

# **Aplicación de Fluidos de Perforación Base Agua en el Bloque Caipipendi**

## **Autores:**

|                              |   |                   |
|------------------------------|---|-------------------|
| Luis Felipe Aponte Rossell   | - | MISwaco           |
| Samuel Carmelo Alpire Flores | - | MISwaco           |
| Claudio Balda                | - | RepsolYPF Bolivia |

## **1. Abstracto:**

El desafío hoy en día en la industria del petróleo es el permanente mejoramiento de los procesos operativos. En este sentido la perforación en el sur de Bolivia presenta aun una serie de retos técnicos. Entre otros, uno de los aspectos más importantes a considerar es la correcta selección del sistema de fluidos de perforación. Debido a la complejidad de estos pozos, algunas secciones son perforados con fluidos base aceite, los cuales muestran un buen desempeño, particularmente al atravesar formaciones del Devónico, caracterizadas por su alta inestabilidad de sus paredes. El impacto ambiental y la evaluación de formaciones ( registros eléctricos, control geológico y daño ) son desafíos aún difíciles de superar por este sistema de fluidos.

En el Bloque Caipipendi, desde el año 1997 se han perforado un total de cuatro pozos utilizando Fluidos de perforación base agua.

La finalidad del presente trabajo es exponer la evolución en el diseño, selección y aplicación de Fluidos base agua en el Bloque Caipipendi, mostrando los resultados a la fecha y su impacto en los diferentes proyectos.

Con el objetivo de continuar evolucionando en la aplicación de fluidos base agua, se ha encarado un estudio que involucra interacción Roca-Fluido, cuyos resultados son presentados como un aporte a nuevos proyectos.

## 2. Introducción:

El presente trabajo muestra que la perforación en el Subandino (Bloque Caipipendi en el sur de Bolivia) continúa siendo un desafío complejo; debido a esto, es muy importante considerar la selección correcta del sistema de fluido de perforación durante la planificación de los proyectos.

No es mera casualidad que normalmente se tome la decisión de utilizar fluidos Base Aceite en estas operaciones. Estos, generalmente satisfacen los requerimientos operativos que permiten completar exitosamente la perforación de estos tipos de pozos.

En el año 1997 se perforó el primer pozo exploratorio en el Bloque Caipipendi (Margarita –X1), éste fue el primer proyecto empleando un fluido Base Agua, aireado en los niveles críticos del Carbonífero de pérdida total y luego un sistema en base a Polímeros y Glicoles. El pozo alcanza la profundidad de 4850 metros. En esta operación se tuvieron que superar diversos problemas, pese a ello se finalizó el proyecto aunque no fue posible alcanzar la totalidad de los objetivos planteados.

En el año 1998, Repsol-YPF y M-I Swaco asumen el reto de encarar un plan de investigación y desarrollo de Fluidos de perforación teniendo como premisa dos aspectos fundamentales:

1. Preservar el medio ambiente
2. Alcanzar exitosamente las metas operacionales del proyecto.

Los pozos MGR-X2 y MGR-X3 fueron perforados en el período entre Enero de 1999 y Febrero del 2000, los resultados de estos pozos alentaron un mayor esfuerzo en la investigación de tipos de fluidos con tecnologías avanzadas en laboratorios especializados en fluidos de Houston y Santa Cruz de La Sierra.

En el año 2003 durante la perforación del pozo MGR-X4 se pudieron aplicar recomendaciones surgidos de los resultados de las investigaciones efectuadas, la conclusión de este pozo en Diciembre del 2004 arrojó resultados positivos abriendo camino a nuevas posibilidades de mejoras.

Las lecciones aprendidas durante la perforación de estos pozos, abrieron una nueva etapa de investigación y desarrollo con la finalidad de optimizar el diseño de fluidos de perforación.

El diseño de estos sistemas consideran los siguientes aspectos del área:

- Altas Presiones y Temperatura en las zonas de interés
- Altos Buzamientos
- Fuerzas Tectónicas
- Formaciones altamente abrasivas
- Ovalización del Hueco
- Inestabilidad de las Lutitas de la Formación Los Monos
- Índice de Corrosión
- Contaminación por Sulfatos de formación en tramos superiores
- Pérdidas Parciales y Totales

### 3. Desarrollo:

Los resultados obtenidos en Laboratorio ofrecen una forma objetiva de optar por un diseño de fluidos a partir de una “Matriz de Selección” y así poder encarar un nuevo proyecto con mejores posibilidades de alcanzar los objetivos del proyecto. En la **Tabla 1** podemos ver claramente las bondades de cada uno de los fluidos que fueron previamente seleccionados a lo largo de una prolongada etapa de investigación a partir de los antecedentes mencionados arriba.

En la **Tabla 1** se ilustra la “Matriz de Selección” de fluidos en la cual se define un ranking de adecuación a objetivos establecidos (a menor valor mejor adecuación). Los fluidos involucrados en el estudio fueron: (1) Emulsión Inversa con relación diesel oil y agua de 80/20; (2) 100% aceite; (3) Fluido de mezcla de óxidos metálicos (MMO); (4) base glicoles y (5) Fluidos para reservorios (R.D.F.).

Las condiciones establecidas simulan la profundidad final del pozo (5098 metros), 1.54 gr/cc (12.8 ppg) de densidad, 1324.9 L/min. Caída de presión (pérdidas de presión) a través del motor de fondo usando 1892.70 L/min. (500 GPM) como caudal de referencia, TFA del trépano de 0.5 pulgadas, usando un arreglo convencional, con una temperatura estática de fondo de 104.4° C (220° F) y temperatura de circulación de 82.2 °C (180° F). Todas las pruebas de lubricidad fueron realizadas en cañería C-95 (Lubricímetro HTHPLP).

|                     | Coefi. De Lubricidad | Inhibición Los Monos | Específico para el Reservorio | Hidráulica ECD 1.536 gr/cc (12.8 PPG) | Presión de Bomba a 1324.89 lt/min | Reología y Limpieza del Pozo | Costos de Remediación | Costo del Sistema \$/litro | Ranking  |
|---------------------|----------------------|----------------------|-------------------------------|---------------------------------------|-----------------------------------|------------------------------|-----------------------|----------------------------|----------|
| Emulsión Inversa    | <b>0.080</b>         | 1                    | 4                             | 1.67                                  | 5616                              | 4                            | 5                     | <b>671.96</b>              | 2        |
| 100% en Base Aceite | 0.203                | 1                    | 5                             | 1.76                                  | 5760                              | 5                            | 4                     | 1080.9                     | 4        |
| MMO                 | 0.085                | 1                    | 2                             | 1.67                                  | 3405                              | 2                            | <b>1</b>              | 708.76                     | <b>1</b> |
| Glycol              | 0.118                | 1                    | 3                             | 1.73                                  | 4649                              | 3                            | 2                     | 734.76                     | 3        |
| R.D.F.              | 0.270                | 1                    | <b>1</b>                      | 1.66                                  | 3000                              | <b>1</b>                     | 3                     | 4202.1                     | 5        |

**Tabla 1. Matriz de Selección de Fluidos**

En la **Tabla 2** se ilustran los resultados de los ensayos de difracción de rayos X y CEC. Las muestras obtenidas en los pozos fueron empaquetadas y enviadas al Centro de Investigación y Desarrollo en Houston Texas. Las muestras fueron limpiadas y preparadas para una análisis semi-cuantitativo de difracción con Rayos-X y titulación MBT para determinar los minerales y el porcentaje de materiales reactivos. Se debe notar que todas las muestras fueron tomadas de la superficie y han sido expuestas al clima y al polvo generado en las cercanías. Esta exposición puede haber contaminado las muestras con minerales ajenos lo cual puede explicar porque la formación Huamampampa tiene una mayor cantidad de arcilla y mayor CEC (capacidad de intercambio iónico) de la que se esperaba

|                                 | <b>Los Monos</b> | <b>Huamampampa Superior</b> | <b>Huamampampa Limpio</b> |
|---------------------------------|------------------|-----------------------------|---------------------------|
| Esméctita y Mezclas de Arcillas | 10%              | 8%                          | 6%                        |
| Kaolinita                       | 10%              | *                           | 5%                        |
| Illita                          | 20%              | 10%                         | *                         |
| Clorita                         | *                | *                           | *                         |
| Calcita                         | *                | *                           | 1%                        |
| Dolomita                        | *                | *                           | *                         |
| Siderita                        | 5%               | *                           | *                         |
| Anhydrita                       | *                | 2%                          | *                         |
| Feldespatos                     | 10%              | 15%                         | 13%                       |
| Cuarzo                          | 35%              | 65%                         | 75%                       |
| CEC, meq/100g                   | 8                | 6                           | 5                         |

**Tabla 2. Resultados de la difracción de Rayos X y CEC por titulación**

### 3.1. Intervalos perforados en las formaciones del, Cretácico, Triásico, Pérmico y Carbonífero

En el pozo MGR X-1, el primer gran desafío se concretó luego de 423 días de operaciones hasta llegar a alcanzar la profundidad de 4850 metros. Ver **Figura 1**. Se inició la perforación del intervalo de 36 pulgadas con Bentonítico Extendido, hasta los 49 metros en forma normal y bajó cañería de 30 pulgadas. Luego perforó el intervalo de 26 pulgadas hasta 751 metros, con lodo Bentonítico Aireado, bajo cañería de 18 5/8 pulgadas (se adicionó 5% de agua en 1 a 1.3% de espuma). Continúo perforando la sección de 12 ¼ pulgadas con aire hasta 984 metros y con agua más espuma hasta 1493 metros, cambió a fluido en base a gel y polímero, ensanchó con 17 ½ pulgadas, finalizando la fase luego de haber asentado cañería de 16 pulgadas en 1433 metros. La desviación máxima fue de 7°. Luego perforó el intervalo de 14 ¾ pulgadas hasta 3140 metros, con fluidos Gel Polímero y Gel Polímero Aireado, habiendo observado pérdidas importantes de fluido en el intervalo de 1707 y 2050 metros, en varias oportunidades desplazó lechadas sellantes para remediar las mismas, en una de estas operaciones de sellado se produjo un aprisionamiento, se recuperó la herramienta en forma parcial, quedando en pesca en el tramo 1958 a 2029 metros, zona donde los volúmenes de pérdidas fueron mayores, asentó la cañería de 13 3/8 pulgadas en 2974 metros, evidenció una desviación máxima de 16° que al finalizar la fase cayó gradualmente a 7°.(**Tabla 10**) Los eventos no programados estuvieron relacionados principalmente con pérdidas de fluidos en el Carbonífero

El pozo MGR-X2 se perforó en 325 días desde el 17 de Enero del 1999 hasta el 07 de Diciembre del 1999, alcanzando la profundidad de 4870 metros (**Figura 1**). Un fluido Bentonítico Extendido fue utilizado en el primer intervalo de 36 pulgadas hasta 54 metros y Bentonítico Extendido - Aireado en el intervalo de 26 pulgadas hasta 1087 metros. Un sistema Bentonítico Polimérico - Aireado en el intervalo de 17 ½ pulgadas hasta 2975 metros. (**Tabla 10**) Un lodo en base a Glicoles en el intervalo de 12 ¼ pulgadas hasta 4474 metros y un lodo Glicol – Polímero en el último intervalo de 8 ½ pulgadas hasta 4870 metros. (**Tabla 11**) El primer problema serio encontrado durante la perforación fue al atravesar los niveles con Anhidrita desde los 600 hasta los 2900 metros y particularmente en la formación Ipaguazu que causó serios problemas de floculación del fluido, combatidos con tratamiento químico para precipiar los sulfatos que no fue muy efectivo por lo que se complementó con diluciones periodicas. Un segundo problema fueron las pérdidas de fluido a la formación, controladas con las píldoras de sello programadas en base a sellante fibroso, granular y asfaltos. Otro problema serio fue el relacionado con la corrosión, particularmente en el tramo que se utilizó lodo aireado que fue neutralizado con anticorrosivo fílmico. Se evidenció hueco estrecho en las Formaciones del Scarpment y Taiguati donde se aprisionó la herramienta, también se observó derrumbes que motivaron incrementos en la densidad del fluido de 1.08 -1.10 g/cc (9.0 a 9.2 ppg).

El pozo MGR-X3 se perforó en 364 días desde el 18 de Febrero del 1999 hasta el 16 de Febrero del 2000, alcanzando la profundidad de 5445 metros (Figura 1). En el intervalo de 36 pulgadas, se utilizó un lodo Bentonítico Extendido hasta 55 metros y en el intervalo de 26 pulgadas, un sistema Bentonítico Extendido – Aireado hasta 1254 metros. Un fluido Bentonítico Extendido - Polimérico en el intervalo de 17 ½ pulgadas hasta 2996 metros. (**Tabla 10**) Un lodo en base a Glicoles en el intervalo de 12 ¼ pulgadas hasta 4163 metros. Finalmente, un sistema de Glicol-Polimérico fue empleado en los dos intervalos de 8 ½ pulgadas hasta 5130 metros y el último intervalo de 6 pulgadas hasta 5445 metros. (**Tabla 11**) Durante la perforación del pozo MGR-X3 observamos que las operaciones se suceden en similares condiciones a las del MGR-X2, particularmente en cuanto se refiere a los fluidos utilizados, los que fueron oportunamente ajustados en función al comportamiento de los mismos en el MGR-X2.

El pozo MGR-4 se perforó en 435 días desde el 13 de Octubre del 2003 hasta el 20 de diciembre del 2004, alcanzando la profundidad de 5801 metros (**Figura 1**). En este pozo se emplearon los sistemas de fluidos recomendados a partir de los estudios realizados en Houston. La perforación de los intervalos de 36 pulgadas a 64 metros, 26 pulgadas a 1107 metros y 17 ½ pulgadas a 3204 metros, fue realizada con un nuevo Sistema Base Agua en base a una Mezcla de Oxidos Metálicos (MMO), con valores de densidad que fueron de 1.04 a 1.19 gr/cc (8.7 a 9.9 ppg).

### **3.1.1. Problemas y soluciones perforando formaciones del Carbonífero**

Un resumen general de problemas de los cuatro pozos perforados con sistema base agua se muestra en la **Tabla 9**.

Durante el desarrollo de la perforación de las formaciones del Carbonífero en el MGR -4, en cada una de las secciones del pozo se evidenciaron una serie de Problemas los cuales se fueron resolviendo a través de las acciones que se describen a continuación:

#### **A. Contaminación por Sulfatos e Incremento anormal de la Reología.**

Este problema inicialmente fue combatido con tratamiento químico en base a Carbonato de Bario intentando precipitar el ión sulfato que no fue posible por los altos niveles de contaminación superiores a 10 000 mg/L de sulfatos. Se debió completar el tratamiento con renovación de volúmenes de lodo fresco, para poder controlar los valores reológicos. El agua de preparación de lodo presentó 500 mg/L de sulfatos por la que se trató con carbonato de bario antes de realizar la preparación de volúmenes nuevos. Este contaminante incrementó el uso de Soda Cáustica.

#### **B. Entrampamiento de aire**

En la descarga de las Unidades de control de sólidos se generó espuma y a partir de allí el entrampamiento de aire en el fluido, dificultando su eliminación por los altos valores de reología, el uso de antiespumante fue la solución.

#### **C. Tamaño anormal de recortes - Inestabilidad**

Durante la perforación y particularmente después de las maniobras de cambio de trépano se observó la recuperación de recortes de formación “pelitas” de tamaño mayor a 3 pulgadas, que se pueden asociar a inestabilidad y resultado de un efecto mecánico de la herramienta sobre las paredes del pozo. Esta situación fue controlada con el uso de hasta 12 Kg/M3 ( 4 ppb) de asfalto y fundamentalmente un incremento gradual de la densidad de 1.10 a 1.19 g/cc ( 9.2 a 9.9 ppg).

#### **D. Indicios de Corrosión**

Ante las evidencias de indicios de corrosión en las herramientas utilizadas, se realizaron varias carreras de Anillos de Corrosión lo que nos permitió determinar la severidad del mismo, tomando acciones inmediatas en cuanto a la mitigación del mencionado proceso, con uso directo en las herramientas de un anticorrosivo Fílmico. Este tratamiento se complementó con la adición de un Inhibidor de Corrosión específico al sistema de lodo en una concentración de 2.8 a 7.5 Kg/M3 (1 hasta 2.5 ppb). El resultado fue positivo ya que la evaluación progresiva de los anillos de corrosión fue mostrando valores de corrosión descendente una vez alcanzada la concentración óptima de anticorrosivo y su mantenimiento en el sistema activo.

### **3.1.2. Beneficios conseguidos con el sistema de MMO perforando formaciones del Carbonífero**

Durante el desarrollo de la perforación de estas secciones, también se evidenciaron mejoras significativos respecto a los pozos anteriores. Una evidencia de esto es la mejora en los calibres que se muestran en la **Figura 2**.

Entre las más importantes a considerar son:

#### **a. Pérdidas de Circulación**

Los valores de pérdidas de fluido a la formación fueron reducidos en un 90% de los volúmenes que históricamente se tuvo en los tres anteriores pozos perforados en el área como se puede ver en la

**Figura 9.** Esto además significó que sea el primer pozo en el cual no se utilizó el sistema de perforación con aire (Air Drilling).

### **b. Limpieza del Hueco**

Por las características reológicas del fluido utilizado MMO, se evidenció una excelente capacidad de limpieza del mismo. De todas maneras se ha podido establecer que estos valores deben ser controlados en niveles inferiores a los utilizados, eso a partir de los resultados del MGR-4 y de otros proyectos donde fue utilizado el fluido en base MMO.

### **3.2. Intervalos perforados en la Formación Los Monos:**

En el pozo MGR X-1, el intervalo de 12 ¼ pulgadas fue perforado con Gel Polímero y Polímeros para alta temperatura, alcanzando una densidad de 1.25 gr/cc (10.4 ppg) coincidiendo con la entrada a la Formación Los Monos. En esta etapa se sucedieron varios eventos como pérdida de conos, gasificación (motivo por el cual se incremento de la densidad) y la desviación incrementó gradualmente de 7° a 15.7°. Perforó con trépano de 8 ½ pulgadas hasta 4525 metros, con fluidos : Gel – Polímero inicialmente luego a Gel – Glicoles – Asfalto y finalmente pasó a un sistema Glicol – Polímero, en este intervalo la densidad del fluido se incrementó hasta 1.50 gr/cc (12.5 ppg), por los permanentes aporte de gas. Asentó Liner de 7 5/8 pulgadas en 4409 metros, la inclinación máxima fue de 16.6°

En los pozos MGR X-2 y MGR X-3, al ingresar a la formación Los Monos, la densidad se incrementó gradualmente desde 1.20 gr/cc (10 ppg) hasta 1.86 gr/cc (15.5 ppg). El problema mas serio que se evidenció fue el relacionado con derrumbes, aunque tambien se observó hueco estrecho, aprisionamientos de herramienta y gas de viaje. El comportamiento del Sistema de lodos en Base a Glicoles fue aceptable y se complementó con una adecuada concentración de potasio activo.

La perforación en el pozo MGR-4, de los intervalos de 14 ¼ pulgadas a 3991 metros con densidad de 1.84 gr/cc ( 15.3 ppg). Se realizó con sistemas de fluidos en base a Glycoles cuyo manejo estuvo de acuerdo al programa original y las desviaciones al mismo fue como consecuencia de requerimientos operativos.

#### **3.2.1. Análisis de la “Matriz de Selección” de Fluidos : Formación Los Monos**

- 1) En la **Tabla 1**, el sistema “emulsión inversa” exhibe el menor coeficiente de lubricidad (0.08) de los fluidos probados. Los rangos de inhibición de Los Monos y la estabilidad de las paredes están basadas en las pruebas de dispersión de Los Monos y datos empíricos de otras operaciones en Bolivia. Los sistemas inversos proveen pobres registros de imagen, altos costos en tratamientos de los recortes. Preocupaciones respecto a HSE y la deposición de desechos son los mayores inconvenientes para este sistema.
- 2) El sistema “100 % en Base Aceite” de la **Tabla 1** muestra en el Ranking uno de los valores más bajos. La alta carga de solidos ( asfalto y baritina ) y perdidas HPHT mayores que la emulsión inversa, menor capacidad de limpieza del hueco y menor lubricidad. Presenta también los mismos problemas referentes a HSE y al tratamiento de desechos que los sistemas de emulsión inversa excepto la sal de la fase interna. El impacto ambiental puede ser reducido con el uso sistemas de parafinas lineales.
- 3) El sistema en base a Glicoles ha sido utilizado para perforar los pozos MGR-X2 y X-3, el pozo Tacobo X-1001, y un pozo en Ramos en el norte de Argentina. Ninguno de estos pozos experimentó mayores problemas en la formación Los Monos o la necesidad de agregar

mayores cantidades de lubricantes; sin embargo, estos no fueron pozos de alto ángulo. En la **Tabla 1** se muestra este sistema tiene coeficiente de lubricidad mas alto y una hidráulica menos deseable.

### **3.2.2. Difracción de Rayos – X y CEC por titulación : Formación Los Monos.**

La muestra de la formación Los Monos tomada cerca al campo Margarita tiene una capacidad de intercambio cationico de 8 meq/100 gramos de muestra. La medida de la actividad de las arcillas indica que la formación los Monos no es reactiva y no requiere inhibición química para la estabilidad. El mayor componente de Los Monos es cuarzo en un 35 %. La cantidad de esméctita fue medida como un 10 %, e incluye todos los otros tipos de arcilla que se puedan haber mezclado con las muestras originales o contaminado cerca de la superficie. El bajo valor de CEC y la pequeña fracción de estratos de arcilla mezclados indica que Los Monos puede ser exitosamente perforada con cualquiera de los fluidos mencionados en términos de inhibición.

La naturaleza de la roca altamente estratificada y con micro fracturas requiere que el fluido de perforación tenga una elevada capacidad sellante. En pozos cerca al campo Margarita, La formación Los Monos ha sido perforada con OBM y aún así presenta incidentes de desprendimiento, derrumbe y aprisionamiento de herramienta. Esto pudiera ser causado por la auto lubricación de las fracturas a través del fluido base aceite y los disturbios mecánicos debidos a la rotación de la sarta. En los pozos donde recientemente se ha perforado la formación Los Monos utilizando un arreglo no rotativo se ha observado menos ensanchamiento del agujero y problemas de derrumbe. Los dos pozos previos emplearon un sistema con mezcla de glicoles para perforar Los Monos, Huamampampa y Santa Rosa. El glicol se vuelve menos soluble en agua a mayores temperaturas y forma pequeñas gotas que se adhieren y sellan las áreas entre las capas de lutitas.

En este sentido, dando continuidad al programa de investigación se siguiò buscando alternativas que provean mayor estabilidad en las Lutitas de la Formación Los Monos. Con el apoyo de los estudios de laboratorios en Houston – USA a través de Sevicios de Evaluación de Formaciones se obtuvieron los siguientes resultados:

### **3.2.3. Prueba de Estabilidad de Lutitas : Formación Los Monos.**

Se realizaron pruebas de estabilidad de lutitas a una muestra de la Formación Los Monos. El mismo incluyó una prueba de fotografía en lapsos de tiempo. Para comprender mejor si el fluido estaba causando cambios en las micro estructuras de las lutitas, se examinaron con un microscopio petrográfico secciones delgadas de los recortes luego de la exposición al fluido. Para realizar estas pruebas se siguió el siguiente protocolo:

1. Las muestras de lutita fue separada en secciones de aproximadamente el mismo tamaño.
2. Las muestras fueron expuestas a los diferentes fluidos por 6 horas y los cambios visibles fueron registrados fotográficamente. Una de las muestras no se expuso a ningún fluido con fines de comparación.
3. Cada muestra fue secada e impregnada con “epoxy teñida de azul”. Se hicieron secciones delgadas petrograficamente estándar. Se utilizo aceite en el proceso previo de cortado de las secciones.
4. Las secciones delgadas fueron examinadas con el microscopio petrográfico universal Zeiss y se tomaron fotos para mostrar la micro estructura. Se registraron; el número de fracturas observadas en la sección, la presencia de fracturas de intersección, y la fractura máxima.

Los fluidos evaluados fueron

- Agua. (**Figura 4**)



- Silicatos-Potasio (10% v/v) en Agua. (**Figura 5**)
- EMI-933 (3% v/v) en Agua. (**Figura 6**)
- S-2563GA (3 %v/v) en Agua. (**Figura 7**)
- Aceite Mineral. Escaid 110. (**Figura 3**)

Las fotografías contenidas en las **Figura 3** a la **Figura 8** nos permiten observar el comportamiento de los fluidos en función del tiempo. Estas observaciones indicaron que la muestra de roca tuvo diferentes comportamientos en el fluido probado. Luego de sumergir la muestra en agua, se observó una ligera alteración de la misma. Pequeñas partículas de roca se desprendieron y escaparon burbujas de aire desde la misma. Luego de dos horas el desarrollo gradual de las fracturas fue evidente. Luego de 6 horas las fracturas se ampliaron aún mas. A pesar de que ocurrieron las fracturas, la muestra mantuvo su forma.

La muestra expuesta al fluido Silicatos-Potasio tuvo buena estabilidad durante las primeras dos horas. El desarrollo de las fracturas no fue evidente. Luego de dos horas se notó un aumento de material en la superficie de la muestra y se observaron algunas fracturas.

Las muestras expuestas a los fluidos EMI-933 y S-2563 GA tuvieron un comportamiento similar. No se observaron cambios evidentes cuando las muestras fueron sumergidas en el fluido. El desarrollo de fracturas se observó luego de dos horas; sin embargo, las muestras mantuvieron su forma. La muestra expuesta al aceite mineral no mostró cambios visuales durante la prueba.

Un Análisis de las secciones finas se describe a continuación:

Como una breve descripción de la muestra de roca se puede afirmar que está básicamente compuesta de granos de minerales arcillosos y finos. Los principales componentes son el cuarzo y arcilla. Existe la presencia de material orgánico y pirita (áreas negras y oscuras). Se observó laminación. La mayoría de las fracturas se extendieron a o largo de las secciones ricas en arcilla.

La **Tabla 3** presenta una descripción de las fracturas observadas en las secciones delgadas:

| <b>Fluido</b>  | <b>Numero de Fracturas</b> | <b>Intersección de fracturas</b> | <b>Tamaño Máximo de Fracturas (micrones).</b> |
|----------------|----------------------------|----------------------------------|-----------------------------------------------|
| Sin fluido     | 13                         | No                               | 22                                            |
| Agua           | 93                         | Si                               | 174                                           |
| Silcatos – K   | 18                         | Si                               | 312                                           |
| EMI - 933      | 22                         | Si                               | 174                                           |
| S – 2563 GA    | 18                         | Si                               | 75                                            |
| Aceite Mineral | 13                         | No                               | 15                                            |

**Tabla 3. Descripción de fracturas en las secciones delgadas con diferentes fluidos**

Las fotos de las secciones probadas muestran que la mayor parte de la fracturas están a lo largo del plano de estratificación. Las fracturas se extienden mayormente a través de las zonas ricas en arcilla. No se encontraron fracturas de intersección. El tamaño de fracturas mas común es de aproximadamente 9 micrones. Ver **Figura 3**.

La **Figura 4** muestra la mayor fractura encontrada ( aproximadamente 174 micrones). Esta fractura así como las otras observadas cruza la dimensión de la muestra dividiendo la muestra en secciones.

La **Figura 5** muestra fracturas de intersección. La mayor parte de las fracturas están a lo largo del plano de estratificación. El tamaño de las fracturas es mayormente cercano a 22 micrones. Se observaron fracturas perpendiculares al plano de estratificación. Esta fractura así como las otras observadas cruza la dimensión de la muestra dividiendo la muestra en secciones.

La **Figura 6** muestra la mayor fractura encontrada ( aproximadamente 174 micrones). Esta fractura así como las otras observadas cruza la dimensión de la muestra dividiendo la muestra en secciones.

La **Figura 7** muestra que la mayoría de las fracturas se observaron a través del plano de estratificación. Se observaron fracturas de intersección. Las fracturas presentaron un tamaño < 30 micrones.

La **Figura 8** muestra que la mayoría de las fracturas se observaron a través del plano de estratificación. No se observaron fracturas de intersección. Aquí se observa una fractura de tamaño máximo de 15 micrones.

El número de fracturas y el ancho de las fracturas fue registrado para comparar cuantitativamente los efectos de la interacción Roca – fluido con referencia a la muestra base ( no expuesta a fluidos ). El número de fracturas registrada sugiere que se desarrollaron nuevas fracturas en las muestras expuestas a fluidos base agua. Basado en el número de fracturas, no hubo una diferencia significativa entre los fluidos base agua.

La medida del tamaño máximo de las fracturas indica que algunas fracturas podrían aumentar su tamaño en las muestras expuestas a los fluidos base agua. Basado en el menor de los tamaños máximos de fracturas, el fluido S – 2563 GA muestra el mejor comportamiento de todos los fluidos base agua.

La muestra expuesta al aceite mineral permaneció estable. Comparando el número de fracturas y el tamaño de las mismas con la muestra de referencia, no se observaron cambios significativos.

Las conclusiones obtenidas del estudio de Estabilidad de Lutitas son:

1. La muestra de roca de la formación Los Monos contiene micro fracturas originalmente de un tamaño aproximado de 9 micrones. No se presentan fracturas de intersección en esta muestra.
2. Todas las muestras expuestas a fluidos base agua desarrollaron fracturas grandes y de intersección. El significado e importancia de este tipo de fracturas es que permiten que la arcilla se desmorone o derrumbe.
3. Basado en el mas bajo de los valores de máximos del tamaño de las fracturas el fluido S – 2563 GA muestra el mejor comportamiento de todos los fluidos base agua.
4. El aceite mineral ( Esquid 110 ) muestra el mejor comportamiento. La muestra expuesta a este fluido se mantuvo estable y no se observaron cambios.

### **3.2.4. Problemas y soluciones perforando la formación Los Monos**

Un resumen general de problemas de los cuatro pozos perforados con sistema base agua se muestra en la **Tabla 9**.

Durante el desarrollo de la perforación, en ésta sección del pozo MGR-4 se evidenciaron una serie de **Problemas** los cuales se fueron resolviendo a través de las acciones que se describen a continuación:

#### **A. Sólidos finos – Incremento del MBT**

El principal problema encontrado se relacionó a la incorporación de Sólidos Finos durante la perforación y operaciones de repaso, que sumados a la densidad utilizada 1.84 gr/cc ( 15.3 ppg), hacían difícil la eliminación de los LGS incorporados de formación, situación que principalmente incide en el incremento no deseado del MBT hasta 38.5 Kg/M3(13.5 ppb), que fue el origen de progresivos incrementos de la reología. La solución fue utilizar centrifugas para recuperar baritina y

eliminar LGS, procedimiento complementado por renovación periódica de volumenens nuevos de lodo fresco. Esto particularmente al atravesar la Formación Los Monos.

#### **B. Estabilidad del Hueco - Concentración de Glicoles.**

Se observó durante la perforación en algunas maniobras, la presencia de fragmentos de formación de hasta 2 pulgadas resultado de una manifestación de inestabilidad. Se entiende que este problema se debió a que la concentración de Glicoles y material sellante no fue suficiente para generar un buen sello en las microfisuras de esta formación.

#### **C. Repasos – Torque**

Estos dos aspectos estarían relacionados principalmente al buzamiento de las capas y la tendencia a la desviación del pozo.

#### **D. Pesca y Side Track**

Una vez perforada la zona de interés se realizó el DST. Luego de este ensayo queda en pesca la cola de la sarta por debajo del packer lo que obligó a realizar un “Side Track”para poder llegar a los objetivos programados.

#### **E. Pegamiento Sonda de Registros**

Este evento puede estar realcionado a la configuración geométrica del pozo, la tendencia dominante de desviación, y el uso de Baches Pesados de una densidad de hasta 2.1 gr/cc ( 17.5 ppg)

#### **F.- Tapones de Cemento**

Se evidenciaron problemas en la colocaci`n de tapones balanceados. Entendemos que el fluido no debería tener incidencia en la dificultad observada para colocar Tapones de Cemento, en cambio este proceso de contaminación reiterado generó serios problemas en la estabilidad del fluido, que generó la necesidad de nuevos volúmenes no previstos.

### **3.2.5. Beneficios conseguidos con el sistema de Glicoles perforando la formación Los Monos**

Durante el desarrollo de la perforación de estas secciones utilizando un sistema de Glicoles, también se evidenciaron mejoras significativas respecto a los pozos anteriores. Una evidencia de esto es la mejora en los calibres que se muestran en la **Figura 2**.

Los más importantes a considerar son:

#### **a. Capacidad de Sello - Calidad de Filtrado y Película.**

La capacidad de sello conseguida y monitoreada por el control del P.P.T. fue de valores menor a 2 mL para el Filtrado inicial y menor a 10 mL para el Filtrado Acumulado Final con discos de 35 micrones. La calidad del filtrado y la película estuvieron en buenas condicones de adherencia, plástica y delgada.

#### **b. Resultados de la Producción**

Los resultados estuvieron dentro de las expectativas del proyecto. Si bien el analisis de un sistema de fluido para atravesar la zona de interes requiere un analisis especial, podemos decir que se podrían mejorar los resultados utilizando fluido fresco durante esta etapa.

#### **c. Performance de Glicoles**

Las operaciones de perforación han mejorado respecto a proyectos anteriores en el área y perforados con fluidos similares. Sin dudas de que los fluidos a base de Glicoles mejorados han contribuido positivamente al avance de los fluidos base agua para perforar los niveles de interés, aunque creemos de que hay márgenes para la mejora de los mismos.

#### **d. Pérdidas de Fluidos a formación**

Los valores de pérdidas de fluido a la formación fueron también reducidos en un 30% de los volúmenes que se tuvo en los tres anteriores pozos perforados en el área como se puede ver en la **Figura 10**.

### **3.3. Intervalos perforados de las Formaciones Huamampampa - Icla – Santa Rosa:**

El pozo MGR X-1 finalizó con la perforación del intervalo de 6 ½ pulgadas en los 4850 metros, el fluido utilizado fue Glicol – Polímero con densidad 1.52 gr/cc (12.7 ppg). La desviación máxima fue 50° El aprisionamiento de herramienta fue superado pudiéndose alcanzar 4850 metros, pese a ello no fue posible concretar la totalidad de los objetivos planeados. Ver Figura 1.

El último intervalo de 8 ½ pulgadas de MGR X-2 se perforó en la Formación Huamampampa donde están ubicados los objetivos principales de este proyecto, se acondicionó convenientemente el fluido del tramo anterior, realizando una dilución del 52.3%, el nuevo valor de la densidad fue de 1.56 gr/cc (13 ppg). La perforación fue normal, habiendo tenido como único problema el aprisionamiento de la herramienta en 4596 metros, que luego de librar, terminó de perforar hasta alcanzar la profundidad de 4870 metros.

Las diferencias mas importantes entre MGR X-2 y MRG X-3 fueron que , en este último para atravesar la formación Huamampampa la densidad del fluido fue de 1.65 gr/cc (13.8 ppg) y además en este proyecto se atravesó la Formación Icla, llegando hasta la Fm. Santa Rosa, con una densidad de lodo de 1.68 gr/cc (14 ppg), alcanzando la profundidad de 5445 metros. Esto significa 575 metros mas de pozo.

Concluidas las operaciones de los pozos MGR-X1, MGR-X2 y MGR-X3 con Fluidos Base Agua, se analizaron las dificultades encontradas en cada uno de ellos, encontrando avances muy importantes, como se verá mas adelante en los cuadros comparativos de los diferentes proyectos, los cuales muestran una curva de aprendizaje positiva confirmando la viabilidad de estos fluidos para perforar en éste tipo de formaciones.

La perforación en el pozo MGR-4 en el intervalo de 8 ½ pulgadas hasta 4210 metros fue realizada con densidad de 1.75 gr/cc (14.6 ppg). Se efectuó un side track en 8 ½ pulgadas hasta 5310 metros con una densidad de 1.73 gr/cc ( 14.4 ppg) y luego se perforó en 6 pulgadas hasta 5801 metros con una densidad de 1.56 gr/cc ( 13 ppg). Esta operación se realizó con sistemas de fluidos en base a Glycoles cuyo manejo estuvo de acuerdo al programa original y las desviaciones al mismo fue como consecuencia de requerimientos operativos.

El avance de los proyectos mencionados establecieron la necesidad imperiosa de continuar con los planes de investigación para mejorar los logros obtenidos y buscar soluciones a los nuevos desafíos, es así que surge un nuevo proyecto el MGR-X1 Re-entry, el que plantea retos concretos relacionados con :

- Diseño geométrico complicado.
- Inestabilidad de las lutitas de Fm. Los Monos – ensanchamiento del hueco.
- Problemas de Limpieza del hueco – Perfil de velocidades.
- Asentamiento de cortes y Riesgo de asentamiento de Barita en los fluidos de alta densidad 1.92 gr/cc (16 ppg)
- Daño a la formación de interés.

- Torque y Arrastre anormales.

Pese a contar con las recomendaciones surgidas a partir de los resultados de la reciente investigación se tomó la decisión de utilizar un fluido OBM, fundamentalmente debido a la alta tortuosidad de los tramos iniciales del pozo MGR-X1 ya perforado y que significaba un alto riesgo para encarar un pozo con una geometría altamente compleja con un fluido base agua.

El pozo MGR-X1 RE, fue perforado de acuerdo al programa establecido, el cual cumplió con la expectativas habiéndose alcanzado la profundidad de 5018 metros, luego de abrir ventana en 3970 metros.

### **3.3.1. Análisis de la Matriz de Selección de Fluidos**

El sistema de fluido R.D.F. esta basado en una tecnología de bajos sólidos usando Formiato de Potasio para darle densidad. La desventaja de este sistema es el costo asociado con un solo pozo o intervalo. El formiato debe ser reutilizable y debe ser recomendado para una campaña de varios pozos. Ver **Tabla 1**

### **3.3.2. Difracción de Rayos – X y CEC por titulación : Formación Huamampampa.**

Las muestras recolectadas de la formación Huamampampa limpio y superior durante la perforación de los pozos en el campo Margarita indican que la roca reservorio primaria tiene un 65 a 75 % de cuarzo y un 13 a 15 % de feldespatos donde la mayor diferencia ha sido 10 % de illita o mica encontrada en el Huamampampa superior y trazas de calcita encontradas en el Huamampampa limpio. Muchas muestras de Huamampampa tomadas de las operaciones de perforación y probadas tuvieron un 80 a 90 % de cuarzo. Nuevamente, estas son muestras de superficie en condiciones de pozo-medio ambiente y no deben ser completamente representativas al actual Huamampampa en Margarita. Los poros de las areniscas están contaminados con polvo y otros minerales a través de lluvia y viento. El 6 a 8 % de esméctitas y 5 a 10 % de kaolinita puede deberse a contaminación superficial. Los valores de 5 a 6 meq/100 gramos indica que las formaciones a ser perforadas no necesitan inhibición adicional. Ver **Tabla 2**.

### **3.3.3. Estudios de Lubricidad HTHPLT utilizando Cañería C-95**

Los fluidos propuestos fueron preparados en el laboratorio de Santa Cruz – Bolivia y acondicionados para las pruebas de filtración, reología y estabilidad. Las formulaciones seleccionadas fueron enviadas al Centro de Investigación y Desarrollo en Houston - Texas para ser preparados y proveídos al Laboratorio de Ingeniería para las pruebas HPHTLT ( Prueba de Lubricidad Alta Presión Alta Temperatura) para determinar el actual coeficiente de fricción en un ambiente específicamente cargado y calentado. El tiempo requerido para calentar y enfriar el probador de lubricidad (mínimo 6 horas).

### **3.3.4. Resultados de HTPLT con fluidos de 1.46 g/cc (12.2 ppg)**

Se llevaron a cabo pruebas de lubricidad para cuatro fluidos preparados en laboratorio con 1.46 gr/cc (12.2 ppg) de densidad. Los resultados de la tabla 1 indican que los fluidos Glicol y 100 % Base Aceite tuvieron el mas alto coeficiente de fricción y los menores resultados se obtuvieron con el fluido OBM de 80/20. Las pruebas fueron realizadas en una muestra de cañería C-95. Las condiciones de la prueba fueron 93.3 °C (200 ° F), 689.475 KPa (100 psi) de presión. Velocidad de rotación del Bob fue 150 rpm y carga de 56.69 kg (125 lbs). Las pruebas fueron desarrolladas en el orden que se muestra en la **Tabla 4**.

Los valores medidos de lubricidad para los fluidos base agua son casi comunes. Con la adición de Lubricante y antiacresión ( concentración máxima 29.95 kg/ m<sup>3</sup> (10.5 ppb) fue incrementada a 57.1 kg / m<sup>3</sup> (20 ppb) en series de 3 pruebas) fue posible reducir los valores de lubricidad para los fluidos base Agua.

| <b>Prueb<br/>a</b> | <b>Descripción del Fluido</b> | <b>Cf<br/>Casing</b> |
|--------------------|-------------------------------|----------------------|
| 1                  | MMO                           | 0.292                |
| 2                  | GLYCOL                        | 0.238                |
| 3                  | <b>OBM RATIO 80/20</b>        | <b>0.080</b>         |
| 4                  | OBM 100 % OIL                 | 0.203                |

**Tabla 2. Resultados de la Prueba.**

### 3.3.5. Resultados de HTPLT con fluidos de 1.54 g/cc (12.8 ppg)

Basado en los resultados de las primeras pruebas y debido a que se incrementará la densidad y se incrementará un fluido de perforación de reservorio, la prueba fue realizada con cuatro fluidos de 1.536 gr/cc (12.8 ppg). Los resultados indican que los sistemas Glicol y MMO tienen los coeficientes de fricción mas bajos de los fluidos base agua. La prueba del R.D.F. muestra que los lubricantes base ésteres lubrican externamente a altas temperaturas y en la presencia de formiato de sodio saturado. Las pruebas fueron realizadas en una muestra de cañería C-95. Las condiciones de la prueba fueron 93.3°C (200 ° F), 689.475 KPa (100 psi) de presión. Velocidad de rotación del Bob fue 150 rpm y carga de 56.69 kg (125 lbs). Las pruebas fueron desarrolladas en el orden que se muestra en la **Tabla 6**. Las formulaciones de emulsión Inversa y 100% Aceite no se cambiaron. El fluido de perforación de reservorio emplea Formiato de Sodio para la densidad, sin embargo para incrementar la densidad de 1.46 a 1.54 gr/cc (12.2 a 12.8 ppg) incremento los sólidos a valores por encima de los recomendados. Por esta razón la base fue cambiada a formiato de potasio en la tercera serie de pruebas.

| <b>Prueba</b> | <b>Descripción del Fluido</b> | <b>Casing Cf</b> |
|---------------|-------------------------------|------------------|
| 1             | <b>MMO</b>                    | <b>0.191</b>     |
| 2             | R.D.F.                        | 0.270            |
| 3             | R.D.F. w/ 3% lubricante       | 0.289            |
| 4             | GLICOL                        | 0.199            |
|               |                               |                  |

**Tabla 6. Resultados de la prueba.**

Para determinar si era posible disminuir el coeficiente de fricción en los fluidos base agua, se recomendó una tercera serie de pruebas. El objetivo de estas pruebas era disminuir el coeficiente de fricción de los fluidos base agua hasta 0.12 o menos. Los siguientes resultados fueron obtenidos empleando fluidos formulados con densidad de 1.53 gr/cc (12.8 ppg). El sistema MMO, que utilizo glicol y Lubricante específico desarrollo valores cercanos a los fluidos OBM con relación 80/20. el Lubricante específico es un lubricante que aumenta la ROP. El sistema base agua altamente inhibido ha sido diseñado para reemplazar los fluidos base sintética normalmente utilizados para perforar las formaciones gumbo sin sacrificar la ROP, inhibición o el comportamiento de las repasadas. Ver **Tabla 7** :

| <b>Prueba</b> | <b>Descripción del Fluido</b>                      | <b>Casing Cf</b> |
|---------------|----------------------------------------------------|------------------|
| 1             | MMO w/ 28.53 kg/m <sup>3</sup> (10ppb) Lubricante* | 0.191            |
| 2             | MMO w/ 42.79 kg/m <sup>3</sup> (15 ppb) Lubricante | 0.140            |

|   |                                                       |       |
|---|-------------------------------------------------------|-------|
| 3 | MMO w/ 57.06 kg/m <sup>3</sup> (20 ppb) Lubricante    | 0.085 |
| 4 | GLICOL w/ 28.53 kg/m <sup>3</sup> (10ppb) Lubricante  | 0.199 |
| 5 | GLICOL w/ 42.79 kg/m <sup>3</sup> (15 ppb) Lubricante | 0.166 |
| 6 | GLICOL w/57.06 kg/m <sup>3</sup> (20 ppb) lubricante  | 0.118 |

**Tabla 7. Resultados de la Prueba**

### 3.3.6. Hidráulica para limpieza del hueco

El pozo Margarita X-1 Re-Entry posee un único problema de limpieza del agujero. La simulación a través del software Virtual Hydraulics® muestra que debido a que el recorrido original del pozo es tortuoso, una sección del agujero entre 1600 y 2100 metros provoca que la tubería sea radicalmente excéntrica. Esta excentricidad cambia el perfil de velocidades, causando un área de menor velocidad del fluido. La menor velocidad puede permitir grandes diámetros o la deposición de recortes pesados en esta sección. Otra preocupación es el asentamiento de la baritina asociada con los sistemas de emulsión inversa y 100% aceite a densidades de 1.44 y 1.92 gr/cc (12 y 16 ppg). Las secciones a perforar tienen áreas en las que el asentamiento puede ocurrir. El siguiente modelo hidráulico empleo los datos del FANN 70 y FANN 35A para determinar los datos de viscosidad. El área excéntrica podría impartir altas fuerzas de sobrecarga y producir fallas prematuras de las cañerías. La pobre limpieza del pozo contribuye al torque y arrastre

### 3.3.7. Caída de Presión en la seccion de hueco de 8 ½”

|                  | Sarta de Perforación<br>KPa. | Motor de Fondo<br>KPa | Trépано<br>KPa | Anular<br>KPa | Equip superficial<br>KPa | Tubo en U<br>KPa | Sistema total KPa |
|------------------|------------------------------|-----------------------|----------------|---------------|--------------------------|------------------|-------------------|
| Emulsión Inversa | 14623.7                      | 2509.6                | 6715           | 3240.5        | 358.5                    | 62.0             | 27509.3           |
| 100% Aceite      | 11010.9                      | 2509.6                | 6715           | 3337.0        | 268.8                    | 55.15            | 23897             |
| Glycol           | 10604.1                      | 2509.6                | 6674           | 2557.9        | 296.4                    | 62.0             | 22704.4           |
| MMO              | 7942.7                       | 2509.6                | 6674           | 2337.3        | 206.8                    | 55.15            | 19725.9           |

**Tabla 8. Caída de presiones en el hueco de 8 ½”**



#### **4. Conclusiones:**

Luego de haber perforado cuatro pozos en el Bloque Caipipendi con fluidos Base Agua, estamos en condiciones de mencionar claramente que se ha tenido avances concretos en general, sin olvidar de que aún hay mejoras por realizar.

#### **Formaciones del Carbonífero:**

El uso del sistema de lodos MMO, (en base a una mezcla de óxidos metálicos) significó un logro muy importante, pues fue posible perforar el carbonífero caracterizado por grandes pérdidas de fluido a la formación, sin tener que recurrir al uso de fluidos aireados como normalmente se había hecho en los anteriores proyectos, ello significó reducir la generación de volumen de lodo y registrar pérdidas menores al 10% de los valores históricos en el área.

Entre los aspectos positivos podemos establecer que el Fluido en base a MMO, en los intervalos perforados, mejoro los siguientes aspectos:

- Minimizó las pérdidas de fluido a la formación
- Buena limpieza del agujero y excelente capacidad de suspensión de cortes.
- Mejoró la estabilidad de paredes
- Mejoró los calibres de pozo (ver figura 2)
- Mitigó los efectos de corrosión

De igual manera quedan puntos pendientes por mejorar.

- Buscar alternativas para mitigar la contaminación por sulfatos.
- Optimizar la reología del sistema durante la perforación y operaciones de cementación a partir de ajustes en las concentraciones del entendedor del sistema.
- Encontrar un valor de concentración activa de Lubricantes, referencial mínima de 11.4 Kg/m<sup>3</sup> (4 ppb)
- Práctica de Baches Sellantes en base a Silicatos de Potasio

#### **Formación Los Monos:**

El sistema de lodo utilizado en base a Glycoles ha mostrado progresos muy importantes con el transcurrir de la perforación de los pozos de referencia, confirmando ser una buena alternativa para perforar lutitas frágiles y microfracturadas. La complejidad tectónica de esta formación es por demás conocida como causa principal de la inestabilidad, de ahí que la capacidad de sello de los Glycoles es muy importante, como lo es el uso de una mezcla de materiales sellantes en base a fibras, carbonatos de diferentes granulometría y asfaltos, combinados con un manejo criterioso de la densidad del fluido de perforación.

Sintetizando podemos decir que se evidenció:

- Mejoras en la estabilidad de paredes y maniobras.
- Limpieza efectiva del hueco
- Mejoras en el sello de microfisuras
- Asentamiento de cañerías programadas.

Queda planteado el desafío de :

- Optimizar el diseño de sellantes acordes a las microfisuras evidenciadas en los estudios de laboratorio.
- Optimizar la concentración de Glycoles para sello, mayor a 28.5 Kg/m<sup>3</sup> (10 ppb)



**Formaciones Huamampampa, Icla y Santa Rosa:**

Dentro de estas formaciones encontramos los diferentes niveles objetivos ó de interés potencial. Durante la perforación se ha utilizado normalmente fluidos en base a Glycoles y por los resultados podemos decir que se confirmó como una buena opción para perforar las diferentes litologías atravesadas, observando importantes logros y planteando oportunidades de mejora.

**Logros :**

- Efectiva Limpieza de hueco
- Optimización de capacidad de sello – menor daño a formación.
- Asentamiento de cañerías programadas.

**Oportunidad de Mejoras**

- Optimizar concentración de Lubricante para obtener un Coeficiente de Lubricidad al menos de 0.20
- Mejorar capacidad de sello de los Glicoles con menor daño a formación
- Optimizar el filtrado HPHT menor a 15 cc.
- Complementar la capacidad de sello con el uso de sellantes granulares y resinas asfálticas en los niveles que no afecten el reservorio.
- Manejo programado de los incrementos de densidad del fluido en base a la presión de poro obtenida de los últimos pozos.
- La mejor opción dentro de las oportunidades de mejora para perforar la zona de interés, es utilizar un “Drill In Fluid” basado en tecnología de bajos sólidos a partir del uso de Formiato de Potasio, complementado con carbonato de calcio marmolado como agente de sello, que nos permitiría tener los mínimos valores de filtrado. La mayor desventaja de estos fluidos, por ahora, es el alto costo.

## 5. Bibliografía:

1. Houston Laboratory Services; “ Fluid Selection and Qualification for Margarita X-1 Re – entry Well”, preparado en Houston Texas, 2002.
2. Sandra Gomez; “Shale Stability Test”, preparado en Houston – Texas, Enero 2005.
3. Repsol YPF Bolivia; Datos DIMS pozos MGR -X1; “ Resumen de Reportes Operativos”, preparado en Santa Cruz, 1998.
4. Ángel Herbas; Jorge Talavera; “Informe Final de Fluidos de Perforación: Pozo Margarita X-2” , presentado en Santa Cruz – Bolivia, Febrero 2000.
5. Ángel Herbas; Alexei Menacho; “Informe Final de Fluidos de Perforación: Pozo Margarita X-3” , presentado en Santa Cruz - Bolivia , Abril 2000.
6. Miguel Justiniano, Ángel Herbas; “Informe Final de Fluidos de Perforación: Pozo Margarita 4” , Santa Cruz – Bolivia, Diciembre 2004.

## Currículum-vitae - Autores

### **Luis Felipe Aponte Rossell.**

Ingeniero Geólogo graduado de la Universidad Nacional de La Plata en el año 1974, trabajo como geólogo en Flopetrol, Ingeniero ADT en Baroid Drilling Fluid, ingeniero de fluidos Imco Services e Inteq - Baker, Ingeniero IFE de Proyectos en M-I Swaco.

E-mail: [flaponte@miswaco.com](mailto:flaponte@miswaco.com) , Teléfono: 591-3-3531580; Teléfono Móvil: 591-71640251

### **Samuel Carmelo Alpire Flores.**

Ingeniero Químico graduado de la Universidad Mayor de San Simón de Cochabamba Bolivia, 1996. Realizó también estudios de Ciencias Químicas en la Universidad de Ginebra-Suiza. Capacitado inicialmente en el Centro de Tecnología Petrolera de YPFB. Actualmente trabaja como Ingeniero de Fluidos en M-I Fluids Bolivia.

E-mail: [calpire@miswaco.com](mailto:calpire@miswaco.com); Teléfono Oficina: 591-3-353-1580; Teléfono Móvil: 591-71635909

### **Claudio Balda**

Ingeniero Electrico graduado de la Universidad Nacional de la Plata, Argentina en el año 1984 Ingreso en la industria del petroleo en la Cia. YPF el mismo año y se desempeño como ingeniero de perforacion en Neuquen. Actualmente se desempeña como lider de Ingeniería de perforación para el Bloque Caipendi

Email: [cbaldae@repsolypf.com](mailto:cbaldae@repsolypf.com)

Tel: 00 591 3 3384145

6. Figuras:

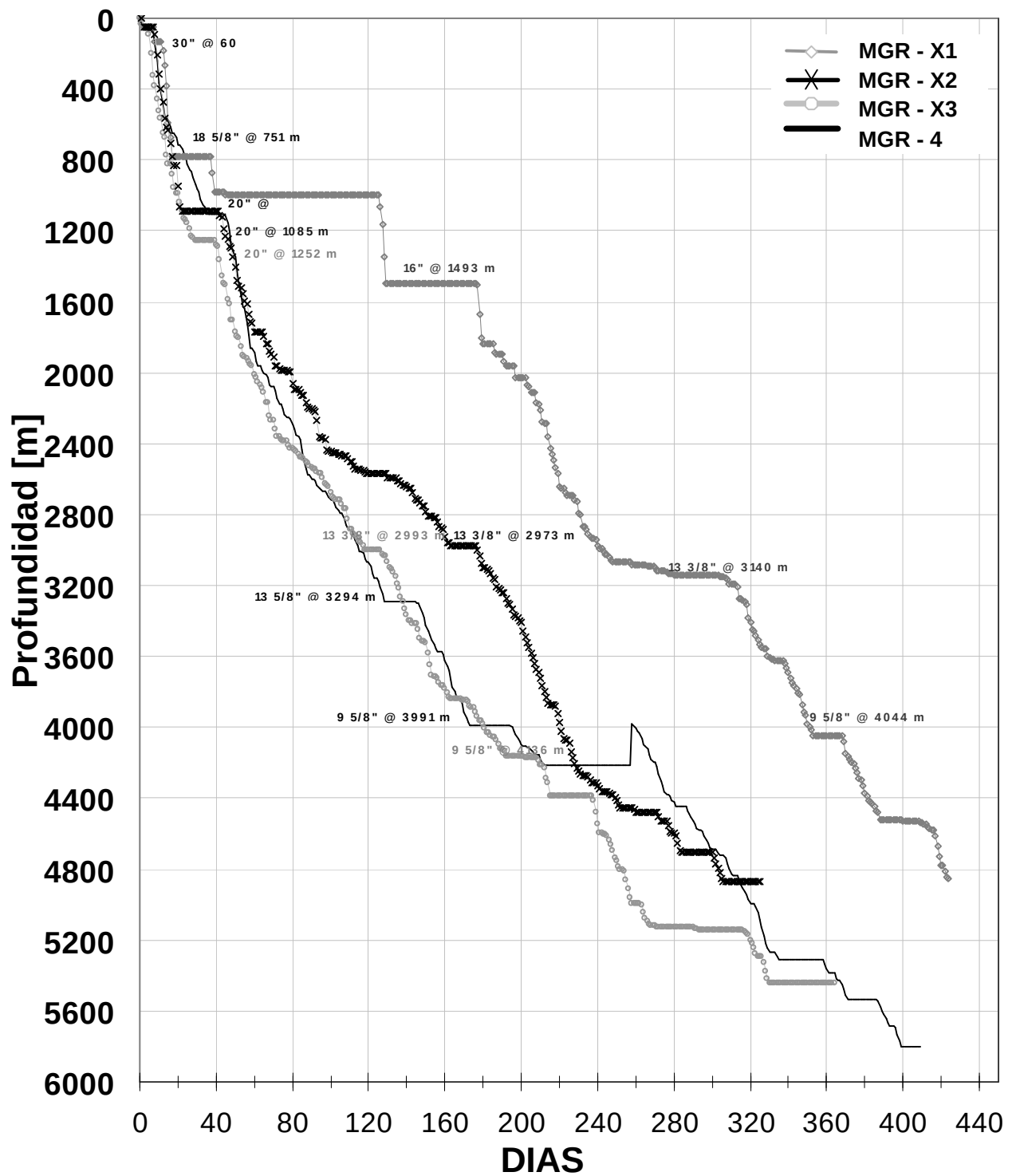
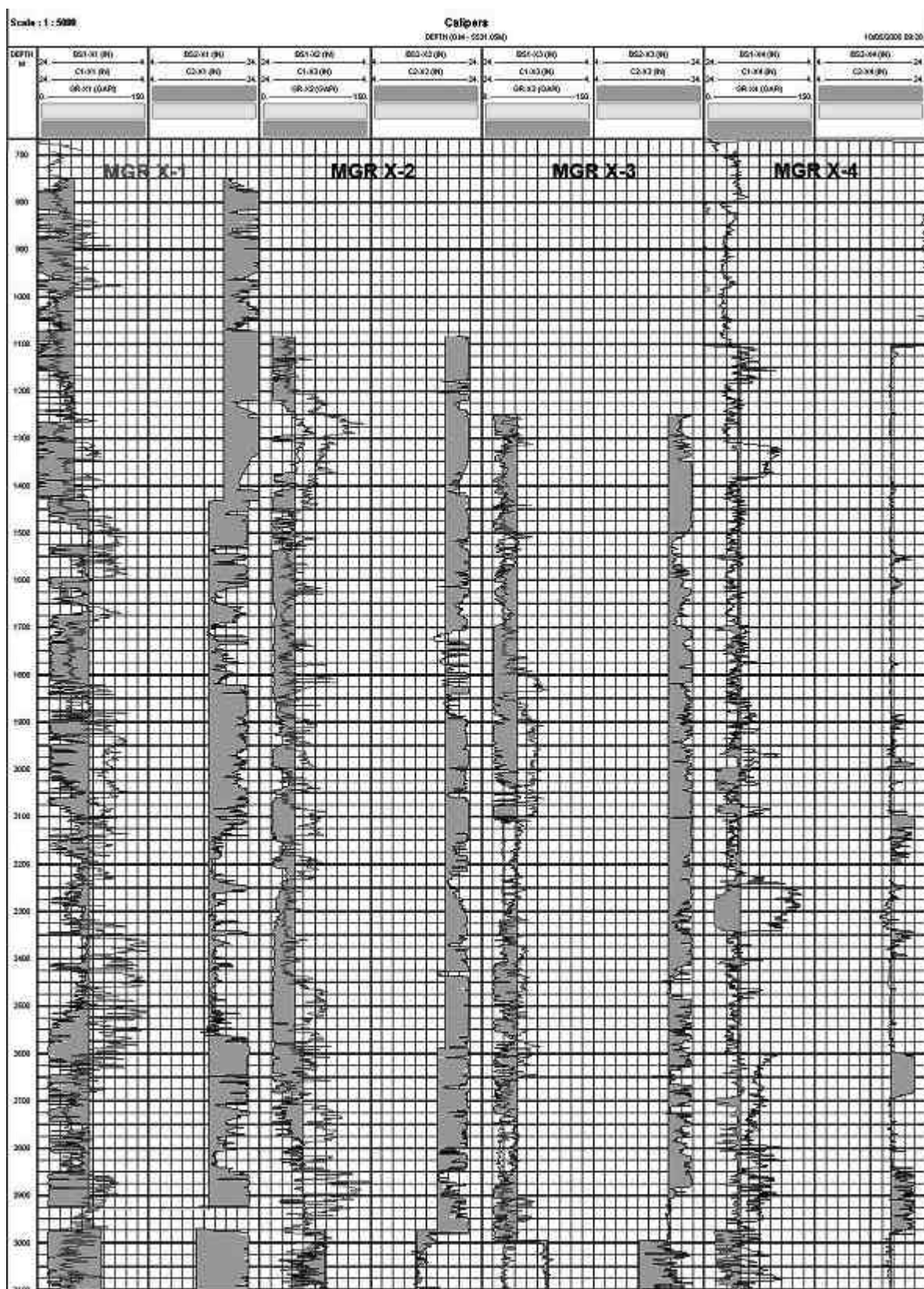


Figura 1. Curva de avance diario de los pozos perforados en el Bloque Caipipendi



**FOTOS DE LAS SECCIONES PROBADAS. Formación Los Monos.**



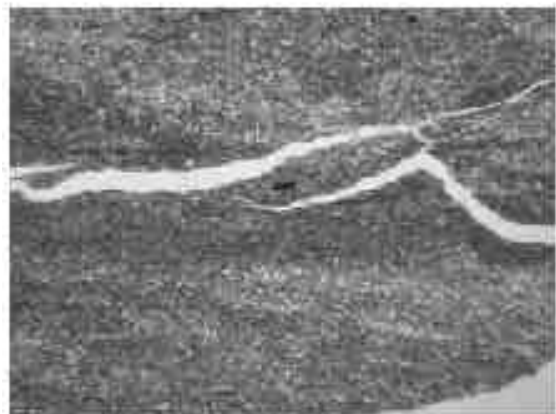
**Figura 3. No expuesto a Fluidos. @ 400 micrones.**



**Figura 4. Agua**



**Figura 5. Silicatos**



**Figura 6. Fluido EMI 933**



**Figura 7. Fluido S-2563GA**



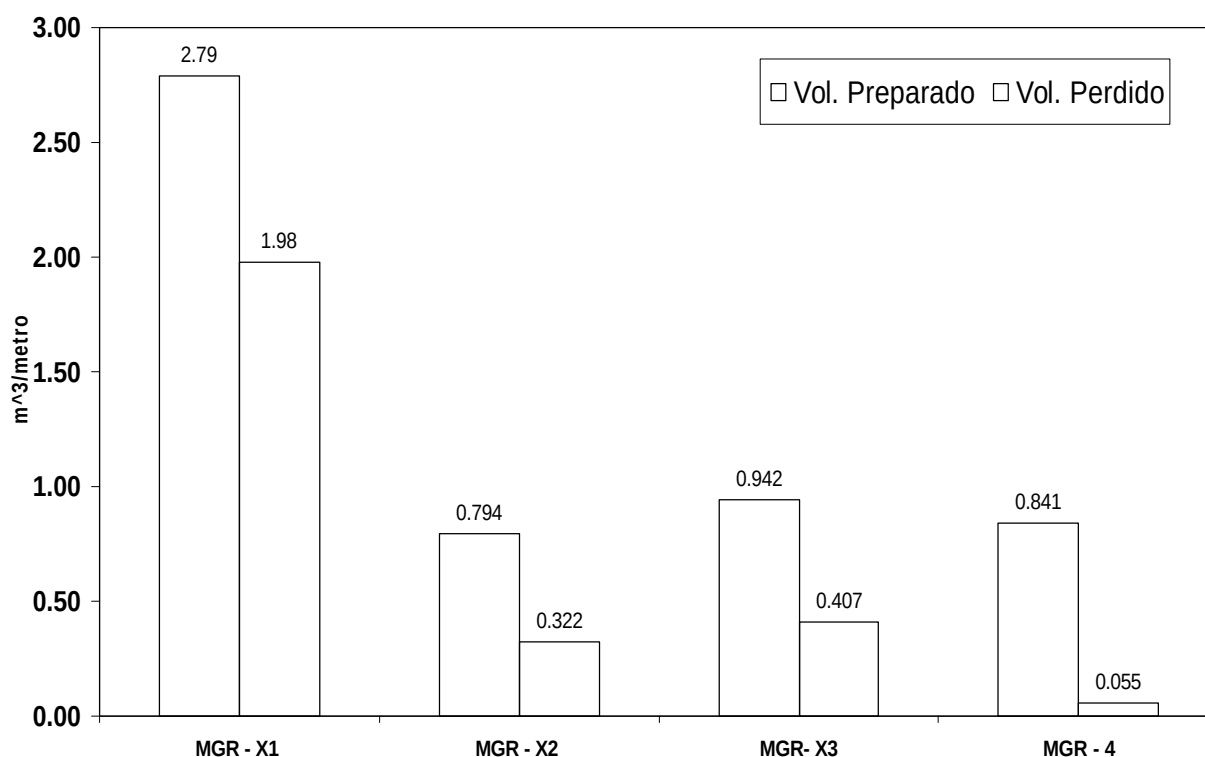
**Figura 8. Aceite Mineral (Escaid 110)**

| <b>FASE</b>                                                  | <b>MGR X-1</b>                                                                                                         | <b>MGR X-2</b>                                                                                                                                                                                                                                                                            | <b>MGR X-3</b>                                                                                                                                                                                                  | <b>MGR X-4</b>                                                                                                                                       |
|--------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Fase I<br>Bentonitico<br>Extendido<br><b>MMO</b>             | Limpieza<br>Ensanchamiento                                                                                             | Bajo caudal<br>Agua con alto sulfato                                                                                                                                                                                                                                                      | Agua con Sulfato                                                                                                                                                                                                | Agua con Sulfato<br>Alta Reología                                                                                                                    |
| Fase II<br>Bentonitico<br>Extendido<br>Aireado<br><b>MMO</b> | Perdidas 1707 Mt<br>Aprision. hta .<br><br>Corrosión<br>Ensanch. 12.25" a<br>17 1/2" , 138 dias                        | Perdidas parciales ( 602 mt<br>80 bbl )<br>Anhidrita en 602 mt ( F.<br>Ipaguezu) 300 ppm Ca++<br>Corrosión, Espuma, Ingreso<br>agua (150 bbl en 1607 mt,<br>DEC 7.04 ppg )<br>Ensanchamiento de 17 1/2"<br>a 26 "<br>Sólidos de baja > 4 %                                                | Aprision. en 1151mt<br>libro subiendo MW 9.1<br>ppg<br>Anhidrita -F. Ipaguezu<br>Corrosión, Espuma<br>Ingreso de agua 120 bbl<br>(800-850) Mt, Admision<br>80 bbl<br>Sólidos de baja > 3 %                      | Agua con Sulfato<br>Niveles de Anhidrita<br>Alta Reología<br>Aire entrampado                                                                         |
| Fase III<br>Bentonitico<br>Extendido<br><b>MMO</b>           | Tramo >Perdidas<br>Aprisionamiento<br>Pesca<br>Ensanch. 12.25" a 17<br>1/2" , 67 dias                                  | Admisiones +- 200 bbl/dia<br>Corrosion, Espuma<br>Anhidrita tramo 1100 -<br>1200 m<br>Resistencia al torque/peso<br>(geometria)<br>Aprision. en 1769 (por<br>corte PM )<br>Derrumbe, amago aprision.<br>en 1984 mt<br>En 2445 mt Diamictita<br>100%, ROP 1-2 m/día<br>(Taiguati ,Tarija ) | Corrosión, Espuma<br>Sulfato (Alta Reologia y<br>filtrado)<br>Presencia de anhidrita<br>Resistencia ,Torque,<br>Repasos<br>Aprision. 2093,2178 mt<br>Derrumbe 2437 mt (<br>Incremento peso)                     | Incremento del<br>contenido de los<br>sulfatos<br>Incremento de LGS<br>Incremento reología<br>Indicios Corrosión<br>Derrumbe                         |
| Fase IV<br>Glicol HTHP                                       | Inestabilidad<br>Buzamiento<br>Desviacion hasta 15°<br>Gas de formacion<br>Aprisionamientos<br>Resistencias<br>Repasos | Buzamiento- hueco espiral.<br>Fuerzas Tectonicas<br>Desviacion hasta 12° en<br>4335 mt<br>Sulfatos en el agua -3000<br>ppm<br>Amago aprision. En los<br>Monos<br>Recuperacion de lodo B.E.<br>Conversión en 3216 mt.<br>Sólidos perf. > 3 %                                               | Ovalizacion del hueco<br>Fuerzas Tectonicas<br>Recuperacion de lodo<br>B.E. Conversión en<br>3418 mt<br>Sulfatos en el Agua<br>Altas detecciones de<br>gas<br>Pesca de conos 3838<br>mts<br>Sólidos perf. > 3 % | Incremento de LGS<br>y MBT<br>Sulfatos<br>Incremento reología<br>Aprisionamiento<br>Hta. DST.<br>Aprisionamiento<br>Sonda de Registros<br>Side Track |
| Fase V<br>Glicol HTHP                                        | Inestabilidad<br>Desviacion hasta 16°<br>Gas de formacion<br>Aprisionamientos                                          | Presencia de Sulfatos<br>Aprision. 4596.4 mt<br>durante cambio de bomba<br>Solidos perf. > 3 %<br>Prueba DST Agua 9600<br>ppm Cl, 100 ppm Sulfato,<br>800 ppm K                                                                                                                           | Presencia de Sulfatos<br>Altas detecciones de gas<br>Aprision. en 5011 mts<br>Int.VI perforo<br>s/estabilizador<br>Solidos perf. > 3 %                                                                          | Incrementos gradual<br>de reología<br>Resistencia y torque<br>Problemas para<br>Colocar Tapones de<br>Cemento.                                       |

**Tabla 9. Resumen de Problemas**

| HUECO | MGR X-1                       | MGR X-2                       | MGR X-3                       | MGR -4          |
|-------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-----------------|
| 36"   | Bentonítico Extendido         | Bentonítico Extendido         | Bentonítico Extendido         | Tixotrópico MMO |
| 26"   | Bentonítico Extendido Aireado | Bentonítico Extendido Aireado | Bentonítico Extendido Aireado | Tixotrópico MMO |
| 17 ½" | Polímero Aireado              | Bentonítico Polímero Aireado  | Polímero Aireado              | Tixotrópico MMO |

**Tabla 10. Sistema de Fluidos por Intervalos en formaciones del Carbonífero**

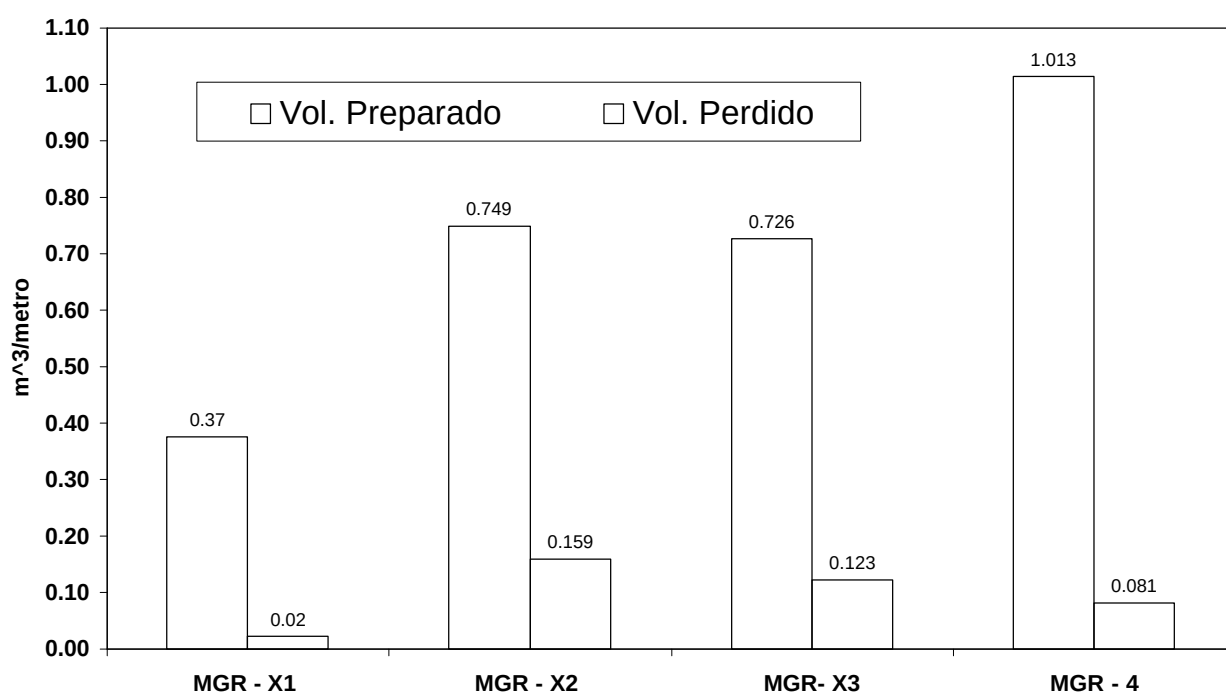


**Figura 9. Volúmenes preparados y perdidos en formación en el Carbonífero**



| HUECO | MGR X-1          | MGR X-2     | MGR X-3     | MGR -4        |
|-------|------------------|-------------|-------------|---------------|
| 12 ¼" | Polímero Aireado | Glicol HTHP | Glicol HTHP | Glicoles HTHP |
| 8 ½   | Glicoles         | Glicol HTHP | Glicol HTHP | Glicoles HTHP |
| 6"    | Polímeros        | Glicol HTHP | Glicol HTHP | Glicoles HTHP |

**Tabla 11. Sistema de Fluidos por intervalos en formaciones : Los Monos y Huamampampa**



**Figura 10. Volúmenes preparados y perdidos en formaciones : Los Monos y Huamampampa**