

# MÉTODOS PARA EL CONTROL E INHIBICIÓN DE LA ACUMULACIÓN DE DEPÓSITOS PARAFÍNICOS

**DIANA PAOLA GONZÁLEZ GARCÍA**

*Estudiante Ingeniería Electrónica  
Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y  
Telecomunicaciones  
Grupo de Investigación Campos Maduros  
Universidad Industrial de Santander  
paola387@hotmail.com*

**CÉSAR AUGUSTO VILLABONA CARVAJAL**

*Estudiante Ingeniería Electrónica  
Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y  
Telecomunicaciones  
Grupo de Investigación Campos Maduros  
Universidad Industrial de Santander  
cesarvillabona@hotmail.com*

**HERMANN RAÚL VARGAS TORRES**

*Doctor en Ingeniería Eléctrica  
Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y  
Telecomunicaciones  
Universidad Industrial de Santander  
hrvargas@uis.edu.co*

**EMILIANO ARIZA LEÓN**

*Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos  
Escuela de Ingeniería de Petróleos  
Universidad Industrial de Santander  
earizal@hotmail.com*

**CARLOS EFRAÍN ROA DUARTE**

*Especialización en Ingeniería de Gas  
Ingeniero de Petróleos  
Instituto Colombiano del Petróleo  
carlos.roa@ecopetrol.com.co*

**CRISÓSTOMO BARAJAS FERREIRA**

*Maestría en Ingeniería Química  
Escuela de Ingeniería Química  
Universidad Industrial de Santander  
cbarajas@uis.edu.co*

*Fecha de recibido: 14/04/2009*

*Fecha de aprobación: 15/12/2010*

## RESUMEN

La acumulación de parafina es uno de los mayores inconvenientes en la producción, transporte y almacenamiento de crudo. La inhibición por medio del método magnético es una alternativa que mejora las propiedades reológicas del crudo tratado sin alterar sus propiedades químicas. Este estudio presenta una revisión de los trabajos hechos en campos petrolíferos a nivel nacional e internacional, donde se han aplicado distintos métodos para la inhibición de precipitación de parafinas y exaltado las ventajas del uso del método magnético: reducción de los trabajos de limpieza en los pozos tratados, bajos costos de mantenimiento, la inhibición de depósitos de parafina sin interrupción de la producción o daños a la formación utilizando únicamente la energía del yacimiento. Lo anteriormente expuesto hace del tratamiento magnético una interesante opción para reducir sustancialmente los costos del barril producido y mantener con una alta movilidad el crudo parafínico.

**PALABRAS CLAVE:** Inhibición magnética, Parafina, Crudo parafínico, Cera, Magnético, Punto de nube, Punto de fluidez.

## ABSTRACT

Paraffin deposition is one of the biggest issues in crude oil production, transport and storage. Inhibition by magnetic treatment is a choice that improves rheological properties of the treated crude oil, without modifying its chemical properties. This study presents a revision of works carried out in national and international oil fields, where different paraffin inhibition methods have been applied, and to standing out the advantages of using the magnetic method: paraffin removal processes reduction in the treated wells, low maintenance costs, paraffin inhibition without production process interruptions or formation damage to utilizing only reservoir energy. Those facts make the magnetic treatment and interesting choice for reducing significantly the lift cost of the barrel of petroleum produced and to keep paraffin crude oil with high mobility.

**KEYWORDS:** Magnetic inhibition, Paraffin, Crude oil, Wax, Magnetic, Cloud point, Pour point.

## 1. INTRODUCCIÓN

El petróleo es una compleja mezcla de largas cadenas de hidrocarburos saturados, aromáticos, resinas, asfaltenos [1]; e hidrocarburos de cadena media. Las parafinas (que pertenecen a los saturados) tienen alto peso molecular y longitudes de cadenas de carbono que van desde  $C_{18}$  hasta  $C_{70}$  [2], son cristalinas por naturaleza, precipitan del crudo y tienden a aglomerarse a temperaturas iguales o inferiores al punto de cristalización.

Si el contenido de cera en el aceite crudo es bajo, menor a 10%, la precipitación de parafina en el pozo acarrea problemas que son periódicos y manejables; sin embargo, con contenidos de cera superiores al 10%, éstos crudos presentan acumulación severa de parafinas y problemas de flujo que necesitan de constantes tratamientos de remoción para asegurar la producción [3].

Anualmente la industria petrolera tiene pérdidas millonarias [4], [5], [6] debido a las fallas en equipos, aumento en tratamientos de limpieza, reducción o interrupciones en la producción, incremento en la potencia consumida por los sistemas de levantamiento, baja capacidad de flujo por obstrucción, aumento de horas-hombre, etc.; causados por acumulación de depósitos orgánicos en el sistema de producción.

En este trabajo se hace una revisión de los métodos más aplicados para inhibir la formación de aglomerados de parafinas, resaltando sus ventajas y limitaciones.

## 2. CAUSAS DE LA DEPOSITACIÓN DE LAS PARAFINAS

Está demostrado que las fracciones livianas del crudo son responsables de los bajos puntos de cristalización [7] y de mantener los compuestos pesados, ceras y asfaltenos en solución<sup>1</sup>[4], [8], inclusive en altas concentraciones de componentes parafínicos de alto peso molecular [9]. Bajo condiciones de yacimiento, las diferentes fracciones que componen el crudo están en equilibrio termodinámico, donde los valores de presión y temperatura son lo suficientemente altos para mantener las fracciones pesadas en solución [10]. Una vez el proceso de producción comienza y el crudo es llevado hacia la superficie, se interrumpe este equilibrio provocando cambios físicos y químicos del fluido [4], [11], [12]. Esto causa que los compuestos orgánicos del crudo, llamados

parafina<sup>2</sup>, lleguen a ser insolubles en el aceite [13], [14]. Cuando la temperatura del crudo cae por debajo del punto de cristalización, la solubilidad de las fracciones pesadas puede ser suficientemente reducida y causar precipitación de los cristales de cera y asfaltenos [15], [16], [17], [18], resultando en un incremento de la viscosidad del crudo [19], reducción de la eficiencia volumétrica de la tubería del pozo y aumentando los costos de producción [20]. No obstante, si la parafina es enfriada lo suficiente por debajo del punto de cristalización, ésta no tendrá propiedades adherentes [21]. Esto puede explicar porque la mayor cantidad de depósitos de parafina aparecen en una sección determinada de la tubería del pozo donde recién la temperatura está por debajo de la temperatura de cristalización.

La presencia de impurezas como asfaltenos induce al proceso de nucleación de la cera, afirman Os'kin, Allen y Roberts [22], [23]; sin embargo, otros autores [4], [24] afirman que la solubilidad de las parafinas en el petróleo decrece con un incremento en la cantidad de alquitrán y asfaltenos, que en estado coloidal previenen el crecimiento de los cristales y la formación de redes. Son muchas las condiciones que favorecen la depositación de parafinas en los procesos normales de producción [17], [25] entre ellos:

- Rugosidad de la tubería. Las imperfecciones en la superficie favorecen la adherencia de los cristales de parafina que precipitan del crudo [4], [26], [27].

- La mojabilidad natural de la tubería. Si existe mojabilidad por agua, se forma una película sobre la superficie de la tubería evitando el contacto directo y consecuente adherencia entre ésta y las moléculas de cera [28]; sin embargo, los tratamientos de acidificación pueden alterar la mojabilidad natural en el reservorio causando daño a la formación [12].

- La tasa de flujo. Existen opiniones encontradas respecto al efecto de la tasa de flujo sobre la generación de depósitos de parafina. Hartley y Bin Jadid [29], sugieren que en flujo laminar la acumulación de depósitos de parafina incrementa con la tasa de flujo, pero aclaran que en régimen turbulento y manteniendo alta la tasa de flujo, la acumulación decrece. Hammami y Raines [16], concluyen luego de estudios en campo: “es especulación: que el régimen de flujo laminar induzca al proceso de cristalización de la cera”. Por otro lado, Misra, Baruah y Sing [4], centran la atención en las características de los depósitos parafínicos formados

<sup>1</sup> El agua no cambia la solubilidad de las parafinas.

<sup>2</sup> En general son una compleja mezcla de alcanos sólidos de gran peso, gotas aceite, asfaltenos, granos de arena, sales precipitadas y agua.

cuando el crudo fluye bajo regímenes turbulentos y altas tasas de producción; concluyendo que dichos aglomerados tienden a ser pequeños, compactos y difíciles de remover, por estar formados de cristales con buena cohesión entre sí. Varios autores [4], [16], [29] y [30] apoyan parte de la tesis de S. Misra, S. Baruah y K. Sing [4] cuando afirman que: los depósitos de parafina formados en la tubería de producción y transporte son mayores cuando el crudo fluye lentamente, debido a que existe mayor transferencia de calor del crudo a la tubería, consecuencia de un tiempo prolongado de residencia del aceite en las zonas frías del sistema.

No obstante, la reducción de la temperatura del crudo es según muchos autores [2], [4], [11], [18], [26], [29], [31], [32], [33], [34], [35], la principal causa de la migración de las ceras (aglomerados de parafinas) hacia las paredes de las tuberías. Inicialmente la tasa de acumulación es alta en una tubería limpia, pero hay una reducción de la misma cada vez que más cera se deposita, actuando ésta última como un aislamiento térmico entre el crudo y la tubería [36]. Ahora bien, el declive en la temperatura del crudo que es producido en un pozo se debe a múltiples razones:

- El gradiente geotérmico. Debido a la baja temperatura<sup>3</sup> del suelo en facilidades, existe gran transferencia de calor a medida que el crudo fluye hacia la superficie, iniciando el mecanismo de acumulación de parafinas [31].

- Presencia de zonas de agua fría. Si la trayectoria de la tubería del pozo atraviesa una zona de agua fría, la temperatura del crudo que fluye se reducirá.

- Volatilización de compuestos livianos. Bajo condiciones de yacimiento, la solubilidad de las parafinas en el aceite es lo suficientemente alta para mantenerse disueltas en él. Una vez que el crudo abandona el yacimiento y fluye hacia la superficie, su temperatura cae [18], [26], [31] por liberación de compuestos livianos [31], [37]; esto se debe al declive en la presión del fluido por debajo del punto de burbuja<sup>4</sup>. De esta forma se enfría el crudo, la tubería del pozo y los equipos de subsuelo, provocando precipitación de las fracciones más pesadas. Brown, Niesen y Erickson [7], usaron un modelo termodinámico aplicable a la formación de parafina en crudos vivos y compararon con datos experimentales para verificar el efecto del aumento en la presión de un volumen de crudo muerto<sup>5</sup> sobre el punto de cristalización, observando que éste último es una función lineal de la presión; incrementado

en tan solo 3.6 °F por cada 1450 psi de forma lineal. En la Figura 1 se observan los resultados del estudio.

- Inyección de fluidos de fractura, gases o agua a temperaturas mucho más bajas que la temperatura de la formación [11], [38], sin embargo, también la inyección de aceite caliente y químicos puede, a largo plazo, generar acumulación de depósitos de parafina. Estos procesos enfrían el crudo que se encuentra en el reservorio incidiendo en daño a la formación [2], [3], [12], [32] [33], [39].

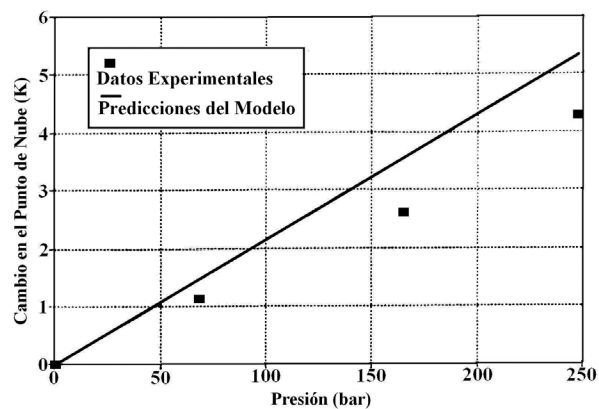


Figura 1. Efecto de la presión en el punto de nube. Brown, Niesen y Erickson [7]

### 3. INCONVENIENTES GENERADOS

Las ceras parafínicas pueden llegar a depositarse en los distintos sitios del sistema de producción generando inconvenientes en la producción, transporte y almacenamiento de crudo [40]; incide en el daño a la formación [18], reduce la permeabilidad de la roca y obstruye el paso del crudo en la cara de la formación<sup>6</sup>. El daño a la formación es probablemente el mayor problema causado por parafina en la industria del petróleo [41], y en ocasiones pasa desapercibido o se asocia a agotamiento natural [14] y puede eventualmente causar abandono prematuro de pozos [34]. G.D. Sutton and L.D. Roberts [11], afirman que la precipitación de parafinas en la cara de la formación es casi irreversible, debido a que la cera, una vez precipitada de la solución, es muy difícil de disolver nuevamente en el mismo fluido [34], incluso elevando la temperatura a la del crudo en formación; por supuesto, reservorios con temperaturas mucho más elevadas que el punto de disolución (*melting point*) de la parafina precipitada, no son afectados.

<sup>3</sup> Relativa a la temperatura del yacimiento.

<sup>4</sup> Ésto es conocido como el efecto Joule-Thompson.

<sup>5</sup> Aquel que se obtiene en el tanque de almacenamiento, donde ya no tiene gas disuelto.

<sup>6</sup> Daños difíciles de detectar que dependen de la permeabilidad, la cantidad de cera depositada y de la temperatura del crudo en la cara de la formación (BHT).

En el pozo, causa daños al cabezal, al equipo de subsuelo y reduce el diámetro efectivo de las tuberías [21], [42] menguando la producción [3], [14]. La cristalización de la cera crea una reducción en la capacidad efectiva de la tubería incrementando la presión requerida para el bombeo, algunas veces, más allá de los límites del sistema, lo que obliga a detener el transporte de crudo [4].

En las facilidades, impide una correcta separación aceite-agua en los separadores y se deposita en el fondo de los tanques de almacenamiento. En general, la acumulación de depósitos de parafina puede presentarse en cualquier lugar del sistema de producción aumentando los trabajos de remoción, deteniendo la producción por tiempos prolongados y por consiguiente incrementando el costo del petróleo extraído [5].

Al igual que cualquier proceso acumulativo, los depósitos de parafinas pueden tomar años o días para ser medibles, dependiendo de: el estado del sistema de producción, la composición del crudo, la profundidad del pozo, cantidad de agua, número de tratamientos de estimulación, etc. [34]. Cada pozo, inclusive de un mismo reservorio, es distinto de los demás y produce crudo de características individuales [40]; muestras de depósitos parafínicos tomadas a distintas profundidades en el mismo pozo mostraron diferentes composiciones<sup>7</sup> [2]. Esto sugiere, que los problemas de parafina en un campo petrolífero, pueden ser realmente variados. La forma adecuada para tratar el problema de depositación de parafinas involucra estudios de laboratorio de los métodos de control existentes, donde se analiza la efectividad para cada zona del yacimiento en particular a tratar antes de su implementación en campo.

## 4. INHIBICION QUÍMICA

Un aglomerado de parafinas se crea sólo si hay suficiente atracción de una molécula de parafina sobre otra, una vez formados, son esencialmente inertes a reacciones químicas y además resistentes al ataque de ácidos y bases [12]. Para prevenir la precipitación de cristales de parafina, se usan en general tres clases de químicos inhibidores: dispersantes, solventes y modificadores de cristal.

### 4.1 DISPERSANTES

Su función básica es formar una película en la pared de la tubería que retarde el proceso de acumulación de cristales de parafina [1], además de neutralizar las fuerzas de atracción entre estas. La estructura química de los

dispersantes es tal que un extremo atrae la molécula de parafina y el otro es soluble en agua o aceite<sup>8</sup>, de esta manera mantiene las moléculas ya precipitadas, dispersas en el fluido producido, evitando que formen mayores agregados que se adhieran a la tubería. Voss, Cioletti y Deffeyes [43] resaltan el rol del agua en el crudo como relevante en un tratamiento con Dispersantes.

Carbognani, Contreras, Guimerans y León [44] muestran ejemplos tomados de unidades de producción en Venezuela, donde hacen un seguimiento de la metodología usada para atacar el problema de las parafinas y resaltan la necesidad e importancia de análisis físico-químicos para observar la efectividad de un aditivo.

En los campos Grace Mitchel, Nuevo México y South Ponca, Oklahoma con severos problemas de parafina en líneas de fondo y superficie; se usó un dispersante soluble en el aceite<sup>9</sup>, donde las pruebas de campo mostraron que las relaciones agua-aceite aumentaron muy poco, lo cual es un indicador de que la mojabilidad de la roca no se alteró reduciendo significativamente la frecuencia de trabajos de aceite caliente [45].

En campos pequeños basados en continuas aplicaciones de dispersantes para mantener el caudal de producción, el costo tiende a ser elevado [40].

### 4.2 SOLVENTES

Son sustancias que se agregan al crudo para devolverle la capacidad de mantener las moléculas de parafina en solución cuando la ha perdido por volatilización de gases disueltos. El uso de algunos solventes es prohibido por ser altamente inflamables y riesgosos para la salud [31], son típicamente usados para solucionar rápidamente el problema de depósitos parafínicos sin tener muy en cuenta el daño a la formación [12].

Straub, Autry y King [2], hicieron una serie de experimentos en el campo East Velma Middle Block<sup>10</sup> donde probaron kerosene, diesel, aceite, tolueno, gasolina y mezclas de éstos productos; llegando a concluir que aquellos materiales compuestos principalmente por hidrocarburos aromáticos fueron el método más rápido. Matlach y Newberry [15] usaron kerosene para reducir el punto de fluidez de crudo con alto contenido de cera, concluyendo que en la disolución del crudo, un gran volumen de solvente

<sup>8</sup> Cualquiera de los dos, depende del medio en que la parafina esté dispersa.

<sup>9</sup> 100 ppm.

<sup>10</sup> Producido de una estructura monoclinical, crudo de 27° API.

<sup>7</sup> Diferentes cadenas de carbono.



fue necesario para obtener pequeñas reducciones en el punto de fluidez del crudo. Curtis [46] sugiere el uso de mezclas de terpenos como solvente, por ser efectivas, seguras y fáciles de mezclar, explicando que con éstas se puede eliminar el uso de xileno y tolueno que son inflamables y tóxicos.

La efectividad de los solventes con la parafina es principalmente función del tipo de solvente, de las características de la parafina y la temperatura; siempre se requiere hacer las pruebas necesarias antes de su aplicación.

### 4.3 MODIFICADORES DE CRISTAL

Estos químicos tienen la habilidad de reducir la tendencia que tienen los cristales de parafina a unirse, son frecuentemente usados para proteger tuberías que transportan crudo parafínico [47], [48], [49].

Llamados también depresores del punto de nube e inhibidores de parafina, previenen que los depósitos se agranden en las tuberías. Estas sustancias precipitan y se cristalizan con la cera y retardan la formación de una red, de ésta forma se aumenta la movilidad del crudo extraído.

Investigaciones realizadas [50] sobre el efecto de algunos aditivos en crudos de Vietnam, mostraron que hubo reducción de la viscosidad en los crudos tratados. Mendell y Jessen [51], examinaron el efecto de varios aditivos<sup>11</sup> en las características de crudos de la costa del Golfo de México y Texas<sup>12</sup>, concluyendo que la efectividad de estos para prevenir la precipitación de parafinas depende de las características particulares del crudo. Según Ahn, Wang, Shuler, Creek y Tang, [52], los depósitos que lograron formarse luego de la adición de modificadores de cristal a este crudo son blandos (en promedio de bajo peso molecular) y de fácil remoción.

En Venezuela [53] evaluaron la efectividad de varios inhibidores de parafina comerciales, realizando pruebas de laboratorio con muestras de crudos pesados.<sup>13</sup> Concluyeron que dependiendo de la composición del crudo, es diferente la efectividad de los aditivos; aquellos crudos con alta concentración de parafinas pesadas (mayores a C<sub>24</sub>) y una distribución de peso molecular mono-modal no son afectados, mientras que crudos con menos del 39% de estos componentes y una distribución de peso molecular bi-modal tuvieron una importante reducción del punto de nube y de fluidez.

<sup>11</sup> En inglés: Polyflo 100, Minnelusa oil, Hawkins, Polyethylene, Stearyl methacrylate.

<sup>12</sup> 35° API, punto de nube: 48.9 °C.

<sup>13</sup> 32-43 °API.

Wheeler, Gouhie y Laskowski [54] concluyen luego de estudios hechos a crudos parafínicos producidos en campos de explotación en alta mar, que: “el tratamiento a este tipo de crudo<sup>14</sup> es necesario para proteger los sistemas de la formación de fuertes aglomerados de gel, formados normalmente cuando el aceite reduce su temperatura hasta llegar a la temperatura del fondo del mar, como sucede cuando hay paradas prolongadas”.

Propiedades físicas, altos costos, disponibilidad y la tendencia a solidificarse a bajas temperaturas son factores críticos que afectan la implementación de los modificadores de cristal [49]. La mojabilidad es otro aspecto importante a la hora de aplicar un tratamiento de inhibición, cambios en ella puedan reducir la permeabilidad relativa y disminuir la productividad [28]. Uno de los mayores problemas de los modificadores, se refiere al bajo punto de congelación que poseen,<sup>15</sup> además de la necesidad de la inyección frecuente a los pozos para su efectividad. Los mejores depresores del punto de nube pueden no ser los mejores inhibidores de precipitación de parafina y viceversa [3].

La inyección de químicos para prevenir la precipitación de parafinas puede ser usada, pero representa un elevado costo adicional durante toda la vida del pozo [55].

## 5. TRATAMIENTOS TÉRMICOS

Debido a la reducción de la temperatura por debajo del punto de cristalización, la parafina se aglomera precipitando de la solución [18]. El empleo de la energía electromagnética con fines de calentamiento en la industria del petróleo, se remonta a finales de la década de los cincuenta y principios de la década de los sesenta. En ese momento se desarrollaron dispositivos específicos tales como calentadores resistivos de fondo de pozo, con los que se buscaba reducir la viscosidad del crudo con el objeto de facilitar su extracción. Éstos fueron empleados por primera vez para estimular pozos de crudo en California y la Unión Soviética. Por otra parte, varios investigadores se dedicaron a evaluar el calentamiento eléctrico en la vecindad del pozo empleando sistemas de calentamiento dieléctrico y sistemas de calentamiento resistivo a una frecuencia de 60Hz [56]. Straub, Autry y King [2] incrementaron la temperatura de la cara de la formación con energía eléctrica introduciendo resistencias en el pozo, evitando así la acumulación de cera en la tubería de producción;

<sup>14</sup> Crudo de Holanda, altamente parafínico con alto punto de nube (75°F), producido del área del mar del norte y transportado a través de tuberías submarinas.

<sup>15</sup> Afecta a campos petrolíferos localizados en zonas frías del globo.

sin embargo, encontraron dificultades técnicas como: pérdida de excesiva potencia en los cables, dificultades en la instalación, gran cantidad de energía externa consumida, limitaciones a gran profundidad.

El concepto de calentamiento eléctrico posteriormente fue acoplado al proceso de inyección de agua para derivar el método de calentamiento selectivo del yacimiento [57]. El departamento de Energía y el Instituto de Investigación IIT de los Estados Unidos probaron en forma exitosa el calentamiento con radiofrecuencias para yacimientos de crudo del oeste de Estados Unidos.

Una alternativa a las resistencias, fue usar la tubería del pozo (tubing y casing) como conductor y resistencia de carga. Se alimenta el circuito con baja tensión a muy alta corriente calentando la zona del pozo [45]. Este procedimiento asegura un transporte de crudo libre sin precipitación de parafinas, no obstante, es costoso y aplicable sólo a tramos cortos de tuberías y genera una serie de interrogantes: seguridad, corrosión y daño a la tubería por expansión térmica. Peña [58], en su trabajo especificó las características que deben poseer los elementos que intervienen en un sistema de inyección de corriente para calentamiento en tubería de producción y encontró que es más conveniente aumentar la frecuencia de trabajo de la señal de alimentación que el nivel de corriente de entrada a la carga.

Al iniciar los ochenta, se utilizaron las ondas electromagnéticas para la extracción del crudo, calentando el yacimiento mediante la inducción de ondas en el medio poroso. Entidades como ARCO y PETROCANADA probaron en forma individual sistemas de calentamiento eléctrico y obtuvieron buenos resultados [59]. En 1983 la compañía UENTECH junto con varios operadores entregaron numerosos proyectos pilotos de sistemas de calentamiento eléctrico, esto permitió desarrollar nuevos equipos y técnicas para la aplicación de dicho método. Mediante pruebas piloto se concluyó que los pozos candidatos a ser sometidos a dicho sistema de calentamiento son aquellos que contengan parafina, asfaltenos, sulfuros, hidratos y cualquier otro depósito sensible al calor. En 1987 las compañías Petrobrás, Azevedo Travassos, y ORS Development Co realizaron una prueba piloto en el campo Rio Panon, Rio Grande do Norte, Brasil. En ellas un solo pozo fue conectado eléctricamente, y sus parámetros fueron monitoreados. Los datos mostraron un repentino incremento en la producción de crudo [57].

En la tabla 1 se resumen los resultados obtenidos por varios operadores con el método térmico.

## 6. TUBERÍA RECUBIERTA POR VACÍO

Durante el proceso de producción y transporte existe transferencia de calor del crudo hacia la tubería por donde fluye, si la temperatura se reduce hasta el punto de cristalización, se inicia la formación y posterior precipitación de cristales de parafina.

La técnica de la tubería recubierta por vacío consiste en reemplazar la tubería tradicional por una de dos capas separadas por vacío así: se introduce la tubería transportadora dentro de otra tubería de diámetro ligeramente mayor, seguidamente el aire y gases presentes en el delgado espacio anular entre las dos capas se extrae con una bomba mecánica de vacío y finalmente se sueldan los extremos, por último, en la implementación en el campo se ensamblan por tramos asegurando el vacío para evitar la corrosión.

Bunton [55] revisó algunos pozos del Golfo de México donde esta tecnología fue utilizada para aislar térmicamente el crudo de las superficies frías y así lograr mantener la temperatura alta del yacimiento. Calculó que se puede reducir de 20% a 30% la pérdida de calor, disminuyendo así los trabajos de inyección de químicos.

**Tabla 1.** Consumo promedio de potencia Vs. Incremento en la producción de petróleo.

Fecha	Operador	Sitio de la prueba	Descripción del proyecto	Resultados
1988	Mazzei	Frog Lake 11D-15-56-3 W4M	Calentamiento resistivo de baja frecuencia usando 30Kw promedio.	Incremento en la producción de 2-3 veces.
1989	CNW	Northminster A8-6-51-27 W3M	Calentamiento resistivo de baja frecuencia usando 40Kw promedio.	Relación de estimulación de 1.27
1989	NAM-Holland	Shoonebeck 280	Calentamiento resistivo de baja frecuencia usando 60Kw promedio.	Incremento en la producción desde 82 hasta 195 bbl/día (31m <sup>3</sup> /d).

Fecha	Operador	Sitio de la prueba	Descripción del proyecto	Resultados
88-91	CNW-Canadá	Lashburn A1-11-48-25- W3M	Mezcla de calentamiento resistivo y calentamiento por tubing. Potencia: 30-50Kw.	El calentamiento del yacimiento dio una relación pico de estimulación de 3.78 mientras el calentamiento del tubing produjo sólo un incremento marginal.
88-91	Petrobras	Rio-Panon Field	Calentamiento multipozo del yacimiento. Potencia 100-140Kw.	Se reportó una duplicación de la producción promedio.
1997	CNRL-Canadá	St. Paul, Alberta.	Calentamiento inductivo. Potencia: 10Kw.	Incremento de producción de 1.5 veces.
1998- ala fecha	Renaissance	Campo Jener, Alberta	Calentamiento inductivo Potencia promedio: 30Kw.	Disminución marginal en el corte de agua.
1998- 1999	AEC-Alberta	Pelican	Calentamiento inductivo del pozo.	No exitoso.
1998	Ranger Oil	Elk Point	Calentamiento inductivo. Potencia promedio: 20Kw.	Incremento marginal
1998- 2001	Bahrain Petroleum Company	Bahrain Field	Calentamiento inductivo. Potencia: 5-8Kw.	Se triplicó la producción.

Purdy y Cheyne [60] corroboraron la efectividad de la técnica con un estudio hecho en pozos del noroeste de Canadá; no obstante, afirman que la viabilidad económica está limitada a aquellos pozos donde las ganancias justifiquen la inversión.

## 7. TRATAMIENTOS MICROBIOLÓGICOS

Existen bacterias que tienen la habilidad de descomponer fracciones pesadas de hidrocarburos en hidrocarburos más livianos, reducen la tensión entre

las fases y así incrementa la solubilidad de las parafinas [61]. La desventaja de este método es que se necesitan condiciones muy especiales del crudo<sup>16</sup> para que las bacterias puedan prosperar en él y la tubería del pozo debe estar limpia antes de adicionar las bacterias [9].

Giangiaco [62] realizó experimentos en pozos productores de crudos parafínicos<sup>17</sup> donde se aplicaron tratamientos microbianos y químicos para el control de parafina por tres meses. Al compararlos resultó que el tratamiento con solventes incrementó en gran proporción la producción, mientras que el microbiano tuvo un incremento de la producción más bajo, pero tuvo un efecto más sostenido, además de una menor inversión económica. Giangiacomo destaca el tratamiento con microorganismos por ser fácil de diseñar, requerir de volúmenes pequeños y porque no es riesgoso.

Con la adición de ciertos compuestos microbiológicos en el reservorio comúnmente se logra, como afirman Bailey, Kenney y Schneider [63], aumentar la movilidad del crudo resultando en un incremento de 20% a 25% en la tasa de producción de crudo. Dichos compuestos también pueden actuar como agentes que recubren la superficie de la tubería controlando la corrosión.

## 8. CUBRIMIENTO DE LA TUBERÍA

La rugosidad es un factor que favorece la formación de depósitos de parafina en las paredes internas de la tubería [27].

Dotto [26], estudió la energía superficial y la morfología de los depósitos de parafina en muestras de tubería de silicona cristalina y acero inoxidable, antes y después de aplicarles un recubrimiento con películas de carbón amorfo fluorado. Los resultados de las micrografías ópticas a las muestras de silicona revelan cristales mucho más largos (grandes aglomerados) en el caso de las muestras no cubiertas, además de diferencias morfológicas que indican la alta energía superficial en éstas<sup>18</sup> (alta mojabilidad). Con el método del dedo frío (*Cold finger*)<sup>19</sup> se comprobó que la masa total de parafina depositada sobre el acero inoxidable recubierto por la película, es mucho menor que en el caso de las muestras sin cubrir. Argumentando de esta manera, que el cubrimiento con películas a base de carbón previene

<sup>16</sup> Temperatura, PH, cantidad de agua, cloruros, etc.

<sup>17</sup> 36°API, contenido de parafinas 10 % en volumen.

<sup>18</sup> Se refiere a aquellas muestras que no fueron recubiertas con la película.

<sup>19</sup> Equipo que usa una superficie fría en contacto con el crudo, controla las variables: Temperatura y tiempo.

o reduce la formación de depósitos de parafina en la industria del petróleo.

Por otra parte, Jorda [21] utilizó un aparato denominado “Cold spot test” que permitía observar la acumulación de ceras sobre una superficie circular inmersa en una solución de crudo parafínico. Hizo una serie de experimentos en distintas clases de superficies para determinar la influencia de la rugosidad de la tubería en la tasa de acumulación de depósitos de parafina:

- Acero pulido: Con un factor de rugosidad menor a 5 micrones, representa una superficie ideal.
- Acero limpiado con arena (*Sandblasted steel*)<sup>20</sup>: Con un factor de 20 micrones, representa una superficie muy similar a la de una tubería de pozo por la que fluye crudo con alto contenido de arenas finas.
- Acero corroído: Con un factor de 50 micrones, representa una tubería donde existe corrosión.
- Acero picado (*Rough ground steel*): Con un factor de 60 a 70 micrones, es una superficie que representa una tubería que ha sido expuesta a limpieza, mantenimiento, herramientas de workover y otros dispositivos abrasivos.

Sus resultados se observan en la Figura 2 donde es notoria la influencia de la rugosidad en la cantidad de cera que se deposita en la superficie, así pues, Jorda [21] calculó un porcentaje de acumulación de depósitos de parafina de 28% en una superficie pulida, 59% en el acero limpiado con arena, 67% en acero corroído y hasta 80% de ceras depositadas en el acero picado. Seguidamente usó tres clases de películas para cubrir una superficie de acero: película de fenol-formaldehido, película de fenol-epóxido y una película de poliuretano; reduciendo los porcentajes de acumulación de cera a: 35%, 32% y 36% sobre cada película respectivamente.

Finalmente pulió cada película con un chorro de arena simulando condiciones de producción de crudo con alto contenido de arena y obtuvo los siguientes porcentajes de acumulación de cera: 50%, 58% y 42% para cada película pulida con arena respectivamente. Argumentando así que cualquier superficie plástica suave y no parafínica, es capaz de controlar la acumulación de depósitos de parafina en ambientes abrasivos y de alta corrosión, sin embargo, las altas temperaturas, químicos, disponibilidad de los materiales y otros agentes son factores que condicionan la aplicación de recubrimientos en las tuberías de los pozos.

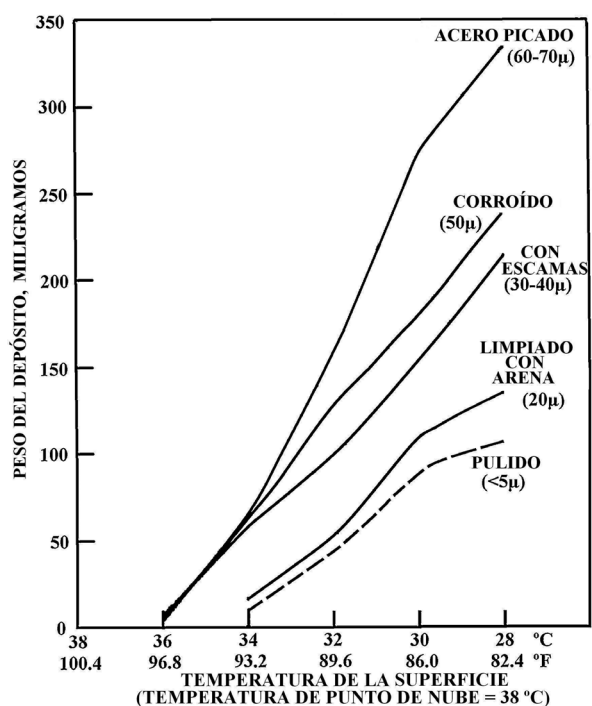


Figura 2. Peso de la parafina depositada sobre acero pulido, acero limpiado con arena, acero corroído y acero picado como una función de la temperatura de la superficie de deposición, Jorda [21].

## 9. INHIBICIÓN MAGNÉTICA

El método de inhibición magnética de parafinas reposa sobre resultados empíricos, en los cuales, se diseñan herramientas específicamente para cada caso particular. Para describir el fenómeno, Rocha [64], sostiene que la acción de un campo magnético sobre las moléculas de parafina en una muestra de crudo, cambia los patrones de rotación y translación de los electrones, variando así su momento angular orbital. Esto causa perturbación en el proceso de aglomeración de los cristales provocando cambios en sus propiedades reológicas<sup>21</sup> y morfológicas<sup>22</sup>.

Se ha afirmado que el uso de herramientas magnéticas puede mitigar la acumulación de parafina en las líneas de flujo. En proyectos de explotación marina pueden tener ventaja sobre los métodos tradicionales de control de parafinas [10]. Oliveira [37], realizó experimentos de resonancia paramagnética electrónica (RPE)<sup>23</sup> en aceite crudo, luego de los cuales concluyó que “una solución que contiene una mezcla de parafinas, es poco paramagnética en relación con el petróleo, presentando

<sup>21</sup> La combinación del punto de fluidez y la viscosidad describen las propiedades reológicas del crudo.

<sup>22</sup> De estructura.

<sup>23</sup> Que consiste en la absorción resonante de radiación electromagnética.

<sup>20</sup> Es aquel que ha sido limpiado con un chorro de arena a presión.

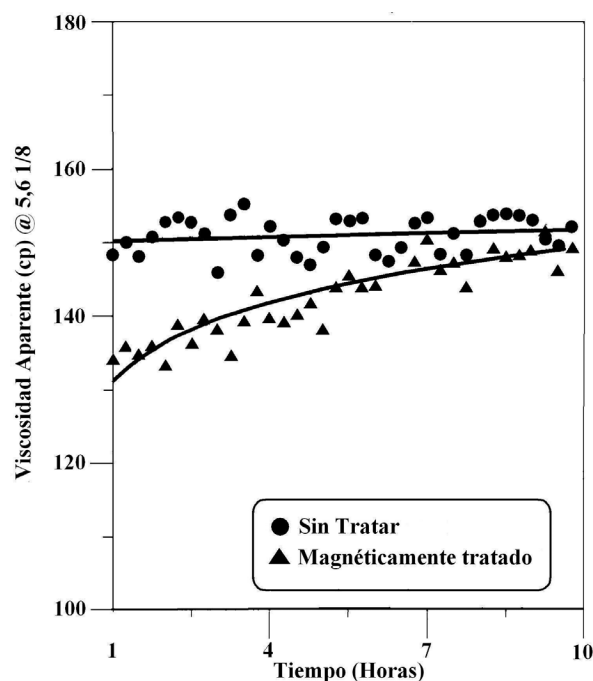


interacciones con un campo magnético aplicado, alterando sus propiedades físicas”. Utilizando un acondicionador magnético, estudió el comportamiento reológico de una muestra de crudo tratado, destacando que no fue posible establecer una correlación entre la reducción de la viscosidad aparente, con el tiempo de exposición y las intensidades de campo; sin embargo, en su trabajo muestra que las parafinas presentan alteraciones en el comportamiento reológico cuando son expuestas a campos magnéticos, el proceso es reversible en ocho horas y concluye que el efecto magnético poco contribuye a alterar la viscosidad aparente cuando el crudo se encuentra a temperaturas elevadas. Respecto a la morfología de los depósitos, observó que los cristales de parafina formados luego del tratamiento son quebradizos y desordenados, comprobando que un campo magnético actúa en la forma típica de cristalización de las parafinas de modo semejante a la inhibición química donde un agente polimérico altera su forma de cristalización.

Marques, Rocha, Machado, Neves, Vieira y Dittz [10], investigaron acerca del efecto de campos magnéticos sobre crudos parafínicos. Utilizando dos herramientas magnéticas comerciales (Alfa y Beta) diseñadas y probadas en laboratorio, procedieron a instalarlas en los pozos productores (A y B). El crudo producido por “A”, es altamente parafínico, necesitando trabajos de remoción cada 51 días; la herramienta magnética “Alfa” fue instalada en la tubería del pozo y observada por 110 días de producción continua luego de los cuales fue retirada por acumulación de escamas inorgánicas, principalmente sulfato de bario.

Luego de este periodo se observó que un volumen adicional de crudo fue producido, generando ganancias netas por US\$ 32,000.

La herramienta “Beta” fue instalada en las facilidades del pozo “B”, el cual produce crudo de bajo contenido parafínico requiriendo trabajo de limpieza cada seis meses, hasta la fecha de publicación del artículo la herramienta seguía en el campo. Se realizaron pruebas en el sitio y se obtuvo como resultado: reducción de la viscosidad y 30% de reducción en el torque requerido para el bombeo, pero no se observaron cambios significativos en el punto de fluidez ni en la tasa de flujo. La duración del efecto del tratamiento magnético se obtuvo graficando la viscosidad de muestras de crudo como función del tiempo luego de ser tratadas, el resultado se observa en la Figura 3.



**Figura 3.** Viscosidad aparente del crudo versus Tiempo luego del tratamiento (Muestras: Sin tratar y tratadas magnéticamente a 0.83 T @ 40°C) [10].

Un estudio de aplicabilidad [65] del método magnético en crudos parafínicos de Vietnam, muestra que bajo correctas condiciones se logró reducir la viscosidad y controlar la acumulación de ceras de 20% a 25% reduciendo los trabajos de limpieza. En China es el método más usado, ha sido aplicado en más de 14400 pozos con muy buenos resultados [9].

En el Campo Lisama, Santander, que históricamente ha tenido muchos problemas por acumulación de parafinas, se realizó un estudio de seguimiento y monitoreo a dos herramientas magnéticas probadas en el laboratorio e instaladas en un pozo del campo.

La primera, SOLAVITE, permitió la producción estable del pozo durante 12 meses mostrando efectividad en el tratamiento. Con MAGCOP se realizaron pruebas de reología al crudo aguas abajo del punto de sitio de la herramienta en el pozo y se comparó con muestras tomadas aguas arriba. Del análisis con ésta última, se concluyó que hubo efectos favorables sobre la temperatura del punto de nube y fluidez indicador de la eficiencia de la herramienta instalada [45]. MAGCOP ha sido instalada en numerosos pozos y ha evidenciado los beneficios económicos y ambientales del tratamiento magnético de inhibición ante la problemática de las parafinas [66].

## 10. CONCLUSIONES

La variedad de problemas inherentes al fenómeno de la precipitación de parafinas, crea la necesidad de realizar estudios particulares de aplicabilidad de los métodos, donde se debe observar tanto la efectividad en la inhibición como posibles efectos no deseados que puedan elevar los costos de su aplicación.

Los métodos existentes para la inhibición de acumulación de depósitos de parafina están limitados técnica y económicamente. El método químico requiere de estudios serios antes de su aplicación en campo por cuanto existe alto riesgo de daño a la formación, se usan sustancias peligrosas y algunas de costos elevados; pero su efectividad lo hacen uno de los métodos más usados en la industria.

Añadir agentes biológicos al crudo en formación, es una alternativa novedosa y efectiva para la inhibición de parafinas; no obstante, limitada por condiciones especiales del crudo y tiempos de cese de producción para su implementación.

El calentamiento eléctrico es un método de recobro cuyo empleo en la industria del petróleo no es generalizado, acarrea altos consumos de energía y genera una serie de interrogantes que aún no han sido aclarados por cuanto aún falta más investigación. Aún así, el calentamiento eléctrico es un método alternativo que permite aumentar el recobro de hidrocarburos donde las prácticas convencionales no son técnica y/o económicamente viables.

La fabricación e instalación de tuberías aisladas por vacío para mantener el crudo a un valor de temperatura por encima del punto de nube, son una alternativa cuya efectividad ha sido comprobada pero los altos costos limitan enormemente su aplicación a aquellos pozos de alta producción.

La cobertura de las paredes internas de la tubería ayuda a reducir sustancialmente los aglomerados de parafinas; sin embargo, requieren de una alta inversión inicial con reducida efectividad en el control de depósitos orgánicos haciendo poco atractiva la técnica.

Aplicar campos magnéticos al crudo que fluye por la tubería del pozo o las facilidades, es una tecnología sencilla, económica ya que requiere de una pequeña inversión inicial para realizar el estudio de aplicabilidad y de efectividad comprobada; sin embargo, limitada para pozos que puedan mantener un caudal de producción constante.

## 11. AGRADECIMIENTOS

Este trabajo se realizó gracias al soporte de la Vicerrectoría de Investigación y Extensión de la Universidad Industrial de Santander y del Campo Escuela Colorado a través del Grupo de Investigación Campos Maduros dentro del convenio Universidad Industrial de Santander - Instituto Colombiano del Petróleo.

## 12. REFERENCIAS

- [1] W. Mazee, *Modern petroleum technology*, fourth edition. Hobson GD, Pohl W, editors. Applied Science Publishers, 1973, P. 782-803.
- [2] T.J. Straub, S. Autry and G King, "An investigation into practical removal of downhole paraffin by thermal methods and chemical solvents", paper SPE 18889 prepared for presentation at the 1989 SPE Production Operation Symposium held in Oklahoma City, March 13-14, pp. 1-5.
- [3] W.J. Matlach and M.E. Newberry, "Paraffin deposition and rheological evaluation of high wax content Altmont crude oils", paper SPE 11851 presented at the 1983 Rocky Mountain Regional Meeting held in Salt Lake City, Utah, May 23-25, pp. 321-325.
- [4] S. Misra, S. Baruah and K. Sing, "Paraffin problems in crude oil production and transportation: a review," SPE Production & Facilities, paper SPE 28181, vol. 10, No. 1, February 1995, pp. 50-54.
- [5] R.S. Fulford, "Oilwell paraffin prevention chemicals", paper SPE 5413 prepared for the 1975 Oklahoma City SPE Regional Meeting, Oklahoma City, March 24-25, pp. 171-175.
- [6] J. Knox, A.B. Waters and B.B. Arnold, "Checking paraffin deposition by crystal growth inhibition", paper SPE 443 presented at the 37th Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME in Los Angeles, California, October 7-10, 1962, pp. 1-5.
- [7] T.S Brown, V.G Niesen and D.D Erickson, "The effects of light ends and high pressure on paraffin formation," paper SPE 28505 prepared for presentation at the 69th Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Los Angeles, U.S.A., September 25-28, 1994, pp. 415-430.

- [8] B.L. Bummer, "Improved paraffin prevention techniques reduce operating costs, Powder River Basin, Wyoming", paper SPE 3352 prepared for the 1971 Rocky Mountain Regional Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Montana, June 2-4, pp. 1-5.
- [9] W. Biao and D. Lijian, "Paraffin characteristics of waxy crude oils in China and methods of paraffin removal and inhibition", paper SPE 29954 presented at the 1995 SPE International Meeting on Petroleum Engineering, Beijing, P.R. China, Nov 14-17, pp. 33-48.
- [10] L.C.C. Marques, N.O.Rocha, A.L.C. Machado, G.B.M. Neves, L.C. Vieira and C.H. Ditz, "Study of paraffin crystallization process under the influence of magnetic fields and chemical", paper SPE 38990 prepared for presentation at the Fifth Latin American and Caribbean Petroleum Conference and Exhibition held in Rio de Janeiro, Brazil, 30 August-3 September, 1997, pp. 1-8.
- [11] G.D. Sutton and L.D. Roberts, "Paraffin precipitation during fracture stimulation", paper SPE 4411. *Journal of Petroleum Technology*, vol. 26, No. 9, September 1974, pp. 997-1004.
- [12] S.R. King and C.R. Cotney, "Development and application of unique natural solvents for treating paraffin and asphaltene related problems", paper SPE 35265 prepared for presentation at 1996 Mid-Continent Gas Symposium held in Amarillo, Texas, April 28-30, pp. 117-121.
- [13] D.A Shock, J.D Sudbury and J.J Crockett, "Studies of the mechanism of paraffin deposition and its control", paper SPE 23. *Journal of Petroleum Technology*, vol. 7, No. 9, September 1955, pp. 23-28.
- [14] J.F. Keating and D.V. Wattenberger, "The simulation of paraffin deposition and removal in wellbores", paper SPE 27871 presented at 1994 Western Regional Meeting held in Long Beach, California, Mar 23-25, pp. 227-235.
- [15] D.C Thomas, "Selection of paraffin control and applications", paper SPE 17626 prepared for presentation at the 1988 SPE International Meeting on Petroleum Engineering, held in Tianjin, China, November 1-4, pp. 811-817.
- [16] A. Hammami and M.A. Raines, "Paraffin deposition from crude oils: Comparison of laboratory results with field data". *SPE Journal*, vol. 4, No. 1, March 1999, pp. 9-18.
- [17] Lijian Dong, Huizhuan Xie and Fusheng Zhang, "Chemical control techniques for the paraffin and asphaltene deposition", paper SPE 65380 prepared for presentation at the 2001 SPE International Symposium on Oilfield chemistry held in Houston, Texas, February 13-16, pp. 1-11.
- [18] Ariza E. Determinación del Umbral de Cristalización de las Parafinas en el Crudo del Campo Colorado [Tesis de maestría]. Bucaramanga, Santander: Universidad Industrial de Santander, 2008.
- [19] H.P. Ronnngsen, A. Hansen and W.B. Pedersen, "Wax precipitation from North Sea crude oils: 1. Crystallization and dissolution temperatures and Newtonian and non-Newtonian flow properties". *Energy Fuels*, vol. 5, No. 6, 1991, pp. 895-908.
- [20] P. Bern, V. Withers and J. Cairns, "Wax deposition in crudes oil pipelines", Paper EUR 206 presented at the 1980 European Offshore Petroleum Conference and Exhibition held in London, October 21-24, pp. 571-578.
- [21] M.R. Jorda, "Paraffin deposition and prevention in oil wells", paper SPE 1598-PA, *Journal of Petroleum Technology*, vol. 18, No. 12, December 1966, pp. 1605-1612.
- [22] I.A. Os'kin, "Role of asphaltenes in crystallization of paraffin". *Neft. Khoz*, vol. 10, No. 46, 1973, pp. 44-47.
- [23] T.O. Allen and A.P. Roberts, *Production operations: Well completion, workover and stimulation*, second edition, Oil & Gas consultants International, 1989, Cap. 2, pp. 11.
- [24] G.T Woo, S.J. Garbis and T.C. Gray, "Long-term control of paraffin deposition", paper SPE 13126 presented at the 1984 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, September 16-19, pp. 1-6.
- [25] P.E Eaton and R.A Walker, "Paraffin deposition in flow lines", paper CSME 76 presented at the 16th National Heat Transfer Conference, St. Louis, August 8-11, 1976.
- [26] *Surface and Coatings Technology. Influence of Hydrogenated amorphous Carbon Coatings on the Formation of Paraffin Deposits*. Available: <http://www.sciencedirect.com> [citado 26 de Agosto de 2008].

- [27] E.B. Hunt, "Laboratory study of paraffin deposition", paper SPE 279-PA. *Journal of Petroleum Technology*, vol. 14, No. 111962, pp. 1259-1269.
- [28] J.B. Dobbs, "A unique method of paraffin control in production operations", paper SPE 55647 prepared for presentation at the 1999 SPE Rocky Mountain Regional Meeting held in Gillette, Wyoming, May 15-18, pp. 1-6.
- [29] R. Hartley and M. Bin Jadid, "Use of laboratory and field testing to identified potential production problems in the Troll Field", paper 15892-PA. *SPE Production Engineering*, vol. 4, No. 1, February 1989, pp. 34-40.
- [30] C.S. Kabir, A.R. Hasan and D. Wang, "Heat-transfer models for mitigating wellbore solids deposition", paper SPE 81368-PA. *SPE Journal*, vol. 7, No. 4, December 2002, pp. 391-399.
- [31] Bikram M. Baruah. Investigation of an Advance Technique to Select an Optimal Inhibition and Removal Method of Paraffin Deposition in Oil Wells [Master Thesis]. Texas: Texas Tech University, 2001.
- [32] M.C. García and D. Carbognani, "Asphaltene-Paraffin Structural Interactions. Effect on Crude oil stability". *Energy & Fuels*, vol. 15, No. 5, 2001, pp. 1021-1027.
- [33] J.N. Ring, R.A. Wattenbarger, and S. Peddibhotla, "Simulation of paraffin deposition in reservoirs", Paper SPE 24069 presented at the 1992 SPE Western Regional Meeting. Bakersfield. March 30-April 1, pp. 1-5.
- [34] P.C. dos Santos, "Removal of nearbore formation damage from paraffin is better achieved using solvents", paper SPE 38965 prepared for presentation at the Fifth Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference and Exhibition held in Rio de Janeiro, Brazil, 30 August-3 September, 1997, pp. 1-7.
- [35] E. Burguer and T.K. Striegler, "Studies of Paraffin Deposition in the Trans Alaska Pipeline". *Journal Petroleum Technology*, Vol. 6, 1986, pp. 1075-1086.
- [36] R.J. Cole and F. Jessen, "Paraffin deposition". *Oil & Gas Journal*, vol. 58, No. 38, September 1960, pp. 87-91.
- [37] N. Oliveira e G. González, "Efeito do campo magnético na precipitação de parafinas". *Química Nova*, Petrobras-Centro de Pesquisas Leopoldo A. Miguez de Mello, Rio de Janeiro, vol. 21, No. 1, 1998, pp. 11-15.
- [38] Y. Fan and F.M. Llave, "Chemical removal of formulation damage caused by paraffin deposition: Part 1 – Solubility and dissolution rate", paper SPE 31128 presented at the 1996 International Symposium Formation Damage Control held in Lafayette, Los Angeles, February 14-15, pp. 561-570.
- [39] K.M. Barker, "Formation damage related to hot oiling", paper SPE 16230-PA. *SPE Production Engineering*, vol. 4, No. 4, November 1989, pp. 371-375.
- [40] G.G. McClafflin and D.L. Whitfill, "Control of paraffin deposition in production operation", paper SPE 12204-PA. *Journal of Petroleum Technology*, vol. 36, No. 11, November 1984, pp. 1965-1970.
- [41] M.E. Newberry and K.M. Barker, "Organic formation damage control and remediation", paper SPE 58723 prepared for presentation at the 2000 SPE International Symposium on Formation Damage Control held in Lafayette, Louisiana, February 23-24, pp. 1-6.
- [42] O.C. Hernandez, H. Hensley, C. Sarica, J.P. Brill and M. Volk, "Improvements in single-phase paraffin deposition modeling", paper SPE 84502 prepared for presentation at the 2003 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado, U.S.A., October 5-8, pp. 1-9.
- [43] M.S. Voss, K.R. Cioletti and K.S. Deffeyes, "unexpected paraffin dispersant", paper SPE 51096 prepared for presentation at the 1998 SPE Eastern Regional Meeting held in Pittsburg, PA, November 9-11, pp. 367-369.
- [44] L. Carbognani, E. Contreras, R. Guimerans and O. León, "Physicochemical characterization of crudes and solid deposits as a guideline to optimize oil production", paper SPE 64993 prepared for presentation at the 2001 SPE International Symposium on Oilfield Chemistry held in Houston, Texas, 13-16 February, pp. 1-10.
- [45] M. Jaimes, J. Yáñez, C. Medina. J. Zapata V. C. Reyes, A. Ordóñez, A. Duarte, L. Núñez, "Informe general: Evaluación del proceso de bombeo de aceite caliente como mecanismo de remoción de parafinas en los sistemas de producción del campo Lisama", Gerencia Regional del Magdalena Medio, Instituto Colombiano del Petróleo, Bucaramanga, 2004.
- [46] J. Curtis, "Environmentally favorable terpene solvents find diverse applications in stimulation, sand control and cementing operations", paper SPE 84124



- prepared for presentation at the 2003 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado, U.S.A. October 5-8, pp. 1-8.
- [47] J.W. Ells and V.R. Brown, "The Design of Pipelines to Handle Waxy Crude Oils". *Journal Institute of Petroleum*, vol. 57, No. 555, May 1971, pp. 175-183.
- [48] M. Brod, B.C Deane and F. Rossi, "Field Experience with the Use of Additives in the Pipeline transportation of Waxy Crudes". *Journal Institute of Petroleum*, vol. 57, No. 554, March 1971, pp. 110-116.
- [49] J.R. Becker, "Oilfield paraffin treatments: Hot oil and hot water compared to crystal modifier", paper SPE 63123 prepared for presentation at the 2000 Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, Texas, October 1-4, pp. 1-9.
- [50] Nguyen Phuong Tung, Bui Quang Khanh Long, Nguyen Thi Phuong Phong, Phung Dinh Thuc and Yong Canh Son, "Studying the mechanism of crude oil pour point and viscosity reductions when developing chemical additives with the use of advanced analytical tools", paper SPE 65024 prepared for presentation at the 2001 SPE International Symposium in Oilfield Chemistry held in Houston, Texas, February 13-16, pp. 1-12.
- [51] J.L. Mendell and F.W. Jessen, "Mechanism of inhibition of paraffin deposition in crude oil system", paper SPE 2868 prepared for the Ninth Biennial Production Techniques Symposium, to be held in Wichita Falls, Texas, May 14-15, 1970, pp. 171-177.
- [52] S. Ahn, K.S. Wang, P.J. Shuler, J.L. Creek and Y. Tang, "Paraffin crystal and deposition control by emulsification", paper SPE 93357 prepared for presentation at the 2005 SPE International Symposium on Oilfield Chemistry held in Houston, Texas, U.S.A., February 2-4, pp. 2-9.
- [53] M.C. García, L. Carbognani, A. Urbina and M. Orea, "Correlation between oil composition and paraffin inhibitors activity", paper SPE 49200 prepared for presentation at the 1998 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, September 27-30, pp. 681-687.
- [54] G. Wheeler, H. Gouhie and F. Laskowski, "Restart protection for pipelines transporting paraffinic crude oil", paper SPE 19265 prepared for presentation at the 1989 Offshore Europe, Aberdeen, September 5-8, pp. 1-4.
- [55] M.A. Bunton, "Vacuum jacketed tubing: past, present, and future", paper SPE 55994 prepared for presentation at the 1999 SPE Western Regional Meeting held in Anchorage, Alaska, 26-28 May, pp. 1-8.
- [56] Sierra, R. Tripathy B, Bridges J.E. and Farouq Ali, "Promising progress in field application of reservoir electrical heating methods", paper SPE 69709 presented at the SPE 2001 International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium held in Porlamar, Margarita Island, Venezuela, 12-14 March, pp. 1-5.
- [57] J.O.S Pizarro, y O.V Trevisan, *Revista Pizarro*, J.O.S y Trevisan, O.V. *Revista "Electrical heating of oil reservoirs: Numerical Simulation and field test results," Journal of Petroleum Technology*, paper SPE 19685-PA, Vol. 42 No. 10, October 1990, pp. 1320-1326.
- [58] Peña Galvis O.; *Sistema de Inyección de Corriente en Pozos (SICP) para Estimulación y Aumento de Factor de Levante (Modelado de la Transferencia de Corriente Mediante Tubo de Producción) [Tesis de maestría]*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2008.
- [59] R.G McPherson, F.S. Chute and F.E. Vermeulen, "Recovery of Athabasca Bitumen with the Electromagnetic Flood (EMF) Process". *Journal of Canadian Petroleum Technology*, Vol. 24 No. 1, January 1985, pp. 44-51.
- [60] I.L. Purdy and A.J. Cheyne, "Evaluation of vacuum-insulated tubing for paraffin control at Norman Wells", paper SPE 22102 prepared for presentation at the 1991 International Arctic Technology Conference held in Anchorage, Alaska, May 29-31, pp. 387-392.
- [61] A. Sadeghasad and N. Ghaemi, "Microbial prevention of wax precipitation in crude oil biodegradation mechanism", paper SPE 80529 prepared for presentation at the 2003 SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition held in Jakarta, Indonesia, 15-17 April, pp. 1-11.
- [62] L.A. Giangiacomo, "Stripper field performance comparison of chemical and microbial paraffin control system", paper SPE 52131 prepared for presentation at the 1999 SPE Mid-Continent Operations Symposium held in Oklahoma City, Oklahoma, March 28-31, pp. 1-11.
- [63] S.A. Bailey, T.M. Kenney and D.R. Schneider, "Microbial enhanced oil recovery: Diverse successful applications of biotechnology in the oil field", paper

SPE 72129 prepared for presentation at the 2001 SPE Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference held in Kuala Lumpur, Malaysia, October 8-9, pp. 1-8.

[64] Rocha. N.O. Efeito do Campo Magnetico Na Deposicao de Parafinas Na Explatacao do Petroleo [M.Sc Thesis] Federal University of Rio de Janeiro, June. 1997.

[65] Nguyen Phuong Tung, Nguyen Van Vuong, Bui Quang Khanh Long, Ngo Quang Vinh, Pham Viet Hung, Vu Tam Hue and Le Dinh Hoe, "Studying the mechanism of magnetic field influence on paraffin crude oil viscosity and wax deposition reduction", paper SPE 68749 prepared for presentation at the 2001 SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition held in Jakarta, Indonesia, April 17-19, pp. 1-7.

[66] S. Arias, "monografía: Evaluación técnico-económica de las herramientas magnéticas MAGCOP instaladas en el campo Lisama de la Superintendencia de mares de la Gerencia Centro Oriente-Ecopetrol", Instituto Colombiano del petróleo, Bucaramanga, 2000.

## CURRICULUM



**Diana Paola González García.** Estudiante de ingeniería electrónica en la Universidad Industrial de Santander, se desempeñó como auxiliar docente por 2 años en el grupo MIDAS en el área de Química y pertenece al grupo de investigación Campos Maduros de la misma Universidad.



**César Augusto Villabona Carvajal.** Estudiante de ingeniería electrónica de la Universidad Industrial de Santander, pertenece al grupo de investigación Campos Maduros de la misma Universidad. Posee el título de técnico electrónico. Se desempeñó como docente de primer nivel durante un año en el Instituto para la enseñanza de la electrónica Diatrónica.



**Hermann Raúl Vargas Torres.** Ingeniero Electricista, Magíster en potencia Eléctrica UIS, Doctor en Ingeniería Eléctrica UPCO, Madrid, España. Profesor Titular de la Universidad Industrial de Santander. Investigador del Grupo GISEL de la misma universidad. Áreas de trabajo: Calidad del suministro de energía, Control y estabilidad en sistemas

de Potencia, Localización de fallas, Energías Alternativas, Energía eléctrica en el campo del petróleo, entre otras.



**Emiliano Ariza León.** Ingeniero de Petróleos, Especialista en Ingeniería del Gas, Especialista en Docencia Universitaria, Magister en Ingeniería de Hidrocarburos de la UIS. Profesor de planta de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la UIS. Perteneció al grupo de investigación en Campos Maduros. Ha realizado y dirigido proyectos de investigación en parafinas, asfáltenos, métodos de control de parafinas y en aditivos para lodos biodegradables. Actualmente es el Líder en Investigación y Academia del Campo Escuela Colorado.



**Carlos Efraín Roa Duarte.** Ingeniero de petróleo, Especialista en Ingeniería de Gas, adelantó estudios de Yacimientos en la Universidad de Calgary en Canadá, Magister EMBA de la Universidad de Los Andes, ha trabajado por más de 19 años en el área de petróleo y gas en los campos del Magdalena Medio y área norte de Ecopetrol y actualmente labora como Líder de Proyectos de Facilidades de Superficie en el Instituto Colombiano del Petróleo.

**Crisóstomo Barajas Ferreira.** Profesor de tiempo completo adscrito a la Escuela de Ingeniería Química de la Universidad Industrial de Santander, en la categoría de Profesor Asociado.