

Estudio de Daño de reservorios por invasión de lodo de perforación

Gustavo Fica, Sinopec, gustavo_fica@sinopecarg.com.ar; Esteban Bazan, Sinopec, esteban_bazan@sinopecarg.com.ar

Sinopsis

Un estudio de la magnitud del daño de formación por invasión de lodo de perforación se realizó sobre muestras de rocas reservorios pertenecientes a las formaciones Cañadón Seco y Bajo Barrial en el flanco sur de la cueca del golfo San Jorge.

El objetivo perseguido consistió en identificar la presencia y magnitud de posibles reducciones de permeabilidad a consecuencia de la invasión de sólidos y filtrado de lodo de perforación, como así también determinar alternativas de mitigación. Además se evaluó particularmente el efecto de la presión de sobrebalance del lodo sobre el daño.

Se utilizaron plugs rotados extraídos de coronas representando reservorios que frecuentemente se dejan en producción en los actuales proyectos de desarrollo de la compañía. Estas muestras fueron caracterizadas respecto de sus propiedades geológicas, petrofísicas y petrográficas. Además se realizaron curvas de presiones capilares por inyección de mercurio con el objetivo de conocer la distribución de tamaños de gargantas porales que se tomaron como base de la arquitectura interna de los reservorios. Asimismo se tomaron muestras del lodo de perforación utilizado en uno de los pozos actualmente siendo intervenido al momento del estudio y se midieron las curvas de distribución de tamaño de partículas que luego se consideraron en el análisis del daño causado.

Los plugs se adecuaron en laboratorio y se llevaron a condiciones de NOBP (condiciones presión de confinamiento en reservorio). Luego se realizaron barridos con agua de formación y posteriormente con petróleo de características similares al existente en el reservorio en cuestión. Luego fueron inundados con lodo de perforación a diferentes condiciones de presión de sobrebalance con posterior reposo de la invasión. Se registraron las variaciones de permeabilidad antes y después del ensayo. A su vez se registraron todos los parámetros que luego se utilizarán en el análisis del potencial daño al reservorio.

Se utilizaron cortes delgados de algunos plugs con el objetivo de observar longitud de invasión del filtrado como así también luego de detectados las caídas de permeabilidad se efectuaron bacheos con ácido HCL con el objetivo de restaurar valores originales y observar su comportamiento.

Se observaron distintos grados de deterioros de la permeabilidad según las presiones de sobrebalance, como así también se pudo diferenciar comportamientos entre las formaciones involucradas. Asimismo se pudieron identificar diferentes performances de las curvas de filtrado y volúmenes de invasión de lodo durante el ensayo y que aún son materia de investigación.

Introducción

El presente estudio se encomendó con el objetivo de evaluar el potencial daño de los reservorios asociado con la performance del lodo de perforación mas allá de su comportamiento operativo, y en caso de tomar evidencia de su existencia, tratar de aislar fenómenos que pudieran ser mitigados luego con la optimización de los fluidos que lo componen como así también evaluar otras alternativas.

El daño de formación se define como un proceso que resulta en una reducción de la capacidad de flujo de petróleo, agua o gas. En cualquiera de las etapas que componen el pozo; perforación, cementación, terminación y producción, la formación puede estar expuesta a algún tipo de daño. En la perforación, por ser la primer etapa del proceso de creación del pozo, las formaciones se exponen por primera vez a los fluidos externos como por ejemplo el lodo, el cual invade los reservorios tapando los poros hasta una distancia cercana a la pared del pozo. Este ingreso de lodo a la formación forma un revoque que, en cualquier caso, eficiente o no, reduce el ingreso de un volumen mayor hacia una distancia mas profunda en el interior del reservorio. Gran parte del estudio de la eficiencia del lodo se centra en la optimización de la distribución correcta de solidos con el objetivo de minimizar esta invasión temprana.

Desde la literatura se puede entender que para minimizar el daño de formación debido a los fluidos de perforación y terminación, los sólidos contenidos deben ser diseñados para satisfacer dos importantes criterios, deben ser suficientemente grandes como para no ingresar a la roca, y a su vez deben ser suficientemente pequeños para formar un revoque que efectivamente filtre los sólidos y restos de polímeros del filtrado que ingresa a la formación.

El esquema que se muestra en la Fig. 1 resume a grandes rasgos los principales fenómenos asociados con el daño que sufren los reservorios como consecuencia de mecanismos mecánicos o químicos. El presente trabajo intenta evaluar el daño de formación como consecuencia de un mecanismo mecánico asociado con la invasión de sólidos contenidos en el lodo de perforación.

El revoque del lodo cumple la función de frenar el ingreso de sólidos y reduce el caudal de filtrado, lo que en general difícilmente se reduzca hasta cero, incluso en los lodos mas eficientes. Como se desprende de la tabla resumen de Civan¹, el filtrado juega un papel importante debido a que éste interactúa con la formación y causa reacción de arcillas y dispersión de finos como así también precipitaciones de sales en el poro, lo que conlleva a una reducción de la permeabilidad. Aparentemente, la mejor manera de controlar el daño de formación es minimizar la invasión hacia el reservorio de partículas y filtrado construyendo un revoque de lodo fino, de baja permeabilidad y de alta resistencia en el wellbore (Di and Sharma, 1992)¹¹.

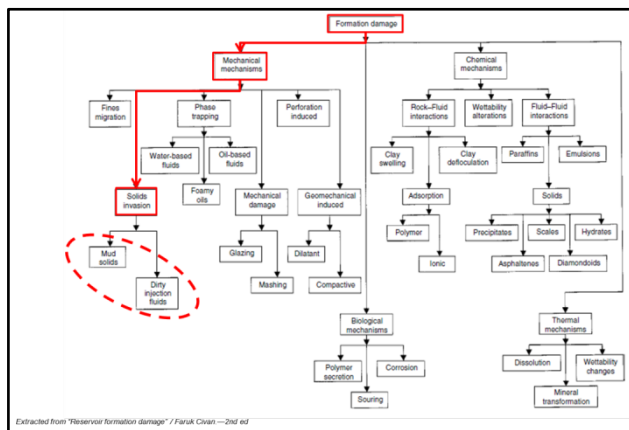


Fig. 1 “Mecanismos del daño de formación” – Extraído desde *Reservoir Formation Damage 2da edición*, Faruk Civan.

Abrams⁵, referente del tema y uno de los primeros en estudiar el daño por invasión de lodo, demuestra en su estudio que es posible minimizar la invasión de sólidos y reducción de permeabilidad agregando material de puenteo al lodo. Este material se debería seleccionar cuidando de que sea comparable con los tamaños de poro de las formaciones. Esta medición en paralelo con el cálculo de la distribución de tamaños porales desde datos de permeabilidad o presiones capilares, forma la base del método de Abrams⁵ para el diseño de los lodos eficientes, en los cuales la longitud de influencia de la reducción de permeabilidad normalmente es atravesada por la profundidad del punzado. Las dos reglas para seleccionar el tamaño y concentración de material de puenteo descriptas por Abrams⁵ en su trabajo son las siguientes;

1. The median particle size of the bridging additive should be equal to or slightly greater than one-third the median pore size of the formation.

2. The concentration of the bridging size solids must be at least 5 percent by volume of the solids in the final mud mix.

Mas adelante M.A. Dick⁹ (M-I), T.J. Heinz⁹ (M-I), and C.F. Svoboda⁹ (M-I), y M. Aston⁹ de BP Amoco, consideran que aparte de menores ajustes de la carga de sólidos, la salinidad de base, viscosificador y aditivos para control de filtrado en un sistema tradicional de fluido de perforación cambian muy poco de su composición original. Sin embargo el cuarto componente primario, el material de puenteo, es usado en un amplio rango de grados y tamaños dependiendo de la magnitud de invasión de fluidos que se deba evitar. Por lo que diseñar apropiadamente la distribución de tamaños de partículas es el primer paso para lograr una invasión mínima, es decir un fluido que no daña el reservorio. En este trabajo ellos consideran una optimización de la regla de Abrams⁵, bajo el concepto de que esta regla solo determina el tamaño de partícula requerida para iniciar el puente que da lugar al revoque eficiente. Sin embargo, en sus opiniones, la regla no da el tamaño óptimo de la distribución de partículas que conducen a minimizar la invasión de fluidos y optimizar el sellado. Por consiguiente la propuesta es que en lugar de tomar de referencia una única medida de tamaño de partícula, se utilice una distribución completa obtenida como resultado de graficar espacio poral acumulado versus la raíz cuadrada del tamaño de partícula, la relación lineal entre estas variables da como resultado una curva de distribución de partículas que llamaron empacamiento ideal (Ideal Packing Theory (IPT)) según sus investigaciones.

Al-Hitti¹², Al-Assaf¹² y Abraham¹² proponen según su investigación una simplificación de la curva anterior considerando simplemente que la distribución de partículas del lodo optima, es la que se ajusta a la distribución de tamaños porales de los reservorios a perforar. En este caso es necesario contar con un acabado estudio de los reservorios tendientes a medir de alguna manera la distribución de tamaños de poros con los cuales diseñar la distribución de tamaños de las partículas del lodo.

Ajay Suri⁸ and Mukul M. Sharma⁸ definen un modelo de invasión de solidos que luego corroboraron con experiencias de Laboratorio en donde pudieron observar que las principales variables de impacto en el daño por invasión del lodo se asociaban a;

- 1. Particle size distribution in the mud,*
- 2. Formation permeability / pore size distribution,*
- 3. Concentration of mud solids,*
- 4. Over-balance pressure,*
- 5. Mud circulation rate and rheology.*

Desarrollo

Actualmente el lodo de perforación en las operaciones de la compañía es producto de continuas adecuaciones como resultado de investigaciones tendientes a optimizar el trabajo de este en la estabilidad de la pared del pozo. El lodo utilizado es base agua y la perforación es en sobrebalance. La formulación no es diferente a la de un lodo convencional. Desde hace poco tiempo el lodo cambio finalmente a una combinación de productos que logran una mejor eficiencia en cuanto a la performance operativa. El presente trabajo intenta evaluar la performance de este lodo respecto del potencial daño de los reservorios por invasión de sólidos.

A los fines de definir detalladamente las presiones de sobrebalance involucradas en las operaciones de perforación de los pozos, se construyó una tabla que captura los datos de los reportes diarios de perforación incluyendo principalmente valores de densidad respecto de la profundidad alcanzada, con el cuidado de que se tome en consideración solo el valor de la densidad en el mismo momento (o el mas cercano) en el que se atraviesa el reservorio, es decir la densidad del lodo que compone la columna hidrostática y ejerce la presión sobre los reservorios objetivos. Cabe destacar que debido a la frecuencia con la que se reportan los parámetros del lodo por parte de la compañía de servicio, pueden existir desfases obvios sobre la densidad del lodo del reporte y la densidad del lodo necesaria para estimar la presión de sobrebalance en frente a los reservorios de interés, en aquellos casos en los que no se contaba con el dato particular de densidad, se adoptó el dato más próximo disponible.

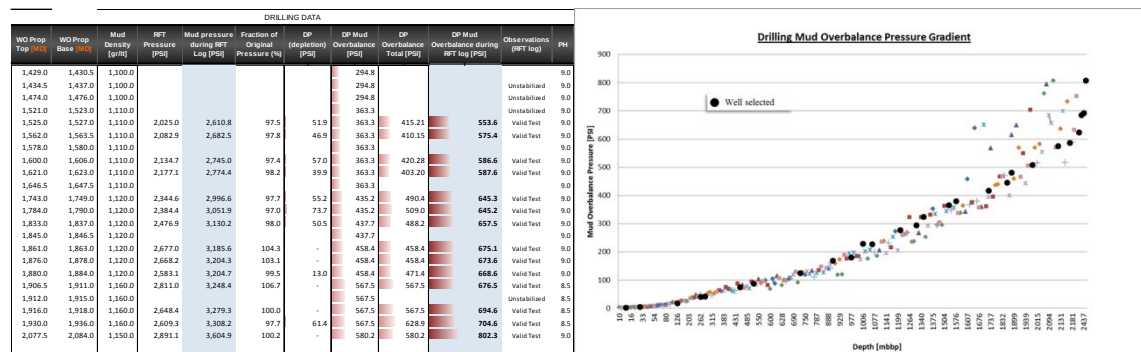


Fig. 2 “Tabla de monitoreo de presiones de sobrebalance del lodo”

A partir de este monitoreo de las presiones de fondo de pozo dentro de las zonas de interés de producción, se verificaron los rangos de sobrepresiones que se tenían al momento del estudio. Para las dos formaciones que se incluyen en este estudio los rangos de presiones de sobrebalance (Presión del lodo – presión de la formación) ejercidos sobre los reservorios de interés se ubicaron entre 400 y 800 psi.

Uno de los intereses del estudio fue evaluar las reacciones de las formaciones para esas presiones de sobrebalance con lo cual se planteó la necesidad de intentar reproducir en laboratorio las condiciones de fondo de pozo en el momento en que el lodo entra en contacto con los reservorios productivos e intentar estimar parámetros claves en el estudio del daño de formación como lo son efectividad del revoque, profundidad de invasión y deterioro de permeabilidad.

Se realizó la extracción de una muestra de lodo en condiciones operativas en el momento en el que se atravesaba una de las zonas de interés (2400 mbbp aprox). Se tomaron dos muestras iguales que fueron medidas tanto en campo como así también luego en el laboratorio donde se llevaron a cabo los ensayos de invasión, con el objetivo de asegurar la representatividad de la misma. Las características de la muestra de lodo se resumen en la tabla siguiente;

Tipo	Punto de fluencia (lb/100ft ³)	Visc Plástica (cps)	Visc Embudo (seg)	Geles	Ph	Cl	Ca	Sólidos	Densidad (gr/lit)
Base agua	25	19	68	10/37/53	9	1700	100	6%	1130

Tabla 1 "Parámetros del lodo utilizado en los ensayos de invasión."

Respecto de la representación del reservorio, se utilizaron muestras consistentes en plugs rotados de 6cm de longitud y 3.7cm de diámetro promedio con un volumen poral promedio de entre 10 y 14.6 cm³, extraídos desde dos coronas una de ellas perteneciente a la formación Bajo Barrial (BB) y la segunda perteneciente a la formación Cañadón Seco miembro Caleta Olivia (CO). Ambas coronas, existentes al momento del estudio, corresponden a pozos ubicados en campos del flanco sur de la cuenca del Golfo San Jorge. Los plugs se seleccionaron de tal manera de representar a los reservorios comúnmente punzados y producidos en los actuales proyectos de desarrollo de reservas. Se obtuvieron muestras de diferentes valores de permeabilidad y porosidad representando rangos de variabilidad observados en los reservorios en producción. Las características de las muestras de roca tomadas se resumen en la tabla 2 del apartado de gráficos y tablas.

Estos plugs rotados fueron caracterizados en geología, mineralogía, petrofísica y medidas las propiedades básicas como la permeabilidad, porosidad y distribución de gargantas porales. Se tomaron adicionalmente muestras con el objetivo de caracterización MEB y DRX, el detalle de estas caracterizaciones se pueden observar en las figuras 3 a 5.

A partir de las caracterizaciones de distribución de gargantas porales de las diferentes muestras fue posible hacer una comparación con la distribución de partículas del lodo. Visualmente es posible observar que las gargantas porales promedio correspondientes a los reservorios de mejor calidad (CO) son alrededor del doble de tamaño que las partículas del lodo de muestra. Por el contrario se puede observar que la distribución de gargantas porales promedio de BB arrojan un mayor número de gargantas en la zona de diámetros pequeños, siendo casi un 70% del espacio poral ocupado por gargantas menores a 10 micrones. Estas curvas son el resultado de un promedio de curvas disponibles para cada formación, siendo una simplificación de la heterogeneidad conocida en la región y representando aceptablemente a grandes rasgos la diferencia en las características generales de ambos grupos. A partir de este análisis se sugirió la hipótesis de que los

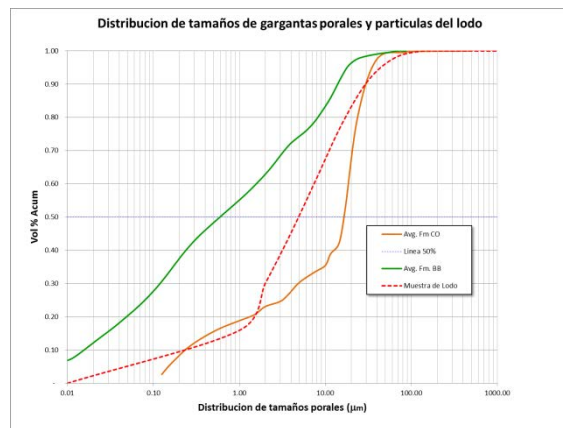


Fig. 3 Curvas de distribución de gargantas porales y tamaños de partículas del lodo.

reservorios del miembro Caleta Olivia tenían mayor chance de ser profundamente invadidos por el lodo en caso de que el mismo no cumpla con una performance adecuada en cuanto a la formación del revoque tanto externo como interno, según se desprende de los trabajos referenciales antes mencionados. Por otro lado al ser las partículas del lodo mas grandes que todas las gargantas porales de BB podría esperarse que el lodo no actúe eficientemente.

Las muestras de roca fueron saturadas con los mismos fluidos que se encuentran en reservorio originalmente. El agua que se utilizó para inundar las muestras tenía la misma salinidad y composición similar que la medida en los ensayos de producción de los reservorios representados por las muestras. El petróleo se consideró con viscosidad de 5cp para las muestras de CO y 20 cp para las de BB según se observó en los estudios PVT's disponibles medidos en ambas formaciones.

Los plugs se saturaron primero con agua hasta estabilizar la permeabilidad absoluta. Luego se saturaron con petróleo hasta estabilizar la permeabilidad efectiva al petróleo en condición de agua irreductible. Las condiciones de presión y temperatura del sistema se llevaron a condición de reservorio y a NOBP (Net Overburden Pressure). En esta condición se inyectó el lodo a una presión de sobrebalance dada por el gradiente medido en condiciones reales de perforación. Las presiones de inyección de lodo que se consideraron para los ensayos fueron 400 – 600 psi para BB y 500 – 800psi para CO. La celda de inyección es convencional y se utiliza ampliamente en los laboratorios en general en las pruebas especiales de barrido en muestras de roca reservorio.

En general el ensayo de todas las muestras siguió el procedimiento siguiente; luego de la inyección de petróleo y determinación de la permeabilidad efectiva al petróleo en condición de saturación de agua irreductible, prosiguió la inyección del lodo en sentido contrario al flujo de producción a la presión antes descripta. A medida que se inyectaba el lodo se fueron registrando todos los volúmenes involucrados en la experiencia, tanto los volúmenes producidos como los inyectados a la muestra. El lodo se inyectó hasta que la admisión se redujo casi a cero debido a la formación del revoque y a partir de ese momento se dejo reposar por 24hs expuesta la muestra al filtrado permanente.

La inyección de lodo se observó incremental en el instante mismo en que se comenzó con la inyección, y rápidamente el volumen de admisión de la muestra comenzó su disminución hasta casi anularse debido a la acción del revoque formado (Fig. 4-5). Una vez alcanzado este punto la muestra se dejo reposar durante 24hs con la presión del lodo activa, lo que permitía, aunque en mucho menor volumen por unidad de tiempo, el continuo filtrado de lodo hacia la muestra reproduciendo con buena aproximación lo que sucedería en las condiciones reales de perforación. La figura 4, muestra la secuencia volumétrica, en donde se puede ver en azul (se lee en el eje de la izquierda) la evolución de la

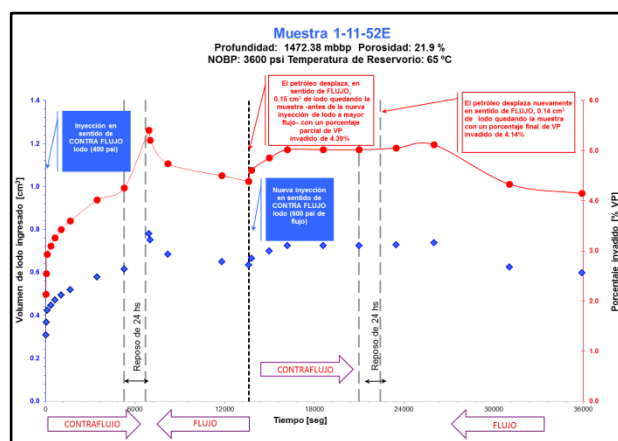


Fig. 4 Estas curvas muestran los volúmenes acumulados de lodo dentro de la muestra. Luego del periodo de 24hs de reposo también se cuantifican los volúmenes de lodo devueltos por el reservorio. En azul se lee el volumen en cm3 en el eje de la izquierda. En rojo se lee el porcentaje que representa ese volumen en volúmenes porales, en el eje de la derecha.

admisión en cm^3 . Este volumen como porcentaje del volumen poral es representado por la curva roja que se lee en el eje de la derecha. Los periodos de reposo por 24hs, son periodos en donde la muestra se deja expuesta al filtrado permanente con la presión de sobrebalance activa permitiendo que, si la roca lo admite, continúe ingresando lodo hacia el interior del reservorio. Este periodo está colocado fuera de escala a propósito con el objetivo de que el gráfico sea legible y todos los datos entren en una escala lógica de visualización. El eje de las equis representa el tiempo de ensayo expresado en segundos. Para este ejemplo, comienza la inyección de lodo en el instante de tiempo cero, siguiendo la curva azul hay un volumen instantáneo que ingresa a la muestra cubriendo los poros mas grandes, continua el ingreso de lodo y se va formando el revoque tanto interno como externo, lo que provoca la reducción en la admisión conforme aumenta el tiempo del ensayo. En este caso el periodo de reposo comienza cuando se han inyectado 0.6cm^3 y la admisión se ha reducido a un mínimo. A partir de este punto manteniendo la presión de inyección activa se deja el sistema por 24hs y se cuantifica al final de ese periodo el volumen adicional ingresado a la muestra a consecuencia del filtrado permanente, que para este caso es 0.78cm^3 . Luego de estas 24 hs, se vuelve a inyectar el petróleo en el sentido de producción hasta estabilizar la permeabilidad medida, registrándose a la salida el volumen devuelto de lodo desde el reservorio, en este ejemplo el volumen de lodo desciende a 0.63cm^3 . A partir de este punto comienza la segunda etapa de inyección en donde se repite el procedimiento antes descrito, ahora a una presión mayor, de 800psi en este caso. La figura 5 representa los datos de variación de permeabilidad antes y después de la inyección de lodo. En el eje de la izquierda se lee la permeabilidad efectiva al petróleo y en el eje de las equis, los volúmenes porales inyectados de petróleo. Para este caso de ejemplo, al comienzo de la inyección de petróleo la permeabilidad efectiva al petróleo es de 258md, luego de la inyección de lodo la permeabilidad se reduce hasta 49.75md estabilizada luego de una inyección de 15 volúmenes porales de petróleo. A partir de este punto se realiza la segunda etapa de inyección de lodo, y como se puede ver, no se produce reducción adicional de permeabilidad. Todos los resultados obtenidos en los ensayos de invasión realizados están resumidos en las tablas 3 y 4 del apartado de figuras y tablas.

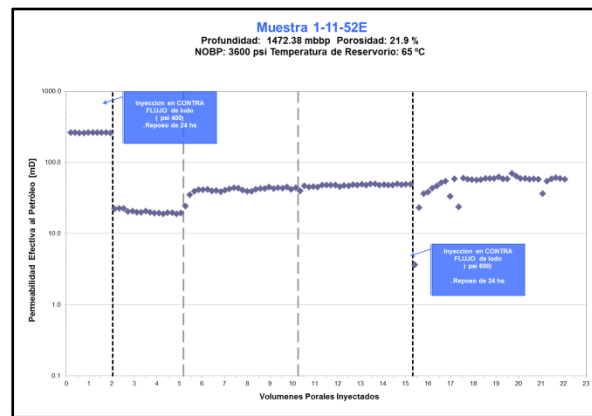


Fig. 5 “Gráfico que muestra la reducción de permeabilidad posterior al ensayo de invasión de lodo. Para esta muestra se realizaron dos inyecciones de lodo a 400 y 600 psi.

Ambos tipos de muestras se comportaron según curvas de admisión-producción de lodo similares en tendencia, aunque muy diferentes en volúmenes admitidos. Las muestras de BB con arquitectura interna de reservorio mas intrincada y con mayor proporción de gargantas de diámetro reducido, mostraron admisión de un pequeño volumen de lodo que luego se reducía casi a cero para continuar con un filtrado casi inexistente durante el periodo de reposo. Por otro lado las muestras de CO de mejor calidad y mayor permeabilidad, mostraron volúmenes mayores de admisión inmediatos y continuaron con un filtrado permanente durante el periodo de reposo, el cual en algunos casos superó el volumen de admisión inicial cuando el lodo se expuso a todo el reservorio sin alterar. Es importante destacar que las muestras de BB están saturadas con petróleo de mayor viscosidad que las muestras de CO, lo que también colabora además de la arquitectura interna, en una menor admisión.

Es evidente que el ingreso del lodo produce deterioro de permeabilidad en todas las muestras. Es importante destacar que como consecuencia de las características geológicas y de composición mineralógico de las muestras, existe un efecto de taponamiento de sólidos del lodo y debido a movimiento de finos de la roca, estos efectos entre otros están cuantificados en un único valor de disminución de la permeabilidad resultante del ensayo y difícilmente se distinga la proporción de efecto entre uno u otro. No obstante, se puede asociar la mayor parte de la reducción de la permeabilidad como consecuencia del ingreso de los sólidos del lodo, lo cual se observó mas adelante en las pruebas con ácido y en las imágenes de microscopia.

En algunos casos los ensayos consistieron en dos etapas de inyección, la primera de ellas con un valor de presión de inyección y la segunda con un valor mayor de presión con el objetivo de evaluar el efecto del cambio de sobrepresión, de acuerdo a la operativa observada en campo. En el ensayo de la muestra 2-19-17B (Fig. 15), se observa que luego de la inyección de la primera etapa con 500 psi la caída de permeabilidad es importante y que el volumen admitido por la muestra también lo es, en comparación con los volúmenes admitidos por las muestras de BB. La segunda etapa de este ensayo, muestra que ante un incremento de 300 psi en la presión de inyección (800 psi en ese caso), la muestra vuelve a admitir un volumen similar al de la primer etapa de inyección con una performance similar del lodo. Con lo cual es evidente que en la primer etapa de inyección del lodo, éste no logra generar un revoque interno y externo que efectivamente aisle el interior del reservorio de los cambios en la operativa de la perforación. Además, es evidente que el filtrado del lodo continúa permanentemente invadiendo el reservorio a causa de esta ineficiencia. También se observa en todos los ensayos, que durante la inyección de petróleo en sentido de producción posterior a la inyección de lodo, el petróleo “arrastra o “empuja” resto del lodo que invadió la roca, observándose que otra parte queda retenido en el espacio poral. Proporcionalmente, las muestras de BB retienen mayor parte de lodo en el espacio poral luego de la producción de petróleo, que las de CO. La figura 33 muestra el resumen comparativo en este aspecto para todos los ensayos.

Las figuras 18 a 23 muestran comportamientos de admisión de lodo similares a las muestras de BB. Pertenecientes al grupo de muestras de CO, estas muestras de las figuras señaladas, tienen permeabilidades mas bajas lo que podría estar siendo propicio para un mejor trabajo del lodo tanto en formación de revoque como así también en cuanto a la alta devolución de lodo con la producción de petróleo. Es posible que estas muestras tengan una distribución de gargantas porales mas parecidas a la distribución del lodo.

Todos los ensayos realizados en las dos formaciones en estudio, mostraron una alta reducción de permeabilidad luego de la inyección del lodo. La figura 29 muestra el resumen con las variaciones de permeabilidad medidas. Si bien los volúmenes de admisión en ambas formaciones fueron marcadamente diferentes, las caídas de permeabilidad no lo fueron tanto. Evidentemente aun en los casos de baja admisión (formación BB), se formó una pequeña película de revoque suficiente para que la conducción de fluidos en el interior del reservorio se vea obstaculizada durante la etapa de producción de petróleo.

Las figuras 30 y 31, muestran la evolución de la admisión por filtrado de lodo durante el periodo de 24hs posterior a la inyección de la primer etapa. La figura 30, muestra las curvas de filtrado de los ensayos de BB, y la figura 31, muestra estas curvas para los de CO. Claramente se observa que el filtrado del lodo es permanente en CO durante todo el proceso de duración del ensayo para las presiones de sobrebalance consideradas. En comparación, en las muestras de BB se podría interpretar con casi nula admisión de

filtrado de lodo luego de la formación del revoque. Es posible que la menor proporción de gargantas grandes en el caso de las muestras de BB, aun en los casos de moderada a buena permeabilidad, causen que este lodo utilizado en los ensayos forme un revoque mas eficiente que en el caso de CO, con lo cual es esperable que el filtrado se reduzca hasta casi cero.

En ninguno de los tests se observó que la admisión de lodo atravesara la totalidad de la longitud del plug (6cm). Durante la inyección de lodo tanto en la etapa 1 como en la etapa 2, lo que se colecto en la producción (lo que empuja el lodo), fue en todos los casos petróleo, con lo cual necesariamente el lodo admitido quedo retenido por el medio poral, aun cuando en una segunda etapa a una mayor presión el plug admitiera otro volumen adicional. La Figura 32 muestra un corte longitudinal que se realizó en el plug, con el objetivo de evaluar el avance del filtrado de lodo y los sólidos que bloquean las gargantas porales reduciendo la permeabilidad. En este corte se observó que el lodo ingresa hasta la mitad del plug aproximadamente, y después de este punto la roca se observa casi sin alterar, o muy escasamente invadida. Si asumimos que estos ensayos representan lo que efectivamente sucede en el reservorio, lo cual en función de los trabajos de referencia presenta aceptable concordancia, e hipotéticamente que el lodo alcanzara de alguna manera la longitud de 6cm, se podría decir que la longitud de invasión del lodo dentro del reservorio seria 2.37 pulgadas el primer dia de perforación de un reservorio con las características de CO para las presiones de sobrebalance consideradas. Considerando una admisión promedio de 2cm^3 en 24hs (Fig. 31) según lo observado en las muestras de mayor permeabilidad de CO (para la primer etapa de inyección), 1cm^3 seria admitido antes de la formación del revoque y consecuente reducción de la admisión. Como se observó además, el filtrado permanente luego de la formación del revoque se ubicó en alrededor de $1\text{cm}^3/\text{dia}$ en los mejores reservorios de CO. Entonces, al cabo del primer dia de perforación se invaden 2.37pulg., entre el segundo y tercer dia se agregarían otras 2.37 pulg (con una admisión de $1\text{cm}^3/\text{dia}$ de filtrado, en dos días la formación admite 2cm^3 , lo cual asumimos en este análisis vuelven a representar 2.37pulg). Al cabo de 5 dias de perforación, la invasión total del lodo seria de $2.37(\text{primer dia})+2.37(\text{dos días})+2.37(\text{dos días}) = 7.11$ pulg. Si a esta longitud agregamos el espesor de cemento, luego de entubado el pozo, adoptemos 2.5 pulg, tenemos entonces un total de $7.11+2.5 = 9.61$ pulg. Ahora bien, considerando la longitud teórica de penetración del punzado, en unos 20 pulg. (se identificó un rango teórico de entre 15 y 30 pulg. según la información pública disponible), se podría decir, bajo estas hipótesis, que es altamente probable que la longitud del punzado atraviesa totalmente la zona de daño como consecuencia de la invasión del lodo en el reservorio, siempre y cuando se respeten las presiones de sobrebalance de entre 500-800 psi y la composición del lodo considerada en estos ensayos. Cabe resaltar que se identificaron casos de presiones de sobrebalance superiores a 1000 psi cuando se combinan altas densidades del lodo con leves despresurizaciones de los reservorios, en estos casos los resultados obtenidos en este estudio deben tomarse con precaución y necesariamente adecuar estudios a las nuevas presiones de trabajo. Asi también, en posteriores mediciones en la distribución de partículas del lodo durante la perforación de otros pozos también en zona de interés, se observaron curvas de granulometría mas pequeñas con lo cual es necesario continuar con el monitoreo del lodo a los fines de observar si esos cambios afectan negativamente la invasión del lodo. No obstante, existe una oportunidad de mejora respecto de los volúmenes permanentes de filtrado hacia el reservorio como consecuencia de un revoque que puede ser mejorado reduciendo el ingreso de fluidos al reservorio y que se observó en todas las muestras de CO. De la misma manera que asumimos la estimación de la longitud de invasión del lodo para los 5 dias, es interpretable un efecto negativo para un tiempo prolongado de los reservorios expuestos al permanente filtrado observado en los ensayos bajo las condiciones de presión consideradas y

que podría extender la zona de daño mas allá de la longitud del punzado. En esta estimación no consideramos el volumen de lodo devuelto por la formación debido al flujo de producción de petróleo, con lo cual es posible que esta longitud estimada de daño sea un tanto pesimista y se vea reducida por tal efecto.

Teniendo en cuenta una composición primariamente carbonatica del lodo, se planteó la posibilidad de inyección de ácido clorhídrico como una tercera etapa de inyección, con el objetivo de evaluar la restauración de permeabilidad a consecuencia de la acción del ácido. A final de cada ensayo de invasión es posible observar que en la mayoría de los casos el lavado acido logra recuperar casi la totalidad de la permeabilidad original, mostrando en mayor medida que el efecto de reducción de flujo es causado por la obstrucción de los sólidos del lodo, en su mayoría partículas de carbonato. En la Fig.32 también se observaron partículas indeterminadas que se asocian con componentes del lodo como así también menores finos removidos. El volumen de ácido utilizado en cada caso fue similar al volumen de invasión de lodo de la prueba previa, y la inyección se realizó de manera matricial. Para descartar reducciones de permeabilidad por la interacción del ácido con la roca, se realizó una inyección de ácido solamente en una muestra de roca y se midió la permeabilidad antes y después de la inyección y no se observaron cambios de permeabilidad, con lo cual se descartaron efectos negativos del ácido (ver Fig. 28). Se observaron recuperaciones de permeabilidad en casi todas las muestras. En algunos casos es posible que el volumen de ácido haya sido bajo y por eso no fue posible remover la totalidad del daño que pudo haber sido mas profundo. En otros casos es posible que se hayan generado efectos de taponamiento por finos que no son removibles por el ácido.

Las muestras 3-21-1G y 3-21-4D pertenecientes a CO se utilizaron con el objetivo de evaluar la reacción del sistema a la inyección en un ambiente de menor presión de sobrebalance del lodo. Para este caso particular se utilizó 300 psi de presión de inyección de lodo y se siguió la misma operativa de laboratorio que en las muestras anteriores. Se observó inicialmente un comportamiento similar a los ensayos previos, con una admisión inicial de lodo que se va disipando conforme aparece el revoque y un aumento importante de invasión durante el periodo de reposo. Luego de esto, cuando comienza la producción de petróleo, se observa que porcentaje del volumen devuelto por la formación es mayor que el observado en los ensayos a alta presión. Es posible que a una presión de 300 psi las muestras de CO, en este caso, se comporten de manera tal que el revoque tanto interno como externo no este consolidado y sea posible arrastrarlo mas fácilmente con el flujo de producción. Cabe destacar que una de las muestras devolvió casi la totalidad del lodo de invasión.

Conclusiones

- Todas las muestras se dañan con la invasión del lodo. La reducción de la permeabilidad en las muestras de ambas formaciones se ubica en el rango del 60% - 90% respecto de la original.
- Durante la invasión del lodo en las muestras, se observa una curva de filtrado con distinto grado de eficiencia dependiente de las características de las rocas. Todas las muestras admiten un cierto volumen de lodo hasta que la invasión disminuye por la acción del revoque.
- Las muestras de la formación BB muestran un menor volumen de invasión de lodo, que las muestras de CO, incluso en permeabilidades similares. Esto podría indicar una mayor eficiencia del lodo en los reservorios de las características de BB, de menores permeabilidades y alto porcentaje de poros menores a 10µm.

- Se observó que durante el tiempo de reposo posterior a la invasión de lodo (24hrs), el volumen de invasión es mayor y permanente en las muestras de CO que en las de BB. Esto podría indicar comparativamente una deficiente acción del revoque en las rocas de mayor permeabilidad, lo que permite el continuo ingreso de filtrado hacia el reservorio.
- Se observa que ante un incremento de presión de sobrebalance el reservorio se comporta como si no tuviera revoque e inicia el proceso de admisión nuevamente.
- Se observa que durante el periodo de flujo luego del reposo de 24hs, parte del lodo invadido es devuelto con la producción y parte es retenido por el medio poral. El volumen que devuelven las rocas de CO es mas alto que el devuelto por las de BB. El volumen que retienen las rocas de BB es mayor que el que retienen las de CO.
- Asumidas algunas hipótesis como ciertas, y sólo para las presiones de sobrebalance utilizadas, se estima que la longitud del punzado estaría sobrepasando la zona de daño potencial debido a la invasión del lodo.
- Se observa un efecto positivo resultante del lavado acido con HCL en todas las muestras, lo cual estaría en concordancia tratándose de un lodo carbonatico. La restauración de permeabilidad luego de la aplicación del acido esta en el rango de 30 a 90% de recuperación.
- La invasión de lodo a baja presión pareciera formar un revoque menos consolidado o mas somero ya que durante la producción el mismo se recupera casi en su totalidad.
- La prueba de inyección de acido que se realizó sobre una muestra de CO, indica que no hay acción negativa del mismo sobre la roca. Esto se evidencia luego de observar que las permeabilidades antes y después de la inyección del ácido son similares.

Recomendaciones

- Trabajar la composición del lodo para intentar reducir el filtrado observado en los mejores reservorios.
- Evaluar la posibilidad de reducir las presiones de sobrebalance, evitando incrementos durante la operativa de perforación.
- Medir las curvas de distribución de partículas frecuentemente para asegurar que se ubique en el rango de las características de los reservorios principales.
- Incorporar ensayos de well testing para medir el skin generado en caso de que exista. (Haciendo la salvedad de que estos ensayos incluirían cualquier daño producido durante la etapa de terminación)

Bibliografia

1. Civan, F., Reservoir Formation Damage 2da edición.
2. Glenn, E. E., Slusser, M. L., and Huitt, J. L.: "Factors Affecting Well Productivity, I. Drilling Fluid Filtration," Trans. AIME (1957), V210, 126.
3. Glenn, E. E. and Slusser, M. L.: "Factors Affecting Well Productivity: II. Drilling Fluid Particle Invasion Into Porous Media", Trans., AIME (1957) V210, 132-139.
4. Krueger, R. F., and Vogel, L. c.: "Damage to Sandstone Cores by Particles from Drilling Muds," Drill. And Prod. Prac. (1954), 158.

5. Abrams, A., Mud design to minimize rock impairment due to particle invasion, Journal of petroleum technology, pp 586-592, may 1977. SPE-5713-PA
6. Nowak, T. J., and Krueger, R. F.: "The Effect of Mud Filtrates and Mud Particles upon the Permeabilities of Cores," Drill. and Prod. Prac. (1951),
7. Keelan, D., Koepf, E., "The role of cores and core analysis in evaluation of formation damage", SPE-AIME, Core Laboratories.
8. Suri, A., Sharma, M., "Strategies for Sizing Particles in Drilling and Completion Fluids", SPE, University of Texas at Austin
9. M.A. Dick, T.J. Heinz and C.F. Svoboda, M-I L.L.C., and M. Aston, "Optimizing the Selection of Bridging Particles for Reservoir Drilling Fluids" , BP Amoco - SPE 58793
10. Marbar, reporte interno (2015)
11. Jiao, D., Sharma, M., Formation Damage Due to Static and Dynamic Filtration of Water-Based Muds. U. of Texas – SPE 23823
12. Al-Hitti, A., Al-Assaf, S., Abraham, D., "Reduction of formation damage due to drilling muds", Journal of Engineering, Vol. 11, March 2005

Figuras y tablas

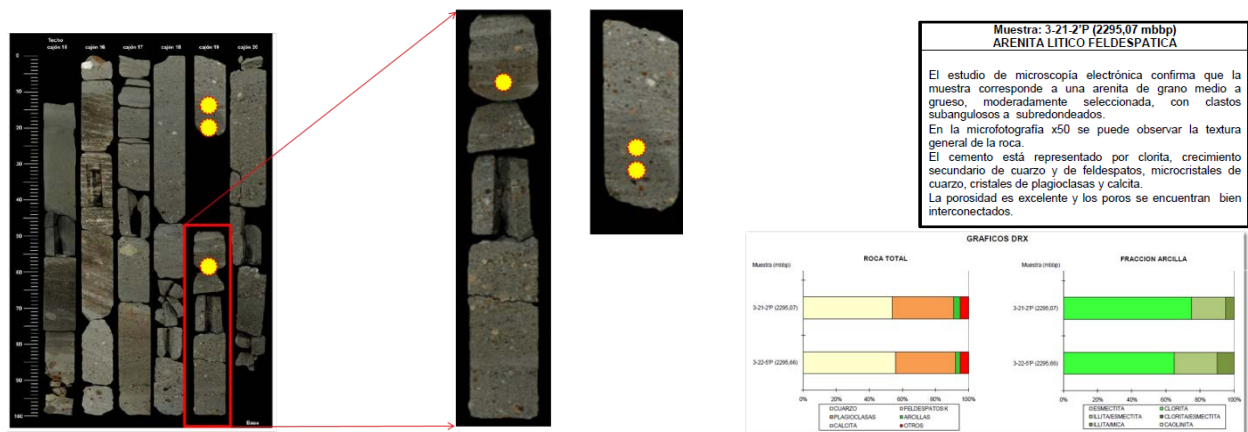


Fig. 3 Corona formación Cañadón Seco miembro CO. Los círculos amarillos indican la posición de extracción de algunos plugs.

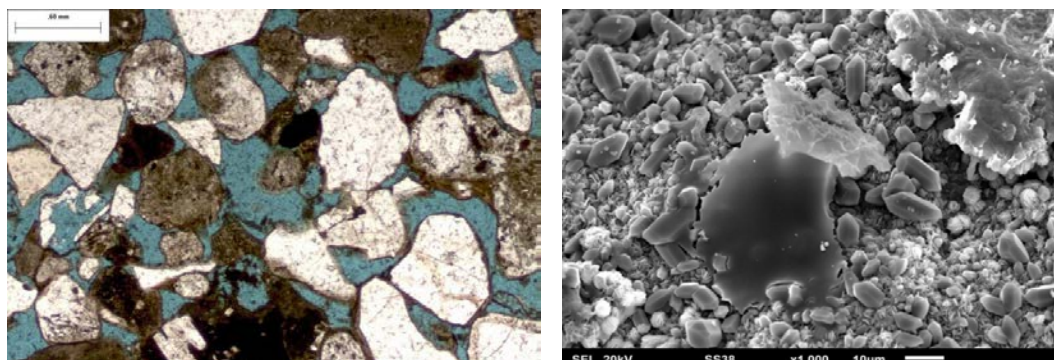


Fig. 4 Caracterización a través de corte delgado y MEB, miembro Caleta Olivia.

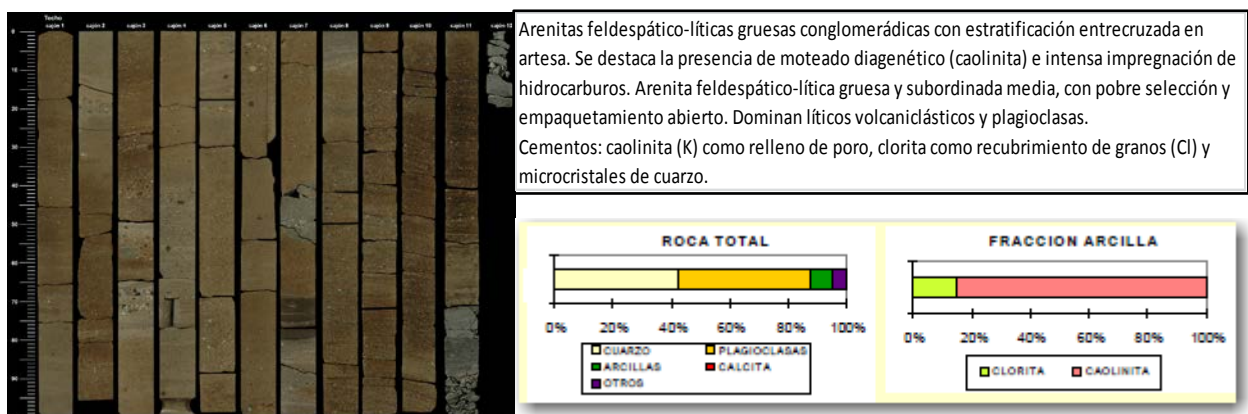


Fig. 5 Corona formación Bajo Barrial. Breve descripción petrográfica.

			CONDICIONES STD				CONDICIONES NOBP			Test de invasión de lodo a realizar
Core	Muestra	Profundidad sin corregir	Densidad Efectiva	Densidad Aparente	Porosidad	Permeabilidad al Gas	Densidad Aparente	Porosidad	Permeabilidad al Gas	
			[gr/cm ³]	[gr/cm ³]	[%]	[mD]	[gr/cm ³]	[%]	[mD]	
Muestras Bajo Barril	1-10-48 D	1471.79	2.58	2.12	17.7	32.4	2.14	16.9	26.9	Inyectar a 400 psi y saltar a 600 psi
	1-11-52 E	1472.38	2.59	2	22.7	619	2.02	21.9	605	Inyectar a 400 psi y saltar a 600 psi
	1-10-A	1472.11	2.57	2.16	16	8.42	2.17	15.3	6.54	Inyectar a 400 psi y saltar a 600 psi
Muestras Caleta Olivia	2-19-17A	2050.88	2.63	2.14	18.7	750.0	2.16	17.8	568.7	Inyectar solo a 800 psi
	2-19-17B	2050.92	2.64	2.11	19.9	943.1	2.13	19	796.4	Inyectar a 500 psi y saltar a 800 psi
	2-19-18A	2051.3	2.65	2.17	18.2	88.1	2.19	17.3	53.8	Inyectar solo a 800 psi
	3-21-4A	2295.19	2.63	2.06	21.7	581.1	2.08	21.1	512.1	Inyectar a 500 psi y saltar a 800 psi
	3-21-4B	2295.24	2.64	2.09	20.8	231.4	2.11	20.1	206.2	Inyectar a 500 psi y saltar a 800 psi
	3-21-4C	2295.29	2.61	2.11	19.4	48.5	2.12	18.8	44.4	Inyectar a 500 psi y saltar a 800 psi
	3-21-4 D	2295.5	2.67	2.01	21.76	623.9	2.12	20.53	523.2	Inyectar a 300 psi
	3-21-1 G	2295.11	2.65	2.05	22.60	792.7	2.07	22.06	713.3	Inyectar a 300 psi
	3-21-3 E	2295.46	2.66	2.06	22.52	636.9	2.08	22.04	542.0	Test acido

Tabla 2. Características petrofísicas de las muestras de roca de CO y BB.

Resultados tests de invasión de lodo sobre muestras de BB;

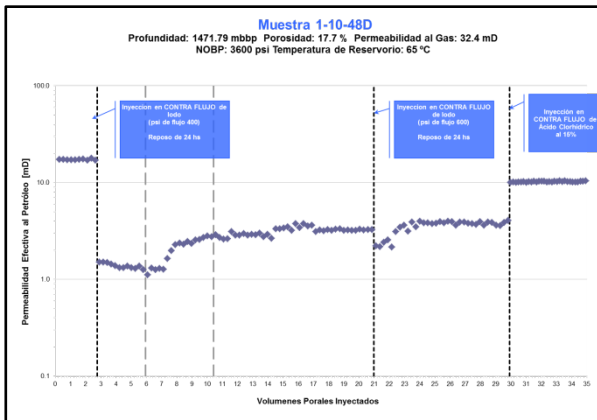


Fig. 6

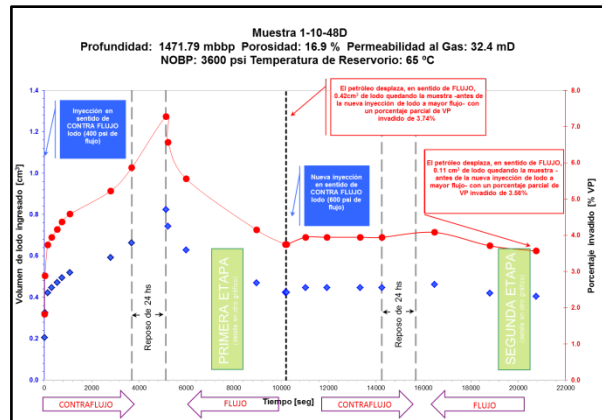


Fig. 7

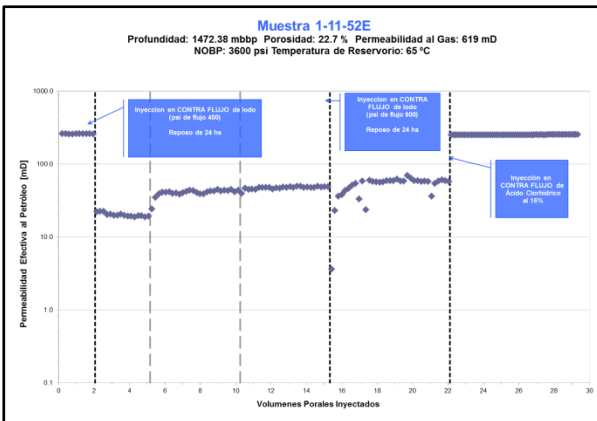


Fig. 8

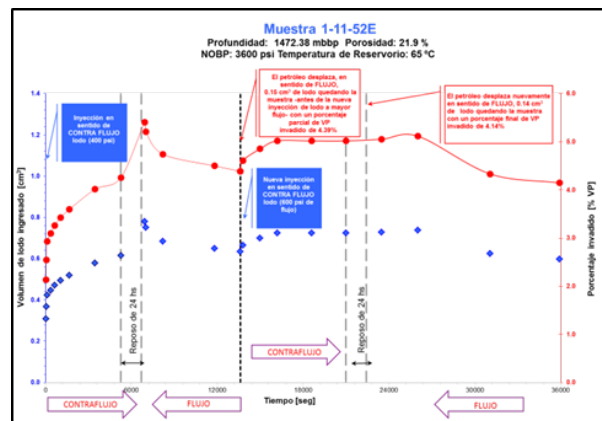


Fig. 9

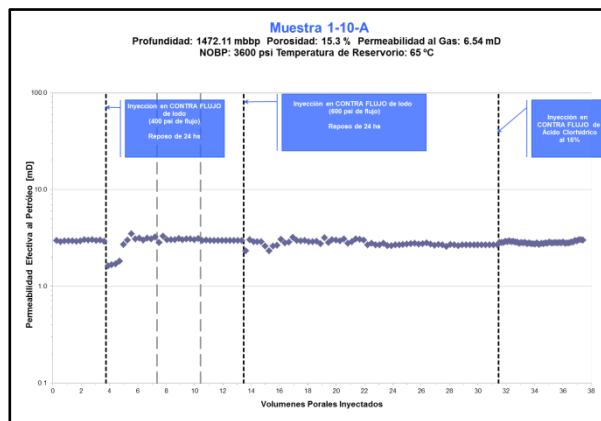


Fig. 10

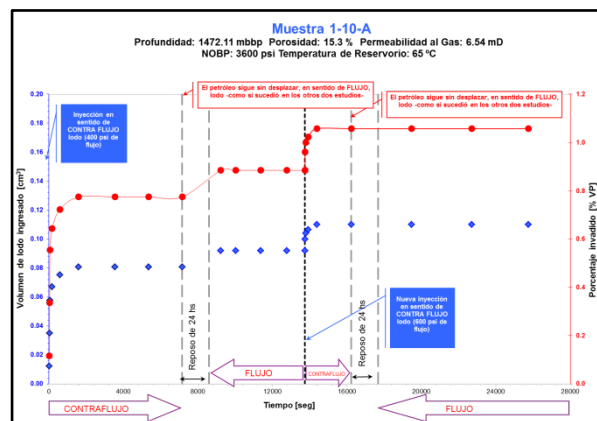


Fig. 11

Resultados tests de invasión de lodo sobre muestras de CO₂;

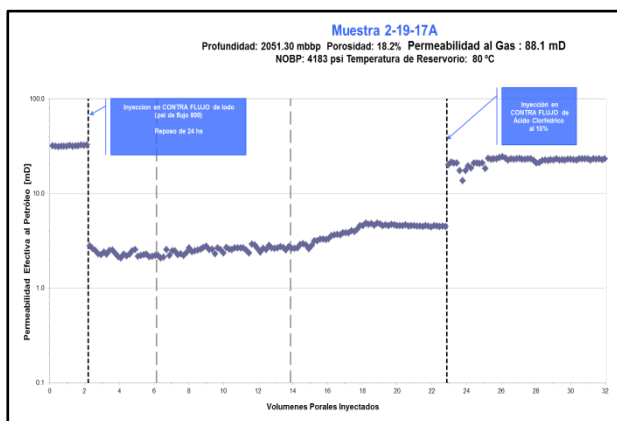


Fig. 12

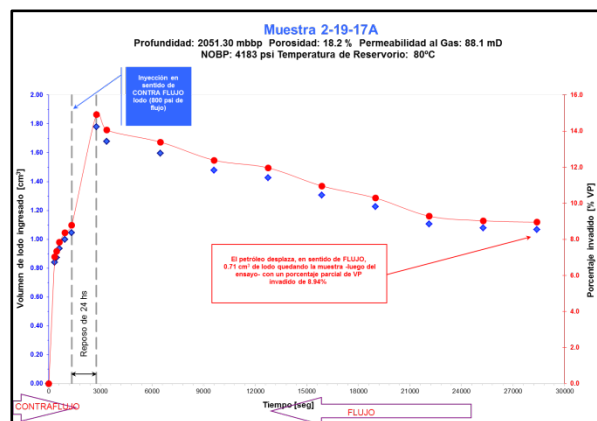


Fig. 13

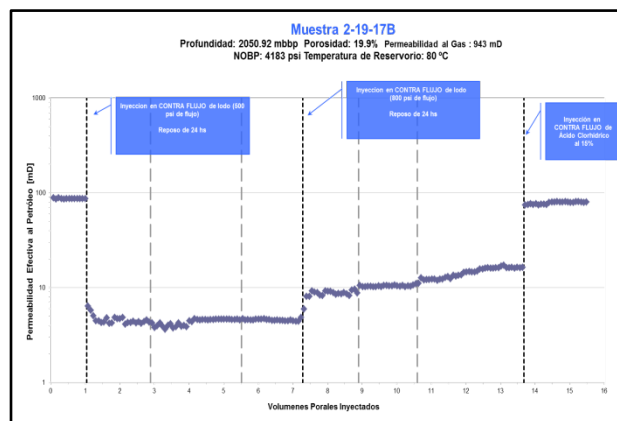


Fig. 14

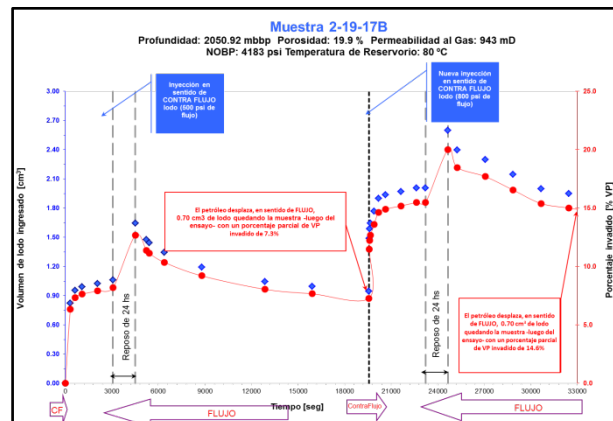


Fig. 15

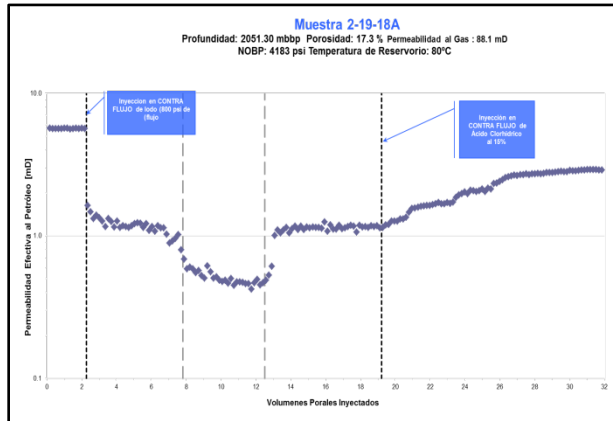


Fig. 16

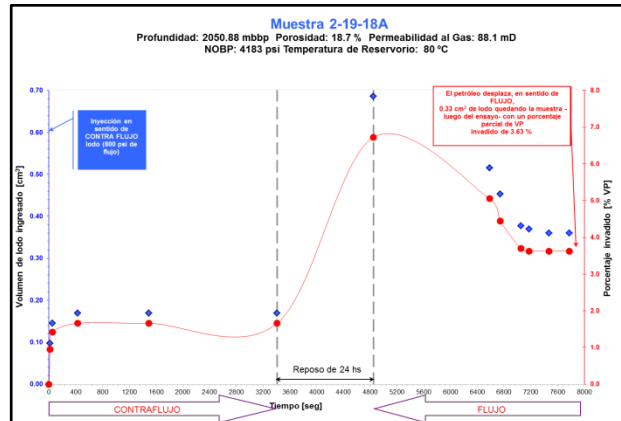


Fig. 17

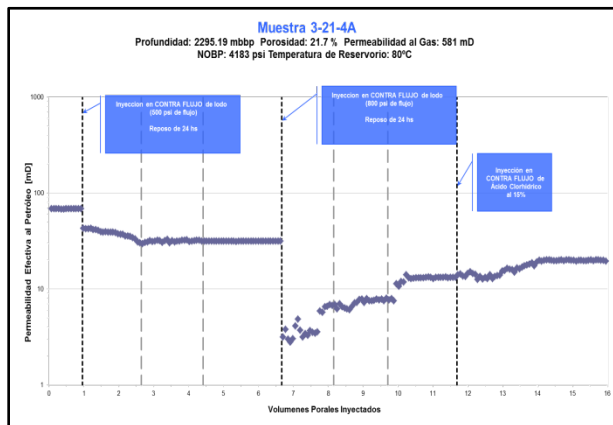


Fig. 18

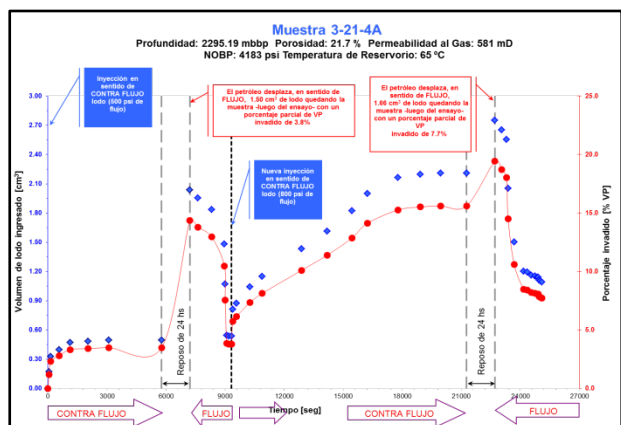


Fig. 19

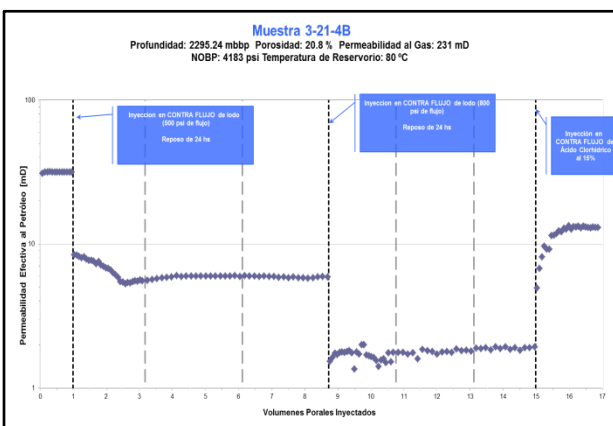


Fig. 20

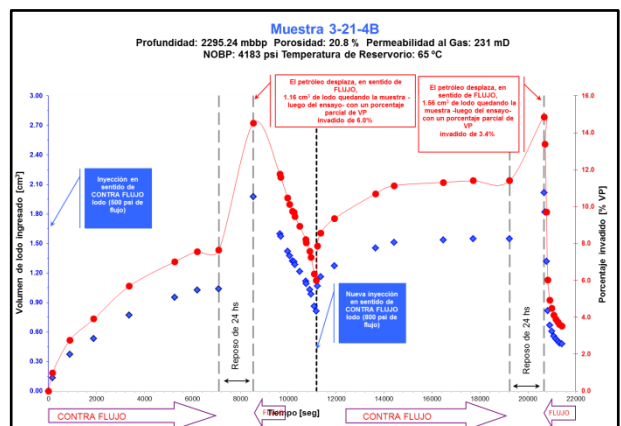


Fig. 21

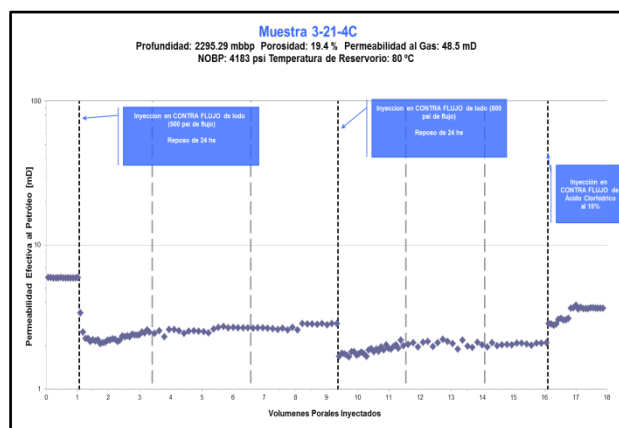


Fig. 22

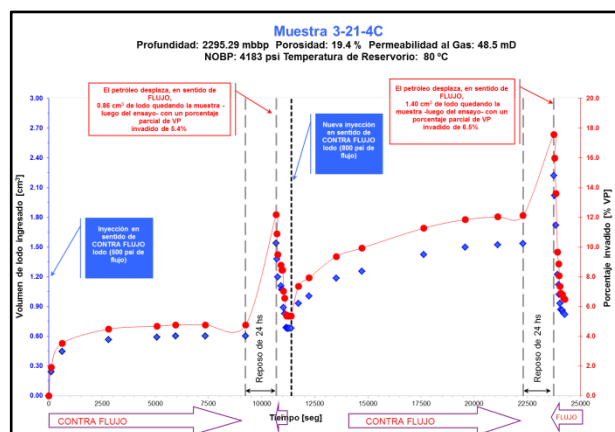


Fig. 23

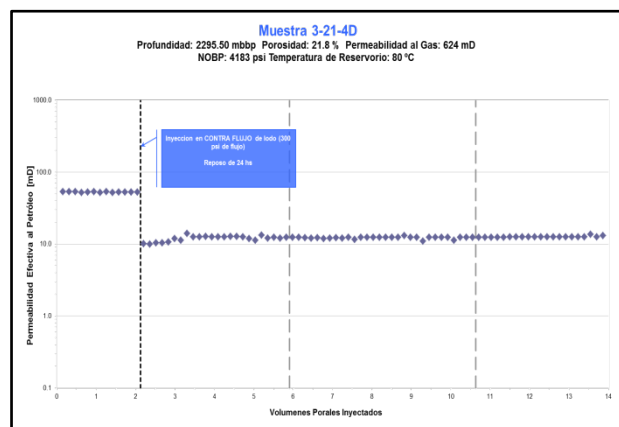


Fig. 24

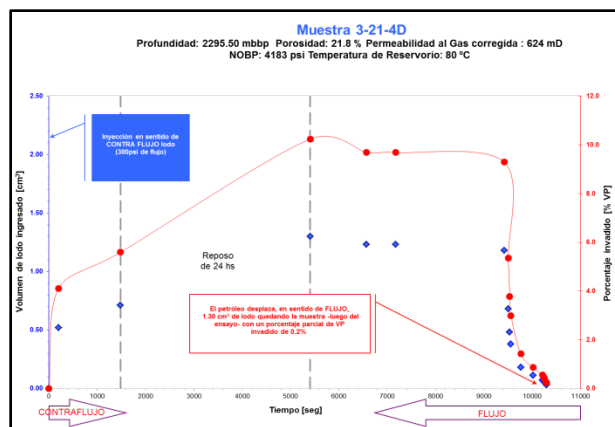


Fig. 25

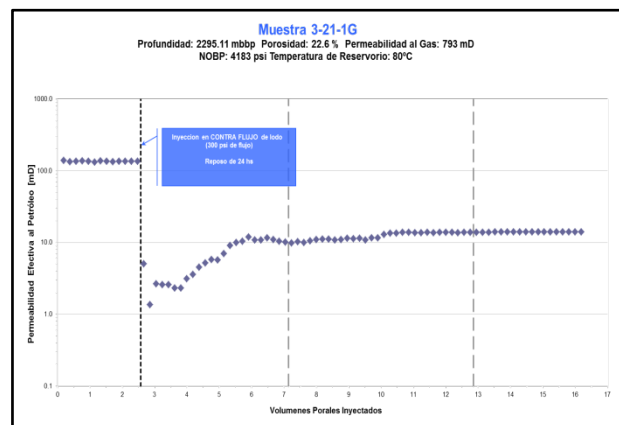


Fig. 26

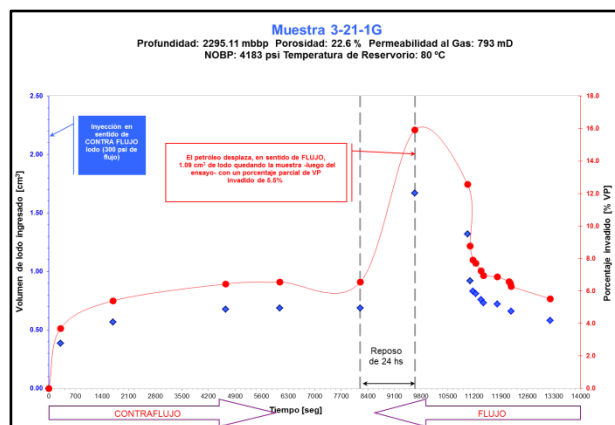


Fig. 27

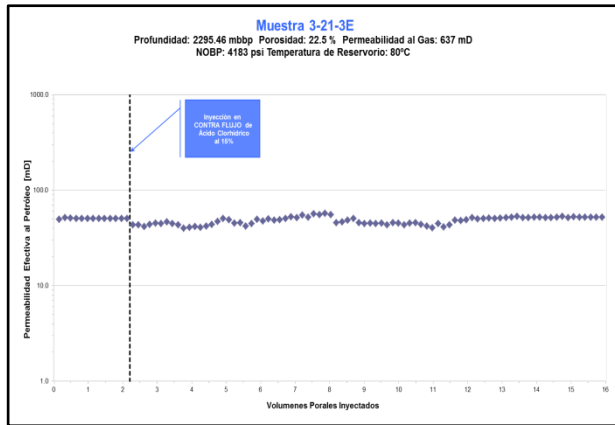


Fig. 28

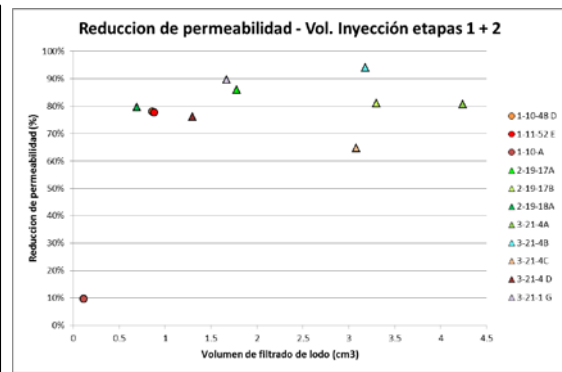


Fig. 29 Gráfico de porcentaje de reducción de permeabilidad en función del volumen de lodo admitido.

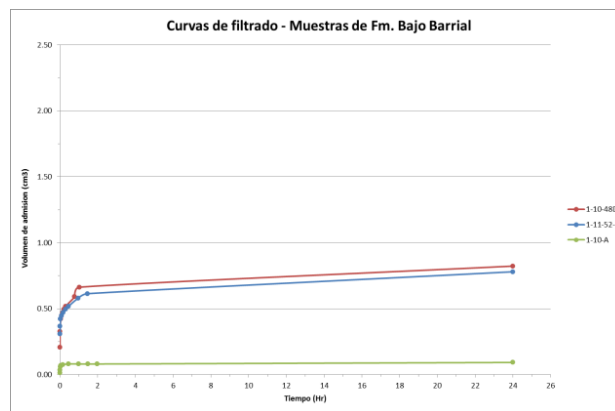


Fig. 30. Curvas de filtrado obtenidas en los tests de BB.

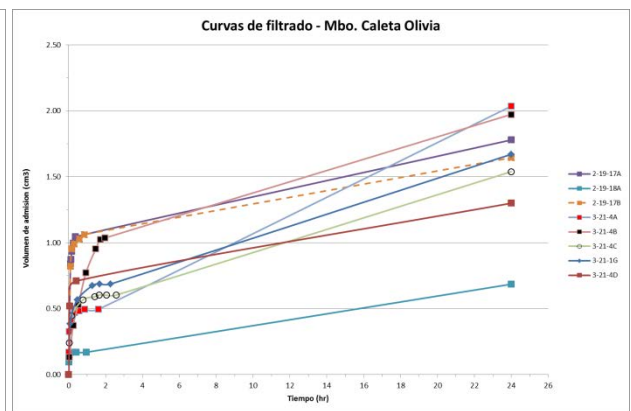


Fig. 31. Curvas de filtrado obtenidas en los tests de CO.

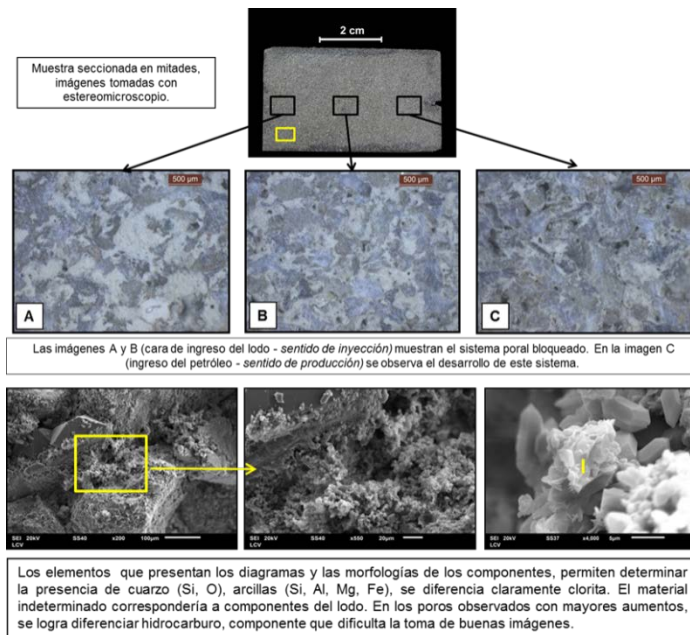


Fig. 32. Observación a través de estereomicroscopio y MEB de sección longitudinal sobre muestra 3-21-1G.

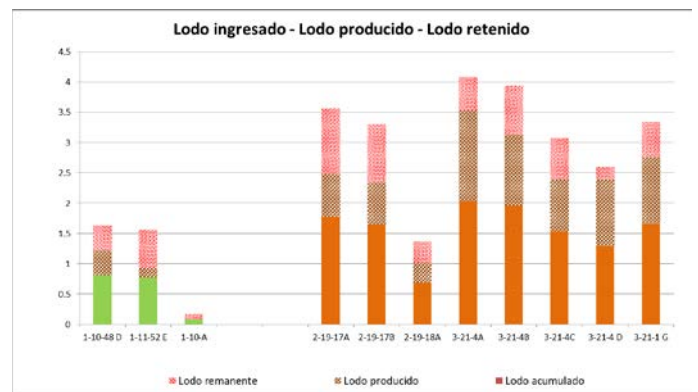


Fig. 33. Comparación de los volúmenes admitidos, retenidos y producidos para todos los ensayos realizados. Los primeros 3 casos (verde) corresponden a BB y el resto de los casos a CO.

Muestra	Muestras Caleta Olivia									Unidades
	2-19-17A	2-19-17B	2-19-18A	3-21-4A	3-21-4B	3-21-4C	3-21-4D	3-21-1G	3-21-3E	
Profundidad	2050.88	2050.92	2051.30	2295.19	2295.24	2295.29	2295.50	2295.11	2295.46	mblp
Porosidad STD	18.7	19.9	18.2	21.7	20.8	19.4	21.8	22.6	22.5	[%]
Porosidad NOBP	17.8	19.0	17.3	21.1	20.1	18.8	20.5	22.1	22.0	[%]
Permeabilidad al Gas STD corregida por Efecto Klinkenberg	707	894	77.4	546	212	41.3	586	749	599.0	[mD]
Permeabilidad al Gas NOBP corregida por Efecto Klinkenberg	534	752	46.2	479	187	37.6	489	672	508.0	[mD]
Permeabilidad Absoluta al Agua STD y Temp Ambiente	201	151	11.9	288	159	20.7	388	444	391.9	[mD]
Permeabilidad Absoluta al Agua NOBP y Temp Ambiente	142	131	10.0	158	142	11.9	233.5	422	304.8	[mD]
pH Lodo	10	10	10	10	10	10	10	10		
Permeabilidad Efectiva al Petróleo antes de Ensayo @ NOBP= 4183 psi y 80 °C	31.9	86.7	5.7	68.6	31.6	5.9	52.5	134.7	50.6	[mD]
Permeabilidad Efectiva al Petróleo luego de inyección de Lodo a 300 psi de flujo y reposo de 24 hs @ NOBP= 4183 psi y 80 °C							12.5	14.0		[mD]
Permeabilidad Efectiva al Petróleo luego de inyección de Lodo a 500 psi de flujo y reposo de 24 hs @ NOBP= 4183 psi y 80 °C	4.50	4.51	1.15	31.57749	5.86	2.76				[mD]
Permeabilidad Efectiva al Petróleo luego de inyección de Lodo a 800 psi de flujo y reposo de 24 hs @ NOBP= 4183 psi y 80 °C		16.4		13.2	1.89	2.05				[mD]
Variación Total de la Permeabilidad respecto de la Inicial	-86%	-81%	-80%	-81%	-94%	-65%	-76%	-90%		
Permeabilidad Efectiva al Petróleo luego de inyección de Ácido Clohídrico al 15 % @ NOBP= 4183 psi y 80 °C	23.0	78.7	2.89	19.9	13.1	3.63	-	-	51.9	[mD]
Recuperación Total de la Permeabilidad respecto de la Inicial	72%	91%	51%	29%	41%	61%	-	-	3%	

Tabla 3. Resumen de resultados de los ensayos de las muestras de CO.

Muestra	Muestras Bajo Barrial			Unidades
	1-10-A	1-11-52E	1-10-48D	
Profundidad	1472.11	1472.38	1471.79	mblp
Porosidad STD	16.0	22.7	17.7	[%]
Porosidad NOBP	15.3	21.9	16.9	[%]
Permeabilidad al Gas STD Corregida por efecto Klinkenberg	6.45	582	27.0	[mD]
Permeabilidad al Gas NOBP Corregida por efecto Klinkenberg	4.94	568	22.2	[mD]
Permeabilidad al Agua STD y Temperatura Ambiente	5.97	358	23.5	[mD]
Permeabilidad al Agua NOBP y Temperatura Ambiente	4.88	344	21.3	[mD]
pH Lodo	10	10	10	
Permeabilidad Efectiva al Petróleo antes de Ensayo @ NOBP= 3600 psi y 65 °C	2.97	260	17.3	[mD]
Permeabilidad Efectiva al Petróleo luego de inyección de Lodo a 400 psi de flujo y reposo de 24 hs @ NOBP= 3600 psi y 65 °C	2.94	45.6	3.22	[mD]
Variación de la Permeabilidad Efectiva al Petróleo respecto de la Inicial	-1.1%	-82.5%	-81.4%	
Permeabilidad Efectiva al Petróleo luego de inyección de Lodo a 600 psi de flujo y reposo de 24 hs @ NOBP= 3600 psi y 65 °C	2.68	57.8	3.80	[mD]
Variación de la Permeabilidad Efectiva al Petróleo entre Inyección a 400 y 600 psi. (Leve recuperación entre puntos posiblemente atribuible mejor eficiencia del segundo barrido)	-8.7%	26.7%	3.3%	
Variación Total de la Permeabilidad respecto de la Inicial	-9.7%	-77.8%	-78.1%	
Permeabilidad Efectiva al Petróleo luego de inyección de Ácido Clohídrico al 15 % @ NOBP= 3600 psi y 65 °C	2.90	255	10.3	[mD]
Recuperación Total de la Permeabilidad respecto de la Inicial	98%	98%	59%	

Tabla 4. Resumen de resultados de los ensayo de las muestras de BB.

Autor; Gustavo Adolfo Fica

Estudios: Ing. en Petróleo – Universidad Nacional del Comahue; MBA – Universidad del Cema

Empresas anteriores: PECOM – PETROBRAS – OXY

Empresa Actual: SINOPEC

Cargo actual: Ing. de Reservorios Sr

Co-Autor; Esteban Bazan

Estudios: Ing. Químico - Universidad Tecnológica Nacional

Empresas anteriores: Halliburton (Baroid) – Oxy

Empresa Actual: SINOPEC

Cargo actual: Ingeniero de perforación Sr.