

APLICACIÓN EXITOSA DE FLUIDO BASE AGUA PARA PERFORAR POZO DE ALTA PRESIÓN Y ALTA TEMPERATURA EN RESERVORIO DE GAS

Moreira, Eliabe; Herrera, Renzo; Gutierrez Marcelo;– YPF S.A.

eliabe.moreira@ypf.com; marcelo.gutierrez@ypf.com; renzo.herrera@ypf.com;

Sinopsis

La perforación de un pozo exploratorio por YPF en el Yacimiento Los Perales, en la provincia de Santa Cruz, tuvo como su objetivo principal un reservorio con temperatura máxima de 183 °C, y presión que requirió la aplicación de un fluido de perforación base agua de densidad máxima de 2030 Kg/m³. El desafío principal para este proyecto, fue formular el fluido de perforación y preservar su estabilidad durante todo el transcurrir de la operación, con respecto a sus propiedades reológicas, valores de filtración, mantenimiento de la densidad, asimismo la resistencia contra posibles contaminantes.

En el presente documento se determinará la metodología utilizada para desarrollar y diseñar el fluido utilizado para perforar el tramo de 6” pulgada en este pozo. Se mostrará los ensayos de laboratorio realizados para la obtención de la formulación básica del fluido, asimismo para simular su comportamiento ante algunas situaciones operacionales. Finalmente se describirá como se ejecutó el trabajo, enfatizando las principales acciones preventivas y correctivas tomadas al aplicar el fluido con el intuito de optimizar el desempeño operacional. Los aspectos relacionados tanto a la formulación como a la ingeniería de fluido serán discutidos.

La planificación resultó de vital importancia para lograrse la aplicación de un fluido base agua tan exitosa, ante un escenario operacional tan exigente como es la perforación en altas temperaturas y altas presiones. Al realizar la perforación de la sección de 6”, no se verificó decantación de Baritina, se mantuvieron estables las propiedades reológicas y la filtración HPHT. Se alcanzó una profundidad final de 4635 m, sometiéndose el fluido a una densidad máxima de 2.03 sg y una temperatura de fondo de 183 °C. Cabe destacar que se realizaron tres carreras de perfilaje de forma normal, manteniendo una adecuada estabilidad de hueco, mostrando un diámetro de pozo nominal y homogéneo más una muy buena calidad en la adquisición de datos durante la toma de registros eléctricos. Finalmente se corrió cañería de 5” hasta el fondo del pozo.

Introducción.

La importancia de la adecuada aplicación del fluido de perforación es potencializada cuando se trata de operaciones en ambientes HPHT (High Pressure High Temperature o Alta Temperatura y Alta Presión). El fluido elegido, además de las exigencias demandadas durante la perforación de pozos convencionales, necesita cumplir con algunos otros requerimientos que son específicos del escenario HPHT. Los controles de sus propiedades físico-químicas son primordiales para el éxito operacional, aunque su mantenimiento y/o corrección se ponen más difíciles debido a las distintas características del pozo y do fluido mismo.

Para lograrse éxito en la aplicación de un fluido HPHT es necesario que se tenga una buena planificación que considere la formulación del fluido, los aspectos logísticos involucrados, los ensayos especiales, asimismo los tratamientos preventivos y correctivos.

En ese artículo vamos presentar el escenario operacional del pozo en estudio destacando los retos operacionales inherentes al proyecto. Luego será discutida la etapa de planificación del fluido de perforación, considerando la formulación, los aspectos operacionales y los ensayos de laboratorio que resultaran en la propuesta de una formulación específica. Los principales aspectos operacionales relacionados al control de las propiedades del fluido de perforación, serán comentados aun así se va a analizar el costo del fluido comparándose lo que fue planificado con el costo realizado.

En las conclusiones y recomendaciones se comentará acerca de las lecciones aprendidas, asimismo serán presentadas sugerencias con visas a la optimización cuando de operaciones en pozos similares.

Escenario Operacional

La figura que sigue muestra el diseño de cañerías planificado para la Fase del pozo en que se aplicó el fluido en estudio.

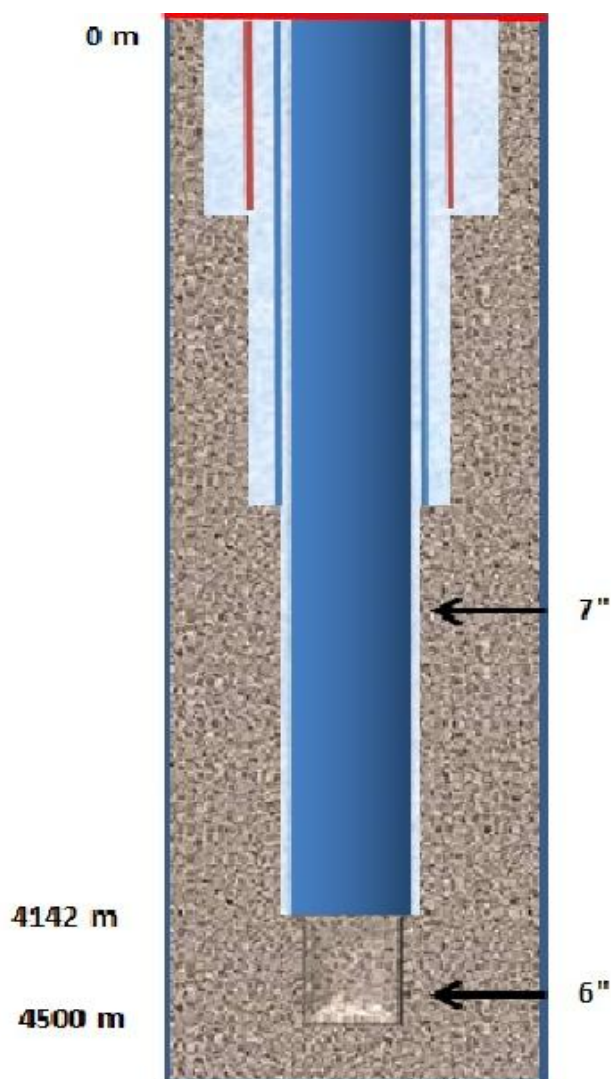


Figura 1 – Esquema de cañerías planificado

El pozo en análisis se perforó hasta 4.142 m de profundidad, se entubó con cañería de 7 pulgadas (0,1778 m) de diámetro externo y se cementó con un Tope de Cemento teórico a 2.100 m. Esta operación fue requerida debido a que durante la perforación hasta dicha profundidad, se encontró presiones de formación del orden de 11.000 psi (759 Bar), con lo cual el sistema de control de pozo se quedó fuera de rango de trabajo. Se instaló una BOP de 15.000 psi (1.035 Bar) y se reentró en el pozo para perforarlo a la profundidad deseada (4.500 m).

La tabla que sigue presenta algunos parámetros operacionales involucrados en el proyecto de reentrada del pozo.

Tema	Valores
Intervalo a ser perforado	4.142 a 4.500 m
Extensión a perforarse	358 m
Diámetro del trépano	6 Pulgadas (0,1524 m)
Diámetro externo de la cañería	5 Pulgadas (0,127 m)
Testigo de corona	18 m
Máxima presión esperada	12.250 psi (845,25 bar)
Mínima densidad de Fluido Programada	1.950 Kg/m ³
Máxima densidad de Fluido Programada	2.200 Kg/m ³
Temperatura Máxima de Fondo Esperada	180 °C (453,15 K)

Tabla 1 – Principales Retos Operacionales

Las características operacionales que vimos anteriormente influenciaron directamente en la ingeniería, propiedades y por ende en la formulación del fluido seleccionado para ejecutar exitosamente esta operación.

El fluido de perforación se trata de un componente esencial al perforarse un pozo de petróleo/gas. Esa importancia se potencializa durante la perforación de un pozo HPHT, debido a los desafíos operacionales que son inherentes al ambiente de altas presiones y temperaturas elevadas. Problemas como: degradación térmica de los productos del fluido, sedimentación de Barita, gelificación del fluido, control del filtrado HPHT, expansión térmica del fluido, deshidratación del lodo debido a la evaporación del agua, necesitan ser manejados para minimizar los riesgos operacionales, NPT (Non-Productive Time o Tiempo no Productivo), y garantizar la seguridad operacional.

Proceso utilizado para el diseño del lodo

Para formularse un lodo adecuado a la perforación del pozo se utilizó el proceso que se encuentra descrito a través de la figura que sigue.

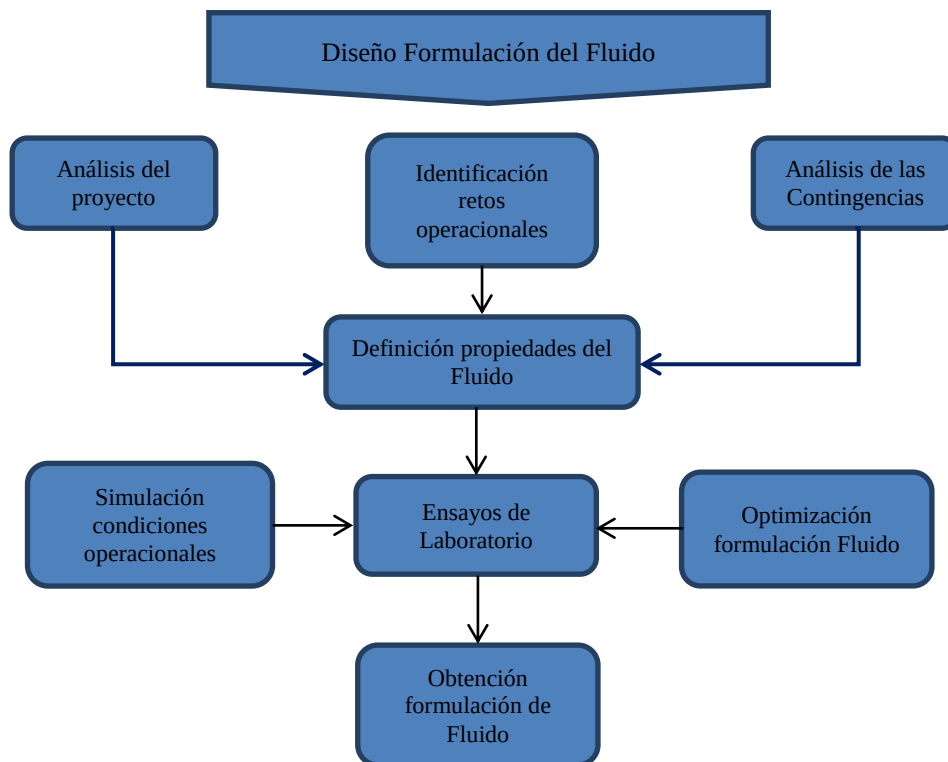


Figura 2 – Proceso utilizado para la formulación del fluido

a) Requerimientos para el diseño del fluido de perforación

La formulación de un fluido de perforación para perforar en un ambiente HPHT, demanda algunos requerimientos que no son comunes a la mayoría de los fluidos que se utiliza para las operaciones de los pozos convencionales.

Relacionamos los principales requerimientos para la formulación eficaz de un WBM (Water Base Mud o Lodo Base Agua), para perforar un pozo HPHT.

- Requerimientos ambientales para el área de aplicación del lodo
- Definición de las propiedades deseadas;
- Utilización de productos térmicamente estables a la temperatura de trabajo;
- Resistencia del lodo a las contaminaciones probables y posibles;
 - Sólidos reactivos
 - Sólidos inertes
 - Gases ácidos (H₂S y CO₂)
 - Gases inertes
 - Agua de formación
- Exposición del fluido a largos periodos de reposo bajo efecto de temperatura y presión;
- Valores reológicos suficientes para sostener grandes concentraciones de densificantes de alta densidad;
- Control de valores de geles a niveles adecuados para minimizar presión de quiebra, asimismo evitar pérdidas inducidas, e inlfujos por Swab (Pistoneo) del pozo;
- Disminuir el riesgo de pega de tubería y cañería
- Minimizar daño a la formación productora;
- Minimizar riesgos de corrosión que son potencializados por las altas temperaturas;

b) Definición de las propiedades del lodo

Para definir las propiedades del lodo se consideró los tanto los requerimientos operacionales detallados en el ítem anterior como las informaciones que siguen:

- Presión de poros;
- Presión de fractura;
- Litología involucrada;
- Tasa de perforación programada;
- Desempeño de los equipos de control de sólidos;
- Capacidad de los equipos de mezcla y circulación de lodo;

La tabla que sigue ilustra principales propiedades que fueron definidas para el diseño del fluido de perforación para perforar exitosamente el tramo en estudio.

Propiedad	Rango	Parámetro Utilizado
Densidad	1.950 – 2.100 Kg/m ³	Presión de Poros acrecido del factor de seguridad
Viscosidad Plástica	45-70 cP (0,045- 0,07 Pa.s)	Función de la concentración de sólidos
Tau ₀	>5 lbf/100ft ² (2,4 Pa)	Suficiente para sostener los sólidos
Calcio libre	0,4 - 0,6 Kg/m ³	Para precipitar CO ₂ libre
Sólidos Baja Gravedad	< 6,0 %vol./vol.	Para controlar los valores de geles
Filtrado HPHT	< 15,0 mL (0,000015 m ³)	Minimizar pega de tubería/cañería
MBT	< 15,0 Kg/m ³	Facilitar control de valores reológicos

Tabla 2 – Parámetros utilizados para definir propiedades del fluido

c) Ensayos de Laboratorio

Se realizaron diversos ensayos de laboratorio con el objetivo de obtener la mejor formulación de lodo, que pudiese atender los requisitos operacionales asimismo que presentase el menor costo por metro cúbico posible.

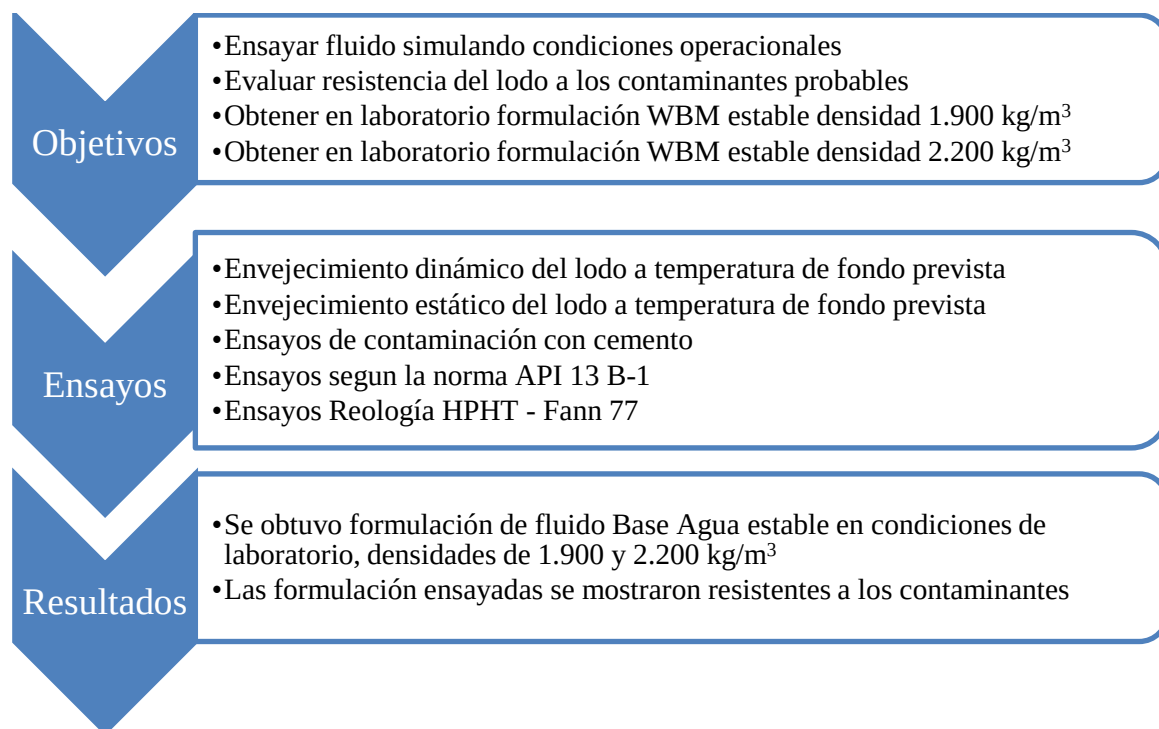


Figura 3 – Ensayos de laboratorio

d) Formulación de Fluido Propuesta

Como resultado de los ensayos de laboratorio se propuso una formulación de fluido con densidad 1.900 kg/m³ para arrancar la perforación y otra con densidad 2.200 kg/m³ que sería mantenida como Kill Mud.

Productos y Orden de Agregado		
Producto	Función	Concentración
Bentonita	Viscosificante	15,0
Soda Cáustica	Alcalinizante	4,0
Cal Hidratado	Secuestrante de CO ₂	1,0
Leonardita en polvo	Reductor filtrado HPHT	20,0
Acilamida Modificada	Reductor filtrado HPHT	4,0
Poliacrilato	Reductor filtrado	10,0
Sal de Circonio	Dispersante	10,0
Surfactante	Surfactante	8,0
Bisulfito de Amonio	Secuestrante Oxígeno	3,5
Baritina API	Material densificante	Cant. requerida

Tabla 3 – Formulación del Fluido Propuesta

Resultados operacionales

Por tratarse de un pozo exploratorio, algunos parámetros del proyecto fueron cambiados durante su ejecución debido al nivel de incertidumbre que se presenta en este tipo de perforación. En la tabla que sigue podemos comparar la diferencia entre la planificación y la ejecución de la perforación.

Parámetro	Programado	Ejecutado
Intervalo perforado	4.142 a 4.500 m	4.142 a 4.635 m
Extensión perforada	358 m	493 m
Máxima densidad de Lodo Programada	2.200 kg/m ³	2.300 kg/m ³
Temperatura Máxima de Fondo Esperada	180 °C (453,15 °F)	183 °C (454,15 °F)
Tiempo de perforación para alcanzar el fondo	47,9 días	31,31 días

Tabla 4 – Planificación y ejecución del proyecto

Aunque que se perforó 135 m más allá de lo que se había planificado el desempeño de los trépanos permitió que se perforase en menos tiempo de lo que se programó.

a) Aplicación del Fluido

Al comienzo de la perforación se preparó fluido con densidad 1.950 kg/m³ luego estuvo aproximadamente un mes agitándose en las piletas previo al comienzo de la perforación debido tiempos perdidos en el armado y pruebas de la BOP, reparaciones de equipo, etc. Se realizaron pruebas pilotos con Goma Xántica para poder incrementar la capacidad de suspensión del fluido. Dicho tratamiento, más las modificaciones que se hicieron en el equipo (se agregaron agitadores hidráulicos y mecánicos mencionado en el punto anterior) solucionaron los inconvenientes de decantación de la barita.

Se mezcló el volumen de fluido necesario para rotar el cemento y arrancar la perforación. Durante la perforación del tramo, se utilizó algunas prácticas operacionales entre las cuales destacamos las más importantes:

- Mantenimiento de un volumen útil de kill mud, correspondiente a 1,5 veces el volumen del pozo durante las operaciones;
- Mantenimiento de la concentración de Bisulfito superior a 200 mg/l (0,2 kg/m³) como prevención a la corrosión por Oxígeno;
- Mantenimiento del Calcio libre superior a 400 mg/l (0,4 kg/m³) para neutralizar el influjo de CO₂, ingresado al pozo.
- Cálculo previo de velocidad de maniobras para evitar swabeo durante los viajes en la sacada, o pérdidas cuando se bajaba la tubería;
- Corrección de la densidad medida debido a los efectos de compresión y expansión del lodo por acción tanto de presión como de temperatura;
- Reposición constante del agua al fluido de trabajo para minimizar efecto de evaporación;
- Realización de ensayos pilotos previos a todos los tratamientos de lodo;
- Ensayo semanal de reología HPHT en laboratorio, utilizándose viscosímetro Fann 77;
- Ensayo semanal de la distribución de partículas del fluido del sistema activo.

El gráfico que sigue ilustra las mediciones de la distribución de partículas realizados en varias muestras de lodo oriundas del pozo.

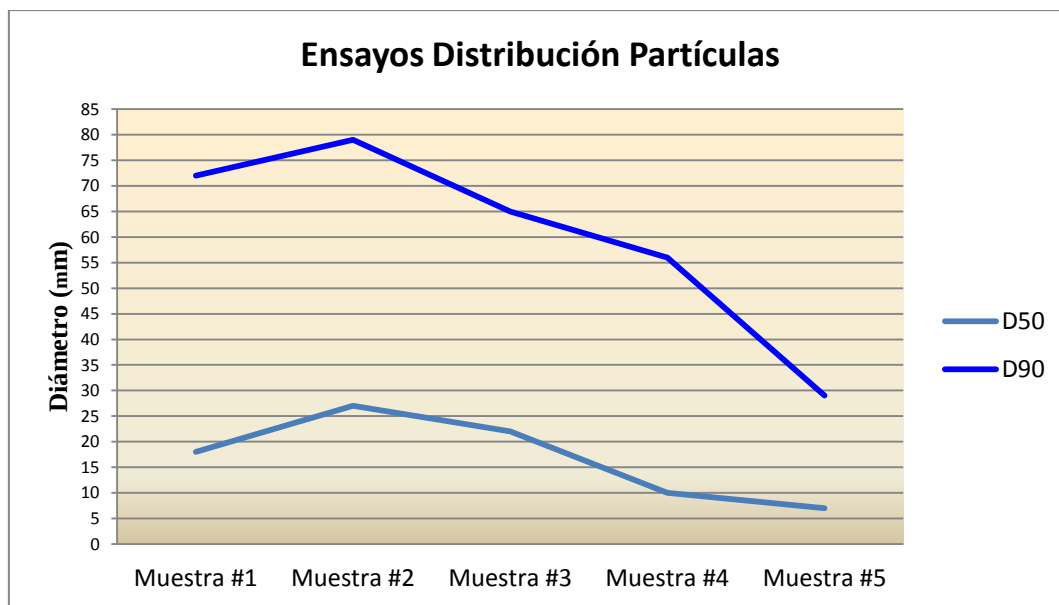


Gráfico 1 – Distribución de tamaño de partículas

b) Análisis del volumen de fluido

A través del gráfico que sigue podemos analizar el volumen de fluido utilizado en comparación con lo que se planificó para perforar el tramo final del pozo:

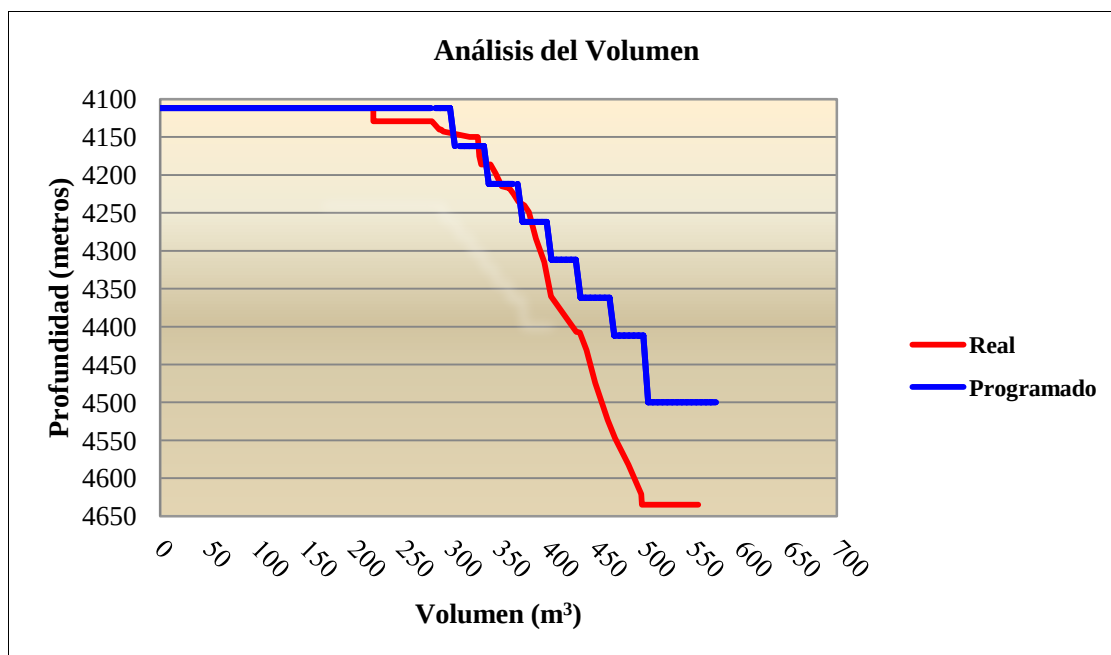


Gráfico 2 – Volumen Programado x Real

Aunque se haya perforado 135 m más allá del programado el volumen realizado fue prácticamente igual al volumen programado. Es importante destacar que la reducción en el tiempo de perforación influyó positivamente para que se alcanzase ese reto. Los fluidos HPHT mayormente los base agua son muy susceptibles al tiempo de la operación al considerarse su tratamiento y dilución.

c) Análisis de la densidad del fluido

El gráfico que sigue nos permite ver los valores de densidad que fueron aplicados durante la perforación del intervalo que estamos analizando.

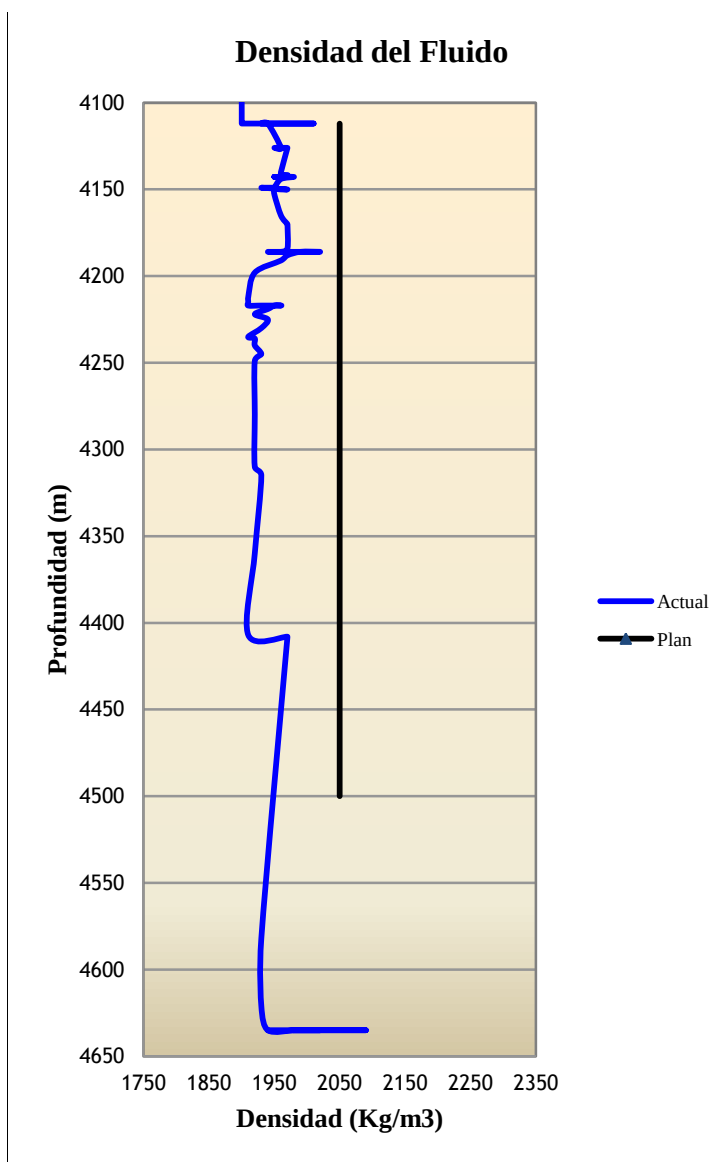


Gráfico 3 – Densidad x Profundidad

La densidad fue de 1.960 Kg/m³ hasta los 4.180 m, luego se redujo a 1.930 Kg/m³ hasta alcanzar la profundidad final. Luego de la maniobra de perfilaje se incrementó la misma a 2.060 Kg/m³. Se registró pérdida de circulación durante entubada de la cañería de 5 pulgadas (0,127 m), por lo que se decidió reducirla a 1.940 Kg/m³.

A lo largo de la perforación se trabajó con densidades que oscilaron entre 1.930 y 1.960 kg/m³. Previo a la operación de Perfilaje se incrementó la densidad a 1.980 kg/m³. Al término de dicha operación, se baja al fondo a normalizar, en ese entonces se incrementa la densidad a 2.060 kg/m³ previo a sacar desarmando herramienta para luego entubar. Las hidráulicas realizadas con dichas densidades y reologías {VP: 50 cP (0,05 Pa.s y PC: 60 lbf/100 ft² (28,8 Pa)} arrojan EMW (Equivalente Mud Weight o Densidad Equivalente de Circulación) cercanas a las de fractura.

d) Control del MBT (Methylene Blue Test o Ensayo del Azul de Metileno)

El ensayo del MBT que mide el contenido de sólidos reactivos presentes en el fluido, es esencial en los fluidos base gua de alta densidad, debido a su importancia para controlar los valores reológicos. La reología además es muy influenciada por la gran concentración de sólidos, el efecto de la temperatura y la granulometría de los sólidos. En este caso se mantuvo un valor de MBT ligeramente superior al programado considerando la densidad de fluido utilizada.

El gráfico que sigue muestra la variación del valor del MBT con la profundidad:

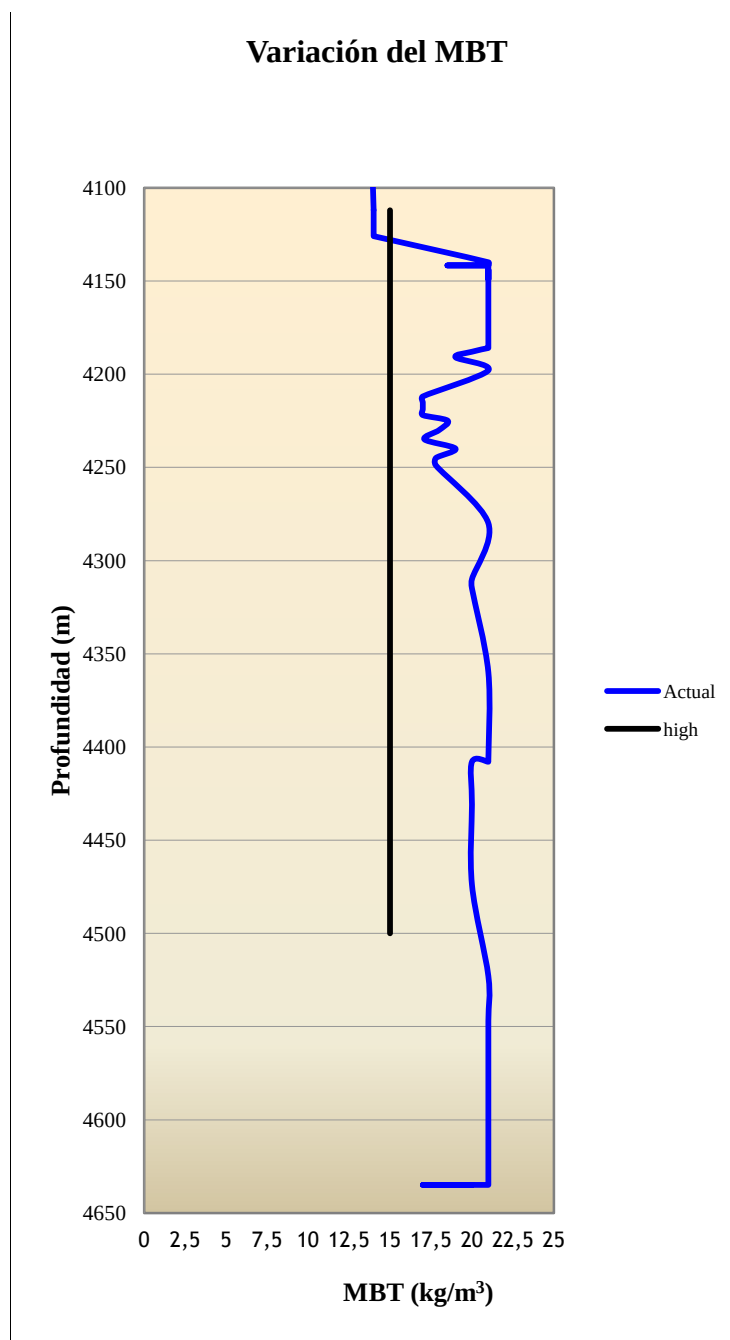


Gráfico 4 – MBT vs Profundidad

e) Análisis de las propiedades reológicas

La (VP) Viscosidad Plástica y (PF) Punto de Fluencia fueron altos al comienzo de la operación (falta de esfuerzo de corte y temperatura baja). Se redujo las concentraciones de dispersantes. En 4.215 m se comenzó con tratamientos de mantenimiento de reductor de filtrado, lo que afectó las propiedades reológicas. A partir de 4.400 m se comenzó con tratamientos para controlar la reología, afectando principalmente la Viscosidad Plástica. Una vez en la profundidad final se redujeron los valores al diluir el fluido con agua.

El gráfico que sigue nos permite ver las variaciones de las propiedades al largo del pozo.

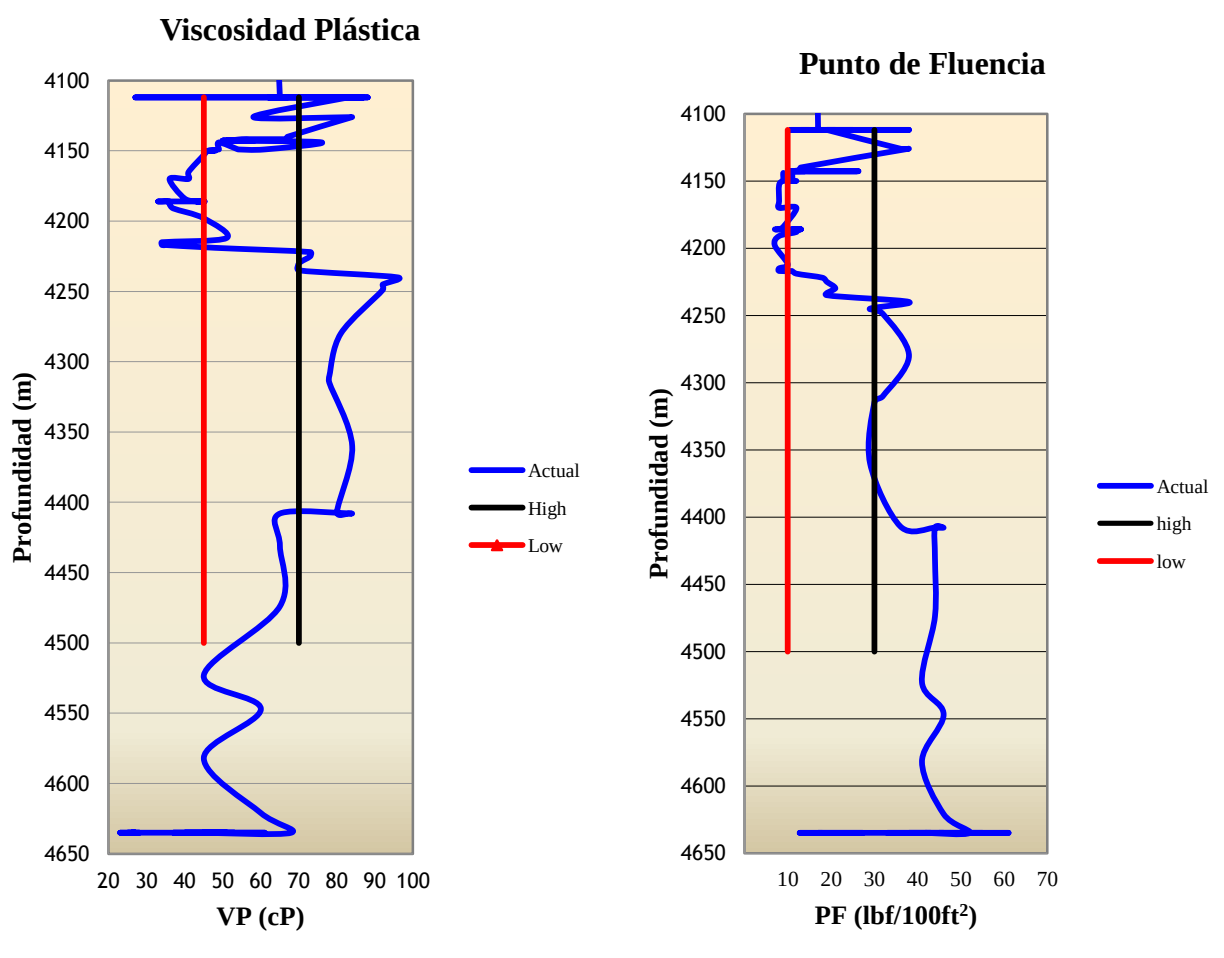


Gráfico 5 – Variación de VP y PF en función de la profundidad

Del mismo modo, los esfuerzos de gel iniciales fueron mayores a los programados a causa de la baja temperatura de circulación, bajo esfuerzo de corte requerido y también debido a la disminución en la concentración de dispersantes. Luego en 4.215 m se controlan dichos valores mediante la adición de dispersantes para alta temperatura poliméricos. Al incrementar la densidad del fluido hacia el final del intervalo, se produce un incremento de los mismos, finalmente se realiza un tratamiento hacia el final de la operación mediante la adición de agua produciendo una reducción de los esfuerzos de gel.

Durante la maniobra de entubada se rompe gelificación en los 1.500 m. En los 3.000 m se intenta circular sin éxito. Maniobra CSG con dificultad. Comienza a desentubar intentando recuperar circulación cada 500 m sin resultados positivos.

Una vez con la cañería afuera se decide bajar cañería y cada 150 m reducir la densidad con agua (1.930 kg/m^3) lo que también redujo los valores reológicos {VP: 25-30 (0,025 a 0,03 Pas.s) y PC: 15-20 (7,2 a 9,6 Pa)}. Bajo este modo se pudo entubar sin problemas según lo planeado.

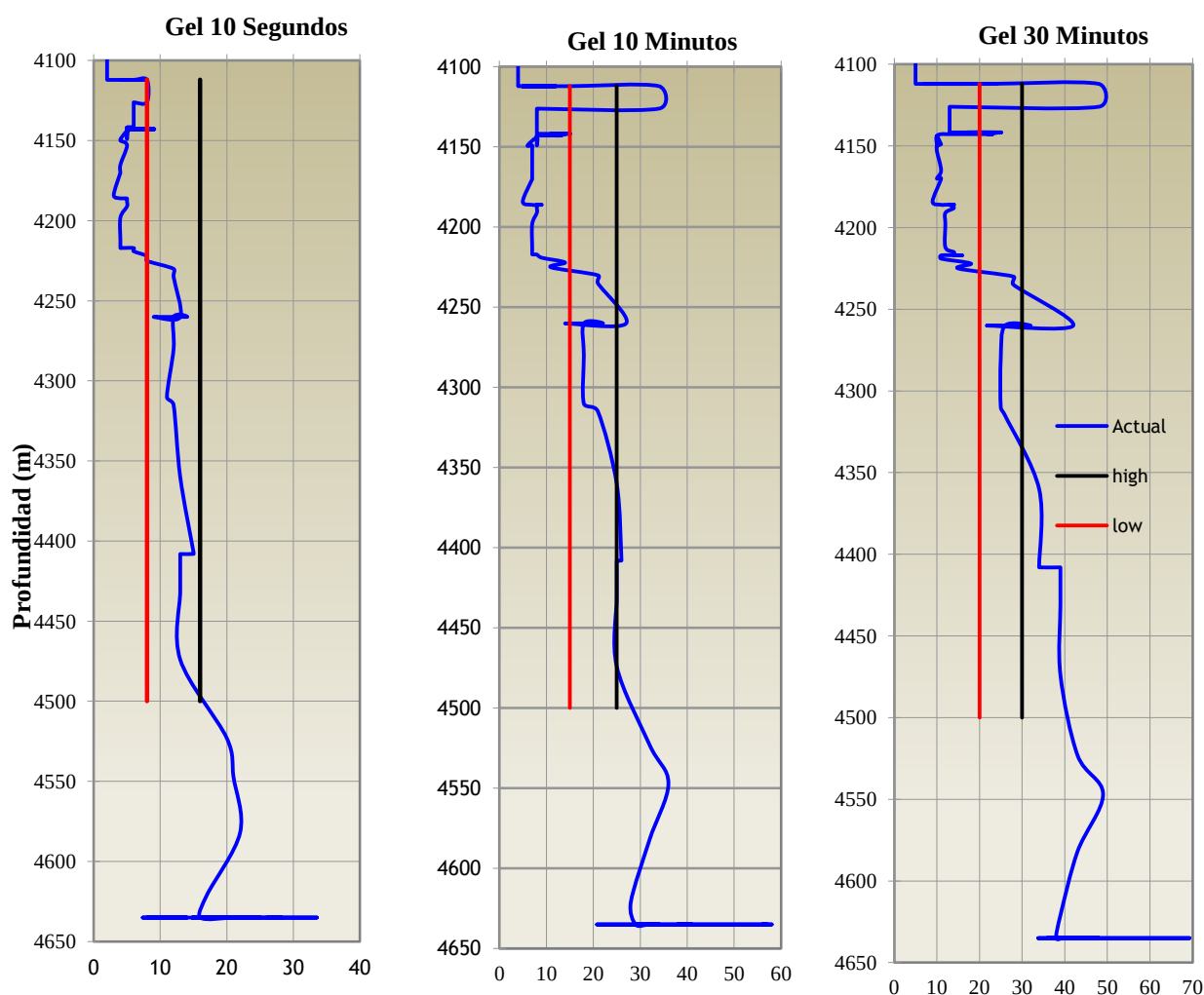


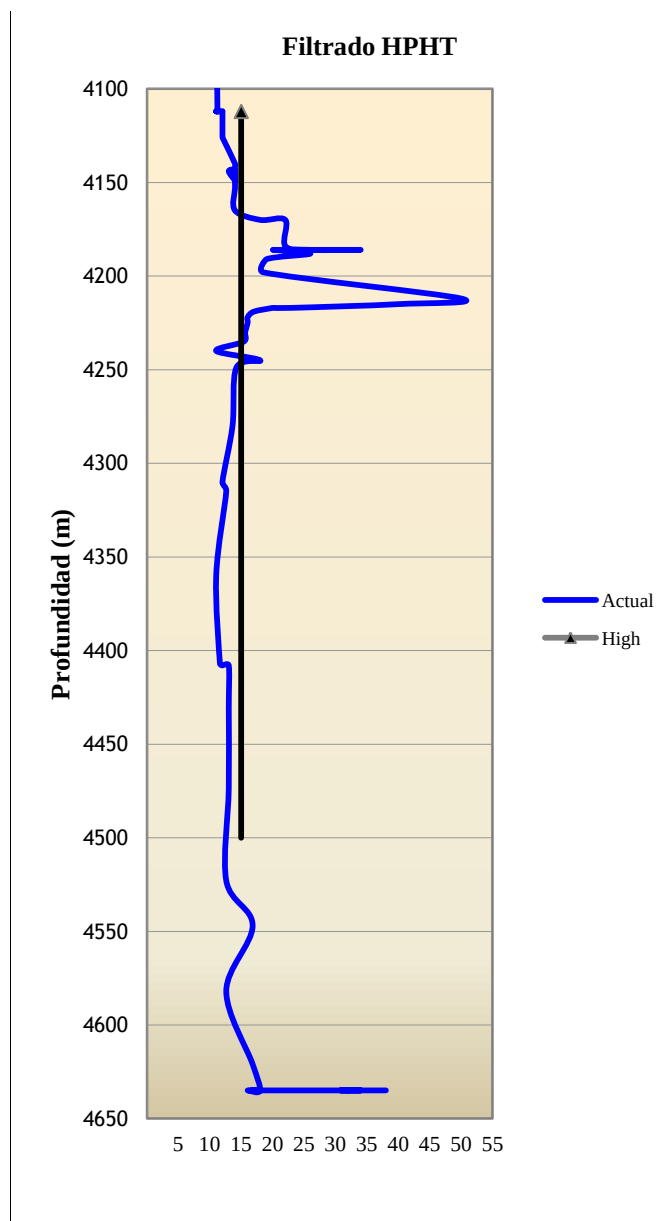
Gráfico 6 – Variación de los esfuerzos de gel con la profundidad

f) Control del Filtrado HPHT

El control de la filtración HPHT es esencial para el monitoreo de las propiedades del fluido durante las operaciones en ese escenario.

Durante la perforación se vio un filtrado HPHT controlado hasta los 4.200 m, donde se comenzó a registrar que cada 30 – 40 horas de perforación el filtrado HPHT se incrementó desde 15 mL ($0,000015 \text{ m}^3$) hasta 30 a 40 ml ($0,00003$ a $0,00004 \text{ m}^3$). Luego de varios ensayos pilotos se comenzaron a realizar “tratamientos preventivos de mantenimiento”, los cuales controlaron durante toda la operación el filtrado HPHT por debajo de 20 ml ($0,00002 \text{ m}^3$).

Durante la corrida de revestimiento, al reducir la densidad mediante la adición de agua, el filtrado HPHT se vio afectado, incrementándose hasta 30-35 ml/30 min. Este valor, fuera del rango planificado, no afectó negativamente al desarrollo de la operación.



g) Análisis del costo del lodo planificado vs realizado

Durante la perforación los tratamientos del lodo demandados para mantener sus propiedades, asimismo la eficacia operacional, resultó en que se cambiara la concentración de diversos de los productos utilizados en su formulación.

Sin embargo el costo unitario final del lodo (USD/m³) resultó inferior al que fuera programado en un 8%. La reducción se debió al menor consumo del Polímero Reductor de Filtrado y de Baritina API en relación a lo que se había programado.

La tabla que sigue compara las concentraciones planificadas y utilizadas para cada uno de los productos.

Productos y Concentraciones		
Producto	Concentración (kg o l / m ³)	
	Plan	Actual
Soda Cáustica	4	11,9
Bentonita	15	13,7
Leonardita en polvo	20	14,4
Cal Hidratada	1	8,5
Bisulfito de Amonio	3,5	5,7
Acrilamida Modificada	10	8,5
Poliacrilato	10	11,6
Sal de Circonio	10	10,4
Surfactante	8	7,5
Baritina API	1160	919,4
Silicato Sintético	0	0,52
Copolímero Acrílico	0	4,65

Tabla 5 – Concentraciones /m³ Planificado & Ejecutado

Conclusiones y Recomendaciones

- El fluido planificado se mostró adecuado para la perforación de la última fase aun cuando ocurrieron cambios en el proyecto tales como, el incremento de la profundidad final.
- La planificación del fluido tanto de la formulación como de los servicios de ingeniería, se mostró fundamental para que se lograra éxito en las operaciones.
- Las adiciones constantes de Cal Hidratada fueron esenciales para reaccionar todo CO₂ ingresado al pozo neutralizando su efecto corrosivo durante la perforación. Se recomienda mantener el Calcio libre entre 400 y 600 mg/lit (0,4 - 0,6 kg/m³).
- La mejor manera de realizar tratamientos al fluido del circuito activo fue separando parte del volumen, agregar los aditivos requeridos y luego dosificar paulatinamente sobre el circuito. De esta manera se obtenía un fluido homogéneo sin variaciones de propiedades.
- Posterior a cada viaje realizado, durante los cuales el fluido permanecía estático por prolongados períodos de tiempo, al volver al fondo con la herramienta y circular sobre fondo, se pudo comprobar en la muestra de fluido del fondo que las propiedades del fluido no se veían muy deterioradas. Demostrando así el buen desempeño de los productos que se utilizaron para preparar el fluido de perforación.
- La verificación exhaustiva y previa a las operaciones para cerciorarse que todo el equipamiento (bombas centrífugas, elementos de remoción hidráulica y mecánica, embudos de mezcla, piletas, válvulas, etc.) funcione de manera óptima, es esencial para el éxito de un pozo HPHT.
- Ya sea realizando tratamiento de mantenimiento o bien acondicionando el fluido con los valores fuera de rango, la cantidad de material utilizado era aproximadamente la misma. El beneficio de realizar el tratamiento de mantenimiento radica en que el fluido es homogéneo y que no hay que perder tiempo para el acondicionamiento del fluido.
- La definición de los parámetros o rangos de las propiedades a partir de las cuales se realizarán los “tratamientos preventivos de mantenimiento” del fluido, es fundamental para prevenir problemas operacionales. Se pudo observar que de esta manera fue fácil mantener controlados los valores reológicos y de filtrado HPHT. Las veces que no se realizó el “tratamiento de mantenimiento del fluido” se observó que los valores de filtrado HPHT, luego de 30 a 35 horas de perforación, se incrementaban drásticamente.
- Fue importante el cálculo previo de las velocidades máximas de maniobra para cada intervalo para la prevención de Surge & Swabb cuando de la realización de las mismas.
- Los ensayos de reología HPHT que se realizaron semanalmente, fueron esenciales tanto para la comprensión del comportamiento reológico del fluido en toda la extensión del pozo, como para los datos obtenidos pudiesen ser utilizados como input para las simulaciones de hidráulica durante la perforación del pozo.

Bibliografia

AIRD, P.: "HPHT Drilling Fluids". Disponible en: <<http://www.kingdomdrilling.co.uk/>>. Acceso 05 de Nov. 2012.

BLAND, R., et al.: "Fluids Considerations for Extreme HPHT Deep Gas Drilling", InDepth, Volume 11, No. 1, pp. 18-25, 2015.

SHAVADRAN A., e AMANI M.: "What Petroleum Engineers and Geoscientists Should Know About High Pressure High Temperature Wells Environment", Energy Science and Technology, Volume 4, No.2, 2012, pp. 36-60.

"High Pressure High Bottom Hole Temperature", Aberdeen Drilling Schools & Well Control Training Centre, 5 Day Course Material.

THOMAS, D. et al.: "Fluid Selection, Design and Learnings from an HP/HT Well", Rio Oil & Gas Expo and Conference, 13 a 16, de Set. 2010.

ESQUENAZI, A.: "Fluidos Para Pocos de Alta Pressao e Alta Temperatura", Curso de Formacao de Técnicos Químicos de Petroleo, Instituto Federal de Educacao, Ciencia y Tecnología Fluminense, Brasil, 2002.

FALCAO, J.L.: "Drilling in High-Temperature Areas in Brazil: A Wellbore Stability Approach", SPE LACPEP Conference, Buenos Aires, 25-18, Mar. 2001.

Eliabe Moreira Moura: Técnico Químico Industrial del Instituto Federal de Educacao, Ciencia y Tecnología Fluminense, Brasil; Licenciado en Administración de Empresas, de la Universidad Veiga de Almeida, Brasil; Post-graduado en Ingeniería de Petróleo del Instituto de Petróleo Brasileiro; MBA en Administración de Empresas de la Fundación Getulio Vargas, Brasil.

Tiene 36 años de experiencia en la industria del petróleo gas. Sus principales funciones siempre fueron relacionadas a la especialidad de Fluidos de Perforación y Workover, ejerciendo funciones de Ingeniero, Coordinador, Supervisor, Investigador y Gerente. Ha trabajado para Petrobras, Repsol, Baker Hughes y actualmente actúa como Especialista en Fluidos de Perforación y Workover en YPF S.A.

Renzo Herrera: Técnico Agrónomo de la Escuela Agropecuaria Provincial N°1, Gdor. Gregores, Santa Cruz, Argentina.

Tiene 16 años de experiencia en la industria del petróleo gas. Desempeñó la función de Técnico de Campo en la empresa Marbar y actualmente se desempeña como Especialista en Fluidos de Perforación y Workover en YPF S.A, en Santa Cruz.

Marcelo David Gutierrez: Técnico químico industrial y en petróleo de la escuela E.T.I.E.C (Escuela Técnica Industrial Emilio Civit), Maipú, Mendoza, Argentina.

Tiene 12 años de experiencia en la industria del petróleo-gas, sus principales funciones en la industria fueron la de especialista en fluidos de perforación- workover con MI-Swaco y Company Man en YPF S.A. y TOTAL AUSTRAL. Actualmente se desempeña como Especialista en Fluidos de perforación y workover en YPF S.A. Regional Mendoza.