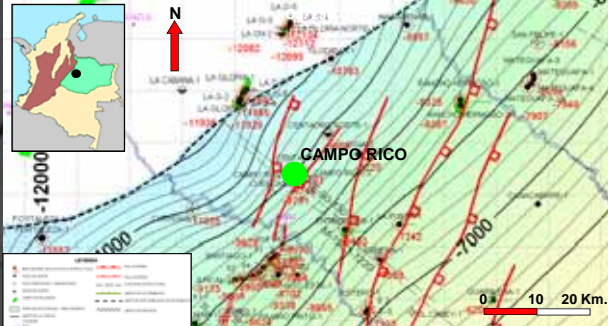


::: CAMPO - CAMPO RICO (16.4° API) :::

MAPA ESTRUCTURAL REGIONAL - TOPE DE MIRADOR (TVDS)



DATOS GENERALES - RESERVAS

Datos Generales		Historia de Producción	
Nombre del campo:	CAMPO RICO	Fecha de inicio:	2004
Pozo Descripción:		Acumulado a Dec 2005 (Millones de Barriles):	1,199
Fecha Descripción:		Total al año 2005 (Millones de Barriles):	847
Campo Área de interés:		Enteros acumulados de agua (Millones de Barriles / Dia):	2.5
Operador Actual:	Emerald Energy	Agua Presente (Millones de Barriles / Dia):	3,255
Operador Original:	Emerald Energy	Gas Presente (Millones de Barriles / Dia):	
Operador Original F138:	Emerald Energy	Presente:	
Temperatura:	116	Comentarios:	
SP BOPD (ppm):	1,535		

Reservorios		Flujos	
Nombre del Reservorio:	MIRADOR	Reservorio de producción:	
Analisis de Inducibilidad:		Reservorio de almacenamiento:	
Edad:		Edad:	
Topo (API):		Gravidad API:	
Área (Lugares):		Constante Agua Anular (Inch. Sea Foot):	
Grav. Tixotoma (Flow):		Subsuelo del agua (ppm):	
Costo Inicial (Flow):		Temperatura (°F):	
Sea Inicial (Flow):		Salinidad (%):	
Phi Tixotoma (Flow):		Presión Inicial (ppm):	
Porosidad (Flow):		Viscosidad (Centipoises):	
Permeabilidad (Flow):		GR:	
Permeabilidad (Flow):		Sal. Inicial de reservorio (ppm):	
Permeabilidad (Flow):		Salinidad de agua Inicial (%):	
Permeabilidad (Flow):		Sal. Inicial de reservorio (ppm):	
Permeabilidad (Flow):		Grav. Inicial:	

CAMPO - CAMPO RICO

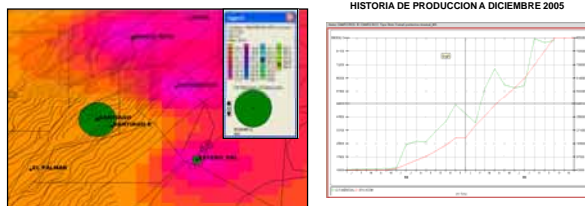
Reseña: Este campo mostró crudo pesado en Mirador (16.4° API) con tres pozos. El pozo Campo Rico-3 fue perforado en el 2004 y en el 2005 se reportó producción comercial. El pozo Campo Rico-3 fue perforado por Emerald y alcanzó una profundidad de 11,287 pies. El espesor de Mirador es de 203' Arena Neta Total 93%. Porosidad de 18.4% y saturación de aceite de 33%. El pozo Centauro-1 fue perforado por ECOPEPETROL, este pozo limita el área máxima que se usa en este proyecto para los cálculos de oil-in-place. Allí la Formación Mirador tiene un espesor de 203' con una Arena Neta Total de 90% y una porosidad de 22.7%.

Producción: La producción acumulada a 2005 fue de 1'068.364 barriles, 1.535 BOPD; 489BWPD con un acumulado de 193.524 Bbls para el pozo Campo Rico-3.

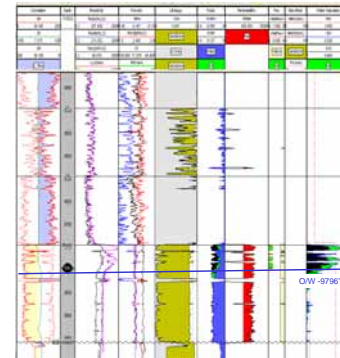
Reservas del campo a Diciembre de 2005 (Millones de Barriles de Aceite)

CAMPO	RESERVORIO	STOP P10	STOP P50/P10	U Recibo	Producción Acumulada	Reservas Provedas Desatadas	Reservas Provedas No Desatadas	Reservas Provedas Reservorio	Total Provedas Mismo
CAMPO RICO	MIRADOR	16	6	7.7	1.1			6.6	6.6

HISTORIA DE PRODUCCIÓN



CAMPO RICO-3



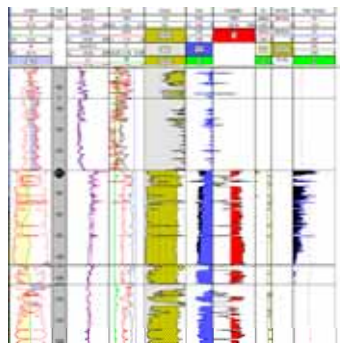
- ✓ Emerald, Enero 2005
 - ✓ TD 11,287'
 - ✓ Mirador -9,745'
 - ✓ 1,535 BOPD, 16.4 API
 - ✓ 489 BWPD
 - ✓ Acumulado 193.524 Bbls
 - ✓ Espesor Mirador 203'
 - ✓ Arena Neta/Total 93%
 - ✓ Porosidad 18.4%
 - ✓ Saturación Aceite 33%
- Forma SHH

MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DE MIRADOR (TVDS)

C.I. 25'

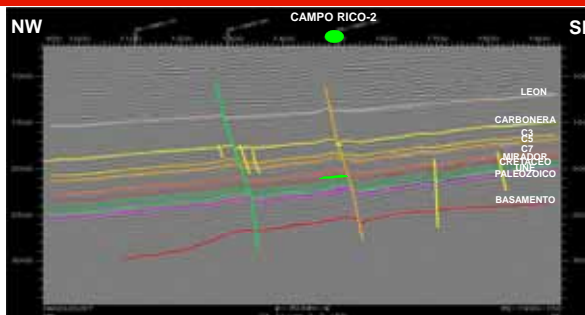


CENTAURO-1



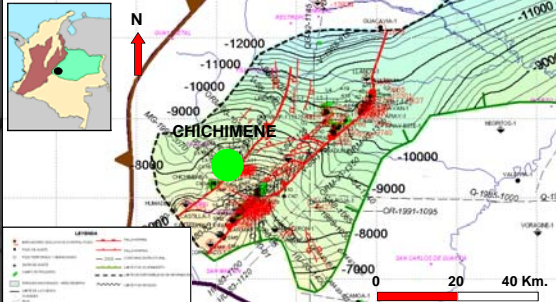
- ✓ ECP, 1987
 - ✓ Mirador -9,745'
 - ✓ Espesor Mirador 203'
 - ✓ Arena Neta/Total 90%
 - ✓ Porosidad 22.7%
- Forma SHH

LINEA SISMICA RE-1990-150 (Perpendicular a la estructura)



::: CAMPO CHICHIMENE (8.7-20° API) :::

MAPA ESTRUCTURAL REGIONAL - TOPE DE UNE (TVDS)
C.I. 250'



CAMPO CHICHIMENE

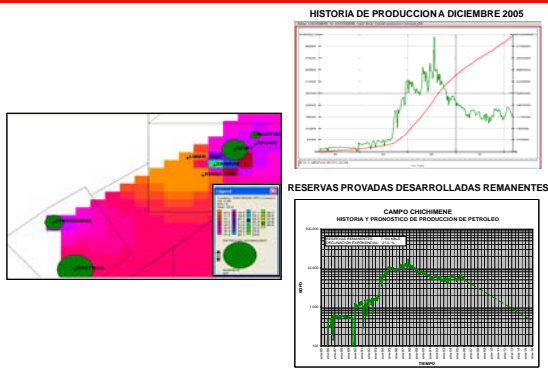
Reseña: El pozo Chichimene - 1 fue perforado por Chevron en 1969 hasta una profundidad de 9300 pies. El pozo Chichimene - 1 probó crudo pesado en las formaciones Mirador (Guadalupe para este estudio) y Guadalupe (16° API). Chichimene - 3 probó crudo pesado en las formaciones C8 (9.6° API) y Mirador (Guadalupe para este estudio) (8.7° API). La producción del campo proviene de las formaciones Gacheta y Une con crudo de 20° API. El campo tiene unas dimensiones de 13 x 3.5 km.

Geología: Estructuralmente Chichimene corresponde a un anticlinal alargado con dirección N60E de 6km de longitud y 2.5 de ancho, su flanco oriental se encuentra fallado.

Producción: El campo Chichimene empezó a producir en 1985 con una producción constante de 500 barriles/día hasta mediados de 1989. La producción se incremento a 2000 barriles/día a mediados de 1989. Se incremento nuevamente a mediados de 1994 a 10500 barriles/día. En 1998 llegó a 12000 barriles. La producción declino y a mediados de 2003 llegó a 5000 barriles/día. En 2004 - 2005 la producción incremento, debido posiblemente a la perforación de nuevos pozos y/o reacondicionamientos. A Diciembre de 2005 la producción fue de 5257 barriles/día con un corte de agua de 89%. El mecanismo de producción en Une y Gacheta es empuje activo de agua.

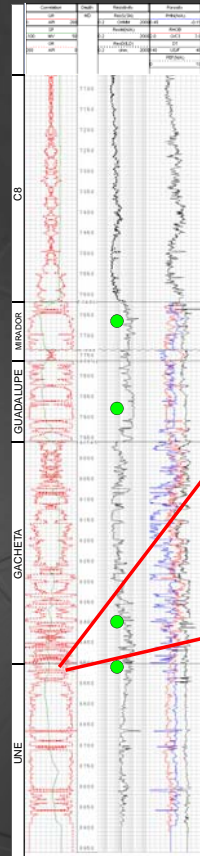
Reservas: Para las formaciones Gacheta y Une se estiman unas reservas remanentes de 7.190 KBls y para Mirador (Guadalupe para este estudio) (cifras oficiales de Ecopetrol), reservas totales (probadas desarrolladas, probables y posibles) de 235.970 KBls.

HISTORIA DE PRODUCCIÓN

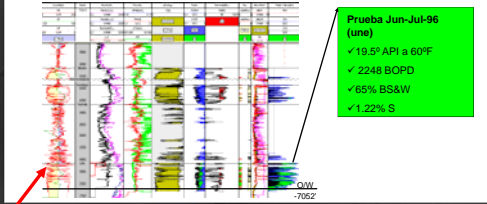


DATOS GENERALES - RESERVAS

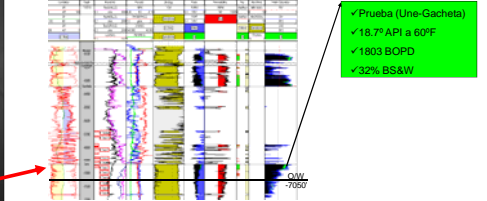
Datos Generales		Historia de Producción	
Nombre del campo:	CHICHIMENE	Fecha de inicio:	1985
Plan Operativo:	Operación de Una (200' Offset de Guadalupe)	Producción total:	235.970 KBls
Perforación:	Perforación de 10 pozos	Producción promedio:	5257 BOPD
Producción:	Producción de 10 pozos	Producción máxima:	12000 BOPD
Producción total:	235.970 KBls	Producción actual:	5257 BOPD
Producción promedio:	5257 BOPD	Producción futura:	5257 BOPD
Producción máxima:	12000 BOPD	Producción restante:	5257 BOPD
Producción actual:	5257 BOPD	Producción restante:	5257 BOPD
Producción futura:	5257 BOPD	Producción restante:	5257 BOPD
Producción restante:	5257 BOPD	Producción restante:	5257 BOPD



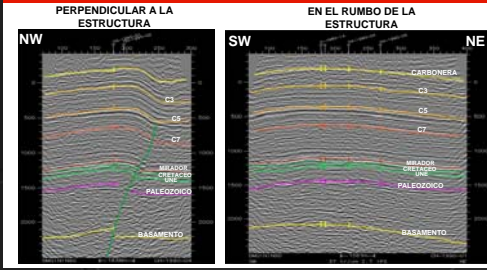
CHICHIMENE-5



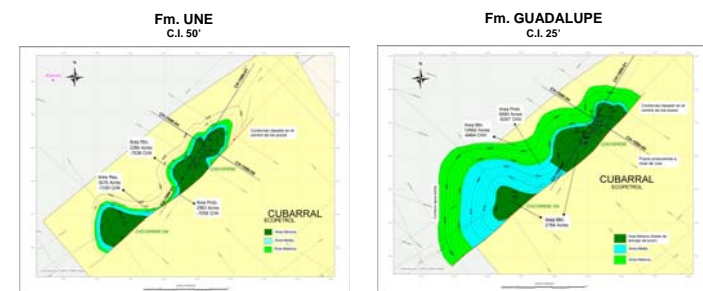
CHICHIMENE-20



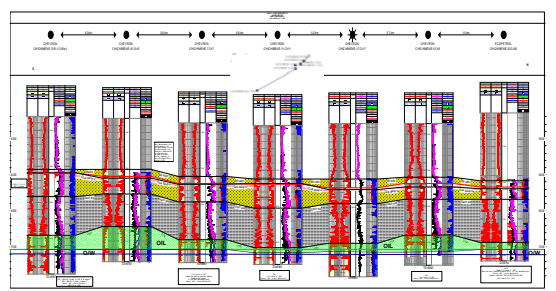
LINEAS SISMICAS CH-1990-04 Y CH-1990-01



MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DE UNE Y GUADALUPE (TVDS)

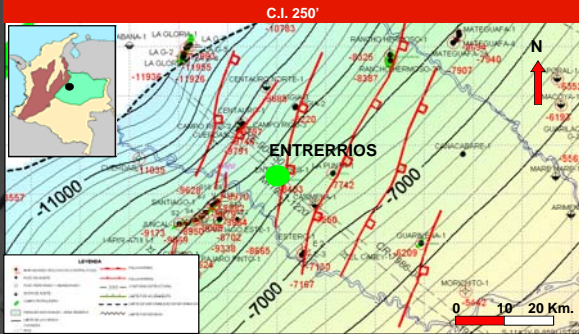


SECCIÓN TRANSVERSAL



::: CAMPO ENTRERRIOS (16.8° API) :::

MAPA ESTRUCTURAL REGIONAL - TOPE DE MIRADOR (TVDS)



DATOS GENERALES - RESERVAS

Datos Generales		Historia de Producción	
Nombre del campo:	ENTRERRIOS	Fecha de inicio:	2004
Problema:	16.8° API	Reserva de crudo (Millones de Barriles):	2157
Problema:	16.8° API	Reserva de agua (Millones de Barriles):	229.626
Problema:	16.8° API	Reserva de gas (Millones de Barriles):	113.882
Problema:	16.8° API	Reserva de gas condensado (Millones de Barriles):	0
Problema:	16.8° API	Reserva de agua total (Millones de Barriles):	229.626
Problema:	16.8° API	Reserva de agua total (Millones de Barriles):	229.626

CAMPO ENTRERRIOS

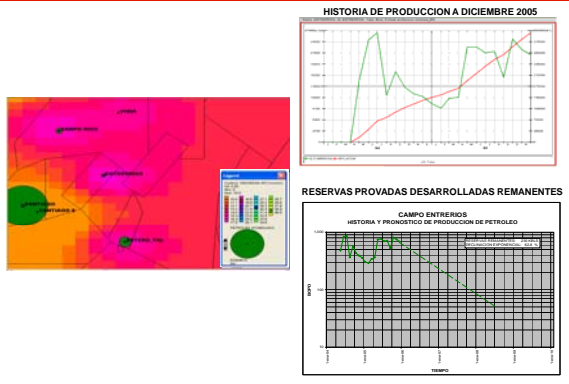
Reseña: El pozo Entrerrios - 1 fue perforado por Ecopetrol entre abril y mayo de 1984. Alcanzo una profundidad de 10761 pies. Probo crudo pesado en las formaciones Mirador (16.80°API), Guadalupe (17 API) y Une (17.20°API). La unidad productora del campo son las areniscas inferiores del Mirador; entre 8982 y 8990 pies. De acuerdo a las formas del ministerio el pozo Entrerrios -2 presenta crudo pesado de 14.5° en la unidad Une, su producción es de 454 BOPD, 2157 BWPD y 82.6% BS%W.

Geología: Estructuralmente el campo Entrerrios es un anticlinal de rumbo 45° NE, truncado en su parte oriental por una falla normal buzando hacia el SE.

Producción: En Abril de 2004 se inicio la producción con 850 barriles/día. Febrero de 2005 declino a 300 barriles. Incremento en Junio de 2005 a 750 barriles/día. Para Diciembre de 2005 la tasa de producción fue de 683 barriles/día con un corte de agua de 97%. La producción acumulada a Diciembre de 2005 es de 229626 barriles para Mirador y de 113882 barriles para Une. El mecanismo de producción es por empuje activo de agua.

Reservas: Durante una simulación realizada por Ecopetrol se estimo un volumen de petróleo original en yacimiento de 4.1 millones de barriles. Se estimo una reserva probada remanente de 235 KBls hasta Diciembre de 2008 cuando se alcanzara la tasa limite económica de 50 barriles de petróleo por día.

HISTORIA DE PRODUCCIÓN

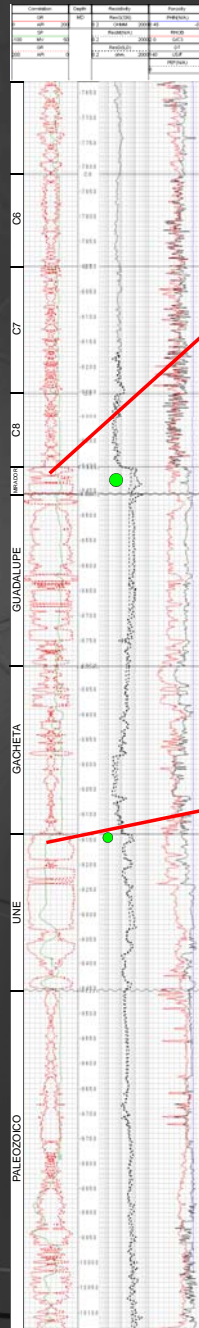


MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DE MIRADOR (TVDS)

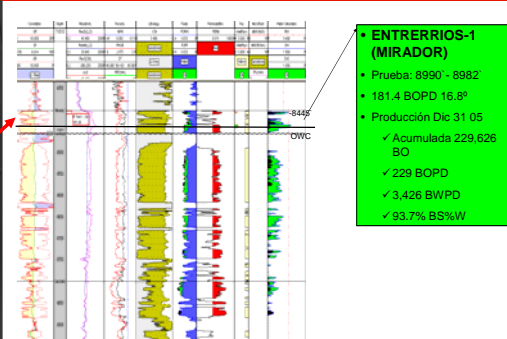
C.I. 50'



Modificado de Ecopetrol, Pérez, V. E. 1984 - Informe Geológico Final Pozo Entrerrios-1, Figura No. 4

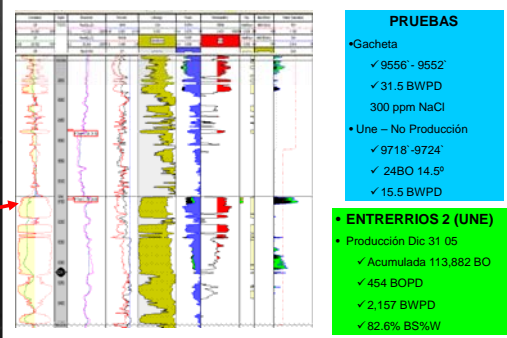


ENTRERRIOS-1



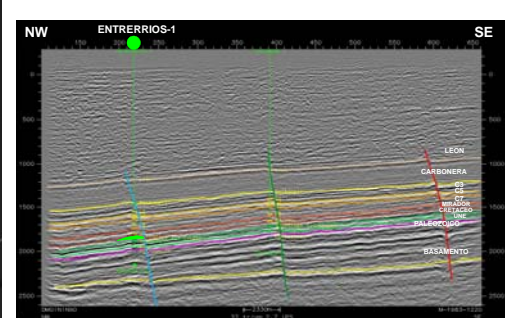
- ENTRERRIOS-1 (MIRADOR)
 - Prueba: 8990 - 8982
 - 181.4 BOPD 16.8°
 - Producción Dic 31 05
 - Acumulada 229.626 BO
 - 229 BOPD
 - 3.426 BWPD
 - 93.7% BS%W

ENTRERRIOS-1



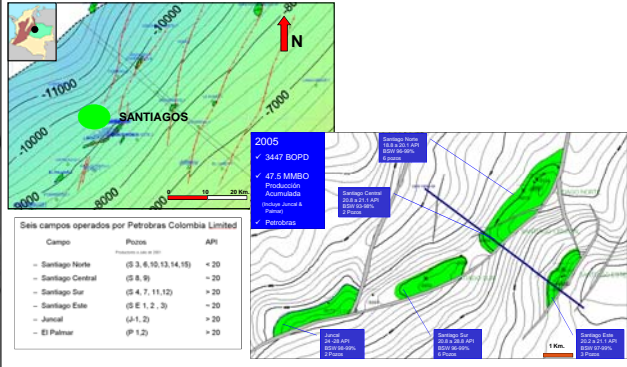
- PRUEBAS
 - Gacheta
 - 9556 - 9552
 - 31.5 BWPD
 - 300 ppm NaCl
 - Une - No Producción
 - 9718 - 9724
 - 24BO 14.5°
 - 15.5 BWPD
- ENTRERRIOS 2 (UNE)
 - Producción Dic 31 05
 - Acumulada 113.882 BO
 - 454 BOPD
 - 2.157 BWPD
 - 82.6% BS%W

LINEA SISMICA M-1983-1220(Perpendicular a la estructura)



::: CAMPO SANTIAGO ESTE (20° API) :::

LOCALIZACION DE CAMPOS SANTIAGOS



CARACTERISTICAS DEL CAMPO

RESEÑA

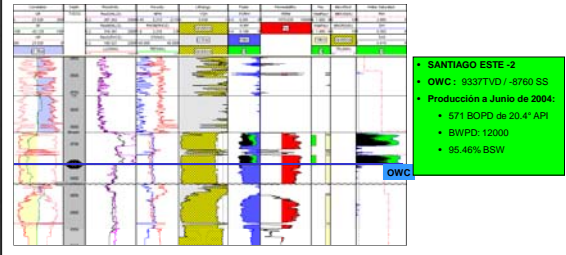
Reseña: La perforación de Santiago Este - 1 (Pozo descubridor) fue realizada por Lasmo en 1988. Este llegó a una profundidad de 10220 pies y probó 1396 BOPD de 21.9° API en la Formación Mirador. El pozo Santiago Este - 2 llegó a una profundidad de 10.150 pies con O/W a -3.760. Actualmente hay tres pozos perforados y el campo es operado por Petróbras.

Geología: La estructura esta conformada por un anticlinal de dirección NE. En su flanco oriental tiene una falla con pendiente SE. El paleoambiente de depósito es fluvial de canales meandriformes.

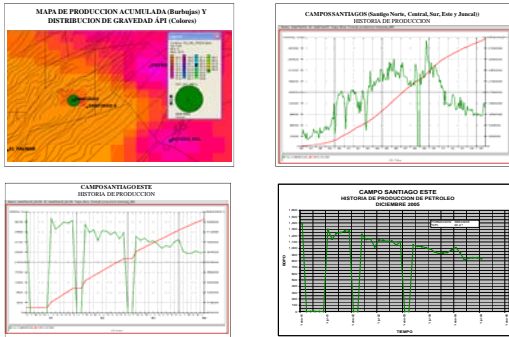
Producción: A Diciembre de 2005 la producción total del área Santiago fue de 3855 barriles diarios de petróleo con un 98% de agua. Se identificaron los campos Santiago Norte, Santiago Este y El Palmar como productores de crudo pesado. El campo Santiago Este cuenta con tres pozos productores, los cuales tienen una producción acumulada de 6,275 MMBO de 20.4° API y corte de agua de 98%, la tasa promedio de producción por pozo es de 280 BOPD.

Reservas: Las reservas probadas desarrolladas son de 0.159 MMBO.

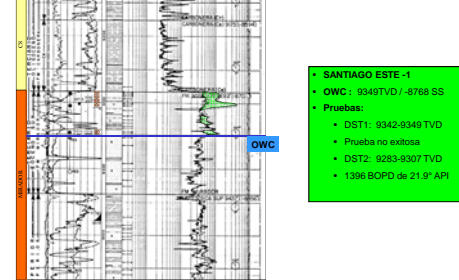
SANTIAGO ESTE - 2



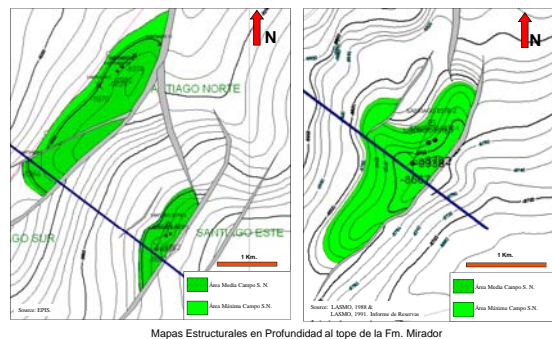
HISTORIA DE PRODUCCIÓN



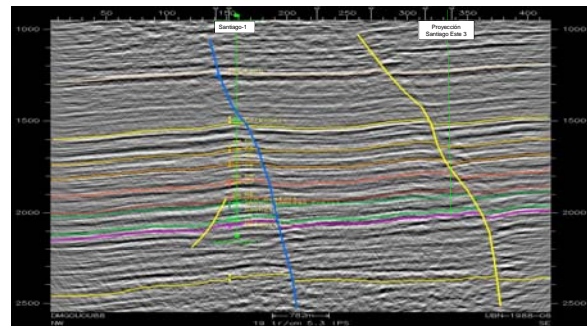
SANTIAGO ESTE - 1



MAPA ESTRUCTURAL

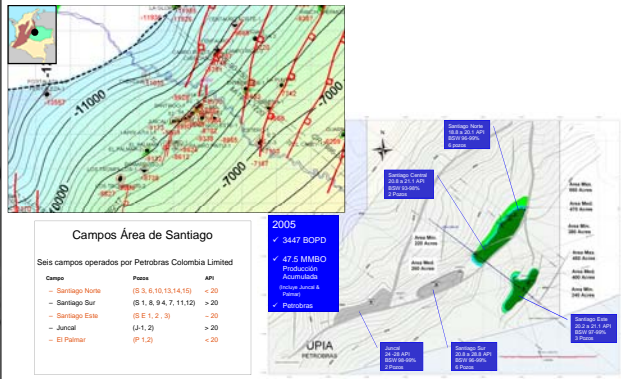


SECCIÓN SISMICA



CAMPOS SANTIAGOS NORTE-CENTRAL Y ESTE (19 a

LOCALIZACION DE CAMPOS SANTIAGOS



CARACTERISTICAS DEL CAMPO

Datos Generales		Historia de Producción	
Santiago		Reservas de Producción	
Reservas del campo	SANTIAGO NORTE - CENTRAL	Pozos de Inicio	1988
Pozo Descubridor	Santiago 1	Acumulada a fin: 2005 (Cifras de Bariles)	8.301
Fecha Descubrimiento	1975	Reservas de 2005 (Cifras de Bariles)	1.370
Fecha Actual	1975	Reservas de 2005 (Cifras de Bariles) (P&G)	4.333
Profundidad	1712' (521m)	Reservas de 2005 (Cifras de Bariles) (P&G)	9
Tipología	1712' (521m)	Reservas de 2005 (Cifras de Bariles) (P&G)	9
Temperatura	400' (122m)	Reservas de 2005 (Cifras de Bariles) (P&G)	9
Presión	400' (122m)	Reservas de 2005 (Cifras de Bariles) (P&G)	9
Velocidad	400' (122m)	Reservas de 2005 (Cifras de Bariles) (P&G)	9
Viscosidad	400' (122m)	Reservas de 2005 (Cifras de Bariles) (P&G)	9
Viscosidad	400' (122m)	Reservas de 2005 (Cifras de Bariles) (P&G)	9

RESEÑA

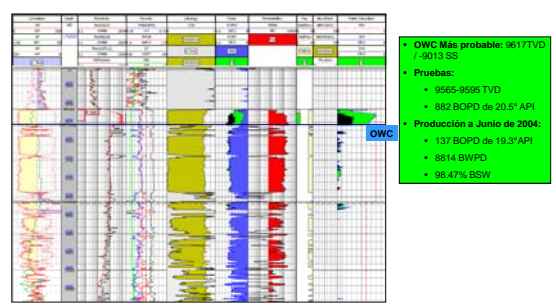
Reseña: El área tiene actualmente cinco campos en producción operados por Petrobras, de los cuales los campos Santiago Norte-Central, Santiago Este y Palmar producen crudo <20° API. Para el campo Santiago Norte el pozo descubridor fue Santiago 1 perforado por Elf en 1975. Este llegó a una profundidad de 10.150 pies y produjo crudo pesado (17,5° API) de la Formación Mirador, en Guadalupe también mostró crudo pesado (10,9° API). Para el campo Santiago Este el pozo descubridor fue Santiago Este - 1 por Lasmo en 1988. Este llegó a una profundidad de 10.220 pies y probó 1396 BOPD de 21,9° API en la Formación Mirador. Actualmente hay tres pozos perforados.

Geología: Estos campos se encuentran ubicados en un tren de fallas antitéticas, de tal manera que la estructura esta conformada por un anticlinal de dirección NE y el flanco oriental se encuentra limitado por una falla normal con pendiente al SE. El paleoambiente de depósito de la Formación Mirador es fluvial, principalmente canales meandriformes.

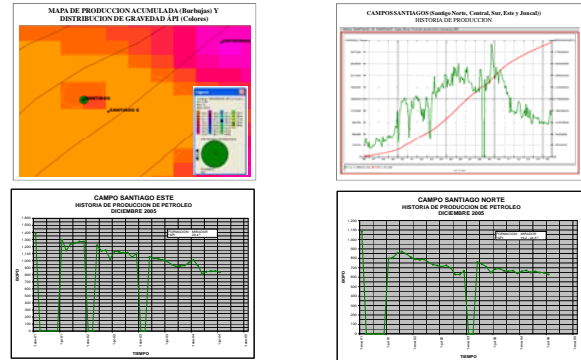
Producción: En el campo Santiago Norte-Central, la producción empezó en 1986. A Junio de 2004, el Campo Santiago Norte presentaba una producción acumulada de petróleo de 6,76 millones de barriles, a una tasa promedio de 650 BOPD de 19,2° API con corte de agua del 97%. El campo Santiago Este cuenta con tres pozos productores, los cuales tienen una producción acumulada de 6,27 MMBO de 20,4° API y corte de agua de 98%, a una tasa promedio de 850 BOPD de 20,4° API con corte de agua del 98%.

Reservas: Las reservas probadas desarrolladas para el campo Santiago Norte son de 0,723 MMBO y para el campo Santiago Este son de 0,159 MMBO.

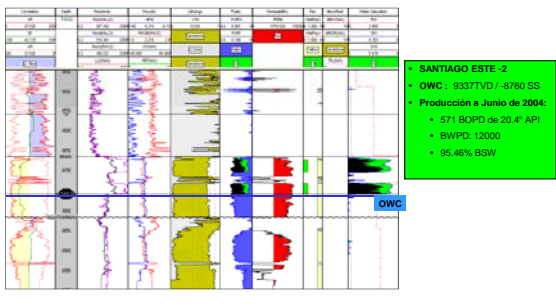
SANTIAGO-3



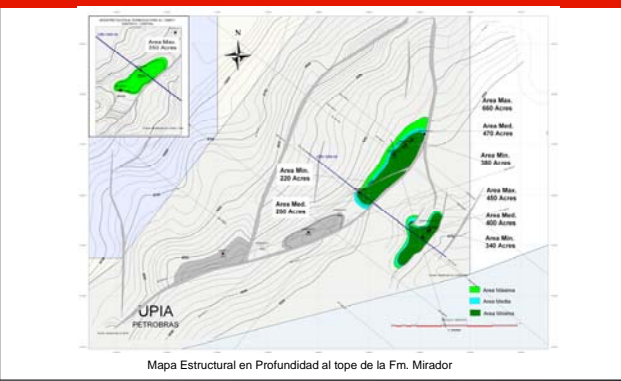
HISTORIA DE PRODUCCIÓN



SANTIAGO ESTE - 2



MAPA ESTRUCTURAL



SECCIÓN SÍSMICA

