

*OPTIMIZACIÓN EN LA MEDICIÓN DE
PARÁMETROS DE FLUIDOS DURANTE LOS
ENSAYOS DE CAPAS POR PISTONEO*

PROPUESTA INICIAL

Agosto 2007

**Ing. Héctor Graterol
Sup. Ramón Desurko
Supervisores WO Las Heras**

OPTIMIZACIÓN DE MEDICIÓN DE PARÁMETROS EN ENSAYOS DE PISTONEO

OBJETIVOS

Principal:

- Creación e implementación de proyecto piloto para mediciones precisas y registro de parámetros durante los ensayos de capa. Siendo los parámetros principales a medir los siguientes:
 - o Caudales de fluidos de formación aportados por la capa ensayada.
 - o Volúmenes acumulados.
 - o Tipos de fluidos:
 - Cortes de petróleo, agua y gas.
 - Densidad.
 - Salinidad.
 - Porcentaje de sólidos presentes.

Secundarios:

- Mejora de tiempos del proceso actual.
- Mejorar cálculos de reservas de hidrocarburos (mejores correlaciones).
- Generación de datos para programas de mantenimiento del equipo de Terminación.

IMPACTO DEL ENSAYO

La principal función del ensayo es determinar la productividad de la capa y decidir si pasa a ser como capa candidata para estimulación (o producción directa) o si se deja como capa no productiva. Esta decisión se basa en los parámetros medidos durante el ensayo de la capa.

Tomando en cuenta los órdenes de magnitud de producción de las capas en la zona (muy bajas), el dejar atrás alguna capa por errores en la medición (ya sea incumplimiento del procedimiento, instrumentación rudimentaria de poca precisión, falta de luz diurna, cansancio de personal, entre otros) trae como consecuencia un impacto importante en la producción del pozo en cuestión.

Uno de los aspectos de la operación actual es que el ensayo se deja a criterio del operario y no se mantienen registros electrónicos del mismo (sólo planillas llenadas a mano con los resultados obtenidos), la comunicación entre el equipo y Repsol-YPF se mantiene por vía telefónica, dejando siempre la realización y el análisis del ensayo a potestad y subjetividad del personal del equipo (en este caso de la compañía de servicio), el mismo se realiza con herramientas de campo rudimentarias y con poca precisión.

Es importante hacer notar el hecho de las capacidades de los instrumentos de análisis en el equipo de terminación, ya que los reportes que se logran generar incluyen especificaciones como:

- “Agua con leve rastro de petróleo”.
- “Agua con rastro de petróleo”.
- “Agua con abundante rastro de petróleo”.

Este tipo de especificaciones carecen de precisión y es a partir de ellas (y de la subjetividad del ensayo) donde se generan las decisiones más importantes de la empresa, cuyo fin es la extracción de petróleo de manera eficiente y rentable.

De igual manera, la mayoría de los modelos generados por geólogos e Ingenieros de reservorios se podrían considerar de baja credibilidad y precisión debido a que los datos utilizados para los mismos provienen de los ensayos en cuestión.

El efecto de la falta de supervisión es visible en los resultados obtenidos en el trabajo de diciembre 2004 llamado: “Technical Limit en operaciones de Workover”, realizado en algunas zonas de la UNAS. Si se mantienen registros (cartas o electrónicos) se puede mantener un control a distancia sin necesidad de inspección, el añadir medidores para la operación también permite un mejor seguimiento de la capa ensayada y con mayor precisión, permitiendo tomar decisiones con menos tiempo de ensayo y con mejores bases.

DESCRIPCIÓN DEL PROCESO ACTUAL

Descripción general del procedimiento:

- Para ensayar una capa en particular se debe realizar un aislamiento de la misma, para ello se utilizan el tapón y el packer. El tapón aísla por completo el diámetro del casing, mientras que el packer se encarga de aislar el espacio anular permitiendo la conexión del tubing (y el resto de la columna de producción).
- Se comienza por las capas más profundas culminando con las capas más someras.
- Se bajan ambas herramientas (tapón y packer) en tandem hasta que el tapón quede unos metros por debajo del fondo de la capa, estos metros adicionales del tapón se hacen para probar al conjunto bajo presión en una zona ciega (libre de punzados).
- Una vez ubicado el tapón en la profundidad deseada, se libera el packer del tandem para ser ubicado unos metros más arriba para realizar la prueba de hermeticidad. Esta prueba se realiza con 2500 psi de presión en superficie.
- Una vez comprobado que no haya fuga por ninguno de los componentes durante la prueba de hermeticidad, se desactiva el packer y se ubica unos metros sobre el tope de la capa a ensayar.
- Se baja la copa de pistoneo con alambre a través del tubing y se comienza a desplazar (extraer) el vertido.
- Para extraer el vertido se baja la copa aproximadamente 200 a 250 metros bajo el nivel de fluido en el pozo para luego comenzar la carrera de subida y de extracción. La limitante es el peso sobre la copa y la tensión del alambre.
- La capacidad del tubing es de 3,02 l/m, por lo que con una carrera se podrá desplazar un máximo de 750 litros aproximadamente (en este caso).
- La detección del nivel del fluido se basa en la experiencia del maquinista ya que no existe ningún mecanismo para este procedimiento. Esta detección se realiza cuando ocurre un descenso en la tensión del cable (se afloja) por el “descanso” de la copa con el encuentro del nivel de vertido.
- El nivel del pozo se estima con la cantidad de vertido extraído, si la capa tiene la presión suficiente para aportar en contra de la columna de vertido presente en el momento, este aumento se notará cuando el maquinista vuelva a bajar con la copa y note el nivel más alto que lo previsto de la carrera anterior.
- Todo el vertido extraído va a la pileta de retorno, una vez que se haya determinado que el volumen de vertido ya ha sido sacado del pozo totalmente, se cierran las válvulas y todo lo que aporte la formación pasa a la pileta de ensayo, que tiene es de menores dimensiones y por ende con

menores márgenes de error que la pileta de retorno, tiene una precisión de medición de 44 l/cm.

- Luego se realizan las carreras de ensayo y se mide el volumen extraído por hora. La cantidad de carreras por hora varían dependiendo de la profundidad de la capa que está siendo ensayada, así como también por las características de los fluidos de formación que está siendo desplazado.
- Se realizan los registros (valores de las carreras y valores totales de la hora de ensayo) de los siguientes parámetros:
 - o Volumen extraído.
 - o Porcentaje de agua, en muchas ocasiones sólo es estimado a criterio del operador (no se hace el procedimiento completo ya que el equipamiento no permite precisión en altos cortes de agua).
 - o Salinidad de la muestra.
 - o Nivel de fluido aportado.
- Estos ensayos por hora se van repitiendo hasta que los valores se vayan estabilizando y el geólogo / reservorista decidirá la continuidad del ensayo. La duración de los mismos varía de 3 a 10 horas dependiendo de la capa ensayada.

ESTADISTICAS ACTUALES:

Resumen de resultados del trabajo “Technical Limit en Operaciones de WO”

Los tiempos tomados en terminación (reparaciones primarias) de cada pozo, han sido analizados en un trabajo denominado “Technical Limit en Operaciones de Workover” a finales del año 2004.

La tabla que se presenta a continuación resume los resultados del trabajo en cuestión, incluye discriminación de tiempos por operaciones:

- Tiempos promedios de 9 pozos del área que fueron realizados sin supervisión directa, se presentan en la columna denominada Off-Set.
- Tiempos promedios de 6 pozos del área que fueron realizados con supervisión directa, estos se presentan en la columna denominada TL-Final.
- En la tercera y cuarta columna se muestran las diferencias entre Off-Set y TL-Final, tanto de manera absoluta (horas) como porcentual.

Nota Importante: Cabe destacar la falta de definición en el alcance del estudio realizado. Debido a la variabilidad del yacimiento pueden existir ciertas tendencias de un área a otra e incluso de un pozo a otro en la misma área. Sin embargo, sí se muestra una clara tendencia de mejoría en los tiempos con supervisión

ETAPAS	Off-Set	TL- Final	Diferencia	Porcentaje
ETAPA 1: PREPARACION	16,25	14,21	-2,04	-12,56%
ETAPA 2: VARILLAS	10,14	7,79	-2,35	-23,15%
ETAPA 3: TUBING	21,97	12,63	-9,35	-42,54%
ETAPA 4: W-LINE	10,47	8,00	-2,47	-23,61%
ETAPA 5: BAJA/TEST	5,06	3,79	-1,26	-25,00%
ETAPA 6: TEST	71,61	33,83	-37,78	-52,75%
ETAPA 7: FALLAS HTA	0,00	0,00	0,00	0,00%
ETAPA 8: CEMENTACION	0,00	8,63	8,63	100,00%
ETAPA 9: ROTA CTO	0,00	2,50	2,50	100,00%
ETAPA 10: ESTIMULACIÓN	20,08	17,25	-2,83	-14,11%
ETAPA 11: TEST ESTIMULACION	34,67	24,58	-10,08	-29,09%
ETAPA 12: BAJA IF	14,92	15,92	1,00	6,70%
TIEMPOS SIN OPERACIÓN	20,17	13,58	-6,58	-32,64%
Total Horas	225,33	162,71	-62,63	-27,79%
Total Días	9,39	6,78	-2,61	-27,79%

Ensayos Cantidad Pozo	6,56	6,33	-0,22	-3,39%
Promedio Horas Ensayo por capa	8,89	3,63	-5,26	-59,15%

Ensayo Pos-fractura Cantidad Pozo	2,14	2,00	-0,14	-6,67%
Promedio Horas Ensayo por capa	14,27	7,63	-6,64	-46,55%

Tabla 1: Resultados del trabajo “Technical Limit”

De los resultados más resaltantes de esta tabla se presentan:

- Total de horas por pozo sin supervisión: 225,33.
- Total de horas por pozo con supervisión: 162,71.

El enfoque del estudio destaca los tiempos utilizados en las operaciones de ensayo de capa por pistoneo, donde se notan los siguientes tiempos:

- Promedio de horas en ensayo de capas sin supervisión (pre-fractura): 8,89.
- Promedio de horas en ensayo de capas con supervisión (pre-fractura): 3,63.

Las horas empleadas en el ensayo por pistoneo representan cerca entre el 25 y 30% del tiempo empleado en la terminación de un pozo, este proyecto piloto apunta por la optimización y mejora de esta operación para buscar los tiempos que fueron logrados con supervisión directa e incluso disminuirlos ya que se utilizarían mejores tecnologías con mayor precisión en las mediciones.

Análisis de tiempos actuales

Adicionalmente a los tiempos mostrados en el trabajo anterior, se hizo una investigación de los tiempos empleados en ensayos de capas por pistoneo en una misma zona (área de Cerro Grande en Las Heras), se hizo seguimiento a 5 pozos:

- CG 610, CG 608, CG 605, CG 603 y CG 602.

El objetivo era buscar una tendencia entre el tiempo de los ensayos por pistoneo de capas reportadas como acuíferas y las otras reportadas como petroleras, tanto pre-fractura como ensayos pos-fractura.

En total se ensayaron por pistoneo 49 capas en estos 5 pozos en condición de pre-fractura y 12 capas en condición de pos-fractura, obteniéndose los siguientes resultados:

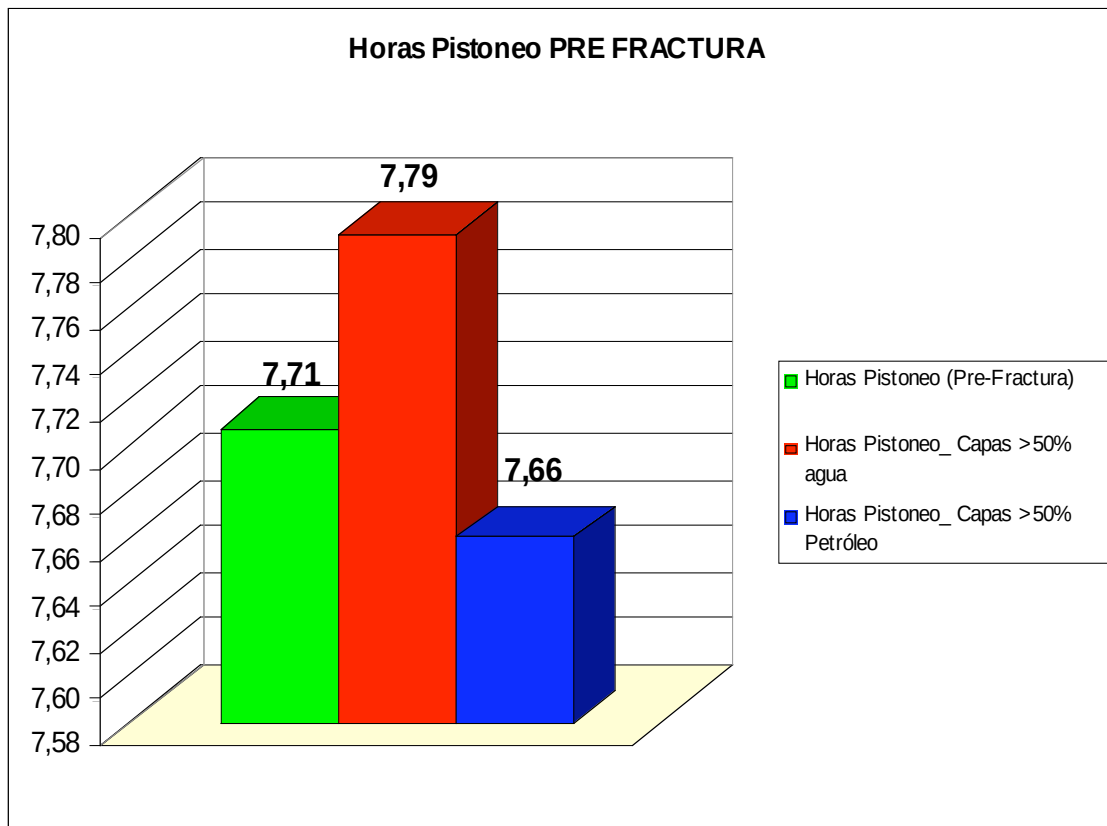


Figura 1: Horas de pistneo actuales (pre-fractura)

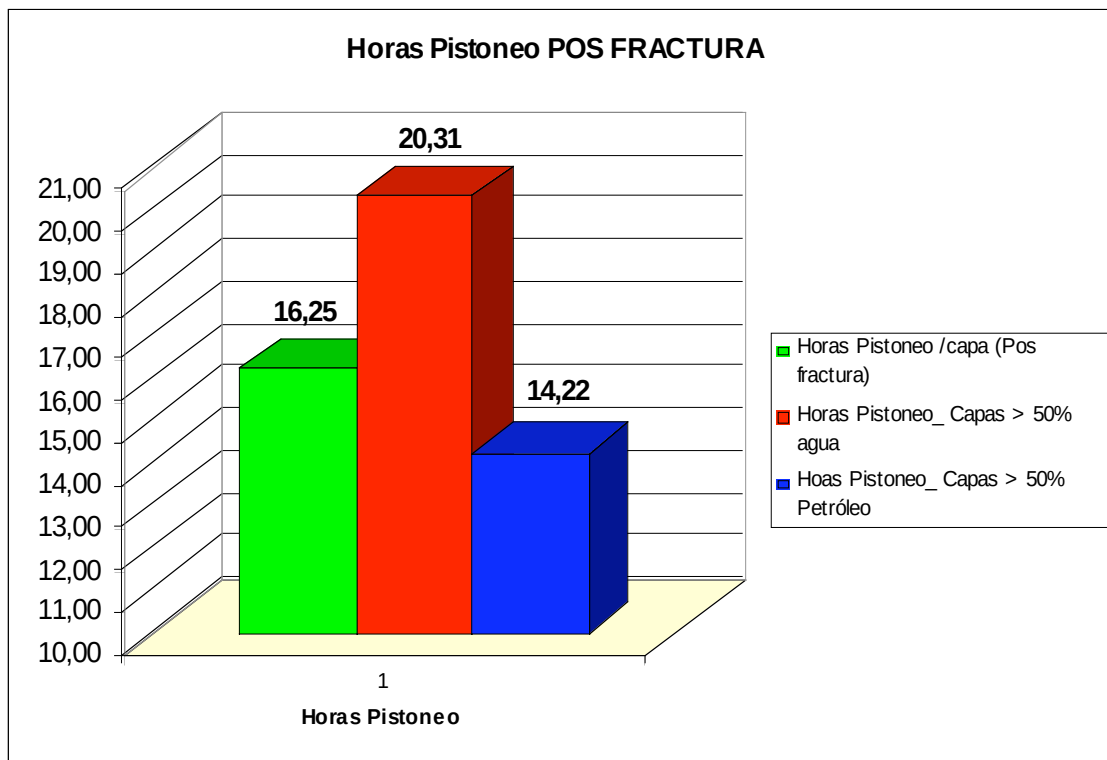


Figura 2: Horas de pistneo actuales (pos-fractura)

De estas gráficas (Figuras 1 y 2) se nota una ligera tendencia (más marcada en el ensayo de capas fracturadas) de mayores tiempos tomados durante los ensayos de capas acuíferas, esperando una respuesta del pozo para que aparezcan mayores rastros de petróleo y decidir si estimular (o pasar a producción) la capa que se ensaya.

Con la propuesta se busca acelerar la definición de la capa y las propiedades de sus fluidos, se espera un impacto significativo en la reducción de tiempos y en la precisión de los valores reportados.

ALTERNATIVA PROPUESTA

La solución propuesta se basa en la integración e interpretación de datos generados por tres (3) sub-sistemas:

1) Sistema de medición de carrera de cable de pistoneo

1.1.- Descripción general:

Su elemento de medición es un odómetro/tensiómetro basado en 3 rodillos y cuya información será transmitida al procesador de datos para generar gráficas de profundidad y tensión contra tiempo (o cualquier otra variable medida).

1.2.- Ubicación:

Se propone ubicar el dispositivo en el tope del lubricador, teniendo como ventaja la facilidad de acceso al mismo y también se evita el movimiento angular que se genera en el carrete a medida que se va desenrollando (o enrollando) el mismo.

1.3.- Objetivo:

Al medir estas dos variables de manera continua y simultánea se espera inferir el contacto de la copa con el fluido, tal y como se muestra en la figura 1:

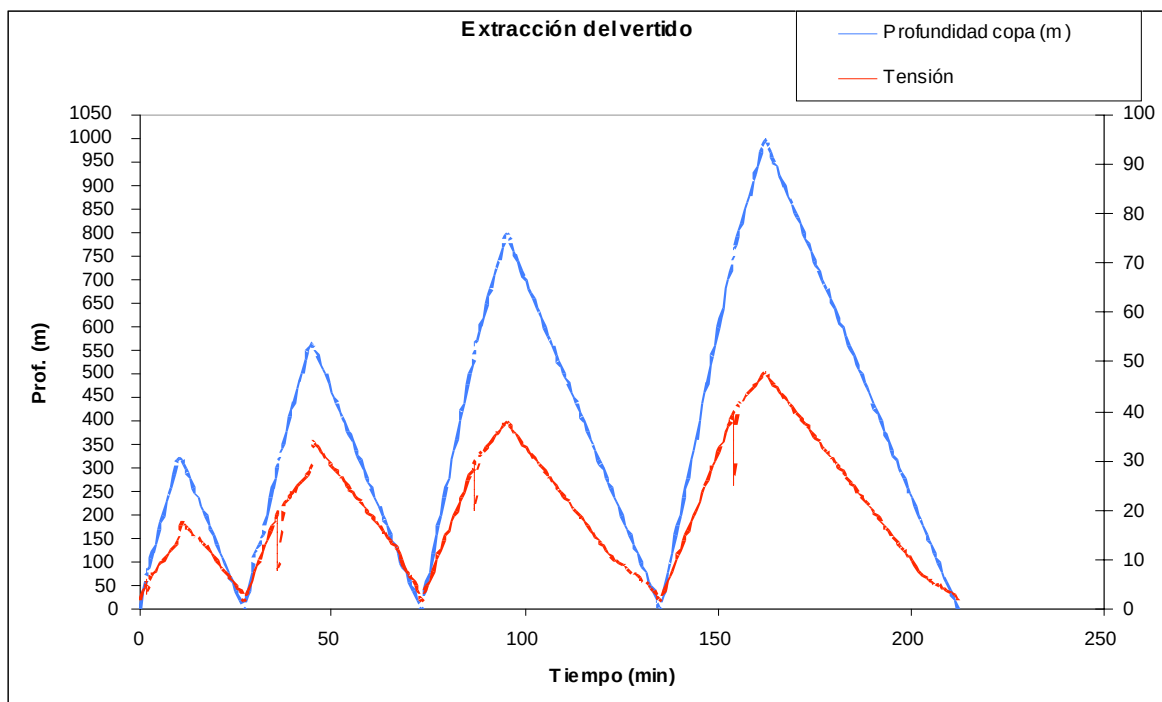


Figura 3: Profundidad y tensión vs. Tiempo

En esta figura se pueden observar dos líneas, una de tensión (rojo) y otra de profundidad (azul), ploteadas durante 4 carreras distintas, se espera que al momento de contactar el

fluido ocurra una baja brusca de tensión que corresponderá al nivel de fluido dentro del tubing.

1.4.- Beneficios:

En primer lugar se obtendrán lecturas más precisas del nivel de fluido dentro del pozo, lo que dará una mejor idea a la hora de realizar interpretaciones, de igual manera permitirá realizar cálculos de volúmen aportado de manera rápida e incluso de manera automática.

Ejemplo:

- Nivel registrado en la carrera n: 1200 metros.
- Nivel registrado en la carrera n+1: 1179 metros.
 - Diferencia de altura entre carreras: 21 metros.
- Capacidad del tubing: 3,02 litros/metro.
 - Volumen aportado por la capa: 63,4 litros en “x” tiempo (diferencia de tiempo entre carreras)

Este cálculo se podría automatizar entre carreras para obtener mayor información de la capa que se esté ensayando, se puede obtener una adecuada indicación del caudal de aporte de la misma.

Por otro lado, al mantener registros continuos se puede mantener un mejor control en las operaciones del equipo, obteniendo oportunidades de análisis en la optimización de los tiempos.

Entre las ventajas mencionadas también se podrían detectar posibles fallas (mal sellado) de las copas de pistoneo, mejorando de esta manera los tiempos de mantenimiento y eficiencia de las operaciones.

Podría ser posible determinar incluso presencia de gas, ya que el mismo ofrecerá una resistencia distinta a la de los líquidos presentes en el tubing.

2) Sistema de medición de volúmen extraído y/o aportado:

2.1.- Descripción general:

Este sistema estará basado en medidores de nivel en la pileta de control (se podría considerar un medidor adicional en la pileta de ensayo), estos medidores de igual manera irán al procesador de datos y se podrá ver el volumen extraído en cada una de las carreras.

2.2.- Tipo de medidor y Ubicación:

El medidor de nivel es de tipo radar con peso en el fondo. Estaría ubicado en principio en la pileta de control, estos aparatos pueden tener precisiones del orden de los milímetros.

2.3.- Objetivo:

Eliminar la imprecisión generada en la medición tradicional de nivel que tiene márgenes de error importantes, considerando los volúmenes que son manejados en el pozo (volúmenes de aporte de sólo 40 litros que representan aproximadamente 1 cm en la regla de medición).

De igual manera se pueden obtener lecturas de volúmen extraído en cada carrera.

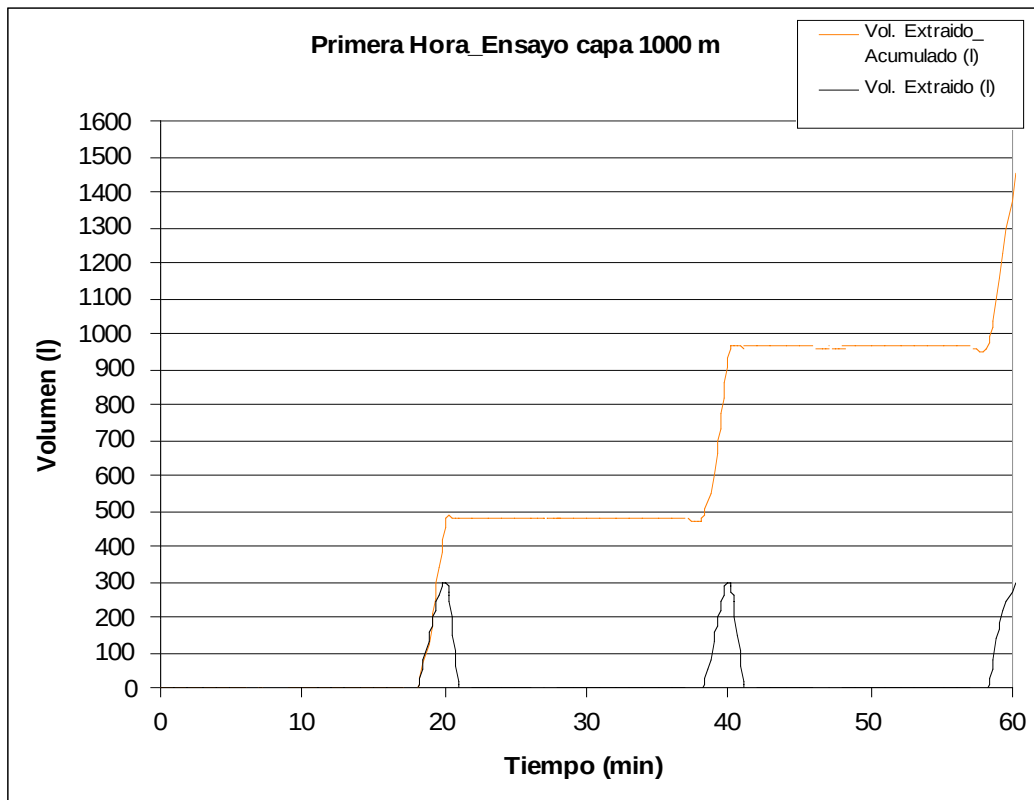


Figura 4: Evolución del volumen extraído

2.4.- Beneficios:

Permitirá conocer los caudales de aporte de las capas con mayor precisión, de igual manera se medirá el volumen particular de cada una de las carreras.

Al ser comparado los volúmenes extraídos por carrera con los distintos niveles detectados en las mismas, se conocerá la eficiencia de arrastre de las copas de pistoneo.

3) Circuito de análisis de fluidos

3.1.- Descripción general:

Este será el elemento principal de la propuesta, ya que en el mismo se medirá el parámetro más importante y que carece de precisión en la actualidad. Consistirá en un circuito cerrado en donde se hará circular fluido extraído de la formación para que pase por los equipos de detección seleccionados para obtener el dato del corte de agua.

3.2.- Esquema del circuito:

En la siguiente figura (3) se muestra el esquema del circuito propuesto, que consiste en una unidad de bombeo, un filtro en la succión de la misma para control de sólidos, y los detectores de medición de agua. Se decide probar dos equipos (ver archivos anexos para su descripción) y comparar su desempeño para dar una recomendación en la implementación final.

El circuito se montará en una base transportable cuyas dimensiones serían de aproximadamente: 2,5 metros de largo y 1,5 metros de ancho; dimensiones que la hacen compacta y fácil de transportar.

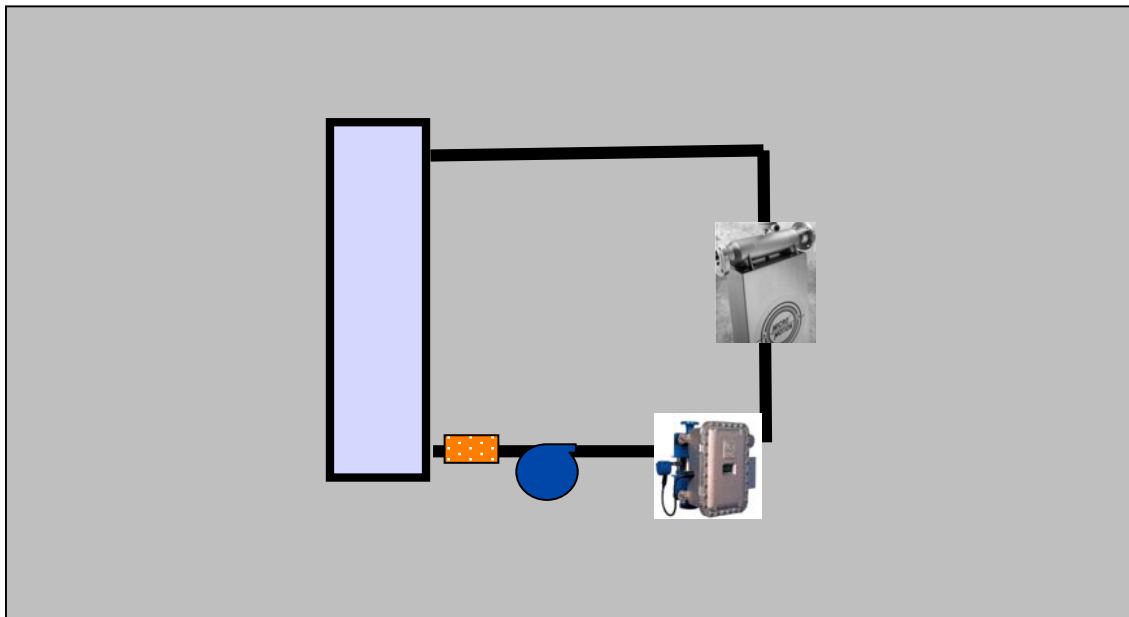


Figura 5: Esquema del circuito propuesto

3.3.- Ubicación:

Se espera colocar el circuito a un lado de la piletta de control.

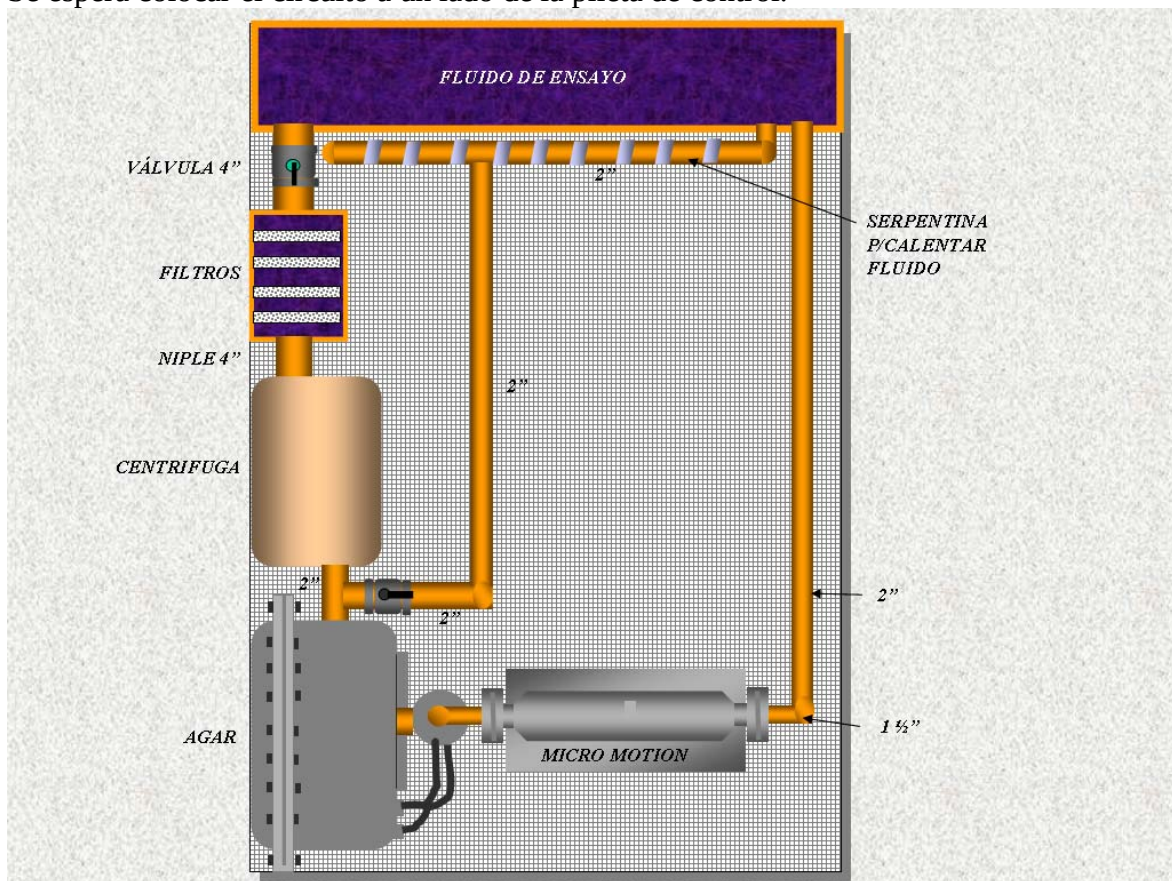


Figura 6: Esquema del circuito propuesto

3.4.- Ventajas y beneficios:

Como principal ventaja se busca determinar con precisión el corte de agua de cada uno de los ensayos, esto permite conocer la evolución de los mismos y tomar decisiones con mayores y mejores bases. Se busca eliminar la incertidumbre de las mediciones del tipo: “agua de formación con leve (medio o alto) rastro de petróleo”.

Se propone un circuito de este tipo, ya que se busca asegurar una medición correcta, eliminando posibles gases en el fluido de igual manera los sólidos son eliminados, si no se logran eliminar estos elementos las lecturas generadas por los instrumentos no serán del todo correctas y se pierde la precisión buscada.

Su diseño compacto (la superficie será de aproximadamente 2,5 x 1,5 mts.) permitirá su fácil transporte.

3.5.- Hidráulica del sistema:

Con el sistema descrito se analizaron distintos escenarios, en donde las principales variables que condicionan el resultado (Número de Reynolds y caída de presión por fricción) son: el caudal y la viscosidad del petróleo.

Entre las consideraciones para el análisis se encuentran las siguientes:

- Se asumen las siguientes densidades: Petróleo de 0,8 gr/cc y agua de 1 gr/cc; se mantienen fijas a lo largo del análisis ya que se demuestra que su variación no impacta de manera considerable en el resultado final.
- Mientras se varía el porcentaje de agua en el flujo se varían las propiedades de los líquidos de la manera como sigue:
 - o Densidad de la mezcla: Mantiene una relación lineal a lo largo de todos los escenarios de porcentaje de agua.
 - $\rho_{mezcla} = \%_{agua} \rho_{agua} + (1 - \%_{agua}) \rho_{petróleo}$
 - o Viscosidad de la mezcla: Para esta propiedad no existe linealidad a lo largo de todo el rango de porcentaje de agua, tal y como se muestra en la figura 4, esto es debido a la propiedades de las emulsiones y la magnitud de su pico depende de los esfuerzos de corte sufridos por el fluido así como también por la posibilidad de generación de espumas, entre otros efectos. Estudios han demostrado que la viscosidad de la mezcla mantiene una relación lineal de 0 a 25% de agua y 75 a 100% de agua.

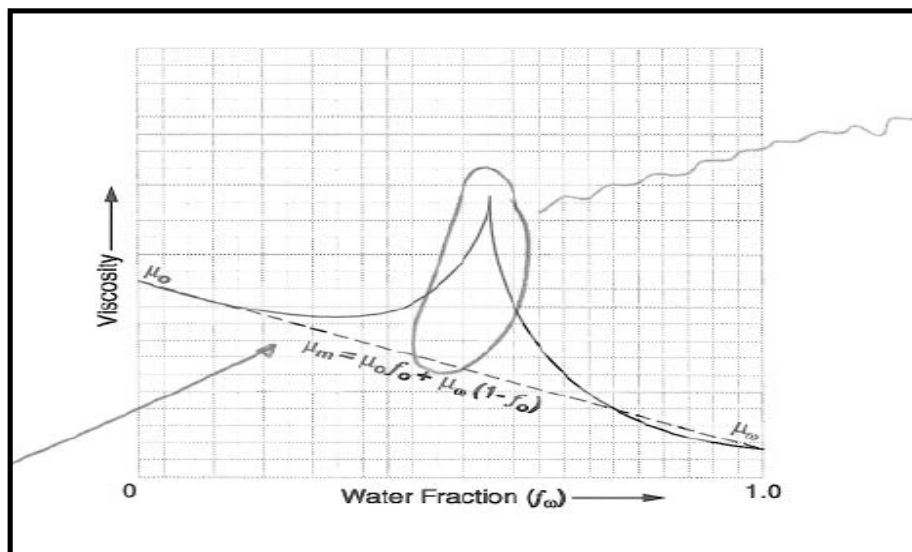


Figura 7: Relación de la viscosidad de la mezcla agua-petróleo

Con esta propiedad se genera una ventana de incertidumbre en el rango mencionado ya que la viscosidad se puede multiplicar hasta 20 veces su valor (en relación al lineal).

- Los valores de la viscosidad, tanto del agua como del petróleo son los siguientes (haciendo hincapie en la variación de la viscosidad del petróleo de la zona con la temperatura a presiones cercanas a la atmosférica):

o Agua:

Temperatura (°C)	Viscosidad Dinámica (cP)
15	1,139
40	0,653
70	0,404

- o Petróleo: Para esta propiedad se utilizó un estudio realizado en el área por parte del departamento de Ingeniería de Reservorios (ver archivo de referencia) en donde se llega a la siguiente relación entre viscosidad dinámica y temperatura de los crudos de la zona:

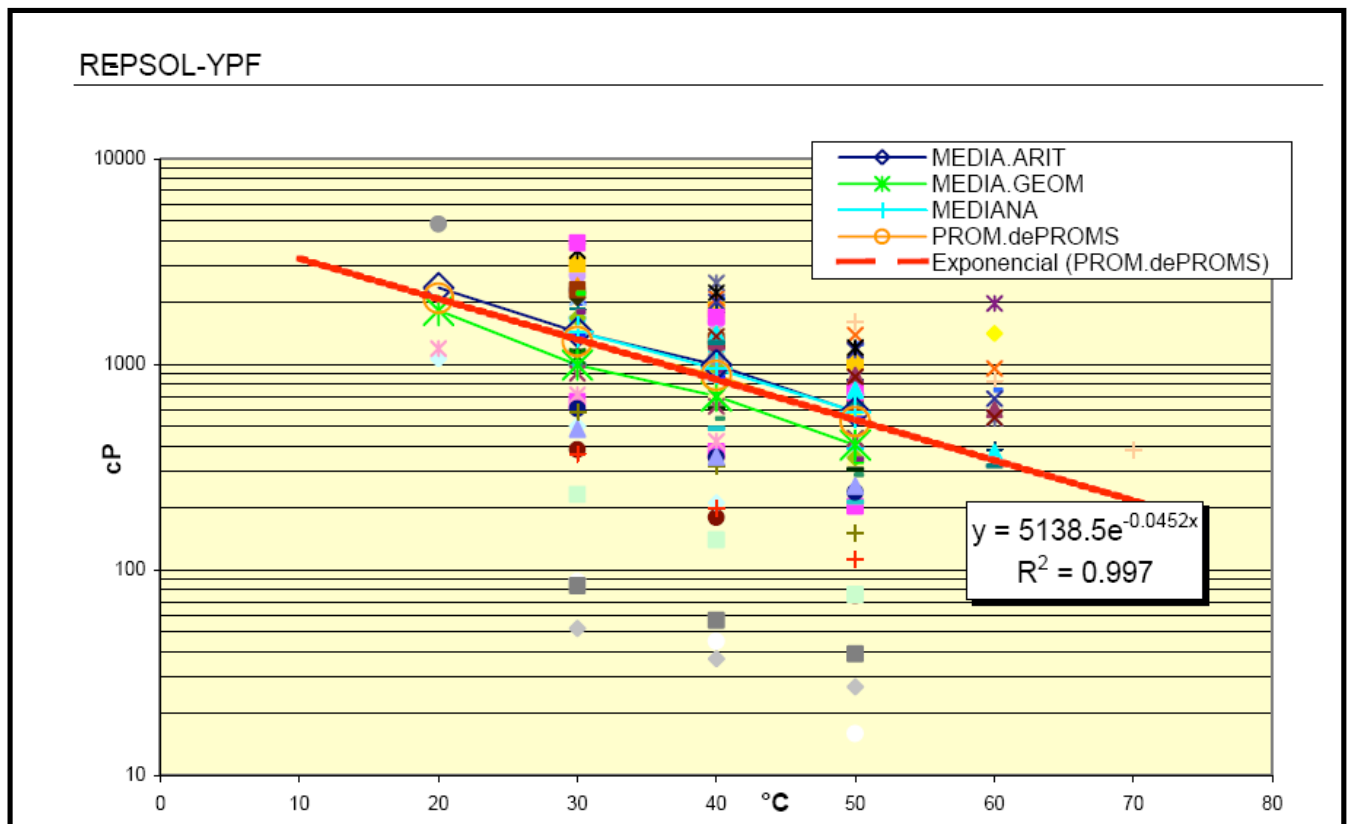


Figura 8: Relación de la viscosidad de los crudos de la zona con la temperatura (Presión atmosférica)

Conociendo este comportamiento se puede diseñar un sector de transferencia de calor en donde la mezcla alcance temperatura de alrededor de 65° C (viscosidades alrededor de 200 y 500 cP) y de este manera contarrestar (o disminuir) los efectos de las altas viscosidades del petróleo en las pérdidas de presión por fricción.

- Resultados: A partir de las consideraciones anteriores se generaron tablas como la que sigue (Caudal: 4000 l/h, diámetro de la tubería 2", viscosidad del petróleo 500 cP) para distintos porcentajes de agua.

Caudal (l/h)	Densidad agua (gr/cc)	Densidad Petróleo (gr/cc)	% agua	Densidad mezcla (gr/cc)	Viscosidad agua (cP)	Viscosidad Petróleo (cP)	Viscosidad Mezcla (cP)	Radio tubería (pulg)	Número Reynolds	fact. Fric	Longitud lineal (m)	DP (psi)
4000,00	1,00	0,80	0,10	0,80	0,60	500,00	499,50	2,00	43,53	1,47	3,30	6,59
4000,00	1,00	0,80	5,00	0,81	0,60	500,00	475,03	2,00	46,33	1,38	3,30	6,26
4000,00	1,00	0,80	10,00	0,82	0,60	500,00	450,06	2,00	49,51	1,29	3,30	5,93
4000,00	1,00	0,80	15,00	0,83	0,60	500,00	425,09	2,00	53,06	1,21	3,30	5,61
4000,00	1,00	0,80	20,00	0,84	0,60	500,00	400,12	2,00	57,05	1,12	3,30	5,28
4000,00	1,00	0,80	25,00	0,85	0,60	500,00	450,18	2,00	51,31	1,25	3,30	5,94
4000,00	1,00	0,80	30,00	0,86	0,60	500,00	490,25	2,00	47,67	1,34	3,30	6,46
4000,00	1,00	0,80	35,00	0,87	0,60	500,00	520,34	2,00	45,43	1,41	3,30	6,86
4000,00	1,00	0,80	40,00	0,88	0,60	500,00	750,60	2,00	31,86	2,01	3,30	9,90
4000,00	1,00	0,80	45,00	0,89	0,60	500,00	1101,08	2,00	21,96	2,91	3,30	14,52
4000,00	1,00	0,80	50,00	0,90	0,60	500,00	1251,50	2,00	19,54	3,28	3,30	16,50
4000,00	1,00	0,80	55,00	0,91	0,60	500,00	901,32	2,00	27,43	2,33	3,30	11,89
4000,00	1,00	0,80	60,00	0,92	0,60	500,00	601,08	2,00	41,59	1,54	3,30	7,93
4000,00	1,00	0,80	65,00	0,93	0,60	500,00	350,78	2,00	72,04	0,89	3,30	4,63
4000,00	1,00	0,80	70,00	0,94	0,60	500,00	376,05	2,00	67,92	0,94	3,30	4,96
4000,00	1,00	0,80	75,00	0,95	0,60	500,00	188,18	2,00	137,18	0,47	3,30	2,48
4000,00	1,00	0,80	80,00	0,96	0,60	500,00	100,48	2,00	259,61	0,25	3,30	1,33
4000,00	1,00	0,80	85,00	0,97	0,60	500,00	75,51	2,00	349,06	0,18	3,30	1,00
4000,00	1,00	0,80	90,00	0,98	0,60	500,00	50,54	2,00	526,89	0,12	3,30	0,67
4000,00	1,00	0,80	95,00	0,99	0,60	500,00	25,57	2,00	1052,05	0,06	3,30	0,34
4000,00	1,00	0,80	96,00	0,99	0,60	500,00	20,58	2,00	1310,04	0,05	3,30	0,27
4000,00	1,00	0,80	97,00	0,99	0,60	500,00	15,58	2,00	1733,39	0,04	3,30	0,21
4000,00	1,00	0,80	98,00	1,00	0,60	500,00	10,59	2,00	2556,10	0,04	3,30	0,22
4000,00	1,00	0,80	100,00	1,00	0,60	500,00	0,60	2,00	45287,78	0,02	3,30	0,12

Tabla 2: Ejemplo de generación de datos hidráulicos

Con esto es posible generar las siguientes gráficas de comportamiento del flujo:

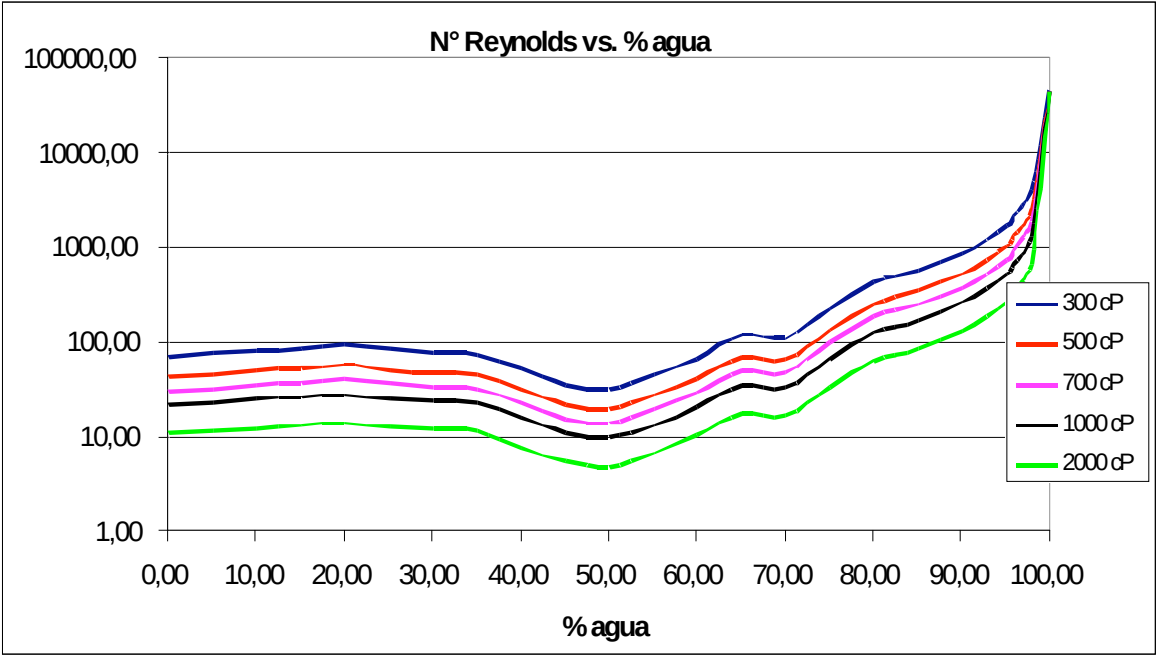


Figura 9: Nº de Reynolds vs. % agua, caudal 4000 l/h, varias viscosidades de petróleo

En la figura anterior se observa que el régimen turbulento se alcanza sólo a partir de altos porcentajes de agua (95% para viscosidades bajas de 300 cP, 97% para viscosidades altas de 2000 cP).

La misma tendencia se mantiene con un caudal de 10000 l/h, como se muestra en la figura 8, donde el régimen en cuestión se alcanza en 91% de agua para 300 cP.

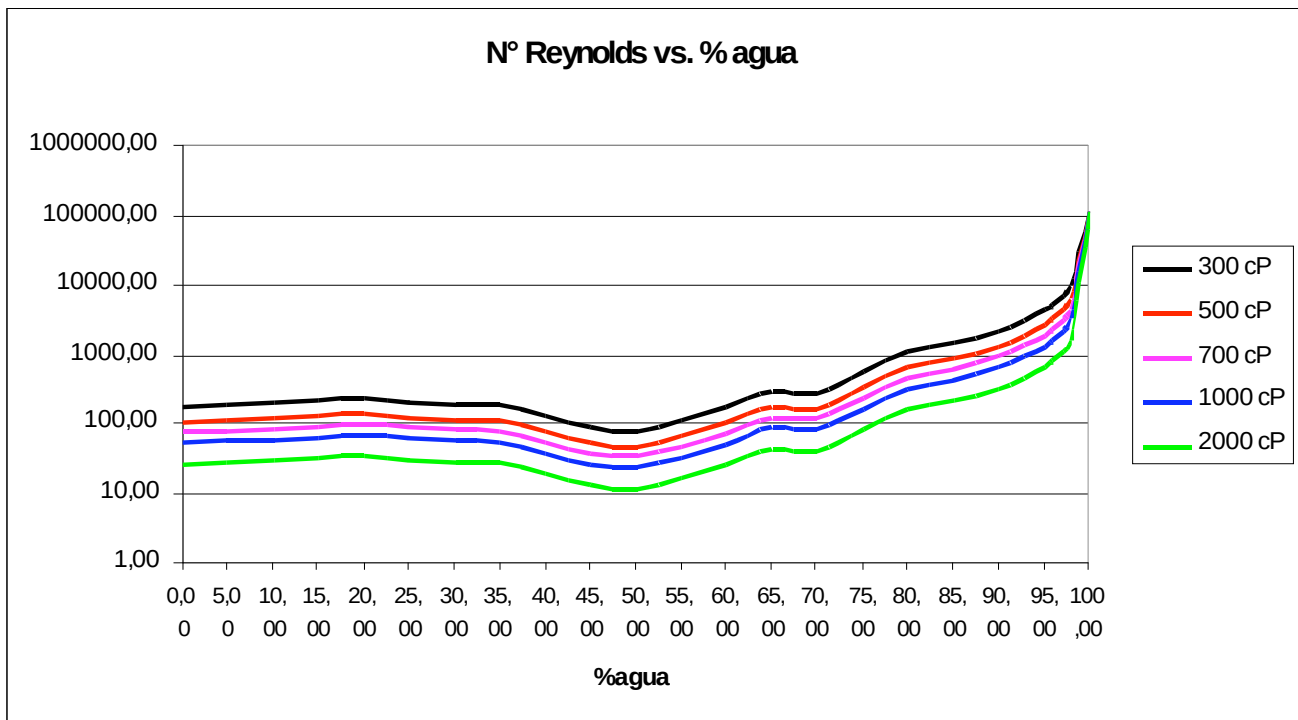


Figura 10: Nº de Reynolds vs. % agua, caudal 10000 l/h, varias viscosidades de petróleo.

Como se observa en las gráficas, se ha querido incluir el posible efecto de la no-linealidad de la viscosidad de la mezcla en relación al porcentaje de agua, generando los valles presentados en los rangos medios.

Con respecto a las caídas de presión por fricción, incluyendo los tramos de 2" y 1 1/2", así como también los accesorios (codos, válvulas, equipos de medición) se generaron las siguientes gráficas que nos ayudan a tener una idea del comportamiento del flujo a distintas condiciones. Para los cálculos se utilizaron las correlaciones de Moody.

Caída de Presión vs %agua (sensible a visc. Petróleo)

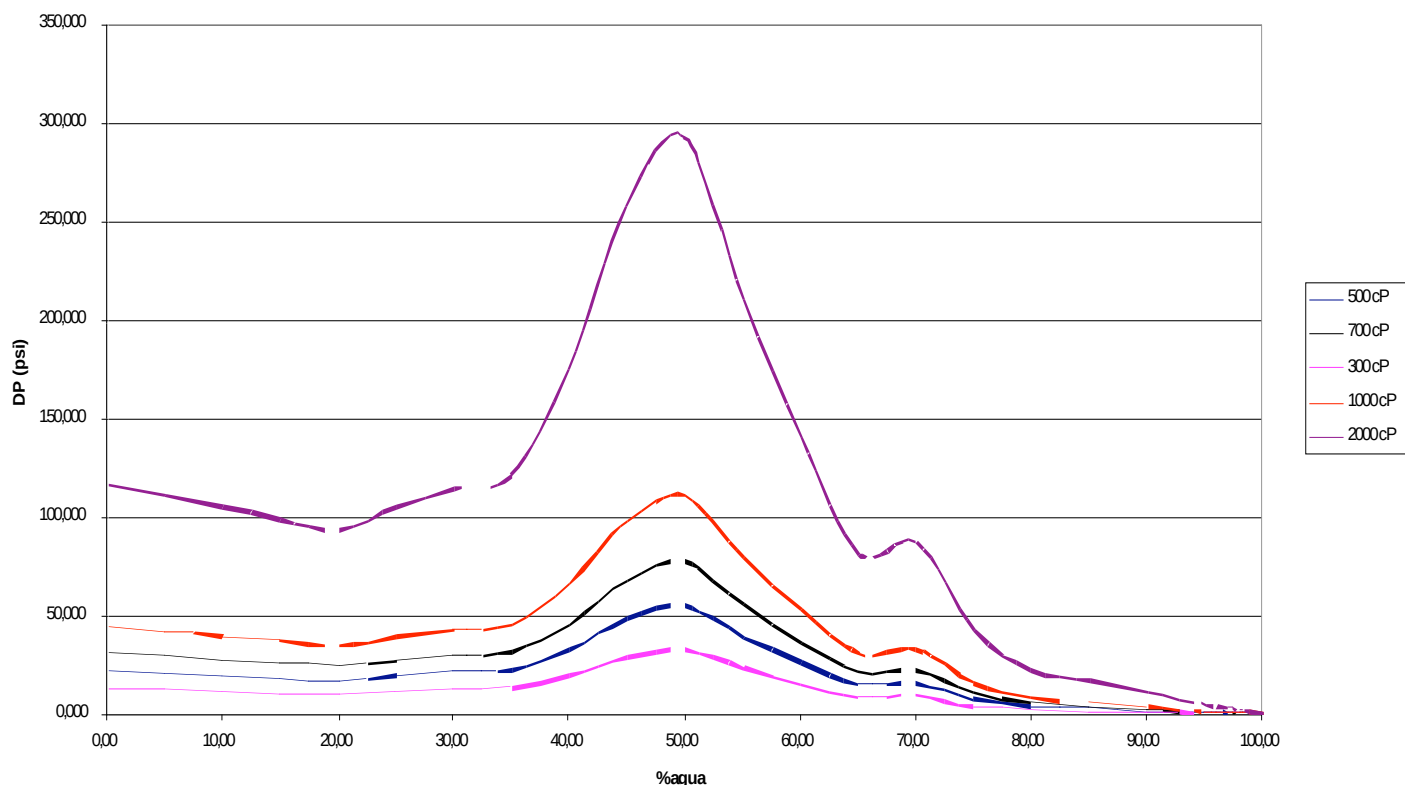


Figura 11: Pérdidas de presión por fricción vs. % agua (sensibilidad a la viscosidad del petróleo) @ 4000 l/h

En esta figura se aprecia que con altas viscosidades (2000 cP) del petróleo se pueden esperar grandes caídas de presión, en especial en el rango medio en donde la incertidumbre del parámetro en cuestión es aún mayor, es por eso que se busca hacer pasar el flujo inicialmente por un calentador de línea (cuando sea necesario) y bajar la viscosidad a los valores deseados (menores a 600 cP).

Si se hace el mismo ejercicio con caudales superiores a los 10000 l/h, las caídas de presión alcanzan valores que superan las capacidades de las bombas centrífugas que se desean utilizar en el circuito.

- Conclusiones del análisis hidráulico:
 - o La circulación previa en el circuito cerrado (sin pasar por los equipos de medición) permitirá una apropiada mezcla de la emulsión, en donde las fases estarán distribuidas proporcionalmente, sin estratificación, permitiendo que los equipos hagan una lectura correcta. Este proceso de mezclado estaría bajo recomendación de la norma API (MPMS Capítulo 8.3).
 - o Se incluye variador de velocidad del motor de la bomba para buscar el caudal óptimo en cada una de las condiciones de fluidos a ensayar.
 - o Recomendación: El calentamiento en la circulación previa deberá elevar la temperatura del fluido hasta los 65° C (o más).

EVALUACIÓN ECONÓMICA:

En esta sección se mostrarán distintos escenarios para la evaluación económica de la implementación del proyecto (en caso de arrojar resultados positivos en su etapa de piloto).

Se ha elaborado un modelo económico sencillo para realizar una primera evaluación económica basada en los siguientes parámetros:

Costos Capitales:

Estos costos son referidos a la inversión inicial que se debe realizar por unidad de medición, constituye la suma de los costos de los 3 sub-sistemas mencionados y su integración con el sistema informático (hardware, software).

COSTOS CAPITALES (US\$) / Por unidad de medición	
Sistema de Medición de Carrera de Copa de Pistoneo	1000,00
Sistema de Medición de Volumen aportado	1500,00
Circuito de Análisis de fluidos	50000,00
Sistema Informático (Hardware / Software)	1000,00
TOTAL (Costo Capital Estimado)	53500,00

Tabla 5: Costo Capital presupuestario de implementación de proyecto

Costos Operativos:

Estos son los costos estimados de operación del sistema propuesto en cada pozo en que ingresa; contiene estimados de transporte, personal, consumo de energía y mantenimiento.

Entre las notas especiales y adicionales se encuentra el hecho de que se ha estimado personal de supervisión durante los primeros 4 meses.

La evaluación se ha realizado en un período de 24 meses, por lo que los costos han sido referidos a valores mensuales y dependen de la cantidad de pozos realizados por un equipo en ese periodo de tiempo.

Siendo esta la base de los costos operativos por pozo:

COSTOS OPERATIVOS (US\$) / Por pozo	
Transporte adicional de equipamiento (2% total DTM)	50
Personal y/o Servicio de Supervisión ** (base 2 meses)	250
Mantenimiento (1% anual costo capital / 12 meses / 2 pozos mensuales) ***	12
Consumo de energía	25
TOTAL (Costo Operativo por pozo)	337

Tabla 6: Estimado de Costos Operativos por pozo (US\$)

Se han evaluado distintos escenarios que comprenden los siguientes casos:

Días por pozo	Pozos mensuales	Costos Mensuales c/supervisión	Costos Mensuales s/supervisión
12	2,5	843 US\$	593 US\$
10	3	1012 US\$	723 US\$
15	2	675 US\$	425 US\$

Tabla 7: Comparativa de costos operativos mensuales para distintos casos de duración en terminaciones de pozos

Ganancias (ahorro en horas operativas):

Este es uno de los parámetros más variables que existe en la evaluación ya que depende de cuantas horas operativas se pueda ahorrar por capa ensayada (incertidumbre en esta etapa del proyecto) y adicionalmente de cuantas capas se ensayan por pozo.

Para la cantidad de capas ensayadas se ha tomado un promedio de los trabajos realizados en el área de Cerro Grande, estos promedios arrojan las siguientes cifras:

Se ensayaron un promedio de 10 capas (pre-fractura) por pozo, y 3 capas (pos-fractura) por pozo, dando un total de 13 capas ensayadas por pozo.

A partir de estos resultados se generan distintas hipótesis de cuantas horas se podrán ahorrar con la implementación del sistema, dando como resultado distintos flujos de caja, cuyos acumulados son mostrados en la siguiente figura.

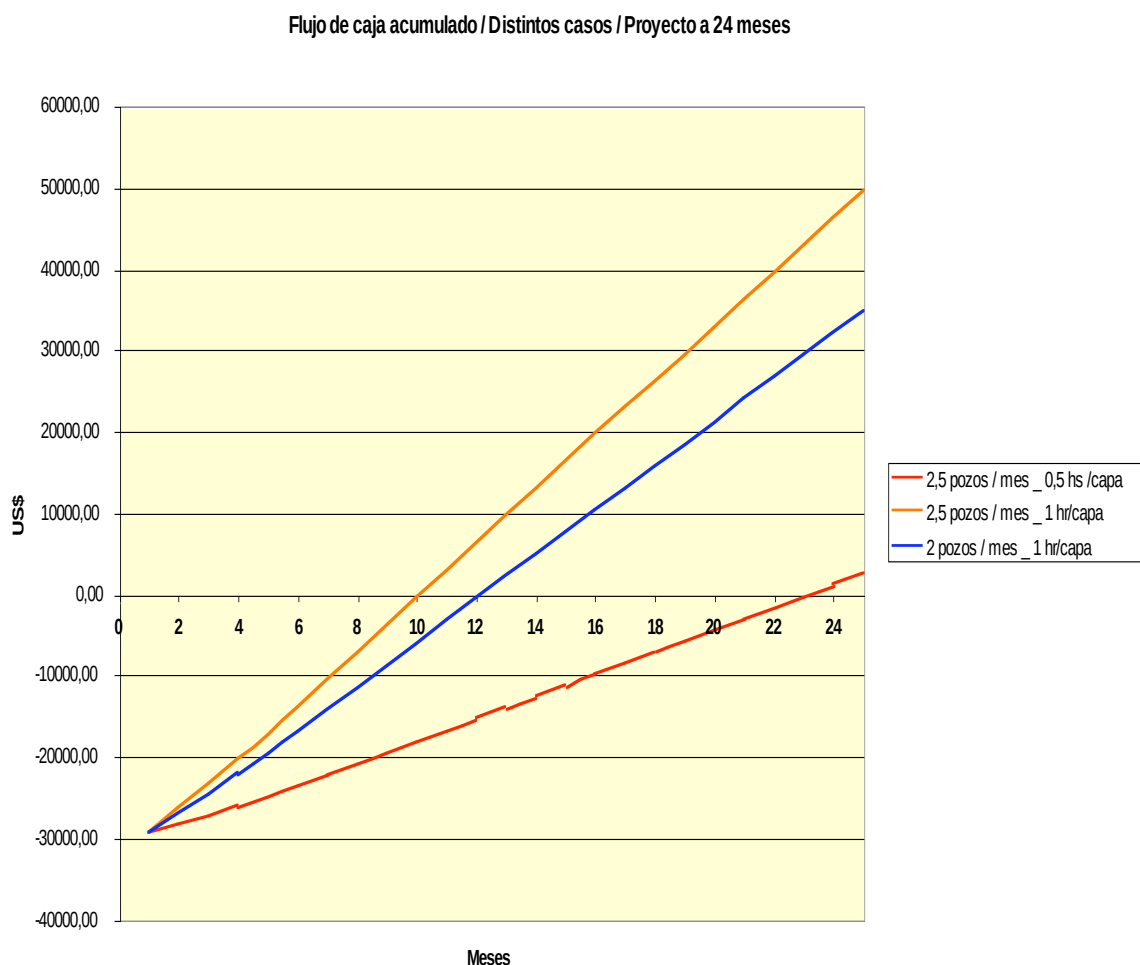


Figura 12: Acumulado de flujo de caja en distintos escenarios

Resultados:

Se pueden obtener distintos resultados dependiendo de los escenarios evaluados, sin embargo, el tiempo de recuperación de inversión varía entre 10 y 23 meses (muy dependiente de las horas ahorradas por operación).

Intangibles:

Entre las variables que no pueden ser incluidas en este análisis económico y que de igual manera pueden ser consideradas como ventajas intangibles (y que agregan un valor significativo al proyecto) se encuentran las siguientes:

- Modernización, con tecnología, de las operaciones de terminación y workover.
- Mejora en la definición de fluidos en formación, impacto a corto y largo plazo en la generación de modelos geológicos y de reservorios, con posibilidad de mejorar el porcentaje de acierto en los pozos perforados y capas ensayadas.
- Mejora de mantenimiento en el equipo (mejor medición de eficiencia de barrido de copas de pistoneo).

CONCLUSIONES

A partir de los resultados de esta propuesta se espera implementar un sistema único en la cuenca que permita medir los parámetros mencionados de manera precisa y de esta manera atacar la principal fuente de tiempos operacionales en las terminaciones de los pozos.

Se busca integrar nuestra propuesta con sistemas de medición ya existentes (Ejemplo: PASON), y enviar datos en tiempo real a los supervisores encargados.

Se busca de igual manera que los geólogos/reservoristas tengan una herramienta adicional que permita obtener datos más reales de los pozos que se intervienen, y se dá un impulso tecnológico a una vieja práctica que aún sigue funcionando en nuestras cuencas.

Con esta nueva implementación se optimizan los diseños de instalación final de producción a bajar en cada pozo ya que se conocen más parámetros para armar los mismos.

Por último se presenta una foto actualizada del sistema, que se espera esté probándose a partir de mediados del mes de agosto 2007, por lo que para el momento del congreso es probable se tengan avances de los resultados del ensayo piloto.

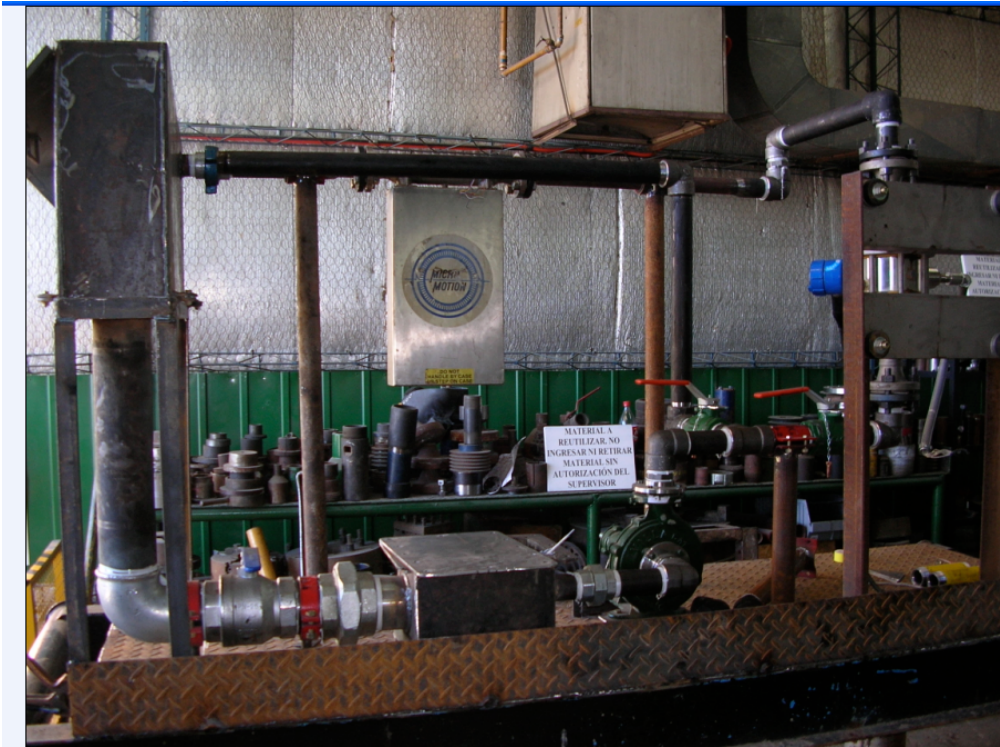


Figura 12. Estado actual (abril 2007) del circuito de ensayo.