



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**REPARACIÓN MAYOR DEL POZO
TEMAPACHE 203**

TESINA

**PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO**

**PRESENTA:
MIGUEL ANGEL LÓPEZ CARRILLO**

**DIRECTOR:
INGENIERO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ**



MÉXICO, D.F. 2013

Quiero agradecer a mi familia quienes me enseñaron e inculcaron el valor del aprendizaje, tanto en lo académico, deportivo, cultural y emocional que forman a cada ser humano, por lo tanto debe ser un crecimiento en conjunto para así poder llegar a ser una persona de bien ante la sociedad. Y que cada meta o etapa en la vida que se logre, siempre van a existir más por las que se van a luchar.

También agradezco a ésta gran universidad por haberme brindado los mejores años de conocimiento dentro de sus aulas para así poder llegar a ser un profesionalista y así poder devolverle a la sociedad los años venideros de trabajo, con responsabilidad y ética.

¡Muchas gracias!

ÍNDICE

Introducción	3
Antecedentes	4
• Capítulo I.	6
Localización del campo Temapache	6
Descripción geológica del campo Temapache	7
Mapa estructural del campo	9
Características del Yacimiento	10
• Capítulo II.	10
Historia de las reparaciones de los pozos en el campo Temapache	11
Resumen de la perforación y terminación del pozo Temapache-203 (Estado mecánico antes de la reparación).	14
Historia de producción de pozos vecinos	16
• Capítulo III	18
Análisis de registros petrofísicos	18
Registro de presión estática	20
Mapa de burbujas (Np)	22
Correlación de pozos vecinos con respecto al pozo Temapache 203	24
Propuesta de la reparación del pozo Temapache-203	28
Programa de reparación mayor del pozo Temapache 203	30
• Capítulo IV	32
Resumen de la reparación del pozo Temapache 203	32
Resultados de la intervención	33
Estado mecánico después de la reparación mayor	40
Historia de producción después de la reparación mayor	41
Conclusiones y recomendaciones	42
Anexo	43

INTRODUCCIÓN

Con la finalidad de continuar explotando los hidrocarburos del campo Temapache perteneciente al Proyecto Tres Hermanos de la Región Norte. Se propone la realización de reparación mayor (RMA) del pozo Temapache 203 donde se deben tener en cuenta diferentes factores que afectan la producción del pozo, tales como: la disminución de producción de aceite debido a una baja presión en el pozo, alto gasto de gas, un corte de agua que disminuya la producción de aceite, etc.

Por lo tanto se propone la intervención con equipo para la reparación mayor del pozo Temapache 203, que consistió en un cambio de intervalo, con el fin de excluir el aporte de agua. El pozo producía aproximadamente 25bpd con un corte de agua de 80%, de acuerdo con los reportes.

El análisis de la reparación contiene información basada en la documentación del campo, registros petrofísicos de pozos de correlación, estado mecánico actual, historia de producción del pozo, análisis PVT, registros de presiones de fondo, análisis nodal, etc.

ANTECEDENTES

La antigua Faja de Oro terrestre como se muestra en la figura 1, se descubrió en 1908 con el pozo San Diego de la Mar 2 el cual ardió durante 58 días hasta agotarse y cuya producción definida se estimaba en 95Mbd. Actualmente está dividida en 13 campos siendo los de mayor reserva actual: Tierra Blanca, Sur Chinampa Nte de Amatlán, Toteco Cerro Azul, Sur de Amatlán y Aguacate.

Estos campos se localizan en la provincia geológica Tampico-Misantla, dentro de la Plataforma de Tuxpan, en la porción arrecifal del atolón de la Faja de Oro.

La producción se obtiene en la parte culminante de la estructura a una profundidad promedio de 550mbnm. Con una reserva remanente de 3.6MMBl de aceite y 2MMMPC de gas, para finales del año 2012.

La formación El Abra tiene un espesor aproximado de 1500 m, con una porosidad de 11-16% y saturación de 40-60% de agua.

El empuje hidráulico es predominante en el campo.

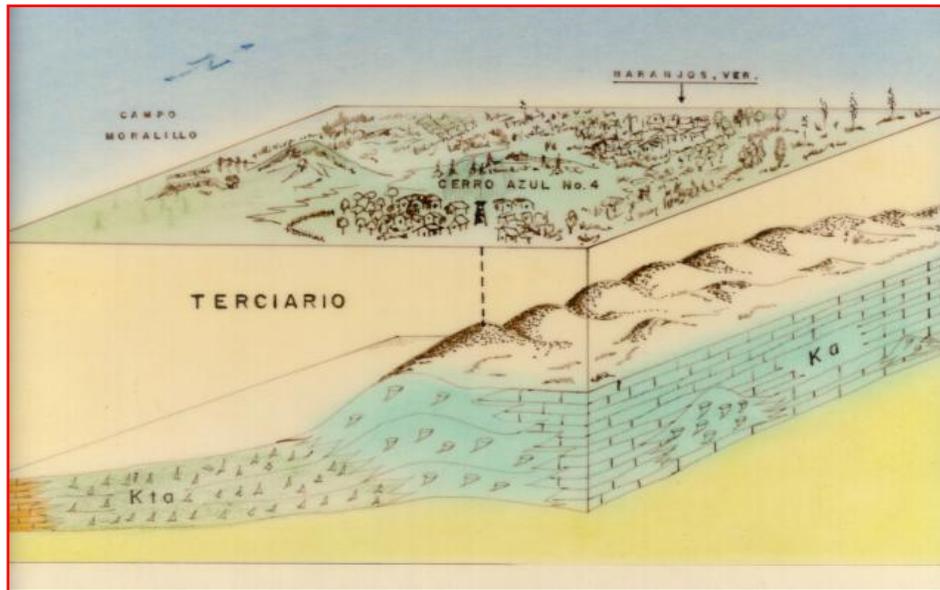


Figura 1: Imagen de la Faja de Oro, correspondiente a la formación El Abra.

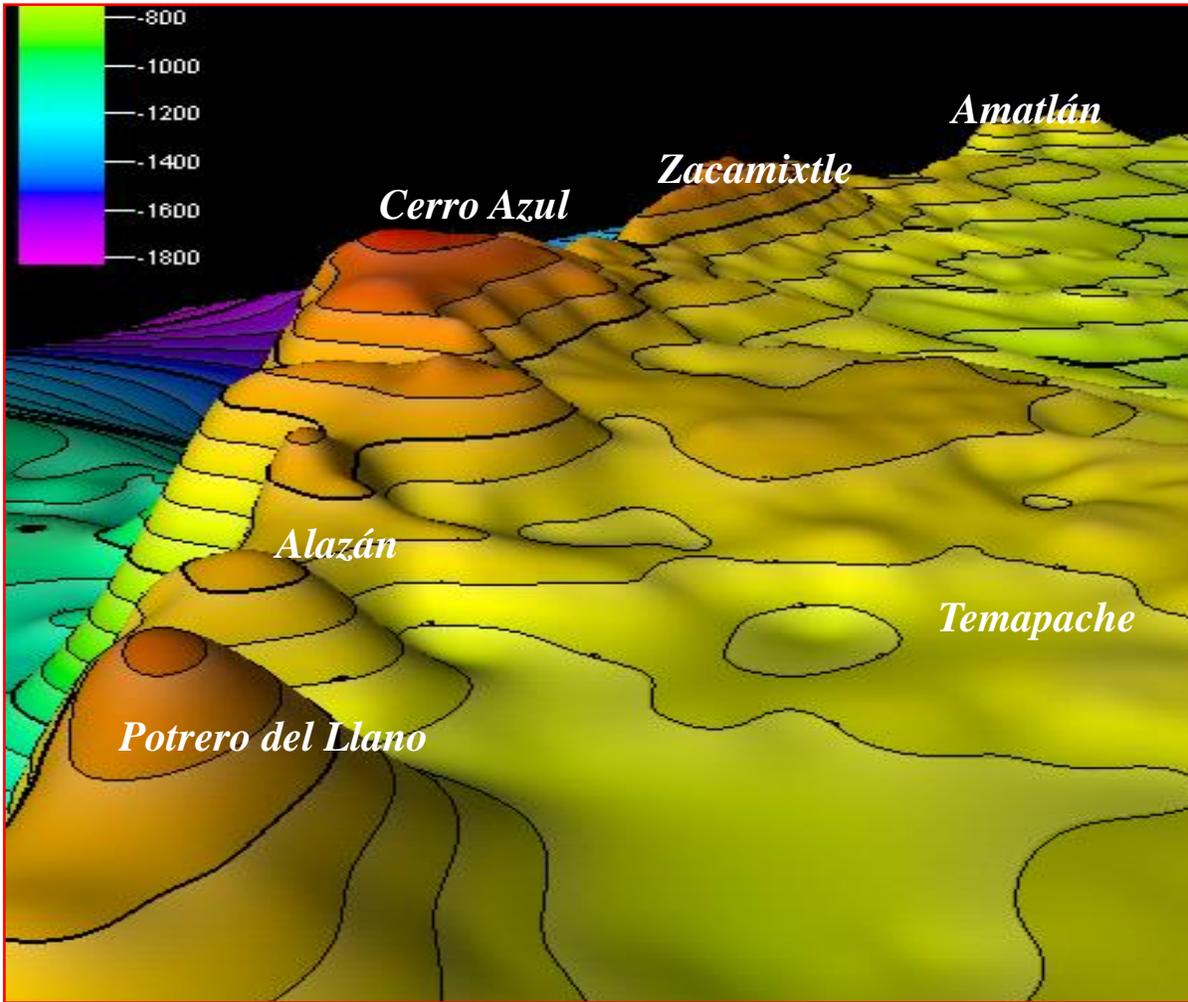


Figura 2 Describir la adecuada configuración en base a las cimas de los altos estructurales en el atolón de la Faja de Oro terrestre, correspondiente al periodo cretácico medio.

LOCALIZACIÓN DEL CAMPO TEMAPACHE

El campo Temapache como se muestra en la figura 3, se localiza en la parte norte del Estado de Veracruz a 30 km al norte de la Ciudad de Tuxpan, Veracruz.

Geológicamente se encuentra en la Provincia Tampico-Misantla, en la porción lagunar del atolón de la Faja de Oro. El Campo se descubrió en 1954, con la perforación del pozo Temapache 103 como productor de aceite en la formación El Abra del cretácico medio a una profundidad de 926 mbmr.

En 2003 se realizaron estudios de sísmica y de dicho estudio resultó la propuesta de la localización Temapache 201, el cual resultó productor con 277 bpd de aceite (16.7°API) con 0% de agua en Diciembre 2004.

Hasta Marzo del 2013 se han perforado 20 pozos en el campo Temapache. En total el campo cuenta con 49 pozos, de los cuales 11 son productores, 14 cerrados por alto corte de agua y 24 taponados.

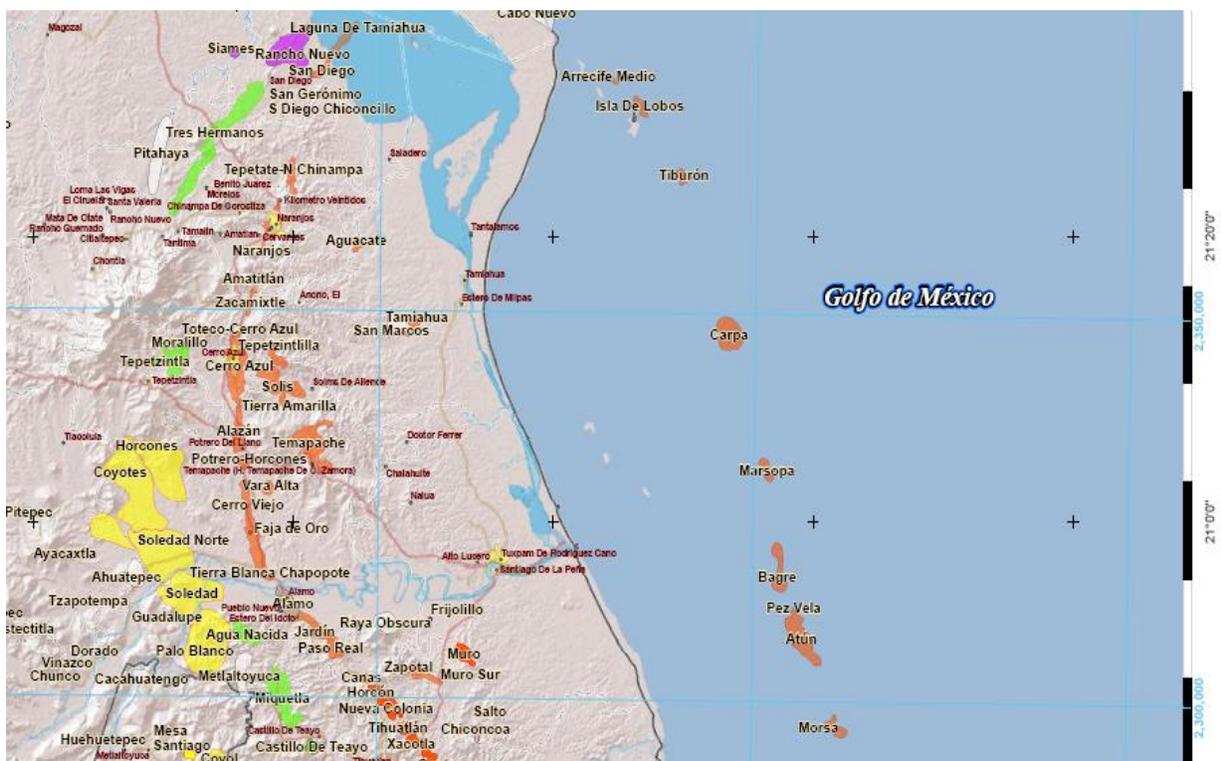


Figura 3: Mapa de los campos Poza Rica Altamira

DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA

De los estudios geológicos que se han realizado en la Faja de Oro terrestre, se detectó en la porción lagunar áreas de oportunidad. Por ejemplo el campo Temapache se detectó la presencia de una estructura anticlinal aproximadamente a 2 Km. De NW-SE, la cual no había sido perforada. El primer pozo que se perforó en dicho campo fue el pozo Temapache 201 resultando productor de aceite (17°API) en rocas del cretácico medio. La formación el Abra se encuentra a una profundidad de 680 mvbnm.

El contacto agua –aceite en el campo Temapache se detectó a 725 mvbnm con la perforación de los pozos Temapache 204 y 214, los cuales se encuentran en la parte NW y SE de esta estructura. Dichos pozos resultaron invadidos al 100% con agua salada, con salinidad 45,000–50,000ppm.

El campo Temapache está constituido por las siguientes formaciones:

Formación Palma Real Inferior: Esta formación se considera como transgresiva, consiste de lutitas puras y ligeramente arenosas, de color gris y gris verdoso, alternadas con lentes de areniscas bien clasificadas de grano fino a grano grueso de color gris a gris oscuro.

Formación Horcones: Esta formación constituye la base del miembro inferior del Oligoceno y aparece en todos los pozos situados al norte, inmediatamente debajo de la formación Palma Real y aflora solamente en la parte Noroccidental del Campo.

Está constituida por lutitas puras, bentonítico de color gris claro y gris verdoso. Ocasionalmente se presentan lutitas ligeramente arenosas, con una capa delgada de bentonita gris verdosa. Hacia la base aparecen areniscas de grano fino bien clasificadas, que gradúan a areniscas de grano medio de color gris.

Formación Chapopote: Está constituida por lutitas puras y ligeramente arenosas de color gris claro y gris medio que se encuentran alternando con areniscas de grano fino de color gris medio y gris verdoso y con delgadas capas de bentonita.

Formación Guayabal: Está representada por lutitas características de color pardo y achocolatado, por medio de las cuales es posible su identificación por medios litológicos.

Las lutitas son puras y ligeramente arenosas, con capas delgadas de areniscas de color bien clasificado de grano fino. Hacia su base desaparecen las lutitas de color gris.

Formación Aragón: Ésta formación está representada por lutitas y margas gris verdosas a azul claro que yacen bajo la formación Guayabal y que cubren a la Velasco.

Formación Velasco: Ésta formación está representada por sedimentos que indican su litología y fauna, condiciones de depósito en aguas moderadamente profundas, pues están constituidas en mayor parte por lutitas homogéneas de grano fino y localmente en capas delgadas de bentonita color verdoso en la parte superior, lutitas color café chocolate en la parte media y lutitas color gris blanquizas en la base. Ésta última es muy abundante en el campo Temapache.

Formación Cretácico Superior: Ésta formación está representada por calizas, lutitas bentoníticas y bentonita de color verde esmeralda, que son testigos de actividad volcánica relativamente cercana en esa época. En general ésta formación es un excelente horizonte índice para pozos petroleros.

Formación El Abra: Ésta formación está representada por calizas con abundantes miliolidos, con abundancia extraordinaria de radiolítides, neriueas y pocos corales. Los estratos están casi horizontales y pueden verse expuestos, de una caliza masiva hasta 3m.

MAPA ESTRUCTURAL DEL CAMPO TEMAPACHE

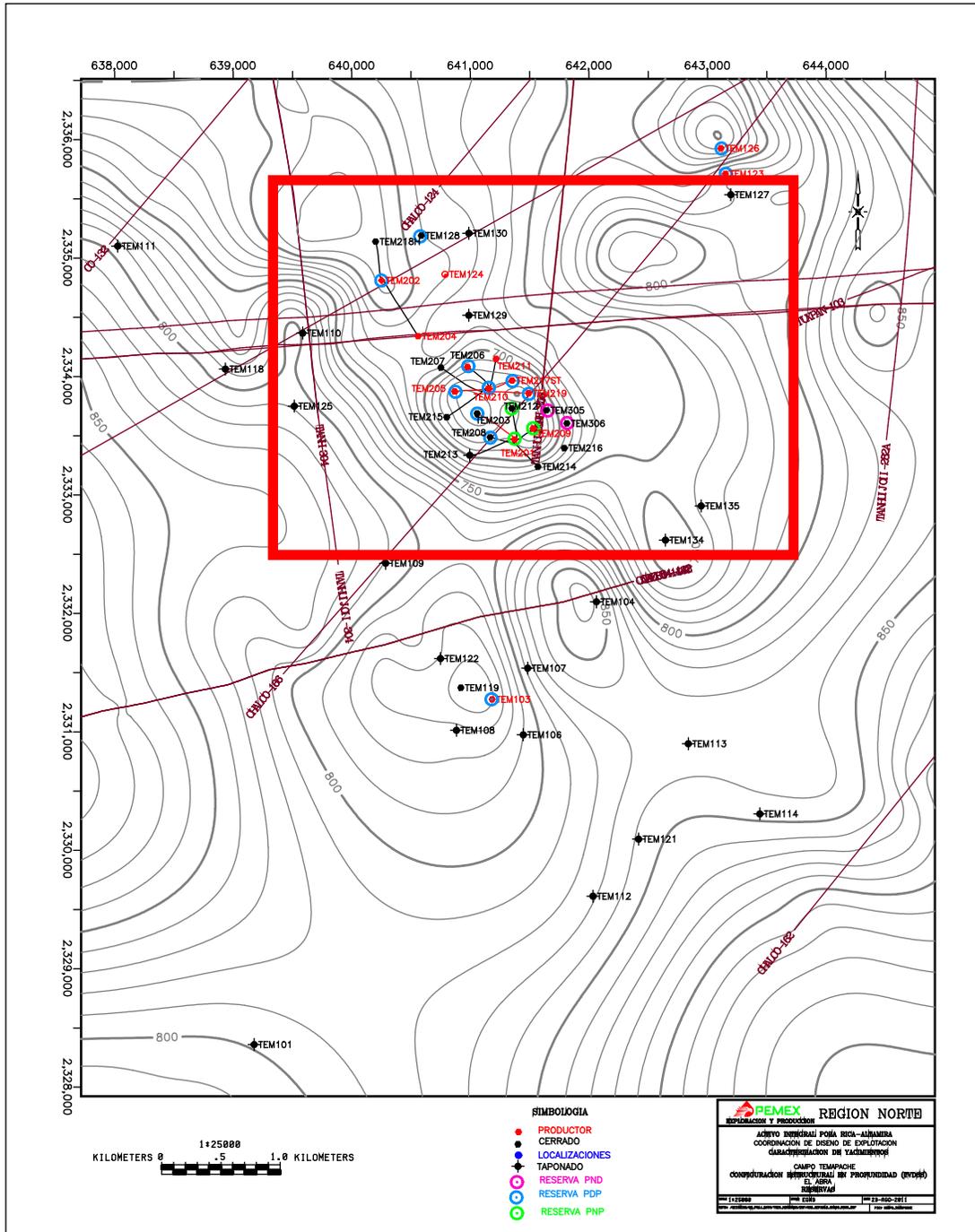


Figura 4: Mapa estructural del campo Temapache. Recuadro de la estructura principal del pozo Temapache 203

CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO

En la tabla “A” se muestran los parámetros generales del yacimiento, correspondiente al campo Temapache, derivados de los análisis PVT que se hicieron en los pozos Temapache 124, Temapache 205, Temapache 2012.

CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO	
Tipo de Yacimiento	Bajo Saturado
Edad y Formación productora	Cretácico El Abra
Profundidad media (mbnm)	675
Temperatura (°C)	73
Presión original (kg/cm ²)	86
Presión a Dic-2011 (kg/cm ²)	81
Porosidad promedio (%)	15
Saturación promedio (%)	20-40
Densidad del aceite (°API)	18
Factor de volumen del aceite	1.164
Relación de saturación inicial (m ³ /m ³)	32
Presión de Saturación (Kg/cm ²)	67
Permeabilidad (mD)	511

Tabla A

HISTORIA DE LAS REPARACIONES DE LOS POZOS EN EL CAMPO TEMAPACHE

En la figura 5 se observa el mapa estructural de la formación El Abra, donde las líneas representan la posición estructural en donde en éste caso también están asociados a colores de acuerdo a sus profundidades, el rojo representa el relieve más alto y el violeta el relieve más profundo.

Del análisis para la reparación mayor del pozo Temapache 203, se estudiaron los resultados obtenidos de las reparaciones de los pozos vecinos como se muestra en la figura 5. A continuación se hace una breve descripción de dichas reparaciones de los pozos vecinos al pozo Temapache 203.

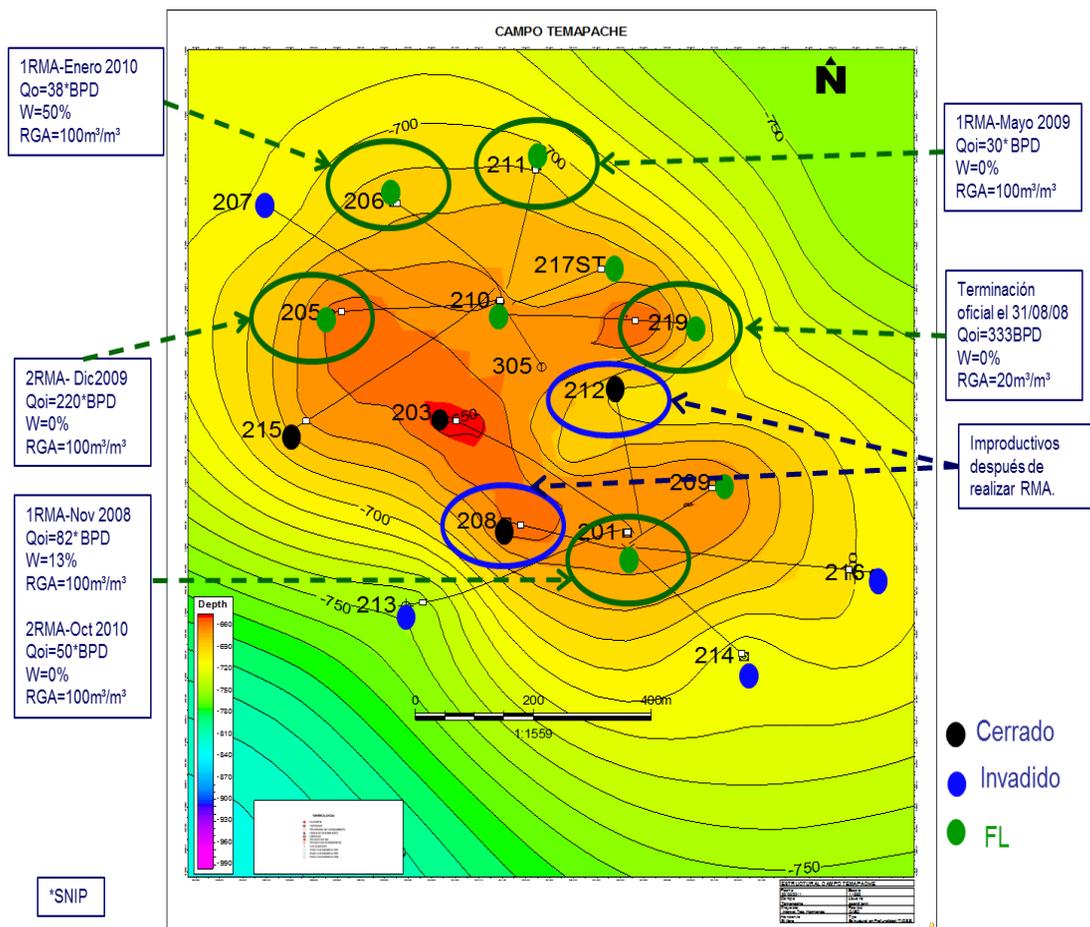


Figura 5. Se muestran los relieves de los altos y bajos en la estructura del campo Temapache, así como localizaciones de los pozos.

Temapache 205: El pozo se intervino en Diciembre del 2009 con una RMA que consistió en la inyección de 13bls de Moc One al intervalo 859-881m, para la reducción del alto corte de agua del pozo, teniendo como éxito dicha RMA. El pozo quedó produciendo con:

Qo= 220 bpd

Qg= 0.123 mmpcd

RGA=100m³/m³

Agua= 0%

Temapache 206: El pozo se intervino en Enero del 2010 con una RMA que consistió en obturar el intervalo 860-880m y efectuar un control de agua en el intervalo 830-860m, donde se inyectó 2bls de producto Moc One.

El pozo quedó produciendo con:

Qo=38 bpd

Agua=50%

RGA=100 m³/m³

Temapache 211: El pozo se intervino en Abril del 2009 con una RMA que consistió en obturar el intervalo 865-879m y disparar el intervalo 817-860m. Se realizó la conversión al bombeo mecánico y efectuó un trabajo de estimulación con 7m³ de HCL al 15%.

El pozo quedó produciendo con

Qo=30bpd

Agua=0%

RGA=100 m³/m³

Temapache 219: El pozo se perforó de 30 Julio de 2008 hasta su terminación el 19 de Agosto de 2008, en la formación El Abra, con terminación oficial el 31 Agosto de 2008

El pozo quedó produciendo con

Qo=333bpd

Agua=0%

RGA=20 m³/m³

Temapache 212: El pozo se intervino en Abril del 2010 con una RMA que consistió en obturar el intervalo 845-866m y disparar el intervalo 831-845m.

Donde se efectuó un control de agua con 3m³ de Moc-one en base diesel, quedando el pozo como improductivo.

Temapache 208: El pozo se intervino en Marzo del 2010 con una RMA que consistió en obturar el intervalo 835-851m y disparar el intervalo 785-835m. Se efectuó un control de agua salada con 4m³ de Moc-one a través del intervalo 820-835m, dando como resultado pozo improductivo.

Temapache 201: El pozo se intervino en Noviembre del 2010 con una RMA que consistió en obturar el intervalo 777-794m y disparó el intervalo 764-775m. Dando como resultado:

Qo=50 bpd

W=0%

RGA=100m³/m³

En la tabla “B” se muestra un resumen de las actividades realizadas en los pozos vecinos al Temapache 203

Pozo	No.	Actividad	Fecha reparación	Éxito
Temapache	205	Control de entrada de agua	Diciembre 2009	Si
Temapache	206	Control de entrada de agua	Enero 2010	Si
Temapache	211	Cambio de intervalo	Abril 2009	Si
Temapache	219	Perforación de pozo	Agosto 2008	Si
Temapache	212	Cambio de intervalo	Abril 2010	No
Temapache	208	Cambio de intervalo	Marzo 2010	No
Temapache	201	Cambio de intervalo	Noviembre 2010	Si
Pozos con éxito de RMA			70%	
Pozos sin éxito de RMA			30%	

Tabla B

**RESUMEN DE LA PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN DEL POZO
TEMAPACHE 203**

En la tabla “C” muestra un resumen de la historia del pozo, en forma cronológica, desde su perforación hasta su última intervención, con algunos datos sobresalientes como el Qoi (gasto de aceite inicial), Qgi (gasto de gas inicial), RGA, estrangulador, etc.

TEMAPACHE 203		
EVENTO	FECHA	OBSERVACIONES
Inicio de Perforación	23-Febrero-2005	El pozo se perforó a 907m, quedando en agujero descubierto de 6 ¾" de 852 a 907m. Realizó Side Track a 571m.
Fin de la perforación	25-Marzo-2005	
Terminación oficial	12-Abril-2005	El pozo entró a producción con un gasto de 145bpd de aceite, 18°API y una RGA de 1050m ³ /m ³ . Se terminó con TP 2 7/8" a 895m y empacador anclado a 823m
Cierre y apertura	Sep 2007- Mar 2008	Cierre por la sustitución del ducto de 12" Naranjos-Potrero. Se reincorporó a producción con Qo=151bpd, Qg=0.424mmpcd, %W=0, RGA=500m ³ /m ³
Cierre y apertura	Oct 2008-Nov 2008	El pozo cerró por cambio de válvula maestra y se incorporó a producción de forma intermitente. Se cerró con Qo=90bpd, %W=0, RGA=500m ³ /m ³ y se apertura con Qo=70bpd, %W=0, RGA=450m ³ /m ³
Abatido	Agosto 2010	El pozo se auto controló por alto porcentaje de agua, del 80 al 100%.

Tabla C

ESTADO MECÁNICO DEL POZO TEMAPACHE 203



DISEÑO DE EXPLOTACIÓN POZA RICA

INICIO PERF.: 22-FEBRERO-2005
TERMINO POZO.: 12-ABRIL-2005
ACTUALIZADO: 05-SEP-2005

COORDENADAS U.T.M.

X = 641,382.75 m
Y = 2'333.466.65 m

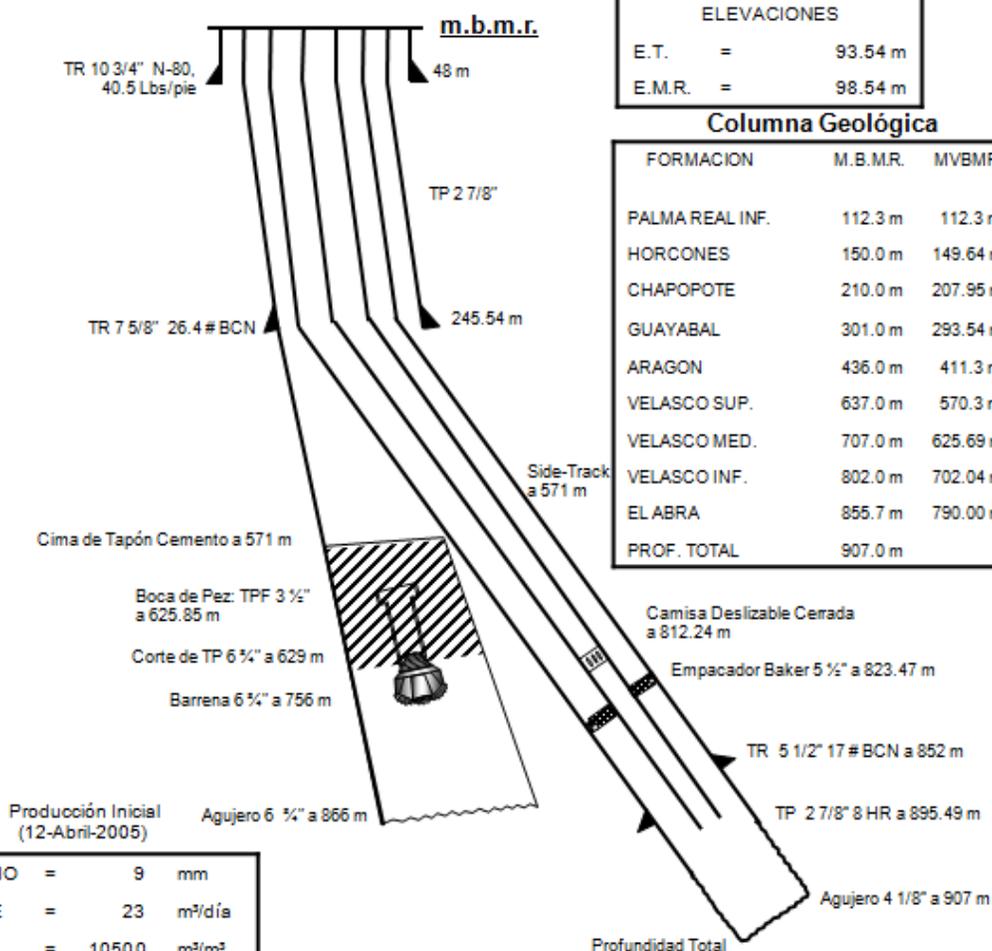
ELEVACIONES

E.T. = 93.54 m
E.M.R. = 98.54 m

Columna Geológica

FORMACION	M.B.M.R.	MVBMR
PALMA REAL INF.	112.3 m	112.3 m
HORCONES	150.0 m	149.64 m
CHAPOPOTE	210.0 m	207.95 m
GUAYABAL	301.0 m	293.54 m
ARAGON	436.0 m	411.3 m
VELASCO SUP.	637.0 m	570.3 m
VELASCO MED.	707.0 m	625.69 m
VELASCO INF.	802.0 m	702.04 m
EL ABRA	855.7 m	790.00 m
PROF. TOTAL	907.0 m	

TEMAPACHE 203



Producción Inicial
(12-Abril-2005)

ORIFICIO	=	9	mm
ACEITE	=	23	m ³ /día
RGA	=	10500	m ³ /m ³
AGUA	=	0.0	%
TP	=	68	Kg/cm ²
TR	=		Kg/cm ²

Nota:

PEZ: BNA 6 1/4"; MOTOR DE FONDO; VALV. C/PRES.;
1 D.C. MONEL CORTO; MVD; 1 D.C. NORMAL; 3 D.C.
4 1/4"; 6 TRAMOS TP 3 1/2" HW; MARTILLO HDCCO. 4 1/4";
1 TRAMO TP HW Y 1 TRAMO DE 6.47 M; LOG.
PEZ= 130.36 M.

HISTORIA DE PRODUCCIÓN

La historia de producción del pozo Temapache 203 se muestra en la figura 6, donde el eje “x” muestra el tiempo en años en los que ha estado operando durante toda su etapa de producción. En el eje “y” en ambos lados (izquierdo y derecho) se muestran los valores de las variables utilizadas en las tres gráficas.

Desde abril de 2005 hasta agosto de 2007, la producción del pozo fue de 120–140bpd de aceite y 0.8–0.4MMpcd de gas, aproximadamente con una Np de 125Mbls (agosto de 2007), cerrando el pozo por la sustitución del ducto de 12” de la batería Naranjos–Potrero, posteriormente el pozo se incorporó con 40–120bpd y 0.2MMpcd aproximadamente, hasta ser cerrado nuevamente en agosto de 2008 por fallas en conexiones superficiales (cambio de válvula maestra). Después de su incorporación en noviembre de 2008 se obtuvo un decremento de 20bpd de aceite y 0.15MMpcd de gas, esto fue debido a que el pozo inició con aportación de agua con un corte del 25% por un periodo de 8 meses. Después el corte de agua se incrementó exponencialmente hasta alcanzar un valor del 80% y en junio de 2011 el pozo se abatió por el alto porcentaje de agua. El valor de Np antes de su cierre fue de 200Mbls, por lo cual el pozo se analiza para una reparación Mayor.

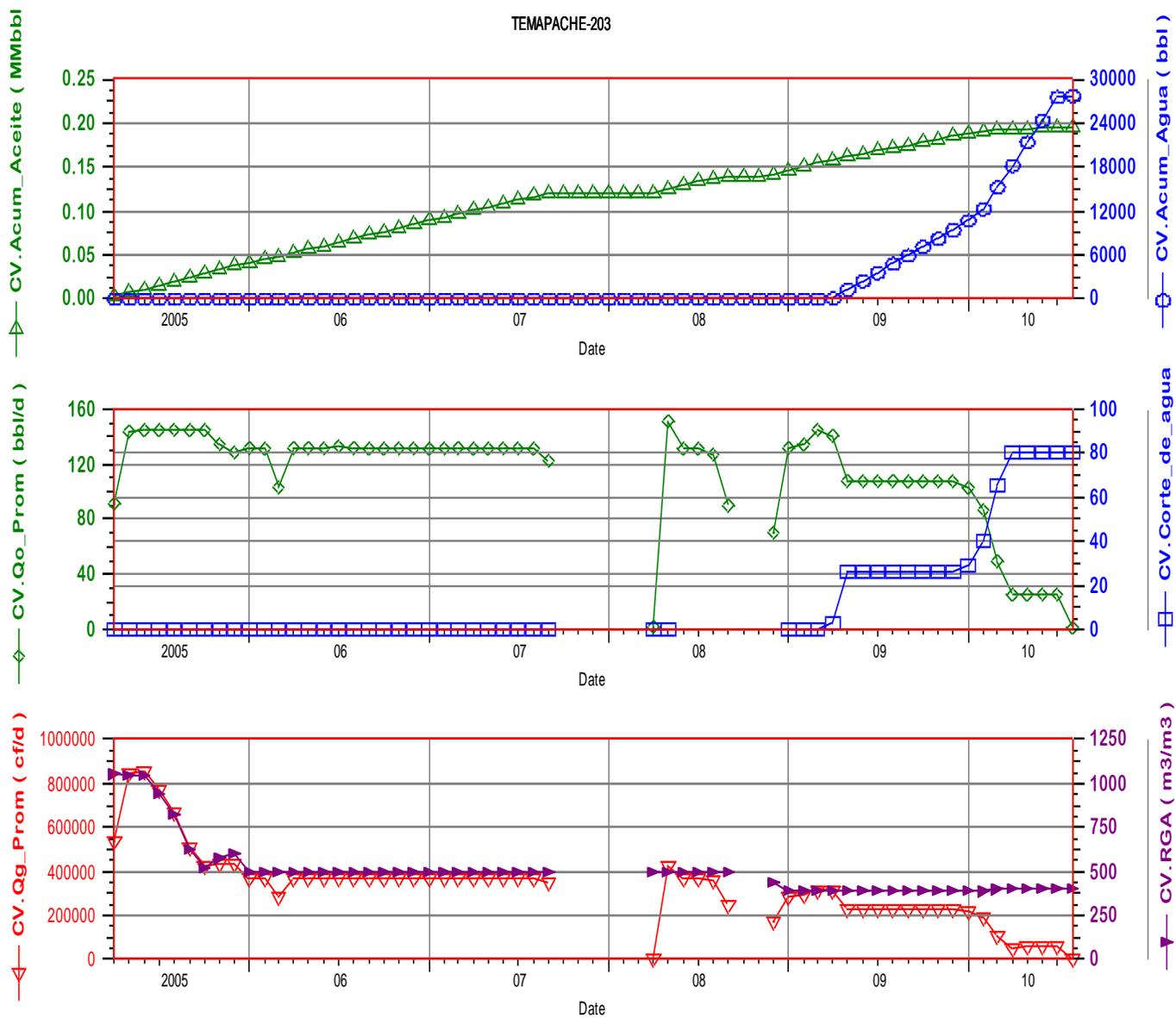


Figura 6: Representación gráfica de la historia de producción del pozo Temapache 203

EVALUACIÓN PETROFÍSICA

En la figura 7 se muestran los valores obtenidos a partir de la interpretación y evaluación petrofísica a diferentes profundidades. Cabe destacar que dichos valores son un promedio realizado de todos los datos obtenidos del petrofísico.

En dicho registro se aprecia la profundidad que se encuentra la formación El Abra (cima a 863m y base a 907m).

Del análisis de las curvas en el registro de densidad-neutrón se puede observar que las curvas se juntan a partir de 1855m, lo cual nos indica que hay presencia de calizas, el cual se corroboró con el registro de Gamma Ray y de litología.

La curva de resistividad nos muestra valores que pasan los 200 ohm*m, estos valores se correlacionaron con la curva de porosidad efectiva y la de densidad neutrón, observando intervalos prospectivos, tales como: 852-860m, 866-872m y 881-889m. Estos intervalos representan las zonas de mayor interés, debido a que la aportación de agua viene de la parte más inferior, por lo que la idea es tomar la mejor zona alejada del contacto agua y así continuar con la explotación de hidrocarburos.

TEMAPACHE - 203

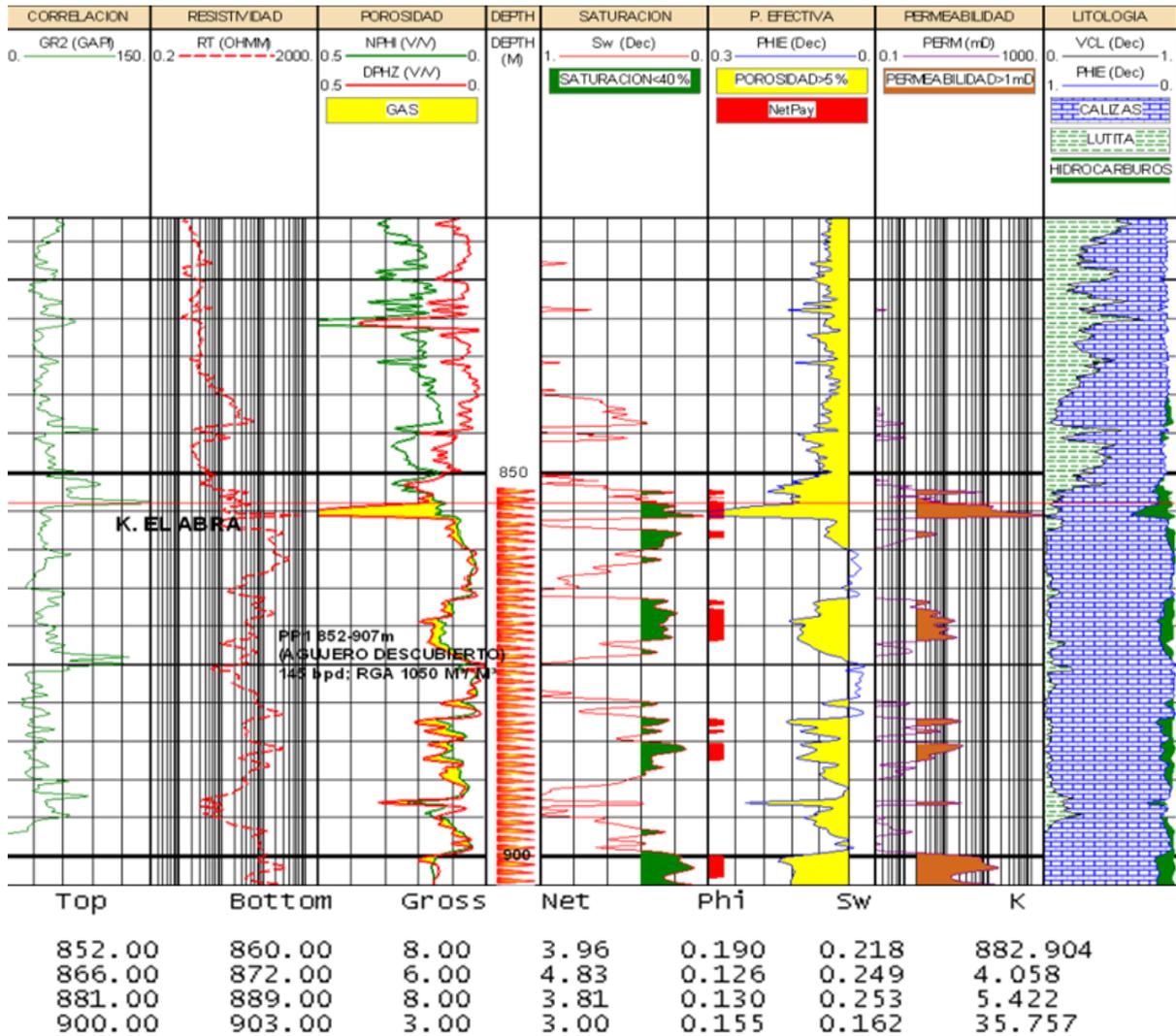


Figura 7: Registro y evaluación petrofísica del pozo Temapache 203

REGISTRO DE PRESIÓN ESTÁTICA

Del último registro de presión estática tomado antes de la reparación mayor como se muestra en la figura 8, se observa que en el pozo tiene una columna de agua, con un nivel de líquido a 200m verticales aproximadamente, la mayor parte de la tubería se encuentra con un gradiente de agua. En términos petroleros esto quiere decir que el gradiente es igual o mayor a 0.1 kilogramos sobre centímetro cuadrado por cada metro, nos está informando que hay presencia de agua en el pozo.

REGISTRO DE PRESION POR ESTACIONES						
PROFUNDIDAD		PRESION		GRADIENTE	TEMPERATURA	
DESARROLLADA	VERTICAL	psia	Kg/cm ²		Kg/cm ² /m	°F
0	0	67.88	4.77	0.0000	100.82	38.23
117	116.94	228.67	16.08	0.0967	94.57	34.76
200	198.41	346.56	24.37	0.1018	101.96	38.87
309	300.97	494.87	34.80	0.1017	110.23	43.46
505	467.61	732.60	51.52	0.1003	130.23	54.57
619	557.59	861.57	60.59	0.1008	142.92	61.62
731	646.49	989.42	69.58	0.1011	152.76	67.09
786	690.6	1052.42	74.01	0.1004	157.62	69.79
849	742.26	1126.54	79.22	0.1009	163.29	72.94

Figura 8: Registro de presión estática por estaciones antes de la reparación mayor.

En la figura 9, se muestra la representación gráfica de la presión contra la profundidad (vertical), donde los puntos tomados por estaciones de monitoreo van generando lo que casi es una línea recta, debido a la presencia de agua en la tubería desde el fondo del pozo hasta una profundidad aproximada a los 200m. En la ecuación de la línea de tendencia nos muestra una pendiente de $9.941(\text{m}/\text{kg}/\text{cm}^2)$, por lo tanto el gradiente es el recíproco de éste valor, es decir $—$ $(\text{kg}/\text{cm}^2/\text{m})$.

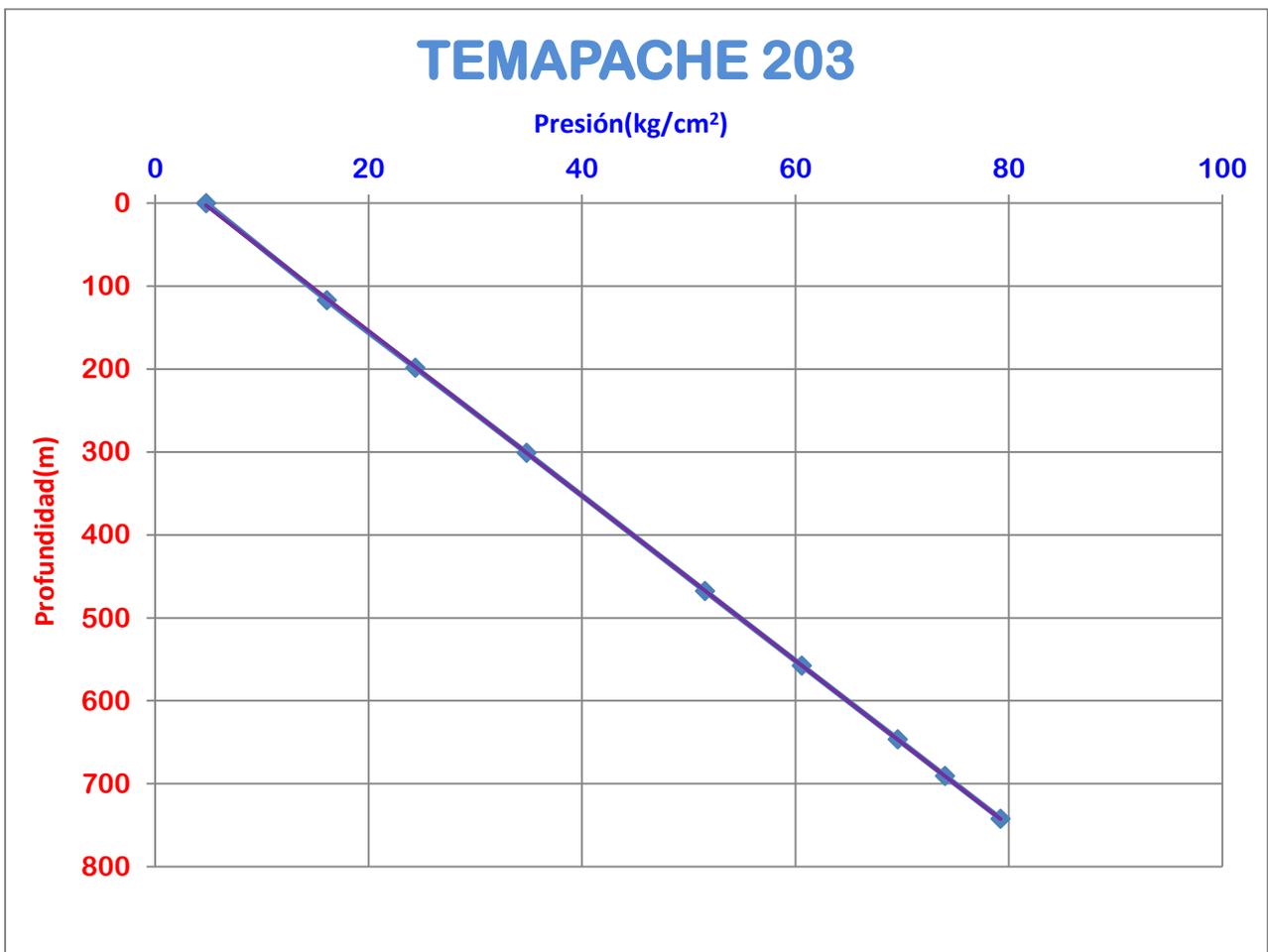


Figura 9: Gradiente de presión

MAPA DE BURBUJAS DE N_p

En la figura 10, se muestra el mapa de burbujas de la producción acumulada de aceite de cada pozo (a la fecha de enero de 2013). El mapa de burbujas es una complementación del estudio del pozo Temapache 203 para su reparación mayor, esta forma ilustrativa de representar una variable sirve para tener un mayor entendimiento de la zona y de los demás pozos que se encuentran en el campo, en vez de analizar en forma individual a cada pozo. Del mayor al menor acumulamiento de aceite se distingue por el cambio de colores mostrado en el recuadro de la parte inferior de la figura, con el cual los pozos en color rojo representan una acumulada de aceite mínima o de cero hasta los pozos de color verde o azul que representan los pozos con mayor acumulada de aceite en su historia de producción. Tal es el caso para el pozo Temapache 210 que ha registrado una máxima acumulación de aceite a diferencia de los demás pozos, debido a que se encuentra en un relieve mayor que los demás pozos, su zona estructural le favorece al alejarse del contacto del agua.

Para el pozo Temapache 203 se puede observar que se encuentra en una zona productora de aceite y éste tiene una N_p menor a diferencia de los pozos vecinos que muestran una N_p de casi el doble de producción, para lo cual la propuesta de la reparación mayor es atractiva, ya que muestra una buena probabilidad de éxito.

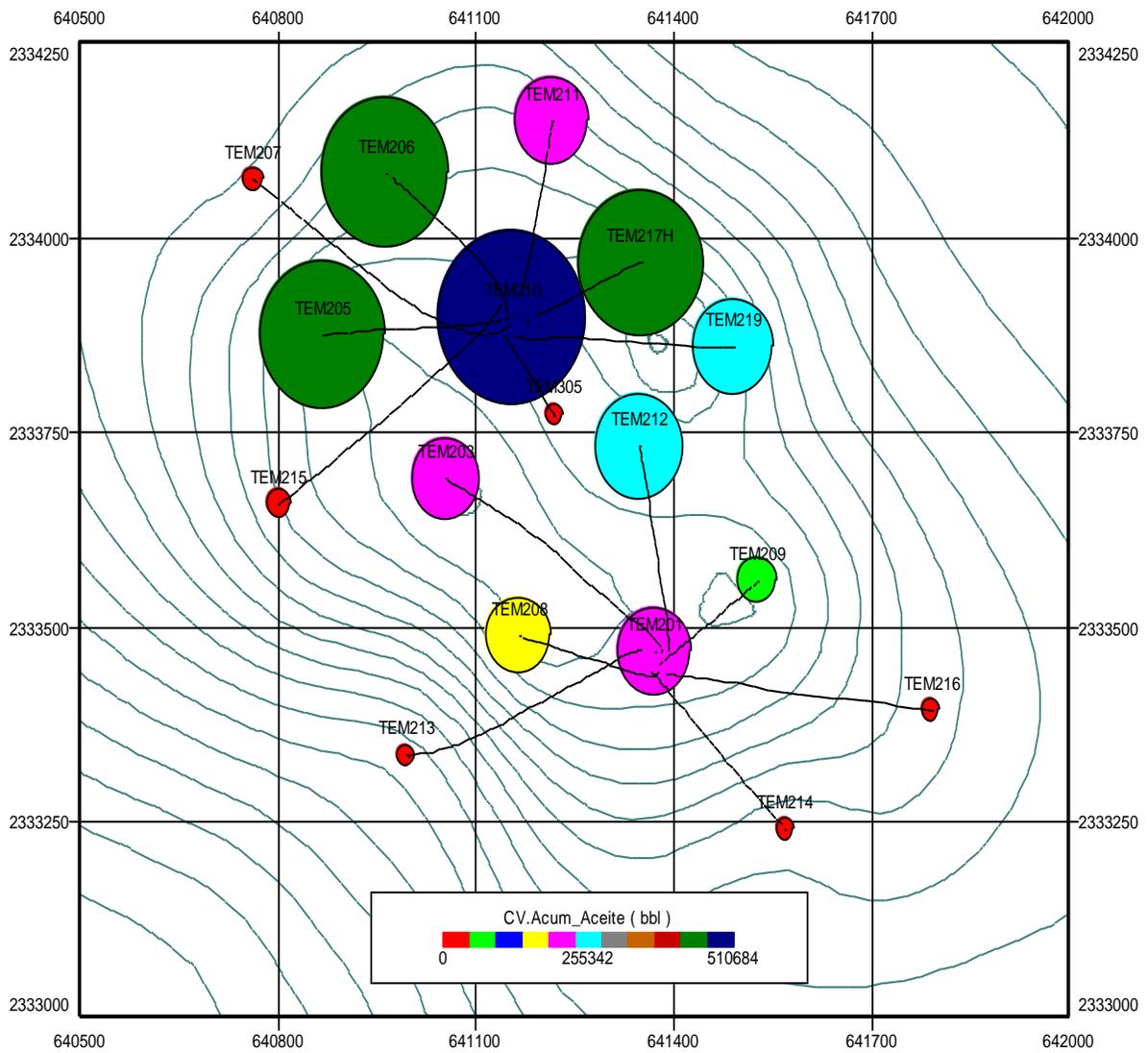


Figura 10: Mapa de burbujas y representación de los relieves estructurales de la formación El Abra.

CORRELACIÓN DE POZOS VECINOS CON RESPECTO AL POZO TEMAPACHE 203 EN LA FORMACIÓN EL ABRA

El objetivo de hacer estas secciones es la de correlacionar un pozo a otro, de los que comprende cada sección, los distintos estratos que fueron alcanzados por la perforación, con el fin de conocer la estructuración del campo.

Para construir dichas secciones, inicialmente se escogieron las escalas adecuadas para las distancias entre pozos y profundidades de los mismos. Posteriormente se trasladan dichas reducciones a las correspondientes secciones, manteniendo entre los ejes de las mismas su distancia original, siempre que la sección las unía.

Se eligen las secciones procurando cumplir con lo anterior. Los pozos considerados en cada sección fueron los siguientes: En la figura 11 se observan los pozos TEM-205, TEM-203 y TEM-201, para la figura 12 se observan los pozos TEM-210, TEM-203 y TEM-208, y para la figura 13 se observan los pozos TEM-215, TEM-203 y TEM-212. Así mismo se señalan en cada uno de los pozos una breve historia de producción del pozo, destacando su gasto inicial, último gasto reportado y una descripción breve del estado del pozo, es decir si el pozo esta reportado como fluyente, intermitente, cerrado, invadido de agua o cuenta con algún sistema artificial.

TEMAPACHE 205-203-201

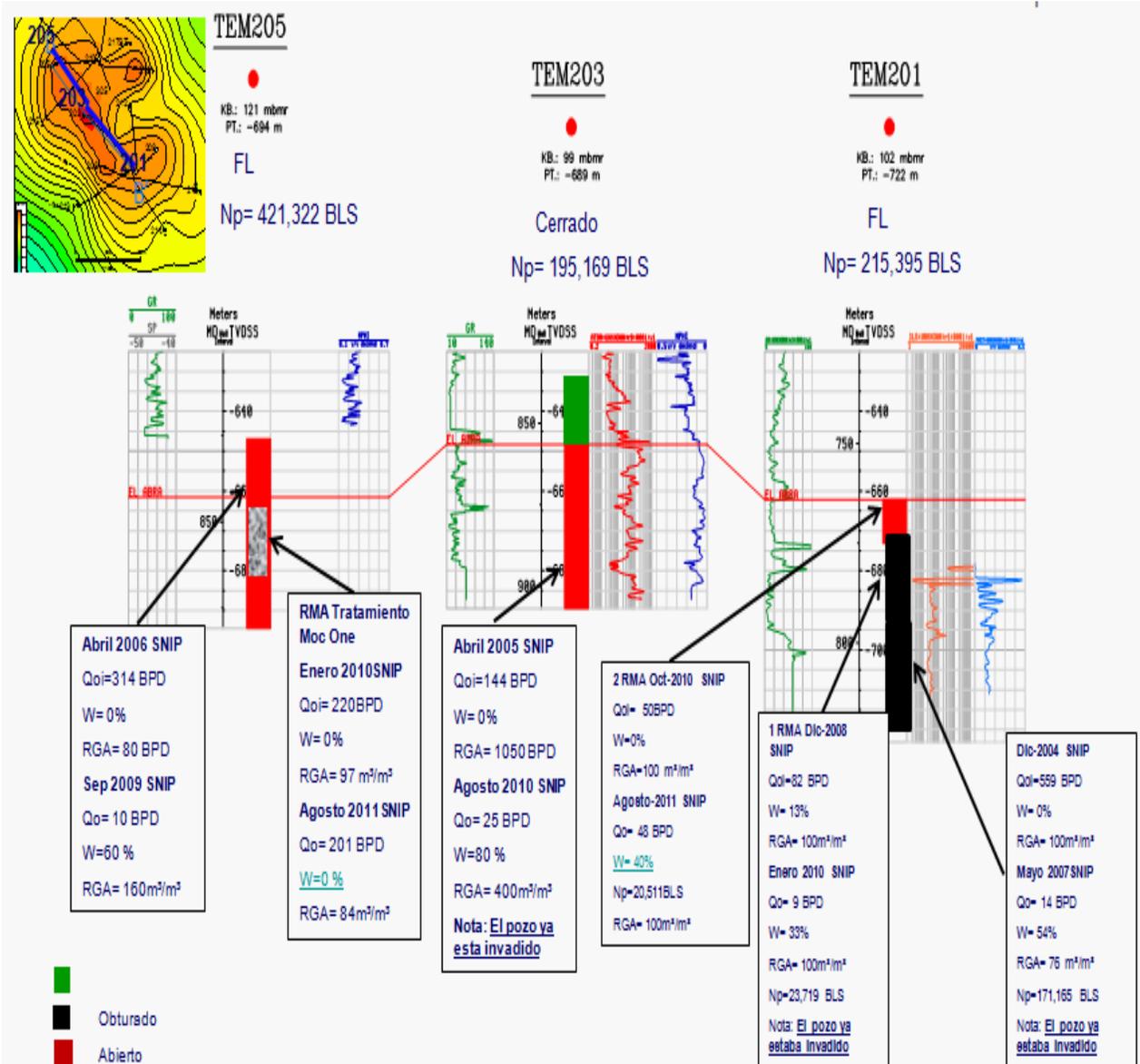


Figura 11: Pozos TEM-205, TEM-203 y TEM-201

TEMAPACHE 210-203-208

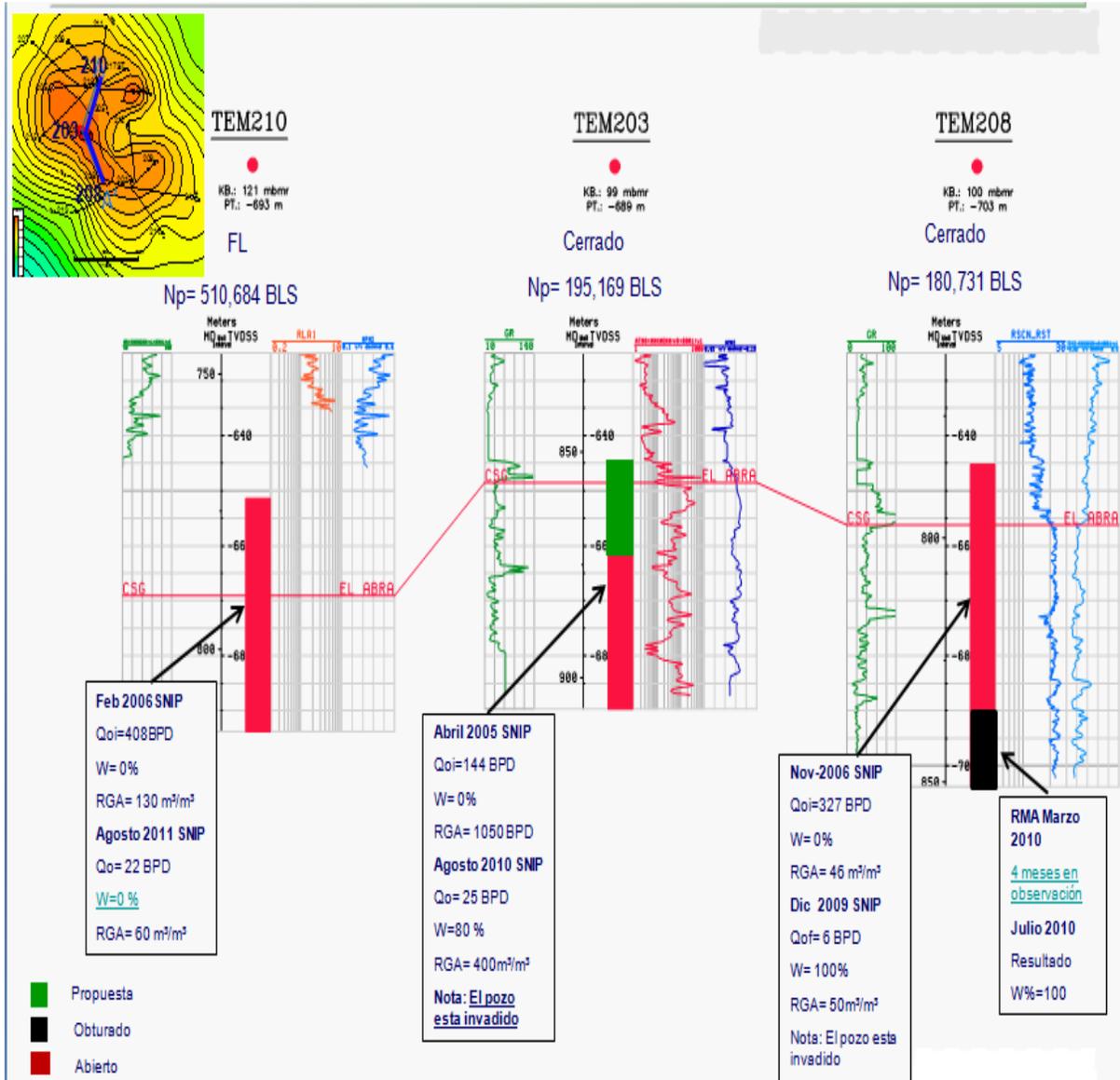


Figura 12: TEM-210, TEM-203 y TEM-208

TEMAPACHE 215-203-212

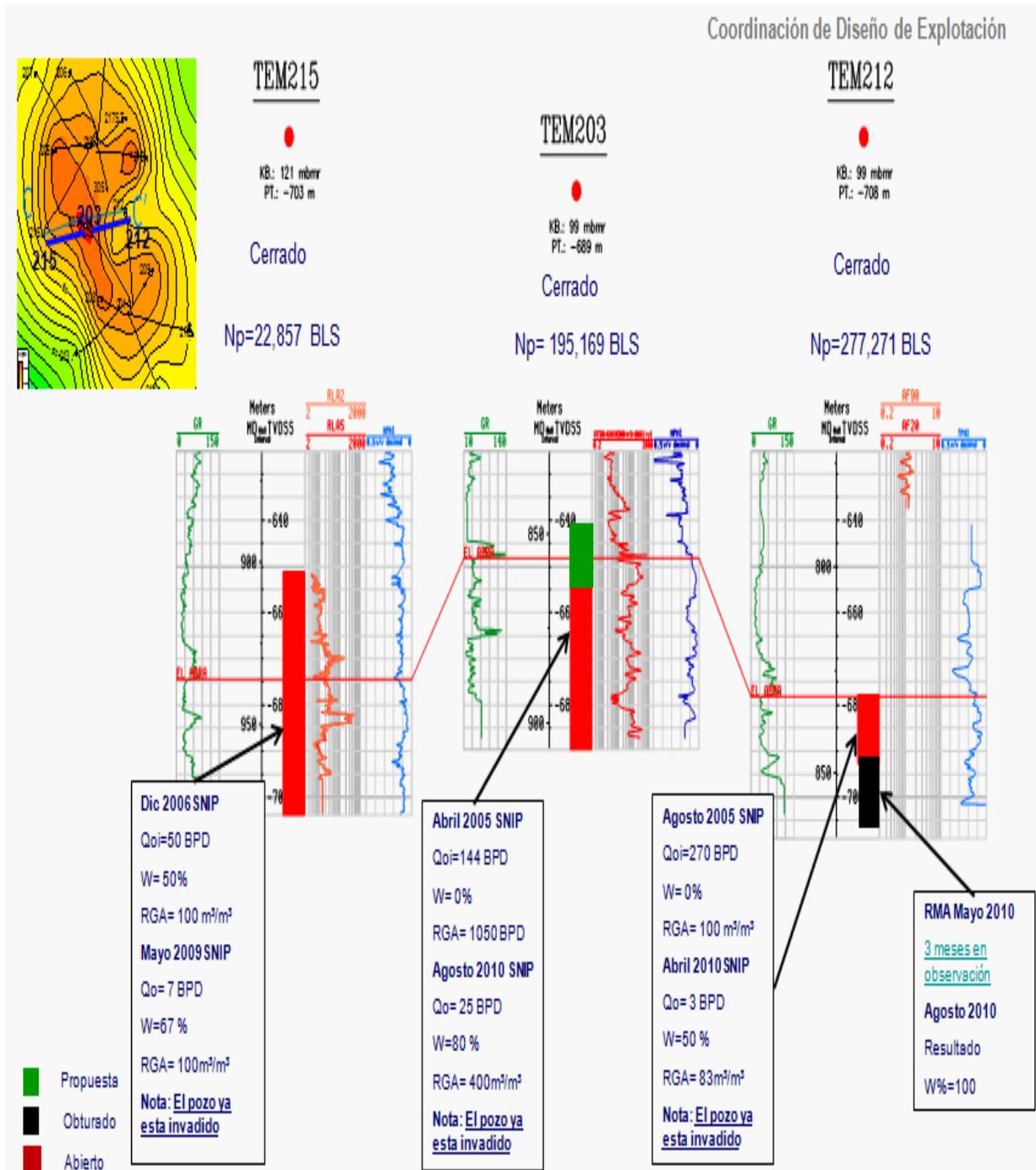


Figura 13: TEM-215, TEM-203 y TEM-212

PROPUESTA DE LA REPARACIÓN MAYOR

De los estudios realizados del campo y del pozo, se propuso dos opciones para la reparación mayor, tal y como se muestra en la figura 14. Donde se esquematizan las propuestas y las zonas de interés para realizar la reparación mayor. Una de las propuesta consistió en obturar el intervalo 873-907m, dejando abierto el intervalo 852-873m. La otra propuesta consistió en obturar el intervalo 865-873m dejando abierto el intervalo 852-860m.

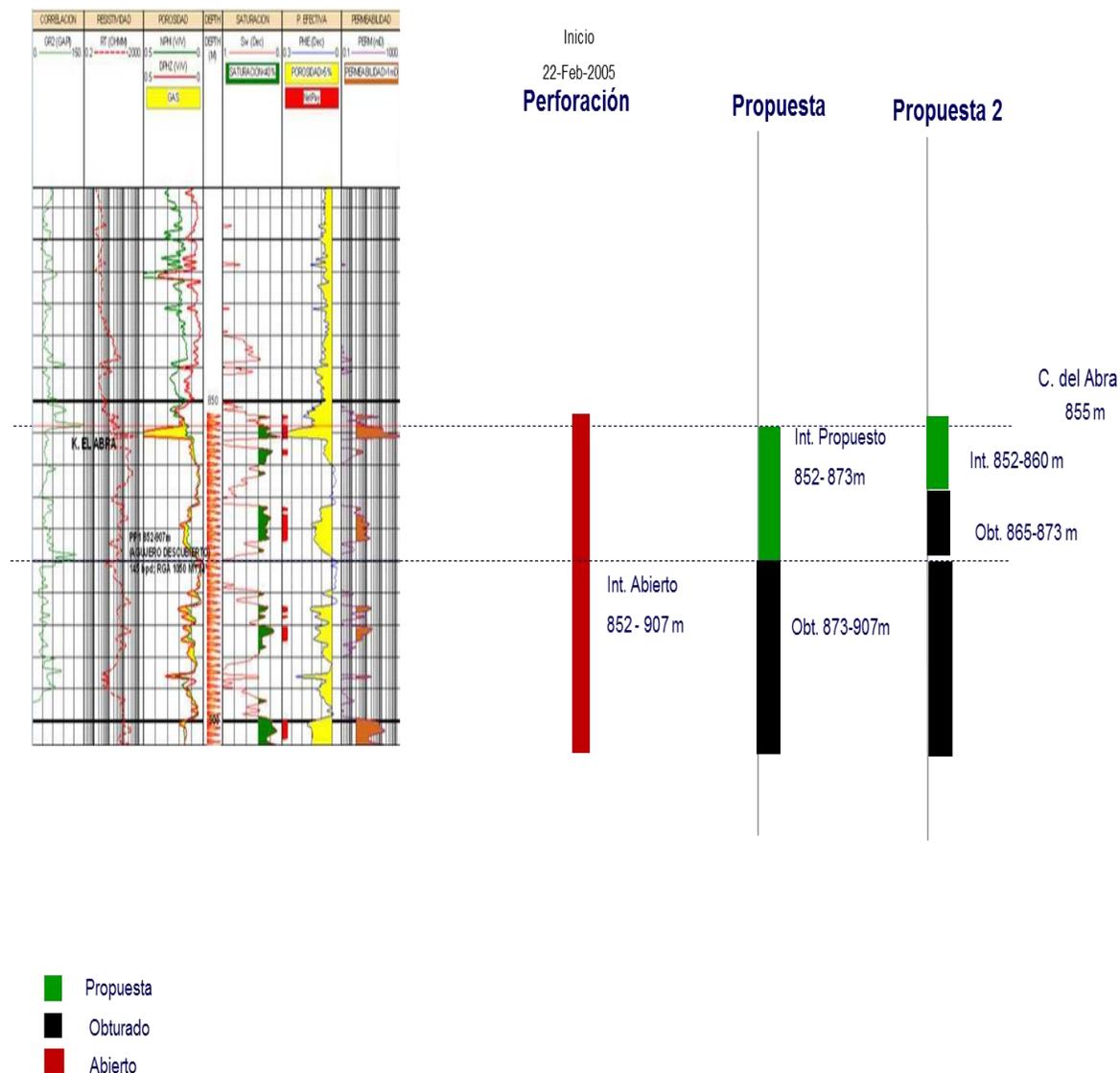
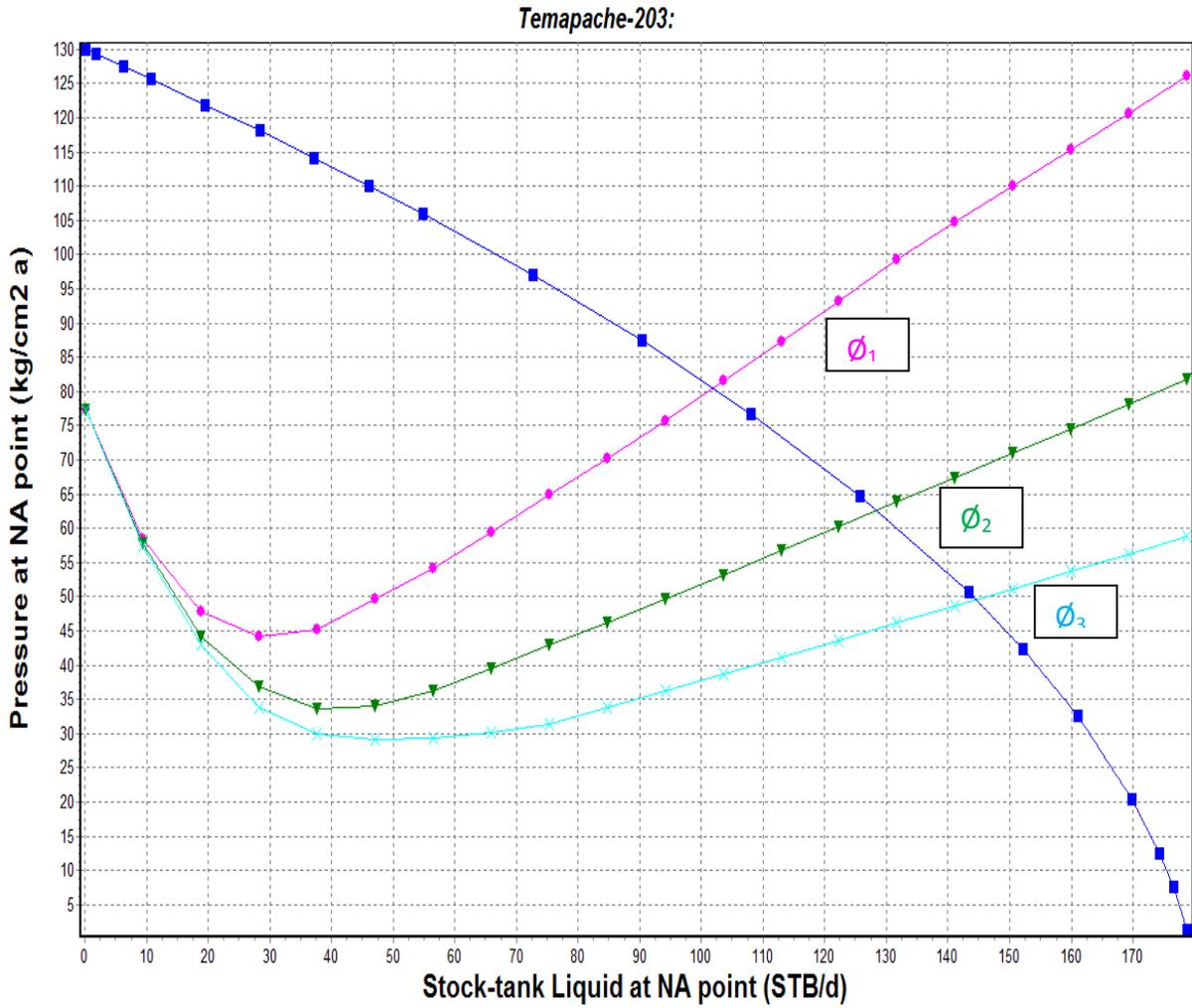


Figura 14: Se muestra en forma ilustrativa las propuestas de la reparación mayor del pozo Temapache 203. Mostrando a la derecha

PRONOSTICO DE LA REPARACIÓN DEL POZO TEMAPACHE-203



Pws(kg/cm ²)	Ø ₁ =4mm		Ø ₂ =5mm		Ø ₃ =6mm	
	Pwf(kg/cm ²)	Qo(bpd)	Pwf(kg/cm ²)	Qo(bpd)	Pwf(kg/cm ²)	Qo(bpd)
130	52	101	42	128	33	144

PROGRAMA DE REPARACIÓN MAYOR DEL POZO TEMAPACHE 203

Una vez terminado el análisis del pozo y seleccionado la mejor opción, se realiza el programa de la intervención, el cual es el siguiente:

1. Instalar equipo de reparación al 100% en el pozo Temapache 203
2. Probar conexiones superficiales de control con UPH a 4000psi y efectuar arranque de equipo con grupo multidisciplinario.
3. Checar presiones por TP 2 7/8", TR 7 5/8", TR 5 1/2" e instalar ULA para calibrar TP 2 7/8" y abrir camisa deslizable a 812m
4. Controlar pozo con Salmuera Sódica 1.10gr/cm³ con secuestrante de H₂S o definir densidad de control en caso de observar manifestación.
5. Efectuar cambio de medio árbol de válvulas por preventor 7 1/16" y con UPH probar hermeticidad con 4000psi.
6. Operar a desanclar empacador hidráulico de 5 1/2" circular pozo y levantar aparejo tramo por tramo a superficie.
7. Instalar URE y tomar registro RST-RG de 907-800m y LDL-CNL-BHC-AIT-BGL de 907-852m para afinar el intervalo propuesto.
8. Introducir TP 2 7/8" con tubo difusor 896m, circular pozo hasta homogenizar columnas y observar fluido limpio.
9. Instalar UAP para probar C.S.C con 3000psi.
10. Cerrar preventor y probar admisión al agujero descubierto de 895.5-907m a diferentes gastos utilizando fluido de control.
11. Bajar extremo de TP 2 7/8" con tubo difusor a 904m y colocar TxC, levantar extremo en circulación inversa, cerrar preventor y dejar cima de cemento a 840m. Posterior esperar 12hr de fraguado monitoreando presión por TP y TR.
12. Con bomba del equipo probar admisión, si el pozo admite verificar cima de cemento y colocar segundo tapón por circulación forzada y si el pozo no admite sacar a superficie TP con tubo difusor.
13. Armar y meter sarta con molino de 4 1/8", con TP 2 7/8" y checar cima de cemento para rebajar cemento hasta 862m. Posterior probar tapón de cemento con 800psi y levantar molino con herramienta a superficie.

14. Introducir niple de aguja a 862m, con 2 canastas colectoras de 3 $\frac{1}{2}$ ", escariador para TR a 850m, con TP 2 $\frac{7}{8}$ " circular y limpiar pozo. Levantar niple a superficie.
15. Armar y meter niple campana a 852m con empacador Hornet de 5 $\frac{1}{2}$ " a 830m, niple de asiento, conector soltador, con TP 2 $\frac{7}{8}$ " y anclar mismo, probar hermeticidad con 500psi.
16. Instalar UTF y bajar trompo difusor a 862m y efectuar cambio de fluido de control por diesel y dismantelar UTF.
17. Instalar URE y con pistolas 2 $\frac{1}{8}$ ", F-60, 13cpm, disparar intervalo 852-860m, afinado con el registro RST.
18. Instalar UTF e inducir pozo con N₂ hasta obtener fluidos representativos de la formación, para definir tratamiento de estimulación.
19. Instalar UAP y efectuar estimulación de acuerdo a la propuesta de diseño. Posterior al tiempo de reacción y abrir pozo para su limpieza. En caso de no fluir por su propia energía, inducir pozo con TF y N₂ e ir tomando muestras cada hora y enviarlas a laboratorio para su análisis.
20. En caso de no quedar productor y requiera sistema artificial de BM, tomar registro de presión estática por estaciones del pozo para el diseño oportunamente.
21. Dismantelar equipo al 100%

RESUMEN DE LA INTERVENCIÓN

El pozo Temapache 203 se intervino el 7 de Diciembre de 2011, con terminación de la reparación mayor el 3 de Enero de 2012 y con término oficial entregado a producción, el 24 de Enero de 2012.

La intervención consistió en aislar el intervalo 852-907m del agujero descubierto, con una profundidad total de 907m. La operación se realizó con equipo de reparación mayor, donde primeramente con ULA bajó sonda para tomar registro de presión estática y temperatura a 818m, donde se controló pozo con salmuera sódica de 1.10gr/cc, para posteriormente sacar empacador inflable de 5 ½” a superficie y metió molino de 3 ½” donde venció resistencia franca a 893.20m. Después con URE se tomaron los registros de litodensidad, inducción RG, neutrón compensado, RST modo gamma de 882-800m.

Posteriormente con UAP se realizó la cementación forzada del agujero descubierto desde PT=907m a 852m con 3.5ton de cemento, posteriormente rebajó cemento a 862m y ancló empacador a 829.33m, con niple campana, dos tramos de TP 2 7/8”, niple de asiento sin válvulas y conector soltador. Donde con URE bajó pistolas de 2 1/8”, 20cpm, F-60, y disparó el intervalo 855-861m al cual se le realizó una estimulación matricial orgánica con el fin de retirar el daño ocasionada por la precipitación de hidrocarburos pesados.

Se abrió pozo para retirar los fluidos utilizados en la estimulación y se notó una presión de 650psi que incrementó a 800psi, desalojando gas y productos del tratamiento, con ULA tomó registro de presión fluyendo por estaciones donde posterior a la estimulación se realizó una medición con equipo trifásico con estrangulador de 4, 5 y 6mm. Obteniendo los resultados que a continuación se mencionan.

RESULTADOS DEL POZO TEMAPACHE-203

El intervalo productor 855-861m fue disparado con pistolas 2 1/8", 20cpm, F-60, donde el pozo abrió sin manifestar, por lo cual se indujo el pozo con TF bombeando 300m³ de nitrógeno, donde se observó pozo fluyendo gas y estrangulando por 8mm se observó un incremento paulatino de presión con un máximo de 70kg/cm². Por lo cual se realizó una estimulación matricial orgánica en dicho intervalo, así mismo se inyectó 6m³ a un Qiny=1bpm de Sistema Orgánico mezclado con solventes en seno de aromina para limpiar las depositaciones orgánicas presentes en la vecindad del pozo, dejando reposar por 24hrs.

El motivo de la estimulación es que el probable daño sea ocasionado por precipitación de hidrocarburos pesados situados en algunas pulgadas dentro del yacimiento. Consecuentemente el objetivo principal de la técnica es remover el daño presente en las perforaciones y en la vecindad del pozo, fundamentalmente de depósitos de asfáltenos y eliminar obstrucciones en el mismo.

Esto se logrará en base a la inyección a formación de los fluidos estimulantes no reactivos recomendados a gastos y presiones inferiores a las condiciones de fracturamiento de la roca. Esto llevará a que la estimulación sea de carácter matricial con 5.2 pies de distancia radial.

Adicionalmente en formaciones y pozos ya productores naturalmente, una estimulación no reactiva optimizará la manifestación productiva del potencial del pozo. Dado que la estimulación de pozos concierne directamente con el mejoramiento de su productividad, su éxito depende básicamente de las condiciones en que se encuentra el pozo.

A continuación en la tabla “D”, se describe brevemente los aditivos utilizados en el sistema:

Producto químico	Descripción del producto químico	Volumen (%)	Volumen (m3)
MS ACC 302	Solvente muto	15	0.90
PP ACC 127	Dispersante de parafinas	4	0.24
AP ACC 104	Dispersante de asfáltenos	5	0.30
ACC 206	Aromina	76	4.56
Total de sistema Orgánico		100	6.00

Tabla D

Aromina ACC 206: Solvente de la familia de aromáticos utilizado para limpieza y estimulación de pozos petroleros, solubiliza los asfáltenos y parafinas, para optimizar su solvencia debe ser utilizado combinado con aditivos químicos.

Solvente Mutuo CO ACC: Mezcal de solventes selectos para tratamientos ácidos y no ácidos en pozos petroleros, remueve películas aceitosas, deja la formación mojada por agua, rompe emulsiones, remueve fluidos de perforación, incrustaciones de aceite y solución de parafinas, asfáltenos y remueve bloqueos por agua.

Dispersante de Parafinas PP ACC 127: Líquido orgánico utilizado para prevenir la acumulación de parafinas manteniendo las partículas de la parafina en estado disperso, remueve o aísla los componentes que actúan como semillas para el crecimiento de la parafina y forma una capa alrededor de estas lo cual prevé que se junten.

Dispersante de Asfáltenos AP ACC 104: Mezcla de solventes aromáticos, se utiliza para tratar depósitos asfálticos, mantiene la dispersión de los asfáltenos que están finamente divididas, debido a que incrementan la tensión en la superficie del aceite por encima del nivel en el cual la precipitación ocurre.

Posteriormente a la estimulación abrió pozo a la presas metálica con 1000psi en TP y abatiéndose a 650psi desalojando gas y productos de tratamiento. Una vez teniendo fluidos representativos de la formación se alineó a batería por 3 hrs. y posteriormente se cerró el pozo para tomar un registro de presiones estáticas hasta 840 m.

Como se muestra en la figura 16, dentro del programa propuesto, donde se indicó que se iba a tomar un registro de presiones estáticas después de los disparos donde la presión en la cabeza del pozo es un poco más de los 70kg/cm², por lo que es un buen indicador de que el yacimiento tiene presión y de hecho la caída de presión, en el fondo y en la cabeza del pozo, es tan sólo de 6kg/cm². El promedio del gradiente es de 0.0080—— donde se muestra que hay presencia de gas en la tubería desde el fondo hasta aproximadamente a los 100m cerca de la cabeza del pozo.

REGISTRO DE PRESION POR ESTACIONES					
PROFUNDIDAD mts VERTICAL	PRESION		GRADIENTE Kg/cm ² /m	TEMPERATURA	
	psia	Kg/cm ²		°F	°C
0	1040.29	73.16	0.0000	70.15	21.19
100	1056.53	74.30	0.0114	93.25	34.03
300	1082.92	76.15	0.0093	111.09	43.94
500	1106.81	77.83	0.0084	129.34	54.08
640	1120.29	78.78	0.0068	141.88	61.05
740	1128.78	79.38	0.0060	149.11	65.06
840	1137.80	80.01	0.0063	155.77	68.76

Figura 16: Registro de presión de fondo cerrado, del pozo Temapache 203.

Se midió el pozo en un separador trifásico de prueba por 3 días, por diámetros de estranguladores de 4, 5 y 6 mm, donde se observó una estabilización del gasto para un diámetro de 6mm.

En la tabla “F”, se muestra la última medición del pozo por un estrangulador de 4, 5 y 6mm por 65 horas, sin manifestar abatimiento de presión.

Hora	Estrangulador	PTP1	PTP2	Temp.	Qg	Qo	Agua
Hrs.	MM	Psi.	Psi.	°F	MMPCD	BPD	%
1	4	400	105	80	0.083	0.0	0
2	4	400	115	80	0.079	55.0	0
3	4	400	112	80	0.078	72.4	0
4	4	400	115	80	0.079	60	0
5	4	400	112	75	0.078	62.4	0
6	4	400	112	75	0.078	60	0
7	4	400	112	75	0.078	60	0
8	4	400	112	75	0.078	62.4	0
9	4	400	112	75	0.078	55.2	0
10	4	400	112	75	0.078	60	0
11	4	400	112	70	0.078	52.8	0
12	4	400	112	70	0.078	50.4	0
13	4	400	112	70	0.078	57.6	0
14	4	400	112	75	0.078	52.8	0
15	4	400	115	75	0.079	60	0
16	4	380	109	75	0.077	62.4	0
17	4	380	109	75	0.077	62.4	0
18	4	360	109	80	0.077	60	0
19	4	360	109	80	0.077	62.4	0
20	4	370	109	80	0.077	60	0
21	4	370	109	80	0.077	57.6	0
22	4	370	109	80	0.077	57.6	0
23	4	370	109	80	0.077	55.2	0
24	4	370	109	80	0.077	60	0

Hora	Estrangulador	PTP1	PTP2	Temp.	Qg	Qo	Agua
Hrs.	MM	Psi.	Psi.	°F	MMPCD	BPD	%
25	5	360	122	80	0.081	64.8	0
26	5	360	133	80	0.085	67.2	0
27	5	360	133	80	0.085	67.2	0
28	5	360	133	80	0.085	79.2	0
29	5	360	133	80	0.085	96	0
30	5	360	133	75	0.085	86.4	0
31	5	360	133	75	0.085	88.8	0
32	5	360	133	75	0.085	84	0
33	5	360	133	75	0.085	81.6	0
34	5	360	133	75	0.085	81.6	0
35	5	360	133	75	0.085	79.2	0
36	5	360	133	75	0.085	84	0
37	5	360	133	75	0.085	81.6	0
38	5	360	133	75	0.085	86.4	0
39	5	360	133	75	0.085	84	0
40	5	360	133	75	0.085	91.2	0
41	5	360	133	75	0.085	88.8	0
42	5	360	133	80	0.085	84	0
43	5	360	133	80	0.085	86.4	0
44	5	360	133	80	0.085	84	0
45	5	350	133	85	0.085	84	0
46	5	350	133	90	0.085	86.4	0
47	5	350	133	90	0.085	84	0
48	5	340	133	95	0.085	77.2	0

Hora	Estrangulador	PTP1	PTP2	Temp.	Qg	Qo	Agua
Hrs.	MM	Psi.	Psi.	°F	MMPCD	BPD	%
49	6	340	144	65	0.089	110.40	0%
50	6	330	140	75	0.087	115.60	0%
51	6	330	140	75	0.087	110.40	0%
52	6	330	140	75	0.087	108.00	0%
53	6	330	140	75	0.087	108.00	0%
54	6	330	140	75	0.087	110.40	0%
55	6	330	140	75	0.087	108.00	0%
56	6	330	137	75	0.086	108.00	0%
57	6	330	133	75	0.085	105.60	0%
58	6	330	133	80	0.085	98.40	0%
59	6	320	133	85	0.085	108.00	0%
60	6	320	133	95	0.085	110.40	0%
61	6	320	133	95	0.085	108.00	0%
62	6	320	133	95	0.085	108.00	0%
63	6	320	133	95	0.085	112.80	0%
64	6	320	133	90	0.085	108.00	0%
65	6	320	133	90	0.085	110.40	0%

Tabla F

Oficialmente es terminado el 24 de Enero del 2012 como productor de aceite y gas, estrangulado por 4mm, dando como resultado los siguientes datos en la medición, como se muestran en la tabla “G”:

FORMACIÓN	K. El Abra
Qo(bpd)	110
Agua%	0
Qg(mmpcd)	0.085
RGA	137
PTP1(kg/cm ²)	23

Tabla G

ESTADO MECÁNICO ACTUAL

INICIO PERFORACIÓN: 22-FEBRERO-2005
 TERMINÓ POZO: 12-ABRIL-2005
 ÚLTIMA INTERVENCIÓN: RMA
 DEL 07 DIC. 2011 AL 03 ENERO 2012 (5615)
 DEL 20 AL 23 ENERO 2012 (S/E) MEDICIÓN
 RESULTADO: PRODUCTOR DE ACEITE Y GAS
 ACTUALIZADO: 24-ENERO-2012

TEMAPACHE 203

COORDENADAS U.T.M.	
X	= 641,382.75 m
Y	= 2'333.466.65 m
ELEVACIONES	
E.T.	= 93.54 m
E.M.R.	= 98.54 m

TR 10 3/4" N-80,
40.5 Lbs/pie 48 m

TR 7 5/8" 26.4 Lbs/Pie
BCN 245.54 m

Producción Inicial
(12-Abril-2005)

ORIFICIO	=	9	mm
ACEITE	=	23	m ³ /día
RGA	=	1050.0	m ³ /m ³
AGUA	=	0.0	%
TP	=	68	Kg/cm ²
TR	=		Kg/cm ²

TP 2 7/8"

Side Track a 571 m
Cima Tapón a 571 m

B.P: TPF 3 1/2" a 625.85

Nota:
 PEZ: BNA 6 3/4"; MOTOR DE FONDO; VALV. C/PRES.;
 1 D.C. MONEL CORTO; MVD; 1 D.C. NORMAL; 3 D.C.;
 4 3/4"; 6 TRAMOS TP 3 1/2" HW; MARTILLO HDCCO. 4 3/4";
 1 TRAMO TP HW Y 1 TRAMO DE 6.47 M; LOG.
 PEZ= 130.36 M.

Bna. 6 3/4" a 756 m

Ag. 6 3/4" a 866

PT= 907 m

Columna Geológica

FORMACION	M.B.M. R.	MVBMR
PALMA REAL INF.	112.3 m	112.3 m
HORCONES	150.0 m	149.64 m
CHAPOPOTE	210.0 m	207.95 m
GUAYABAL	301.0 m	293.54 m
ARAGON	436.0 m	411.3 m
VELASCO SUP.	637.0 m	570.3 m
VELASCO MED.	707.0 m	625.69 m
VELASCO INF.	802.0 m	702.04 m
BRECHA	835.0 m	729.17 m
EL ABRA	863.0 m	752.12 m
PROF. TOTAL	907.0 m	

Conector soldador 828.46 m
 Niple de asiento sin vál. 829.02 m
 Emp. Homet 5 1/2" 8.29.33 m
 Niple campana 849.57 m
 TR 5 1/2", 17 L/P BCN a 852 m

855-861 m

Cima cemento 862 m

Agujero 4 1/8"

Ing. Martin Lucio Gil González

Historia de Producción después de la RMA

En la historia de producción se muestra en la figura 18, obtenido a partir de la RMA con un porcentaje de agua de 0 y apenas un 10% en Septiembre de 2012, el pozo ha mantenido su producción sin presencia de corte de agua significativo. Sin embargo el gasto empieza a declinar y esto se aprecia en la curva de Q_o , donde baja de 60bbls a 45bbls, teniendo una N_p en su último año de producción de 20,568bbls. El gasto de gas es bajo comparado con lo que apporto en sus inicios de producción del pozo, debido a eso el valor de la RGA ha descendido a $100\text{m}^3/\text{m}^3$ en los últimos años.

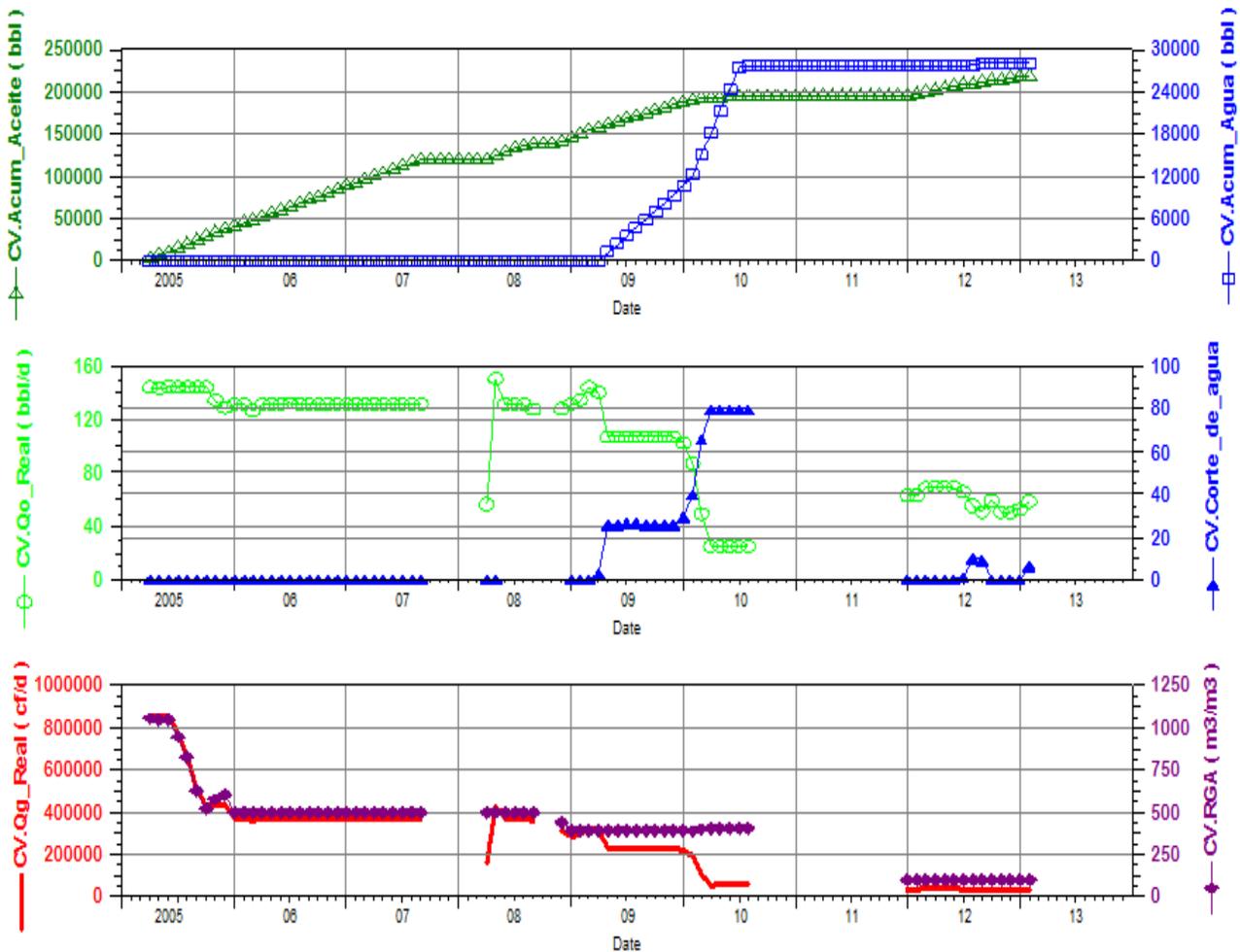


Figura 18: Gráfico de historia de producción del pozo Temapache 203

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El pozo quedó operando por un estrangulador de 4mm, fluyendo con un gasto de 110bpd en promedio, observando solamente en un mes (Julio) un incremento del corte de agua en un 10%, con una RGA de $100\text{m}^3/\text{m}^3$ y un gasto de gas de 33,264pcd.

Con ayuda del personal de yacimientos y reservas, se proporcionó el dato de la declinada del campo efectiva anual, que es de un 40%, con el cual se determinó campo tiene una vida productiva hasta el 2020 sin contar intervenciones con equipo o la perforación de nuevos pozos en el campo.

El campo actualmente tiene una producción asignada de 368bpd y el límite económico, de hasta donde el proyecto es rentable es de 10bls ajustado con el precio actual del barril.

El equipo multidisciplinario del proyecto Tres Hermanos ha determinado que el campo puede seguir teniendo una vida productiva con la propia energía del yacimiento, debido a que la formación El Abra tiene propiedades petrofísicas que permiten una producción óptima. En un futuro todavía se puede alargar más la vida productiva del campo, manteniendo un control de la producción con un debido control en los estranguladores para evitar la conificación del agua, en base al análisis nodal hecho para los pozos y con la ayuda de datos de producción. Existen en el campo pozos que no se han efectuado reparaciones mayores, por lo tanto existen posibilidades de seguir explotando la formación El Abra en busca de nuevos intervalos con posibilidades de explotación. También se recomienda realizar pruebas de presión-producción, toma de PLT, toma de registros de presión de fondo actualizados, una sísmica 3D y su interpretación, pruebas de mejoradores de flujo y de reductores de la viscosidad en el crudo. Esto para elevar el potencial del campo y así mismo alargar la vida productiva.

Alteración de la viscosidad: Esta alteración ocurre cuando los fluidos que invaden la formación son incompatibles con los fluidos de contenidos propiciando la formación de emulsiones. Se sabe que las emulsiones de agua en aceite (fase continua el aceite) son más viscosas que las de aceite en agua y que los surfactantes en unión con los sólidos finos tienen la tendencia a estabilizar las emulsiones. Adicionalmente cuando los hidrocarburos son producidos la presión y temperatura disminuyen produciendo cambios en la composición de los mismos por la pérdida de componentes ligeros o la precipitación de material orgánico.

Campo: Un campo puede estar constituido por uno o más yacimientos de hidrocarburos, todos ellos en o relacionados en la misma estructura geológica; cuando hay más de un yacimiento en el mismo campo, estos están separados uno del otro por causas geológicas tales como: Afallamientos, acuñaamientos de las capas productoras, condiciones estructurales y cambios en la porosidad y la permeabilidad.

Contacto original de gas-aceite: En el campo en estudio el contacto gas-aceite no se encontró, ya que originalmente no se tenía casquete de gas, por ser la presión original del yacimiento mayor que la de saturación.

Correlación: Identificando una formación en base a los registros obtenidos de cada pozo, se busca en los pozos contiguos esa misma formación, uniéndolos entre sí por medio de líneas, con lo cual se obtuvieron las cimas y bases de las mismas y en esta forma se consiguió la correlación, pasando por una sección a otra por los pozos de intersección.

Daño a la formación: El daño a la formación es un fenómeno que causa una distorsión en el flujo lineal en dirección del pozo debido a restricciones en el tamaño de los poros de la roca, ocasionando una caída de presión adicional en las inmediaciones del pozo.

Independientemente del origen o tipo de daño, este afecta el patrón de flujo natural de los fluidos de la formación hacia el pozo. Los mecanismos de daño se clasifican de acuerdo con la alteración que ocasionan a las características del sistema roca-fluido, de acuerdo con esto tenemos los siguientes:

- Reducción de la Permeabilidad Absoluta
- Reducción de la Permeabilidad Relativa
- Incremento de viscosidad

Distribución de Fluidos en el Yacimiento: Los yacimientos productores de aceite generalmente contienen gas, aceite y agua. Esos fluidos están distribuidos en el yacimiento de acuerdo con sus respectivas densidades, pero los efectos de la capilaridad también tienen influencia en dicha distribución.

Si hay gas libre en el yacimiento, éste generalmente está concentrado en los puntos altos de la estructura, formando el llamado casquete de gas, por tal motivo los pozos terminados cerca de la cima de la estructura serán productores de gas libre.

Subyaciendo al gas libre en el yacimiento, estará la acumulación de aceite y gas disuelto. En las partes más bajas de la estructura, el yacimiento puede estar ocupado por agua, lo cual da como resultado que los pozos estructuralmente más bajos estén saturados de agua salada.

De ahí la importancia de la determinación de los contactos y sus variaciones, pues estos no necesariamente estarán en un plano horizontal.

Improductivo: Se define así al pozo que no aportó hidrocarburos ya sea porque no se encontró la formación productora o bien se alcanzó el objetivo pero resultó seco, invadido de agua, con baja permeabilidad o bien con alta viscosidad de aceite. Dentro de esta misma clasificación se deberán considerar los pozos productores no comerciales.

Intervalo de desarrollo adicional: Es la zona de interés donde se hayan realizado actividades del proceso de terminación de pozo de desarrollo, con el objetivo de determinar las condiciones del yacimiento. La prueba del intervalo adicional iniciará cuando se da por obturado el intervalo que lo antecedió y concluye cuando se abandona el intervalo de manera temporal o definitiva o se deja en producción. Durante éste tiempo se realizarán las pruebas de producción o formación que tiene por objetivo definir los fluidos y las presiones del intervalo.

Intervalo exploratorio adicional: Es la zona de interés donde se hayan realizado actividades del proceso de terminación de pozos de exploración, con el objetivo

de determinar la formación. La prueba del intervalo adicional iniciará cuando se da por obturado el intervalo que lo antecedió y concluye cuando abandona el intervalo de manera temporal o definitiva. Durante este tiempo se realizarán las pruebas de producción o formación que tiene por objetivo definir las presiones del intervalo.

Intervalo probado de exploración: Es la zona de interés donde se hayan realizado actividades del proceso de terminación de pozos de exploración, con el objetivo de determinar las características del sistema roca-fluido. La prueba del intervalo iniciará cuando se da por terminada la perforación de exploración y concluye cuando se abandona el intervalo de manera temporal o definitiva. Durante mucho tiempo se realizarán las pruebas de producción o formación que tienen por objetivo definir los fluidos y las presiones del intervalo.

Inyector: Se define así al pozo que queda en condiciones de inyectar agua, gas natural, CO₂, vapor, Nitrógeno, mezcla de gases y desechos (líquidos o sólidos), en los volúmenes acordes a los que requiera el proyecto específico.

Mapa estructural: Estos mapas presentan parcialmente la estructura del campo en estudio. Dicho mapa se construyó anotando las localizaciones del plano base del campo

Mapa de burbujas: El mapa de burbujas es una herramienta visual que se puede utilizar para identificar tendencias y anomalías o problemas potenciales dentro de un proyecto o campo de hidrocarburos. Los mapas de burbujas despliegan datos en la forma de un círculo que se superpone sobre la localización de un pozo. Los círculos de datos varían en tamaño y color en relación con un tipo especificado de datos. Cuando se seleccionan múltiples variables, se puede desplegar un diagrama circular sobre el mapa de burbujas. Los mapas de burbujas pueden desplegar una fecha específica o presentar una secuencia de los datos a través del tiempo.

Pozos direccionales: Son el medio artificial a través del cual se comunica el subsuelo con la superficie. Los ángulos de inclinación para este tipo de pozos deberán ser de 6 a 29 grados (bajo), de 30 a 59 (medio) y de 60 a 79 grados (alto) con respecto a la vertical.

Pozos verticales: Son el medio artificial a través del cual se comunica el subsuelo con la superficie. La profundidad a documentar de los pozos tanto

terrestres como marinos, deberá ser la profundidad desarrollada en metros bajo mesa rotaria (mbmr). El ángulo de inclinación para este tipo de pozos deberá ser de 0 a 5 grados con respecto a la vertical.

Productor: Se definirá así al pozo que al ser dado como terminado, previa prueba de presión producción a condiciones estabilizadas a satisfacción y de acuerdo con los activos de Exploración y/o Integrales, aportó en superficie hidrocarburos, líquidos, gaseosos o una combinación de ambos (aceite, gas seco, gas y condensado). Los hidrocarburos pueden estar limpios o con un corte de agua de formación. Para clasificar los pozos productores no se considera la transformación termodinámica que sufren los hidrocarburos al pasar de sus condiciones de presión y temperatura de fondo a condiciones atmosféricas, así como tampoco el tipo y cantidad de contaminantes que contienen (agua, H₂S, CO₂, sales, metales. etc.).

Reducción de la permeabilidad absoluta: Una roca reduce o pierde su permeabilidad absoluta cuando existe una disminución del espacio poroso libre al flujo. Esto se presenta cuando partículas sólidas son depositadas en los espacios porosos, al aumento de volumen del material que compone la roca (arcillas) a incrustaciones de material orgánico (asfáltenos y parafinas) y a incrustaciones inorgánicas (carbonatos y sílice).

Reducción de la permeabilidad relativa: Esta reducción es ocasionada por el incremento de la saturación de agua cerca de la pared del pozo como resultado de una alta invasión de filtrado y si el filtrado contiene surfactantes se puede presentar un cambio de mojabilidad de la roca dando como resultado una reducción en la permeabilidad relativa al aceite.

Reparación Mayor (RMA): Es una actividad de mantenimiento de pozos dirigidos a rehabilitar pozos mediante cambios de intervalos, profundizaciones, reentradas, ampliaciones o adición de intervalos, corrección de anomalías a TR, disparo a la formación, segregación química, mecánica para control de agua y gas.

La producción real y programada asociada a las reparaciones mayores cuando se tenga no es incremental y se sumará a la producción declinada. La suma de la producción atribuible a las reparaciones mayores, más las menores y las estimulaciones dará la producción base.

Secciones transversales: Las secciones transversales representan planos verticales con los que se supone se ha cortado en distintas direcciones el campo.

Yacimiento: Es una acumulación de hidrocarburos en el subsuelo en una trampa individual y efectivamente separada de cualquier otro yacimiento vecino que caracteriza por estar bajo un mismo sistema de presión de tal manera que la extracción de hidrocarburos de una parte del yacimiento afecta la presión en toda su extensión. La acumulación está limitada en todas sus direcciones por barreras geológicas tales como: estratos impermeables, condiciones estructurales y contenido de agua en la roca almacenadora.