

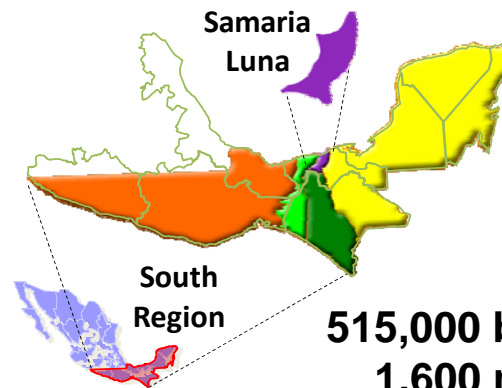
Avances del proyecto de explotación de crudo pesado y extra pesado en el Activo de Producción Samaria Luna

**3ra. reunión del grupo de trabajo sobre crudo pesado
Natural Resources Canada**

El Proyecto Samaria Somero tiene como objetivo extraer las reservas de crudo pesado y extra pesado en yacimientos de la Región Sur



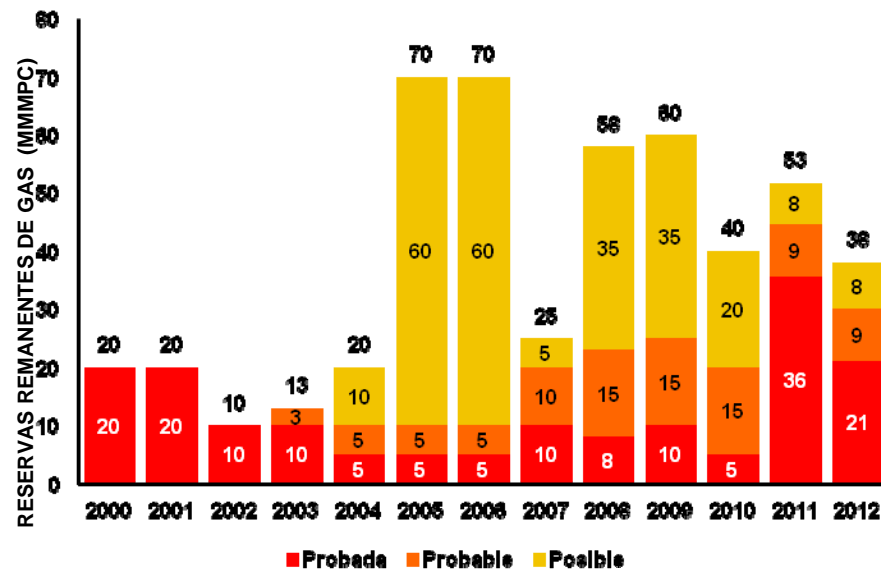
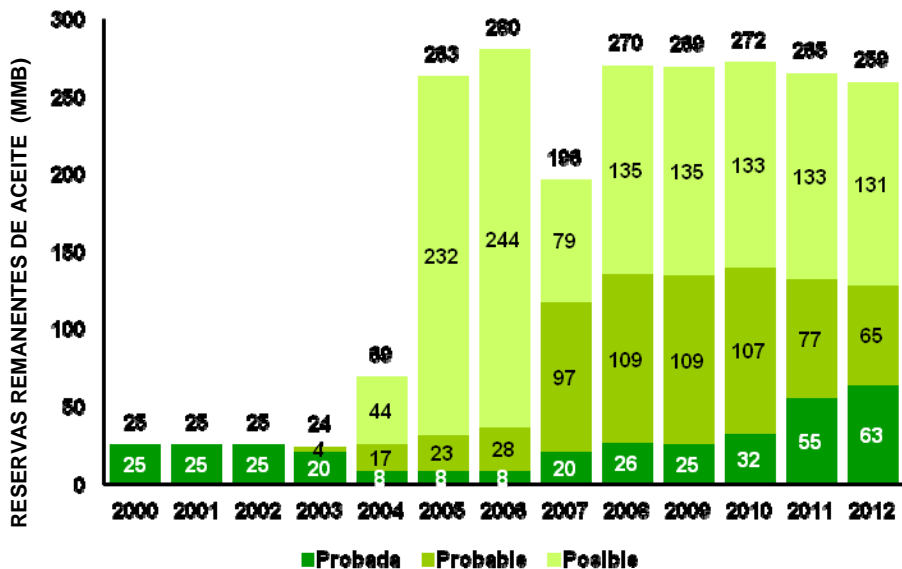
- **Localización:** A 20 km NW de Villahermosa, Tabasco
- **Campos:** 4
Samaria, Íride, Carrizo, Platanal
- **Descubrimiento:** 1960
Samaria 2 (94 bpd, 14 °API)
- **Pozos perforados:** 110
(71 en la nueva etapa, desde ago/07)
- **Pozos operando:** 70
59 crudo pesado y 11 crudo extra pesado



515,000 bpd de aceite
1,600 mmpcd de gas

Las reservas 3P en el Proyecto Samaria Somero ascienden a 259 mmb de aceite considerando un factor de recuperación final del

Al 1° de Enero 2012



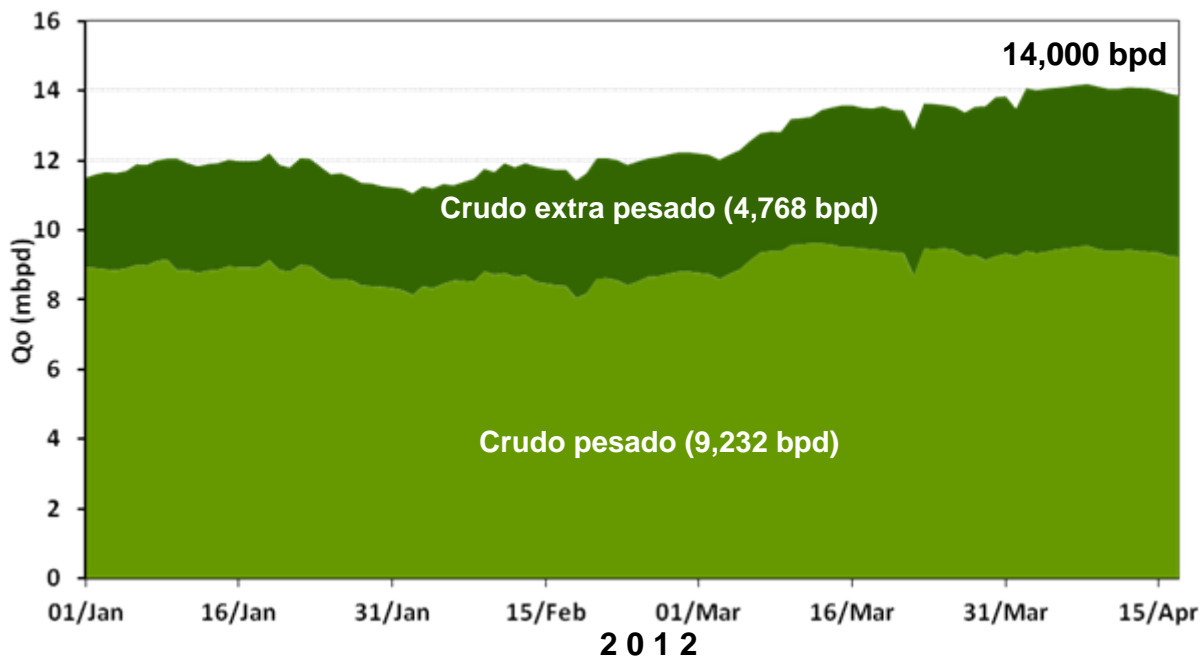
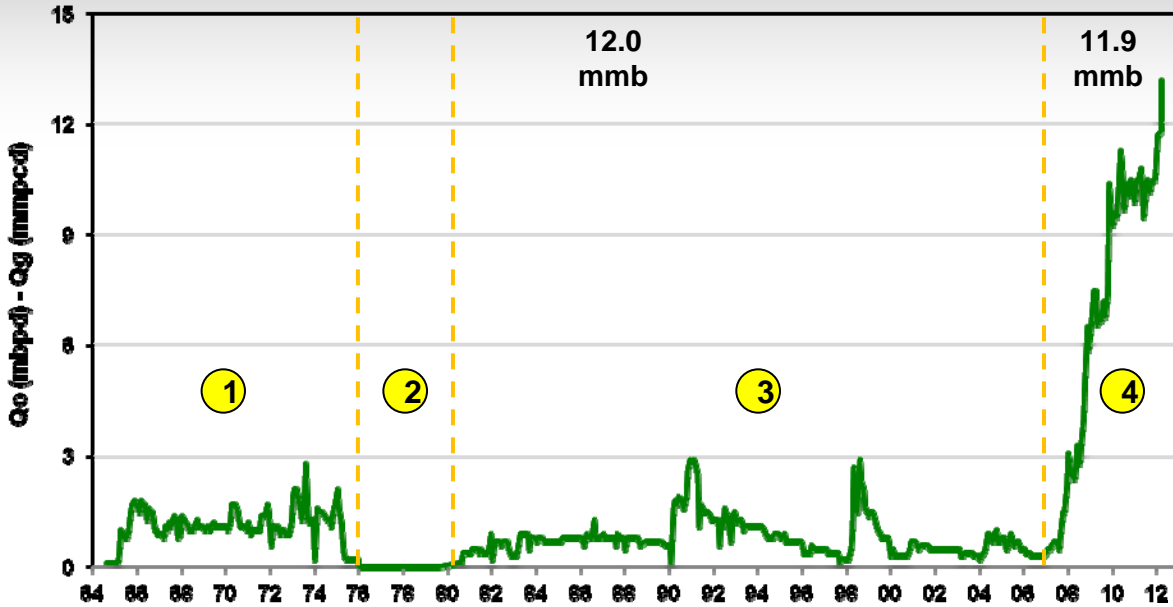
Condiciones iniciales

	N	G	ROA	ROG	Fro _f	Frg _f
Campo	(mmb)	(mmmpc)	(mmb)	(mmmpc)	(%)	(%)
Samaria Pes	202	166	36	28	18	17
Samaria Extra	649	324	128	61	20	19
Carrizo	309	64	65	15	21	23
Íride Ter	283	16	62	5	22	31
Platanal Ter	39	2	8	0.4	21	20
Total	1,482	572	298	109	20	19

Condiciones actuales *

	Np	Gp	RRA	RRG	Fro _a	Frg _a
Campo	(mmb)	(mmmpc)	(mmb)	(mmmpc)	(%)	(%)
Samaria Pes	21	26	25	21	12	13
Samaria Extra	3	2	113	6	0.5	0.7
Carrizo	15	10	51	6	5	16
Íride Ter	-----	-----	62	5	-----	-----
Platanal Ter	-----	-----	8	0.4	-----	-----
Total	39	38	259	38	3	7

En 2007 inició la reactivación del desarrollo del Campo Samaria incrementando la producción de 500 a 14,000 bpd



Etapa 1 (1964-1976) 20 pozos

- ▶ Desarrollo inicial
- ▶ Producción máxima 2.8 mmbpd

Etapa 2 (1977-1979)

- ▶ Descubrimiento del Mesozoico
- ▶ Cierre del Campo

Etapa 3 (1980-2006) 17 pozos

- ▶ Reparación de pozos
- ▶ Picos de hasta 2.9 mmbpd
- ▶ Fuerte declinación por agua
- ▶ Mantenimiento de pozos

Etapa 4 (2007-2012)

- ▶ Perforación de 71 pozos
- ▶ 74 reparaciones mayores
- ▶ SAP y mejoradores de flujo
- ▶ Inyección de vapor a partir de 2009
- ▶ **Más de 20,000 bpd a dic-2012**

La extracción de crudo extra pesado en el Campo Samaria se realiza mediante la inyección alternada de vapor

Generales

	<u>Extra pesado</u>	<u>Pesado</u>
Área (Km ²)	7.9	4.4
P _{ini.} (Kg/cm ²)	97	200 – 150
P _{act.} (Kg/cm ²)	97	170 – 120
P _{sat.} (Kg/cm ²)	84 (A6)	105 (A8) 158 (A12)
T _{yac.} (°C)	45 – 47	60 – 80
Profundidad (mbNM)	600-900	1,100 - 2,200
Tipo de empuje	Expansión de roca-fluidos	Expansión de roca-fluidos, Empuje hidráulico

Petrofísicas

	<u>Extra pesado</u>	<u>Pesado</u>
Tipo de yacimiento	Aceite negro viscoso	Aceite negro
Litología	Arenas no consolidadas	Arenas no consolidadas
Formación	Paraje Solo	Paraje Solo, Filisola
Espesor bruto	300 - 500 (m)	400 – 600
Espesor neto	120 – 150 (m)	150 – 200
Porosidad	20 - 40 (%)	20 – 40
Saturación de agua	10 - 20 (%)	10 – 30
Permeabilidad	3,000 – 5,000 (mD)	400 – 4,000

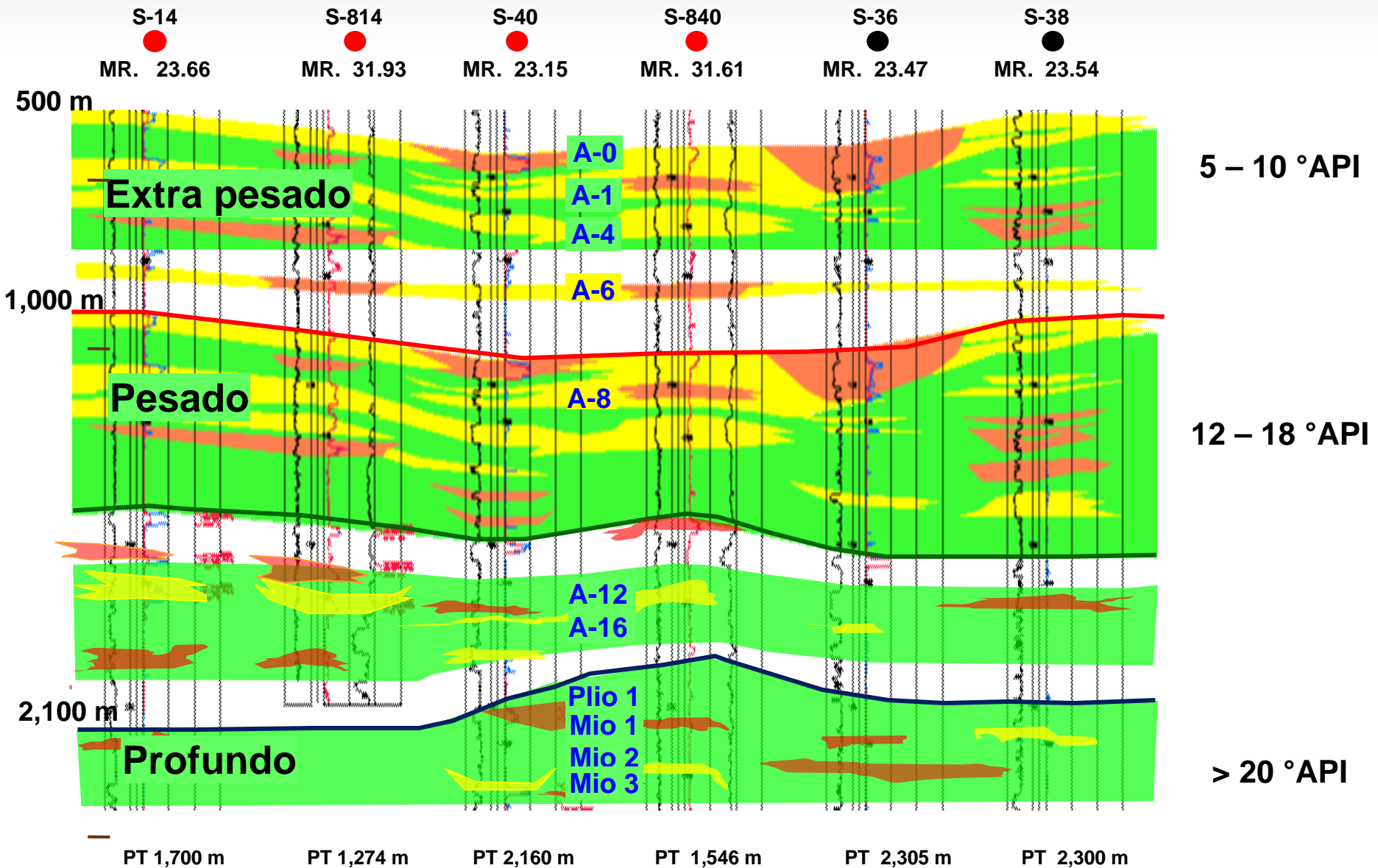


Fluidos

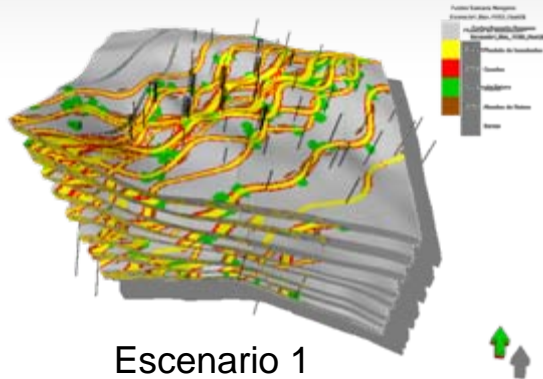
	<u>Extra pesado</u>	<u>Pesado</u>
Tipo de fluido	Extrapesado	Aceite Pesado y Mediano
Viscosidad	6,000 – 45,000 (cp)	200 – 2,000 (cp)
Densidad del aceite	5– 10 °API	12 – 18 °API
RGA	1 – 10 (m ³ /m ³)	60 – 120 (m ³ /m ³)

Otros campos

Sección esquemática mostrando profundidad de arenas de interés con crudo pesado y extra pesado en el Campo Samaria

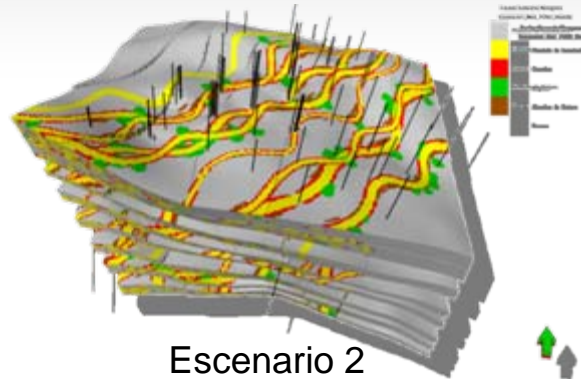


A partir las características geométricas conceptuales de las facies fluviales, se actualizó el modelo geológico de forma probabilista



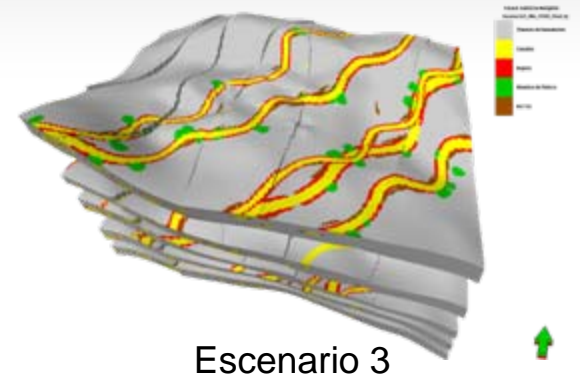
Escenario 1

Canal: 30%
 Dique: 4.1%
 Abanicos: 3.3%
 Barras: 1.4%



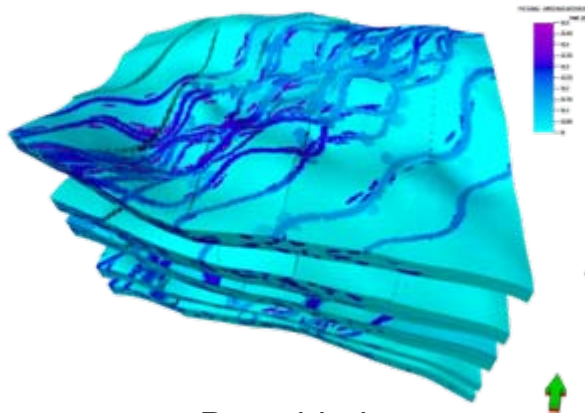
Escenario 2

Canal: 19.4%
 Dique: 3.22%
 Abanicos: 1.9%
 Barras: 1.1%

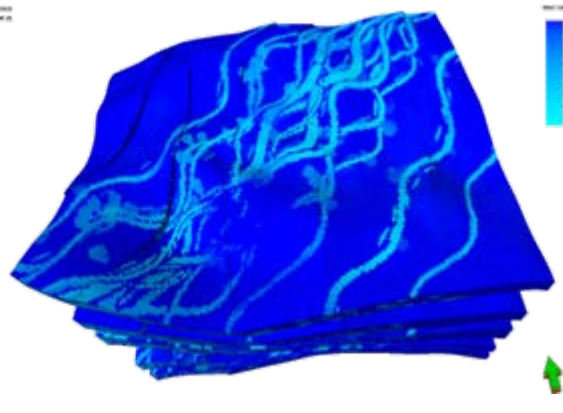


Escenario 3

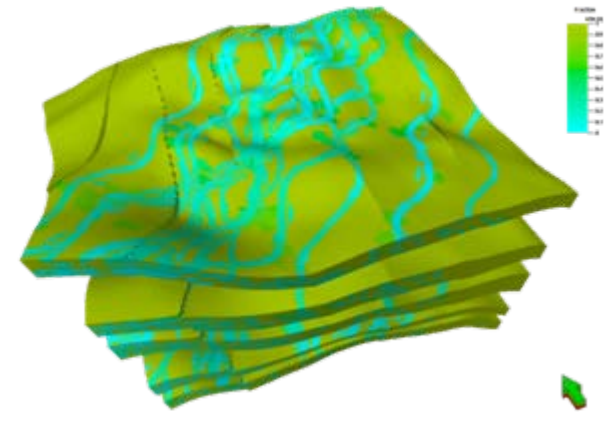
Canal: 10.5%
 Dique: 1.97%
 Abanicos: 0.9%
 Barras: 0.65%



Porosidad

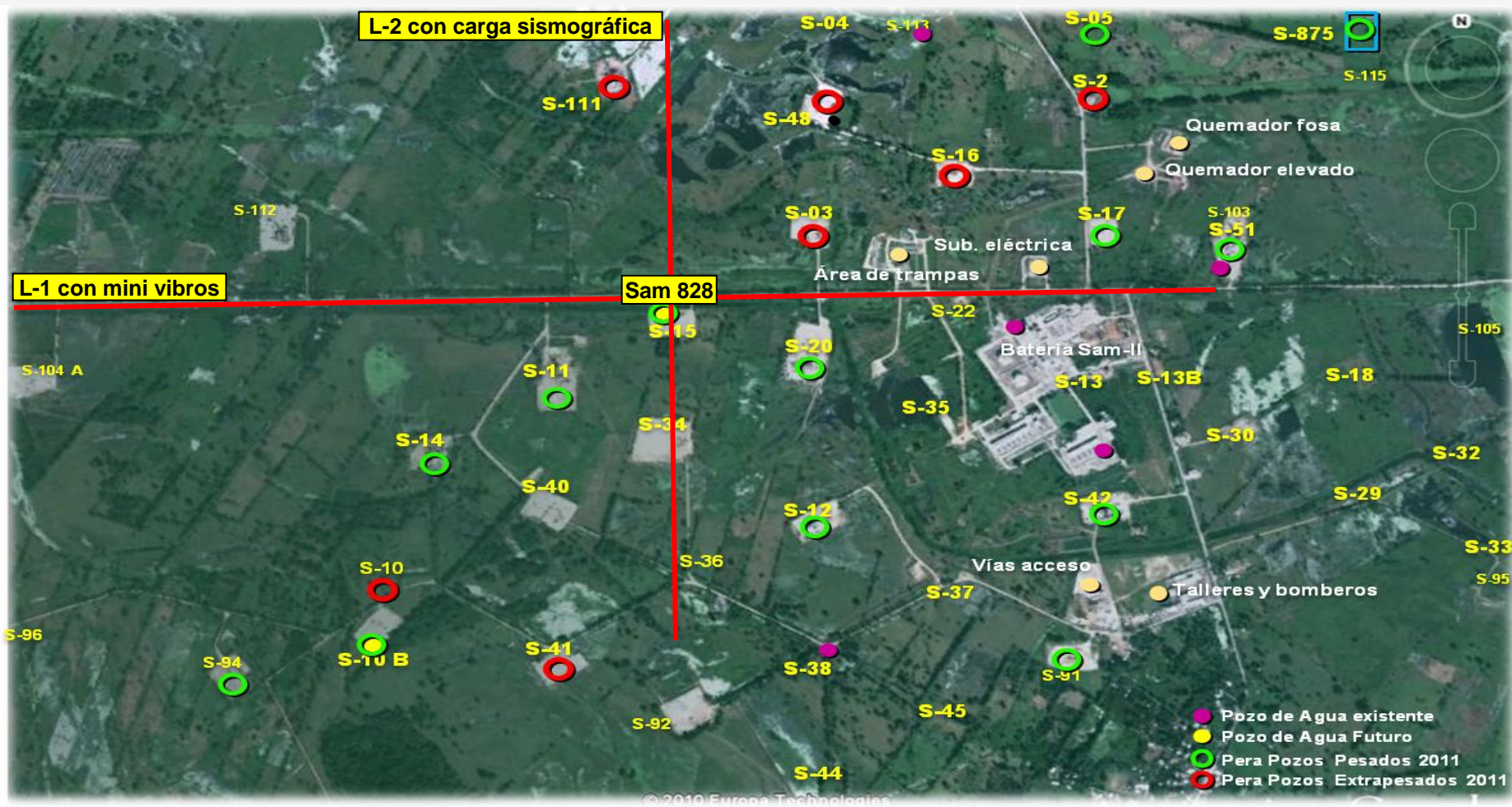


Saturación de Agua



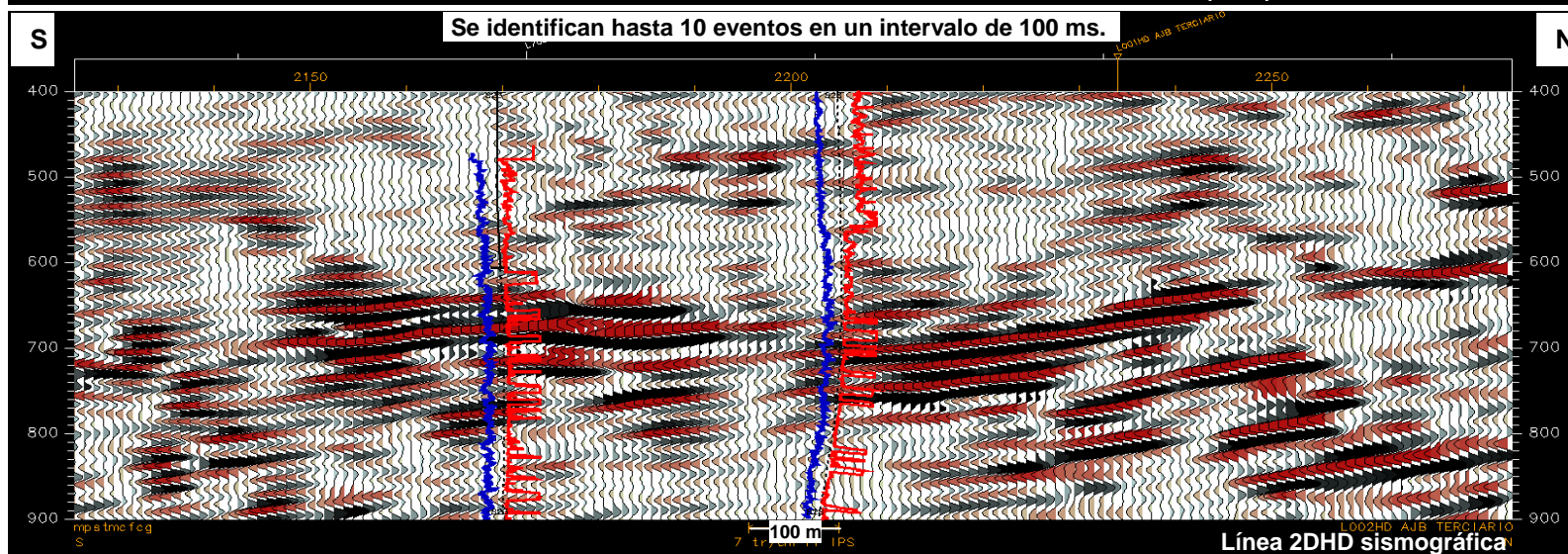
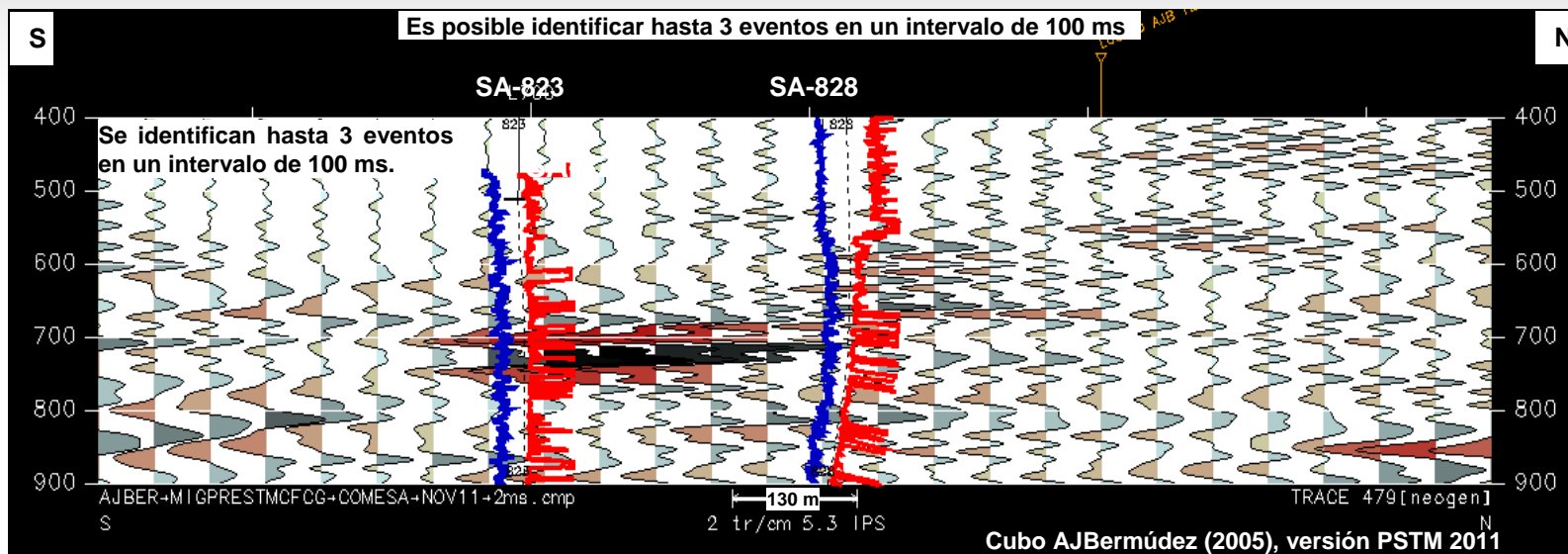
Volumen de Arcilla

Líneas paramétricas 2D de alta densidad y resolución para definir fuente sísmográfica adecuada para la adquisición 3D



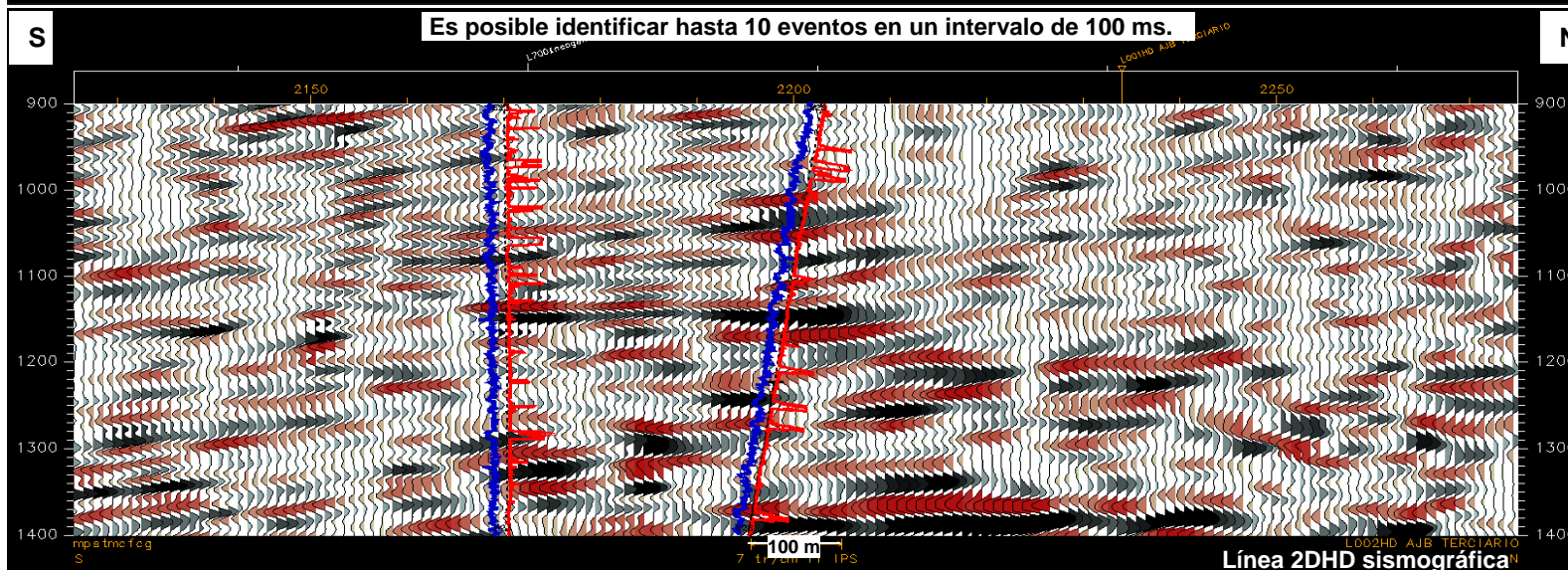
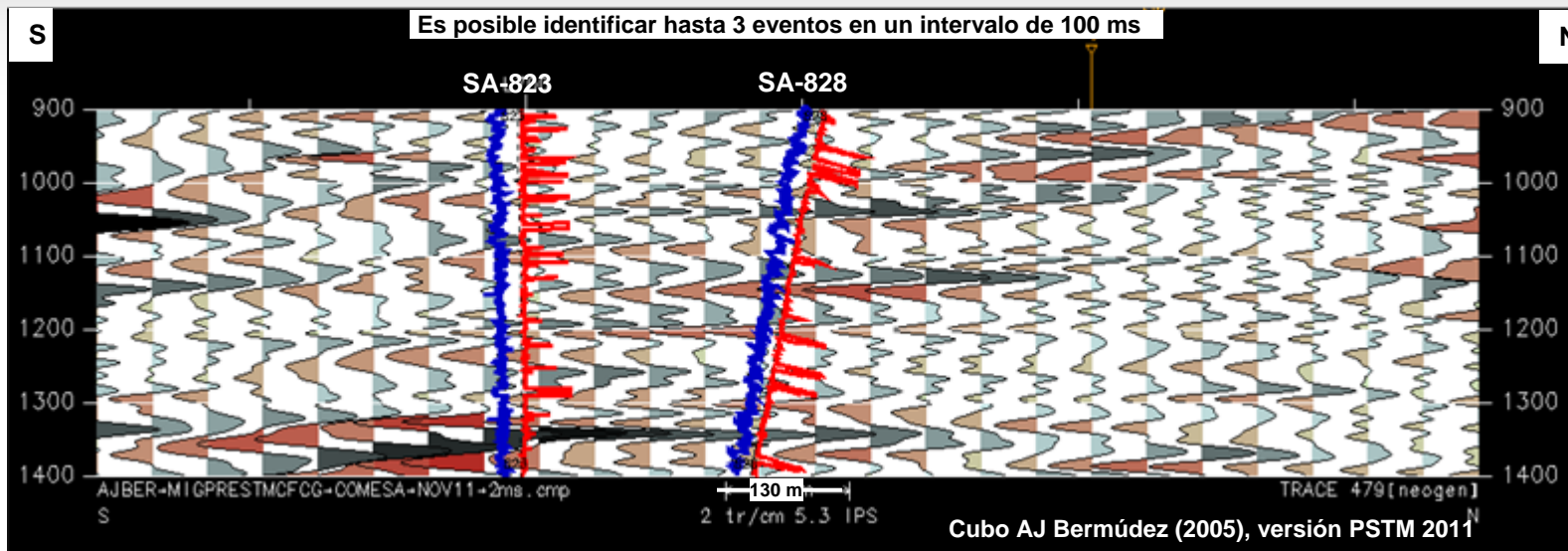
Analizar la factibilidad técnica y operativa de un levantamiento sísmico 3DHD, que apoye en definir la distribución geométrica de los cuerpos arenosos (canales) de al menos 10 m de espesor, en profundidades entre 500 y 2000 m

Sección sísmica PSTM del cubo Bermúdez con objetivo Mesozoico respecto a la línea paramétrica 2DHD entre 400 y 900 ms



En la línea 2DHD, se aprecia mayor contenido de frecuencias, densidad de trazas y cobertura, dando una mejor imagen sísmica que permitirá conocer con mayor exactitud la distribución de las arenas impregnadas y definir áreas aún no drenadas.

Sección sísmica PSTM del cubo Bermúdez con objetivo Mesozoico respecto a la línea paramétrica 2DHD entre 900 y 1400 ms



En marzo inició la reactivación del Campo Íride para cerrar con diez pozos en este año y al menos 20 localizaciones más para 2013

Generales

	<u>Pesado</u>	<u>Extra-pesado</u>
Área del campo (Km ²)	4.8	7.1
Pini (Kg/cm ²)		
Pact (Kg/cm ²)		
Psat (Kg/cm ²)		
Tyac (°C)		
Prof. media (mbNM)	1,500	1,000

Petrofísicas

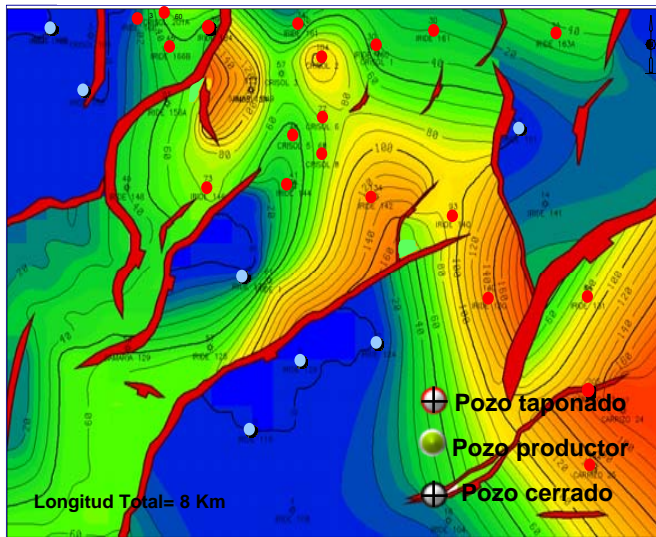
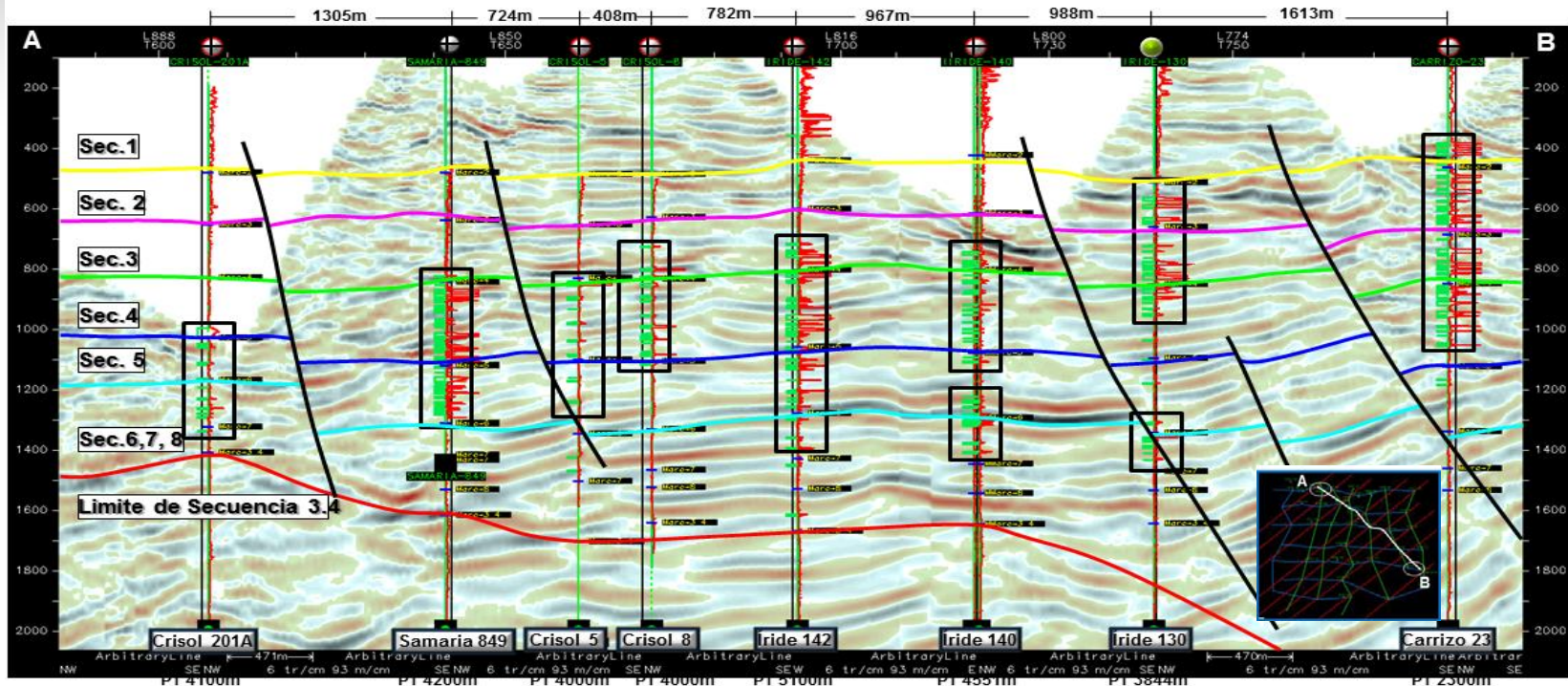
	<u>Pesado</u>	<u>Extra-pesado</u>
Tipo de yacimiento	Aceite negro	Aceite negro viscoso
Litología	Arenas no consolidadas	Arenas no consolidadas
Formación	Paraje Solo Filisola	Paraje Solo
hn (m)	1 – 53	2 – 48
PHI (%)	18 – 30	25 – 32
Sw (%)	17 – 57	15 – 50



Fluidos

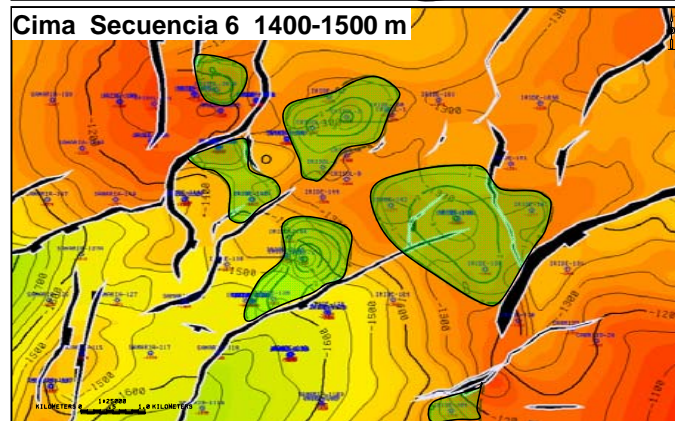
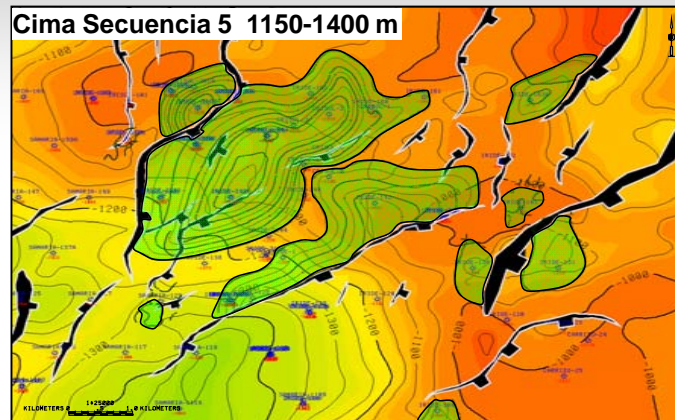
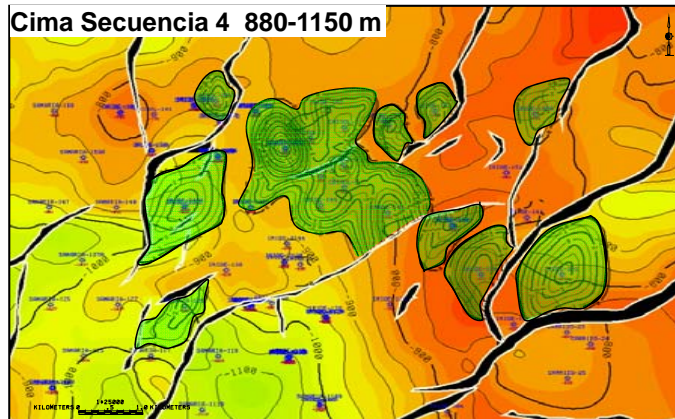
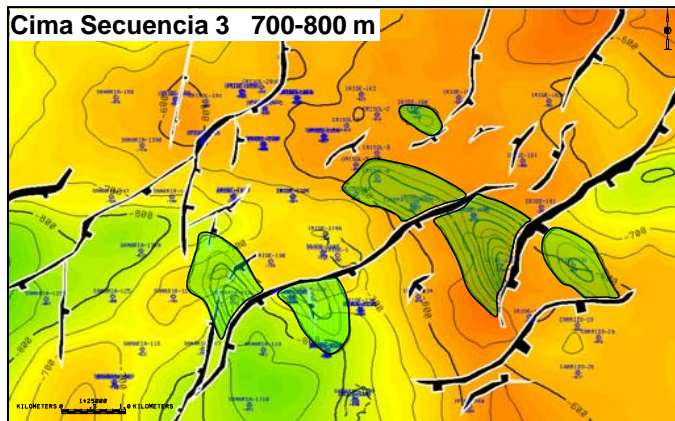
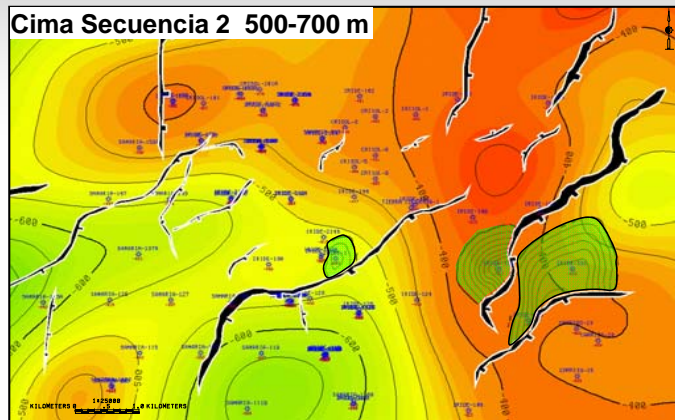
	<u>Pesado</u>	<u>Extra-pesado</u>
Tipo de fluido	Aceite Pesado y Mediano	Extra-pesado
Densidad del aceite	12 – 23 °API	5– 10 °API
RGA (m ³ /m ³)	60 - 120	1 – 10

El estudio de caracterización estática permitió definir las principales secuencias de arenas en el Campo Írde que van entre 400 y 1,700 m

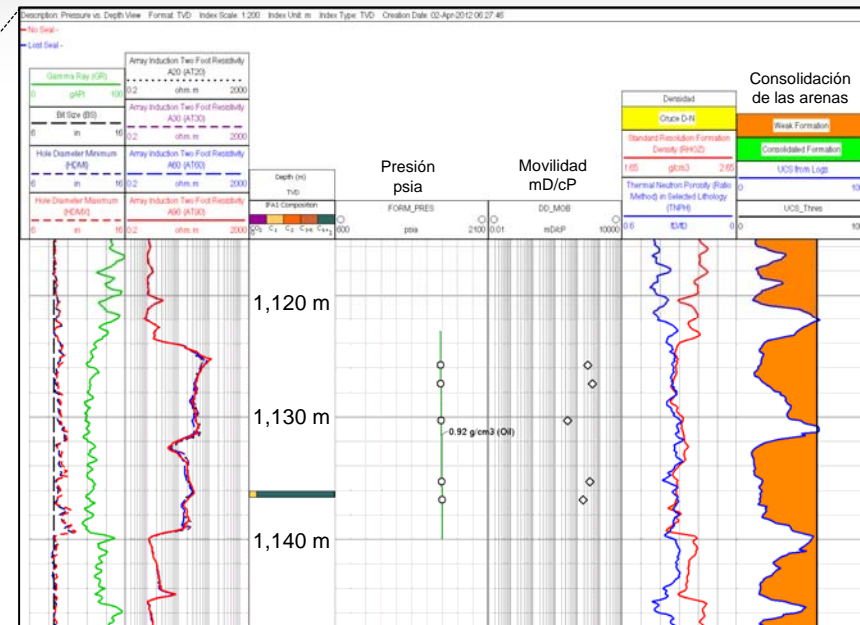
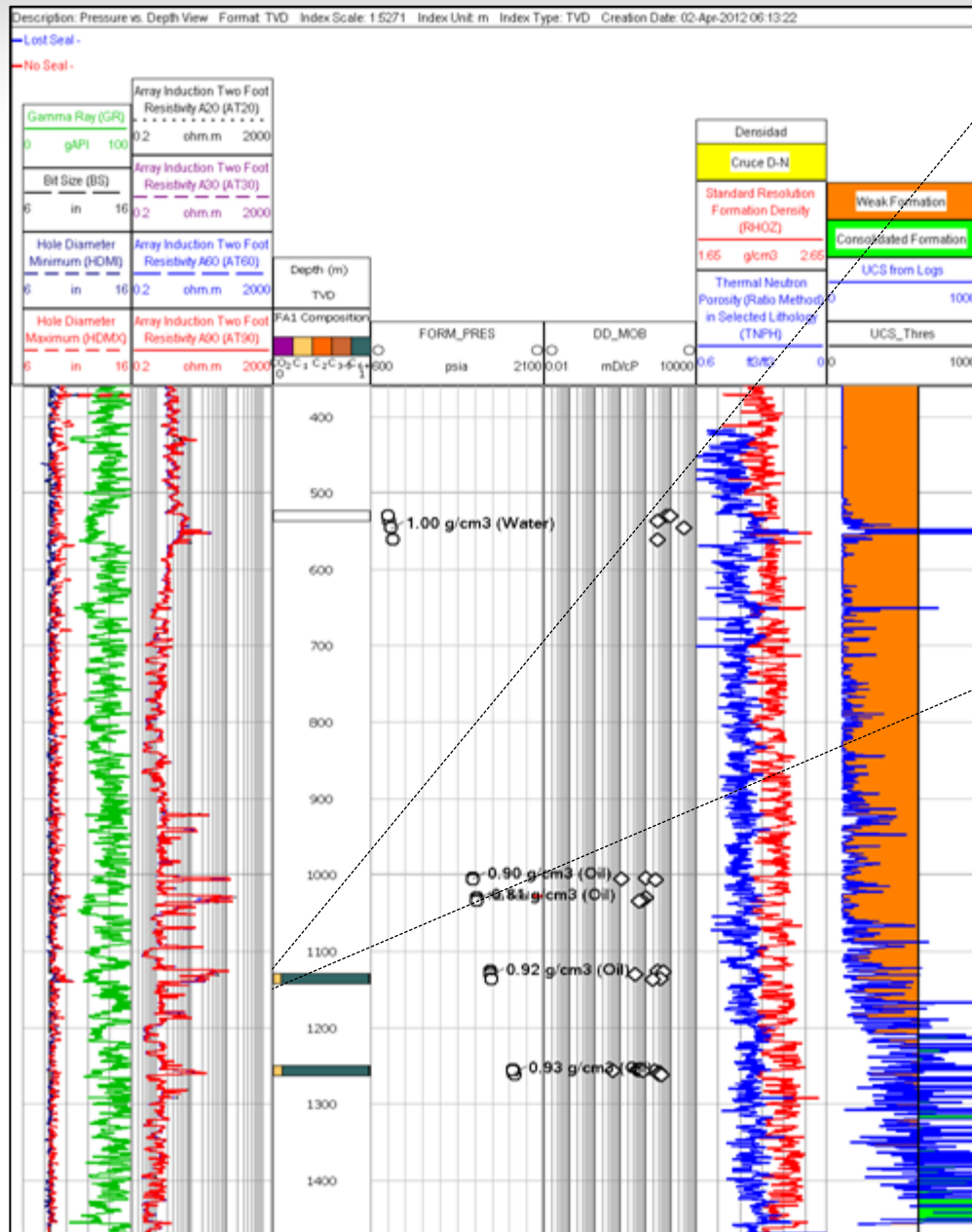


- Sísmicamente se observa que los límites de las secuencias tienen una buena correlación lateral, mientras que las arenas contenidas dentro de estas secuencias presentan discontinuidad
- Los espesores netos impregnados son mayores de 50 m
- Las Secuencias 4 y 5 contienen las arenas con mayor impregnación de hidrocarburos en el área.

Las secuencias 4 y 5 muestran mayor continuidad de las arenas así como mayor índice de hidrocarburos



El pozo Íride 754 confirmó las secuencias interpretadas y se adquirió información para plantear adecuadamente el esquema de explotación



- Profundidades entre 545 y 1,285 m
- Tres muestreos exitosos
- Presiones entre 755 y 1,847 psi
- Temperatura máxima 64.7 °C

El Campo Carrizo fue licitado para operarse mediante contratos integrales y su producción se reactivará a fines de este año

Generales

	<u>Pesado</u>	<u>Extra-pesado</u>
Área del campo (Km ²)	3.2	4.3
Pini (Kg/cm ²)	135	
Pact (Kg/cm ²)	---	
Psat (Kg/cm ²)	139	
Tyac (°C)	80	50
Prof. media (mbNM)	2,000	800

Petrofísicas

	<u>Pesado</u>	<u>Extra-pesado</u>
Tipo de yacimiento	Aceite negro	Aceite negro viscoso
Litología	Arenas de cuarzo arcillosas, poco consolidadas	
Formación	Paraje Solo	Paraje Solo
hn (m)	1 – 23	0.75 – 32
PHI (%)	18 – 22	24
Sw (%)	35	35



Fluidos

	<u>Pesado</u>	<u>Extra-pesado</u>
Tipo de fluido	Aceite negro	
Densidad del aceite	18 – 24 °API	
RGA (m ³ /m ³)	48.2	

El Campo Platanal es el que menores yacimientos presenta y actualmente se analiza la factibilidad de su explotación

Generales

	<u>Pesado</u>	<u>Extra-pesado</u>
Área del campo (Km ²)	2.0	1.3
Pini (Kg/cm ²)		
Pact (Kg/cm ²)		
Psat (Kg/cm ²)		
Tyac (°C)		
Prof. media (mbNM)	1,500	1,000

Petrofísicas

	<u>Pesado</u>	<u>Extra-pesado</u>
Tipo de yacimiento	Aceite negro	Aceite negro viscoso
Litología	Arenas no consolidadas	Arenas no consolidadas
Formación	Paraje Solo	Paraje Solo
hn (m)	3 – 35	1 – 24
PHI (%)	14 – 34	17 – 38
Sw (%)	18 – 57	26 – 53

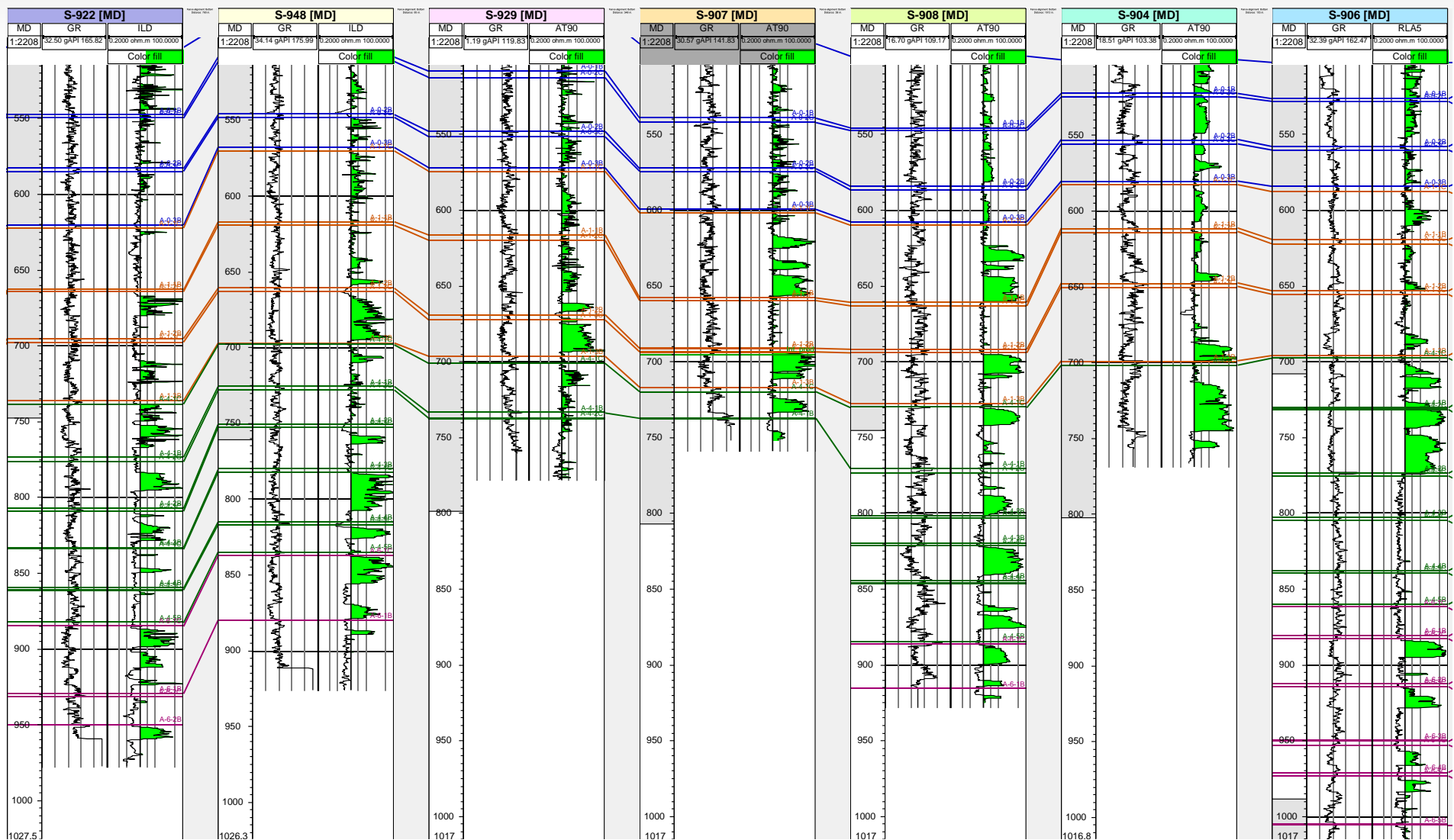


Fluidos

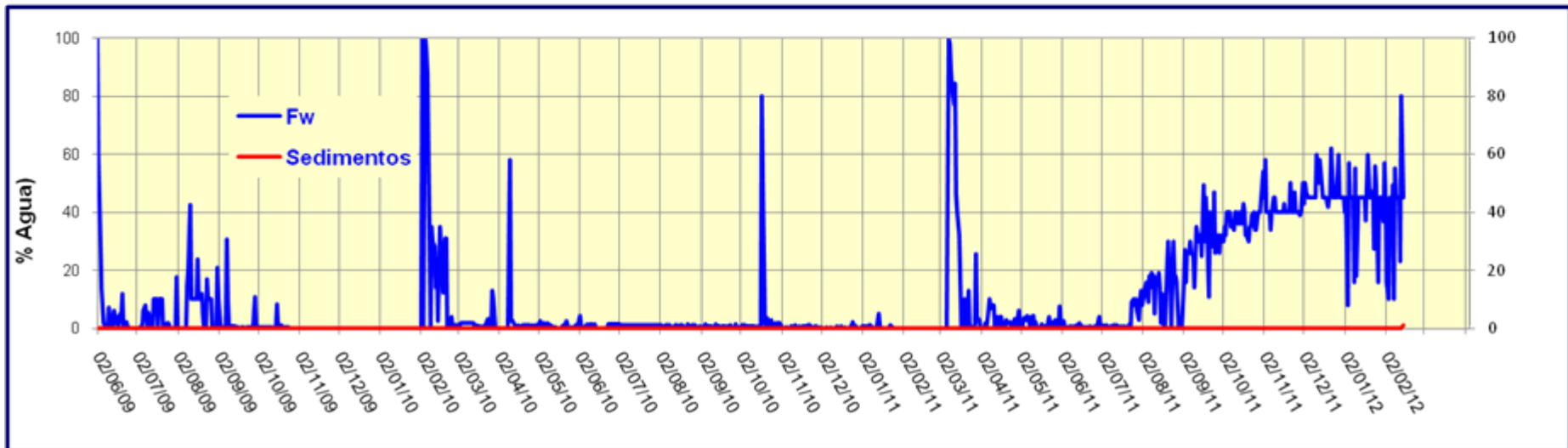
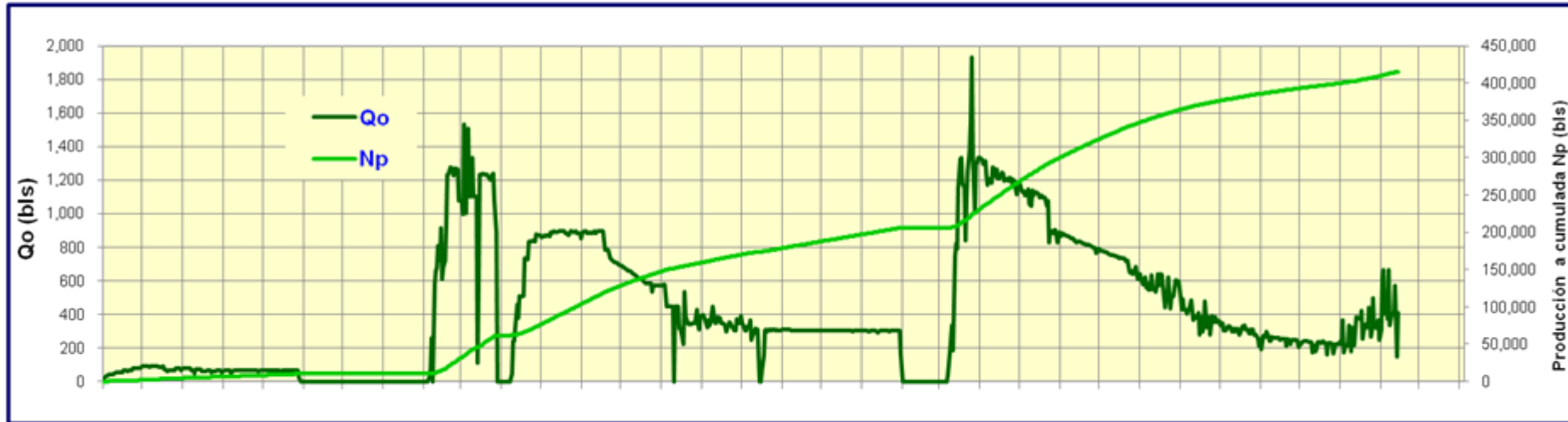
	<u>Pesado</u>	<u>Extra-pesado</u>
Tipo de fluido		
Densidad del aceite		
RGA (m ³ /m ³)		

Resumen de la prueba piloto de inyección alternada de vapor

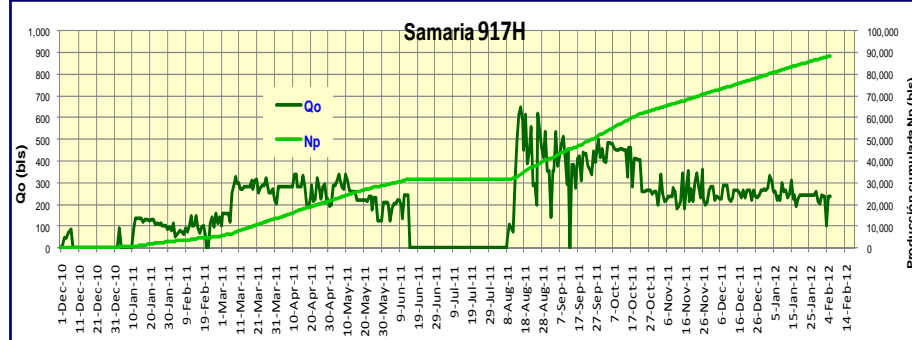
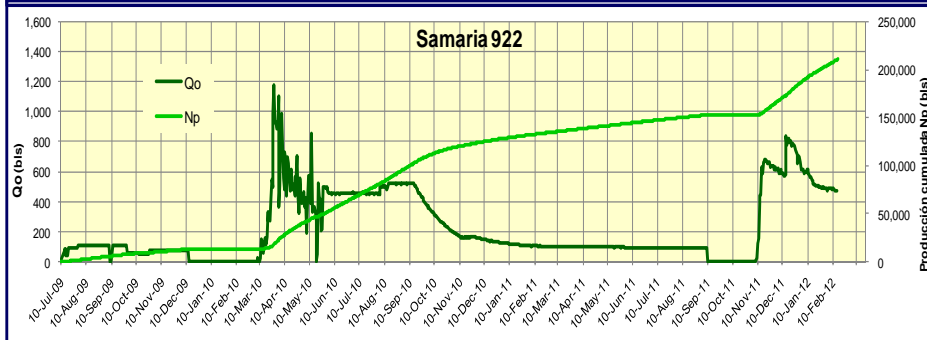
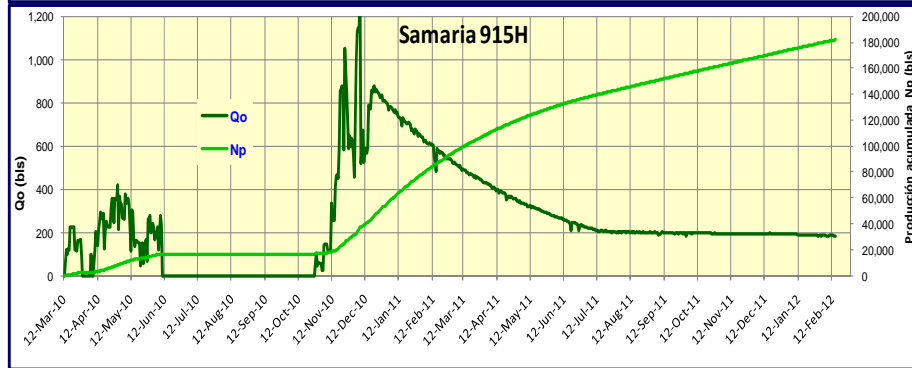
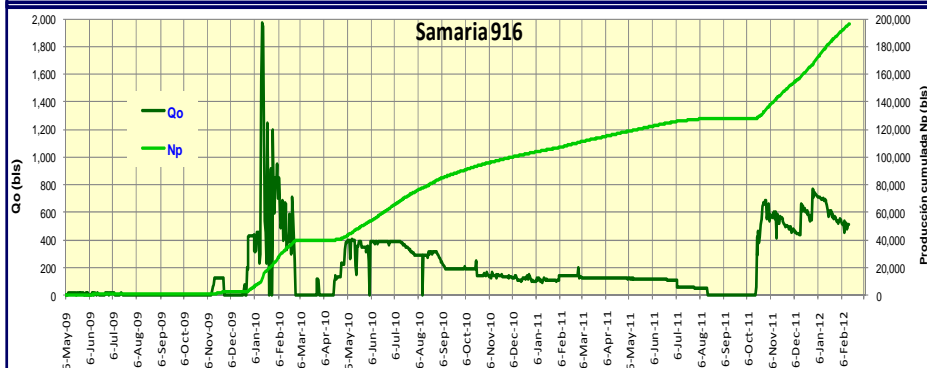
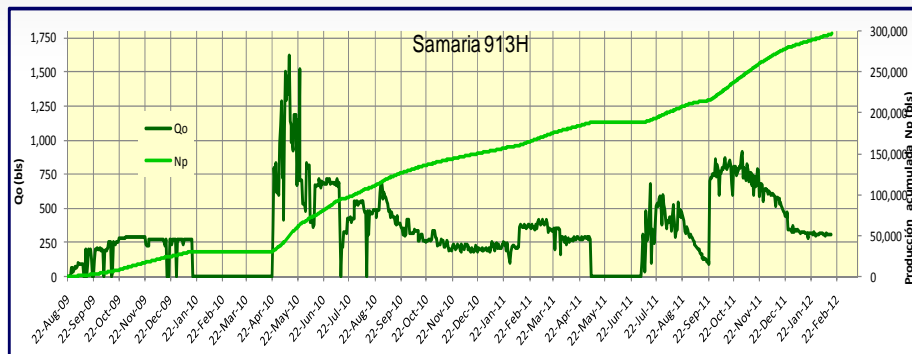
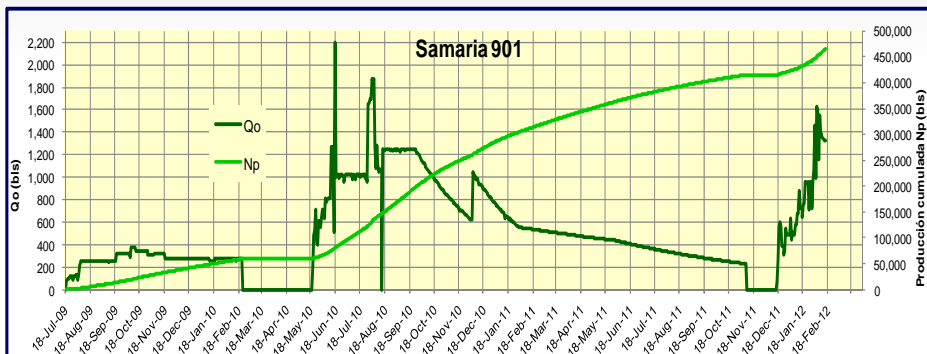
Potencial de crudo extra pesado en el Campo Samaria



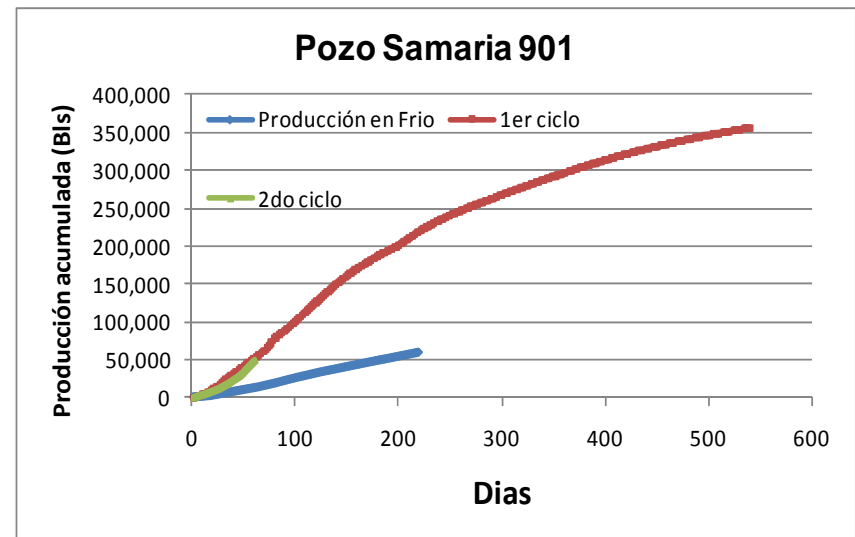
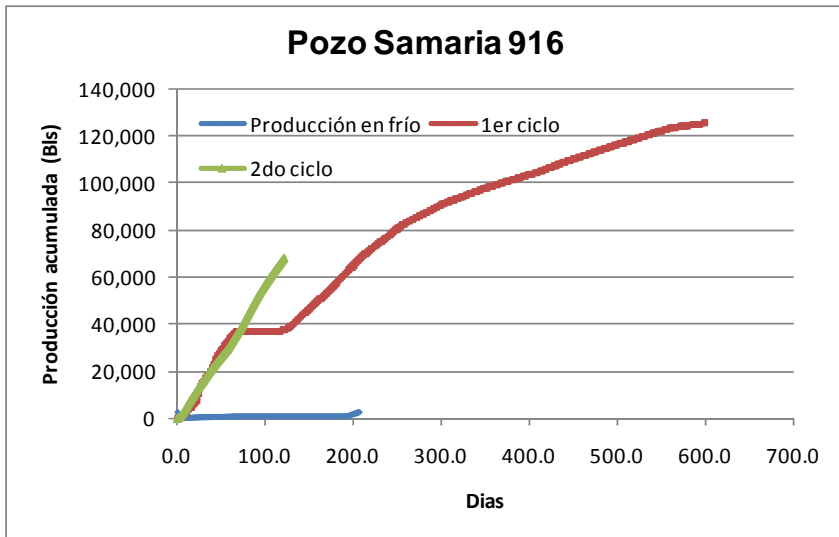
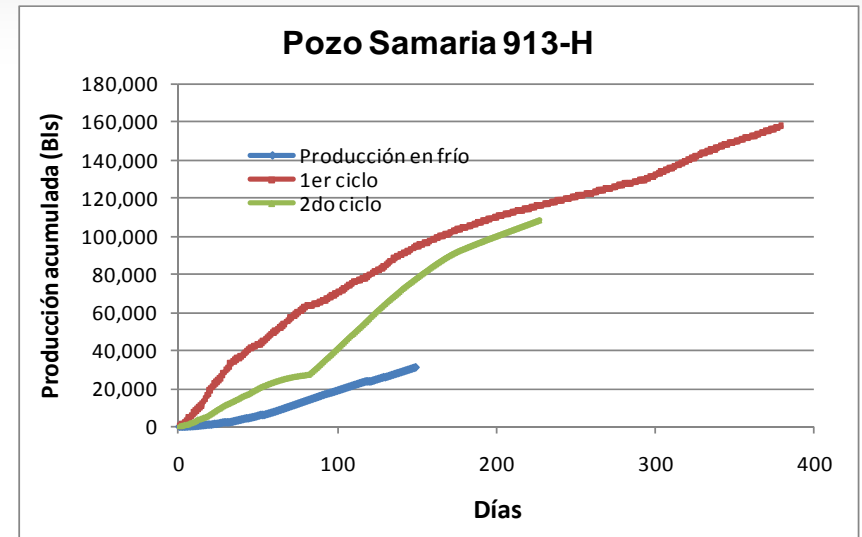
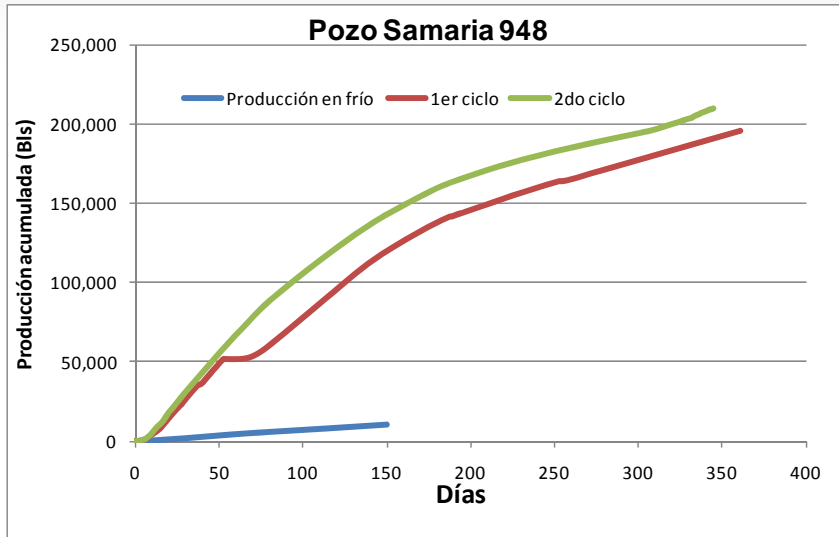
Comportamiento del pozo Samaria 948 con dos ciclos de inyección acumulando más de 400 mb en dos años sin problemas de sólidos



Todos los pozos verticales de la prueba piloto rebasaron por mucho las expectativas iniciales, no así los pozos horizontales



Durante el segundo ciclo de inyección, el comportamiento de la mayoría de los pozos muestra un potencial similar al primer ciclo



Se ha producido cerca de 2 mmb de crudo extra pesado en 2 años de la prueba piloto mediante estimulación alternada de vapor

Pozo	Arena	Espesor m	Densidad °API	Viscosidad cp (c.y.)	Producción en frío		Primer ciclo de inyección			Segundo ciclo de inyección			Producción acumulada total bls
					Max Producción bpd	Producción acumulada bls	Vapor inyectado Ton	Max Producción bpd	Producción acumulada bls	Vapor inyectado Ton	Max Producción bpd	Producción acumulada bls	
Sam-916	A-4	51	9	6,329	252	2,755	2,477	906	163,622	5,760	767	100,181	266,558
Sam-948	A-4 y A-6	41	9	8,638	101	12,794	4,955	1233	193,965	4,985	1,032	215,215	421,974
Sam-922	A-6	30	8	13,818	107	11,190	3,930	1170	178,354	4,088	648	67,803	257,347
Sam-913H	A-1	326 SH	5	23,234	151	16,725	8,730	1566	160,163	6,620	849	80,855	257,743
Sam-901	A-1 y A-4	38	9	4,505	365	42,978	8,096	1252	348,530	7,316	667	76,078	467,586
Sam-915	A-1 y A-4	88	8	17,691	233	11,441	6,620	503	38,645	7,440	434	2,617	52,703
Sam-915H	A-4-2	322 SH	10	1,948	434	24,115	7,824	623	157,843				181,958
Sam-917H	A-6-1	231 SH	8	17,000	233	20,788	8,215	396	43,871				64,659
Sam-929	A-1 y A-4	26					2,738						
Sam-907	A-1	33	8	16,402			4,799	453	13,008				13,008
Sam-908	A-4	40	9	6,971			4,717	786	48,196				48,196
Sam-906	A-6	27		9,266			3,392	755	22,703				22,703
Sam-904	A-1	13					2,880						
Sam-905	A-4	18											
Sam-946	A-6	24											
Total					235	142,786		877	1,368,900		733	542,749	2,054,435

La prueba piloto de inyección de vapor durante dos años, demostró su eficacia y se adquirió experiencia para iniciar la masificación

Acciones

Resultados a destacar

Principal aprendizaje

Próximos pasos

8 pozos perforados
Diferentes geometrías de pozo (4 verticales, 3 horizontales y 1 direccional)
Pruebas con 2 sistemas artificiales (BCP-BM)
Uso de mejoradores de flujo

100% de éxito en perforación
Crudo extra pesado con viscosidad de 2,000 a 23,000 cp @ TY
Gasto de producción de 70 bpd en verticales y 300 bpd en horizontales

Control de arena con tubería ranurada
BM y BCP como sistema artificial
Uso de mejorador de flujo para transporte
Es factible técnica y económicamente la explotación en frío

Caracterización estática de todas las arenas de crudo extra pesado
Contar con sistema de almacenamiento y bombeo a boca de pozo
Producir sólo para definir base de producción

Servicio de generación de vapor contratado por 3 años (dic/2012)
Uso de aparejos de producción, árbol y accesorios térmicos
8 pozos estimulados con vapor
2 ciclos de inyección por pozo

Aparejos funcionando bien, sólo 5 cm de elev
Pozos operan fluyentes inicialmente
Gasto de producción de 700 a 1,200 bpd
Registros PLT durante iny, remojo y prod'n

El BN como método artificial es eficiente
Vol de iny y tiempo de remojo en función de magnitud de arenas
Inadecuada distribución del vapor en pozos horizontales
No es conveniente estimular más de 3 arenas simultáneamente

Concluir la masificación del proceso 1ra etapa
Evaluar mediante piloto la inyección continua
Concluir construcción de infraestructura de transporte
Servicio de generación de vapor con 3 calderas contratado (may 2012)

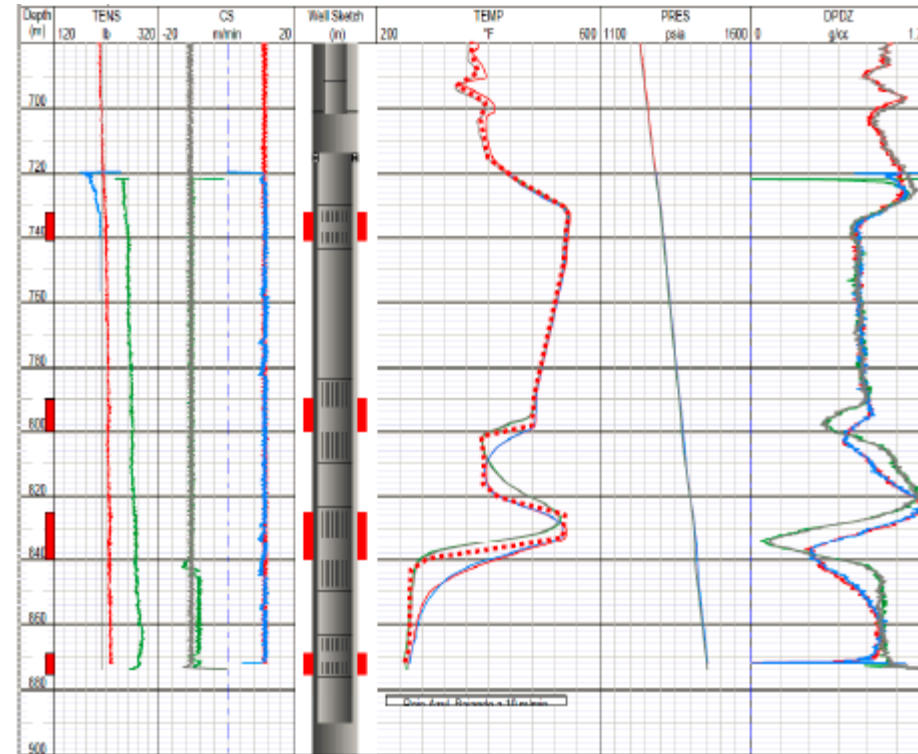
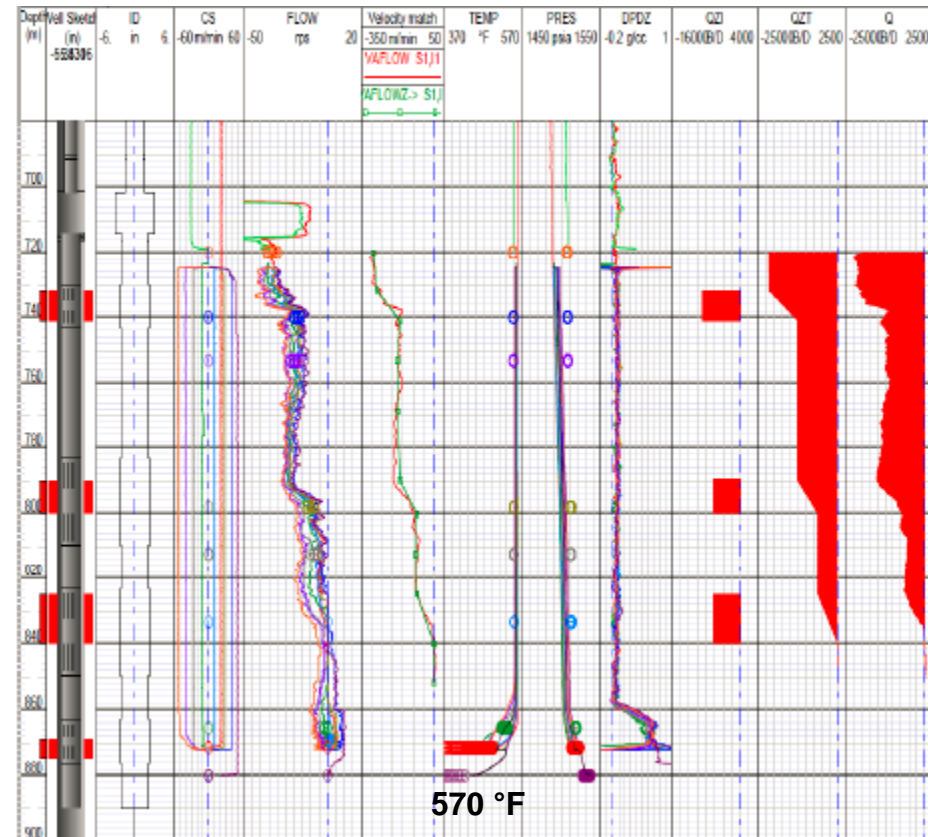
En Frío

En Caliente

Se resolvió el problema de adquisición de registros PT durante inyección, remojo y producción que hizo cambiar la estrategia

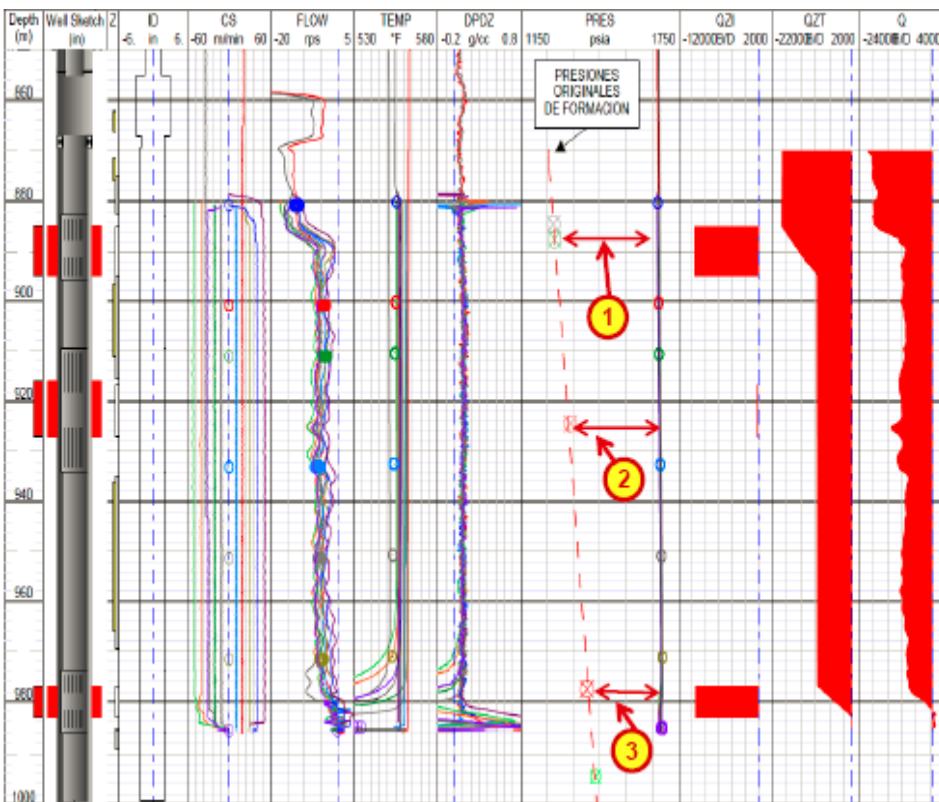
Registro PLT durante inyección Samaria 908

Registro PLT durante remojo Samaria 908



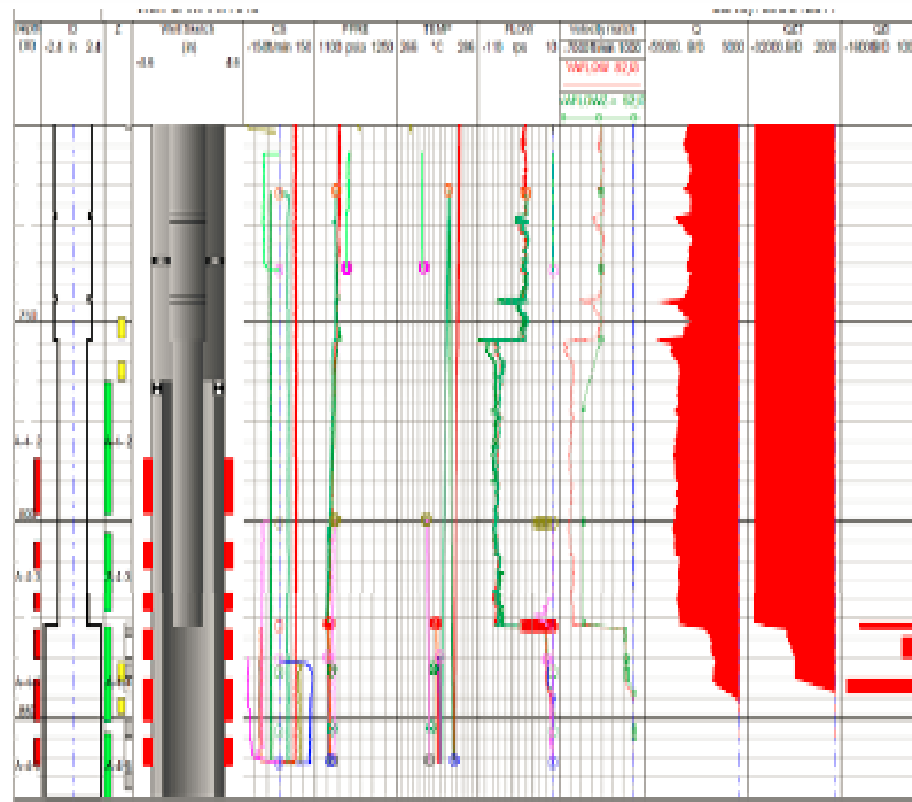
Intervalo mD	Admisión	Caudal Inyectado (BWPD equiv.)
< 732 - 741 >	41%	618.3
< 790 - 800 >	30%	452.4
< 825 - 840 >	29%	437.3
< 869 - 875 >	0%	0.0
TOTALES	100%	1508.0

Registro PLT durante inyección Samaria 906



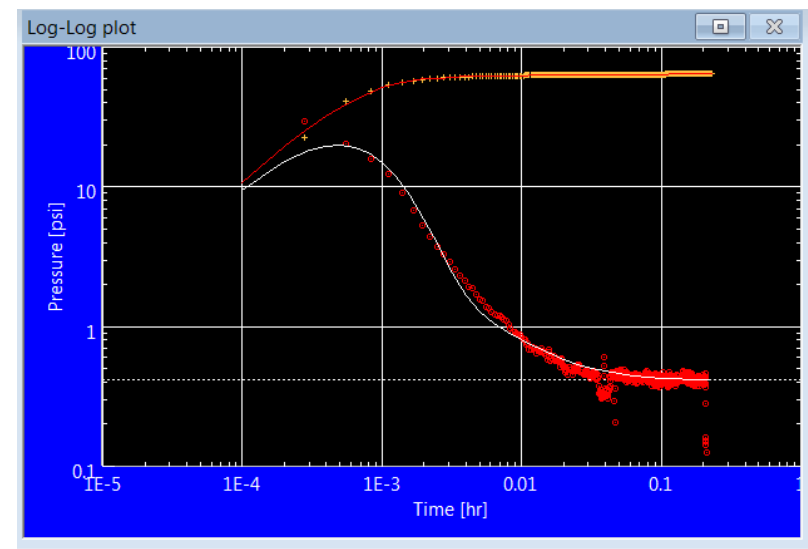
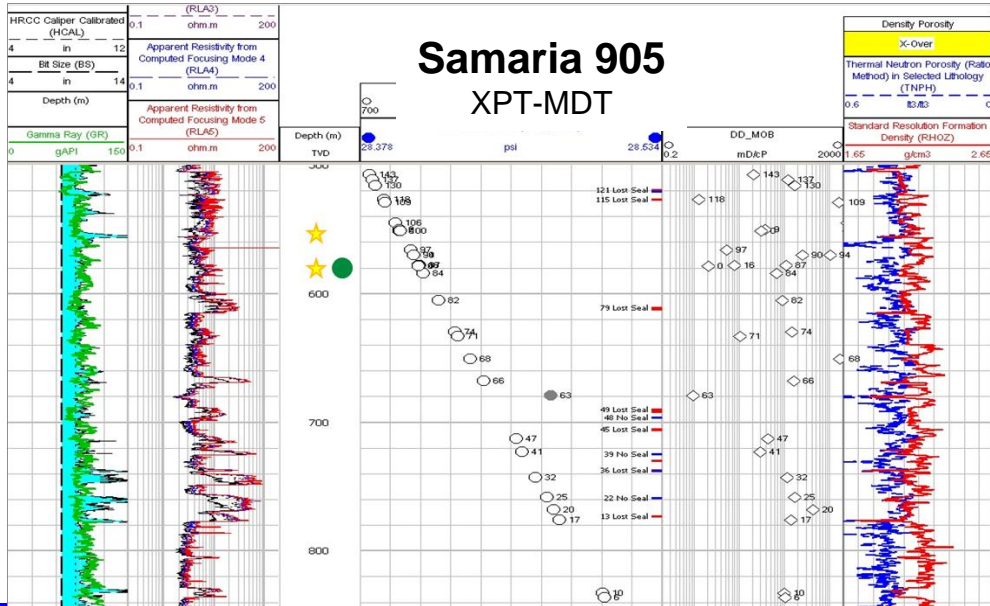
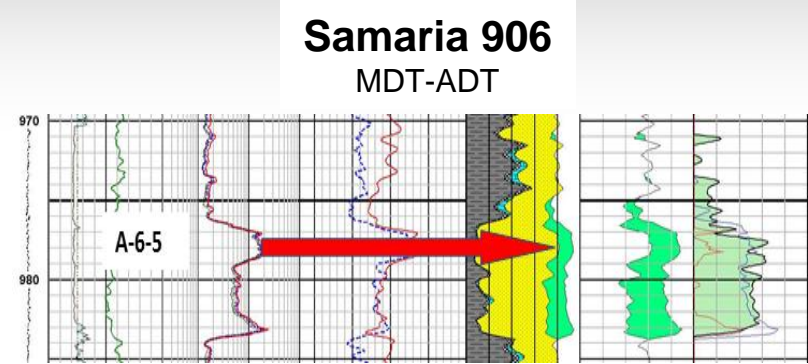
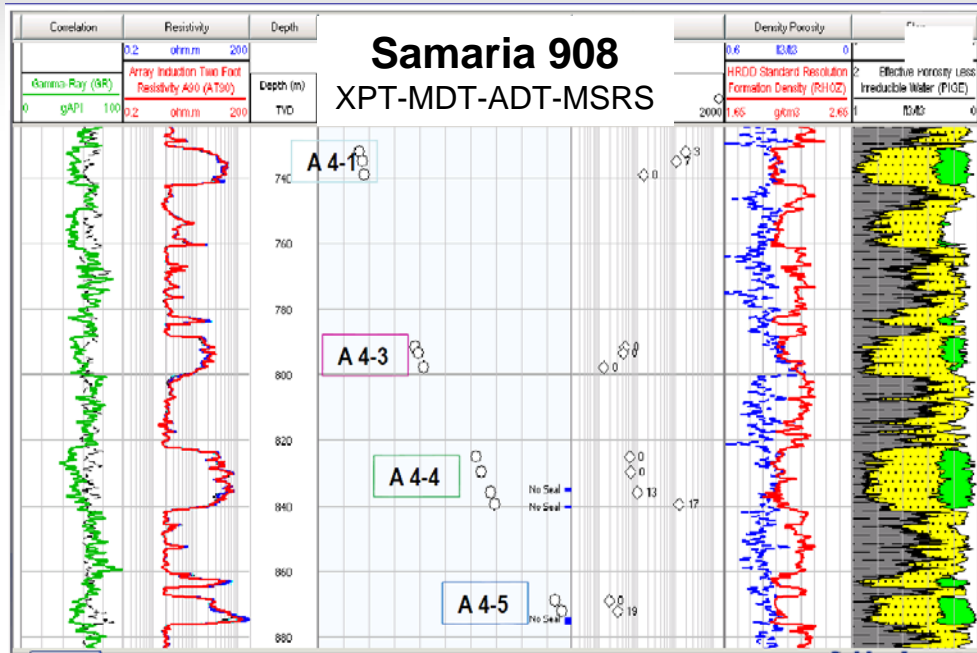
Intervalo mD	Admisión	Caudal Inyectado (BWPD equiv.)
< 885 - 895 >	49.94%	753.1
< 917 - 927 >	0.47%	7.1
< 977 - 983 >	49.59%	747.8
TOTALES	100%	1508.0

Registro PLT durante inyección Samaria 916

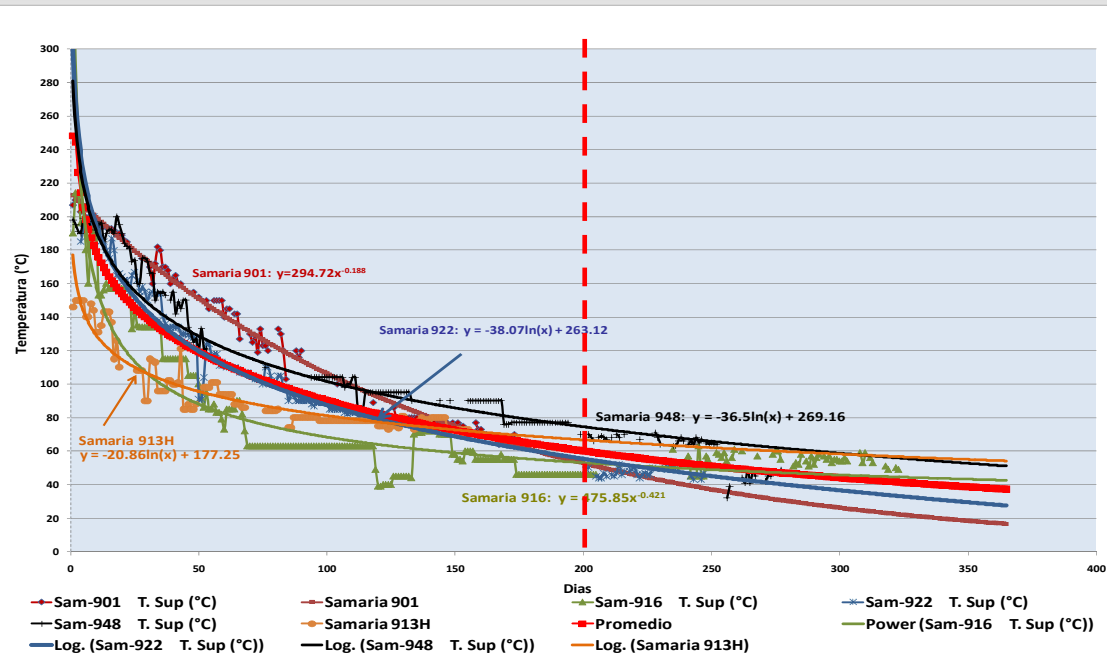


Intervalo mD	Admisión	Caudal Inyectado (BBLs Agua Equiv)
<784-798>		
<805-812>	40.20%	620
<818-823>		
<828-835>	10.37%	160
<840-851>	49.43%	763
<855-862>	-----	0
TOTALES	100 %	1,543

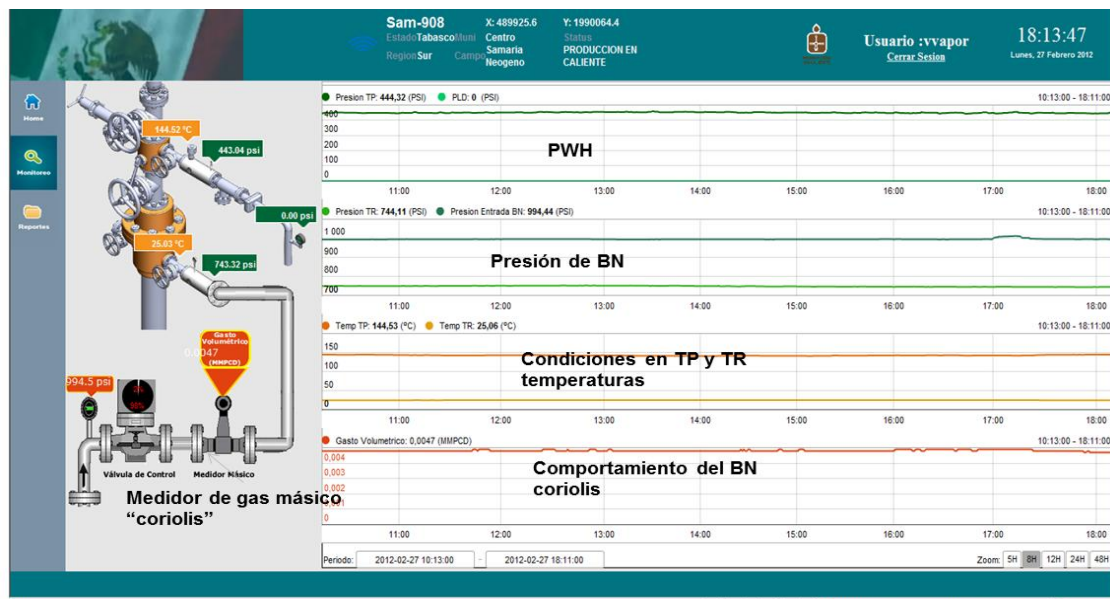
La toma de información intensa para la caracterización estática y dinámica de los yacimientos, minimizará riesgos en la ejecución



El uso de bombeo neumático durante la etapa más caliente, ha sido una práctica eficiente contraria a la lógica por el tipo de crudo

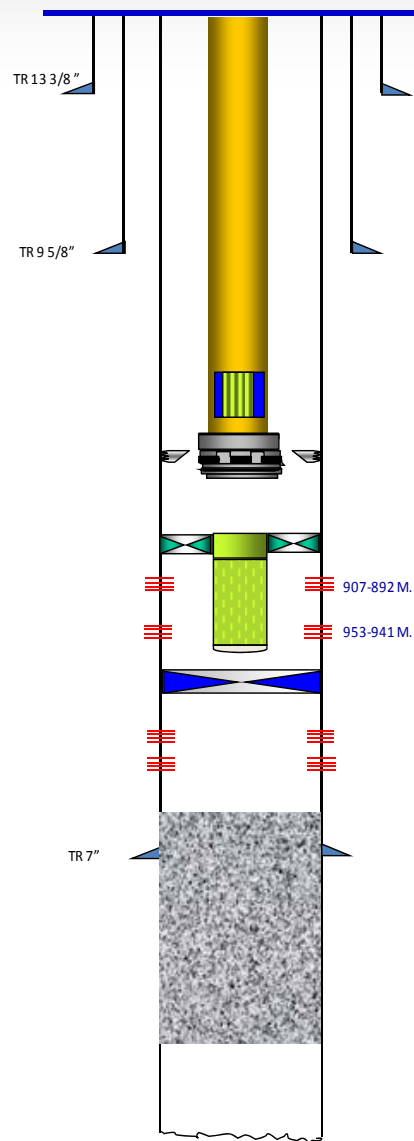
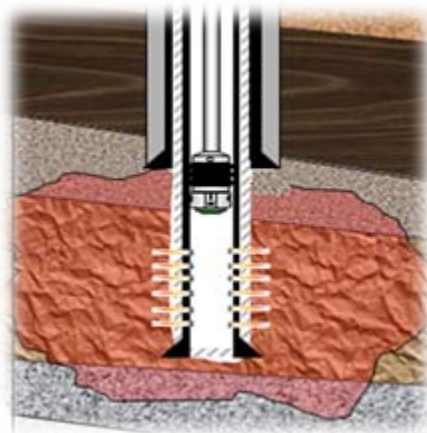


- A los 200 días de producción, la temperatura cae a 60 °C
- Equivale a 80 °C en fondo
- Hasta estos niveles el BN puede ser usado
- Debajo de esta temperatura, se debe emplear BM



- Todos los árboles de válvulas de los pozos de la primera etapa de masificación, están instrumentados
- Los parámetros de presión, temperatura e inyección de gas se monitorean en tiempo real
- El volumen de gas de inyección se regula de manera remota

La inyección de agua caliente en pozos no acondicionados para vapor, ha resultado exitosa en más del 60 % de los casos



Objetivo

Reducir la viscosidad del aceite, inyectando agua caliente al yacimiento para incrementar su movilidad y maximizar su producción.

Acciones

- Etapa I: Inyectó durante 15 días agua a 170°C
- Etapa II: Mantuvo pozo cerrado durante 10 días
- Etapa III: Abrió pozo a batería

Resultados

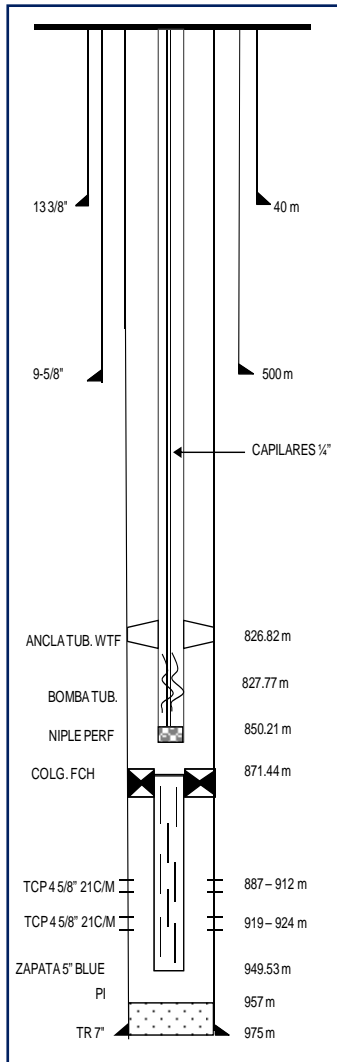
- Se ha inyectado a 11 pozos con éxito en 65% de los casos.
- Los últimos dos pozos tratados después de más de un mes de ser abiertos a batería producen con bombeo mecánico convencional a un 85% de su capacidad y alta sumergencia respecto de la bomba.

Conclusiones

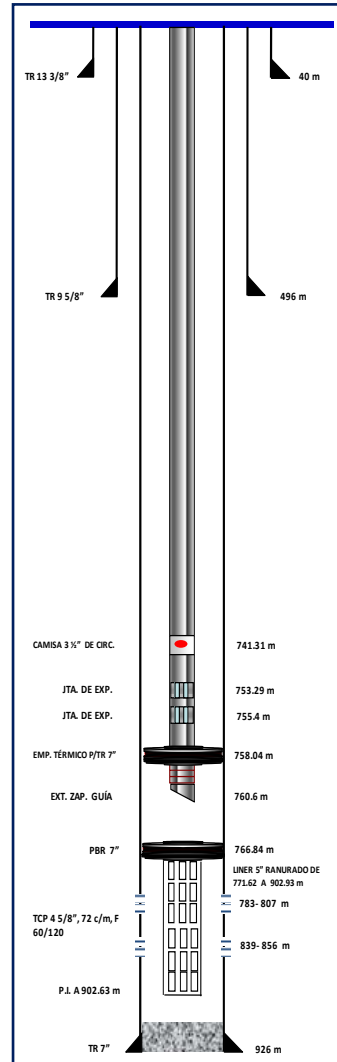
Seleccionar pozos candidatos para la inyección de agua caliente

Se ha modificado el uso de accesorios para resolver el problema de crecimiento de árbol, daño en aparejos y distribución de vapor

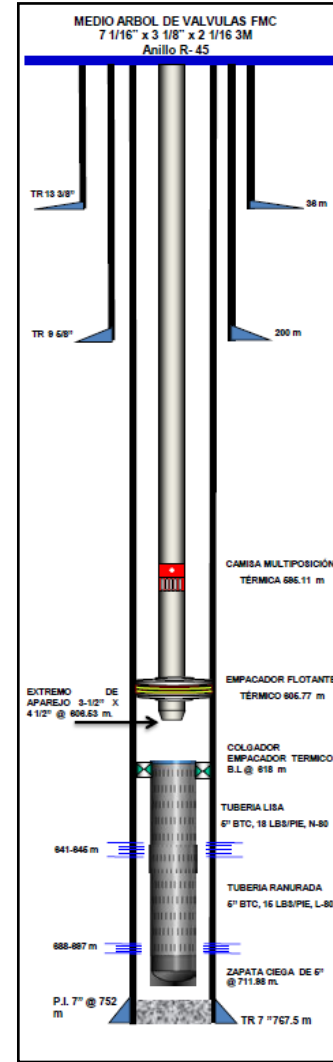
Aparejo de Producción Original



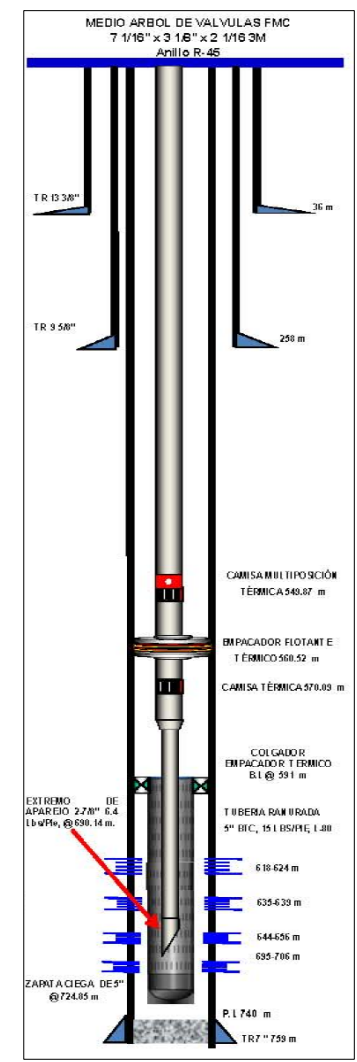
Aparejo de Producción con Juntas de Expansión



Aparejo de Producción con Empacador Flotante

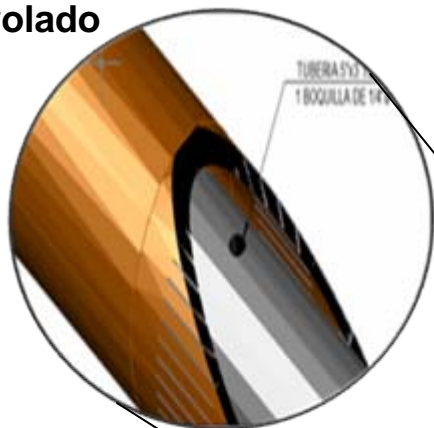


Aparejo de Producción con Extensión de Tubería



En pozos horizontales el vapor se inyecta preferentemente en la zona del talón lo que generó una baja productividad

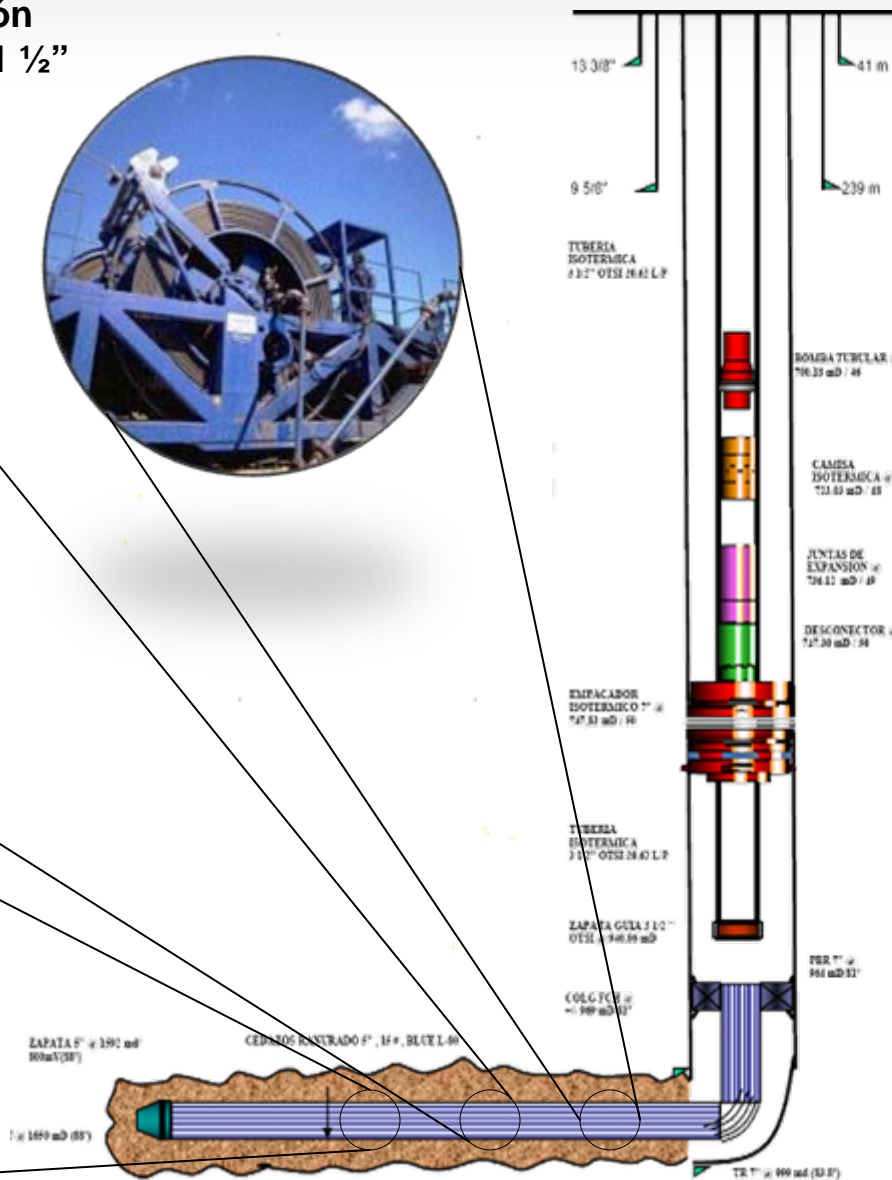
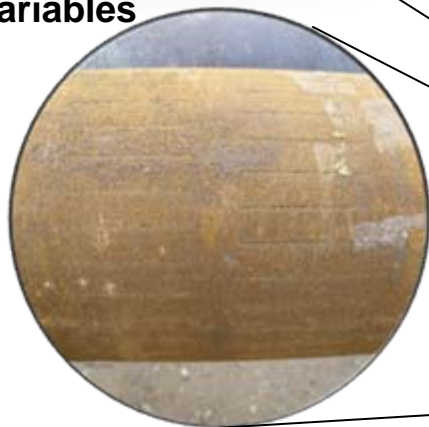
Difusores de diámetro controlado



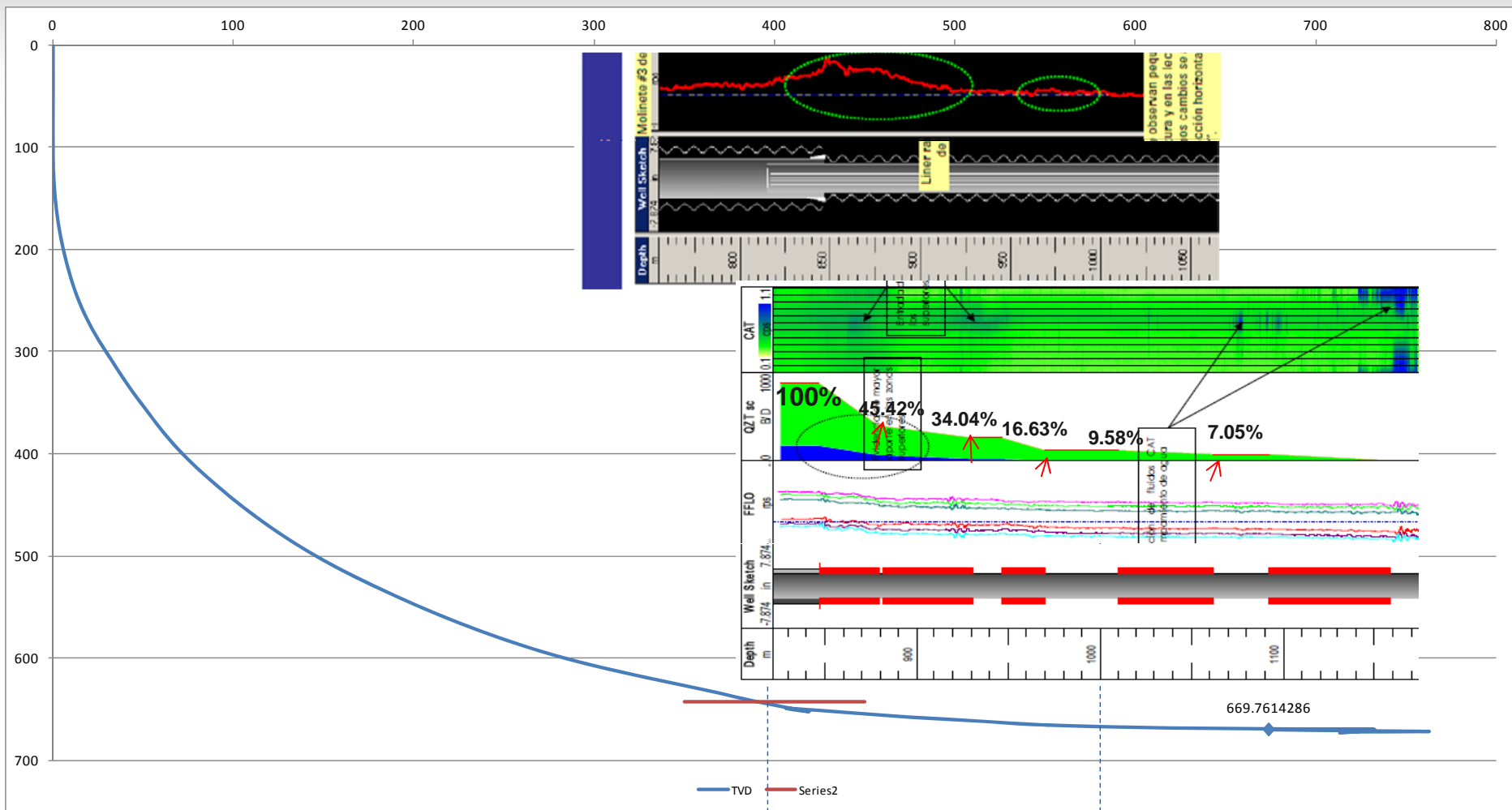
Inyección con T.F. 1 1/2"



Densidad de ranuras variables



Perfil de PT y flujo en el pozo horizontal Samaria 913 H, identificando aportación principalmente de la zona del talón

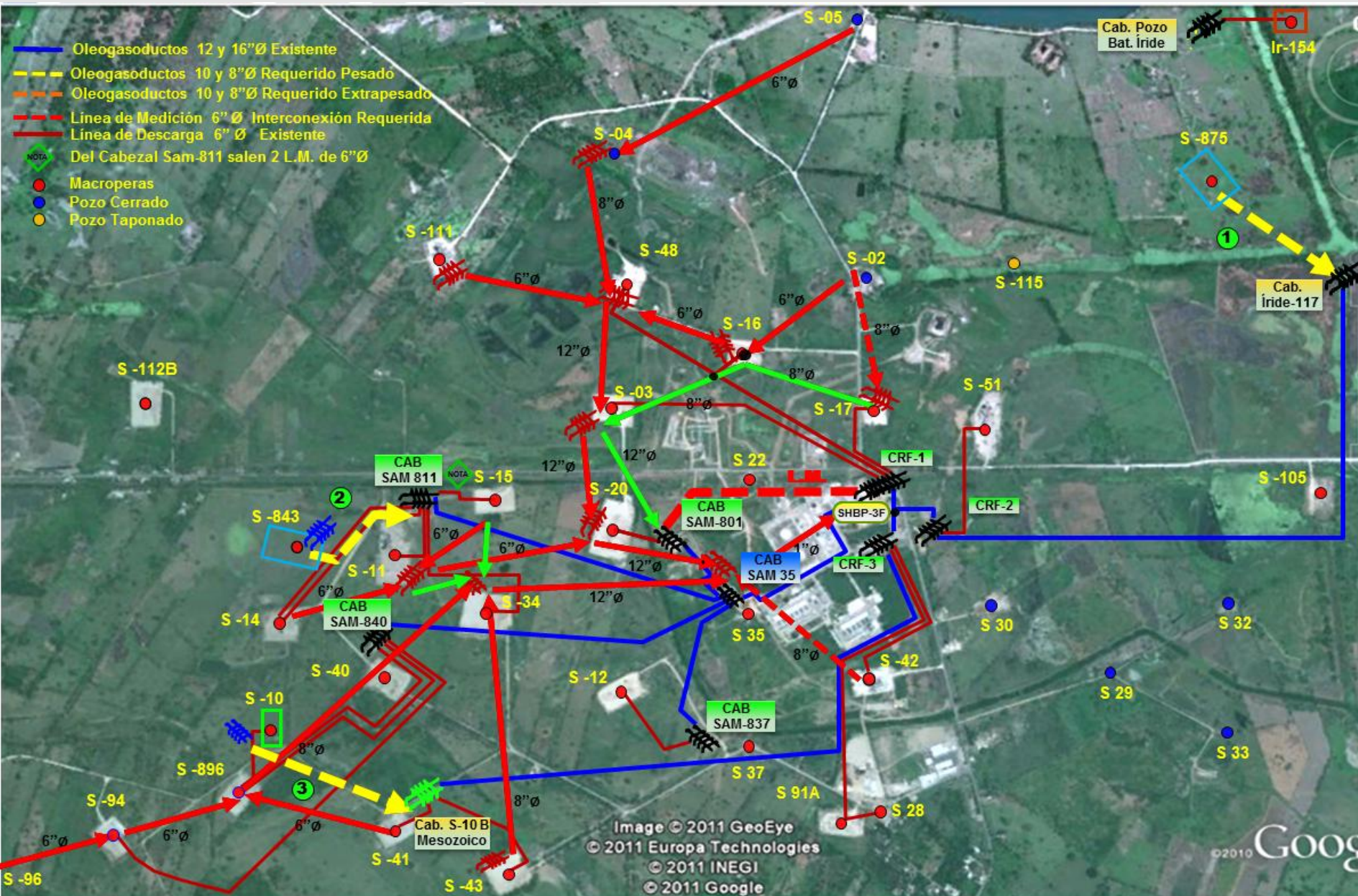


Zonas m	Qw res. B/D	Qo res. B/D	Qg res. B/D	W O G
846.9- 879.7	111.79	424.28	0.00	W O G
881.5- 930.2	55.81	88.50	0.00	W O G
946.6- 970.0	14.56	135.30	0.00	W O G
1010.0-1062.0	0.16	54.78	0.00	W O G
1092.0-1157.9	0.00	74.49	0.00	W O G

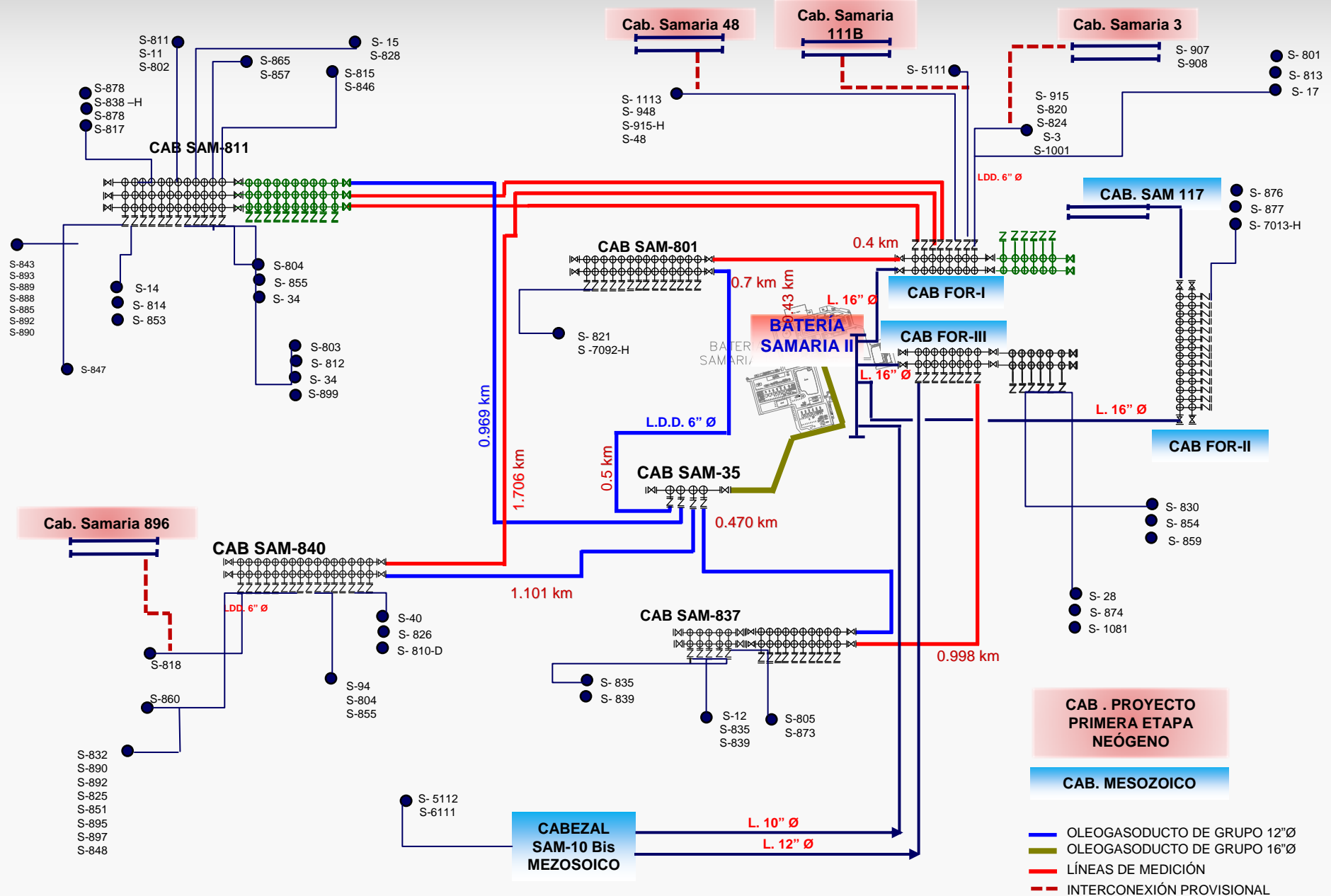
Se acondiciona la infraestructura de transporte para conservar el calor y se automatiza la medición de parámetros para su monitoreo



La construcción de infraestructura de perforación de pozos y de transporte de crudo, avanza de acuerdo a los planes de masificación



Situación actual de la infraestructura de transporte con cuatro cabezales de recolección para crudo extra pesado



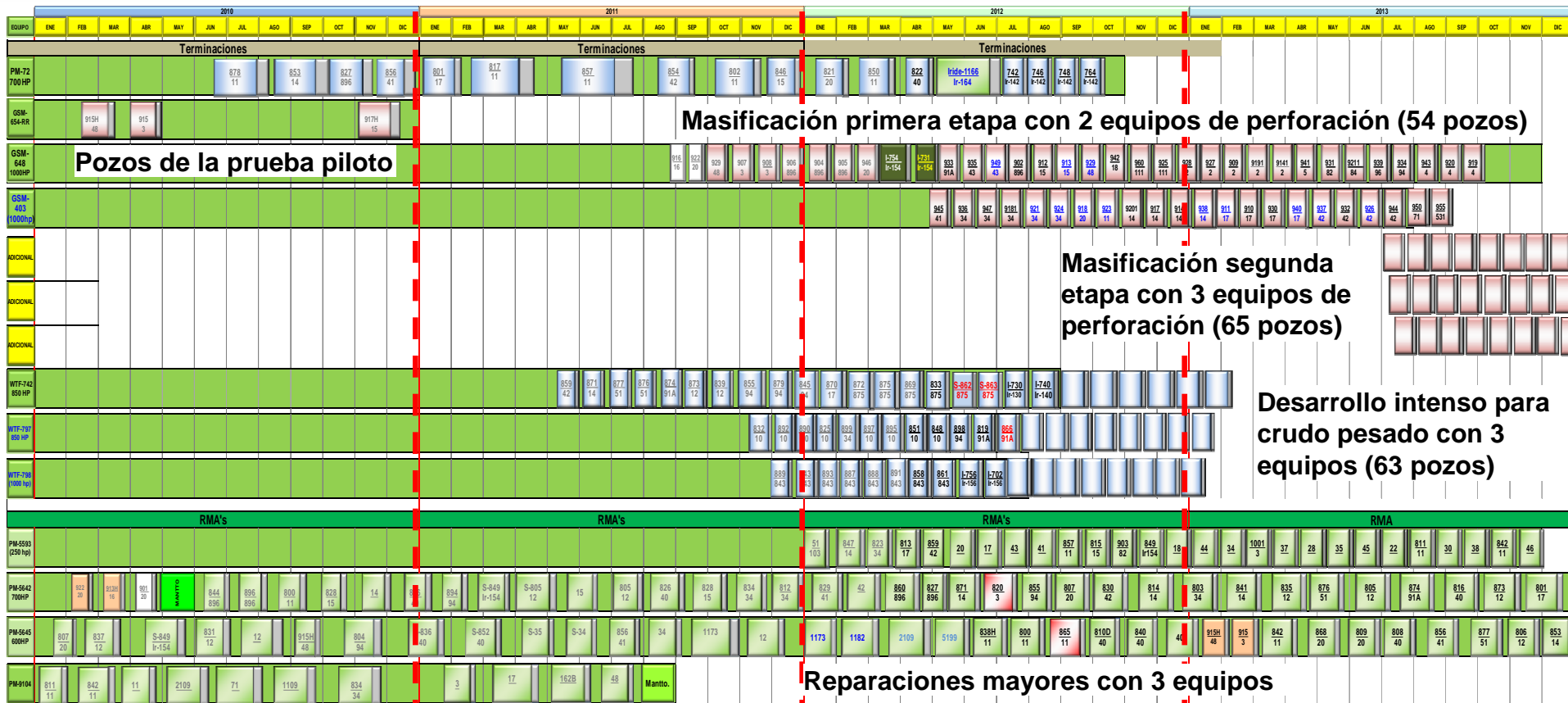
La acción de acelerar el desarrollo de los yacimientos ha sido el factor clave para el crecimiento de la producción de crudo pesado

2010

2011

2012

2013



Masificación primera etapa con 2 equipos de perforación (54 pozos)

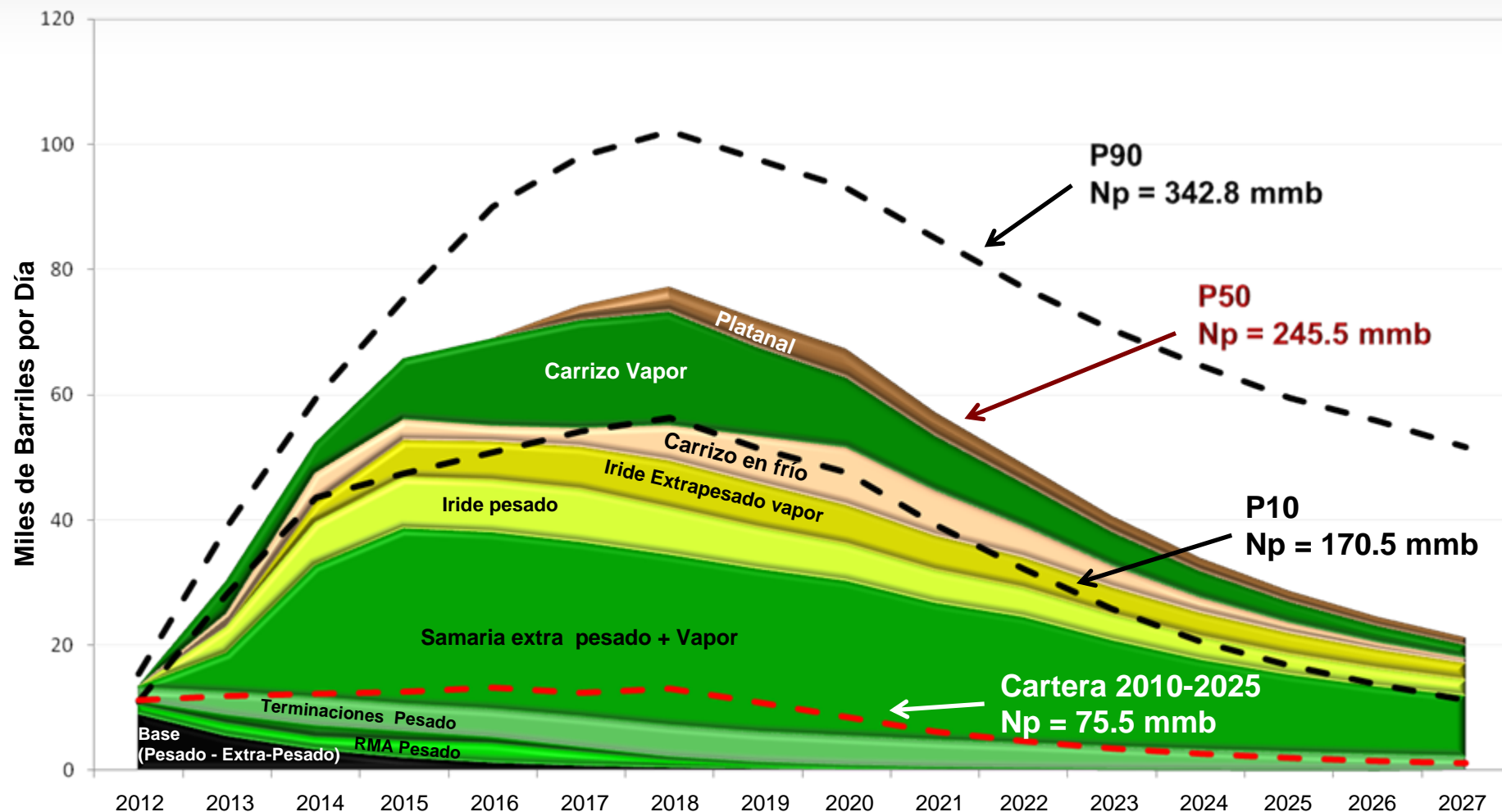
Masificación segunda etapa con 3 equipos de perforación (65 pozos)

Desarrollo intenso para crudo pesado con 3 equipos (63 pozos)

Reparaciones mayores con 3 equipos

Reactivación Campo Carrizo Slb

Potencial de producción de crudo pesado y extra pesado considerando el desarrollo de todos los campos del proyecto



- ✓ Inversión de 19,000 mm pesos para los próximos 15 años
- ✓ VPN= 81,870 mm pesos, RBC= 7.6

La estrategia de explotación se basa en el desarrollo complementario, RMA, inyección de vapor y optimización de sistemas artificiales

- ✓ Continuar con el desarrollo de las arenas mediante la perforación de 258 pozos en los campos Samaria (Pesado 24, extra pesado 119), Íride (32) y Carrizo (83)
- ✓ Realizar 296 reparaciones mayores y 1,016 reparaciones menores
- ✓ Mantener la producción base mediante la optimización de la operación de sistemas artificiales de producción (BMB, BMT, BMR, BCP, BN, BH) y uso de mejoradores de flujo
- ✓ Implementar pilotos de ICV con arreglo lineal, por la complejidad geológica
- ✓ Inyección de agua caliente y gas caliente en pozos no acondicionados para inyección de vapor
- ✓ Construir infraestructura de transporte independiente para conservación de calor y mezclar con crudos ligeros para su comercialización
- ✓ Incorporar sistemas de medición para mayor control de la producción
- ✓ Monitorear las condiciones de operación de los pozos en tiempo real (producción e inyección)
- ✓ Inversión de aproximadamente 19 mil millones de pesos para el periodo 2012 - 2027

