

Utilización de fluido base agua salino para perforar secciones intermedias en pozos no convencionales



Por **Franco Andres Vicentini**, **Gaston Emanuel Lopez** y **Edmundo Guillermo Moya** (YPF S.A.)

Como estrategia de mejoramiento, optimización, reducción de costos operativos y en favor de la sustentabilidad de los proyectos de WELL construcción para el área de No Convencionales, se procedió al análisis de una alternativa de fluido de perforación para las secciones intermedias de los pozos perforados para el desarrollo del área NOC en Neuquén.

Desde el punto de vista operacional, durante la construcción de pozos se identificaron los siguientes aspectos con oportunidades de mejoras:

- restricciones ambientales y cambio de legislación con respecto a la cantidad máxima de contenido de aceite de los recortes base aceite para enviar a tratamiento para su disposición final;
- limitaciones de los fluidos base aceite para ser utilizados en zonas superficiales donde puedan existir acuíferas, de agua dulce o salada;
- limitaciones en cuanto a la disponibilidad de contenedores necesarios para la recolección y el transporte de los recortes de perforación base aceite generados;
- limitaciones en cuanto a la capacidad de procesamiento de las compañías tratadoras de recortes de perforación base aceite para su disposición final;
- limitaciones logísticas para el almacenamiento y el movimiento de fluidos base aceite utilizados para la perforación;
- limitaciones logísticas para el suministro en tiempo y forma del gas oil requerido para las operaciones de perforación y
- mayores costos operativos con fluidos base aceite al comparar con alternativas de fluidos base agua.

En base a las oportunidades de mejoras identificadas, se estableció un plan de trabajo con la finalidad de ex-



Como estrategia de mejoramiento, optimización, reducción de costos operativos y disminución de los volúmenes de recortes de perforación base aceite generados, se analizaron opciones de fluidos base agua como una alternativa para las secciones intermedias de los pozos.

Este trabajo fue seleccionado en el marco del 4° Congreso Latinoamericano de Perforación y Terminación del IAPG, realizado en noviembre de 2021.

plorar y analizar la factibilidad de encontrar una alternativa de fluidos de perforación base agua, de forma de mitigar o eliminar los aspectos mencionados.

Como parte del plan de trabajo se procedió a la identificación y el análisis de otras opciones de fluidos base agua utilizadas en otras áreas operacionales y en otros países; también se analizaron otras estrategias usadas con el fluido de perforación para trabajar en distintos intervalos.

Se procedió a realizar un análisis y un estudio de las formaciones por perforar, desde el punto de vista geológico, mineralógica, de manera de entender bien la complejidad o reactividad de las formaciones por perforar, ya que es una información de suma importancia al momento de definir la selección de un fluido de perforación.

Para el análisis y la definición de alternativa también se analizaron y se consideraron los resultados obtenidos

en una prueba piloto de campo, realizada en el área de LLL (Loma La Lata), donde se utilizó un fluido base agua de alto desempeño o HPWBM (*High Performance Water Base Mud*) para la perforación de tres secciones intermedias en el área de NOC en Neuquén.

Otro aspecto importante que se tuvo presente para el diseño y la selección de la alternativa fue el concepto del *Need To Have* y no el *Nice To Have*, es decir el hecho de tener una opción de fluido simple y sencilla, sin excesos, solamente con lo necesario para alcanzar los objetivos establecidos de la sección que se perforará, o sea, poder perforar rápidamente al igual que con fluido base aceite, sin necesidad de realizar viajes adicionales de calibración o acondicionamiento del pozo.

Tomando como base el análisis y las consideraciones de los puntos mencionados, se procedió a definir una formulación, de forma de realizar todas las pruebas de

laboratorio, el análisis y las simulaciones necesarias con el objetivo de definir una alternativa de fluido base agua para la perforación de la sección intermedia de los pozos del área NOC.

Una vez definida la formulación alternativa, se procedió a la realización de los análisis económicos, de riesgo y de factibilidad.

Posteriormente, se programó y se realizó un protocolo de prueba de campo, para ello se establecieron los KPI que se considerarían en la evaluación y la medición de resultados obtenidos con la perforación de 10 intervalos intermedios de pozos ubicados en el área de LLL (Loma La Lata), correspondientes al desarrollo NOC (No Convencional) en Neuquén.

Se midieron y se evaluaron los resultados obtenidos con las aplicaciones de campo, de forma de identificar y establecer las conclusiones y las recomendaciones obtenidas con la alternativa de fluido base agua probada en el campo.

En este documento se compartirán los aspectos y las consideraciones más importantes del proceso desarrollado para este proyecto, que incluye su visualización, conceptualización, definición, prueba de campo, conclusiones y recomendaciones.

Escenario operacional

El desarrollo de bloques en áreas No Convencionales consiste en tres arquitecturas de pozo, la más utilizada y donde tuvo lugar la aplicación de este proyecto es la denominada *Slim Hole* con diámetro de aislación de 6 3/4" y tres cañerías (Figura 1).

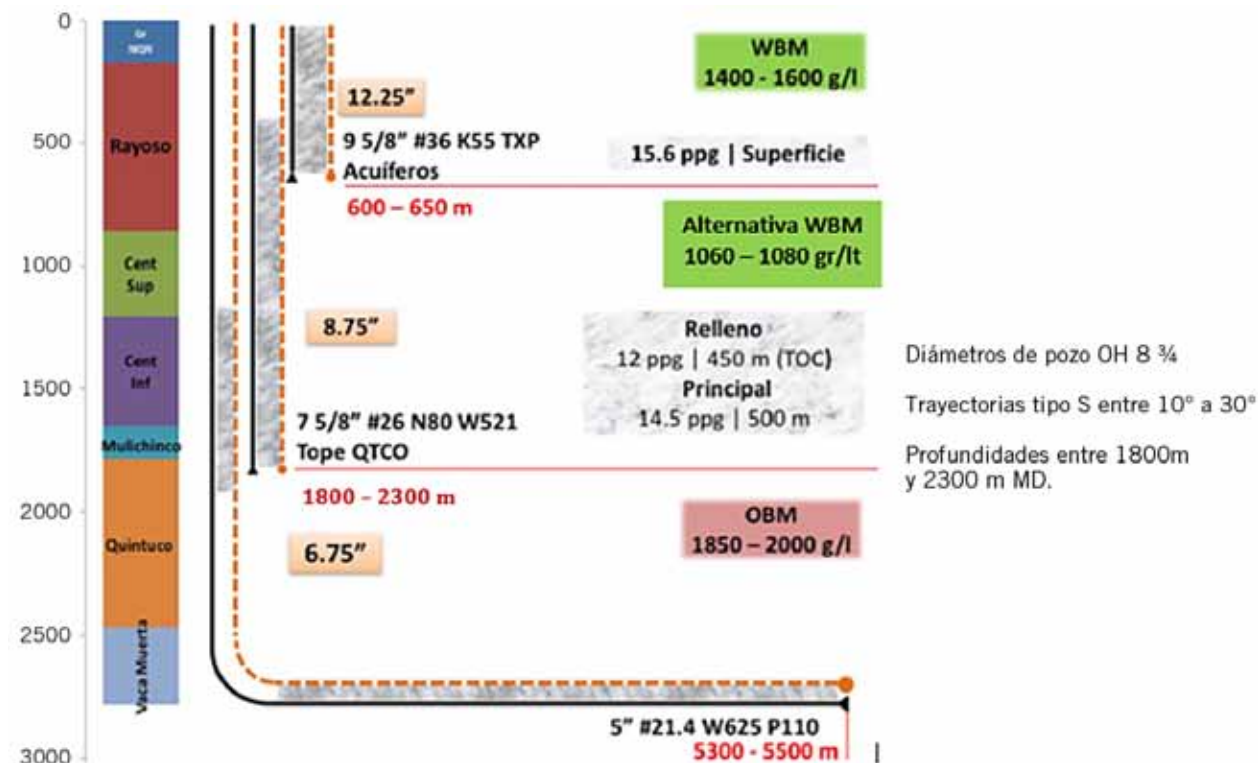


Figura 1. Arquitectura del pozo.

La estrategia de perforación para la sección intermedia, en la que se usaría la alternativa de fluido base agua que se identifique, implica la realización de toda la fase en una sola carrera maximizando ROP, sin realizar repasados de barras ni maniobras de calibre.

Las herramientas utilizadas están estandarizadas en tepanos PDC de 8 3/4", motor de fondo de 6 3/4", MWD con sensores de inclinación, Azimut y LWD con GR Azimutal para definir los pases a Fm. Quintuco.

Los motores de fondo utilizados deben tener elastómeros aptos para fluidos base agua.

Las cañerías utilizadas son de 7 5/8" sin cupla para facilitar su bajada y disponer de capacidad para ser rotadas en caso de ser necesario y se corren con un zapato reamer para ese fin.

Proceso de selección y diseño del fluido

Para la selección y el diseño de la alternativa de fluido se trabajó sobre varios aspectos.

Análisis de formaciones: con el fin de evaluar y analizar las formaciones por perforar en el intervalo, se procedió al estudio y/o análisis de muestras de canal (tomadas en zaranda) de pozos perforados en el área NOC, secciones intermedias que fueron perforadas usando fluidos base aceite.

Como referencia, las formaciones típicas o características del área y los espesores estimados se detallan en la tabla 1.

Con las muestras de formación tomadas en distintos pozos del área, LLL, RDM y SOIL, entre otras, se realizó

Formación	Profundidad	Espesor	Litología Predominante
Grupo Neuquén	0 m	590 m	Areniscas, limoarcilitas y arcilitas.
Rayoso	590 m	397 m	Areniscas con pelitas intercaladas.
Centenario	987 m	1051 m	Arenisca gruesa a conglomerádica con limoarcilitas.
Quintuco	2038 m	714 m	Calizas y fangolitas calcáreas

Tabla 1. Referencia de formaciones atravesadas o perforadas.

un análisis de difracción de rayos X, con la finalidad de identificar mineralógicamente sus componentes; también se midió la capacidad de intercambio catiónico (CEC / CIC) de las distintas muestras, de forma de tener una mayor claridad de los componentes principales y sus grados de reactividad para una adecuada selección de los productos que se utilizarán en la definición de la formulación del fluido.

En los análisis de difracción de rayos X se obtuvieron diferentes resultados (Figuras 2 a 5).

Como resultado de los análisis realizados se pudo determinar que, en promedio, se obtuvo que un 20% del contenido correspondía a minerales arcillosos, de los cuales un 77% era illita, un 17% caolinita + clorita y

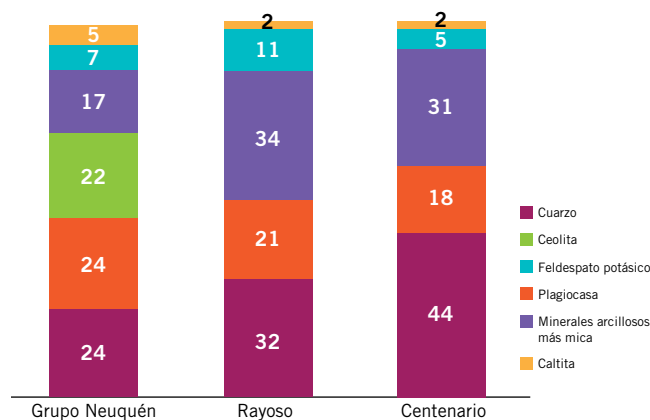


Figura 2. Composición mineralógica.

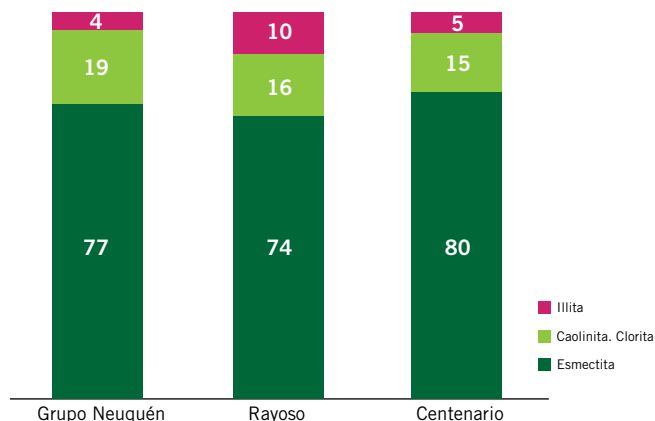


Figura 3. Distribución minerales arcillosos.

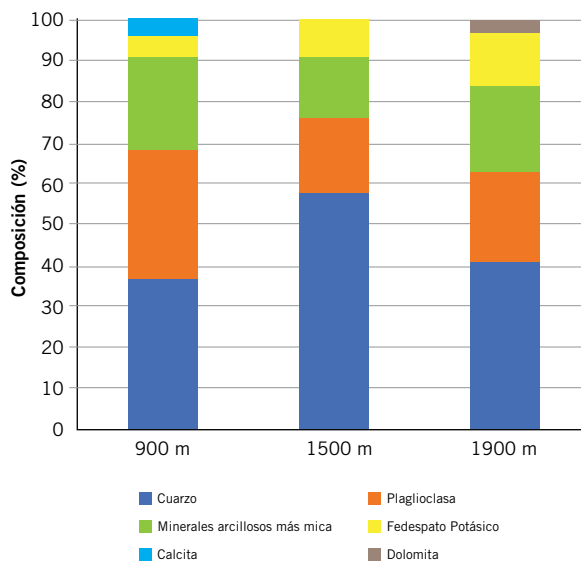


Figura 4. Composición mineralógica.

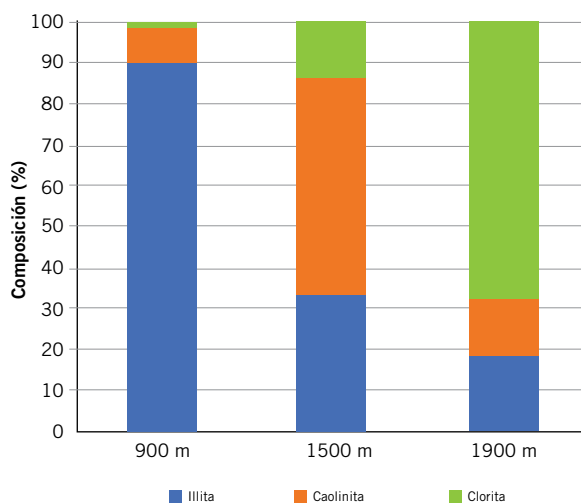


Figura 5. Distribución minerales arcillosos.

un 6% esmectita. Esto indica que las formaciones que se perforarán en base a su contenido mineralógico tendrían una mayor tendencia a ser dispersables que hidratables.

Otro de los aspectos evaluados fue la capacidad de intercambio catiónico (CEC/CIC), esto indicaría la cantidad de iones de carga positiva (cationes) que puede admitir un mineral de arcilla o un material similar en su superficie de carga negativa, se expresa como mili ion equivalente por 100 g, o más comúnmente como miliequivalente (meq) por 100 g. A continuación, se comparan los resultados obtenidos en las pruebas realizadas.

Resultados obtenidos con la compañía A

Si bien se observa un mayor grado de reactividad en la parte superior del intervalo, en general, los valores de CIC (Capacidad de Intercambio Catiónico) fueron bajos, por lo que se identifican como formaciones no reactiva o mediamente reactivas.

Resultados CIC

mbbp	meg/100 g
700	11
800	4,5
900	3
1000	3
1100	2,5
1200	7
1400	3,5
1600	6
1800	4
2000	4
2200	6,5
2388	4

Tabla 2. Valores de CIC (Capacidad de Intercambio catiónico).

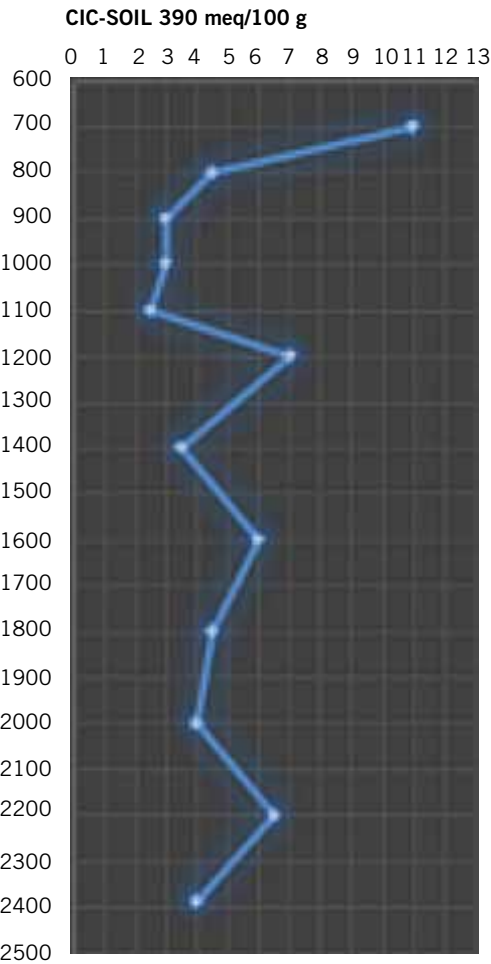


Figura 6. Valores CIC versus Profundidad.

CIC meq/100 g	Características
0-8	No reactiva
8-18	Medianamente reactiva
18-30	Reactiva
30-45	Muy reactiva
>45	Extremadamente reactiva

Tabla 3. Clasificación de reactividad en función del CIC.

Profundidad (m)	CIC (meg/100 g)
900	6
1000	4
1100	4
1200	4
1300	4
1400	3
1500	4
1600	3
1700	3
1800	4
1900	4
Criterio de clasificación	
CIC (meq/100 g)	Descripción
<10	Baja
10-20	Media
>20	Alta

Tabla 4. Valores de CIC.

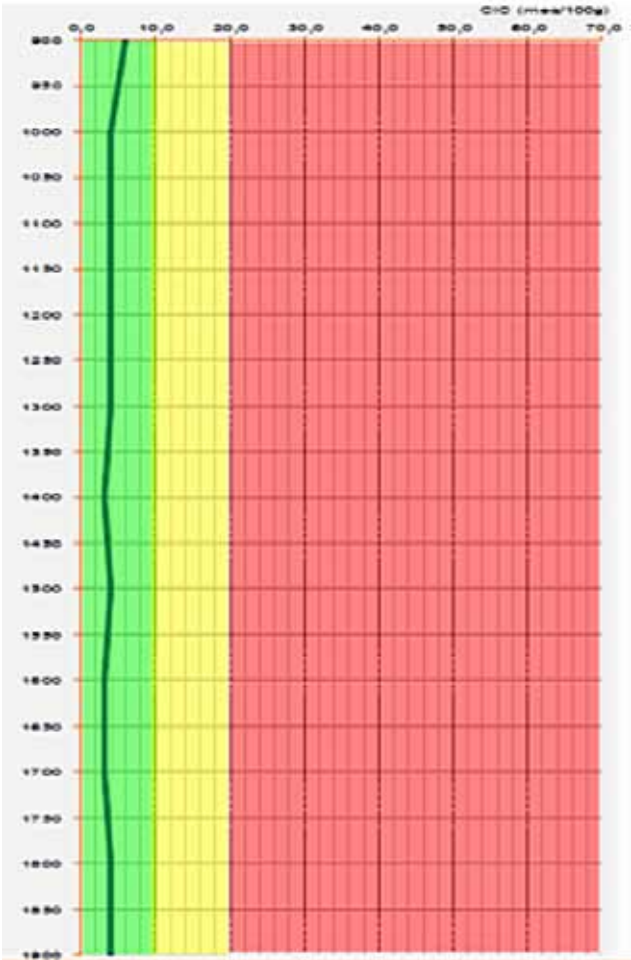


Figura 7. Valores CIC versus Profundidad.

Resultados obtenidos con la compañía B

Los resultados obtenidos fueron muy similares a los anteriores, en general, los valores de CIC presentaron valores bajos, por lo que se identifican como formaciones de baja reactividad.

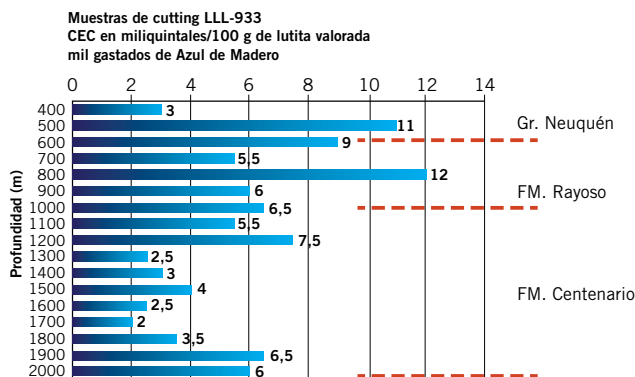


Tabla 5. Valores de CEC (Capacidad de Intercambio Catiónico).

CEC Eq/100 kg	Características
0-8	No reactiva
8-18	Medianamente reactiva
18-30	Reactiva
30-45	Muy reactiva
>45	Extremadamente

Tabla 6. Clasificación de reactividad.

Resultados obtenidos con la compañía C

Los resultados obtenidos fueron muy similares a los anteriores, mayor reactividad en la parte superior del intervalo, pero en general los valores de CEC (Capacidad de Intercambio Catiónico) fueron bajos, por lo que se identifican como formaciones no reactiva o medianamente reactivas.

Análisis de pozos perforados con fluido base agua: como parte del análisis y definición de una alternativa de formulación de fluido base agua, se analizaron los resultados obtenidos con la aplicación de fluido base agua al perforar las secciones intermedias de pozos LLL en el área NOC.

Como experiencia, se tuvieron tres aplicaciones con fluido base agua, donde se utilizó un fluido de alto des-

Material	Conc. prog. (kg-l/m³)	Conc. real. (kg-l/m³)
Fuente de PH	1	0,59
Viscosificante – bentonita premium	8	5,91
Viscosificante – goma xántica	1	3,97
Control de filtrado – celulosa polianiónica	5	8,30
Inhibidor arcilla – floculante	5	5,28
Control de filtrado – polimérico	6	5,01
Control de filtrado – poliácido	1	
Inhibidor – base amina y potasio	25	25,28
Inhibidor – base amina	10	10,22
Carbonato de calcio micronizado	50	77,75
Estabilizador de paredes – asfalto sulfonado	10	14,36
Estabilizador de paredes – glisonita	10	13,95
Estabilizador de paredes – grafito resiliente	10	14,64
Mejorador de ROP	5	3,92
Carbonato de calcio	0	172,05

Tabla 7. Formulación de fluido base agua de alto desempeño.

empeño o HPWBM (*High Performance Water Base Mud*). Estos fueron los intervalos intermedios perforados en los pozos LLL 1074, LLL 997 y LLL 994.

Los sistemas base agua de alto desempeño se caracterizan por ser sistemas robustos, constituidos por combinaciones de varios tipos de inhibidores, estabilizadores, controladores de filtrado, viscosificantes, etc. Tienen como objetivo garantizar una máxima capacidad inhibitoria en el fluido, como así también minimizar las alteraciones de las formaciones perforadas en el proceso de interacción fluido-formación, esto explica la utilización de estabilizadores de paredes y el estricto control de filtrado del fluido.

En la tabla 7 se pueden observar los productos programados utilizados en la formulación del fluido y las concentraciones programadas y reales utilizadas en los pozos perforados.

Los aspectos más relevantes obtenidos de las aplicaciones con la utilización del fluido base agua de alto desempeño (HPWM) se expresan en la tabla 8.

Pozo	LLL 1074	LLL 997	LLL 994
Equipo	SAI 304	HP 238	HP 238
Geometría	18° tipo S	0°	1°
Problemas generales	Tracción en maniobras, se incremento densidad a 1120 g/l. Set up 1200 m, en tangente, pérdida de velocidad de la hta.	Tracción en primer maniobra luego de alcanzar TD.	Tracción en maniobra luego de alcanzar TD. Problemas con caño lateral por taponamiento.
Diseño BHA	Trep PDC +MDF-STB 8 5/16	Trep PDC + STB+PM+STB+teledrift	Trep PDC +MDF-STB 8 5/16
Similitudes	Arcilla pegada sobre hombros de trépano y estabilizadores. Tracciones en 1 ^{era} y 2 ^{da} maniobra. No se repasaron las barras perforadas. No existe evaluación de trépano.	Arcilla sobre hombros de trépano. Tracción en 1 ^{era} maniobra. No se repasaron las barras perforadas. No existe evaluación de trépano.	Arcilla sobre hombro trépano. Tracción en 1 ^{era} maniobra. No se repasaron las barras perforadas. No existe evaluación de trépano.
Costo Lodo / m³ (USD)	600	600	600

Tabla 8. Análisis comparativa entre pozos perforados con fluido base agua de alto desempeño.

Pozo	LLL 1074	LLL 997	LLL 994	LLL 1191 d
Equipo	SAI 304	HP 238	HP 238	SAI 304
Tipo fluido	Base agua	Base agua	Base agua	Base aceite
ROP general (m/hora)	27,19	12,96	18,08	16,74
ROP efectiva (m/hora)	53,8	19,9	41,9	55
Horas de perforación (H)	64,75	144,25	119,25	111,5
Maniobra calibre hasta 1200 m (h)	8,25	6,5	6,5	0
Tiempo sacada Hta al peine para calibre desde TD hasta 1200 m (h)	17	32,25	37,25	0
Tiempo calibre 1200 m hasta TD (h)	0	0	14,25	0
Tiempo sacada Hta total	12	0	8	22,5
Tiempo maniobras adicionales (h)	12	13,75	0	0
Tiempo calibre posterior a perfilaje (h)	17,5	24,25	N/A	N/A
Tiempo sacada Hta total posterior a la maniobra de calibre después del perfil (h)	9	8,5	0	0
Tiempo entubación	5	20	30,5	11,3
Horas totales (h)	75,75	85,25	66	22,5

Tabla 9. Análisis comparativa de tiempos de perforación.

En la tabla 9 se compara desde el punto de vista operativo una aplicación con fluido base aceite *versus* las aplicaciones con fluido base agua de alto desempeño (HPWM).

De la comparativa se pueden resaltar los siguientes puntos:

- El principal problema fueron los tiempos adicionales de maniobra requeridos con la opción de fluido base agua, que no son requeridos en la opción de fluido base aceite.
- En el pozo LLL-1074 se observó que con la misma configuración de herramienta y compañía de servicio direccional que en el pozo LLL-1191, se alcanzaron ROP efectivas muy similares. Esto indica que con la opción base agua también se podrían conseguir ROP similares que con fluido base aceite.
- El costo aproximado del fluido base agua- por m³ estuvo alrededor de los USD600.
- En uno de los pozos con la opción base agua se hizo un perfil de 72 h sin necesidad de realizar maniobras intermedias.
- Se tuvo inconvenientes para la determinación de la cantidad real disponible del inhibidor utilizado. La determinación de la concentración de inhibidor era aproximada o por medición indirecta.
- Se observó que desde los 1200 m hay una mayor proporción de illita, esto se vio en el caliper y en el crossplot de gamma ray espectral. Esto produce un hueco de mayor calibre (cavernas).

Aplicación con fluido base agua en otras áreas: al analizar opciones de fluidos base agua utilizadas en otras áreas operacionales en el nivel mundial, se identificó la utilización de fluidos de perforación libre de sólidos, denominados SFDF (*Solids Free Drilling Fluids*), paper AADE 2009NTCE-09-04.

Estos fluidos tienen como base distintas salmueras cuya principal función es suministrar las densidades e inhibición requeridas, dependiendo del tipo de forma-

ciones por perforar y densidades máximas requeridas. Las salmueras usadas pueden ser de cloruro de sodio, cloruro de potasio, cloruro de calcio, nitrato de calcio, etc.

Este tipo de fluido fue utilizado para perforar pozos de distintos diámetros tipos de diámetro 6, 6 ½", 6 ¾", 8 ½", 12 ¼" y 14 ¾", entre otros. Con profundidades que van desde los 3500 Ft hasta 20.000 Ft y con densidades que van desde 8,5 ppg (1020 g/l) hasta 11,1 ppg (1332 g/l).

Por lo general estos fluidos se utilizan con valores de VP (Viscosidad Plástica) muy bajos de 2 - 5 (Cp) y PC (Punto Cedente) de 1 - 3 (Lbs/100 Ft²). Las propiedades reológicas manejadas facilitan la remoción de sólidos de perforación en superficie, por lo que se puede mantener un fluido prácticamente libre de sólidos.

Durante la etapa de perforación se utilizan estos fluidos con las propiedades mencionadas con la finalidad de garantizar o asegurar la limpieza de pozo; además se usan píldoras viscosas de barrido con materiales sellantes con el fin de minimizar las pérdidas de fluido por filtración en las formaciones permeables.

Con la utilización de fluidos libre de sólidos se observaron los siguientes beneficios en la etapa de perforación:

- incremento de ROP,
- fluido de perforación 100 % reutilizable,
- reducción de diluciones comparada con otros fluidos base agua,
- reducción de desechos para disposición,
- reducción de fallas de herramientas de fondo de pozo,
- mayor vida útil del trepano,
- menor desgaste de las bombas de perforación y
- mayor confiabilidad de las herramientas direccionales.

Definición de opción de fluido: con el objetivo de definir una formulación opción de fluido base agua para sustitución de los fluidos base aceite utilizados para la perforación de las secciones intermedias del área NOC, se estableció que la alternativa de fluido elegida debería



cumplir con los siguientes objetivos o características:

- que sea de fácil manejo, implementación, mantenimiento y con alta tolerancia a los sólidos;
- que sea 100% reciclable entre pozos y locaciones;
- que tenga una fuente inhibición iónica en base a potasio;
- que tenga un performance igual o mejor al de los fluidos base aceite, en especial con respecto a las ROP;
- que sea económico;
- que sea ambientalmente amigable y
- que sea una opción customizada a necesidad operacional ("Need to Have" y no "Nice To Have").

En base al análisis, la interpretación y la consideración de los aspectos anteriormente analizados y considerados, como Escenario operacional, Análisis de formaciones, Análisis de pozos perforados con fluido base agua, Aplicación con fluido base agua en otras áreas y en base a los objetivos establecidos para la alternativa por definir, se establecieron los siguientes criterios para su definición:

- Para la formulación del fluido, la estrategia fue diferente a la del fluido de alto desempeño o HPWBM, o sea evitar una formulación de fluido con alto contenido de inhibidores, estabilizadores, controladores de filtrados, viscosificantes, etc. De forma de evitar la construcción de un hueco apretado o en calibre.

- Se utilizará una fuente inhibitoria iónica en base a ion "K" según su mejor relación costo/beneficio y como fuente de suministro se usará cloruro de potasio y/o sulfato de potasio, de forma de tener una opción con cloruro y otra sin cloruro en caso de restricciones ambientales.
- Dado que en esta sección no se requiere un pozo totalmente en calibre, en el fluido no se utilizarán productos para el control de filtrado ni productos estabilizadores de paredes, con el fin de evitar los huecos en calibre, esto permitirá tener huecos más grandes y con cierto wash out, de forma de evitar posibles problemas de arrastre o apoyo al realizar los viajes con tubería o de tener que realizar viajes adicionales de calibración del pozo.
- Adicionalmente al ion "K" (potasio), se incluirá en la formulación un producto surfactante para mejorar la tasa de penetración ROP o minimizar el pegamiento de arcillas en la tubería y/o trepano, de forma de evitar posibles embolamiento del trepano.
- Para minimizar la dispersión y ayudar a la inhibición, se utilizará un producto polimérico tipo PHPA o similares, de forma de colaborar con la encapsulación e inhibición.
- Para obtener un fluido con un rango de pH alcalino, se utilizará soda cáustica o potasa cáustica.
- Para la perforación se utilizará este fluido base sin

propiedades reológicas, o sea sin viscosidad plástica y punto de cedente, o con valores mínimos y sin control de filtrado, de forma de aprovechar al máximo el caudal disponible para optimizar y maximizar las ROP. Además, para facilitar la remoción y la eliminación de sólidos en superficie.

- Para garantizar la adecuada limpieza del pozo y reducir la pérdida de fluido en las formaciones permeables atravesadas además de minimizar posibles efectos diferenciales, se utilizará una estrategia de bombeo de píldoras viscosas de barrido con material sellante. Se deberá definir la frecuencia de bombeo de píldoras de acuerdo con las simulaciones hidráulicas y con las ROP obtenidas, de forma de lograr la frecuencia adecuada para garantizar la limpieza del pozo.

De acuerdo con el análisis y la consideración de los puntos anteriores, se decidió evaluar como opciones para el fluido de perforación a nivel laboratorio las siguientes opciones:

Opciones para fluido de perforación

Producto	Función	Conc. (kg - l / m³)			
		Opcion 1	Opcion 2	Opcion 3	Opcion 4
Cloruro de potasio	Fuente de potasio	30,00	60,00	30,00	60,00
Sulfato de potasio	Fuente de potasio	30,00	60,00	30,00	60,00
Potasa cáustica	Fuente de PH	0,50	0,50	0,50	0,50
PHPA	Inhibidor / Encapsulador	3,00	3,00	3,00	3,00
Surfactante	Mejorador de ROP	10,00	10,00	10,00	10,00

Tabla 10. Formulación de fluido definida para evaluar.

Formulación del fluido

KCL (Cloruro de potasio) - kg o l/m³			KSO4 (Sufato de potasio) - kg o l/m³		
KCL (Cloruro de Potasio) - kg o l/m³	30	60	KCL (Cloruro de Potasio) - kg o l/m³	35	67
Potasa cáustica	ph 9 - 9,5		Potasa cáustica	ph 9 - 9,5	
PHPA	3	3	PHPA	3	3
Mejorador de ROP	10	10	Mejorador de ROP	10	10

Tabla 12. Formulación propuesta para fluido.

KCL (Cloruro de potasio)				
KCL	30		60	
Potasa caustica	ph 9 - 9,5			
PHPA	3		3	
Mejorador de ROP	10		10	
Propiedades	AC	DC	AC	DC
Densidad, SG	1,03	-	1,05	-
pH	9,55	9,55	9,58	9,58
Ø600	0,8	2,2	0,4	3
Ø300	0,5	1,8	0,2	1,8
Ø200	0,4	1,7	0,2	1,4
Ø100	0,4	1,6	0,1	1,2
Ø6	0,3	1,4	0,1	0,2
Ø3	0,3	1,4	0,1	0,2
Viscosidad plástica, cp	-	-	-	-
Punto de fluencia, lb/100ft²	-	-	-	-
Gel 10 seg.	-	-	-	-
Gel 10 min.	-	-	-	-
Filtrado, ml 30 min.	Sin Control			
pf/mf	0,15/0,6	0,15/0,6	0,12/0,6	0,12/0,6
Calcio, mg/l	72	72	90	90
MBT, kg/m³	-	7	-	7
Coef. lubricidad	0,16	0,35	0,16	0,33
Cloruros, mg/l	13500	12900	28000	27500
Potasio libre mg/l	14728	13011	29386	28720

Tabla 14. Resultados de propiedades de formulaciones evaluadas. Nota: AC= antes de contaminación; DC= después de contaminación.

En cuanto a las píldoras de barrido y sello, se estableció la formulación que se detalla en la tabla 11.

Producto	Función	Conc. (kg - l/m³)
Goma xántica	Viscosificante	6
Carbonato de calcio	Puenteo /sello	30
Material sellante	Sellante	20

Tabla 11. Formulación de píldora definida para evaluar.

Nota: las píldoras se prepararán tomando como base el fluido de perforación más el agregado de viscosificante y material de puenteo y sello.

Pruebas de laboratorio y adecuación de formulaciones: una vez definidas las formulaciones genéricas, tanto para el fluido de perforación, como para las píldoras de barrido y control de filtración, se procedió a la realización de las pruebas de laboratorios y la adecuación.

Formulación de píldora

Productos	kg o l/m³
Goma Xántica	6
Carbonato de calcio	30
Obturante	20

Nota: la píldora se prepara tomando como fluido del activo y se agregarán los productos arriba mencionados.

Tabla 13. Formulación propuesta para píldoras.

KSO ₄ (Sulfato de potasio)				
KCL	35		67	
Potasa caustica	ph 9 - 9,5			
PHPA	3		3	
Mejorador de ROP	10		10	
Propiedades	AC	DC	AC	DC
Densidad, SG	1,03	-	1,05	-
pH	9,33	9,33	9,44	9,44
Ø600	0,8	2,4	0,7	2,4
Ø300	0,6	1,7	0,6	11,8
Ø200	0,4	1,6	0,5	1,7
Ø100	0,2	1,4	0,4	1,5
Ø6	0,1	1,3	0,3	1,4
Ø3	0,1	1,3	0,2	1,4
Viscosidad plástica, cp	-	-	-	-
Punto de fluencia, lb/100ft²	-	-	-	-
Gel 10 seg.	-	-	-	-
Gel 10 min.	-	-	-	-
Filtrado, ml 30 min.	Sin Control			
pf/mf	0,13/0,5	0,13/0,5	0,16/0,7	0,16/0,7
Calcio, mg/l	80	80	96	96
MBT, kg/m³	-	7,5	-	7
Coef. lubricidad	0,23	0,33	0,22	0,35
Cloruros, mg/l	600	600	550	600
Potasio libre mg/l	14036	13128	28960	26300

Píldora

Productos	kg o l/m³)
Goma xántica	6
Carbonato de calcio	30
Obturante	20
Propiedades	
pH	9,5
Densidad, SG	1,05
Ø600	43
Ø300	35
Ø200	31
Ø100	26
Ø6	15
Ø3	14
Viscosidad plástica, cp	8
Punto de fluencia, lb/100ft²	27
Gel 10 seg.	15
Gel 10 min.	20
% sólidos	3
% agua	97
% HC	-

Tabla 15. Propiedades de formulación de píldora evaluada.

ción de las formulaciones en función de los productos químicos, la evaluación y la recomendación de dos compañías de fluidos, que presentan una vasta experiencia en el área NOC.

Evaluaciones y recomendaciones de la compañía A

Las formulaciones propuestas se realizaron con sales de sulfato de potasio y cloruro de potasio, en concentraciones de potasio libre de 15.000 y 30.000 mg/l, y se midieron propiedades API iniciales con y sin agregado

Hinchamiento lineal

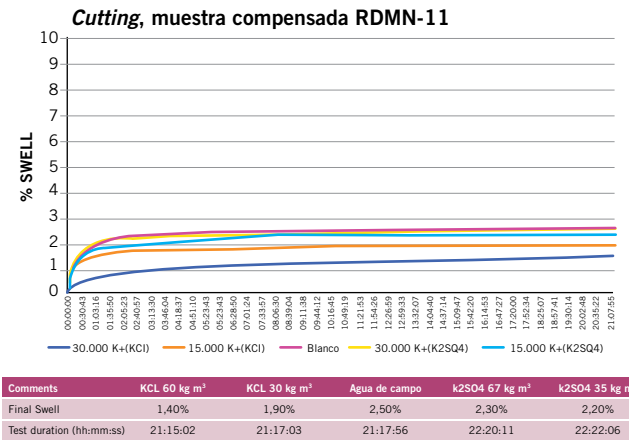


Figura 8. Hinchamiento lineal muestra pozo.

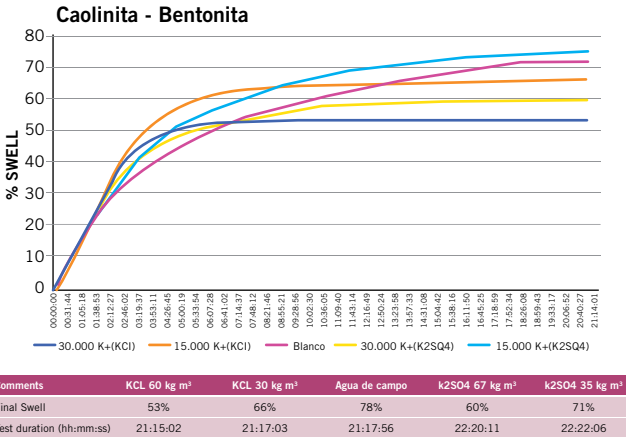


Figura 9. Hinchamiento lineal muestra sintética.

Salmuera KCL	
Peso inicial, g	20
Peso final, g	6,82
% dispersión	65,90
Agua de preparación	
Peso inicial, g	20
Peso final, g	6,08
% dispersión	69,60

Tabla 16. Resultados de evaluación Dispersión-Erosión.

Ensayo de acreción	
Peso inicial barra de acero, g	459,15
Peso final barra de acero, g	460,25
% acreción	5,55

Tabla 17. Resultados de test de acreción.

de sólidos de baja (5%). Además, se midió el COF (Coeficiente de Fricción) antes y después del agregado de los sólidos de perforación.

Resultados de las pruebas de laboratorio

Fluido de perforación (ver tabla 14)

Dispersión-Erosión

Se realizó la prueba de Dispersión-Erosión con las muestras de formación suministradas. El fluido utilizado fue el de cloruro de potasio con una concentración de 60 kg/m³, como así también se empleó el agua utilizada para la preparación del fluido.

Test de acreción

De los resultados obtenidos se llegaron a las siguientes conclusiones:

Según DRX de roca total y fracción arcillosa las arcillas predominantes corresponden al tipo dispersables, lo cual es concordante con los CIC medidos para ambos pozos. En el caso de las muestras de RDMN 11, las arcillas presentes son illita, caolinita y clorita, todas catalogadas como arcillas no reactivas.



Formulación fluido

Fluidos		Cloruro de potasio	Cloruro de potasio	Sulfato de potasio	Sulfato de potasio
Agua	l/m ³	c/s	c/s	c/s	c/s
Cloruro de potasio	kg/m ³	30	60	-	-
Sulfato de potasio	kg/m ³	-	-	35	70
PHPA	kg/m ³	3	3	3	3
Mejorador de ROP	kg/m ³	5	5	5	5
Hidróxido de potasio	kg/m ³	0,50	0,50	0,50	0,50

Tabla 18. Formulación propuesta para fluido.

De igual manera, se puede observar lógicamente una baja capacidad de hidratación que el compensado de muestras de *cutting*, que es evidenciado en el LSM, donde los hinchamientos medidos con ambas sales (a mayor o menor concentración de potasio libre) no superan el 3%. En el caso de los hinchamientos medidos en la muestra sintetizada (Bentonita + Caolinita), queda demostrada la mejor capacidad del KCL para la inhibición, si se presentara algún tipo de arcilla hidratable.

Finalmente, como es de esperarse por la naturaleza de las arcillas presentes, la erosión- dispersión de lutitas

Formulación píldora

Función	Concentración
Viscosificante	6 (kg/m ³)
Carbonato de calcio	20 (kg/m ³)
Obturante	30 (kg/m ³)

Tabla 19. Formulación propuesta para píldoras.

muestra un alto porcentaje de erosión (bajo recupero) lo que en la práctica daría cuenta de un tamaño de un cáliper sobredimensionado.

Con el propósito de evaluar la limpieza del hueco, se corrieron simulaciones hidráulicas con el fluido a utilizar, como así también las píldoras de limpieza propuestas. Se pudo ver la deficiencia en la capacidad de barrido

Datos de preparación de las formulaciones					
Densidad, SG	g/l	1015	1035	1025	1045
pH	-	9,34	9,04	9,14	9,21
Ø600	Lect Fann	2	2	3	3
Ø300	Lect Fann	2	2	2	2
Ø200	Lect Fann	2	2	2	2
Ø100	Lect Fann	1	1	1	1
Ø6	Lect Fann	0	1	1	0
Ø3	Lect Fann	0	1	1	0
Viscosidad plástica, cp	cp	0	0	1	1
Punto de fluencia, lb/100ft ²	lb/100 ft ²	2	2	1	1
Gel 10 seg.	lb/100 ft ²	1	1	1	1
Gel 10 min.	lb/100 ft ²	1	1	1	1
Filtrado API	cm ³	s/c	s/c	s/c	s/c
Dureza total	mg/l	48	48	0	0
Cloruros	mg/l	15.000	29.000	400	500
Potasio libre	mg/l	15.000	31.000	15.000	30.000
Pm	ml H ₂ SO ₄ N/50	0,1	0,1	0,1	0,1
Pf/Mf	ml H ₂ DO ₄ N/50	0,1/1,1	0,1/1,1	0,1/1,1	0,1/1,1
COF	-	0,141	0,145	0,15	0,164

Tabla 20. Resultados de propiedades de formulaciones (sin sólidos de baja evaluadas.

Datos de preparación de las formulaciones contaminadas					
Densidad, SG	g/l	1045	1065	1045	1075
Ø600	Lect Fann	2	2	3	3
Ø300	Lect Fann	1	1	2	2
Ø200	Lect Fann	1	0	1	1
Ø100	Lect Fann	1	0	1	0
Ø6	Lect Fann	0	0	0	0
Ø3	Lect Fann	0	0	0	0
Viscosidad plástica, cp	cp	1	1	1	
Punto de fluencia, lb/100ft ²	lb/100 ft ²	0	0	1	1
Gel 10 seg.	lb/100 ft ²	0	0	0	0
Gel 10 min.	lb/100 ft ²	0	0	0	0
Filtrado API	cm ³	s/c	s/c	s/c	s/c
COF	-	0,233	0,241	0,235	0,239

Tabla 21. Resultados de propiedades de formulaciones (con sólidos de baja) evaluadas.

Propiedades	Unidad	Fluido
Densidad, SG	g/l	1045
Ø600	Lect Fann	35
Ø300	Lect Fann	28
Ø200	Lect Fann	25
Ø100	Lect Fann	20
Ø6	Lect Fann	11
Ø3	Lect Fann	9
Viscosidad plástica, cp	cp	7
Punto de fluencia, lb/100ft ²	lb/100 ft ²	21
Gel 10 seg.	lb/100 ft ²	12
Gel 10 min.	lb/100 ft ²	16

Tabla 22. Resultados de las propiedades de píldoras.

que muestra el fluido. También se observó que, al circular la píldora de limpieza propuesta, la concentración de recortes en espacio anular disminuyó a la mitad aproximadamente (de 4,31% a 2,36%).

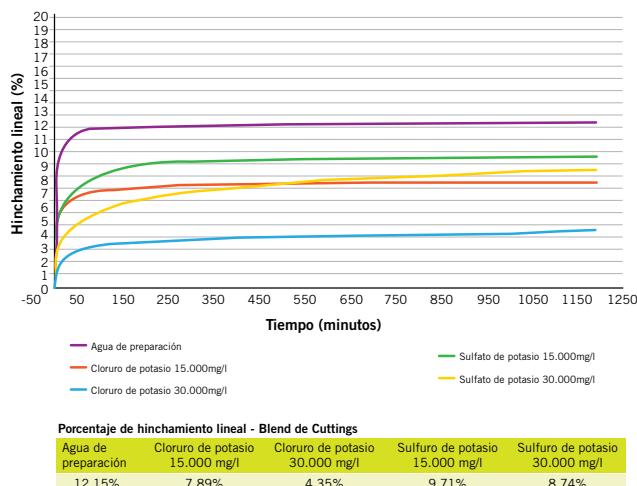


Figura 10. Hinchamiento lineal muestra pozo.

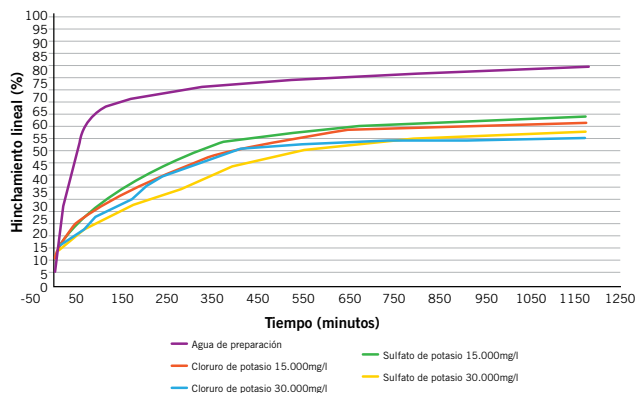


Figura 11. Hinchamiento lineal muestra sintética.

Comentarios

- Con la opción Base Agua, se consideran 12 horas adicionales para viaje de calibración.
- Se considera un Wash Out del 20% adicional para la opción Base Agua.
- Se considera el costo de volumen adicional de cemento para la opción Base Agua.
- No se considera costo para el Agua, ni para limpieza de piletas para opción base aceite.
- Para el caso de los pozos analizados, se estima un ahorro promedio de USD 141.000,00 por cada sección intermedia perforada.

Evaluaciones y recomendaciones de compañía B

El cliente YPF nos solicitó formular un fluido de perforación con el fin de perforar el tramo Intermedia de pozos NOC reemplazando el OBM por WBM.

Por ese motivo se evaluaron distintas alternativas de fluidos base agua con sales de potasio en las formulaciones. A su vez también se podrán incluir en dicho sistema un encapsulador, un mejorador de ROP y un alcalinizante.

Las sales de potasio seleccionadas son cloruro de potasio y sulfato de potasio, en las concentraciones adecuadas para 15.000 mg/l y 30.000 mg/l de ion potasio.

Resultados de las pruebas de laboratorio

Fluido de perforación

Propiedades del fluido simulando contaminación con sólidos de perforación, para ello se utilizaron 50 kg/m³ de sólidos de baja.

	Promedio	Compañía A	Compañía B
Item	Opcion OBM	Opcion WBM	Opcion WBM
RIG	Actual	Plan	Plan
Días de Rig	8,00	8,50	8,50
Costo Rig (USD / día)	50.000,00	48.000,00	48.000,00
Costo de Rig	400.000,00	408.000,00	408.000,00
Fluidos			
Volumen procesado (m³)	319	417	417
Costos productos químicos	40.677,09	69.946,46	72.328,29
Costos servicio técnico	8.536,00	8.183,60	11.382,40
Costos de transporte	2.163,00	2.163,20	390,40
Vol. agua usada (m³)	13	417	417
Vol. gas oil usado (m³)	100,00		
Costo gas oil (USD / m³)	1.000,00		
Costo total gas oil (USD / m³)	100.000,00		
Vol. fluido recibido planta (m³)	100,00		
Costo fluido planta (USD / m³)	950,00		
Costo fluido planta (USD)	75.000,00		
	3.000,00		
Costo total fluidos	229.376,09	80.293,26	84.101,09
Tratamiento de recortes			
Vol. fluido procesado (m³)	319,00		
Vol. recortes (m³)	175,00	210,00	210,00
Costo tratamiento / Transporte (USD / m³)	133,00	25,00	25,00
Costos tratamiento recortes (USD)	23.275,00	5.250,00	5.250,00
Cementación			
Productos	34.715,00	50.252,00	50.252,00
Costos cementación (USD)	34.715,00	50.252,00	50.252,00
	687.366,09	543.795,26	547.603,09
Ahorro estimado por cada intervalo intermedio perforado (USD).	0,00	143.570,83	139.763,00

Tabla 23. Análisis comparativo de costos.

Píldoras

Hinchamiento lineal

De los resultados obtenidos se llegaron a las siguientes conclusiones:

Las muestras de *cutting* recibidas oscilan entre 3 y 6 meq. por cada 100 g de lutita. Valores de CIC que se sitúan en la escala de baja reactividad.

Los fluidos formulados presentan bajos valores reológicos, filtrado descontrolado y bajo valores de coeficiente de fricción. La incorporación de sólidos de baja no incrementa los valores reológicos; sin embargo, se observa un aumento considerable del coeficiente de fricción, debido a la interacción de los sólidos en los fluidos formulados.

En la prueba de dispersión se destaca que la pastilla elaborada con el *blend* de *cuttings* se desintegra completamente en la mayoría de los fluidos formulados luego de estar en contacto con los mismos. Se estima que ese fenómeno ocurre porque no se utilizó de manera apropiada el *blend* de *cuttings*.

En ambas pruebas corridas de hinchamiento lineal se observa que los fluidos de mejor desempeño son los formulados con cloruro de potasio. El fluido que presenta una mejor respuesta es el de mayor concentración de ion potasio.

Definición de prueba de campo: una vez definida las posibles formulaciones del fluido y de las píldoras de barrido y sello, y con la certeza de que los fluidos evaluados cumplirían técnicamente con las propiedades y las características requeridas para una aplicación de campo, se procedió a realizar el análisis económico para una posible prueba de campo.

En este análisis se pudo identificar que, en caso de comprobar la viabilidad operacional de esta alternativa, se conseguiría un valor agregado importante para la operación, como así también una reducción significativa de los costos operacionales en la construcción del intervalo intermedio.

Análisis comparativo inicial

En este análisis se pudieron identificar los siguientes beneficios que se deberán corroborar con la realización de un protocolo de prueba de campo:

- Reducción de costos operativos en la etapa intermedia de aproximadamente USD141.000.
- Reducción de posibles impactos ambientales en caso de incidentes.
- Minimización de la generación de recortes de perforación clasificados como especiales.
- Mejoramiento de los aspectos de CMAS por sustitución de OBM por WBM.
- Reducción de la tarifa del equipo de perforación por ser una opción base agua.
- Reducción del costos asociados a limpiezas de piletas y generación de residuos especiales.
- Fluido reciclable entre pozos y locaciones.

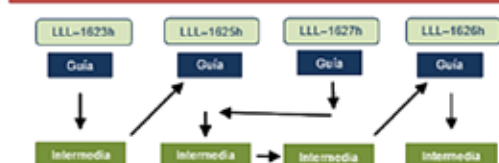
Con la finalidad de corroborar los beneficios identificados, se procedió a realizar la programación y la ejecución de un protocolo de prueba de campo.

Realización de protocolo de prueba de campo: el protocolo de prueba de campo consistió en la utilización de un fluido base agua salada-KCL, como sustitución del fluido emulsión inversa, base aceite para la

Fluido de perforación		
Producto	Función	Conc. (kg l/m³)
Soda cáustica	Alcalinizante	0,50
Cloruro de potasio	Fuente de potasio	60,00
PHPA	Encapsulador	3,00
Mejorador de ROP	Acelerador de ROP	10,00
Inhibidor de corrosión	Anticorrosión	1,20
Lubricante	Lubricante	3,00

Tabla 24. Formulación fluido.

Primer PAD Agua Salada



Segundo PAD Agua Salada



Figura 12. Secuencia de perforación de pozos.

Píldora de barrido y sello		
Producto	Función	Conc. (kg l/m³)
Bentonita	Viscosificante/revoque	20,00
Celulosa polianionica	Control filtrado	4,00
Goma xántica	Viscosificante/revoque	4,00
Carbonato de calcio 10	Agente sellante	15,00
Carbonato de calcio 20	Agente sellante	15,00
Carbonato de calcio 50	Agente sellante	10,00
Obturante	Agente sellante	20,00

Tabla 25. **Formulación píldoras.**

perforación de las secciones intermedias de diez pozos en el campo Loma La Lata en el área NOC.

El protocolo de prueba de campo se desarrolló con el Rig 1, el detalle de la secuencia y los pozos perforados se detalla en la figura 12.

Propiedades del fluido y píldoras			
Diámetro del pozo		Fase 8 3/4"	
Profundidad		700 - 2200m	
Tipo de fluido		Fluido Perforación	Píldoras
Densidad	g/l	1060	1060
Viscosidad embudo	Seg /Qt	30 - 40	> 80
PV	cp	4 - 6	8 - 12
YP	lb / 100 ft²	2 - 4	24 - 26
Geles	lb / 100 ft²	2 / 3 / 5	5 / 8 / 12
pH	-	9,0 - 10,0	9,0 - 10,0
LGS	%	< 5,0	-
MBT	kg / m³	< 10,0	-
Potasio libre	mg/l	30.000,00	30.000,00

Tabla 26. **Propiedades del fluido y píldora.**

Pozos de referencia

Para fines comparativo y de análisis, se tomó como referencia la Locación 263, pozos LLL-1574h, LLL-1575h, LLL-1576h y LLL-1577h. Estos pozos fueron perforados con el Equipo HP-219 con fluido OBM. También se tomó como referencia los pozos perforados por el Rig 2 en las secciones intermedias con fluido OBM.

Objetivos establecidos para el protocolo de prueba de campo

- Verificar factibilidad de la utilización del fluido base agua salada como sustitución del fluido base aceite para las secciones intermedias de los pozos del área NOC.

Fluido de perforación

Producto	Función	Formulación original	Formulación actual
		Conc. (kg - l/m³)	
Soda cáustica	Alcalinizante	0,50	0,50
Cloruro de potasio	Fuente de potasio	60,00	60,00
PHPA	Encapsulador	3,00	3,00
Mejorador de ROP	Acelerador de ROP	10,00	10,00
Inhibidor de corrosión	Anticorrosión	0,00	1,20
Lubricante	Lubricante	0,00	3,00

Tabla 27. **Ajustes formulación del fluido.**

Rate	lb/ft²	kg/m²	mpy
Low	0,2	0-10	0-50
Moderate	2-4	10-20	50-100
High	4-6	20-30	100-150
Severe	>6	>30	>150

Pozo	Fecha	Horas	Fluido	Valor	Unidad
LLL-1309	4/9/2019	89	Sin inhibidor	1,53	lb/ft²/yr
LLL-1313	11/10/2019	78	Con 0,6 l/m³ de	1,3	lb/ft²/yr
LLL-1312	4/11/2019	64	Con 1,2 l/m³ de	1,08	lb/ft²/yr

Tabla 28. **Valores de corrosión medidos.**

- Identificar y medir los beneficios que se obtendrán mediante la implementación del protocolo de prueba.
- Identificar y medir la reducción y/o minimización en la generación de recortes de perforación base aceite.
- Medir y evaluar los resultados obtenidos.
- Fluido de perforación utilizado: desde el punto de vista de los fluidos, como estrategia para la etapa de perforación, se utilizó una formulación de fluidos para perforar y otra formulación para las píldoras de barrido y sello, de forma de garantizar la adecuada limpieza del pozo.

Luego de definir la compañía de servicio de fluidos seleccionada, para la realización del protocolo de prueba de campo quedaron definidas las formulaciones.

Formulaciones

Ver tablas 24 y 25.

Propiedades del fluido y píldora

Para la realización del protocolo de prueba de campo se establecieron incertidumbres, desafíos o puntos a verificar, son los siguientes:

- capacidad inhibitoria del fluido,
- capacidad de limpieza y sello de píldoras,
- estabilidad de pozo,
- rango de densidades requeridos,
- control de sólidos de perforación,
- control de MBT,
- comportamiento de viajes de tubería,
- comportamiento en corrida de revestido y
- aspectos operativos.

Píldoras de barrido y sello

Producto	Función	Formulación	Formulación
		Conc. (kg-l/m³)	
Bentonita	Viscosificante / revoque	0,00	20,00
Celulosa polianionica	Control filtrado	0,00	4,00
Goma xantica	Viscosificante / revoque	6,00	4,00
Carbonato de calcio 10	Agente sellante	10,00	15,00
Carbonato de calcio 20	Agente sellante	10,00	15,00
Carbonato de calcio 50	Agente sellante	10,00	10,00
Obturante	Agente sellante	20,00	20,00

Tabla 29. **Ajustes formulación de píldoras.**

Resultados del protocolo de prueba de campo

Luego de la perforación de 2 (dos) PAD de pozos, un total de diez pozos con la utilización del fluido base agua salada, podemos comentar lo siguiente:

Evolución formulación fluidos: en el fluido de perforación se mantuvo la formulación original base y se agregó un inhibidor de corrosión y un lubricante para bajada del revestidor.

Capacidad inhibitoria

- No se observaron problemas relacionados a falta de inhibición.
- Se trabajo con una concentración de 25.000 - 30.000 mg/l de K+ libre.
- No se observó elevado consumo de ion K+ (mínimos observados 22.000 mg/l de K+ libre).
- Viajes de tubería limpios y sin inconvenientes.
- No se observó embolamiento de trepano.

Rango de densidades

Originalmente se programó 1100 g/l, pero se pudo reducir a valores de 1050-1060 g/l, sin observar problemas operacionales.

Lubricidad

Se incorporo lubricante a la formulación original, con la finalidad de reducir el coeficiente de lubricidad del fluido de perforación al momento de bajar el revestidor.

Corrosión

Se utilizaron cupones de corrosión para determinar los niveles de corrosión, se observaron valores de baja tasa de corrosión. Se tuvieron valores de corrosión en el fluido del orden de 1,5 (Lbs/Ft²/year) sin inhibidor y del orden de 1,08 (Lbs/Ft²/year) con inhibidor de corrosión. Para evitar cualquier inconveniente se incorporó el inhibidor a la formulación.

Evolución de píldoras de barrido y sello: en la formulación de las píldoras se realizaron ajustes con la finalidad optimizar y mejorar la capacidad de sello de esta. Se agregó bentonita y PAC a la formulación original y también se modificaron las concentraciones del material de sello.

Capacidad de sello

- Se observaron problemas de pegas de tubería y revestidor por presión diferencial en los primeros pozos.
- Se trabajo en la reformulación de las píldoras de sello para mejorar la calidad del revoque y su capacidad de sellado.
- Se incorporo bentonita y PAC a la formulación, y se cambió la relación de carbonatos utilizados.

Capacidad de limpieza de pozo

- No se observaron problemas de limpieza de pozo.
- Se ajusto la frecuencia de bombeo y volúmenes de píldoras de acuerdo con las ROP obtenidas.
- Se utilizaron volúmenes de píldoras entre 2-3 m³ y con frecuencias desde 3 a 1 barra perforada de acuerdo con las ROP.

Comentarios de control de sólidos: acerca del control de sólidos durante el desarrollo del protocolo de prueba de campo se pueden comentar los siguientes aspectos:

- Se instalo una segunda centrifuga al equipo de perforación, que trabajó constantemente en la eliminación total de sólidos del sistema.
- Se trabajo con floculación constante de forma de mantener valores de MBT por debajo de 10 kg/m³ y se obtuvieron valores de MBT por debajo de 5 kg/m³. Se pudo mantener sin problemas la densidad del fluido en los rangos programados.
- Se trabajó constantemente en la limpieza del fluido con los equipos de control de sólidos, para eso se trabajó durante los viajes de tubería.
- Las zarandas del equipo tuvieron inconvenientes originalmente para procesar los caudales de trabajo, lo cual se fue corrigiendo al correr de los pozos perforados.
- El equipo 3 en 1 tuvo inconvenientes originalmente, que se fueron corrigiendo al correr de los pozos perforados.

Aspectos operacionales: desde el punto de vista operativo, durante el desarrollo del protocolo de prueba de campo, se pueden comentar los siguientes aspectos:

- En los primeros pozos perforados, se tuvieron muchos inconvenientes y NPT generados por el equipo de perforación. En uno de los primeros pozos perforados, durante la perforación del intervalo se tuvo que dejar la herramienta estática en el fondo, sin circulación, sin rotación y sin movimientos ascendente o descendente por más de 72 horas, una vez solucionado el inconveniente del equipo retomó las operaciones normales.
- Se presentaron problemas en el circuito de inyección, comunicaciones entre tanques, desborde de fluidos por canaletas, que ocasionó contaminaciones.
- Limitaciones para manejar los tres fluidos (bentonita-yeso, agua salada y el agua para rotar cemento), por no poder realizar *batch drilling*.

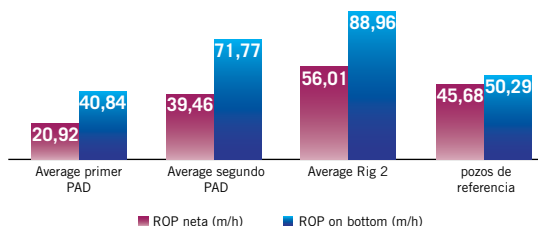


Figura 13. Comparativa ROP entre PAD.

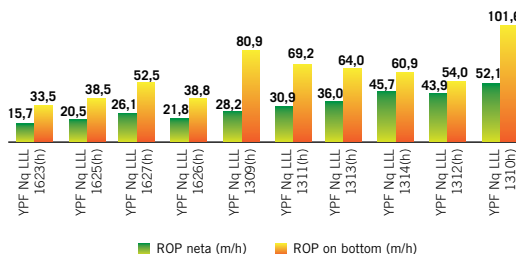


Figura 14. Comparativa ROP entre PAD.

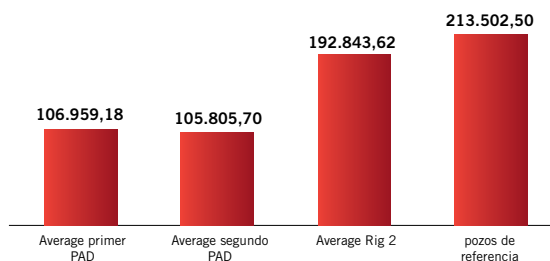


Figura 15. Comparativa de costos.

Detalle	Average primer PAD	Average segundo PAD	Average Rig 2	Pozos referencia
Costo productos químicos (USD)	65.461,79	70.225,51	31.249,47	26.195,45
Costo servicios técnico y transporte (USD)	16.123,87	11.918,68	6.292,47	9.860,06
Costo gas oil (USD)	0,00	0,00	55.833,33	57.500,00
Costo fluido planta (USD)	0,00	0,00	63.404,25	64.232,97
Costos control de sólidos (USD)	21.296,64	20.130,05	8.728,44	13.710,00
Costo tratamiento (USD)	4.106,88	3.531,46	18.845,29	28.633,24
Costo adicional Rig (5%)	0,00	0,00	8.490,37	13.370,79
Costo total (USD)	106.989,18	105.805,70	192.843,62	213.502,50
Ahorro estimado por intervalo (USD)			87.037,92	107.696,81

Tabla 30. Ahorros estimados.

- Debido a las limitaciones anteriores se tuvieron que incorporar más piletas y equipos adicionales para conexión y bombeo.
- Fueron necesarias reuniones constantes y permanentes con el personal del equipo, compañías de servicios y nuestros representantes para asegurar el buen funcionamiento del sistema.
- Todos estos aspectos afectaron de forma negativa los costos originalmente programados.

Análisis de ROP-comparativa con pozos de referencia

- Se observaron mejoras significativas de las ROP entre el primer y segundo PAD de pozos perforados con fluido agua salada.
- Para los pozos del segundo PAD perforado con fluido agua salada, se optimizaron los parámetros de perforación, funcionamiento y operatividad del equipo de perforación y se ajustaron las propiedades del fluido en base a la experiencia de los primeros pozos perforados.

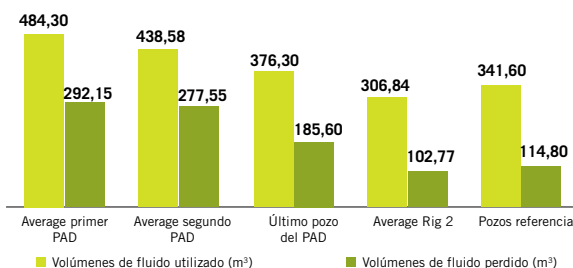


Figura 16. Comparativa de volúmenes fluido.

Detalle	Average Primer PAD	Average Segundo PAD	Último pozo del PAD	Average Rig 2	Pozos referencia
Volumen de fluido utilizado (m³)	483,30	438,58	376,30	306,84	341,60
Volumen de fluido perdido (m³)	292,15	277,55	185,60	102,77	114,80
Valor estimado m³ fluido (USD)	100,00	100,00		950,00	950,00
Valor estimado total perdido (USD)	29.215,00	27.755,00		97.628,91	109.060,00

Tabla 31. Comparativa de volúmenes fluido-utilizados.

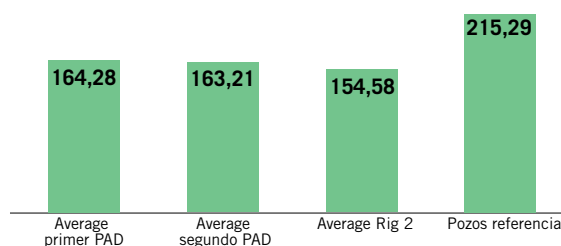


Figura 17. Comparativa de volúmenes recortes.

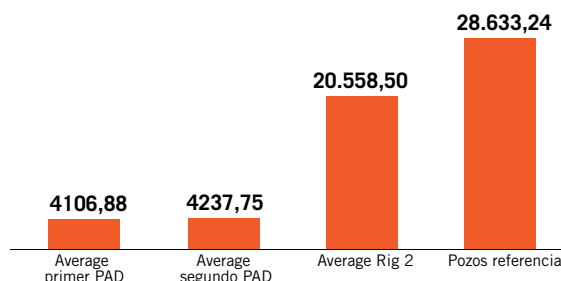


Figura 18. Comparativa de costos tratamiento recortes.

Detalle	Average Primer PAD	Average Segundo PAD	Average Rig 2	Pozos referencia
Volumen total recortes (m³)	164,28	163,21	154,58	215,29
% humectación	52,12	57,22	42,08	65,46
Costo tratamiento (USD)	4106,88	4080,29	20.558,50	28.633,24
Caliper estimado por recortes (Pulg.)	10	93/8	91/5	87/8

Tabla 32. Comparativa de calipers estimados.

- El Average de ROP del Rig 2, que se muestra incluye dos pozos récords de ROP.
- Las ROP del segundo PAD perforado con fluido agua salada tienen valores de ROP por arriba de las ROP de los pozos de referencia (OBM) y por debajo de los perforados con el Rig 2 (OBM).
- Se observa una tendencia a mejorar significativamente las ROP con fluido agua salada.
- En el último pozo LLL-1310 h perforado con agua salada, se tuvo una ROP *On Bottom* del orden de 101,6 m/h.

Costos de fluidos

La comparativa incluye solamente costos de fluidos, gas oil, fluidos de planta, control de sólidos, tratamiento de recortes y costo incremental de Rig por fluido OBM.

- Se observó un ahorro promedio de 87 K USD por intervalo, al comparar los costos de perforar el intervalo intermedio con la opción agua salada versus la opción OBM en pozos perforados con el Rig 2.

- Se observó un ahorro promedio de 107 K USD por intervalo al comparar los costos de perforar el intervalo intermedio con la opción agua salada *versus* la opción OBM en pozos perforados con el Rig 3 (pozos de referencia).
- Los costos de fluidos con la opción de fluido agua salada, para el caso del Rig 1 se podrán optimizar y reducir aún más, cuando se pueda realizar *Batch Drilling*, dado que permitirá minimizar los consumos de productos químicos con la perforación de todas las secciones intermedias en serie y en secuencia.

Volúmenes de fluidos

- Con el fluido agua salada se requirieron mayores volúmenes de fluido para perforar el intervalo, 438,58 m³ (agua salada) *versus* 306,84 y 341,60 m³ (base aceite).
- Con el fluido agua salada se perfora sin control de filtrado y en consecuencia se pierde más fluido hacia formación por filtración en las zonas permeables, 277,55 m³ (agua salada) *versus* 102,77 y 114,80 m³ (Base Aceite).
- Se deberá seguir trabajando en el proceso de optimización para reducir los volúmenes de perdidas por filtración.
- Si bien se tienen pérdidas mayores por filtración con el fluido agua salada, se debe tener presente el impacto económico por la pérdida de uno u otro fluido. Como referencia el valor del m³ del fluido agua salada es aproximadamente de 100 USD/ m³ *versus* 950 USD/ m³ para el fluido base aceite.

Volumenes de recortes de perforación

- El volumen de recortes descartados con fluido agua salada es levemente superior +/- 5% por arriba comparado con el OBM (163,21 m³ *versus* 154,58 m³).
- Los porcentajes de humectación de recortes de perforación con fluido agua salada fueron más elevados que los pozos del Rig 2 (57,22 % *versus* 42,08%) y son más bajos que los pozos de referencia (57,22% *versus* 65,46%).
- Los costos de tratamiento de recortes son muy inferiores con agua salada. (USD 4080 *versus* USD20.558).
- Los caliper calculados por volumen de sólidos descartados se ven muy similares (9 3/8" con agua salada *versus* 9 1/5" con OBM para el Rig 2 y 8 7/8" para los pozos de referencia).

Comentarios generales

- Se tuvo una buena curva de aprendizaje y optimización del fluido y de las píldoras de barrido y sello desde el primer pozo hasta la actualidad.
- El proceso de optimización o de mayores hallazgos o ajustes se realizó principalmente con la ejecución primer PAD.
- Con respecto a las ROP, se mejoró significativamente desde el primer pozo hasta la actualidad y esto estuvo acompañando también con el mejor funcionamiento, las mejoras y la reducción de NPT por parte del equipo de perforación.
- Se pudieron realizar maniobras libres y sin problemas, no hubo necesidad de realizar viajes adicionales

les para acondicionamiento de pozo.

- Se obtuvieron buenos tiempos de entubación.
- Se obtuvieron resultados operacionales similares al obtenido con fluido base aceite y a menor costo con la opción de fluido agua salada.
- Todavía existen puntos de mejoras y optimización con la opción de fluido agua salada, lo que permitirá reducir aún más los costos operativos para la perforación del intervalo.

Oportunidades de mejoras

- Analizar la posibilidad de realizar *Batch Drilling* con el Rig 1, de forma de reducir los costos y optimizar los recursos.
- Continuar trabajando sobre la optimización del sello de las píldoras para minimizar las filtraciones y los volúmenes perdidos.
- Mejorar el funcionamiento y/o performance de las zarandas para reducir la humectación de los recortes.
- Establecer un protocolo de recuperación del fluido (agua salada) sobrenadante de los contenedores de recortes hacia el circuito de fluidos y verificar el valor de humectación final.
- Explorar la opción de reducir la concentración de K+ libre requerido para la inhibición (reducir concentración sin afectar performance), esto permitirá reducir aún más los costos finales del servicio de fluidos.
- Desde el punto de vista ambiental, en caso de ser requerido se podría reducir la concentración de ion potasio y sustituir el cloruro de potasio por sulfato de potasio como fuente de suministro de ion potasio.

Conclusiones

En base a los resultados obtenidos con la perforación de los diez primeros pozos, se llegaron a las siguientes conclusiones:

- El fluido base agua salada es una opción técnica viable para sustituir los fluidos base aceite usados para la perforación de las secciones intermedias de los pozos del área NOC.
- Operacionalmente, se observó que con el fluido base agua salada se pueden realizar las operaciones de perforación de las secciones intermedias sin problemas operativos y sin necesidad de realizar viajes adicionales de acondicionamiento al igual que los fluidos base aceite.
- Se observó que con el fluido base agua salada se pueden conseguir ROP iguales o mejores a las ROP promedio obtenidas con fluido base aceite.
- Con el uso del fluido agua salada se obtuvo un ahorro de 97 @ 107 K USD por intermedia perforada, esto significaría un ahorro de 582-642 K USD para un PAD de seis pozos.
- Los volúmenes de recortes generados con el fluido agua salada son similares a los generados con fluido base aceite, por lo tanto se obtiene un ahorro significativo en costos de tratamiento para disposición final.
- Se obtuvo una mejora del modelo de factoría para perforar guías e intermedias con los *Spudder Rig* al usar solo fluido base agua.



LOCKWOOD

Committed to preventing energy loss.

Well Control Services ■ Servicios No Convencionales

■ Servicios Convencionales ■ H₂S Safety Services ■ Servicios para Producción

■ Servicios de Capacitación

INNOVACIÓN Lockwood elearning

☑ Las 'Cookies' deben estar habilitadas en su navegador
?

Registrarse como usuario

Escriba su mail y su contraseña para ingresar a los Cursos en los cuales ha sido inscripto.

¿Ya tienes una cuenta?



Nombre de usuario / correo elec



Contraseña

☐ Recordar nombre de usuario

Acceder

¿Olvidó su nombre de usuario o contraseña?

<http://www.lockwood.com.ar/>

Con el objetivo de ganar continuidad en la formación profesional de los equipos de trabajo, mejorar el rendimiento y su productividad, LOCKWOOD cuenta con una innovadora plataforma de E-learning.

Capacitamos a todo el personal de la industria, indistintamente desde donde esté.

- **CURSOS TÉCNICOS PARA PERFORACIÓN, TERMINACIÓN, WORKOVER Y RIGLESS**
- **CURSOS BAJO CERTIFICACION WELLSHARP DEL IADC**
- **CURSOS DE SEGURIDAD E HIGIENE**



Fortalezca su equipo a demanda. Los acompañamos armando *taylor made* cursos. Modalidad virtual y presencial (CAP-E y CAP-P). info@lockwood.com.ar

Dirección:

Av. Ing. Luis A. Huergo 2914
PIN Oeste
Q8302SJR - Neuquén
Patagonia Argentina

Oficinas:

+54-0299-4413782 / 4413785 / 4413855

Fax +54-0299-4413832

Skype: lockwood.wellcontrol

gabino@lockwood.com.ar
+54-0299-155-800459

marcos@lockwood.com.ar
+54-0299-155-803885