

Efecto de la implementación del método de levantamiento artificial por gas sobre la composición del crudo del campo El Furrial.

Sofía Guevara¹, Miguel Parra¹, Víctor Malavé¹, Luis Castillo Campos², Indira Márquez².

Petróleos de Venezuela S.A (PDVSA)¹

Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas, Campus Los Guaritos, Laboratorio de Procesamiento de Hidrocarburos, Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas².

sofiguevara259@gmail.com

Resumen. En esta investigación se buscó determinar el efecto de la implementación progresiva del Método de Levantamiento Artificial por Gas sobre el crudo proveniente del Campo El Furrial, Área Este. Para ello se recopilaron, en una fase inicial, los antecedentes del comportamiento de las fracciones orgánicas del crudo a la entrada y salida del Sistema de Deshidratación, ubicado en la Estación Principal de Jusepín 2. Dicha información fue suministrada por el Centro de Análisis Jusepín, siguiendo la metodología del análisis S.A.R.A. Seguidamente, se realizó un nuevo análisis para constatar las condiciones actuales de dichas fracciones y con ello corroborar la variación que han sufrido con respecto al tiempo. Por último, se calculó el índice de inestabilidad coloidal de los asfaltenos, a fin de identificar el grado de estabilidad de los mismos y el impacto que ha tenido este método sobre dicha estabilidad. De los resultados obtenidos, se concluyó que existe una variación en el contenido de las fracciones orgánicas del crudo y que esta condición produjo un desequilibrio en las relaciones inherentes que éstas poseen entre sí, además, el índice de inestabilidad coloidal de los asfaltenos reflejó un aumento significativo, modificando el grado de criticidad de precipitación de estos agentes coloidales. De acuerdo a las pruebas y análisis comparativos, se comprobó que, el Método de Levantamiento Artificial por Gas, ha coadyuvado en gran medida a la alteración de estas relaciones, como resultado de la composición del gas que se inyecta a nivel de pozos en el Campo El Furrial Este.

Palabras Clave: análisis S.A.R.A., asfaltenos, fracciones orgánicas, inestabilidad coloidal.

1 introducción

La vida útil de los yacimientos petrolíferos es limitada, su constante producción conlleva inevitablemente a la declinación de la energía asociada a ellos de forma natural, situación que impacta considerablemente en la productividad de los pozos al ser insuficiente la presión necesaria para que el fluido se desplace desde el fondo hasta superficie. Es por ello, que se hace obligatorio la implementación de métodos de levantamiento artificial con la finalidad de restituir los niveles de producción perdidos.

De acuerdo a innumerables estudios mecánicos y pruebas de producción, el método de Levantamiento Artificial por Gas ha logrado posicionarse entre los métodos de producción más eficaz y económicamente rentable para el levantamiento de la producción en pozos petroleros, siendo aplicado en la mayoría de los pozos del norte de Monagas. Conceptualmente es muy sencillo y similar al método de producción por flujo natural con la diferencia que la relación gas-líquido en la columna de fluidos es alterada mediante la inyección de gas comprimido. El gas disminuye el peso de la columna de tal forma que la energía del yacimiento resultará suficiente para levantar la

producción hasta la superficie. Es necesario inyectar el gas lo más profundo posible para reducir sustancialmente el peso de la columna e inyectar la tasa de gas adecuada para que la fricción de la corriente multifásica no anule la reducción de peso [11]. Sin embargo, bajo ciertas condiciones puede generar variaciones en la composición del crudo, alterando el contenido de las fracciones orgánicas que lo conforman y por tanto, ocasionando un desequilibrio en las relaciones inherentes que éstas poseen entre sí. Dicha condición, se convierte en crítica al tomar como área de estudio el Campo El Furrial Este, en el cual más del 90% de los pozos está produciendo por el método de LAG y además este campo es conocido por su alta tendencia a la inestabilización y precipitación de asfaltenos.

Estos agentes, representan la fracción polar de mayor masa molar en el crudo y pueden llegar a ocasionar severos problemas operacionales en la industria petrolera, por consiguiente, en los últimos 20 años se ha mostrado un interés especial por el estudio del comportamiento de estas moléculas tan complejas, las cuales son bien conocidas por su alterabilidad ante cualquier cambio en el medio en el cual se encuentren dispersos [6]. Asimismo, se describe la estructura básica de un surfactante como una molécula con una parte hidrofílica y otra hidrofóbica, lo que le permite asociarse de manera selectiva con sustancias tanto polares como apolares [5], de allí el mismo autor, estudió la capacidad que tienen los hidrófobos de interactuar entre sí, para formar redes intermoleculares, induciendo cambios de viscosidad y efectos no-newtonianos con respecto al medio en el que se encuentran dispersos. De forma complementaria a este estudio, se realizó una investigación enfocada a la influencia del método de LAG, aplicado en los pozos del Campo El Furrial Este, sobre la reología del fluido producido, específicamente, el aumento del parámetro viscosidad y el fenómeno de reemulsión, incurriendo necesariamente en la implementación de un mejorador de flujo para aumentar la producción del campo [13].

En base a dichos antecedentes, se inició una investigación con la premisa de determinar el efecto ocasionado por el cambio en el método de producción de flujo natural a levantamiento artificial por gas, sobre la variación composicional del crudo, a través de la recopilación de antecedentes y la realización de un análisis S.A.R.A para determinar las condiciones actuales del mismo.

2 Materiales y Métodos

Se estudiaron y recopilaron todos los antecedentes relacionados a la composición y características del fluido, haciendo hincapié en el estado inicial en el cual todos los pozos pertenecientes al área Este del Campo El Furrial se encontraban produciendo por flujo natural. Conjuntamente, se analizó la influencia que ha tenido la sustitución de este método de producción por el levantamiento artificial por gas en función del tiempo sobre la variación de la composición del crudo. Para ello, se realizaron pruebas a nivel de laboratorio con las muestras tomadas a la entrada y salida del sistema de deshidratación de la EPJ-2. Dichas pruebas estuvieron conformadas por: el análisis S.A.R.A (TLC/FID) (Norma ASTM D6560) [4], y por último el cálculo del Índice de

Inestabilidad Coloidal (CII) para identificar el grado de criticidad de precipitación de los asfaltenos presentes en el crudo.

A través del análisis S.A.R.A, se identificaron las fracciones de saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos en cada una de las muestras tomadas a la entrada y salida del sistema de deshidratación. Para la obtención de dichas fracciones, se empleó el Cromatógrafo de Capa Fina (TLC) Iatroscan MK6 que analiza muestras por medio de un Detector por Ionización de Flama (FID) y Detector Fotométrico de Flama (FPD) (ver Figura 1).

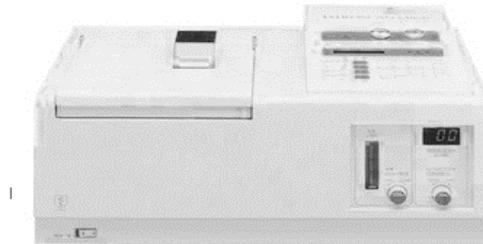


Fig. 1. Cromatógrafo de Capa Fina (TLC) Iatroscan MK6
Tomado de: *Significado Práctico del Ensayo S.A.R.A (2012)*

Esto permitió identificar la proporción de dichos componentes en el crudo, ejecutándose el siguiente procedimiento experimental:

- Se agitó enérgicamente la muestra de crudo a analizar y se pesó aproximadamente 0,025 gramos en los viales adecuados para el análisis.
- Se preparó una solución de cloroformo/tolueno (50%/50%), y se diluyó la muestra de crudo, previamente pesada, con 1 mililitro de dicha solución.
- Se sometió a agitación sónica por 20 minutos.
- Se inyectó un microlitro de la muestra diluida en las varillas absorbentes del cromatógrafo. Para darle mayor repetitividad a la prueba se realizó este paso por quintuplicado. Se dejaron reposar las varillas por tres minutos para que el solvente se evapore antes de introducirlas a las cubetas (ver Figura 2).

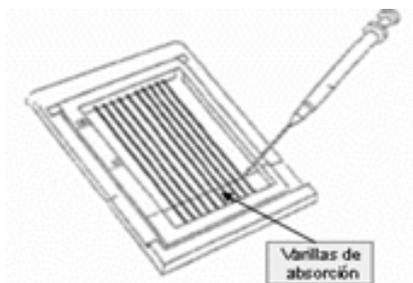


Fig. 2. Varilla absorbente del cromatógrafo

Tomado de: *Significado Práctico del Ensayo S.A.R.A (2012)*

- Se procedió a sumergir las varillas en soluciones para la determinación del porcentaje de asfaltenos, saturados y aromáticos.
- Para la determinación del contenido de asfaltenos, se preparó una mezcla de 70 mililitros de n-heptano con iso-propanol, en una concentración 95:5, respectivamente, y se vertió en un tanque de desarrollo. Una vez aplicadas las muestras, se introdujo el marco con las varillas en el tanque, y se dejaron por un tiempo exacto de 20 minutos, se retiraron y se dejaron reposar por 5 minutos antes de proceder a la detección FID en el Iatroskan (ver Figura 3).

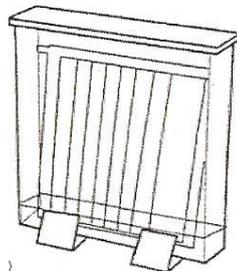


Fig. 3. Varilla absorbente del cromatógrafo dentro del tanque

Tomado de: *Significado Práctico del Ensayo S.A.R.A (2012)*

- Para la determinación del contenido de saturados y aromáticos, se dispusieron de dos tanques de desarrollo en los cuales se agregaron 70 mililitros de n-heptano y tolueno, respectivamente. Una vez aplicada las muestras, se introdujo el marco con las varillas en el tanque con n-heptano y se sumergieron por 45 minutos exactos. Transcurrido ese tiempo, se retiró el marco con las varillas del tanque con n-heptano y se dejó secar el solvente durante 5 minutos.
- Luego, en el tanque de desarrollo restante con tolueno, se introdujo el mismo juego de varillas, dejándolas en remojo por 20 minutos exactos para así determinar el porcentaje de aromáticos.
- Transcurrido el lapso mencionado, se retiraron las varillas del tanque y se dejaron secar por 5 minutos, para posteriormente, realizar la detección FID en el Iatroskan, la cual mediante una cromatografía detecta la cantidad de saturados, aromáticos y asfaltenos que posee el crudo analizado. Al ser estos cuatros componentes (saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos) el 100% de los componentes del crudo, las resinas se obtienen por diferencia numérica.
- A partir de las fracciones obtenidas por el análisis S.A.R.A, fueron introducidos dichos valores en la ecuación 1, mediante la cual se determinó el CII (Índice de inestabilidad coloidal), el cual sirve como referencia para

identificar la tendencia a precipitar de los asfaltenos presentes en la muestra de crudo, dicha ecuación se muestra a continuación:

$$CII = \frac{\% \text{ Saturados} + \% \text{ Asfaltenos}}{\% \text{ Aromáticos} + \text{ Resinas}} \quad (1)$$

Por último, se compararon los resultados obtenidos de los ensayos realizados a las muestras, con la tabla que se refleja a continuación:

Tabla 1. Índice de Inestabilidad Coloidal

Índice de inestabilidad coloidal	Condición de inestabilidad de los asfaltenos
CII < 0,5	Inestabilidad baja de precipitación de asfaltenos.
CII entre 0,5 - 1,0	Inestabilidad media de precipitación de asfaltenos.
CII entre 1,0 - 1,5	Inestabilidad alta de precipitación de asfaltenos.
CII > 1,5	Inestabilidad crítica de precipitación de asfaltenos.

Tomado de: *Asfaltenos: composición, agregación, precipitación (2006)*

Todo esto permitió realizar la comparación entre las condiciones iniciales del fluido y las condiciones bajo las cuales operaba el sistema actualmente y con ello corroborar la influencia que ha tenido el cambio de método de producción de flujo natural a levantamiento artificial por gas.

3 Resultados y discusión

El análisis S.A.R.A de las concentraciones identificadas en la gráfica que se muestra a continuación, fue realizado en base a la información suministrada por el Centro de Análisis Jusepín (CAJUS), en el cual se identificó el comportamiento de las fracciones orgánicas del crudo a la entrada del sistema de deshidratación de crudo en función del tiempo.

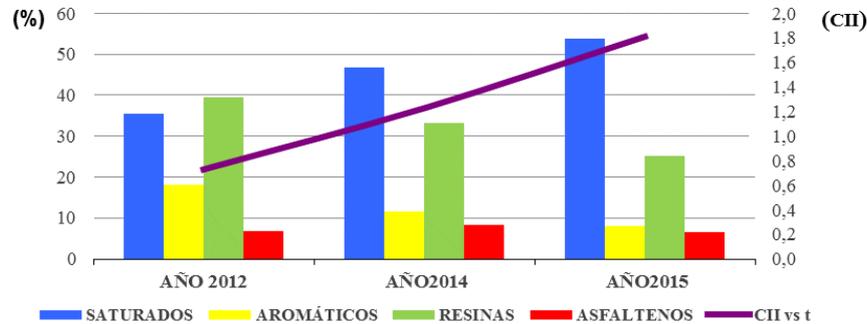


Fig. 4. Porcentaje anual de saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos de las muestras de crudo a la entrada del sistema de deshidratación

De acuerdo a lo reflejado en la Figura 4, la magnitud de las fracciones orgánicas del crudo procesado por la EPJ-2 ha ido variando en función del tiempo, generando esto, un incremento progresivo en el índice de inestabilidad coloidal de los asfaltenos presentes en dicha corriente. A través del análisis suministrado por CAJUS, se determinó que el contenido de saturados para el año 2012 fue inferior al 40%, mientras que, la cantidad de aromáticos no superó el 20% y las concentraciones de resinas estuvieron cercanas al 40%. Por último, el porcentaje de asfaltenos en el crudo para ese mismo año, estuvo alrededor del 7%.

En concordancia con estos resultados, existen estudios previos que corroboran variaciones importantes de las propiedades reológicas del crudo proveniente del Campo El Furrial Este. De acuerdo a dicho estudio, el método de levantamiento artificial por gas (LAG) es una buena alternativa, pero bajo ciertas condiciones se pueden generar restricciones en la movilidad del fluido por la presencia de emulsiones de alta viscosidad, afectándose directamente la tasa de producción. Este fenómeno fue evaluado con la toma de muestras a pozos del campo, los cuales presentaron un incremento significativo en la viscosidad con una magnitud aproximada de 10.000 cP a 210 °F tras haberles realizado el cambio de método de producción a LAG [13]. Por otra parte, las pruebas de laboratorio permitieron determinar que el incremento de la viscosidad está relacionado con la emulsión presente, dado que se obtuvieron reducciones considerables en los niveles de este parámetro, al aplicar nuevas dosificaciones que, implicaban un aumento en las concentraciones del tratamiento químico mejorador de flujo, el cual contiene un rompedor de emulsión. En concordancia con dichos resultados, concluyeron que las emulsiones de alta viscosidad en pozos del campo El Furrial son producto del cizallamiento generado por el gas de inyección en el sistema de LAG, en presencia de agua/crudo y asfaltenos inestables [13].

Algunos trabajos se han presentados en relación a este tema, en general, entre uno de los factores de acuerdo que promueve la variación de la relación resinas/asfaltenos e implícitamente la formación de una micela que mantenga en suspensión natural a los asfaltenos, es la aplicación de un campo de flujo externo e inducido que genera la

deformación de estas relaciones por flujo de corte [7]. En concordancia con Goual, otro estudio expresó que en estos regímenes de flujo en donde la presión es mantenida de forma no natural mediante la inyección de gases miscibles, la concentración de los surfactantes que forman las micelas varía y tiende a proyectar un comportamiento altamente viscoelástico y con una alta componente elástica que puede evidenciarse estudiando la reología dinámica del fluido [10].

Tomando como precedente lo antes descrito y lo reflejado en la Figura 4, uno de los factores con mayor injerencia en la variación de la concentración de estas fracciones es el cambio en el método de producción. Para el año 2014, la entrada de crudo al tanque de asentamiento dinámico presentaba una cantidad de saturados por encima del 40%, un porcentaje de aromáticos cercano al 10% y un contenido de resinas de 30%, por otra parte, el porcentaje de asfaltenos en el crudo fue de 8%. De igual forma, los resultados analizados para el siguiente año reportaron un contenido de saturados superior al 50%, se obtuvo menos del 10% en la cantidad de aromáticos y alrededor de un 25% en el porcentaje de resinas. Por último, la concentración de asfaltenos en el crudo para ese mismo año, estuvo alrededor de 6%.

A finales del año 2012, el porcentaje de pozos productores por flujo natural era del 100%, asimismo, se evidenciaron las mayores concentraciones de aromáticos y resinas y el menor valor de saturados respecto a los años subsiguientes. A mediados del año 2013, se comenzó la implementación del método de levantamiento artificial por gas en los pozos del Campo El Furrial Este y ya para finales del año 2014, se contaba con el 38% de los pozos fluyendo por este método. En la tabla 2, se puede observar la cromatografía del gas inyectado a nivel de pozos en el campo, análisis realizado por INTEVEP para el año 2014.

Por otra parte, de acuerdo a los análisis realizados para el año 2014, el porcentaje de asfaltenos se incrementó en un 21%, con respecto al año 2012 y disminuyó en 23% para el año 2015. Esta inestabilidad en la tendencia de la concentración de asfaltenos presentes en el crudo, estuvo influenciada principalmente, por la variación que sufrió la volumetría manejada por la Estación Principal Jusepín 2 a lo largo de los años señalados, producto de las diferentes aperturas y cierres de pozos realizados a nivel del Campo El Furrial Área Este, específicamente los pozos identificados con la nomenclatura de FN, los cuales, manejan altos volúmenes de agua, de alrededor de 84% y un porcentaje de asfaltenos superior al 15%. Para el año 2015, el número de pozos categoría 1 con esta nomenclatura, disminuyó, generando un descenso significativo en la concentración de esta fracción.

Tabla 2. Cromatografía del gas de inyección a nivel de pozo en el Campo El Furrial Este

COMPONENTES	FRACCIÓN MOLAR
NITRÓGENO	0,12
METANO	82,85
CO2	3,85
ETANO	8,05
PROPANO	3,050
i-BUTANO	0,530
n-BUTANO	0,858
i-PENTANO	0,251
HEXANOS	0,141
HEPTANOS	0,069
OCTANOS	0,022
NONANOS	0,006
DECANOS	0,001
UNDECANOS +	0,000
FUENTE	INTEVEP
FECHA DE MUESTREO	MARZO 2014

Tomado de: *Informe Técnico: Cromatografía de Gas de Inyección, Exploración y Producción División Furrial, PDVSA, Venezuela (2014) [9]*

Con base a los análisis realizados en párrafos anteriores, al existir una variación en el contenido de las fracciones orgánicas del crudo, ocurrirá un desequilibrio en las relaciones inherentes que éstas poseen entre sí [2]. Otro trabajo reciente en esta área, propuso que al variar la morfología micelar del surfactante en solución, varía igualmente la forma en que los unímeros se asocian entre sí y de igual manera la dinámica de formación y ruptura de las estructuras formadas. Además, las propiedades reológicas y ópticas del fluido dependerán en gran medida de las estructuras coloidales presentes [10].

En la Figura 4, puede observarse el comportamiento del índice de inestabilidad coloidal de los asfaltenos en función del tiempo; parámetro que muestra una tendencia ascendente, producto de dicha alteración, al incrementar la relación de alifáticos/asfaltenos en el crudo y la disminución de la relación de aromáticos/resinas [6]. Al igual que lo expuesto por SPE & PDVSA EEII Oriente en el 2015, los cuales concluyeron que las emulsiones de alta viscosidad en pozos del campo El Furrial son producto del cizallamiento generado por el gas de inyección en el sistema de LAG, en presencia de agua/crudo y asfaltenos inestables, se puede notar que de acuerdo a los

resultados obtenidos que, el gas de proceso ha coadyuvado en gran medida a la alteración de estas relaciones, como resultado de la composición del gas que se inyecta a nivel de pozos en el Campo El Furrial Este [13] (véase tabla 2).

Los resultados anteriores, motivan un interés particular por el estudio de estos sistemas complejos y cómo la variación de las condiciones naturales de su medio puede afectar tanto su agregación como su posterior precipitación, es por ello que en un estudio previo se concluyó que, la cantidad de alcanos de cadena corta influye sobre el porcentaje de asfaltenos precipitados [3] (véase figura 5).

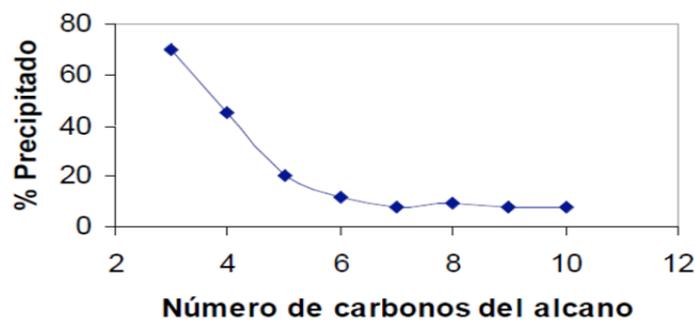


Fig. 5. Porcentaje de asfaltenos precipitados en función del número de carbonos de alcano. Tomado: Asfaltenos ocurrencia y floculación (2004)

Luego de la recopilación de estos antecedentes se procedió a la identificación de las condiciones actuales del fluido siguiendo la metodología del análisis S.A.R.A y con ello calcular el Índice de Inestabilidad Coloidal (CII). La figura 6, corresponde a la condición actual de la composición del crudo producido en el Campo El Furrial Este.

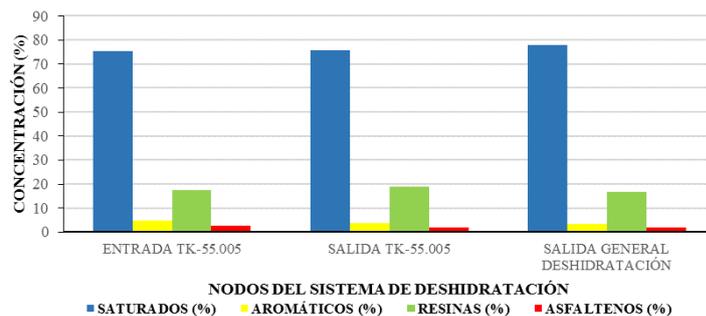


Fig. 6. Porcentaje de saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos de las muestras de crudo en los diferentes nodos del sistema de deshidratación

En la Figura 6, se puede observar que el contenido de saturados para la entrada y salida del tanque TK-55.005 y la salida general de deshidratación fue superior al 70%; por otra parte, el contenido de aromáticos para los mismos nodos fue menor al 5% y el de resinas fue inferior al 20% en todos los puntos antes mencionados. Por último, el contenido de asfaltenos se encontró en un rango de entre 1,8% y 2,5%. Cabe destacar, que el análisis de las muestras fue realizado por quintuplicado para garantizar la repetitividad de los porcentajes, generando con dichos valores un promedio para cada concentración analizada.

Es difícil generalizar en lo que refiere a comportamientos reológicos y variación de la composición del fluido, en función de los resultados obtenidos de estas concentraciones y lo evidenciado en párrafos anteriores, la tendencia a incrementar de los saturados se ha mantenido, aumentando en un 40% con respecto al porcentaje reportado en el año 2015, al igual que los aromáticos y las resinas, los cuales mantuvieron su tendencia a disminuir, en 40% y 42% respectivamente. Es por ello, que se atañe a la cantidad de alcanos de cadena corta específicamente propano, el incremento de la proporción de asfaltenos inestables en el crudo. En el caso particular de esta fracción, donde se observó la mayor variación con un decrecimiento del 60%, se corresponde con los análisis realizados en párrafos anteriores, debido a que actualmente los pozos productores bajo la nomenclatura de “FN” fueron cerrados, cambiando la volumetría de la corriente procesada y generando los resultados indicados en la Figura 6.

Con las concentraciones de las fracciones orgánicas identificadas para cada nodo del sistema de deshidratación, se calculó el Índice de Inestabilidad Coloidal; resultados obtenidos a través de la ecuación 1.

Tabla 3. Índice de Inestabilidad Coloidal (CCI) para cada nodo del sistema de deshidratación a la temperatura de operación.

MUESTRA	CCI	INESTABILIDAD
ENTRADA DEL TK-55005	4,18	Crítica de precipitación de Asfaltenos
SALIDA DEL TK-55005	3,6	Crítica de precipitación de Asfaltenos
SALIDA GENERAL DE DESHIDRATACIÓN	4,1	Crítica de precipitación de Asfaltenos

Como se muestra en la Tabla 3 todas las muestras analizadas para cada nodo del sistema de deshidratación presentaron una inestabilidad crítica de precipitación de asfaltenos. La muestra proveniente de la entrada del tanque TK-55.005 fue la que presentó una inestabilidad crítica más alta, con un Índice de Inestabilidad Coloidal de 4,18; mientras que la muestra tomada a la salida del mismo equipo presentó un CCI de 3,6; para el caso de las muestras analizadas a la salida general de deshidratación el CCI fue de 4,1, valores que sobrepasaron el límite de relación de 1,5, lo que indica una probabilidad crítica de precipitación de asfaltenos.

La tendencia de este parámetro a aumentar se mantuvo (ver Figura 6), reportando un valor casi cinco veces mayor a lo identificado en el año 2012, cuando el 100% de los pozos producía por flujo natural. Parte importante de este incremento se encuentra asociado al descenso en la concentración de resinas. En términos morfológicos, estas uniones son de carácter electrostático, por lo que la micela es vulnerable a romperse por una excesiva deformación al fluir, efecto ocasionado por la alteración del campo de flujo en estos fluidos coloidales [1] y, para el caso particular de este estudio, esa excesiva deformación fue originada por la masificación de pozos produciendo por LAG. Es por ello que la migración de esta fracción de la superficie de los asfaltenos producto de la diferencia en el potencial químico entre el seno del crudo y la superficie de las partículas de gas, específicamente alcanos de cadena corta, origina un debilitamiento en la micela que mantiene a los asfaltenos dispersos, promoviendo esto su agregación y posterior precipitación.

4 Conclusiones

Las condiciones actuales de operación de los nodos del sistema de deshidratación poseen una concentración de saturados muy por encima de lo identificado para el año en el cual el campo se encontraba produciendo por flujo natural, asimismo los porcentajes de aromáticos y de resinas disminuyeron alarmantemente con respecto al mismo año. Caso similar ocurrió con el porcentaje de asfaltenos en el crudo, el cual disminuyó tres veces su valor desde el 2012 hasta la condición actual de operación. Por otra parte, el índice de inestabilidad coloidal de los asfaltenos presentes en el crudo manejado por el proceso de deshidratación, indica una tendencia crítica de precipitación de estos agentes surfactantes. Además, cambios en la composición del crudo, producto de la migración progresiva del 100% de los pozos por flujo natural a levantamiento artificial por gas, agudizará esta condición generando la precipitación masiva a nivel de subsuelo y de superficie de estos agentes coloidales.

Se recomienda entonces, evaluar la influencia que ha tenido el levantamiento artificial por gas, sobre el incremento de la fracción de saturados del crudo en los pozos del Campo El Furrial Este. Además, se aconseja mantener un control trimestral del contenido de saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos en la Estación Principal de Jusepín 2, para así observar su alteración con el tiempo.

Referencias

1. Acevedo, S: Participación simultánea de las interacciones de puentes de hidrógeno, Polares y Dispersivas en la formación de agregados de Asfaltenos, Revista Ingeniería UC, Vol. 19, No 2, 38p (2012).
2. Alayón, M: Asfaltenos ocurrencia y floculación. Cuaderno FIRP 369-PP, Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Química, Universidad de los Andes, Mérida, Venezuela. 17 p (2004).
3. Antón, R: Tensión Interfacial, cuaderno FIRP S203-A. Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Química, Universidad de los Andes, Mérida, Venezuela. 12 p (2005).
4. ASTM D6560: "Método de ensayo estándar para la determinación de asfaltenos (solubles en heptano) en petróleo crudo y productos derivados del petróleo" (2009).
5. Canselier, J., Mans, C., y Llorens, J: Los surfactantes en las operaciones unitarias de separación. Cuaderno FIRP S360A. Editado por Laboratorio FIRP. Escuela de Ingeniería Química, Universidad de los Andes, Mérida, Venezuela. 62p (2008).
6. Delgado, J: Asfaltenos: composición, agregación, precipitación, cuaderno FIRP 369-A, Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Química, Universidad de los Andes, Mérida, Venezuela. 38 p (2006).
7. Goual, L., Sedghi, M., Wang, X. y Zhu, Z: Agregación de asfaltenos e impacto de los alquilfenoles. 403p (2014).
8. INTEVEP: Informe Técnico: Definiciones del Potencial de Producción Considerando la Influencia de los Asfaltenos, Exploración y Producción División Furrial, PDVSA, Venezuela. 150 p (2002).
9. INTEVEP: Informe Técnico: Cromatografía de Gas de Inyección, Exploración y Producción División Furrial, PDVSA, Venezuela. 8 p (2014).
10. Ito, T., Miranda, P., Morgon, N., Heerdt, G., Dreiss, C., y Sabadini, E: Variaciones moleculares en los compuestos aromáticos: papel crítico en la reología de las micelas gusanos y surfactantes catiónicos. 542p (2014).
11. Maggiolo, R: Gas lift básico. ESP OIL Curso Taller, en Maracaibo, Venezuela, Vol. 1, 152p (2004).
12. PDVSA: Significado Práctico del Ensayo S.A.R.A. Informe Técnico, PDVSA, Maturín, Venezuela. 12 p (2012).
13. SPE, PDVSA EEII Oriente: Inyección de mejorador de flujo a través del gas lift en pozos del Campo El Furrial, SPE WVS-631, en Maracaibo, Venezuela, Vol. 1, 6p (2015).