

**EVALUACIÓN DEL TRATAMIENTO QUÍMICO PARA LA ELIMINACIÓN DE  
PARAFINAS Y ESCAMAS INORGÁNICAS EN EL POZO PRODUCTOR  
WEST- B DE CAMPO PAYOA**

**ROBINSON FERNELY ANGARITA VELÁSQUEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA  
2016**

**EVALUACIÓN DEL TRATAMIENTO QUÍMICO PARA LA ELIMINACIÓN DE  
PARAFINAS Y ESCAMAS INORGÁNICAS EN EL POZO PRODUCTOR  
WEST B DE CAMPO PAYOA**

**ROBINSON FERNELY ANGARITA VELÁSQUEZ**

**Monografía de grado presentada como requisito para optar por el título de  
ESPECIALISTA EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS**

**Director**

**RUBEN DARIO MARTINEZ MONSALVE  
Ingeniero Químico  
Especialista en producción de hidrocarburos.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA  
2016**

## **AGRADECIMIENTOS**

Este trabajo se lo agradezco primero que todo a Dios que siempre ha estado conmigo y es EL, el que me ha permitido avanzar hasta donde estoy.

A mi Madre, Padre y hermana que siempre han estado cerca apoyándome y dando alientos para salir adelante y superar cualquier obstáculo.

A mi novia Karen Juliana, que durante este proceso siempre estuvo acompañándome y enfocándome para hacer realidad este logro.

A mi director de proyecto que estuvo dispuesto a ayudarme para tener el tiempo de realizar y completar la especialización.

A la Universidad Industrial de Santander que me brindó la oportunidad de realizar esta especialización siempre exigiéndome lo mejor de mí para poder ser más competitivo.

Finalmente agradezco a todos los compañeros y profesores de la especialización de los cuales aprendí mucho en cada clase.

## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	11
1. GENERALIDADES DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO.....	12
1.1. COMPONENTES DE UN SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO .....	13
2. PARAFINAS Y CERAS .....	17
2.1. MÉTODOS DE DETECCIÓN DE PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS .	18
2.2. TRATAMIENTOS PARA LA PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS Y CERAS.....	21
2.3. PRUEBAS PARA SELECCIÓN DE PRODUCTOS .....	22
3. INCRUSTACIONES.....	23
3.1. CICLO DE FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES.....	23
3.2. TRATAMIENTO DE INCRUSTACIONES.....	23
3.3. INDICE DE SATURACIÓN DE LANGELIER .....	25
4. DAÑOS A LA FORMACIÓN.....	27
5. RETORNO A LA INVERSIÓN .....	28
6. DESARROLLO DE LA IMPLEMENTACIÓN .....	29
6.1. CARACTERIZACIÓN DEL FLUIDO .....	30
6.1.1. <i>Cold Finger</i> .....	30
6.1.2. Composición química del crudo.....	31
6.1.3. Análisis fisicoquímicos .....	32
6.2. SELECCIÓN DE LOS PRODUCTOS. ....	33
6.2.1. Inhibición de parafinas .....	33
6.2.2. Estudio de compatibilidad.....	35
6.3. APLICACIÓN DEL TRATAMIENTO.....	42
6.3.1. Consideraciones previas antes del tratamiento .....	42
6.3.2. Pasos para realizar el tratamiento: .....	43
7. RESULTADOS Y ANÁLISIS. ....	45
7.1. RETORNO A LA INVERSIÓN .....	48
CONCLUSIONES.....	50
RECOMENDACIONES .....	51
BIBLIOGRAFÍA.....	52

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Equipos de superficie del sistema de levantamiento artificial bombeo mecánico convencional .....	12
Figura 2. Partes de un sistema de levantamiento de bombeo mecánico convencional. ....	16
Figura 3. Tubería con precipitación de parafinas.....	17
Figura 4. Esquema de prueba de <i>Cold Finger</i> .....	20
Figura 5. Evidencia de escamas inorgánicas (Izquierda) y parafinas (Derecha) en el pozo WEST B.....	29
Figura 6. Metodología implementada para el desarrollo del tratamiento. ....	29
Figura 7. Deposición de parafinas en prueba <i>Cold Finger</i> del crudo del pozo WEST B .....	31
Figura 8 Inhibición de parafinas para el producto con mejor desempeño en laboratorio (Producto C) .....	34
Figura 9. Roca de formación del pozo productor WEST B.....	35
Figura 10. Secuencia visual de humectabilidad de la roca (Humectabilidad en agua) .....	37
Figura 11. Secuencia visual de humectabilidad de la roca (Humectabilidad en aceite).....	38
Figura 12. Inspección visual prueba compatibilidad fluido-fluido (30% Fluido – 70% Tratamiento Químico) .....	41
Figura 13. BOPD, BWPD, pozo West B y SPM .....	45
Figura 14. THP en el pozo WEST B.....	46
Figura 15. Corte de agua del pozo West B .....	47
Figura 16. Contenido de calcio en agua de producción.....	47
Figura 17. Retorno a la inversión en función del tiempo.....	48

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Métodos para detección de la <i>WAT</i> .....	19
Tabla 2. Pruebas para determinar posibles problemas de parafinas. ....	21
Tabla 3. Resumen de productos químicos para el tratamiento de problemas con parafinas .....	21
Tabla 4. Pruebas para selección de productos .....	22
Tabla 5. Ciclo de Formación de Incrustación .....	24
Tabla 6. Interpretación del índice de saturación de Langelier .....	26
Tabla 7. Análisis fisicoquímicos del agua de producción del pozo WEST B.....	32
Tabla 8. Resultados de la inhibición de parafinas del crudo del pozo productor WEST B con cuatro productos químicos diferentes .....	34
Tabla 9. Resultados de la prueba de cambio de humectabilidad visual .....	37
Tabla 10. Resultados de la prueba de detergencia .....	39
Tabla 11. Relación volumen a volumen de tratamiento químico y fluido .....	40
Tabla 12. Resultados compatibilidad Fluido-Fluido (30% Fluido – 70% Tratamiento Químico) .....	41
Tabla 13. Resultados compatibilidad Fluido-Fluido (50% Fluido – 50% Tratamiento Químico) .....	41
Tabla 14. Resultados compatibilidad Fluido-Fluido (70% Fluido – 30% Tratamiento Químico) .....	42
Tabla 15. Variables para el cálculo del <i>ROI</i> .....	48

## RESUMEN

**TITULO:** EVALUACIÓN DEL TRATAMIENTO QUÍMICO PARA LA ELIMINACIÓN DE PARAFINAS Y ESCAMAS INORGÁNICAS EN EL POZO PRODUCTOR WEST- B DE CAMPO PAYOA\*.

**AUTOR:** Robinson Fernely Angarita Velásquez\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Escamas Inorgánicas, Parafina, Tratamiento Químico, ROI, compatibilidad.

### DESCRIPCIÓN:

La industria petroquímica tiene diferentes problemas en la extracción y producción de crudo, estos problemas se pueden presentar en distintas partes del sistema y ser provocados por el fluido de producción. El fluido extraído puede generar problemas en equipos y maquinarias, por ejemplo, creando taponamientos que eleven la presión del sistema o disminuyan la producción, este caso se está presentando en un pozo productor llamado WEST B perteneciente a campo Payoa donde se evidencia una declinación de producción. Se ha identificado que estos problemas pueden ser debido a la presencia de depósitos inorgánicos y parafinas a nivel del sistema de levantamiento artificial; de continuar esta situación podría extenderse la declinación de producción del pozo, generar un aumento excesivo en presión, elevando tanto el consumo de energía como posibles daños en el sistema y mayores pérdidas de producción.

Esta monografía evalúa los resultados de la aplicación de tratamiento químico para la eliminación de escamas inorgánicas y parafinas en fondo de pozo, teniendo en cuenta la producción de crudo, cortes de agua, concentración de carbonatos de calcio y presión en el sistema (THP). Inicialmente se seleccionaron los productos químicos con gran desempeño en la disolución de escamas inorgánicas y parafinas basados en experiencias de trabajos anteriores, luego se evaluó la eficiencia en la inhibición de precipitación de parafinas de los productos y se realizaron pruebas de compatibilidades fluido - fluido y roca - fluido para evitar daños a la formación. Adicionalmente se definió un procedimiento de trabajo para realizar la aplicación del tratamiento.

Finalmente se realizó seguimiento a las variables mencionadas anteriormente para evaluar su eficiencia y un análisis de retorno a la inversión teniendo en cuenta costos de *workover*, tratamiento químico y producción acumulada de crudo después del tratamiento.

---

\* Monografía de Especialización

\*\* Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleos, Director Ruben Darío Martínez Monsalve.

## ABSTRACT

**TITLE:** EVALUATION OF CHEMICAL TREATMENT FOR ELIMINATION OF PARAFFIN AND INORGANIC SCALES IN THE OIL WELL WEST-B IN FIELD PAYOA\*.

**AUTOR:** Robinson Fernely Angarita Velásquez\*\*

**KEYWORDS:** Inorganic Scales, Paraffin, Chemical Treatment, ROI, compatibility.

### DESCRIPCIÓN:

The petrochemical industry has different problems in the extraction and production of crude oil, these problems can occur in different parts of the system and be caused by the production fluid. The extracted fluid can cause problems in equipment and machinery, for example, creating blockages that increase system pressure or decrease production, this case is occurring in an oil well called WEST B in field Payoa, where production is declining. This problem can be due to the presence of inorganic scales and deposits paraffin deposits in the artificial lifting system. If the situation continues the production of well will be greater, generating an excessive increase in pressure, increasing the energy consumption and possible damage to the system and higher production losses.

This monograph evaluates the results of the application of chemical treatment for elimination of inorganic scales and paraffin in downhole, analyzing stroke per minute of the artificial lift system, THP, production of oil, water cut and calcium carbonate concentration. First, it was selected different products with great development in dissolution of inorganic scales and paraffin based in experiences with others treatments, then it evaluated the efficiency for paraffin inhibition and it run tests of fluid-fluid and rock-fluid compatibility to avoid formation damage. After these tests, it defined a procedure for applying the treatment.

Finally, it realized a tracing to the variables mentioned above and analysis of return on investment to evaluate the effectiveness of the chemical treatment with costs of *workover*, chemical treatment and accumulate oil production after treatment.

---

\* Specialization Monograph.

\*\* Physic-chemist Engineering Faculty. Petroleum Engineering School, Director Ruben Darío Martínez.

## INTRODUCCIÓN

Campo Payoa se encuentra ubicado entre la vía Barrancabermeja - Sabana de torres y actualmente es dirigida por la operadora Petrosantander basado en el contrato de asociación Carare Las Monas que cuenta con una producción diaria promedio de **2680 BOPD<sup>1</sup>, 2900 BWPD y 18 MMSCFD<sup>2</sup>**. La producción se realiza por métodos de bombeo como flujo natural, bombeo mecánico y gas *lift*.

La mayoría de los pozos productores tienen bombeo mecánico como método de levantamiento artificial, uno de ellos es el pozo productor WEST B. Este pozo productor ha presentado históricamente presencia de depósitos de escamas inorgánicas tipo calcita y simultáneamente parafinas a nivel del sistema de levantamiento artificial. Se considera que estos depósitos además de provocar restricciones de flujo a nivel del sistema de levantamiento, son causa de generación de daño en cercanías a la cara de la formación ocasionando declinación en su producción y aumento de presión en cabeza de pozo.

De esta manera, se ha considerado la aplicación de tratamiento químico de dispersión de parafinas y disolución de escamas inorgánicas en fondo de pozo productor (*Downhole*) que permitan remover estos precipitados deteniendo la declinación del pozo productor y estabilizando su producción.

---

<sup>1</sup> Producción Fiscalizada de crudo Enero a Marzo 2015 [en línea] consultado el 17 de julio de 2015. Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Documents/Producción%20fiscalizada-gravable%20de%20gas\\_Enero%20-%20Marzo%202015\\_MPCDC%20\(05-05-2015\).xlsx](http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Documents/Producción%20fiscalizada-gravable%20de%20gas_Enero%20-%20Marzo%202015_MPCDC%20(05-05-2015).xlsx)

<sup>2</sup> Producción Fiscalizada de gas 2015 [en línea] consultado el 17 de julio de 2015. Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Documents/Producción%20fiscalizada-gravable%20de%20gas\\_Enero%20-%20Marzo%202015\\_MPCDC%20\(05-05-2015\).xlsx](http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Documents/Producción%20fiscalizada-gravable%20de%20gas_Enero%20-%20Marzo%202015_MPCDC%20(05-05-2015).xlsx)

## 1. GENERALIDADES DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO

El sistema de bombeo mecánico es el método de levantamiento artificial más usado en el mundo para operaciones en tierra (*Land - Based*). El funcionamiento de este tipo de levantamiento artificial empieza cuando un motor acciona una viga reciprocante, conectada a una barra que pasa a través del *tubing* por medio de una prensa estopas. La varilla llega hasta el fondo donde se encuentra el nivel de crudo y se conecta a un embolo que posee una válvula. Durante su carrera ascendente, el embolo levanta un volumen determinado de aceite, permitiendo la salida de la misma cantidad de aceite en superficie. Durante su carrera descendente el embolo se hunde, permitiendo que el crudo entre por medio de la válvula y al finalizar empieza el ciclo ascendente nuevamente.<sup>3</sup>

En resumen, un sistema de bombeo mecánico consiste de una superficie de bombeo potenciado por energía eléctrica o neumática, una sarta de varillas y bomba de desplazamiento positivo. Los fluidos son direccionados a la superficie por la acción reciprocante de la unidad en superficie atada a la sarta de varillas, que mueve una válvula viajera de la varilla hacia abajo y levantando fluido hacia la superficie en el movimiento hacia arriba<sup>4</sup>.

**Figura 1.** Equipos de superficie del sistema de levantamiento artificial bombeo mecánico convencional



Fuente: Gulf Energy, [en línea] [http://www.gulfenergy-int.com/?page\\_id=1783](http://www.gulfenergy-int.com/?page_id=1783)

<sup>3</sup> Havard Devold, ABB AS. Oil and gas production handbook: An introduction to oil and gas production, transport, refining and petrochemical industry. Third Edition, Noruega, 2013.

<sup>4</sup> Kumar Mitra N, Principles of Artificial Lift. DELHI. 2012

## 1.1. COMPONENTES DE UN SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO

Los componentes generales de un sistema de bombeo mecánico se pueden dividir en<sup>5</sup>:

### a) Bomba de Subsuelo

La bomba de subsuelo debe considerarse como el corazón de una instalación de bombeo, porque sin una bomba que funcione correctamente, se puede obtener muy poca o ninguna producción en pozos con baja presión de fondo.

La función de la bomba de subsuelo es levantar fluido desde el nivel del pozo hasta la superficie e impulsarlo por la línea de flujo hasta el punto de recolección, como ya se había señalado anteriormente. Estas bombas trabajan sobre el principio del desplazamiento positivo tipo cilindro – pistón y sus partes básicas son:

- ✓ Barril de Trabajo (cilindro)
- ✓ Embolo (pistón)
- ✓ Dos Válvulas de bola (la válvula viajera y la válvula fija )
- ✓ Anclaje de fondo o Zapata (mecanismo de sello)

### b) Ancla de tubería

La sarta de tubería de producción está sometida a una variación en las cargas durante el ciclo de bombeo. Sobre el recorrido ascendente no hay cargas, ya que el pistón lleva el peso del líquido dentro de la tubería de producción. Sin embargo, esta carga es transferida a la tubería de producción cuando comienza el recorrido descendente. Debido a esta variación en las cargas, una tubería de producción suspendida libremente, periódicamente se va a estirar y encoger (Pandeo), durante el ciclo de bombeo. Es común que el estiramiento de la tubería de producción reduzca la longitud de recorrido del pistón

---

<sup>5</sup> Montes, Giovany. Bombeo Mecánico- Especialización de hidrocarburos V Cohorte 2014-2016 p. 48-94

disponible para el levantamiento de fluidos, resultando en una reducción del desplazamiento de la bomba.

### **c) Ancla de Gas**

Las anclas de gas son extensiones de la bomba diseñadas para separar el gas libre que se produce de los fluidos antes que entren en la bomba. Ellas operan bajo el principio que el gas es menos denso que el aceite, por esto el gas se mueve hacia arriba mientras que el aceite lo hace hacia abajo. La separación de gas se hace por desviación en un tubo de admisión en la bomba, el fluido sube por el revestimiento, permitiendo que entre más líquido a la bomba, esto mejora la eficiencia volumétrica de la bomba e incrementa la producción.

### **d) Sarta de Varillas**

La sarta de Varillas es la parte más vital del Sistema de Bombeo Mecánico ya que proporciona el vínculo entre la unidad de Bombeo en la superficie y la bomba de subsuelo. El comportamiento de la sarta de Varillas puede tener un impacto fundamental sobre la eficiencia del levantamiento del fluido y su eventual falla origina una pérdida total de la producción. Por consiguiente, una Sarta de Varillas diseñada apropiadamente no solo asegura buenas condiciones de operación, sino que también puede reducir considerablemente los costos totales de producción. La Sarta de Varillas está compuesta de varillas de succión individual, conectada unas con otras, hasta alcanzar la profundidad requerida de bombeo. Las primeras instalaciones de bombeo usaron postes de madera, con acoples finales en acero para facilitar la unión entre las varillas.

Luego, con la perforación de pozos más profundos, se requirió mayor resistencia de las varillas, y a principios de siglo hicieron su aparición las varillas de acero sólido con extremos forjados para acomodar roscas hembras o macho, un diseño que hasta la fecha no ha cambiado.

Las varillas se pueden clasificar en dos grupos, Varillas Convencionales y Varillas No Convencionales, sin embargo, hay también otros componentes que hacen parte de la sarta de varillas como lo son los Pony Rods, las Barras de Peso o Sinker Bars, los Acoples o Couplings y los Centralizadores.

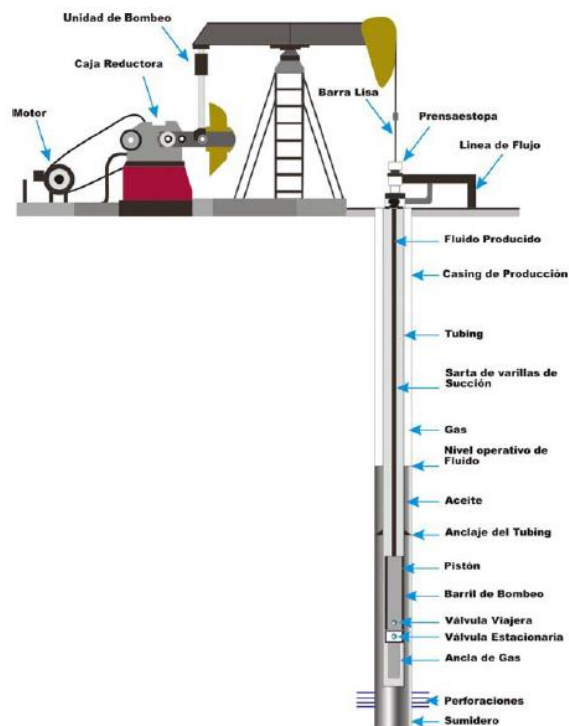
### **e) Equipo de Superficie**

Este equipo se encuentra a simple vista en la superficie del terreno y es el encargado de convertir el movimiento rotacional del motor disminuido mediante el reductor de velocidades, en un movimiento recíprocamente lineal vertical y soporta las cargas presentadas durante el ciclo completo de bombeo. El movimiento se transmite a la sarta de varillas la que a su vez hace trabajar a la bomba de subsuelo. El equipo de superficie consta de:

- **Motor:** Puede ser eléctrico o de combustión interna, su función es imprimir movimiento a la unidad de bombeo. Su requerimiento de potencia dependerá de la profundidad y de otras características propias del pozo.
- **Estructura:** Comprende la Base de la Unidad, el Poste Maestro y el Balancín.
- **Caja Reductora:** Su función es reducir la alta velocidad y bajo torque del motor a las revoluciones de trabajo y alto torque de la Unidad de Bombeo.
- **Guaya:** Sirve para unir el Cabezal con la Barra Lisa
- **Contrapesas:** sirven para balancear o contrarrestar el peso de las varillas más la columna de líquido.
- **Crank:** Recibe el movimiento rotatorio del eje de baja velocidad de la Caja Reductora.
- **Brazos o Bielas:** Transmiten el movimiento del Crank hacia la Barra Escualizadora.
- **Cojinetes:** (Central y Lateral), el primero transmite el movimiento entre el Poste Maestro y el balancín y el segundo transmite el movimiento entre el Balancín y las Bielas a través de la Barra Escualizadora.

- **Cabezal:** Ubicado en uno de los extremos del balancín y mantiene la barra lisa verticalmente por medio de su curvatura que es un segmento de un círculo.
- **Águila:** Es un bloque de hierro que va unido a la guaya y de donde cuelga la barra lisa.
- **Freno:** Sirve para posicionar el balancín en un punto deseado después de quitar el movimiento que le imprime el motor a la Unidad de Bombeo.
- **Barra Lisa:** Se conecta siempre con la parte superior de sarta de varillas y consiste en una barra pulida, la cual hace sello con los empaques de la caja de empaques para que no ocurran escapes de crudo.
- **Caja de Empaques:** Es una conexión que se emboca en la T de Producción y sirve para evitar escapes de crudo por el movimiento ascendente y descendente de la Barra Lisa. T de Producción: Une la sarta del Tubing, la Caja de Empaques y la Línea de Flujo por donde viaja el crudo hacia la batería de producción.

**Figura 2.** Partes de un sistema de levantamiento de bombeo mecánico convencional.



Fuente: Muñoz Alvares y Torres, Edgar Evaluación Técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. UIS. Tesis de Grado 2007

## 2. PARAFINAS Y CERAS

Parafina es un término que es sinónimo de los alcanos, por lo consiguiente, ejemplos de parafinas son el metano ( $\text{CH}_4$ ) y etano ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ). Las parafinas pueden ser, a temperatura y presión ambiente, desde gases (Metano), líquidos (n-hexano) hasta convertirse en casi sólidos como el octadecano, este último grupo es mejor llamado ceras de parafina y son estos los compuestos que tienen la mayor probabilidad de generar obstrucciones en las tuberías por cambios de temperaturas y presión; estas ceras son moléculas de cadena lineal desde  $\text{C}_{20}\text{H}_{42}$  a  $\text{C}_{40}\text{H}_{82}$ . Su tendencia a precipitar aumenta proporcionalmente con el número de carbonos de su estructura, llegando a ser solidas a temperaturas de 37 grados Celsius. La temperatura en la cual empiezan a precipitar las ceras de parafinas de llama temperatura de aparición de parafinas o WAT (*Wax Appearance Temperature*), por sus siglas en inglés. La precipitación y deposición de parafinas se manifiesta en todas las etapas de producción de petróleo. Cuando se presenta en el yacimiento, reduce el diámetro de la garganta del poro, lo cual causa una disminución en el aporte de fluido de la formación productora<sup>6</sup>, cuando se presenta en las líneas de flujo puede llegar a disminuir en más de 70% el diámetro inicial de la tubería, impidiendo el paso de fluido y pudiendo aumentar la presión del sistema.

Figura 3. Tubería con precipitación de parafinas.



Fuente: **University of illinois**. [En línea] [http://tigger.uic.edu/~mansoori/Wax.and.Waxy.Crude\\_html](http://tigger.uic.edu/~mansoori/Wax.and.Waxy.Crude_html)

<sup>6</sup> CANDELO A, CARVAJAL B, ESTUDIO COMPARATIVO DE LOS MÉTODOS DE CONTROL DE PARAFINAS PARA APLICACIÓN EN EL CAMPO COLORADO. Bucaramanga 2010. Trabajo de grado (Ingeniero de Petróleos) Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

## **2.1. MÉTODOS DE DETECCIÓN DE PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS**

Existen diferentes métodos para evaluar y determinar si en nuestro proceso puede llegar a presentarse problemas de parafinas o ya existen problemas de parafinas.

Entre los métodos más utilizados están los siguientes:

### **a) INSPECCIÓN VISUAL DE PRESENCIA DE PARAFINAS**

La forma de mayor certeza para evaluar la presencia de parafinas en un sistema, ya sea en un pozo o en tuberías, es encontrar evidencia física de parafinico dentro de nuestro sistema, por ejemplo, cada vez que se realiza un workover, marraneos en tuberías, cortes de tramos de tubería, entre otros, se puede recolectar material para analizar y evidencia ceras de parafinas precipitadas.

### **b) DETECCIÓN DE TEMPERATURA DE APARICIÓN DE CERAS (WAT)**

La temperatura de aparición de ceras es la temperatura a la cual se forma el primer cristal de cera, en otras áreas usualmente es comparable con el punto de nube (*Cloud Point*). Hay varios métodos para la su determinación como, *Cold Finger*, variación de viscosidad, DSC, microscopia optica,<sup>7</sup>

### **c) PRUEBA DE PUNTO DE FLUIDEZ (POUR POINT)**

El punto de fluidez es la temperatura más baja a la cual el crudo se moverá, bajo condiciones de prueba. La falta de fluidez a este punto es atribuida principalmente a la separación de las ceras de parafinas del crudo, pero también puede ser debido a efectos de viscosidad para caso de crudos altamente viscosos<sup>8</sup>. El método ASTM para determinación de punto de fluidez

---

<sup>7</sup> Dantas Neto et al. Determination of wax appearance temperature (wat) in Paraffin/solvent systems by photoelectric signal and Viscosimetry En: Journal of petroleum and gas | v. 3 n. 4 | p. 149-157 | 2009.

<sup>8</sup> Properties of Crude Oils and Oil Products [en línea] consultado el 1 de junio de 2016. Disponible en: <http://www.oilproduction.net/files/Introduction.pdf>

es similar a los test ASTM para determinación de punto de nube. Básicamente se toma una muestra y se disminuye temperatura en un baño con temperatura controlada. Visualmente se identifica cuando ya la muestra no se mueva.

**Tabla 1.** Métodos para detección de la WAT

<b>Método</b>	<b>Descripción</b>
<b>DSC</b>	Este método mide el flujo de calor cuando la muestra es enfriada o calentada. El proceso de cristalización liberará calor, al graficar la liberación de calor vs temperatura se evidenciará un punto máximo. <sup>9</sup> Este punto máximo de liberación de energía en forma de calor será la WAT.
<b>Microscopia Optica</b>	La WAT es obtenida por medio del precalentamiento y transferencia de una delgada capa de la muestra a la filmina del microscopio para visualizar y detectar la aparición de cristales de parafinas. Esta filmina está conectada a un sistema de refrigeración controlada. La muestra es visualizada bajo luz polarizada para que el material cristalizado sea visible, detectando más fácilmente la aparición de cristales <sup>10</sup> .
<b>Medición de viscosidad y densidad</b>	Este método determina la viscosidad a diferentes temperaturas. El punto de nube es estimado graficando viscosidad versus el recíproco de la temperatura y analizando cuando los datos graficados se desvían de la linealidad. Al igual que el DSC, esta técnica puede arrojar resultados menores que los reales. <sup>11</sup>
<b>Cold Finger</b>	Un tubo con control de temperatura es insertado en una muestra suavemente precalentada. La WAT se determina disminuyendo la temperatura del tubo y el momento donde la parafina se adhiera al tubo será la WAT.

Fuente: **El autor**

<sup>9</sup> Outlaw James, Ye Peng. Wax Appearance Temperature detection by DSC.

<sup>10</sup> Dantas Neto et al. Determination of wax appearance temperature (wat) in Paraffin/solvent systems by photoelectric signal and Viscosimetry En: Journal of petroleum and gas | v. 3 n. 4 | p. 149-157 | 2009.

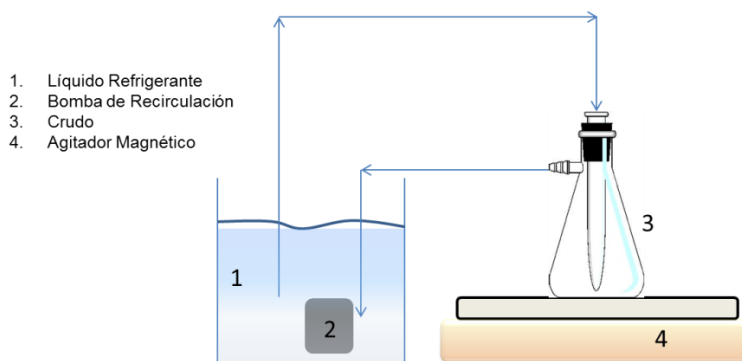
<sup>11</sup> ibíd

#### d) PRUEBA DE *COLD FINGER* (DEDO FRÍO)

La prueba de *Cold Finger* ha sido desarrollada para responder algunas de las preguntas acerca de las condiciones de temperatura en la cual se forman depósitos de parafinas<sup>12</sup>.

Este método se utiliza para identificar el porcentaje de precipitación de parafinas por el método de gravimetría y a su vez como método de evaluación productos para inhibición de parafinas. Esencialmente consisten en una probeta introducida a la muestra que se encuentra a una mayor temperatura el cual debe estar por encima de temperatura de aparición de ceras (WAT, por sus siglas en inglés).<sup>13</sup> La temperatura de la muestra de crudo es mantenida encima de la WAT y la temperatura de la probeta (*Cold Finger*), es mantenida a una temperatura por debajo de la WAT de la muestra. Este proceso puede durar entre 3 y 12 horas dependiendo de la capacidad de precipitación de parafinas del crudo.

**Figura 4.** Esquema de prueba de *Cold Finger*



Fuente: **El autor**

En la tabla 2 se describen otras pruebas para determinar posibles problemas por parafinas.

<sup>12</sup> Becker J. R. Crude Oil Waxes, Emulsion and Asphaltenes Primera Edición USA PennWell. 1997

<sup>13</sup> Golchha A, Stead P. Study and Analysis of *Cold Finger* Tests for effective Selection of paraffin inhibitors. En SPE One Petro. Marzo 2015.

**Tabla 2.** Pruebas para determinar posibles problemas de parafinas.

Prueba	Lo que debe buscar
Cromatografía de Gas	Presencia y cantidad de hidrocarburos $\geq C_{18}$
Sedimentos Básicos y Agua (BS&W)	Lo sólidos que aparecen en las muestras centrifugadas de las válvulas de petróleo de las vasijas de proceso.
WAT / Punto Niebla mediante Calorímetro Escaneo Diferencial	Temperatura a la cual hidrocarburos $\geq C_{18}$ inician cristalización
Prueba del Punto de Fluidéz	Temperatura a la cual el crudo deja de fluir
Perfil de la Interface	La distancia entre petróleo limpio y el agua limpia basados en resultados del BS&W de varios puntos de arriba y debajo de una vasija
Temperatura (separador, tratador, gun barrel)	Si la temperatura del crudo cae por debajo de la Temperatura de Aparición de las Ceras es probable que ocurra deposición a través del resto del sistema
Perfil de Viscosidad	Viscosidad del crudo cuando se enfría y el esfuerzo cortante vs velocidad de cizallamiento a una temperatura fija
Perfil de Re-arranque	Presión necesaria para hacer fluir una muestra refrigerada

Fuente: **Nalco de Colombia. Curso de Parafinas y Asfáltenos.**

## 2.2. TRATAMIENTOS PARA LA PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS Y CERAS

De acuerdo al objetivo que se quiera alcanzar, existen diferentes tipos de tratamientos químicos para el manejo de parafinas y ceras en el crudo. En la tabla 3 se muestra en resumen que tipo de producto se usa para cada caso.

**Tabla 3.** Resumen de productos químicos para el tratamiento de problemas con parafinas

Producto	Método Aplicación	Estrategia de Aplicación
<b>Inhibidores</b>	Inyección Continua	<ul style="list-style-type: none"> <li>Introducir dentro del sistema lo mas cerca posible al reservorio (e.g. encima de las perforaciones via tubería capilar (CTS))</li> <li>Temperaturas por encima de WAT / Cloud Point.</li> </ul>
<b>Dispersantes (As prevention)</b>	Inyección Continua	<ul style="list-style-type: none"> <li>Aplicar lo mas aguas arriba posible (e.g. en el cabezal del pozo o en la línea de flujo cercano al cabezal del pozo)</li> <li>Se logran los mejores resultados cuando son aplicados a temperaturas por encima de la WAT / Punto Niebla.</li> </ul>
<b>Dispersantes (curativo)</b>	Aplicación por Bacheo dentro del tanque, vasija, o tubería donde existan depósitos.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Debe tener tiempo de contacto apropiado que permita que las químicas actúen.</li> <li>El calor y la agitación incrementan la eficacia de los químicos.</li> </ul>
<b>Disolventes / Solventes</b>	Aplicación por Bacheo dentro del tanque, vasija, o tubería donde existan depósitos.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Debe tener tiempo de contacto apropiado que permita que las químicas actúen.</li> <li>El remojo se puede utilizar para garantizar que el tiempo de contacto sea el suficiente.</li> <li>El calor y la agitación incrementan la eficacia de los químicos.</li> </ul>

Fuente: **Nalco de Colombia. Curso de Parafinas y Asfáltenos.**

## 2.3. PRUEBAS PARA SELECCIÓN DE PRODUCTOS

Las pruebas para la selección de productos varían de acuerdo al tipo de tratamiento que aplique para cada producto ya sea para prevención (inhibidores, dispersantes) o para corrección (dispersantes, disolventes)

Basicamente las pruebas para tratamiento de inhibición son las mismas que para determinar problemas de parafinas pero se realiza al crudo con la aplicación de una dosis determinada de producto químico y se comparan los resultados.

Para tratamientos de corrección se realizan pruebas de dispersión, prueba de disolución y prueba de lazo donde se toma una muestra con un peso inicial y se introduce en la solución determinada para eliminar la parafina, se define un tiempo de prueba de acuerdo al desempeño teórico del producto y al tiempo de residencia posible en campo, luego de ese tiempo se saca la muestra se deja secar en un desecador y por último se pesa, evaluando la diferencia de peso se verifica cual producto presenta un mejor desempeño para la eliminación de parafinas.

**Tabla 4.** Pruebas para selección de productos

<b>Prueba</b>	<b>Lo que debe buscar</b>
Pruebas de Punto Fluidez	¿Baja adecuadamente el producto recomendado el punto de fluidez del crudo?
Prueba Dispersión Agua Caliente	¿Reduce el tamaño del depósito de cera a una clasificación aceptable el producto recomendado?
Dedo Frio (Cold Finger)	¿Reduce el producto recomendado la cantidad de deposición de cera en comparación con la muestra no tratada?
Lazo Parafina / Cera	¿Reduce el producto recomendado adecuadamente la tasas de deposición de cera y aumenta la presión en condiciones simuladas de tuberías?
Prueba Solvente / Dispersant Parafina	¿Qué producto elimina la mayor cantidad de parafina de la botella?
Pruebas de Disolventes	¿Qué disolvente disuelve la mayor cantidad de cera?
Mediciones de Viscosidad (Reología)	¿Puede el producto recomendado bajar a un nivel aceptable la viscosidad del crudo?

Fuente: **Nalco de Colombia. Curso de Parafinas y Asfáltenos.**

### **3. INCRUSTACIONES**

Una incrustación es el depósito duro y adherente del material inorgánico presente en el agua. Estos minerales a través de los años se han disuelto en el agua y permanecido así alcanzando un estado de equilibrio. En el viaje del crudo desde el yacimiento a superficie, las condiciones de temperatura y presión varían y se interrumpe el equilibrio, por lo que los minerales disueltos salen de la solución formando un sólido o precipitado que se adhiere a la superficie de tuberías y equipos.

#### **3.1. CICLO DE FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES**

Aunque la fuerza conductora para la formación de las incrustaciones puede ser un cambio de temperatura y/o presión, desgasificación, cambio de pH o el contacto con agua incompatible, no todas las aguas que han sido sobresaturadas no producirán incrustaciones<sup>14</sup>. El primer desarrollo dentro de un fluido saturado es la formación de clusters inestables de átomos en un proceso llamado nucleación. Luego de formar el núcleo los cristales semilla consecuentemente crecen aumentando su tamaño hasta que la totalidad del agua llegué a un punto de sobresaturación y la deposición se haga presente.

#### **3.2. TRATAMIENTO DE INCRUSTACIONES**

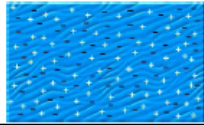
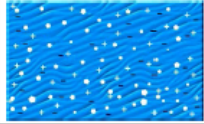
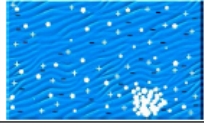
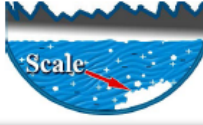
La manera para saber con mayor certeza si se tienen problemas de incrustaciones es tener alguna evidencia física, tal como acumulación de incrustación en un equipo, bomba, tubería, u otra pieza de equipo, sin embargo, otros indicadores pueden ser un cambio en la presión del sistema o agua producida con alto nivel de pH y/o carbonatos ( $\text{CO}_3$ ) o bicarbonatos ( $\text{HCO}_3$ ).

---

<sup>14</sup> Crabtree Mike, et al. Fighting Scale. [en línea] consultado el 1 de abril de 2016. Disponible en: [https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/ors99/aut99/fighting.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors99/aut99/fighting.pdf)

El tratamiento de incrustaciones o *scale*, al igual que los problemas ocurridos por parafinas, se dividen en 2 tipos: curativos y preventivos, lo cuáles se utilizarán dependiendo del problema.

**Tabla 5.** Ciclo de Formación de Incrustación

El Ciclo de Formación de Incrustación	
	<p><b>Paso 1: Solución Supersaturada</b> Tan pronto como cambian las condiciones para alterar la solubilidad, la salmuera se puede volver <i>supersaturada</i> en algunos componentes. <i>Debes tener una solución supersaturada para formar incrustación.</i></p>
	<p><b>Paso 2: Nucleación</b> Algunos de los cationes (positivamente-cargados) y aniones (negativamente-cargados) se atraerán unos a otros y precipitan de la solución para formar cristales microscópicos. El proceso de nucleación puede acelerarse por la presencia de otras partículas tales como arena u óxidos.</p>
	<p><b>Paso 3: Crecimiento del Cristal</b> Los pequeños cristales empiezan a crecer en tamaño cuando más cationes y aniones se añaden a los cristales ya formados. Aunque estos cristales son los materiales que forman la incrustación, todavía no hay incrustación hasta el Paso 4.</p>
	<p><b>Paso 4: Adherencia</b> Cuando los pequeños cristales crecen a cristales más grandes, ellos pueden adherirse a la superficie de una tubería u otros equipos. Cuando los cristales se adhieren a la superficie, oficialmente es ya un depósito de incrustación. <i>Debe haber adherencia para que verdaderamente sea incrustación.</i></p>

Fuente: **Nalco de Colombia. Curso de incrustaciones. Villavicencio, Colombia. 2014**

Obviamente, la mejor forma de evitar los problemas de incrustaciones es el de prevenir la ocurrencia y hay una variedad de métodos para prevenir que ocurra incrustaciones en un sistema de producción. Los iones que forman las incrustaciones son un componente central de la formación de incrustaciones, un método de prevención es el de remover aquellos iones del agua. Esto puede ser hecho pre-tratando el agua con varias tecnologías tales como suavización del agua, ósmosis inversa, y nano-filtración. El inconveniente de estas estrategias es el costo involucrado para implementar estas tecnologías. Además, en espacios restringidos, tales como una plataforma de producción costa fuera, hay muy poco espacio para los equipos requeridos.

El control de la temperatura y la presión en el sistema es otro medio de prevenir la deposición de las incrustaciones. Esto significa conocer donde ocurren los cambios de presión y temperatura e implementar los mecanismos

para asegurar un entorno más estable. Este método también debe ser hecho al nivel del sistema, ya sea en el diseño inicial o a través de modificaciones. Adicionalmente, este método puede añadir costos operativos. La prevención de la formación de las incrustaciones abarca el uso de quelantes e inhibidores.

### 3.3. INDICE DE SATURACIÓN DE LANGELIER

El índice de saturación de *Langelier* es una medida de la capacidad de una solución para disolver o depositar carbonatos de calcio. El índice no está relacionado directamente con la corrosión, pero si con la deposición de una capa de carbonatos de calcio o incrustación, que pueden cubrir tuberías aisladas, calentadores y otros componentes de sistemas que estén en contacto con agua.<sup>15</sup>

El índice de saturación de *Langelier* (LSI, por sus siglas en inglés), es un modelo de equilibrio derivado del concepto teórico de saturación y provee un indicador de un grado de saturación del agua respecto al carbonato de calcio. El nivel de saturación de *Langelier* aprovecha el concepto de saturación usando el pH como variable principal. De esta manera el LSI puede ser interpretado como el cambio de pH requerido para mantener el agua en equilibrio.<sup>16</sup>

La ecuación desarrollada por *Langelier* expresa la relación que hay entre variables como pH, calcio, alcalinidad total, sólidos disueltos y temperatura y la solubilidad del carbonato de calcio para agua entre pH de 6,5-9,5.

La ecuación es descrita como:

$$LSI: pH_a - pH_s \qquad \text{Ecuación 1}$$

---

<sup>15</sup> Hach Methods. Hach 8073 Langelier and Aggressive indices.

<sup>16</sup> Determination of Scaling and corrosion tendencies of water through the use of Langelier and Ryznar Indices

Dónde:

- pHa es la medición de pH
- pHs es el pH para el cual un determinado contenido de calcio y alcalinidad total está en equilibrio con el carbonato de calcio.

El cálculo de pHs se realiza de la siguiente manera:

$$pH_s = (9,3 + A + B) - (C + D) \quad \text{Ecuación 2}$$

$$A = \frac{\log_{10} TDS (ppm) - 1}{10}$$

$$B = -13,12 * \log_{10} (^{\circ}Kelvin) + 34,55$$

$$C = \log_{10}(Ca^{+2} \text{ como } CaCO_3) - 0,4$$

$$D = \log_{10}(\text{Alcalinidad } CaCO_3)$$

**Tabla 6.** Interpretación del índice de saturación de Langelier

Índice de Saturación de Langelier-LSI	Tendencia del Agua
LSI < -2	Corrosión Intolerable.
-2 < LSI < -0,5	Corrosión Alta.
-0,5 < LSI < 0	Baja corrosión - No hay formación de incrustaciones.
LSI = 0	Balanceado pero puede haber corrosión por picado.
0 < LSI < 0,5	Ligeramente incrustante y corrosivo.
0,5 < LSI < 2	Altamente incrustante pero no corrosivo.

Fuente: Traducido de *Determination of Scaling and corrosion tendencies of water through the use of Langelier and Ryznar Indices*

Si el índice es positivo el carbonato de calcio tenderá a depositarse, si es negativo el carbonato de calcio tenderá a disolverse, si es cero (0) el agua se encuentra en equilibrio. El LSI no está destinado como indicador de la corrosividad hacia metales, este indicador describe solo la corrosividad del agua debido a carbonatos de calcio u otras estructuras con base en carbonatos de calcio. En la Tabla 6 se muestra la interpretación del LSI.

#### 4. DAÑOS A LA FORMACIÓN

Cuando se realizan trabajos por medio del cual se inyectan al pozo fluidos externos que estarán en contacto con la cara de formación, la principal preocupación es la manera en que interactuarán con el fluido y la roca de la formación. Los fluidos externos al entrar en contacto con el pozo pueden generar daños a la formación.

El daño de formación puede ser el resultado de una alteración física o química de la roca productora de una formación o de fluidos in situ debido a contacto con el fluido entero de trabajo o con los componentes de fluidos de perforación, completamiento y re-acondicionamiento<sup>17</sup>. Los principales mecanismos de daños a la formación por orden de significancia son los siguientes:<sup>18</sup>

- Incompatibilidades de fluido – fluido
- Incompatibilidades de roca – fluido
- Invasión de sólidos
- Trampa de fase/bloqueo
- Migración de finos
- Actividad biológica

Dentro de esta monografía se realizaran pruebas de compatibilidad fluido-fluido y roca- fluido por ser las 2 primeras en orden de importancia y porque de ellas pueden surgir otros mecanismos que contribuyen al daño de la formación, por ejemplo las incompatibilidades fluido-fluido pueden traer como consecuencia varios mecanismos de daño como, bloqueos por emulsiones, precipitación de compuestos orgánicos e inorgánicos por incompatibilidad entre las aguas o por incompatibilidad de fluidos inyectados y el crudo y las incompatibilidades roca-fluido pueden variar la humectabilidad de la roca generando migración de finos e invasión de sólidos.

---

<sup>17</sup> Gerhard Condit Salazar.; Ernesto Barragan y Daniel Tapia. Análisis de un fluido de completación y re-acondicionamiento de pozo para determinar si previene el daño de formación de los campos Fanny y Dorine". Guayaquil, Ecuador 2008. Artículo de Tesis de Grado. EPSOL.

<sup>18</sup> ibíd

## 5. RETORNO A LA INVERSIÓN

Es una razón que relaciona el ingreso generado por un centro de inversión a los recursos (o base de activos) usados para generar ese ingreso<sup>19</sup>. La fórmula de retorno a la inversión es la siguiente:

$$ROI = \frac{\text{Ganancia-Inversión}}{\text{Inversión}} \quad \text{Ecuación 3}$$

Se calcula comparando el beneficio neto con los fondos propios que es el mismo capital invertido. Este indicador contiene todas las deducciones para soportar los compromisos de la empresa sobre el beneficio neto luego de impuestos, mide el rendimiento de la utilización de los activos; y en conclusión el ROI es lo que la empresa espera de retorno luego de la inversión.

---

<sup>19</sup> Villegas, C. F. C. (2001). Medición del desempeño: retorno sobre inversión, roi; ingreso residual, ir; valor económico agregado, eva; análisis comparado (*Article published in Spanish*).

## 6. DESARROLLO DE LA IMPLEMENTACIÓN

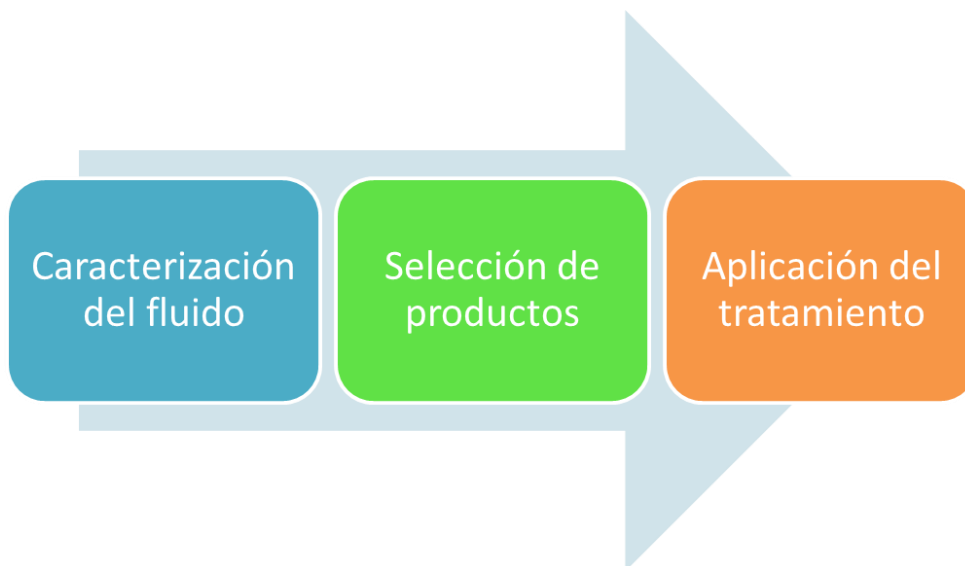
El pozo productor WEST B cuenta con antecedentes de presencia de parafinas y escamas inorgánicas (*scale*) dentro de su formación; de acuerdo a diferentes trabajos de *Workover* realizados, se han encontrado evidencia de precipitación de escamas inorgánicas y parafinas en fondo del pozo productor, explicando los problemas de disminución de producción y aumento de presión en cabeza de pozo. La figura 5 muestra la evidencia de posibles depósitos de parafinas y escamas inorgánicas encontradas.

**Figura 5.** Evidencia de escamas inorgánicas (Izquierda) y parafinas (Derecha) en el pozo WEST B



Fuente: Petrosantander Inc.

**Figura 6.** Metodología implementada para el desarrollo del tratamiento.



Fuente: El autor.

Teniendo en cuenta dichos antecedentes, se realiza un estudio detallado con el objetivo de encontrar cuales serían los productos químicos para realizar el tratamiento en el pozo productor WEST B, el proceso utilizado para esta implementación se muestra en la Figura 6.

## **6.1. CARACTERIZACIÓN DEL FLUIDO**

Con el objetivo de determinar cuáles son los componentes del fluido a tratar y validar por métodos teóricos los problemas que efectivamente refleja el pozo en estudio según su histórico de fallas, se realizará un estudio *Cold Finger* al crudo del pozo WEST B y análisis fisicoquímico al agua de producción del pozo WEST B.

### **6.1.1. Cold Finger**

Se realizó análisis *Cold Finger* al crudo del pozo productor WEST B para determinar su capacidad de precipitación de parafinas; la prueba se llevó a cabo desde 20°C a 10°C durante 3 horas cada prueba inspeccionando visualmente la precipitación de parafinas en cada una de ellas. El procedimiento de laboratorio utilizado consiste en lo siguiente:

- a) Medir 100 ml de muestra de crudo del pozo productor.
- b) Instalar el montaje de laboratorio *Cold Finger*
- c) Acoplar del sistema de recirculación de agua fría al tubo de vidrio, la cual se modificara desde 20°C a 10°C.
- d) Inicio de circulación de agua fría.
- e) Verter la muestra del pozo productor en un frasco de 100 ml.
- f) Introducir el tubo de vidrio (*finger*) dentro del crudo hasta la referencia establecida.

- g) El montaje debe estar sobre un agitador magnético para permitir rotación y contacto entre la totalidad de fluido y el tubo de vidrio.
- h) Mantener la temperatura desde 2 a 3 horas manteniendo un contacto continuo en el tiempo establecido para la prueba.
- i) Retirar el tubo de vidrio acoplado, sin golpear las paredes del frasco.
- j) Mantener el tubo al aire libre por 3 minutos, sin suspender la circulación de agua.
- k) Suspender de la circulación de agua.
- l) Raspar el tubo retirando la parafina precipitada.
- m) Pesar el depósito retirado del tubo.
- n) Registrar el valor.

De acuerdo a los análisis realizados, el crudo del pozo productor *WEST B* generó precipitación de parafinas en todo el rango de temperaturas de prueba, con valores mínimos de precipitación de parafinas de 0,3 gramos a 20° Celsius y un valor máximo de 1,5 gramos de parafinas precipitadas a 10° Celsius (Ver Figura 7).

**Figura 7.** Deposición de parafinas en prueba *Cold Finger* del crudo del pozo WEST B



Fuente: El autor

### 6.1.2. Composición química del crudo

De acuerdo a información dada por la compañía operadora de la composición química presente en el crudo del pozo productor, se pudo identificar un alto

contenido de ceras de parafinas (C18+). Adicionalmente de acuerdo a registros de *workover* se encontraron precipitados de parafinas que junto con la prueba *cold finger*, reafirma la tendencia a la precipitación de parafinas del crudo en estudio.

### 6.1.3. Análisis fisicoquímicos

Adicionalmente se realizaron análisis fisicoquímicos al agua de producción del pozo productor con el objetivo de evidenciar que tipo de escamas inorgánicas pueden llegar a precipitarse calculando el índice de Langelier.

**Tabla 7.** Análisis fisicoquímicos del agua de producción del pozo WEST B.

Ensayos	Resultados	Unidades
pH @ 25°C	7,29	Unidad pH
Dureza Cálcica	1247,22	mg/L
Dureza Magnésica	598,26	mg/L
Dureza Total	1845,48	mg/L
Alcalinidad Total	738	mg/L
Solidos Disueltos Totales	23145	mg/L
Estroncio	50,8	mg/L
Sílice	16,4	mg/L
Potasio	1100	mg/L
Hierro Total	0,44	mg/L
Sodio	13975	mg/L
Bario	49,3	mg/L
Cloruros	20187,71	mg/L

Fuente: Datos de laboratorio. Nalco de Colombia

De acuerdo a los resultados fisicoquímicos obtenidos (tabla 7), se realizó el cálculo del índice de saturación de Langelier obteniendo un resultado de **1,12** lo

que indica un agua con alta tendencia incrustante pero no corrosiva. Adicionalmente, se puede evidenciar que el agua que produce el pozo productor WEST B presenta alta salinidad, alta dureza cálcica y altas concentraciones de sodio y potasio que demuestran que tipo de incrustaciones se pueden producir. La mejor forma de seleccionar un producto para la disolución de escamas inorgánicas es tener realizar las pruebas en laboratorio con el material precipitado, sin embargo, durante este proceso no se realizó debido a que no se tenía la muestra física por lo que se realiza una selección preliminar de productos con un buen desempeño frente a estos tipos de incrustaciones basándose en trabajos anteriormente realizados en otros campos y se procedió a realizar pruebas de compatibilidades.

## **6.2. SELECCIÓN DE LOS PRODUCTOS.**

De acuerdo a la caracterización del fluido y experiencias exitosas de trabajos anteriores, se realiza una preselección de productos que permite tener un punto de partida para hacer las pruebas de selección de productos. Las pruebas a realizar son *Cold Finger*, para el caso de inhibición de parafinas, para el caso del tratamiento de escamas inorgánicas se realizan pruebas de compatibilidad fluido-fluido y pruebas de detergencia y humectabilidad para compatibilidad roca-fluido. Para la remoción de parafinas ya se cuenta con el producto necesario debido a que anteriormente la compañía de tratamiento químico ha realizado trabajos para este fin y el producto ha funcionado perfectamente.

### **6.2.1. Inhibición de parafinas**

Para buscar el producto con el mejor desempeño para el tratamiento de inhibición y remoción de parafinas, se realizaron pruebas de *Cold Finger* con 4 productos químicos dentro del portafolio que tiene la compañía proveedora. El

procedimiento fue el mismo utilizado en el numeral 7.1.1 y se llevó a temperatura de 10° Celsius. En la tabla 8 se muestran los resultados de las pruebas realizadas.

**Tabla 8.** Resultados de la inhibición de parafinas del crudo del pozo productor WEST B con cuatro productos químicos diferentes

Producto	Peso Inicial (g)	Peso Final (g)	Parafina precipitada (g)	%Inhibición de parafinas
<b>BLANCO</b>	16,718	17,991	1,273	-
<b>A</b>	16,720	17,287	0,567	55%
<b>B</b>	16,747	17,398	0,651	49%
<b>C</b>	16,840	16,994	0,154	88%
<b>D</b>	16,770	17,146	0,376	70%

Fuente: El autor

Para este caso, el producto con mejor desempeño fue el **producto C** con un porcentaje de inhibición de parafinas del **88%**.

Figura 8 Inhibición de parafinas para el producto con mejor desempeño en laboratorio (Producto C)



Fuente: El autor

## 6.2.2. Estudio de compatibilidad

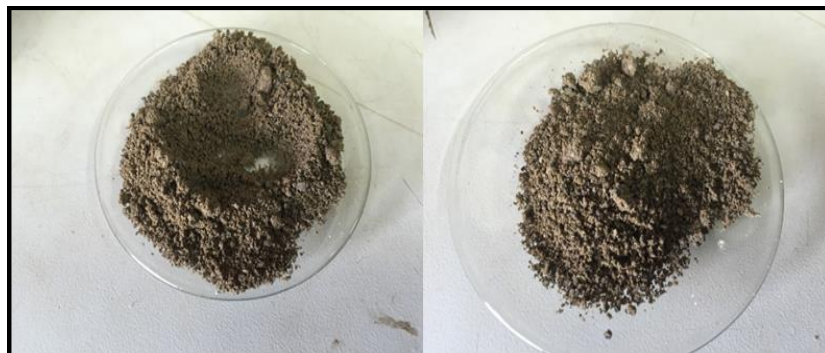
Para asegurar un correcto funcionamiento del tratamiento químico, es necesario evaluar el comportamiento que tendrá al entrar en contacto con agentes externos como lo son el mismo fluido de producción y la roca de formación. Lo anterior se hace con el objetivo de prevenir daños a la formación por el uso de productos químicos incompatibles, para este caso, se realizaron estudios de compatibilidad roca-fluido y fluido-fluido tomando muestras de fluido de producción y de la roca de formación donde se va a realizar el tratamiento químico.

### a) Compatibilidad Roca-Fluido

Dentro de los análisis para evaluar la interacción roca-fluido, se evalúa que la interacción no induzca al hinchamiento de floculación de arcillas o que permita una adsorción química alterando la humectabilidad de la roca.

Para evaluar la compatibilidad roca-fluido, se evaluó la detergencia y el cambio de humectabilidad visual de la roca de formación del pozo productor (Figura 9) que pudiera llegar a ser producido por el efecto del producto químico a utilizar. Para este tratamiento se estudiaron 5 productos dentro del portafolio de la empresa proveedora.

**Figura 9.** Roca de formación del pozo productor WEST B



Fuente: El autor

### ➤ **Cambio de Humectabilidad**

La humectabilidad es la preferencia de un material sólido por estar en contacto con un fluido en lugar de otro. Cada material tiene en su estado natural, un tipo de humectabilidad y para el caso de la roca de formación de un pozo productor, puede tener preferencia por agua o por aceite; el objetivo de este tratamiento es evitar un cambio en la humectabilidad de la roca para evitar alteraciones que puede dañar la formación.

El procedimiento de laboratorio llevado se describe a continuación y está basado en la norma API – RP 42.

- a)** Preparar la formulación del tratamiento a evaluar (50 ml de tratamiento).
- b)** En un vaso de precipitado de 100 ml, adicionar 10 gramos de muestra la roca de formación previamente tamizada (Malla 40-60)
- c)** Adicionar los 50 ml de tratamiento sobre la muestra de roca de formación.
- d)** Dejar en contacto por 1 hora.
- e)** Llenar con agua de producción una probeta de 100 ml y otra con varsol.
- f)** Se drena el tratamiento (desecho)
- g)** Se toma una pequeña porción de la roca de formación impregnada, se seca suavemente y se vierte sobre la probeta que contiene agua: Se observa la dispersión de la arena al bajar a través del fluido.
- h)** Se toma otra pequeña porción de roca de formación, se seca y se deposita en la probeta que contiene varsol: Se observa la dispersión de la arena al bajar a través del fluido.

La interpretación de resultados consiste en verificar el comportamiento de la roca de formación, si se dispersa en el agua (dejando cierta turbiedad) y aglomera en el varsol, entonces el tratamiento infiere una humectación por

agua, si se aglomera en la fase agua y dispersa en la fase aceitosa, entonces el tratamiento hace que la roca se humecte por aceite y si la dispersión es similar en agua y en aceite se infiere una humectabilidad mixta.

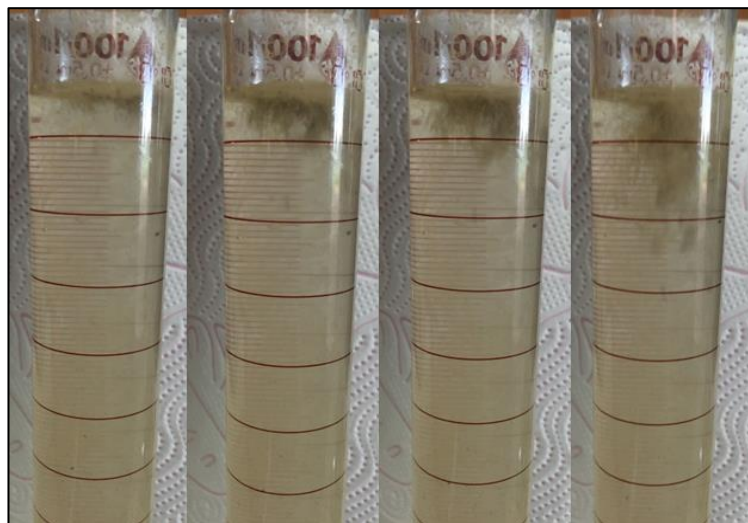
Los resultados de las pruebas de humectabilidad visual se encuentran en la tabla 9, así mismo, se muestran registros fotográficos de la prueba realizada en las figuras 10 y 11.

**Tabla 9.** Resultados de la prueba de cambio de humectabilidad visual

Producto	Humectabilidad	
	Inicial	Final
<b>BLANCO</b>	Agua	Agua
<b>A</b>	Agua	Agua
<b>B</b>	Agua	Crudo
<b>C</b>	Agua	Crudo
<b>D</b>	Agua	Agua
<b>E</b>	Agua	Agua

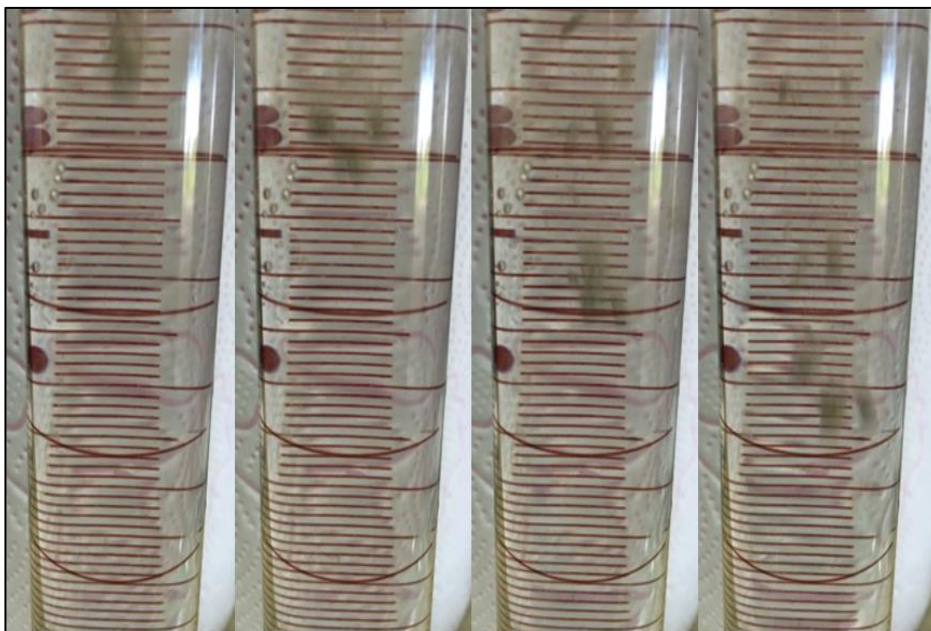
Fuente: El autor

**Figura 10.** Secuencia visual de humectabilidad de la roca (Humectabilidad en agua)



Fuente: El autor

**Figura 11.** Secuencia visual de humectabilidad de la roca (Humectabilidad en aceite)



Fuente: El autor

➤ **Detergencia:**

Cuando se realizan tratamientos para limpieza de parafinas e incrustaciones inorgánicas, se utilizan productos químicos tipo surfactante que permitan realizar un limpieza del material a tratar, sin embargo, debe haber un equilibrio entre el poder surfactante y la generación de problemas de emulsiones, por esta razón, la prueba de detergencia es vital para validar el uso de estos productos en fondo de pozo productor. El procedimiento de evaluación de detergencia utilizado fue el siguiente y está basado en la norma API RP 42:

- a) Se transfiere la roca de formación ha sido pasada por la prueba de humectabilidad, a una botella de 100 ml.
- b) Se adicionan 80 ml de agua de pozo previamente calentada a temperatura de yacimiento.
- c) Se adicionan 20 ml de crudo calentado a temperatura de yacimiento.
- d) Se tapa la botella.

- e) Se introduce el frasco al baño u horno por cerca de 15 minutos.
- f) Se saca el frasco y se invierte el frasco por una sola vez, en un tiempo suficiente para que el crudo toque la arena y se restaure la posición vertical de la botella.
- g) Se deja en contacto por 1 hora adicional a la temperatura del yacimiento.
- h) Se evalúa visualmente la limpieza de la roca.

La interpretación de resultados se basa en que verificar la calidad de la roca de formación, una buena detergencia deja la roca limpia (libre de crudo) y con buena movilidad. Los resultados de detergencia se resumen en la tabla 10.

**Tabla 10.** Resultados de la prueba de detergencia

<b>Producto</b>	<b>Detergencia</b>
<b>BLANCO</b>	---
<b>A</b>	Excelente
<b>B</b>	Mala
<b>C</b>	Mala
<b>D</b>	Excelente
<b>E</b>	Excelente

Fuente: El autor

Los resultados demostraron que la roca del pozo productor WEST B tiene una mojabilidad natural al agua y que los productos que no cambiaron esta propiedad fueron los A, D y E. Igualmente estos productos mostraron una excelente detergencia de la roca dejando la arena libre con baja impregnación de crudo lo que indica que no generarán problemas con la movilidad del fluido en yacimiento.

## b) Compatibilidad Fluido-Fluido

Dentro de los análisis para evaluar la interacción fluido-fluido se evalúa que la mezcla no forme incrustaciones insolubles, emulsiones o precipitación de ceras y/o asfáltenos.

Para evaluar la compatibilidad fluido-fluido, se evaluó la interacción entre el tratamiento químico a utilizar y el fluido de producción simulando el pozo. Para este procedimiento, se estudiaron los productos que fueron escogidos en las pruebas roca-fluido. El procedimiento utilizado se describe a continuación y está basado en la norma API RP 42 realizando mezclas de fluido.

- a) Preparar las siguientes relaciones en volumen entre los fluidos del pozo y el tratamiento a utilizar (Tabla 11).
- b) Agitar manualmente por un minuto cada botella precalentadas a la temperatura de yacimiento.
- c) Verificar la velocidad de caída de agua, contra el tiempo en tiempo máximo de 2 horas.
- d) Realizar inspección visual a cada botella analizando la calidad de la interfase, porcentaje de agua libre, calidad de la pared y la formación de precipitados.

Los resultados de las prueba de compatibilidad fluido-fluido se encuentran en las tablas 12,13 y 14.

**Tabla 11.** Relación volumen a volumen de tratamiento químico y fluido

<b>Fluido de Producción (ml)</b>	<b>Tratamiento Químico (ml)</b>
30	70
50	50
70	30

Fuente: **El autor**

**Figura 12.** Inspección visual prueba compatibilidad fluido-fluido (30% Fluido – 70% Tratamiento Químico)



Fuente: El autor

**Tabla 12.** Resultados compatibilidad Fluido-Fluido (30% Fluido – 70% Tratamiento Químico)

Producto	Caída de Agua @ 2 horas	% BS&W Análisis Thief	Precipitados
BLANCO	67	6	No
A	69	7	No
D	67	5	No
E	69	5	No

Fuente: El autor

**Tabla 13.** Resultados compatibilidad Fluido-Fluido (50% Fluido – 50% Tratamiento Químico)

Producto	Caída de Agua @ 2 horas	% BS&W Análisis Thief	Precipitados
BLANCO	48	3	No
A	45	2	No
D	48	3	No
E	50	3	No

Fuente: El autor.

**Tabla 14.** Resultados compatibilidad Fluido-Fluido (70% Fluido – 30% Tratamiento Químico)

<b>Producto</b>	<b>Caída de Agua @ 2 horas</b>	<b>% BS&amp;W Análisis Thief</b>	<b>Precipitados</b>
<b>BLANCO</b>	30	3	No
<b>A</b>	28	3	No
<b>D</b>	30	2	No
<b>E</b>	30	2	No

Fuente: **El autor**

De acuerdo a los resultados de compatibilidad Fluido-Fluido, ningún producto genera precipitados en ninguna de las proporciones realizadas, sin embargo, el producto A crea una interfase mal definida y las paredes de la botella están impregnadas con crudo teniendo implicaciones en cambios de humectabilidad por lo que se descarta para la aplicación. Los productos D y E no generaron emulsiones o precipitados que puedan afectar la cara de la formación y la calidad de paredes fue muy buena dejándola prácticamente limpia de crudo. Se escoge el producto D debido a ser más económico.

### **6.3. APLICACIÓN DEL TRATAMIENTO.**

Una vez realizadas todas las pruebas para evaluar efectividad y compatibilidad de los productos químicos, se procedió a realizar la aplicación del tratamiento químico de acuerdo al siguiente procedimiento propuesto.

#### **6.3.1. Consideraciones previas antes del tratamiento**

El proceso de tratamiento está diseñado para remover e inhibir los depósitos orgánicos e inorgánicos presentes frente a la cara de la formación y hasta una penetración radial estimada en 1 ft.

Se recomienda retirar la sarta de producción y bajar el raspador de parafinas antes de hacer la aplicación del tratamiento, con fines de aprovechar al máximo la efectividad de los productos. El tratamiento está diseñado para aplicarse en dos etapas, con fines de remover el daño de las posibles zonas afectadas<sup>20</sup> (Zona 1 y Zona 2). Las dos etapas se aplicarán con las zonas aisladas con sistemas de empaques mecánicos, dispuestos en la siguiente forma:

- a) Etapa 1, correspondiente a la zona 1: Antes de sentar este, es necesario establecer el nivel de fondo limpio, para verificar que la zona se encuentra limpia. Si al tocar fondo, este intervalo se encuentra completamente inundado, es necesario realizar una limpieza mecánica antes de realizar la aplicación del producto, para evitar desplazamiento de sólidos a la formación.
- b) Etapa 2, correspondiente a la zona 2: Sentar empaques con al menos 10 ft por encima y por debajo del intervalo.

### **6.3.2. Pasos para realizar el tratamiento:**

- a) Preparar fluidos de tratamiento.
- b) Sentar empaque superior 10 pies por encima de la zona 1, para bombeo de tratamiento de la etapa 1.
- c) Instalar sistema de bombeo por directa, es decir, vía tubería de trabajo, desde los recipientes que contienen los fluidos de tratamiento.
- d) Iniciar bombeo de la Etapa 1, Bombear fluidos de estimulación a una velocidad de flujo no mayor a 1 barril por minuto (bpm).
- e) Dejar en remojo por 1 hora.
- f) Desasentar packer.

---

<sup>20</sup> Zona de perforados entregada por la operadora y verificada con el estado mecánico del pozo WEST B.

- g) Sentar empaque superior a 10 pies por encima de la zona 2 y empaque inferior 10 pies por debajo de la zona 2, para bombeo de tratamiento de la etapa 2.
- h) Instalar sistema de bombeo por directa, desde los recipientes que contienen los fluidos de tratamiento.
- i) Iniciar bombeo de la Etapa 2, bombeando los fluidos de estimulación a una velocidad no mayor a 1 barril por minuto (bpm).
- j) Dejar en remojo por 1 hora.
- k) Desasentar empaques y sacar tubería de trabajo.
- l) Permitir un remojo de 12 horas adicionales. Durante este tiempo, es posible continuar con las actividades programadas para el pozo, incluyendo instalación de sistema de bombeo.
- m) Hacer back flow con la bomba de extracción a baja frecuencia.
- n) Tomar muestras de los fluidos de retorno en cabeza de pozo (500 ml por muestra), obteniendo de 3 a 5 muestras diarias, durante 3 días.

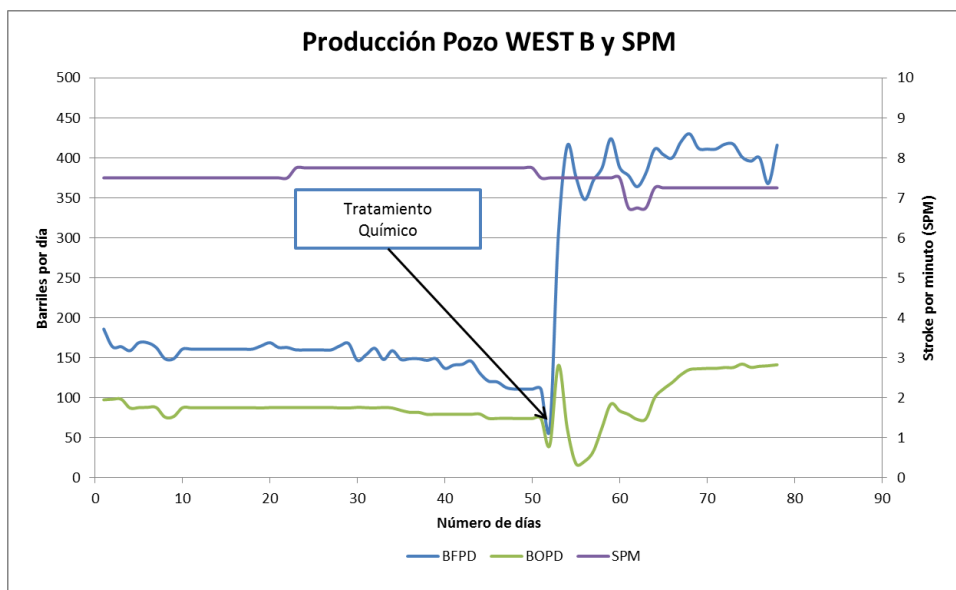
## 7. RESULTADOS Y ANÁLISIS.

Para evaluar la eficiencia del tratamiento se analizaron variables como producción de crudo bruto y neto, presión en el sistema del pozo (THP), SPM del sistema de levantamiento, corte de agua y evaluación de dureza cálcica del agua producción.

La figura 13 muestra los resultados de producción bruta y neta en comparación con la frecuencia de bombeo del sistema de levantamiento antes y después de realizado el tratamiento químico.

En las figuras 13, 14 y 15, se puede evidenciar que después de la aplicación del tratamiento químico hay un aumento en la producción de fluido bruto pero los altos cortes de agua afectan la producción neta de crudo, sin embargo, pasados los días se observa una disminución en el corte de agua y una estabilización de la producción bruta obteniendo como resultado un aumento en la producción neta de crudo.

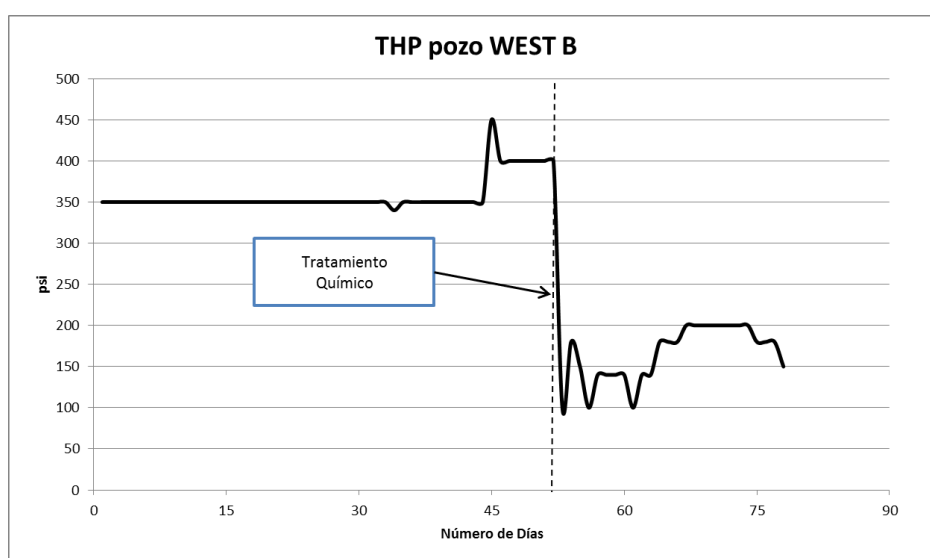
Figura 13. BOPD, BWPD, pozo West B y SPM



Fuente: **El autor.**

Este comportamiento infiere un previo taponamiento de posibles poros afectados por precipitación de parafinas y/o incrustaciones que al limpiarse por la acción del tratamiento químico, producen gran cantidad de agua la cual por efectos de viscosidad y movilidad, es la primera en salir para después estabilizarse y evidenciar una producción estable. Adicionalmente se evidencia una disminución en la presión de hasta 200 psi, disminuyendo riesgos por altas presiones, disminuyendo el consumo de energía y un aumento en la producción neta.

**Figura 14.** THP en el pozo WEST B

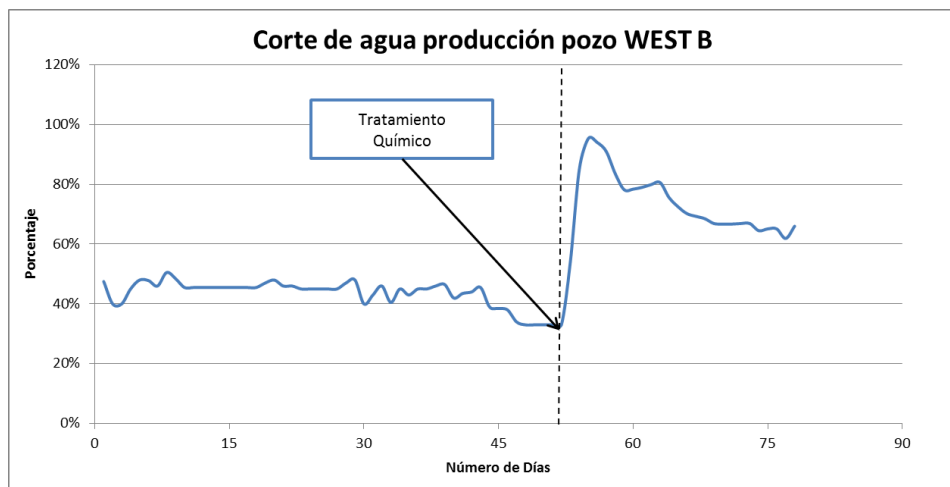


Fuente: El autor

Adicionalmente, se realizó un estudio de la dureza cálcica en el agua producida por el pozo durante los 3 días posteriores al tratamiento con el objetivo de evidenciar si hubo o no desprendimiento de las incrustaciones tipo calcita. En la figura 16 se puede evidenciar un aumento considerable en el contenido de calcio en el agua de producción, teniendo en cuenta una dato inicial de 1247 ppm, obteniendo datos hasta de 2200 ppm, infiriendo un desprendimiento y disolución de incrustaciones en el fondo de pozo productor liberando obstrucciones y permitiendo un mayor volumen de fluido.

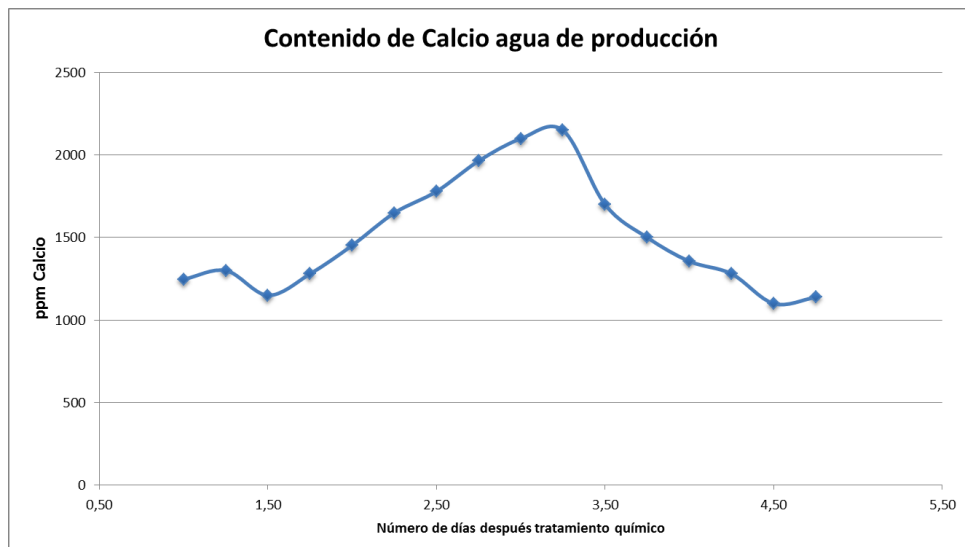
Analizando el comportamiento hasta un mes después del tratamiento se puede inferir que no se presentaron problemas de incompatibilidad fluido-fluido ni roca-fluido debido a la estabilización de producción y corte de agua por lo que las pruebas de laboratorio fueron de gran ayuda para seleccionar los productos a utilizar.

**Figura 15. Corte de agua del pozo West B**



Fuente: El autor

**Figura 16. Contenido de calcio en agua de producción**



Fuente: El autor

## 7.1. RETORNO A LA INVERSIÓN

Para realizar el análisis de retorno a la inversión *ROI* (*Return Of Investment*), se calculó su valor utilizando la ecuación 3 y teniendo como datos de entrada las variables que aparecen en la tabla 15.

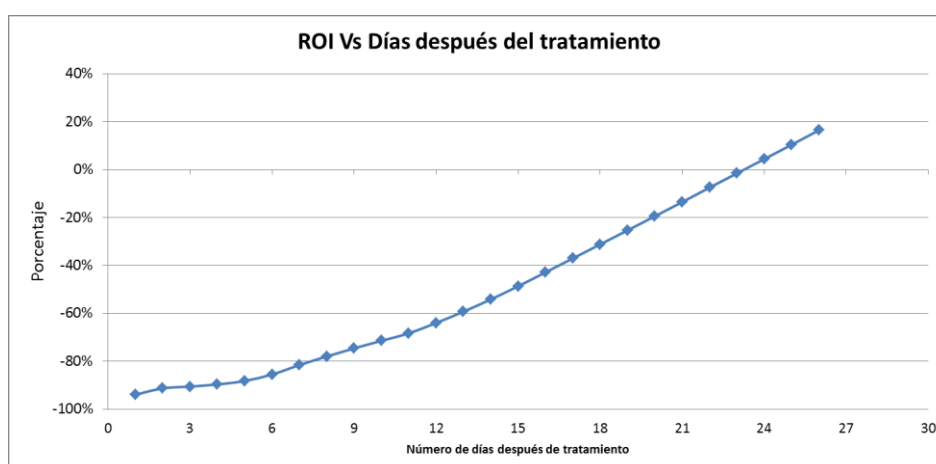
**Tabla 15.** Variables para el cálculo del *ROI*

Variables	Tipo	Valor (Dólares)
<b>Costo Workover</b>	Inversión	90000 <sup>21</sup>
<b>Costo Tratamiento Químico</b>	Inversión	20000 <sup>22</sup>
<b>Producción Neta acumulada / día</b>	Ganancia	Cálculo realizado por día de producción a un costo de 50 dólares el barril.

Fuente: El autor

El costo aproximado del *workover* realizado fue de 90000 dólares y el costo aproximado del tratamiento químico implementado fue de 20000 dólares, el cálculo del costo de producción neta acumulado fue realizado con un costo por barril de crudo Brent a 50 dólares utilizando la fórmula descrita en el capítulo 6.

**Figura 17.** Retorno a la inversión en función del tiempo



Fuente: El autor.

<sup>21</sup> Datos otorgados por la operadora

<sup>22</sup> Costos aproximados de los productos químicos aplicados

En la figura 17, se puede observar que el punto de equilibrio donde retorna el valor invertido y cuando el *ROI* se hace igual a 0, fue el día número 24 después del tratamiento, a partir de este día el ROI será positivo generando ganancias netas cada vez mayores, por ejemplo el día número 26 se tiene un **ROI de 16%** con lo que se demuestra la efectividad y el éxito del tratamiento químico desde el punto de vista económico.

## CONCLUSIONES

- El crudo del pozo WEST B presenta una alta tendencia a la precipitación de parafinas de acuerdo al análisis *Cold Finger* realizado y a la composición química otorgada.
- El agua de producción del pozo WEST B presenta altos contenidos de calcio, sodio y potasio y un índice de Langelier de 1,12 indicando una tendencia incrustante alta pero no corrosiva.
- El producto D fue el de mejor desempeño para el tratamiento de escamas inorgánicas teniendo una excelente compatibilidad fluido-fluido y roca-fluido de acuerdo a las pruebas realizadas en laboratorio.
- El producto C fue el de mejor desempeño para el tratamiento de orgánicos con un porcentaje de inhibición de parafinas del 88%.
- El tratamiento químico fue exitoso inhibiendo parafinas y disolviendo escamas inorgánicas evidenciando un aumento en la dureza cálcica del agua de producción del pozo después del tratamiento de casi el doble de la concentración inicial y generando no solo la normalización de la producción del pozo si no un aumento de producción adicional de hasta 55 barriles de crudo neto.
- El procedimiento realizado fue exitoso desde el punto de vista económico con un punto de equilibrio (ROI igual a 0) a los 24 días de haberse realizado el tratamiento químico y 2 días después de este punto de equilibrio se obtuvo un ROI del 16%, teniendo en cuenta que a partir de este punto, seguirá aumentando el retorno a la inversión.

## RECOMENDACIONES

- En lo posible conseguir muestras de los precipitados (parafinas o escamas inorgánicas) para realizar pruebas de disolución y poder hacer el primer filtro de productos, en esta monografía se contaba con la experiencia de trabajos de campo anteriores teniendo un paquete de productos preestablecido con eficiencias similares para el trabajo a realizar.
- Realizar adecuación para inyectar en modo continuo inhibidores de escamas inorgánicas y parafinas para evitar futuras precipitaciones que lleven nuevamente a fallas del pozo y/o declinaciones de producción.
- Cuando se realicen trabajos de workover se debe realizar pruebas de compatibilidad con el fluido para control de pozos y poder evitar daño por cambios en mojabilidad de la roca.

## BIBLIOGRAFÍA

### Referencias Escritas:

Becker J. R. Crude Oil Waxes, Emulsion and Asphaltenes Primera Edición USA PennWell. 1997

CANDELO A, CARVAJAL B, ESTUDIO COMPARATIVO DE LOS MÉTODOS DE CONTROL DE PARAFINAS PARA APLICACIÓN EN EL CAMPO COLORADO. Bucaramanga 2010. Trabajo de grado (Ingeniero de Petróleos) Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Carvajalino Yurani, Prada Tulio. Evaluación y selección de un surfactante viscoelástico como fluido de fractura para el campo llanito. Tesis de Grado UIS 2009.

Crabtree Mike, et al. Fighting Scale. [en línea] consultado el 1 de abril de 2016. Disponible en: [https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/ors99/aut99/fighting.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors99/aut99/fighting.pdf)

Dantas Neto et al. Determination of wax appearance temperature (wat) in Paraffin/solvent systems by photoelectric signal and Viscosimetry En: Journal of petroleum and gas | v. 3 n. 4 | p. 149-157 | 2009.

Gerhard Condit Salazar.; Ernesto Barragan y Daniel Tapia: Análisis de un fluido de completación y re-acondicionamiento de pozo para determinar si previene el daño de formación de los campos Fanny y Dorine". Guayaquil, Ecuador 2008. Artículo de Tesis de Grado. EPSOL.

Golchha A, Stead P. Study and Analysis of *Cold Finger* Tests for effective Selection of paraffin inhibitors. En SPE\_One Petro. Marzo 2015.

Hach Methods. Hach 8073 Langelier and Aggressive índices.

Havard Devold, ABB AS. Oil and gas production handbook: An introduction to oil and gas production, transport, refining and petrochemical industry. Third Edition, Noruega, 2013

Kumar Mitra N, Principles of Artificial Lift. DELHI. 2012

Montes, Giovany. Bombeo Mecánico- Especialización de hidrocarburos V Cohorte 2014-2016 p. 48-94

Norma API RP 42: "Laboratory Testing of Surface Active Agents for well stimulation, Section 3: Interfacial Tension and Wettability" American Petroleum Institute, Washington D.C. Second Edition 1977.

Outlaw James, Ye Peng. Wax Appearance Temperature detection by DSC.

Producción Fiscalizada de crudo Enero a Marzo 2015 [en línea] consultado el 17 de julio de 2015. Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Documents/Producción%20fiscalizada-gravable%20de%20gas\\_Enero%20-%20Marzo%202015\\_MPCDC%20\(05-05-2015\).xlsx](http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Documents/Producción%20fiscalizada-gravable%20de%20gas_Enero%20-%20Marzo%202015_MPCDC%20(05-05-2015).xlsx)

Producción Fiscalizada de gas 2015 [en línea] consultado el 17 de julio de 2015. Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Documents/Producción%20fiscalizada-gravable%20de%20gas\\_Enero%20-%20Marzo%202015\\_MPCDC%20\(05-05-2015\).xlsx](http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Documents/Producción%20fiscalizada-gravable%20de%20gas_Enero%20-%20Marzo%202015_MPCDC%20(05-05-2015).xlsx)

Shankar B.S Determination of Scaling and corrosion tendencies of water through the use of Langelier and Ryznar Indices En: Scholars Journal of Engineering and Technology, 2014; 2(2A): p. 123-127

Villegas, C. F. C. (2001). MEDICIÓN DEL DESEMPEÑO: RETORNO SOBRE INVERSIÓN, ROI; INGRESO RESIDUAL, IR; VALOR ECONÓMICO AGREGADO, EVA; ANÁLISIS COMPARADO (*Article published in Spanish*).