



IMPLEMENTACIÓN DE UN TRATAMIENTO QUÍMICO DE INYECCIÓN, EN LOS
SISTEMAS DE “GAS LIFT” PARA LOS POZOS DEL CAMPO RÍO CEIBAS

GEORGE HANS STERLING MORA
JHOAN ALEXANDER PARRA BERMEO

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE PETRÓLEOS
NEIVA-HUILA

2013



IMPLEMENTACIÓN DE UN TRATAMIENTO QUÍMICO DE INYECCIÓN, EN LOS
SISTEMAS DE “GAS LIFT” PARA LOS POZOS DEL CAMPO RÍO CEIBAS

GEORGE HANS STERLING MORA

JHOAN ALEXANDER PARRA BERMEO

Trabajo de grado presentado como requisito
para optar al título de Ingeniero de petróleos.

Director

IVAN DARIO SANCHEZ MUÑOZ

Líder Tratamiento Químico SOH

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROGRAMA DE PETRÓLEOS

NEIVA-HUILA

2013



Nota de aceptación

Presidente del Jurado

Jurado

Jurado

Neiva, 2013



DEDICATORIA

A Dios, por todas sus bendiciones y por guiarme día a día por el mejor camino, a mi madre María Nubia Bermeo, por ser mi apoyo incondicional, mi fuente de motivación y a quien debo todo lo que soy, a mi padre Marco Tulio Parra Parra, quien desde el cielo intercede por mi familia y nos cuida en cada paso que damos, a mi hija Ely Mariana Parra Penagos, por alegrar mi vida con su sonrisa y su ternura, a mis hermanos Tulio Ferney y Laura Natalia, por el cariño y la compañía en los mejores momentos de mi vida, a toda mi familia, por su comprensión y apoyo en las decisiones tomadas, y a mis abuelitos, Elías y Jesús, que descansan en la paz de Dios y siempre soñaron con ver a su nieto convertido en un profesional.

JHOAN ALEXANDER PARRA BERMEO

A mi Dios, quien ha sido la fuente de la persistencia y la fortaleza que he tenido hasta ahora, a mis padres Raúl Sterling Pérez y Luz Loralay Puentes Gil, por su amor, entrega y su esfuerzo para hacer de mi un hombre de bien, a mis tíos Roberto Sterling Pérez y Luz Marina Cabrera, por todo el apoyo que le han brindado a mi vida y a mis hermanos, John, Néstor, Brian, Karen y Lucia, por ser los que me inspiran siempre a seguir adelante.

GEORGE HANS STERLING MORA



AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

IVAN DARIO SANCHEZ MUÑOZ, Ingeniero Químico. Especialista en Alta Gerencia – Inspector NACE en Internal Corrosión for Pipeline, Trabajador activo de Ecopetrol S.A y director del proyecto, por su apoyo, dedicación y colaboración para el desarrollo del mismo.

CARMEN PINZON TORRES, Química y Esp. En Sistemas Dinámicos, Profesora del Programa de Ingeniería de Petróleos de la Facultad de Ingeniería, investigadora de Grupo de Comportamiento de Fases - COFA y codirectora de este proyecto, por su valiosa colaboración para la realización del mismo.



TABLA DE CONTENIDO

	pag.
1. MARCO TEÓRICO	14
1.1 COMPUESTOS DEL PETRÓLEO	16
1.1.1 Composición general.....	16
1.1.1.1 Petróleos parafínicos.	16
1.1.1.2 Petróleos asfálticos o nafténicos.....	17
1.1.1.3 Petróleos aromáticos..	17
1.2 GENERALIDADES SOBRE LAS PARAFINAS	19
1.2.1 Caracterización de los crudos parafínicos.....	19
1.3 PRODUCTOS QUÍMICOS PARA EL PROBLEMA DE PARAFINAS. ¡Error! Marcador no definido.	
1.3.1 Cómo actúan los productos químicos que se usan en la industria del petróleo.....	¡Error! Marcador no definido.
1.3.2 Productos químicos usados para los problemas de parafinas. ...¡Error! Marcador no definido.	
1.4 ANÁLISIS SARA.....	22
1.4.1 Métodos de análisis S.A.R.A.	32
1.4.1.1 Cromatografía en columna abierta de adsorción por arcilla-gel (base de ASTM D2007)	32
1.4.1.2 Cromatografía de capa delgada (TLC).	33
1.4.1.3 Cromatografía líquida de alta presión (HPLC) con detector de refracción	33
1.4.2 Comparaciones entre los métodos.....	33
2. “GAS LIFT”	34



2.1	FLUJO CONTINUO DE “GAS LIFT”	34
2.2	FLUJO INTERMITENTE DE “GAS LIFT”	34
2.3	VENTAJAS Y LIMITANTES DEL “GAS LIFT”	35
2.4	BALANCE DE GAS	38
2.4.1	En el pozo.	38
2.4.2	En el sistema.....	38
2.5	MECÁNICA DE VÁLVULAS	39
2.5.1	Clasificación de las válvulas para levantamiento artificial por gas	40
2.5.1.1	Válvulas operadas por presión de gas.....	40
2.5.1.2	Válvulas operadas por presión de fluido.	40
2.6	EFFECTO JOULE-THOMPSON.....	40
3.	IDENTIFICACIÓN DE LA PROBLEMÁTICA POZOS RÍO CEIBAS.....	42
3.1	ANTECEDENTES.....	43
3.1.1	Caracterización del crudo del Campo Río Ceibas.....	45
3.2	PLANTEAMIENTO DE LA PRUEBA PILOTO	48
3.3	SELECCIÓN DE LA ESPECIE QUÍMICA	49
3.3.1	Desarrollo de pruebas	49
3.4	PRUEBAS EN EL CAMPO RÍO CEIBAS.....	54
3.4.1	Programación de la prueba piloto.....	54
3.4.2	Cálculo de dosificación del producto químico “Waxtreat” 3692.....	54
3.4.3	Iniciación de la prueba piloto.....	55
3.4.4	Registro de las variables de seguimiento del pozo RC-17H.	55
3.5	PRUEBAS DE PRODUCCIÓN DEL POZO RC-17H	56



4.	ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LA PRUEBA PILOTO	58
5.	ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA PRUEBA PILOTO	60
6.	CONCLUSIONES	62

BIBLIOGRAFÍA

ANEXOS



LISTA DE GRÁFICOS

	pag.
Gráfico 1. Intervenciones al Campo Río Ceibas.	42
Gráfico 2. Intervenciones pozos del Campo Río Ceibas por corte de parafinas año 2012.	48
Gráfico 3. Comportamiento de las variables de seguimiento en el primer periodo de prueba.	57
Gráfico 4. Comparación de las variables de seguimiento antes y después del tratamiento.	58
Gráfico 5. Comparación THP histórica y THP de pruebas.	59
Gráfico 6. Comparación BFPD histórica y BFPD pruebas.	59



LISTA DE FIGURAS

	pag.
Figura 1. Estructuras químicas de diferentes compuestos del petróleo.....	18
Figura 2. Clases de “gas lift”.....	35
Figura 3. Sistema típico de “gas lift”.....	37
Figura 4. Válvula.....	39
Figura 5. Recipiente adiabático.....	41
Figura 6. Estado mecánico del pozo RC-17H.....	44
Figura 7. Tubo de centrífuga de 20,3cm (8plg).....	69
Figura 8. Montaje para determinación del “pour point”.	73
Figura 9. Recipiente a presión.	74



LISTA DE TABLAS

	pag.
Tabla 1. Caracterización del crudo Campo Río Ceibas	45
Tabla 2. Análisis SARA Crudo Campo Río Ceibas	46
Tabla 3. Relación entre los parámetros fisicoquímicos del crudo del Campo Río Ceibas.....	47
Tabla 4. Resultados de las pruebas de laboratorio para los productos químicos ..	51
Tabla 5. Resultados de las pruebas de laboratorio para los productos químicos (continuación)	52
Tabla 6. Pruebas del pozo RC-17H	56
Tabla 7. Análisis económico Pozo RC-17H	61



LISTA DE IMÁGENES

	pag.
Imagen 1. Muestra blanco a 50 °F.....	50
Imagen 2. Muestra Inhibidor de parafina.	50
Imagen 3. Caseta de producto químico Isla 6.....	54
Imagen 4. Boquilla de inyección de producto químico.....	56



LISTA DE ANEXOS

pag.

A. Determinación del contenido de agua y sedimento en el crudo (BS&W) en el laboratorio según norma ASTM D4007-11.....	60
B. Método estándar para la determinación de la viscosidad cinemática de líquidos opacos y transparentes (y cálculo de viscosidad dinámica) según norma ASTM D445-88.....	61
C. Método estándar para la determinación del “pour point” (punto de escurrimiento) del crudo según la norma ASTM D5853-11.....	63



INTRODUCCIÓN

En Ecopetrol S.A se ha hecho uso de productos químicos para la solución de problemas relacionados con la depositación de parafinas, la cual asociada al sistema de “gas lift” usado en el Campo Río Ceibas, hace que este problema sea frecuente.

En el presente documento, se estudia la posibilidad de implementar un tratamiento químico para mitigar el problema de parafinas que se presenta en este campo; disminuyendo los costos operacionales de intervención y de producción diferida que se presentan en los pozos que poseen el sistema de levantamiento artificial “gas lift”.

El desarrollo del estudio se inicia con la selección de un pozo piloto el RC-17H, el cual presentaba el mayor número de intervenciones anuales según los reportes del 2012, se caracteriza el crudo producido y se prueban cinco referencias químicas (dos inhibidores, dos dispersantes y un solvente polar) evaluadas a diferentes concentraciones y temperaturas. A partir de los resultados obtenidos se selecciona el “Waxtreat” 3692, el cual a las diferentes concentraciones y temperaturas registra la mayor movilidad, menor viscosidad y menor contenido de emulsión. Se aplica el producto químico durante un periodo de prueba de un mes, registrando las variables de seguimiento (barriles de aceite/día, barriles de agua/día, presión en cabeza de pozo y el corte de agua) a partir de los resultados se realiza un análisis económico de proyección anual.

Los resultados de la prueba piloto fueron los esperados, ya que con la aplicación del tratamiento seleccionado se logró mitigar el impacto de la precipitación de parafinas en el pozo RC-17H con lo cual se obtiene una reducción en los gastos mensuales del mismo, debido a que la inyección del inhibidor de parafina se hace



en simultanea con el pozo en producción y los métodos mecánicos de limpieza ya no se deben utilizar con la misma frecuencia, minimizando así los costos adicionales de producción.



1. MARCO TEÓRICO

1.1 COMPUESTOS DEL PETRÓLEO

El petróleo en su estado natural es una mezcla de compuestos orgánicos de estructura variada y de pesos moleculares diferentes, lo cual lleva al diseño de métodos de análisis y procesamiento acorde con la complejidad del crudo y considerando los productos que se desea obtener.

En general es posible agrupar los constituyentes del petróleo en cuatro fracciones o grupos orgánicos bien definidos: Saturados (S), aromáticos (A), Resinas (R) y asfaltenos (A); este conjunto es conocido como SARA. Estas fracciones tienen características especiales y se pueden separar para su estudio y caracterización.

1.1.1 Composición general. Los petróleos (crudos) se clasifican en tres grandes categorías: parafínicos, asfálticos y aromáticos.

1.1.1.1 Petróleos parafínicos: Son de color claro, fluidos y de baja densidad (0,75 a 0,85 g/mL). De éstos se extrae gran cantidad de gasolina, queroseno y aceites lubricantes (Ariza, 2008).

Se caracterizan porque contienen más del 50% de hidrocarburos saturados y dentro de éstos, superior al 40% del tipo alcanos o parafínicos.

Los hidrocarburos parafínicos normales son lineales, caracterizados porque los átomos están unidos por enlaces sencillos (Figura 1), indicando con ello que los cuatro enlaces del carbono están satisfechas. Los cuatro primeros miembros de la serie de los alcanos son gases (metano, etano, propano y butano), del pentano



(C5) al hexadecano (C16) son líquidos y de ahí en adelante semi-sólidos y sólidos. A medida que aumenta el número de átomos de carbono en la molécula, aumenta el peso molecular, la densidad y el punto de ebullición. (Ariza, 2008)

Los hidrocarburos isoparafínicos también son de enlace sencillo, pero forman cadenas ramificadas (Figura 1), por tanto tienen punto de fusión menor que el correspondiente a la estructura equivalente de los parafínicos normales; así el isodecano tiene un punto de fusión menor al del n-decano (Ariza, 2008).

Los hidrocarburos cicloparafínicos son saturados y forman anillos (Figura 1); los dos primeros hidrocarburos de este tipo (ciclopropano y ciclobutano) son gases a condiciones ambientales, del C5 al C15 líquidos y de ahí en adelante sólidos. Las demás propiedades físicas son muy semejantes a las de los alcanos y los puntos de ebullición y las gravedades específicas son valores más altos a los correspondientes parafínicos de igual número de átomos de carbono (Ariza, 2008).

1.1.1.2 Petróleos asfálticos o nafténicos: Son negros, viscosos y de elevada densidad (0,95g/mL). De éstos se extrae poca gasolina y aceite combustible (fuel oil), queda residuo asfáltico. Tienen un contenido mayor al 40% de hidrocarburos del tipo cicloparafínicos más conocidos como nafténicos o asfálticos, se denominan así porque de su residuo al vacío se obtienen los asfaltos comerciales (Ariza, 2008).

1.1.1.3 Petróleos aromáticos. Contienen más del 45% de hidrocarburos aromáticos. Los crudos de base aromática son escasos en la naturaleza, en el mundo se encuentran algunos en California (EE.UU.), el Cáucaso (Rusia) y en Borneo y Sumatra (Oceanía) (Ariza, 2008).

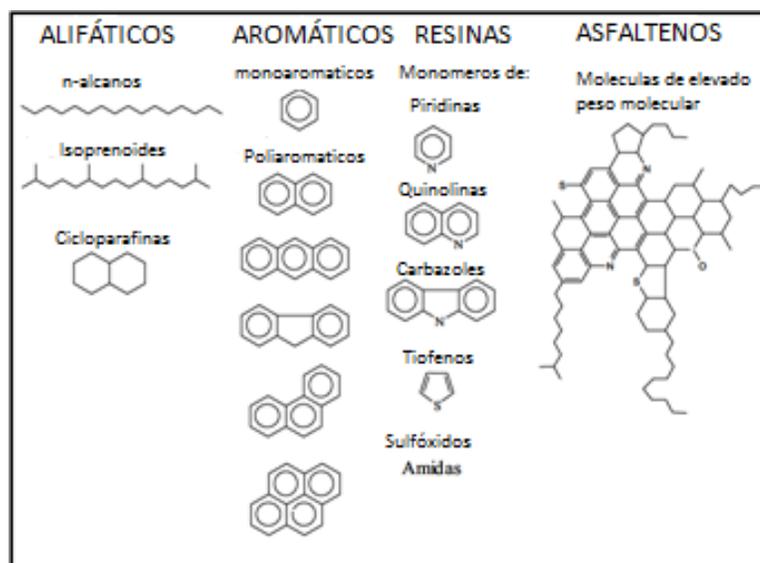


Los hidrocarburos aromáticos están constituidos por el benceno y sus derivados. Se caracterizan por ser cíclicos (Figura 1), tienen anillos de seis átomos de carbono altamente insaturados (tres dobles enlaces alternados con tres enlaces sencillos en cada anillo), sus propiedades físicas y químicas son muy diferentes de las demás series de hidrocarburos cíclicos. Sus fórmulas estructurales se representan por uno o más anillos (Ariza, 2008).

La gran mayoría de los aromáticos son líquidos a las condiciones ambientales, los restantes sólidos. Los líquidos son incoloros de olor aromático menos densos que el agua e insolubles en ella y son muy buenos solventes (Ariza, 2008).

En síntesis todos los tipos de crudo contienen ceras parafínicas, los cuales dependiendo de sus características y cantidad presente en el crudo, son fuentes potenciales del problema de precipitación que contribuyen en mayor o menor grado a su severidad (Ariza, 2008).

Figura 1. Estructuras químicas de diferentes compuestos del petróleo.



Fuente: Tesis, "Biorremediación de suelos contaminados por hidrocarburos" (Delgado & Montoya), pág. 26.



1.2 GENERALIDADES SOBRE LAS PARAFINAS

Durante el proceso de producción, los hidrocarburos experimentan una serie de fenómenos fisicoquímicos y termodinámicos complejos, debidos a los cambios en las condiciones de operación. Estas alteraciones generan cambios de fase (paso de líquido a sólido y a gas), con la correspondiente segregación y depositación de sus partículas (parafinas, asfaltenos y resinas) causando obstrucción del flujo con la consiguientes pérdidas de producción.

La precipitación de parafinas puede ocurrir debido a tres causas: 1) Efecto termodinámico: La reducción de temperatura y la pérdida de presión causan la precipitación y una posterior deposición de cristales que abandonan la solución. 2) Efecto de la estructura molecular: La linealidad de las parafinas y su alto peso molecular facilitan su agregación. 3) Efecto de la dinámica del fluido: Régimen turbulento que provoca difusión molecular y la dispersión cortante favorece el intercambio térmico y consecuentemente las parafinas abandonan la solución; igualmente el régimen laminar provoca sujeción y adherencia a las paredes, alineando estos cristales y favoreciendo la deposición de parafinas (Gentili, *et al.*, 2005).

1.2.1 Caracterización de los crudos parafínicos. Para realizar una completa caracterización de este tipo de crudos se deben analizar de dos formas, microscópica donde se mide la distribución de las parafinas y su número de carbonos y macroscópica donde se miden propiedades reológicas tales como yield point, punto de nube, punto de fluidez, y viscosidad.

- Microscopía. En este ensayo una pequeña muestra se calienta, se transfiere a un capilar de vidrio y se ubica en el plato del microscopio. Cada muestra se calienta (5°C/min) para lograr la completa fusión de las parafinas y posteriormente se enfría (0.5°C/min) en forma controlada.



Generalmente se utiliza un microscopio de luz polarizada. Aquí se verifica la morfología de los cristales de parafina, en presencia o ausencia de aditivo polimérico, permitiendo el monitoreo del crecimiento de los cristales, observando su tamaño y su forma (Ashbaugh et al., 2005).

- Punto de fluidez. Temperatura a la cual el petróleo deja de fluir por efecto de la aparición de cristales de parafina, los cuales hacen que el petróleo se comporte como gel. Su determinación se hace enfriando una muestra hasta que se pierda la tendencia a moverse al inclinar el recipiente que la contiene.
- Punto Nube. También denominado temperatura de aparición de cera o WAT (“wax appearance temperatura”), es la temperatura a la cual aparecen los primeros cristales de parafina cuando se reduce la temperatura del crudo. Para determinar el punto de nube se somete la muestra de crudo a un enfriamiento regular, siendo detectado por una celda fotoeléctrica o por calorimetría de barrido diferencial utilizando el efecto exotérmico de la cristalización. Los valores del punto de nube pueden ser obtenidos por calorimetría, calentando las muestras hasta 60°C y luego enfriando hasta 0°C a una velocidad de 1°C/minuto, obteniéndose las respectivas curvas. De aquí se obtiene también el calor involucrado en el proceso de cristalización. El valor del punto de nube se obtiene de la intersección de la prolongación de la línea de base y el inicio de la formación del pico durante el enfriamiento (Gentili et al., 2005).
- “Yield point”. También denominado “yield stress”, es definido como el esfuerzo cortante de mínima deformación. Corresponde al esfuerzo por debajo del cual no ocurre flujo. Se mide en un reómetro de esfuerzo controlado en función de la temperatura. Generalmente la muestra a analizar se calienta inicialmente a 70°C, minimizando la evaporación. La temperatura debe disminuir rápidamente hasta la temperatura de la prueba. Después que la muestra se deja reposar a temperatura constante por 20



minutos, se aplica un esfuerzo estático y se incrementa cada 10 s y se mide la viscosidad (Ashbaugh et al., 2005).

- Viscosidad. Mediante el uso de viscosímetros puede determinarse además de la viscosidad, el punto de fluidez y el esfuerzo mínimo de deformación permanente (“yield point”). Se puede emplear un reómetro de esfuerzo cortante controlado, el cual puede ser usado como un reómetro de velocidad de giro controlada a través del uso de un software especial. Se usa un sistema de medida de cono y plato para determinar la tasa de cambio de la viscosidad y del esfuerzo cortante mientras la temperatura desciende a una velocidad de giro constante. Para calcular el “yield point”, se utiliza un cilindro concéntrico para generar curvas de esfuerzo cortante versus velocidad de giro a temperatura constante (Marie, et al., 2005).

El comportamiento ideal en la producción de un crudo con contenido de parafinas, debería ser aquel en que el fluido del pozo llegara a las facilidades de superficie a una temperatura superior al punto de cristalización; sin embargo, muchos factores impiden que esto siempre suceda, por lo cual se requiere hacer el estudio para caracterizar el fluido, con el fin de determinar e implementar los métodos de control de depositación de parafinas para asegurar el flujo hasta superficie.

Los sitios de depositación más comunes son:

- La cara del pozo.
- Las perforaciones.
- El equipo de fondo: bombas, varillas, “Tubing”, “casing”.
- Choques.
- Líneas de flujo.
- Separadores.



- Equipo de deshidratación y almacenamiento.

La depositación de parafinas es un ejemplo del equilibrio de fases fluido/sólido y pueden ser explicadas en términos de la termodinámica de una solución. Los estudios muestran que una solución sobresaturada de parafinas, no siempre depositarán. La cantidad y velocidad de depositación es afectada por otros factores que incluyen la difusión molecular, la penetración y la difusión browniana (Guzmán, *et al.*, 2012)

La precipitación de moléculas de parafina ha sido controlada aplicando campos magnéticos en diversos campos petrolíferos. La efectividad del método es función de las características de cada pozo a tratar y de las propiedades del crudo que produce, lo que hace necesario un estudio de aplicabilidad particular a cada pozo (Carvajal & García, 2009).

1.3 ¿CÓMO FUNCIONAN LOS PRODUCTOS QUÍMICOS QUE SE UTILIZAN EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO? *

Durante las operaciones que se realizan en el campo petrolero se ha visto la necesidad de complementar el uso de herramientas mecánicas con el uso de productos químicos, y se puede ver en los siguientes casos:

- Algunos problemas se solucionan con medios mecánicos y los productos químicos contribuyen a mejorar la función de los primeros en cuanto al tiempo de tratamiento.
- Algunos problemas se solucionan con medios mecánicos o productos químicos alternativamente. Por ejemplo, los depósitos de parafinas en “tubing” pueden removerse por medios mecánicos (“slick line”) o con medios químicos.

* La sección 1.3 fue tomado en su mayoría de la NT G.P.A. N°41



- Algunos problemas solo se solucionan con medios mecánicos.
- Finalmente, los problemas vinculados con la deposición de asfaltenos solo se solucionan con productos químicos (solventes o dispersantes). Es probable que dos de las causas por las cuales el uso de los medios mecánicos más productos químicos no sea el óptimo se deban a que:
 - Quienes proveen medios mecánicos los diseñan en base de las propiedades físicas de los fluidos. Por otro lado, quienes proveen productos químicos se basan en las propiedades químicas de los fluidos.
 - La “carga” a tratarse es variable: más agua emulsionada y/o libre, arena.
 - Rediseñar y reemplazar medios mecánicos adecuándolos permanentemente es más costoso cuando no se justifica por aumentos de capacidad de tratamiento.
 - Solo en gas, donde es frecuente encontrar verdaderos procesos químicos por ejemplo en la remoción de gases ácidos con productos químicos, los recursos mecánicos y químicos logran su óptima complementación.

El uso de la combinación de estos métodos es óptimo ya que el diseño de las herramientas mecánicas se hace con base en las propiedades físicas de los fluidos y los métodos químicos se basan en las propiedades químicas, además rediseñar y reemplazar los métodos mecánicos es costoso si un pozo presenta varios problemas a la vez.

1.3.1 Productos químicos para problemas con parafinas. Los hidrocarburos parafínicos y no parafínicos pierden su capacidad solvente con las parafinas y estas se depositan en fondo de pozo, "tubing", separadores y tanques. Estas también acompañan al fraccionamiento del crudo y se concentran en las fracciones "gas oils" y "fuel oils".



Para tratar el problema de las parafinas, se recurre a tres tipos de productos químicos:

- Los inhibidores de deposición de parafinas.
- Los mejoradores de flujo de petróleo (ppd).
- Los removedores y dispersantes.

La función central de los llamados inhibidores de deposición de parafinas es ingresar a la estructura de los depósitos de parafinas y alterar las propiedades de adherencia a la superficie de las mismas. Un depósito es un compuesto insoluble en el fluido que circula, que por razones fluido-dinámicas se deposita o asienta en lugares preferenciales. Una incrustación no es más que el depósito adherido a la superficie metálica.

Un depósito viaja con la corriente o no lo hace pero no se adhiere. Lo que se busca con este tipo de productos químicos es eso, por dos razones:

- Porque las parafinas separadas restan a la producción ya que su remoción implica en general segregarse del circuito.
- Porque las parafinas “incrustadas” restringen las secciones de flujo, obstruyen medios mecánicos y provocan otras consecuencias.

Idealmente, un inhibidor debilita el depósito permitiendo su remoción y transporte por las fuerzas de flujo presentes en el sistema.

Son típicamente polímeros (compuestos de carbono, hidrógeno y nitrógeno) de alto peso molecular con estructuras afines a las parafinas. Generalmente no proporcionan 100% de inhibición.



Las diferencias entre los tres tipos de productos químicos para problemas de parafinas son sutiles. Ello se debe a:

- La complejidad de la matriz en la que deben actuar: el petróleo.
- La poca certeza acerca de la verdadera situación que se debe resolver ya que esta es variable a lo largo del circuito pozo-batería-planta.
- La complejidad de los mecanismos de acción del producto químico en la matriz (el petróleo).

Antes de aplicar cualquier tipo de producto químico debe caracterizarse los fluidos adecuadamente y conocer sus características termodinámicas y su composición, con el fin de determinar las condiciones a las que se podría presentar la depositación, después se realizan preensayos de campo en laboratorio y enseguida se recurre a la prueba de campo definitiva.

El segundo grupo de productos químicos es conocido como el de los depresores de punto de fluidez o PPD (“pour point depressors”). Este grupo funciona mejorando sus propiedades de flujo y las de formación de gel del petróleo en temperaturas más bajas que las temperaturas de aparición de los cristales de parafinas insolubles.

La verdadera temperatura de separación de los cristales de parafina es el punto de enturbiamiento (“cloud point”) que es, en general superior en 5 a 20°C al punto de escurrimiento. Al “cloud point” se lo denomina actualmente WAT (“wax apparition temperature”).

Las PPD actúan incorporándose a la red de parafinas (las parafinas cristalizan de forma similar a como lo hacen las sales inorgánicas aunque los cristales presentan menor resistencia mecánica a la ruptura que los compuestos inorgánicos).



La incorporación de los PPD al crudo causan una estructura en red debilitada que facilita el quiebre de la red por las fuerzas del flujo. Ambos efectos, reducción del “cloud point” y debilitamiento de la red llevan a una mejora de las propiedades de flujo como reducción de la viscosidad (en la región “cloud-pour” y en el entorno del “pour”) y otras propiedades reológicas, reducción del punto de fluidez (temperatura de formación de gel) y a la cohesión (empaquetado) del gel.

El gel es la estructura formada por los cristales de parafina dentro del resto del crudo no sólido. En realidad, todo el crudo se congela a baja temperatura (temperatura vítrea) lo que sucede que las parafinas lo hacen a mucha mayor temperatura que el resto de los hidrocarburos presentes.

Ciertas composiciones actúan mejor como inhibidores que como PPD y viceversa, ello se debe a que entre crudos hay diferencias composicionales (en la fracción parafina).

La función de los removedores y dispersantes de parafinas es dispersar, penetrar y quebrar los depósitos de parafinas. Se centra en evitar que los depósitos de parafina se aglomeren (crezcan), depositen aguas abajo del lugar donde se forman.

Pueden formularse para dispersar parafinas en solución de petróleo (hidrocarburos) o en agua, en estos se necesita un efecto humectante extra para que las parafinas se dispersen en la fase acuosa.

Existen en el mercado también productos químicos denominados mejoradores de flujo (“flow improvers”) que apuntan a mejorar la hidráulica del crudo y sus derivados en régimen turbulento. Son, en esencia reductores de pérdida de carga que, en el caso de los crudos con parafinas mejoran su desempeño en flujo.



La estructura y composición de los dispersantes de parafinas es similar a la de los mejoradores de flujo en algún aspecto y diferente en otros. Los primeros, a menudo poseen grupo funcional altamente polar que alcanza un carácter surfactante que es considerado como un prerrequisito básico para tener propiedades dispersantes. Cuando un producto químico tiene dos compuestos activos, uno de ellos puede obrar de dispersante de parafina y el otro de mejorador de flujo.

Alcoholes superiores a C16-C24 combinados con aminas primarias, secundarias y/o terciarias son ejemplos de las dos funciones logradas. Los PPD típicamente presentan tres características estructurales:

- Una parte afín a la parafina, típicamente una mezcla de C14 a C25 alquílica lineal que co-cristaliza con la parte parafinosa del crudo.
- Un componente polar, típicamente acrilatos o acetatos que limitan el grado de co-cristalización.
- Algún polímero que, cuando se adhiere al cristal de parafina en crecimiento inhibe estéricamente el mismo impidiendo el crecimiento de los cristales.

Téngase presente que las moléculas de parafina (wax) tienden a cristalizar primero como agujas discretas que luego se asocian en grandes estructuras o geles. El impedimento estérico es una interferencia espacial al crecimiento en gel cuya consecuencia es inhibir el flujo y causar la imposición.

El tamaño de los cristales de parafina tratados con mejoradores de flujo puede llegar a 5-20 micrómetros mientras que aquellas tratadas con dispersantes de parafinas solo llegan a 1-5 micrómetros. Un producto químico que combine ambas funciones puede, por efecto sinérgico lograr que las parafinas no superen 0.5-2 micrómetros.



Ningún producto químico redissuelve las parafinas que se separan del crudo si no que retardan lo suficiente los fenómenos de depositación, decantación, obturamiento y gelificación que generan consecuencias no deseadas.

Los mejoradores de flujo son modificadores de propiedades vinculadas al flujo (viscosidad aparente y “yield value” o esfuerzo de ruptura de gel) y algunas no totalmente vinculadas tales como el punto de escurrimiento (en el punto de enturbiamiento no hay flujo).

1.3.2 Productos químicos para problemas con asfaltenos. Los petróleos crudos en su mayoría contienen asfaltenos y resinas, ambos no se encuentran en el crudo verdaderamente disueltos sino en un estado disperso coloidal.

Varias causas pueden desestabilizar a asfaltenos y resinas y producir su pasaje a formas insolubles por ruptura del sistema coloidal que los mantiene mediante la fracción aromática del crudo, dispersas en el grueso del petróleo.

Usualmente, aunque por diferentes causas, los asfaltenos/resinas (A/R) se insolubilizan acompañados por parafinas generándose depósitos orgánicos mixtos en “tubing”; separadores, instalaciones de tratamiento y tanques de almacenamiento.

La estabilidad de los sistemas coloidales se debe a tres causas:

- Al tamaño de las moléculas involucradas, A/R son los compuestos de más alto peso molecular de los crudos con deficiencias de cargas eléctricas que se originan por ser heterocompuestos (contiene carbono e hidrogeno como anillos aromáticos unidos) además de nitrógeno, azufre y metales.
- A la estabilidad propia de los sistemas coloidales.



- A la estabilidad química que hace que la fracción aromática del crudo oficie de vínculo entre la fracción parafínica y los A/R. Cualquier producto químico que se adicione al crudo para evitar la deposición de los A/R deberá:
 - Aportar aromaticidad
 - Aportar poder dispersante “artificial” para los A/R al crudo, ya que el sistema natural de estabilidad se encuentra amenazado a un colapso.

El uso de productos químicos para A/R es mucho más frecuente aguas abajo. Ello se debe a dos causas:

- Las mezclas de crudos de orígenes diversos que, en muchos casos son incompatibles.
- Las altas temperaturas que se manejan en refinería, las cuales catalizan las reacciones tales con la conversión resinas a asfaltenos y su precipitación en las corrientes con ensuciamiento, espumas y taponamiento en instalaciones. Aunque con otra finalidad, el poder dispersante del producto químico que se busca en las parafinas es también buscado en los químicos usados para estabilizar A/R.

1.3.3 Productos químicos para problemas con emulsiones. Se utilizan emulsiones preparadas: lodos de perforación, tratamientos ácidos y microemulsiones para EOR son algunos ejemplos. También contra su voluntad, durante la explotación del petróleo se producen emulsiones entre agua y petróleo coproducidos.

El mayor consumo de productos químicos de aguas arriba está centrado en los desemulsionantes o sea químicos formulados para romper las emulsiones que se forman entre el reservorio y el punto de venta de petróleo.



Las emulsiones más usuales son del tipo agua (fase dispersa) en petróleo (fase continua), en algunas ocasiones son múltiples W/O/W. Las instalaciones mecánicas utilizadas para que se produzca la resolución (ruptura) de la emulsión, son las existentes en la planta de tratamiento de crudos (PTC).

Durante el proceso de deshidratación de petróleo, es necesario usar químicos demulsificantes para romper las emulsiones dentro de los tiempos que exige la operación.

El principal desafío que debe afrontar el productor es entregar el crudo en especificación (de agua y sales) recibiendo el crudo con agua y sales variables para lo cual solo dispone de tres recursos:

- Temperatura
- Tiempo de residencia (capacidad/ caudal).
- Productos químicos.

Los primeros productos químicos fueron jabones (la primera patente concedida en GB a Tret-O-Lite en 1919 contenía 80% oleato de sodio) y se empleaban en concentraciones superiores a 1000 ppm. Los productos químicos desemulsionantes actuales pueden ser eficientes a concentraciones 100 veces menores y contienen ácidos grasos etoxilados, resinas fenol formaldehído y aminas alquiladas entre sus formulaciones.

Esencialmente, la formación del producto químico es lograr que las gotas de agua dispersas en el petróleo lleguen a unirse entre sí para formar gotas más grandes que, por ley de Stokes aumentan a mayor velocidad.



1.4 ANÁLISIS SARA

Es un análisis composicional que busca cuantificar por medio de elución (separación por medio del lavado progresivo con un líquido apropiado de sustancias adsorbidas) los diferentes compuestos, analiza la muestra total, desde los compuestos livianos hasta los pesados, y de este modo permite comparar todos los petróleos con base al estándar consistente. Además, para los petróleos convencionales, el análisis S.A.R.A. provee una indicación de la estabilidad del fluido con respecto a la precipitación de asfaltenos, consideración importante a la hora de diseñar esquemas e instalaciones de producción. En el caso de los petróleos pesados, el análisis S.A.R.A. es menos útil como indicador de la precipitación de asfaltenos, que se produce habitualmente cuando el petróleo pesado se diluye con ciertos gases o solventes. Además, las prácticas del análisis S.A.R.A. pueden variar, dificultando la comparación de las mediciones obtenidas en diferentes laboratorios.

El análisis S.A.R.A también permite determinar en parte la naturaleza de la materia orgánica de la roca madre, además del grado de madurez del crudo y la intensidad de los procesos de alteración posteriores a la expulsión.

* Tomado de la NT G.P.A. N°41 pág. 4.



1.4.1 Métodos de análisis S.A.R.A. Se pueden encontrar muchas variantes del análisis S.A.R.A. sin embargo, no todos dan resultados equivalentes; el análisis comenzó con el trabajo de Jewel y otros en 1972 como resultado de un esfuerzo mutuo entre API y el “Bureau of Mines” para desarrollar métodos de caracterización de fracciones de petróleo con puntos de ebullición por encima de los 400°C (GPA, 2010).

Para realizar la caracterización del petróleo que hierve a más de 400°C, ésta debe ser subdividida en fracciones más simples de analizar. El fraccionamiento debe reunir cuatro requisitos:

1. Los procedimientos deben ser analíticamente repetibles.
2. Los procedimientos deben ser aplicables a fracciones pesadas.
3. Los procedimientos deben ser experimentalmente convenientes y requerir una mínima inversión de horas hombre.
4. El fraccionamiento no debe presentar alteraciones químicas.

1.4.1.1 Cromatografía en columna abierta de adsorción por arcilla-gel (base de ASTM D2007). A nivel de laboratorio se ha estandarizado un procedimiento para la determinación de los diferentes compuestos que conforman el crudo.

Si la muestra contiene agua, se debe hacer previamente una deshidratación. Si presenta alguna clase de partículas, se debe filtrar. Antes de cargar la muestra a la columna se debe homogenizar, calentándola. Este método requiere una muestra de aceite bastante grande, lleva mucho tiempo, es difícil de automatizar y requiere grandes cantidades de disolventes.



1.4.1.2 Cromatografía de capa delgada (TLC). Es el método más rápido de separación, utiliza barras de cuarzo que están cubiertas con partículas de sílice sinterizado. A diferencia de la columna y las técnicas de HPLC (cromatografía líquida de alta presión), los asfaltenos no necesitan ser separados de otros componentes del petróleo crudo antes del análisis cromatográfico.

Una tecnología popular conocida como el IATROSCAN, que combina el TLC con detección de ionización de llama (TLC-FID), la aplicó por primera vez Suzuki; es un método que desde entonces ha sido ampliamente utilizado.

1.4.1.3 Cromatografía líquida de alta presión (HPLC) con detector de refracción: Esta técnica usa columnas de sílice o alúmina para separar las fracciones pesadas del petróleo. Esta técnica es rápida, más reproducible y de fácil automatizado que la columna de la técnica ASTM D2007. En ambos métodos es necesario remover la fracción de asfaltenos antes de proceder con la cromatografía.

1.4.2 Comparaciones entre los métodos. Teniendo en cuenta los anteriores métodos se pueden hacer las siguientes comparaciones:

- TLC-FID: Esta técnica no puede ser recomendada para analizar por el método S.A.R.A. los aceites de gravedad media.
- HPLC y ASTM: Las diferencias entre las fracciones S.A.R.A. HPLC y las medidas por el método ASTM estuvieron principalmente en las fracciones volátiles y saturadas.
- HPLC – no presentó pérdidas de los componentes durante la evaporación. La principal diferencia es la cantidad de tiempo, la muestra y el solvente requerido (GPA, 2010).



2. “GAS LIFT”

Existen dos tipos de sistemas de “gas lift” usados en la industria del petróleo, éstos son los llamados de flujo continuo y de flujo intermitente (Forero *et al.*, 1993).

2.1 FLUJO CONTINUO DE “GAS LIFT”

En este sistema se inyecta gas a alta presión en la columna de petróleo, éste gas se une con el gas de la formación e influye en uno o más de los siguientes procesos:

1. Reducción de la densidad y el peso de la columna, por lo tanto la presión diferencial entre el reservorio y el pozo puede incrementar.
2. Expansión del gas inyectado, lo que hace que el gas empuje al líquido por delante lo que reduce el peso de la columna, lo cual aumenta el diferencial de presión entre el reservorio y el pozo.
3. Desplazamiento de baches de líquido por burbujas grandes de gas que actúan como pistón.

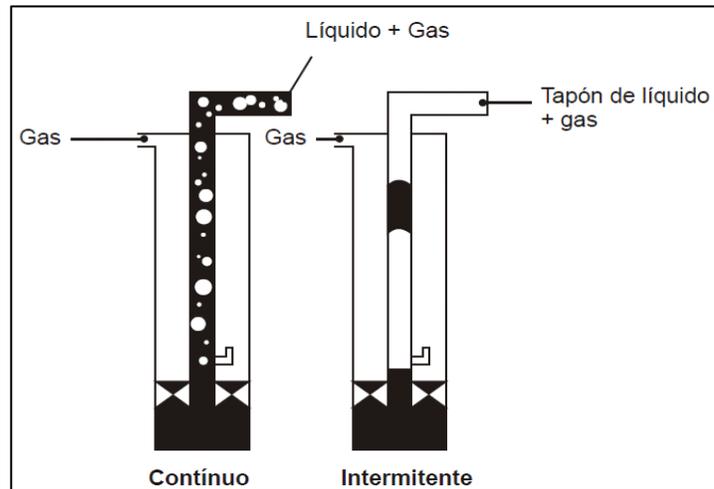
2.2 FLUJO INTERMITENTE DE “GAS LIFT”

Si el pozo tiene una presión de yacimiento baja o una producción muy baja puede usarse este sistema. En este sistema el fluido es acumulado y subido en la tubería hasta el cabezal, periódicamente una burbuja de gas a alta presión es inyectada dentro de la tubería, la frecuencia con que es inyectada se determina por la



cantidad de tiempo que un bache de líquido vaya del fondo a superficie (Forero *et al.*, 1993).

Figura 2. Clases de “gas lift”.



Fuente: ESP OIL Engineering Consultants, "Gas lift basics", pag 9.

2.3 VENTAJAS Y LIMITANTES DEL “GAS LIFT”

El “gas lift” es propio para casi cualquier tipo de pozo que requiera un sistema artificial, este puede ser usado en pozos depletados, pérdida de la rata de producción, pérdida de flujo natural (Forero *et al.*, 1993).

Las ventajas del “gas lift” pueden ser resumidas así:

1. El costo inicial del equipo de fondo es usualmente bajo.
2. La flexibilidad no puede ser igualada por ningún otro sistema, las instalaciones pueden ser asignadas para levantamiento inicialmente cerca



de la superficie y para la profundidad total del pozo. Además las instalaciones pueden ser designadas para uno, o algunos cientos de barriles por día.

3. La rata de producción puede ser controlada desde superficie.
4. La arena no afecta los equipos de “gas lift”.
5. No es afectado negativamente por la desviación del pozo.
6. La pequeña cantidad de partes móviles del sistema permite que preste un servicio prolongado comparado con algunos otros sistemas de levantamiento artificial.
7. Los costos de operación con relativamente bajos.
8. El componente más importante del equipo, el compresor de gas es instalado en superficie donde su inspección es muy sencilla al igual que su reparación y mantenimiento. Este equipo puede ser accionado eléctricamente o por gas.

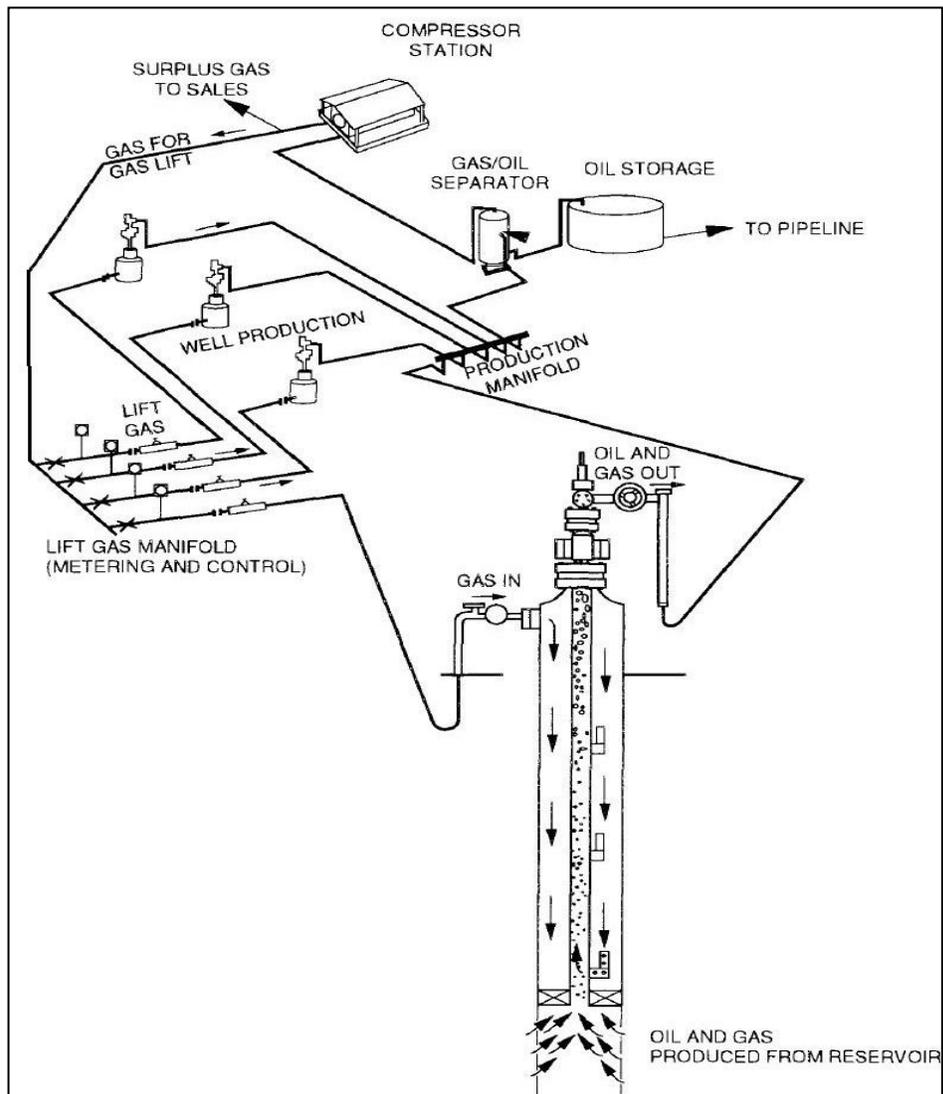
De otra parte algunas limitaciones que presenta el sistema son las siguientes:

1. Disponibilidad del gas. En algunos casos se usa aire o solamente nitrógeno pero generalmente el uso de estos es más costoso y son más difíciles de trabajar (Forero *et al.*, 1993).
2. El espacio del pozo es limitado para la central de alta presión de gas, este problema puede ser superado con el retorno del gas producido a través de los pozos inyectoros (Forero *et al.*, 1993).
3. El uso de gas corrosivo, los costos de operación al usar “gas lift” se pueden incrementar si es necesario tratamiento del gas antes del uso (Forero *et al.*, 1993).
4. Las instalaciones de “gas lift” incluyen compresores que requieren un plazo más largo y mayor preparación que los sistemas de bombeo para pozos únicos (Forero *et al.*, 1993).



5. En reservorios de baja presión se debe usar el sistema intermitente de levantamiento y cámaras de elevación de “gas lift” que pueden ser comparables a sistemas de bombeo (Forero *et al.*, 1993).
6. La conversión de pozos viejos pueden necesitar una integridad alta de revestimiento, esto lo podrían necesitar otros sistemas de bombeo.

Figura 3. Sistema típico de “gas lift”



Fuente: Gas lift design guide. Cap. 1, pag.1.



2.4 BALANCE DE GAS

El volumen diario de gas utilizado con fines de levantamiento utiliza parcialmente la capacidad del sistema de compresión. La capacidad de compresión restante es utilizada por el gas proveniente de los yacimientos y recolectada a través del sistema de baja presión. Para mantener controlado el uso eficiente de la capacidad de compresión de gas es necesario realizar balances de los volúmenes de gas utilizado tanto a nivel de pozo como a nivel de sistema (Maggiolo, 2004).

2.4.1 En el pozo. La tasa de gas de levantamiento medido en el registrador de flujo de cada pozo, debe ser aproximadamente igual a la tasa de gas que deja pasar la válvula operadora de subsuelo bajo condiciones dinámicas de operación, es decir, bajo el diferencial de presión existente entre la presión del gas de inyección y la presión en la columna de fluido frente a la válvula. El gas aportado por la formación no se puede medir pero se determina por la diferencia entre el total medido en la estación durante la prueba del pozo y el gas de levantamiento inyectado simultáneamente al pozo (Maggiolo, 2004).

2.4.2 En el sistema. El volumen diario de gas recolectado de las estaciones menos el quemado o venteado, menos el extraído del sistema de baja presión para otros usos, debe ser igual al que entra al sistema de compresión (Maggiolo, 2004).

El volumen diario de gas que entra al sistema de compresión menos el extraído inter-etapas debe ser igual al descargado por el sistema, y este a su vez debe ser igual a la suma del volumen diario enviado a los diferentes usos: Transferencia a otros sistemas, inyectado al yacimiento, combustible, levantamiento artificial por gas, entregado a terceros, recirculación, etc. (Maggiolo, 2004).

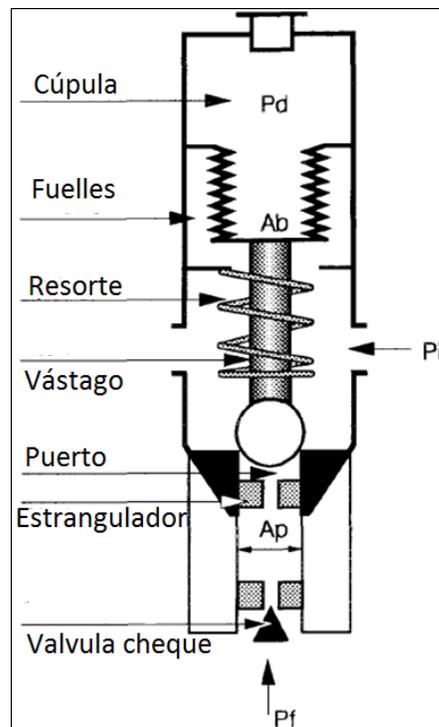


Finalmente el volumen diario enviado a los múltiples de “gas lift” debe ser igual a la sumatoria de los caudales diarios de gas inyectado a los pozos asociados al sistema. Para el control y seguimiento de estos balances se colocan facilidades de medición en puntos estratégicos del sistema de gas con registradores de flujo debidamente codificados y reportados en sistemas corporativos de información y control (Maggiolo, 2004).

2.5 MECÁNICA DE VÁLVULAS

La válvula de levantamiento artificial por gas es básicamente un regulador de presión.

Figura 4. Válvula



Fuente: Gas lift design guide. Cap. 3, pag.1.



En la válvula el elemento de cierre es un fuelle cargado con gas a presión (aunque algunas utilizan un resorte al igual que el regulador); las fuerzas de apertura provienen de la acción de la presión del gas (corriente arriba) y de la presión del fluido o presión de producción (corriente abajo) sobre el área del fuelle y el área del asiento respectivamente o viceversa dependiendo del tipo de válvula (Maggiolo, 2004).

2.5.1 Clasificación de las válvulas para levantamiento artificial por gas. De acuerdo a la presión que predominantemente abre a la válvula éstas se clasifican en:

2.5.1.1 Válvulas operadas por presión de gas. Son aquellas donde la presión de gas actúa sobre el área del fuelle por lo que abren predominantemente por dicha presión (Maggiolo, 2004).

2.5.1.2 Válvulas operadas por presión de fluido. Son aquellas donde la presión del fluido del pozo actúa sobre el área del fuelle por lo que abre predominantemente por dicha presión (Maggiolo, 2004).

En la mayoría de los casos se recomienda utilizar válvulas operadas por presión de gas ya que ayudan a mantener estable la presión de inyección en el pozo y además, conociendo dicha presión en la superficie es relativamente fácil diagnosticar cuál de las válvulas está operando (Maggiolo, 2004).

2.6 EFECTO JOULE-THOMPSON

Este efecto se da cuando la temperatura de un gas varía al momento de hacer pasar el mismo por un área reducida, el cambio se puede ver reflejado en un

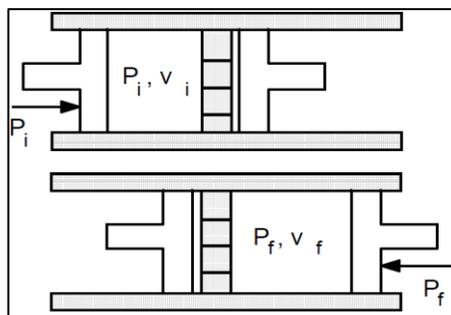


aumento o disminución de la temperatura del gas, que depende de la presión de entrada, la presión de salida y el tipo de gas usado.

El paso del gas a través de la restricción es un proceso irreversible, sin embargo la entalpía del sistema durante el proceso permanece constante, por lo que se denomina proceso isoentálpico, además, el hecho de que el dispositivo de estrangulación genere una caída de presión no significa que se genere trabajo.

Se considera un proceso adiabático porque el área que atraviesa el gas es muy pequeña y además el tiempo de circulación no es lo suficientemente grande como para que exista transferencia de calor, además el cambio de energía potencial es muy pequeño ($\Delta E_p=0$), y aunque la velocidad de salida es considerablemente mayor, el cambio de energía cinética es insignificante ($\Delta E_c=0$), si en un experimento se contara con un recipiente como el de la Figura 5, se podría determinar que la variación de la energía interna de un mol de gas es igual al trabajo realizado por el compresor sobre el mol de gas (P_i, v_i ; siendo v_i el volumen de un mol de gas a presión constante P_i), menos el trabajo del gas al expandirse a presión constante en el segundo contenedor, P_f, v_f .

Figura 5. Recipiente adiabático



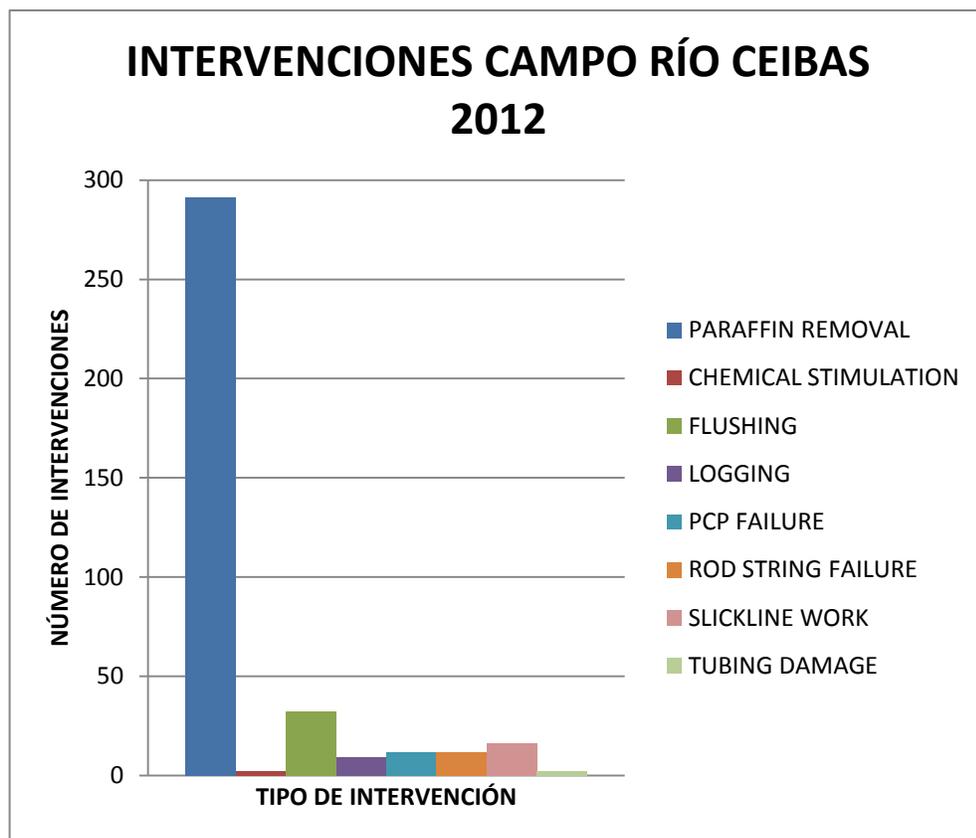
Fuente: Los autores.



3. IDENTIFICACIÓN DE LA PROBLEMÁTICA POZOS RÍO CEIBAS

En el Campo Río Ceibas, uno de los problemas con mayor recurrencia es el que se reporta en los pozos de “gas lift” por bloqueo de orgánicos, específicamente por parafinas asociadas a la expansión del gas al momento de descarga en fondo, lo que genera caídas de presión y temperatura. El gráfico 1 muestra las diferentes intervenciones y el número de éstas, realizadas en el Campo Río Ceibas en el año 2012.

Gráfico 1. Intervenciones al Campo Río Ceibas



Fuente: Open Wells (Base de datos Ecopetrol).



Para Ecopetrol S.A. la cantidad de dinero invertida en las intervenciones a pozos con esta problemática sumado a la producción diferida representa una cifra económica significativa, por lo cual se están buscando alternativas y soluciones para afrontar los bloqueos por parafinas en los sistemas de “gas lift” en el Campo Río Ceibas.

3.1 ANTECEDENTES

El Campo Río Ceibas se localiza en el Valle Superior del Magdalena a 25 Km al Noreste de la ciudad de Neiva. En cuanto a su mineralogía ha sido catalogada como arenas con alto a mediano contenido de arcilla. Según pruebas de difracción de Rayos-X hechas a núcleos del yacimiento la concentración de arcillas varía desde 17% a 27%, siendo la esmectita (arcilla hinchable) la predominante, representa entre el 40% y el 80% del total de arcillas.

El pozo RC-17H del Campo Río Ceibas perteneciente a Ecopetrol se perforó el 15 de marzo de 1997, el 11 de abril de 1997 se inició el completamiento del pozo, el 25 de mayo de 2002 se realizó perforación horizontal después de dejar pescado debido a la precipitación de orgánicos en Mayo de 2001 y no poder repescar. En la figura 6 se ilustra el estado mecánico del pozo RC-17H.

La producción del pozo RC-17H presentó un caudal inicial de 315 BOPD apenas 0.9% de BSW. Desde entonces su capacidad de aporte fue declinando sensiblemente hasta 77 BOPD con un BSW de 2%. Su producción de gas incrementó considerablemente a partir de la primera semana de su completación, promediando una producción aproximada de 650 KSCFPD. Estos valores de flujo no fueron satisfactorios para lo que se esperaba del pozo, por lo cual se llevaron a cabo diferentes tratamientos para aumentar la producción.



3.1.1 Caracterización del crudo del Campo Río Ceibas. Con base en la caracterización del crudo del Campo Río Ceibas, puede afirmarse que es un crudo mediano debido a que su densidad en gravedad °API es de 24.4, con un contenido moderado de parafinas, en la tabla 1 se muestran los resultados de éstos y otros análisis realizados, con los respectivos métodos usados.

Tabla 1. Caracterización del crudo Campo Río Ceibas

ANÁLISIS	MÉTODO	UNIDADES	CAMPO RÍO CEIBAS
Destilación simulada	ASTM D 5307- (07)	----	----
IBP		°C	32.4
5 %Volumen		°C	110.4
10 %Volumen		°C	155.7
20 %Volumen		°C	229.3
30 %Volumen		°C	286.7
40 %Volumen		°C	332.9
50 %Volumen		°C	384.5
60 %Volumen		°C	436.0
67 %Volumen		°C	473.2
68 %Volumen		°C	479.1
70 %Volumen		°C	491.5
79 %Volumen		°C	552.0
80 %Volumen		°C	559.7
90 %Volumen		°C	----
91 %Volumen		°C	----
92 %Volumen	°C	----	
Gases Disueltos (Resumen por grupo)	ASTM D 6729-(09)	----	----
Parafinas		% Peso	0.958
I-Parafinas		% Peso	1.227
Aromáticos		% Peso	0.055
Mono-Aromáticos		% Peso	0.055
Naftenos		% Peso	1.561
Mono-Naftenos	% Peso	1.561	



ANÁLISIS	MÉTODO	UNIDADES	CAMPO RÍO CEIBAS
Olefinas		% Peso	0.009
C7+		% Peso	96.183
Contenido de agua y sedimento	ASTM D 4007-(11)	% Volumen	0.05
Sedimentos por Extracción	ASTM D 473-(12)	% Peso	0.01
Contenido de Azufre	ASTM D 4294-(10)	% Peso	0.584
Densidad a 15°C	ASTM D 5002-(10)	g/mL	0.9074
Gravedad API	ASTM D 1250-(08)	°API	24.4
Punto de Inflamación	ASTM D 56-(10)	°C	6.0

Fuente: Informe parcial análisis ASSAY Tipo I a 26 Muestras de crudo

En la tabla 2 se reportan los resultados del análisis SARA para el crudo de éste campo.

Tabla 2. Análisis SARA Crudo Campo Río Ceibas

PARÁMETRO	UNIDADES	MÉTODO	CAMPO RÍO CEIBAS NORTE
SATURADOS (S)	%	NIGOGA ED 4,0 - 2000 L.C.	61,42
AROMÁTICOS (Ar)	%	NIGOGA ED 4,0 - 2000 L.C.	22,52
RESINAS (R)	%	NIGOGA - ED 4.0 - 2000 L.C.	9,93
Asfaltenos (A)	%	NIGOGA - ED 4.0 - 2000 L.C.	6,13
INDICE DE INESTABILIDAD COLOIDAL		NIGOGA - ED 4.0 - 2000 L.C.	2,08

Fuente: Reporte de resultados de laboratorio No. Gep-0106 (ANTEK S.A.)



Con el fin de determinar la estabilidad de los asfaltenos se realizó un análisis cualitativo y cuantitativo a partir del comportamiento de las siguientes relaciones: $[R/A]$, $[S/Ar]$, $[S/A]$, $[Ar/A]$, $[Ar/(S^*A)]$, $[(R/A)/(S/Ar)]$, $[R^*(Ar/S)]$, $[(S^*Ar)/A]$. Cada relación fue dividida en tres zonas y a su vez se les asignó un valor específico. A la zona inferior (inestable, rango [0-9]) un valor de 1, a la zona intermedia (meta-estable, rango [9-23]) un valor de 5 y a la zona superior (estable, mayor a 23) un valor de 10. Posteriormente se debe realizar la sumatoria de los valores asignados a cada relación. Si la sumatoria es mayor a 30, se encuentra en estado estable, si ésta es menor a 15, se encuentra en estado inestable y si la sumatoria se encuentra en el rango de 15 a 30, se encuentra en estado meta-estable. *

En la tabla 3 se muestra la relación obtenida entre los parámetros fisicoquímicos del crudo del Campo Río Ceibas, además en la última fila de la tabla 3 se encuentran los valores asignados a cada relación; al sumar estos valores se obtiene 21 como resultado, es decir la sumatoria se encuentra en el rango de 15 a 30, lo que indica que los asfaltenos presentes en el crudo del Campo Río Ceibas son meta-estables.

Tabla 3. Relación entre los parámetros fisicoquímicos del crudo del Campo Río Ceibas

R/A	S/Ar	S/A	Ar/A	Ar/(S*A)	(R/A)/(S/Ar)	R*(Ar/S)	(S*Ar)/A
1.62	2.73	10.02	3.67	0.06	0.59	3.64	225.64
1	1	5	1	1	1	1	10

Fuente: Los autores

* Tomado de Sepúlveda, *et al.*, Revista Ingeniería y Región No. 7 Año 2010,

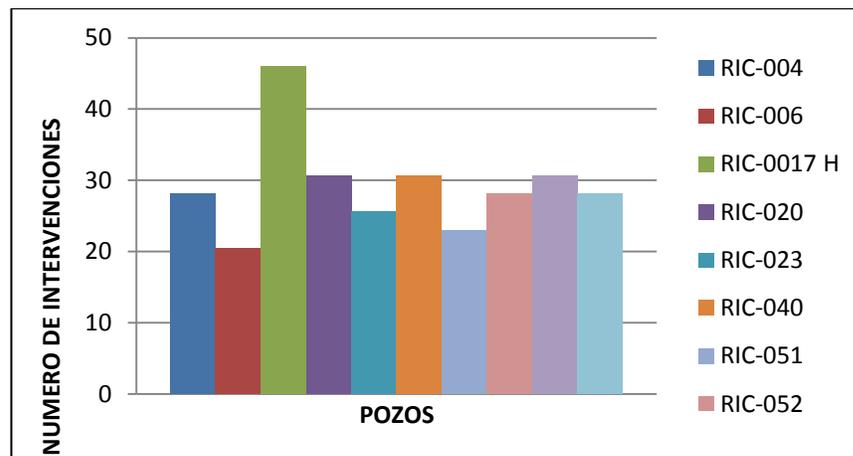


3.2 PLANTEAMIENTO DE LA PRUEBA PILOTO

El origen del piloto se soporta en la problemática propia que reportan los pozos “gas lift” por bloqueo de orgánicos (parafinas) asociados a la expansión del gas al momento de descarga en fondo (generando ΔP y ΔT), por cuanto se infiere que el crudo a condiciones de presión y temperatura de yacimiento no presenta problemas de movilidad y formación de cristales.

Dentro del histórico de servicios, el pozo RC-17H reporta el mayor número de intervenciones de corte de parafina y pérdida drástica de producción (pérdida de producción de hasta el 80% en cinco días posterior a limpieza), razón particular por la cual se selecciona éste, como el pozo candidato para inicio del piloto de inyección de agente químico para inhibir la formación de cristales de parafina. En el gráfico 2 se muestran las intervenciones por corte de parafinas realizadas en los pozos con sistema de levantamiento “Gas Lift” del Campo Río Ceibas, en donde se evidencia que el pozo RC-17H posee el mayor número de intervenciones en el año 2012.

Gráfico 2. Intervenciones pozos del Campo Río Ceibas por corte de parafinas año 2012



Fuente: Open Wells (Base de datos Ecopetrol).



El pozo RC-17H tiene una alta precipitación de parafinas asociadas a la problemática de expansión de gas descrita anteriormente y que como consecuencia de la baja en temperatura, se registra obstrucción en la tubería de producción ocasionando pérdidas de producción.

3.3 SELECCIÓN DE LA ESPECIE QUÍMICA

3.3.1 Alternativas químicas. Dado que la problemática está asociada a la formación de cristales de parafina por expansión de gas, se define la selección de especies químicas mediante la valoración de parámetros fisicoquímicos de crudo como viscosidad, %BS&W y fluidez, de tal forma que se logre determinar la especie química de mejor comportamiento para garantizar las mejores condiciones de movilidad y viscosidad al momento de exponer la solución a temperaturas cercanas a su punto de nube. Entre las especies químicas a analizar se encuentran dos inhibidores, dos dispersantes y un solvente polar.

3.3.2 Desarrollo de pruebas. Conforme la norma ASTM D445-88, se procedió a llevar a cabo la prueba de laboratorio para determinación de la viscosidad cinemática en un total de cuatro referencias químicas, dosificadas a tres concentraciones diferentes en la muestra de crudo representativa, fresca y previamente precalentada.

Para el desarrollo de la prueba a nivel de laboratorio se aseguró la permanencia de un blanco o muestra testigo, que se tiene como base de comparación para valorar la eficiencia efectiva de cada producto aplicado a su concentración de trabajo, así mismo se generó la línea base de cada una de las propiedades fisicoquímicas del crudo en cuanto a su condición de mayor movilidad (crudo precalentado) y crudo con punto de fluidez nulo (muestra a 50°F). En la Imagen 1 se observa la muestra blanco a 50°F sin fluidez.



Imagen 1. Muestra blanco a 50 °F.



Fuente: Informe de pruebas inhibidor de Parafinas Pozo RC-17H, CLARIANT (Colombia) S.A

La prueba de determinación de viscosidades a nivel de laboratorio se corrió para un rango de temperatura entre 50°F a 90°F, de igual forma, para cada rango de temperatura y para cada dosificación se realizó la determinación del contenido de agua y sedimento (BS&W), según la norma ASTM D4007-11, valorando en cada intervalo de temperatura y para cada dosis aplicada las propiedades fisicoquímicas del fluido. Estas pruebas (determinación de la viscosidad y del BS&W), buscan encontrar la especie química y dosis de mejor desempeño que garantice condiciones de movilidad de crudo y baja formación de cristales asociados a la estabilización de emulsiones, de tal forma que el impacto que el gas por efecto de expansión y descenso en temperatura (efecto Joule-Thompson) se compense con la inyección de la especie química seleccionada en línea de flujo. En las tablas 4 y 5, se encuentran los resultados de las pruebas de laboratorio, cabe aclarar que la movilidad reportada en la columna 6 (como nula, media o alta) fue a criterio de la persona que realizó la prueba de viscosidad.

En la Imagen 2 se observa la muestra después de aplicar el inhibidor de parafina 2 (referenciado en la Tabla 4).



Imagen 2. Muestra inhibidor de parafina



Fuente: Informe de Pruebas inhibidor de Parafinas Pozo RC-17H, CLARIANT (Colombia) S.A

Dadas las condiciones operativas del sistema de levantamiento y en razón a que la inyección del producto químico a nivel de campo está propuesta para realizarse vía “gas lift” con descarga a través de mandriles con orificio de 2 3/8”, se adelantó previamente la selección de especies químicas para la prueba, de tal forma que la mismas cumplieran con condiciones mínimas (baja densidad y viscosidad, bajo contenido de material sólido suspendido y punto de cristalización superior a la temperatura de descarga del gas), propiedades valoradas conforme su ficha técnica y prueba de calidad

Tabla 4. Resultados de las pruebas de laboratorio para los productos químicos

Producto	Dosis (ppm)	Temperatura (°F)	Viscosidad (cP)	Movilidad	Emulsión
Inhibidor Parafina 1	500	90	101	Media	0,2
	1000		83	Alta	0,1
	1500		74	Alta	0,1
	500	70	101	Media	0,3
	1000		87	Alta	0,1
	1500		78	Alta	0,1
	500	50	110	Nula	0,3
	1000		108	Media	0,1
	1500		105	Media	0,1
Inhibidor Parafina 2	500	90	95	Alta	0,0
	1000		78	Alta	0,0
	1500		70	Alta	0,0
	500	70	95	Alta	0,1
	1000		82	Alta	0,0



Producto	Dosis (ppm)	Temperatura (°F)	Viscosidad (cP)	Movilidad	Emulsión
	1500	50	76	Alta	0,0
	500		105	Alta	0,0
	1000		105	Alta	0,0
	1500		101	Alta	0,0
Dispersante 1	500	90	107	Media	0,3
	1000		88	Media	0,3
	1500		78	Alta	0,1
	500	70	107	Media	0,3
	1000		92	Media	0,3
	1500		85	Media	0,3
	500	50	118	Nula	0,3
	1000		118	Nula	0,3
	1500		113	Nula	0,3

Fuente: Informe de pruebas Inhibidor de parafinas Pozo RC-17H, CLARIANT (Colombia) S.A

Tabla 5. Resultados de las pruebas de laboratorio para los productos químicos (continuación)

Producto	Dosis (ppm)	Temperatura (°F)	Viscosidad (cP)	Movilidad	Emulsión
Solvente Polar	500	90	116	Nula	0,1
	1000		95	Alta	0,1
	1500		85	Alta	0
	500	70	116	Nula	0,3
	1000		100	Media	0,3
	1500		89	Alta	0,1
	500	50	126	Nula	0,2
	1000		124	Nula	0,3
	1500		120	Nula	0,3
Dispersante 2	500	90	110	Nula	0,2
	1000		89	Media	0,2
	1500		80	Media	0,3
	500	70	110	Nula	0,2
	1000		94	Media	0,3
	1500		84	Media	0,3
	500	50	118	Nula	0,3



Producto	Dosis (ppm)	Temperatura (°F)	Viscosidad (cP)	Movilidad	Emulsión
	1000		116	Nula	0,3
	1500		113	Nula	0,3
Blanco	NA	90	108	Media	0,4
		70	123	Nula	0,6
		50	150	Nula	0,6

Fuente: Informe de pruebas Inhibidor de parafinas Pozo RC-17H, CLARIANT (Colombia) S.A

Finalizadas las pruebas de laboratorio y conforme a los resultados reportados en las tablas 4 y 5, se puede concluir que la mejor opción química es la inyección del agente inhibidor No.2 que corresponde al producto químico “Waxtreat” 3692, a una dosificación de 1500 ppm y temperatura de 50°F, en la que se registra la mayor movilidad, menor viscosidad y menor contenido de emulsión, a las diferentes temperaturas evaluadas, sin embargo esto no quiere decir que la dosificación a usar sea exactamente ésta, ya que la condición de la temperatura cambia en el pozo a medida que el crudo asciende a través de la tubería de producción.



3.4 PRUEBAS EN EL CAMPO RÍO CEIBAS

3.4.1 Programación de la prueba piloto. Luego de seleccionar el producto, se procedió a programar la prueba piloto en el pozo RC-17H para el día 08 de abril de 2013 , sin embargo antes se realizó el corte de parafinas con la unidad de "slick line", además se realizó la instalación del punto de inyección de producto químico (Imagen 3) cerca a la cabeza del pozo RC-17H.

3.4.2 Cálculo de dosificación del producto químico “Waxtreat” 3692. El cálculo de dosificación se basó en la producción de crudo (20 BFPD) para una concentración de 500 ppm.

La dosificación óptima según cálculos fue de 0,42 GPD (Galones de producto por día) y con requerimiento de inyección a través de sistema de aspersion por tratarse de línea de gas. Con forme a este cálculo, se decide inyectar 1 GPD del inhibidor de parafinas “Waxtreat” 3692.

$$\text{GPD} = \frac{[\text{ppm}] \times \text{Volumen a tratar (BFPD)}}{23810} \quad \text{Ec. 1}$$

$$\text{GPD} = \frac{500 \text{ ppm} \times 20 \text{ BFPD}}{23810}$$

$$\text{GPD} = 0.42$$

El valor de la constante 23810 presente en la Ec. 1, es un factor de conversión resultado de dividir los ppm entre 1000000 y pasar los BFPD (barriles de fluido por día) a galones por día, es decir multiplicar los BFPD por 42.



Imagen 3. Caseta de producto químico Isla 6



Fuente: Fotografía del punto de inyección de producto químico, tomada en el Campo Río Ceibas.

3.4.3 Iniciación de la prueba piloto. La prueba piloto se inició el día 8 de Abril de 2013 con una dosificación de 1 GPD, a una concentración real de 1190 ppm.

3.4.4 Registro de las variables de seguimiento del pozo RC-17H. Se registraron variables de seguimiento, tales como THP, BFPD, BSW y BOPD.

La THP (presión en cabeza de pozo) registrada fue de 100 psi, la producción promedio de 20 BFPD (barriles de fluido por día) con un BSW promedio de 11% y 17,8 BOPD (barriles de aceite por día); para estos tres últimos datos el pozo fue probado después del servicio (corte de parafinas).



3.5 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN DEL POZO RC-17H

El día 10 de Abril de 2013, el pozo RC-17H fue probado contra tanque durante 24 horas para verificar su producción. De igual forma por limitación de facilidades se decidió probar el pozo 6 (seis) veces, en los primeros treinta días posteriores a la implementación del tratamiento químico, con el fin de evaluar el desempeño del “Waxtreat” 3692 en el pozo RC-17H.

Imagen 4. Boquilla de inyección de producto químico



Fuente: Fotografía de la cabeza de Pozo RC-17H, tomada en el Campo Río Ceibas.

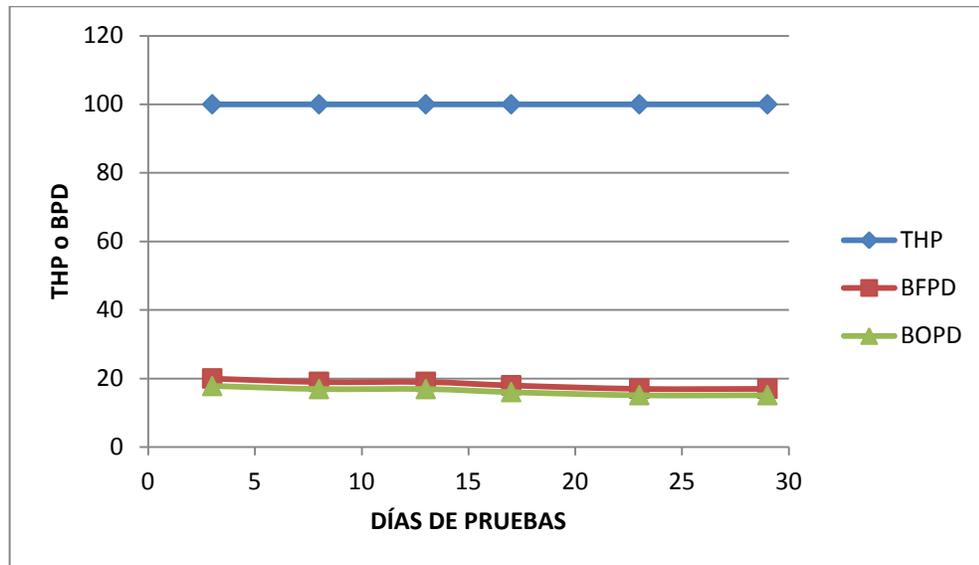
Tabla 6. Pruebas del pozo RC-17H

Variables	Fechas de pruebas					
	10-abr	15-abr	23-abr	27-abr	02-may	06-may
THP (PSI)	100	100	100	100	100	100
BFPD	20	19	19	18	17	17
BOPD	17,8	16,91	16,91	16,02	15,13	15,13
%BSW	11	11	11	11	11	11

Fuente: Base de datos Ecopetrol.



Gráfico 3. Comportamiento de las variables de seguimiento en el primer periodo de prueba.



Fuente: Los autores.

Durante el primer mes de implementación del tratamiento químico, el pozo RC-17H, fue probado en seis (6) oportunidades. El tiempo inicial de evaluación del producto “Waxtreat” 3692, fue de un mes, debido a las reiterativas intervenciones que se realizaban al pozo en cuestión.

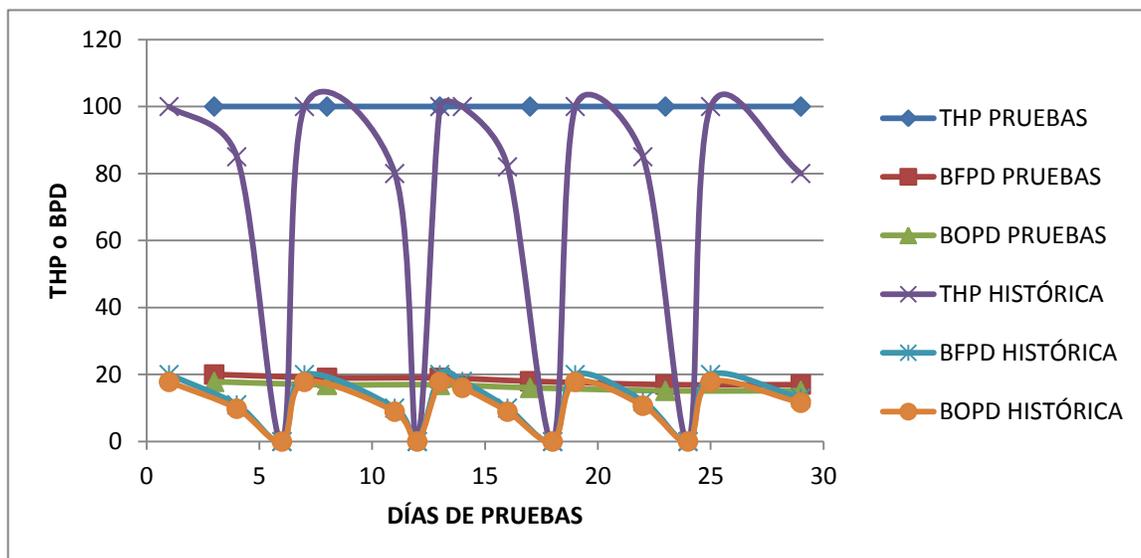


4. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LA PRUEBA PILOTO

En la prueba piloto para inyección de inhibidor de parafina en el sistema de “gas lift” del pozo RC-17H, se obtuvo la eficiencia esperada, minimizando el número de intervenciones y manteniendo caudales de producción con variaciones mínimas para el primer periodo de evaluación (30 días).

Respecto al histórico de la THP, ésta no registró caída por cuanto se presume no existe restricción en fondo y por ende el caudal (bls/día) se mantiene en las condiciones óptimas y se reporta un "Run life" inicial para el primer periodo de evaluación tres veces mayor en tiempo al histórico reportado. En los gráficos 4, 5 y 6 se observa el comportamiento de las variables de seguimiento antes y después del tratamiento.

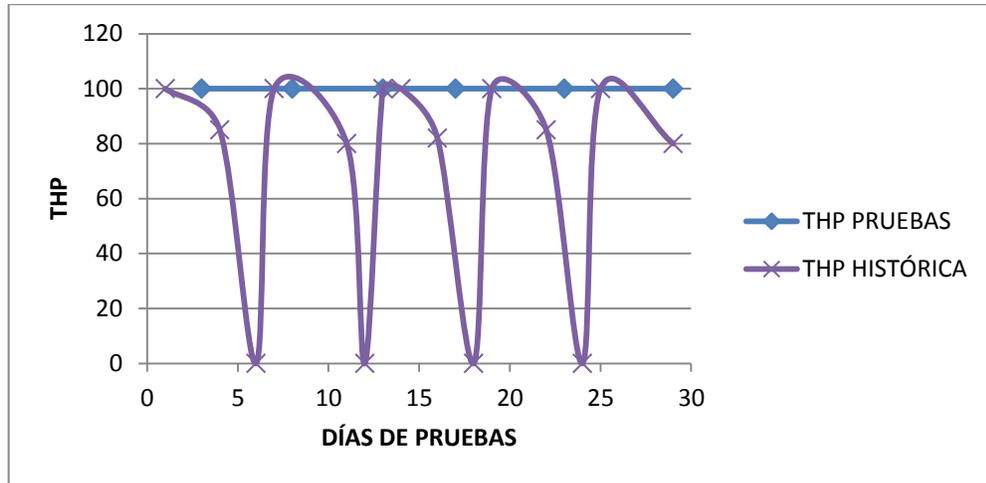
Gráfico 4. Comparación de las variables de seguimiento antes y después del tratamiento.



Fuente: Los autores.

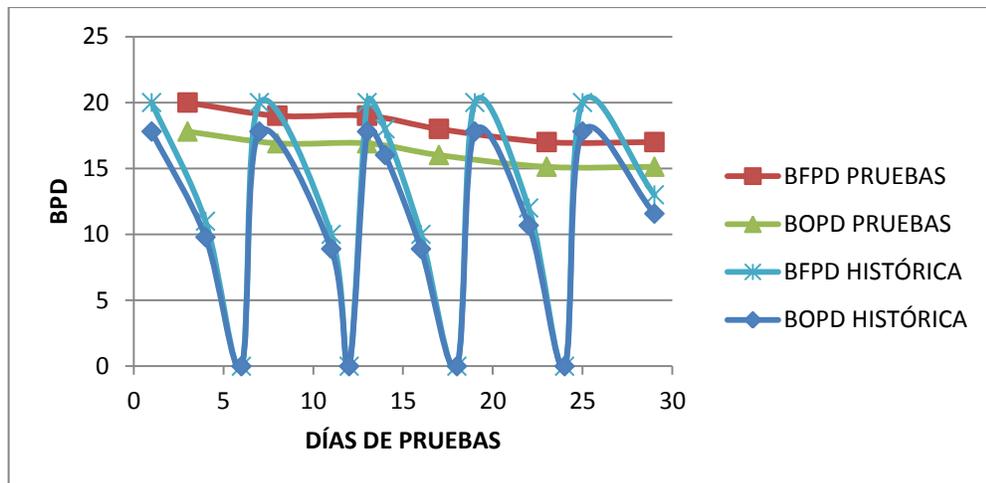


Gráfico 5. Comparación THP histórica y THP de pruebas



Fuente: Los autores

Gráfico 6. Comparación BFPD histórica y BFPD pruebas.



Fuente: Los autores

De acuerdo a las pruebas contra tanque y después de 30 días de la prueba piloto, el pozo RC-17H perdió 3 BFPD y 2 BOPD. La presión en cabeza de pozo se mantuvo en 100 psi. Anteriormente, el pozo en tan solo 5 días perdía cerca de 5 BOPD y su THP caía por la obstrucción formada en la tubería de producción.



5. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA PRUEBA PILOTO

Al prospectar el comportamiento económico entre la técnica actual para el mantenimiento de producción en el campo Rio Ceibas y la implementación del piloto como técnica regular para minimizar el impacto por precipitación de orgánicos, se evidencia un notable ahorro de \$298.228.362 por año (Tabla 7), para el caso particular del pozo RC-17H, haciendo de ésta una técnica práctica y económicamente aceptable para el Campo.

Para el análisis económico se utilizaron los siguientes datos:

- Precio del petróleo WTI: 60 dólares/barril
- Precio del dólar: 1798.56 pesos
- Promedio de pérdidas de producción al mes antes del tratamiento: 112 barriles/mes
- Promedio de pérdidas de producción al mes después del tratamiento: 30 barriles/mes



Tabla 7. Análisis económico Pozo RC-17H

POZO RC-17H						
COSTOS ASOCIADOS AL SERVICIO DE INTERVENCIÓN “SLICK LINE”						
Costo “slick line” unidad /día (pesos)	N° intervenciones /mes	Tiempo intervención (días)	Costo servicio /mes (pesos)	Pérdidas por disminución en la producción/mes (pesos)	Costo diferidas/mes (pesos)	Costo total /mes (pesos)
2.500.000	4	4	10.000.000	12.086.323	7.683.448	29.769.772
COSTOS ASOCIADOS AL TRATAMIENTO QUÍMICO						
Costo producto químico /gal (pesos)	Dosis / día (gal)	Costo total producto químico / mes (pesos)	Costo servicio /mes (pesos)	Pérdidas por disminución en la producción/mes (pesos)	Costo diferidas/mes (pesos)	Costo total /mes (pesos)
56.000	1	1.680.000	0	3.237.408	0	4.917.408
Costo “slick line”	Costo producto químico	Ahorro mensual con implementación de producto químico (pesos)	Ahorro anual con implementación de producto químico (pesos)			
29.769.772	4.917.408	24.852.364	298.228.362			

Fuente: Los autores



6. CONCLUSIONES

- Con base en la caracterización del crudo del Campo Río Ceibas, puede afirmarse que es un crudo mediano debido a que su densidad en gravedad °API es de 24.4, con un contenido moderado de parafinas y según la relación entre los parámetros fisicoquímicos obtenidos en el análisis SARA se puede afirmar que la cantidad de asfaltenos presentes se encuentran en estado meta-estable.
- Después de realizar las pruebas de laboratorio (determinación de la viscosidad y del % BS&W) donde se analizaron las alternativas químicas para el control de la precipitación de parafinas, entre las cuales se encontraban: inhibidores, dispersantes y solventes; aplicables para la optimización de la producción e incremento en “run life” para los pozos de “gas lift” de este Campo, se determinó que el producto químico, que presentó el mejor desempeño en las pruebas de laboratorio (determinación de la viscosidad y determinación del BS&W) fue el inhibidor “Waxtreat” 3692, el cual a las diferentes concentraciones y temperaturas registra la mayor movilidad, menor viscosidad y menor contenido de emulsión.
- Durante el primer periodo de prueba, la implementación del tratamiento químico logró mantener el caudal de producción y la presión en cabeza de pozo (variables de seguimiento) en un punto estable, con variaciones mínimas comparadas a las que se presentaban sin el tratamiento químico.
- La prueba piloto reportó la eficiencia esperada, minimizando el número de intervenciones al mes (por corte de parafinas), las cuales antes de la prueba para el caso del Pozo RC-17 H, eran en promedio cuatro (4) intervenciones al mes y después de 30 días de implementación de la prueba piloto no se hizo necesaria ninguna intervención para recuperar producción.



- Se logró reducir la producción diferida, gracias a que la inyección del inhibidor de parafina se hace al mismo tiempo que el pozo está en producción y los métodos mecánicos de limpieza ya no se deben utilizar con la misma frecuencia, minimizando así los costos adicionales de producción.
- Al confrontar los costos asociados entre la técnica actual para el mantenimiento de producción en el Campo Río Ceibas y la implementación de la prueba piloto como técnica regular, para minimizar el impacto por precipitación de orgánicos, se evidencia un notable ahorro de \$298.228.362 por año, para el caso particular del pozo RC-17H, haciendo de ésta una técnica práctica y económicamente viable para el Campo.



RECOMENDACIONES

- Teniendo en cuenta los resultados obtenidos durante el desarrollo del proyecto se recomienda implementar el sistema de tratamiento químico con el producto seleccionado en las pruebas de laboratorio, a los pozos críticos del Campo Río Ceibas, listados en el Gráfico 2, los cuales presentan condiciones y problemáticas similares a las del pozo RC-17H; de tal forma que se minimice el número de intervenciones por corte de parafinas con la unidad de “slick line” y se asegure la continuidad de la producción con reducción en diferidas.
- Debido a que el periodo de la prueba piloto fue de un mes, es necesario continuar con la inyección del tratamiento químico con el inhibidor de parafinas “Waxtreat” 3692 en el pozo RC-17H, para seguir evaluando su desempeño en el campo y de esta forma obtener resultados que permitan evidenciar de forma clara un ahorro económicamente significativo para Ecopetrol S.A.
- Ya que la estabilización de las emulsiones pueden representar un aumento en la problemática de disminución en la producción, se podría validar el uso del inhibidor seleccionado en conjunto con compuestos etoxilados para incrementar el porcentaje de eficiencia para control y rompimiento de emulsiones.



BIBLIOGRAFÍA

- ABRIL, William. Gas lift. [Diapositivas]. Bucaramanga, 1999. 56 diap, color.
- ACOSTA, Rafael. Propiedades de los hidrocarburos, guía teórico-práctica. Cumaná, Venezuela. Universidad de Oriente, 2000. p. 8-21.
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Gas lift manual, Book 6 of the vocational training series, third edition. Dallas, Texas. : Ibid, 1994. p. 1-6, 8-10, 49-81.
- ARIZA, Emiliano. Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del Campo Colorado. Tesis de Maestría en Ingeniería de Hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2008. p. 30-40.
- ASHBAUGH, H.; RADULESCU, A.; PRUD'HOMME, R. Interaction of Paraffin Wax Gels with ethylene/vinyl acetate Copolymers. En: Energy & Fuels. Vol. 19. Londres: Elsevier, 2005
- ASTM Standard on Petroleum and Lubricants (ASTM D 445 – 88). Standard Test Method for Kinematic Viscosity of Transparent and Opaque Liquids (and Calculation of Dynamic Viscosity).
- ASTM Standard on Petroleum and Lubricants (ASTM D 4007-11). Standard Test Method for Water and Sediment in Crude Oil by the Centrifuge Method (Laboratory Procedure).
- ASTM Standard on Petroleum and Lubricants (ASTM D 5853-11). Standard Test Method for “pour point” of Crude Oils.
- CARVAJAL, César; GARCÍA, Diana. Inhibición magnética de la acumulación de depósitos parafínicos. Bucaramanga.: UIS, 2009. p. 1-4
- CENTRO INTERNACIONAL DE EDUCACION Y DESARROLLO - PDVSA. Análisis y Diagnóstico de Pozos con Gas Lift. ISBN: 980-284-803-4. Segunda edición. Venezuela.: CIED, 1997. p. 2, 7-13, 29-54.



- DELGADO, Katerine; MONTOYA, Tatiana. Biorremediación de suelos contaminados por hidrocarburos. Tesis de pregrado de Ingeniería Química. Medellín: Universidad Nacional de Colombia, 2009. p. 23-27.
- GENTILI, D.O.; KHALIL, C.N.; LUCAS, E.F. Evaluation of polymeric phosphoric ester-based additives as wax deposition inhibitors. En: Society of Petroleum Engineers, Documento No. 94821-MS, 2005.
- G.P.A, Estudios y Servicios Petroleros S.R.L. ¿Cómo funcionan los químicos que se utilizan en la industria del petróleo? NT 41. Ciudad autónoma de Buenos Aires.: GPA, 2008. p. 1-8.
- G.P.A, Estudios y Servicios Petroleros S.R.L. Significado práctico del análisis SARA NT 77. Ciudad autónoma de Buenos Aires.: GPA, 2010. p. 1-8.
- GUZMÁN, José, *et al.* Depósitos de parafinas y asfaltenos en los campos petroleros. Ciudad del Carmen, México. Universidad Autónoma del Carmen, 2012. p. 7- 17.
- HERNÁNDEZ, Ali, *et al.* Manual del curso de levantamiento artificial por gas avanzado. Segunda edición. Los Tepes, Venezuela.: INTEVEP, 2001. p. 98-102, 119-128.
- INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. Sexta actualización. Santafé de Bogotá D.C.: ICONTEC, 2008. p. 2-35. NTC 1486.
- INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS. Normas Colombianas para la presentación de trabajos de investigación. Segunda actualización. Santafé de Bogotá D.C.: ICONTEC, 1996. 126p. NTC 1307
- LEÓN, Emiliano; GONZÁLEZ, Fernando; ARANGO, José. Metodología para el estudio del comportamiento de parafinas en operaciones de producción de hidrocarburos. Bucaramanga.: UIS, 2009.



- MAGGIOLO RICARDO, Gas Lift Básico. En: Curso Taller, ESP OIL INTERNATIONAL TRAINING GROUP. (1-5, Mayo: Maracaibo, Venezuela). Memorias. Ibíd.: ESP OIL, 2004. p. 9-16, 49-51, 55-62.
- MANTILLA, Gloria; LUNA, Lulio. Parafinas y asfaltenos. Bucaramanga.: UIS, 1999. p. 16-23.
- MARIE, E.; CHEVALIER, Y.; EYDOUX, F.; GERMANAUD, L.; FLORES, P. Control of n-alkanes crystallization by ethylene –vinyl acetate copolymers. En: Journal of Colloid and Interface Science, Vol. 290, No. 2, pp. 406-418. Londres: Elsevier, 2005.
- MI SWACO. Inhibidor de parafinas, PI-7029. Houston.: Ibíd., 2011. p.1.
- Revista Colombiana de Física. Predicción del análisis SARA de crudos colombianos por métodos quimicométricos utilizando espectroscopía infrarroja–ATR. 2011, vol. 43, No. 2.
- Revista Colombiana de Física. Uso de Análisis Multivariado en la determinación SARA de crudos por Espectroscopia NIR. 2009, vol. 41, No. 2.
- ROMERO, Carmen. GOMEZ, Alberto. Propiedades físicas y químicas de asfaltos colombianos tipo Barrancabermeja y de sus respectivas fracciones de asfaltenos. En: Rev. Acad. Colomb. Cienc., 26 (98): 127-132,202.ISSN 0370-3908.
- SALAH, Mohammed. Natural Gas Production II. [Diapositivas]. 2006. 54 diap, color.
- SEPÚLVEDA, Jairo; BONILLA, Juan; MEDINA, Yamileth. Predicción de la Estabilidad de los Asfaltenos Mediante la Utilización del Análisis SARA para Petróleos Puros. En: Revista Ingeniería y Región. No 7. Neiva, 2010.
- SCHLUMBERGER, Desarrollo submarino desde el medio poroso hasta el proceso. En: Oilfield Review. Verano 2005. p. 8-11.
- SCHULMBERGER. Gas lift design and Technology. En: Oilfield Review. Otoño, 1999. p. 16-25, 100-116.



- SCHULMBERGER. Los asfaltenos: Problemáticos pero ricos en potencial. En: Oilfield Review. Otoño 2007
- FORERO, *et al.*, Artificial Lift Manual Part 2^a. Gas Lift Design Guide Management of Artificial Lift Systems. The Hague.1993. p. 11, 23-29, 34-46.
- UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO. Manual de prácticas del laboratorio de termodinámica. Ciudad de México. : Ibíd, 2011. p. 90-92.
- WINKLER, Herald. Comp. Petroleum Engineering Handbook. Production Operations Engineering. Vol. 4. Cap 5, Gas lift. p. 3, 22-28.



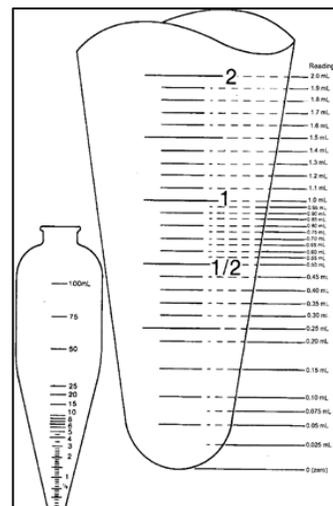
ANEXOS

A. DETERMINACIÓN DEL CONTENIDO DE AGUA Y SEDIMENTO EN EL CRUDO (BS&W) SEGÚN NORMA ASTM D4007-11.

La determinación del contenido de sedimentos y agua se requiere, para establecer con precisión los volúmenes netos de petróleo crudo.

Al momento de realizar la prueba la exactitud de las marcas de graduación de los tubos debe ser volumétricamente verificada o gravimétricamente certificada (figura 7), antes del uso del tubo.

Figura 7. Tubo de centrifuga de 20,3cm (8plg)



Fuente: ASTM D4007-11

Para el desarrollo de esta prueba se llevó a cabo el siguiente procedimiento:

- La muestra de crudo representativa se homogeniza, agitándola vigorosamente antes de la prueba.



- Se toman dos tubos de centrifugación, se agregan 50 mL de la muestra, 50 mL de solvente (tolueno) y 0.2 mL de desemulsificante, luego se colocan tapones y se invierten 10 veces para que se mezclen los componentes.
- Se sumergen los tubos hasta el aforo de 100 mL en un baño maría a $60 \pm 3^{\circ}\text{C}$ durante 15 min.
- Los tubos se sacan y se invierten nuevamente 10 veces y se llevan a la centrífuga a la cual se le ha calculado la velocidad de giro previamente y se pone a centrifugar durante 10 min.
- Una vez pasado este tiempo se observa la cantidad de agua y sedimentos en el fondo del tubo y se registra la lectura, la temperatura debe permanecer $60 \pm 3^{\circ}\text{C}$, se vuelve a colocar en la centrifuga nuevamente durante 10 min, se lee y registra nuevamente el volumen de BS&W; si éste coincide con la lectura anterior la prueba se termina, si no, se repite el centrifugado hasta que coincidan.
- Se halla el porcentaje de BS&W sumando las cantidades obtenidas en ambos tubos.

B. MÉTODO ESTÁNDAR PARA LA DETERMINACIÓN DE LA VISCOSIDAD CINEMÁTICA DE LÍQUIDOS OPACOS Y TRANSPARENTES (Y CÁLCULO DE VISCOSIDAD DINÁMICA) SEGÚN NORMA ASTM D445-88.

La viscosidad es una medida de la resistencia que oponen los líquidos a fluir cuando se aplica una fuerza de tensión.

En el área de petróleos se trabaja con tres tipos de viscosidades: viscosidad absoluta, cinemática y Saybolt; las dos últimas son las más usadas. La viscosidad cinemática se define con la relación entre la viscosidad absoluta o dinámica y la densidad del fluido, medidas ambas propiedades a la misma temperatura.



Viscosidad dinámica. Se mide con base en la ley de Poiseuille usando viscosímetros de tipo capilar, en ellos se registra el tiempo en segundos de descargue de un determinado volumen a través de un tubo de vidrio de tamaño capilar, de forma y dimensiones estandarizadas. Al multiplicar este tiempo en segundos por la constante particular del viscosímetro se obtiene la viscosidad dinámica en centiestokes a la temperatura de ensayo.

Índice de viscosidad: Se define como el cambio de viscosidad con las variaciones de temperatura; en los aceites es grande y particular para cada uno de ellos, constituyéndose en una de sus características más importantes.

La escala va de 0 – 100 aunque pueden encontrarse valores menores y mayores; para valores bajos lo que indica es que la viscosidad varía bastante con la temperatura y se considera de poca calidad.

En el momento de seleccionar un lubricante que cumpla con las condiciones de operación de los dispositivos mecánicos que lo usan, la variable que más influye es la viscosidad, ya que dependiendo del funcionamiento del dispositivo el lubricante debe ser muy viscoso o poco viscoso, parámetro que varía directamente con la temperatura y se mide con el índice de viscosidad.

Para la determinación de la viscosidad cinemática se sigue el procedimiento descrito a continuación:

- Se escoge un viscosímetro limpio que tenga un diámetro adecuado para la prueba, también dependiendo si se va a examinar crudo o aceites lubricantes se escoge el viscosímetro de oscuros o claros respectivamente.



- Se carga el viscosímetro por el tubo de menor diámetro hasta el primer bulbo o aforo y se tapa con corchos sus orificios para evitar que el líquido se desplace en el interior del aparato.
- Se sumerge el viscosímetro en un baño maría entre 15 – 100 °C durante 15 min, quitar los corchos y medir el tiempo de llegada hasta el aforo del lóbulo más grande.
- Si el tiempo es menor a 200 s, bajar la temperatura del baño maría, y repetir hasta el punto anterior, si es mayor a 1000, aumentar la temperatura del baño y repetir el procedimiento hasta que el tiempo de descarga se encuentre en el rango.
- Calcular la viscosidad cinemática teniendo en cuenta la constante de calibración del viscosímetro.

C. MÉTODO ESTÁNDAR PARA LA DETERMINACIÓN DEL “POUR POINT” (PUNTO DE ESCURRIMIENTO) DEL CRUDO SEGÚN LA NORMA ASTM D5853-11

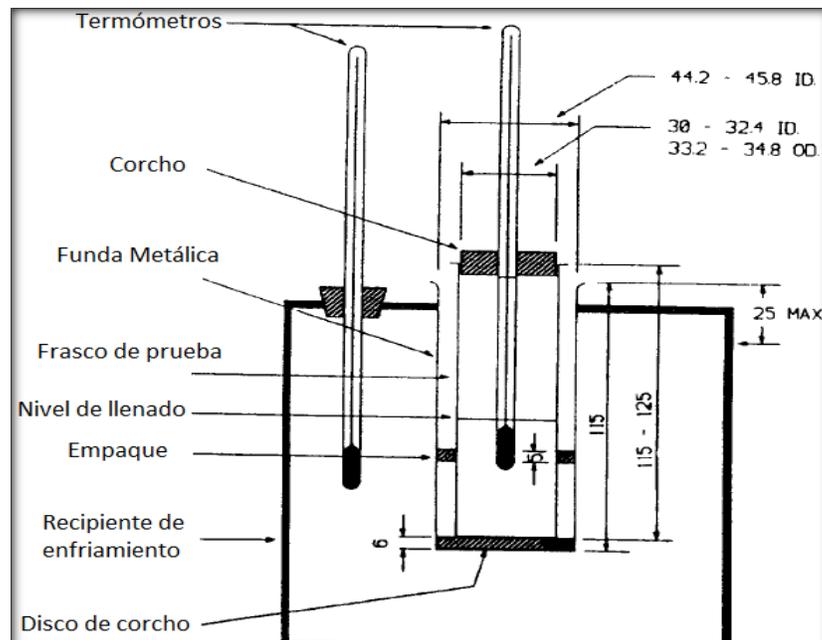
Se pueden encontrar dos propiedades, el máximo y el mínimo “pour point”, para el máximo se sigue el procedimiento descrito a continuación:

- Se introduce la muestra representativa en el frasco de prueba hasta la marca (Figura 7. Montaje para determinación del “pour point”), se calienta si es necesario por encima del “pour point” estimado, enseguida se ubica el termómetro de tal forma que quede sumergido 3 mm por encima del bulbo y se almacena a temperatura ambiente durante 24 horas.
- La funda metálica se introduce en el baño de enfriamiento durante 10 minutos y luego se le mete el frasco de prueba, teniendo en cuenta que los dos recipientes no deben entrar en contacto.



- Se comienza a examinar la apariencia de la muestra cuando a temperatura esté $9\text{ }^{\circ}\text{C}$ por encima de la temperatura estimada de “pour point”, en ese momento se saca el frasco y se inclina, si se observa movimiento del fluido, el frasco se regresa a la funda, esta operación debe durar máximo tres segundos, se deja enfriar $3\text{ }^{\circ}\text{C}$, se vuelve a revisar el frasco y si el fluido se mueve se mete de nuevo en la funda, este proceso se repite hasta que al inclinar el frasco no se mueva su contenido.
- Si la muestra no se mueve al inclinar el frasco, este se pone en posición horizontal y se cuenta con un cronometro 6 s, si al llegar a 5 s, la muestra no se mueve el procedimiento ha terminado y a la temperatura registrada se le suman $3\text{ }^{\circ}\text{C}$ y este sería el “pour point” máximo.
- Si la temperatura alcanzada es de $-36\text{ }^{\circ}\text{C}$ y aún sigue moviéndose la muestra la prueba se suspende, y se reporta como $\#-36\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Figura 8. Montaje para determinación del “pour point”.



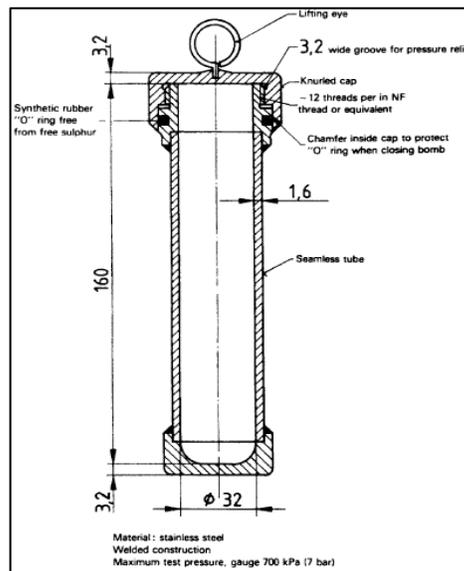
Fuente: ASTM D5853-11



Para determinar el mínimo “pour point” se sigue:

- Verter 50g de la muestra en el recipiente a presión (Figura 9. Recipiente a presión) limpio y asegurar la tapa firmemente, calentar este dispositivo en un baño de aceite a $105 \pm 2^\circ\text{C}$ y dejarlo por 30 min.
- Limpiar el exterior del recipiente y dejarlo durante 30 min a temperatura ambiente y después homogenizar la muestra.
- Retirar con cuidado la tapa y transferir con cuidado la muestra al frasco de prueba y precalentar a $48 \pm 1^\circ\text{C}$, luego dejarlo 20 min a temperatura ambiente enseguida colocar el corcho con el termómetro sumergido 3mm por encima del bulbo y a partir de este paso proceder como en la prueba del máximo “pour point”.
- Al finalizar se registra la temperatura a la que las condiciones se cumplen, y si es de -36°C se registra como $\#-36^\circ\text{C}$.

Figura 9. Recipiente a presión.



Fuente: ASTM D5853-11



AGENDA

- Introducción
- Objetivos
- Generalidades
- Problemática del Campo Río Ceibas
- Planteamiento de la prueba piloto
- Pruebas
- Análisis de resultados
- Conclusiones
- Recomendaciones
- Bibliografía





INTRODUCCION

En Ecopetrol S.A se ha hecho uso de productos químicos para la solución de problemas relacionados con la depositación de parafinas, la cual asociada al sistema de “gas lift” usado en el Campo Río Ceibas, hace que este problema sea frecuente.

Se estudia la posibilidad de implementar un tratamiento químico para mitigar el problema de parafinas que se presenta en este campo; disminuyendo los costos operacionales de intervención y de producción diferida que se presentan en los pozos que poseen el sistema de levantamiento artificial “gas lift”.





OBJETIVOS

- Caracterizar el petróleo presente en la formación e identificar la problemática del pozo RC-17H.
- Desarrollar pruebas a nivel de laboratorio como; caracterización fisicoquímica de los fluidos de formación, análisis SARA y selección de la especie química a aplicar conforme la norma ASTM D-88.
- Valorar a nivel de campo la eficiencia de la especie química (tipo solvente/dispersante o inhibidor de parafinas) seleccionada.
- Realizar un análisis costo/beneficio al pozo piloto RC-17H; para viabilizar la implementación del tratamiento en los pozos con sistema de Gas Lift, en el campo Rio Ceibas.

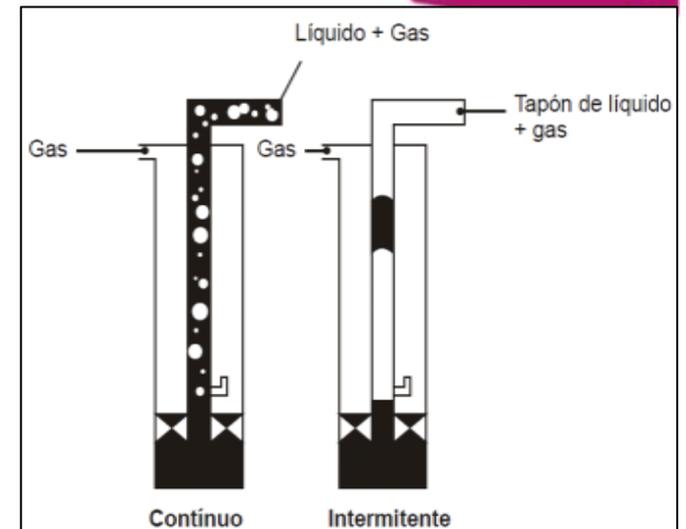
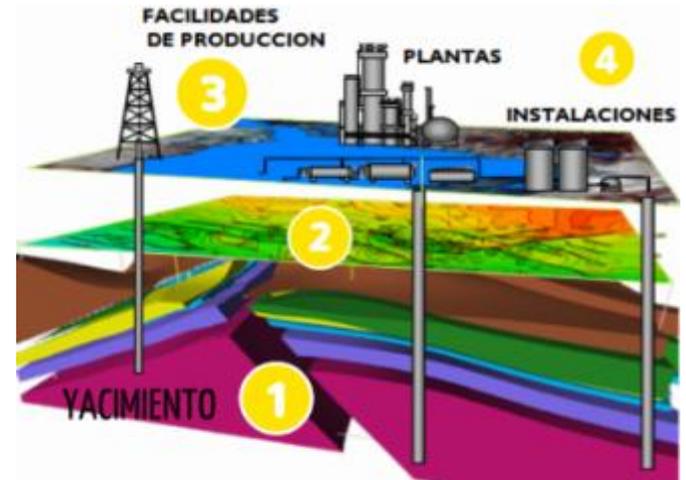




GENERALIDADES

La depositación de parafinas es un ejemplo del equilibrio de fases. Los estudios muestran que una solución sobresaturada de parafinas, no siempre depositarán. La precipitación de parafinas puede ocurrir debido a tres causas: 1) Efecto termodinámico. 2) Efecto de la estructura molecular. 3) Efecto de la dinámica del fluido.

Figura 1. Lugares de depositación.





GENERALIDADES

PRODUCTOS QUÍMICOS USADOS.

En el campo petrolero se ha visto la necesidad de complementar el uso de herramientas mecánicas con el uso de productos químicos, y se puede ver en los siguientes casos:

- Problemas que se solucionan con métodos mecánicos y los químicos son un complemento para que se disminuya el tiempo de la intervención (Desemulsificantes).
- Problemas que se solucionan con métodos mecánicos o químicos alternativamente (Para los depósitos de parafinas).
- Problemas que se solucionan solo con métodos mecánicos (Separación de agua libre).
- Problemas que se solucionan solo con métodos químicos (Asfaltenos).

Figura 2. Métodos de limpieza.



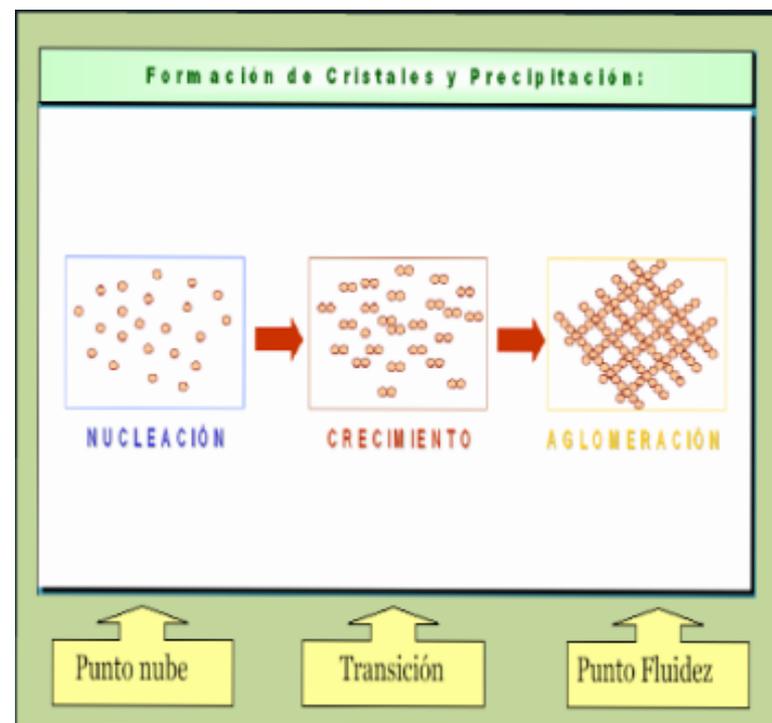


GENERALIDADES

ANALISIS S.A.R.A.

Es un análisis composicional que busca cuantificar por medio de elución (separación por medio del lavado progresivo con un líquido apropiado de sustancias adsorbidas) los diferentes compuestos, analiza la muestra total, desde los compuestos livianos hasta los pesados, y de este modo permite comparar todos los petróleos con base al estándar consistente.

Figura 3. Formación de cristales.



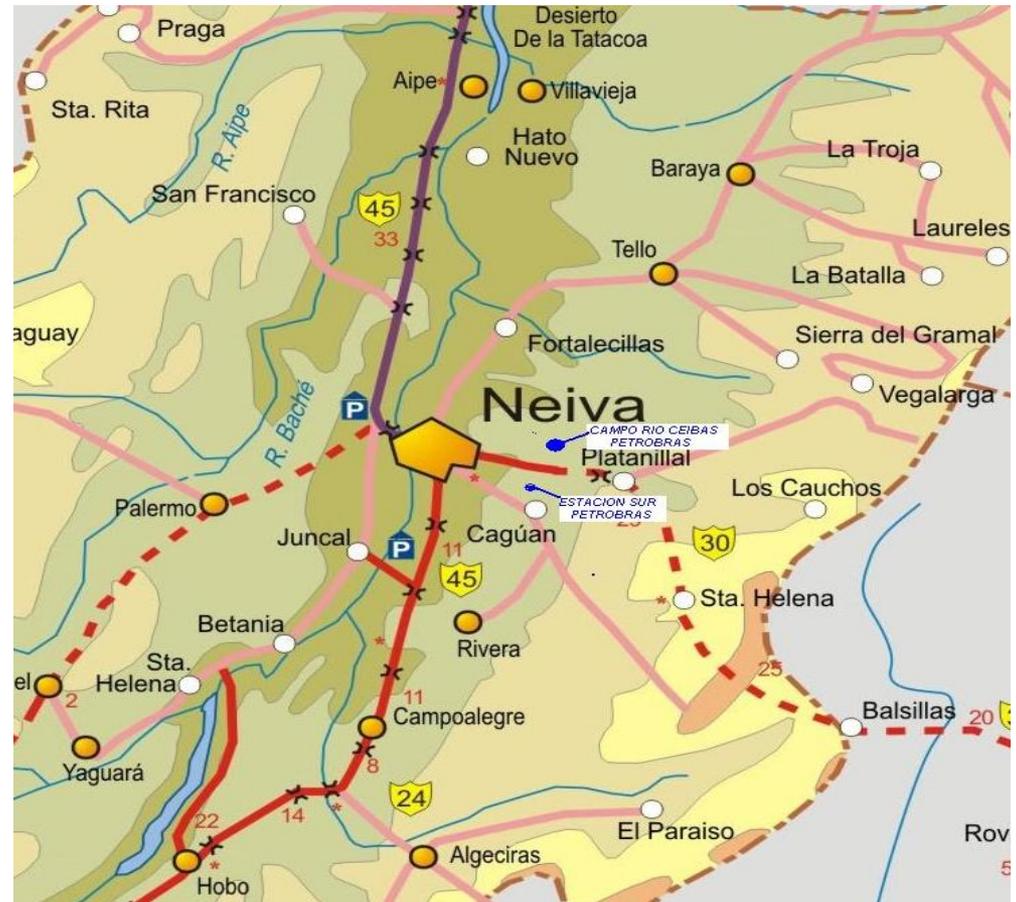


CAMPO RÍO CEIBAS

El campo Río Ceibas se localiza en el Valle Superior del Magdalena a 25 Km al Noreste de la ciudad de Neiva.

En cuanto a su mineralogía ha sido catalogada como arenas con alto a mediano contenido de arcilla. La concentración de arcillas varía desde 17% a 27%, siendo la esmectita (arcilla hinchable) la predominante, representa entre el 40% y el 80% del total de arcillas.

Figura 6. Ubicación geográfica del Campo.





Caracterización del crudo del Campo Río Ceibas

Es un crudo mediano debido a que su densidad en gravedad °API es de 24.4, con un contenido moderado de parafinas

Tabla 1. Caracterización del crudo Campo Río Ceibas

ANÁLISIS	MÉTODO	UNIDADES	Resultados
Gases Disueltos (Resumen por grupo)		----	----
Parafinas	ASTM D 6729- (09)	% Peso	0.958
I-Parafinas		% Peso	1.227
Aromáticos		% Peso	0.055
Mono-Aromáticos		% Peso	0.055
Naftenos		% Peso	1.561
Mono-Naftenos		% Peso	1.561
Olefinas		% Peso	0.009
C7+		% Peso	96.183
Contenido de agua y sedimento		ASTM D 4007- (11)	% Volumen
Sedimentos por Extracción	ASTM D 473-(12)	% Peso	0.01
Contenido de Azufre	ASTM D 4294- (10)	% Peso	0.584
Densidad a 15°C	ASTM D 5002- (10)	g/mL	0.9074
Gravedad API	ASTM D 1250- (08)	°API	24.4





Caracterización del crudo del Campo Río Ceibas

Tabla 2. Análisis SARA Crudo Campo Río Ceibas

PARÁMETRO	UNIDADES	TÉCNICA ANALÍTICA	MÉTODO	CAMPO RÍO CEIBAS NORTE
SATURADOS (S)	%	FLUORESCENCIA RX	NIGOGA ED 4,0 - 2000 L.C.	61,42
AROMÁTICOS (Ar)	%	GRAVIMETRÍA	NIGOGA ED 4,0 - 2000 L.C.	22,52
RESINAS (R)	%	E.A.A.	NIGOGA - ED 4.0 - 2000 L.C.	9,93
Asfaltenos (A)	%	E.A.A.	NIGOGA - ED 4.0 - 2000 L.C.	6,13
INDICE DE INESTABILIDAD COLOIDAL		E.A.A.	NIGOGA - ED 4.0 - 2000 L.C.	2,08





Caracterización del crudo del Campo Río Ceibas

Con el fin de determinar la estabilidad de los asfaltenos se realizó un análisis cualitativo y cuantitativo a partir del análisis SARA.

Tabla 3. Relación entre los parámetros fisicoquímicos del crudo del Campo Río Ceibas

	R/A	S/Ar	S/A	Ar/A	Ar/(S*A)	(R/A)/(S/Ar)	R*(Ar/S)	(S*Ar)/A
Relación	1.62	2.73	10.02	3.67	0.06	0.59	3.64	225.64
Zona	Inestable [0-9]	Inestable [0-9]	Meta-estable [9-23]	Inestable [0-9]	Inestable [0-9]	Inestable [0-9]	Inestable [0-9]	Estable [> 23]
Valor asignado	1	1	5	1	1	1	1	10

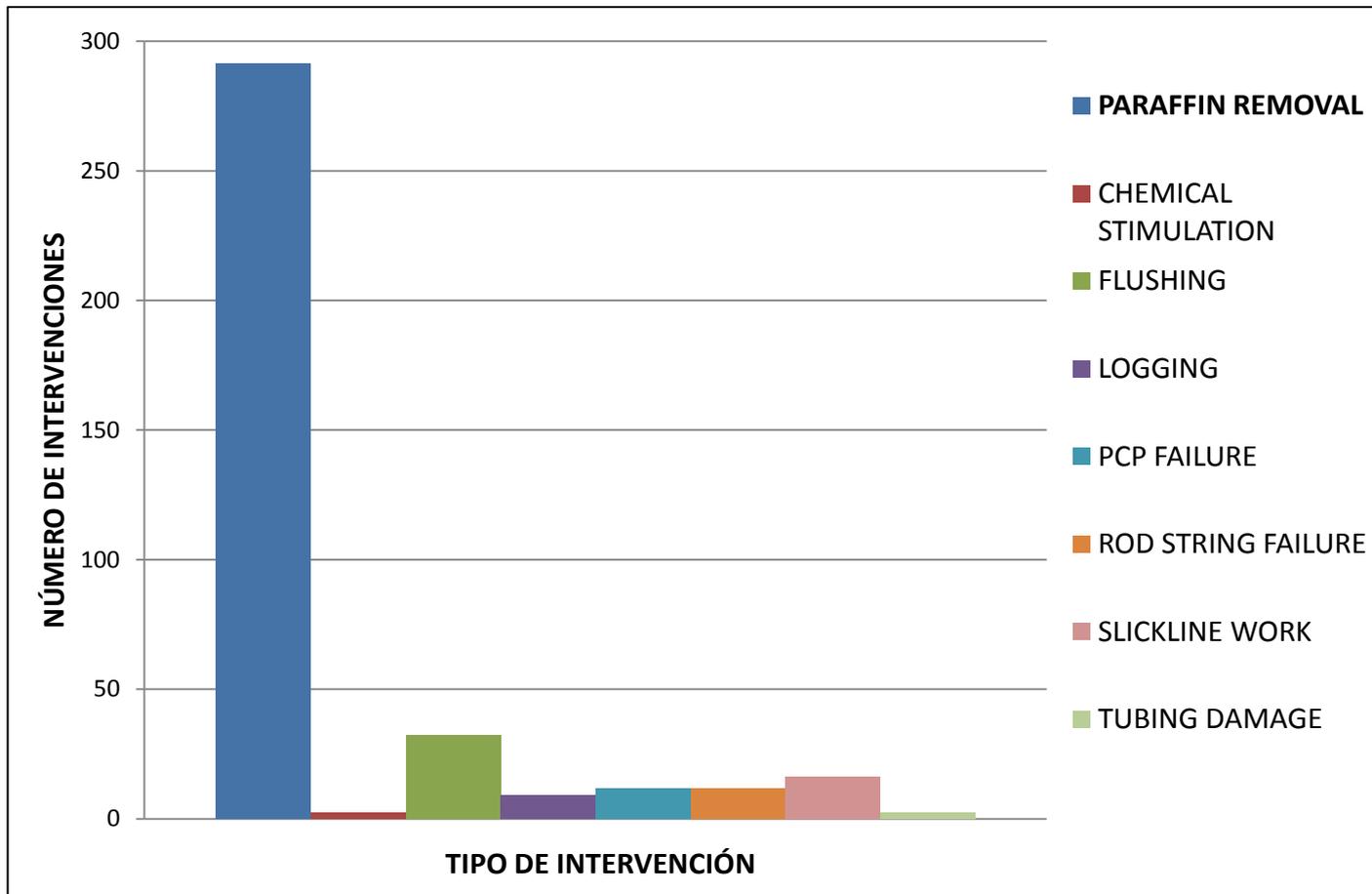
Según este análisis **los asfaltenos presentes** se encuentran en **estado meta-estable** (sumatoria = 21).





PROBLEMÁTICA DEL CAMPO RÍO CEIBAS

Grafico 1. Intervenciones Campo Río Ceibas 2012



Fuente: Open Wells (Base de datos Ecopetrol)

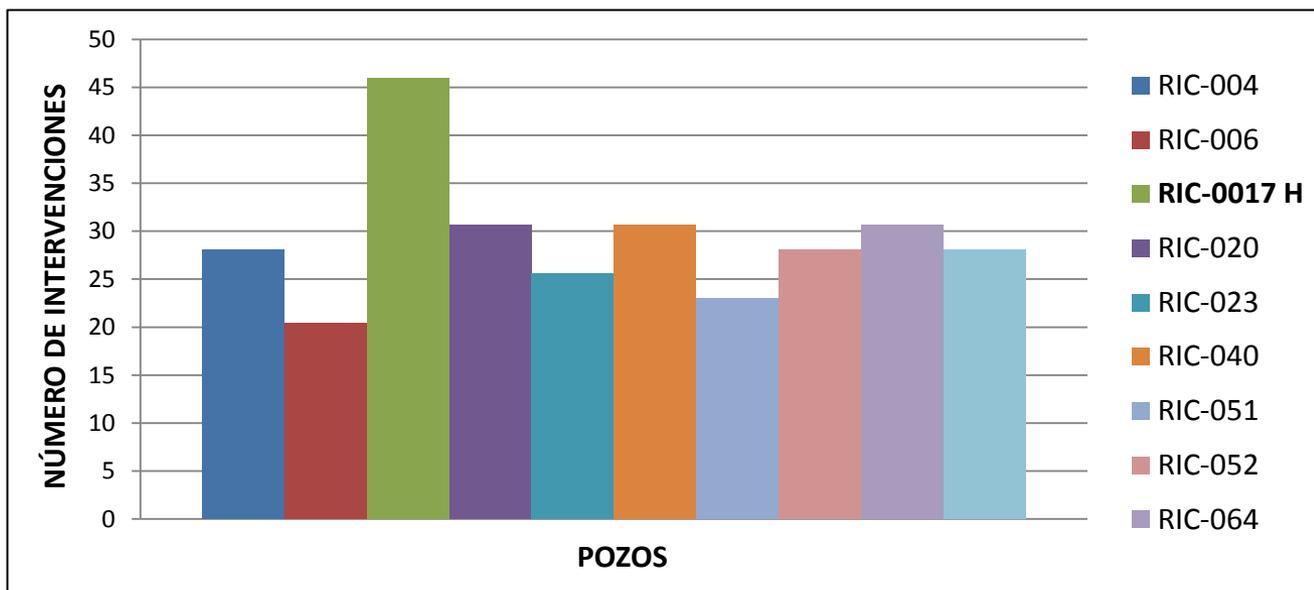




PLANTEAMIENTO DE LA PRUEBA PILOTO

Dentro del histórico de servicios, el pozo RC-17H reporta el mayor número de intervenciones de corte de parafina y pérdida drástica de producción (pérdida de producción de hasta el 80% en cinco días posterior a limpieza), razón particular por la cual se selecciona éste, como el pozo candidato para inicio del piloto de inyección de agente químico para inhibir la formación de cristales de parafina.

Grafico 2. Intervenciones pozos del campo Río Ceibas por corte de parafinas año 2012



Fuente: Open Wells (Base de datos Ecopetrol)





SELECCIÓN DE LA ESPECIE QUÍMICA

Dado que la problemática está asociada a la formación de cristales de parafina por expansión de gas, se define la selección de especies químicas mediante la valoración de parámetros fisicoquímicos de crudo como viscosidad, %BS&W y fluidez, de tal forma que se logre determinar la especie química de mejor comportamiento para garantizar las mejores condiciones de movilidad y viscosidad al momento de exponer la solución a temperaturas cercanas a su punto de nube. Entre las especies químicas a analizar se encuentran dos inhibidores, dos dispersantes y un solvente polar.

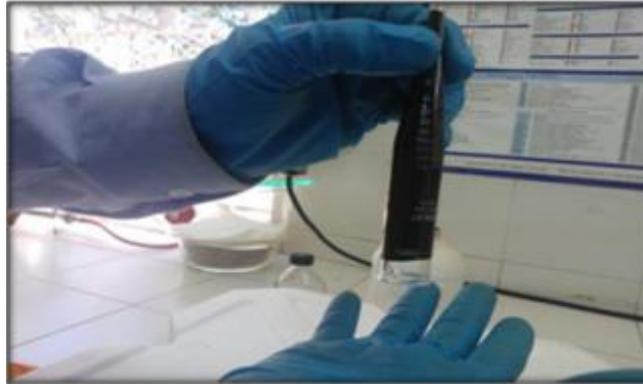




PRUEBAS DE LABORATORIO

Para el desarrollo de las pruebas de laboratorio se aseguró la permanencia de un blanco o muestra testigo, que se tiene como base de comparación para valorar la eficiencia de cada producto aplicado a su concentración de trabajo. **así mismo se generó la línea base de cada una de las propiedades fisicoquímicas del crudo en cuanto a su condición de mayor movilidad (crudo precalentado) y crudo con punto de fluidez nulo (muestra a 50°F).**

Imagen 1. Muestra blanco a 50 °F.



Fuente: Informe de pruebas inhibidor de Parafinas Pozo RC-17H, CLARIANT (Colombia) S.A





PRUEBAS DE LABORATORIO

La prueba de determinación de viscosidades a nivel de laboratorio, según la norma ASTM D445-88, se corrió para un rango de temperatura entre 50°F a 90°F, de igual forma, para cada rango de temperatura y para cada dosificación se realizó la determinación del contenido de agua y sedimento (BS&W), según la norma ASTM D4007-11, valorando en cada intervalo de temperatura y para cada dosis aplicada las propiedades fisicoquímicas del fluido.

Imagen 2. Muestra inhibidor de parafina



Fuente: Informe de Pruebas inhibidor de Parafinas Pozo RC-17H, CLARIANT (Colombia) S.A





RESULTADOS PRUEBAS DE LABORATORIO

Tabla 4. Resultados de las pruebas de laboratorio.

Producto	Dosis (ppm)	Temperatura (°F)	Viscosidad (cP)	Movilidad	Emulsión
Inhibidor Parafina 1	500	50	110	Nula	0,3
	1000		108	Media	0,1
	1500		105	Alta	0,1
Inhibidor Parafina 2	500	50	105	Alta	0,0
	1000		105	Alta	0,0
	1500		101	Alta	0,0
Dispersante 1	500	50	118	Nula	0,3
	1000		118	Nula	0,3
	1500		113	Nula	0,3
Solvente Polar	500	50	126	Nula	0,2
	1000		124	Nula	0,3
	1500		120	Nula	0,3
Dispersante 2	500	50	118	Nula	0,3
	1000		116	Nula	0,3
	1500		113	Nula	0,3
Blanco	NA	90	108	Media	0,4
		70	123	Nula	0,6
		50	150	Nula	0,6

Fuente: Informe de pruebas Inhibidor de parafinas Pozo RC-17H, CLARIANT (Colombia) S.A





ANÁLISIS DE RESULTADOS

Finalizadas las pruebas de laboratorio y conforme a los resultados reportados en la tabla 1, se puede concluir que la mejor opción química es la inyección del agente inhibidor No.2 que corresponde al producto químico “Waxtreat” 3692, el cual a las diferentes concentraciones y temperaturas registra la mayor movilidad, menor viscosidad y menor contenido de emulsión.





PRUEBAS EN EL CAMPO RÍO CEIBAS

Programación de la prueba piloto: Luego de seleccionar el producto, se procedió a programar la prueba piloto en el pozo RC-17H para el día 08 de abril de 2013 , sin embargo antes se realizó el corte de parafinas con la unidad de "slick line", además se realizó la instalación del punto de inyección de producto químico cerca a la cabeza del pozo RC-17H.

Imagen 3. Caseta de producto químico Isla 6



Fuente: Fotografía del punto de inyección de producto químico, tomada en el Campo Río Ceibas.





PRUEBAS EN EL CAMPO RÍO CEIBAS

- Cálculo de dosificación del producto químico “Waxtreat” 3692. El cálculo de dosificación se basó en la producción de crudo (20 BFPD) para una concentración de 500 ppm.
- La dosificación óptima según cálculos fue de 0,42 GPD (Galones de producto por día). Con forme a este cálculo, se decide inyectar 1 GPD del inhibidor de parafinas “Waxtreat” 3692.

$$\text{GPD} = [\text{ppm}] \times \text{Volumen a tratar (BFPD)} / 23810$$

$$\text{GPD} = 0,42$$





PRUEBAS EN EL CAMPO RÍO CEIBAS

La prueba piloto se inició el día 8 de Abril de 2013 con una dosificación de 1 GPD, a una concentración real de 1190 ppm.

Registro de las variables de seguimiento del pozo RC-17H. Se registraron variables de seguimiento, tales como THP, BFPD, BSW y BOPD: La THP registrada fue de 100 psi, la producción promedio de 20 BFPD con un BSW promedio de 11% y 17,8 BOPD, para estos tres últimos datos el pozo fue probado después del servicio (corte de parafinas).

Imagen 4. Boquilla de inyección de producto químico



Fuente: Fotografía de la cabeza de Pozo RC-17H, tomada en el Campo Río Ceibas.





PRUEBAS DE PRODUCCIÓN DEL POZO RC-17H

El día 10 de Abril de 2013, el pozo RC-17H fue probado contra tanque durante 24 horas para verificar su producción. De igual forma por limitación de facilidades se decidió probar el pozo 6 (seis) veces, en los primeros treinta días posteriores a la implementación del tratamiento químico, con el fin de evaluar el desempeño del producto “Waxtreat” 3692 en el pozo RC-17H.

Tabla 5. Pruebas del pozo RC-17H

Variables	Fechas de pruebas					
	10-abr	15-abr	23-abr	27-abr	02-may	06-may
THP (PSI)	100	100	100	100	100	100
BFPD	20	19	19	18	17	17
BOPD	17,8	16,91	16,91	16,02	15,13	15,13
%BSW	11	11	11	11	11	11

Fuente: Base de datos Ecopetrol.

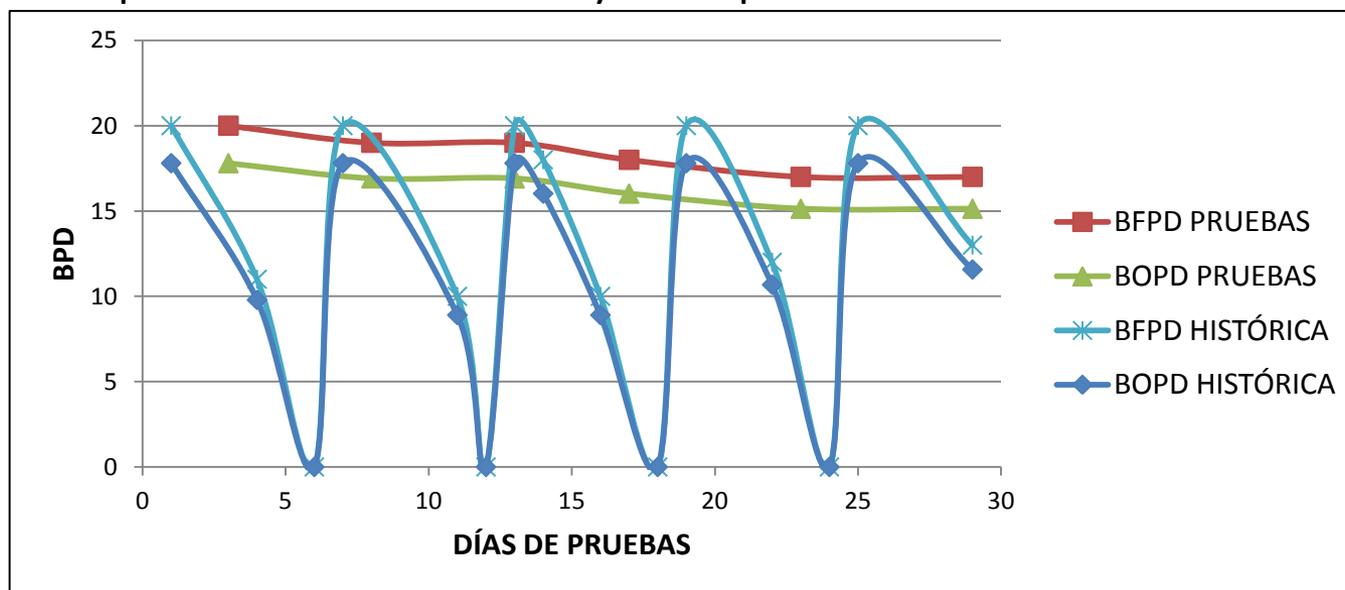




ANÁLISIS DE RESULTADOS PRUEBA PILOTO

En la prueba piloto para inyección de inhibidor de parafina en el sistema de “gas lift” del pozo RC-17H, se obtuvo la eficiencia esperada, minimizando el número de intervenciones y manteniendo caudales de producción con variaciones mínimas para el primer periodo de evaluación (30 días). El pozo RC-17H perdió 3 BFPD y 2 BOPD; anteriormente, el pozo en tan solo 5 días perdía cerca de 13 BOPD

Gráfico 4. Comparación BFPD histórica y BFPD pruebas



Fuente: Los autores

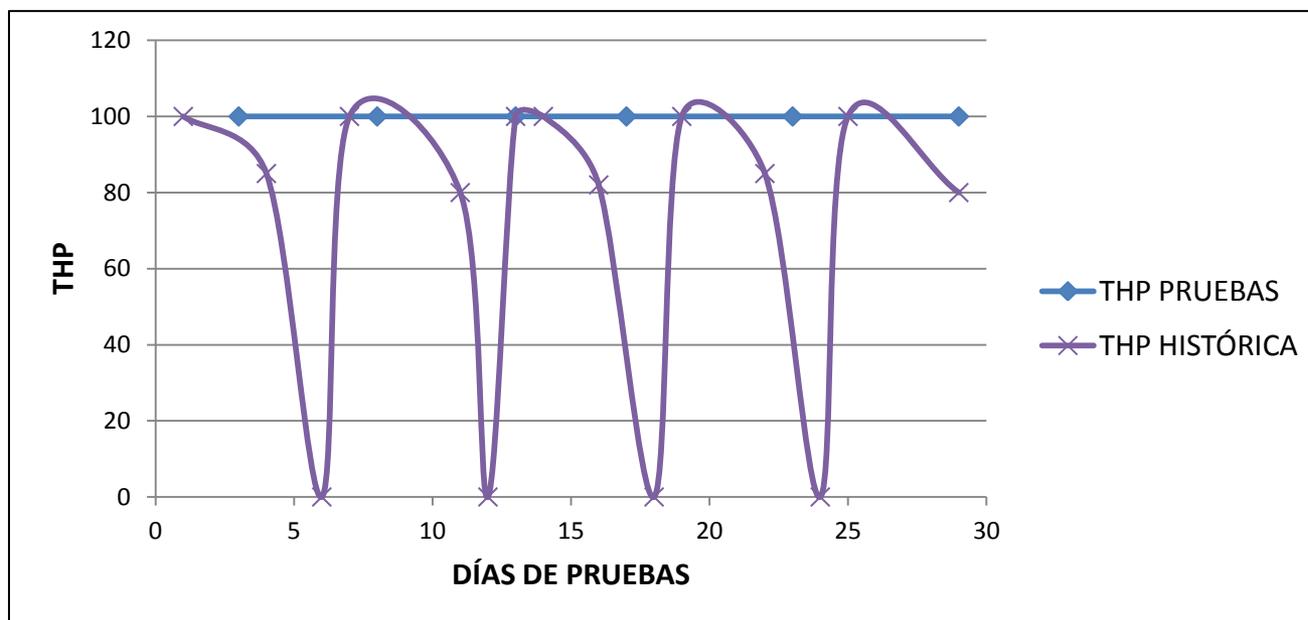




ANÁLISIS DE RESULTADOS PRUEBA PILOTO

Respecto al histórico de la THP, ésta no registró caída por cuanto se presume no existe restricción en fondo y por ende el caudal (bls/día) se mantiene en las condiciones óptimas y se reporta un "Run life" inicial para el primer periodo de evaluación tres veces mayor en tiempo al histórico reportado.

Gráfico 5. Comparación THP histórica y THP de pruebas



Fuente: Los autores





ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA PRUEBA PILOTO

Al prospectar el comportamiento económico entre la técnica actual para el mantenimiento de producción en el campo Rio Ceibas y la implementación del piloto como técnica regular para minimizar el impacto por precipitación de orgánicos, se evidencia un notable ahorro de \$298.228.362 por año (Tabla 7), para el caso particular del pozo RC-17H, haciendo de ésta una técnica práctica y económicamente aceptable para el campo.

Para el análisis económico se utilizaron los siguientes datos:

- Precio del petróleo WTI: 60 dólares/barril
- Precio del dólar: 1798.56 pesos
- Promedio de pérdidas de producción al mes antes del tratamiento: 112 barriles/mes
- Promedio de pérdidas de producción al mes después del tratamiento: 30 barriles/mes





ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA PRUEBA PILOTO

Tabla 6. Análisis económico Pozo RC-17H

POZO RC-17H						
COSTOS ASOCIADOS AL SERVICIO DE INTERVENCIÓN "SLICK LINE"						
Costo "slick line" unidad / día (pesos)	N° intervenciones / mes	Tiempo intervención (días)	Costo servicio / mes (pesos)	Pérdidas por disminución en la producción/mes (pesos)	Costo diferidas/mes (pesos)	Costo total / mes (pesos)
2.500.000	4	4	10.000.000	12.086.323	7.683.448	29.769.772
COSTOS ASOCIADOS AL TRATAMIENTO QUÍMICO						
Costo producto químico / gal (pesos)	Dosis / día (gal)	Costo total producto químico / mes (pesos)	Costo servicio / mes (pesos)	Pérdidas por disminución en la producción/mes (pesos)	Costo diferidas/mes (pesos)	Costo total / mes (pesos)
56.000	1	1.680.000	0	3.237.408	0	4.917.408
Costo "slick line"	Costo producto químico	Ahorro mensual con implementación de producto químico (pesos)		Ahorro anual con implementación de producto químico (pesos)		
29.769.772	4.917.408	24.852.364		298.228.362		

Fuente: Los autores





CONCLUSIONES

- Con base en la caracterización del crudo del Campo Río Ceibas, puede afirmarse que es un crudo mediano, gravedad $^{\circ}$ API es de 24.4, con un contenido moderado de parafinas y según la relación entre los parámetros fisicoquímicos obtenidos en el análisis SARA; la cantidad de asfaltenos presentes se encuentran en estado meta-estable.
- Después de realizar las pruebas de laboratorio, donde se analizaron las alternativas químicas para el control de la precipitación de parafinas, **entre las cuales se encontraban: inhibidores, dispersantes y solventes; aplicables para la optimización de la producción e incremento en “run life” para los pozos de “gas lift” de este Campo,** se determinó que el producto químico, que presentó el mejor desempeño fue el inhibidor “Waxtreat” 3692, **el cual a las diferentes concentraciones y temperaturas registra la mayor movilidad, menor viscosidad y menor contenido de emulsión.**





CONCLUSIONES

- La prueba piloto reportó la eficiencia esperada, minimizando el número de intervenciones al mes (**por corte de parafinas**), las cuales antes de la prueba para el caso del Pozo RC-17 H, eran en promedio cuatro (4) intervenciones al mes y después de 30 días de implementación de la prueba piloto no se hizo necesaria ninguna intervención para recuperar producción.
- Se logró reducir la producción diferida, gracias a que la inyección del inhibidor de parafina se hace al mismo tiempo que el pozo está en producción y los métodos mecánicos de limpieza ya no se deben utilizar con la misma frecuencia, minimizando así los costos adicionales de producción.





RECOMENDACIONES

- Se recomienda implementar el sistema de tratamiento químico con el producto seleccionado en las pruebas de laboratorio, a los pozos críticos del Campo Río Ceibas, listados en el Gráfico 2, los cuales presentan condiciones y problemáticas similares a las del pozo RC-17H; de tal forma que se minimice el número de intervenciones por corte de parafinas con la unidad de “slick line” y se asegure la continuidad de la producción con reducción en diferidas.
- Debido a que el periodo de la prueba piloto fue de un mes, es necesario continuar con la inyección del tratamiento químico con el inhibidor de parafinas “Waxtreat” 3692 en el pozo RC-17H, para seguir evaluando su desempeño en el campo y de esta forma obtener resultados que permitan evidenciar de forma clara un ahorro económicamente significativo para Ecopetrol S.A.





RECOMENDACIONES

- Ya que la estabilización de las emulsiones pueden representar un aumento en la problemática de disminución en la producción, se podría validar el uso del inhibidor seleccionado en conjunto con compuestos etoxilados para incrementar el porcentaje de eficiencia para control y rompimiento de emulsiones.





BIBLIOGRAFÍA

- ASHBAUGH, H.; RADULESCU, A.; PRUD'HOMME, R. Interaction of Paraffin Wax Gels with ethylene/vinyl acetate Copolymers. En: Energy & Fuels. Vol. 19. Londres: Elsevier, 2005.
- ARIZA, Emiliano. Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del Campo Colorado. Tesis de Maestría en Ingeniería de Hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2008. p. 30-40.
- FORERO, *et al*,. Artificial Lift Manual Part 2^a. Gas Lift Design Guide Management of Artificial Lift Systems. The Hague.1993. p. 11, 23-29, 34-46.
- GENTILI, D.O.; KHALIL, C.N.; LUCAS, E.F. Evaluation of polymeric phosphoric ester-based additives as wax deposition inhibitors. En: Society of Petroleum Engineers, Documento No. 94821-MS, 2005.
- GUZMÁN, José, *et al*. Depósitos de parafinas y asfaltenos en los campos petroleros. Ciudad del Carmen, México. Universidad Autónoma del Carmen, 2012. p. 7- 17.
- MAGGIOLO RICARDO, Gas Lift Básico. En: Curso Taller, ESP OIL INTERNATIONAL TRAINING GROUP. (1-5, Mayo: Maracaibo, Venezuela). Memorias. *Ibíd.*: ESP OIL, 2004. p. 9-16, 49-51, 55-62.
- SEPÚLVEDA, Jairo; BONILLA, Juan; MEDINA, Yamileth. Predicción de la Estabilidad de los Asfaltenos Mediante la Utilización del Análisis SARA para Petróleos Puros. En: Revista Ingeniería y Región. No 7. Neiva, 2010.





GRACIAS POR
SU ATENCIÓN.





ecopetrol



Para uso restringido en Ecopetrol S.A. Todos los derechos reservados. Ninguna parte de esta presentación puede ser reproducida o utilizada en ninguna forma o por ningún medio sin permiso explícito de Ecopetrol S.A.



IMPLEMENTACIÓN DE UN TRATAMIENTO QUÍMICO DE INYECCIÓN, EN LOS SISTEMAS DE “GAS LIFT” PARA LOS POZOS DEL CAMPO RÍO CEIBAS.

IMPLEMENTATION OF A CHEMICAL TREATMENT INJECTION SYSTEMS IN "GAS LIFT" FOR WELLS FIELD RÍO CEIBAS.

Iván Darío Sánchez Muñoz¹, George Hans Sterling Mora,² y Jhoan Alexander Parra Bermeo³

Resumen.

Se estudia la posibilidad de implementar un tratamiento químico para mitigar el problema de parafinas que se presenta en el Campo Río Ceibas y disminuir los costos operacionales de intervención y de producción diferida que se presentan mensualmente en los pozos que poseen el sistema de levantamiento artificial “gas lift”.

El desarrollo del estudio comenzó con la selección de un pozo piloto el RC-17H, el cual presentaba el mayor número de intervenciones anuales según los reportes del 2012, se caracterizó el crudo producido y se probaron cuatro referencias químicas a tres concentraciones distintas. A partir de los resultados obtenidos se seleccionó el “Waxtreat” 3692, a una dosificación de 1500 ppm, en la que se registra la mayor movilidad, menor viscosidad y menor contenido de emulsión. Se aplicó el químico durante un periodo de prueba registrando las variables de seguimiento, a partir de los resultados se realizó un análisis económico de proyección anual.

Las conclusiones muestran que con la aplicación del tratamiento seleccionado se logra disminuir el impacto de las parafinas en el pozo piloto con lo cual se logra una reducción en los gastos mensuales del pozo y por lo tanto la posibilidad de aplicarlo a los que presentan esta misma problemática.

Palabras clave: Parafina, pozo piloto, viscosidad, emulsión, movilidad.

Abstract

We study the possibility of implementing a chemical treatment to alleviate the problem of paraffin that is presented in the Countryside River ceibas and lower operating costs of deferred production intervention and presented monthly in the wells that have artificial lift system "gas lift".

¹ Ingeniero Químico. Universidad Nacional, Manizales-Caldas ivan.sanchez@ecopetrol.com.co

² Ingeniero de Petróleos. Universidad Surcolombiana, Neiva-Huila george.hans@hotmail.com

³ Ingeniero de Petróleos. Universidad Surcolombiana, Neiva-Huila jhoanparra10@hotmail.com



The development of the study began with the selection of a pilot hole RC-17H, which had the highest annual number of interventions according to reports from 2012, was characterized crude produced and tested four chemical references to three different concentrations. From the results was selected "Waxtreat" 3692, at a dosage of 1500 ppm, which has the highest mobility, lower viscosity and a lower content of emulsion. Chemical was applied during a trial recording the follow-up variables, the results from an economic analysis was conducted annual projection.

The findings show that the implementation of the selected treatment diminishes the impact of the paraffins in the pilot hole which leads to a reduction in the monthly expenses of the well and therefore its applicability to those with the same problem.

Keywords: Paraffin, pilot hole, viscosity, emulsion, mobility.

1. INTRODUCCIÓN

En Ecopetrol S.A se ha hecho uso de productos químicos para la solución de problemas relacionados con la depositación de parafinas, la cual asociada al sistema de "gas lift" usado en el Campo Río Ceibas, hace que este problema sea frecuente.

En el presente documento, se estudia la posibilidad de implementar un tratamiento químico para mitigar el problema de parafinas que se presenta en este campo; disminuyendo los costos operacionales de intervención y de producción diferida que se presentan en los pozos que poseen el sistema de levantamiento artificial "gas lift".

El desarrollo del estudio se inicia con la selección de un pozo piloto el RC-17H, el cual presentaba el mayor número de intervenciones anuales según los reportes del 2012, se caracteriza el crudo producido y se prueban cinco referencias químicas (dos inhibidores, dos dispersantes y un solvente polar) evaluadas a diferentes concentraciones y temperaturas. A partir de los resultados obtenidos se selecciona el "Waxtreat" 3692, el cual a las diferentes concentraciones y temperaturas registra la mayor movilidad, menor viscosidad y menor contenido de emulsión. Se aplica el producto químico durante un periodo de prueba de un mes, registrando las variables de seguimiento (barriles de aceite/día, barriles de agua/día, presión en cabeza de pozo y el corte de agua) a partir de los resultados se realiza un análisis económico de proyección anual.

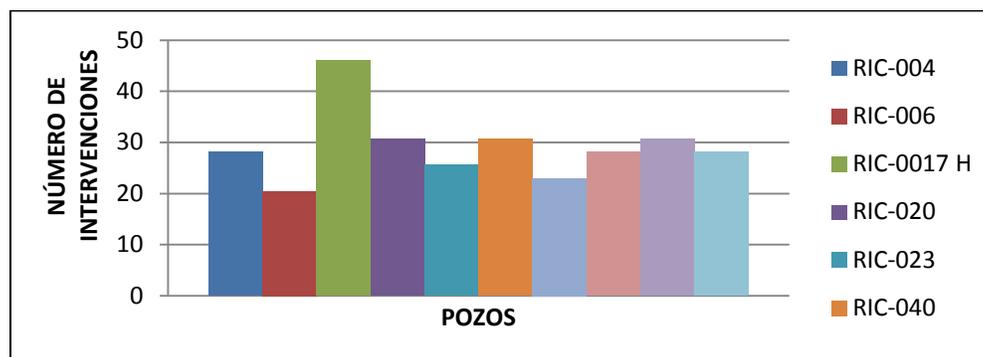
Los resultados de la prueba piloto fueron los esperados, ya que con la aplicación del tratamiento seleccionado se logró mitigar el impacto de la precipitación de parafinas en el pozo RC-17H con lo cual se obtiene una reducción en los gastos mensuales del mismo, debido a que la inyección del inhibidor de parafina se hace en simultanea con el pozo en producción y los métodos mecánicos de limpieza ya no se deben utilizar con la misma frecuencia, minimizando así los costos adicionales de producción.



2. METODOLOGÍA

Después de identificar el problema en el Campo Río Ceibas, se procedió a seleccionar el pozo candidato para aplicar el tratamiento químico. Dentro del histórico de servicios, el pozo RC-17H reporta el mayor número de intervenciones de corte de parafina y pérdida drástica de producción (pérdida de producción de hasta el 80% en cinco días posterior a limpieza), razón particular por la cual se selecciona éste, como el pozo candidato para inicio del piloto de inyección de agente químico para inhibir la formación de cristales de parafina. En el gráfico 1 se observan las intervenciones a los pozos del campo Río Ceibas por corte de parafinas durante el año 2012.

Gráfico 1. Intervenciones pozos del campo Río Ceibas por corte de parafinas año 2012



Fuente: Open Wells (Base de datos Ecopetrol)

- **Alternativas químicas:**

Dado que la problemática está asociada a la formación de cristales de parafina por expansión de gas, se define la selección de especies químicas mediante la valoración de parámetros fisicoquímicos de crudo como viscosidad, %BS&W y fluidez, de tal forma que se logre determinar la especie química de mejor comportamiento para garantizar las mejores condiciones de movilidad y viscosidad al momento de exponer la solución a temperaturas cercanas a su punto de nube. Entre las especies químicas a analizar se encuentran dos inhibidores, dos dispersantes y un solvente polar

- **Pruebas de laboratorio:**

Para el desarrollo de la prueba a nivel de laboratorio se aseguró la permanencia de un blanco o muestra testigo, que se tiene como base de comparación para valorar la eficiencia de cada producto aplicado a su concentración de trabajo, así mismo se generó la línea base de cada una de las propiedades fisicoquímicas del crudo en cuanto a su condición de mayor movilidad (crudo precalentado) y crudo con punto de fluidez nulo (muestra a 50°F).

La prueba de determinación de viscosidades según la norma ASTM D445-88, a nivel de laboratorio se corrió para un rango de temperatura entre 50°F a 90°F, de igual forma, para cada rango de temperatura y para cada dosificación se realizó la determinación del contenido de agua y sedimento (BS&W), según la norma ASTM D4007-11, valorando en cada intervalo de temperatura y para cada dosis aplicada las propiedades fisicoquímicas del fluido.



Imagen 1. Muestra inhibidor de parafina



Fuente: Informe de Pruebas inhibidor de Parafinas Pozo RC-17H, CLARIANT (Colombia) S.A

Las pruebas de laboratorio, buscan encontrar la especie química y dosis de mejor desempeño que garantice condiciones de movilidad de crudo y baja formación de cristales asociados a la estabilización de emulsiones, de tal forma que el impacto que el gas por efecto de expansión y descenso en temperatura (efecto Joule-Thompson) se compense con la inyección de la especie química seleccionada en línea de flujo. En las tablas 1 y 2 se encuentran los resultados de las pruebas de laboratorio.

Tabla 1. Resultados de las pruebas de laboratorio para los productos químicos

Producto	Dosis (ppm)	Temperatura (°F)	Viscosidad (cP)	Movilidad	Emulsión
Inhibidor Parafina 1	500	90	101	Media	0,2
	1000		83	Alta	0,1
	1500		74	Alta	0,1
	500	70	101	Media	0,3
	1000		87	Alta	0,1
	1500		78	Alta	0,1
	500	50	110	Nula	0,3
	1000		108	Media	0,1
	1500		105	Media	0,1
Inhibidor Parafina 2	500	90	95	Alta	0,0
	1000		78	Alta	0,0
	1500		70	Alta	0,0
	500	70	95	Alta	0,1
	1000		82	Alta	0,0
	1500		76	Alta	0,0
	500	50	105	Alta	0,0
	1000		105	Alta	0,0
	1500		101	Alta	0,0
Dispersante 1	500	90	107	Media	0,3
	1000		88	Media	0,3
	1500		78	Alta	0,1
	500	70	107	Media	0,3
	1000		92	Media	0,3
	1500		85	Media	0,3
	500	50	118	Nula	0,3
	1000		118	Nula	0,3
	1500		113	Nula	0,3

Fuente: Informe de pruebas Inhibidor de parafinas Pozo RC-17H, CLARIANT (Colombia) S.A



Tabla 2. Resultados de las pruebas de laboratorio para los productos químicos (continuación)

Producto	Dosis (ppm)	Temperatura (°F)	Viscosidad (cP)	Movilidad	Emulsión
Solvente Polar	500	90	116	Nula	0,1
	1000		95	Alta	0,1
	1500		85	Alta	0
	500	70	116	Nula	0,3
	1000		100	Media	0,3
	1500		89	Alta	0,1
	500	50	126	Nula	0,2
	1000		124	Nula	0,3
	1500		120	Nula	0,3
Dispersante 2	500	90	110	Nula	0,2
	1000		89	Media	0,2
	1500		80	Media	0,3
	500	70	110	Nula	0,2
	1000		94	Media	0,3
	1500		84	Media	0,3
	500	50	118	Nula	0,3
	1000		116	Nula	0,3
	1500		113	Nula	0,3
Blanco	NA	90	108	Media	0,4
		70	123	Nula	0,6
		50	150	Nula	0,6

Fuente: Informe de pruebas Inhibidor de parafinas Pozo RC-17H, CLARIANT (Colombia) S.A

Finalizadas las pruebas de laboratorio y conforme a los resultados reportados en las tablas 1 y 2, se puede concluir que la mejor opción química es la inyección del agente inhibidor No.2 que corresponde al producto químico "Waxtreat" 3692, a una dosificación de 1500 ppm y temperatura de 50°F, en la que se registra la mayor movilidad, menor viscosidad y menor contenido de emulsión, a las diferentes temperaturas evaluadas, sin embargo esto no quiere decir que la dosificación a usar sea exactamente ésta, ya que la condición de la temperatura cambia en el pozo a medida que el crudo asciende a través de la tubería de producción.

- **Pruebas en el Campo Río Ceibas:**

Luego de seleccionar el producto, se procedió a programar la prueba piloto en el pozo RC-17H para el día 08 de abril de 2013, sin embargo antes se realizó el corte de parafinas con la unidad de "slick line", además se realizó la instalación del punto de inyección de producto químico cerca a la cabeza del pozo RC-17H.



El cálculo de dosificación del producto químico, se basó en la producción de crudo (20 BFPD) para una concentración de 500 ppm. La dosificación óptima según cálculos fue de 0,42 GPD (Galones de producto por día) y con requerimiento de inyección a través de sistema de aspersión por tratarse de línea de gas. Con forme a este cálculo, se decide inyectar 1 GPD del inhibidor de parafinas “Waxtreat” 3692.

$$\text{GPD} = \frac{[\text{ppm}] \times \text{Volumen a tratar (BFPD)}}{23810} \quad \text{Ec. 1}$$
$$\text{GPD} = \frac{500 \text{ ppm} \times 20 \text{ BFPD}}{23810}$$
$$\text{GPD} = 0.42$$

El valor de la constante 23810 presente en la Ec. 1, es un factor de conversión resultado de dividir los ppm entre 1000000 y pasar los BFPD (barriles de fluido por día) a galones por día, es decir multiplicar los BFPD por 42.

La prueba piloto se inició el día 8 de Abril de 2013 con una dosificación de 1 GPD, a una concentración real de 1190 ppm. Se registraron variables de seguimiento, tales como THP, BFPD, BSW y BOPD. La THP (presión en cabeza de pozo) registrada fue de 100 psi, la producción promedio de 20 BFPD (barriles de fluido por día) con un BSW promedio de 11% y 17,8 BOPD (barriles de aceite por día); para estos tres últimos datos el pozo fue probado después del servicio (corte de parafinas).

El día 10 de Abril de 2013, el pozo RC-17H fue probado contra tanque durante 24 horas para verificar su producción. De igual forma por limitación de facilidades se decidió probar el pozo 6 (seis) veces, en los primeros treinta días posteriores a la implementación del tratamiento químico, con el fin de evaluar el desempeño del “Waxtreat” 3692 en el pozo RC-17H.

Tabla 3. Pruebas del pozo RC-17H

Variables	Fechas de pruebas					
	10-abr	15-abr	23-abr	27-abr	02-may	06-may
THP (PSI)	100	100	100	100	100	100
BFPD	20	19	19	18	17	17
BOPD	17,8	16,91	16,91	16,02	15,13	15,13
%BSW	11	11	11	11	11	11

Fuente: Base de datos Ecopetrol.

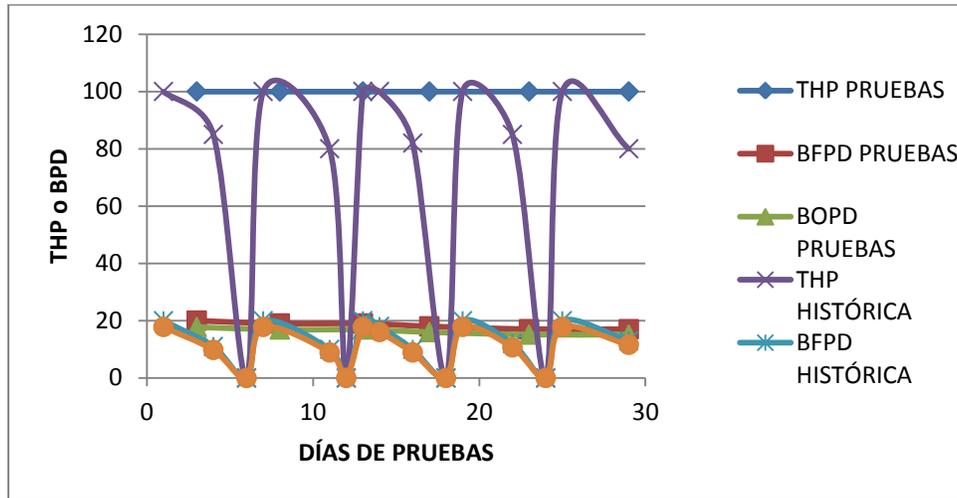
3. RESULTADOS

En la prueba piloto para inyección de inhibidor de parafina en el sistema de “gas lift” del pozo RC-17H, se obtuvo la eficiencia esperada, minimizando el número de intervenciones y manteniendo caudales de producción con variaciones mínimas para el primer periodo de evaluación (30 días).



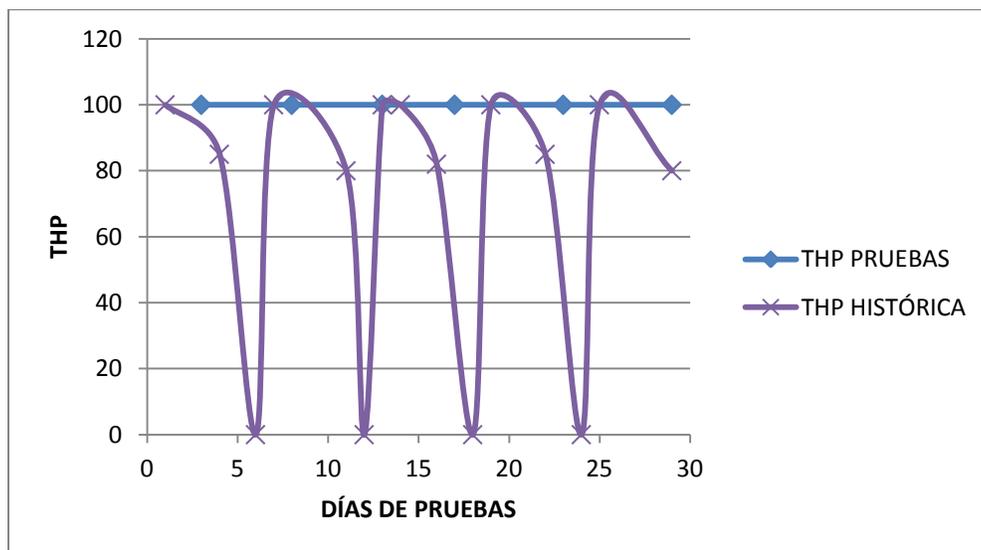
Respecto al histórico de la THP, ésta no registró caída por cuanto se presume no existe restricción en fondo y por ende el caudal (bls/día) se mantiene en las condiciones óptimas y se reporta un "Run life" inicial para el primer periodo de evaluación tres veces mayor en tiempo al histórico reportado. En los gráficos 2, 3 y 4 se observa el comportamiento de las variables de seguimiento antes y después del tratamiento.

Gráfico 2. Comparación de las variables de seguimiento antes y después del tratamiento.



Fuente: Los autores.

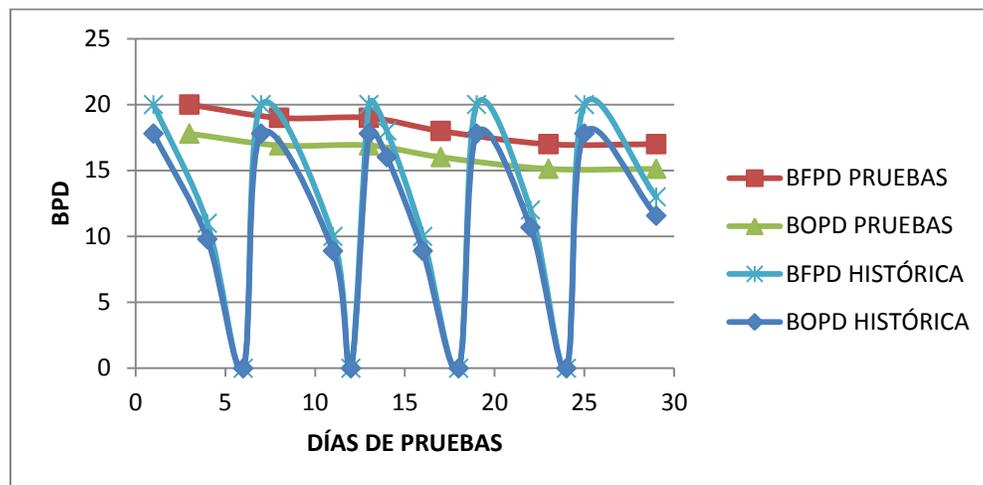
Gráfico 3. Comparación THP histórica y THP de pruebas



Fuente: Los autores



Gráfico 4. Comparación BFPD histórica y BFPD pruebas.



Fuente: Los autores

De acuerdo a las pruebas contra tanque y después de 30 días de la prueba piloto, el pozo RC-17H perdió 3 BFPD y 2 BOPD. La presión en cabeza de pozo se mantuvo en 100 psi. Anteriormente, el pozo en tan solo 5 días perdía cerca de 5 BOPD y su THP caía por la obstrucción formada en la tubería de producción.

- Análisis económico de la prueba piloto:

Al prospectar el comportamiento económico entre la técnica actual para el mantenimiento de producción en el campo Rio Ceibas y la implementación del piloto como técnica regular para minimizar el impacto por precipitación de orgánicos, se evidencia un ahorro de \$298.228.362 de pesos por año (Tabla 4), para el caso particular del pozo RC-17H, haciendo de ésta una técnica práctica y económicamente aceptable para el Campo.

Tabla 4. Análisis económico Pozo RC-17H

POZO RC-17H						
COSTOS ASOCIADOS AL SERVICIO DE INTERVENCION "SLICK LINE"						
Costo "slick line" unidad /día (pesos)	N° intervenciones /mes	Tiempo intervención (días)	Costo servicio /mes (pesos)	Pérdidas por disminución en la producción/mes (pesos)	Costo diferidas/mes (pesos)	Costo total /mes (pesos)
2.500.000	4	4	10.000.000	12.086.323	7.683.448	29.769.772



COSTOS ASOCIADOS AL TRATAMIENTO QUÍMICO						
Costo producto químico /gal (pesos)	Dosis / día (gal)	Costo total producto químico / mes (pesos)	Costo servicio /mes (pesos)	Pérdidas por disminución en la producción/mes (pesos)	Costo diferidas/mes (pesos)	Costo total /mes (pesos)
56.000	1	1.680.000	0	3.237.408	0	4.917.408
Costo "slick line"	Costo producto químico	Ahorro mensual con implementación de producto químico (pesos)	Ahorro anual con implementación de producto químico (pesos)			
29.769.772	4.917.408	24.852.364	298.228.362			

Fuente: Los autores

4. CONCLUSIONES

- Con base en la caracterización del crudo del Campo Río Ceibas, puede afirmarse que es un crudo mediano debido a que su densidad en gravedad °API es de 24.4, con un contenido moderado de parafinas y según la relación entre los parámetros fisicoquímicos obtenidos en el análisis SARA se puede afirmar que la cantidad de asfaltenos presentes se encuentran en estado meta-estable.
- Después de realizar las pruebas de laboratorio (determinación de la viscosidad y del % BS&W) donde se analizaron las alternativas químicas para el control de la precipitación de parafinas, entre las cuales se encontraban: inhibidores, dispersantes y solventes; aplicables para la optimización de la producción e incremento en "run life" para los pozos de "gas lift" de este Campo, se determinó que el producto químico, que presentó el mejor desempeño en las pruebas de laboratorio (determinación de la viscosidad y determinación del BS&W) fue el inhibidor "Waxtreat" 3692, el cual a las diferentes concentraciones y temperaturas registra la mayor movilidad, menor viscosidad y menor contenido de emulsión.
- Durante el primer periodo de prueba, la implementación del tratamiento químico logró mantener el caudal de producción y la presión en cabeza de pozo (variables de seguimiento) en un punto estable, con variaciones mínimas comparadas a las que se presentaban sin el tratamiento químico.



- La prueba piloto reportó la eficiencia esperada, minimizando el número de intervenciones al mes (por corte de parafinas), las cuales antes de la prueba para el caso del Pozo RC-17 H, eran en promedio cuatro (4) intervenciones al mes y después de 30 días de implementación de la prueba piloto no se hizo necesaria ninguna intervención para recuperar producción.
- Se logró reducir la producción diferida, gracias a que la inyección del inhibidor de parafina se hace al mismo tiempo que el pozo está en producción y los métodos mecánicos de limpieza ya no se deben utilizar con la misma frecuencia, minimizando así los costos adicionales de producción.
- Al confrontar los costos asociados entre la técnica actual para el mantenimiento de producción en el Campo Río Ceibas y la implementación de la prueba piloto como técnica regular, para minimizar el impacto por precipitación de orgánicos, se evidencia un notable ahorro de \$298.228.362 por año, para el caso particular del pozo RC-17H, haciendo de ésta una técnica práctica y económicamente viable para el Campo.

5. REFERENCIAS

- ARIZA, Emiliano. Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del Campo Colorado. Tesis de Maestría en Ingeniería de Hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2008. p. 30-40.
- ASHBAUGH, H.; RADULESCU, A.; PRUD'HOMME, R. Interaction of Paraffin Wax Gels with ethylene/vinyl acetate Copolymers. En: Energy & Fuels. Vol. 19. Londres: Elsevier, 2005.
- ARIZA, Emiliano. Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del Campo Colorado. Tesis de Maestría en Ingeniería de Hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2008. p. 30-40.
- CARVAJAL, César; GARCÍA, Diana. Inhibición magnética de la acumulación de depósitos parafínicos. Bucaramanga.: UIS, 2009. p. 1-4
- CENTRO INTERNACIONAL DE EDUCACION Y DESARROLLO - PDVSA. Análisis y Diagnóstico de Pozos con Gas Lift. ISBN: 980-284-803-4. Segunda edición. Venezuela.: CIED, 1997. p. 2, 7-13, 29-54.
- FORERO, *et al.*, Artificial Lift Manual Part 2^a. Gas Lift Design Guide Management of Artificial Lift Systems. The Hague.1993. p. 11, 23-29, 34-46.
- GENTILI, D.O.; KHALIL, C.N.; LUCAS, E.F. Evaluation of polymeric phosphoric ester-based additives as wax deposition inhibitors. En: Society of Petroleum Engineers, Documento No. 94821-MS, 2005.
- GUZMÁN, José, *et al.* Depósitos de parafinas y asfaltenos en los campos petroleros. Ciudad del Carmen, México. Universidad Autónoma del Carmen, 2012. p. 7- 17.



- MAGGIOLO RICARDO, Gas Lift Básico. En: Curso Taller, ESP OIL INTERNATIONAL TRAINING GROUP. (1-5, Mayo: Maracaibo, Venezuela). Memorias. Ibíd.: ESP OIL, 2004. p. 9-16, 49-51, 55-62.
- MARIE, E.; CHEVALIER, Y.; EYDOUX, F.; GERMANAUD, L.; FLORES, P. Control of n-alkanes crystallization by ethylene –vinyl acetate copolymers. En: Journal of Colloid and Interface Science, Vol. 290, No. 2, pp. 406-418. Londres: Elsevier, 2005.
- SEPÚLVEDA, Jairo; BONILLA, Juan; MEDINA, Yamileth. Predicción de la Estabilidad de los Asfaltenos Mediante la Utilización del Análisis SARA para Petróleos Puros. En: Revista Ingeniería y Región. No 7. Neiva, 2010.