

Estabilización Química y Mecánica de la Lutita Orteguaza del Campo Tiputini en la Cuenca Oriente

Almeida, David¹

¹PETROAMAZONAS EP, Gerencia de Perforación, Quito, Ecuador

Resumen: En la perforación de pozos de petróleo, uno de los mayores problemas a nivel mundial se presenta al tratar de mantener la estabilidad del hoyo cuando se atraviesa formaciones de lutita. En el campo Tiputini de la Cuenca Oriente se observaron problemas con la lutita de Orteguaza que no se había experimentado en otros campos de la misma Cuenca.

Pruebas de laboratorio fueron realizadas a las muestras tomadas de los primeros pozos, para determinar si la inestabilidad de esta lutita era de origen mecánico, químico, o una mezcla de ambas. Los estudios arrojaron que la lutita de esta formación, en este campo, y en esta plataforma, presenta micro fracturas, las mismas que debieron ser selladas para estabilizarla, al perforarla con fluidos base agua.

Palabras clave: lutita, Orteguaza, estabilización, micro fractura.

Mechanical and Chemical Stabilization of Orteguaza Shale at Tiputini Field on the Oriente Basin

Abstract: One of the biggest problems encountered when drilling oil wells, is how to keep shale stabilization when drilled with water based muds. Problems that had not been observed before, while drilling the Orteguaza formation at the Oriente Basin, were experienced while drilling this formation at Tiputini Field.

Laboratory tests were performed on samples taken from the first wells drilled, in order to determine if the instability origin of this shale, when exposed to water based mud, is mechanical, chemical, or both. Studies determined that the Orteguaza formation Shale at this Field, and at this pad, is micro fractured. These fractures had to be sealed in order to be able to drill this rock safely, with water based muds.

Keywords: shale, Orteguaza, stabilization, micro fracture.

1. INTRODUCCIÓN

En la perforación de pozos de petróleo, uno de los mayores problemas a nivel mundial se presenta al tratar de mantener la estabilidad del hoyo cuando se atraviesa una formación de lutita.

Los pozos perforados en la cuenca Oriente no son la excepción. En la mayoría de la cuenca, los problemas de inestabilidad se presentan principalmente en las lutitas de la formación Napo. Sin embargo, al este de la cuenca, en el área Tiputini, se presentan problemas de inestabilidad con mayor impacto en la lutita de Orteguaza.

Desde el inicio de la campaña de perforación en la plataforma Tiputini C, con la perforación del pozo exploratorio TPTC-002, se evidenció inestabilidad en la lutita de Orteguaza. Esta lutita es somera (aproximadamente de 800 m de profundidad vertical), si se compara con las profundidades a las que se encuentra en el centro de la cuenca (alrededor de 1500 m de profundidad vertical).

En la perforación de los siguientes pozos de la plataforma Tiputini C, la lutita de Orteguaza mostró un comportamiento inusual en la cuenca Oriente. Grandes pedazos de lutita recubierta por cortes de arcillolita, fueron recuperados en las zarandas al perforarse con un fluido a base de agua.

Los problemas se agravaron conforme la inclinación de los pozos aumentaba, generando atrapamiento de la sarta y empaquetamiento durante la perforación, y en especial en los viajes de salida del ensamblaje de fondo.

La perforación a través de formaciones lutíticas puede resultar en una variedad de problemas que van desde hoyos apretados o lavados, hasta el completo colapso del hoyo. Este problema se agrava en pozos de alta inclinación (Tan, C., et al, 2002), como los que se perforan en el área Tiputini.

Las razones para la inestabilidad de la lutita son mecánicas y químicas. Los problemas mecánicos incluyen flujo plástico o deformación de lutitas suaves, fractura y deshojamiento a lo largo de planos en lutitas duras, colapso de lutitas fracturadas en hoyos desviados, estallido de lutitas en zonas sobrepresurizadas. Los problemas químicos incluyen hidratación, dispersión, y solución (Nesbitt, L., et al, 1985).

david_almeida@petroamazonas.gob.ec

Recibido: 04/07/2017

Aceptado: 23/10/2017

Publicado: 31/10/2017

Tratando de entender la inestabilidad de estas formaciones, se han realizado estudios para determinar las formas predominantes de transporte de agua en las lutitas; encontrando que el mecanismo dominante es el flujo originado por diferencial de presión (entre la cara del pozo y la presión de poro), por encima de la difusión o de la ósmosis (Ballard, T., et al, 1994). Por ello, se han propuesto soluciones que permitan prevenir la propagación de presión a través de los poros de la lutita, con aditivos en el fluido de perforación (Carminati, S., et al, 2000).

Por otro lado, particular atención debe prestarse a las arcillas, que son los componentes de este tipo de rocas más influenciados por iones. Los minerales arcillosos en lutitas, a veces no son adecuadamente tratados con productos químicos y generan inestabilidad por su expansión o hinchamiento en presencia de agua (Carman, P., et al, 2010).

En este caso particular, diferentes pruebas debieron llevarse adelante con muestras recuperadas de los pozos para determinar soluciones definitivas al problema de inestabilidad.

Soluciones aplicadas en otras partes del mundo, como la utilización de fluidos de perforación a base de aceite, no son consideradas en Ecuador por cuestiones ambientales. Por tanto, debió encontrarse soluciones químicas y mecánicas para ser empleadas con fluidos a base de agua.

Este artículo muestra los estudios que se realizaron para caracterizar adecuadamente la lutita de Ortegua de la Plataforma Tiputini C, desde el punto de vista de su estabilidad en perforación, y las soluciones planteadas para eliminar los problemas observados en los primeros pozos.

2. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

La campaña de perforación en Tiputini inició con la perforación del pozo vertical exploratorio TPTC-002, y continuó con pozos de desarrollo buscando alcanzar en el tiempo los puntos más distantes de la estructura.

La Figura 1 muestra la selección de los objetivos durante la campaña de perforación, mapeados al tope de la arenisca M1, que es el objetivo geológico en este campo.

Como se puede observar, conforme avanzaba la campaña, al distanciarse más los objetivos, se tenía la necesidad de realizar pozos de mayor inclinación y tangentes largas, situación perfecta para complicar la perforación en presencia de formaciones inestables, como es el caso de la lutita encontrada en la formación Ortegua.

Por ello, desde el inicio se buscó caracterizar adecuadamente las formaciones que presentaban potencial de desestabilización, y en las que se observaban problemas durante la perforación.

Los pozos de esta plataforma, se ubican al oeste de una falla regional, que atraviesa de norte a sur el campo.

Durante la perforación del pozo vertical TPTC-002, se observó en superficie retornos de roca lutita desprendida, proveniente de la formación Ortegua. Esto generó una primera alerta, pues en la Cuenca no era común observar estos desprendimientos en esta formación.

Por otro lado, mientras se perforaron los pozos direccionales TPTC-003 y TPTC-004 (baja inclinación) no se observaron

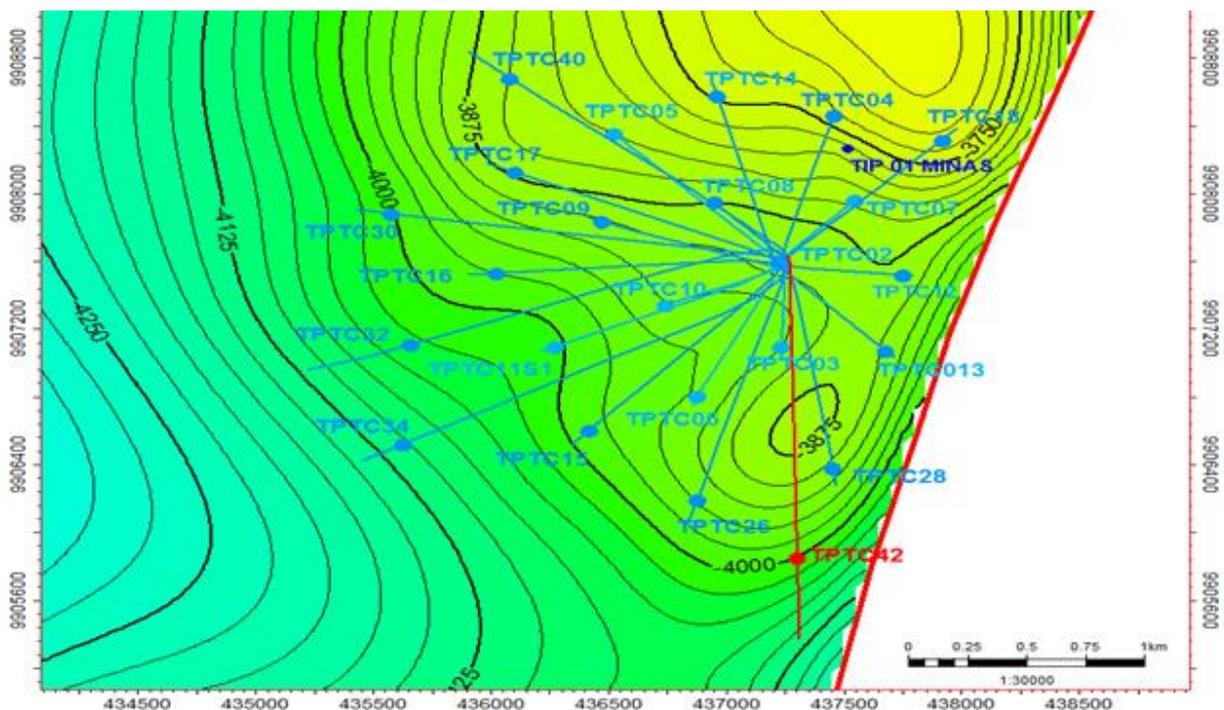


Figura 1. Ubicación de los pozos de la plataforma Tiputini C en el mapa estructural al tope de la Arenisca M1

retornos similares, aunque los viajes de tubería presentaron problemas de arrastre en Orteguaza. Sin embargo, durante la perforación TPTC-005 y TPTC-006 (de mayor inclinación), se experimentaron problemas en los viajes de tubería, empaquetamientos de la sarta de perforación, y retornos a superficie de grandes bloques de lutita, recubiertos de cortes plásticos de arcillolita de formaciones más someras. La formulación del fluido de perforación utilizado se muestra en la Tabla 1 a continuación.

Tabla 1. Formulación del fluido de perforación.

Nombre Genérico del Producto	Función	Concentración (kg/m ³)
Barita	Densificante	256,50
Gilsonita + Glycol (líquido)	Inhibidor de lutita	5,13
Gilsonita (polvo)	Inhibidor de lutita	3,56
Surfactante orgánico	Surfactante	2,28
Almidón Látex	Sellador de lutita	3,71
Carbonato de calcio 100*	Puenteante	19,95
Carbonato de calcio 30**	Puenteante	19,95
Soda Cáustica	Control de pH	0,51
Amina cuaternaria	Inhibidor de arcilla	11,40
Sulfato de Potasio	Inhibidor de arcilla	5,00
Celulosa polianiónica	Control de filtrado	2,57
Poliacrilamida	Encapsulador	4,28
Lignosulfonato	Dispersante	2,85
Triazina	Biocida	0,80

*Carbonato de calcio de tamaño de partícula d₅₀ < 73.85 μm

**Carbonato de calcio de tamaño de partícula d₅₀ < 144.6 μm

Era evidente para ese momento que el fluido base agua que se estaba utilizando para la perforación de esa zona, y que no difería mucho del fluido usado en el resto de la Cuenca Oriente para las mismas formaciones, no brindaba estabilidad a esta lutita.

Por lo tanto, el problema planteado fue, caracterizar la lutita de Orteguaza, investigar las causas de su inestabilidad y buscar una solución química o mecánica que permitiera perforarla con un fluido base agua sin inconveniente.

En la siguiente sección se expone la metodología seguida para la realización de ese estudio y el establecimiento de las posibles soluciones.

3. METODOLOGÍA

Entendido el problema, fue necesario realizar varios análisis para caracterizar la lutita de Orteguaza.

Partiendo del hecho de que cada formación lutítica en los diferentes campos de una misma Cuenca, tienen variaciones en cuanto a su litología, composición y distribución mineralógica; y que estas deben ser evaluadas para determinar aplicaciones estándar en los campos (Carman, P.,

et al, 2010), se tomaron las muestras disponibles y se realizaron algunos estudios que permitieron determinar las causas del comportamiento observado en los primeros pozos perforados.

A continuación se detalla las pruebas realizadas y los resultados obtenidos.

3.1. Sometimiento de las muestras a contacto con agua.

Una muestra tomada del pozo TPTC-005 fue expuesta al agua para analizar su comportamiento. Un registro fotográfico se llevó adelante para ver la forma en que reaccionaba a este contacto. La Figura 2 muestra la secuencia de fotografías tomadas en un lapso total de cinco minutos de exposición.

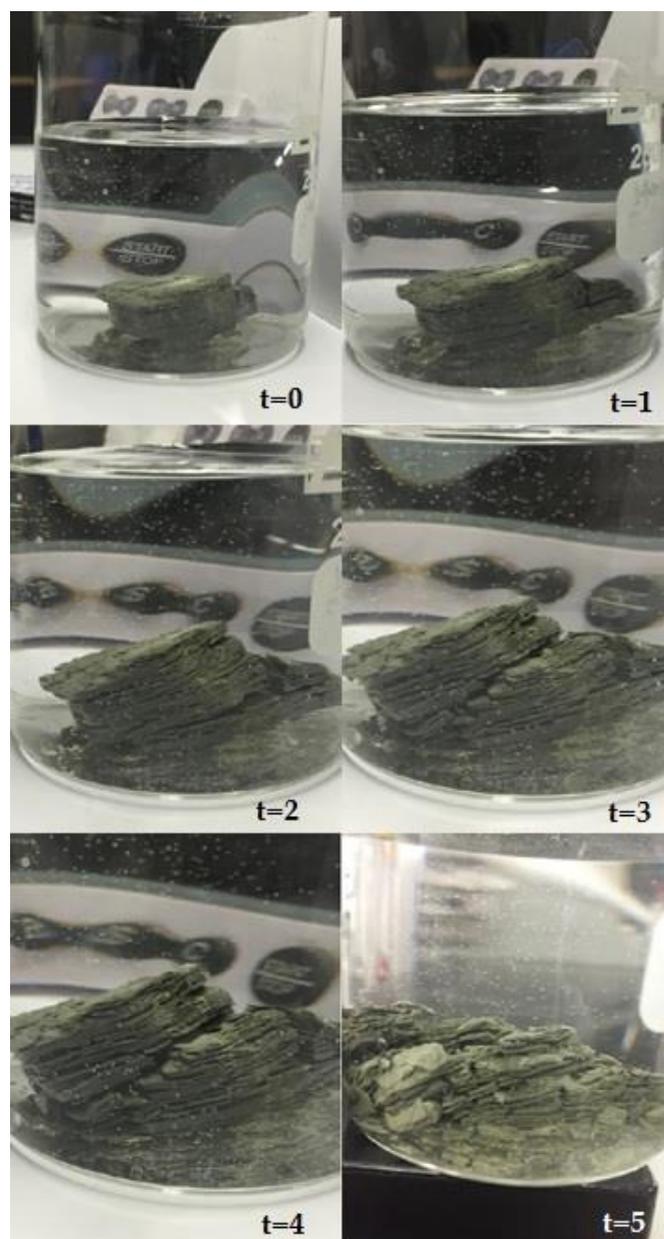


Figura 2. Evidencia fotográfica de la reacción de la lutita de Orteguaza al ser expuesta al agua.

Como se puede observar, en un lapso muy corto de tiempo de exposición al agua, la muestra tiende a separarse en láminas, y finalmente derrumbarse por efecto de la gravedad.

3.2. Observaciones mediante microscopio electrónico.

Buscando explicar la reacción observada en la exposición al agua, se realizaron observaciones simples bajo el microscopio electrónico, encontrando presencia de micro fracturas en los cuerpos analizados. El objeto de este análisis no fue determinar el tamaño de las micro fracturas, sino su simple presencia.

Una vez encontradas las micro fracturas, se sometieron las muestras de lutita a fluido de perforación elaborado en el laboratorio, con la misma formulación indicada en la Tabla 1, excepto que se incrementó la concentración de carbonato de calcio a 28.5 kg/m^3 de Carbonato de Calcio 100 y 28.5 kg/m^3 de Carbonato de Calcio 30. Las muestras fueron sumergidas en este fluido por 30 minutos y sometidas a agitación.

Esas mismas muestras fueron luego sometidas a observación del microscopio electrónico, encontrando que los espacios abiertos por las micro fracturas, fueron llenados por partículas de carbonato de calcio.

La Figura 3, muestra la presencia de micro fracturas previo a sumergir las muestras en el fluido de perforación, y luego de haber sido expuestas a este.

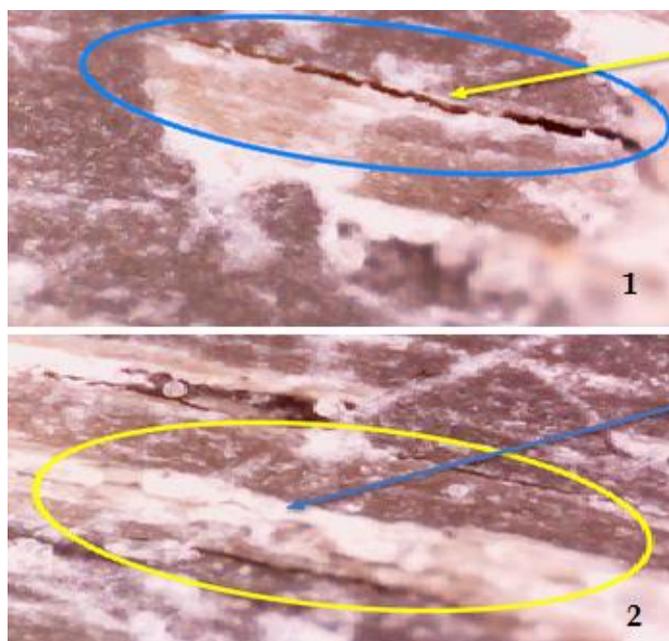


Figura 3. Evidencia fotográfica de la presencia de micro fracturas en la lutita de Orteguzaza (1); y del sello efectivo de las mismas con partículas de carbonato de calcio (2).

3.3. Pruebas de hinchamiento lineal.

Una muestra del pozo TPTC-005 fue sometida a una prueba de intercambio catiónico (conocida como prueba de azul de

metileno, o *MBT* por sus siglas en inglés) según la práctica API R 13. Mediante esta prueba simple, se buscó determinar la capacidad de absorción que tendría la lutita en presencia de agua.

Los resultados mostraron un poco común valor de *MBT* de $185,25 \text{ kg/m}^3$ (65 lb/bbl), cuando el valor esperado para esta formación era de alrededor de 57 kg/m^3 (20 lb/bbl).

Para corroborar lo encontrado con esta prueba simple, la muestra de lutita del pozo TPTC-005 fue finalmente expuesta a pruebas de medición de hinchamiento lineal. Para ello, se fabricaron dos pastillas de lutita, moliendo la roca y tamizándola a través de una malla #200. Diez gramos de lutita molida y tamizada fueron seleccionados para cada pastilla y colocada en una celda de compactación, aplicando 68 947 KPa (10 000 psi) de presión durante 30 minutos.

Ambas pastillas fueron colocadas en un equipo para medir el hinchamiento, sumergidas en diferentes fluidos. La primera fue sometida a agua pura, la segunda fue sometida a fluido de perforación según la formulación indicada en la Tabla 1.

El porcentaje de hinchamiento de cada pastilla en contacto con el respectivo fluido fue registrado en la gráfica que se muestra en la Figura 4.

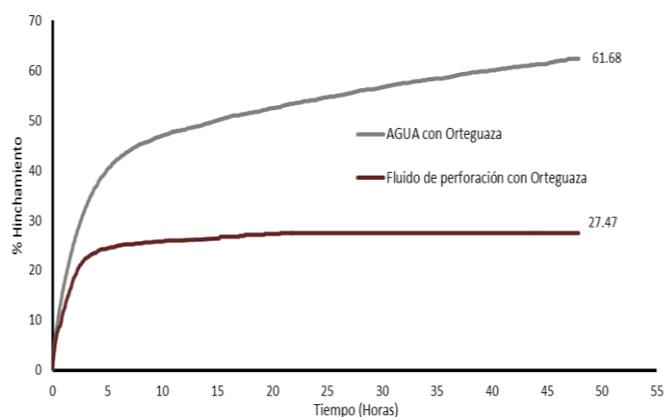


Figura 4. Curva de hinchamiento lineal para la muestra expuesta a agua pura y a fluido de perforación.

Como se puede observar, en presencia de agua la muestra tiende a hincharse significativamente y no logra estabilización aún después de 48 horas.

Por el contrario, la muestra en presencia de fluido de perforación logra estabilización a partir de la hora 20, y el porcentaje de hinchamiento se mantiene controlado por debajo del 30%.

3.4. Análisis de difracción de rayos X.

Buscando entender el comportamiento de la lutita de Orteguzaza, se realizaron análisis de difracción de rayos X para caracterizar su mineralogía. Para ello, se usaron

muestras obtenidas de los pozos TPTC-005 y TPTC-006. Los resultados se exponen a continuación en la Tabla 2.

Tabla 2. Composición mineralógica de la lutita de Orteguaza.

Mineral	% en muestra TPTC-005	% en muestra TPTC-006
Cuarzo	30	46
Muscovite	11	10
Grupo plagioclasa	5	2
Clinocloro	15	12
Caolinita	36	28
Illita	3	2

4. DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS DE LABORATORIO

De las pruebas realizadas, se puede observar un comportamiento peculiar de la lutita de Orteguaza en este Campo.

El análisis de difracción de rayos X muestra un contenido de entre 42% y 54% de arcilla tipo caolinita, clorita (clinocloro) e illita. Estas arcillas, a diferencia de las esmectitas, por lo general son poco hinchables en presencia de agua (Pozo, M., 2008). Con solo esta prueba, era de suponer que no habría reacción significativa frente al agua. Sin embargo, cuando se sumergió la muestra en agua fresca, la fuerte y rápida reacción, contradice esta suposición.

Las observaciones bajo el microscopio electrónico mostraron la presencia de micro fracturas en las muestras, lo que puede deberse a la actividad y esfuerzos a los que están sometidas estas rocas sedimentarias, por la cercanía con la falla regional ubicada al límite Este del campo.

Las micro fracturas permiten el ingreso de agua a la roca, entre las láminas típicas de una lutita. Esto, sumado al efecto de la presión hidrostática y la presión adicional por efecto de la circulación, calculadas para mantenerse por encima de las presiones estimadas de poro de la formación, causa un efecto mecánico en la roca que hace que las láminas se separen, derrumbándose.

Por otro lado, las pruebas de medición de la capacidad de intercambio catiónico (*MBT*), como la prueba de hinchamiento lineal, mostraron una fuerte reactividad de los minerales componentes de la lutita al contacto con agua, a pesar de que, por lo general, estos minerales son poco susceptibles a hinchamiento en contacto con este fluido.

El efecto del hinchamiento agrava la situación de inestabilidad, cuando el agua penetra entre las láminas de la roca por la presencia de micro fracturas, lo que genera una presión adicional desde adentro y un efecto de estallido en la

roca. Esto explica el comportamiento observado al sumergir la muestra de roca en agua.

Las micro fracturas fueron adecuadamente selladas mediante la circulación de una cantidad mayor de carbonato de calcio, adicional a la presente en el fluido de perforación (28.5 kg/m³ de Carbonato de Calcio 100 y 28.5 kg/m³ de Carbonato de Calcio 30). Así mismo, el inhibidor de arcilla presente en el fluido de perforación, demostró controlar bastante bien el hinchamiento en la prueba realizada, demostrando así que la inestabilidad es causada por los minerales de arcilla que forman la lutita.

Todo lo expuesto permitió pensar que al implementar una estrategia de “puenteo” de las micro fracturas, y manteniendo la concentración de inhibidor de arcilla, se podría controlar la desestabilización. Esto fue aplicado y se buscó corroborar en pruebas de campo.

5. MODIFICACIONES APLICADAS Y RESULTADOS DE CAMPO

Con la interpretación de los resultados de las pruebas realizadas, se implementaron cambios para la perforación de la formación Orteguaza a partir del pozo TPTC-007.

La formulación del fluido se mantuvo como inicialmente estaba planteada, sin embargo, se planificó el bombeo, en cada parada perforada de píldoras sellantes con una concentración de 28.5 kg/m³ de Carbonato de Calcio 100 y 28.5 kg/m³ de Carbonato de Calcio 30, con la finalidad de sellar las micro fracturas.

Para los pozos en que se perforaba en la misma sección, la arcillolita del Terceario Indiferenciado y la lutita de la formación Orteguaza, la primera formación se perforó con un fluido nativo disperso, sin presencia de inhibidor. Esto obligó al cambio por el fluido armado, con la formulación indicada en la Tabla 1, previo al ingreso a Orteguaza; realizando una estación de circulación 60 m antes del tope tentativo de esta formación para cumplir con este cambio.

El fluido nativo es básicamente una mezcla de agua y densificante (barita), sin mayores aditivos. Por lo que mucho cuidado debió establecerse para evitar el contacto de éste con la lutita.

La situación a evitar descrita ocurrió en el pozo TPTC-032, donde la diferencia entre el tope formacional estimado de Orteguaza, y el tope real encontrado fue muy grande. El tope real se encontró más arriba de la prognosis alrededor de 77 m, por lo que se perforó cerca de 17 m de lutita con fluido nativo disperso.

Éste fue el único pozo en el que se evidenció, nuevamente, inestabilidad de lutita, debido precisamente a la perforación con agua, sin inhibidor y sin puenteo de las micro fracturas. Esta inestabilidad ocasionó un atrapamiento de la sarta de perforación y un connato de pega por empaquetamiento.

La Tabla 3 muestra los pozos perforados después del establecimiento de la estrategia para estabilizar la lutita.

Tabla 3. Número de pozos perforados con la estrategia de estabilización que presentaron y no presentaron inestabilidad en la formación Ortegua.

Número de pozos	Presencia de inestabilidad en Ortegua
19	NO
1	SI*

*Pozo TPTC-032

6. CONCLUSIONES

El método utilizado para caracterizar la lutita de Ortegua, desde el punto de vista de las necesidades de la perforación, permitió encontrar formas de mitigar el problema de inestabilidad observado, al ser perforada con fluido a base de agua.

De las pruebas realizadas, se puede concluir que la principal característica que ocasiona la inestabilidad de la lutita de la formación Ortegua en la plataforma Tiputini C, es la presencia de micro fracturas en la roca, que permiten el ingreso de agua desde el fluido de perforación hasta los espacios entre sus láminas, y que se agrava con el hinchamiento de los minerales de arcilla que forman parte de la lutita.

El problema de inestabilidad se solventó por tanto por medios mecánicos, al sellar las micro fracturas con carbonato de calcio, y por medios químicos, manteniendo la concentración de inhibidores para reducir el hinchamiento intra-laminar, evitando el efecto de estallido.

La efectividad de la solución encontrada se evidenció el momento en que, al perforarse inadvertidamente la roca con fluido nativo, se observaron nuevamente los mismos problemas de inestabilidad de los primeros pozos perforados en esta plataforma.

AGRADECIMIENTOS

El autor agradece a PETROAMAZONAS EP, por brindar las facilidades para la realización de este estudio y la publicación de sus resultados. En especial agradece a su Gerente Coordinador de Operaciones, Ing. Darío Cuenca, y Gerente de Perforación, Ing. Freddy Ramírez.

REFERENCIAS

- Ballard, T. J., Beare, S. P., & Lawless, T. A. (1994, June 1). Fundamentals of Shale Stabilisation: Water Transport Through Shales. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/24974-PA
- Carman, P. S., & Lant, K. S. (2010, January 1). Making the Case for Shale Clay Stabilization. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/139030-MS
- Carminati, S., Del Gaudio, L., & Brignoli, M. (2000, January 1). Shale Stabilisation by Pressure Propagation Prevention. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/63053-MS

Nesbitt, L. E., King, G. P., & Thurber, N. E. (1985, January 1). Shale Stabilization Principles. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/14248-MS

Pozo, M. & Carretero, M. I., (2008), Mineralogía Aplicada, Madrid, España: Paraninfo.

Tan, C. P., Wu, B., Mody, F. K., & Tare, U. A. (2002, January 1). Development and Laboratory Verification of High Membrane Efficiency Water-Based Drilling Fluids with Oil-Based Drilling Fluid-Like Performance in Shale Stabilization. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/78159-MS



David Almeida. Ingeniero en Petróleos y graduado del Programa de Maestría en Gestión para la Exploración y Producción de Petróleo de la Escuela Politécnica Nacional. Se desempeñó como ingeniero de campo en trabajos de perforación direccional y horizontal en la compañía Halliburton, como Ingeniero de Perforación y Jefe de Perforación en la empresa Petroamazonas EP. Actualmente continúa en funciones como Líder de Proyecto de la Perforación en Tiputini - Bloque 43.