

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO**



**PROYECTO DE TESIS PARA OPTAR EL TITULO DE  
INGENIERO DE PETROLEO**

***ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA UN PROYECTO DE  
RECUPERACION MEJORADA POR INYECCION DE GAS  
EN UN RESERVORIO COSTA AFUERA  
DEL NOR OESTE PERUANO.***

**DAVID QUISPE FIGUEROA**

**SETIEMBRE – 2,000**

#### Dedicatoria:

La presente Tesis esta dedicada a mis padres y hermanos quienes durante todo momento de mi vida me saben apoyar incondicionalmente.

Pero quiero dedicarlo principalmente a mi madre Elizabeth Figueroa quien con mucha dulzura y mano firme estuvo a mi lado y supo encaminar mis pasos.

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA UN PROYECTO DE  
RECUPERACION MEJORADA POR INYECCION DE GAS  
EN UN RESERVORIO COSTA AFUERA DEL NOR OESTE PERUANO**

**1. SUMARIO**

**2. INTRODUCCION**

- 2.1. UBICACIÓN
- 2.2. HISTORIA DEL RESERVORIO

**3. ASPECTOS GEOLOGICOS**

- 3.1. ASPECTOS ESTRUCTURALES
- 3.2. ASPECTOS LITOLOGICOS SEDIMENTARIOS
- 3.3. ASPECTOS ESTRATIGRAFICOS

**4. CARACTERISTICAS DEL RESERVORIO**

- 4.1. PROPIEDADES DE LA ROCA RESERVORIO
- 4.2. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL RESERVORIO
- 4.3. MECANISMO DE IMPULSION
- 4.4. HISTORIAL DE PRESIONES
- 4.5. HISTORIAL DE PRODUCCION

**5. PETROLEO IN SITU Y RESERVAS PRIMARIAS**

- 5.1. PETROLEO IN SITU METODO VOLUMETRICO
- 5.2. PETROLEO IN SITU - BALANCE DE MATERIALES
- 5.3. ESTIMADO DE RESERVAS PRIMARIAS

**6. ANALISIS PARA PREDECIR LA INYECCION Y ESTIMAR LAS RESERVAS  
SECUNDARIAS**

- 6.1. DETERMINACION DEL VOLUMEN OPTIMO DE INYECCION  
METODO DE MUSKAT

**7. EVALUACION ECONOMICA**

**8. CONCLUSIONES**

**9. RECOMENDACIONES**

**10. BIBLIOGRAFIA**

**11. MAPAS Y ADJUNTOS**

## 1 SUMARIO

El presente trabajo de Tesis tiene como objetivo evaluar un proyecto de Recuperación Mejorada mediante inyección de gas en un reservorio ubicado en el Noroeste Peruano, para lo cual se realizara un Estudio de Factibilidad.

El estudio se efectuara en el yacimiento de Peña Negra la cual está siendo operada por la Cía. Petrotech Peruana S.A. y el reservorio elegido para este estudio lleva el nombre de Reservorio "Sur PN1 Mogollón", y tiene aproximadamente un área de 528 acres y se han recuperado hasta la fecha 6,635 Mblse de petróleo.

El presente trabajo tiene como finalidad incrementar el volumen de reservas probadas, para lo cual se va seguir una secuencia planteada como Estrategia de Trabajo para procesos de Recuperación Mejorada efectuadas por la Cía. Operadora del área en estudio. (Ver adjunto A).

El trabajo realizado, cuenta con una serie de información del reservorio (información geológica y características del reservorio, cálculos y pruebas); partiendo desde conceptos generales hasta la aplicación de ecuaciones matemáticas, como son la Ecuación de Balance de Materiales y Análisis de Simulación empleando el Método de Muskat.

El método de Muskat mostró un factor de recuperación secundario FR del orden del 2% equivalente a 1,509 Mblse de petróleo recuperados en 12 años de vida del proyecto, realizando una inyección de gas de aproximadamente 4,000 Mscfd inyectados a través de dos pozos inyectoros escogidos apropiadamente.

La Evaluación Económica muestra una inversión de MUS\$ 240 al primer año y costos anuales de compresión del gas de MUS\$ 220 anualmente hasta el final del proyecto. El VAN es de MUS\$ 7,978; TIR>100%; un Pay Out de 0.9 años y una relación Ganancia/Inversión de 33.2 y de acuerdo a estos resultados se concluye que el proyecto es económicamente justificado.

## 2 INTRODUCCION

Todo Reservorio con la ayuda de la energía natural que posee, produce sólo una parte del hidrocarburo original, por lo que a cierto tiempo, dependiendo del mecanismo de impulsión, el reservorio se volverá incapaz de seguir aportando por si solo todo su volumen de hidrocarburo original.

Generalmente, los reservorios petrolíferos con su energía primaria alcanzan su límite económico o se aproximan a él, cuando apenas ha cedido el 10 a 25% de su potencial petrolífero original y como consecuencia de este fenómeno se tiene una gran cantidad de petróleo no recuperado, pero factible con el empleo de mecanismos adicionales, (energía externa que le permita salir hacia el pozo). Luego de haber alcanzado el límite económico más bajo por recuperación de petróleo por energía natural, una parte del horizonte productivo del reservorio correspondiente a la vecindad inmediata de los pozos se encontrará completamente drenada.

Sin embargo existen zonas alejadas en que la roca reservorio permanecerá altamente saturada de petróleo, debido a la disminución de la energía natural y al aumento de dificultades que ofrecen los espacios porosos diminutos al paso de los fluidos.

La necesidad de incrementar los volúmenes de reservas probadas, (sobre todo teniendo en consideración los resultados pocos exitosos y altos costos de los programas de exploración), así como el requerimiento de reducción de déficit de producción que actualmente se viene produciendo, plantean la opción de ejecución de recuperación mejorada.

Un estudio de factibilidad para un proyecto de recuperación mejorada, en un reservorio costa afuera del Noroeste Peruano se llevara a cabo.

Las operaciones costa afuera en el noroeste peruano, se llevan a cabo en la cuenca Talara. Está se encuentra en la parte noroeste del Perú (Piura); se encuentra limitada:

Al norte por el Alto de Lobitos, al sur por el río Chira y al este por los cerros Amotapes. Además estos altos estructurales la separan de otras dos cuencas: Cuenca Progreso y Sechura, al norte y sur respectivamente de la cuenca Talara.

Las operaciones costa afuera (offshore) que se desarrollan en la cuenca Talara, se ejecutan principalmente en el lote Z-2B, este lote opera en diferentes Yacimientos como son: Órganos, Peña Negra, Lobitos, Providencia y Litoral.

La producción de petróleo se inicio en el año 1955, cuando en está área operaba la compañía Belco Petroleum Corporation. En diciembre de 1985, se nacionaliza y luego en enero de 1986 se crea Petromar S.A., filial de Petroperú que se hace cargo de las operaciones de la Ex-Cia. Belco hasta diciembre de 1993, fecha a partir de la cual opera la CIA. PETROTECH Peruana S.A.

Basado en la última interpretación geológica del Yacimiento Peña Negra y en el reservorio Mogollón Superior al sur de la plataforma PN1, Un estudio de factibilidad para un proyecto de recuperación mejorada mediante inyección de gas, en el reservorio denominado "Sur PN1 Mogollón" se llevará a cabo. Este reservorio comprende las plataformas PN1, OO y LL. En total 11 pozos han sido completados.

## 2.1 UBICACIÓN

El reservorio denominado “Sur PN1 Mogollón” se encuentra en la cuenca Talara, en el Yacimiento Peña Negra, al sur de la plataforma PN1, al oeste de la plataforma LL y al norte de la plataforma OO. (Ver adjunto 1). La ubicación de los pozos en el reservorio Mogollón se muestra en una tabla (ver adjunto 2).

## 2.2 HISTORIA DEL RESERVORIO

El reservorio SUR PN1 Mogollón tiene un área de 528 acres. Once pozos fueron completados (LL-9, LL-10, LL-1, LL-X21, OO-2, OO-14, PN1-5, PN1-6, PN1-7C, PN1-8, y PN1-20) desde Enero de 1976 a Noviembre de 1980. En los adjuntos 3 y 3a se detalla la historia de completación de estos pozos. Del total, de los pozos, 8 están produciendo actualmente y 3 están cerrados.

Las profundidades por debajo del nivel del mar (“Subsea”) de los topes del reservorio Mogollón, varían de 1,900 pies a 3200 pies. El espesor de la arena neta estratigráfica oscila entre 144 y 665 pies, con un corte de porosidad  $\geq$  9%.

El primer pozo completado en el reservorio fué LL-9 en febrero de 1,976. La presión inicial que se obtuvo fue 2,300 psig a un datum de 2,575 pies verticales con una gradiente de formación de 0.563 psi/ft.

Actualmente el reservorio muestra fuerte depletación como se observa en las últimas pruebas de presión de los pozos OO-14 (443 psig a un datum de 2,575 pies verticales, en mayo de 1,995), el pozo PN1-8 (115 psig a un datum de 2,575 pies verticales en enero de 1997) y el pozo LL-1 (294 psig a un datum de 2,575 pies verticales en julio de 1,999). Se estima que la actual presión en el reservorio es de 300 psig.

De acuerdo a los registros de porosidad y resistividad (cruce de curvas de densidad y neutrón) y los fluidos producidos de los pozos en el reservorio, ningún contacto original agua/petróleo ni gas/petróleo han sido encontrados. Sin embargo existen algunas zonas de gas en el reservorio que se han desarrollado debido a una probable depletación parcial.

El reservorio Sur PN1 Mogollón produce actualmente de 8 pozos. La máxima producción alcanzada fue de 8,435 bls/d fue registrada en Julio de 1,976 con 4 pozos y cayo hasta 1,947 bls/d en septiembre de 1,977 con 6 pozos. La actual producción de petróleo es 103.7 bls/d y de gas es 2,311.4 Mpce/d. La producción acumulada de petróleo y gas a la fecha es de 6,359.9 Mbbls y 37,610.9 MMpce respectivamente.

Un volumen de 4,119 MMpce ha sido inyectado a través de los pozos: LL-X21 (inyección) y LL-1 (reciclo), durante la vida del Proyecto LL-PN1 Mogollón. Este proyecto fue suspendido debido a una nueva re interpretación geológica de ese tiempo. No se observo respuesta favorable a la inyección. Es probable que el gas se perdiera por alguna falla.



### **3 ASPECTOS GEOLOGICOS**

Geológicamente la cuenca Talara, junto con las cuencas Progreso al norte y Sechura al sur, constituyen una unidad geotectónica denominada zócalo de la costa (Montoya A. 1986).

El zócalo de la costa es un tipo de plataforma costanera móvil, la que a través del tiempo geológico ha estado sujeta a fallamientos, unas veces sumergida constituyendo fuentes de sedimentación y otras, emergida estando sometida a erosión (Montoya A. 1986).

Describiremos a continuación los aspectos más importantes relacionados a la geología como son:

#### **3.1 ASPECTOS ESTRUCTURALES**

El rasgo estructural predominante en el zócalo de la costa del noroeste del Perú es el intenso fallamiento normal en bloques, como resultado de esfuerzos tectónicos tensionales a que ha estado sometida el área, principalmente durante la orogenia Andina, desde mediados del Cretáceo hasta el Plioceno.

En el zócalo Norte, específicamente el Yacimiento de Peña Negra, después de la última re interpretación del mapa estructural en el tope del reservorio Mogollón Superior, no se ha introducido cambio alguno al mencionado mapa.

La zona de estudio, el bloque reservorio sur PN1 Mogollón tiene una orientación N-S, y está localizada al sur de la plataforma PN1, al oeste de la plataforma LL y al norte de la plataforma OO. (Ver adjunto 1).

El rumbo de la formación Mogollón es NO-SE. buzando hacia el SO donde las profundidades por debajo del nivel del mar varían de 1,900 a 3,200 pies SS.

El reservorio está limitado por las siguientes fallas:

O-E buzando hacia el Norte: llamado sistema XX, el cual representa el límite norte del bloque reservorio, fue confirmado por los pozos PN1-5 y PN1-7.

NE-SO buzando hacia el SE: Representa el límite Este del bloque reservorio y es confirmada por el pozo LL-27.

NO-SE buzando hacia el NE: representa el límite Sur-Oeste del bloque reservorio.

N-S buzando hacia el Oeste: llamado sistema YY, el cual representa el límite oeste del bloque reservorio y está confirmado por los pozos PN1-10 y PN3-3.

El reservorio se encuentra 1500 pies por encima del bloque norte, 100 pies de elevación con respecto al bloque este, se encuentra a 400 pies aproximadamente debajo del bloque sur y 500 pies por encima del bloque que se encuentra al oeste.

### 3.2 ASPECTOS LITOLÓGICO SEDIMENTARIOS

Las formaciones de la cuenca Talara son rocas sedimentarias, de mares de plataforma, facies marinas, fluvio deltaicas, hasta continentales. La tectónica ha jugado un papel importante en el proceso de sedimentación. Las primeras transgresiones marinas ingresan en el Paleoceno-Eoceno a la cuenca Talara, desplazándose en el Eoceno superior hacia la cuenca Sechura. En el Oligoceno-Mioceno el mar se desplaza a la zona norte de Talara, Tumbes y sur de Ecuador.

Los sedimentos de la cuenca Talara son de edad que va del cretáceo al terciario, alcanzando un espesor de más de 20,000 pies que descansan en discordancia angular sobre rocas de edad paleozoica, a la que se le considera como "Basamento Cristalino" de la región.

Litológicamente la secuencia estratigráfica de la cuenca Talara consiste en sedimentos marinos y fluvio-deltaicos, clásticos que vienen desde Calizas hasta conglomerados en todos los rangos intermedios.

La formación Mogollón de acuerdo a estudios realizados por Carozzi (1975) que confirmaron lo dicho por Campbell y Shannon (1967), se enmarca dentro de un ambiente sedimentario de tipo fluvio-deltaico complejo.

En los estudios no se reportaron cambios en el ambiente deposicional en la dirección N-S, en cambio en la dirección E-O, hubo marcados cambios en la deposición de tipo estrictamente fluvial.

En el área de estudio, la sección típica del Mogollón litológicamente está compuesta de arenas de granos medios con granos de cuarzo bien cementados y con aspecto masivo, con intercalaciones de sedimentos arenosos grises, verdosos, con micromicas gris oscuras, lutitas ligeramente calcáreas y sedimentos micáceos parduscos.

### 3.3 ASPECTOS ESTRATIGRAFICOS

La secuencia estratigráfica presente en la cuenca Talara está bien determinada y comprende formaciones cuya edad abarca desde el Paleozoico al Reciente, presentándose varias discordancias entre ellas. La edad, relaciones y características estratigráficas de estas formaciones han sido registradas y reconocidas a través de estudios regionales y de perforación de pozos que han permitido determinar los diferentes ciclos deposicionales de la cuenca (ver adjunto 4).

La formación Mogollón tiene el tipo de relleno longitudinal axial de la parte norte de la cuenca Talara; se ha depositado en por lo menos en cuatro sistemas yuxtapuestos, que abarcan desde el medio fluvial en el norte, el de conos de depositación sumergidos y finalmente turbiditas en el sur, pero sin un delta intermedio (Carozzi A, 1,975). Está subdividido en los miembros Mogollón Superior, Medio e Inferior.

El Mogollón superior presenta a su vez tres unidades bien diferenciadas por sus características litológicas y valores electrográficos en los perfiles de pozos, Chorro superior, Chorro inferior y Fuente.

La correlación estratigráfica del reservorio Mogollón al sur de PN1, indica tres cuerpos principales de arenas (ver adjunto 5). Se muestra en la correlación el marcador DQ1 el cual indica que durante el proceso de sedimentación los pozos OO-14 y OO-2 formaron sus cuerpos arenosos con menor espesor estratigráfico con respecto al resto de los pozos del bloque en estudio.

## 4 CARACTERISTICAS DEL RESERVORIO

### 4.1 PROPIEDADES DE LA ROCA RESERVORIO

#### 4.1.1 POROSIDAD

La porosidad de un medio poroso es representada por el símbolo  $\emptyset$  y es definida como la relación de espacio vacío o volumen poroso, al volumen bruto total de la roca. Esta relación es expresada ya sea como una fracción o porcentaje.

$$\emptyset = V_p/V_b$$

Donde:  $\emptyset$ = porosidad, fracción,  
 $V_p$ = Volumen poroso  
 $V_b$ = Volumen bruto

El valor de la porosidad es usualmente reportado ya sea como porosidad total o efectiva, dependiendo del tipo de medida usada. La porosidad total representa el volumen poroso total del medio. La porosidad efectiva es la cantidad de espacio vacío que contribuye al flujo de fluidos. Esta última es el tipo de porosidad usualmente medida en el laboratorio y usada en los cálculos de flujo de fluido.

Los métodos de laboratorio para medir la porosidad incluyen la Ley de Boyle, saturación de agua y métodos de saturación con líquidos orgánicos.

La porosidad también es calculada a partir de perfiles eléctricos, radioactivos. La ventaja es que promedian un volumen de roca mayor que en el análisis de núcleos. También se puede calcular por medio de correlaciones empíricas de las deflexiones de la curva de neutrón junto con el análisis de núcleos.

También puede obtenerse del perfil sónico y del perfil de densidad. La determinación de la porosidad por medio del perfil de densidad es directa y por lo general no requiere correcciones. La determinación de la porosidad por medio del perfil sónico se puede determinar directamente en la mayoría de los casos.

La curva de neutrón indica la presencia o ausencia de materiales que contienen hidrogeno en las rocas alrededor del pozo. Por lo tanto se espera que la absorción de neutrones sea una indicación cuantitativa de la porosidad de las formaciones.

En el perfil de densidad, una fuente de radiación emite rayos gamma hacia el interior de la formación donde son absorbidos o dispersados de acuerdo a la densidad del medio. Un detector registra el efecto de atenuación de las formaciones sobre los rayos gamma. Este efecto es función de la densidad de electrones presentes en la formación. Mientras más baja sea la densidad del medio, mayor será la radiación de rayos gamma registradas en el detector, es decir a mayor radiación registrada tendremos una zona de alta porosidad.

En el reservorio Sur PN1 Mogollón la totalidad de pozos tienen registro de densidad por lo cual se podrá calcular directamente la porosidad a través de un conteo de la porosidad pie a pie a lo largo de toda la formación Mogollón en cada uno de los pozos del bloque reservorio. Una porosidad promedio para cada uno de los pozos será obtenida y finalmente una porosidad representativa del reservorio (ver adjuntos 6 hasta 6h).

#### 4.1.2 SATURACION DE FLUIDOS

Se denomina saturación a la fracción del volumen que un fluido ocupa en el volumen poroso. El símbolo de la saturación de un fluido "f" es Sf. La saturación es expresada en fracción o porcentaje, pero es usada como fracción en las ecuaciones.

$$Sf = Vf/Vp$$

Donde: Sf = Saturación de Fluido.

Vf = Volumen de Fluido

Vp = Volumen Poroso

Existen, en general dos formas de medir la saturación original de fluidos: por procesos directos y por procesos indirectos.

El **proceso directo** involucra la extracción de los fluidos de una muestra de la roca reservorio. Los métodos directos incluyen la retorta, Destilación, con el Procedimiento Modificado ASTM y Centrifugación de Fluidos. La experiencia demuestra que es difícil remover la muestra sin alterar el estado de los fluidos y/o roca.

El **proceso indirecto** se basa en medidas de otras propiedades, tales como Presión Capilar. El método indirecto usa Medidas de Perfiles o Presión Capilar.

La Saturación de Agua es la información más importante que se puede obtener del perfil eléctrico, ya que por medio de esta información se puede determinar si una formación de interés puede o no contener petróleo y gas móviles. Aunque no es el único factor que decide si una formación se debe probar o no, generalmente es el factor mas importante. Significativos cambios en la saturación de agua determina también el lugar donde los pozos se deben terminar y qué zonas porosas deben considerarse como zonas productivas.

Uno de los métodos más usados en la determinación de la saturación de agua es el **Método de Archie** que considera lo siguiente: La roca no conduce la electricidad, es decir tiene gran resistividad, pero la roca saturada al 100% de agua será conductora de electricidad en mayor ó menor proporción dependiendo a la mayor ó menor cantidad de sales que contenga ésta. Es natural que el volumen total de los poros por unidad del volumen total de roca (es decir, porosidad  $\emptyset$ ) sea el factor principal que controla el paso de la corriente. Mientras la porosidad controla el volumen de fluido por medio del cual puede fluir electricidad, la dureza de la roca o cementación y la distribución del tamaño de los granos controlan el tamaño de los poros ínter conectados, se propuso la siguiente ecuación:

$$F = \emptyset^{-m}$$

Donde:  $F$  = Factor de formación de la roca.

$\emptyset$  = Porosidad

$m$  = Factor de cementación

Cuando el petróleo y el gas que no conducen la electricidad, están presentes en una roca porosa junto con una pequeña cantidad de agua salobre de formación, la resistencia de la roca  $R_t$  es mayor que  $R_o$ , ya que existe menos volumen por donde la corriente pueda fluir. El volumen disponible de agua para el flujo de corriente corresponde a la saturación de agua en el espacio poroso y se representa por  $S_w$ .

Una ecuación generalmente aceptada que relaciona la saturación de agua innata  $S_w$  y la resistividad verdadera es la de Archie, la cual se expresa de la siguiente manera:

$$S_w = (R_o/R_t)^{1/n} = (R_w \cdot F/R_t)^{1/n} = (R_w \cdot \emptyset^m / R_t)^{1/n}$$

Donde " $n$ " es el exponente de saturación generalmente igual a 2,0. La resistividad del agua innata  $R_w$  se determina de una muestra de agua, de su análisis químico o por interpolación en un atlas de salinidad. (Ver adjunto 7).



En el reservorio Sur PN1 Mogollón la Saturación de se obtuvo a partir del conteo de porosidad y el conteo de resistividad de la roca mediante el uso de perfiles de Densidad y de Inducción. Así mismo se calculó el factor de cementación “m” que depende en parte de la porosidad. Los resultados de estos cálculos se muestran en los adjuntos 6 hasta 6h.

Los resultados finales de los cálculos de porosidad y saturación de agua por pozo, son mostrados en el adjunto 8.

#### **4.1.3 PERMEABILIDAD**

La permeabilidad es una medida de la capacidad de la roca de permitir flujo a través de sus poros (conductividad del fluido). Su medida puede ser determinada en laboratorio (análisis de cores) y/o mediante los registros eléctricos y elaboración de correlaciones empíricas.

Se define como permeabilidad absoluta de un medio poroso, si éste está 100% saturado con el fluido que fluye. La permeabilidad efectiva de una roca es la permeabilidad de la misma a un fluido particular cuando la saturación de este fluido en la roca es menor que el 100%.

La permeabilidad relativa sin duda la más importante, es la razón de la permeabilidad efectiva a la permeabilidad absoluta.

De acuerdo a la clasificación convencional, la permeabilidad se califica del modo siguiente:

Pobre a regular	1 - 15 md
Moderada	15 - 50 md
Buena	50 - 250 md
Muy buena	250 - 1000 md
Excelente	1000 - 10000 md

La permeabilidad relativa es usada para comprender la relativa competencia de cada flujo inmisible al flujo dentro del medio poroso. Es obtenido por normalización de la permeabilidad efectiva  $K_j$  con respecto a la permeabilidad absoluta  $K$ .

Es conveniente indicar que la permeabilidad relativa se relaciona con la saturación, observándose que la permeabilidad efectiva disminuye con la disminución en la saturación de la fase.

También, es importante recalcar que las permeabilidades relativas y las razones de estas se miden en el laboratorio, de muestras de núcleos así como también en forma empírica con datos de producción, GOR de producción y pruebas y análisis PVT.

En el reservorio Sur PN1 Mogollón los valores de Permeabilidades relativas se calcularon a partir de datos de producción, para ello se aplicó la siguiente correlación para diferentes tiempos durante la vida productiva del reservorio.

$$K_g/K_o = (GOR - R_s) * U_g * B_g / (U_o * B_o)$$

Donde:  $GOR$  = Relación gas petróleo

$R_s$  = Razón de Solubilidad del gas

$U$  = Viscosidad tanto del petróleo como del gas

$B$  = Factor de volumen de formación tanto del petróleo como gas

Los resultados son mostrados en el adjunto 9. El gráfico muestra una zona de permeabilidades relativas que serán comparadas para optimizar los resultados finales (ver adjunto 10).

## 4.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL RESERVORIO

### 4.2.1 FACTOR DE VOLUMEN DE FORMACIÓN DE PETROLEO

El factor de volumen de formación a cualquier presión puede ser definido como el volumen en barriles que un barril de petróleo a condiciones estándar ocupa en la formación (reservorio) a temperatura de reservorio, incluyendo el gas que puede retener en solución en el crudo a la presión especificada. Existen diferentes correlaciones para calcular el factor de volumen de formación a diferentes intervalos de presión, ya sea por encima o debajo del punto de burbuja.

### 4.2.2 FACTOR DE VOLUMEN DE FORMACIÓN DE GAS

El factor de volumen de formación de gas, relaciona el volumen de gas en el reservorio al volumen en superficie (a condiciones estándar:  $P_{sc}$  y  $T_{sc}$ ). Se expresa generalmente en pies cúbicos o barriles de volumen de reservorio por pies cúbicos estándar de gas. Asumiendo un factor de desviación del gas de 1 para las condiciones estándar, el volumen de 1 pie cúbico estándar ( $V_{sc}=1$ ) a condiciones de presión  $P$  y temperatura  $T$  de reservorio es:

$$B_g = (P_{sc} * Z * T) / (T_{sc} * P)$$

Donde:  $P_{sc}$  y  $T_{sc}$  = Presión y Temperatura a condiciones estándar  
 $P$  y  $T$  = Presión y Temperatura a condiciones del Reservorio  
 $Z$  = Factor de desviación del gas

### 4.2.3 VISCOSIDAD DEL FLUIDO

La viscosidad del petróleo a condiciones de reservorio es comúnmente medida en el laboratorio. Existen diversas correlaciones para calcular la viscosidad ya

sea para petróleo muerto, y para condiciones de presión por encima o por debajo de la presión de burbuja.

#### **4.2.4 SOLUBILIDAD DE GAS**

Es la cantidad de gas que se encuentra en solución en un petróleo crudo a determinadas condiciones de presión y temperatura. Generalmente se expresa en los pies cúbicos de gas a condiciones estándar disueltos en un barril de petróleo, también a condiciones estándar y se denomina Rs.

En el Reservorio Sur PN1 Mogollón las características de los fluidos producidos se obtuvieron a través de análisis de fluidos PVT. Para el reservorio en estudio, solo tiene dicha prueba el pozo PN1-5. Este pozo pertenece al bloque Sur PN1, en consecuencia asumimos que los resultados serán representativos para todo el bloque reservorio (ver adjunto 11).

#### **4.3 MECANISMO DE IMPULSION**

Un complicado grupo de factores son los causantes del flujo de petróleo desde los canales porosos de la formación hacia el pozo. La presión del reservorio en la vecindad del pozo disminuye tan pronto como se inicie la producción, lo cual causa que el petróleo migre desde el reservorio hasta el punto donde es producido.

No solamente el petróleo está sometido a la presión del reservorio, sino también el agua connata y la roca están comprimidos cuando el petróleo es producido.

Tanto el petróleo como el agua y la roca se expanden debido a la caída de presión, esta expansión tiene influencia en la producción de petróleo, no obstante la influencia está limitada a un pequeño porcentaje del petróleo original in situ.

En los pozos fluyentes el petróleo es generalmente empujado hacia el pozo por la expansión de gas libre en el reservorio o por el agua perteneciente a un acuífero conectado al reservorio.

El gas que desplaza al petróleo puede provenir de dos fuentes: El gas disuelto que se encuentra en el petróleo a alta presión y / o el gas libre existente en la parte superior del reservorio que está formando la capa de gas.

El ingeniero tiene dos problemas que resolver:

- El petróleo y gas recuperables finalmente.
- Los regímenes de petróleo y gas a los cuales deberán ser producidos.

Los factores anteriormente mencionados están directamente relacionados con las fuerzas naturales en el reservorio que contribuyen a la expulsión de petróleo.

Los mecanismos de impulsión principales se pueden clasificar en 3 y son los siguientes:

1. Mecanismo de Depletación (Gas Drive)
2. Mecanismo de Casquete de Gas (Gas Cap)
3. Mecanismo de Impulsión por Agua (Water Drive)
4. Combinación de cualquiera de ellos

#### 1. Mecanismo de Depletación (Gas Drive)

Llamado gas en solución es el resultado de la liberación del gas que se encuentra en solución dentro del petróleo el cual al liberarse se expande y expulsa al petróleo de los espacios poroso hacia el pozo.

Este mecanismo es menos eficiente y se caracteriza por una rápida declinación de la presión.

Se produce gas, entonces:

- ◇ El reservorio se va depletando, es decir, cada vez tenemos menos gas en solución.
- ◇ Incremento rápido de la razón gas petróleo.
- ◇ El resultado final es que este mecanismo es menos eficiente ya que en el reservorio se queda más del 85% de petróleo.

## 2. Mecanismo de Casquete de Gas (Gas Cap)

Este tipo de mecanismo es el resultado de la expansión de la capa de gas libre existente en el reservorio. En este mecanismo el gas desplaza al petróleo hacia el pozo y el gas se expande a su vez debido a la reducción de presión del reservorio. La eficiencia en la recuperación de este tipo de mecanismo depende de la eficiencia de desplazamiento del gas y del tamaño del casquete de gas.

## 3. Mecanismo de Impulsión por Agua (Water Drive)

El agua tiene de 6 a 7 veces más facilidad de movimiento que el petróleo, el empuje es más eficiente. Es también un mecanismo de desplazamiento con gas dependiendo de las características roca-fluidos existentes en el reservorio. La mejor eficiencia es consecuencia de las mejores características de mojabilidad en el proceso de desplazamiento de petróleo por agua. La recuperación de petróleo en un mecanismo de empuje de agua depende del tamaño del acuífero. La actividad del acuífero es importante para la recuperación de petróleo. El empuje lateral de agua es más eficiente que el empuje de agua de fondo.

En el Noroeste Peruano el principal mecanismo de impulsión que gobierna la producción de petróleo es el de impulsión por expansión de gas disuelto (Gas Drive).

Una vez que este mecanismo o energía disminuye el pozo requerirá la instalación de unidades de levantamiento artificial como son: Bombeo Mecánico, así como Bombeo Neumático (Convencional, BLT o Cámara), para facilitar la extracción de fluido desde el pozo hasta la superficie.

En el zócalo continental el principal método de producción es el de Bombeo Neumático.

Este método de producción, requiere básicamente de un compresor de gas de alta presión en superficie, válvulas de inyección y retención. Este método utiliza la tubería de producción que se ubica al nivel de las formaciones productivas. En este punto, generalmente se sella el anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento con un empaque (packer), para permitir el uso de unos dispositivos llamados válvulas de inyección, de bombeo Neumático, insertados a los lados de la tubería de producción. El compresor de superficie se usa para bombear gas a alta presión a través del anular. De esta manera, el gas es forzado a ingresar a la tubería de producción por medio de las válvulas, para luego mezclarse con el petróleo; como consecuencia, el fluido en la tubería de producción se hace más ligero y puede ser levantado hacia la superficie.

Este método es usado en áreas donde existen grandes cantidades de gas para asegurar el suministro de gas a los compresores y activar este sistema. A menudo se usa el mismo gas producido para reinyectarlo en el pozo.

Estas instalaciones son muy versátiles desde que pueden ser aplicadas tanto en pozos verticales como desviados sin mayores limitaciones de profundidad, presión del reservorio y régimen de flujo.

En el Reservorio Sur PN1 Mogollón los métodos de producción usados son: de Bombeo Neumático convencional, Bombeo Neumático BLT y Bombeo Neumático con Cámara, los pozos que producen con estos sistemas de levantamiento artificial son: LL-X21, OO-2 y OO-14 mediante el sistema Bombeo Neumático con instalación convencional; los pozos LL-9, LL-10, PN1-6 y PN1-8 mediante el sistema Bombeo Neumático con instalación BLT y el pozo PN1-20 mediante el sistema Bombeo Neumático con instalación con cámara.

Los sistemas de instalación usados en el reservorio Sur PN1 Mogollón se muestra en los adjuntos 12 y 13.

#### 4.4 HISTORIA DE PRESIONES

En una prueba de pozos, se registra la respuesta de un reservorio a condiciones de cambio de productividad (o inyección). Debido a que el grado de respuesta depende de las características de las propiedades del reservorio, en muchos casos es posible inferir dichas propiedades de la respuesta.

Interpretar una prueba de pozos es entonces un problema inverso en que los parámetros modelados son inferidos analizando el modelo de respuesta a datos de ingreso. Los objetivos de una prueba de pozos usualmente caen dentro de tres categorías:

- 2) Evaluación del reservorio;
- 3) Manejo del reservorio y
- 4) Descripción del reservorio

Una de las principales pruebas de presión tomadas al reservorio es la prueba de Restauración de Presión (Build-Up). Esta prueba es una de las más representativas del estado del reservorio y es la más recomendada debido a la cantidad de información que se puede obtener de ella.

La prueba de presión Build-Up tiene como objetivo la obtención de presión instantánea en el fondo de un pozo, a partir del momento en que se cierra a la producción. De allí se determina la presión de equilibrio (estática) existente en el volumen de roca drenado (afectado) por el pozo. A veces, los términos anteriores se usan en operaciones de inyección de fluidos al yacimiento. En este caso: Restauración ó Restablecimiento de presión (repressuring), es el aumento de presión del yacimiento debido a la inyección de un fluido de la superficie, principalmente gas o agua.

En la mayoría de casos el tipo de prueba realizado está gobernado por sus objetivos. En otros casos la elección está referida a limitaciones prácticas o experiencias.



En el reservorio Sur PN1, el primer pozo completado en el reservorio fue el LL-9 en enero de 1,976. La presión inicial registrada mediante una prueba (Initial-Pressure) fue aproximadamente 2,300 psig, a una profundidad de 2,575 pies verticales.

Sucesivas pruebas de presión se han efectuado desde esa fecha, hasta la última efectuada en julio de 1,999. La historia de presiones se muestra en el cuadro del adjunto 14. Se estima que la actual presión del reservorio es de 250 psig (ver adjunto 15).

#### **4.5 HISTORIAL DE PRODUCCION**

En el reservorio SUR PN1 Reservorio Mogollón, desde Enero de 1976 a Noviembre de 1980 once pozos fueron completados (LL-9, LL-10, LL-1, LL-X21, OO-2, OO-14, PN1-5, PN1-6, PN1-7C, PN1-8, y PN1-20). Actualmente 8 pozos están produciendo petróleo y 3 están cerrados.

La máxima producción alcanzada ha sido de 8,435 bls/d y fue registrada en Julio de 1,976 con 4 pozos y declina a 1,947 bls/d en septiembre de 1,977 con 6 pozos. (Ver adjunto 16). La producción actual es de 104 bls/d de petróleo y 2,311.4 Mpce/d de gas; la producción acumulada de petróleo y gas es de 6,360 Mbls y 37,611 MMpce respectivamente. (Ver adjunto 17).

Un volumen de 4,119 MMpce ha sido inyectado a través de los pozos: LL-X21 (inyección) y LL-1 (reciclo), durante la vida del Proyecto Piloto LL-PN1 Mogollón que tuvo una duración de 20 meses. Este proyecto fue suspendido debido a una reinterpretación geológica de ese tiempo y porque no se observó respuesta favorable a la inyección. Es probable que el gas se perdiera por alguna falla. (Ver adjunto 18 y 18a).

## 5 PETROLEO IN SITU Y RESERVAS PRIMARIAS

Con el fin de pronosticar la dinámica de un reservorio de petróleo se necesita como requisito fundamental el conocimiento del volumen de petróleo en el reservorio, así como también estudiar y conocer la energía disponible para expulsar el petróleo y el gas a los pozos de producción. Un reservorio de petróleo puede estar confinado por límites geológicos como también por límites de fluidos, los cuales deben determinarse lo más exactamente posible. Dentro del confinamiento de tales límites, el petróleo está contenido en lo que generalmente se refiere a la “zona bruta productiva”. La “zona neta productiva” es la parte del espesor total del yacimiento de donde se produce el mayor volumen de petróleo y se determina de acuerdo a valores de porosidad y saturación de agua. La información obtenida de muestras de formación de un reservorio y de los pozos, como los análisis de núcleos y perfiles de pozos, tiene una completa aplicación en esta evaluación. Si se conoce el volumen del espacio poroso y las propiedades de los fluidos, el cómputo de los hidrocarburos en el yacimiento se convierte en una operación bastante simple.

### 5.1 PETROLEO IN SITU - METODO VOLUMETRICO

El método volumétrico está basado en análisis de los datos de perfiles y núcleos para determinar el volumen bruto. La porosidad y la saturación de la roca reservorio son estimadas a partir de análisis de cores, para determinar el petróleo original in situ (POI). Para ello se emplea la siguiente fórmula:

$$POI = 7758 * V_{bruto} * \emptyset * (1 - S_w) / B_{oi}$$

Donde:  $V_{bruto}$  = Volumen bruto del Reservorio

$\emptyset$  = Porosidad

$S_w$  = Saturación de Agua

$B_{oi}$  = Factor de volumen inicial de formación de petróleo

Para el cálculo del POI en el reservorio Sur PN1, inicialmente se elaboro un mapa isopaco del bloque reservorio en estudio (ver adjunto 19). Los valores de porosidad y saturación de agua se calcularon como mencionamos anteriormente y usando el conteo de arena. Los datos y los resultados se muestran a continuación:



El resultado final del cálculo volumétrico es el siguiente: (ver adjunto 20).



## **5.2 PETROLEO IN SITU - BALANCE DE MATERIALES**

Cuando se perforan pozos en yacimientos de gas y de petróleo, se produce gas, petróleo y frecuentemente agua lo que reduce la presión del yacimiento permitiendo que el petróleo y el gas restantes se expandan y llenen el espacio vacante formados por los fluidos removidos. Cuando los estratos que contienen petróleo están hidráulicamente conectados con estratos acuíferos, el agua invade el yacimiento a medida que la presión disminuye debido a la producción. (Ver adjunto 21). Como consecuencia, se disminuye el grado de expansión de petróleo y del gas que permanece en el yacimiento y retarda la disminución de presión del mismo. Ya que la temperatura permanece constante. Durante todo el proceso de producción, el grado de expansión del petróleo y gas remanentes depende únicamente de la presión.

La ecuación general de Balance de Materiales, comúnmente denominada ecuación de Schilthuis consiste simplemente en un balance volumétrico. Se basa en que el volumen del yacimiento (de acuerdo con sus límites iniciales) es

constante y por tanto la suma algebraica de los cambios volumétricos de las cantidades de petróleo, gas libre y agua en el yacimiento debe ser igual a cero.

Si se supone que existe equilibrio completo en el yacimiento a todo tiempo entre el petróleo y su gas disuelto, puede escribirse una expresión general del balance de materiales que relacione las cantidades de petróleo, gas y agua producidas, la presión promedia del yacimiento, la cantidad de intrusión de agua del acuífero y finalmente el contenido inicial de gas y de petróleo en el yacimiento. Estos cálculos requieren los siguientes datos del yacimiento, de producción y de laboratorio:

1. Datos de Presión vs Tiempo
2. Datos de Producción vs Tiempo
3. Producción total de gas. Cuando se inyecta gas al yacimiento, el total será la diferencia entre el gas total producido y el reinyectado en el yacimiento.
4. Razón de volumen inicial de la capa de gas al volumen inicial de petróleo, representada por el símbolo  $m$ . Si este valor puede determinarse con razonable precisión, queda entonces solo una incógnita ( $N$ ) en el balance de materiales para yacimientos volumétricos y con capa de gas, y dos ( $N$  y  $W_e$ ) para yacimientos con empuje hidrostático. El valor  $m$  se determina a partir de datos de núcleos y de registros, además de información de pozos vecinos completados que generalmente ayudan a localizar los contactos gas/petróleo y agua/petróleo.
5. Factores volumétricos del petróleo y del gas y razones gas disuelto - petróleo. Estos datos se obtienen en función de presión a partir de pruebas de laboratorio con muestras de fluidos de fondo del pozo. Estos se conocen como las pruebas o análisis PVT.
6. Cantidad de agua producida.
7. Cantidad de intrusión de agua al yacimiento, proveniente del acuífero.

La ecuación general de BALANCE DE MATERIALES es presentada a continuación:

$$N = \frac{N_p [B_t + (R_p - R_{si}) B_g] - (W_e - B_w * W_p)}{B_r - B_{ti} + m * B_{ti} * (B_g - B_{gi}) / B_{gi}}$$

Donde:

$N$  = POI instantáneo en el yacimiento

$N_p$  = Petróleo producido

$B_t$  = Factor volumétrico total bifásico,  $B_t = [B_o + (R_{sr} - R_s) * B_g]$

$R_p$  = Razón gas petróleo promedio, producido

$W_e$  = Agua de intrusión en el yacimiento

En el Reservoirio Sur PN1 se calculo el POI por método de Balance de Materiales. Los datos empleados fueron: Datos del historial de presiones, historia de fluidos producidos del reservorio y datos PVT del reservorio (representado por el pozo PN1-5). El petróleo in situ estimado por el método de Balance de Materiales (Schilthuis) fue aproximadamente 88,038 Mbls de petróleo (ver adjunto 22).

### 5.3 ESTIMADO DE RESERVAS PRIMARIAS

Para estimar las reservas primarias, diferentes métodos han sido empleados:

#### 5.3.1 CURVAS DE DECLINACION

El análisis de curvas de declinación estima la última recuperación por extrapolación de una tendencia del comportamiento de la producción, siguiendo todo un mismo modelo.

Las variables determinadas usualmente pueden ser las reservas remanentes de petróleo, es decir lo que queda en el reservorio por producir y la vida remanente productiva del reservorio.

El tiempo es normalmente seleccionado como una variable independientes y es planteada en el eje de abscisas. Una variación de las características del comportamiento del pozo pueden ser fácilmente medidos y registrados, entonces se selecciona como una variable para producir una tendencia en la

curva. Para los propósitos de la extrapolación esta variable tiene que resolver dos calificaciones: (1) Su valor debe ser más o menos una función continua de la variable independiente y cambiar de una manera uniforme, y (2) debe tener un punto final.

La asunción básica en este procedimiento es que las causas que gobiernan la tendencia de la curva en el pasado continuaran gobernando en el futuro con la misma tendencia.

Entre las muchas variables dependientes la que es mas usada es la variable de régimen de producción. Esta es la más popular y recibe el nombre de "Curvas de Declinación de la Producción" o simplemente Declinación de la Producción

El régimen de producción es una variable dependiente que tiene la ventaja de que siempre ha sido fácilmente disponible y exactamente registrado. El punto final también es fácilmente conocido o estimado.

El límite económico al cual se evalúa, está relacionado directamente con los costos operativos y es la que nos va ha determinar un régimen final, es decir un régimen al límite económico o al punto final de la curva de declinación.

Pero como es de suponer el régimen de producción sufre de graduales cambios que son causados por:

- (1) Disminución de la eficiencia o efectividad en los equipos de levantamiento.
- (2) Reducción del índice de productividad o aumento en el efecto Skin debido a cambios físicos alrededor del pozo tales como depositación de grasas y sales o asfaltos producto de la producción.
- (3) Cambios en la presión en el fondo del pozo, del GOR, porcentaje de agua u otras condiciones del reservorio.

En el Reservorio Sur PN1 Mogollón la producción se caracteriza principalmente por sus altos valores iniciales y su disminución constante del régimen de declinación con el paso del tiempo.

Basados en el principio de Curvas de Declinación y programa para petróleo OFM (Oil Field Manager), el cual simula la declinación de la producción, se obtuvo un total de reservas primarias de 6,635 Mbls de petróleo y un estimado de reservas primarias remanentes es de 275 Mbls. (Ver adjunto 23).

La historia de producción de los pozos que contribuirán al incremento de las reservas primarias calculados mediante el OFM se muestran en el adjunto 23a.

### 5.3.2 METODO DE MUSKAT

El método de Muskat emplea la ecuación de Balance de Materiales en forma diferencial el cual se aplica a volúmenes pequeños del yacimiento y donde los gradientes de presión se consideran insignificantes. En tal sentido el reservorio se considera como un medio homogéneo con una presión uniforme (como si el reservorio fuera equivalente a un tanque que tiene escapes y producir los fluidos distribuidos uniformemente). Cada volumen pequeño del reservorio se considera por separado y debe satisfacer los requisitos de conservación de masa para gas y petróleo y que el volumen del reservorio es constante.

La ecuación de MUSKAT es presentada a continuación:

$$\Delta S_o = \Delta P \left[ \frac{S_o * X_{(P)} + S_o * Y_{(P)} + (1 - S_o - S_w) * Z_{(P)}}{1 + (K_g * u_o) / (K_o * u_g)} \right]$$

Donde:

$\Delta P$  = Intervalos de presión

$X_{(P)}$ ,  $Y_{(P)}$ ,  $Z_{(P)}$  = Funciones de presión

$K_{o,g}$  = Permeabilidades relativas

$U_{o,g}$  = Viscosidades de los fluidos

Además:

$$X_{(P)} = 1 / (B_o * B_g) * (dR_g / dP)$$

$$Y_{(P)} = u_o / (B_o * u_g) * (dB_o / dP)$$

$$Z_{(P)} = 1 / B_g * (dB_g / dP)$$

El método de Muskat es práctico para resolver un gran número de operaciones, cuando se realizan estudios teóricos, para determinar la influencia de distintos factores sobre el comportamiento de depletación, observando que las características de los fluidos y de la roca reservorio permanecen iguales.

Con el método de Muskat se determina desde la presión inicial, y a ciertos intervalos de presión (mínimas de preferencia) como va incrementando el petróleo producido hasta la presión de abandono. La historia de producción acumulada será comparada periódicamente con el petróleo In situ, es decir por cada intervalo de caída de presión un Factor de Recuperación (FR) será obtenida hasta que se llegue a la presión de abandono.

El acumulado de producción a la presión de abandono representa las reservas primarias del reservorio, calculadas por este método. Por otro lado el acumulado de petróleo producido desde la presión actual del reservorio hasta la presión de abandono, representa las reservas primarias remanentes del reservorio.

En el Reservorio Sur PN1, el método de Muskat considera la siguiente información:

- Presión Inicial 2,300 psig
- Presión de Abandono 95 psig
- Variación de Presión 25 psig
- Saturación de petróleo Inicial 45 %
- Saturación de Agua Inicial 55 %
- Saturación de Gas Inicial 0 %
- Factor de Volumen de Petróleo 1.234 bls/blss
- Petróleo In Situ 88.0 MMbls
- Datos de Análisis PVT ( $P$ ,  $R_s$ ,  $U_o$ ,  $U_g$ ,  $B_o$ ,  $B_g$ )
- Datos de Permeabilidades Relativas ( $K_g/K_o$ ,  $S_o$ )



Los resultados del método de Muskat fueron los siguientes:

- Reservas Primarias 6,864 Mblse
- Reservas Remanentes Primarias 427 Mblse
- Factor de Recuperación Primario 7.8 %

Los resultados detallados de la aplicación del método de Muskat, así como el comportamiento del GOR son mostrados en el adjunto 24 y 24a.

## **6 ANALISIS PARA PREDECIR LA INYECCION Y ESTIMAR LAS RESERVAS SECUNDARIAS**

Antes de evaluar una probable inyección y estimar reservas secundarias, será necesario definir el termino apropiado "RECUPERACION MEJORADA DE PETROLEO" (EOR). Generalmente este se define como la aplicación de algún método que le va ha suministrar energía externa al reservorio. Estos procesos mayormente incluyen:

Inyección de fluidos, Métodos termales, Métodos químicos, etc.

Por definición, el termino Recuperación Mejorada de Petróleo, engloba todos los métodos de recuperación de petróleo que tiene como finalidad aumentar la recuperación final de petróleo existente en dicho reservorio.

Cabe resaltar que la Recuperación mejorada, no es limitante para una fase en particular en la vida productiva del reservorio. Incluye los procesos de inyección de fluidos en reservorios con avanzado estado de agotamiento, así como también las operaciones de mantenimiento de presión que se efectúan en reservorios nuevos o que están parcialmente agotados. El método de recuperación mejorada aplicado en el presente estudio será el de recuperación por "INYECCION DE GAS".

En el noroeste peruano el principal factor involucrado en los proyectos de inyección de gas fue la disponibilidad de gas, el cual fue considerado no comercial por ser un subproducto y no tener otro uso. En la actualidad esta situación ha cambiado al tener el gas un valor comercial (combustible para generación eléctrica, materia prima para la elaboración de fertilizantes y otros usos).

La inyección de gas tuvo la finalidad de mantener la presión del reservorio, incrementar la producción y por consiguiente aumentar el factor de recuperación. Lo anterior se realizo mediante el mantenimiento de presión (inyección de gas desde el inicio de producción del reservorio) y en algunos casos como desplazamiento y/o reciclo de gas.

Las Reservas Secundarias de petróleo son aquellas recuperados por mecanismos de recuperación mejorada, es decir la producción que proviene de la respuesta del reservorio al mecanismo empleado.

En el caso de inyección de gas, las reservas secundarias provienen de la respuesta del reservorio a la inyección de gas y esta se manifiesta en un aumento en la producción de petróleo.

## 6.1 DETERMINACION DEL VOLUMEN OPTIMO DE INYECCION – METODO DE MUSKAT

El método ha emplearse para determinar las reservas secundarias es el método de Muskat que se emplea para evaluar los resultados de la inyección de gas. Los cálculos son iniciados con una saturación de gas correspondiente a las actuales condiciones del reservorio. Desde está fecha se iniciara la inyección con una relación de inyección producción no mayor de 90%.

En el reservorio Sur PN1 Mogollón, las reservas secundarias fueron calculadas mediante el análisis de Muskat, simulando inyección de gas al reservorio. Los datos empleados son los siguientes:

- Presión Inicial 2,300 psig
- Presión de Abandono 95 psig
- Variación de Presión 25 psig
- Saturación de petróleo Inicial 45 %
- Saturación de Agua Inicial 55 %
- Saturación de Gas Inicial 0 %
- Factor de Volumen de Petróleo 1.234 bls/blss
- Petróleo In Situ 88.0 MMbls
- Saturación de Gas para Inic. Inyec. 9 y 30 %
- Relación de Inyección 80 %
- Datos de Análisis PVT (P,  $R_s$ ,  $U_o$ ,  $U_g$ ,  $B_o$ ,  $B_g$ )
- Datos de Permeabilidades Relativas ( $K_g/K_o$ ,  $S_o$ )

La actual saturación de gas del reservorio estimada por el método de Muskat es aproximadamente 9 % del volumen poroso.

Los resultados del método de Muskat fueron los siguientes:

- Reservas Primarias + Secundarias 8,367 Mblse
- Reservas Secundarias 1,505 Mblse
- F.R. Primarias + Secundarias 9.51 %

Mediante el análisis de Muskat se estima que la recuperación de petróleo puede incrementarse debido a la inyección de gas en 1.71% del petróleo in situ (1,505 Mblse) aproximadamente (ver adjuntos 25, 25a y 25b).

Para lograr este objetivo, será necesario inyectar un volumen de:17,434 MMpce de gas al reservorio en los siguientes 12 años de vida del proyecto o su equivalente de 3,980 Mpce/d.

Detalles de los cálculos realizados mediante el análisis de Muskat son mostrados en los adjuntos 25c y 25d.

## 8 CONCLUSIONES

- El reservorio denominado “Sur PN1 Mogollón” se encuentra localizado en el Yacimiento Peña Negra, en el área de El Alto, al sur de la plataforma PN1, al oeste de la plataforma LL y al norte de la plataforma OO, tiene un área de 528 acres y las profundidades del tope de la formación Mogollón varían de 1,900 a 3,200 pies por debajo del nivel del mar.
- De acuerdo a la historia de producción del reservorio y a los registros eléctricos de porosidad y resistividad, ningún contacto original Agua/Petróleo ni Gas/Petróleo ha sido encontrado. Sin embargo se espera encontrar algunas zonas de alta saturación de gas, debido a la depletación por efecto de la producción.
- Recientes pruebas de presión en el reservorio indican que la actual presión del reservorio es de 300 psi a un datum de 2,575 pies SS.
- A Septiembre de 1,999 el reservorio tiene una producción acumulada de 6,360 Mblse de petróleo, 37,611 MMpce de gas y 64.11 Mbbls de agua.
- El petróleo in situ estimado por los métodos Volumétrico y de Balance de Materiales es de 90,594 Mbbls y 88,038 Mbbls respectivamente
- La última recuperación primaria de petróleo estimada por los métodos de Muskat y curvas de Declinación es de 6,864 Mblse y 6,635 Mblse respectivamente. A septiembre-99, han sido recuperados 6,360 Mblse.
- El análisis de Muskat con inyección de gas evaluado hasta una presión de abandono de 95 psi, da como resultado una recuperación estimada (primaria + secundaria) de 8,367 Mblse de petróleo. (9.51% del petróleo in situ). El petróleo secundario es estimado en 1,503 Mblse (1.71% del petróleo in situ).
- La evaluación económica muestra un valor actual neto (VAN) de 7,978 M\$, un tiempo de pago de 0.9 años y una tasa de retorno > 100%

## 7 EVALUACION ECONOMICA

Para la evaluación económica se ha considerado los siguientes parámetros:

**Inversión.-** Convertir a inyector cada pozo cuesta alrededor de MUS\$ 35.00 (se convertirán dos pozos a inyectores de gas).

En la plataforma PN1 existe un compresor que es utilizado para producción de pozos (Bombeo Neumático Convencional, BLT y Cámara) y para compartir este compresor con los pozos propuestos para la inyección de gas se ha de invertir alrededor de MUS\$ 140.00. Las facilidades de producción son de MUS\$ 15.00 para cada uno de los pozos propuestos.

**Costos.-** El costo de inyectar Mpce/d de gas comprimido es US\$ 0.15. Se comprimirán 4 MMPce/d, es decir US\$ 600 por día, que es lo mismo que alrededor de MUS\$ 220 anual.

- Inversión

Convertir a inyector de gas (pozos OO-2 y PN1-6, MUS\$ 35 c/u)	MUS\$	70
Costo de compresor (compartido)	MUS\$	140
Facilidades de producción	MUS\$	30

- Costos

Costo de compresión del gas (0.15 \$/Mpce/d), MUS\$ (anual)	MUS\$	220
--	-------	-----

- Reservas (solo petróleo secundario) MBLSE 1,554

- Precio de petróleo US\$/STB 20

- Impuestos % 30

- Tasa de descuento % 15

Las reservas de petróleo secundario serán recuperadas en aproximadamente 12 años de vida productiva del proyecto.

Un resumen de los resultados obtenidos en la corrida económica son los mostrados a continuación

• Valor Actual Neto (al 15% de descuento),	MUS\$	7,978
• Tasa de retorno	%	>100
• Tiempo de pago	años	0.90
• Relación de ganancia / inversión, descontado	\$\$	33.2

De acuerdo a los resultados mostrados anteriormente, se concluye que este proyecto es económicamente justificado. Los detalles de estos cálculos se muestran el adjunto 26.

En los últimos tiempos el precio del petróleo ha sufrido una serie de cambios en su valor en el mercado internacional. Debido a esto es que mostramos un análisis de sensibilidad del proyecto en estudio los cuales se muestran en el adjunto 26A.

## 9 RECOMENDACIONES

- Convertir los pozos PN1-6 y PN1-7C a inyectores de gas. Estructuralmente las arenas del Mogollón Superior de estos pozos están en la parte más alta.
- Rebalear el pozo PN1-6 con alta densidad de tiros desde 4,455 a 3,675 pies medidos y el pozo PN1-7C con alta densidad de tiros desde 4,000 hasta 2,812 pies medidos, con el fin de optimizar el desplazamiento del gas al reservorio.
- Se recomienda inyectar gas, a un régimen de 1,800 Mpce/d en el pozo PN1-6 a través de forros (anular); para esto se bajará tubería con empaque a la profundidad de 4,455 pies medidos. Así mismo se recomienda inyectar en el pozo PN1-7C por forros (anular). a un régimen de 2,000 Mpce/d, bajando tubería con empaque a la profundidad de 4,000 pies medidos. Con la inyección se pretende inducir la formación de una capa de gas, de tal forma que lo inyectado permanezca segregado sobre la zona de petróleo y no se propague a través de ella. El petróleo se producirá de pozos terminados en la parte baja de la estructura y se asume que el contacto gas petróleo desciende de tal forma que se mantiene una interfase horizontal durante el proceso. Se recomienda controlar la inyección a fin de evitar que ocurra una difusión de gas en la zona de petróleo, lo cual originara baja eficiencia en desplazamiento. (Ver adjunto 27).
- Así mismo se recomienda tomar pruebas de presión de fondo de algunos pozos antes de iniciar la inyección, para determinar la presión del reservorio alrededor del pozo.
- Restablecer las condiciones mecánicas de los pozos cerrados para reiniciar la producción. Así mismo rebalear los pozos PN1-8, 20, 5, LL-9, 10, OO-2 y OO-14; que tienen buen acumulado de producción y están a doble espaciamento con el fin de optimizar la producción de petróleo debido a la inyección.
- Mantener un control permanente de la relación gas líquido de producción en todos los pozos del reservorio.



## 10 BIBLIOGRAFIA

- **Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos**  
*B.C. Craft y M.F. Hawkins, Jr*  
*Edición 1,982.*
- **Evaluación de Proyectos de Recuperación Mejorada**  
*INGEPET*  
*Edición 1,995*
- **Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos**  
*Sylvain J. Pirson*  
*Edición 1,965*
- **Dynamics of Petroleum Reservoirs Under Gas Injection**  
*R. Sandrea y R. Nielsen*  
*Edición 1,974*
- **Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos**  
*Petroleum Production HandBook Vol. I y II*  
*Edición 1,972*
- **Ingeniería de Reservorios**  
*Lucio Camillo*  
*Edición 1,994*
- **Oil and Gas Journal**  
*Abril 1,996*

# PROYECTO DE INYECCION DE GAS

## ESTRATEGIA

INFORMACION

GEOLOGICA

RESERVORIOS

POI-RESERVAS PRIMARIAS

CURVAS DE DECLINACION

ANALISIS VOLUMETRICO

BALANCE DE MATERIALES

ANALISIS DE MUSKAT

RESERVAS SECUNDARIAS

CAUDAL DE INYECCION

ANALISIS DE MUSKAT

EVALUACION ECONOMICA

VALOR ACTUAL NETO

TASA INTERNA DE RETORNO

TIEMPO DE RECUPERACION

RELACION GANANCIA/INVERSION

ADJUNTO A

**SUR PN1 - RESERVOIRIO MOGOLLON  
CAMPO: PEÑA NEGRA**

**RESUMEN**

**1.- CARACTERISTICAS DEL RESERVOIRIO**

Nivel de Referencia,pies-ss	2,575
Porosidad Promedio (de registros),%.	11
Saturación de Agua Promedio (de registros),%.	55
FVF Inicial de Petróleo,Bbls/Stb.	1.234
Temperatura del Reservorio al nivel de referencia,°F	95

**2.- PETROLEO ORIGINAL EN SITIO**

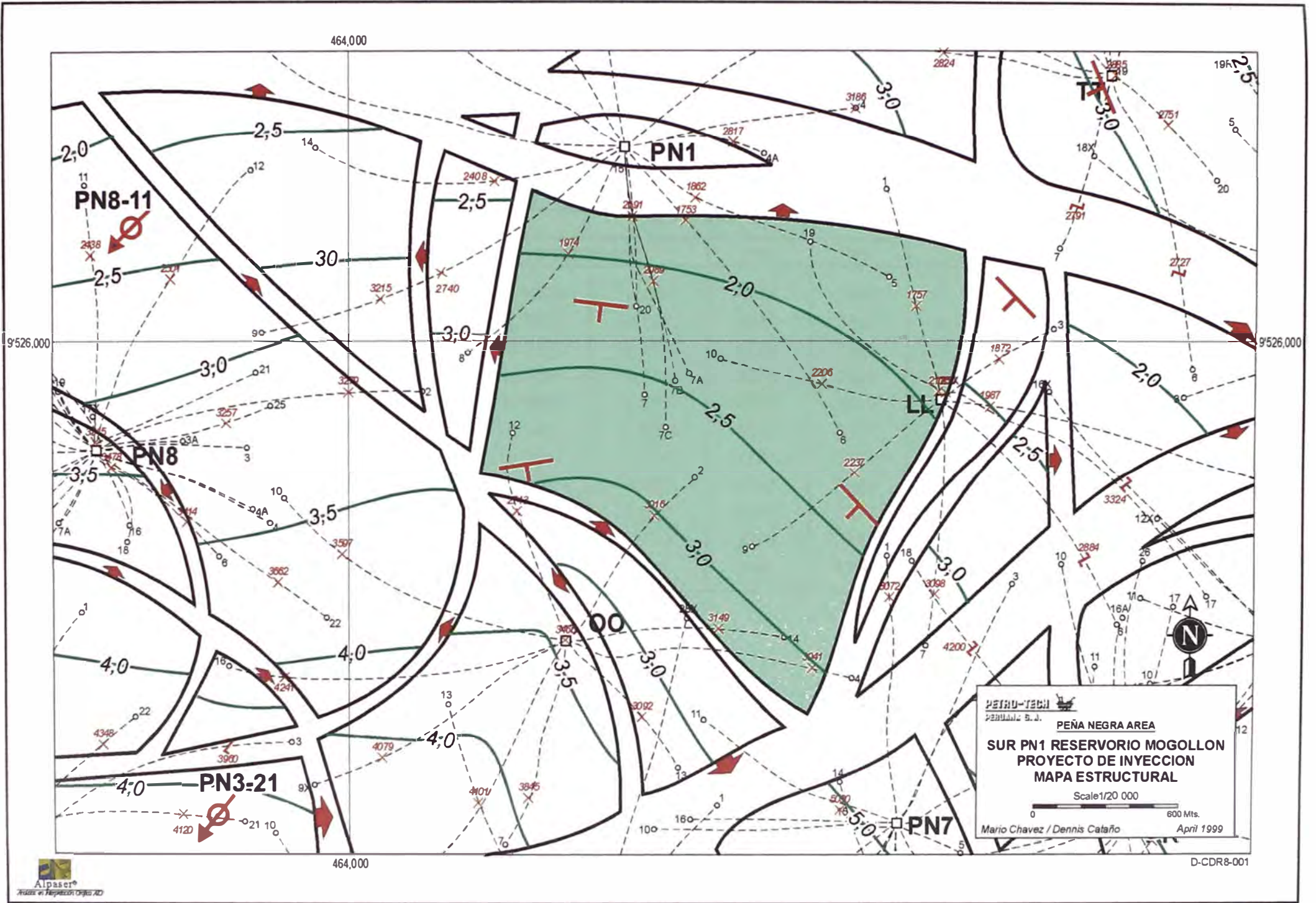
Area,acres.	528
Espesor Promedio, vertical ft.	561
Volumen Bruto,acres-ft.	296,333
Volumen Poroso del Reservorio,Mbls.	252,884
Petroleo Original en Sitio	a) Volumetrico,MSTB. 90,594
	b) Balance de Materiales,MSTB 88,038
Factor de Recuperación ,( % OOIP):	a) Primario 7.56
	b) Secundario 1.95
	c) Total 9.51

**3.- ESTADO A FIN DE SETIEMBRE DE 1999**

Pozos Completados.	11
Pozos Produciendo Actualmente.	8
Pozos Inyectores.	0
Producción en el Reservorio:	BOPD 103.7
	BWPD 2.2
	GOR 22,280
Inyección en el Reservorio:	Gas,MSCFD. 0
	Agua,BWD. 0
Inyección Acumulada:	Gas,MMSCF. 4,119
	Agua,MBIs. 0

**4.- PRODUCCION Y RESERVAS ESTIMADAS**

Ultima Recuperación,MSTB.	8,143.5
	a) Primaria. 6,634.5
	b) Secundaria. 1,509
Producción Acumulada,MSTB.	6,359.8
	a) Primaria. 6,359.8
	b) Secundaria. 0
Reservas Remanentes,MSTB.	274.7
	a) Primaria. 274.7
	b) Secundaria. 1,509



ADJUNTO 1

**SUR PN1 RESERVORIO MOGOLLON  
UBICACION DE POZOS**

nombre pozo	tope				base			
	md	ss	coordenada		md	ss	coordenada	
LL-1	2320	1735	n:1309	w:336	4278	3008	n:2750	w:695
LL-9	2801	2226	s:975	w:1201	4560	3580	s:1685	w:2067
LL-10	2870	2179	n:210	w:1631	4770	3475	n:535	w:2985
LL-21X	2140	2084	vertical	vertical	3576	3520	vertical	vertical
OO-2	3735	3008	n:1658	e:1230	4250	3430	n:1870	e:1442
OO-14	3992	3143	n:143	e:2066	4530	3527	n:106	e:2461
PN1-5	2300	1973	s:631	e:914	4770	3174	s:1359	e:2858
PN1-6	2340	1765	s:954	e:832	5400	3389	s:2970	e:2459
PN1-7C	2810	2010	s:1623	e:340	5255	3318	s:3648	e:600
PN1-8	2425	1806	s:1201	w:624	5020	3321	s:2651	w:2131
PN1-20	2240	1981	s:727	e:68	3940	3329	s:1757	e:148

MD : MEASURE DEPTHS : Profundidad Medida

SS: SUBSEA : Profundidad desde el nivel del mar

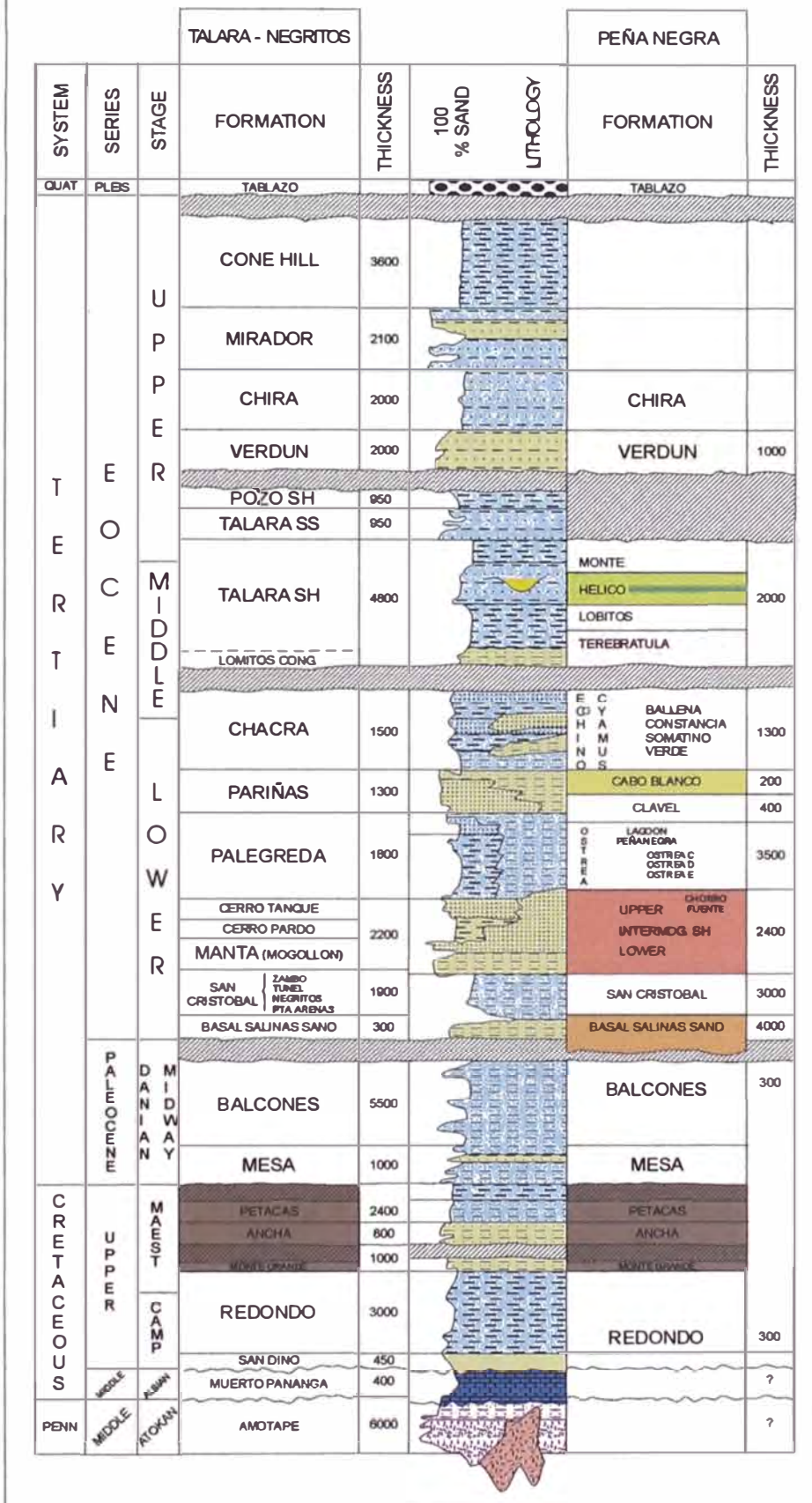
net-sand v:s/cdf

**SUR PN1 RESERVORIO MOGOLLON**  
**HISTORIA DE COMPLETACION**

	<u>FECHA</u>	<u>RESUMEN</u>
LL-1	16/04/76	Mogollon fue baleado y abierto en 9 etapas: 1ro: 4276'-4073', 2do: 4060'-3832', 3ro: 3759'-3580', 4th: 3578'-3416', 5th: 3448'-3262', 6th: 3246'-3040', 7th: 3018'-2018', 8th: 2772'-2576', 9th: 2546'-2318'.
	25/10/79	Se cerró debido a alto GOR.
LL-9	27/01/76	Mogollon fue baleado y abierto en 7 etapas: 1ro: 4544'-4246', 2do: 4218'-4016', 3ro: 3988'-3780', 4to: 3754'-3350', 5to: 3614'-3326', 6to: 3272'-3078', 7mo: 3016'-2810'.
	03/06/80	Se cerro debido a alto GOR.
	17/02/83	Bajo Instalación Gas Lift Convencional a 3384'.
	02/03/83	Bajo Instalación Gas Lift Convencional a 3984'.
	25/11/89	Reinstalo Instalación BLT a 4197'.
	07/09/90	Recobro y se Reinstalo la misma Instalación BLT a 4202'.
	10/06/92	Recobro y se Reinstalo Instalación BLT a 4162'.
	25/08/94	Bajo Instalación BLT a 4194'.
LL-10	22/02/76	Mogollon fue baleado y abierto en 6 etapas: 1ro: 4696'-3896', 2do: 3804'-3696', 3ro: 3682'-3534', 4to: 3492'-3302', 5to: 3288'-3082', 6to: 3070'-2888'.
	02/07/76	Bajo Instalación Gas Lift Convencional a 3510'.
	22/02/83	Bajo Instalación BLT a 3488'.
	24/10/89	Recobro y se Reinstall la misma Instalación BLT a 3386'.
	04/06/92	Recobro Instalación G/L BLT. Sento tapón a 2370'. Aislo la formación Mogollon. Se baleo de 2324'-2274' la formación Ostrea. Bajo Instalación G/L Convencional a 2273'.
	24/06/93	Recobro Instalación G/L Convencional. Desplazo tapon hasta 3440'. Bajo Instalación BLT a 4194'.
LL-21X	17/06/76	Mogollon fue baleado y abierto en 7 etapas: 1ro: 3300'-3192', 2do: 3172'-3066', 3ro: 3038'-2888', 4to: 2846'-2772', 5to: 2724'-2668', 6to: 2630'-2406', 7mo: 2372'-2160'.
	25/06/83	Bajo Instalación Gas Lift Convencional a 2392'.
OO-2	24/09/76	Mogollon fue baleado y abierto con agua en 2 etapas: 1ro: 4226'-3998', 2do: 3894'-3770'.
	18/05/77	Sento tapón a 2991'. Aislo la formación Mogollon. Se baleo de 2828'-2752' la formación Cabo Blanco.
	20/05/77	Se Perforo la formación Echino de 2517'-2178'.
	04/08/77	Bajo Instalación Gas Lift Convencional a 2150'.
	17/08/79	Perforo el tapón de 3001'-2991'.
	03/10/79	Bajo Instalación Gas Lift Convencional a 3964'.
	31/10/92	Retiro Instalación G/L Convencional.
		Se coloco cabezal de Abandono temporal debido a alto GOR.

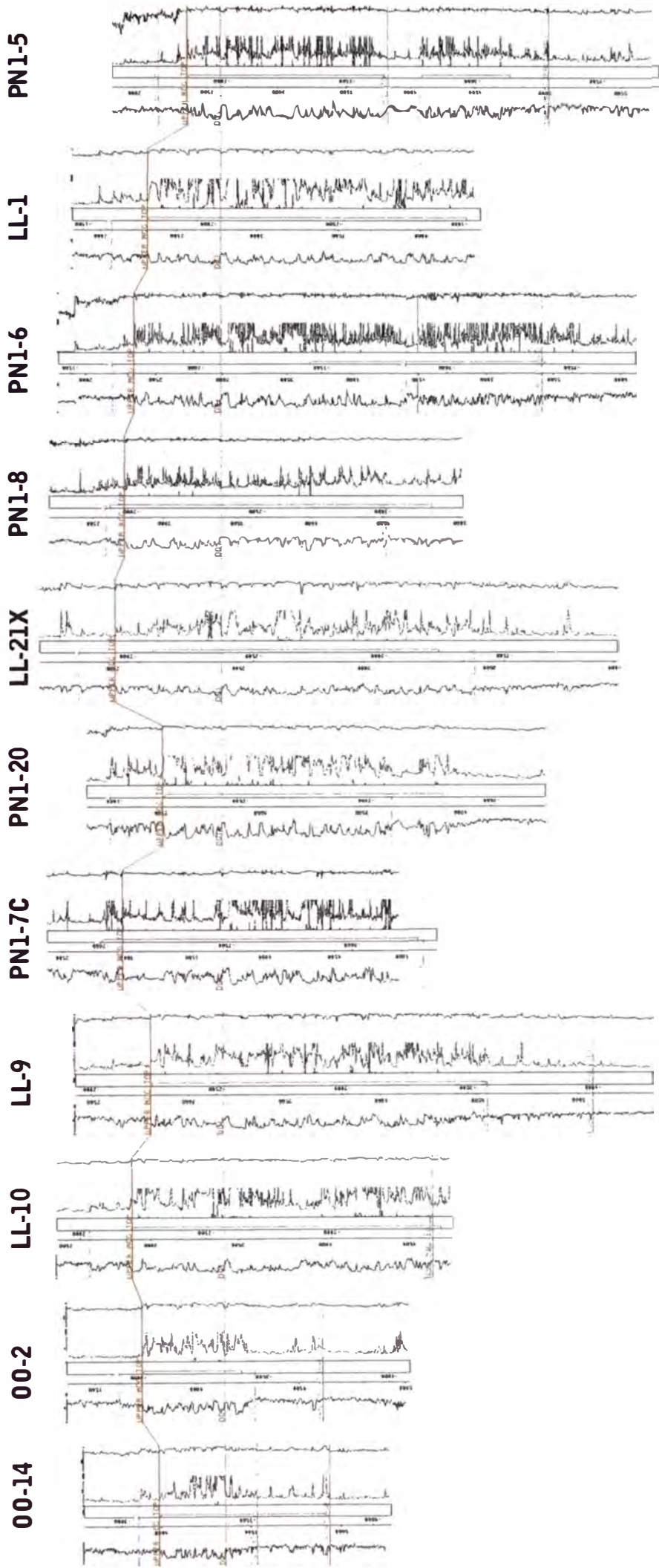
- OO-14**    **22/10/76**    Mogollon fue baleado y abierto en 2 etapas: 1<sup>st</sup>: 4914'-4198', 2nd: 4174'-4002'
- 22/09/78**    Se cerro debido a alto GOR.
- 13/09/79**    Bajo Instalación Gas Lift Convencional a 4593'.
- 26/09/79**    Se cerro debido a alto GOR.
- 07/04/84**    Sento tapón a 2820'. Aislo la formación Mogollon. Se baleo de 2751'-2584' la formación Cabo Blanco.
- 02/06/84**    Bajo Instalación Gas Lift Convencional a 2568'.
- 19/11/92**    Reinstalo Instalación Gas Lift Convencional a 2574'.
- 25/04/93**    Retiro Instalación G/L Convencional.  
Desplazo tapón de 2845' a 4123'.  
Bajo Instalación Gas Lift Convencional a 2568'.
- PN1-5**    **13/11/79**    Mogollon fue baleado y abierto en 8 etapas: 1ro: 4752'-4429', 2do: 4352'-4094', 3ro: 3794'-3681', 4to: 3659'-3588', 5to: 3454'-3154', 6to: 3110'-2946', 7mo: 2906'-2660', 8vo: 2583'-2378'.
- 01/07/81**    Bajo Instalación G/L BLT a 3199'.
- 28/07/89**    Reinstalo Instalación G/L BLT a 4487'.
- 11/08/94**    Bajo Instalación G/L BLT a 4482'.
- 28/08/97**    Reinstalo Instalación G/L BLT a 4480'.
- PN1-6**    **20/12/79**    Mogollon fue baleado y abierto en 6 etapas: 1ro: 5436'-5062', 2do: 5062'-4756', 3ro: 4756'-4454', 4to: 4454'-4154', 5to: 4154'-3906', 6to: 3906'-3676'.
- 12/07/81**    Bajo Instalación G/L BLT a 4462'.
- 10/08/89**    Reinstalo Instalación G/L BLT a 5116'.
- 14/10/94**    Bajo Instalación G/L BLT a 5208'.
- PN1-7C**    **18/10/80**    Mogollon fue baleado y abierto en 7 etapas: 1ro: 5144'-4796', 2do: 4796'-4501', 3ro: 4506'-4246', 4to: 4246'-3922', 5to: 3922'-3362', 6to: 3362'-3086', 7mo: 3086'-2812'.
- 11/04/86**    Bajo Instalación G/L Convencional a 2904'.
- 09/09/89**    Recobro Instalació G/L Convencional y Bajo Instalación G/L BLT a 4968'.
- 07/03/93**    Recobro Instalación G/L BLT. Instalo brida ciega y se Abandono temporalmente.
- 03/10/95**    Bajo Instalación G/L BLT a 4959'.
- PN1-8**    **04/03/80**    Mogollon fue baleado y abierto en 6 etapas: 1ro: 4822'-4188', 2do: 4188'-3452', 3ro: 3452'-3214', 4to: 3214'-3070', 5to: 3070'-2876', 6th: 2876'-2624'.
- 09/06/81**    Bajo Instalación G/L Convencional a 2565'.
- 13/04/86**    Reinstalo Instalación G/L Convencional a 2599'.
- 16/09/89**    Reinstalo la misma Instalación G/L Convencional a 2683'.
- 20/08/94**    Recobro Instalació G/L Convencional y Bajo Instalación G/L BLT a 3762'.
- 05/10/95**    Reinstalo Instalación G/L BLT a 4717'.
- PN1-20**    **25/11/80**    Mogollon fue baleado y abierto en 6 etapas: 1ro: 3910'-3499', 2do: 3488'-3330', 3ro: 3312'-3182', 4to: 3128'-2956', 5to: 2932'-2728', 6to: 2698'-2522'.
- 13/06/81**    Bajo Instalación G/L Convencional a 2541'.
- 22/09/89**    Recobro y Reinstalo Instalación G/L Convencional a 2525'.
- 16/08/94**    Bajo Instalación G/L con Camara a 3094'.
- 09/10/95**    Reinstalo Instalación G/L con Camara a 3605'.

## STRATIGRAPHIC COLUMNAR SECTIONS TALARA BASIN





**PROYECTO DE INYECCION DE GAS  
SUR PN1 RESERVORIO MOGOLLON  
CORRELACION ESTRATIGRAFICA**



### Cuento de Arena Neta, Pozo: "LL-1"

INTERVALO	h	Rt	Ø %	m	F	Ro	Sw %	Ø'h	Sw'h	
2328	2338	10	41.0	10.6	1.80	66.81	11.25	52.4	106.00	523.80
2342	2358	16	43.5	11.0	1.80	53.15	10.52	49.2	176.00	786.96
2360	2381	21	36.0	10.8	1.80	54.93	10.88	55.0	226.80	1154.30
2384	2394	10	14.0	10.4	1.80	58.79	11.64	91.2	104.00	911.88
2396	2408	12	50.5	19.6	2.00	26.03	5.15	31.9	235.20	383.36
2410	2430	20	55.5	17.9	2.00	31.21	6.18	33.4	358.00	667.36
2448	2500	52	41.0	13.2	1.80	38.28	7.58	43.0	686.40	2235.77
2512	2514	2	37.5	8.0	1.75	83.10	16.45	66.2	16.00	132.48
2520	2522	2	17.5	8.8	1.75	70.33	13.93	89.2	17.60	178.41
2526	2540	14	29.5	12.3	1.80	43.47	8.61	54.0	172.20	756.20
2574	2576	2	27.5	10.5	1.80	57.79	11.44	64.5	21.00	129.01
2578	2607	29	42.5	11.8	1.80	46.84	9.27	46.7	342.20	1354.70
2614	2622	8	56.0	10.3	1.80	59.83	11.85	46.0	82.40	367.94
2634	2641	7	41.0	8.9	1.75	68.96	13.65	57.7	62.30	403.95
2642	2645	3	42.0	6.9	1.5	107.65	21.31	71.2	20.70	213.72
2646	2712	66	62.5	10.3	1.80	59.83	11.85	43.5	679.80	2873.31
2721	2730	9	74.0	10.5	1.80	57.79	11.44	39.3	94.50	353.91
2733	2770	37	53.5	11.9	1.80	46.13	9.13	41.3	440.30	1528.85
2772	2776	4	31.0	12.8	1.80	40.46	8.01	50.8	51.20	203.34
2816	2826	10	48.0	8.2	1.75	79.58	15.76	57.3	82.00	572.96
2842	2852	10	58.5	9.1	1.75	66.33	13.13	47.4	91.00	473.80
2853	2876	23	57.5	8.6	1.75	73.22	14.50	50.2	197.80	1154.89
2878	2884	6	38.5	8.8	1.75	70.33	13.93	60.1	52.80	360.85
2888	2905	17	60.5	12.0	1.80	45.44	9.00	38.6	204.00	655.60
2908	2916	8	64.5	8.3	1.75	77.91	15.43	48.9	66.40	391.25
2917	2924	7	57.5	8.3	1.75	77.91	15.43	51.8	58.10	362.58
2926	2944	18	68.0	8.3	1.75	77.91	15.43	47.6	149.40	857.35
2946	2975	29	56.0	8.9	1.75	68.96	13.65	49.4	258.10	1431.93
2994	2996	2	25.0	9.0	1.75	67.62	13.39	73.2	18.00	146.36
2998	3004	6	29.0	8.7	1.75	71.75	14.21	70.0	52.20	419.96
3008	3013	5	37.0	7.8	1.75	86.86	17.20	68.2	39.00	340.89
3016	3018	2	27.5	7.6	1.75	90.90	18.00	80.9	15.20	161.80
3044	3054	10	58.0	8.8	1.75	70.33	13.93	49.0	88.00	490.00
3056	3067	11	52.0	10.2	1.80	60.89	12.06	48.1	112.20	529.64
3070	3083	13	38.5	9.6	1.75	60.40	11.96	55.7	124.80	724.53
3097	3102	5	23.5	12.8	1.80	40.46	8.01	58.4	64.00	291.93
3104	3107	3	41.5	8.8	1.75	70.33	13.93	57.9	26.40	173.78
3109	3132	23	56.0	9.1	1.75	66.33	13.13	48.4	209.30	1113.79
3140	3144	4	56.5	8.6	1.75	73.22	14.50	50.7	34.40	202.62
3146	3151	5	56.0	9.5	1.75	61.52	12.18	46.6	47.50	233.18
3152	3175	23	46.5	9.5	1.75	61.52	12.18	51.2	218.50	1177.13
3177	3180	3	70.0	8.3	1.75	77.91	15.43	46.9	24.90	140.84
3184	3208	24	54.0	8.3	1.75	77.91	15.43	53.4	199.20	1282.78
3210	3243	33	52.0	9.2	1.75	65.07	12.88	49.8	303.60	1642.60
3260	3262	2	25.0	8.5	1.75	74.73	14.80	76.9	17.00	153.87
3263	3266	3	36.0	7.5	1.75	93.03	18.42	71.5	22.50	214.60
3267	3272	5	41.0	8.3	1.75	77.91	15.43	61.3	41.50	306.70
3275	3311	36	40.5	12.2	1.80	44.11	8.73	46.4	439.20	1671.80
3315	3319	4	30.0	11.6	1.80	48.30	9.56	56.5	46.40	225.85
3321	3331	10	33.5	10.2	1.80	60.89	12.06	60.0	102.00	599.89
3340	3344	4	34.0	8.4	1.75	76.30	15.11	66.7	33.60	266.63
3346	3361	15	37.0	11.9	1.80	46.13	9.13	49.7	178.50	745.30
3363	3384	21	34.0	13.6	1.80	36.28	7.18	46.0	285.60	965.22
3387	3398	11	29.5	12.5	1.80	42.22	8.36	53.2	137.50	585.59
3417	3432	15	36.5	10.9	1.80	54.03	10.70	54.1	163.50	812.07
3438	3445	7	31.0	10.5	1.80	57.79	11.44	60.8	73.50	425.28
3455	3457	2	23.0	9.8	1.75	58.26	11.51	70.8	19.60	141.64
3467	3510	43	37.0	13.0	1.80	39.35	7.79	45.9	559.00	1973.11
3511	3519	8	34.5	13.5	1.80	36.76	7.28	45.9	108.00	367.46
3521	3542	21	41.0	13.9	1.80	34.88	6.91	41.0	291.90	861.88
3544	3577	33	41.5	15.3	2.00	42.72	8.46	45.1	504.90	1489.81
3580	3632	52	36.0	14.3	1.80	33.14	6.56	42.7	743.60	2220.15
3635	3654	19	46.5	13.0	1.80	39.35	7.79	40.9	247.00	777.70
3656	3678	22	37.5	11.2	1.80	51.45	10.19	52.1	246.40	1146.68
3706	3747	41	23.0	12.5	1.80	42.22	8.36	60.3	512.50	2471.91
3752	3754	2	30.0	12.8	1.80	40.46	8.01	51.7	25.60	103.35
3797	3806	9	24.0	7.9	1.75	84.95	16.82	83.7	71.10	753.43
3810	3812	2	27.5	8.0	1.75	83.10	16.45	85.5	16.00	171.03
3813	3816	3	22.0	8.1	1.75	81.31	16.10	85.5	24.30	256.64
3831	3838	7	37.0	9.5	1.75	61.52	12.18	57.4	66.50	401.63
3840	3847	7	58.5	10.2	1.80	60.89	12.06	45.4	71.40	317.77
3848	3854	6	68.5	7.8	1.75	86.86	17.20	50.1	46.80	300.65
3855	3864	9	68.0	8.5	1.75	74.73	14.80	46.6	76.50	419.84
3865	3867	2	82.5	7.4	1.75	95.25	18.86	47.8	14.80	95.62
3869	3874	5	51.5	10.1	1.80	61.98	12.27	47.0	252.50	1175.54
3895	3900	5	56.0	8.7	1.75	71.75	14.21	50.4	43.50	251.84
3911	3918	7	32.5	12.3	1.80	43.47	8.61	51.5	209.10	874.83
3981	3999	18	27.5	10.6	1.80	56.81	11.25	64.0	190.80	1151.73
4016	4020	4	26.5	7.0	1.75	104.97	20.78	88.6	28.00	354.25
4030	4047	17	41.0	9.1	1.75	66.33	13.13	56.6	109.20	679.14
4044	4048	4	30.5	7.9	1.75	84.95	16.82	74.3	31.60	297.04
4056	4061	5	21.0	10.3	1.80	59.83	11.85	75.1	51.50	375.53
4078	4132	54	29.5	11.9	1.80	46.13	9.13	55.6	642.00	3004.85
4134	4152	18	30.5	12.0	1.80	45.44	9.00	54.3	216.00	977.67
4160	4177	17	37.5	15.0	1.80	30.41	6.02	40.1	255.00	681.21
4179	4187	8	42.0	15.0	1.80	30.41	6.02	37.9	120.00	302.91
4221	4229	8	24.0	10.1	1.80	61.98	12.27	71.5	80.80	572.04
4231	4256	25	33.0	11.1	1.80	52.29	10.35	56.0	277.50	1400.31
4258	4273	15	32.0	10.9	1.80	54.03	10.70	57.8	163.50	867.29

Ø % = 11.3

Sw % = 50.5

### Conteo de Arena Neta, Pozo: "LL-9"

INTERVALO	h	Rt	Ø_%	m	F	Ro	Sw_%	Ø*h	Sw*h	
2809	2852	43	31.5	10.0	1.75	56.23	11.13	59.5	430.00	2556.50
2879	2910	31	42.0	15.8	2.00	40.06	7.93	43.5	489.80	1347.14
2924	2928	4	42.5	11.0	1.80	53.15	10.52	49.8	44.00	199.04
2930	2934	4	27.5	11.0	1.80	53.15	10.52	61.9	44.00	247.44
2946	2996	50	26.5	13.7	1.80	35.80	7.09	51.7	685.00	2586.02
3011	3016	5	20.0	9.8	1.75	58.26	11.54	75.9	49.00	379.72
3069	3072	3	27.5	8.0	1.75	83.10	16.45	77.4	24.00	232.05
3074	3082	8	27.0	9.8	1.75	58.26	11.54	65.4	78.40	522.90
3084	3088	4	21.0	7.0	1.75	104.97	20.78	99.5	28.00	397.94
3104	3106	2	25.0	9.4	1.75	62.67	12.41	70.4	18.80	140.90
3108	3116	8	25.0	9.4	1.75	62.67	12.41	70.4	75.20	563.59
3138	3146	8	42.5	7.6	1.75	90.90	18.00	65.1	60.80	520.61
3150	3176	26	37.0	12.1	1.80	44.77	8.86	48.9	314.60	1272.62
3187	3218	31	34.5	11.2	1.80	51.45	10.19	54.3	347.20	1684.57
3220	3230	10	29.5	9.8	1.75	58.26	11.54	62.5	98.00	625.31
3233	3238	5	31.5	10.8	1.80	54.93	10.88	58.8	54.00	293.81
3242	3265	23	28.5	12.9	1.80	39.90	7.90	52.6	296.70	1210.90
3271	3273	2	25.0	10.2	1.80	60.89	12.06	69.4	20.40	138.88
3325	3395	70	32.5	9.5	1.75	61.52	12.18	61.2	665.00	4285.30
3406	3434	28	46.5	9.2	1.75	65.07	12.88	52.6	257.60	1473.84
3448	3518	70	27.5	9.3	1.75	63.85	12.64	67.8	651.00	4746.15
3545	3590	45	41.5	10.8	1.80	54.93	10.88	51.2	486.00	2303.77
3606	3656	50	37.5	10.8	1.80	54.93	10.88	53.9	540.00	2692.81
3666	3696	30	31.0	12.1	1.80	44.77	8.86	53.5	363.00	1604.23
3706	3716	10	19.5	12.6	1.80	41.62	8.24	65.0	126.00	650.10
3736	3756	20	25.0	11.2	1.80	51.45	10.19	63.8	224.00	1276.72
3776	3806	30	33.5	12.8	1.80	40.46	8.01	48.9	384.00	1467.04
3810	3840	30	39.0	14.1	1.80	33.99	6.73	41.5	423.00	1246.31
3844	3852	8	51.0	13.4	1.80	37.51	7.43	38.2	106.80	305.28
3854	3866	12	49.0	13.4	1.80	37.51	7.43	38.9	160.20	467.18
3882	3898	16	37.5	14.6	1.80	31.93	6.32	41.1	233.60	656.93
3921	3928	7	31.0	16.6	2.00	36.29	7.19	48.1	116.20	337.01
3938	3950	12	67.5	10.3	1.80	59.83	11.85	41.9	123.60	502.70
3952	3990	38	39.0	13.9	1.80	34.88	6.91	42.1	528.20	1599.08
4012	4016	4	24.0	12.6	1.80	41.62	8.24	58.6	50.40	234.40
4095	4104	9	32.5	12.0	1.80	45.44	9.00	52.6	108.00	473.55
4106	4170	64	49.0	11.6	1.80	48.30	9.56	44.2	742.40	2827.50
4174	4178	4	41.0	10.6	1.80	56.81	11.25	52.4	42.40	209.52
4190	4200	10	42.5	9.9	1.75	57.23	11.33	51.6	99.00	516.37
4212	4222	10	32.5	19.0	2.00	27.70	5.48	41.1	190.00	410.81
4241	4289	48	30.5	11.9	1.80	46.13	9.13	54.7	571.20	2626.83
4304	4310	6	30.0	13.4	1.80	37.26	7.38	49.6	80.40	297.53
4312	4324	12	31.0	13.2	1.80	38.28	7.58	49.4	158.40	593.36
4374	4378	4	22.5	11.6	1.80	48.30	9.56	65.2	46.40	260.79
4367	4390	3	39.0	9.7	1.75	59.31	11.74	54.9	29.10	164.63
4415	4422	7	34.5	11.1	1.80	52.29	10.35	54.8	77.70	383.47

Ø\_%= 11.6

Sw\_%= 53.6

## Conteo de Arena Neta, Pozo: "LL-10"

INTERVALO	h	Rt	Ø %	m	F	Ro	Sw %	Ø*h	Sw*h	
2882	2922	40	29.0	11.9	1.80	46.13	9.13	56.1	476.00	2244.92
2922	2950	28	47.5	11.9	1.80	46.13	9.13	43.9	333.20	1227.87
2973	3052	79	40.0	11.9	1.80	46.13	9.13	47.8	940.10	3775.18
3052	3120	68	26.5	11.9	1.80	46.13	9.13	58.7	809.20	3992.33
3120	3127	7	47.5	11.9	1.80	46.13	9.13	43.9	83.30	306.97
3190	3210	20	30.0	11.9	1.80	46.13	9.13	55.2	238.00	1103.59
3226	3248	22	36.5	11.9	1.80	46.13	9.13	50.0	261.80	1100.57
3260	3344	84	44.5	11.9	1.80	46.13	9.13	45.3	999.60	3805.74
3344	3360	16	52.5	11.9	1.80	46.13	9.13	41.7	190.40	667.39
3360	3364	4	35.0	11.9	1.80	46.13	9.13	51.1	47.60	204.35
3364	3392	28	57.5	11.9	1.80	46.13	9.13	39.9	333.20	1116.00
3410	3426	16	49.0	11.9	1.80	46.13	9.13	43.2	190.40	690.82
3458	3511	53	50.0	11.9	1.80	46.13	9.13	42.7	630.70	2265.33
3511	3519	8	27.5	11.9	1.80	46.13	9.13	57.6	95.20	461.07
3519	3564	45	36.0	11.9	1.80	46.13	9.13	50.4	535.50	2266.74
3564	3570	6	42.5	11.9	1.80	46.13	9.13	46.4	71.40	278.16
3584	3648	64	34.0	11.9	1.80	46.13	9.13	51.8	761.60	3317.27
3650	3671	21	29.0	11.9	1.80	46.13	9.13	56.1	249.90	1178.58
3674	3686	12	39.5	11.9	1.80	46.13	9.13	48.1	142.80	577.06
3703	3714	11	34.0	11.9	1.80	46.13	9.13	51.8	130.90	570.16
3738	3851	113	25.0	11.9	1.80	46.13	9.13	60.4	1344.70	6830.44
3980	3997	17	45.0	11.9	1.80	46.13	9.13	45.1	202.30	765.92
4012	4023	11	43.5	11.9	1.80	46.13	9.13	45.8	130.90	504.07
4062	4095	33	31.5	11.9	1.80	46.13	9.13	53.8	392.70	1777.05
4099	4112	13	34.5	11.9	1.80	46.13	9.13	51.5	154.70	668.92
4131	4170	39	39.0	11.9	1.80	46.13	9.13	48.4	464.10	1887.44
4170	4180	10	43.0	11.9	1.80	46.13	9.13	46.1	119.00	460.90
4185	4249	64	42.5	11.9	1.80	46.13	9.13	46.4	761.60	2967.06
4254	4300	46	44.5	11.9	1.80	46.13	9.13	45.3	547.40	2084.10
4322	4330	8	100.0	11.9	1.80	46.13	9.13	30.2	95.20	241.79
4330	4362	32	41.5	11.9	1.80	46.13	9.13	46.9	380.80	1501.30
4376	4406	30	41.0	11.9	1.80	46.13	9.13	47.2	357.00	1416.02
4421	4439	18	45.5	11.9	1.80	46.13	9.13	44.8	214.20	806.51
4453	4478	25	47.0	11.9	1.80	46.13	9.13	44.1	297.50	1102.13
4527	4542	15	45.5	11.9	1.80	46.13	9.13	44.8	178.50	672.09
4554	4563	9	40.0	11.9	1.80	46.13	9.13	47.8	107.10	430.08
4570	4582	12	42.5	11.9	1.80	46.13	9.13	46.4	142.80	556.32
4602	4615	13	42.5	15.0	1.80	30.41	6.02	37.6	195.00	489.33
4686	4700	14	42.5	11.9	1.80	46.13	9.13	46.4	166.60	649.04

Ø\_% = 11.9  
Sw\_% = 49.4

### Conteo de Arena Neta, Pozo: "LL-21X"

INTERVALO		h	Rt	Ø %	m	F	Ro	Sw %	Ø*h	Sw*h
2148	2152	4	15.0	7.1	1.75	102.40	20.28	100.0	28.40	400.00
2154	2181	27	30.0	11.6	1.80	48.30	9.56	56.5	313.20	1524.49
2192	2198	6	19.0	10.0	1.75	56.23	11.13	76.6	60.00	459.31
2203	2214	11	27.0	12.0	1.80	45.44	9.00	57.7	132.00	635.01
2216	2258	42	29.0	10.6	1.80	56.81	11.25	62.3	445.20	2615.82
2271	2276	5	19.5	8.5	1.75	74.73	14.80	87.1	42.50	435.56
2304	2319	15	22.5	9.2	1.75	65.07	12.88	75.7	138.00	1135.06
2325	2341	16	30.0	10.6	1.80	56.81	11.25	61.2	169.60	979.75
2354	2434	80	48.5	10.1	1.80	61.98	12.27	50.3	808.00	4024.04
2476	2482	6	48.5	8.5	1.75	74.73	14.80	55.2	51.00	331.41
2486	2504	18	30.0	8.4	1.75	76.30	15.11	71.0	151.20	1277.32
2543	2554	11	17.5	10.7	1.80	55.88	11.06	79.5	117.70	874.50
2572	2586	14	26.0	7.6	1.75	90.90	18.00	83.2	106.40	1164.83
2589	2600	11	24.0	9.0	1.75	67.62	13.39	74.7	99.00	821.59
2618	2646	28	18.5	7.9	1.75	84.95	16.82	95.4	221.20	2669.81
2646	2690	44	40.5	8.8	1.75	70.33	13.93	58.6	387.20	2580.09
2692	2709	17	52.5	9.5	1.75	61.52	12.18	48.2	161.50	818.83
2711	2748	37	34.5	12.0	1.80	45.44	9.00	51.1	444.00	1889.56
2756	2814	58	24.5	13.3	1.80	37.76	7.48	55.2	771.40	3204.14
2817	2837	20	21.5	11.4	1.80	49.84	9.87	67.7	228.00	1354.97
2843	2862	19	21.5	12.9	1.80	39.90	7.90	60.6	245.10	1151.69
2882	2912	30	22.0	9.4	1.75	62.67	12.41	75.1	282.00	2252.97
2964	2975	11	25.0	12.5	1.80	42.22	8.36	57.8	137.50	636.12
3017	3045	28	22.5	11.7	1.80	47.56	9.42	64.7	327.60	1811.47
3061	3092	31	34.0	11.1	1.80	52.29	10.35	55.2	344.10	1710.66
3096	3110	14	33.5	11.9	1.80	46.13	9.13	52.2	166.60	731.05
3117	3122	5	31.0	10.0	1.75	56.23	11.13	59.9	50.00	299.66
3130	3142	12	31.0	10.5	1.80	57.79	11.44	60.8	126.00	729.06
3152	3187	35	31.5	11.9	1.80	46.13	9.13	53.8	416.50	1884.75
3191	3221	30	22.5	11.9	1.80	46.13	9.13	63.7	357.00	1911.48
3225	3236	11	35.0	11.9	1.80	46.13	9.13	51.1	130.90	561.95
3239	3248	9	15.5	15.8	2.00	40.06	7.93	71.5	142.20	643.80
3257	3280	23	25.0	11.5	1.80	49.06	9.71	62.3	264.50	1433.71
3283	3299	16	20.0	12.2	1.80	44.11	8.73	66.1	195.20	1057.34
3334	3340	6	32.0	8.1	1.75	81.31	16.10	70.9	48.60	425.58
3344	3352	8	21.5	10.5	1.80	57.79	11.44	73.0	84.00	583.62

Ø % = 10.8  
Sw % = 62.0

## Conteo de Arena Neta, Pozo: "OO-2"

INTERVALO	h	Rt	Ø_%	m	F	Ro	Sw_%	Ø'h	Sw'h
3737 3760	23	32.5	10.1	1.80	61.98	12.27	61.4	232.30	1413.28
3766 3768	2	17.5	15.0	1.80	30.41	6.02	58.7	30.00	117.32
3772 3774	2	19.5	12.5	1.80	42.22	8.36	65.5	25.00	130.96
3784 3790	6	31.5	12.5	1.80	42.22	8.36	51.5	75.00	309.11
3792 3826	34	31.5	14.7	1.80	31.54	6.24	44.5	499.80	1513.81
3830 3846	16	33.5	12.6	1.80	41.62	8.24	49.6	201.60	793.59
3876 3883	7	31.0	12.6	1.80	41.62	8.24	51.6	88.20	360.92
3954 3965	11	38.0	12.2	1.80	44.11	8.73	47.9	134.20	527.36
3988 4008	20	55.0	12.2	1.80	44.11	8.73	39.8	244.00	797.00
4074 4078	4	35.0	12.0	1.80	45.51	9.01	50.7	47.96	202.97
4114 4124	10	57.0	12.0	1.80	45.51	9.01	39.8	119.90	397.61
4130 4135	5	55.0	12.0	1.80	45.51	9.01	40.5	59.95	202.39
4154 4160	6	42.5	11.1	1.80	52.29	10.35	49.4	66.60	296.14
4190 4210	20	36.5	11.1	1.80	52.29	10.35	53.3	222.00	1065.19
4222 4226	4	39.0	8.6	1.75	73.22	14.50	61.0	34.40	243.88

Ø\_%= 12.2

Sw\_%= 49.2

## Conteo de Arena Neta, Pozo: "OO-14"

INTERVALO		h	Rt	Ø_%	m	F	Ro	Sw_%	Ø*h	Sw*h
4020	4066	46	21.0	11.2	1.80	51.45	10.19	69.7	515.20	3203.94
4112	4126	14	22.0	11.3	1.80	50.64	10.03	67.5	158.20	945.10
4156	4162	6	27.0	12.5	1.80	42.22	8.36	55.6	75.00	333.87
4163	4180	17	45.0	13.9	1.80	34.88	6.91	39.2	236.30	665.98
4186	4200	14	40.5	12.0	1.80	45.44	9.00	47.1	168.00	659.89
4211	4221	10	40.0	13.7	1.80	35.80	7.09	42.1	137.00	420.97
4248	4276	28	38.5	11.6	1.80	48.30	9.56	49.8	324.80	1395.56
4286	4288	2	27.5	9.0	1.75	67.62	13.39	69.8	18.00	139.55
4296	4300	4	40.5	12.2	1.80	44.11	8.73	46.4	48.80	185.76
4303	4314	11	40.0	12.0	1.80	45.44	9.00	47.4	132.00	521.71
4317	4330	13	49.5	12.0	1.80	45.44	9.00	42.6	156.00	554.26
4332	4355	23	46.5	13.1	1.80	38.81	7.68	40.7	301.30	934.95
4386	4396	10	33.0	14.6	1.80	31.93	6.32	43.8	146.00	437.68
4434	4438	4	29.0	7.0	1.75	104.97	20.78	84.7	28.00	338.64

Ø\_% = 12.1

Sw\_% = 53.2

## Conteo de Arena Neta, Pozo: "PN1-5"

INTERVALO		h	Rt	Ø %	m	F	Ro	Sw %	Ø*h	Sw*h
2376	2380	4	20.0	8.1	1.75	81.31	16.10	89.7	32.40	358.88
2433	2447	14	20.0	13.0	1.80	39.35	7.79	62.4	182.00	873.77
2452	2466	14	24.0	11.8	1.80	46.84	9.27	62.2	165.20	870.28
2486	2494	8	24.0	11.0	1.80	53.15	10.52	66.2	88.00	529.74
2499	2506	7	30.0	11.3	1.80	50.64	10.03	57.8	79.10	404.67
2512	2532	20	22.5	8.9	1.75	68.96	13.65	77.9	178.00	1557.96
2535	2570	35	22.5	10.4	1.80	58.79	11.64	71.9	364.00	2517.56
2570	2576	6	33.0	10.4	1.80	58.79	11.64	59.4	62.40	356.37
2576	2584	8	20.0	7.0	1.75	104.97	20.78	100.0	56.00	800.00
2660	2695	35	32.5	7.8	1.75	86.86	17.20	72.7	273.00	2546.10
2714	2719	5	42.5	15.2	2.00	43.28	8.57	44.9	76.00	224.52
2733	2780	27	35.0	8.7	1.75	71.75	14.21	63.7	234.90	1720.22
2764	2789	25	25.0	8.2	1.75	79.58	15.76	79.4	205.00	1984.79
2799	2804	5	43.0	11.7	1.80	47.56	9.42	46.8	58.50	233.99
2889	2915	26	17.5	7.6	1.75	90.90	18.00	100.0	197.60	2600.00
2945	2954	9	18.0	8.6	1.75	73.22	14.50	89.7	77.40	807.70
2959	2996	37	33.5	8.2	1.75	79.58	15.76	68.6	303.40	2537.61
3000	3022	22	31.0	9.3	1.75	63.85	12.64	63.9	204.60	1404.92
3028	3032	4	56.0	7.8	1.75	86.86	17.20	55.4	31.20	221.67
3034	3064	30	29.5	8.9	1.75	68.96	13.65	68.0	267.00	2040.92
3066	3078	12	30.0	8.5	1.75	74.73	14.80	70.2	102.00	842.78
3086	3103	17	31.0	8.0	1.75	83.10	16.45	72.9	136.00	1238.50
3105	3111	6	37.5	9.3	1.75	63.85	12.64	58.1	55.80	348.37
3154	3160	6	20.0	9.1	1.75	66.33	13.13	81.0	54.60	486.19
3164	3186	22	27.5	11.1	1.80	52.29	10.35	61.4	244.20	1349.89
3204	3224	20	27.5	11.2	1.80	51.45	10.19	60.9	224.00	1217.31
3254	3284	30	27.5	11.4	1.80	49.84	9.87	59.9	342.00	1797.10
3312	3326	14	35.0	12.9	1.80	39.90	7.90	47.5	180.60	665.11
3353	3358	5	37.5	8.2	1.75	79.58	15.76	64.8	41.00	324.12
3365	3374	9	35.0	12.8	1.80	40.46	8.01	47.8	115.20	430.58
3376	3386	10	27.5	12.1	1.80	44.77	8.86	56.8	121.00	567.75
3390	3394	4	42.5	9.5	1.75	61.52	12.18	53.5	38.00	214.14
3438	3465	27	30.0	11.6	1.80	48.30	9.56	56.5	313.20	1524.49
3506	3510	4	32.5	9.0	1.75	67.62	13.39	64.2	36.00	256.74
3511	3553	42	30.0	12.5	1.80	42.22	8.36	52.8	525.00	2217.19
3560	3568	8	40.0	11.1	1.80	52.29	10.35	50.9	88.80	407.01
3591	3606	15	30.0	10.7	1.80	55.86	11.06	60.7	160.50	910.79
3609	3661	52	35.0	13.7	1.80	35.80	7.09	45.0	712.40	2340.20
3680	3701	21	32.5	11.8	1.80	46.84	9.27	53.4	247.80	1121.80

Ø\_% = 10.3

Sw\_% = 64.4



### Conteo de Arena Neta, Pozo: "PN1-7C"

INTERVALO	h	Rt	Ø %	m	F	Ro	Sw %	Ø*h	Sw*h	
2812	2822	10	21.5	8.0	1.75	83.10	16.45	87.5	80.00	874.80
2848	2912	64	36.5	14.2	1.80	33.56	6.65	42.7	908.80	2730.91
2973	3080	107	35.0	14.8	1.80	31.16	6.17	42.0	1583.60	4492.07
3086	3092	6	27.0	12.1	1.80	44.77	8.86	57.3	72.60	343.79
3094	3124	30	29.0	12.1	1.80	44.77	8.86	55.3	363.00	1658.62
3135	3150	15	24.0	13.8	1.80	35.34	7.00	54.0	207.00	809.89
3154	3248	94	21.5	11.9	1.80	46.13	9.13	65.2	1118.60	6127.02
3257	3288	31	28.0	11.9	1.80	46.13	9.13	57.1	368.90	1770.61
3368	3372	4	36.0	8.8	1.75	70.33	13.93	62.2	35.20	248.78
3374	3382	8	36.0	8.8	1.75	70.33	13.93	62.2	70.40	497.56
3446	3464	18	33.0	7.8	1.75	86.86	17.20	72.2	140.40	1299.47
3506	3520	14	36.0	7.5	1.75	93.03	18.42	71.5	105.00	1001.45
3533	3548	15	19.0	9.8	1.75	58.26	11.54	77.9	147.00	1168.76
3551	3568	17	15.0	14.8	1.80	31.16	6.17	64.1	251.60	1090.19
3580	3590	10	22.5	8.8	1.75	70.33	13.93	78.7	88.00	786.72
3608	3612	4	20.0	8.8	1.75	70.33	13.93	83.4	35.20	333.78
3644	3662	18	17.5	9.0	1.75	67.62	13.39	87.5	162.00	1574.43
3681	3695	14	37.5	10.7	1.80	55.86	11.06	54.3	149.80	760.33
3783	3809	26	42.5	9.6	1.75	60.40	11.96	53.0	249.60	1379.19
3811	3838	27	33.0	9.6	1.75	60.40	11.96	60.2	259.20	1625.37
3848	3875	27	36.5	9.6	1.75	60.40	11.96	57.2	259.20	1545.48
3930	3986	56	42.5	11.4	1.80	49.84	9.87	48.2	638.40	2698.43
3990	4000	10	34.0	11.4	1.80	49.84	9.87	53.9	114.00	538.74
4012	4028	16	44.0	10.4	1.80	58.79	11.64	51.4	166.40	822.99
4034	4040	6	28.0	10.4	1.80	58.79	11.64	64.5	62.40	386.88
4042	4048	6	49.0	10.4	1.80	58.79	11.64	48.7	62.40	292.45
4052	4058	6	35.0	10.4	1.80	58.79	11.64	57.7	62.40	346.03
4076	4082	6	38.5	9.0	1.75	67.62	13.39	59.0	54.00	353.83
4086	4104	18	37.0	9.0	1.75	67.62	13.39	60.2	162.00	1082.78
4106	4120	14	46.0	9.0	1.75	67.62	13.39	54.0	126.00	755.30
4146	4151	5	25.0	8.4	1.75	76.30	15.11	77.7	42.00	388.68
4154	4158	4	47.5	8.4	1.75	76.30	15.11	56.4	33.60	225.58
4169	4177	8	27.5	8.4	1.75	76.30	15.11	74.1	67.20	592.94
4179	4189	10	24.0	8.4	1.75	76.30	15.11	79.3	84.00	793.38
4254	4286	32	41.5	10.6	1.80	56.81	11.25	52.1	339.20	1666.03
4296	4302	6	51.5	10.6	1.80	56.81	11.25	46.7	63.60	280.42
4319	4372	53	46.5	10.6	1.80	56.81	11.25	49.2	561.80	2606.79
4387	4408	21	30.5	13.7	1.80	35.80	7.09	48.2	287.70	1012.40
4408	4414	6	70.0	13.7	1.80	35.80	7.09	31.8	82.20	190.94
4414	4468	54	35.0	13.7	1.80	35.80	7.09	45.0	739.80	2430.21
4508	4538	30	23.0	16.6	2.00	36.29	7.19	55.9	498.00	1676.80

Ø\_%= 11.8

Sw\_%= 55.4

### Conteo de Arena Neta, Pozo: "PN1-20"

INTERVALO	h	Rt	Ø_%	m	F	Ro	Sw_%	Ø*h	Sw*h	
2250	2270	20	31.5	8.9	1.75	68.96	13.65	65.8	178.00	1316.71
2274	2277	3	16.0	8.9	1.75	68.96	13.65	92.4	26.70	277.13
2318	2320	2	25.0	8.9	1.75	68.96	13.65	73.9	17.80	147.80
2322	2324	2	22.5	8.9	1.75	68.96	13.65	77.9	17.80	155.80
2350	2355	5	31.0	7.1	1.75	102.40	20.28	80.9	35.50	404.36
2522	2527	5	11.0	7.8	1.75	86.86	17.20	100.0	39.00	500.00
2536	2570	34	47.5	9.9	1.75	57.23	11.33	48.8	336.60	1680.67
2577	2581	4	47.5	9.9	1.75	57.23	11.33	48.8	39.60	195.37
2583	2602	19	40.0	9.9	1.75	57.23	11.33	53.2	188.10	1011.29
2629	2650	21	54.0	9.1	1.75	66.33	13.13	49.3	191.10	1035.60
2654	2674	20	37.5	9.1	1.75	66.33	13.13	59.2	182.00	1183.55
2682	2697	15	30.5	7.7	1.75	88.85	17.59	75.9	115.50	1139.19
2771	2784	13	34.0	8.1	1.75	81.31	16.10	68.8	105.30	894.57
2788	2791	3	36.5	8.1	1.75	81.31	16.10	66.4	24.30	199.24
2796	2804	8	35.0	8.1	1.75	81.31	16.10	67.8	64.80	542.58
2840	2858	18	50.0	8.3	1.75	77.91	15.43	55.5	149.40	999.83
2866	2932	66	55.0	8.3	1.75	77.91	15.43	53.0	547.80	3495.44
2953	2990	37	51.5	10.1	1.80	61.98	12.27	48.8	373.70	1806.10
3032	3052	20	46.0	9.8	1.75	58.26	11.54	50.1	196.00	1001.52
3058	3062	4	39.5	9.8	1.75	58.26	11.54	54.0	39.20	216.16
3067	3078	11	35.0	9.8	1.75	58.26	11.54	57.4	107.80	631.49
3094	3106	12	34.0	9.8	1.75	58.26	11.54	58.2	117.60	698.96
3118	3140	22	28.5	9.7	1.75	59.31	11.74	64.2	213.40	1412.24
3180	3243	63	45.0	12.1	1.80	44.77	8.86	44.4	762.30	2796.15
3256	3264	8	27.5	12.6	1.80	41.62	8.24	54.7	100.80	437.95
3267	3301	34	37.5	12.6	1.80	41.62	8.24	46.9	428.40	1593.90
3303	3313	10	30.5	12.6	1.80	41.62	8.24	52.0	126.00	519.82
3329	3344	15	26.5	8.5	1.75	74.73	14.80	74.7	127.50	1120.88
3351	3377	26	32.0	12.5	1.80	42.22	8.36	51.1	325.00	1328.96
3398	3434	36	37.5	12.2	1.80	44.11	8.73	48.3	439.20	1737.38
3438	3470	32	44.0	11.6	1.80	48.30	9.56	46.8	371.20	1491.91
3474	3494	20	33.5	12.5	1.80	42.22	8.36	50.0	250.00	999.13
3498	3522	24	38.0	12.8	1.80	40.46	8.01	45.9	307.20	1101.95
3524	3569	45	30.0	10.8	1.80	54.93	10.88	60.2	486.00	2709.59
3596	3618	22	37.5	8.5	1.75	74.73	14.80	62.8	187.00	1381.97
3809	3832	23	41.0	8.3	1.75	77.91	15.43	61.3	190.90	1410.83
3876	3900	24	42.5	7.4	1.75	95.25	18.86	66.6	177.60	1598.72
3925	3938	13	39.5	12.0	1.80	45.44	9.00	47.7	156.00	620.46

Ø\_% = 10.2

Sw\_% = 55.0

## ANALISIS DE AGUA

Pozo	Fecha	Resisitividad	Temperatura	Formación	Resumen
PN1-5	26-Jun-79	0.2	80	Mogollon	20000 ppm NaCl
PN1-7	10-Nov-80	0.21	75	Mogollon	20000 ppm NaCl
PN1-15	2-Dec-79	0.184	78	Mogollon	22000 ppm NaCl
<b>Resistividad Promedio de Agua =</b>			0.198		

rw xls/dqf

**Porosidad y Saturación Promedia de Agua  
Sur PN1 Reservoirio Mogollón**

Pozo	Espesor H_pies	Porosidad Ø_%	Saturación de Agua Sw_%	H*Ø	H*Sw
LL-1	666.3	11.53	50.5	7682.4	33648.2
LL-9	390.6	12.45	53.6	4863.0	20936.2
LL-10	379.0	11.90	55.4	4510.1	20996.6
LL-21X	557.0	9.72	60.0	5414.0	33420.0
OO-2	213.0	11.99	49.2	2553.9	10479.6
OO-14	144.0	11.74	53.2	1690.6	7660.8
PN1-5	305.0	9.83	61.0	2998.2	18605.0
PN1-6	591.0	9.90	55.4	5850.9	32741.4
PN1-7C	517.0	11.99	55.4	6198.8	28641.8
PN1-8	180.0	10.65	55.4	1917.0	9972.0
PN1-20	393.0	10.22	55.0	4016.5	21615.0
	<u>4335.9</u>			<u>47695.3</u>	<u>238716.5</u>

Porosidad Promedio (Ø) = 11.00 %  
Saturación de Agua Promedio (Sw) = 55.06 %

Sw (PN1-6, PN1-8) Average from field

H and Ø ( Ø=>9% )

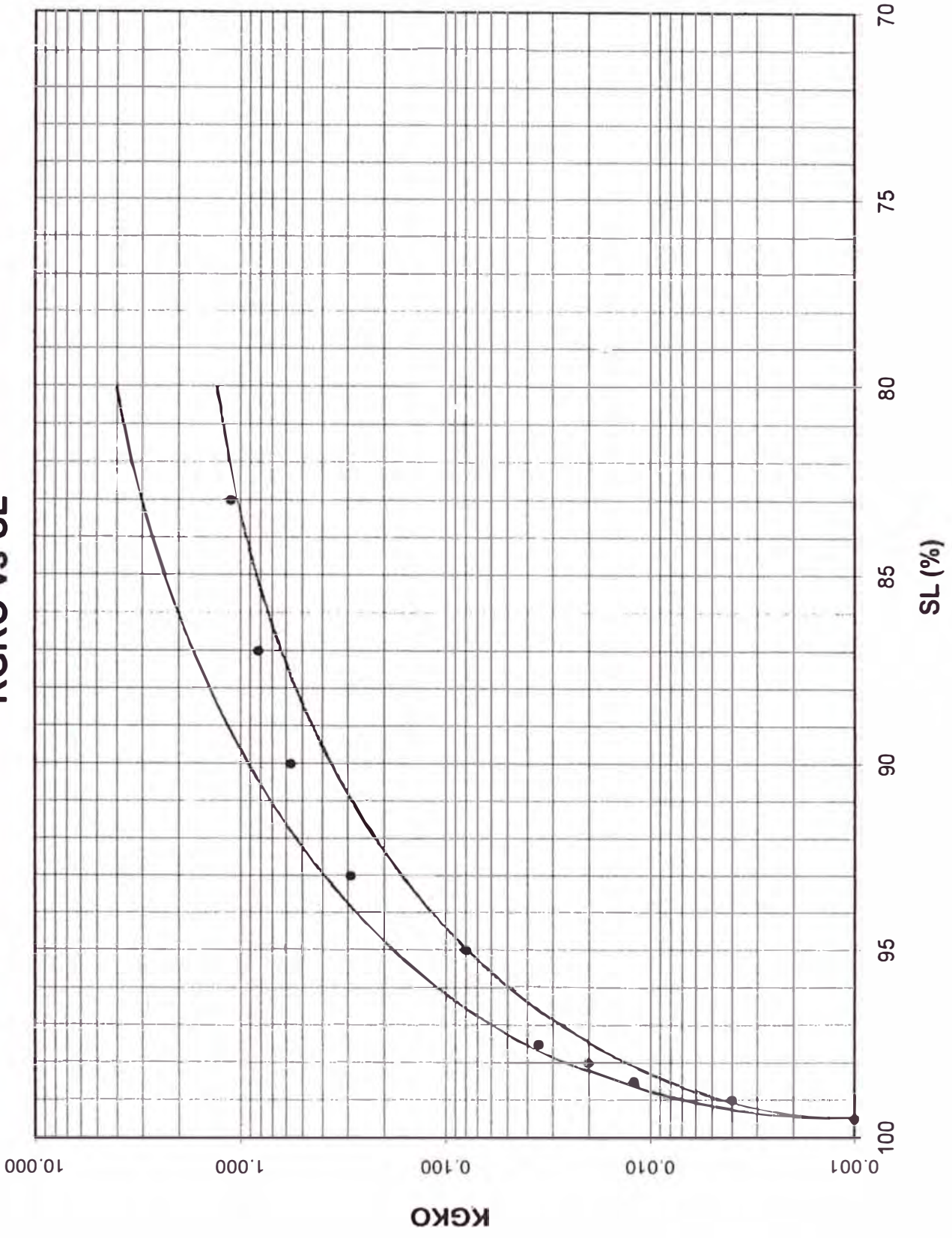
net-sand.ats/dqf

## PERMEABILIDADES RELATIVAS

SL	KGKO
100.00	0.0000
99.50	0.0010
99.00	0.0025
98.50	0.0083
98.00	0.0120
97.50	0.0217
95.00	0.1467
93.00	0.3800
90.00	0.9067
87.00	1.6000
83.00	2.7333

kgkopn8.xls/dqf

# KGKO vs SL

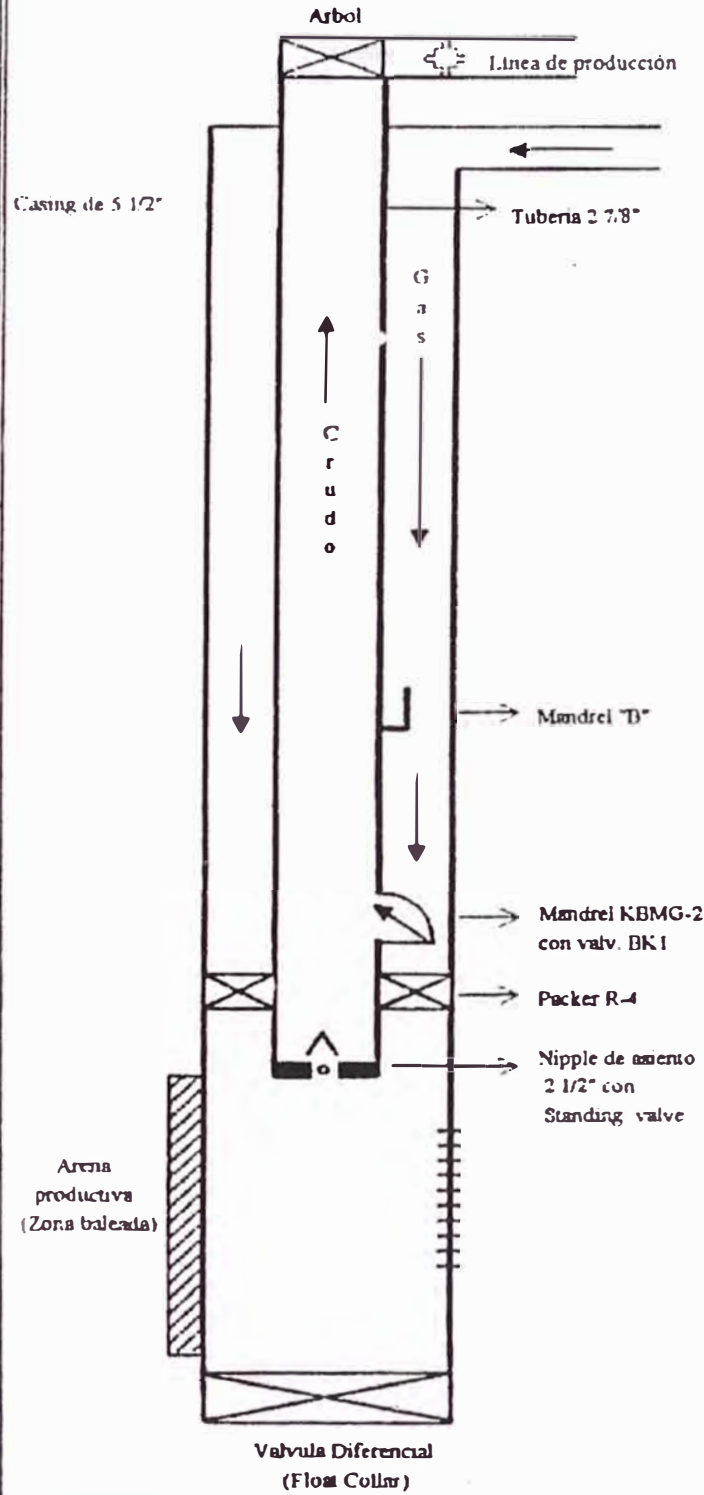


## ANALISIS PVT PN1- 5

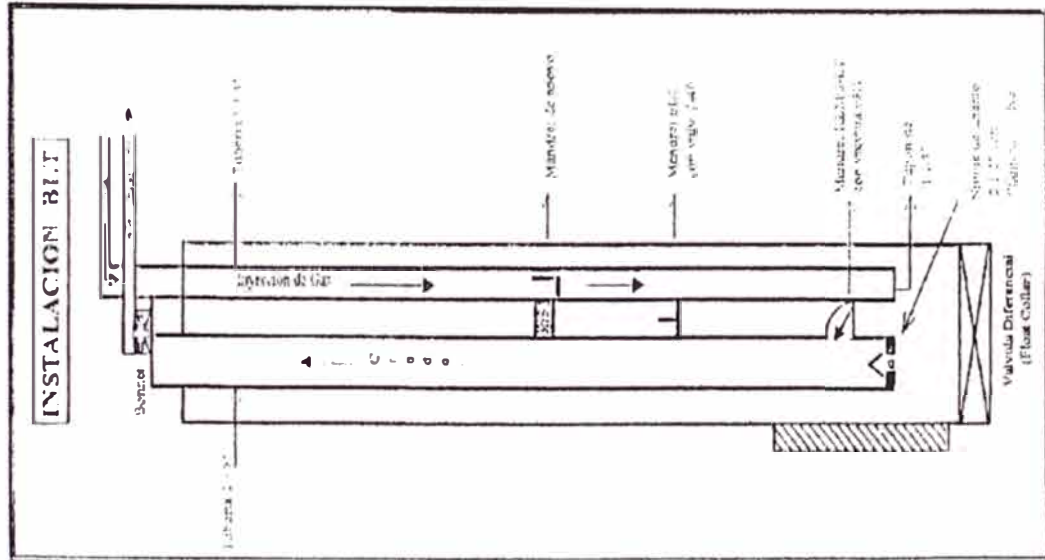
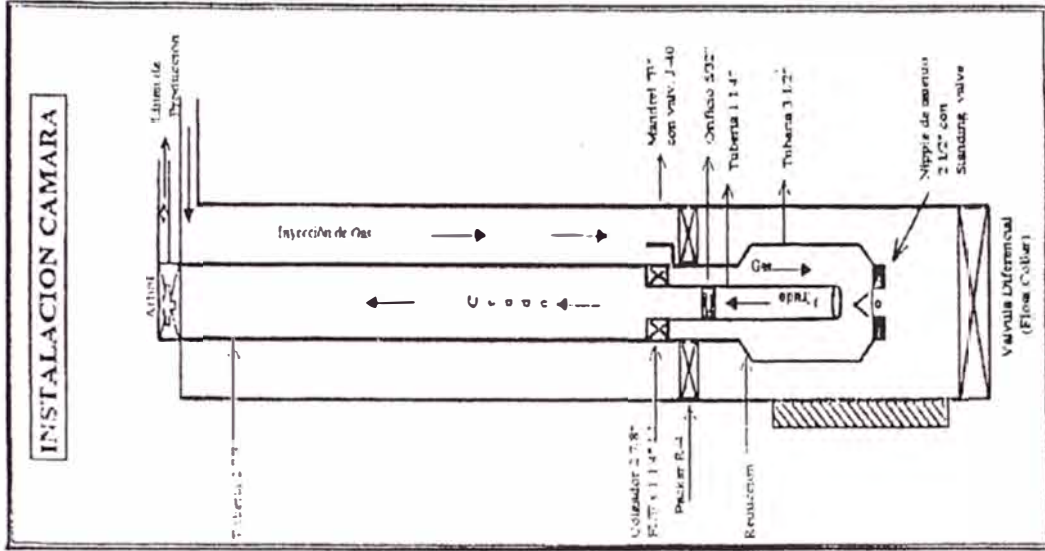
PRES psig	Bo bbl/stb	Uo cp	Ug cp	RS scf/stb	Bg cf/scf
2300	1.2338	0.7274	0.0177	512	0.0050
1970	1.2090	0.8250	0.0164	470	0.0064
1750	1.1910	0.8900	0.0156	442	0.0074
1585	1.1767	0.9540	0.0150	382	0.0082
1500	1.1700	0.9857	0.0147	363	0.0089
1400	1.1620	1.0230	0.0144	341	0.0097
1300	1.1520	1.0655	0.0141	319	0.0106
1200	1.1455	1.1080	0.0138	295	0.0115
1100	1.1375	1.1540	0.0136	273	0.0127
1000	1.1300	1.2000	0.0133	251	0.0140
900	1.1225	1.2550	0.0131	229	0.0159
800	1.1150	1.3100	0.0128	206	0.0178
700	1.1066	1.3800	0.0126	184	0.0208
600	1.0987	1.4500	0.0124	162	0.0238
500	1.0905	1.5360	0.0122	141	0.0300
400	1.0820	1.6220	0.0120	118	0.0361
300	1.0730	1.7460	0.0117	96	0.0537
200	1.0630	1.8700	0.0114	73	0.0713

pvtpn15b.xls/dqf

# INSTALACION CONVENCIONAL







## HISTORIA DE PRESIONES

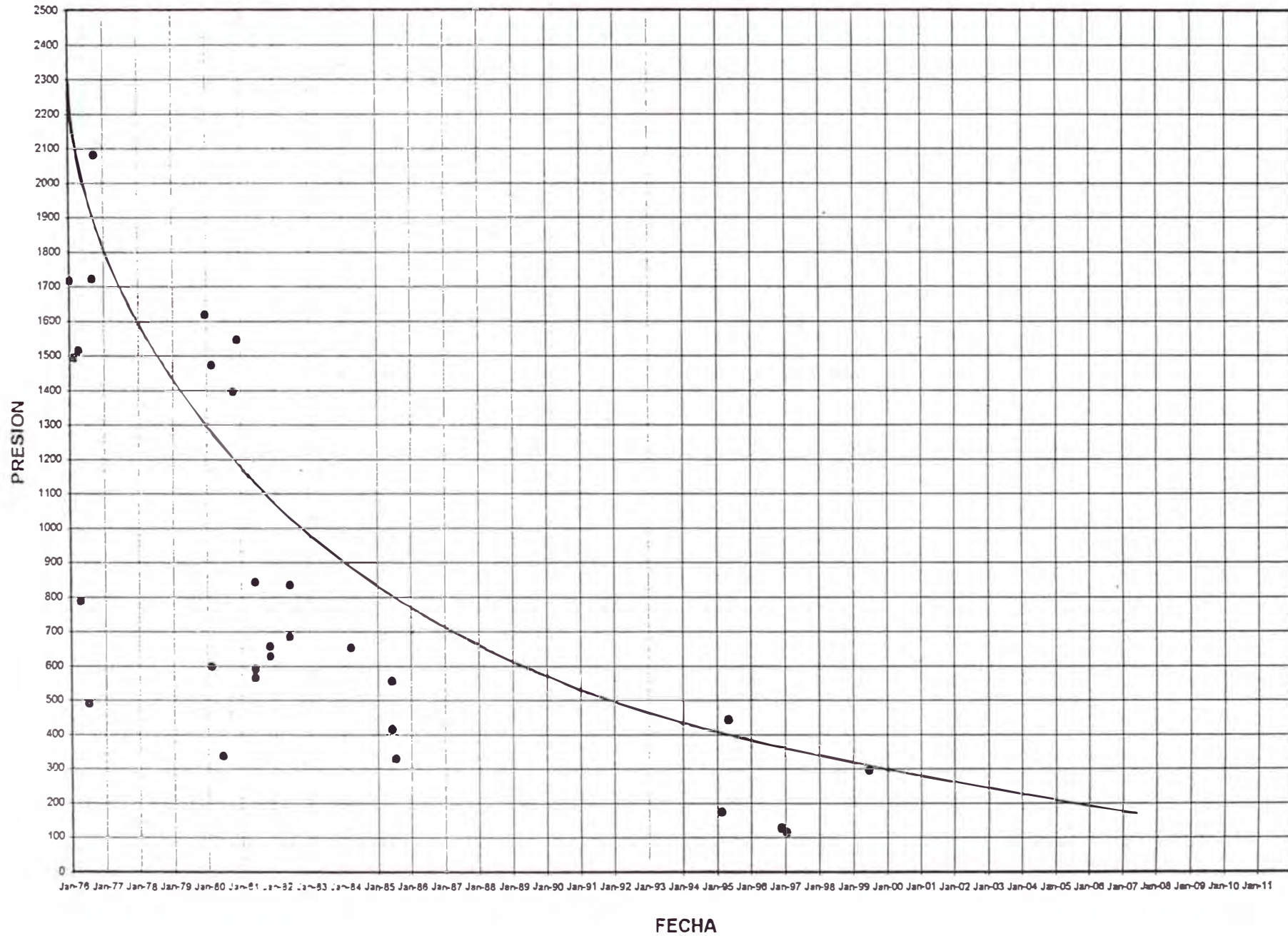
Datum, ples-ss = 2,575

PLATAFORMA	POZO	FECHA	PRUEBA	INTERVALO	FORMACION	PROF.BOMBA	PRES.BOMBA	PROF.PMP	PRES.PMP	PRES.DATUM
LL	9	1/1/75	INIT.PRESS	4544-4252	MOGOLLON	—	----	3508	1994	1714
LL	10	2/22/76	INIT.PRESS	4696-3896	MOGOLLON	3217	1685	3217	1685	1492
LL	1	4/1/76	INIT.PRESS	4276-4073	UPP. MOGOLLON	—	----	2997	1642	1515
LL	9	4/14/76	FLUY.GRAD.	4544-2810	UPP.MOGOLLON	3507	1043	2953	900	787
LL	10	7/2/76	PBU.-SG.	4696-2888	UPP.MOGOLLON	2530	573	2876	579	489
OO	2	9/1/75	INIT.PRESS	4226-3998	MOGOLLON	—	----	3364	1958	1721
OO	14	10/1/76	INIT.PRESS	4914-4258	MOGOLLON	—	----	3618	2393	2080
PN1	6	12/20/79	INIT.PRESS	5436-5068	MOGOLLON	3246	1813	3281	1829	1617
LL	1	2/18/80	STAT.GRAD.	3018-2318	UPP. MOGOLLON	2223	431	2008	427	597
PN1	8	3/4/80	INIT.PRESS	4822-4198	MOGOLLON	3060	1616	3060	1616	1471
LL	9	6/14/80	STAT.GRAD.	4544-2810	UPP.MOGOLLON	2953	449	2953	449	336
OO	14	10/15/80	STAT.GRAD.	4914-4198	MOGOLLON	3343	1630	3596	1700	1394
PN1	20	11/24/80	INIT.PRESS	3910-3516	MOGOLLON	3198	1729	3202	1731	1543
LL	9	6/2/81	STAT.GRAD.	4544-2810	UPP.MOGOLLON	2953	678	2953	678	565
LL	10	6/2/81	STAT.GRAD.	4696-2888	UPP.MOGOLLON	2188	668	2876	680	590
LL	21	6/7/81	STAT.GRAD.	3300-2160	UPP.MOGOLLON	3200	899	2730	888	842
LL	10	11/7/81	STAT.GRAD.	4696-2888	UPP.MOGOLLON	2188	731	2876	745	655
LL	9	11/8/81	STAT.GRAD.	4544-2810	UPP.MOGOLLON	3433	878	2953	740	627
LL	1	6/9/82	STAT.GRAD.	3018-2318	UPP. MOGOLLON	2008	663	2008	663	833
LL	21	6/9/82	STAT.GRAD.	3300-2160	UPP.MOGOLLON	2730	730	2730	730	684
OO	2	3/26/84	STAT.GRAD.	4226-3740	MOGOLLON	1773	348	3259	856	651
LL	1	6/13/85	STAT.GRAD.	3018-2318	UPP. MOGOLLON	2008	385	2008	345	555
PN1	5	6/13/85	STAT.GRAD.	4752-2378	MOGOLLON	2322	336	2529	400	414
PN1	6	7/24/85	STAT.GRAD.	5436-3676	MOGOLLON	3178	451	2971	445	326
PN1	7C	3/2/95	PBU.-SG.	5114-2812	MOGOLLON	3219	215	2681	206	174
OO	14	5/20/95	PBU.-SG.	4914-4002	MOGOLLON	3252	732	3540	732	443
OO	2	12/11/96	STAT.GRAD.	-----	C.B-MOG-ECHI	3273	337	3273	337	128
PN1	8	1/31/97	SG	4822-2629	MOGOLLON	3246	213	2311	36	115
LL	1	7/9/99	STAT.GRAD.	3018-2318	UPP. MOGOLLON	2190	125	2008	124	294

pressure.xls/dtd

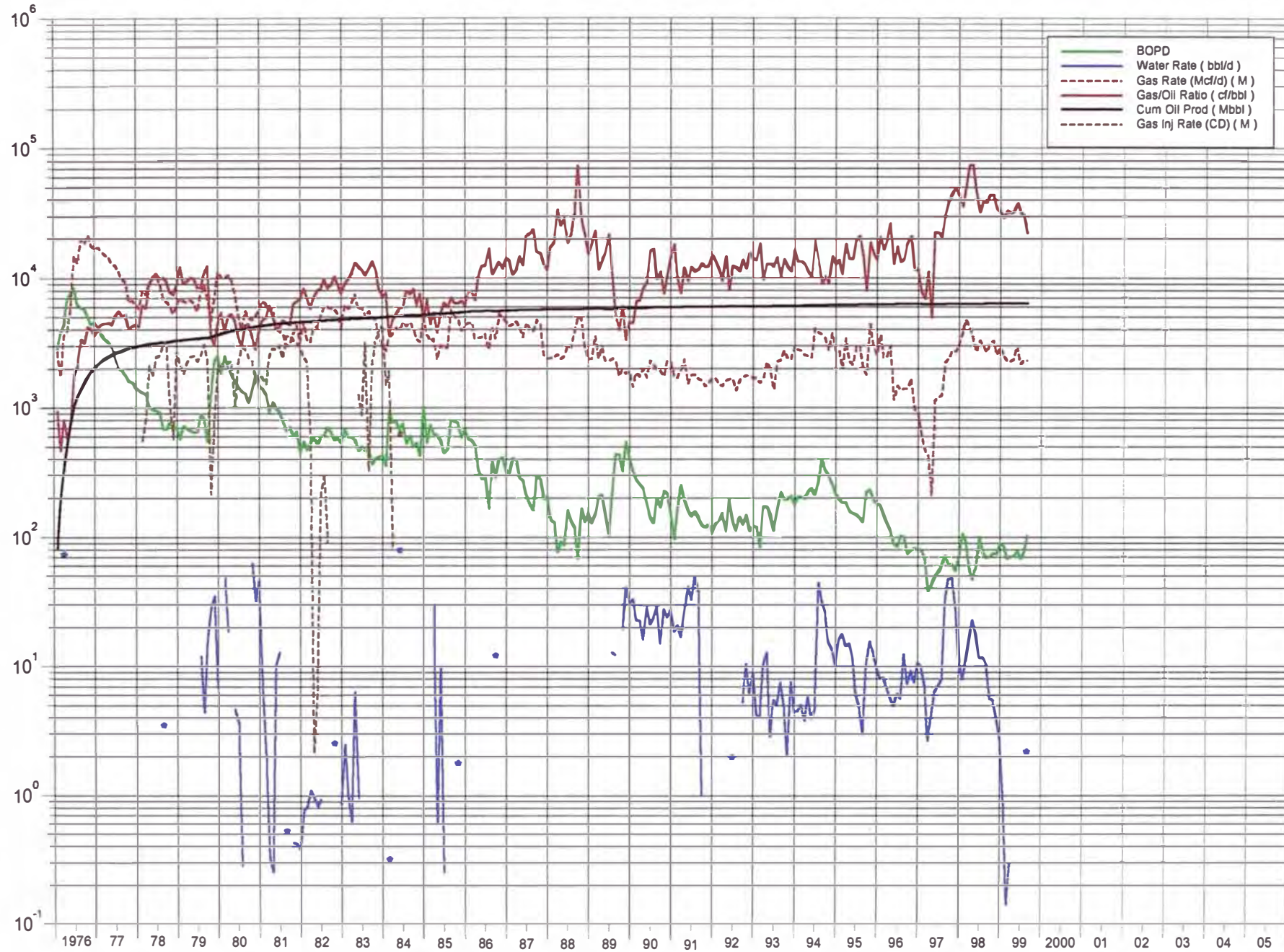
# HISTORIA DE PRESIONES

Datum: 2575 ft-ss



# SUR PN1 RESERVORIO MOGOLLON

## HISTORIA DE PRODUCCION



**HISTORIA DE PRODUCCION E INYECCION  
SUR PN1 RESERVORIO MOGOLLON**

Fecha año/mes	Número Pozos	PRODUCCION							INYECCION	
		Produccion Diaria			Producción Acumulada				Gas	
		Petróleo Rate bbl/d	Gas Rate Mscf	Agua Rate bbl/d	GOR Acum Mscf/stb	Oil Acum Mbbl	Gas Acum MMscf	Agua Acum Mbbl	Gas Inyec. Rate Mscf/d	Gas Inyec. Acum MMscf
7602	2	2866.79	2701.38	0	0.94	83.137	78.340	0	0	0
7603	2	3753.94	1767.65	0	0.67	199.509	133.137	0	0	0
7604	3	4472.73	3609.97	74.13	0.72	333.691	241.436	2.22	0	0
7605	3	6929.39	4024.65	0	0.67	548.502	366.200	2.22	0	0
7606	4	7872.50	6156.83	0	0.70	784.677	550.905	2.22	0	0
7607	4	8434.61	15125.45	0	0.97	1046.150	1019.794	2.22	0	0
7608	4	6321.58	13297.58	0	1.15	1242.119	1432.019	2.22	0	0
7609	5	5905.60	20258.27	0	1.44	1419.287	2039.767	2.22	0	0
7610	6	5877.32	18735.58	0	1.64	1601.484	2620.570	2.22	0	0
7611	6	5115.10	21707.70	0	1.86	1754.937	3271.801	2.22	0	0
7612	6	4428.39	18116.42	0	2.03	1892.217	3833.410	2.22	0	0
7701	6	4581.29	16943.90	0	2.14	2034.237	4358.671	2.22	0	0
7702	6	4198.75	17463.71	0	2.25	2151.802	4847.655	2.22	0	0
7703	6	3682.61	16428.48	0	2.36	2265.963	5356.938	2.22	0	0
7704	6	3431.90	15414.53	0	2.46	2368.920	5819.374	2.22	0	0
7705	6	3225.48	14790.45	0	2.54	2468.910	6277.878	2.22	0	0
7706	6	2959.10	13058.40	0	2.61	2557.683	6669.630	2.22	0	0
7707	6	2473.94	12706.35	0	2.68	2634.375	7063.527	2.22	0	0
7708	6	2014.39	11325.32	0	2.75	2696.821	7414.612	2.22	0	0
7709	6	1946.43	9892.97	0	2.80	2755.214	7711.401	2.22	0	0
7710	5	1794.97	9460.65	0	2.85	2810.858	8004.681	2.22	0	0
7711	5	1619.27	6614.00	0	2.87	2859.436	8203.101	2.22	0	0
7712	5	1567.58	6771.00	0	2.89	2908.031	8413.002	2.22	0	0
7801	5	1435.87	6371.00	0	2.92	2952.543	8610.503	2.22	0	0
7802	5	1371.50	5867.00	0	2.93	2990.945	8774.779	2.22	0	0
7803	5	1315.74	8162.00	0	2.98	3031.733	9027.801	2.22	564	17.48
7804	5	1263.83	7491.00	0	3.01	3069.648	9252.531	2.22	830	42.38
7805	5	1024.32	9385.00	0	3.08	3101.402	9543.466	2.22	2151	109.07
7806	5	976.57	10012.00	0	3.14	3130.699	9843.826	2.22	1767	162.07
7807	5	960.90	10443.00	0	3.22	3160.487	10167.559	2.22	2442	237.78
7808	5	922.48	9192.00	0	3.28	3189.084	10452.511	2.22	2544	316.64
7809	4	690.03	7019.00	3.53	3.32	3209.785	10663.081	2.33	3055	408.29
7810	4	691.77	6588.00	0	3.36	3231.230	10867.309	2.33	3288	510.22
7811	4	777.67	6179.00	0	3.40	3254.560	11052.679	2.33	1092	542.98
7812	4	712.06	5348.00	0	3.42	3276.634	11218.467	2.33	580	560.96
7901	4	700.42	6348.00	0	3.46	3298.347	11415.255	2.33	2709	644.94
7902	4	577.43	7078.00	0	3.50	3314.515	11613.439	2.33	2188	706.20
7903	4	729.42	6711.00	0	3.54	3337.127	11821.480	2.33	1841	763.27
7904	4	689.97	6584.00	0	3.58	3357.826	12019.000	2.33	2267	831.28
7905	4	672.45	6842.00	0	3.62	3378.672	12231.102	2.33	2500	908.78
7906	4	650.07	6463.00	0	3.66	3398.174	12424.992	2.33	2545	985.13
7907	4	656.84	5572.00	0	3.69	3418.536	12597.724	2.33	2310	1056.74
7908	5	892.92	7604.25	12.02	3.72	3446.217	12833.456	2.7	2510	1134.55
7909	5	822.02	8975.25	4.47	3.78	3470.877	13102.713	2.84	3098	1227.49
7910	4	549.11	6863.50	16.18	3.82	3487.900	13315.482	3.34	2316	1299.29
7911	5	1335.43	4733.50	29.23	3.81	3527.963	13457.487	4.22	217	1305.80
7912	6	2295.20	7061.75	35.21	3.80	3599.114	13676.401	5.31	844	1331.96
8001	6	2519.56	11310.50	7	3.81	3677.220	14027.027	5.52	1941	1392.13
8002	6	1853.65	10151.00	0	3.84	3730.976	14321.405	5.52	2181	1455.38
8003	6	2531.50	10101.00	50.32	3.84	3809.452	14634.537	7.08	2125	1521.26
8004	6	2076.79	10616.25	19	3.86	3871.756	14953.074	7.65	2269	1589.33
8005	6	1800.38	9632.50	0	3.88	3927.568	15251.632	7.65	2297	1660.53
8006	6	1608.52	7581.00	4.7	3.89	3975.824	15479.062	7.79	1001	1690.56
8007	6	1447.61	5060.22	3.68	3.89	4020.700	15635.928	7.91	2253	1760.41
8008	5	1339.69	4026.09	0.29	3.88	4062.230	15760.737	7.92	2964	1852.29
8009	6	1298.88	5647.83	0	3.88	4101.196	15930.172	7.92	2893	1939.08
8010	6	1104.90	4940.73	0	3.89	4135.448	16083.335	7.92	2468	2015.59
8011	7	1378.31	4801.43	62.83	3.89	4176.797	16227.378	9.8	2346	2085.97
8012	8	1807.49	5128.46	32.58	3.87	4232.830	16386.360	10.81	1570	2134.64
8101	8	1478.03	5723.58	46.39	3.87	4278.649	16563.791	12.25	1830	2191.37
8102	7	1411.25	6703.89	8.18	3.88	4318.164	16751.500	12.48	1709.04	2239.22
8103	7	1259.87	6309.35	2	3.89	4357.220	16947.090	12.54	1539	2286.93
8104	7	937.80	5751.73	0.33	3.90	4385.354	17119.642	12.55	2495	2361.78
8105	7	1116.94	5864.42	0.26	3.91	4419.979	17301.439	12.56	2907	2451.90
8106	8	993.70	4131.07	10.3	3.92	4449.790	17425.371	12.87	2834	2536.92
8107	8	934.00	3940.87	12.94	3.92	4478.744	17547.538	13.27	3051	2631.50
8108	6	791.74	3768.35	0	3.92	4503.288	17664.357	13.27	2416	2706.40
8109	4	666.63	3031.40	0.53	3.93	4523.287	17755.299	13.29	3573	2813.59
8110	4	716.35	3129.03	0	3.93	4545.494	17852.299	13.29	3664	2927.17

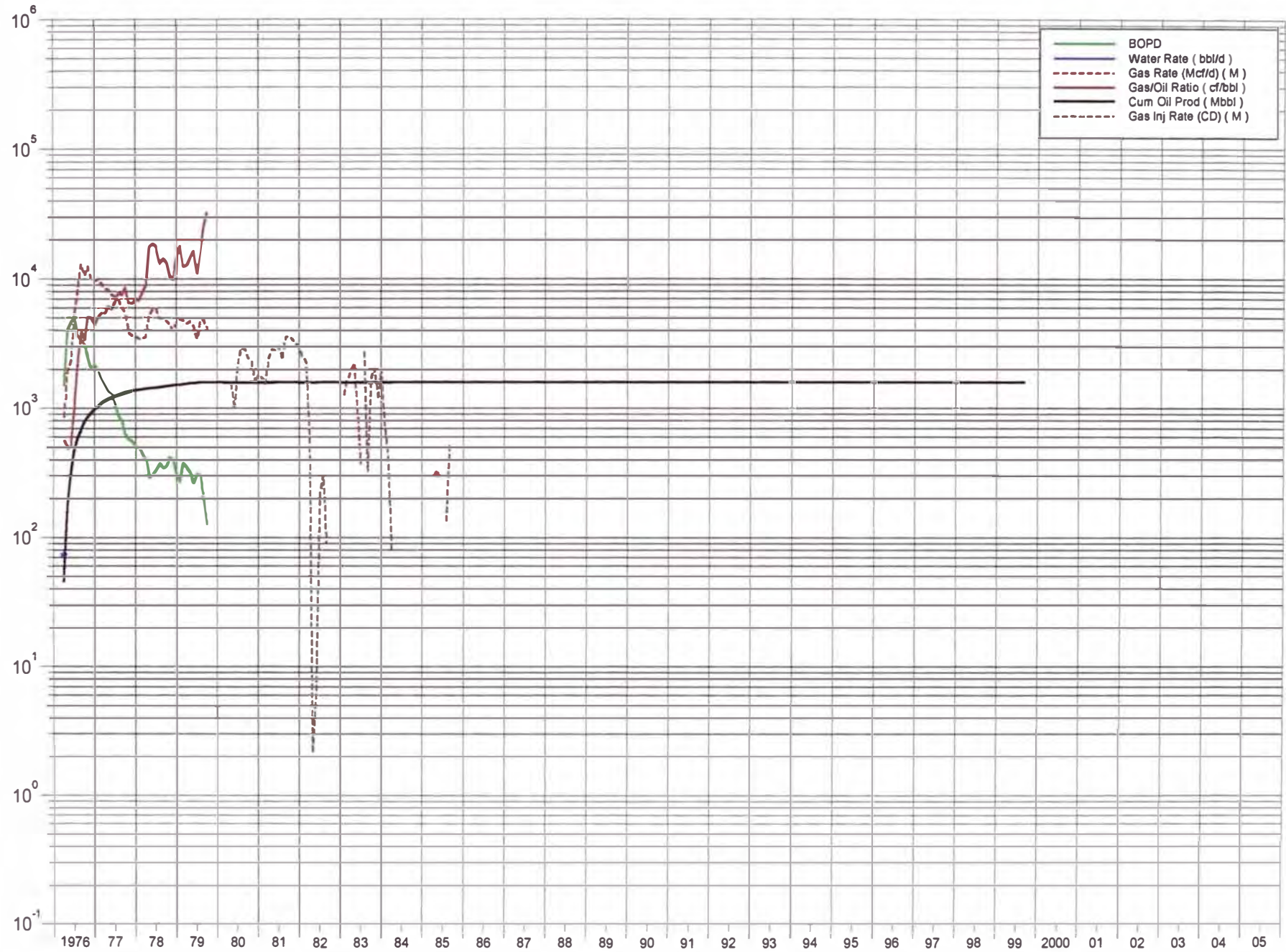
Fecha año/mes	Número Pozos	PRODUCCION							INYECCION	
		Produccion Diaria			Producción Acumulada				Gas	
		Petróleo Rate bbl/d	Gas Rate Mscf	Agua Rate bbl/d	GOR Acum Mscf/stb	Oil Acum Mbbl	Gas Acum MMscf	Agua Acum Mbbl	Gas Inyec. Rate Mscf/d	Gas Inyec. Acum MMscf
8111	7	599.90	3814.53	0.43	3.94	4563.491	17966.735	13.3	3398	3029.11
8112	7	657.13	4354.03	0.42	3.95	4583.862	18101.710	13.31	3185	3127.84
8201	7	459.97	3221.84	0.39	3.96	4598.121	18201.587	13.32	2969	3219.88
8202	7	555.25	4639.75	0.79	3.97	4613.668	18331.500	13.35	2499.96	3289.88
8203	7	477.26	3357.74	0.84	3.98	4628.463	18435.590	13.37	2267	3360.16
8204	5	542.80	3197.30	1.1	3.99	4644.747	18531.509	13.4	615.83	3378.63
8205	6	587.45	4180.65	0.97	4.00	4662.958	18681.109	13.43	2.16	3378.70
8206	8	526.57	4251.00	0.83	4.02	4678.755	18788.639	13.46	6.37	3378.89
8207	8	611.84	5135.16	0.94	4.03	4697.722	18947.829	13.49	222.9	3385.80
8208	8	617.35	6095.42	0	4.06	4716.860	19136.787	13.49	305.1	3395.26
8209	8	711.03	6023.80	0	4.08	4738.191	19317.501	13.49	93.2	3398.06
8210	8	651.61	5862.26	0	4.10	4758.391	19499.231	13.49	0	3398.06
8211	8	564.10	5825.23	2.57	4.12	4775.314	19673.988	13.57	0	3398.06
8212	8	589.06	5282.81	0	4.14	4793.575	19837.755	13.57	0	3398.06
8301	7	544.48	4215.03	0.87	4.15	4810.454	19968.421	13.59	0	3398.06
8302	8	684.29	6251.96	2.5	4.17	4829.614	20143.476	13.66	0	3398.06
8303	8	594.61	5862.84	0.97	4.19	4848.047	20325.224	13.69	0	3398.06
8304	8	593.80	6464.03	0.63	4.22	4865.861	20519.145	13.71	0	3398.06
8305	8	569.03	7520.61	6.39	4.25	4883.501	20752.284	13.91	0	3398.06
8306	8	468.80	5739.10	0.97	4.27	4897.565	20924.457	13.94	1269.1	3436.13
8307	8	509.55	5932.81	0	4.30	4913.361	21108.374	13.94	888.16	3463.66
8308	8	469.16	4999.65	0	4.31	4927.905	21263.363	13.94	3205.42	3563.03
8309	8	467.60	5582.50	0	4.34	4941.933	21430.838	13.94	331.87	3572.99
8310	8	370.55	4991.29	0	4.36	4953.420	21585.568	13.94	2127.65	3638.94
8311	8	410.60	4821.10	0	4.38	4965.738	21730.201	13.94	3356.03	3739.63
8312	7	423.13	3499.74	0	4.39	4978.855	21838.693	13.94	3712.87	3854.72
8401	7	428.94	3142.26	0	4.39	4992.152	21936.103	13.94	4398.19	3991.07
8402	7	359.62	2773.72	0	4.40	5002.581	22016.541	13.94	1510.83	4034.88
8403	7	961.16	3502.06	0.32	4.40	5032.377	22125.105	13.95	2002.55	4096.96
8404	10	784.50	3755.80	0	4.40	5055.912	22237.779	13.95	80.77	4099.38
8405	10	781.26	4168.06	0	4.40	5080.131	22366.989	13.95	0	4099.38
8406	9	677.70	4003.23	80.17	4.41	5100.462	22487.086	16.35	637.9	4118.52
8407	10	763.39	4568.16	0	4.42	5124.127	22628.699	16.35	0	4118.52
8408	10	535.42	4300.13	0	4.43	5140.725	22762.003	16.35	0	4118.52
8409	10	608.83	4599.73	0	4.44	5158.990	22899.995	16.35	0	4118.52
8410	10	502.29	4164.42	0	4.45	5174.561	23029.092	16.35	0	4118.52
8411	10	538.40	3384.87	0	4.46	5190.713	23130.638	16.35	0	4118.52
8412	9	429.39	3246.19	0	4.46	5204.024	23231.270	16.35	0	4118.52
8501	9	1022.61	4916.32	0	4.47	5235.725	23383.676	16.35	0	4118.52
8502	10	542.86	3705.00	0	4.47	5250.925	23487.416	16.35	0	4118.52
8503	10	742.65	3323.00	0	4.47	5273.947	23590.429	16.35	0	4118.52
8504	9	630.67	3424.67	30.27	4.48	5292.867	23693.169	17.26	0	4118.52
8505	9	618.94	2369.13	0.61	4.47	5312.054	23766.612	17.28	0	4118.52
8506	8	562.13	3049.20	10.13	4.48	5328.918	23858.088	17.58	0	4118.52
8507	10	451.06	2910.23	0.26	4.48	5342.901	23948.305	17.59	0	4118.52
8508	10	491.45	2952.26	0	4.49	5358.136	24039.825	17.59	0	4118.52
8509	10	809.10	5704.97	0	4.50	5382.409	24210.974	17.59	0	4118.52
8510	9	784.23	5069.87	0	4.51	5406.720	24368.140	17.59	0	4118.52
8511	10	767.60	4916.33	1.8	4.52	5429.748	24515.630	17.65	0	4118.52
8512	10	594.45	3995.29	0	4.52	5448.176	24639.484	17.65	0	4118.52
8601	10	683.26	4264.81	0	4.53	5469.357	24771.693	17.65	0	4118.52
8602	10	577.64	4541.43	0	4.54	5485.531	24898.853	17.65	0	4118.52
8603	10	570.19	4563.00	0	4.55	5503.207	25040.306	17.65	0	4118.52
8604	10	500.77	3418.00	0	4.56	5518.210	25142.070	17.65	0	4118.52
8605	10	329.16	3506.42	0	4.57	5528.434	25251.569	17.65	0	4118.52
8606	9	282.93	3534.37	0	4.58	5536.922	25357.600	17.65	0	4118.52
8607	10	298.84	3748.65	0	4.59	5546.186	25473.808	17.65	0	4118.52
8608	9	117.52	2833.58	0	4.60	5551.379	25561.649	17.65	0	4118.52
8609	8	382.47	4117.53	0	4.62	5562.853	25685.175	17.65	0	4118.52
8610	10	290.65	3464.61	12.29	4.63	5571.863	25792.578	18.03	0	4118.52
8611	10	398.40	5305.90	0	4.65	5583.815	25951.755	18.03	0	4118.52
8612	10	418.97	4997.87	0	4.66	5596.803	26106.689	18.03	0	4118.52
8701	9	328.55	4653.06	0	4.68	5606.988	26250.934	18.03	0	4118.52
8702	8	310.71	4253.54	0	4.70	5615.688	26370.033	18.03	0	4118.52
8703	8	408.87	4381.77	0	4.71	5628.363	26505.868	18.03	0	4118.52
8704	9	396.40	4646.83	0	4.72	5640.255	26645.273	18.03	0	4118.52
8705	8	287.87	4254.58	0	4.74	5649.179	26777.165	18.03	0	4118.52
8706	9	276.23	3506.57	0	4.75	5657.466	26882.362	18.03	0	4118.52
8707	9	211.42	4515.32	0	4.77	5664.020	27022.337	18.03	0	4118.52
8708	8	180.87	4027.32	0	4.79	5669.627	27147.184	18.03	0	4118.52
8709	9	163.87	3913.60	0	4.80	5674.543	27264.592	18.03	0	4118.52
8710	9	300.58	4779.39	0	4.82	5683.861	27412.753	18.03	0	4118.52
8711	9	283.87	4393.57	0	4.84	5692.377	27544.560	18.03	0	4118.52
8712	10	199.52	2582.77	0	4.85	5698.562	27624.626	18.03	0	4118.52

Fecha año/mes	Número Pozos	PRODUCCION							INYECCION	
		Produccion Diaria			Producción Acumulada				Gas	
		Petróleo Rate bbl/d	Gas Rate Mscf	Agua Rate bbl/d	GOR Acum Mscf/stb	Oil Acum Mbbbl	Gas Acum MMscf	Agua Acum Mbbbl	Gas Inyec. Rate Mscf/d	Gas Inyec. Acum MMscf
8801	10	208.65	2437.13	0	4.86	5705.030	27700.177	18.03	0	4118.52
8802	7	138.21	2429.69	0	4.86	5709.038	27770.638	18.03	0	4118.52
8803	7	129.84	2461.10	0	4.87	5713.063	27846.932	18.03	0	4118.52
8804	7	77.10	2611.27	0	4.89	5715.376	27925.270	18.03	0	4118.52
8805	6	93.26	2405.42	0	4.90	5718.267	27999.838	18.03	0	4118.52
8806	7	87.10	2524.43	0	4.91	5720.880	28075.571	18.03	0	4118.52
8807	8	162.10	3044.55	0	4.92	5725.905	28169.952	18.03	0	4118.52
8808	8	133.77	2938.74	0	4.93	5730.052	28261.053	18.03	0	4118.52
8809	8	120.43	3806.50	0	4.95	5733.665	28375.248	18.03	0	4118.52
8810	9	68.77	5076.65	0	4.97	5735.797	28532.624	18.03	0	4118.52
8811	9	167.97	4803.53	0	5.00	5740.836	28676.730	18.03	0	4118.52
8812	10	132.58	2880.42	0	5.01	5744.946	28766.023	18.03	0	4118.52
8901	8	153.45	2387.68	0	5.02	5749.703	28840.041	18.03	0	4118.52
8902	8	128.82	2374.11	0	5.02	5753.310	28906.516	18.03	0	4118.52
8903	8	153.58	3594.52	0	5.04	5758.071	29017.946	18.03	0	4118.52
8904	10	207.53	2425.63	0	5.05	5764.297	29090.715	18.03	0	4118.52
8905	10	214.77	2958.71	0	5.06	5770.955	29182.435	18.03	0	4118.52
8906	9	146.90	2339.50	0	5.07	5775.362	29252.620	18.03	0	4118.52
8907	8	105.52	2292.19	0	5.07	5778.633	29323.678	18.03	0	4118.52
8908	9	231.00	2406.10	12.9	5.08	5785.794	29398.267	18.43	0	4118.52
8909	10	442.33	2318.37	12.43	5.08	5799.064	29467.818	18.8	0	4118.52
8910	10	438.42	1753.48	0	5.08	5812.655	29522.176	18.8	0	4118.52
8911	10	324.93	1975.97	19.87	5.08	5822.403	29581.455	19.4	0	4118.52
8912	9	549.84	1851.71	41.29	5.08	5839.448	29638.858	20.68	0	4118.52
9001	9	415.61	1906.90	31.13	5.07	5852.332	29697.972	21.64	0	4118.52
9002	8	322.21	1467.00	33.36	5.07	5861.354	29739.048	22.58	0	4118.52
9003	9	278.29	1858.19	22.9	5.08	5869.981	29796.652	23.29	0	4118.52
9004	9	259.47	1754.70	22.7	5.08	5877.765	29849.293	23.97	0	4118.52
9005	7	238.52	1996.16	16.32	5.08	5885.159	29911.174	24.47	0	4118.52
9006	8	183.47	1724.37	29	5.09	5890.663	29962.905	25.34	0	4118.52
9007	7	142.97	2327.68	21.65	5.09	5895.095	30035.063	26.01	0	4118.52
9008	7	129.35	2169.84	24.48	5.10	5899.105	30102.328	26.77	0	4118.52
9009	8	201.23	1985.20	29.4	5.11	5905.142	30161.884	27.65	0	4118.52
9010	8	171.65	1926.26	15.19	5.11	5910.463	30221.598	28.13	0	4118.52
9011	8	229.17	1757.80	28.17	5.12	5917.338	30274.332	28.97	0	4118.52
9012	8	217.00	2276.74	24.48	5.12	5924.065	30344.911	29.73	0	4118.52
9101	8	157.81	2277.74	27.61	5.13	5928.957	30415.521	30.59	0	4118.52
9102	8	97.00	1759.64	18.79	5.14	5931.673	30464.791	31.11	0	4118.52
9103	8	174.23	1705.13	20.81	5.14	5937.074	30517.650	31.76	0	4118.52
9104	8	254.63	1974.17	17.07	5.14	5944.713	30576.875	32.27	0	4118.52
9105	8	194.74	2355.68	25.84	5.15	5950.750	30649.901	33.07	0	4118.52
9106	8	161.97	1541.93	41.7	5.15	5955.609	30696.159	34.32	0	4118.52
9107	8	146.45	1798.10	33	5.16	5960.149	30751.900	35.34	0	4118.52
9108	8	159.97	1806.16	49.45	5.16	5965.108	30807.891	36.88	0	4118.52
9109	9	142.53	1671.60	38.53	5.17	5969.384	30858.039	38.03	0	4118.52
9110	8	124.55	1619.16	1.03	5.17	5973.245	30908.233	38.06	0	4118.52
9111	8	120.10	1464.73	0	5.18	5976.848	30952.175	38.06	0	4118.52
9112	8	125.45	1565.94	0	5.18	5980.737	31000.719	38.06	0	4118.52
9201	8	111.87	1691.65	0	5.19	5984.205	31053.160	38.06	0	4118.52
9202	8	127.59	1697.79	0	5.19	5987.905	31102.396	38.06	0	4118.52
9203	8	132.00	1541.16	0.06	5.20	5991.997	31150.172	38.07	0	4118.52
9204	8	153.60	1474.00	0	5.20	5996.605	31194.392	38.07	0	4118.52
9205	7	110.71	1630.68	0	5.21	6000.037	31244.943	38.07	0	4118.52
9206	6	200.53	1668.93	0	5.21	6006.053	31295.011	38.07	0	4118.52
9207	8	134.32	1674.00	2	5.22	6010.217	31346.905	38.13	0	4118.52
9208	9	112.94	1374.97	0	5.22	6013.718	31389.529	38.13	0	4118.52
9209	9	144.20	1635.23	0	5.22	6018.044	31438.586	38.13	0	4118.52
9210	9	125.87	1746.45	5.35	5.23	6021.946	31492.726	38.29	0	4118.52
9211	9	150.07	1784.03	10.6	5.23	6026.448	31546.247	38.61	0	4118.52
9212	9	112.03	1760.19	6.19	5.24	6029.921	31600.813	38.8	0	4118.52
9301	8	121.81	1725.61	9.03	5.25	6033.697	31654.307	39.08	0	4118.52
9302	8	121.57	1686.82	4.25	5.25	6037.101	31701.538	39.2	0	4118.52
9303	7	84.26	1567.48	4.13	5.26	6039.713	31750.130	39.33	0	4118.52
9304	8	174.64	1709.49	10.33	5.26	6044.952	31801.415	39.64	0	4118.52
9305	8	173.27	2238.75	12.81	5.27	6050.323	31870.816	40.04	0	4118.52
9306	8	150.20	1942.31	2.9	5.27	6054.829	31929.085	40.13	0	4118.52
9307	5	112.61	1393.12	5.52	5.28	6058.320	31972.272	40.3	0	4118.52
9308	6	156.65	2271.30	5.13	5.28	6063.176	32042.682	40.46	0	4118.52
9309	5	223.46	2317.59	7.53	5.29	6069.880	32112.210	40.68	0	4118.52
9310	8	196.52	2744.37	4.97	5.30	6075.972	32197.285	40.84	0	4118.52
9311	9	196.18	2422.40	2.07	5.31	6081.857	32269.957	40.9	0	4118.52
9312	9	209.03	2350.72	7.58	5.31	6088.337	32342.830	41.13	0	4118.52
9401	9	160.83	2978.81	4.51	5.32	6093.943	32435.173	41.27	0	4118.52
9402	9	207.36	2803.84	4.51	5.33	6099.749	32513.680	41.4	0	4118.52

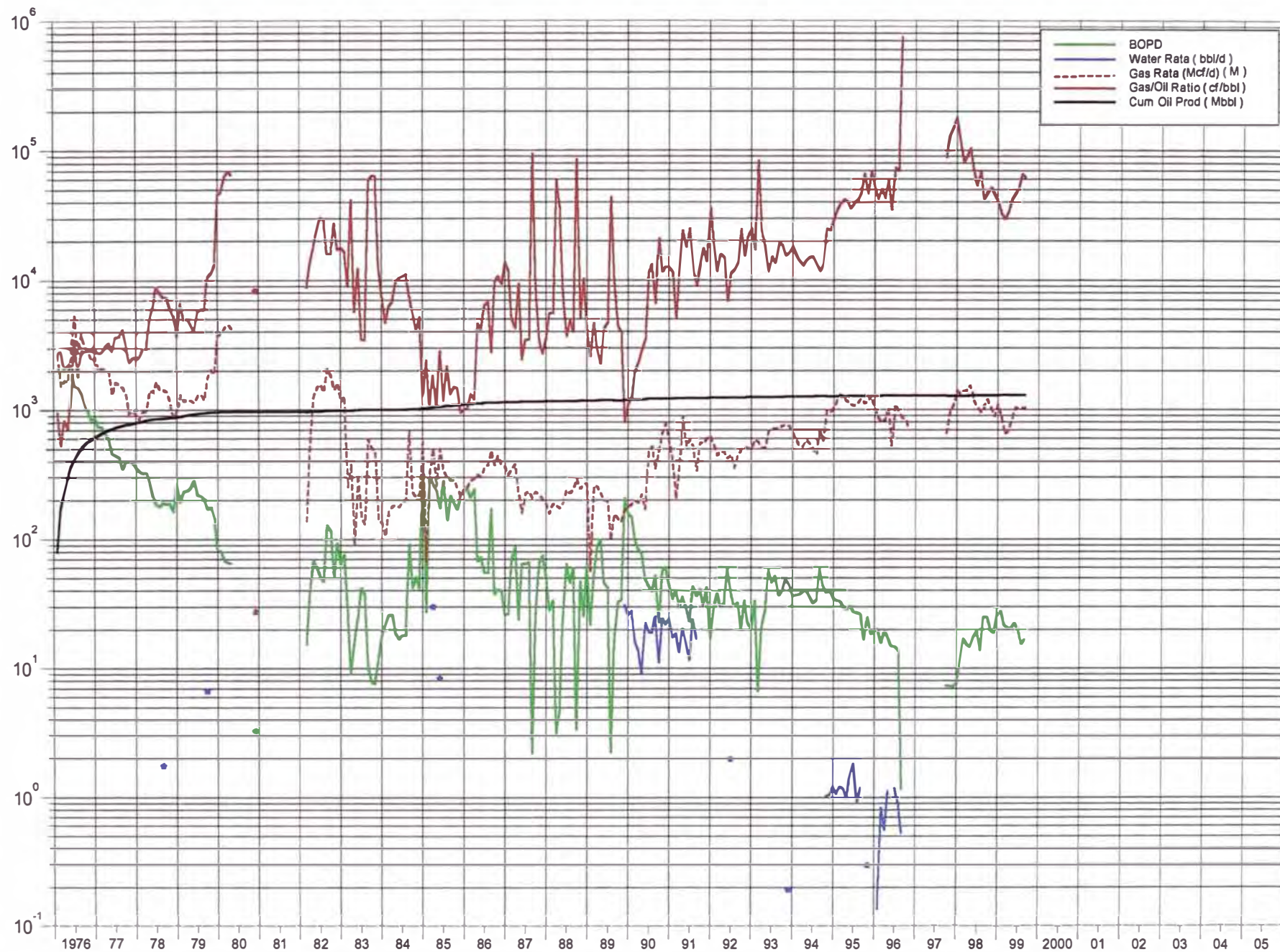
Fecha año/mes	Número Pozos	PRODUCCION							INYECCION	
		Produccion Diaria			Producción Acumulada				Gas	
		Petróleo Rate bbl/d	Gas Rate Mscf	Agua Rate bbl/d	GOR Acum Mscf/stb	Oil Acum Mbbl	Gas Acum MMscf	Agua Acum Mbbl	Gas Inyec. Rate Mscf/d	Gas Inyec. Acum MMscf
9403	10	205.08	2775.23	5.08	5.34	6106.107	32599.712	41.56	0	4118.52
9404	9	200.31	2555.42	3.87	5.35	6112.116	32676.375	41.67	0	4118.52
9405	10	225.29	2523.91	6.02	5.35	6119.100	32754.616	41.86	0	4118.52
9406	9	238.38	2439.03	4	5.36	6126.251	32827.787	41.98	0	4118.52
9407	10	213.19	4137.65	4.64	5.37	6132.860	32956.054	42.12	0	4118.52
9408	10	269.05	3797.06	44.64	5.39	6141.201	33073.763	43.51	0	4118.52
9409	10	404.58	3692.83	32	5.39	6153.338	33184.548	44.47	0	4118.52
9410	10	332.93	3454.91	26.16	5.40	6163.659	33291.650	45.28	0	4118.52
9411	10	300.56	2793.64	15.83	5.41	6172.676	33375.459	45.75	0	4118.52
9412	10	257.08	3772.38	13.65	5.42	6180.645	33492.403	46.18	0	4118.52
9501	10	217.30	2806.38	10.33	5.43	6187.382	33579.401	46.5	0	4118.52
9502	10	200.87	2780.97	16.15	5.43	6193.006	33657.268	46.95	0	4118.52
9503	9	186.93	2020.55	18	5.44	6198.801	33719.905	47.51	0	4118.52
9504	9	186.07	3424.45	14.53	5.45	6204.383	33822.638	47.94	0	4118.52
9505	10	161.58	2298.03	15.15	5.46	6209.392	33893.877	48.41	0	4118.52
9506	10	153.42	2159.53	12.25	5.46	6213.994	33958.663	48.78	0	4118.52
9507	10	150.99	2986.65	6.2	5.48	6218.675	34051.249	48.97	0	4118.52
9508	10	141.97	3016.25	4.86	5.49	6223.076	34144.753	49.12	0	4118.52
9509	9	132.85	1987.84	3.01	5.49	6227.061	34204.388	49.21	0	4118.52
9510	9	225.34	1817.59	10.63	5.50	6234.047	34260.733	49.54	0	4118.52
9511	10	234.07	4416.14	15.72	5.51	6241.069	34393.218	50.01	0	4118.52
9512	10	195.55	3046.61	12.9	5.52	6247.131	34487.663	50.41	0	4118.52
9601	10	183.80	2577.58	9.79	5.53	6252.829	34567.568	50.72	0	4118.52
9602	10	177.14	3670.09	8.22	5.54	6257.966	34674.000	50.96	0	4118.52
9603	10	144.55	2415.97	8.21	5.55	6262.447	34748.895	51.21	0	4118.52
9604	10	126.28	2516.09	6.83	5.56	6266.235	34824.378	51.41	0	4118.52
9605	10	113.82	3025.59	5.71	5.57	6269.764	34918.171	51.59	0	4118.52
9606	8	90.07	1159.62	4.97	5.57	6272.466	34952.960	51.74	0	4118.52
9607	8	85.05	1489.50	6.21	5.58	6275.102	34999.134	51.93	0	4118.52
9608	8	102.89	1379.25	5.67	5.58	6278.292	35041.891	52.11	0	4118.52
9609	8	100.33	1409.01	12.45	5.59	6281.302	35084.161	52.48	0	4118.52
9610	7	75.26	1411.17	7.41	5.59	6283.635	35127.908	52.71	0	4118.52
9611	7	80.04	1695.46	9.32	5.60	6286.036	35178.771	52.99	0	4118.52
9612	7	83.04	979.68	7.6	5.60	6288.610	35209.142	53.23	0	4118.52
9701	7	80.89	928.47	10.77	5.60	6291.118	35237.924	53.56	0	4118.52
9702	7	80.42	637.47	10.08	5.60	6293.370	35255.773	53.84	0	4118.52
9703	7	68.51	479.52	7.18	5.60	6295.493	35270.639	54.07	0	4118.52
9704	6	38.25	428.12	2.71	5.60	6296.641	35283.482	54.15	0	4118.52
9705	7	42.26	211.39	4.1	5.60	6297.951	35290.035	54.27	0	4118.52
9706	6	49.81	1132.11	6.33	5.61	6299.445	35323.999	54.46	0	4118.52
9707	6	53.88	1213.81	7.23	5.61	6301.116	35361.627	54.69	0	4118.52
9708	6	60.64	1262.63	8	5.62	6302.996	35400.768	54.94	0	4118.52
9709	7	72.54	2249.12	33.83	5.63	6305.172	35468.242	55.95	0	4118.52
9710	6	61.77	2413.29	47.42	5.64	6307.087	35543.054	57.42	0	4118.52
9711	8	62.12	2806.05	48.3	5.65	6308.950	35627.235	58.87	0	4118.52
9712	7	55.28	2734.79	28	5.66	6310.664	35712.014	59.74	0	4118.52
9801	8	70.51	3138.15	11.77	5.67	6312.850	35809.297	60.1	0	4118.52
9802	8	107.42	3851.15	8.04	5.69	6315.858	35917.129	60.33	0	4118.52
9803	9	91.88	4793.39	11.18	5.71	6318.706	36065.724	60.67	0	4118.52
9804	9	57.68	4283.92	16.58	5.73	6320.436	36194.241	61.17	0	4118.52
9805	9	47.53	3568.37	22.86	5.74	6321.910	36304.861	61.88	0	4118.52
9806	8	60.37	2703.53	17.49	5.75	6323.721	36385.967	62.4	0	4118.52
9807	8	101.14	3293.68	11.68	5.77	6326.856	36488.071	62.77	0	4118.52
9808	8	76.78	3009.10	11.07	5.78	6329.216	36581.353	63.13	0	4118.52
9809	8	70.03	2698.24	10.57	5.79	6331.337	36662.301	63.45	0	4118.52
9810	9	71.30	3140.95	5.71	5.80	6333.547	36759.670	63.63	0	4118.52
9811	8	75.88	3314.32	5.51	5.82	6335.024	36859.100	63.79	0	4118.52
9812	9	74.65	2579.87	4.08	5.83	6338.138	36939.076	63.92	0	4118.52
9901	9	89.27	2918.04	2.77	5.84	6340.905	37029.535	64.01	0	4118.52
9902	8	86.53	2530.20	0.87	5.85	6343.328	37100.380	64.03	0	4118.52
9903	8	69.01	2282.80	0.15	5.86	6345.467	37171.147	64.04	0	4118.52
9904	8	71.48	2264.32	0.3	5.87	6347.612	37239.077	64.04	0	4118.52
9905	8	71.14	2349.57	0	5.88	6349.817	37311.913	64.04	0	4118.52
9906	8	78.56	2976.94	0	5.89	6352.174	37401.222	64.04	0	4118.52
9907	8	68.55	2181.72	0	5.90	6354.299	37468.855	64.04	0	4118.52
9908	8	77.61	2345.63	0	5.91	6356.705	37541.569	64.04	0	4118.52
9909	8	103.74	2311.39	2.2	5.91	6359.817	37610.911	64.11	0	4118.52



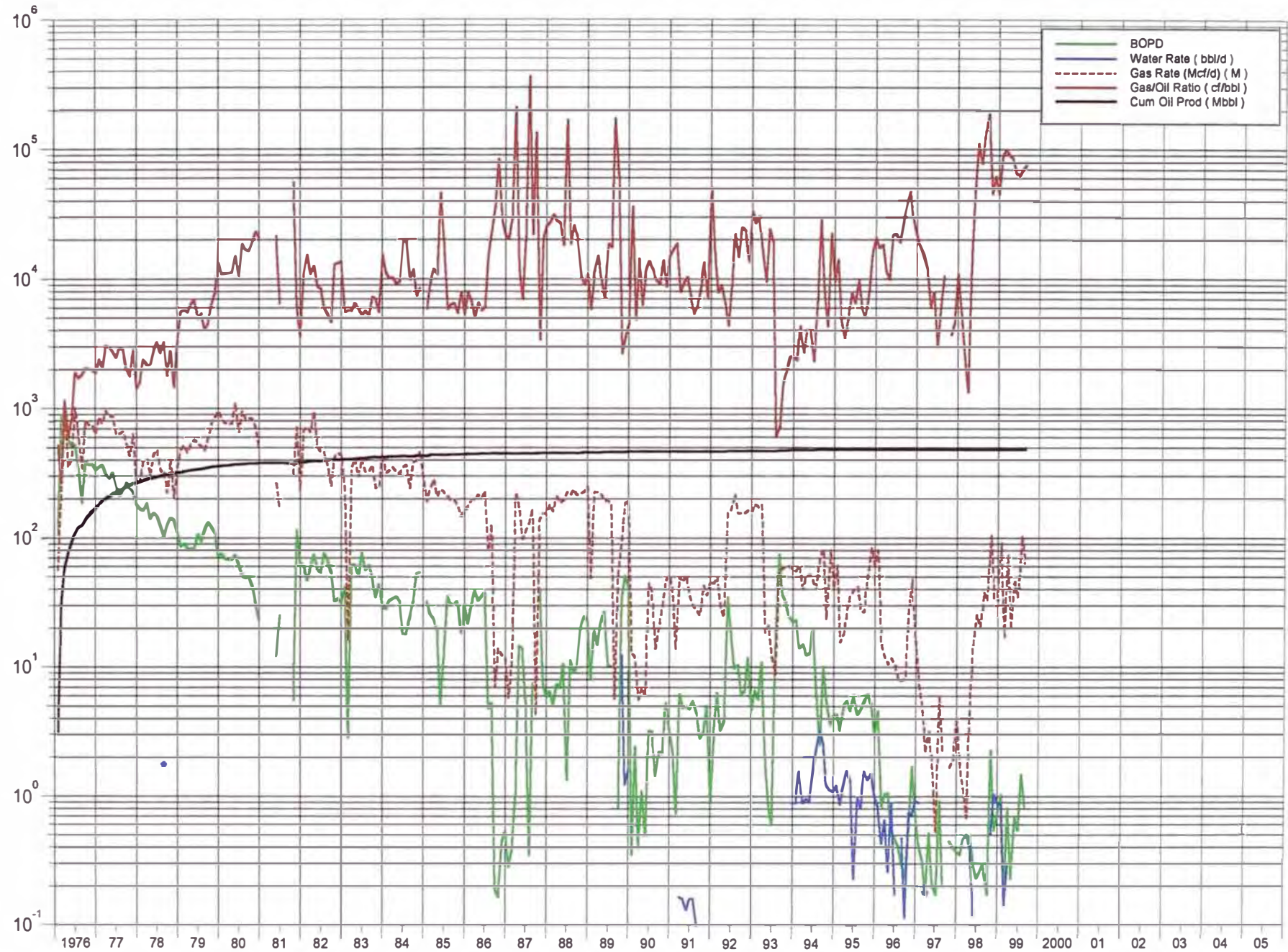
POZO LL-1



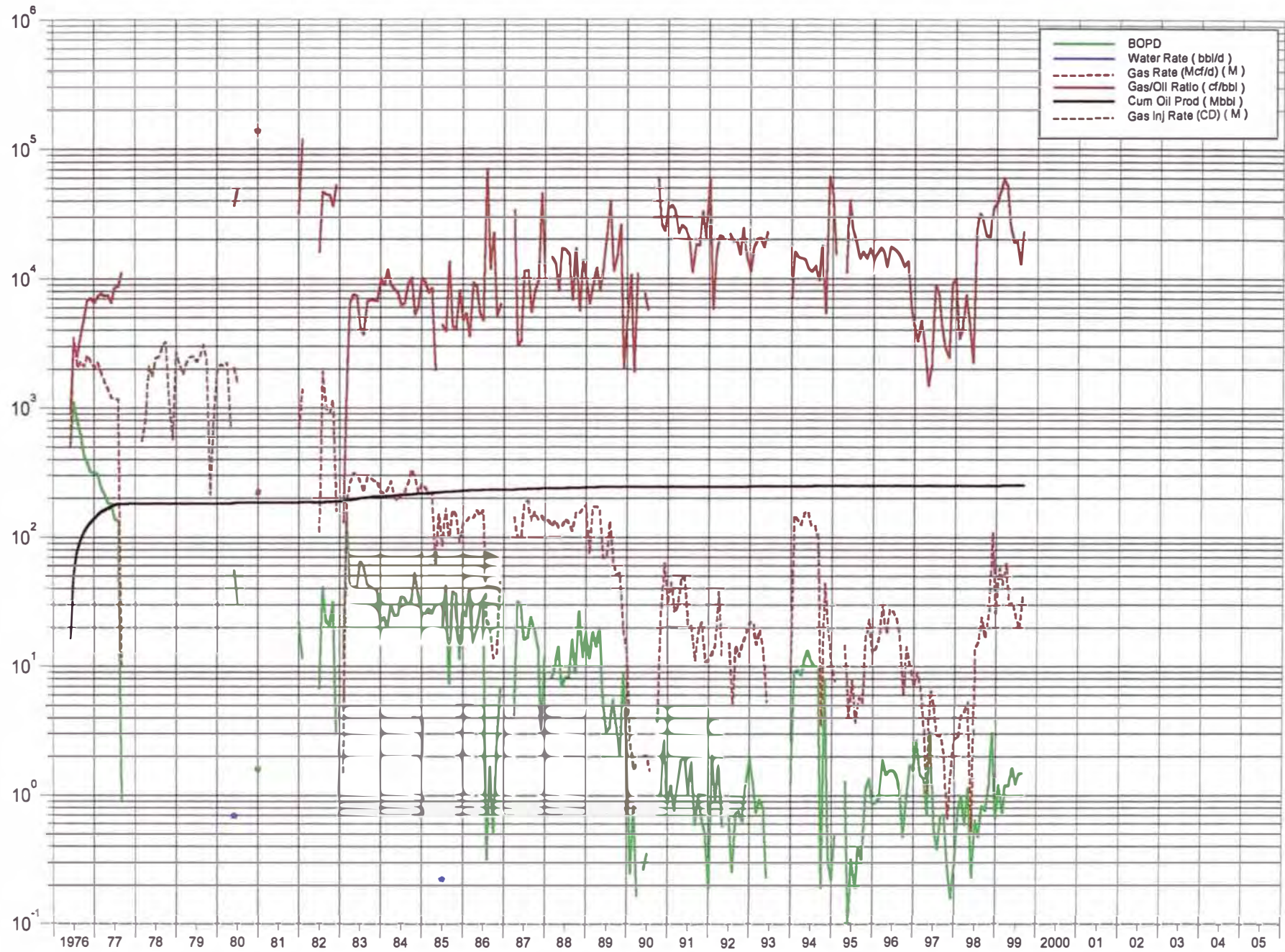
POZO LL-9



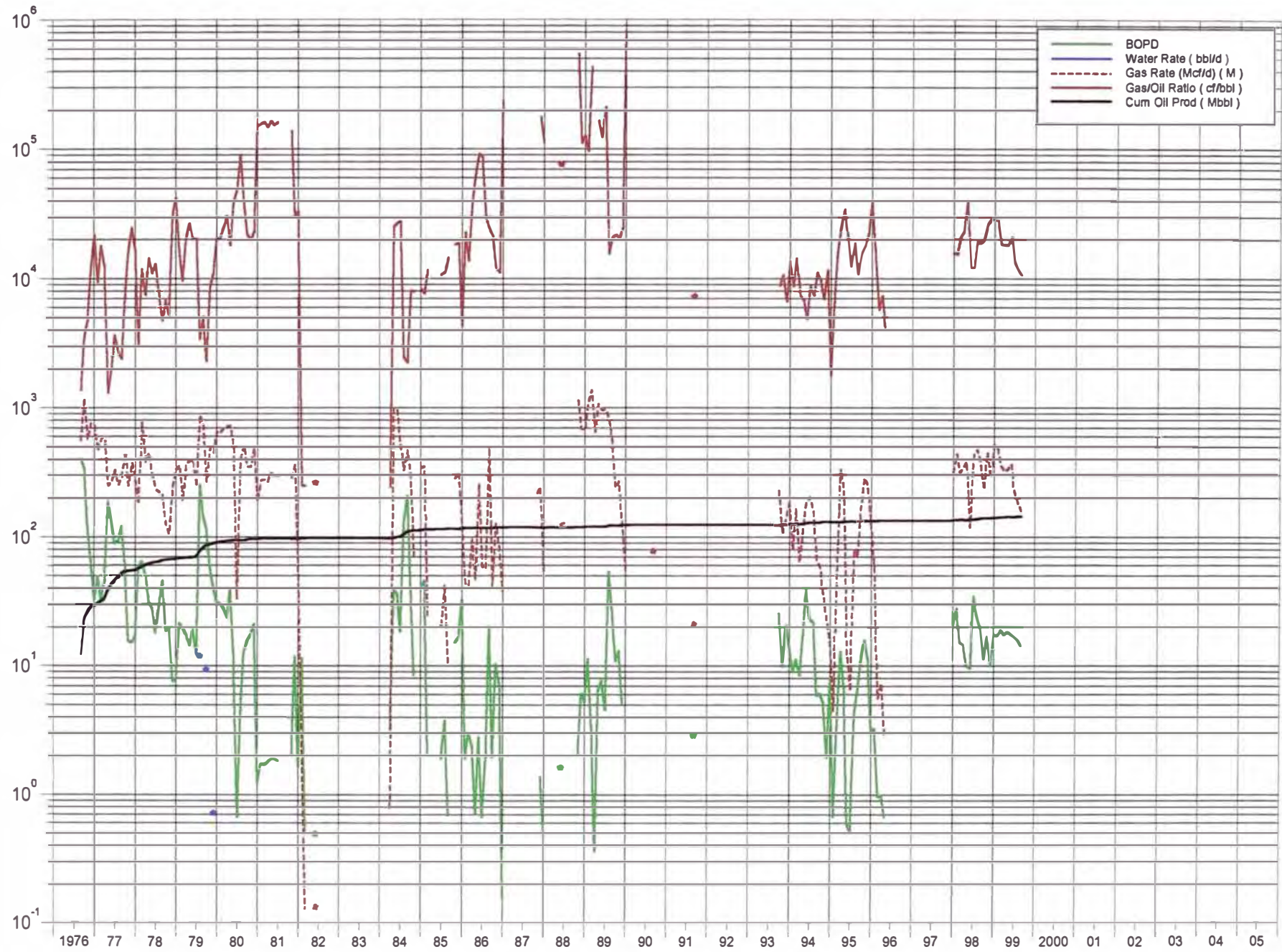
POZO LL-10



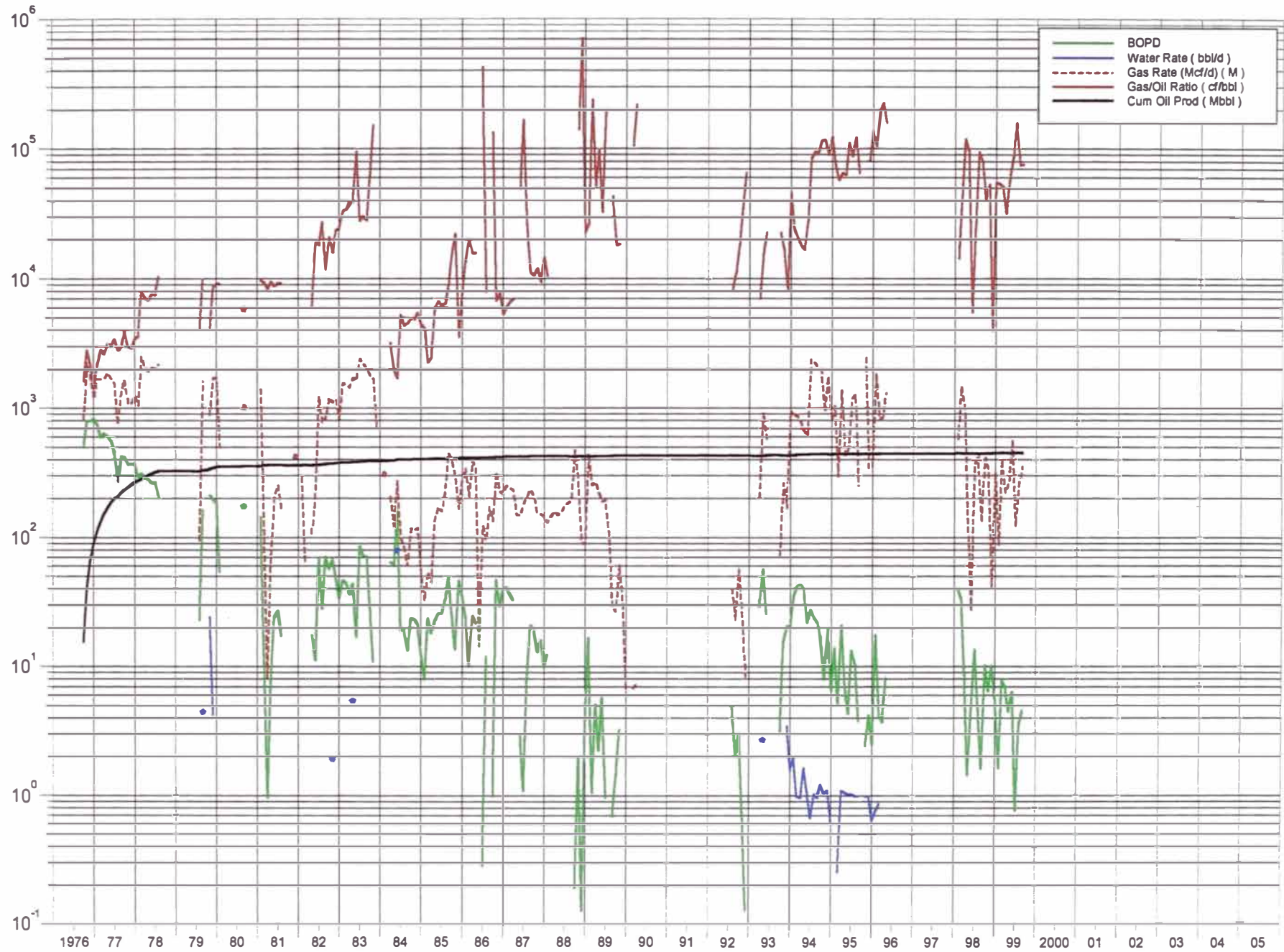
POZO LL-21X



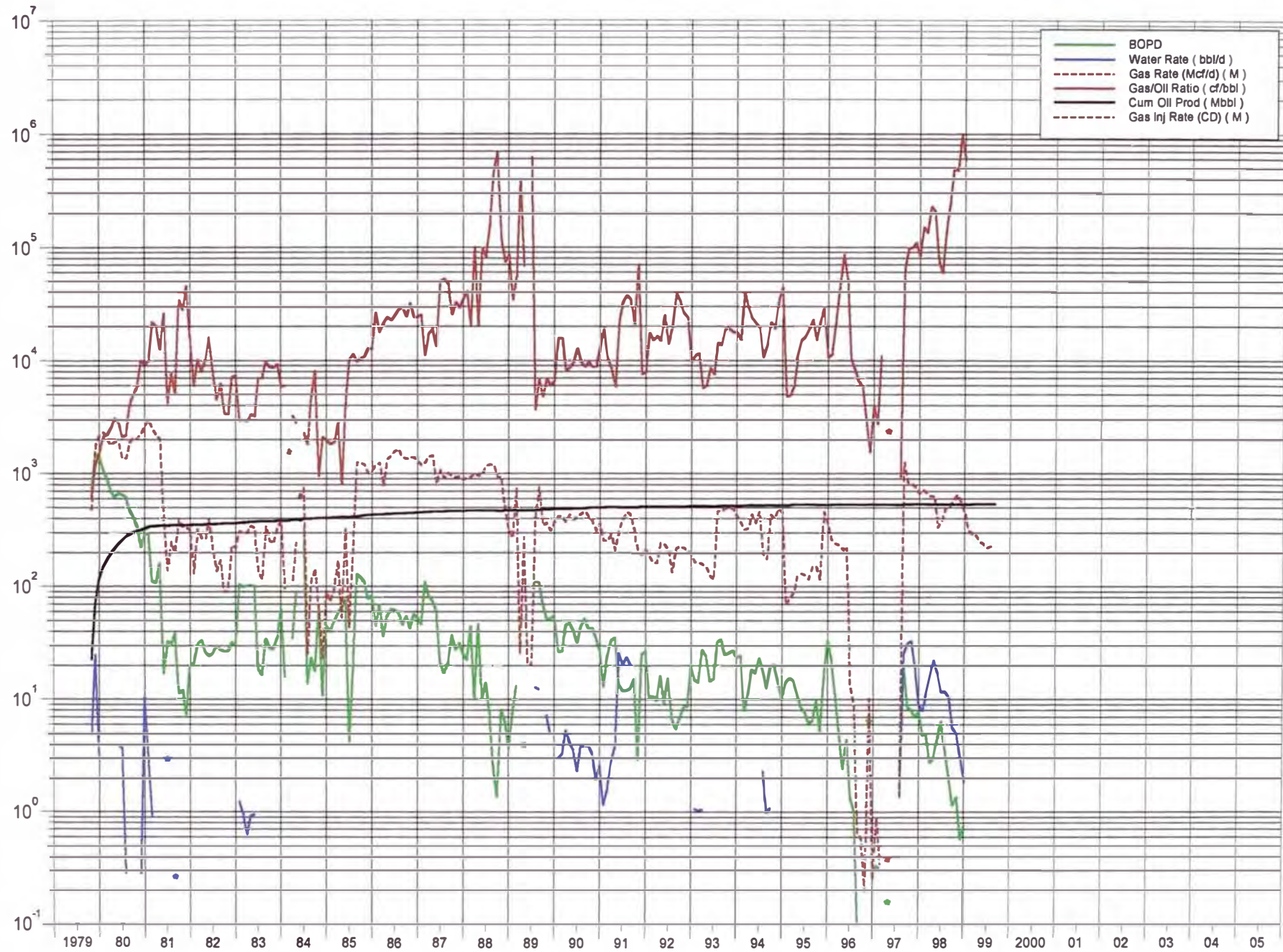
# POZO OO-2



POZO OO-14



POZO PN1-5

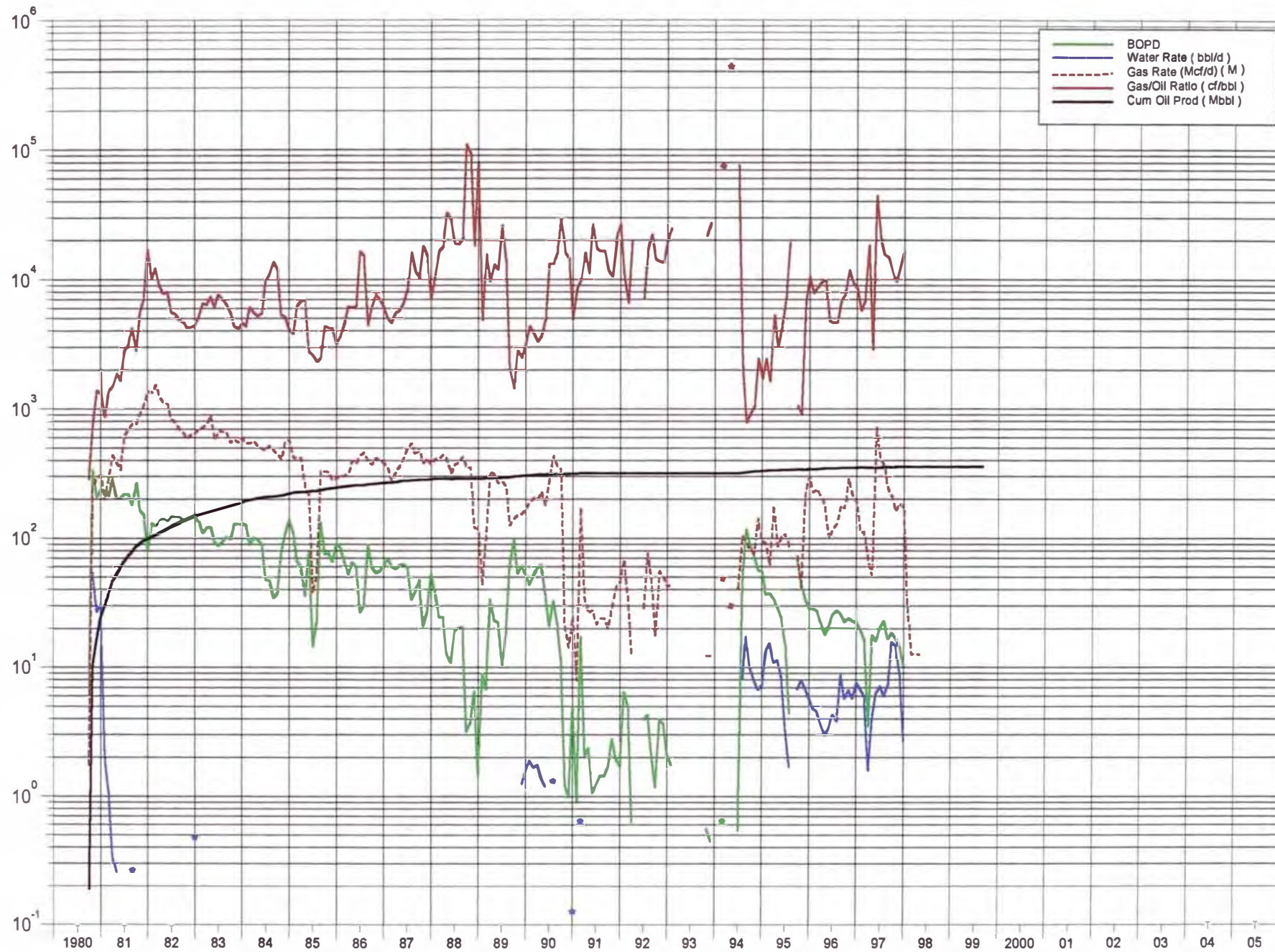


POZO PN1-6

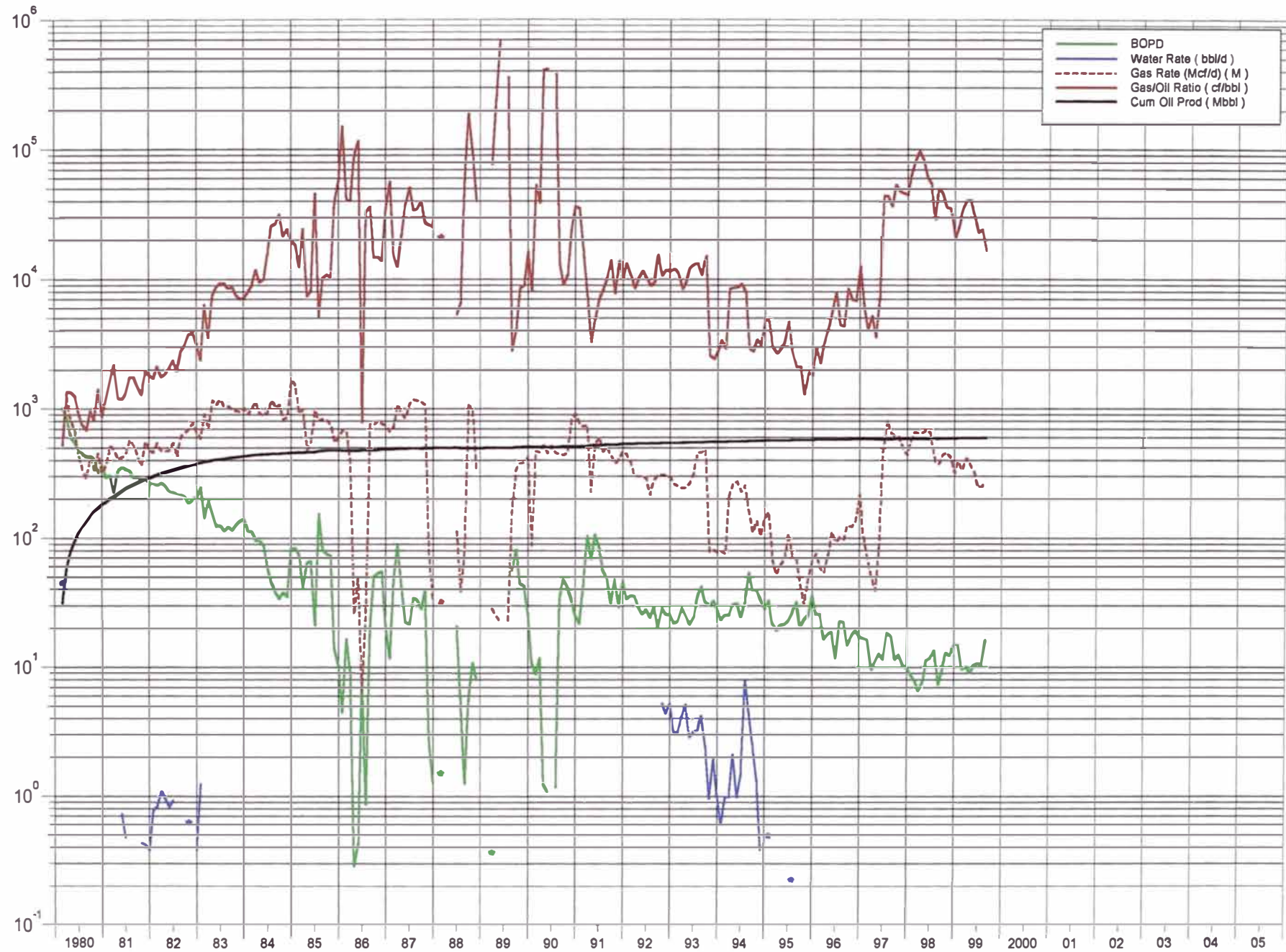




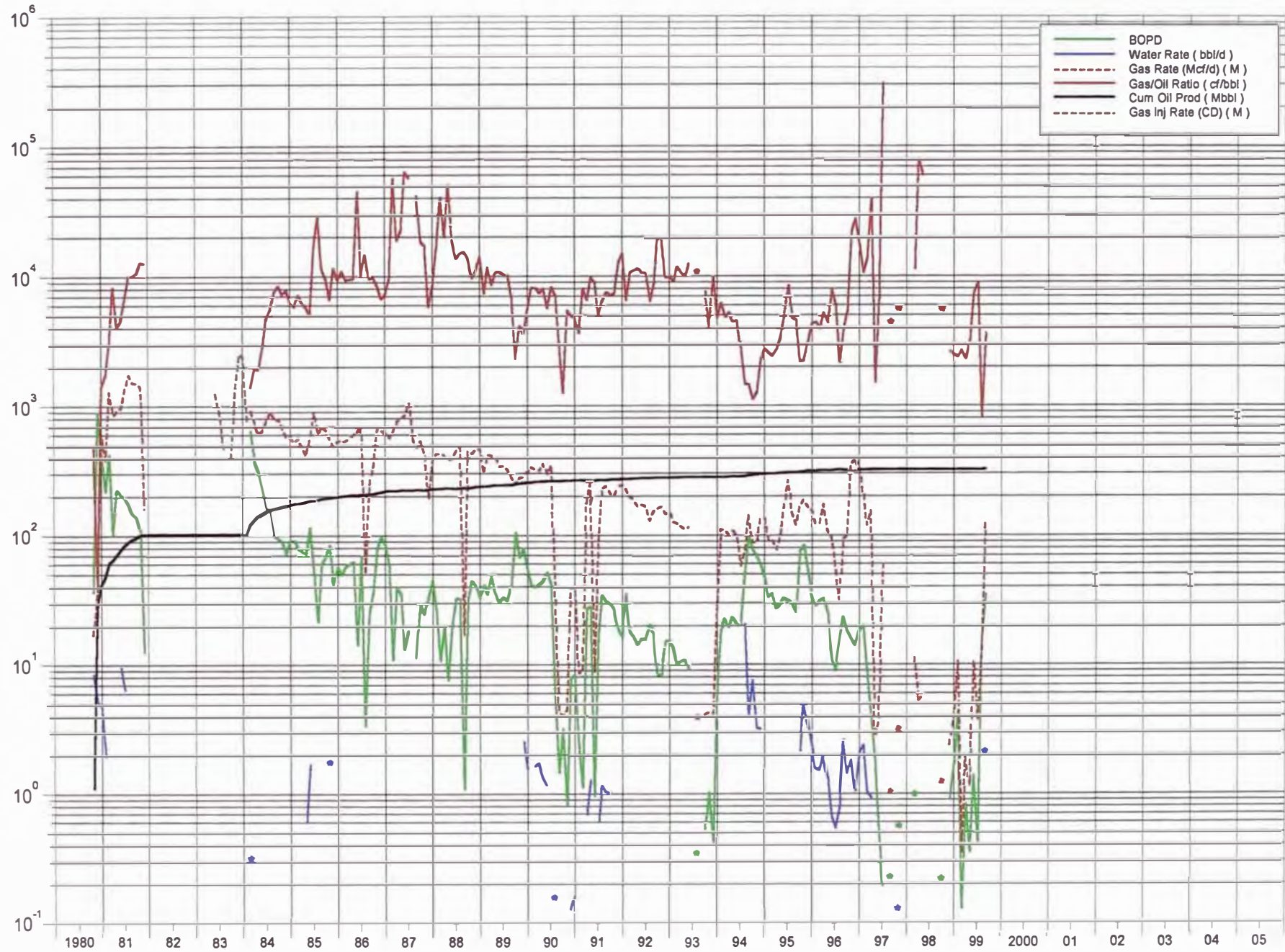
POZO PN1-7C

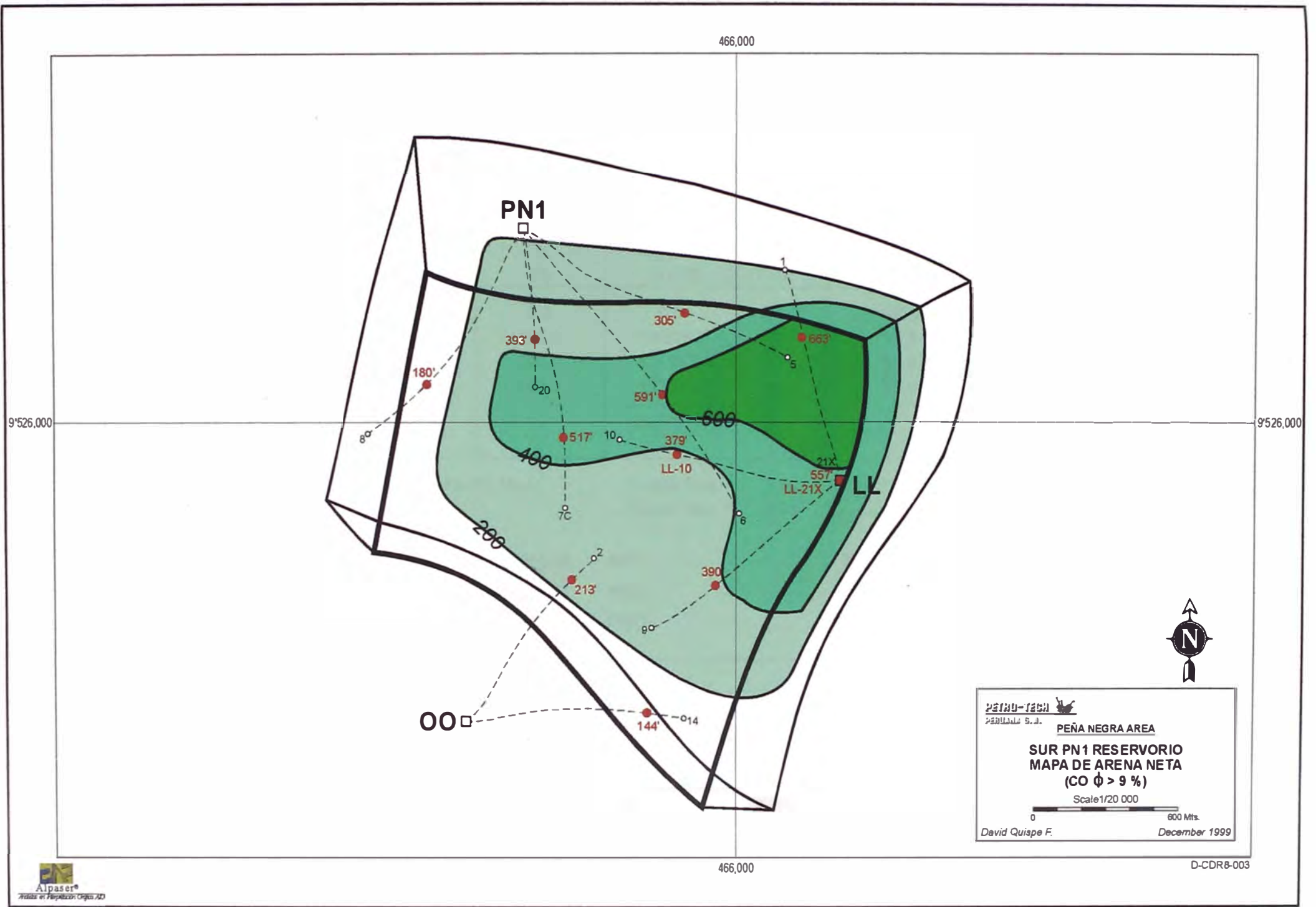


POZO PN1-8



POZO PN1-20





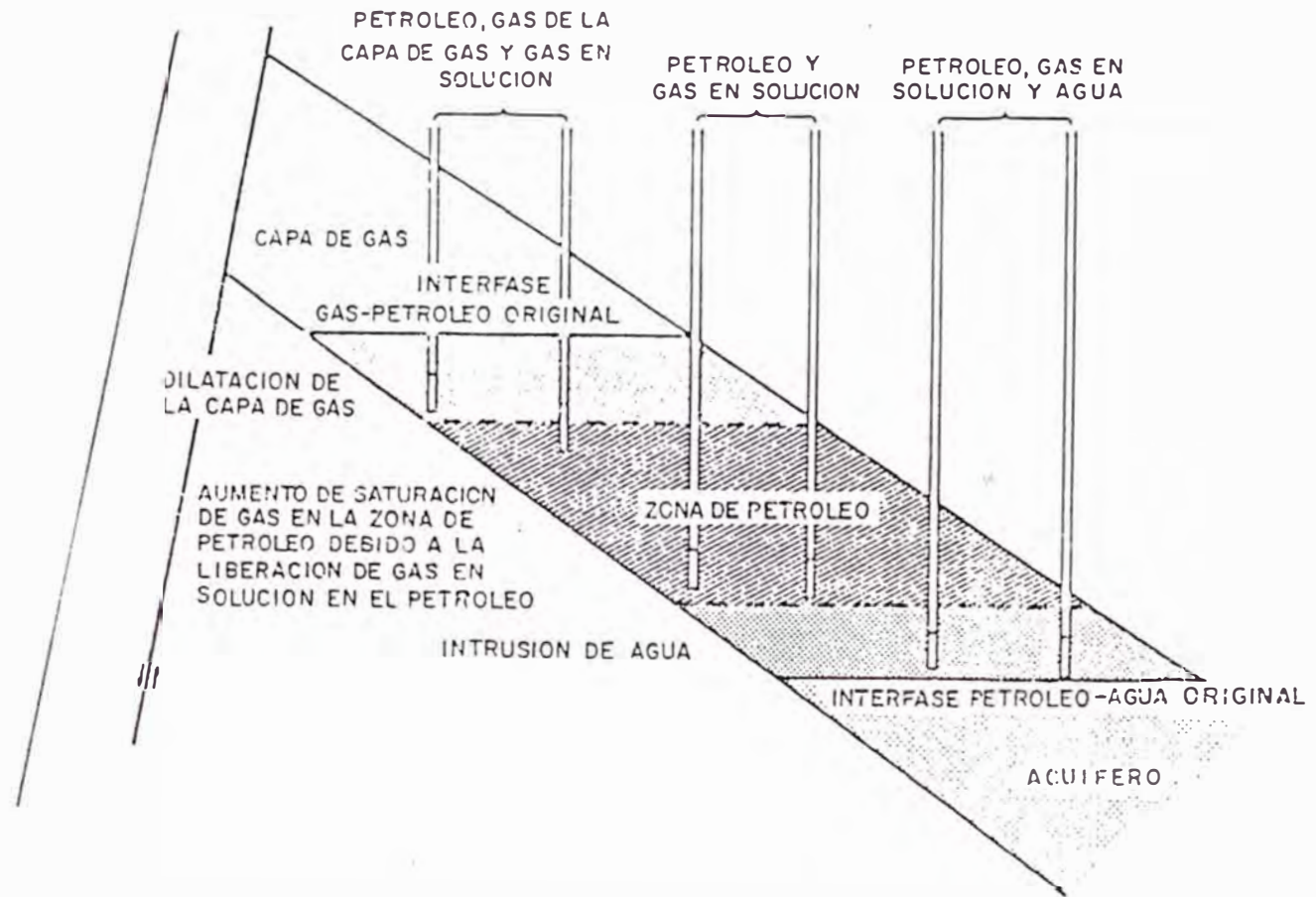
ADJUNTO 19

**SUR PN1 RESERVORIO MOGOLLON  
ANALISIS VOLUMETRICO**

CONTORNO	AREA (acres)	H (ft)	VOLUMEN (Ac-Ft)	PHI (%)	SW (%)	FVF (bbl/stb)	OOIP (MMBO)
0	1139.65	0.0	0.0	11.0	100.0	1.000	0.000
200	624.11	200.0	176376.0	11.0	55.8	1.234	53.921
400	271.64	200.0	87166.3	11.0	55.8	1.234	26.648
600	76.28	200.0	32791.1	11.0	55.8	1.234	10.025
			296333.4				90.594
<p><b>Reservas = OOIP x Factor Rec.</b>                      <b>Factor Rec. = 7.80 %</b>  <b>Factor Rec. = 9.51 %</b></p> <p><b>Reservas Primarias = 7066.35 MBO</b>                      <b>Reman. Prim. = 431.86 MBO</b>  <b>Reservas Prim. + Sec. = 8615.51 MBO</b>                      <b>Reman. Sec. = 1981.02 MMBO</b>  <b>Petróleo Acum.= 6634.49 MBO</b>                      <b>Reservas Sec. = 1549.16 MMBO</b></p>							

volum.xls/ocf

# EMPUJES SIMULTÁNEOS

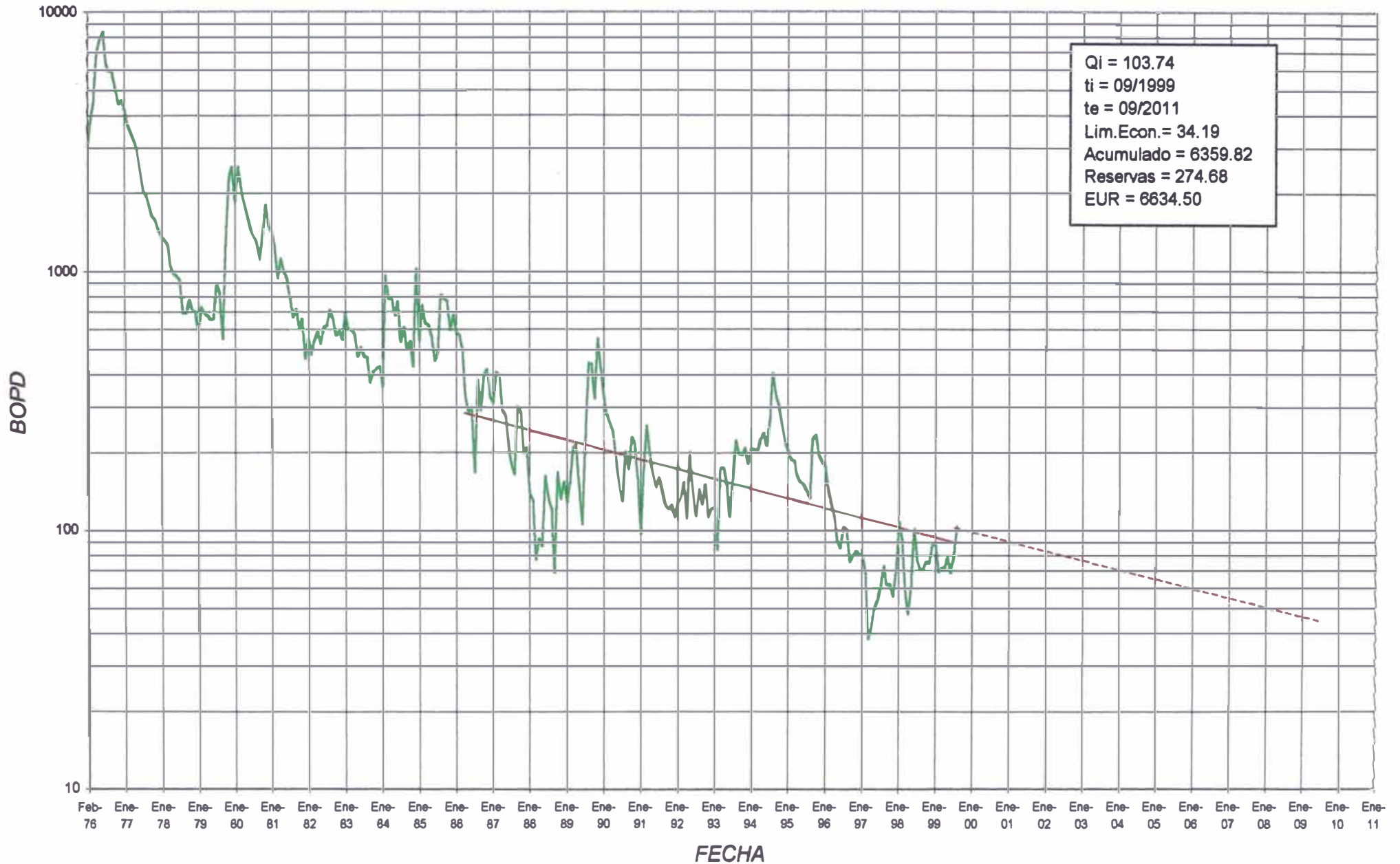


**SUR PN1 RESERVORIO MOGOLLON  
BALANCE DE MATERIALES**

1 FECHA	2 PRES psig	3 Np MBbl	4 Gp MMCF	5 Wp MBbl	6 lg MMCF	7 lw MBb	8 Bo BI/STB	9 Bg BI/SCF	10 Rs SCF/BI	Schilthuis 11 OOIP MBbl	Terminos Odeh - Havlena						
											12 F MBbl	13 Eo RB/STB	14 F/Eo MBbl	15 F-lo MBbl	16 Eg1	17 Eg2	18 Eg3
7602	2,300	83	78	0	0	0	1.2338	0.0009	512	0	65	0	0	65	4.913	4.913	4.913
7801	1,600	2,953	8,611	2	0	0	1.178	0.0014	387	114,793	14,288	0.1245	114,793	14,288	4.913	4.913	4.913
8001	1,280	3,696	14,048	6	1,941	0	1.1507	0.0019	314	85,196	25,273	0.2966	85,196	25,269	4.913	4.913	4.913
8201	1,030	4,657	18,418	14	2,696	0	1.1323	0.0024	258	78,603	40,487	0.5151	78,603	40,481	0.515	0.515	0.515
8401	840	5,096	22,357	14	4,398	0	1.118	0.003	215	72,472	56,884	0.7849	72,472	56,871	0.785	0.785	0.785
8601	680	5,591	25,335	18	0	0	1.105	0.0038	180	86,925	98,926	1.1381	86,925	98,926	1.138	1.138	1.138
8801	560	5,836	28,370	18	0	0	1.0954	0.0047	154	87,714	134,996	1.539	87,714	134,996	1.539	1.539	1.539
9001	460	5,987	30,421	22	0	0	1.0871	0.0058	132	86,701	177,725	2.0499	86,701	177,725	2.05	2.05	2.05
9201	395	6,134	31,878	38	0	0	1.0816	0.0066	117	86,493	211,896	2.4499	86,493	211,896	2.45	2.45	2.45
9401	345	6,267	33,428	42	0	0	1.0771	0.0082	106	86,843	273,925	3.1542	86,843	273,925	3.154	3.154	3.154
9601	280	6,442	35,627	52	0	0	1.071	0.0102	91	88,280	364,010	4.1233	88,280	364,010	4.123	4.123	4.123
9801	250	6,515	36,955	61	0	0	1.068	0.0111	85	89,759	412,234	4.5927	89,759	412,234	4.593	4.593	4.593
9907	230	6,564	38,546	65	0	0	1.066	0.0118	80	92,675	455,287	4.9127	92,675	455,287	4.913	4.913	4.913
PROMEDIO DE OOIP DE 12 ULTIMOS PTOS. = 88 038 MBbls.																	

bm-pn1.xls/dqf

## SUR PN1 RESERVORIO MOGOLLON HISTORIA DE PRODUCCION Y COMPORTAMIENTO FUTURO





**SUR PN1 RESERVORIO MOGOLLON  
ULTIMA RECUPERACION ESTIMADA  
( BY DECLINE CURVE )**

Pozo	Intervalo Abierto	Formación	Día de Completación	Petróleo Acum. (Mstb)	E.U.R (Mstb)
LL-1	4276' - 2318'	Mogollón	April 16, 1976	1590.2	1590.2
LL-9	4544' - 2810'	Mogollón	January 27, 1976	1299.8	1347.1
LL-10	4696' - 2888'	Mogollón	February 22, 1976	482.5	484.1
	2324' - 2274'	Ostrea	June 4, 1992	-----	-----
LL-21X	3300' - 2160	Mogollón	June 17, 1976	251.5	254.1
OO-2	4226' - 3770'	Mogollón	September 24, 1976	144.9	189.9
	2752' - 2828'	Cabo Blanco	May 18, 1977	-----	-----
	2517' - 2178'	Echino	May 20, 1977	-----	-----
OO-14	4914' - 4002'	Mogollón	October 22, 1976	451.1	458.9
	2751' - 2584'	Cabo Blanco	April 7, 1984	-----	-----
PN1-5	4752' - 2378'	Mogollón	November 13, 1979	536.9	538.1
PN1-6	5436' - 3676'	Mogollón	December 20, 1979	328.6	370.9
PN1-7C	5144' - 2812'	Mogollón	October 18, 1980	357.4	374.7
PN1-8	4822' - 2624'	Mogollón	March 4, 1980	594.6	628.3
PN1-20	3910' - 2522'	Mogollón	November 25, 1980	322.4	378.4
				-----	-----
				6359.8	6614.7

Petróleo Acumulado Total = 6359.8 Mstb  
 Ultima Recuperación Estimada = 6614.7 Mstb  
 Reservas = 254.9 Mstb

eur.xls/dqf

\*\*\* MUSKAT ANALYSIS \*\*\*

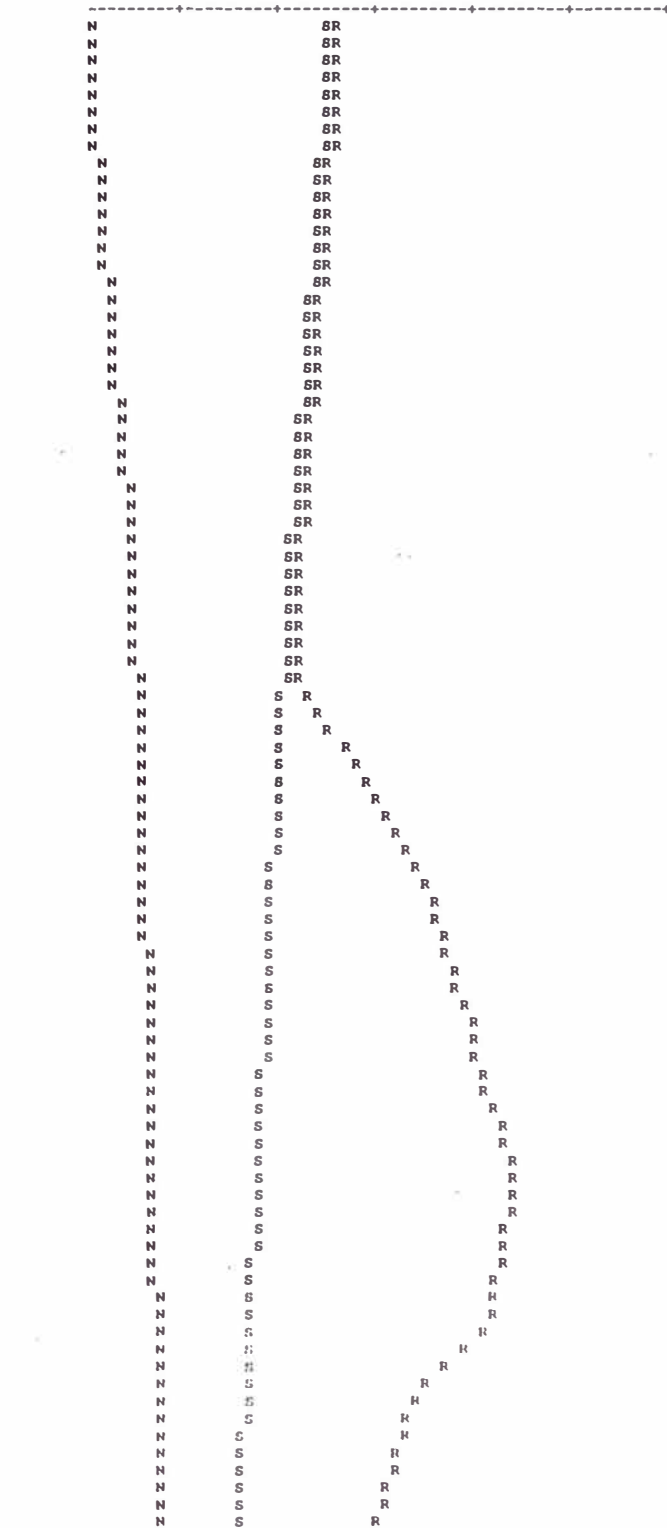
DATE : NOVIEMBRE 99  
 FIELD : PEÑA NEGRA  
 FORMATION : MOGOLLON

DELTA PRESSURE : 25.00 psi  
 INITIAL PRESSURE : 2300.0 psi  
 ABAND. PRESSURE : 95.00 psi

INITIAL So : 45.00 %  
 INITIAL Sw : 55.00 %  
 INITIAL Sg : 0.00 %  
 INITIAL Bo : 1.234

OIL IN PLACE : 88.00 MMB  
 GAS CAP RELAT : 0.00  
 INJ. STOP Sg : 0.00 %  
 INJ. START Sg : 0% 0% 0% 0% 0% 0%  
 INJ. RELATION : 0% 0% 0% 0% 0% 0%

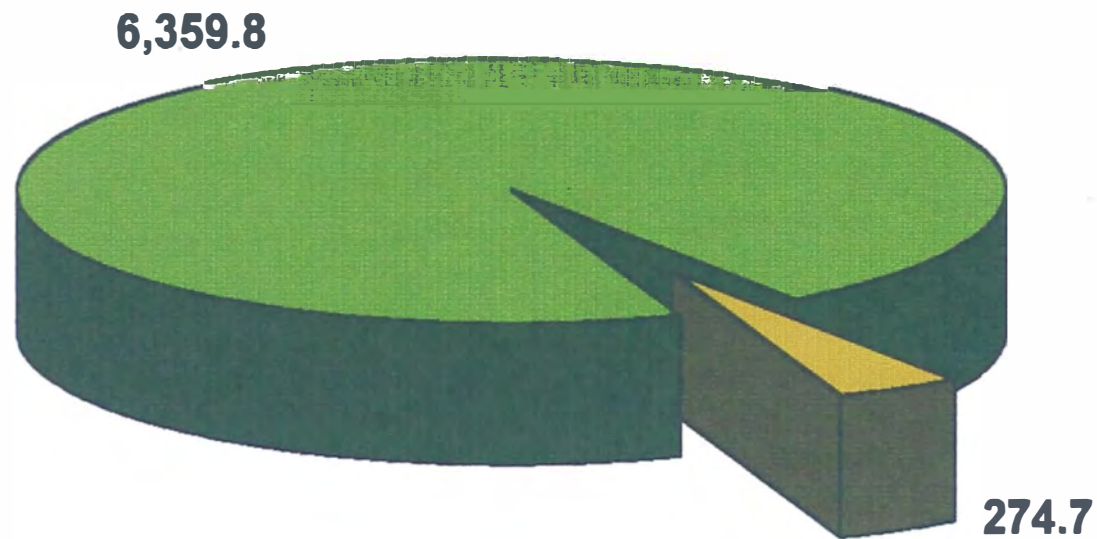
PRESSURE psia	So %	Sg %	RP scf/bbl	OIL CUM. Mbbbl	REC.F. %	GAS. INJ Mcf
2300	45.00	0.00				
2275	44.90	0.10	510	123	0.14	0
2250	44.79	0.21	525	201	0.23	0
2225	44.68	0.32	534	287	0.33	0
2200	44.56	0.44	543	380	0.43	0
2175	44.44	0.56	553	480	0.55	0
2150	44.32	0.68	569	587	0.67	0
2125	44.19	0.81	586	700	0.80	0
2100	44.07	0.93	603	819	0.93	0
2075	43.93	1.07	621	943	1.07	0
2050	43.80	1.20	699	1066	1.21	0
2025	43.68	1.32	776	1189	1.35	0
2000	43.55	1.45	852	1310	1.49	0
1975	43.42	1.58	923	1431	1.63	0
1950	43.29	1.71	969	1555	1.77	0
1925	43.16	1.84	1015	1672	1.90	0
1900	43.02	1.98	1061	1790	2.03	0
1875	42.89	2.11	1134	1907	2.17	0
1850	42.76	2.24	1261	2019	2.29	0
1825	42.64	2.36	1384	2127	2.42	0
1800	42.51	2.49	1503	2230	2.53	0
1775	42.39	2.61	1698	2327	2.64	0
1750	42.28	2.72	1998	2414	2.74	0
1725	42.07	2.93	2279	2682	3.05	0
1700	41.89	3.11	2917	2897	3.29	0
1675	41.72	3.28	3343	3089	3.51	0
1650	41.56	3.44	3754	3263	3.71	0
1625	41.40	3.60	4145	3423	3.89	0
1600	41.25	3.75	4520	3571	4.06	0
1575	41.14	3.86	4887	3653	4.15	0
1550	41.02	3.98	5087	3747	4.26	0
1525	40.91	4.09	5318	3837	4.36	0
1500	40.80	4.20	5541	3924	4.46	0
1475	40.69	4.31	5758	4006	4.55	0
1450	40.58	4.42	5967	4085	4.64	0
1425	40.47	4.53	6172	4162	4.73	0
1400	40.37	4.63	6372	4236	4.81	0
1375	40.25	4.75	6562	4325	4.92	0
1350	40.13	4.87	6802	4394	4.99	0
1325	40.01	4.99	7018	4461	5.07	0
1300	39.89	5.11	7382	4525	5.14	0
1275	39.80	5.20	7945	4562	5.18	0
1250	39.72	5.28	8286	4628	5.26	0
1225	39.63	5.37	8687	4691	5.33	0
1200	39.55	5.45	9076	4751	5.40	0
1175	39.45	5.55	9421	4821	5.48	0
1150	39.36	5.64	9814	4875	5.54	0
1125	39.26	5.74	10164	4927	5.60	0
1100	39.17	5.83	10502	4976	5.65	0
1075	39.08	5.92	10832	5021	5.71	0
1050	38.99	6.01	11128	5069	5.76	0
1025	38.91	6.09	11426	5115	5.81	0
1000	38.82	6.18	11720	5160	5.86	0
975	38.74	6.26	11946	5209	5.92	0
950	38.65	6.35	12124	5257	5.97	0
925	38.56	6.44	12293	5303	6.03	0
900	38.48	6.52	12460	5349	6.08	0
875	38.39	6.61	12637	5394	6.13	0
850	38.31	6.69	12828	5439	6.18	0
825	38.22	6.78	13017	5483	6.23	0
800	38.14	6.86	13206	5525	6.28	0
775	38.05	6.95	13299	5580	6.34	0
750	37.95	7.05	13361	5624	6.39	0
725	37.86	7.14	13592	5668	6.44	0
700	37.77	7.23	13818	5709	6.49	0
675	37.69	7.31	14041	5746	6.53	0
650	37.60	7.40	14225	5785	6.57	0
625	37.52	7.48	14421	5824	6.62	0
600	37.43	7.57	14614	5862	6.66	0
575	37.34	7.66	14588	5910	6.72	0
550	37.25	7.75	14419	5954	6.77	0
525	37.16	7.84	14267	5996	6.81	0
500	37.07	7.93	14142	6038	6.86	0
475	36.98	8.02	14046	6085	6.91	0
450	36.89	8.11	13998	6128	6.96	0
425	36.80	8.20	13950	6170	7.01	0
400	36.71	8.29	13932	6217	7.06	0
375	36.61	8.39	13452	6274	7.13	0
350	36.51	8.49	12725	6329	7.19	0
325	36.40	8.60	12129	6383	7.25	0
300	36.30	8.70	11648	6437	7.31	0
275	36.20	8.80	11254	6502	7.39	0
250	36.09	8.91	10966	6556	7.45	0
225	35.98	9.02	10718	6611	7.51	0
200	35.87	9.13	10514	6665	7.57	0
175	35.76	9.24	10334	6715	7.63	0
150	35.66	9.34	10167	6765	7.69	0
125	35.55	9.45	10029	6815	7.74	0
100	35.45	9.55	9912	6864	7.80	0



N -> 0 RECOVERY FACTOR 60  
 S -> 20 OIL SATURATION 80  
 R -> 0 INSTANTANEOUS GOR 20000

PVT DATA : PVTPI1 CORES DATA : KGFOP8

# RESERVAS PRIMARIAS (6,634.5 BIs)



■ Producción Acumulada      ■ Reservas Primarias Remanentes

\*\*\* MUSKAT ANALYSIS \*\*\*

DATE : NOVIEMBRE 99  
 FIELD : PEÑA NEGRA  
 FORMATION : MOGOLLON

DELTA PRESSURE : 25.00 psi  
 INITIAL PRESSURE : 2300.0 psi  
 ABAND. PRESSURE : 95.00 psi

INITIAL So : 45.00 %  
 INITIAL Sw : 55.00 %  
 INITIAL Sg : 0.00 %  
 INITIAL Bo : 1.234

OIL IN PLACE : 88.00 MMbbl  
 GAS CAP RELAT : 0.00  
 INJ. STOP Sg : 0.00 %  
 INJ. START Sg : 9% 30% 0% 0% 0%  
 INJ. RELATION : 80% 0% 0% 0% 0%

PRESSURE psia	So %	Sg %	RP scf/bbl	OIL CUM. Mbbbl	REC.F. %	GAS.INJ Mcf			
2300	45.00	0.00							
2275	44.90	0.10	510	123	0.14	0	N		SR
2250	44.79	0.21	525	201	0.23	0	N		SR
2225	44.68	0.32	534	287	0.33	0	N		SR
2200	44.56	0.44	543	380	0.43	0	N		SR
2175	44.44	0.56	553	480	0.55	0	N		SR
2150	44.32	0.68	569	587	0.67	0	N		SR
2125	44.19	0.81	586	700	0.80	0	N		SR
2100	44.07	0.93	603	819	0.93	0	N		SR
2075	43.93	1.07	621	943	1.07	0	N		SR
2050	43.80	1.20	699	1066	1.21	0	N		SR
2025	43.68	1.32	776	1189	1.35	0	N		SR
2000	43.55	1.45	852	1310	1.49	0	N		SR
1975	43.42	1.58	923	1431	1.63	0	N		SR
1950	43.29	1.71	969	1555	1.77	0	N		SR
1925	43.16	1.84	1015	1672	1.90	0	N		SR
1900	43.02	1.98	1061	1790	2.03	0	N		SR
1875	42.89	2.11	1134	1907	2.17	0	N		SR
1850	42.76	2.24	1261	2019	2.29	0	N		SR
1825	42.64	2.36	1384	2127	2.42	0	N		SR
1800	42.51	2.49	1503	2230	2.53	0	N		SR
1775	42.39	2.61	1698	2327	2.64	0	N		SR
1750	42.28	2.72	1998	2414	2.74	0	N		SR
1725	42.07	2.93	2279	2682	3.05	0	N		SR
1700	41.89	3.11	2917	2897	3.29	0	N		SR
1675	41.72	3.28	3343	3089	3.51	0	N		SR
1650	41.56	3.44	3754	3263	3.71	0	N		SR
1625	41.40	3.60	4145	3423	3.89	0	N		SR
1600	41.25	3.75	4520	3571	4.06	0	N		SR
1575	41.14	3.86	4887	3653	4.15	0	N		SR
1550	41.02	3.98	5087	3747	4.26	0	N		SR
1525	40.91	4.09	5318	3837	4.36	0	N		SR
1500	40.80	4.20	5541	3924	4.46	0	N		SR
1475	40.69	4.31	5758	4006	4.55	0	N		SR
1450	40.58	4.42	5967	4085	4.64	0	N		SR
1425	40.47	4.53	6172	4162	4.73	0	N		SR
1400	40.37	4.63	6372	4236	4.81	0	N		SR
1375	40.25	4.75	6562	4325	4.92	0	N		SR
1350	40.13	4.87	6802	4394	4.99	0	N		SR
1325	40.01	4.99	7018	4461	5.07	0	N		SR
1300	39.89	5.11	7382	4525	5.14	0	N		SR
1275	39.80	5.20	7945	4562	5.18	0	N		SR
1250	39.72	5.28	8286	4628	5.26	0	N		SR
1225	39.63	5.37	8687	4691	5.33	0	N		SR
1200	39.55	5.45	9076	4751	5.40	0	N		SR
1175	39.45	5.55	9421	4821	5.48	0	N		SR
1150	39.36	5.64	9814	4875	5.54	0	N		SR
1125	39.26	5.74	10164	4927	5.60	0	N		SR
1100	39.17	5.83	10502	4976	5.65	0	N		SR
1075	39.08	5.92	10832	5021	5.71	0	N		SR
1050	38.99	6.01	11128	5069	5.76	0	N		SR
1025	38.91	6.09	11426	5115	5.81	0	N		SR
1000	38.82	6.18	11720	5160	5.86	0	N		SR
975	38.74	6.26	11946	5209	5.92	0	N		SR
950	38.65	6.35	12124	5257	5.97	0	N		SR
925	38.56	6.44	12293	5303	6.03	0	N		SR
900	38.48	6.52	12460	5349	6.08	0	N		SR
875	38.39	6.61	12637	5394	6.13	0	N		SR
850	38.31	6.69	12828	5439	6.18	0	N		SR
825	38.22	6.78	13017	5483	6.23	0	N		SR
800	38.14	6.86	13206	5525	6.28	0	N		SR
775	38.05	6.95	13299	5580	6.34	0	N		SR
750	37.95	7.05	13361	5624	6.39	0	N		SR
725	37.86	7.14	13592	5668	6.44	0	N		SR
700	37.77	7.23	13818	5709	6.49	0	N		SR
675	37.69	7.31	14041	5746	6.53	0	N		SR
650	37.60	7.40	14225	5785	6.57	0	N		SR
625	37.52	7.48	14421	5824	6.62	0	N		SR
600	37.43	7.57	14614	5862	6.66	0	N		SR
575	37.34	7.66	14588	5910	6.72	0	N		SR
550	37.25	7.75	14419	5954	6.77	0	N		SR
525	37.16	7.84	14267	5996	6.81	0	N		SR
500	37.07	7.93	14142	6038	6.86	0	N		SR
475	36.98	8.02	14046	6085	6.91	0	N		SR
450	36.89	8.11	13998	6128	6.96	0	N		SR
425	36.80	8.20	13950	6170	7.01	0	N		SR
400	36.71	8.29	13932	6212	7.06	0	N		SR
375	36.61	8.39	13452	6274	7.13	0	N		SR
350	36.51	8.49	12775	6329	7.19	0	N		SR
325	36.40	8.60	12129	6381	7.25	0	N		SR
300	36.30	8.70	11644	6437	7.31	0	N		SR
275	36.10	8.90	11254	6719	7.63	2535259	N		SR
250	35.90	9.10	11357	6980	7.93	2373062	N		SR
225	35.70	9.30	11319	7235	8.22	2308685	N		SR
200	35.51	9.49	11302	7484	8.50	2254004	N		SR
175	35.33	9.67	11288	7711	8.76	2046444	N		SR
150	35.14	9.86	11248	7934	9.02	2006250	N		SR
125	34.97	10.03	11232	8153	9.26	1970922	N		SR
100	34.79	10.21	11310	8367	9.51	1939645	N		SR

N -> 0 RECOVERY FACTOR 60  
 S -> 20 OIL SATURATION 80  
 R -> 0 INSTANTANEOUS GOR 20000

PVT DATA : PVT(FN) CORES DATA : KGKOP(NB)

\*\*\* MUSKAT ANALYSIS \*\*\*

DATE : NOVIEMBRE 99  
 FIELD : PEÑA NEGRA  
 FORMATION : MOGOLLON

DELTA PRESSURE : 25.00 psi  
 INITIAL PRESSURE : 2300.0 psi  
 ABAND.PRESSURE : 95.00 psi

INITIAL So : 45.00 %  
 INITIAL Sw : 55.00 %  
 INITIAL Sg : 0.00 %  
 INITIAL Bo : 1.234

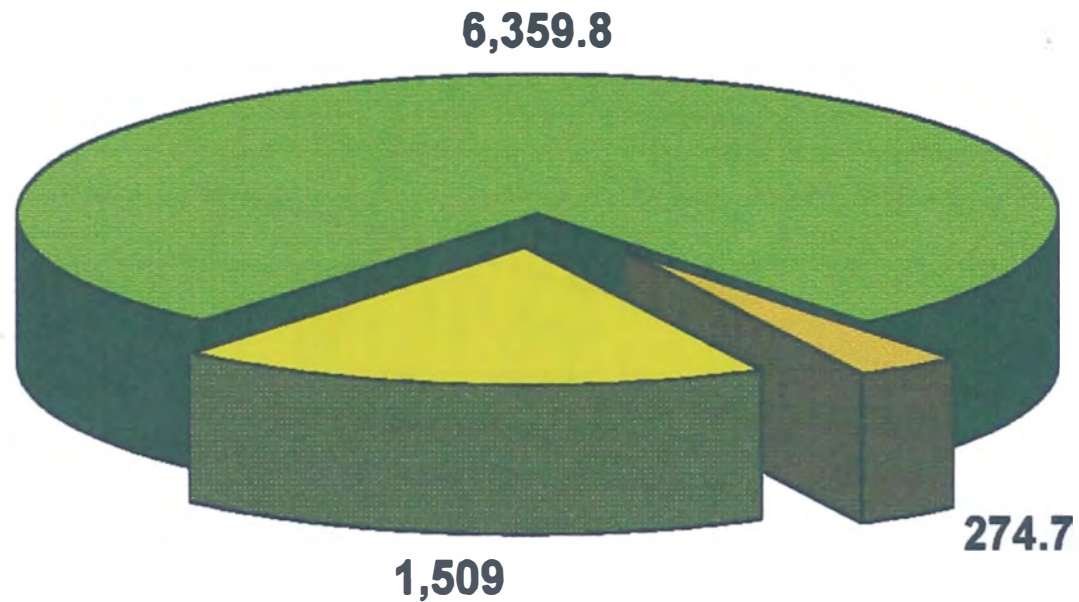
OIL IN PLACE : 88.00 MMbbl  
 GAS CAP RELAT: 0.00  
 INJ.STOP Sg : 0.00 %  
 INJ.START Sg : 9% 30% 0% 0% 0% 0%  
 INJ.RELATION : 80% 0% 0% 0% 0% 0%

PRESSURE psia	So %	Sg %	RP scf/bbl	OIL CUM. Mbbbl	REC.F. %	GAS INJ Mcf		
2300	45.00	0.00						
2275	44.90	0.10	510	123	0.14	0	N	SR
2250	44.79	0.21	525	201	0.23	0	N	SR
2225	44.68	0.32	534	287	0.33	0	N	SR
2200	44.56	0.44	543	380	0.43	0	N	SR
2175	44.44	0.56	553	480	0.55	0	N	SR
2150	44.32	0.68	569	587	0.67	0	N	SR
2125	44.19	0.81	586	700	0.80	0	N	SR
2100	44.07	0.93	603	819	0.93	0	N	SR
2075	43.93	1.07	621	943	1.07	0	N	SR
2050	43.80	1.20	699	1066	1.21	0	N	SR
2025	43.68	1.32	776	1189	1.35	0	N	SR
2000	43.55	1.45	852	1310	1.49	0	N	SR
1975	43.42	1.58	923	1431	1.63	0	N	SR
1950	43.29	1.71	969	1555	1.77	0	N	SR
1925	43.16	1.84	1015	1672	1.90	0	N	SR
1900	43.02	1.98	1061	1790	2.03	0	N	SR
1875	42.89	2.11	1134	1907	2.17	0	N	SR
1850	42.76	2.24	1261	2019	2.29	0	N	SR
1825	42.64	2.36	1384	2127	2.42	0	N	SR
1800	42.51	2.49	1503	2230	2.53	0	N	SR
1775	42.39	2.61	1698	2327	2.64	0	N	SR
1750	42.28	2.72	1998	2414	2.74	0	N	SR
1725	42.07	2.93	2279	2682	3.05	0	N	SR
1700	41.89	3.11	2917	2897	3.29	0	N	SR
1675	41.72	3.28	3343	3089	3.51	0	N	SR
1650	41.56	3.44	3754	3263	3.71	0	N	SR
1625	41.40	3.60	4145	3423	3.89	0	N	SR
1600	41.25	3.75	4520	3571	4.06	0	N	SR
1575	41.14	3.86	4887	3653	4.15	0	N	SR
1550	41.02	3.98	5087	3747	4.26	0	N	SR
1525	40.91	4.09	5318	3837	4.36	0	N	SR
1500	40.80	4.20	5541	3924	4.46	0	N	SR
1475	40.69	4.31	5758	4006	4.55	0	N	SR
1450	40.58	4.42	5967	4085	4.64	0	N	SR
1425	40.47	4.53	6172	4162	4.73	0	N	SR
1400	40.37	4.63	6372	4236	4.81	0	N	SR
1375	40.25	4.75	6562	4325	4.92	0	N	SR
1350	40.13	4.87	6802	4394	4.99	0	N	SR
1325	40.01	4.99	7018	4461	5.07	0	N	SR
1300	39.89	5.11	7382	4525	5.14	0	N	S R
1275	39.80	5.20	7945	4562	5.18	0	N	S R
1250	39.72	5.28	8286	4628	5.26	0	N	S R
1225	39.63	5.37	8687	4691	5.33	0	N	S R
1200	39.55	5.45	9076	4751	5.40	0	N	S R
1175	39.45	5.55	9421	4821	5.48	0	N	S R
1150	39.36	5.64	9814	4875	5.54	0	N	S R
1125	39.26	5.74	10164	4927	5.60	0	N	S R
1100	39.17	5.83	10502	4976	5.65	0	N	S R
1075	39.08	5.92	10832	5021	5.71	0	N	S R
1050	38.99	6.01	11128	5069	5.76	0	N	S R
1025	38.91	6.09	11426	5115	5.81	0	N	S R
1000	38.82	6.18	11720	5160	5.86	0	N	S R
975	38.74	6.26	11946	5209	5.92	0	N	S R
950	38.65	6.35	12124	5257	5.97	0	N	S R
925	38.56	6.44	12293	5303	6.03	0	N	S R
900	38.48	6.52	12460	5349	6.08	0	N	S R
875	38.39	6.61	12637	5394	6.13	0	N	S R
850	38.31	6.69	12828	5439	6.18	0	N	S R
825	38.22	6.78	13017	5483	6.23	0	N	S R
800	38.14	6.86	13206	5525	6.28	0	N	S R
775	38.05	6.95	13299	5580	6.34	0	N	S R
750	37.95	7.05	13361	5624	6.39	0	N	S R
725	37.86	7.14	13592	5668	6.44	0	N	S R
700	37.77	7.23	13818	5709	6.49	0	N	S R
675	37.69	7.31	14041	5746	6.53	0	N	S R
650	37.60	7.40	14225	5785	6.57	0	N	S R
625	37.52	7.48	14421	5824	6.62	0	N	S R
600	37.43	7.57	14614	5862	6.66	0	N	S R
575	37.34	7.66	14588	5910	6.72	0	N	S R
550	37.25	7.75	14419	5954	6.77	0	N	S R
525	37.16	7.84	14267	5996	6.81	0	N	S R
500	37.07	7.93	14142	6038	6.86	0	N	S R
475	36.98	8.02	14046	6085	6.91	0	N	S R
450	36.89	8.11	13998	6128	6.96	0	N	S R
425	36.80	8.20	13950	6170	7.01	0	N	S R
400	36.71	8.29	13932	6212	7.06	0	N	S R
375	36.61	8.39	13452	6274	7.13	0	N	S R
350	36.51	8.49	12775	6379	7.19	0	N	S R
325	36.40	8.60	12179	6381	7.25	0	N	S R
300	36.30	8.70	11648	6437	7.31	0	N	S R
275	36.10	8.90	11274	6719	7.63	2535259	N	S R
250	35.90	9.10	11357	6980	7.93	2373062	N	S R
225	35.70	9.30	11319	7235	8.22	2308685	N	S R
200	35.51	9.49	11302	7484	8.50	2254004	N	S R
175	35.33	9.67	11288	7711	8.76	2046444	N	S R
150	35.14	9.86	11248	7934	9.02	2006250	N	S R
125	34.97	10.03	11232	8153	9.26	1970922	N	S R
100	34.79	10.21	11310	8367	9.51	1939645	N	S R

N -> 0 RECOVERY FACTOR 60  
 S -> 20 OIL SATURATION 80  
 R -> 0 INSTANTANEOUS GOR 20000

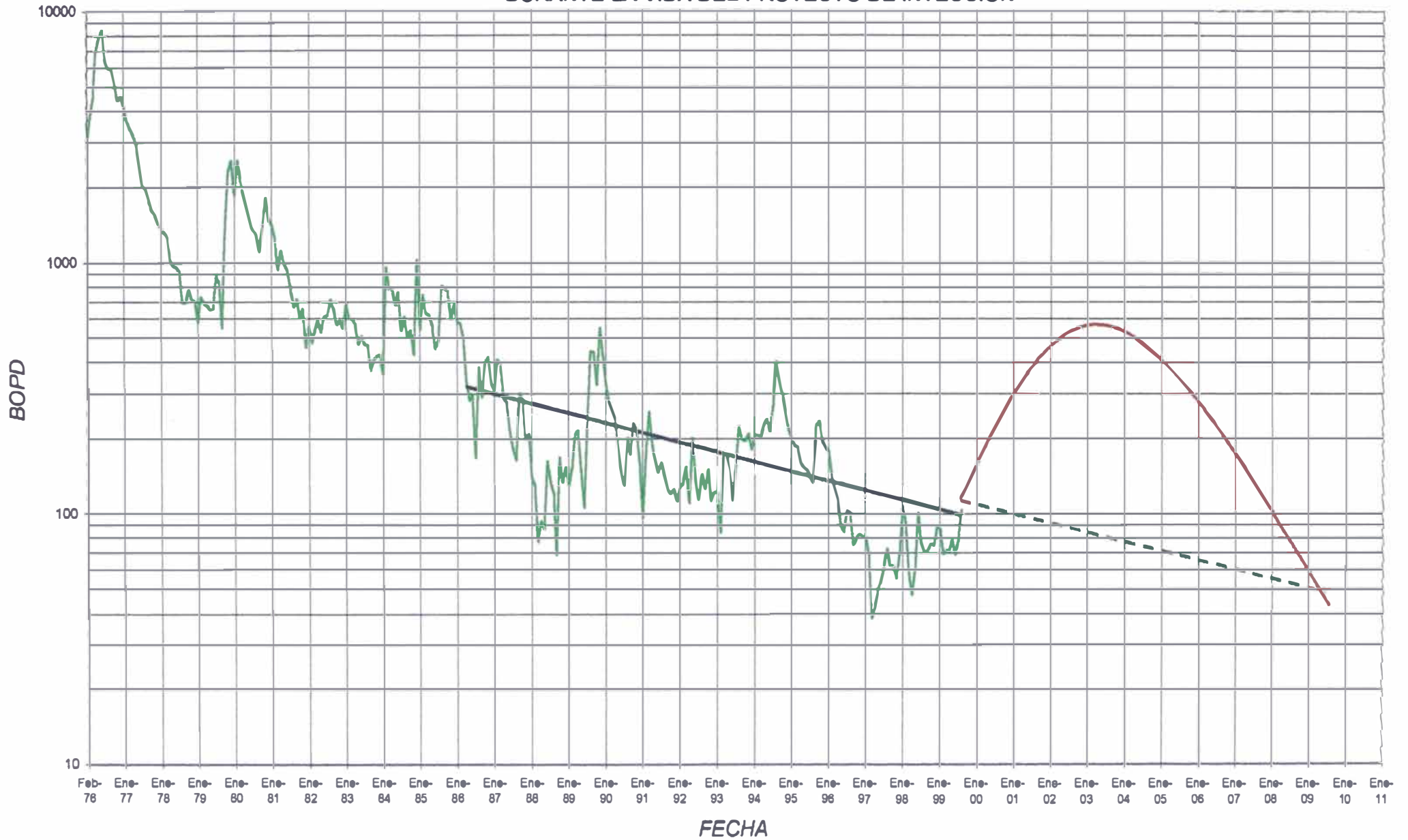
PVT DATA : PVTIPI1 CORES DATA : KGP0P8

# RESERVAS TOTALES (8,418.2 BIs)



■ Producción Acumulada   ■ Primarias Remanentes   ■ Secundarias

**SUR PN1 RESERVORIO MOGOLLON  
HISTORIA DE PRODUCCION Y COMPORTAMIENTO FUTURO  
DURANTE LA VIDA DEL PROYECTO DE INYECCION**



## CALCULOS EFECTUADOS SEGÚN EL METODO DE MUSKAT - SIN INYECCION DE GAS

DATE	PRES psig	Bo bbl/stb	Uo cp	Ug cp	RS scf/stb	Bg c/sf	Np bbl	GOR scf/stb	$Kg/Ko = \frac{(GOR-Rs) \cdot Uo \cdot Bg}{(Uo \cdot Bo)}$	$So = Bo \cdot \frac{(OOIP - Np) \cdot (1 - Swc)}{(OOIP \cdot Bo)}$	Sliq
7602	2300	1,2338	0,7274	0,0177	512	0,0050	83,137	942	0,0424	0,7900	1,0000
7605	1970	1,2090	0,8250	0,0164	470	0,0064	548,502	688	0,0208	0,7741	0,9841
7611	1750	1,1910	0,8900	0,0156	442	0,0074	1754,937	1864	0,1549	0,7626	0,9726
7705	1585	1,1767	0,9540	0,0150	382	0,0082	2468,910	2543	0,2368	0,7534	0,9634
7707	1500	1,1700	0,9857	0,0147	363	0,0089	2634,375	2681	0,2630	0,7491	0,9591
7712	1400	1,1620	1,0230	0,0144	341	0,0097	2908,031	2893	0,2999	0,7440	0,9540
7805	1300	1,1520	1,0655	0,0141	319	0,0106	3101,402	3077	0,3358	0,7376	0,9476
7811	1200	1,1455	1,1080	0,0138	295	0,0115	3254,560	3396	0,3877	0,7334	0,9434
7907	1100	1,1375	1,1540	0,0136	273	0,0127	3418,536	3885	0,4489	0,7283	0,9383
8002	1000	1,1300	1,2000	0,0133	251	0,0140	3753,978	3823	0,4905	0,7235	0,9335
8012	900	1,1225	1,2550	0,0131	229	0,0159	4278,100	3860	0,5369	0,7187	0,9287
8112	800	1,1150	1,3100	0,0128	206	0,0178	4642,034	3944	0,5831	0,7139	0,9239
8303	700	1,1066	1,3800	0,0126	184	0,0208	4926,063	4190	0,6875	0,7085	0,9185
8411	600	1,0987	1,4500	0,0124	162	0,0238	5304,011	4456	0,7955	0,7035	0,9135
8612	500	1,0905	1,5360	0,0122	141	0,0300	5722,143	4668	0,9892	0,6982	0,9082
8909	400	1,0820	1,6220	0,0120	118	0,0361	5933,579	5088	1,2268	0,6928	0,9028
9304	300	1,0730	1,7460	0,0117	96	0,0537	6215,613	5272	1,7358	0,6870	0,8970
9907	200	1,0630	1,8700	0,0114	73	0,0713	6563,833	5888	2,3778	0,6806	0,8906

$X(p) = \frac{1}{(Bo \cdot Bg)} \cdot dRs/dP$	$Y(p) = \frac{1}{Bo \cdot Uo/Ug} \cdot dBo/dP$	$Z(p) = \frac{1}{Bg} \cdot dBg/dP$	$^{\wedge} So = \frac{^{\wedge} P \cdot [So \cdot X(p) + So \cdot \frac{Kg}{Ko} \cdot Y(p) + (1 - So - Sw) \cdot Z(p)]}{[1 + Kg/Ko \cdot Uo/Ug]}$	$Np = \frac{^{\wedge} So \cdot OOIP}{}$
0,000902126	0,017867846	0,0000000109		
0,000673735	0,003126954	0,0000000272	1,8	1584000
0,000790779	0,003919255	0,0000000336	1,14	2439000
0,002534051	0,004684287	0,0000000398	1,14	3294000
0,001700352	0,004517492	0,0000000733	0,34	3549000
0,001836489	0,004890993	0,0000000776	0,43	3871500
0,002024306	0,006559668	0,0000000954	0,48	4231500
0,002409428	0,004555595	0,0000001035	0,34	4486500
0,002456264	0,005967679	0,0000001524	0,38	4771500
0,002725664	0,005988422	0,0000001820	0,35	5034000
0,003116258	0,006400993	0,0000003021	0,34	5289000
0,003671749	0,006884109	0,0000003382	0,34	5544000
0,004135189	0,008313754	0,0000006240	0,37	5821500
0,004765632	0,008408031	0,0000007140	0,34	6076500
0,005777166	0,009467157	0,0000018600	0,36	6346500
0,007673752	0,010618453	0,0000022021	0,36	6616500
0,011010252	0,012517026	0,0000094512	0,41	6924000
0,015427093	0,015431335	0,0000125488	0,43	7246500



**CALCULOS EFECTUADOS SEGÚN EL METODO DE MUSKAT - CON INYECCION DE GAS**

X(p)	Y(p)	Z(p)	$\Delta S_o = \frac{P}{\rho} \left[ S_o \cdot X(p) + S_o \cdot \left( \frac{K_g}{K_o} - r \cdot \frac{R}{Bo \cdot Bg} \right) \cdot \frac{U_o}{U_g} \cdot Y(p) + m \cdot \left( 1 - S_w \cdot S_{oi} \cdot \frac{Bo}{Bo_i} \right) + (1 - S_w - S_o) \cdot Z(p) - m \cdot S_{oi} \cdot \frac{Bo_i}{Bo} \cdot d \cdot \frac{Bo}{dP} \right]$ [1+Kg/Ko*Uo/Ug-r*R/(Bo*Bg)]	Np = $\Delta S_o \cdot OOIP$
0,000902126	0,017867846	0,0000000109		
0,000673735	0,003126954	0,0000000272	1,8	1584000
0,000790779	0,003919255	0,0000000336	1,14	2439000
0,002534051	0,004684287	0,0000000398	1,14	3294000
0,001700352	0,004517492	0,0000000733	0,34	3549000
0,001836489	0,004890993	0,0000000776	0,43	3871500
0,002024306	0,006559668	0,0000000954	0,48	4231500
0,002409428	0,00455595	0,0000001035	0,34	4486500
0,002456264	0,005967679	0,0000001524	0,38	4771500
0,002725664	0,005988422	0,0000001820	0,35	5034000
0,003116258	0,006400993	0,0000003021	0,34	5289000
0,003671749	0,006884109	0,0000003382	0,34	5544000
0,004135189	0,008313754	0,0000006240	0,37	5821500
0,004765632	0,008408031	0,0000007140	0,34	6076500
0,005777166	0,009467157	0,0000018600	0,36	6346500
0,007673752	0,010618453	0,0000022021	0,36	6616500
0,011010252	0,012517026	0,0000094512	0,41	6924000
0,015427093	0,015431335	0,0000125488	0,79	8456500

## EVALUACION ECONOMICA

### PROYECTO: SUR PN1 RESERVORIO MOGOLLON

AÑO	PRODUCCION DE PETROLEO (BPPD)		MILES DE U.S. DOLARES								FLUJO DE CAJA	
	TOTAL	PARTE DE: PETRO-TECH (1)	INVERSION	COSTO	TOTAL	AMORTIZ.	DEPREC.	UTILIDAD	IMPUESTOS			
			TOTAL (US \$)	OPERACION	INGRESOS	INTANGIBLE	TANGIBLE	IMPONIBLE		CORRIENTE	DESCONTADO	
1	132	111	240	220	811	140	25	426	128	223	194	
2	396	333	0	220	2,428	0	25	2,183	655	1,553	1,369	
3	565	475	0	220	3,466	0	20	3,226	968	2,278	2,867	
4	558	469	0	220	3,422	0	15	3,187	956	2,246	4,151	
5	547	460	0	220	3,355	0	15	3,120	936	2,199	5,244	
6	500	420	0	220	3,063	0	0	2,843	853	1,990	6,104	
7	495	416	0	220	3,035	0	0	2,815	845	1,971	6,845	
8	491	412	0	220	3,008	0	0	2,788	836	1,951	7,483	
9	317	266	0	220	1,943	0	0	1,723	517	1,206	7,826	
10	133	112	0	220	817	0	0	597	179	418	7,929	
11	83	70	0	220	509	0	0	289	87	202	7,973	
12	42	35	0	220	258	0	0	38	11	26	7,978	
<b>TOTAL</b>			<b>240</b>	<b>2640</b>	<b>26114</b>	<b>140</b>	<b>100</b>	<b>23234</b>	<b>6970</b>	<b>16264</b>		

**PARAMETROS BASICOS :**

RESERVAS DE PETROLEO, MSTB	1,554
INVERSION TOTAL, MUS\$	240
PRECIO DE PETROLEO (PETRO-TECH), \$/STB	20
TASA DE DESCUENTO, %	15
TASA DE MPUESTO, %	30

**EVALUACION ECONOMICA :**

VAN CON 15% DCTO, MUS\$	7,978
TIR, %	>100
PAY OUT, AÑOS	0.90
RELACION P/I, DESCONTADO, \$/\$	33.24

(1) 84 % OF TOTAL OIL PRODUCTION

evaluacion.xls/dcf

## ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL PROYECTO

PRECIO DE PETROLEO US\$/BBL	15	18	20	23	25
VAN CON 15% DCTO, MUS\$	5736.70	7081.24	7977.60	9322.14	10218.50
TIR,%	>100	>100	>100	>100	>100
PAY OUT, AÑOS	1.2	1.0	0.9	0.8	0.8
RELACION P/I, DESCONTADO, \$/\$	23.9	29.5	33.2	38.8	42.6

