



JIFI2018
JORNADAS DE INVESTIGACIÓN
ENCUENTRO ACADÉMICO INDUSTRIAL
FACULTAD DE INGENIERÍA UCV

ESTUDIO DEL FENÓMENO DE ACRECIÓN EN LA FPOHC: Caso de estudio pozo CDM0254

Genaro Bolívar¹; Manuel Mas¹ y Ramón Colina¹

¹ Gerencia Investigación Estratégica en producción, PDVSA Intevep;
[*bolivarg@pdvsa.com](mailto:bolivarg@pdvsa.com)

RESUMEN

La explotación de la Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez (FPOHC), específicamente la perforación del pozo CDM0254, en el distrito Morichal de la división Carabobo, corresponde a la perforación de un pozo en yacimientos de crudo pesado, con elevado riesgo en el incremento de los valores de torque, adherencia de la tubería y pérdidas del “BottomHole Assembly” (BHA) en algunos casos. La descripción de algunos eventos operacionales son atribuidos al fenómeno de “acreción” y la problemática es motivo de estudio por parte de la Pericia De Fluidos de Perforación, Terminación y Rehabilitación de Pozos (FPTR) en INTEVEP S.A. Dicho fenómeno se define como el crecimiento de un cuerpo por agregación de cuerpos menores y la interpretación de los reportes obtenidos para el pozo **CDM0254**, permitieron inferir posibles mecanismos de acción que condujeron a la solución del problema. Finalmente, un estudio comparativo acerca de la efectividad de cuatro solventes empleados por el área operacional para mitigar la acreción a fondo de pozo determinó que, el uso del disolvente “2BE” como “solvente mutual” contribuyó hasta en un 95,35% (cuando es empleado en conjunto con un agente tensoactivo). Además, se identificaron solventes orgánicos obtenidos a partir ácidos grasos libres o esteres de ácidos grasos que en combinación con esteres di carboxílicos incrementaron la eficiencia del disolvente.

Palabras Clave: *acreción, torque, ácidos grasos y esters di carboxílico*

ABSTRACT

The accretion is often used to describe the growth of a body by the aggregation of smaller bodies. This phenomenon was studied in the well CDM0254 from the Hugo Chavez Orinoco Oil Belt; through a detailed analysis of the reports made during the well drilling. The results showed that certain mechanisms during the drilling could lead to the possible solution of this problem. Finally, a comparative study about the effectiveness of the different solvents used in the operational area to mitigate accretion determined that, the use of a "mutual solvent" contributes to the thorough detergency up to 95.35% (when used in conjunction with a surfactant agent); however, the reduction of the torque was achieved when a lubricating agent was used but depends of the chemical structure because free fatty acids can generate lubricity, however, dicarboxylic esters of fatty acids show a greater effectiveness.

Keywords: *Accretion, torque, lubricity agent and fat acids*

INTRODUCCIÓN

La explotación de la Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez (FPOHC) por parte de Petróleos de Venezuela PDVSA, ha sugerido en los últimos años un significativo reto tecnológico para la corporación y una oportunidad para la generación de nuevos desarrollos en INTEVEP S.A. En tal sentido, en años recientes las estadísticas reportadas por PDVSA acerca del incremento de los tiempos no productivos a nivel de subsuelo (Non Productive Time “NPT” por sus siglas en ingles) muestran un incremento significativo y son atribuibles a una serie de problemáticas

SECRETARÍA DE LAS JORNADAS.

Coordinación de Investigación .Edif. Física Aplicada. Piso 2. Facultad de Ingeniería.
Universidad Central de Venezuela. Ciudad Universitaria de Caracas. 1053
Telf.: +58 212-605 1644 | <http://www.ing.ucv.ve>

generadas por eventos asociados a la mecánica de perforación principalmente durante la perforación de pozos de crudo pesado y extrapesado en el occidente del país. Es por ello que, sustentados en un gran número de trabajos científicos [1 - 4] desarrollados para casos similares a nivel mundial se pretende identificar las causas; así como, las posibles soluciones a este problemática en el país.

En este trabajo, se estudió de forma detallada la documentación técnica reportada durante la perforación del pozo CDMA0254, perteneciente al distrito Morichal de la división Carabobo, en la Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez (FPOHC). Con el objetivo de identificar la problemática en el hoyo productor 8 ½ del pozo CDM0254 e inferir posibles mecanismos de acción que condujeron a la solución del problema.

METODOLOGÍA

2.1 Identificación de parámetros operacionales que permitan precisar el fenómeno de acreción en el pozo CDM0254 de la FPOHC.

Durante la primera fase del estudio (Fase I) se procedió a recabar la siguiente información para el pozo CDM0254:

Documentación técnica reportada en el área operacional:

- Estudio Geomecánico
- Programa de perforación
- Informe posterior a perforación (Post Morten)
- Reporte diario de operaciones
- Reporte parámetro de perforación (Slide Sheet)
- Reporte parámetro de perforación (Master Log)
- Reporte Direccional (Registro Survey)
- Reporte diario de fluidos de perforación (Recap)

Identificación del problema:

- Análisis e interpretación de la documentación técnica para lograr identificar el problema

Posibles Soluciones:

- En función a casos similares ocurridos a nivel mundial y reportados en documentos científicos, se estimada establecer parámetros de comparación que permitan encontrar posibles soluciones a la problemática.

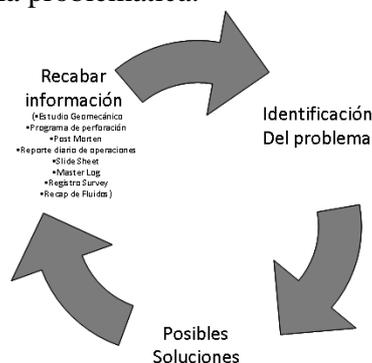


Figura 1. Esquema de trabajo para la fase I del estudio

SECRETARÍA DE LAS JORNADAS.

Coordinación de Investigación .Edif. Física Aplicada. Piso 2. Facultad de Ingeniería.
 Universidad Central de Venezuela. Ciudad Universitaria de Caracas. 1053
 Telf.: +58 212-605 1644 | <http://www.ing.ucv.ve>

2.2 Posibles mecanismos de inhibición presentes durante la acreción en el pozo CDM0254

En trabajos desarrollados por Deng Z. et al (2015) [5] para el estudio de arenas bituminosas y crudo pesado en Canadá, se hace mención a una serie de “mecanismos” que suelen emplearse para mitigar este tipo de eventos operacionales, estos son:

Mecanismo 01 (uso de surfactantes): Mediante el uso de agentes tensoactivos incorporados en el seno del fluido de perforación, se busca emulsionar el crudo residual durante la perforación y transportarlo a la superficie. El uso de este tipo de mecanismo impacta significativamente en las propiedades reológicas del fluido; así como, en el tiempo de vida del mismo.

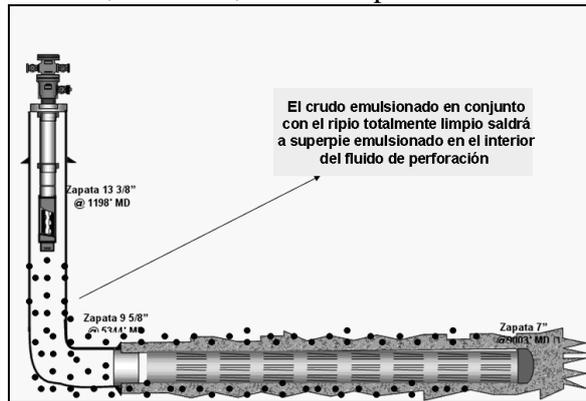


Figura 2. Ilustración del mecanismo de acción por medio del uso de agentes emulsificantes.

Mecanismo 02 (cambio de mojabilidad): Este mecanismo consiste en reducir la afinidad de las herramientas de perforación por el “bitumen” o crudo pesado, haciendo menos adhesivo al crudo a la superficie metálica mediante el uso de sales de aminas cuaternarias, entre otros aditivos químicos.

Mecanismo 03 (agentes encapsulantes o “estabilizadores de bitumen”): El encapsulamiento de los ripios por medio de aditivos poliméricos o “estabilizadores de bitumen” que permiten mitigar el acrecentamiento de los ripios y reducir con ello la adherencia de los sólidos a la superficie del metal, facilitando la salida de los sólidos hacia la superficie generando una mayor limpieza del hoyo.

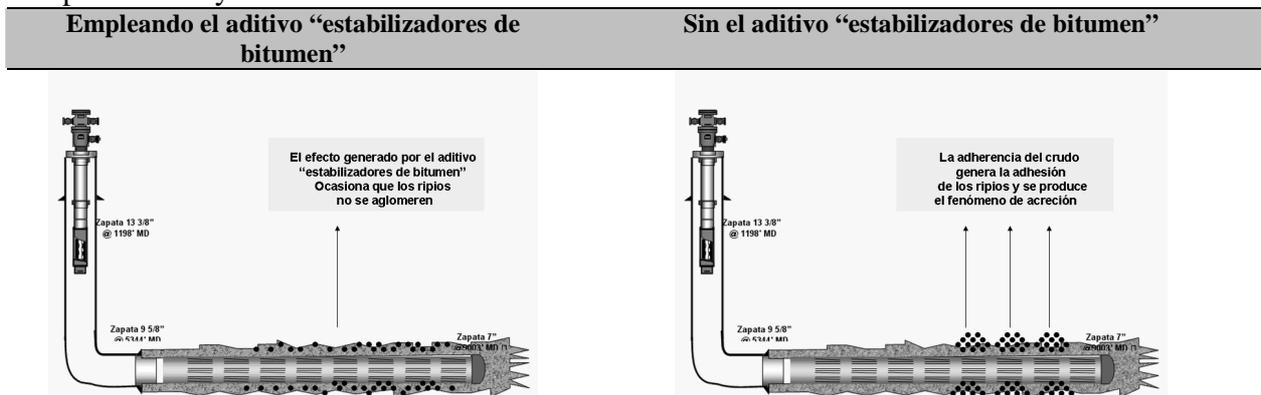


Figura 3. Ilustración del posible funcionamiento a fondo de pozo del aditivo “estabilizadores de bitumen”

Por otra parte, Pérez, G. et al (2005), supone que la relevancia para atacar este tipo de fenómenos se encuentra en mantener un bajo nivel de toque durante la perforación y para ello establece dos escenarios muy simples y estos son:

- 1)Crudo con bajo contenido de sólido
- 2)Crudo con alto contenido de sólido

El segundo escenario propuesto por Pérez, G. et al (2005), es el considerado a lo largo de este trabajo y plantea un mecanismo de acción muy similar al tipo 01.

Finalmente, un esquema de la metodología empleada en esta fase del estudio se ilustra a continuación (Ver Figura 4):

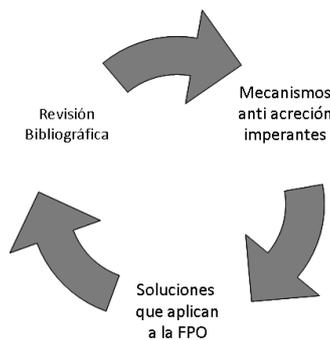


Figura 4. Esquema de trabajo para la fase II del estudio

2.3 Estudio comparativo del fenómeno de acreción según resultados obtenidos a escala de laboratorio y soluciones adoptadas por el área operacional.

Con la finalidad de comprender el fenómeno de acreción, se procedió a realizar ensayos a escala de laboratorio para la remoción de crudo en cupones de sarta de perforación y en arenas de formación, con la finalidad de evaluar la efectividad de cuatro tipos de disolventes orgánicos (Gas oil, Vassa, 2BE y ácidos grasos), empleados de forma rutinaria en el área operacional (Figura 3). Además, se identificó la composición química de una familia de agentes “estabilizadores de bitumen” con el objetivo de evaluar sus propiedades.

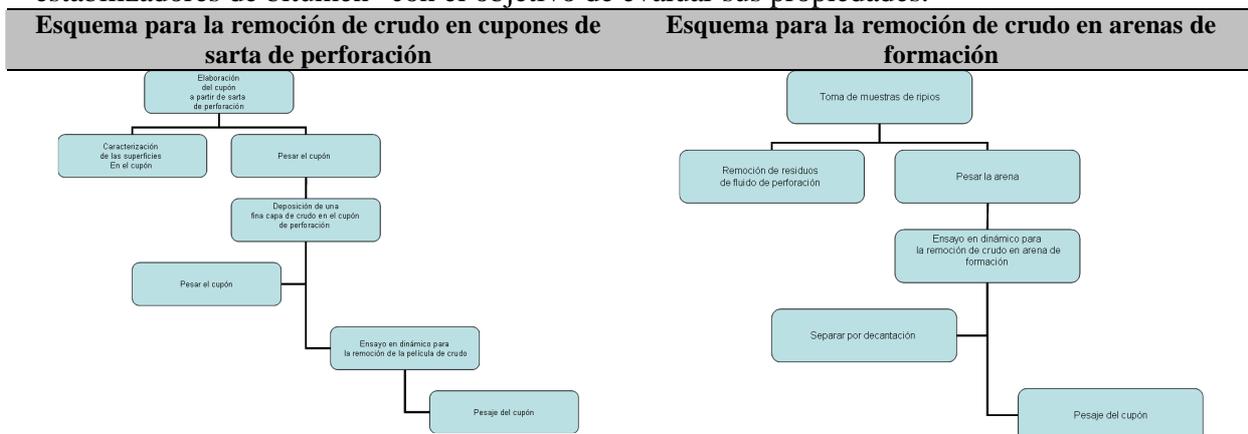


Figura 5. Esquema para la remoción de crudo en cupones de sarta de perforación y arenas de formación por parte de diluyentes empleados en el área operacional.

SECRETARÍA DE LAS JORNADAS.

Coordinación de Investigación .Edif. Física Aplicada. Piso 2. Facultad de Ingeniería.
 Universidad Central de Venezuela. Ciudad Universitaria de Caracas. 1053
 Telf.: +58 212-605 1644 | <http://www.ing.ucv.ve>

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1 Identificación de parámetros operacionales que permitan precisar el fenómeno de acreción en el pozo CDM0254 de la FPOHC.

Según la descripción del reporte diario de perforación y el análisis del informe posterior a la perforación “Post Morten”, el evento operacional sucedió a una profundidad de 7.700 pies (2.347 m) y se identificó mediante un incremento del torque desde 10-12 KlbsF hasta 18-19 KlbsF (Figura 5). Una vez ocurrido el evento operacional se procedió incrementar la concentración de la fase oleosa en un 12% en el fluido final, resultando insuficiente para solventar la problemática.

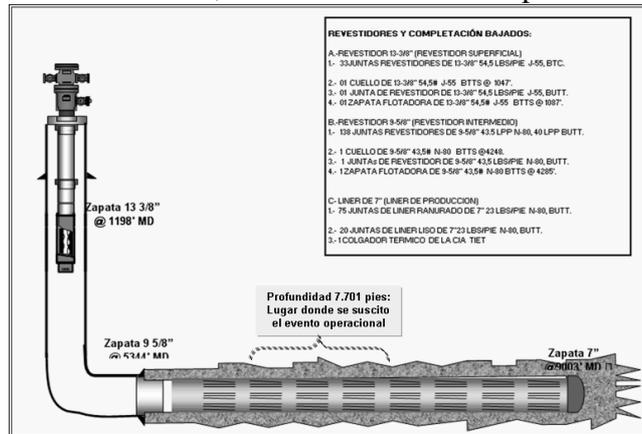


Figura 6. Diseño mecánico propuesto en el plan de perforación para el hoyo CDM0254

Posteriormente, se formuló un volumen fijo del fluido de perforación, contentivo de una concentración conocida de ácidos grasos libres de origen natural (TOFA) y un agente alcalinizante (MEA), disperso en una fase oleosa. Finalmente, se logró liberar el atascamiento y avanzar en la perforación luego de permanecer por tres días atascado a una profundidad de aproximadamente 7.701 pies (2.347 m).

3.2 Posibles mecanismos de inhibición presentes durante la acreción en el pozo CDM0254

El uso de solventes constituye una práctica de rutina empleada por el área operacional para afrontar este tipo de problemática y es visto como una alternativa para reducir la densidad del fluido de perforación que, permita alivianar la columna hidrostática y liberar el posible atascamiento.

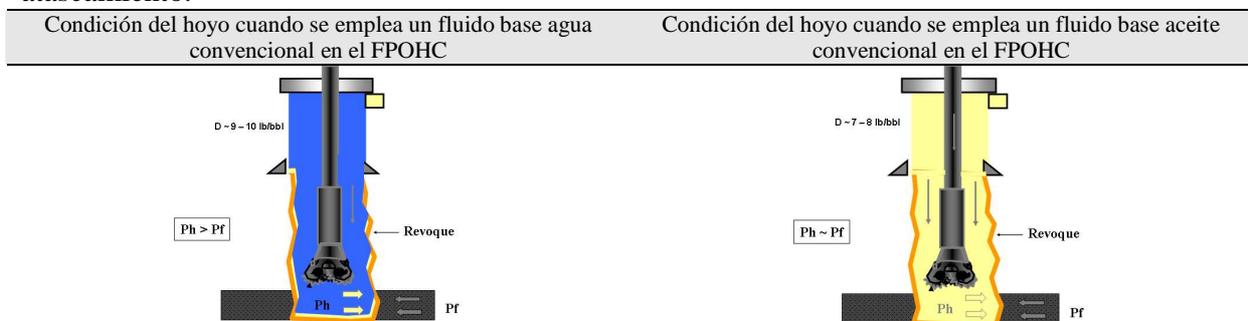


Figura 7. Ilustración del alivio de la columna hidrostática por reducción de la densidad en el fluido de perforación.

SECRETARÍA DE LAS JORNADAS.

Coordinación de Investigación .Edif. Física Aplicada. Piso 2. Facultad de Ingeniería.
 Universidad Central de Venezuela. Ciudad Universitaria de Caracas. 1053
 Telf.: +58 212-605 1644 | <http://www.ing.ucv.ve>

Sin embargo, el procedimiento fue infructuoso debido a que el evento operacional no corresponde a una pega diferencial y el uso de determinados solventes reduce la efectividad de la limpieza del hoyo a fondo de pozo (precipitación de asfáltanos). Es por ello que, en el siguiente estudio se plantea evaluar la remoción de crudo en cupones de sarta de perforación y arenas de formación para cuantificar las potencialidades de una serie de disolventes orgánicos empleados en el área operacional e inferir sus posibles mecanismos de acción (Figura 8).

En el gráfico de la Figura 8, se muestran los resultados obtenidos para la remoción de crudo en cupones de sarta de perforación; así como, en arenas de formación. Los resultados sugieren que, la efectividad en la remoción de crudo se logró empleando “2BE” un “solvente mutual” que, permitió la repartición del crudo en ambas fases (acuosa/oleosa) del fluido de perforación, facilitando el transporte del crudo adherido; sin embargo, dependiendo de la superficie a la cual este adherido, se afectará significativamente la capacidad de remoción por parte del solvente (Figura 8). Además, en trabajos desarrollados por [Sócrates, A. et al \(2010\)](#) [6] se demuestra que la adsorción de los asfáltenos sobre superficies de sílice tiende a sufrir un “reacomodo” de las moléculas en función del tiempo, incrementándose las fuerzas de interacción del crudo con la arena haciendo que la remoción sea más difícil y generándose la aglomeración de los ripios que posteriormente ocasionarán problemas en los equipo de control de sólido.

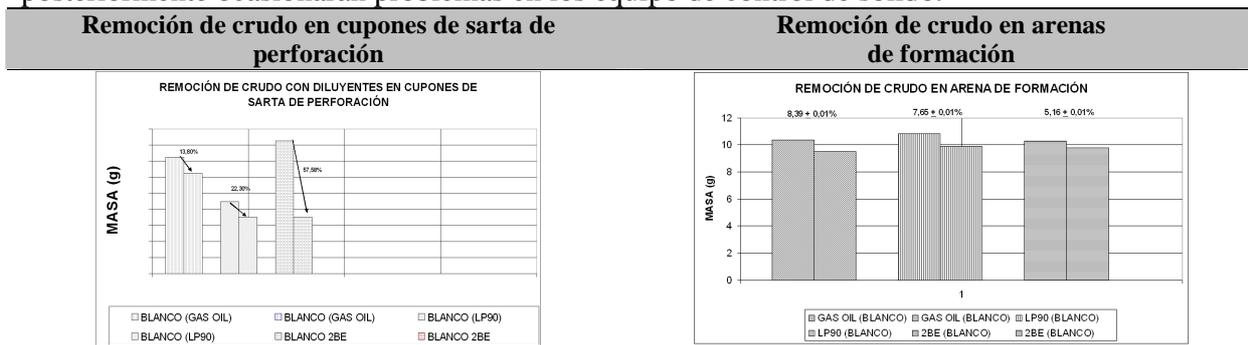


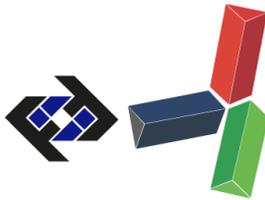
Figura 8. Ensayos de remoción de crudo en cupones de sarta de perforación y arenas de formación por parte de diluyentes empleados en el área operacional.

Por otra parte, el tipo de solvente afecta significativamente la estabilidad de los asfáltenos a fondo de pozo; es por ello que, el solvente “2BE” es propuesto como una de las mejores alternativas para el uso de solventes como mecanismo inicial de de inhibición de acreción en la FPOHC.

Además, se evaluaron los eventos sucedidos en el pozo CDM0254 con la finalidad de inferir posibles mecanismos a partir de los trabajos desarrollados por [Deng Z. et al \(2015\)](#). Los resultados del gráfico de la Figura 9 establecen un estudio comparativo entre un sistema formulado a base de agente tensoactivo/diluyentes (barras en azul) y un segundo sistema formulado a base de un agente “estabilizadores de bitumen” (barras en rojo), evidenciándose que, la remoción de crudo dependerá significativamente de la superficie a la cual se encuentre adherido y el sistema surfactante/diluyente constituye una excelente combinación para la remoción de crudo; tal y como, fue demostrado durante el evento operacional del pozo CDM0254.

SECRETARÍA DE LAS JORNADAS.

Coordinación de Investigación .Edif. Física Aplicada. Piso 2. Facultad de Ingeniería.
 Universidad Central de Venezuela. Ciudad Universitaria de Caracas. 1053
 Telf.: +58 212-605 1644 | <http://www.ing.ucv.ve>



Finalmente, como parte de este trabajo se realizó una contribución a las buenas practicas operacionales producto de las experiencias adquiridas en el pozo CDM0254, obteniéndose que el incremento en los valores de torque supone uno de los principales parámetros operacionales de suma importancia que pudiera ser visualizado por el operador para identificar este tipo de problemática. En tal sentido, la acción inmediata seria el uso combinado de una agente “estabilizadores de bitumen”/diluyente para posteriormente “inyectar” (de ser necesario) un “bache” contentivo de surfactante/diluyente, con la finalidad de mejorar la limpieza del hoyo. Los resultados obtenidos hasta hora nos permiten inferir que, según los mecanismo propuestos por Deng Z. et al (2015) y la secuencia de eventos operacionales identificados en el pozo CDM0254 podemos sugerir que el uso de agentes encapsulantes o “estabilizadores de bitumen”, en conjunto con un “solvente mutual” podría contribuir significativamente a mitigar el fenómeno de acreción a través de un mecanismo del tipo 03.

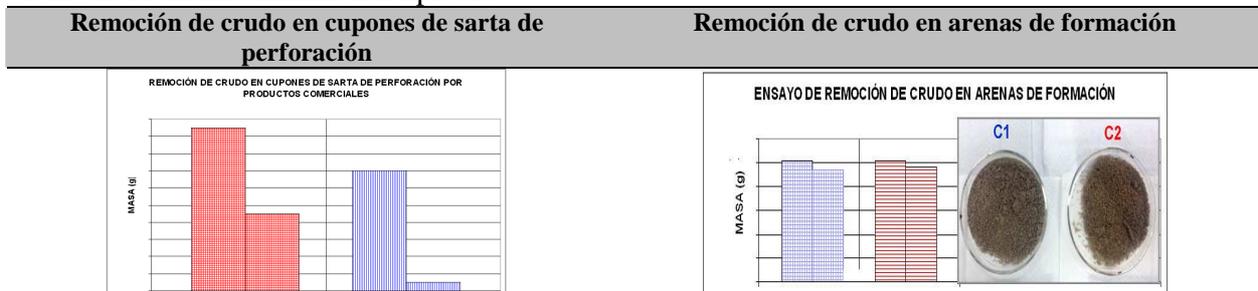


Figura 9. Ensayos comparativos para la remoción de crudo en cupones de sarta de perforación y arenas de formación por parte de un sistema **surfactante/diluyente** (Azul) y **agente reductor de torque/diluyente** (Rojo).

CONCLUSIONES

Se logró identificar, mediante un incremento desde 10-12 KlbsF hasta 18-19 KlbsF del torque, un evento operacional asociado muy posiblemente al fenómeno de acreción en el pozo CDM0254, perteneciente al distrito Morichal, de la división Carabobo, en la Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez (FPOHC) para el hoyo final de 8 ½ a una profundidad de 7.700 pies (2.347 m). Además, la recopilación de documentación técnica ha permitido concluir que, dependiendo del tipo de diluyente a emplear durante en fenómeno de acreción se podrá afectar significativamente la estabilidad de los asfáltenos a fondo de pozo. Es por ello que, el solvente “2BE” un “solvente mutual” es propuesto como una de las mejores alternativas para el uso de diluyentes, en comparación a otros solventes empleados en el área operacional. Finalmente, se concluye que el mecanismo tipo 03 contribuye a mitigar el fenómeno de acreción y corresponde al uso combinado de agentes encapsulantes o “estabilizadores de bitumen” con un disolvente orgánico.

REFERENCIAS

- [1] Shadi W. Hasan, Mamdouh T. Ghannam,*, Nabil Esmail Heavy crude oil viscosity reduction and rheology for pipeline transportation Fuel 89 (2010) 1095–1100
- [2] B.K. Warren and L.V. Baltóiu, Q'Max Solutions; R.G. Dyck, Remedy Energy Services Development and Field Results of a Unique Drilling Fluid Designed for Heavy Oil Sands Drilling SPE/IADC 92462
- [3] G.P. Perez Development of a Chemicals treatment for the Management of Wellbore tar adhesion SPE/PS-CIM/CHOA 97721
- [4] Philip W. Livanec and Greg P. Perez Wellbore bitumen treatment: Mitigation of the adhesive properties of oil sands during drilling operations – Development and field trial SPE 157836
- [5] Zhao Deng, Philip W. Livanec and Jay P. Deville Novel water – based fluids for oil sands drilling SPE 174420-MS
- [6] Sócrates Acevedo, María Ranaudo, Coromoto García, Jimmy Castillo b, Alberto Fernández b, Manuel Caetano b, Sonia Goncalvez Importance of asphaltene aggregation in solution in determining the adsorption of this sample on mineral Surfaces Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects 166 (2000) 145–152

SECRETARÍA DE LAS JORNADAS.

Coordinación de Investigación .Edif. Física Aplicada. Piso 2. Facultad de Ingeniería.
 Universidad Central de Venezuela. Ciudad Universitaria de Caracas. 1053
 Telf.: +58 212-605 1644 | <http://www.ing.ucv.ve>