

"OPTIMIZACION DE PRODUCCION DE POZOS CON MAS DE UN RESERVORIO EN EL NOROESTE PERUANO"

Autor: Alberto Colán G. / Juan Chiroque H. / José Orellana C.
Compañía: EMPRESA PETROLERA UNIPETRO ABC S.A.
Perú

RESUMEN

En el Noroeste Peruano por lo general los yacimientos hidrocarburíferos tienen características geológicas muy complejas, debido al intenso fallamiento y la presencia de varias formaciones productivas (múltiples reservorios). Asimismo el nivel de energía actual de los reservorios es bajo por su condición de yacimientos maduros.

El método de completación utilizado en los últimos 30 años ha sido mediante casing de producción de 4 1/2", 5 1/2" y 6 5/8" de diámetro.

Por las características de los reservorios de la Cuenca Talara, la mayoría de los pozos perforados deben ser estimulados mediante fracturamiento hidráulico y puestos en producción de dos o más formaciones, utilizando métodos de levantamiento artificial (principalmente bombeo y en menor proporción gas lift y bombeo hidráulico).

Esta metodología de explotación de múltiples reservorios que producen en forma conjunta ha demostrado que el volumen de petróleo obtenido en un pozo con estas características, no es necesariamente igual a la suma de las producciones de cada reservorio.

El presente trabajo muestra el procedimiento seguido para optimizar la producción proveniente de dos formaciones en el pozo 13405 Yacimiento Batanes, que fue perforado en el Lote IX operado por la Empresa Petrolera UNIPETRO ABC S.A. La optimización involucra el análisis desde el punto de vista técnico-económico, aspectos operativos y resultados obtenidos en las etapas de perforación, completación, estimulación y producción.

El procedimiento utilizado permite establecer los volúmenes de los fluidos producidos, niveles de fluido adecuados para la operación eficiente de los equipos de subsuelo, mejorar el estimado de reservas y el conocimiento geológico de las formaciones productivas, realizar adecuados programas de perforación y completación, optimizar el diseño del sistema de producción (subsuelo y superficie), priorizar programas de servicio de pozos y workover, así como obtener mejores datos para simulación de reservorios y realizar programas futuros de Recuperación Mejorada.

INTRODUCCION

En el Noroeste Peruano, la Cuenca Talara viene siendo explotada desde hace más de cien años y se ha perforado en mar y tierra aproximadamente 13,800 pozos.

Dentro de toda la secuencia sedimentaria presente en la Cuenca Talara se tiene aproximadamente 20 unidades productivas de petróleo (reservorios) y actualmente los pozos producen de dos o más reservorios, que en su mayoría tienen baja energía y un sistema de completación convencional (casing de producción de 4 1/2", 5 1/2" y 6 5/8" de diámetro).

En muchos casos no es factible determinar y conocer el aporte productivo de estos reservorios (régimen de producción y producción acumulada) debido a que no fueron evaluados individualmente desde un comienzo y cuando se obtenía una producción en conjunto se asignó a cada reservorio una producción

análoga o similar a la producción obtenida de otros pozos que producen solo del reservorio correspondiente.

Si un pozo con estas características fuera evaluado después de un determinado período de producción, los resultados obtenidos no reflejan necesariamente el comportamiento óptimo de cada uno de los reservorios, por lo tanto la producción total óptima en el pozo difícilmente será logrado. La razón radica que si el pozo produce o ha producido con niveles de fluido por encima de las formaciones productivas se origina una contra-presión a las mismas, restringiendo el flujo. Asimismo los contactos de los diferentes fluidos con los reservorios puede originar la formación de emulsiones, precipitación de carbonatos, taponamiento por finos, etc.

El sistema de completación convencional en pozos con más de un reservorio productivo en donde por lo menos uno sea fluyente y este se encuentre a mayor profundidad que el otro, es un factor limitante para poder evaluar y conocer el aporte productivo de los reservorios en forma individual. Esto porque el sistema de completación convencional utiliza un diámetro de forros de producción que no permite tener el espacio suficiente para utilizar sartas de producción dual, para realizar una evaluación selectiva.

UNIPETRO ABC S.A. se planteó como un reto buscar la forma de evaluar y producir mejor este tipo de pozos (multi-reservorios de petróleo). Para ello se diseñó en el pozo 13405 un procedimiento basado en el análisis geológico, registros eléctricos, análisis cromatográfico del lodo de perforación, obtención de muestras de pared (side wall core) y curvas del comportamiento productivo de pozos vecinos, para conocer cuantitativamente las reservas de cada unidad productiva, y al mismo tiempo seleccionar el orden de apertura de cada reservorio.

Las pruebas de presión, monitoreo de la producción, análisis de los parámetros de los fluidos producidos y simulación numérica de reservorios, permitió determinar que la producción total del pozo no era necesariamente la sumatoria de la producción de cada reservorio. Es decir, si asumimos el caso de un pozo con dos reservorios productivos en donde se conoce la producción individual de cada uno de ellos, y luego se obtuviera producción simultánea de ambos reservorios, el resultado será un volumen de petróleo cercano o por debajo de la sumatoria de ambas producciones individuales.

TEXTO PRINCIPAL

UBICACIÓN

El pozo 13405 se encuentra ubicado en el Yacimiento Batanes-Lote IX, en el Noroeste Peruano.

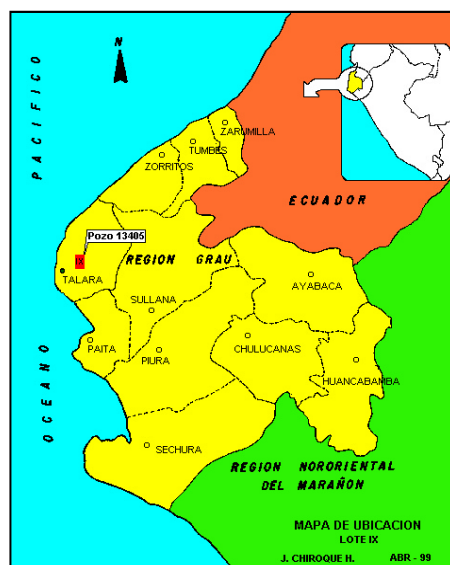


Fig. No. 1 Ubicación del Lote IX

PERFORACION DEL POZO

El pozo 13405 fue perforado para obtener producción comercial de petróleo de la Fm. Mogollón como objetivo primario y las formaciones Pariñas Inferior y Areniscas Talara como objetivos secundarios. El tiempo de perforación fue de 15 días y se utilizaron 5 brocas de insertos de 7 7/8". La profundidad final fue de 5212 pies y una desviación de 5.5°. Como fluido de perforación se utilizó un lodo en base de polímeros (con peso de 8.8 a 9.9 lb/gl). No se presentaron problemas durante la perforación.

Durante esta etapa se llevó a cabo el análisis de las muestras de corte y elaboración del perfil litológico. Posteriormente, se realizó la toma de registros eléctricos con el objetivo de determinar zonas potenciales por hidrocarburos y priorizar trabajos de estimulación. Asimismo se obtuvo muestras de pared (Side wall core) para corroborar los resultados obtenidos en el perfil litológico y registros eléctricos.

ESTRATIGRAFÍA

En el Lote IX, la secuencia estratigráfica de mayor interés es de la edad Eoceno Inferior que incluye las formaciones Mogollón, Palegreda (Sección Superior) y Pariñas Inferior.

El siguiente cuadro nos muestra las unidades estratigráficas atravesadas por el pozo 13405.

FORMACIÓN	INTERVALO (pies)	ESPESOR (pies)
Tablazo	0 – 80	80
Pozo	80 – 790	710
Areniscas Talara	790 - 1190	400
Lutitas Talara	1190 – 2348	1158
Pariñas Inferior	2348 – 2610	262
Palegreda	2610 – 3785	1175
Cerro Tanque	3785 – 4003	218
Mogollón	4003 – 5212	1209
P.F.	5212	--

Sobre la base del análisis litológico de las muestras de corte, análisis de perfiles y muestras de pared (para la Fm. Mogollón), las unidades estratigráficas que presentaron fluorescencia y buenas características de roca reservorio fueron: la Fms. Pariñas Inferior y Mogollón (Mbro Mogollón Superior). La Sección Superior de la Fm. Palegreda no se encontró debido a la falla normal "3621"

Formación Pariñas Inferior

Presenta paquetes de areniscas arcósicas y areniscas limo-arcillosas de color gris claro de 20 a 40 pies de espesor intercalados con paquetes lutaceos delgados color gris de menos de 10 pies de espesor. En las muestras de corte se observa areniscas de grano fino a medio, de forma subredondeada a subangular, buena selección, ligeramente friables y como accesorios pirita, carbón y calcita, mientras que las lutitas son sub-laminares, firmes, no calcareas en parte micromicáceas.

Basado en el perfil litológico y perfiles eléctricos se ha preparado una sección de correlación, tal como se muestra en la **Figura N° 2**. En esta sección se puede apreciar las características litológicas, fluorescencia, características electrográficas entre otras.

Formación Mogollón

El pozo atravesó el Miembro Superior de la formación Mogollón constituido por los submiembros: Fuente, Chorro Inferior y Chorro Superior. (**Figura N° 3**)

Fuente: Presenta en el tope areniscas conglomerádicas de color gris claro, dura, no calcárea, grano grueso a conglomerádico, subangular a subredondeada, sin microfracturas.

Chorro Inferior: Areniscas de color gris claro ligeramente verdosa, dura en parte calcárea, grano grueso a medio, subangular a subredondeado; sin microfracturas. Muy pocas intercalaciones de lutitas.

Chorro Superior: Areniscas de color gris, ligeramente dura, no calcárea, grano fino a muy fino, subangular a subredondeado; sin microfracturas con intercalaciones de paquetes delgados de lutitas de color gris.

ASPECTOS ESTRUCTURALES

En la **Figura N° 4** se observa la posición estructural de los bloques atravesados por el pozo 13405.

Formación Pariñas Inferior

El pozo encontró 262 pies de la Fm. Pariñas Inferior en el Bloque "CHARITO I", la misma que fue afectada en la base por la falla normal "3621"; el tope se encontró disminuido por efecto de la erosión pre-Talara. Los estratos tienen un rumbo NO – SE y un buzamiento de 30° hacia el Suroeste (**Fig. N° 5**).

Formación Mogollón

El pozo encontró 1209 pies de la Fm. Mogollón, en un bloque de extensión, limitado por las fallas normales "3621", "7617" y "Sur Este I". El rumbo de los estratos es NO – SE y con un buzamiento de 22° hacia el Suroeste (**Fig. N° 6**).

ANALISIS DE RESERVORIOS

Formación Pariñas Inferior

La prueba de DST y el análisis de núcleos del pozo 3542, ubicado al Suroeste del sub-bloque "CHARITO I" (Lote VI), nos señalan un nivel de contacto agua-petróleo a -2485 pies, todo parece indicar que este nivel avanzó hacia el Noreste; esto se confirmó con pruebas de PCP y la reactivación de los pozos 3524, 3541, 3472 y 3576. Estos pozos se encuentran más hundidos que el pozo 13405.

Sobre la base de los análisis de los perfiles eléctricos del pozo 13405, la Fm. Pariñas Inferior no presenta ningún contacto agua-petróleo ni petróleo-gas.

Formación Mogollón

En el bloque estructural de la Fm. Mogollón se ha identificado, mediante perfiles eléctricos, análisis de muestras de pared y el comportamiento productivo, un nivel de contacto de agua-petróleo a -4060 pies. El nivel de contacto petróleo-gas no ha sido identificado.

COMPLETACIÓN Y ESTIMULACIÓN DEL POZO

Concluida la perforación del pozo, se llevó a cabo la completación del mismo. Para lo cual se utilizó casing de producción de 5 1/2". Se colocó un tapón permanente a la profundidad de 4680' para aislar parte de la Fm. Mogollón la misma que no mostró buenas características de roca reservorio, además se tenía el conocimiento de un nivel de contacto agua-petróleo identificado a -4620 pies en el pozo 4735 del Yacimiento Leones (Lote VI).

Luego del análisis de registros eléctricos, pruebas de presión (Fast Test de 4589' a 4618', presión obtenida 1992 Psi.), se abrió la Fm. Mogollón en dos etapas (Baleo-frac). Obteniéndose los siguientes resultados:

ETAPA	I	II
Intervalo	4598' - 4618' (20)	4366' - 4466' (100)
Jets	90	144
Fluido. de Frac. (crudo gelif.)	394 Bls	590 Bls.
Arena	300 Sxs - 16/30	740 Sxs - 16/30
Rate Bombeo (bpm)	20	23
Presión de Ruptura (psi)	3000	2430
Presión a 10 mint. (psi)	2900	1640

* minifrac uso 143 bls. de crudo

Posteriormente, el pozo fue abierto a producción con una presión inicial de 1200 psi. y el crudo utilizado en el fracturamiento hidráulico fue devuelto del 20-03-97 al 13-04-97. El comportamiento posterior del pozo se muestra en la **Tabla No. 1** donde se observa la producción de petróleo con altos cortes de agua que confirmaban los resultados obtenidos en los registros eléctricos, perfil litológico y el análisis de las muestras de pared, tal como se indican a continuación:

- A la profundidad de 4500' se observó en el registro eléctrico Dual Laterolog-MSFL-GR, una disminución de la resistividad en cuerpos arenosos y deflexión en el SP. (**Fig. No. 3**).
- El perfil litológico, presenta una disminución de la fluorescencia.
- La muestra de pared obtenida a la profundidad de 4503', no mostró fluorescencia.

Por lo anterior se determinó la existencia de una comunicación entre los intervalos estimulados y la zona de agua. Por esta razón, se decidió balear el intervalo de 4580' - 4490' con 198 tiros y inyectar agua para abrir una vía y permitir el flujo libre del agua de formación y no obstruya a los intervalos productores de petróleo, con los siguientes resultados:

	ZONA DE AGUA	INYECCIÓN	INYECCIÓN
Intervalos	4552' - 4490'	4618' - 4569'	4466' - 4446'
Pres. de ruptura, psi	1750		
Pres. promedia, psi	1750	1700	149
Pres. a 10 mint. Psi	40	300	768
Agua tratada, bls	90	71	76

Después se realizó un suabeo con la finalidad de extraer el fluido utilizado en el trabajo mencionado (**ver Tabla No. 2**).

En el período del 13-05-97 al 21-05-97, se realizó un servicio de pozo, para cambiar la bomba de subsuelo. La duración del servicio se debió a la realización de trabajos Back-off y pesca del tubing de producción.

El 23-05-97, se colocó un tapón recuperable a la profundidad de 4339', para estimular (Baleo-frac) y evaluar intervalos superiores de la Fm. Mogollón, obteniendo los siguientes resultados:

ETAPA	I	II
Intervalo	4312' – 4338'	4007' - 4060'
Jets	20	55
Fluido de Frac. Crudo Gelificado, bls	300	367
Arena	140 Sxs - 12/20	375 Sxs - 12/20
Rate Bombeo (bpm)	21	21
Presión de ruptura, psi	3400	3000
Presión promedio, psi	3200	2300
Presión a 10 mint., psi	1650	1400

El pozo se cerró con 1400 psi. El 23.05.97, se puso a producción con 1250 psi en cabeza. Los resultados del comportamiento productivo se muestran en la **Tabla No. 3**.

El 09.06.97 se realizó un cambio de bomba de subsuelo y retiró del tapón recuperable. El pozo quedo produciendo de todos los intervalos abiertos en la Fm. Mogollón. Los resultados del comportamiento productivo se muestran en la **Tabla No. 4**.

El 30.06.97 se instalo un tapón recuperable a la profundidad de 2620' con la finalidad de aislar la Fm. Mogollón y abrir a producción la Fm. Pariñas Inferior que se realizo en 2 etapas (baleo-frac), con los siguientes resultados:

ETAPA	I	II
Intervalo	2473' - 2535' (62)	2351' - 2448' (97)
Jets	96	110
Fluido de Frac	Crudo 364 Bls	Crudo 352 Bls.
Arena	330 Sxs - 12/20	230 Sxs - 12/20
Rate Bombeo (bpm)	30	31
Presión de ruptura, psi	1200	1150
Presión promedio, psi	1250	950
Presión a 10 mint., psi	NR	10

Pozo estuvo cerrado por 2 horas. Fue abierto a producción con beam de _" y 0 psi de presión. Se realizó un trabajo de limpieza con "Coiled Tubing" bajo los siguientes parámetros de trabajo: Rate 400 – 500 ft³/mín. 1400 Gal. de N₂ y 100 Lbs. de gelificante (biopolímero). Posteriormente se reinstaló el equipo de subsuelo y quedo en producción.

Del 13-07-97 al 26-07-97, el pozo estuvo devolviendo el crudo utilizado en el fracturamiento, el 27-07-97 el pozo empezó a producir petróleo del propio reservorio (**Ver tabla N° 5**) y el día 29-07-98, se le asignó el siguiente RPI:

92 X 03 X 24 H X UB X (54 X 12)
 Fm. Pariñas Inferior 2473' - 2535'
 2448' - 2351'

El tapón RBP @ 2620' aísla 12 BOPD x 12 BWPD de la Fm. Mogollón.

En la **Figura No. 7** se muestra el comportamiento productivo después de instalar el tapón recuperable a 2620'.

PRODUCCIÓN

En el pozo 13405 se evaluaron en forma independiente el aporte productivo de las Fms. Mogollón y Pariñas Inferior, cuyos resultados sirvieron para realizar ajustes en la simulación de reservorios en el bloque al cual pertenece el pozo. En la **Figura No. 7** se muestra la curva de producción obtenida de la Fm. Pariñas Inferior en forma independiente. En cuanto a las características de los fluidos, los resultados obtenidos fueron los siguientes:

	°API	Salinidad (Agua Fm.)
Fm. Mogollón	19.3° @ 60°F	12700 ppm
Fm. Pariñas Inf.	35.4° @ 60°F	No produce agua

Después de aproximadamente un año y medio de producción de la Fm. Pariñas Inferior, a principios del mes de Noviembre de 1998, se decidió retirar el RBP para obtener producción de petróleo, en forma conjunta de las formaciones Mogollón y Pariñas Inferior.

En la **Fig. No. 8** se muestra las condiciones del pozo antes y después de la operación de retirar el tapón recuperable.

Para llevar a cabo este trabajo se programó el monitoreo desde el inicio de la misma. Se decidió tomar niveles, en la etapa de producción, para ver el comportamiento de los mismos y tratar de controlar que estos no se pongan en contacto prolongado con la Fm. Pariñas Inferior por presentar esta una menor gradiente y ser susceptible a la invasión de fluidos provenientes de la Fm. Mogollón la cual en su etapa de evaluación presentó altos cortes de agua y una gradiente de presión mayor a la de la Fm. Pariñas Inferior. De igual forma, se obtuvieron muestras de los fluidos producidos (Mezcla) para determinar sus propiedades, tales como: API, salinidad, cloruros. Esta última información fue usada conjuntamente con los resultados de los análisis de fluidos obtenidos para cada reservorio para determinar el aporte productivo de cada reservorio.

Evaluación del aporte productivo de las Fms. Mogollón y Pariñas Inferior en forma conjunta

Después de recuperar el tapón RBP sentado @ 2620' y la reinstalación del equipo de bombeo mecánico (**Figura No. 9**) se realizó el monitoreo permanente del pozo, con cuyos resultados se elaboraron curvas de Producción de fluidos vs. Tiempo, GOR vs. Tiempo (**Figura No. 10 y 11**), para analizar el comportamiento productivo de cada uno de los reservorios

En la **Fig. No. 12**, se observan los resultados de las pruebas de nivel de fluido que se le tomaron al pozo 13405, donde se puede observar una disminución de la sumergencia originando que la restricción a la producción de la Fm. Pariñas Inferior sea menor. En las curvas de producción disgregada (**Figs. No. 10 y 11**) se observa que mientras la Fm. Pariñas inferior tenía la influencia de la restricción por la columna hidrostática su producción se manifestaba en forma pobre, y los valores de los API de la producción total reflejaba una tendencia cercana al API de la Fm. Mogollón. Posteriormente, se observó que la producción de la Fm. Pariñas Inferior se fue manifestando en mayor proporción y el API de la mezcla fue incrementando. (**Fig. N° 12**)

Ya para la última semana del mes de Diciembre, del análisis de las curvas de producción de petróleo se tiene un comportamiento productivo normalizado. De igual forma, la relación gas-petróleo se encuentra normalizada. La producción de agua es aporte neto de la Fm. Mogollón.

METODO DE SEGREGACION DE LA PRODUCCION

El método para poder determinar el porcentaje de aporte (con respecto al volumen total producido) de cada reservorio fue el resultado del conocimiento de las propiedades del petróleo realizado mediante pruebas de laboratorio. Se realizaron combinaciones de petróleo crudo de las Fms. Pariñas Inferior y Mogollón, en distintos porcentajes. Los resultados obtenidos se ajustaban en forma perfecta a una ecuación ponderada de los volúmenes.

La segregación de producción se efectuó de acuerdo a las siguientes relaciones matemáticas:

$$API_{Mx} \times V_{Mx} = API_{Mog} \times V_{Mog} + API_{Par.Inf.} \times V_{Par.Inf.} \quad (1)$$

Donde: **Mx** significa mezcla

Además:

$$V_{Mx} = V_{Mog.} + V_{Par.Inf.}$$

$$\% V_{Par. Inf.} = 100 - \% V_{Mog.} \quad (2)$$

Combinando las ecuaciones (1), (2) y colocando los volúmenes en porcentajes obtenemos lo siguiente:

$$\%V_{Mog} = \frac{100*(API_{Mx} - API_{Par.inf.})}{(API_{Mog} - API_{Par.Inf.})}$$

En la **Figura No. 10** se observa que la producción de la Fm. Mogollón tiene una declinación mayor que la declinación de la Fm. Pariñas Inferior. Estas curvas han sido obtenidas sobre la base de la disgregación del volumen producido y mediciones del API y BSW. Del análisis de estas curvas de producción se tiene que la Fm. Pariñas Inferior es más estable, mientras que la producción de la Fm. Mogollón decae paulatinamente al igual que la producción de agua y esto se comprueba con el incremento de los API reportados (**Fig. No. 12**).

RESULTADOS

- Para evaluar mejor el comportamiento de pozos con mas de un reservorio fue favorable el monitoreo de los fluidos producidos y las pruebas de laboratorio realizadas para los mismos.
- Con el método de producir los reservorios, primero en forma individual y luego en conjunto, se ha logrado disgregar el aporte productivo de cada uno de los reservorios cuando estos reservorios son evaluados en forma conjunta.
- Obtener la producción óptima en pozos con mas de un reservorio.

CONCLUSIONES

- Los pozos del Noreste Peruano producen de multireservorios, y no están produciendo en forma eficiente.

- El análisis químico de los fluidos producidos es de gran ayuda para poder determinar el aporte de cada zona, para esto es necesario tener el análisis para cada intervalo abierto, tanto de API, salinidad, entre otros.
- Las condiciones mecánicas de trabajo (GPM, carrera) y los niveles de fluido, juegan un rol importante en la evaluación de pozos con mas de un reservorio. Se debe llevar un control permanente de estos parámetros para no permitir poner en contacto fluidos producidos de diferentes reservorios que pueden originar problemas operativos como una mayor presión frente a los intervalos productivos y/o daño a los reservorios por la formación de precipitados insolubles.

APLICACIONES

- Permite disgregar las producciones de reservorios diferentes en un mismo pozo.
- Permitirá una detallada determinación de reservas.
- Permitirá realizar un mejor pronóstico de producción.

CONTRIBUCION TECNICA

- La optimización de la producción de pozos aplicando esta metodología no requiere realizar altas inversiones ni hacer usos de equipos sofisticados cuyas inversiones no se justifican por la producción de los pozos en campos depletados.
- Con el análisis de los fluidos de un pozo que produce de dos ó más reservorios, se puede detectar si alguno de los reservorios está produciendo en forma eficiente o no.
- La evaluación de los reservorios en forma independiente es beneficiosa pues de esa forma se conoce mejor el comportamiento productivo y las características de los fluidos producidos, que nos permitirá definir los parámetros del reservorio en forma cuantitativa, así como mejorar los estimados de reservas, el diseño del sistema de producción (subsuelo y superficie), los programas de perforación – completación y obtener información para simulación de reservorios y futuros trabajos de Recuperación Mejorada.
- Estimar adecuadamente las inversiones, costos operativos y niveles de ingreso de los campos petroleros.

BIBLIOGRAFIA

1. " Production Operations". Vol. 1 Thomas O. Allen and Alan P. Roberts. 4ta. Edition 1993
2. "Evaluación Geológica de la Formación Pariñas Inferior en el Lote IX Cuenca Talara". Juan Chiroque Hisves. 1998.
3. "Análisis y aplicación de las propiedades Físico*Químicas de los fluidos del reservorio Lote IX-Noroeste Peruano", Alicia Nelly Ostos Nieto.1996
4. "Applied Petroleum Reservoir Engineering". B.C.Craft, M. hawkins 2da. Edition 1991

LEYENDA DE ILUSTRACIONES

- Fig. No.1 Ubicación del lote IX
- Fig. No.2 Formación Pariñas Inferior. Pozo 13405
- Fig. No.3 Formación Mogollón. Pozo 13405
- Fig. No.4 Sección Estructural - Pozo 13405
- Fig. No.5 Estructura en el tope de la Fm. Pariñas Inferior.
- Fig. No.6 Estructura en el tope de la Fm. Mogollón.
- Fig. No.7 Esquema de instalación en pozo y comportamiento productivo Fm. Pariñas Inferior.
- Fig. No.8 Esquema de las condiciones del pozo antes y después de retirar el tapón.
- Fig. No.9 Esquema de la instalación de subsuelo en pozo 13405.
- Fig. No.10 Producción de fluidos Pozo 13405, (campo) Fm. Pariñas Inferior y Fm. Mogollón
- Fig. No.11 Historia productiva pozo 13405 Fms. Pariñas Inferior y Mogollón.
- Fig. No.12 API del petróleo producido vs. Tiempo pozo 13405
- Tablas No. 1, 2,3, 4 y 5.

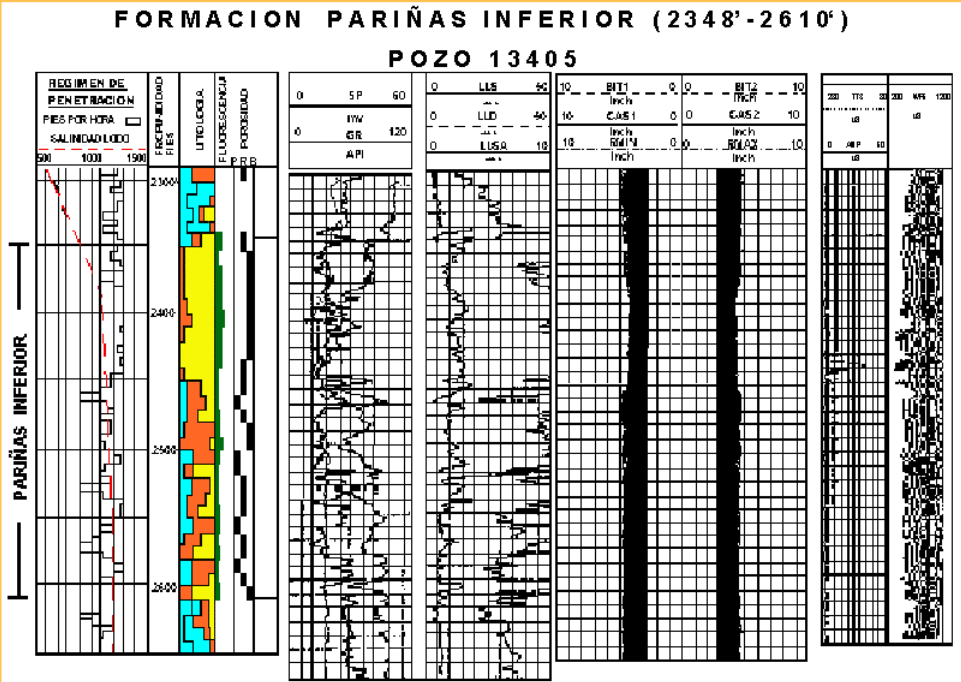


Figura No 2

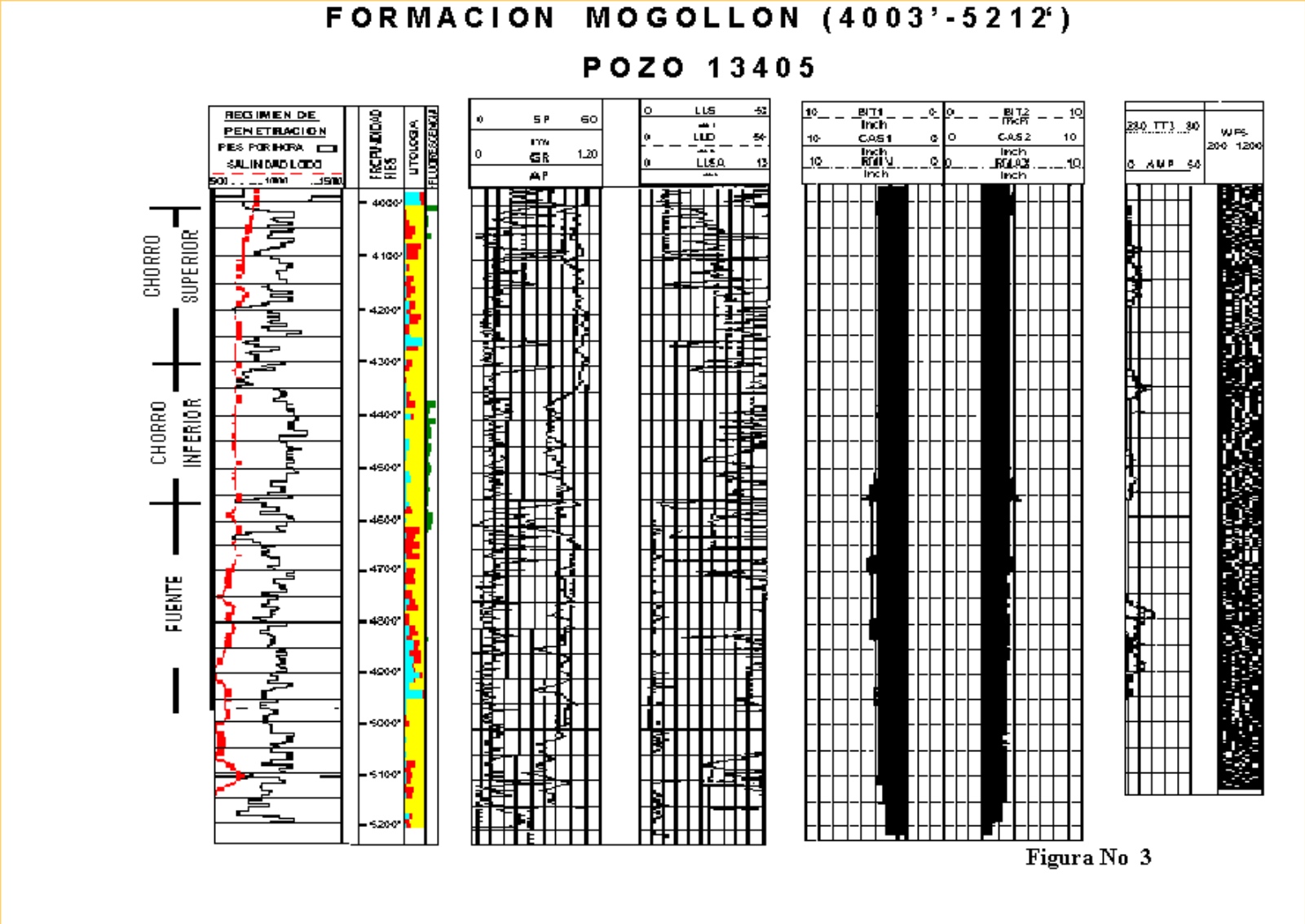


Figura No 3

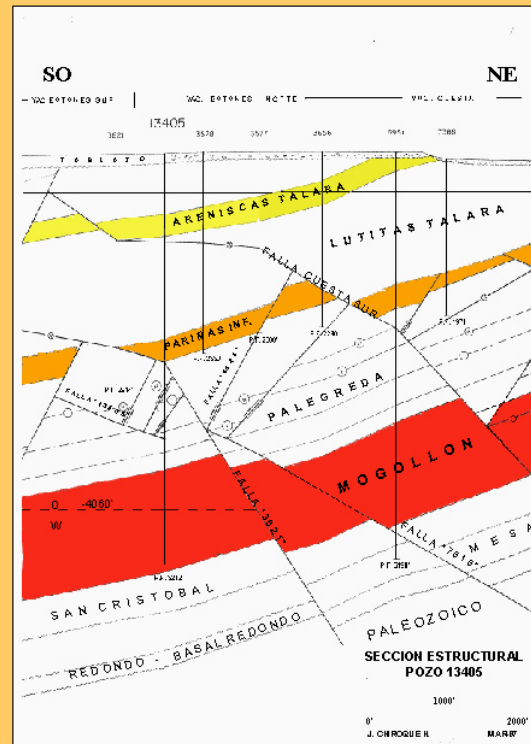


Figura No. 4

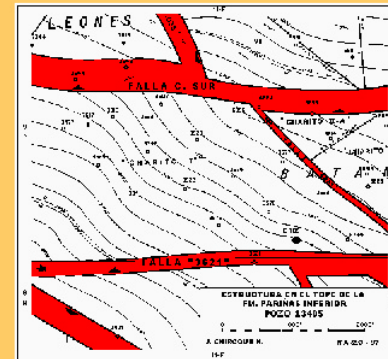


Figura No. 5

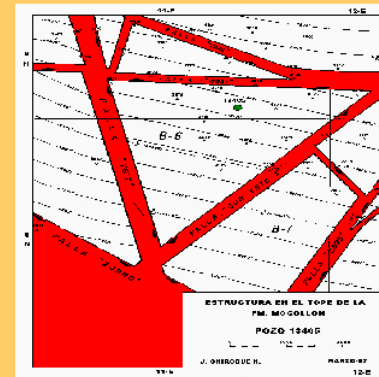


Figura No. 6

FECHA	PETROLEO UTILIZADO		DEVOLUCION		PROD. NETO		OBSERVACIONES
	(bbls)	(bbls)	(bbls)	(bbls)	(bbls)	(bbls)	
al 20/03/1997	1214						Baileo, minifrac, fracturamiento
20/03/97 al 12/04/97	68	1249			554		Se realizó 2 servicios de pozos.
13/04/1997		34			2	13	
14/04/1997					29	49	
15/04/1997					34	49	
16/04/1997					23	30	
17/04/1997					38	44	
18/04/1997					12	20	
19/04/1997	299	13			1		limpieza de arena por circulación.
20-04-97 al 27-04-97		282			115		
27/04/1997		4			15	54	
28/04/1997					7	9	

TABLA N° 1

FECHA	PETROLEO UTILIZADO		DEVOLUCION		PROD. NETO		OBSERVACIONES
	(bbls)	(bbls)	(bbls)	(bbls)	(bbls)	(bbls)	
13/05/97 al 21/05/97							Trabajo de Back-off y pesca
22/05/97 al 23/05/97	155						Servicios de Pozos
	667	178					Trabajos de pesca, bajo tapón
24/05/1997		45					Baileo y fracturamiento
25/05/1997		53					
	20	27					
26/05/1997		76			5		Limpieza de arena por circulación
27/05/1997		63			4		Swab e instaló equipo de subseal
28/05/1997		30			2		Limpieza de arena
29/05/1997		17			0		
30/05/1997		45			14		Servicio de Pozos
31/05/1997		22			2		
01/06/1997		15			3		
02/06/1997		10			2		
03/06/1997		15			1		
04/06/1997		12			2		
05/06/1997		11			1		
06/06/1997		10			1		
07/06/1997		10			1		
08/06/1997		11			1		
09/06/1997		7			1		Servicio de Pozos

TABLA N° 3

FECHA	PETROLEO UTILIZADO		DEVOLUCION		PROD. NETO		OBSERVACIONES
	(bbls)	(bbls)	(bbls)	(bbls)	(bbls)	(bbls)	
30/06/97 al 12/07/97	877						Aislamiento de la Fm. Mogollón
							con un tapón recuperable
13/07/97 al 26/07/97		823					Baileo, minifrac y fracturamiento
26/07/1997		54			41	2	Devolución del crudo utilizado
27/07/1997					95	3	
28/07/1997					95	3	
28/07/1997					92	3	

TABLA N° 5

FECHA	PETROLEO UTILIZADO		DEVOLUCION		PROD. NETO		OBSERVACIONES
	(bbls)	(bbls)	(bbls)	(bbls)	(bbls)	(bbls)	
29/04/1997		0	46				Swab
30/04/1997	33	0	170	24			Swab
							Prueba de tubería y bomba
							Se utilizó 60 bbls. de agua
							adicionales para pescar RSP
							Reinstaló equipo de subseal.
01/05/1997		18	1				
02/05/1997		12	27				
03/05/1997		3	53	22			
04/05/1997				28	36		
05/05/1997				21	26		
06/05/1997				13	16		
07/05/1997				16	31		
08/05/1997	27			3	5		En servicio de pozo.
09/05/1997		17			37		Prueba de tubería y bomba
10/05/1997		10		6	26		
11/05/1997				20	23		
12/05/1997				18	15		
				9	14		

TABLA N° 2

FECHA	PETROLEO UTILIZADO		DEVOLUCION		PROD. NETO		OBSERVACIONES
	(bbls)	(bbls)	(bbls)	(bbls)	(bbls)	(bbls)	
10/06/1997	22						Continua Servicio de Pozo
11/06/1997		12			20		Secó tapón recuperable
12/06/1997		35			19		
13/06/1997		40			25		
14/06/1997		44			32		
15/06/1997		55			47		
16/06/1997		47			43		
17/06/1997		14			26	31	
18/06/1997					17	33	
19/06/1997					20	25	
20/06/1997					21	26	
21/06/1997					19	12	
22/06/1997					18	16	
23/06/1997					15	13	
24/06/1997					16	15	
25/06/1997					15	10	
26/06/1997					12	12	
27/06/1997					12	12	
28/06/1997					11	13	
29/06/1997					13	12	

TABLA N° 4

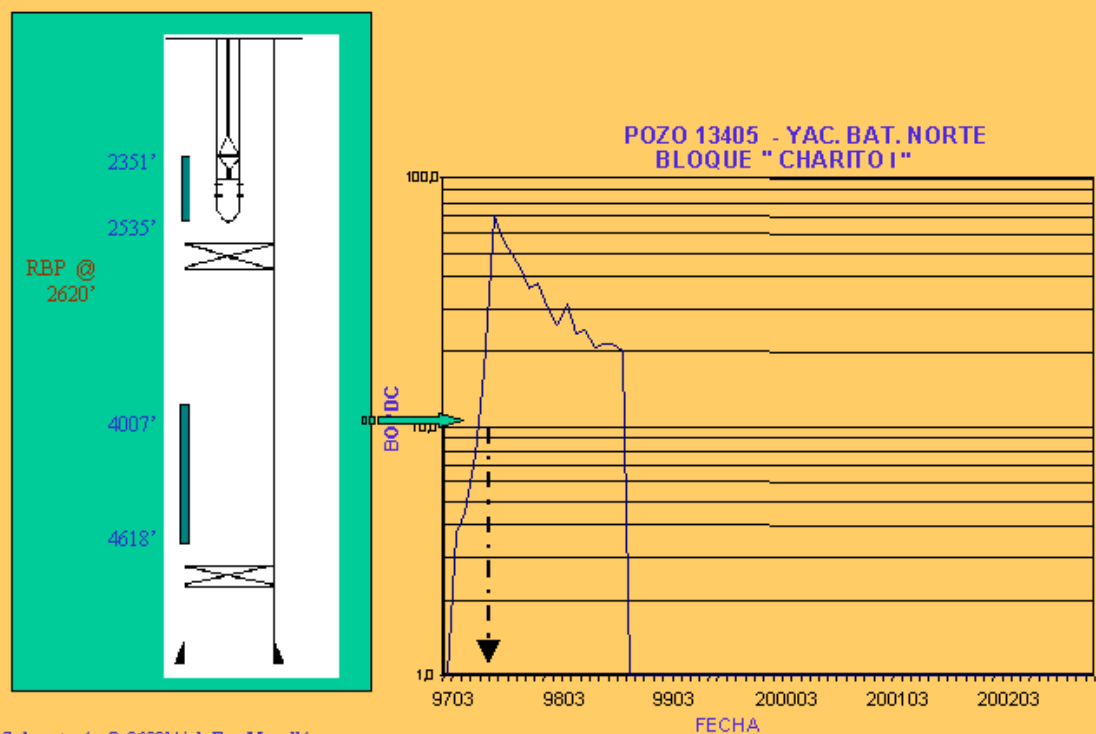


Figura No. 7

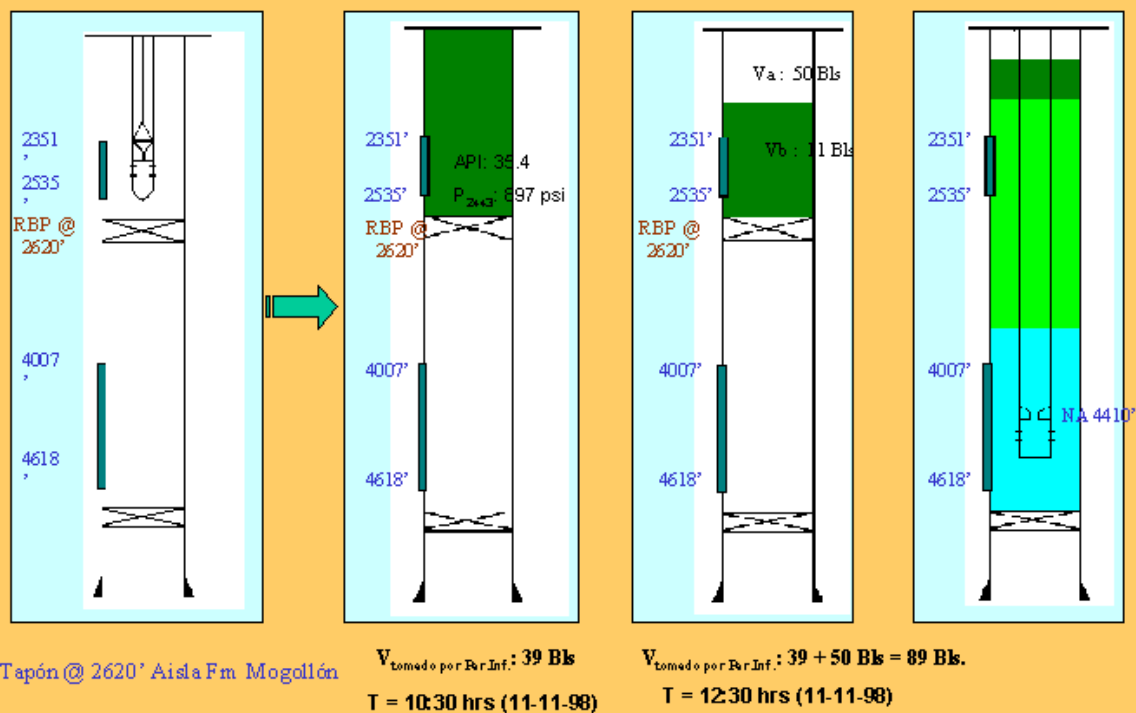


Figura No. 8

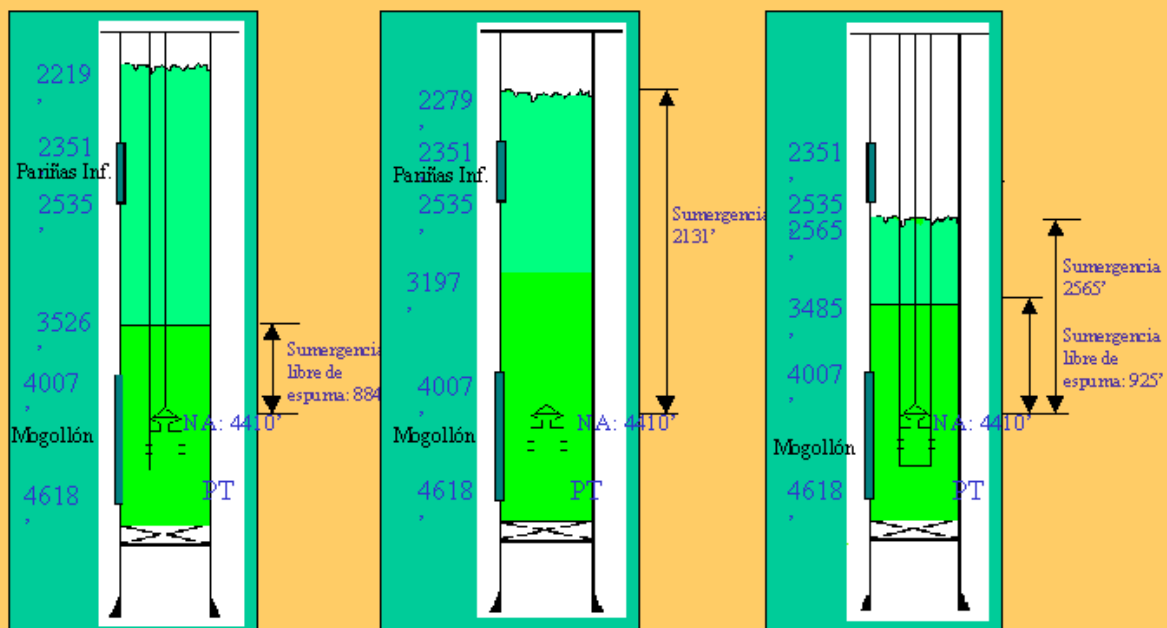


Figura No. 9

PRODUCCION DE FLUIDOS (campo)

POZO 13405 BATANES
(API Mog=19.3; API ParInf=35.4)

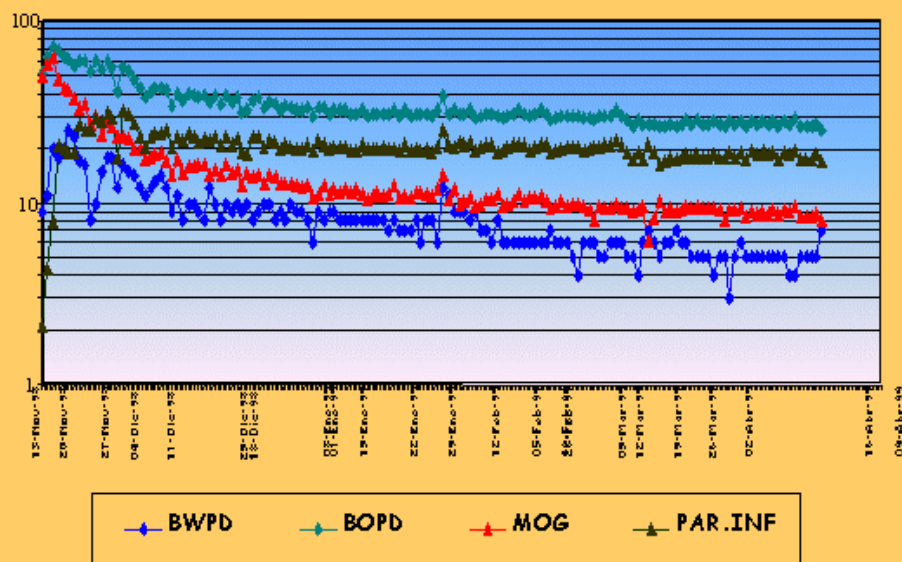


Figura No. 10

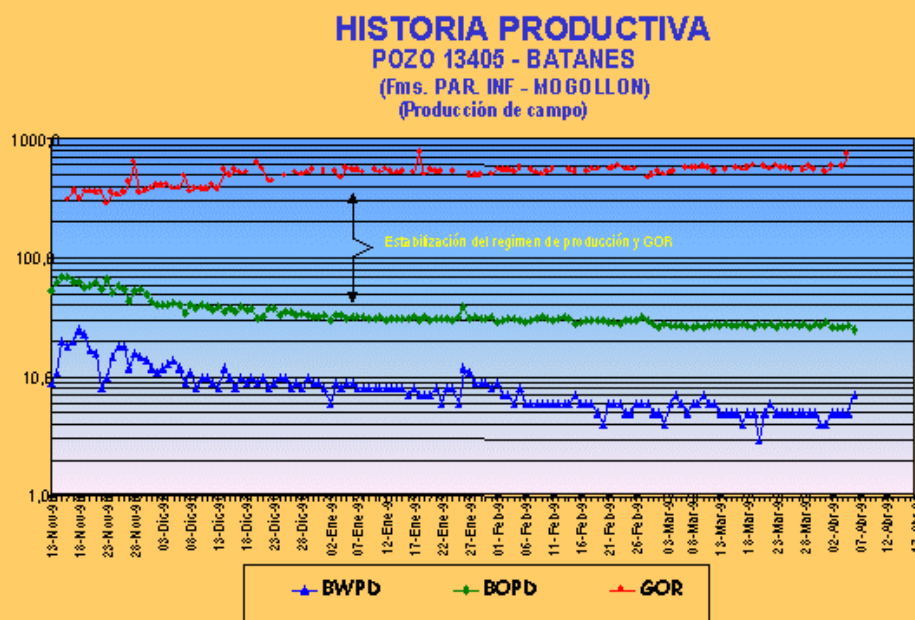


Figura No. 11

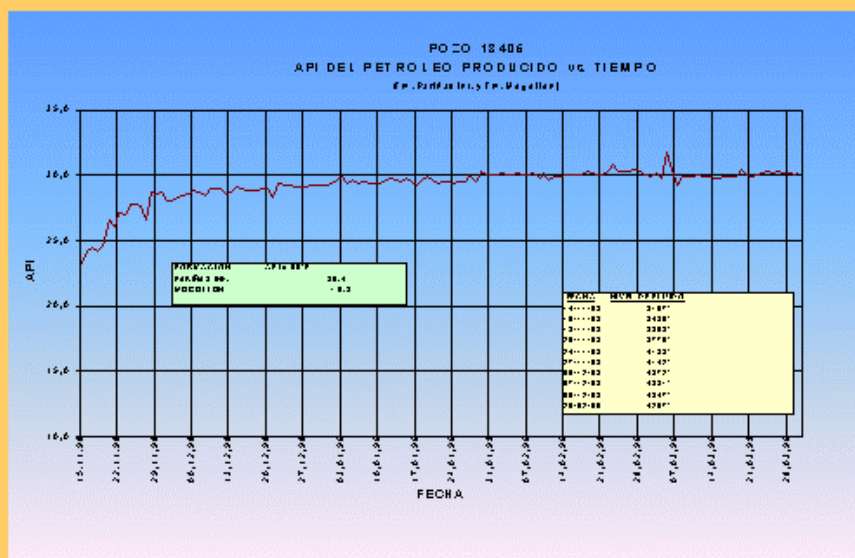


Figura No. 12