		
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Intervalo de producción	Reservorio	Facies
9510'-9524'	"U-1"	Planicies mareales	9650'-9670'	"T-1"	Canales mareales

Continuidad Estructural y Sedimentaria:

El sistema presenta continuidad, pues no existen fallas que interfieran entre estos pozos.

Los espesores de arena neta varían entre 53 y 42 pies en este sistema. Los intervalos de inyección y producción de este sistema se encuentran en zonas de barras mareales. (ANEXO II, Corte WIW 3.1).

Variación de la Porosidad, permeabilidad y Presión:

Los valores de porosidad son 16% en el inyector y 15% en el productor. La permeabilidad en el pozo WIW-3 es ≈ 520 md, mientras que en el pozo productor es 848 md. La presión disminuye de ≈ 2390 psi en el inyector a 2279 psi en el pozo SAC-50. La dirección de flujo contribuye a que exista una interconexión.

Radiotrazadores: No se ha registrado la presencia de radiotrazador en este pozo de observación (figura 4.9); su ausencia puede deberse a que no se cumple el tiempo de tránsito en el medio (Ver ANEXO IV).

Historiales de producción:

A partir del año 1995, el pozo SAC-50 produce únicamente del yacimiento “U”, con un caudal de 1449 BPPD y un BSW de 1.3 %, incrementándose el BSW, debido al probable efecto causado por el inyector WIW-3.

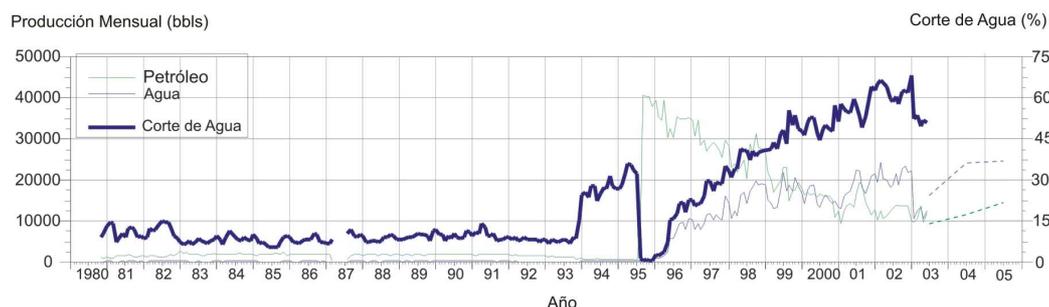


Figura 4.21. Historial de Producción en U. POZO SAC-50 (Referencia: Archivo PETROPRODUCCIÓN)

Las condiciones presentadas muestran que existe una probable interconexión entre estos pozos.

Sistema WIW 3.2 (WIW-3 y SAC-36)

Pozo inyector WIW-3			Pozo productor SAC-36		
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Intervalo de producción	Reservorio	Facies
9460'-9622'	“U-1”	Barras mareales	9450'-9505'	“U-1”	Barras mareales

Continuidad Estructural y Sedimentaria:

El sistema WIW 3.2 no está afectado por ningún tipo de falla.

Los espesores de arena neta varían entre 53 y 56 pies en este sistema inyector-productor. Los intervalos de los pozos WIW-3 y SAC-36 considerados en este sistema, se encuentran en zonas de barras mareales. (ANEXO II, Corte WIW 3.2).

Variación de la Porosidad, permeabilidad y Presión:

La porosidad en este sistema es de 16 %. La permeabilidad varía de ≈ 520 md en el inyector, a 321 md en el pozo productor. El frente de inyección desde el WIW-3 no presenta influencia en el SAC-36.

Historial de Producción:

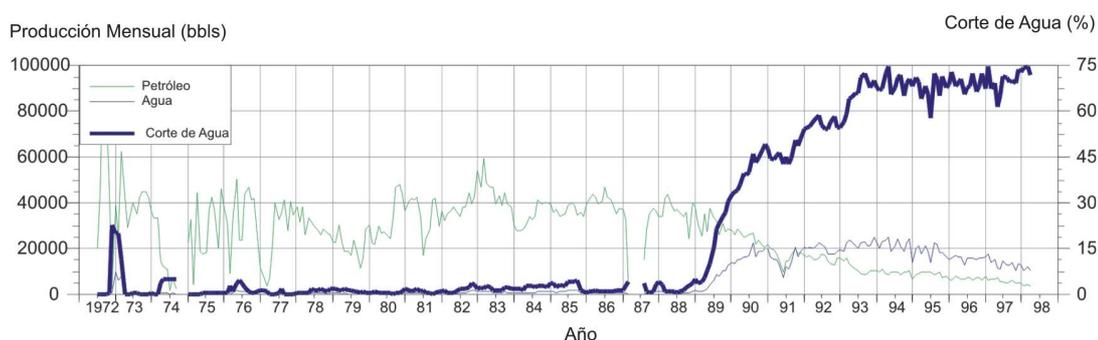


Figura 4.22. Historial de Producción en U. POZO SAC-36 (Referencia: Archivo PETROPRODUCCIÓN)

No se pueden apreciar mayores cambios en la curva de producción, que puedan asociarse al efecto de la inyección (fig. 4.22), previo al cierre del pozo en el año 1998.

No existe interconexión, pues la dirección de flujo no favorece a la inyección.

Sistema WIW 3.3 (WIW-3 y SAC-57)

Pozo inyector WIW-3			Pozo productor SAC-57		
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Intervalo de producción	Reservorio	Facies
9460'-9622'	"U-1"	Planicies mareales	9504'-9534'	"U-1"	Canales mareales

Continuidad Estructural y Sedimentaria:

El sistema no muestra ninguna falla que afecte su continuidad.

Los espesores de arena neta varían entre 53 y 31 pies en este sistema, desde el WIW-3 al SAC-57. El intervalo inyector se encuentra ubicado en facies de barras, mientras el de producción en facies de canales mareales. (ANEXO II, Corte WIW 3.3).

Variación de la Porosidad, Permeabilidad y Presión:

La porosidad se mantiene en 16% en este sistema. La permeabilidad en el pozo SAC-57 es ≈ 160 md, mientras que en el inyector es de ≈ 520 md. Los valores de la presión van desde ≈ 2390 psi en el inyector, a ≈ 2410 psi en el productor; la dirección de flujo obtenida para este sistema no favorece a una interconexión entre estos dos pozos.

No existe interconexión, pues la dirección de flujo no favorece a la inyección.

*4.3.1.2.4 Pozo Inyector 4 (WIW-4)***Sistema WIW 4.1 (WIW4 y SAC-57)**

Pozo inyector WIW-4			Pozo productor SAC-57		
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Intervalo de producción	Reservorio	Facies
9500'-9522'	"U-1"	Barras mareales	9504'-9534'	"U-1"	Canales mareales
9537'-9550'	"U-1"	Barras mareales			

Continuidad Estructural y Sedimentaria:

No existen fallas que generen barreras entre los pozos que componen el sistema.

Los espesores de arena neta en el sistema son: 40 y 31 pies, en el inyector y productor, respectivamente. El intervalo de inyección se encuentra localizado en facies de barras, mientras el productor en zonas de canales mareales. (ANEXO II, Corte WIW 4.1).

Variación de la Porosidad, Permeabilidad y Presión:

La porosidad en el inyector es 10 %, mientras que en el productor es 16%. La permeabilidad varía de ≈ 100 md en el inyector, a ≈ 160 md en el productor. La presión disminuye de ≈ 2450 psi en el pozo inyector, a ≈ 2410 en el productor. La dirección de flujo favorece a este sistema de inyección.

Historial de producción:

Este pozo actualmente se encuentra abandonado, existiendo una sola prueba de producción de 1980 del yacimiento "U" con un caudal inicial de 908 BPPD y un BSW de 0.2 %, al mes siguiente fue cerrado con un caudal de 305 BPPD y un BSW de 1%.

Existe probable interconexión, por los parámetros obtenidos, pero el pozo fue cerrado previo a la inyección.

Sistema WIW4.2 (WIW-4 y SAC-143)

Pozo inyector WIW-4			Pozo productor SAC-143		
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Intervalo de producción	Reservorio	Facies
9500'-9522'	"U-1"	Barras mareales	9467'-9475'	"U-1"	Canales mareales
9537'-9550'	"U-1"	Barras mareales	9500'-9516'	"U-1"	Canales mareales

Continuidad Estructural y Sedimentaria:

Los pozos que comprenden este sistema no se ven afectados por fallas que afecten su continuidad.

Los espesores de arena neta varían desde 40 pies en el pozo inyector a 34 pies en el productor. El sistema se encuentra en zonas de barras, para el intervalo de inyección, y canales mareales para el productor. (ANEXO II, Corte WIW 4.2).

Variación de la Porosidad, Permeabilidad y Presión:

La porosidad es 10 % en el pozo productor, mientras que 13% en el SAC-143. Los valores de permeabilidad son \approx 2450 psi en el inyector, y \approx 2304 psi en el pozo productor; la dirección del frente de inyección favorece a este sistema.

Historial de producción:

En Noviembre de 1996, se realizó una prueba de producción en este pozo que reporta un caudal de 241 BPPD y un BSW de 44.3%; en enero de 1997 es cerrado con un caudal de 168.54 BPPD y un BSW de 71.4%.

Existe probable interconexión por los parámetros obtenidos, pero la zona del pozo SAC-143 fue barrida por el agua de inyección. Cuando el pozo entró en producción (Noviembre 1996), probablemente el agua empujó el hidrocarburo fuera del área de influencia del pozo, perjudicando a la producción.

Sistema WIW4.3 (WIW-4 y SAC-54)

Pozo inyector WIW-4			Pozo productor SAC-143		
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Intervalo de producción	Reservorio	Facies
9500'-9522'	"U-1"	Barras mareales	9485'-9500'	"U-1"	Canales mareales
9537'-9550'	"U-1"	Barras mareales			

Continuidad Estructural y Sedimentaria:

El sistema no muestra fallas que afecten la continuidad del sistema.

Los espesores de arena neta en el sistema se mantienen en los 40 pies. El intervalo de inyección se encuentra en facies de barras, mientras que el de producción en facies de canales mareales. (ANEXO II, Corte WIW 4.3).

Variación de la Porosidad, Permeabilidad y Presión:

La porosidad es 10% en el inyector y 13 % en el pozo productor. La permeabilidad varía de ≈ 100 md (inyector), a ≈ 70 md (productor). La presión en el sistema es de ≈ 2450 psi en el WIW-4 y ≈ 2080 psi en el pozo SAC-54; la dirección de flujo favorece al sistema de inyección.

Historial de Producción:

El pozo SAC-54 se cerró en el año de 1985, no se puede determinar la influencia de la inyección en este pozo.

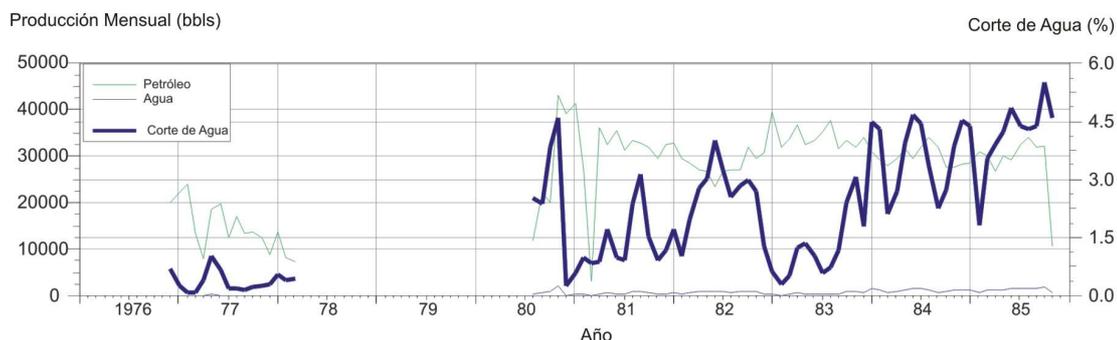


Figura 4.23. Historial de Producción en U. POZO SAC-54 (Referencia: Archivo PETROPRODUCCIÓN)

Existe una probable interconexión por los parámetros obtenidos, pero el pozo SAC-54 fue cerrado previo a la inyección.

Sistema WIW4.4 (WIW-4 y SAC-89)

Pozo inyector WIW-4			Pozo productor SAC-143		
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Intervalo de producción	Reservorio	Facies
9500'-9522'	"U-1"	Barras mareales	9458'-9470'	"U-1"	Canales mareales
9537'-9550'	"U-1"	Barras mareales	9477'-9487'	"U-1"	Canales mareales

Continuidad Estructural y Sedimentaria:

La continuidad del sistema no se ve afectada por ninguna falla.

Los espesores de arena neta varían desde 40 pies en el inyector a 15 pies en el productor. El intervalo de inyección se encuentra localizado en facies de barras mareales, mientras que los de producción en facies de canales mareales. (ANEXO II, Corte WIW 4.4).

Variación de la Porosidad, Permeabilidad y Presión:

La porosidad tiene valores de 10 % en el pozo inyector y de 14 % en el productor. La permeabilidad es de ≈ 100 md en el WIW-4 y de 285 md en el SAC-89. La dirección de flujo no favorece a la inyección.

No existe interconexión, la dirección de flujo no favorece al sistema de inyección.

4.3.1.2.5. *Pozo Inyector 5 (WIW-5)*

Sistema WIW 5.1 (WIW-5 y SAC-89)

Pozo inyector WIW-5			Pozo productor SAC-89		
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Intervalo de producción	Reservorio	Facies
9460'-9488'	"U-1"	Barras mareales	9458'-9470'	"U-1"	Canales mareales
			9477'-9487'	"U-1"	Canales mareales

Continuidad Estructural y Sedimentaria:

El sistema no presenta fallas que interfieran en su continuidad.

Los espesores netos arenosos son 6 pies en el inyector y 15 pies en el productor. Los intervalos de producción e inyección se encuentran ubicados en facies de canales mareales separados por zonas que zonas intercanales que presentan facies de llanuras mareales. (ANEXO II, Corte WIW 5.1).

Variación de la Porosidad, Permeabilidad y Presión:

La porosidad en el WIW-5 es 13%, mientras que en el SAC-89 es 14%. La permeabilidad varía desde ≈ 300 md en el pozo inyector a 285 md en el productor.

Los valores de presión son ≈ 2050 psi en el inyector y 2000 psi en el SAC-89. La dirección de flujo favorece a este sistema

Historial de Producción:

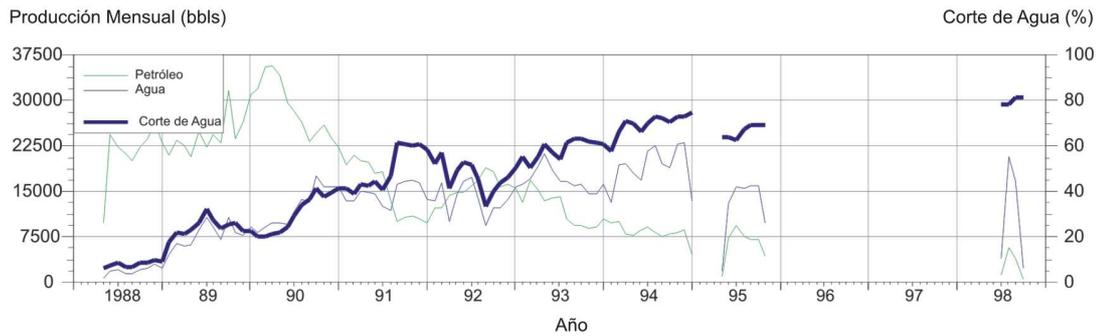


Figura 4.24. Historial de Producción en U. POZO SAC-89 (Referencia: Archivo-PETROPRODUCCIÓN)

A partir de 1991 se presenta un incremento en la producción en este pozo, que puede atribuirse al efecto de la inyección.

Existe una probable interconexión para este sistema.

Sistema WIW 5.2 (WIW-5 y SAC-139)

Pozo inyector WIW-5			Pozo productor SAC-139		
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Intervalo de producción	Reservorio	Facies
9460'-9488'	"U-1"	Barras mareales		"U-1"	Canales mareales

Continuidad Estructural y Sedimentaria:

No existen fallas que interfieran en la continuidad de este sistema.

Los espesores de arena neta en el sistema son 6 pies en el WIW-5 y 7 pies en el SAC-139. El intervalo de inyección se localiza en facies de canales mareales, mientras que el productor en facies de llanuras mareales. (*ANEXO II, Corte WIW 5.2-5.3*).

No existe continuidad de los cuerpos arenosos, además el pozo SAC-139 no produce en el yacimiento "U".

No existe interconexión para este sistema, pues no existe continuidad de los cuerpos arenosos.

Sistema WIW 5.3 (WIW-5 y SAC-59)

Pozo inyector WIW-5			Pozo productor SAC-59		
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Intervalo de producción	Reservorio	Facies
9460'-9488'	"U-1"	Canales mareales	9503'-9518'	"U-1"	Barras mareales

Continuidad Estructural y Sedimentaria:

No existe ninguna falla entre estos dos pozos que interfiera en la continuidad del sistema.

Los espesores de arena neta son 15 y 55 pies en el inyector y productor, respectivamente. El sistema se encuentra en zonas de canales mareales (inyector) y de barras mareales (productor). (*ANEXO II, Corte WIW 5.2-5.3*).

Variación de la Porosidad, Permeabilidad y Presión:

La porosidad en el sistema es 13%, mientras que la permeabilidad presenta valores de ≈ 300 md en el WIW-5 y ≈ 53 md en el SAC-59. La dirección de flujo no favorece al sistema

No existe interconexión para este sistema. La dirección de flujo determinada no permite una influencia de la inyección desde el pozo WIW-5 al SAC-59.

a tabla 4.7 resume los resultados de los análisis:

POZO INYECTOR	Sistema	Probable Interconexión	
		T-1	U-1
WIW-1	WIW 1.1	NO	SI
	WIW 1.2	NO	SI
	WIW 1.3	NO	NO
	WIW 1.4	SI	NO
WIW 2	WIW 2.1	----	NO
	WIW 2.2	----	NO
	WIW 2.3	----	NO
WIW-3	WIW 3.1	NO	SI*
	WIW 3.2	NO	NO
	WIW 3.3	SI	NO
WIW-4	WIW 4.1	NO	SI
	WIW 4.2	NO	SI
	WIW 4.3	SI	SI
	WIW 4.4	SI	NO
WIW-5	WIW 5.1	NO	SI
	WIW 5.2	NO*	NO
	WIW 5.3	NO*	NO

*Adicional análisis de radiotrazadores.

Tabla. 4.7. Interconexión probable de los diferentes sistemas

Los sistemas de inyección implementados en Sacha, no presentan mayor influencia en la producción, incluso el sistema WIW 4.2 interfirió de manera negativa en el pozo SAC-143. Se determinaron dos pozos en los que probablemente la inyección de fluidos beneficia a la producción en el yacimiento “U”: SAC-6 y SAC-50.

El presente estudio pretende generar un nuevo arreglo de los sistemas de inyección que beneficie a los pozos que se encuentran actualmente en producción.

4.3.2 ZONAS PROPENSAS PARA INYECCIÓN

Las zonas del campo con mayor potencial para la implementación de sistemas como el de inyección de agua constituyen las zonas de *barras y canales mareales*, ya que presentan espesores considerables de arena limpia con menores intercalaciones. Sin embargo todos estos depósitos se caracterizan por la presencia de cortinas de lodo o *mud drapes*, las cuales dificultan el tránsito de un fluido dentro del medio que se considera como el más adecuado.

La implementación de pozos inyectoros involucra una simulación del tránsito del fluido en el medio, lo que hace necesario determinar líneas de flujo que favorezcan a los pozos productores, para que se realice un correcto barrido del hidrocarburo por el fluido inyectado. Esta simulación deberá controlar el volumen de agua a inyectarse así como la presión a la cual será introducida en el sistema.

A continuación se presentan zonas con buen potencial para la inyección. Su selección se realizó en base a los parámetros utilizados para determinar la interconexión, sin considerar las profundidades de producción en cada pozo y las líneas de flujo que se determinarán de acuerdo a la posición de los sistemas de inyección.

4.3.2.1 Arenisca T-1

ZONA		POZOS	Análisis Sedimentario	Análisis Petrofísico
N O R T E	1	32*	Espesores Totales: 45-50 pies Espesores Netos de Arena: 40-50 pies Litofacies: Mayor a 10.	Porosidad: 15-17% Permeabilidad: 150-200 md Presión: 2200-2300 Psi
C E N T R O	2	51*	Espesores Totales: 55-60 pies Espesores Netos de Arena: 55-60 pies Litofacies: Mayor a 30	Porosidad: 15-17% Permeabilidad: 90-100 md Presión: 1600-1650 Psi
	3	WIW-1 39	Espesores Totales: 65-90 pies Espesores Netos de Arena: 65-80 pies Litofacies: Mayor a 8	Porosidad: 15-16% Permeabilidad: 100-150 md Presión: 750-800 Psi
	4	8 22 70 85 102* 104	Espesores Totales: 60-75 pies Espesores Netos de Arena: 30-45 pies Litofacies: entre 3-5	Porosidad: 15-17% Permeabilidad: 300-750 md (SAC-70) Presión: 1000-1700 Psi
	5	33* 54 119 143 145*	Espesores Totales: 40-65 pies Espesores Netos de Arena: 25-60 pies Litofacies: 10 (SAC-143)	Porosidad: 12-15% Permeabilidad: 150-200 md Presión: 1600-2000 Psi (disminuyendo hacia SAC-33)
	6	28* 55 86 88* 91* 101 108* 112 116 139*	Espesores Totales: 50-95 pies Espesores Netos de Arena: 45-85 pies Litofacies: Mayor de 8 (SAC-28, 55, 91, 108, 112 y 116)	Porosidad: 15-18% Permeabilidad: 150-800 md (mayor a 600 md: SAC-88 y 112) Presión: 800-3400 Psi (SAC-112)
S U R	7	61 111*	Espesores Totales: 60-70 Espesores Netos de Arena: 30-40 pies Litofacies: Entre 2-6	Porosidad: 17-20% Permeabilidad: 100-300 md Presión: 900-950 Psi

Tabla 4.8. Zonas de interés para inyección considerando análisis sedimentario y petrofísico en T-1(*pozos productores actuales)

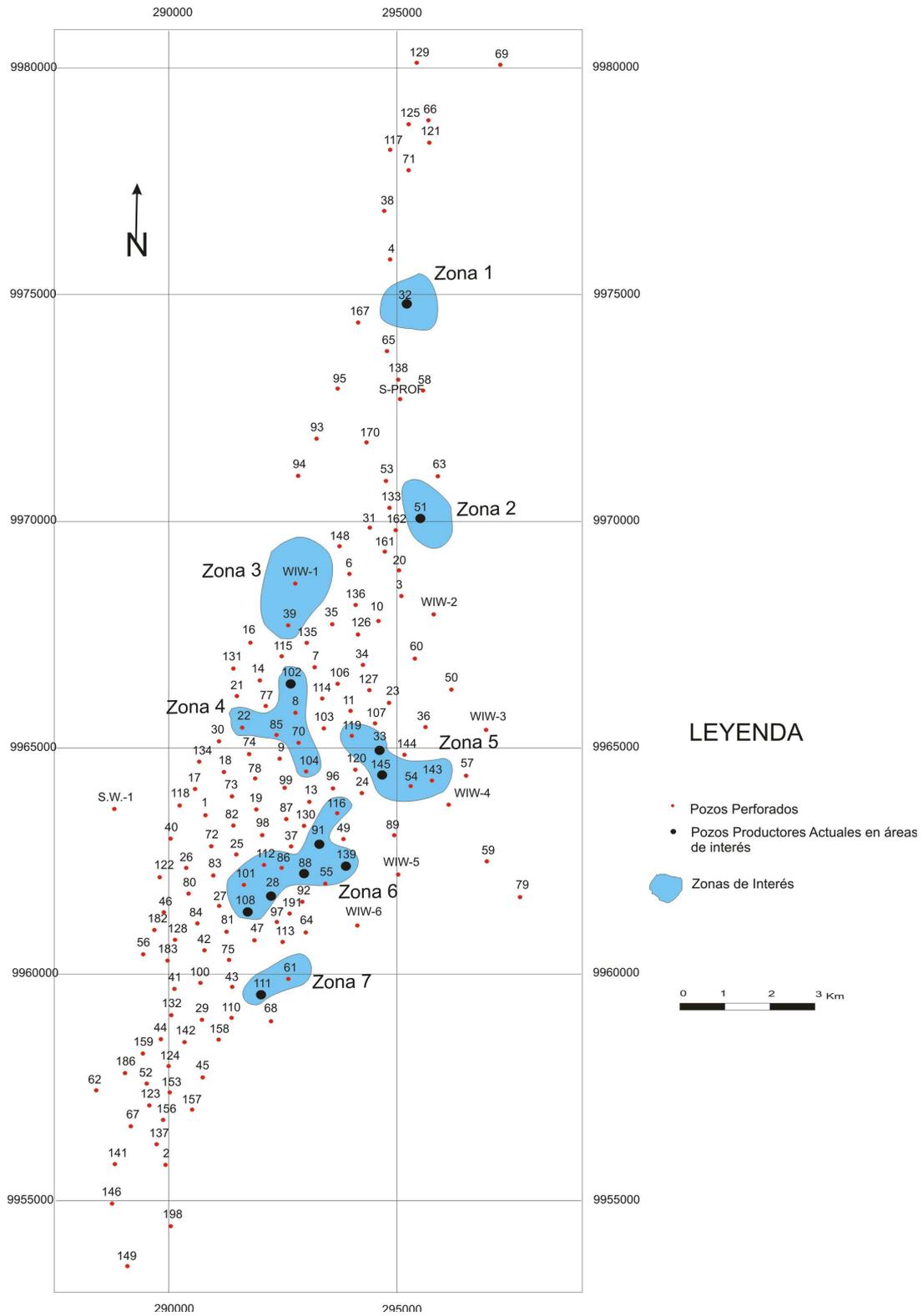


Figura 4.25. Zonas de interés para inyección en T-1

4.3.2.2 Arenisca U-1

ZONA		POZOS	Análisis Sedimentario	Análisis Petrofísico		
N O R T E	1	4 38 71 117	Espesores Totales: 50-75 pies Espesores Netos de Arena: 35-40 pies Litofacies: mayor a 10 (SAC-4 y 38)	Porosidad:15-20% Permeabilidad: 40-100 md Presión: 1600-1675 Psi		
		C E N T R O	7* 22* 77* 85* 102 103 106 114	Espesores Totales: 50-80 pies Espesores Netos de Arena: 45-70 pies Litofacies: 10 (SAC-22 y 85) y mayor a 30 (SAC-77 y 114)	Porosidad:12-18% Permeabilidad: 100-200 md Presión:1000-1200 Psi	
			3	WIW-3 23* 33 36 50* 107	Espesores Totales: 60-85 pies Espesores Netos de Arena: 45-50 pies Litofacies: Mayor a 10 (WIW-3 y SAC- 36)	Porosidad:15-18% Permeabilidad: 300-850 md Presión: 1500-2400 Psi, aumentando hacia WIW-3
			4	1* 19* 25* 72* 78* 82* 83 86 98* 101 112	Espesores Totales: 60-85 pies Espesores Netos de Arena: 60-70 pies Litofacies: 8 (SAC-72 y 112), mayor a 10 (SAC-1, 19 y 86), mayor a 20 (SAC-25, 82 y 98)	Porosidad: 17-18% Permeabilidad: 150-450 md Presión: 1000-1050 Psi
S U R	6	47 81* 97	Espesores Totales: 40-80 pies Espesores Netos de Arena: 35-75 pies Litofacies: 9 (SAC-47), mayor a 10 (SAC-81 y 97)	Porosidad: 15-18% Permeabilidad: 150-350 md Presión: 1000-1300 Psi		
		29 52 123 124 142* 153*	Espesores Totales: 40-70 pies Espesores Netos de Arena: 40-70 pies Litofacies: Mayor a 8 (todos)	Porosidad: 18-20% Permeabilidad: 50-150 md Presión: 1100-3445 (SAC-123)		

Tabla 4.9. Zonas de interés para inyección considerando análisis sedimentario y petrofísico en U-1(*pozos productores actuales)

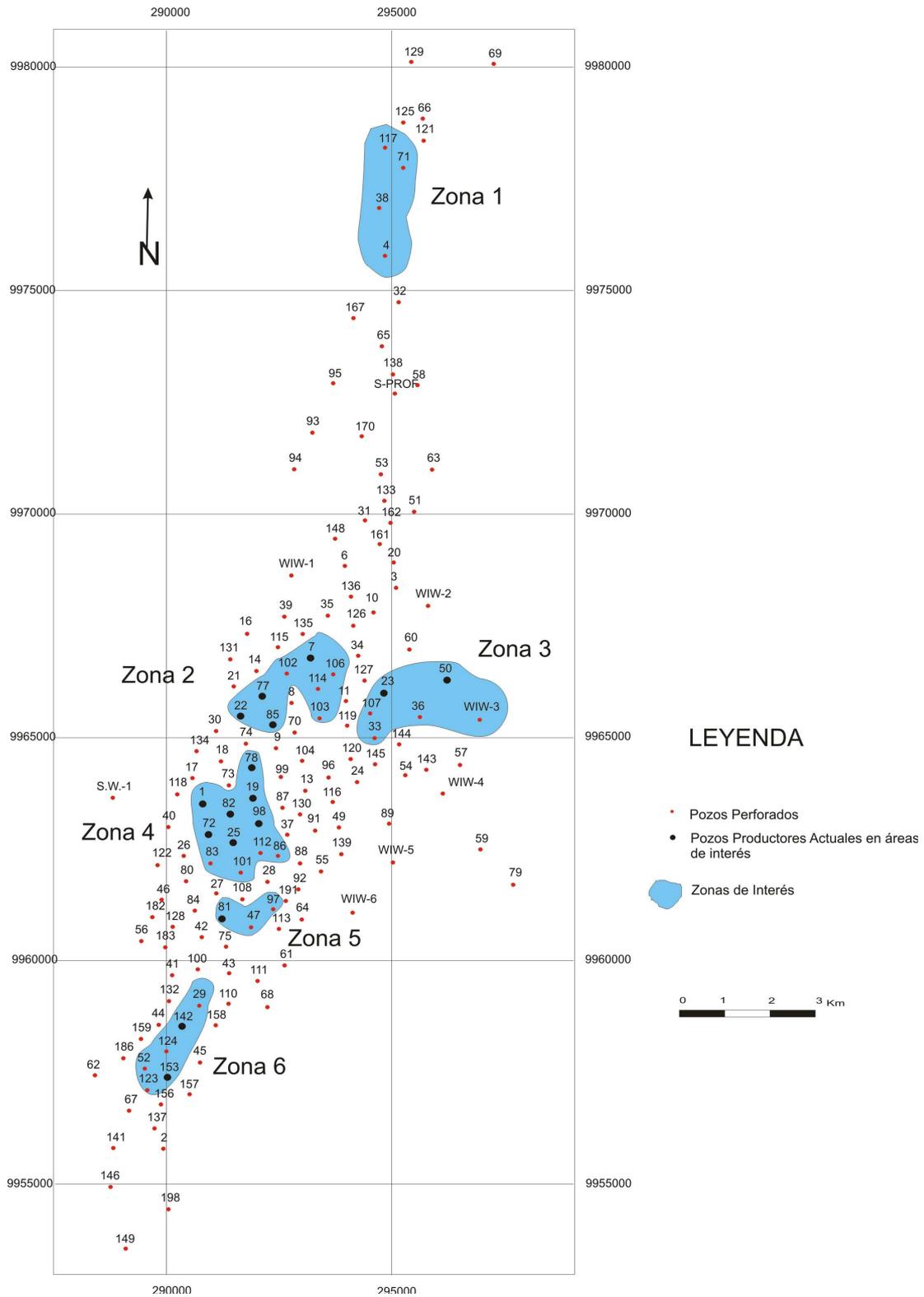


Figura 4.26. Zonas de interés para inyección en U-1

4.3.3 REUBICACIÓN DE POZOS INYECTORES

El estado actual de los pozos en el campo Sacha, permite un arreglo en *spot* o geométrico para los sistemas de inyección (figura 4.10). Los pozos que se encuentran cerrados actualmente pueden utilizarse como inyectores para optimizar la producción. A partir del modelo planteado, se localizaron zonas que poseen buenas características sedimentarias y estructurales donde puede implementarse este tipo de arreglo (Tabla 4.10).

T-1		U-1	
ZONA	Posibles Pozos Inyectores	ZONA	Posibles Pozos Inyectores
1	4, 65, 167	1	No existe producción actual
2	63, 53	2	8, 14,70, 106, 114, 115, 135
3	No existe producción actual	3	36, 60, 127, WIW-3
4	7, 14, 114, 115	4	37, 87, 99, 101, 112, 118
5	54, 107, 144	5	47, 75, 108
6	47, 49, 55, 92, 97, 130, 191	6	29, 45, 123, 156, 157, 158, 159, 186
7	61, 68, 110		

Tabla 4.10. Posibles pozos inyectores para T-1 y U-1

CAPITULO 5.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- El análisis secuencial determinó dos secuencias de segundo orden dentro de las areniscas T y U, en las cuales se encuentran otras superficies de inundación de menor orden, ambas secuencias están formadas por un cortejo sedimentario transgresivo (IT) y un cortejo de alto nivel (PAN):

Secuencia “T” (Albiano medio-Cenomaniano medio): Esta secuencia está conformada por las Areniscas “T-1” y “T-2” (IT), y la caliza “B” y las lutitas “U” (PAN). Esta secuencia se encuentra limitada por (LS-T1) y (LS-U1). Los cortejos sedimentarios se encuentran separados por la Superficie de Máxima Inundación (SMI-CB). Dentro del (IT), se encontró una superficie de inundación (SI-T1), que separa las areniscas “T-1” y “T-2”.

Secuencia “U” (Cenomaniano medio-Turoniano medio): Está conformada por las Arenisca “U-1” y “U-2” y la parte inferior de la caliza “A” (IT), donde se encuentra la Superficie de Máxima Inundación (SMI-CA), que separa al (IT) del (PAN) constituido por la parte superior de la Caliza “A”. La secuencia “U” se encuentra entre los límites de secuencia (LS-U1) y (LS-CA). La superficie de inundación (SI-U1), separa a las Areniscas “U-1” y “U-2”, dentro del (IT).

“T-1” y “U-1” fueron depositados en el inicio de la subida del nivel del mar (estado de transgresión temprana), son paquetes arenosos continuos con bajo contenido de glauconita y matriz arcillosa, tamaño de grano medio a grueso, presentando U-1 mayor continuidad y espesor con respecto a T-1.

T-2 y U-2, son depósitos de arena ricos en glauconita y carbonatos, formados en ambientes de baja energía, se presentan intercalados con lutitas mostrando la heterogeneidad y dificultando la continuidad entre pozos.

- En base al análisis de núcleos las estructuras presentes tales como: capas dobles de lodo, pantallas de lodo, ritmitas, bioturbación, estratificación: ondulada, rizada, flaser y lenticular determinan un ambiente dominado por mareas.
- Los mayores espesores de arena se registran en la parte central del Campo, en T-1 y U-1, producto de un cambio de régimen energético de la actividad mareal en esta zona. Al norte y sur del campo se produce la depositación de sedimentos finos, donde disminuye la velocidad de las mareas.
- Las facies sedimentarias encontradas dentro el Campo para T-1 y U-1 son: Barras, Canales y Planicies Mareales.
- La estructura Sacha es un sistema de fallas transcurrentes que generan cizalla tipo dextral. El sistema formado posee una serie de fallas de dirección N-S, así como una estructura en forma de cola de caballo, hacia el sur del Campo, producto de la cizalla dextral, además existe un conjunto de estructuras antitéticas con dirección NNW-SSE que permiten dividir al Campo en bloques o compartimentos, donde los valores de litofacies, porosidades y presiones difieren uno del otro.
- El modelo depositacional que mejor se ajusta a nuestro criterio a los ambientes descritos en núcleos, a la forma de las electrofacies y a la geometría definida en base a las correlaciones entre pozos para las areniscas "T" y "U" en el Campo Sacha, es el de plataforma mareal.

- La ausencia de valles incisos en las lutitas subyacentes Napo Basal y lutita U bajo T-1 y U-1 respectivamente, además de los bajos porcentajes de fragmentos carbonáceos y falta de evidencias fluviales descartan un ambiente estuarino.
- La cuenca oriente se ajusta al sistema moderno de acomodación del Mar del Norte, donde prevalecen ambientes fluviales, estuarinos y de plataforma. Por consiguiente nuestro modelo depositacional considera que las zonas que presentan facies estuarinas se encuentra hacia el Este del Campo Sacha.
- El factor más importante en la depositación de las areniscas “T” y “U” en el campo Sacha constituye el Eustatismo.
- La sísmica 3D no muestra evidencia de actividad tectónica en la depositación de las areniscas T y U entre el Albiano y Cenomaniano, aunque no se descarta un pulso extensivo post-rift que haya controlado la sedimentación, que generó estructuras no apreciables por la sísmica, debido a su baja resolución.
- En función de las características sedimentarias y petrofísicas, las facies que presentan mejores condiciones para la interconexión entre pozos son las barras y canales mareales. Las facies de planicies arenosas mareales pueden presentar interconexión, aunque la circulación de fluidos no es tan eficiente como en los depósitos que exhiben las facies anteriores, por tener gran porcentaje de matriz y/o intercalación de lutitas. Se debe tomar en consideración que la presencia de *mud drapes* (pantallas de lodo) e incluso la estratificación cruzada, son capaces de dificultar la circulación de fluidos en un medio.

- Del análisis de 17 sistemas (pozos inyectores-pozos productores de influencia) para determinar la interconexión, se llegó a obtener los siguientes resultados:

POZO INYECTOR	Sistema	Pozos Involucrados	Probable Interconexión	
			T-1	U-1
WIW-1	WIW 1.1	WIW-1, 6	NO	SI
	WIW 1.2	WIW-1, 136	NO	SI
	WIW 1.3	WIW-1, 35	NO	NO
	WIW 1.4	WIW-1, 39, 135	SI	NO
WIW 2	WIW 2.1	WIW-2, 3	----	NO
	WIW 2.2	WIW-2, 10	----	NO
	WIW 2.3	WIW-2, 60	----	NO
WIW-3	WIW 3.1	60, 50, WIW-3	NO	SI
	WIW 3.2	23, 36, WIW-3	NO	NO
	WIW 3.3	WIW-3, 57	SI	NO
WIW-4	WIW 4.1	57, WIW-4	NO	SI
	WIW 4.2	144, 143, WIW-4	NO	SI
	WIW 4.3	145, 54, WIW-4	SI	SI
	WIW 4.4	89, WIW-4	SI	NO
WIW-5	WIW 5.1	89, WIW-5	NO	SI
	WIW 5.2	139, WIW-5	NO	NO
	WIW 5.3	WIW-5, 59	NO	NO

El efecto de la inyección es mínimo, únicamente 4 pozos productores relacionados a los inyectores están actualmente en producción, en “T” (SAC-59 y SAC-139) y en “U” (SAC-6 y SAC-50), los demás pozos se encuentran cerrados ó con daño mecánico. En base al análisis realizado consideramos que la inyección ha influenciado de forma positiva en los pozos SAC- 6 y SAC-50 en “U-1”.

- De los resultados obtenidos no se reconoce una influencia positiva de la inyección en el pozo SAC-143, pues el agua de inyección pudo haber movilizó el hidrocarburo de la zona de influencia del pozo.
- El arreglo periférico en sistemas de inyección en el Campo Sacha no es el más conveniente, el estado actual del campo requiere de un arreglo que cause influencia en los pozos que se encuentran en producción generando un barrido óptimo del hidrocarburo por parte del fluido inyectado. Consideramos que el arreglo en spots o geométrico en sistemas de inyección es el más adecuado para los reservorios “T” y “U” en el campo Sacha, donde existen actualmente pocos pozos en producción.
- La técnica de radiotrazadores sirve para determinar el comportamiento dinámico del agua inyectada, en el Campo Sacha se la utilizó en el 2002 con el fin de definir la interconexión entre pozos inyectores y productores, los pozos escogidos fueron: para la arenisca “T-1” (WIW-5, SAC-59 y SAC-139) y para la arenisca “U-1” (WIW-3 y SAC-50). En el caso de la arenisca “T-1”, consideramos que no se obtendrá respuestas del radiotrazador, pues no se muestra interconexión entre el pozo inyector y los de observación. Para el ensayo realizado en la arenisca “U-1”, estimamos que el trazador aún se encuentra en tránsito dentro del reservorio, pues consideramos que existe una probable interconexión en este sistema.
- La reinyección de aguas de formación a partir de Noviembre de 1996, genera un retraso en el tránsito del trazador, pues el tritio reacciona con aguas connatas, lo cual dificulta su detección.
- Para determinar el verdadero efecto de la inyección se deben realizar registros de *Build-up* en los pozos que se encuentran dentro de la influencia del agua de

inyección, para determinar las direcciones de movimientos de flujos en base esencialmente a los cambios de gradientes de presión en los reservorios.

- La generación de un nuevo plan de inyección de agua, involucraría determinar las líneas de flujo o el avance del frente de agua que permitan favorecer a los sistemas de inyección-producción, teniendo en cuenta que el factor principal en un sistema de recuperación secundaria es el conocimiento geológico del campo (geometría de los depósitos, continuidad de los cuerpos sedimentarios y tipos de depósitos).