



Oportunidades Exploratorias en la Cuenca Guajira Costa Adentro

Autores:

Maria Rosa Cerón Gil
Oscar Mauricio Castellanos
Mario Fernando Barragán Arias
Gustavo Montenegro Buitrago
Christian Sánchez Gélvez
Cesar Mora
Juan Pablo Reyes
Helga Niño
Adriana Martinez
Leidy Niz

Septiembre, 2009



***Hay oportunidades exploratorias en la Cuenca
Guajira Costa Adentro?***



- Ubicación de la cuenca y generalidades
- Evidencias y producción de hidrocarburos
- Actividad exploratoria de la cuenca
- Geología del petróleo de la cuenca (elementos sistema petrolífero)

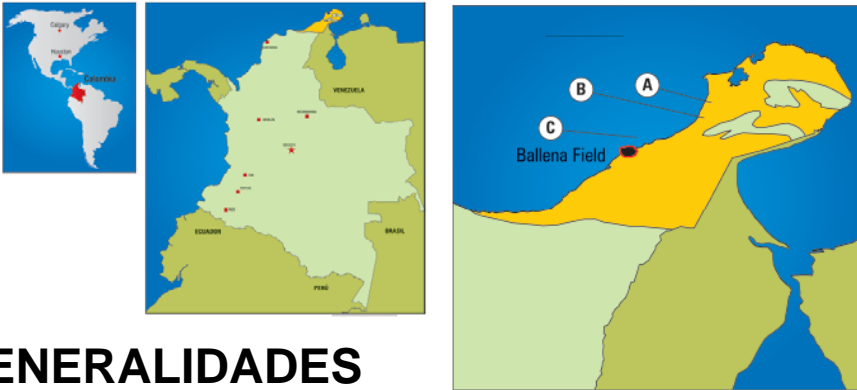
- Hay oportunidades exploratorias en la Cuenca Guajira Costa Adentro?



- **Ubicación de la cuenca y generalidades**
- Evidencias y producción de hidrocarburos
- Actividad exploratoria de la cuenca
- Geología del petróleo de la cuenca (elementos sistema petrolífero)
- Hay oportunidades exploratorias en la Cuenca Guajira Costa Adentro?

UBICACIÓN DE LA CUENCA Y GENERALIDADES

Mapa de ubicación (América, Colombia y cuenca) La ANH debió generar un mapa de modelo y que será usado para la presentación de las demás cuencas



LOCALIZACIÓN

GENERALIDADES

Área 12600 km².

Localización en el norte colombiano, cercana a la Cuenca Maracaibo

Tipo de cuenca de margen transtensional

Tipos de hidrocarburos 70% de gas y 30% de crudo

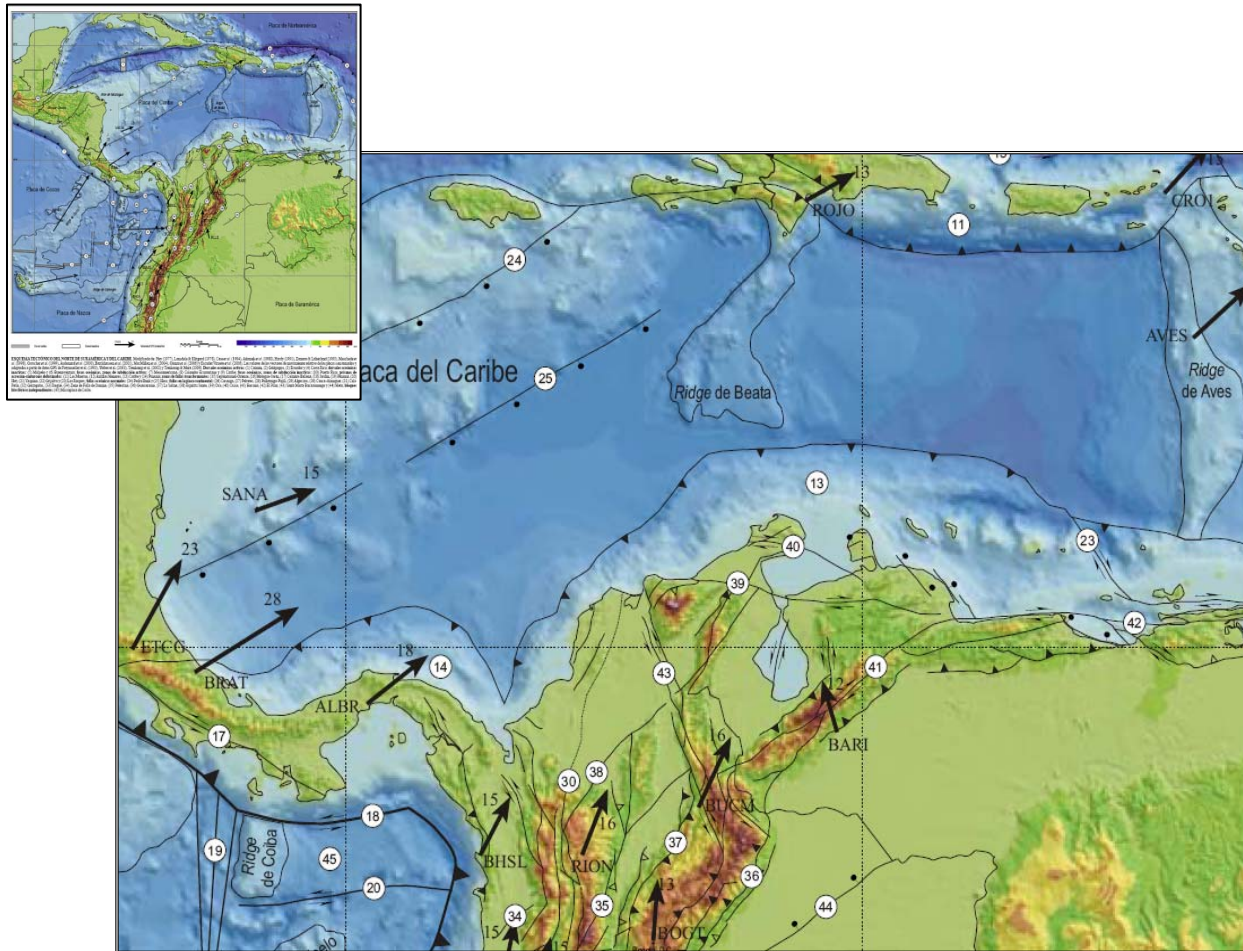
Reservorios Rocas siliciclásticas y calizas

Pozos exploratorios 22

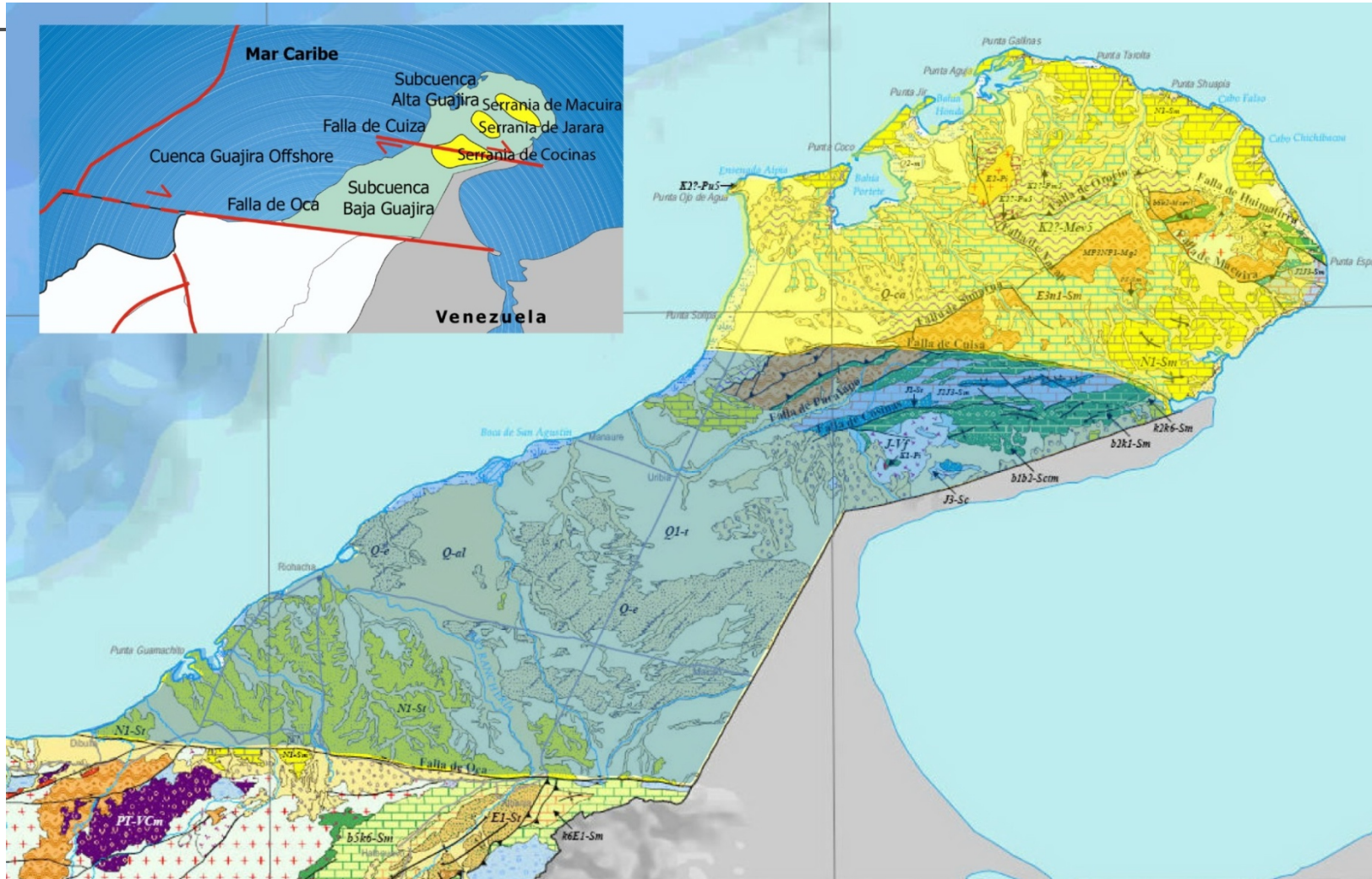
Sísmica 2D adquirida 5400 km aprox.

INFRAESTRUCTURA PETROLERA





Ubicación de la cuenca y generalidades



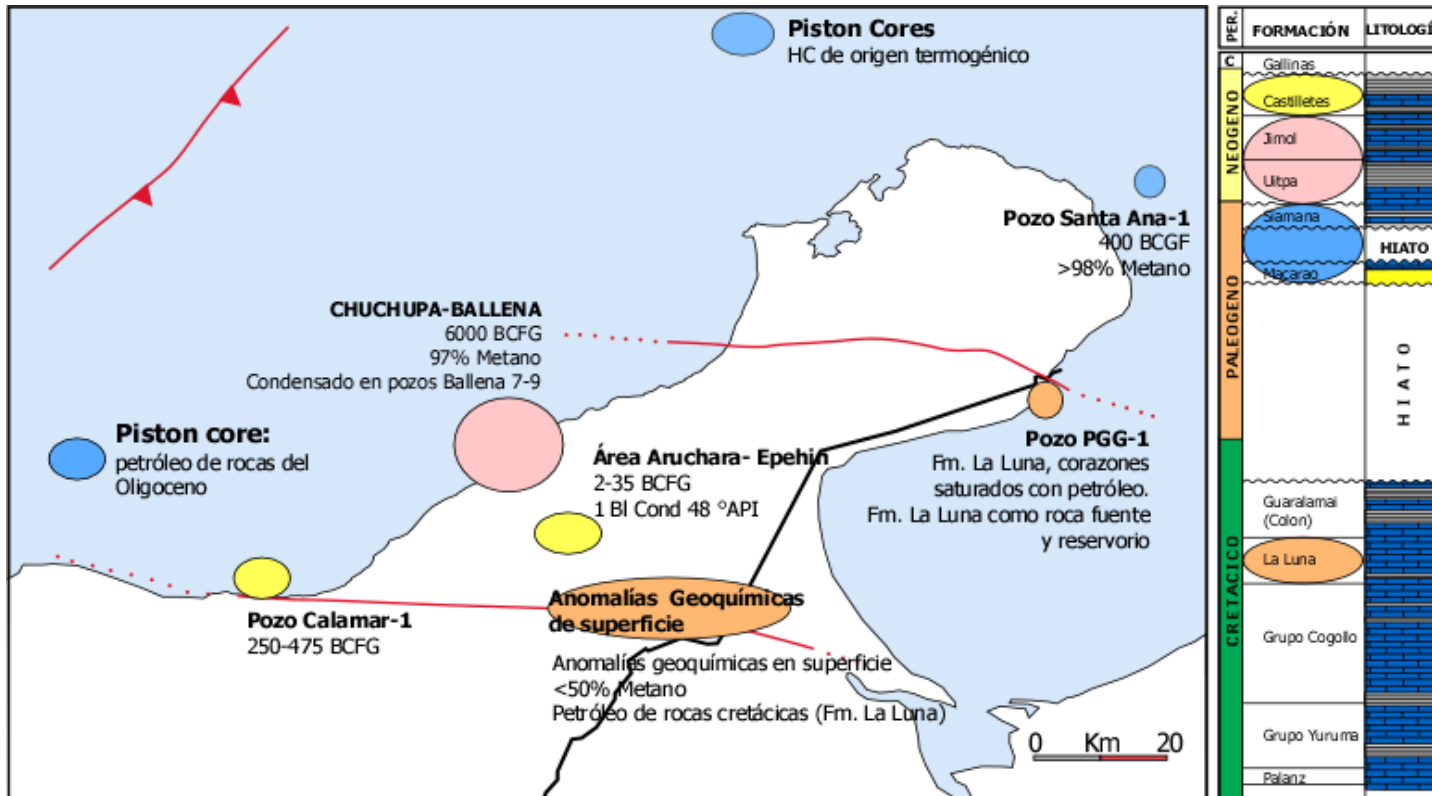
INGOMINAS 2007



Agenda

- Ubicación de la cuenca y generalidades
- Evidencias y producción de hidrocarburos
- Actividad exploratoria de la cuenca
- Geología del petróleo de la cuenca (elementos sistema petrolífero)
- Hay oportunidades exploratorias en la Cuenca Guajira Costa Adentro?

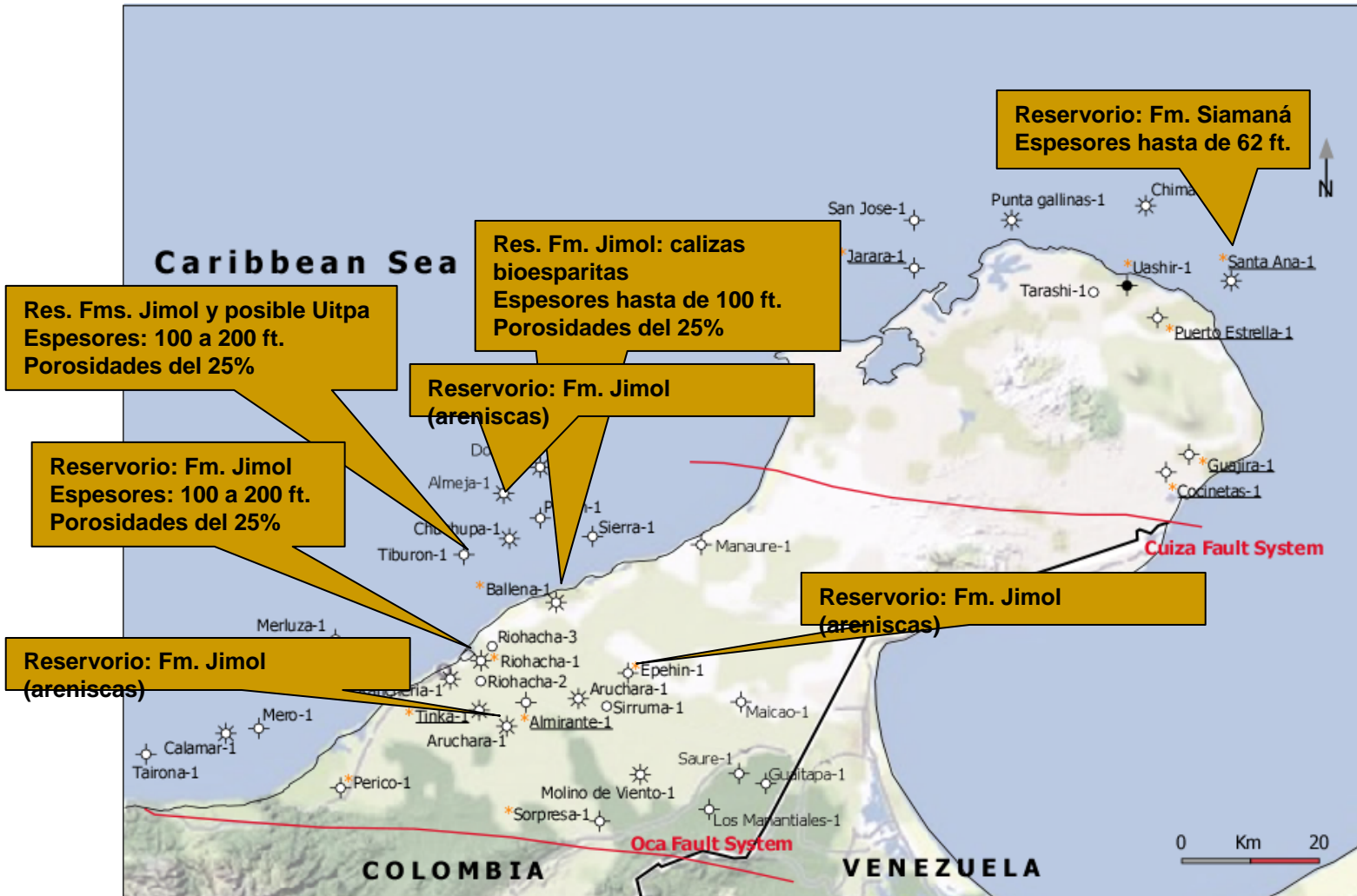
EVIDENCIAS DE HIDROCARBUROS



Campos productores

- **CAMPO CHUCHUPA.** Texaco en 1973: ~3500 GPCG
- **CAMPO BALLENA.** Texaco en 1973: ~1257 GPCG
- **CAMPO RIOHACHA.** Texaco en 1975: ~92 GPCG
- **SANTA ANA** (no comercial). Mobil en 1979: 400 GPCG - 15 MPCGD

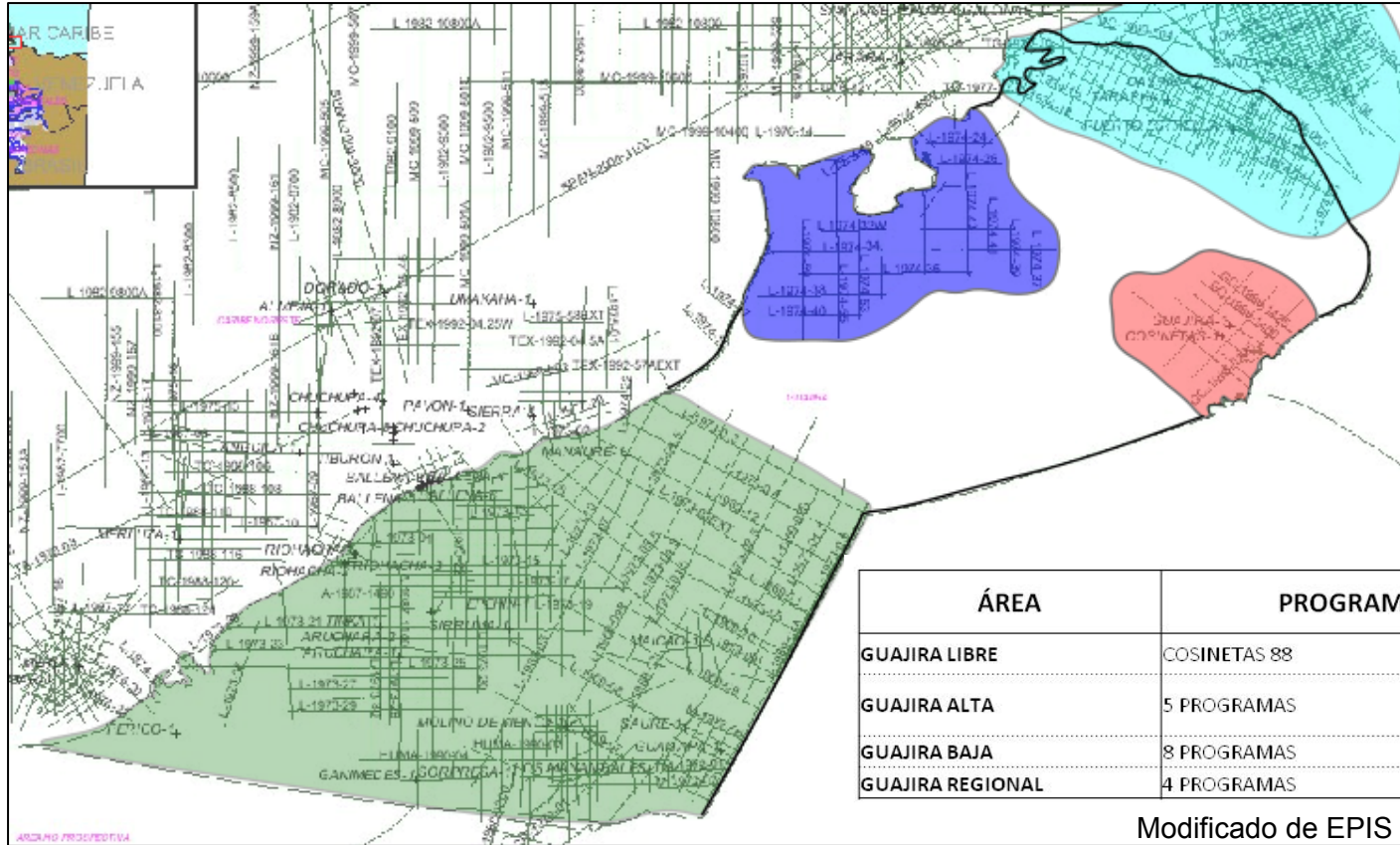
EVIDENCIAS DE HIDROCARBUROS





- Ubicación de la cuenca y generalidades
- Evidencias y producción de hidrocarburos
- Actividad exploratoria de la cuenca
- Geología del petróleo de la cuenca (elementos sistema petrolífero)
- Hay oportunidades exploratorias en la Cuenca Guajira Costa Adentro?

ACTIVIDAD EXPLORATORIA. SÍSMICA ADQUIRIDA



30.000 kilómetros aprox. de sísmica adquirida en *Costa Adentro* y *Costa Afuera* desde 1967 hasta hoy

ACTIVIDAD EXPLORATORIA. POZOS PERFORADOS

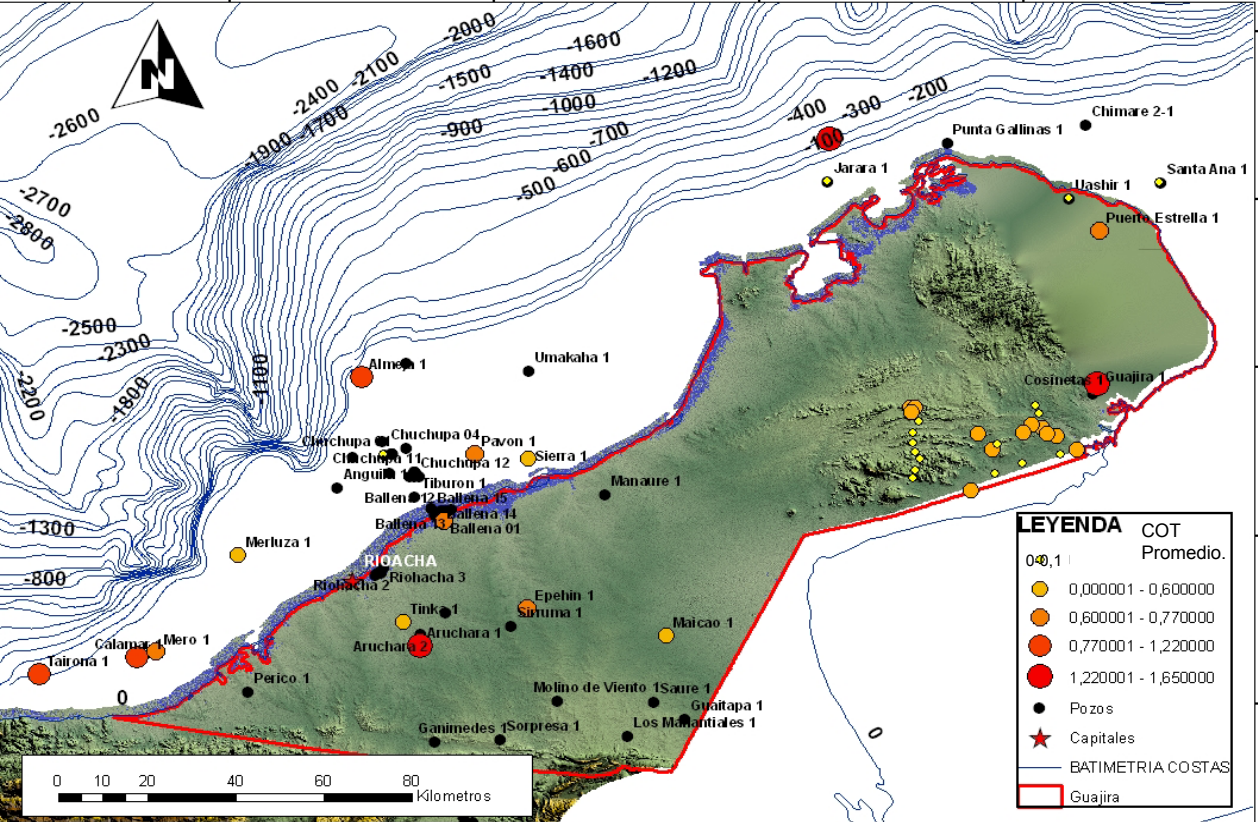


**37 pozos exploratorios en *Onshore* y *Offshore* desde finales de los 40's hasta hoy
22 en onshore**



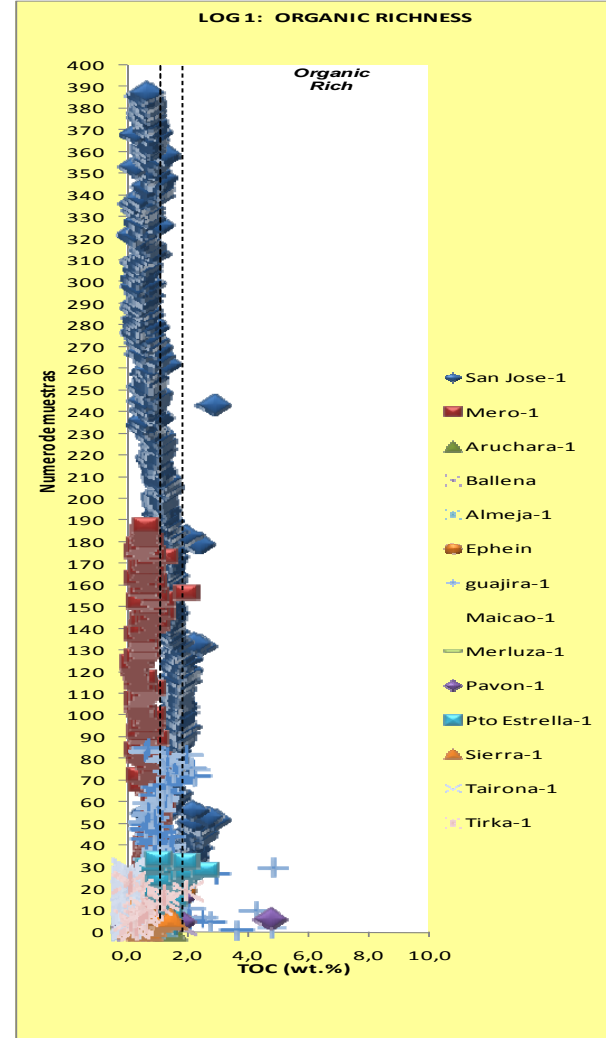
- Ubicación de la cuenca y generalidades
- Evidencias y producción de hidrocarburos
- Actividad exploratoria de la cuenca
- Geología del petróleo de la cuenca (elementos sistema petrolífero)
- Hay oportunidades exploratorias en la Cuenca Guajira Costa Adentro?

Roca fuente de hidrocarburos. Cantidad roca fuente



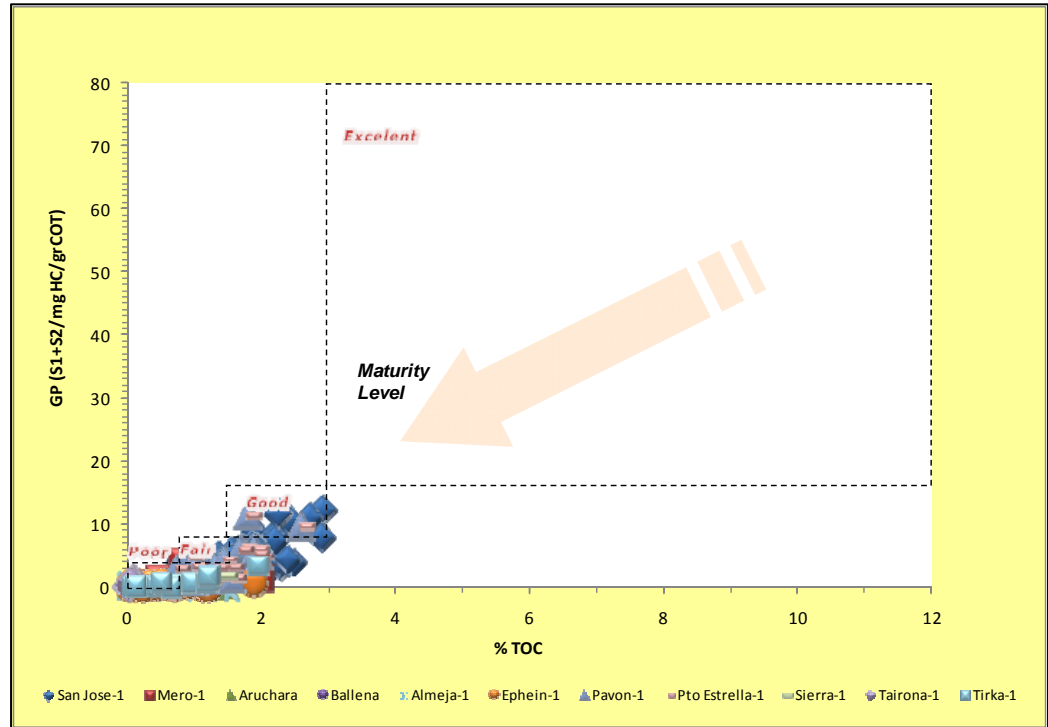
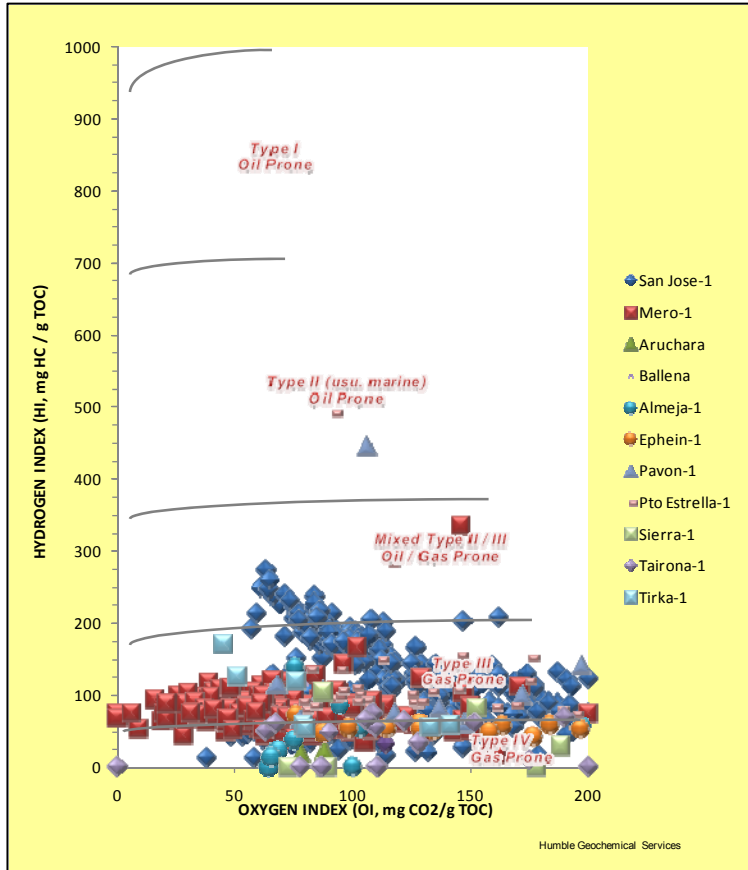
El COT promedio en toda la cuenca es bajo (< 0,5%)
 Los pozos con mejores TOC son Guajira-1, San Jose-1 y Aruchara-1 (1,22-1,65%TOC) Los TOC más bajos son afloramientos en la serranía de Cocinas (rocas Jurásicas y Cretácicas)

Se resaltan algunos intervalos con aumento del TOC (pozos San José-1, Guajira-1 y Pavón-1)



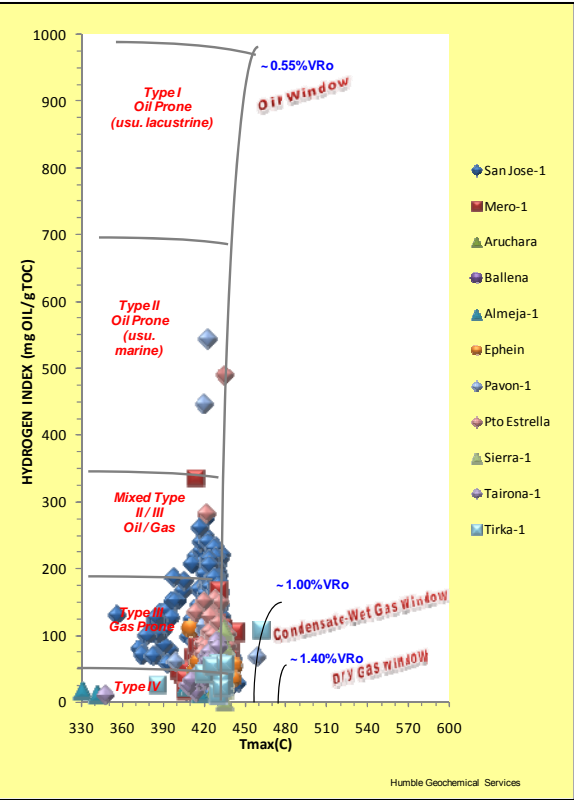
Roca fuente de hidrocarburos. Calidad Roca fuente

El tipo de kerógeno evaluado es III/IV (origen continental) con potencial generador de gas;
Muestras del pozo San Jose-1 contiene mezcla de kerógeno tipo II/III con potencial generador de gas y aceite.

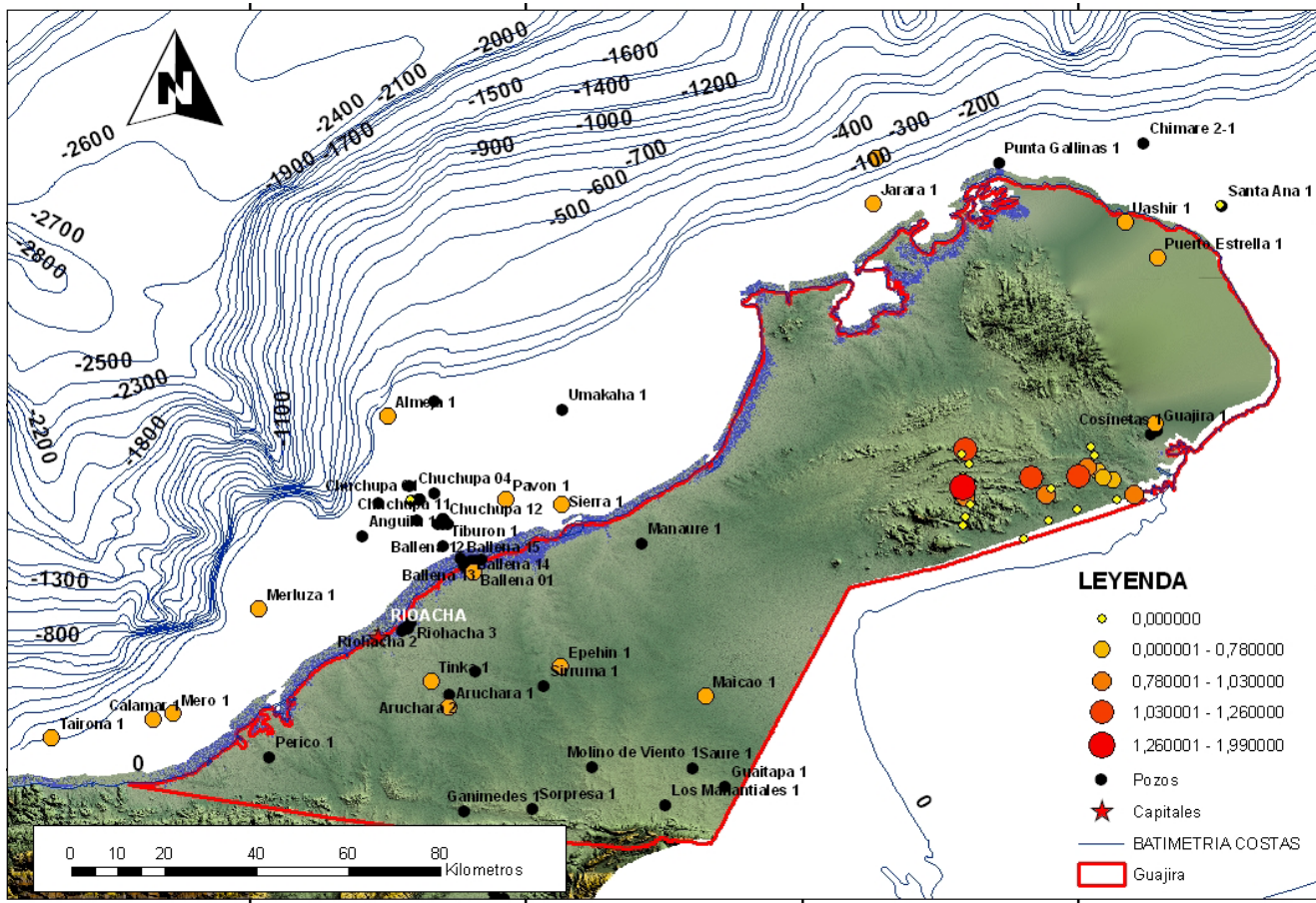


Los pozos evaluados presentan potencial generador entre pobre y bueno; las muestras con mejor potencial son de los pozos San Jose-1, Pavon-1 y Puerto Estrella-1

Roca fuente de hidrocarburos. Madurez Roca fuente

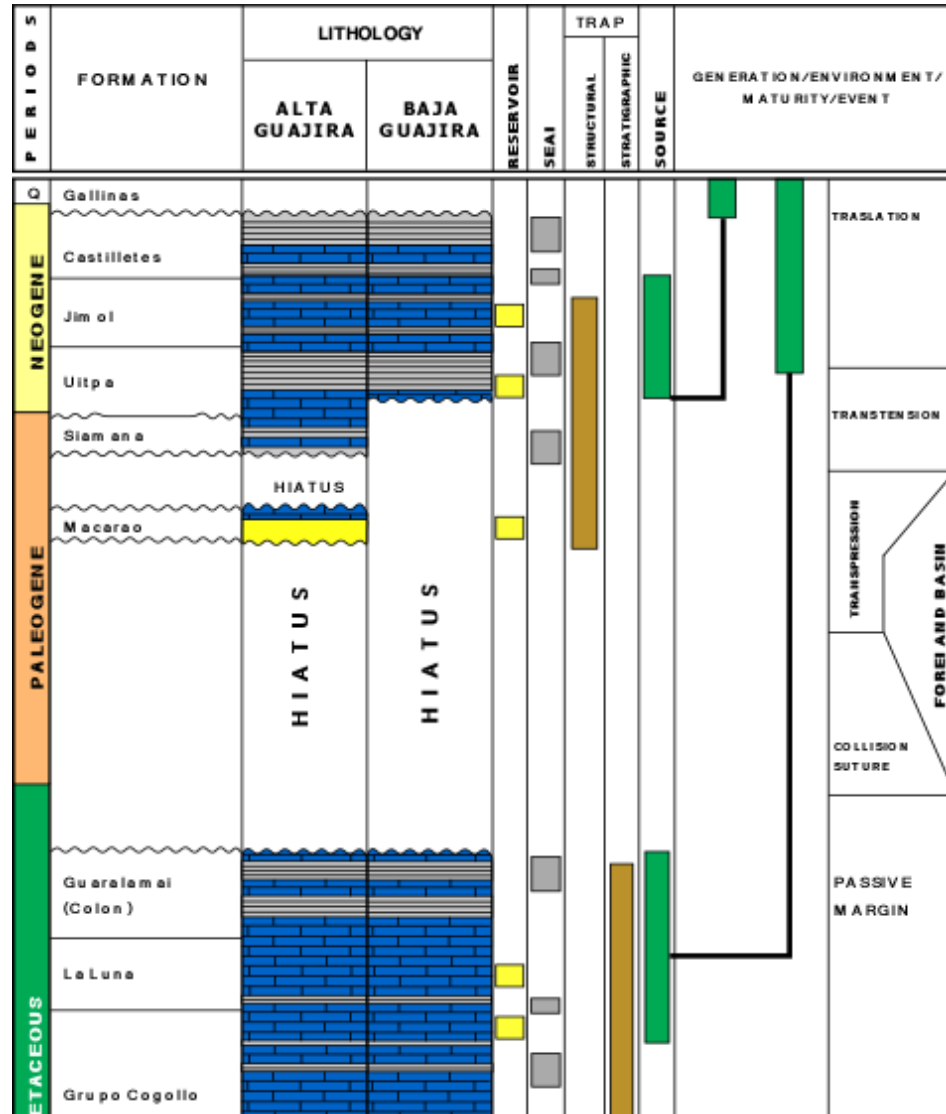


Las muestras evaluadas caracterizan la secuencia terciaria como inmadura; excepto las de pozos Mero-1, Tinka-1, Ephein-1 y San Jose-1 (en inicio de ventana de generación de aceite)



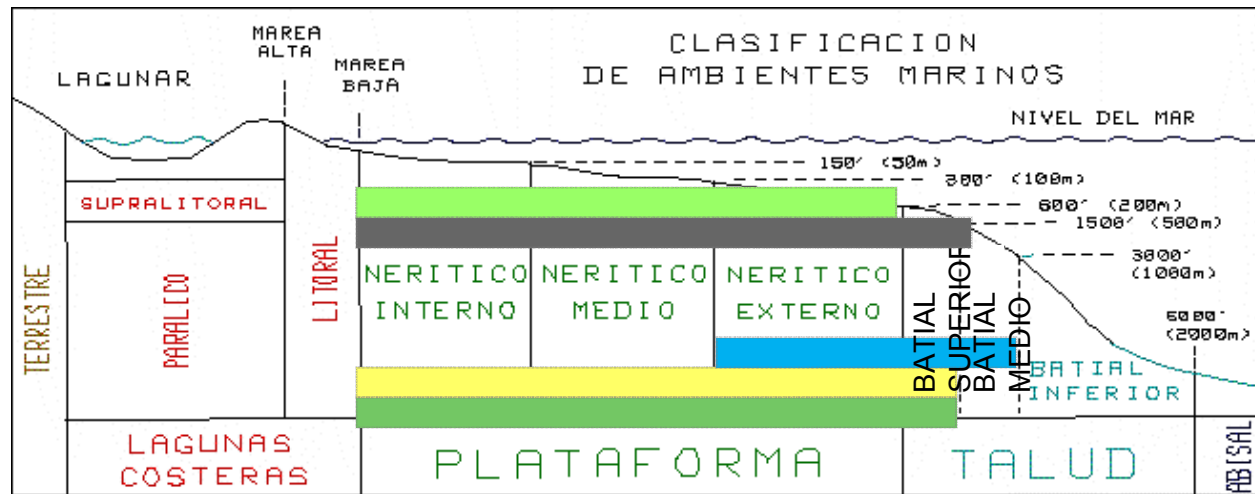
En general toda la cuenca (rocas terciarias) presenta un nivel bajo de evolución térmica (rocas inmaduras) con valores de % Ro menores de 0.7, mientras que la serranía de Cosinas contrasta con valores correspondientes a la ventana de gas en rocas principalmente Jurásicas y Cretácicas

Rocas Reservorios sellos. Alta Guajira

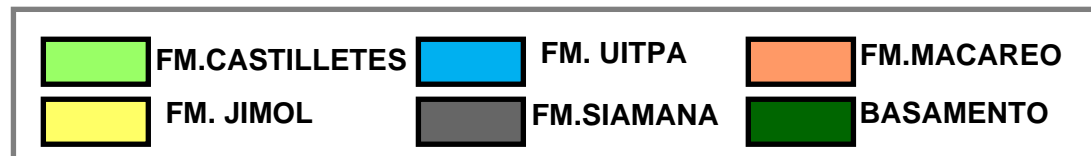


Rocas Reservorios y sellos. Alta Guajira

Estratigrafía, ambientes de depositación



Tomado de Duque Caro, 1999





Rocas Reservorios y sellos.

Alta Guajira

Reservorio.

- ✓ Formación Siamaná. Depósitos calcáreos con facies arrecífales y las areniscas y areniscas calcáreas.
- ✓ Formación Uitpa. Intercalaciones de arenisca y caliza.

Sello.

- ✓ Lodolitas y lodolitas calcáreas de la Formación Uitpa y Jimol y los depósitos de la parte media a superior de la Formación Castilletes.

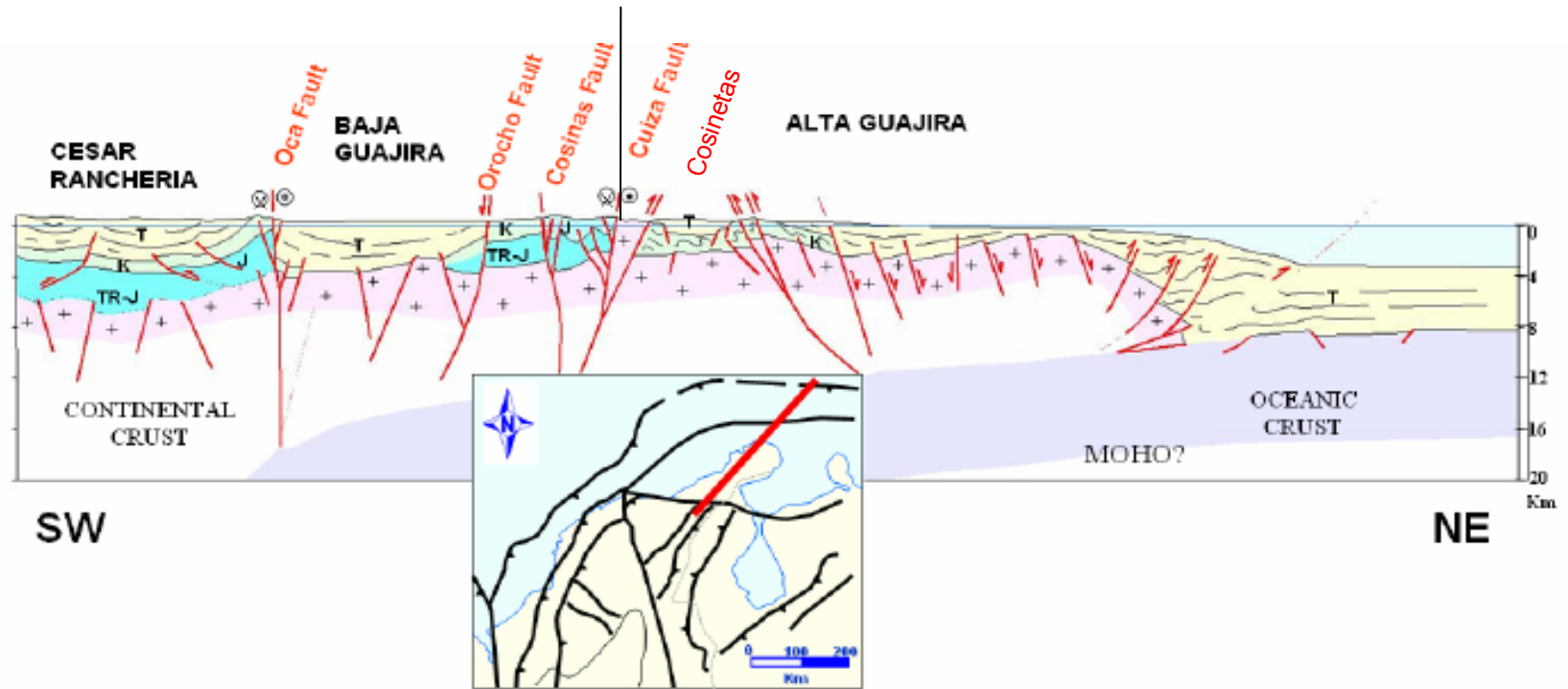
Baja Guajira Reservorio.

- ✓ Formaciones Jimol y Uitpa. Areniscas calcáreas y areniscas.
- ✓ La Formación Uitpa. Areniscas de ambientes de plataforma.
- ✓ Formación Jimol. Areniscas calcáreas con porosidades hasta del 27%. Los reservorios calcáreos del Mioceno temprano en el campo Ballenas se asocian con bancos de carbonatos.
- ✓ Las intercalaciones de areniscas de la Formación Castilletes tienen potencial como roca reservorio.

Sello.

- ✓ Formación Castilletes. Lodolitas
- ✓ Formación Jimol. Lodolitas y calizas
- ✓ El sello para los reservorios del Mioceno temprano en la Baja Guajira correspondería con los depósitos de la parte media a superior de la Formación Castilletes.

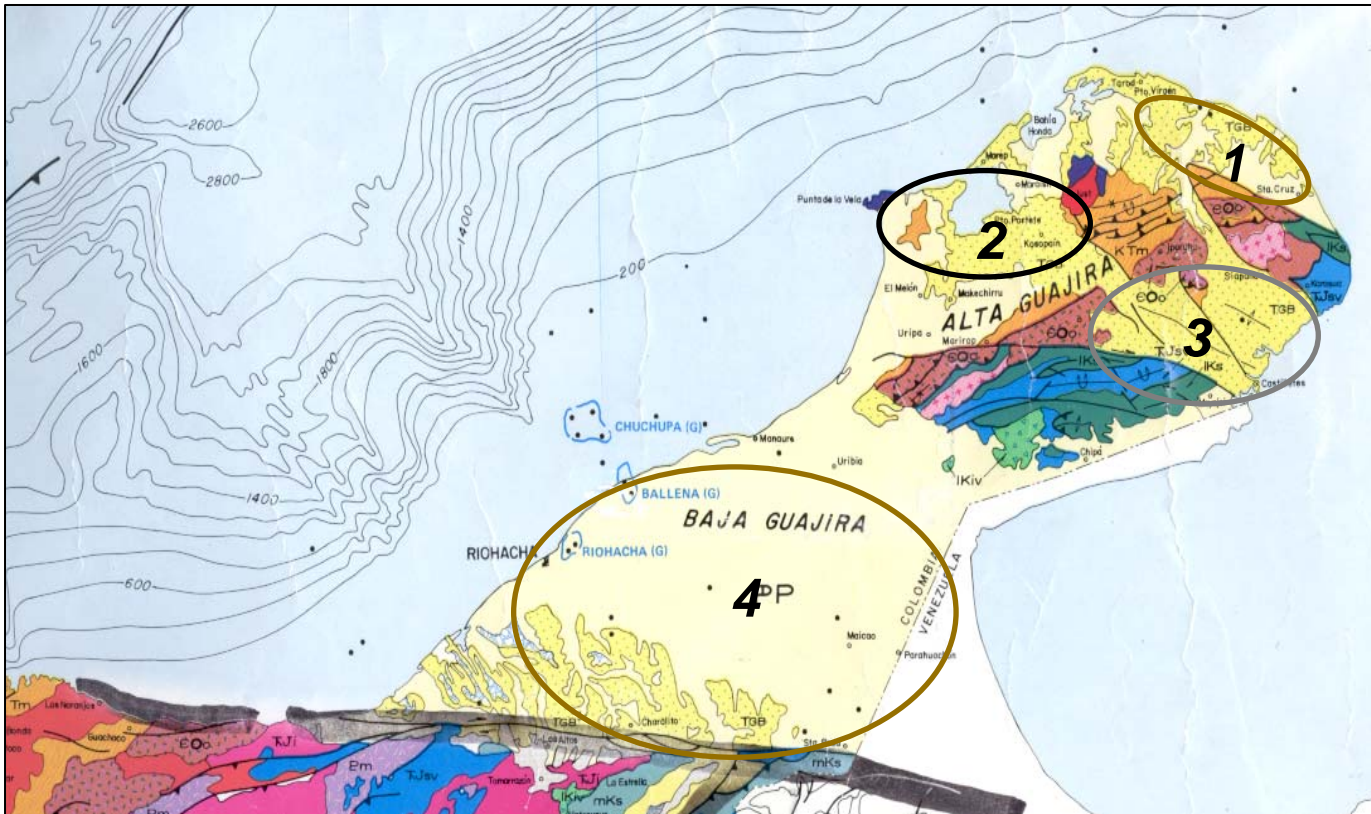
Estructural y trampas de hidrocarburos



Corte regional Norte Sur de la cuenca

Ramirez, 2007.

Estructuras y Tipos de trampas



Guajira Alta

1- Subcuenca Chimare

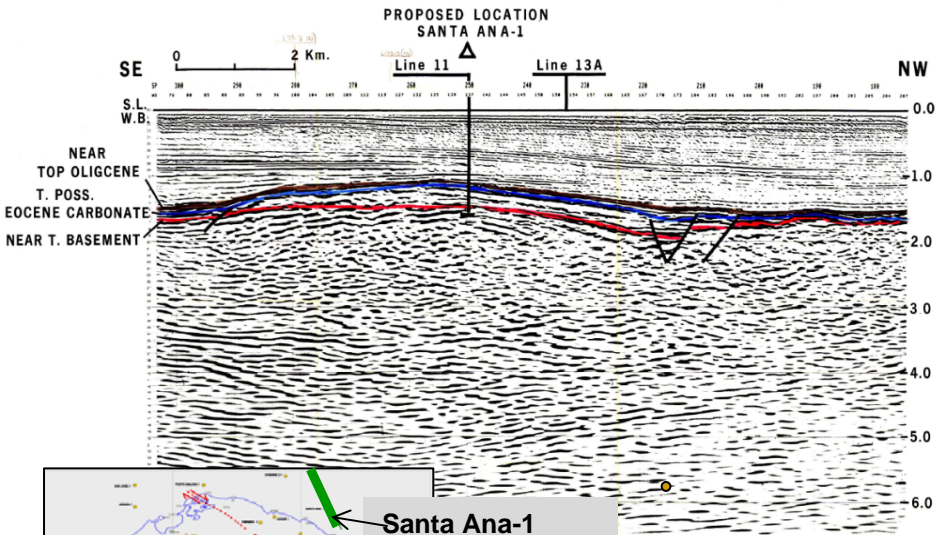
2- Subcuenca Portete

3- Subcuenca Cosinetas

4- Guajira Baja

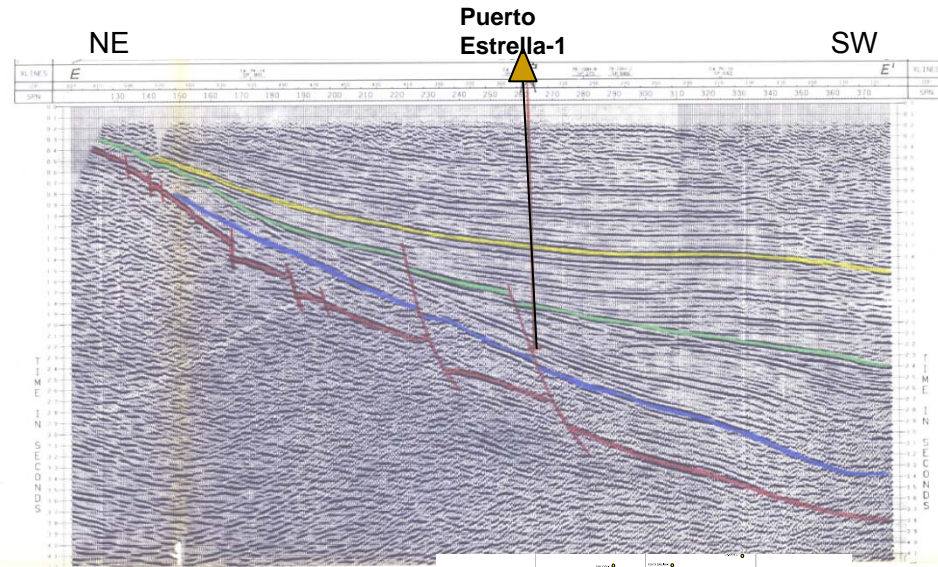
Área 1- Sub Cuenca Chimare

Línea MBH-79-12

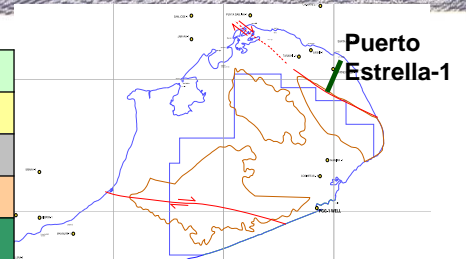


Santa Ana-1	Jimol
	Uitpa
	Siamana
	Macarao

Línea GBH-78-17

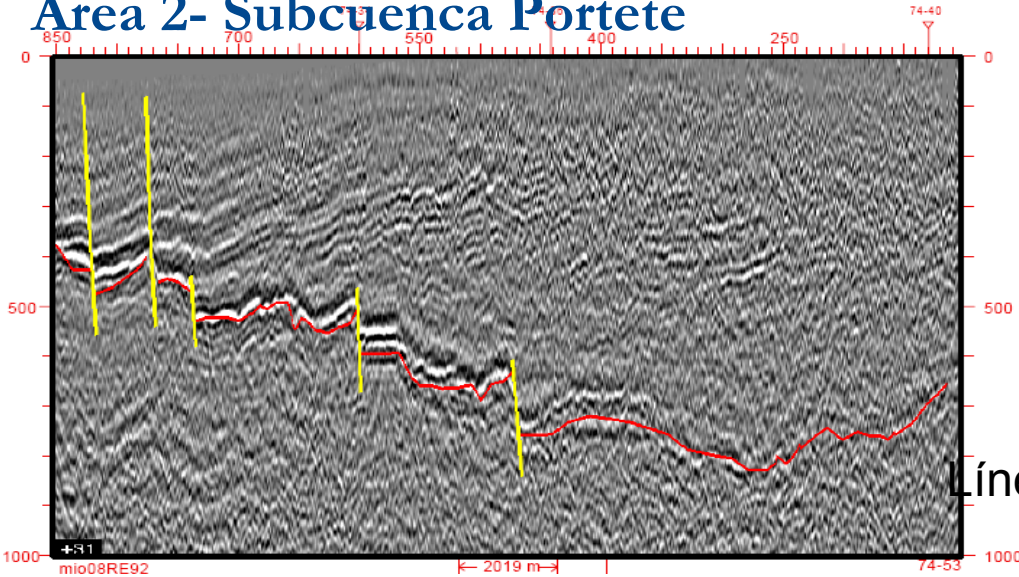


Puerto Estrella-1	Castilletes
	Jimol
	Siamana
	Macarao
	Basamento

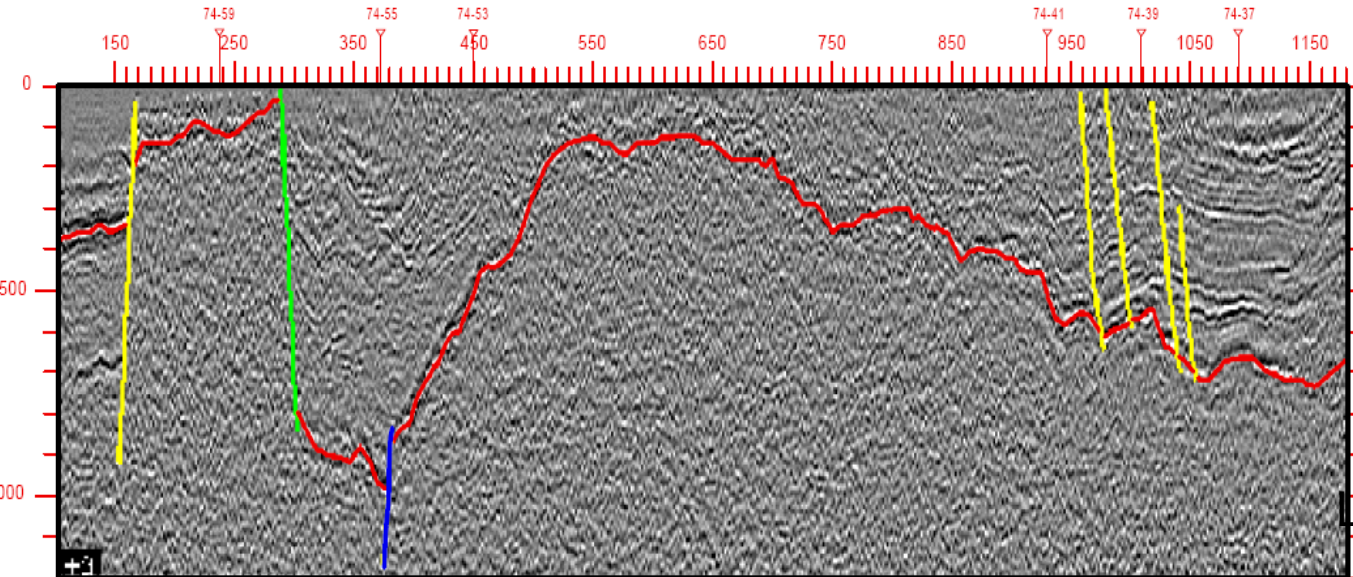
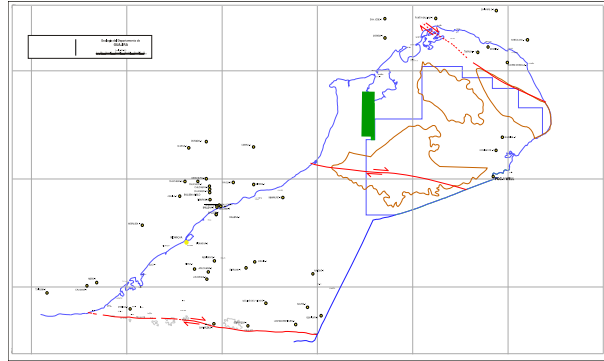


Ecopetrol, 1992

Área 2- Subcuenca Portete

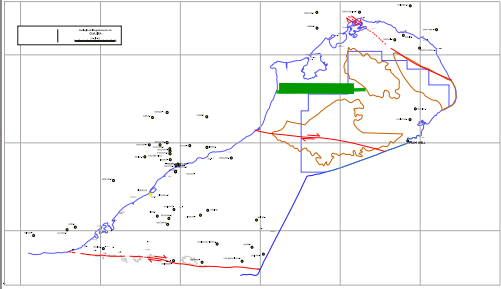


Línea L-74-53



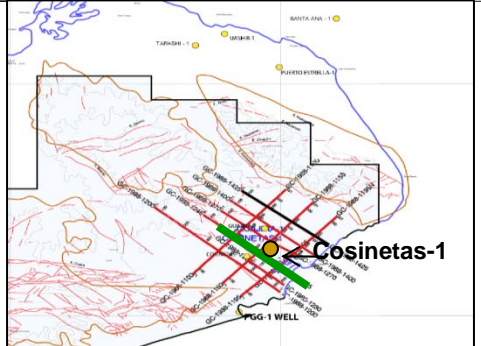
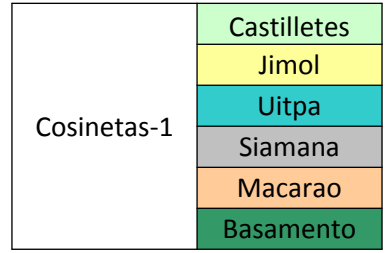
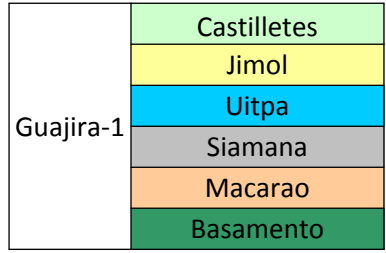
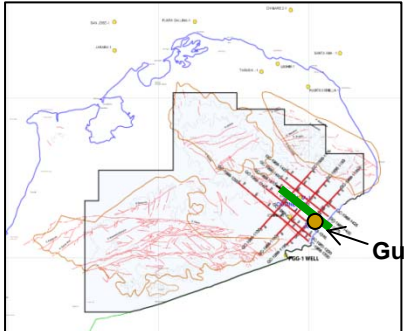
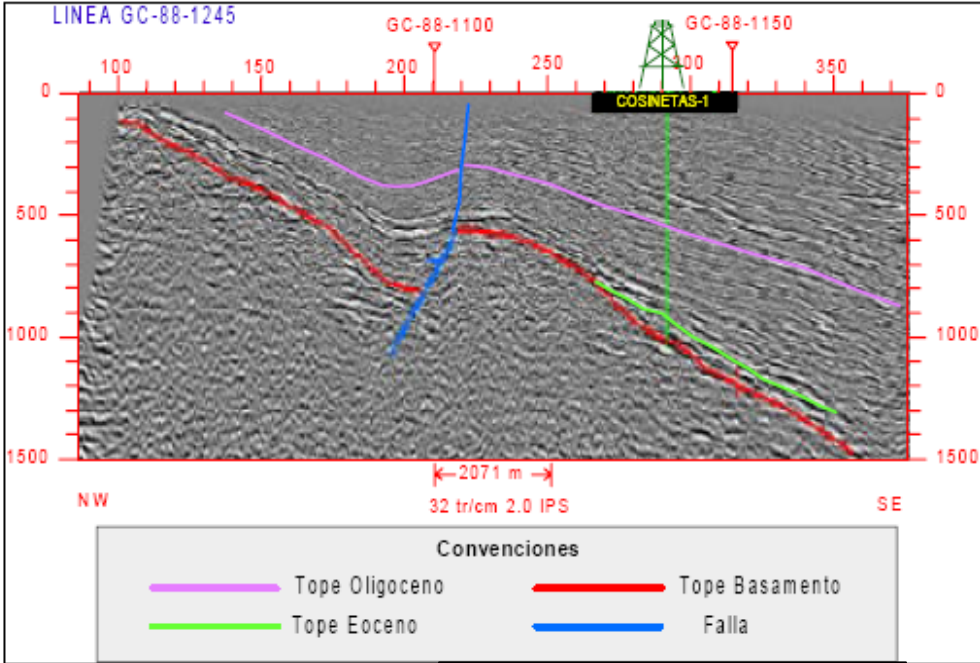
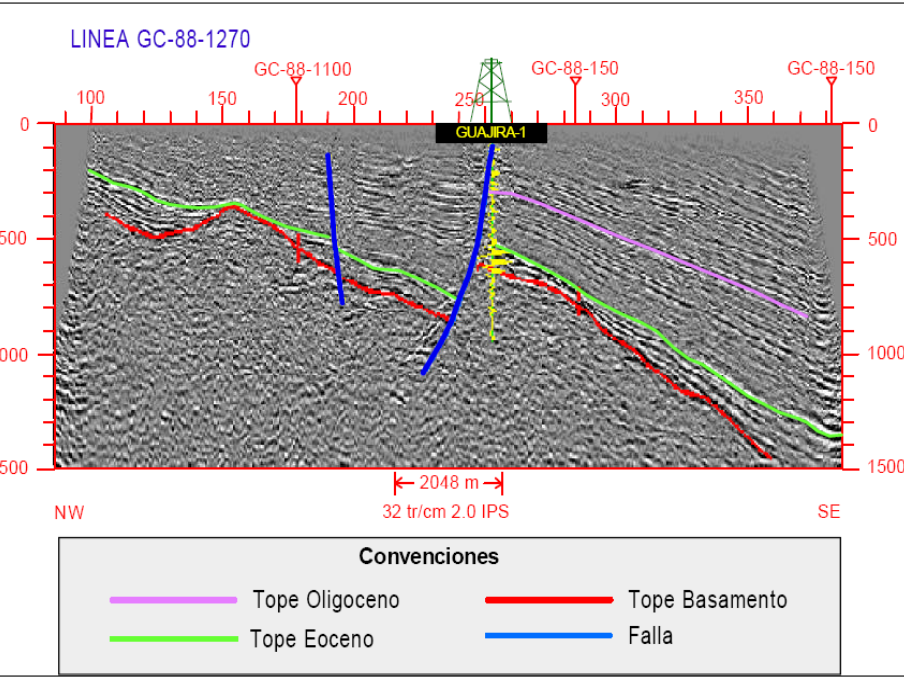
Línea L-74-34

Ecopetrol, 1998



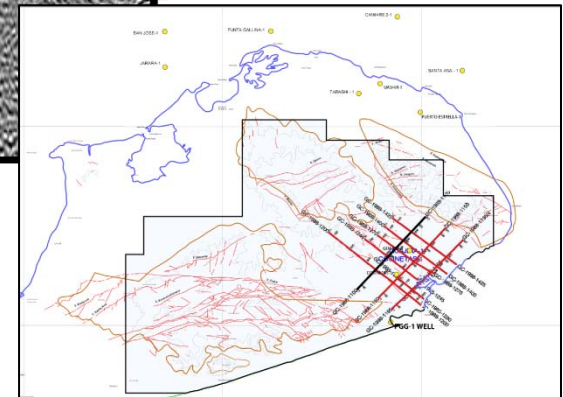
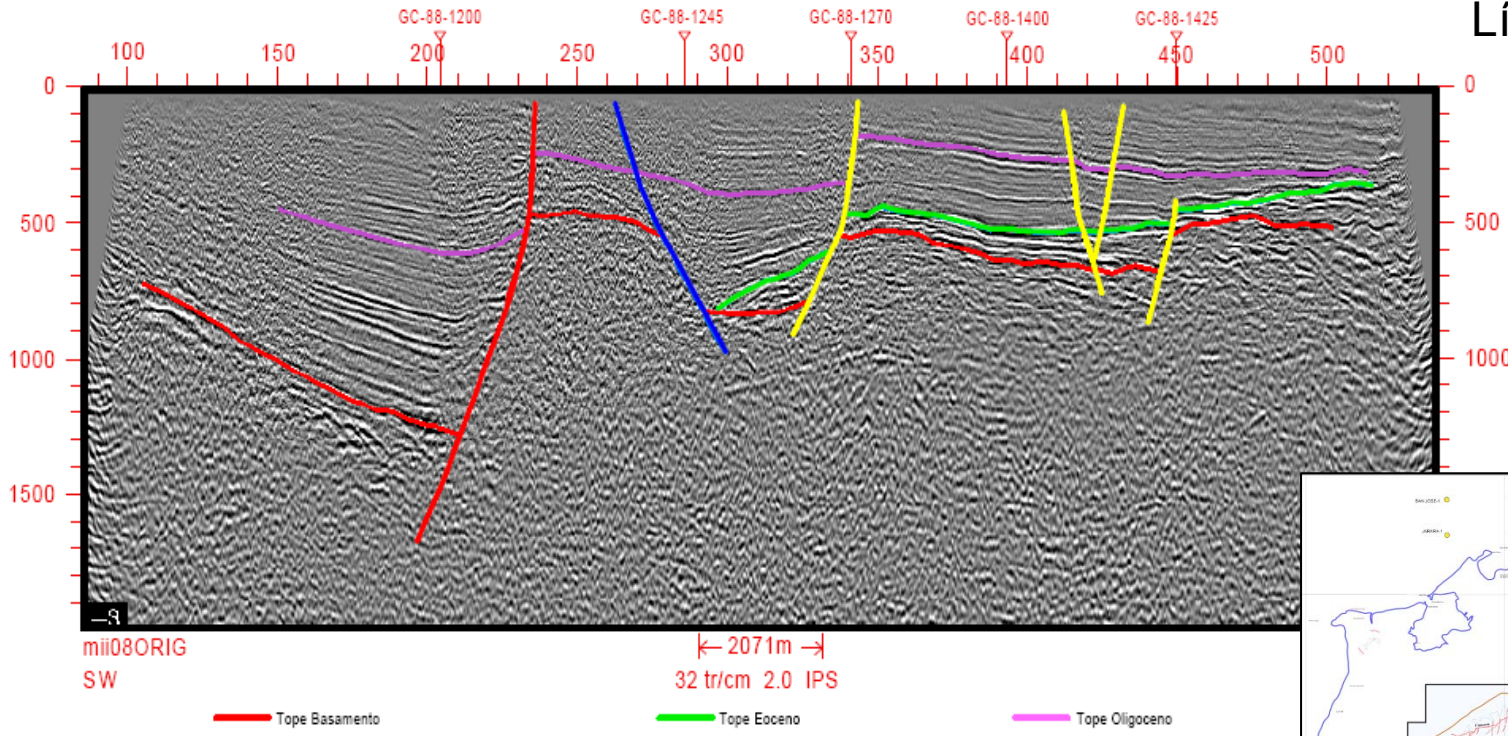
Área 3- Subcuenca Cosinetas Línea GC-88-1270

Línea GC-88-1245



Área 3- Subcuenca Cosinetas

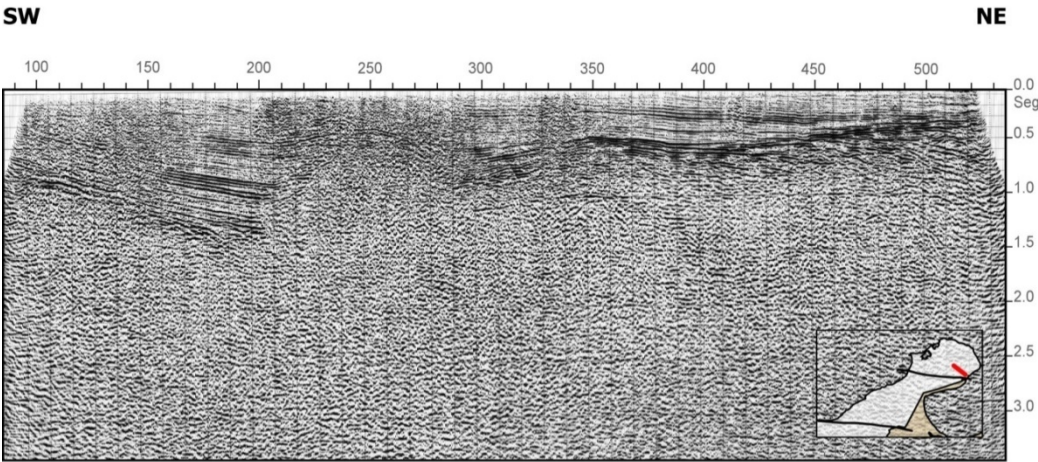
Línea GC-88-1100



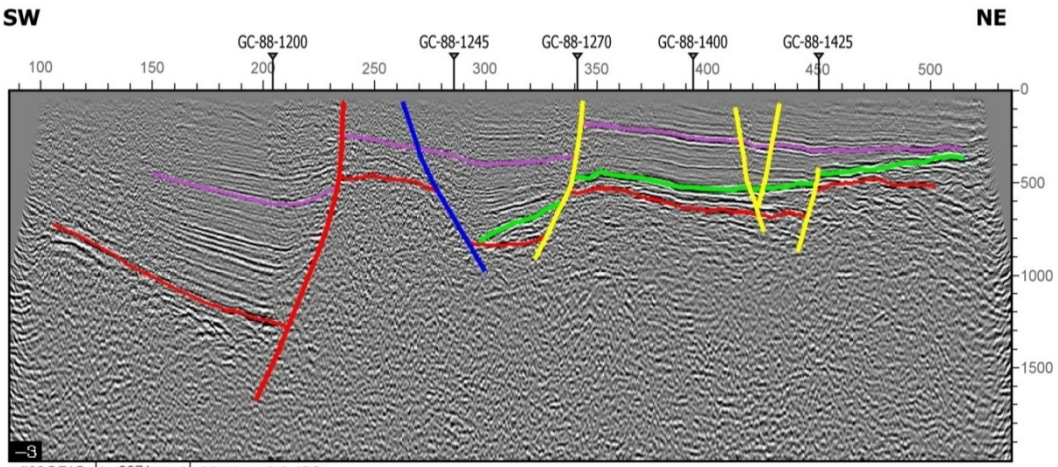
Ecopetrol, 1998

Área 3- Subcuenca Cosinetas

Línea GC-88-1100

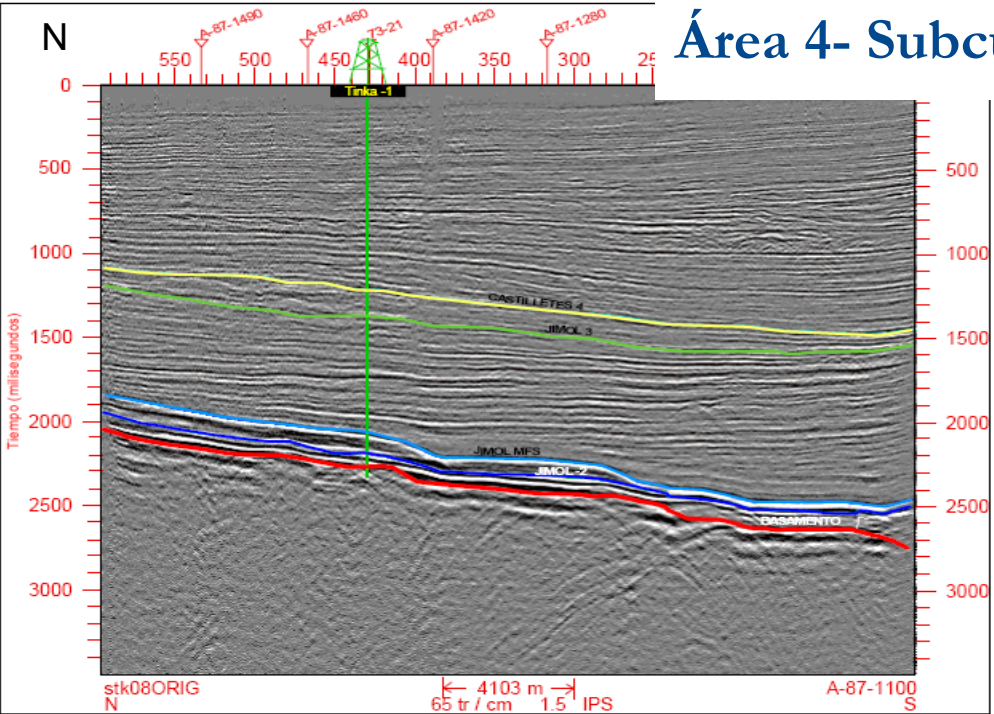


Línea GC-88-1100

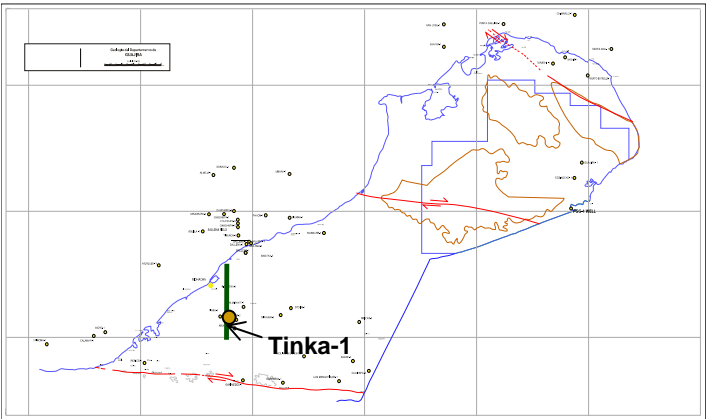


- Formación Siamará
- Formación Macarao
- Tope Basamento

Área 4- Subcuenca Guajira Baja

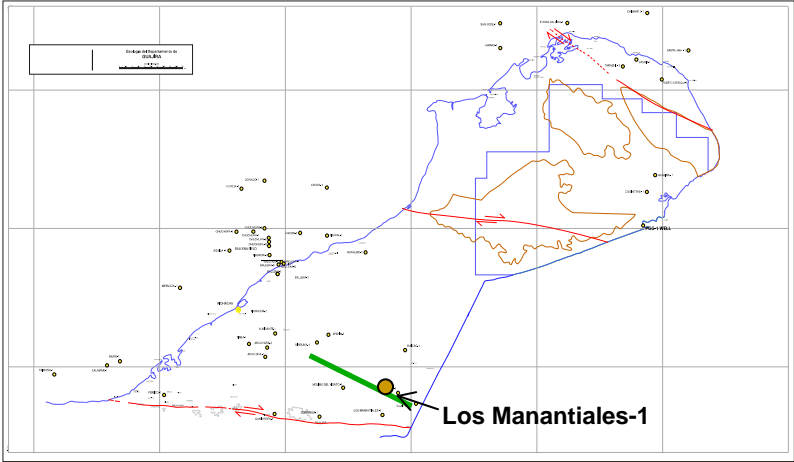
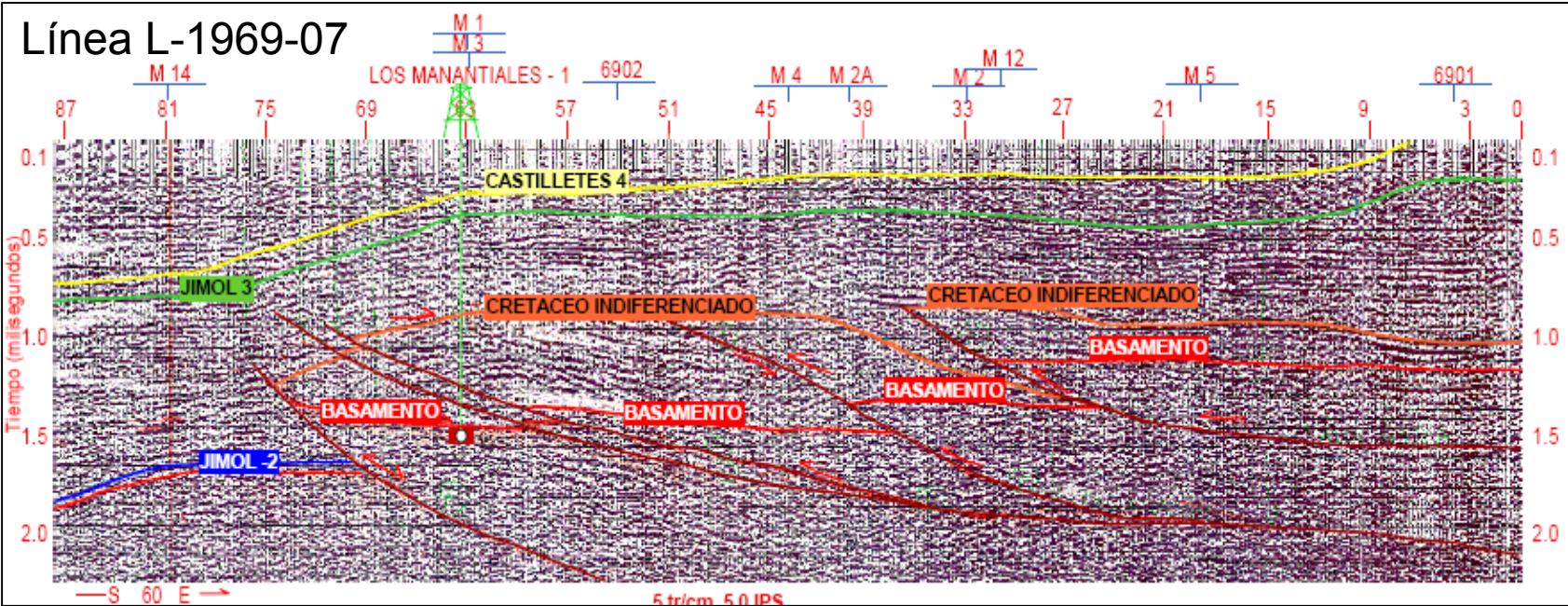


Línea A-87-1100



Tinka-1	Castilletes
	Jimol
	Uitpa

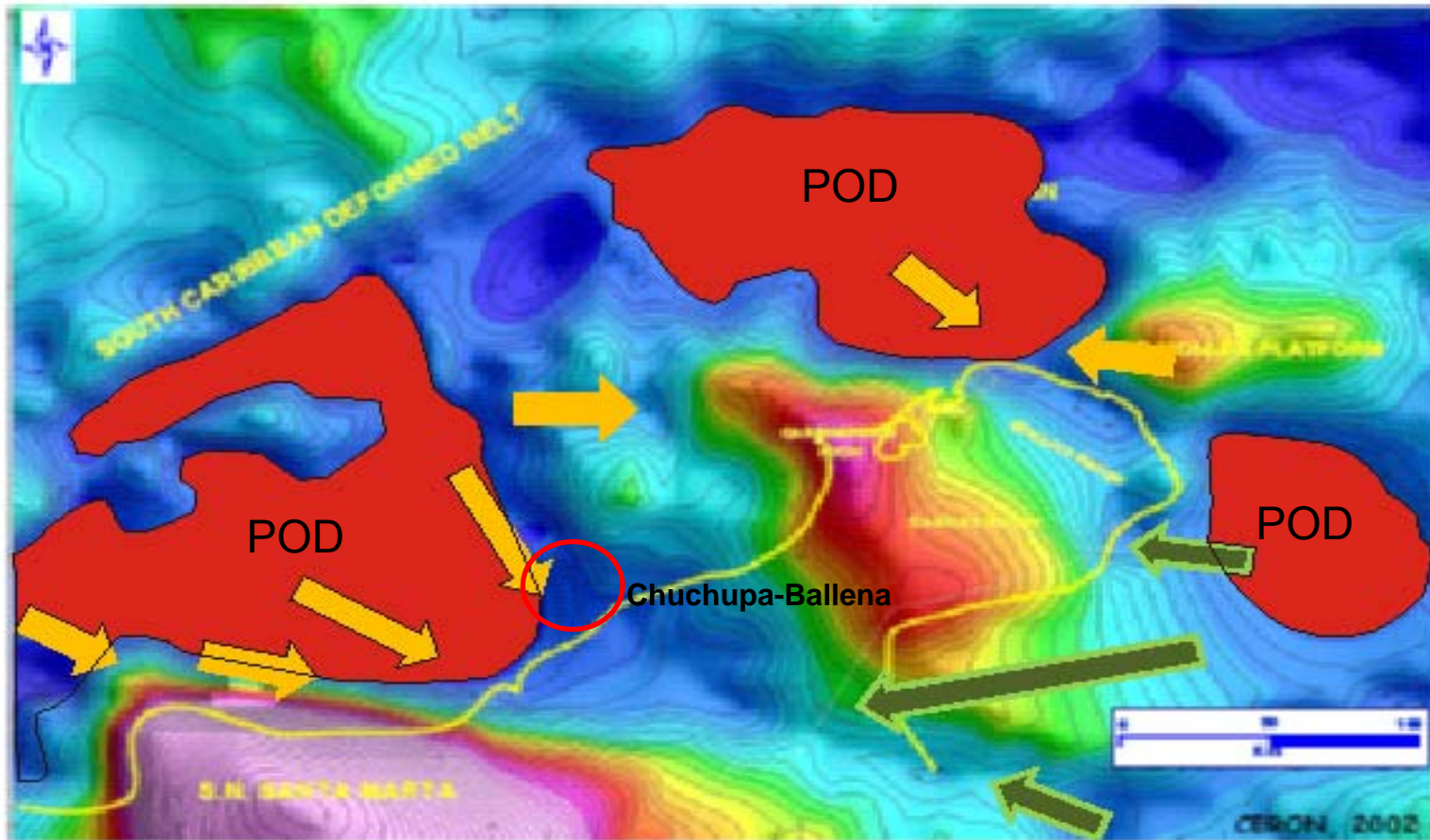
Ecopetrol, 1998



Los Manantiales-1	Castilletes
	Jimol

Ecopetrol, 1998

Rutas de migración



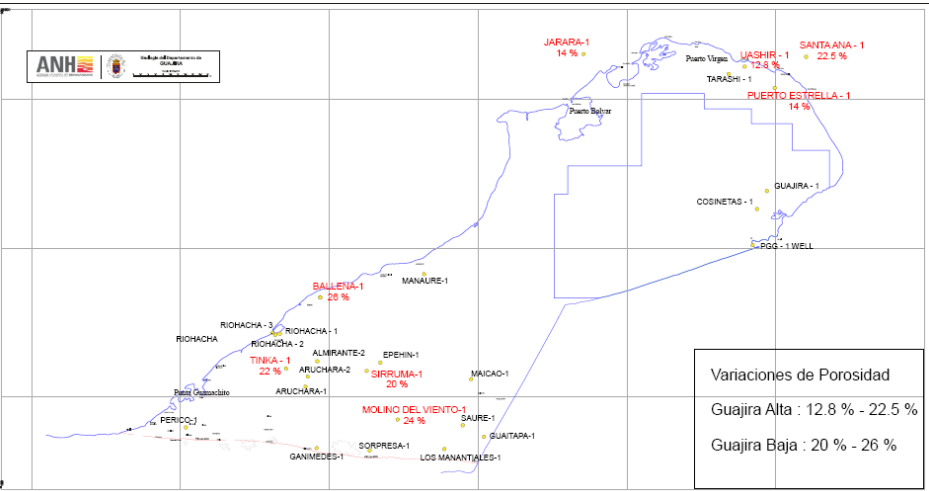


GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO. SISTEMAS PETROLÍFEROS

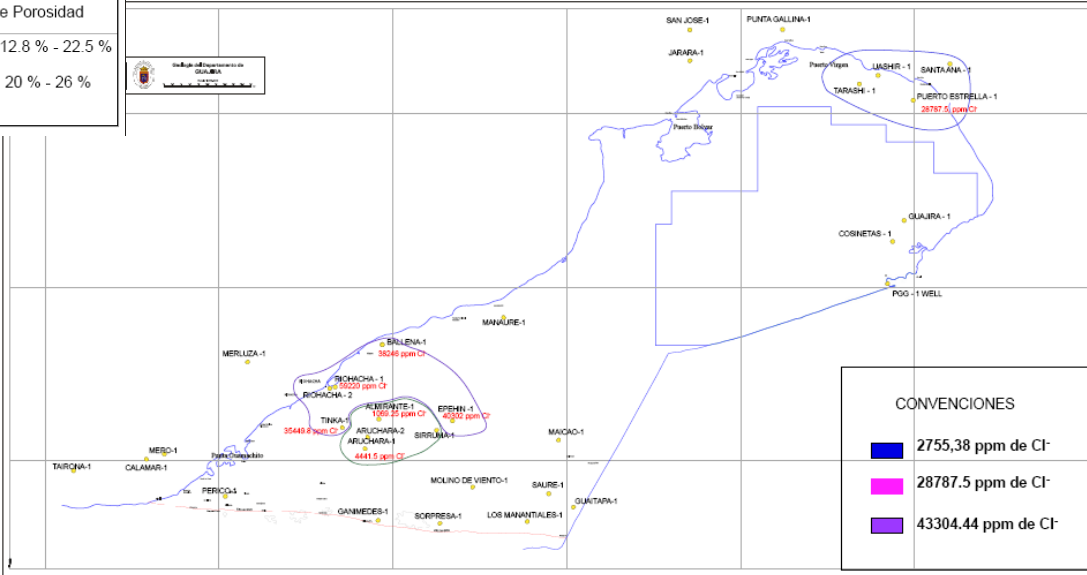


Area	Pozos Perforados	Pozos Secos	Pozos Gas	Pozos con Aceite	Pozos no Concluyentes	Sin Reportes
Guajira Alta	3	1	-	-	1	1
Guajira Baja	18	9	6	-	2	1
Guajira Libre	2	2				
Guajira Regional	2	1	1			
Total Pozos	25	13	7		3	2

Distribución de porosidad



Distribución de salinidad de agua de formación



Tomado de Historia de Pozo, EPIS



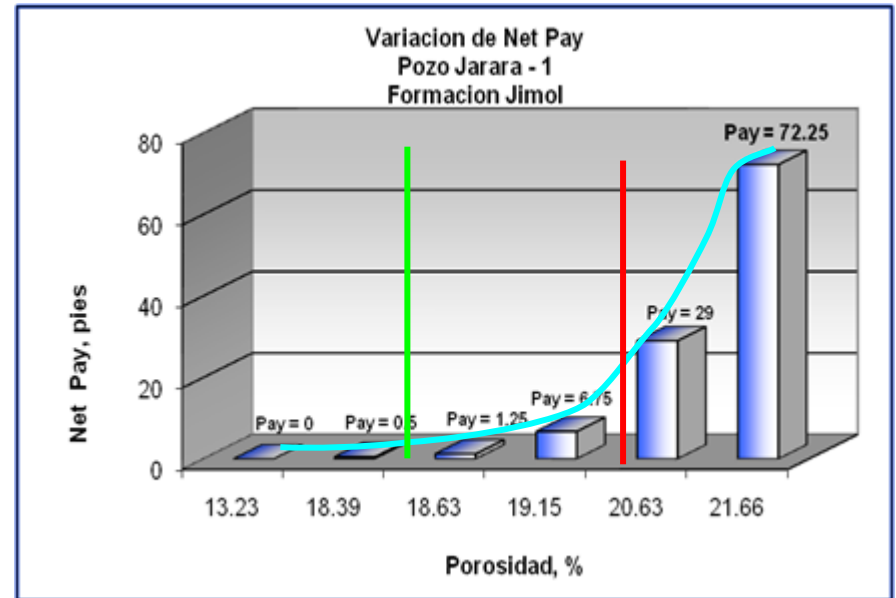
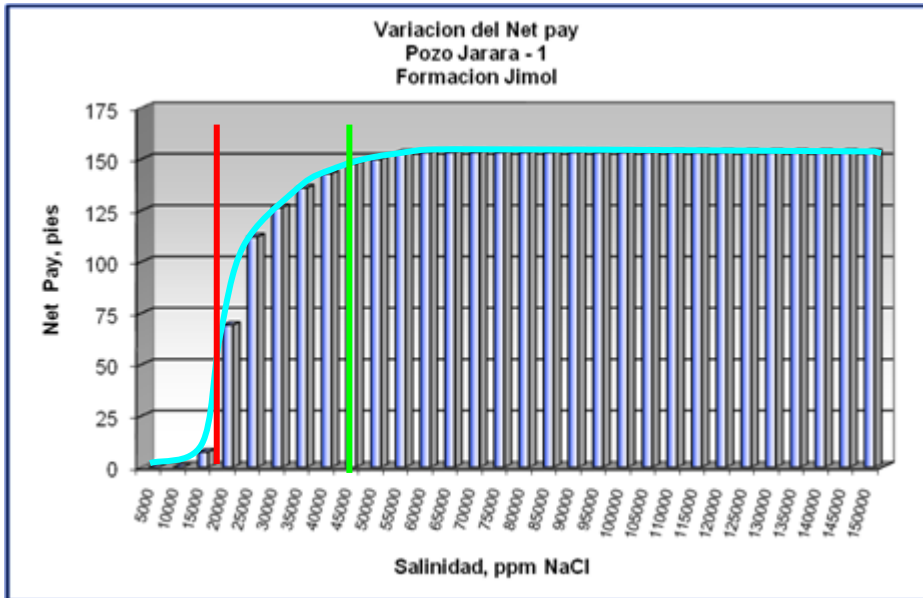
RESUMEN DE RESULTADOS POZOS EVALUADOS

Area	Pozo	Formación	Porosidad Promedio, %	Sw Promedio, %
Guajira Libre	Cosinetas - 1	Jimol	4.5 - 26.3	Curva Resistividad Profunda: no Disponible
		Uitpa	3 - 23	
		Siamana	4 - 19	
		Macarao	0.6 - 11.9	
	Guajira - 1	Jimol	4 - 21.5	93
		Uitpa	2 - 23	80.3
		Siamana	-	-
		Macarao	4 - 15	26 - 80
Guajira Alta	Puerto Estrella - 1	Jimol	5 - 17	100
		Siamana	2 - 11	100
		Macarao	4 - 15	26 - 80

Análisis de sensibilidad para Formacion Jimol, Pozo Jarara – 1

Los valores de salinidad del agua de formación críticos bajo un mismo modelo de porosidad son: Mínimo 17500 ppm NaCl y Maximo 45000 ppm NaCl.

El valor critico de porosidad bajo un mismo modelo de salinidad es de 18 %

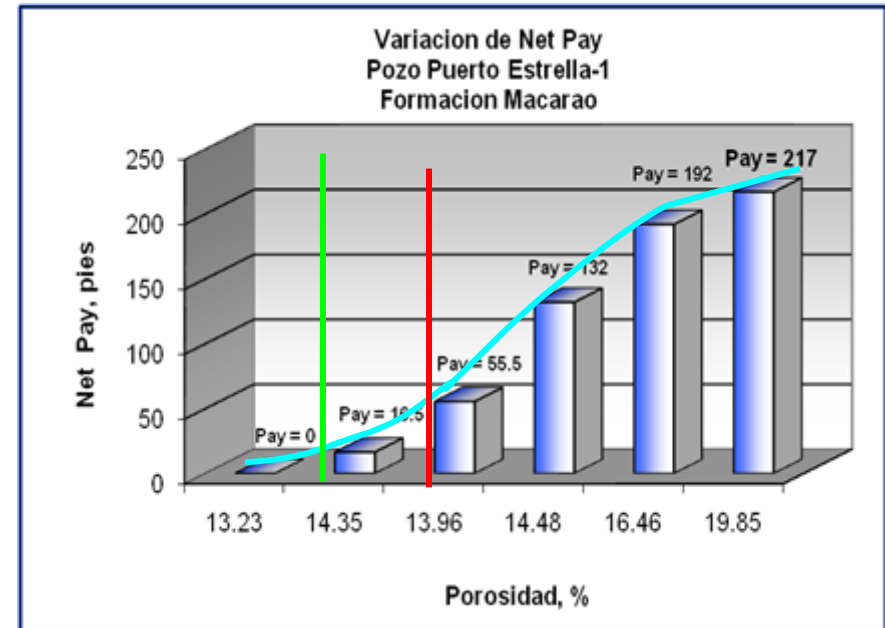
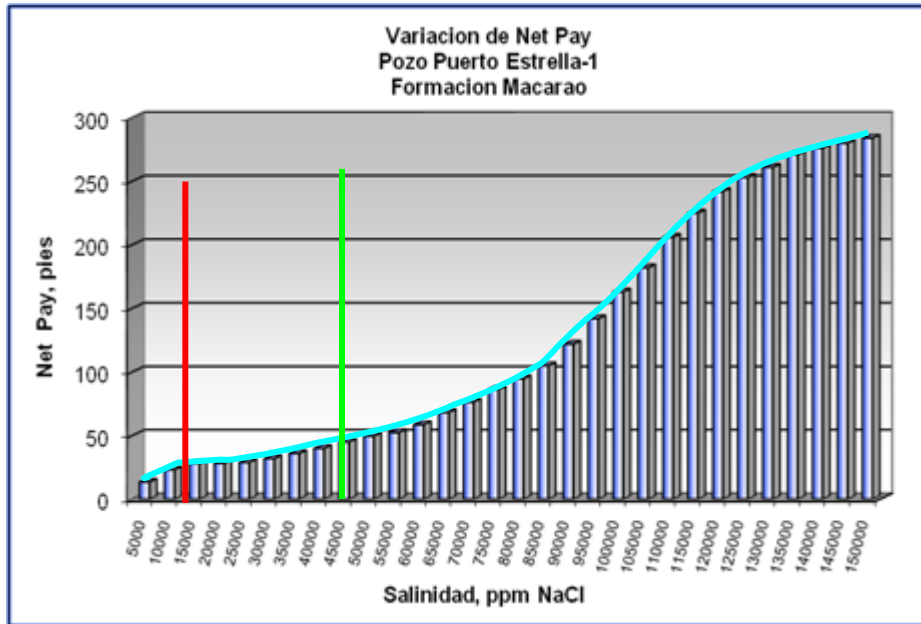


Variación del net pay en la formación Jimol Pozos Jarara – 1

Análisis de sensibilidad Formación Macarao, Pozo Puerto Estrella - 1

Los valores de salinidad del agua de formación críticos bajo un mismo modelo de porosidad son: Mínimo 15000 ppm NaCl y Máximo 45000 ppm NaCl.

El valor crítico de porosidad bajo un mismo modelo de salinidad es de 14 %



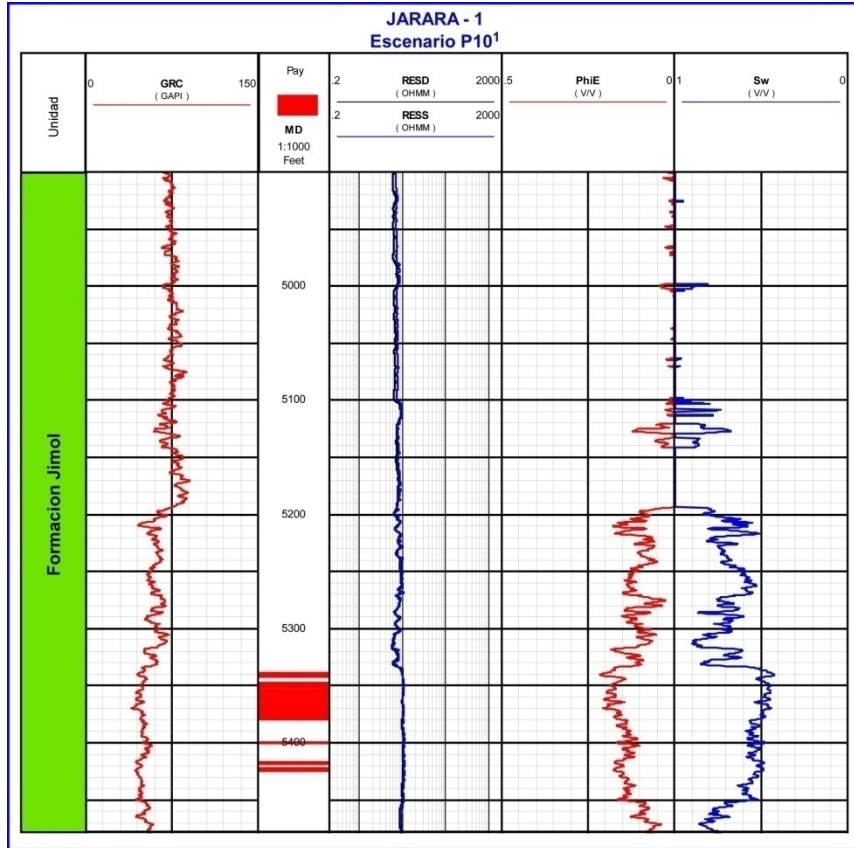
Variación del net pay en la formación Jimol Pozos Jarara – 1



Pozo Jarara-1



Escenario P10¹, Porosidad Mínima

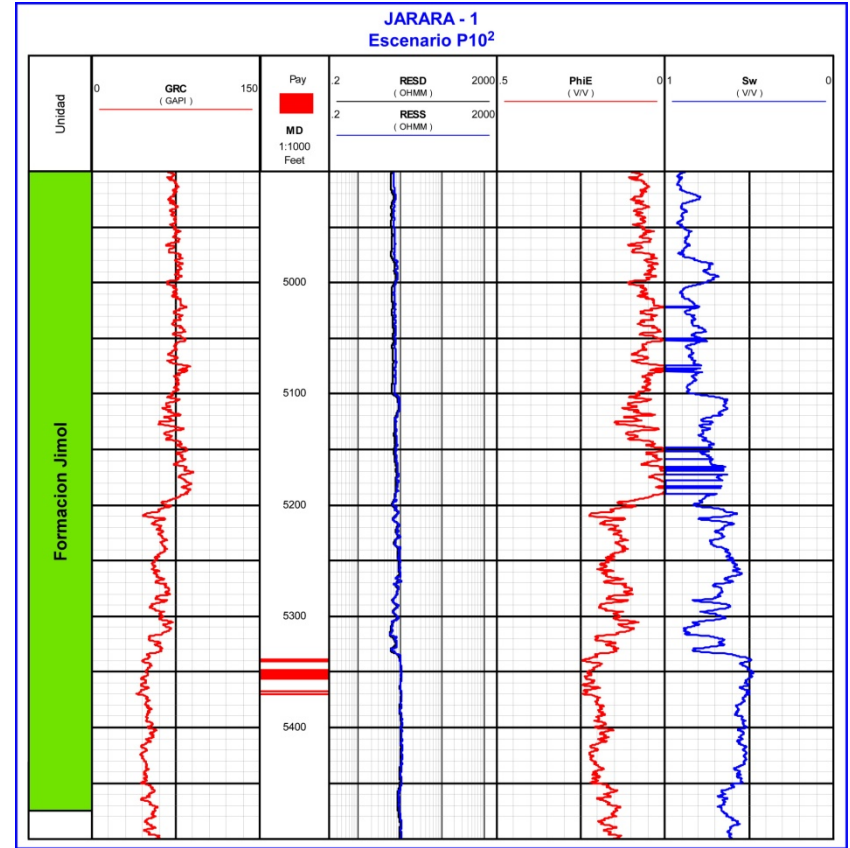


Pay = 42 pies

Cortes:

- Volumen de arcilla ≤ 50%
- Porosidad ≥ 10%
- Saturación de Agua ≤ 50%

Escenario P10², Salinidad Mínima



Pay = 10.5 pies



Cortes:

Volumen de arcilla $\leq 50\%$

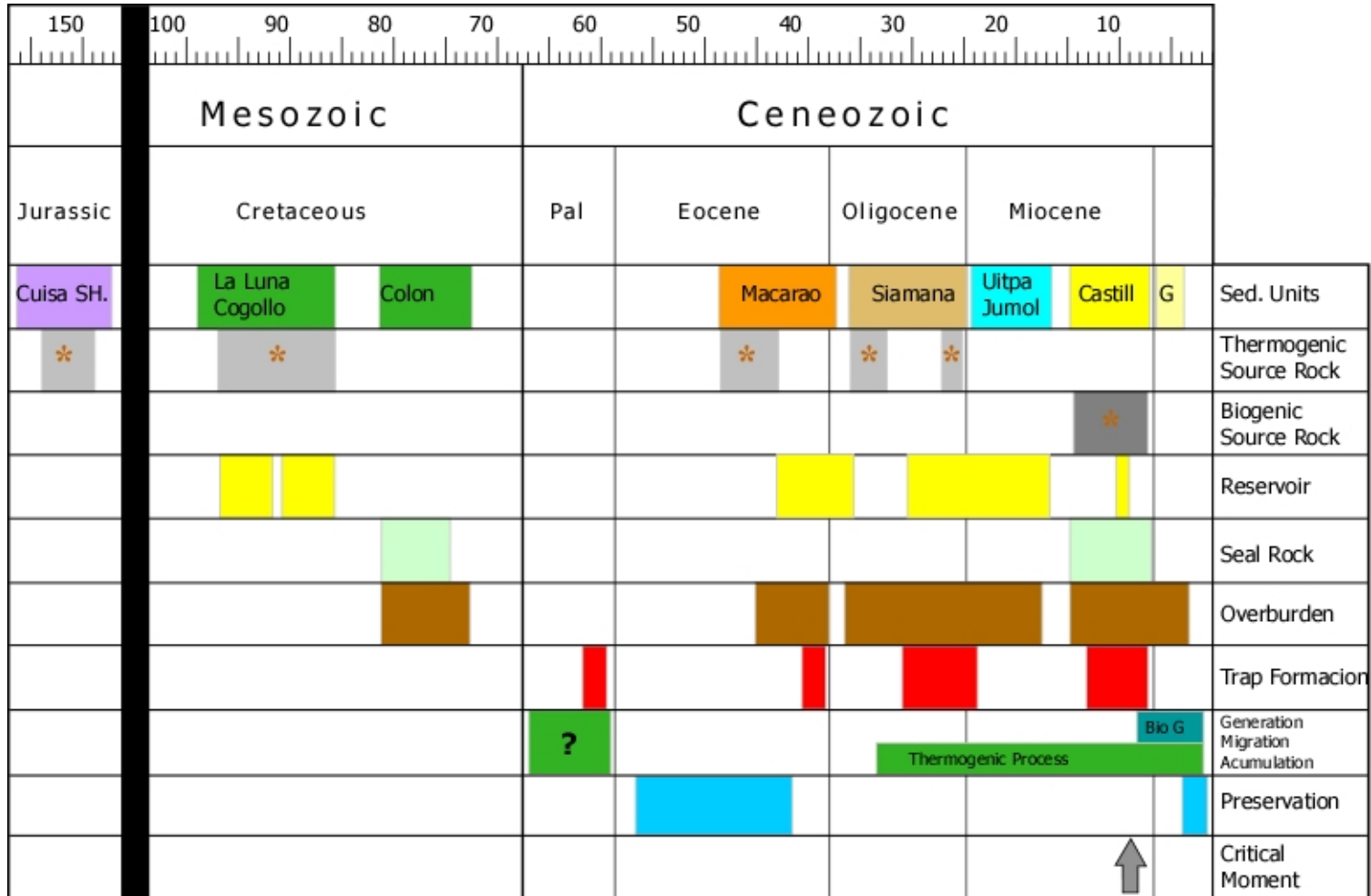
Porosidad $\geq 6\%$

Saturación de Agua $\leq 50\%$

Resultados Escenario Probable: P50

Pozo	Formación	Intervalo	PhiE	Sw	Rt	Riesgo
Guajira - 1	Macarao	3388 - 3409	21.9	0.392	23.5	Bajo
Jarara- 1	Jimol	5334 - 5395	20.9	0.479	10.2	Bajo
	Jimol	5408 - 5451	21.9	0.444	10.2	Bajo-Medio
	Siamana	5846 - 5865	20.0	0.489	13	Medio
	Siamana	6065 - 6075	22	0.45	10.0	Alto
Puerto Estrella -1	Macarao	9166 - 9254	11.6	0.283	85	Alto
Santa Ana - 1	Siamana	3607 - 3612	25.6	0.401	14.4	Bajo
	Siamana	3626 - 3634	29	0.488	6.4	Alto

CARTA DE EVENTOS – GUAJIRA COSTA ADENTRO





Alta Guajira, calidad de reservorios y sellos

El principal **reservorio** en la Cuenca de la Alta Guajira lo constituyen los depósitos calcáreos con facies arrecífales y las areniscas y areniscas calcáreas de la **Formación Siamaná**. Otro reservorio corresponde a las intercalaciones de arenisca y caliza que se encuentra a la base del Mioceno temprano y que correspondería con la **Formación Uitpa**.

El sello para las arenas y calizas de la Formación Siamaná lo componen las lodolitas y lodolitas calcáreas de la **Formación Uitpa y Jimol**. Y el sello para los reservorios del Mioceno temprano correspondería a los depósitos de la parte media a superior de la **Formación Castilletes**.



Baja Guajira, calidad de reservorios y sellos

La **Formación Uitpa** está constituida principalmente por areniscas de ambientes de plataforma y es considerada el reservorio inferior en algunos de los pozos del campo Chuchupa. Las areniscas calcáreas de la **Formación Jimol** con porosidades hasta del 27%. Los reservorios calcáreos del Mioceno temprano en el campo Ballenas se asocian con bancos de carbonatos.

Las intercalaciones de areniscas de la **Formación Castilletes** tienen potencial como roca reservorio.

El sello para los reservorios del Mioceno temprano en la Baja Guajira correspondería con los depósitos de la parte media a superior de la **Formación Castilletes**.

Las lodolitas y calizas de la **Formación Jimol** constituyen el sello vertical a los intervalos arenosos productores de la Formación Uitpa.

El sello para los reservorios del Mioceno temprano en la Baja Guajira correspondería con los depósitos de la parte media a superior de la **Formación Castilletes**.

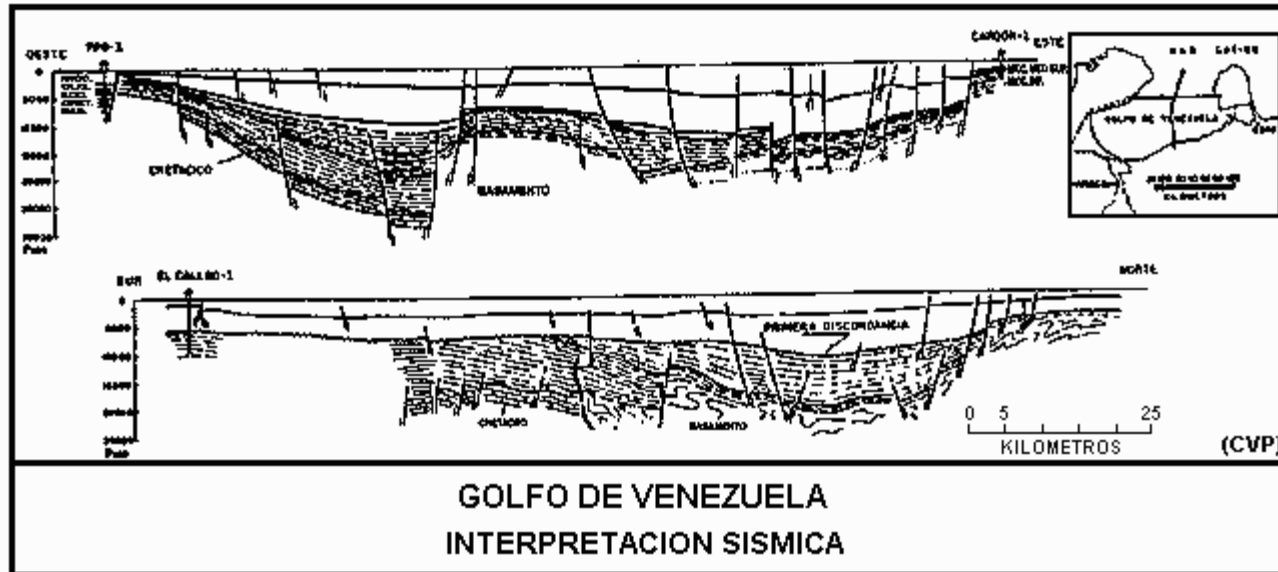


- Ubicación de la cuenca y generalidades
- Evidencias y producción de hidrocarburos
- Actividad exploratoria de la cuenca
- Geología del petróleo de la cuenca (elementos sistema petrolífero)
- Hay oportunidades exploratorias en la Cuenca Guajira Costa Adentro?

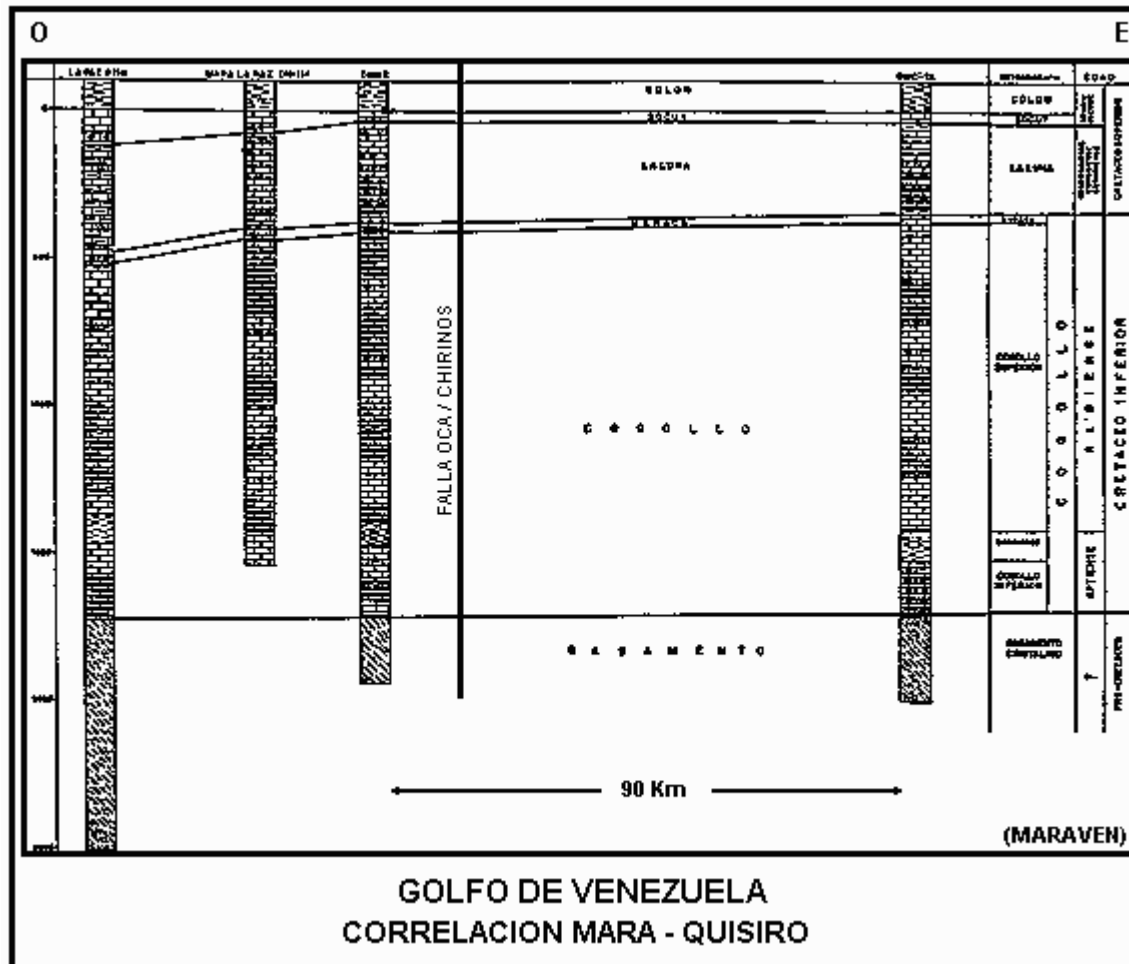


Respuesta!!!

- La cuenca tiene un área de 12600 Km² aprox.
- Existen 25 pozos perforados en la cuenca.
- La información geoquímica se basa en un gran porcentaje en los pozos de la cuenca costa afuera.
- La evaluación geoquímica concluye la posibilidad de generación de aceite en la cuenca costa adentro.
- Existe alto riesgo en la prospectividad de la cuenca costa adentro. Estos riesgos están directamente asociados a la información disponible.
- La Cuenca Guajira Costa Adentro está relacionada estructural y estratigráficamente con la Cuenca del Golfo de Venezuela, donde se reporta la presencia de la Formación La Luna.
- Los pozos perforados no son concluyentes para definir la prospectividad de la cuenca. Ej. Almirante.



Tomado de PDVSA Intevep 1997



En la costa oeste del Golfo de Venezuela, los pozos PPG-I (6.400) y AH-1, de Castilletes y Cojoro atravesaron una delgada sección sedimentaria y fueron abandonados al encontrar el Basamento



Muchas gracias !

www.anh.gov.co

Gustavo Montenegro B.