



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**PROGRAMA DE MAESTRIA Y DOCTORADO EN
INGENIERIA**

FACULTAD DE INGENIERIA

**EFFECTO DE UN CAMPO MAGNÉTICO ESTÁTICO SOBRE
LA DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS BAJO CONDICIONES
DE FLUJO EN POZOS DEL ACTIVO CINCO PRESIDENTES**

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERIA

INGENIERIA PETROLERA Y GAS NATURAL

P R E S E N T A:

ING. IGNACIO ALBERTO DORANTES LOPEZ

TUTOR:

DR. EDGAR RAMIREZ JARAMILLO

AÑO

2010





Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: M.I. Sánchez Arredondo Francisco

Secretario: Dra. De la Torre Sánchez Rocío G.

Vocal: Dr. Ramírez Jaramillo Edgar

1^{er}. Suplente: M.I. Bautista Fragoso Saúl

2^{do}. Suplente: M.I. Gómez Cabrera José Ángel

Lugar donde se realizó la tesis:

México, D.F.

TUTOR DE TESIS:

Dr. Ramírez Jaramillo Edgar

FIRMA

A mi esposa M. Selene Carbajal Román,

Gracias por todo tu apoyo y estar siempre a mi lado en todo momento.

Agradecimientos

A mis padres y hermanos por su apoyo y consejos, y permitirme tenerlos siempre a mi lado en todos los momentos de mi vida.

Mi más profundo agradecimiento al Dr. Edgar Ramírez Jaramillo por aceptar ser mi asesor en este proyecto, mi más sincero reconocimiento y gratitud por su apoyo y sugerencias que han sido valiosas e invaluable para la realización y culminación de este trabajo de investigación.

A Pemex Exploración y Producción, Activo Integral Cinco Presidentes, en especial al M.I. Arturo Ramírez Rodríguez e Ing. J. Rubén Martínez Gutierrez. Por el apoyo otorgado para poder realizar los estudios de maestría.

Al Instituto Mexicano del Petróleo, gracias por el apoyo brindado para llevar a cabo la realización de este trabajo de investigación.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, en especial a mis profesores del Posgrado de Ingeniería Petrolera: Dra. Rocío G. de la Torre Sánchez, M.I. Francisco Sánchez Arredondo, M.I. José Ángel Gómez Cabrera y M.I. Saúl Bautista Fragoso. Por compartir sus conocimientos y experiencias que contribuyeron con mi formación académica dentro de la maestría.

Contenido

| | |
|---|-----|
| Lista de figuras | i |
| Lista de tablas | iv |
| Nomenclatura | v |
| Resumen | vii |
| | |
| Introducción | 1 |
| | |
| 1. Antecedentes | |
| 1.1 Antecedentes de la precipitación de sólidos orgánicos (parafinas) | 4 |
| 1.2 Líquidos bajo la presencia de campos magnéticos | 11 |
| 1.2.1 Principio de operación en aplicaciones con combustibles | 11 |
| 1.2.2 Principio de operación en aplicaciones con agua | 12 |
| 1.3 Propiedades de los hidrocarburos | 12 |
| 1.4 Propiedades de los hidrocarburos bajo la presencia de campos magnéticos | 15 |
| 1.5 Recuperación de hidrocarburos por métodos magnéticos | 16 |
| 1.6 Aplicación de herramientas magnéticas para evitar la depositación de parafinas en campos petroleros mexicanos | 23 |
| 1.7 Aplicación de métodos magnéticos al Activo Integral Cinco Presidentes | 25 |
| | |
| 2. Revisión del estado del arte | |
| 2.1 Precipitación de parafinas | 29 |
| 2.1.1 Mecanismo por difusión molecular | 33 |
| 2.1.2 Mecanismo por difusión Browniana | 35 |
| 2.1.3 Mecanismo por asentamiento gravitacional | 37 |
| 2.1.4 Mecanismo por dispersión de corte | 38 |
| 2.2 Modelos termodinámicos para predecir la precipitación de parafinas sin la presencia de campos magnéticos | 39 |
| 2.3 Modelos termodinámicos para predecir la precipitación de parafinas bajo la presencia de campos magnéticos | 40 |
| 2.4 Modelos de flujo multifásico. Software comerciales | 41 |
| | |
| 3. Descripción del modelo propuesto | |
| 3.1 Modelos termodinámicos de equilibrio de fases | 45 |
| 3.1.1 Sin la presencia de campos magnéticos | 46 |
| 3.1.2 Con la presencia de campos magnéticos | 56 |

| | |
|--|-----|
| 3.2 Modelo hidrodinámico | 65 |
| 3.2.1 Correlación de Hagedorn and Brown | 66 |
| 3.3 Modelo de cinética de crecimiento de capa límite | 72 |
| 3.4 Diagrama de flujo para el cálculo del perfil de depósito | 84 |
| 4. Descripción de los casos de estudio. | |
| 4.1 Descripción general del campo | 86 |
| 4.2 Descripción y características principales de los pozos a estudiar | 89 |
| 4.2.1 Datos de composición de los fluidos | 90 |
| 4.2.2 Datos del estado mecánico de los pozos | 95 |
| 4.2.3 Datos de producción | 99 |
| 4.3 Envoltentes de precipitación de parafinas sin dispositivos magnéticos | 99 |
| 4.4 Gradientes dinámicos Z – P – T | 103 |
| 4.5 Envoltentes de precipitación de parafinas bajo el efecto de un campo magnético | 106 |
| 5. Análisis de resultados | 109 |
| 6. Conclusiones y Recomendaciones | 126 |
| Bibliografía | 129 |

Resumen

Uno de los principales problemas que se ha presentado desde hace mucho tiempo en la industria petrolera tanto a nivel nacional como internacional, es el fenómeno de la depositación de materiales orgánicos pesados tales como los asfaltenos, parafinas, materiales sólidos inorgánicos (lodo, arena, etc.), los cuales afectan de manera importante los equipos e instalaciones de producción y recolección de hidrocarburos. Este trabajo se enfocará en el fenómeno de la precipitación y posterior depositación de parafinas bajo condiciones reales de producción.

La acumulación de depósitos de parafina afecta directamente la producción, transporte y almacenamiento de crudo. En el yacimiento, reduce la permeabilidad de la roca y obstruye el paso del aceite en la cara de la formación; en el pozo, causa daños al equipo de fondo y reduce el diámetro efectivo de la tubería de producción provocando producción diferida; provoca la obstrucción en las líneas de descarga e impide una correcta separación aceite-agua en los separadores y además se deposita en el fondo de los tanques de almacenamiento. Debido a esto, se han realizado una importante cantidad de estudios para conocer la naturaleza de este fenómeno.

Por otro lado, también se han hecho numerosos estudios en México y alrededor del mundo enfocados a remediar y/o remover la depositación de parafinas en el sistema integral de producción; desarrollando diferentes métodos tales como, métodos mecánicos para la remoción física de los depósitos; posteriormente con un mejor conocimiento del comportamiento tanto de los aceites como de las parafinas que contienen, se han utilizado métodos químicos y térmicos para su tratamiento. También se han implantado dispositivos que aplican un campo magnético en una determinada sección del sistema integral de producción, con esta última tecnología se ha observado que

la inhibición por medio del campo magnético es una opción que mejora las propiedades reológicas del aceite tratado sin alterar sus propiedades químicas.

De acuerdo a lo reportado en la literatura sobre la interacción de campos electromagnéticos sobre las propiedades de transporte de hidrocarburos, en este trabajo se propone estudiar el efecto que tendría un campo magnético de cierta intensidad sobre la precipitación y posterior depositación de parafinas.

Para esto se analizarán 3 pozos productores del Activo Integral Cinco Presidentes, los cuales presentan problemas de taponamiento por parafina con diferentes niveles de severidad. Utilizando un modelo de flujo desarrollado en el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), se simularán estos pozos para ubicar como función de la profundidad y el tiempo, los depósitos de parafina. Posteriormente, se simulará el flujo de los pozos pero ahora con la presencia de un campo magnético estático. Se analizará el efecto de este campo sobre los depósitos como función de la posición del campo, intensidad y el tiempo.

Introducción

El estudio del fenómeno de la precipitación y posterior depositación de parafinas en tuberías que producen y transportan aceites parafínicos, ha adquirido gran relevancia en los últimos años, principalmente en aquellos países con condiciones climáticas difíciles (bajas temperaturas) o que producen en sistemas costa fuera.

Esto debido al gran impacto tanto económico como logístico que involucra dicho fenómeno, ya que provoca principalmente el taponamiento parcial y en muchos casos total de las tuberías. Ante esta situación, diversos grupos de investigaciones alrededor del mundo, se han enfocado a desarrollar modelos matemáticos con los cuales se pueden describir y predecir la formación de estas fracciones pesadas del petróleo. Hasta el momento, se han desarrollado diferentes modelos termodinámicos con los cuales es posible describir el comportamiento termodinámico del equilibrio de fases para predecir la formación de parafinas bajo condiciones estáticas. Dichos modelos se basan principalmente en ecuaciones de estado tipo cúbicas. Muchos de estos modelos han probado su eficiencia para la predicción, sin embargo son pocos los modelos que predicen la formación de parafinas bajo la presencia de algún método de remediación, como pueden ser los productos químicos inhibidores, ultrasonido, aceite caliente o campos magnéticos.

En particular, este último método adquiere gran importancia, pues se ha observado experimentalmente que mezclas de hidrocarburos que son sometidas a tratamientos magnéticos tienden a disminuir su viscosidad y en algunas ocasiones, se logra retardar la formación de parafinas.

Por otro lado, a nivel comercial se conocen dispositivos magnéticos que se pueden aplicar a nivel pozo con el fin de inhibir la depositación de sólidos orgánicos (asfaltenos y parafinas). Sin embargo, los fundamentos teóricos del fenómeno se desconocen, así como su funcionamiento y eficiencia.

En la actualidad, se tienen modelos completamente aceptados e integrados en diversos softwares comerciales, en los cuales es posible realizar predicciones del comportamiento del fluido considerando la depositación de parafinas (PIPESIM, PIPEFHASE, FLOWSIM, WELLFLOW, etc.). Sin embargo, ninguno de estos tiene un modelo en el cual se considere el efecto del campo magnético en la formación de las parafinas bajo condiciones dinámicas, tal y como sucede a nivel pozo.

Ante este panorama, se tiene la necesidad de integrar ambos aspectos de la problemática en un modelo único, en el cual se pueda acoplar la depositación de parafinas bajo condiciones dinámicas con la presencia de un campo magnético.

Este trabajo presenta una revisión de las causas y consecuencias que provocan la depositación de parafinas, así como un análisis detallado de los mecanismos de depositación. Se presenta también el análisis que se debe seguir para poder determinar la intensidad del campo magnético y la profundidad exacta a la cual debe de ir instalado el dispositivo magnético que permita reducir la depositación de parafinas.

Existe una problemática que ha sido poco estudiada y es a nivel de yacimiento, esto es debido a su gran complejidad que presenta, sin embargo a nivel de campo se ha observado muy poco, pues como se sabe, la formación de parafinas es un fenómeno gobernado principalmente por un gradiente térmico, es decir, se presenta debido a una caída en la temperatura del fluido, situación poco probable a nivel de yacimiento. Esto no significa que nunca suceda, pues como también se sabe, la temperatura en los yacimientos costa fuera, si pueden tener cambios importantes en la temperatura, aumentando el riesgo de la

formación de parafinas; sin embargo para fines de esta investigación únicamente nos limitaremos a realizar el estudio de la depositación de parafinas a partir de la cara de los disparos del yacimiento hasta la superficie.

1

Antecedentes

Para poder predecir la precipitación del material orgánico, debemos conocer las causas que lo inducen, es decir, saber el comportamiento del aceite crudo a diferentes condiciones de presión y temperatura, así como también conocer las propiedades del aceite tales como densidad, viscosidad, composición, porcentaje de impurezas, contenido de parafinas, asfaltenos, etc.

1.1 Antecedentes de la precipitación de sólidos orgánicos (parafinas)

El problema de la depositación del material orgánico que se presenta en las instalaciones de producción se debe a las condiciones a las que se

encuentra la mezcla de hidrocarburos, tanto en el pozo como en las instalaciones superficiales tales como son las líneas de escurrimiento, separadores y tanques de almacenamiento, inclusive, la precipitación y depositación de las parafinas se presenta en algunas ocasiones en el yacimiento.

La depositación de este material orgánico provoca problemas como la obstrucción al flujo del aceite por taponamiento de las líneas de conducción, lo que da como consecuencia caídas de presión adicionales y esto se manifiesta en una reducción de la producción de hidrocarburos. A nivel de yacimiento, la depositación de material orgánico provoca cambios en la mojabilidad del sistema roca-fluido y por consiguiente una reducción de la permeabilidad relativa del aceite. Otro daño que provoca la depositación del material orgánico en el yacimiento es la reducción de la permeabilidad efectiva de la roca, debido a la obstrucción de los poros y sus gargantas.

La identificación del material depositado se logra a través del análisis de sus características de solubilidad. Un solvente común empleado es el xileno. Si el material se disuelve en xileno, entonces es de naturaleza orgánica, a su vez, los asfaltenos y parafinas son de naturaleza orgánica, sin embargo los asfaltenos son insolubles en pentano caliente. De esta forma, si el material de un depósito es soluble en xileno y en pentano se puede afirmar que se trata de un depósito parafínicos.

Los depósitos de ceras o parafinas, cuando se acumulan en las tuberías de producción, forman un revestimiento granular debido a que son cristales de cera muy pequeños que tienden a aglomerarse y formar partículas granulares de cera.

En general un depósito parafínicos lo constituye una mezcla de ceras parafínicas, asfáltenos de bajo peso molecular, resinas, aceite crudo, arena sedimentada y en ocasiones agua adicionada a los cristales de ceras, esto da como resultado que el material depositado sea de un color café o negro.

La consistencia del depósito puede variar desde un líquido espeso, hasta una cera dura y consistente, dependiendo principalmente de la cantidad de aceite presente en el depósito; debido a que el aceite escurre gradualmente por las partículas de cera, la dureza de la parafina y la cantidad de aceite asociado con la parafina depende del tiempo de duración en que se efectúe la acumulación y la forma en que fue depositada.

Las principales causas de depositación de la parafina son:

Efecto de la Temperatura: Debido a que la temperatura del aceite cambia apreciablemente durante su producción y transporte, es muy importante conocer los efectos que producen dichos cambios en la solubilidad de la cera en el aceite crudo. La solubilidad de diferentes parafinas en un solvente dado y una temperatura dada, disminuye conforme aumenta el peso molecular y el punto de fusión de las mismas.

Si tanto la temperatura del crudo como la de la tubería son mayores que la temperatura de punto nube del aceite crudo (temperatura del punto nube, es aquella temperatura a la que inicia la generación de los cristales de parafina), no es posible la depositación.

Si la temperatura del aceite crudo es mayor que la temperatura del punto nube, pero la temperatura de la tubería es menor a la temperatura del punto de nube, en caso de que exista depositación será ligera, ocasionada por la capa delgada de aceite, la cual se encuentra en contacto con la tubería.

Si la temperatura del crudo y la temperatura de la tubería son menores que la temperatura del punto de nube, puede presentarse una depositación severa.

Respecto a la tubería, para que se produzca depositación en ella, su temperatura a través de la cual se transporta el aceite crudo, debe ser

menor que su temperatura del punto de nube. Cuando el gradiente de temperatura es mayor, la depositación es más severa.

Efecto de la Evaporación de los Componentes Ligeros o Volátiles (Proporción Solvente-Soluto): Para que exista una solución en equilibrio, es necesario un balance de la proporción solvente-soluto. En los pozos petroleros, cuando el aceite fluye de la formación al pozo, hay una pérdida continua de los componentes líquidos volátiles del aceite debido a cambios de presión y temperatura.

Este fenómeno igualmente sucede en la roca productora o en la formación. Debido a esta pérdida, el aceite reduce su capacidad de mantener en solución cierta cantidad de parafinas presentes en él a una temperatura dada. Esto se debe a dos causas:

Por la reducción del volumen de aceite, resultando una menor cantidad de solvente que el necesario para disolver la misma cantidad de parafinas (soluto).

Por disminuir la solubilidad de la cera en el aceite, ya que ésta es más soluble en los componentes más ligeros del aceite que en los más pesados.

Puede decirse entonces que la pérdida de los componentes volátiles es un factor que genera la separación de las parafinas del aceite y aunque no es tan importante como el efecto de la temperatura; es bajo ciertas condiciones un factor mayor en la depositación de la parafina, especialmente en campos en donde la restauración de la presión en algunas ocasiones es por empuje de gas, una cantidad considerable de gas se canaliza y fluye a través de la roca productora, éste removerá una gran cantidad de componentes volátiles del aceite que permanece en la formación, resultando la cristalización de la parafina del aceite que quede en la misma.

Efecto de la Presión: Cuando una presión es aplicada en una solución de líquido, como son las soluciones de parafina en el aceite, la solubilidad

tiende a disminuir cuando el sistema obedece o se desvía en una dirección positiva a la Ley de Raoult [La ley de Raoult establece que la relación entre la presión de vapor de cada componente en una solución ideal es dependiente de la presión de vapor de cada componente individual y de la fracción molar de cada componente en la solución. La ley debe su nombre al químico francés Francois Marie Raoult (1830-1901)]⁶⁴. Las soluciones de parafina en el aceite crudo tienen a desviarse en una dirección positiva a la Ley de Raoult, por lo que la presión disminuye la solubilidad de la parafina en el aceite.

La presión es un factor pequeño generalmente despreciable en la determinación de la solubilidad de la parafina en el crudo, ya que experimentos de laboratorio indican que el cambio en la solubilidad aún a una presión de 1000 psi es muy poco significativo.

Efecto del Gas y Aire en Solución: Un gas comprimido al estado líquido, tiene un gran poder disolvente para sólidos en un grado determinado, sólo si el punto crítico de las propiedades físicas del gas y del líquido son idénticas y sus curvas de solubilidad en el gas natural, pero prácticamente ninguna en el aire.

En pruebas de laboratorio, se establece que la parafina es prácticamente insoluble en gas natural seco a presiones arriba de 1000 psi; también se establece que la parafina es insoluble en el aire a presiones arriba de 100 psi, y sólo se presenta una disminución de la solubilidad de la parafina cuando el aire está presente en los diferentes solventes dados en dichas pruebas.

La solubilidad de la parafina disminuye usando gas natural seco como solvente en fracciones ligeras, en las que la parafina tiene una solubilidad de 2.8 a 2.9 g por cada 100 g de solvente, a comparación de los solventes más pesados donde se observa una mayor solubilidad y donde la parafina es menos soluble.

Reistle observó que en crudos más ligeros un alto porcentaje de las fracciones en las cuales la parafina es fácilmente soluble, el gas disuelto

ligeramente disminuye la solubilidad de la parafina, mientras que en crudos más pesados, el gas disuelto puede aumentar o disminuir la solubilidad debido al gas disuelto, es decir, que es directamente proporcional a la presión a la cual el gas es retenido en solución, esto es, la cantidad de solución de gas en el aceite (Reistle, 1932).

De lo anterior se puede concluir que el gas en solución es también poco importante en el aumento o disminución de la solubilidad de la parafina en comparación con el efecto por temperatura o pérdida de componentes volátiles.

Efecto del Agua: El agua se considera más como un factor preventivo para la depositación, que como un factor determinante de la solubilidad de las parafinas, el agua es prácticamente insoluble en la parafina y en el aire. Las determinaciones de la solubilidad con y sin agua en sistemas parafina-aceite demuestran que el agua, no aumenta o disminuye la solubilidad de la parafina en el aceite.

Se considera que el agua es un factor preventivo importante en la depositación de la parafina, ya que en un pozo productor de aceite donde se tienen problemas considerables de este tipo, es común que el problema disminuya o se elimine prácticamente cuando el pozo comienza a tener una producción considerable de agua. Esto se debe a que el agua tiene aproximadamente el doble del calor específico del aceite, y por lo tanto, contiene suficiente calor para prevenir el enfriamiento del agua y del aceite a un punto donde una cantidad apreciable de parafina puede separarse de la solución. Adicionalmente proporciona un volumen extra de líquidos y aumenta la velocidad de flujo del aceite a través de la tubería de producción, disminuyendo con ello las posibilidades de la parafina a adherirse en las paredes de la misma.

Efecto del Material Asfáltico, Gomas y Resinas: La proporción de enfriamiento tiene un pequeño efecto sobre el tamaño de las partículas, además de que otras sustancias presentes en el aceite como el material asfáltico, gomas y resinas previenen el crecimiento de los cristales de

parafina. Si el aceite es agitado, o si no es enfriado lo suficiente para que se pueda excluir parafina que se solidifique, los pequeños cristales de parafina forman una red entrelazada que sostiene a los componentes líquidos, por lo que alcanza una temperatura de punto de fusión. Si el aceite es agitado durante el enfriamiento o después de alcanzar el punto de fusión, este aceite se convertirá nuevamente en líquido, sólo que muy viscoso, debido a la presencia de cristales de parafina que se encuentran en suspensión.

El aceite aumenta rápidamente su viscosidad a la temperatura en que la parafina comienza a depositarse. El calentamiento del aceite a temperaturas por encima de la temperatura del pozo, de tal manera que todas las parafinas, material asfáltico, gomas y resinas sean completamente solubles en éste, son temperaturas generalmente inferiores al punto de fusión.

De estudios realizados en laboratorio, los resultados obtenidos por calentamiento de los aceites, en aquellos donde el material asfáltico, gomas y resinas han sido removidos no responde a tal calentamiento y no afectan el punto de fusión; pero también en otros aceites que no contienen una cantidad apreciable de los materiales anteriores, no son afectados por el calentamiento, por lo que concluye que el material asfáltico, gomas y resinas actúan en la solución como un agente retardador de la parafina y además que ellos se separan lentamente de la solución cuando el aceite es enfriado (Betancourt, 1998).

Efecto de la Arena Fina y Sedimento: La arena fina y sedimento no afectan la cantidad de parafina separada del aceite, pero actúan en forma mecánica, aumentando gradualmente los problemas de depositación (Betancourt, 1998).

Esto es debido a que la arena y sedimento actúan como núcleos, donde los granos de parafina se adhieren formando granos mayores, ocasionando que se separen más rápidamente del aceite. Se tiene que en algunos pozos los depósitos de parafinas consisten en un 50% y en ocasiones de hasta el 70% de arena fina o sedimento.

1.2 Líquidos bajo la presencia de campos magnéticos

La historia del estudio científico sobre la influencia de campos magnéticos en fluidos se remonta a 1831 y se refiere a experimentos hechos por Michael Faraday y James C. Maxwell. Ellos descubrieron que el agua que escurre a través de tuberías metálicas genera una débil carga eléctrica. La primera patente conocida de un aparato que modifica las características del agua por el uso del campo magnético generado por un imán sólido fue registrado en Alemania en 1860 por France y Cabell. A comienzos del siglo XX, el físico Holandés, Dr. Johannes Diderik Van der Waals, descubrió que el hidrógeno líquido tiene estructuras como jaula, con fuerzas moleculares de atracción y repulsión. La influencia de un campo magnético destruye dichas estructuras y luego en presencia de oxígeno se une a éste lo que puede resultar en un aumento dramático de la eficiencia de combustión.

1.2.1 Principio de operación en aplicaciones con combustibles

Los dispositivos magnéticos o magnetizadores activan y polarizan las moléculas de combustibles (moléculas hidrocarbonadas) que tienen orientaciones al azar. Esto se consigue cambiando el spin del electrón del hidrógeno presente en las moléculas de una fuerte carga positiva y reorganizando la estructura molecular completa. La molécula activa de combustible atrae iónicamente a los átomos de oxígeno en las cámaras de combustión creando una molécula de combustible altamente oxigenada, lo cual produce un incremento en la eficiencia del proceso de combustión (proceso de combustión más uniforme con mayor eficiencia en la recuperación de calor o en su transformación a energía mecánica), menos depósitos en los dispositivos de combustión y una reducción en las emisiones de gases tóxicos (CO, NO₂) e hidrocarburos sin quemar.

1.2.2 Principio de operación en aplicaciones con agua

Los magnetizadores activan y polarizan las moléculas de agua, produciendo una fuerte interacción con las especies iónicas presentes. Dicha interacción es más fuerte que las de estas especies con las superficies metálicas modificadas (superficies internas de tuberías de intercambiadores de calor, calderas, calefactores de agua, etc.) evitando con ello la formación sobre dichas superficies de cristales de calcita (carbonato de calcio) y propiciando la formación en el seno del agua de cristales finos de aragonita (otra forma cristalina del carbonato de calcio) los cuales quedan en suspensión y pueden ser retirados con facilidad posteriormente por sedimentación (calefactores de agua) o retiros por purga (calderas de vapor).

1.3 Propiedades de los hidrocarburos

Los compuestos orgánicos que contienen carbono e hidrógeno, se conocen como hidrocarburos. Con base en su estructura, se dividen en dos grupos principales: alifáticos y aromáticos como se muestra en la figura 1.1.

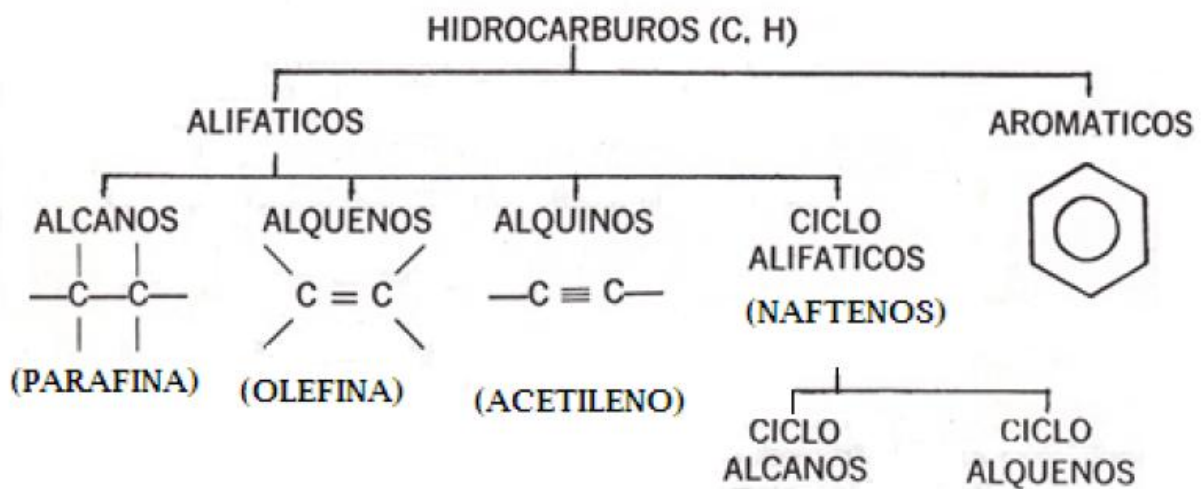


Figura 1.1 Clasificación de las Propiedades del Hidrocarburo

Los hidrocarburos están formados por una estructura de cadenas de carbono a las cuales se unan los átomos de hidrogeno exclusivamente, la estructura total es compleja y de acuerdo al arreglo estructural de los átomos de carbono en la molécula, se pueden clasificar en (Javier, 2009).

- Cadena abierta o lineal: Es una cadena de átomos de carbono unidos entre sí con enlaces sencillos, dobles o triples.
- Cadena cerrada o cíclica (anillo). Conforme al tipo de enlace entre los átomos de carbono en la molécula, pueden ser: Saturados o de enlace sencillo y No saturados o de enlace múltiple.

El petróleo está constituido fundamentalmente por una mezcla de hidrocarburos. Por ello, dependiendo del número de átomos de carbono y de la estructura de los mismos, presenta diferentes propiedades que determina su comportamiento como combustibles, lubricantes, ceras o solventes. Cada yacimiento de petróleo está constituido por una mezcla de miles de hidrocarburos diferentes, formados por la asociación de átomos de carbono e hidrógeno, esta mezcla puede tener cantidades variables de sustancias como azufre, nitrógeno y oxígeno: de los más de 1,500 campos petrolíferos conocidos, no se han encontrado aún dos crudos exactamente iguales (Betancourt, 1998).

Los hidrocarburos alifáticos son compuestos que pueden ser saturados o no saturados. Los saturados son los que tienen el máximo número de hidrógenos posibles y los no saturados son aquellos que tienen dobles o triples enlaces.

Los alcanos son hidrocarburos saturados que también reciben el nombre de parafinas (*lat. Parumaffinis*, que tiene poca afinidad) por su poca reactividad química que presentan. Su fórmula general C_nH_{2n+2} ; incluyendo cadenas lineales, ramificadas y cíclicas con enlaces covalentes simples.

En la figura 1.2 a), se presenta las cadenas de carbono que están asociadas al hidrógeno sin ramificación que constituyen a las n-parafinas; en la figura 1.2 b), se muestran las isoparafinas, las cuales presentan una estructura ramificada; en la figura 1.2 c), se muestra el otro tipo de parafinas que se puede presentar en el petróleo. Al tener dobles enlaces entre los átomos de carbono se tienen las olefina; la conformación de ciclos de carbono implica los naftenos y cuando estos ciclos presentan enlaces dobles alternos, similares al anillo bencénico, se tiene la familia de los aromáticos.

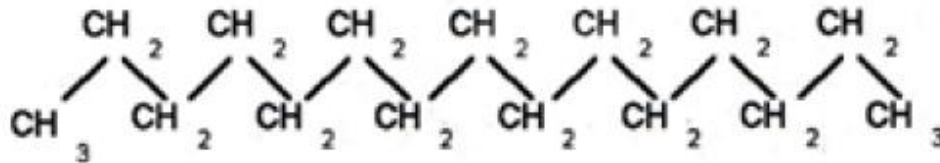


Figura 1.2 a) n-parafinas

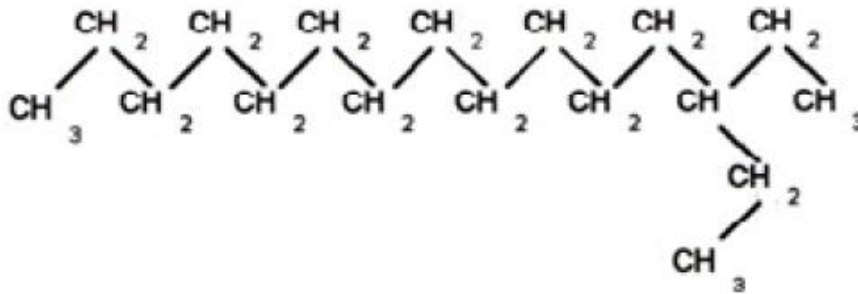


Figura 1.2 b) Iso parafina o ramificada

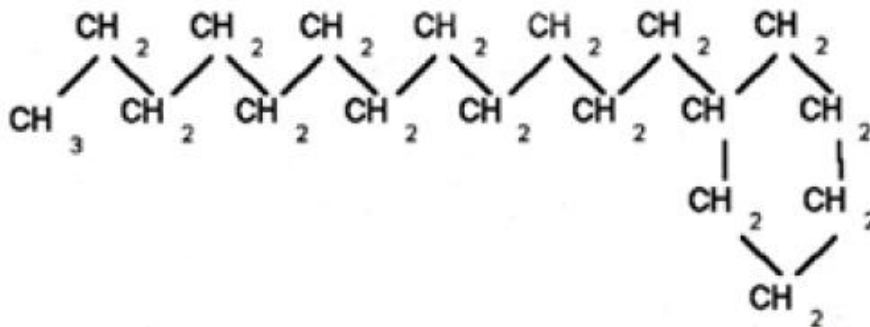
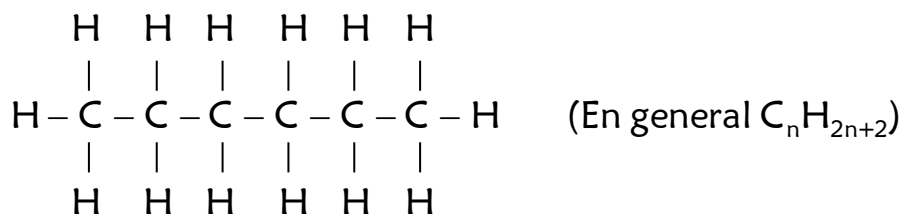


Figura 1.2 c) Naftenos

1.4 Propiedades de los hidrocarburos bajo la presencia de campos magnéticos

Un hidrocarburo está compuesto de moléculas con átomos de carbono e hidrógeno unidos por enlaces bivalentes. En cada enlace un átomo comparte un par de electrones con el átomo vecino. Dos átomos de carbono comparten dos electrones y de esta forma se mantienen unidos. Cada átomo de carbono puede tener enlaces en cuatro direcciones diferentes; por ejemplo un átomo determinado puede compartir otros dos átomos de carbono para formar una cadena molecular. Al mismo tiempo ese átomo de carbono compartirá enlaces con otros dos átomos de hidrógeno.



Cada uno de los enlaces C-C y C-H, consisten en pares de electrones compartidos. Normalmente este par de electrones del enlace bivalente tienen sentidos de giro opuestos, con lo cual la molécula está en equilibrio y no demuestran ninguna actividad magnética externa; las moléculas pueden así polimerizarse, esto es, formar largas cadenas. Cuanto más larga es la cadena molecular mayor es la temperatura de evaporación. Los hidrocarburos normalmente consisten en una mezcla de cadenas moleculares de distinta longitud; las más cortas están más próximas al estado energético que les permite evaporarse y otras más largas, están cercanas a un estado que les permite aglomerarse.

La energía de un fuerte campo magnético específico resonante, es capaz de producir que algunos de los electrones de enlace, con sentido de giro opuesto, cambien a tener un sentido de giro paralelo, y por lo tanto una carga eléctrica no neutra, que genera una menor afinidad de las moléculas a aglomerarse.

La acción del campo magnético provoca cambios en las propiedades de los sistemas acuosos, como son: variaciones de tensión superficial, viscosidad, solubilidad, pH, etc., para realizar el tratamiento magnético a cualquier fluido, debe cumplirse una condición imprescindible independiente del tipo de aparato que genera el campo magnético: el fluido tratado debe encontrarse en movimiento y desplazarse perpendicularmente a las líneas de fuerza del campo magnético.

Entre otros requisitos se debe tener en cuenta que la velocidad efectiva del fluido al atravesar el campo magnético debe estar en un intervalo de 0.6 a 2.5 m/s, lo que proporciona buenos resultados para una gran parte de las aplicaciones.

1.5 Recuperación de hidrocarburos por métodos magnéticos

El calentamiento electromagnético es una tecnología que usa el sistema de microonda y la radiofrecuencia para calentar directamente los fluidos del yacimiento y reducir así la viscosidad del aceite. El uso del calentamiento electromagnético incluye la radiofrecuencia y la energía de microondas que se extiende ampliamente de 1 MHz a 30 GHz. La energía electromagnética es transformada en energía de calor para los materiales dieléctricos e inductivos y materiales conductivos resistentes. Las propiedades dieléctricas de los materiales afectan las ondas transmitidas según las condiciones del yacimiento y dependen de la frecuencia de operación, temperatura de operación, propiedades eléctricas del material, concentración, y materiales en el camino de transmisión. Las propiedades dieléctricas de petróleo, agua, y la mezcla de estas, también juegan un papel importante sobre el calentamiento electromagnético. El petróleo tiene un nivel dieléctrico bajo constante (2-3) y es muy débil en la absorción de microondas (Jackson, 2002).

El calentamiento de los fluidos contenidos en el yacimientos con la energía eléctrica puede realizarse de dos modos: alta frecuencia (radiofrecuencia (RF) y gama microondas) y calentamiento resistivo o inductivo.

En alta frecuencia, el calentamiento dieléctrico prevalece donde los dipolos formados por moléculas tienden a alinearse, causando el movimiento rotatorio con la velocidad proporcional a la frecuencia de alteración que genera el calor. En el caso de calentamiento resistivo, se utiliza una corriente alterna de frecuencia baja y cuando fuerzan la corriente a fluir en el yacimiento entre los electrodos, el calor es generado en el yacimiento. La energía generada por las microondas calienta el fluido en el yacimiento. El poder disipado por la alta frecuencia del calentamiento electromagnético puede ser expresado por la ecuación de Maxwell,

$$p = \sigma E^2$$

Donde:

p : Potencia disipada

σ : Conductividad media

E : Intensidad del campo eléctrico al cuadrado (volts por metro).

Abernethy (1976) desarrolló un modelo matemático para evaluar las distribuciones de temperaturas y otros efectos físicos que son resultado de la radiación de la energía electromagnética en un yacimiento de aceite. Reportó que bajo una amplia variedad de circunstancias de operaciones, el gasto fue duplicado cuatro semanas antes del calentamiento por radiación. Observó también que el aumento del gasto es de 300% en condiciones específicas en el calentamiento eléctrico directo.

Sresty y cols. (1986) realizaron pruebas en su laboratorio con un pozo a escala para la recuperación de bitumen en yacimientos de arena con brea, con el proceso de radiofrecuencia de arenas impregnadas de brea de Utah. Reportaron que después del calentamiento *in situ* del depósito de sal con radiofrecuencia, se recuperó de 50-80 % del bitumen, dependiendo del rango de temperatura y del método de recuperación a utilizar.

Pizarro y Trevisan (1989) presentaron una baja frecuencia en calentamiento eléctrico y lo realizaron con datos de una prueba de campo en Río Panan, yacimiento petrolífero en Brasil. Publicaron que la producción aumenta de 1.2 bpd a 10 bpd después de 70 días de aplicar una potencia de 30 kw en los pozos productores.

Fanchi (1990) realizó una prueba de viabilidad con el simulador numérico para usar la irradiación electromagnética como un instrumento de estímulo. El estudio concluyó que el poder electromagnético se atenúa exponencialmente en un medio lineal, homogéneo, y dieléctrico. Posteriormente documentó que los resultados de simulación eran muy sensibles para introducir datos como la conductividad eléctrica, la saturación de agua y la permeabilidad eléctrica relativa. Sin embargo, la suposición de atenuación del poder electromagnético exponencialmente en el medio lineal, homogéneo y dieléctrico no es práctica ya que es imposible conseguir tal medio ideal. Además, este modelo no representó la transferencia de masa de la interface. Como el calentamiento de microonda, *in situ*, se vaporiza el agua con los bajos niveles de conductividad eléctrica del sistema.

McGee y Vermeulen (1996) publicaron que, en un pozo horizontal, la transferencia de calor al yacimiento adyacente a través de la conducción es más significativa que la transferencia de calor por convección y el calentamiento eléctrico. Realizaron un informe por la magnitud de operaciones en pozos horizontales y que es limitada por los efectos que se enfrían de los fluidos producidos. Sin embargo, el cálculo para la transferencia de calor en el pozo horizontal estaba basado suponiendo que el yacimiento fuera homogéneo y que todas las propiedades físicas tales como, la conductividad termal y eléctrica, la permeabilidad, la porosidad, el grosor del yacimiento y la capacidad calorífica eran constantes y no cambian con la temperatura. Tal caso nunca puede ser alcanzado en una verdadera situación de campo.

Islam (1999) mostró que al inyectar fluido en un pozo horizontal con calentamiento electromagnético, el aceite recuperado fue del 40% *in situ* tanto por arriba como por debajo de las formaciones de las arenas

de Alaska. Este uso fue considerado útil incluso cuando hay congelación en las formaciones. Islam y Chakma (1992) estudiaron el empleo de calentamiento electromagnético sobre la recuperación de yacimientos de petróleo pesado que contienen una zona inferior de agua. Publicaron que el calentamiento electromagnético prácticamente es limitado en pequeños radios, pero entra en vigor en la combinación con pozos horizontales. Posteriormente se relataba que la recuperación puede ser mejor combinando el calentamiento electromagnético con la inyección de gas o de agua para crear el gradiente de presión favorable en la presencia de agua. El modelo mostró que se puede obtener una recuperación tan alta como del 77 % del volumen original de aceite.

En este estudio se reportó que la velocidad de la relación gas aceite cerca del fondo del pozo fue el doble por incrementarse la temperatura arriba de 140 °C. Sin embargo sólo reduciendo la viscosidad cerca del fondo del pozo no incrementa la velocidad para algún aumento de temperatura.

Chakma y Jha (1992) desarrollaron un modelo en el laboratorio para la recuperación de petróleo pesado de zonas finas a través de calentamiento electromagnético en combinación con la inyección de gas en pozos horizontales. El estudio mostró que las pérdidas de calor en el yacimiento, en el caso del calentamiento electromagnético pueden ser mantenidas a un mínimo por limitado que sea el calentamiento en la zona petrolífera. La saturación de agua, la salinidad de salmuera y la frecuencia de ondas electromagnéticas son los factores principales que afectan la transferencia de calor en el yacimiento. Determinaron que la presencia del agua es esencial para la propagación continua de ondas y El estudio reportó que se puede recuperar hasta el 45% del volumen original en aceites pesados de baja viscosidad.

Soliman (1997) desarrolló un modelo numérico así como un analítico para estudiar los efectos de tecnología de microondas para la recuperación mejorada de aceite. El estudio reporta las soluciones con y sin considerar la pérdida de calor en los estratos adyacentes debido al calentamiento por microondas. En el caso del modelo que no considera

ninguna pérdida de calor en los estratos adyacentes, se observó que el 38% de la energía es absorbido en el frente de la formación después de que la microonda se desplaza 5 m, con un remanente del 62% de la energía disipa frente a la cara de la formación. En el caso para el cual la pérdida de calor en los estratos adyacentes fue considerada, la máxima energía de disipación disminuyó después de 2.5 m de distancia de la microonda del frente de la formación. Sin embargo, este modelo tiene limitaciones. Primero, la conductividad térmica de la formación ha sido básicamente descuidada suponiendo que el flujo de calor debido al flujo de fluido y el movimiento frontal es más eficiente que el calor por conducción en las rocas. Segundo, la suposición de las pérdidas de calor en la frontera adyacente de la formación no es práctica. Tercero, puede ser una disminución en la permeabilidad el flujo de aceite en el área calentada como consecuencia de la presencia del vapor, que puede disminuir la eficiencia de la producción total. El papel de irradiación ultrasónica y microondas sobre la separación del aceite y el agua de una emulsión estable está siendo investigado. Esta técnica tiene el potencial de incrementar la productividad del aceite cuando se aplica en el fondo del pozo. Islam (1999) mostró que la recuperación de aceite pesado o arenas impregnadas de brea, aumenta considerablemente si se utiliza el calentamiento electromagnético. El modelo mostró que más del 8% de la recuperación es posible con la inyección de gas, sobre todo en pozos horizontales.

Gunal e Islam (2000) estudiaron el uso de calentamiento electromagnético como una opción eficaz para recuperar el aceite pesado, los hidratos y carbonatos. El estudio investigó el grado de alteración térmica de las propiedades del petróleo crudo debido a la irradiación electromagnética o ultrasónica. Incluso aunque la eficiencia de calentamiento electromagnético del yacimiento fuera muy alta, la presencia de asfaltenos condujo a algunas alteraciones irreversibles en la reología del petróleo crudo para la reducción de viscosidad. La reducción de viscosidad no era muy rápida a pesar de duplicar la salida de la potencia eléctrica.

Este estudio publicó que el calentamiento electromagnético puede ser aplicado a la formación de carbonato así como al petróleo crudo sin la presencia del agua.

Vermeulen y McGee (2000) estudiaron el calentamiento electromagnético *in situ* para la recuperación de hidrocarburo y en condiciones ambientales. El aumento de la temperatura en el yacimiento no sólo reducirá la viscosidad del aceite y del bitumen, sino que también aumentará la presión de vapor. Estos efectos siguieron ayudando en el barrido las sustancias a ser repuestos en la formación. El estudio publicó que debido al calentamiento, los compuestos semi volátiles se recuperaban más rápido que los compuestos térmicos no volátiles. En este caso, cada 10°C de aumento de la temperatura en el yacimiento duplicaba la eficiencia del sistema.

Sahni y cols. (2000) mostraron que el precalentamiento de un yacimiento de arenas delgadas separadas por lutitas operan con dos electrodos horizontales que funcionan con 300 V y 60 Hz (corriente alterna de 2 fases). Mencionaron que el bajo calentamiento de la temperatura ohmic cercano al fondo del pozo y el efecto de un incremento de temperatura de 300°F cerca de los dos electrodos a una distancia de 100 pies del pozo, la temperatura aumentó 75°F después de 6 meses de calentamiento. El precalentamiento ha proporcionado una distribución uniforme de calor en el yacimiento después de la inyección de vapor.

Los resultados de simulación mostraron que el precalentamiento eléctrico considerablemente aceleró la producción petrolífera acumulativa comparada a un caso de no precalentado. El mismo estudio relató el aumento del 80% de la producción petrolífera acumulativa sobre la producción primaria cuando dos fuentes de microondas de 60 kW/s fueron colocadas en la formación más de 10 años.

Ovalles y cols. (2002) realizaron en Venezuela un estudio de calentamiento dieléctrico en el fondo del pozo para yacimientos de aceite medio y extra-pesados. Evaluó tres yacimientos conceptuales, que

implicaron el aceite medio (24 °API), aceite pesado del lago de Maracaibo (11 °API) y un aceite extra pesado (7.7 °API). Los resultados de simulación mostraron un aumento del 86% de producción de aceite acumulado en un yacimiento de aceite pesado usando radiofrecuencia de 140 MHz en 50 kws durante un período de 10 años. La proporción de la relación de energía calculada fue de 8-20 veces (la energía de salida/entrada).

Jackson (2002) estudió el efecto de la frecuencia variable en el caso del aceite pesado de Carolina del Norte, EE.UU. Los principales parámetros experimentales eran el tiempo, la frecuencia y algunos aditivos químicos como el carbón activado y polvo de hierro.

Bjorndalen y cols. (2003) desarrollaron modelos numéricos basados en resultados experimentales y publicaron que la irradiación de microondas puede vencer el problema de asfaltenos y la precipitación de parafina en el aceite crudo en pozos horizontales. Los efectos de temperaturas elevadas son debidos a la microonda que se calienta sobre varias concentraciones de aceite crudo, la cera de parafina, bentonita y el yeso. El estudio concluyó que, con un aumento en la densidad del fluido, hay una disminución en el cambio de temperaturas con respecto al tiempo.

El estudio también publicó que la mezcla heterogénea en el yacimiento puede comportarse como una mezcla homogénea, en la cual el contenido de aceite crudo es aproximadamente el 10% con el contenido de agua libre.

1.6 Aplicación de herramientas magnéticas para evitar la depositación de parafinas en campos petroleros mexicanos

México es uno de los principales países productores de petróleo, sus reservas probadas hacen figurar a nuestro país como uno de los más ricos de este recurso en el mundo [Aceite: 30,929.9 mmbbls; Gas: 60,374.3 mmpc (Secretaría de Energía 2009)]. La producción de aceite crudo de México actualmente es de 2.601 millones de barriles al día y gas de 7,363 mmpcd⁶⁵; con esto se demuestra que México es un buen productor de petróleo, pero como en otros países, el nuestro sufre innumerables problemas para alcanzar la producción diaria fijada y uno de ellos es la depositación de material orgánico en las tuberías de producción y de escurrimiento.

El problema de la depositación de parafina se ha presentado tanto en campos terrestres como en campos costa afuera, tal es el caso de algunos pozos productores de la formación Jurásico Superior Kimmeridgiano ubicados en la Sonda de Campeche. En estos campos se han probado diferentes técnicas de control de depósitos orgánicos, consideradas como correctivas, obteniéndose resultados con diferentes grados de éxito.

A partir de febrero de 1998, en el pozo Kanaab 101 se instalaron dispositivos acondicionadores magnéticos de flujo (MFC), herramienta que previene la formación de depositaciones orgánicas e inorgánicas, empleando principios de funcionamiento basados en campos magnéticos que actúan sobre la corriente de fluidos. Esta herramienta es la única en su tipo que se ha instalado en México (Vázquez y González, 2000).

La herramienta MFC consiste en una serie de circuitos magnéticos permanentes fabricados de neodimio – hierro – boro, instalados dentro de una cubierta de acero inoxidable serie 300, la cual tiene forma de tubo, que se coloca como parte integral de la tubería de producción del

pozo, de manera que todo el flujo de fluidos pasa a través de la herramienta, siendo expuesto a un potente campo magnético dirigido en forma perpendicular a la dirección del flujo. El campo magnético generado por la herramienta tiene un efecto físico sobre las partículas de los fluidos, (los cuales tienen cargas eléctricas característica), modificando el tamaño de los compuestos precipitables, su forma y la solubilidad de éstos en el resto de los componentes de la mezcla, evitando finalmente su aglutinamiento y precipitación.

En el mes de febrero de 1998 se llevó a cabo la instalación de 2 dispositivos magnéticos MFC como parte integral del aparejo de producción del pozo Kanaab 101, quedando estos a una profundidad de 3895 m y 3901 m, a partir de esta fecha y ya instalados los dispositivos magnéticos, se observó un comportamiento entre las presiones de superficie y aforos claramente diferentes a los presentados antes de la instalaciones de los MFC's, ya que dichos parámetros se mantuvieron más uniformes durante el tiempo mensual; en consecuencia se observó menos producción diferida por cierres para limpieza de pozo ya que antes del empleo de la tecnología magnética era necesario intervenir el pozo con un costo anual de 16.73 MM pesos con el objetivo de mantener la cuota de producción del pozo para lo cual era necesario intervenirlo en promedio cada 3.2 meses; mientras que, a partir de la instalación de la herramienta magnética el número de intervenciones por año se redujo a 1.6 meses y el costo por este concepto descendió a 6.59 MM pesos (Vázquez y González, 2000)..

Desde el punto de vista de comportamiento de presiones y producciones en el pozo, podría inferirse que los dispositivos MFC, han cumplido con el objetivo de inhibir la precipitación de material orgánico dentro del pozo, además de que se han ahorrado recursos significantes en labores de mantenimiento de la cuota de producción; sin embargo, existen otros datos que hacen dudar de la completa eficacia de las herramientas.

En intervenciones recientes, se han detectado resistencias al calibrar el pozo, las cuales podrían deberse a la persistencia de precipitaciones del

material orgánico en el aparejo de producción. Esta suposición no ha podido comprobarse directamente mediante análisis clínico de muestras, debido a problemas operativos para su obtención.

1.7 Aplicación de métodos magnéticos al Activo Integral Cinco Presidentes

El Activo Integral Cinco Presidentes que se localiza en la ciudad de Agua Dulce, Veracruz, tiene muy presente el problema de producción diferida debido a la depositación de material orgánico el cual es principalmente la parafina, y para eliminar la parafina depositada en el sistema productivo de los pozos, personal del activo ha empleado hasta ahora, diversos tratamientos correctivos, entre los cuales destaca el tratamiento a los pozos con aceite caliente y/o con aditivos químicos base solvente o inhibidores. Estos métodos no han sido del todo efectivos, debido a que los depósitos han persistido ocasionando con ello, la disminución en el gasto de producción normal de los pozos, además de que el uso del aceite caliente, resulta ser una operación de riesgo debido al daño a la formación, ocasionado por la incompatibilidad y diferencia de temperaturas de los fluidos (aceite caliente y temperatura de fondo). En ocasiones los problemas son tan severos que en algunos de estos pozos se requiere de la intervención de la unidad de aceite caliente de tres a cuatro veces por mes en promedio.

Una técnica actual que se utiliza para la prevención de la depositación de parafinas es el sistema Corrosion Inhibitor Systems (CIS). Consiste básicamente en la instalación de la herramienta Silver Hawg en sus versiones de fondo y superficie (según las necesidades de cada pozo), fabricadas con una aleación de 9 metales diferentes, los que proporcionan a la herramienta características de agente catalizador, el cual inhibe la precipitación de los iones en suspensión, tales como: calcio, magnesio, sales, carbonatos, parafinas y asfáltenos, manteniéndolos dispersos, evitando con ello su nucleación y posterior

deposición en la tubería de producción y línea de descarga de los pozos.

Silver Hawg es una herramienta que previene y elimina las acumulaciones de costras, parafinas y asfaltenos en pozos productores de petróleo y gas. Después de su instalación se hacen innecesarias las labores de reacondicionamiento tales como raspado con cable o la circulación de aceite caliente o productos químicos, con la consiguiente reducción en los costos de operación y estabilización de los volúmenes de producción.

El material activo de la herramienta Silver Hawg está constituido por una combinación de cristales de cuarzo y aleación de 9 metales diferentes encerrados en una aleación de aluminio. Los cristales están dispuestos de tal manera que al ser sometidos a fluctuaciones de presión, estos generan una corriente micro voltaica directa. Además, en presencia de flujos turbulentos durante la producción del pozo, los cristales irradian ondas electromagnéticas a razón de 550 ondas cm^{-1} ($2 \times 10^{13} \text{Hz}$), cercanas al extremo del espectro infrarrojo. Estas ondas pasan al fluido en producción a través de la tubería.

La herramienta Silver Hawg ha sido diseñada para utilizarla en pozos que producen a través de cualquier sistema de bombeo, con excepción de las bombas electrosumergibles; (ya que el fuerte campo eléctrico generado por estas bombas interfiere con la energía de la herramienta Silver Hawg). Al instalar la herramienta en pozos de flujo natural, es necesario adicionar inductores de turbulencia para asegurar el flujo turbulento requerido.

Entre los años 2004 y 2005 en el Activo Cinco Presidentes se realizaron algunas pruebas con el método de prevención electromagnético instalando la herramienta Silver Hawg en pozos del campo Lacamango, Blasillo y Ogarrío. Con el objetivo de comprobar la ventaja técnica económica del sistema y su eficacia para inhibir la deposición de parafinas en el sistema productivo de los pozos. La instalación y tiempos de operación de la herramienta se muestran en la tabla 1.1.

El resultado de estas pruebas comprobaron que la intervención con Unidad de Aceite Caliente para remover la parafina había disminuido en un 50% ya que la herramienta retardaba la depositación de parafinas, sin embargo no eliminaba el problema por completo por lo que uno de los objetivos de este trabajo es retardar en más tiempo la depositación de parafina por medio de campos magnéticos y lograr que no exista ninguna depositación de este material orgánico en el sistema integral de producción del pozo (tubería de producción y tubería de descarga).

1. Antecedentes

| No. | Pozo | Intervalos Perforados m.b.M.R. | Ø TP (Pulg) | Prof. de Empacador (m) | Prof. Anclaje Silver Hawg (m) | Herramienta Silver Hawg instalada en superficie | LDD Ø / Long (m) | Fecha de Instalación | Produc. Antes (BPD) | Produc. Después (BPD) | Días Operando al 28-Feb-06 |
|-----|---------------|-------------------------------------|-------------|------------------------|-------------------------------|---|------------------|----------------------|---------------------|-----------------------|----------------------------|
| 1 | Lacamango 117 | 1586-1896 | 2 7/8" | 1562 | 1527 | SI | 3" / 2300 | 12-ene-04 | 107 | 145 | 497 |
| 2 | Blasillo 386 | 3098-3102 3113-3123 | 2 3/8" | 3042 | 2346 | NO | 3" / 2650 | 25-mar-04 | 108 | 114 | 467 |
| 3 | Blasillo 87 | 3068-3076 3082-3086 3101-3108 | 2 3/8" | 3004 | 2109 | SI | 3" / 600 | 23-nov-04 | 115 | 130 | 389 |
| 4 | Blasillo 83-D | 2997-3002 3081-3087 | 2 7/8" | 2985 | 2111 | SI | 3" / 600 | 24-nov-04 | 316 | 388 | 422 |
| 5 | Blasillo 43 | 2725-2730 2743-2749 2752-2755 | 2 3/8" | 2699 | 1667 | SI | 3" / 600 | 24-nov-04 | 352 | 309 | 461 |
| 6 | Lacamango 26 | 1620-1630 | 2 3/8" | 1593 | 1283 | SI | 3" / 1720 | 30-nov-04 | 141 | 125 | 455 |
| 7 | Lacamango 28 | 1570-1580 | 2 7/8" | 1547 | 1227 | SI | 3" / 2100 | 30-nov-04 | 104 | 143 | 455 |
| 8 | Lacamango 105 | 1563-1567 1570-1577 | 2 3/8" | 1447 | 1115 | SI | 3" / 2780 | 14-dic-04 | 76 | 86 | 441 |
| 9 | Blasillo 57 | 1160-1163 1326-1330 | 2 7/8" | 1287 | 943 | SI | 3" / 1800 | 31-ene-05 | 263 | 219 | 320 |
| 10 | Ogarrio 829 | 2499-2501 2509-2511 2516-2532 | 2 3/8" | 2471 | 1944 | Pendiente | 3" / 1650 | 03-feb-05 | 170 | 170 | 390 |

Tabla 1.1 Instalación de la herramienta inhibidora de parafinas "Silver Hawg"

2

Revisión del Estado del Arte

2.1 Precipitación de parafinas

La depositación de parafinas de alto peso molecular en las paredes internas de las tuberías de producción y transporte submarino continua siendo un problema operacional crítico que enfrenta la industria petrolera. La acumulación del material depositado en las paredes internas de las líneas puede conducir a un incremento en la potencia de bombeo, disminuir el gasto del flujo e incluso el bloqueo total de las líneas, con pérdida de producción e inversión de capital.

Cerca de la mitad de las cuencas sedimentarias que ofrecen buenos prospectos para encontrar petróleo, están localizadas costa fuera, a grandes distancias de las costas. Hoy en día las zonas más activas de producción costa fuera son las del Golfo de México, el Mar del Norte, el Mar Chino, el oeste de África y la costa de Brasil.

La producción a grandes profundidades involucra el diseño de equipo especializado y operaciones costosas y complejas. Aun así, debido a la inversión constante en tecnología, el costo de la producción por barril de petróleo ha caído constantemente.

Entre los grandes retos de la producción de petróleo en aguas profundas, la deposición de parafinas en el interior de las tuberías de producción y transporte, es uno de los problemas operacionales más críticos que enfrenta la industria.

El petróleo fluye afuera del yacimiento a una temperatura promedio de 60°C en las tuberías de producción. Estas líneas transportan el petróleo a las plataformas y de las plataformas a la costa. A grandes profundidades, la temperatura del mar es aproximadamente de 5°C. La solubilidad de la cera en el aceite, está en función de la disminución de la temperatura. Mientras el aceite fluye, este pierde calor por el agua de los alrededores. Si la temperatura del aceite crudo cae por debajo de la temperatura donde comienza a aparecer la parafina, dicha parafina se precipitará y depositará a lo largo de las paredes internas de la tubería.

La acumulación del material depositado puede conducir al incremento de la potencia de bombeo, disminuir el gasto de flujo o incluso en bloqueo total de la línea, con pérdida de producción y capital invertido.

Una vez que el límite de solubilidad para una temperatura en particular de un aceite, es alcanzado, se espera que la precipitación ocurra inmediatamente.

En general, es necesario una cierta temperatura de supersaturación para desencadenar el proceso de cristalización (Bott, 1997). La temperatura a la cual aparece el primer cristal de parafina es conocida como punto nube o temperatura de aparición de parafina (WAT).

La distribución de la temperatura a lo largo de la tubería de producción, determinará el sitio donde se da la depositación de los cristales de parafina. Si la región de supersaturación es en las paredes de la tubería entonces los depósitos se formarán ahí.

La WAT puede ocurrir también en la mayor parte del líquido. En este caso, los cristales formados pueden migrar hacia las paredes como partículas y formar depósitos sólidos y suaves. Estos cristales formados en la mayor parte del líquido pueden también ser tomados como medios o componentes fluctuantes del flujo a las regiones donde la concentración de la solución está por debajo del nivel de saturación, siendo estos redissueltos. La formación de cristales puede ser estimulada por la presencia de sitios de nucleación como impurezas sólidas en suspensión o sitios en la pared de la tubería (Bott, 1997).

Existen métodos tradicionales empleados en la industria para la prevención y remediación de los depósitos de parafinas. Estos métodos incluyen, entre otros, el uso de inhibidores químicos, calentamiento de las líneas por medios eléctricos o químicos, o remoción mecánica (McCaflin and Whitfill, 1984). El costo de utilización de estos métodos incrementa de acuerdo a la profundidad, siendo esto crucial para la viabilidad económica de la producción de aceite en pozos costa fuera.

La precipitación de los cristales de parafina fuera de la solución puede conducir también a problemas operacionales adicionales. La presencia de cristales de parafina puede cambiar el comportamiento en el flujo del aceite crudo de Newtoniano a no-Newtoniano. Los cristales de parafina usualmente conducen a viscosidades efectivas más altas, por lo cual se requiere energía adicional para bombear y causar disminución en el gasto de flujo. En el caso de un cierre de línea, la solidificación del

aceite causado por la precipitación de cristales puede ocasionar problemas severos para iniciar a fluir.

Un esfuerzo significativo ha sido dedicado a entender y modelar el proceso de depositación de cera. Este es un problema complejo que involucra varias disciplinas como termodinámica, transferencia de calor, transferencia de masa, expansión de cristales y dinámica de fluidos. Una predicción exacta de los gastos de depósito a lo largo de la tubería, será información invaluable que ayudará al diseño de escenarios en el campo, también como la programación de intervenciones en la tubería, a fin de asegurar el flujo de aceite a los gastos deseados (Misra y cols., 1995).

Se han propuestos varios modelos termodinámicos para predecir el inicio de la cristalización (el punto nube) y el equilibrio de fase sólido-líquido para sistemas de hidrocarburos (e.g., Butler y MacLeod, 1961; Coutinho y Daridon, 2001; Pauly et al., 2001; Erickson et al., 1993; Hansen y cols., 1988; Pan y cols., 1997; Pedersen y cols., 1991; Svendsen, 1993; Won, 1986, 1989). A pesar de que estos modelos predecían razonablemente bien la termodinámica de las soluciones de hidrocarburos, la principal cuestión a resolver es si la deposición tendrá un lugar para un crudo en particular y las condiciones de operación de la tubería. También es de interés la cantidad de material depositado y la distribución espacial y temporal de estos depósitos. El conocimiento de las propiedades químicas y mecánicas del material depositado puede ser relevante también para el diseño apropiado de las operaciones de remoción de parafina.

A fin de desarrollar modelos capaces de predecir la depositación de parafinas a lo largo de la tubería, es necesario entender los mecanismos básicos responsables de la depositación.

Vale la pena señalar que las necesidades urgentes para la industria petrolera han conducido al estudio de problemas complejos como el modelado de la remoción de depósitos por corte (Creek y cols., 1999; Solaimanay y cols., 2001; Weingarten y Euchner, 1986), depósitos

antiguos (Creek y cols., 1999; Haq, 1978; Singh y cols., 1999, 2000) y depósitos bajo condiciones de flujo Multifásico (Matzain y cols., 2000).

Diferentes investigadores han abordado el tema acerca del mecanismo de depositación de cera o parafina, entre los que destacan: Brown y cols., 1993; Burger y cols., 1981; Hsu y cols., 1998; Hunt, 1962; Majeed y cols., 1990; Singh y cols., 1999; Wingarten y Euchner., 1986; Weispfening., 2001; Ramírez-Jaramillo y cols., 2004.

Burger y cols., 1981., enfatiza en los mecanismos de depositación de parafinas. Este autor identificó como los probables mecanismos de la depositación de parafina a la difusión molecular, movimiento Browniana, dispersión de corte y asentamiento gravitacional.

2.1.1 MECANISMO POR DIFUSIÓN MOLECULAR

En este mecanismo, la sección de flujo que sigue un régimen laminar, es atravesada por una corriente de flujo cruzado, mismo que transporta las parafinas hacia la pared de la tubería, en la cual el crecimiento del depósito estará determinado por la velocidad, la temperatura y la concentración de los perfiles establecidos por el flujo. Así el transporte de las parafinas de alguna manera está controlado, además por los gradientes prevalecientes en la sub-capa laminar cercana a la pared de la tubería, la cual tiene una temperatura menor a la temperatura media del fluido.

Como se sabe, la solubilidad de las parafinas está dominada por la temperatura. Mientras la mezcla de líquidos se enfría, cada componente parafínico se vuelve menos soluble hasta alcanzar la temperatura a la cual las parafinas de mayor peso molecular se precipitan. Cuando el aceite es transportado a través de la tubería, se presenta un gradiente radial de temperatura en el fluido, provocando a su vez un gradiente de concentración, el cual aumentará hacia la pared fría, según se muestra en la figura 2.1 (Ramírez-Jaramillo 2001).

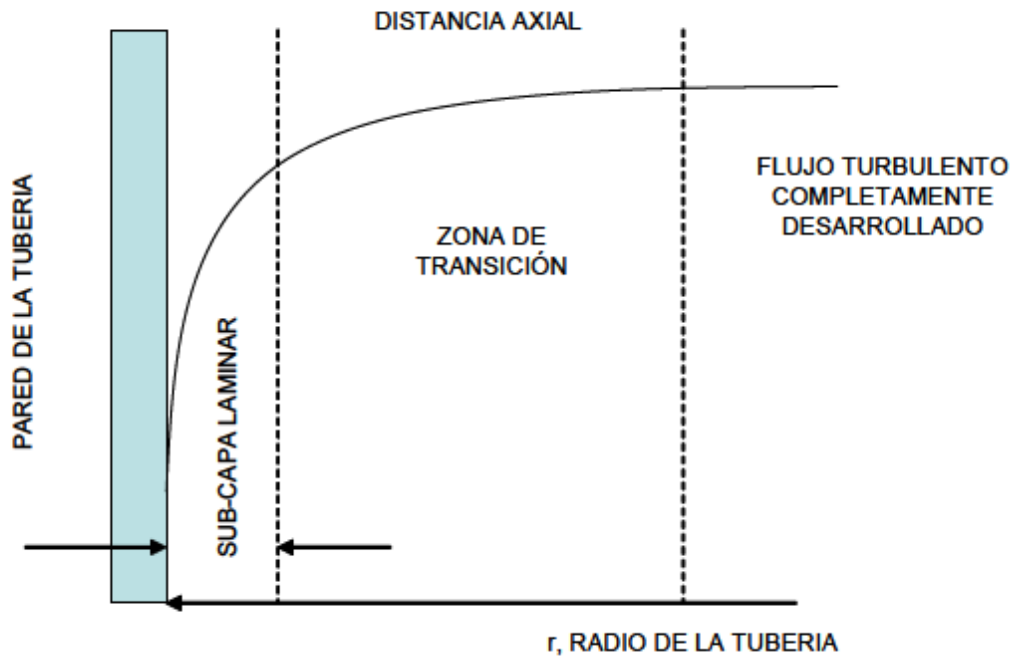


Figura 2.1 Zonas de transición de un fluido dentro de una tubería.

En alguna región del flujo la temperatura caerá por debajo del “punto de nube”, provocando que los cristales de parafina salgan de la solución, estableciendo un equilibrio líquido-sólido hasta que en un punto a lo largo de la tubería se inicie el crecimiento del anillo ceroso. En la región más fría de la pared de la tubería, es donde las condiciones de rugosidad coadyuvan a retener las primeras partículas en la estructura porosa. La figura 2.2 (Aczevedo, 2003) muestra una serie de fotografías donde se aprecia el proceso de cristalización como función de la distancia radial.

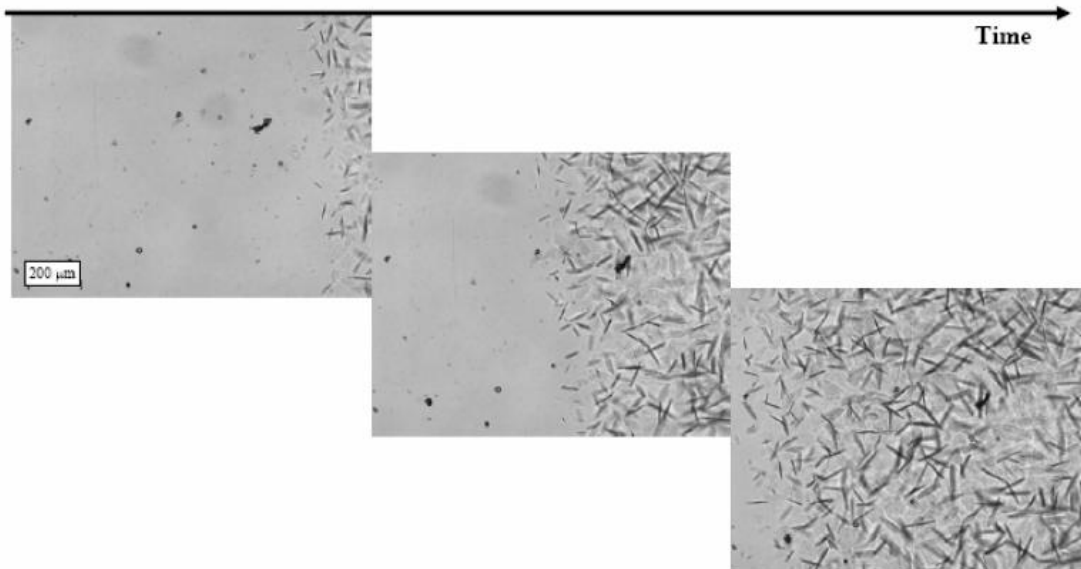


Figura 2.2 Formación de cristales de parafina como función del radio de la tubería (Aczevedo, 2003)

2.1.2 MECANISMO POR DIFUSIÓN BROWNIANA

Es posible que algunas regiones del flujo de aceite en la tubería se encuentren por debajo de las temperaturas de formación de parafinas. En este caso, los cristales de parafinas pueden precipitarse fuera de la solución y quedar suspendidos en el aceite. Los cristales de parafinas suspendidos en el aceite pueden colisionar con moléculas de parafinas suspendidas en el aceite bajo agitación térmica. En presencia de un gradiente de concentración de cristales de parafinas, pudiera existir también un transporte neto de cristales en la dirección de decremento de la concentración. Este proceso caracterizado por el coeficiente de difusión Browniana y el flujo de las partículas, pueden estudiarse con el apoyo de la ley de difusión de Fick.

$$\frac{dm_B}{dt} = \rho_d D_{BA} \frac{dC^*}{dr} \quad (2.1)$$

Donde:

m_B : masa de cera depositada

ρ_d : densidad del depósito sólido de cera

D_B : coeficiente de difusión Browniana de los cristales de cera sólida en el aceite

A : área de depositación

C^* : concentración de la fracción de volumen de cera sólida fuera de la solución

r : coordenada radial

Es importante mencionar que la difusión Browniana no ha sido considerada como un mecanismo relevante de depositación por diversos autores (Brown y cols., 1993; Burger y cols., 1999; Weingarten y Euchner, 1986; Majeed y cols., 1990; Singh y cols., 2000; Hsu y cols., 1998; Hunt, 1962; Majeed t cols., 1990; Singh y cols., 1999; Weispfenning, 2001). Se puede decir, que no existe alguna evidencia experimental concluyente, para soportar esta conclusión. Por ejemplo, Majeed y cols., (1990), desechan el mecanismo de difusión Browniana como argumento de que la concentración de cristales es mayor en las paredes de la tubería, por lo tanto, la difusión del flujo Browniana puede estar alejado de la pared de la tubería, en dirección del centro de la tubería. Este argumento falla al reconocer que, si los cristales de parafina son atrapados en el depósito inmóvil de sólidos en la pared, la concentración de cristales sólidos en el líquido en la pared es cero, o casi cero. En esta situación, el perfil de concentración de sólidos precipitados podría ser similar al esquematizado en la figura 2.3 (Burger y cols., 1981).

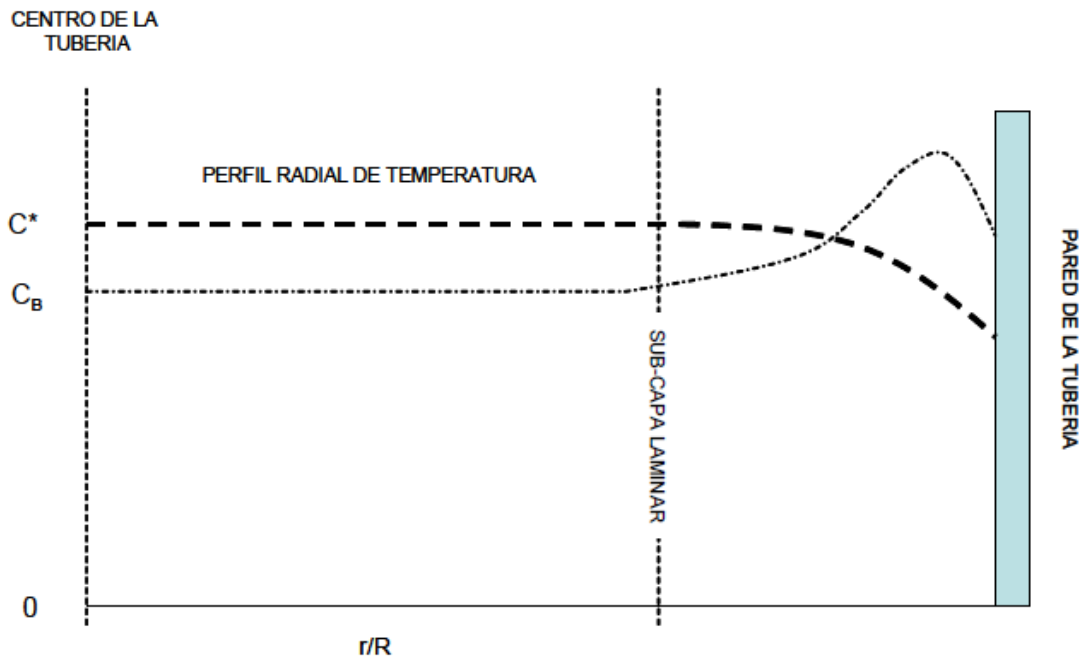


Figura 2.3 Perfil de concentración de sólidos precipitados de parafinas

En esta figura, la abscisa representa la coordenada radial adimensional de la tubería, medida desde el centro ($r/R=0$). La ordenada es la fracción de volumen de la concentración de parafina. Se ejemplifica además un perfil de temperatura típico. Aquí se muestra que el aceite se enfría cerca de la pared. La concentración de parafina en el centro de la tubería es C_B . La condición de concentración cero, o casi cero, en la pared de la tubería, produce un pico en el perfil de concentración en una región cercana a la pared (subcapa laminar). Si el flujo tiende a ser turbulento, en el perfil ocurrirán dos fenómenos; depositación por difusión Browniana hacia la pared, y un contra flujo que se aleja de la pared. Por lo consiguiente, la difusión Browniana podría contribuir a la depositación de parafinas.

2.1.3 MECANISMO POR ASENTAMIENTO GRAVITACIONAL

Los cristales de parafina tienden a ser más densos que el aceite solvente, por lo tanto, el asentamiento gravitacional es un mecanismo posible de depositación. Estudios conducidos por Burger y cols., (1981) mostraron

que bajo campos centrífugos determinan el tamaño típico de los cristales y la velocidad térmica de sedimentación. Para condiciones de operación típicas encontradas en tuberías, estas velocidades no fueron encontradas significativas para contribuir en la formación de depósitos de parafinas. Estudios experimentales posteriores conducidos por los mismo autores confirmaron estas predicciones. En estos estudios, los experimentos de depositación en laboratorio fueron llevados a cabo en tuberías horizontales y verticales a las mismas condiciones de flujo y transferencia de calor, para el mismo aceite. Estos resultados revelaron que, existía incertidumbre dentro de los experimentos, que no había diferencia con la cantidad de parafina depositada para las dos configuraciones.

El asentamiento gravitacional, por tanto, no parece ser un mecanismo significativo para la depositación de la parafina.

2.1.4 MECANISMO POR DISPERSIÓN DE CORTE

La depositación de parafina por dispersión de corte, al igual que la difusión Browniana, es un mecanismo de transporte de partículas en suspensión en flujo transversal.

El movimiento de las partículas sólidas depende de su tamaño, densidad relativa y concentración. Muchos estudios en suspensiones concentradas indican que el movimiento lateral de partículas inmersas en el flujo cortante van en dirección a la disminución de corte (Hampton y cols., 1997 y Tetlow y cols., 1998). En nuestro caso, esto conduciría al movimiento de cristales lejos de la pared, donde el corte es máximo. Han existido estudios, que reportan la migración de las partículas sólidas hacia la región intermedia entre el centro de la tubería y la pares de esta misma (Segré y Silberberg, 1962). Dado que los cristales de parafina pueden tener formas que difieran significativamente de las partículas esféricas consideradas en los estudios mencionados, no es posible usar los resultados de las partículas esféricas como un indicador de movimiento de los cristales de parafina bajo un gradiente de corte.

Muchos estudios fueron realizados con base en la deposición de cera con condiciones de flujo de calor bajo cero (Burger y cols., 1981; Weingarten y Euchner, 1986). En estos estudios las mezclas de aceite y cera fueron bombeadas a través de las tuberías teniendo entradas de temperatura por debajo del punto nube. La pared de la tubería se mantuvo a la misma temperatura que el fluido, como garantía de que no habría influjos de calor de la pared al fluido. Bajo esas condiciones, se esperaba que los cristales sólidos estuvieran presentes en todas partes del flujo y disponibles para la depositación. Desde que el flujo de calor es nulo, no pueden existir medios para que actúe el mecanismo de difusión molecular. Además, como no existe transferencia de calor radial, puede haber difusión radial de cera líquida, por lo tanto no existirá el gradiente de concentración de partículas solidas cerca de la pared de la tubería. Concluyendo que a condiciones nulas de influjos de calor, la depositación sólo será posible debido al mecanismo de flujo inducido, como la dispersión de corte.

Todos los resultados experimentales disponibles en la literatura abierta, han mostrado que no existe depositación bajo condiciones de flujo de calor cero (temperatura radial constante). Por lo que se ha llegado a la conclusión que la dispersión de corte no es relevante para la deposición de cristales de parafina. Sin embargo, los esfuerzos de corte pueden ser relevantes como mecanismo de remoción de depósito.

2.2 Modelos termodinámicos para predecir la precipitación de parafinas sin la presencia de campos magnéticos

Existe un gran número de trabajos (*correlaciones de flujo*) donde se estudian diferentes correlaciones experimentales con las cuales es posible predecir, con buena aproximación la caída de presión a lo largo de la tubería cuando se analiza el flujo de fluidos en dos fases. El problema surge cuando se considera que la mayoría de las simulaciones de flujo de dos fases en tuberías están basadas en correlaciones experimentales para hidrocarburos pesados (aceites negros), y se trata de generalizar su

uso, de tal forma que se incurre en graves errores y esto se da cuando por ejemplo, se tiene un yacimiento que produce aceite ligero.

Es posible dividir en dos categorías a los modelos matemáticos que describen el comportamiento de hidrocarburos en tuberías. Por un lado se tienen a los llamados modelos mecanísticos, es decir, aquellos modelos que se deducen a partir de mediciones experimentales correlacionando las variables involucradas en el sistema, los cuales se basan principalmente en el estudio de flujo multifásico en tuberías utilizando el modelo de “aceite negro”, donde se considera una mezcla de hidrocarburos en la cual existe básicamente un volumen de líquido, y en el que debido al abatimiento de la presión y temperatura, se libera un volumen determinado de gas. Este modelo considera a las fases de la mezcla como dos componentes con propiedades dependientes únicamente de la presión y la temperatura, las cuales se pueden calcular a partir de correlaciones experimentales. En general, este modelo se aplica a aceites pesados con densidad API menor a 20, sin embargo se puede aplicar para aceites bajo saturados si se define una correlación para determinar la presión de saturación, y por lo tanto la presencia de la fase vapor. Así mismo, se tienen a los modelos matemáticos, en los que se introducen aspectos termodinámicos considerando la composición de la mezcla, así como ecuaciones de estado para predecir el equilibrio de fases de la misma. También se les conoce como modelos multicomponentes o composicionales.

2.3 Modelos termodinámicos para predecir la precipitación de parafinas bajo la presencia de campos magnéticos

La descripción termodinámica de precipitación de parafinas en fluidos petroleros ha mejorado significativamente desde hace 10 Años. El carácter multisólido de parafinas, su co-existencia en equilibrio con las fases de vapor y de líquido, y otros fenómenos relacionados con la formación del gas retrógrado y en aceites pesados, pueden ser ahora descritos por un modelo termodinámico simple basado en una ecuación

de estado. Como la industria busca mejorar el control de la depositación, un número de herramientas a nivel campo como los acondicionadores de fluidos magnéticos (MFC's) han sido desarrollados y aplicados para mitigar la extensión de la depositación de parafinas. Mientras el condicionamiento de aceite por un campo magnético externo ha llegado a ser una fuente alternativa de corrección para la obstrucción de la tubería causada por la depositación de parafinas en muchos campos productores (Lira-Galeana y cols., 1996).

Los modelos fundamentales han sido desarrollados para describir los efectos de campos externos sobre la fase de las propiedades del sistema fisicoquímico. No obstante existe una discrepancia entre las formulaciones propuestas, debido esencialmente para la definición del trabajo hecho por el campo externo, y por la forma matemática de expresar el efecto del campo en términos de una combinación correcta de variables extensivas e intensivas. Estudios experimentales en la habilidad por mejorar la eficiencia de separación en algún proceso de separación por un campo magnético externo (o eléctrico) han sido realizados por varios investigadores. Los cuales han mostrado que las propiedades de muchos sistemas pudieron estar alteradas por esos campos. Para el caso de fluidos de yacimiento, Ivakhnenko y Potter (2004), midieron susceptibilidades magnéticas de aceites crudos y muestras de agua de formación de diversas partes del mundo. Ellos sugirieron que los fluidos podrían estar clasificados en el futuro, Según las susceptibilidades magnéticas presentadas.

2.4 Modelos de flujo multifásico. Software comerciales

La buena reputación de los simuladores de flujo existentes en el mercado, se fundamenta en el manejo de flujo bifásico líquido-vapor, por lo que la contribución esperada por cualquier nuevo software que aplique su función a la predicción debería tomar en cuenta el comportamiento de la fase sólida.

Entre los simuladores de flujo multifásico más conocidos en la industria petrolera que trabajan con correlaciones semiempíricas se encuentran PIPESIM[®], PIPEPHASE[®], OLGA[®] Y ATHOS[®]. Sin embargo al igual que otros, son mayormente reconocidos por su capacidad para realizar simulaciones considerando al aceite como una mezcla de un sólo componente (modelos de aceite negro), o como una mezcla con muchos componentes (multicomponentes o composicional), lo cual se acerca más a la naturaleza del fenómeno real, sin embargo, éstos simuladores proporcionan buenos resultados para casos de sistemas bifásicos (flujo de fluidos en dos fases, líquido-vapor).

Los resultados del monitoreo tecnológico elaborado por Pemex exploración y Producción en cuanto a la predicción del fenómeno de depositación de parafina, señala que al menos se reconocen dos simuladores (PIPESOLIDS[®], Lira-Galeana, 2004; ATHOS[®], Behar y cols., 2000) que además de considerar la presencia de tres fases (sólido-líquido-vapor), en sus cálculos de comportamiento de flujo, introducen una ecuación de estado tipo cúbica para predecir la precipitación de sólidos; el primero para parafina y el segundo para asfaltenos. El problema es que se conoce muy poco o casi nada sobre el modelo matemático sobre el cual sustentan sus cálculos, probablemente debido a la complejidad misma del fenómeno de la depositación de la fase sólida.

Para el análisis del comportamiento de flujo en el sistema de producción yacimiento-pozo-instalaciones superficiales. El software OLGA[®] presenta un módulo para el análisis de la depositación de parafina. Este módulo predice la depositación de parafina en la tubería de producción y líneas de escurrimiento utilizando una aproximación semicomposicional. Para cada una de los componentes que contribuyen a la formación de parafina, el modelo simula en tiempo los cambios en la cantidad que se disuelve en el aceite, la precipitación o el depósito en la pared del pozo.

El módulo de depositación de parafina determina el ritmo de precipitación con base en los datos previamente suministrados en una tabla de cálculo emitiendo un informe de la concentración del equilibrio

que presentan los componentes que forman la parafina y que se encuentran disueltos en el aceite, como una función de la presión y la temperatura. El paquete de datos PVT capturados se incorpora al módulo en cuestión capaz de generar una tabla de análisis. Este modulo permite al usuario hacer un ajuste de los datos experimentales para la aparición de parafinas a la temperatura del punto nube, así como el volumen másico de esta como se muestra en la figura 2.4 (Manual de usuario OLGA 2000®). El ritmo de depositación de parafina se estima, de la difusión de los componentes involucrados en la precipitación de parafinas, así como de la dispersión de partículas cerosas precipitadas.

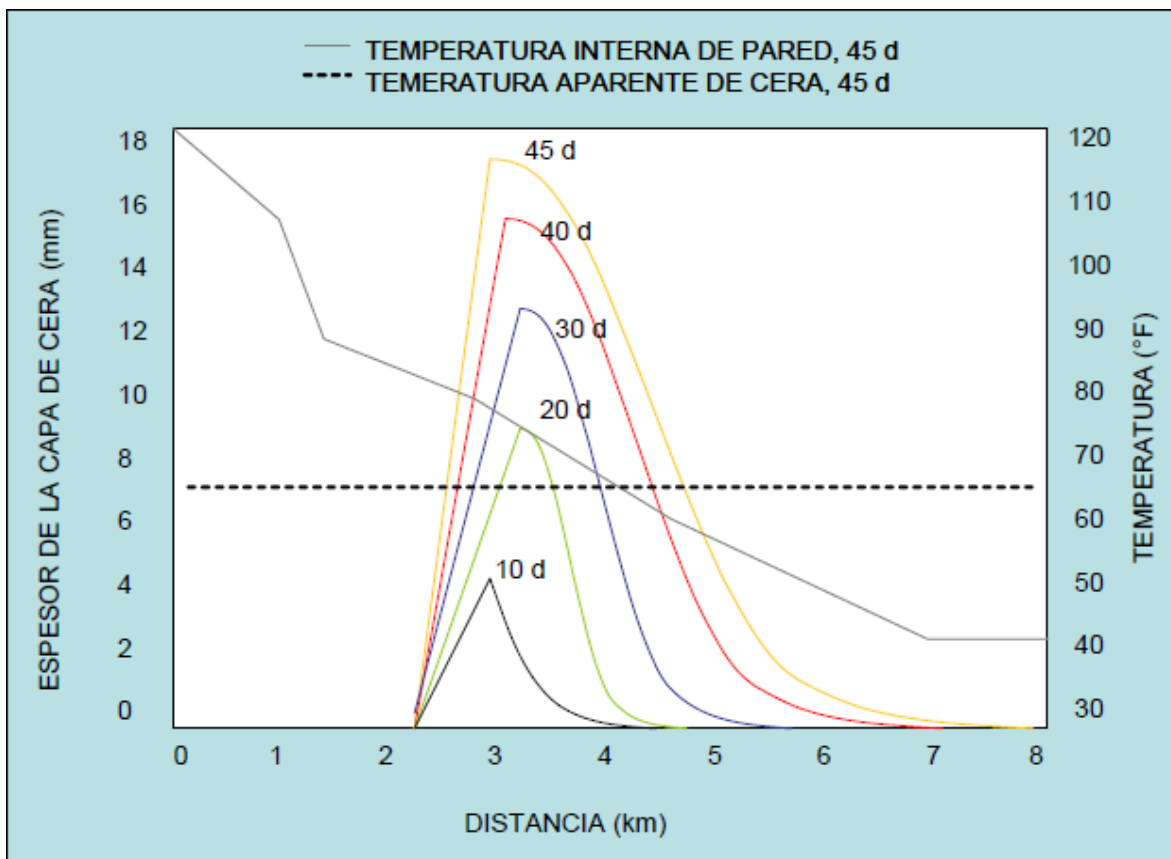


Figura 2.4 Espesor de la capa de parafina mostrado en el software OLGA®

Para los cálculos de flujo, el modelo toma en cuenta los efectos de la caída de presión originados por la formación del anillo ceroso mismo que reduce el diámetro de la tubería y así como el incremento en la

viscosidad aparente de la fase continua (aceite) originado por las partículas de parafina precipitadas. Adicionalmente, también considera los efectos en la temperatura en el soluto (parafina) de las capas depositadas a cierta temperatura. Otra consideración que toma en cuenta el modelo, según se menciona, es el empleo del régimen de flujo que se tiene en el tramo de tubería de estudio (perímetro expuesto) mismo que definitivamente influye en él la depositación de parafina.

3

Descripción del Modelo Propuesto

3.1 Modelos termodinámicos de equilibrio de fases

El objetivo de este capítulo es presentar la formulación termodinámica del equilibrio de fases para mezclas multicomponentes (no ferromagnéticas) bajo la influencia de un campo magnético estático, incluyendo una expresión para evaluar la variación composicional de la susceptibilidad magnética de la mezcla utilizado en este trabajo. Dicho modelo se aplicó para predecir el efecto de un campo magnético sobre la temperatura inicial de cristalización (temperatura de cristal o “WAT”)

y la cantidad de material precipitado para una mezcla de hidrocarburos que precipitan parafinas.

3.1.1 Sin la presencia de campos magnéticos

El modelo propuesto sin los efectos del campo magnético considera que la parafina precipitada se compone de varias fases sólidas, cada fase sólida se describe como un componente puro o pseudocomponente que no se mezcla con otras fases sólidas. Las propiedades de la fase líquida se obtuvieron de la ecuación de estado Peng-Robinson y con la cual se calculó la fugacidad en la fase líquida y vapor. Se han propuesto modelos para la precipitación de parafina basados en la teoría de solución regular de las mezclas, así como en las ecuaciones de estado (EOS), Todos los métodos existentes suponen que todos los compuestos se precipitan desde la forma líquida o vapor de una solución sólida. Sin embargo, estudios espectroscópicos y calorimétricos reportados en los últimos años sugieren que los hidrocarburos pesados son mutuamente insolubles en estado sólido.

A temperatura y presión constante, una fase líquida (l) puede coexistir en equilibrio con una fase de vapor (v) y una fase sólida (s). En equilibrio, es necesario que, para cada componente i .

$$f_i^v = f_i^l = f_i^s; \quad i = 1, 2, 3, \dots, N \quad (3.1)$$

Donde:

f : fugacidad

N : número de componentes

Una ecuación de estado puede ser usada para describir la fase de vapor; la fase líquida puede ser descrita por un modelo de coeficientes de actividad o por una ecuación de estado. La solución sólida es a menudo descrita por un modelo de coeficiente de actividad.

Para el equilibrio vapor – líquido, es común en la práctica usar el factor K_i , donde:

$$k_i^{vl} = \frac{y_i}{x_i^l} \quad (3.2)$$

Donde:

Y_i : fracción mol en la fase vapor,

X_i : fracción mol en la fase líquida,

Fácilmente puede obtenerse la siguiente equivalencia:

$$k_i^{vl} = \frac{\varphi_i}{\varphi_i^l} \quad (3.3)$$

Donde:

φ : coeficiente de fugacidad que se obtiene de la ecuación de estado.

Para el equilibrio sólido-líquido, hay un factor k análogo:

$$k_i^{sl} = \frac{x_i^s}{x_i^l}$$

Y se puede demostrar que:

$$k_i^{sl} = \frac{\gamma_i^l \left(\frac{f^l}{f^s} \right)_{i \text{ puro}}}{\gamma_i^s} \quad (3.4)$$

Donde:

γ es el coeficiente de actividad, a una temperatura y presión dadas

La relación $\left(\frac{f^l}{f^s}\right)_{i \text{ puro}}$ puede ser calculada de la temperatura de fusión, la entalpia de fusión, las capacidades caloríficas y las densidades de líquido puro i y sólidos puro i .

El efecto de la presión es despreciable, a menos que la presión sea muy alta y/o la temperatura muy baja. El coeficiente de fugacidad ϕ en la mezcla líquida, se puede obtener de una ecuación de estado, mientras que la fase sólida se describe por un modelo de coeficiente de actividad.

$$k_i^{sl} = \frac{\phi_i^l P}{\gamma_i^s f_{i \text{ puro}}^s} \quad (3.5)$$

Donde:

$f_{i \text{ puro}}^s$ y ϕ_i^l son evaluadas a la presión y temperatura de la mezcla

La precipitación de parafina en mezclas de hidrocarburos, produce una masa sólida que contiene componentes inmisible. Dado que la solubilidad de cada especie precipitada, está en función de la temperatura, se espera que con el proceso de enfriamiento, sólo un número seleccionado de los componentes de precipitado coexista en equilibrio sólido-líquido. Un procedimiento termodinámico más realista para el cálculo de la precipitación de parafina debe basarse en lo siguiente:

- a) Las especies precipitadas del petróleo se componen esencialmente de (pseudo) componentes puros que no se mezclan con otras fases sólidas.
- b) El número e identidad de los (pseudo) componentes que precipitan como sólidos puros se determinan a través del análisis de estabilidad de fase.

La figura 3.1 muestra un esquema de separación para una mezcla de petróleo que libera vapor, líquido y varias fases sólidas de componentes puros inmiscibles.

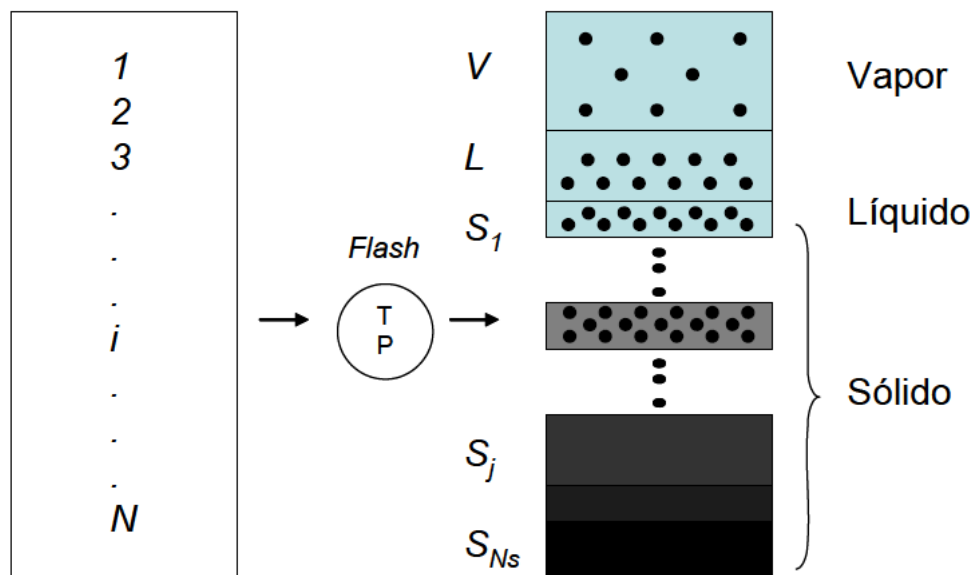


Figura 3.1 Modelo propuesto de fases sólidas para precipitación de ceras (Lira-Galeana y cols., 1996)

El modelo de fase multisólida mostrado en la figura 3.1 es mejor ilustrado por una gráfica de cera precipitada vs temperatura, mostrada en la figura 3.2. Por debajo de la temperatura del punto nube, la precipitación de la parafina constituye un proceso consecutivo de deposición que precipita en varios sólidos puros, cada una completamente inmiscible en los otros en estado sólido. A una temperatura dada, la cantidad total de precipitado de parafina es la suma de las contribuciones de todas las fases sólidas que existen en equilibrio con el líquido a esa temperatura.

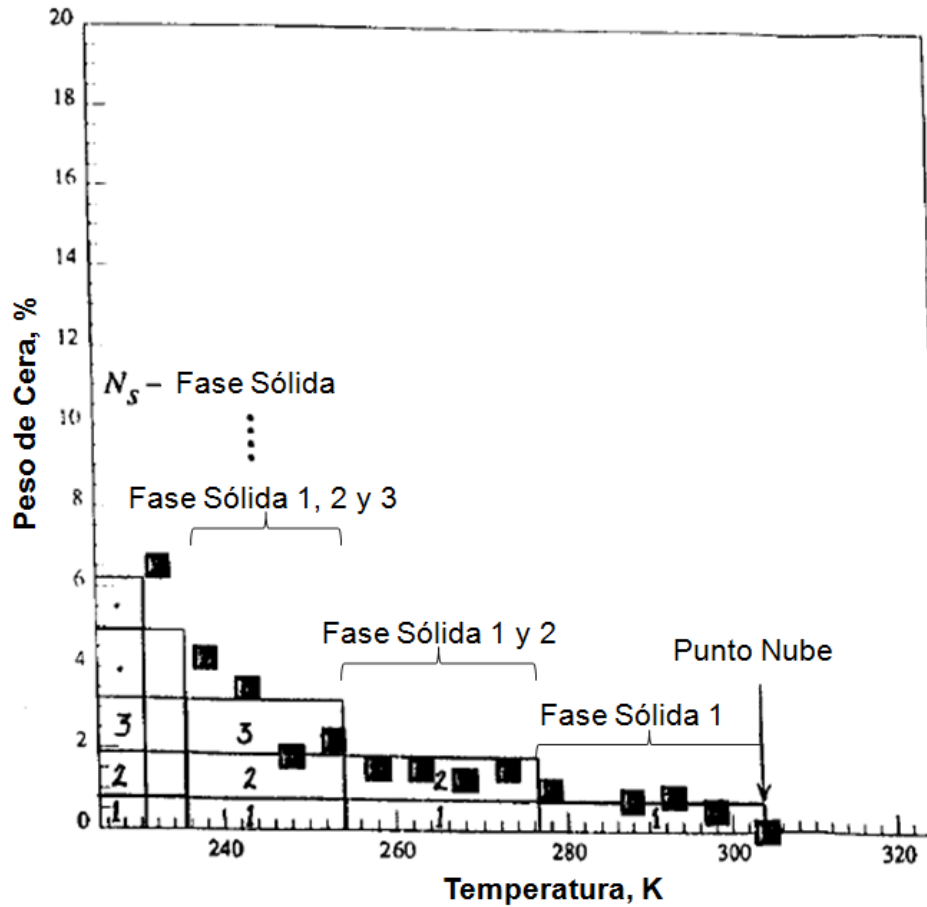


Figura 3.2 Precipitación de fase-multisólida por debajo de la temperatura del punto nube

De las consideraciones de estabilidad, se deduce que los pseudo componentes (i) puede existir como un sólido puro si:

$$f_i(P, T, z) = f_{i \text{ puro}}^s(P, T) \geq 0, \quad (i = 1, 2, \dots, N), \quad (3.6)$$

Donde:

$f_i(P, T, z)$: fugacidad del componente i con la composición de z.

Los componentes de la mezcla que cumplan con la expresión anterior se precipitan, el resto permanecerán en las fases líquido y/o vapor. La

ecuación de estado de Peng-Robinson (Peng-Robinson, 1976) se utiliza para el cálculo de fugacidades.

Para calcular las fugacidades, la ecuación 3.6 se utiliza con la ecuación de estado de Peng-Robinson a presión y temperatura constante, para cada componente i , el modelo de fase multisólida debe satisfacer.

$$f_i^v = f_i^l = f_{i \text{ puro}}^s \quad (i = N - (N_s - 1), \dots, N) \quad (3.7)$$

$$f_i^v = f_i^l \quad (i = 1, 2, \dots, N - N_s) \quad (3.8)$$

Donde:

N_s es el número de fases sólidas determinado por la ecuación 3.6

Al realizar el balance de materia con las ecuaciones 3.7 y 3.8, se tienen $N_s + 2_{N-1}$ ecuaciones simultaneas con $N_s + 2_{N-1}$ incógnitas. Si la fase vapor no se presenta, el modelo se reduce a $N_s + N-1$ variables. Este problema multifásico se puede resolver por el método de Newton. Tal como se requiere para las ecuaciones 3.7 y 3.8, las fugacidades en las fases líquido y vapor son evaluadas a través de ecuaciones de estado. Las fugacidades de la fase sólida de los componentes puros $f_{i \text{ puro}}^s$ pueden ser evaluados a partir de la relación $\left(\frac{f^s}{f^l}\right)_{i \text{ puro}}$. Despreciando el efecto de la presión, esta relación se obtiene a partir de datos de componentes puros para el componente i (Prausnitz y cols., 1986).

$$\ln \left(\frac{f^s}{f^l}\right)_{i \text{ puro}} = -\frac{\Delta h_i^f}{RT} \left(1 - \frac{T}{T_i^f}\right) + \frac{1}{R} \int_T^{T_i^f} \frac{\Delta C p_i}{T} dT - \frac{1}{R} \int_T^{T_i^f} \Delta C p_i dT \quad (3.9)$$

Donde:

f : se refiere a la fusión.

La fugacidad de la fase líquida se obtiene de $f_{i \text{ puro}}^l = \varphi_{i \text{ puro}}^l(P, T)P$

El coeficiente de fugacidad $\varphi_{i \text{ puro}}^l$ se obtiene de ecuaciones de estado.

T_i^f : temperatura de fusión.

Δh_i^f : entalpía de fusión.

$$\Delta C p_i = C p_i^t - C p_i^s$$

Donde:

$C p_i$: capacidad calorífica del componente puro i a presión constante.

Para mezclas de hidrocarburos y petróleo, una ecuación de estado cúbica simple tal como la ecuación de estado de Peng-Robinson describe adecuadamente la fase líquida y gas. El procedimiento de cálculo es el siguiente:

- a) Caracterizar la fracción plus (C7+) de la mezcla de petróleo dada, usando de 7 a 12 pseudocomponentes. Asignar propiedades críticas y factores acéntricos a todos los pseudocomponentes usando correlaciones disponibles.
- b) Para pares de hidrocarburos, usar el volumen crítico del componente v_{ci} , para calcular la iteración binaria de los parámetros de la ecuación de estado, k_{ij}^{EOS} , para la ecuación de Chueh y Prausnitz (1967).

$$k_{ij}^{EOS} = 1 - \left[\frac{2v_{Ci}^{1/6} v_{Cj}^{1/6}}{v_{Ci}^{1/3} v_{Cj}^{1/3}} \right] \quad (3.10)$$

La ecuación 3.10 es usada para encontrar los parámetros a_{ij} en la ecuación de estado: $a_{ij} = (a_i a_j)^{1/2} [1 - k_{ij}^{EOS}]$. Los volúmenes críticos en la ecuación 3.10 son estimados de la expresión:

$$v_{ci} = \left(\frac{RT_{ci}}{P_{ci}} \right) (0.290 - 0.085\omega_i)$$

Donde:

ω_i : factor acéntrico del componente, el cual ha sido estimado de la formula par factor acéntrico de Edmister (Edmister, 1958).

- c) Realizar análisis de estabilidad (ecuación 3.6) para el sistema temperatura y presión. Los análisis de estabilidad dan el número e identidad de los componentes puros precipitados (pseudocomponentes) formados en fase sólida.
- d) Resolver el sistema de ecuaciones para el equilibrio líquido-multisólido, las incognitas son N , fracción molar del sólido, S_j/F , y $(N-1)$ componentes de la fase líquida, x_i^l . Para sistemas multidólido-líquido-vapor, las incognitas son $2(N-1)$ y y_v, x_i^l componentes para la fase vapor y líquido respectivamente, N , es la fracción molar de la fase sólida, (S_j/F) , y la fracción que existe como vapor (V/F) .

Correlaciones para el cálculo de fugacidades de sólidos puros.

La fugacidad del componente sólido i depende de las propiedades de fusión del componente i ; la temperatura del punto de fusión T_i^f , la entalpía de fusión Δh_i^f y la diferencia de capacidades caloríficas ΔCp_i .

Las propiedades del punto de fusión de los componentes fueron evaluados de la siguiente manera:

- Temperatura de Punto de Fusión T_i^f

Won (1986) proporciono una correlación para los puntos de fusión de N-Alcanos puros:

$$T_i^f = 374.5 + 0.02617I_i - \frac{20172}{I_i} \quad (3.11)$$

Donde:

$$T = [^{\circ}k]$$

I_i : peso molecular en gr/mol

Para sustituir la ecuación 3.12, se utilizaron datos experimentales de Lira-Galeana, Firoozabadi y Prausnitz (1996), el punto de fusión de las parafinas normales (C6 - C30), naftas (C6 – C30 Alquilocicloalcanos) y aromáticos (C6 – C30 Alquilobenzenos); hidrocarburos para derivar la siguiente correlación (temperatura °k).

$$T_i^f = 333.46 - 419.01 \exp(-0.008546I_i) \quad (3.12)$$

En la ecuación anterior, a medida que aumenta el peso molecular, los puntos de fusión calculados en las fracciones de petróleo pierden gradualmente la contribución de la parafina.

- **Entalpía de Fusión Δh_i^f**

La correlación desarrollada por Won, (1986) para calcular las entalpías de fusión de hidrocarburos parafínicos, utilizando el peso molecular de las parafinas como una variable de caracterización, la correlación tiene la siguiente forma:

$$\Delta h_i^f = 0.1426I_iT_i^f \quad (3.13)$$

La constante 0.1426, representa la pendiente del promedio de la entalpía de fusión $\left(\frac{\Delta h_i^f}{T_i^f}\right)$, se gráfica contra el peso molecular de los hidrocarburos parafínicos. K.S. Pedersen et y cols. (1991); argumentan que las entalpías de fusión de diferentes especies de hidrocarburos que se encuentran en un líquido de petróleo tienen una amplia gama de valores para el mismo peso molecular, por lo tanto la ecuación 3.14 sobrestima la cantidad de cera o parafina por debajo de la temperatura del punto nube. Estos autores

concluyeron que la ecuación 3.14 no debe ser aplicada a las mezclas de petróleo.

Un proceso de reducción de las entalpías de los hidrocarburos fue utilizado por K.S. Pedersen y cols. (1991). Y se sugiere la siguiente expresión para la entalpía de fusión:

$$\Delta h_i^f = 0.05276 I_i T_i^f \quad (3.14)$$

Donde:

Δh_i^f : en calorías/mol

- **Capacidad Calorífica de Fusión $\Delta C p_i$**

Al incluir los datos de la capacidad calorífica, K.S. Pedersen et y cols. (1991) analizaron la tendencia de los datos experimentales del calor específico con el peso molecular de varios n-alcenos y comprobaron que los datos podrían ser representados por la expresión:

$$\Delta C p_i = \alpha I_i + \beta I_i T \quad (3.15)$$

Donde:

$\Delta C p_i$: en calorías/mol-k

$\alpha = 0.3033$ cal/g.k

$\beta = -4.635 \times 10^{-4}$ cal/g k²

Estas constantes fueron determinadas por K.S. Pedersen et y cols. Para ajustar su modelo con información experimental de la precipitación en 17 crudos del Mar del Norte.

Se correlacionaron los datos de capacidad calorífica de n-alcenos pesados (Finkeet y cols., 1954; Spaghtet y cols., 1932) con el peso molecular y la temperatura usando la función dada por la ecuación

3.15. Para la fase líquida por debajo de la temperatura de punto de fusión y al calor específico se le asigna el valor del punto de fusión. Para la fase sólida por encima de la temperatura del punto de fusión y al calor específico se le asigna el punto de fusión dado. Para usar este procedimiento, se encontró que los valores de los coeficientes α y β de la ecuación 3.15 son similares a los encontrados por K.S. Pedersen et cols., (1991). Por lo tanto, se utilizó sus coeficientes de correlación. También considera que las especies de hidrocarburos que no sean n-alcenos, la ecuación 3.15 utilizará los mismos coeficientes.

El método está sustentado experimentalmente asumiendo que la precipitación de parafinas es un proceso de precipitación de fase multisólida. El número y la identidad de las posibles fases precipitadas pueden ser determinadas por una simple prueba de estabilidad. Este método sugiere que la parafina precipitada está compuesta de hidrocarburos de alto peso molecular y con un promedio de número de átomos de carbono por encima de 25.

3.1.2 Con la presencia de campos magnéticos

En pruebas de laboratorio se encontró que las parafinas puras en soluciones de hidrocarburos muestran susceptibilidad a los tratamientos magnéticos, oponiéndose a la idea de que la interacción entre el crudo y el campo magnético no depende de los cristales de parafina, sino de la presencia de compuestos polares en fluidos, tales como los asfáltenos. A pesar de que se observó una reducción de la viscosidad en los crudos estudiados, no se observaron cambios sensibles en la temperatura aparente de la cera (WAT).

La relación entre la intensidad del campo magnético (\vec{H}) y la densidad del flujo magnético (\vec{B}), es bien conocida en la teoría del magnetismo como:

$$\vec{B} = \hat{\mu}_0 \vec{H} \tag{3.16}$$

Donde $\hat{\mu}_0$ es la permeabilidad del vacío. Para un medio arbitrario, isotrópico o anisótropo, se define la siguiente expresión:

$$\vec{B} = \hat{\mu}_0 \vec{H} + \vec{J} \quad (3.17)$$

Donde \vec{J} se denomina como inducción intrínseca (también llamada polarización magnética) la cual es insignificante en el vacío. Otra magnitud física, llamada magnetización, \vec{M} , está dada por:

$$\vec{M} \equiv \frac{\vec{B}}{\hat{\mu}_0} - \vec{H} = \frac{\vec{J}}{\hat{\mu}_0} \quad (3.18)$$

Donde:

$$\vec{m} = \vec{M}V \quad (3.19)$$

Se llama al momento magnético de la materia polarizada que ocupa el volumen V . Si consideramos sustancias no ferromagnéticas. La ecuación 3.13 podría ser remplazada por:

$$\vec{B} = \hat{\mu}_m \vec{H} \quad (3.20)$$

Donde $\hat{\mu}_m$ es la permeabilidad del medio. $\hat{\mu}_m$ generalmente depende de la temperatura, presión y composición del medio. Una relación adimensional para $\hat{\mu}_m$ está dada por:

$$\hat{\mu}_r \equiv \frac{\hat{\mu}_m}{\hat{\mu}_0} \quad (3.21)$$

Donde $\hat{\mu}_r$ es la permeabilidad relativa.

De las ecuaciones (3.17 y 3.21), se obtiene la siguiente expresión.

$$\vec{J} = \bar{\lambda}_{(m)} \vec{H} \quad (3.22)$$

Donde:

$$\bar{\lambda}_{(m)} \equiv \hat{\mu}_0 (\hat{\mu}_r - 1) \equiv \hat{\mu}_0 k_{(m)} \quad (3.23)$$

y $k_{(m)}$ es la susceptibilidad volumétrica, comúnmente definida como.

$$k_{(m)} \equiv \frac{\bar{M}}{\bar{H}} \quad (3.24)$$

Teniendo en cuenta que \hat{M} y \hat{H} tienen las mismas unidades y $k_{(m)}$ es adimensional.

Además, la susceptibilidad molar es definida como:

$$\delta_{(j)} = k_{(j)} v \quad (3.25)$$

Las unidades de $\delta_{(j)}$ son cm^3/mol . En la ecuación 3.25, es el volumen molar del sistema. Todos los materiales no permanentemente magnetizados dan valores distintos de cero para la variable k . Consideraciones energéticas previenen que k tome valores inferiores a 1, mientras que cualquier valor mayor es posible. Con base en los valores de k , los materiales pueden clasificarse en tres grupos: diamagnéticos, con $-1 < k < 0$, que se convierten en magnetizados en una dirección opuesta al campo magnético local y son repelidos desde las regiones donde el campo magnético es fuerte; paramagnética, con $k > 0$, que se sienten atraídos por fuertes campos magnéticos. Los materiales con $k \leq 0.01$ son considerados no magnéticos. Esto incluye los materiales más comunes y casi todos los tejidos vivos. Los hidrocarburos (es decir, parafinas normales) pertenecen a este grupo, y son diamagnéticos. Por último, los materiales ferromagnéticos (o magnéticos) tienen valores de $k \geq 0.01$. Estos materiales corresponden fuertemente a un campo magnético aplicado.

Ahora bien si un sistema homogéneo isotrópico (cerrado) de volumen variable es sometido a un proceso reversible de compresión o expansión

en contra de una presión externa P , entonces el trabajo realizado sobre el sistema está dado por la expresión común:

$$dW = -PdV \quad (3.26)$$

Si además del trabajo de presión – volumen, el sistema de interés es magnetizado en forma reversible; entonces, el trabajo total hecho sobre el sistema puede ser expresado como:

$$dW = -PdV + \vec{H}d(\vec{J}V) \quad (3.27)$$

Nótese que en la ecuación (3.27), ambas contribuciones son el producto de una propiedad intensiva por el diferencial de una extensiva (dependiente del volumen del sistema). Por tanto la ecuación (3.27) puede ser expresada en forma general como:

$$dW = \sum_i L_i dl_i \quad (3.28)$$

El subíndice i se extiende a todos los tipos de trabajos que dependen de las coordenadas internas del sistema o región de interés. l_i y L_i son llamados coordenadas de trabajo (cantidad extensiva) y sus coeficientes de trabajo conjugado (cantidad intensiva), respectivamente. El estado interno del sistema está dado en forma empírica por las variables l_i y L_i cuando la temperatura y la composición del sistema son conocidas.

Fuerzas que dependan de la variación en las coordenadas externas del sistema (por ejemplo, gravitacional, centrífugas, aceleración) o en la presencia de procesos irreversibles (por ejemplo, fuerzas de fricción) no deben ser interpretadas como coeficientes de trabajo L_i .

Ahora para un cambio reversible de estado interno en un sistema cerrado se tiene de la primera ley de la termodinámica y de la ecuación (3.28) que:

$$dU = Tds + \sum_i L_i dl_i \quad \text{ó} \quad Tds = dU - \sum_i L_i dl_i \quad (3.29)$$

La ecuación (3.29) expresa la dependencia de la entropía (S) de un sistema o región sobre su energía interna (U) y las coordenadas de trabajo a (l_i). Manteniendo constantes las cantidades de cada sustancia (n_j). Por diferenciación de la ecuación (3.29), se pueden obtener las siguientes expresiones:

$$T \left(\frac{\partial S}{\partial U} \right)_{l_i, n_j} = 1, \quad T \left(\frac{\partial S}{\partial l_i} \right)_{U, l_{j \neq i}, n_j} = -L_i \quad (3.30)$$

Donde:

T : temperatura

∂S : parcial diferencial de la entropía

∂U : parcial diferencial de la energía interna

L_i : coeficiente de trabajo

l_i : coordenadas de trabajo

Como la entropía también depende de las cantidades de sustancias, por analogía con los coeficientes y coordenadas de trabajo, se puede definir el potencial químico como:

$$\bar{\mu}_i = -T \left(\frac{\partial S}{\partial n_i} \right)_{U, l_j, n_{j \neq k}} \quad (3.31)$$

Donde:

$\bar{\mu}_i$: potencial químico del magneto

k : índices del componente

Por lo tanto, a partir de las ecuaciones (3.30 y 3.31), se obtiene una forma generalizada de la ecuación de Gibbs para la derivada de la entropía en una región de cantidad y composición variable.

$$TdS = dU - \sum_i L_i dl_i - \sum_{i=1}^{NC} \mu_i dn_i \quad (3.32)$$

Donde:

NC : número de componentes

μ_i : potencial químico del componente

n_i : constantes de las cantidades de cada sustancia

A partir de transformaciones de Legendre, es posible definir otros potenciales termodinámicos extensivos como:

$$E \equiv U - \sum_i L_i l_i; \quad A \equiv U - TS; \quad G \equiv A - \sum_i L_i l_i \quad (3.33)$$

Donde:

E : entalpía ("H" fue reemplazada por E con el fin de evitar confusiones posteriores con la notación para la fuerza del campo magnético).

A : energía de Helmholtz

G : energía libre de Gibbs

Diferenciando las expresiones en la ecuación (3.33) y usando la ecuación (3.32), se obtienen las respectivas ecuaciones fundamentales:

$$dU = TdS + \sum_i L_i dl_i + \sum_{i=1}^{NC} \mu_i dn_i \quad (3.34)$$

$$dE = TdS - \sum_i l_i dL_i + \sum_{i=1}^{NC} \mu_i dn_i \quad (3.35)$$

$$dA = -SdT + \sum_i L_i dl_i + \sum_{i=1}^{NC} \mu_i dn_i \quad (3.36)$$

$$dG = -SdT - \sum_i l_i dL_i + \sum_{i=1}^{NC} \mu_i dn_i \quad (3.37)$$

Cuyas ecuaciones características son, respectivamente:

La energía interna en función de la entropía, de las coordenadas de trabajo i y de la constante de la cantidad de la sustancia.

$$U(S, l_i, n_j)$$

La entalpía en función de la temperatura, el coeficiente de trabajo para el componente i y la constante de la cantidad de la sustancia.

$$E(S, L_j, n_j)$$

La energía libre de Helmholtz en función de la temperatura, de la coordenada de trabajo i y de la constante de la cantidad de la sustancia.

$$A(T, l_i, n_j)$$

La energía libre de Gibbs en función de la temperatura, el coeficiente de trabajo para el componente i y la constante de la cantidad de la sustancia.

$$G(T, L_j, n_j)$$

La ecuación (3.37) es de gran interés, para un sistema que experimenta trabajo - presión - volumen y en presencia de un campo magnético estático, la ecuación (3.37) se reduce a:

$$dG \equiv -SdT + VdP - (\bar{J}V)d\vec{H} + \sum_{i=1}^{NC} \mu_i dn_i \quad (3.38)$$

Donde:

G : energía libre de Gibbs

S : entropía

T : temperatura

V : volumen total

P : presión

\bar{J} : inducción intrínseca (polarización magnética)

\vec{H} : intensidad del campo magnético, (Amperes/metro)

NC : número de componentes

μ_i : potencial químico

En lo que respecta al equilibrio de fases T , P , n_j y H son las variables de interés para este estudio. De la ecuación 3.38, se puede obtener la siguiente relación de Maxwell.

$$-\left(\frac{\partial(\bar{J}V)}{\partial n_i}\right)_{T,P,\vec{H},n_{j \neq i}} = \left(\frac{\partial \bar{\mu}_i}{\partial n_i}\right)_{T,P,n_j} \quad (3.39)$$

ó

$$-\left(\frac{\partial \vec{J}V}{\partial n_i}\right)_{T,P,\vec{H},n_{j \neq i}} = -\vec{J}\left(\frac{\partial V}{\partial n_i}\right)_{T,P,\vec{H},n_{j \neq i}} - V\left(\frac{\partial \vec{J}}{\partial n_i}\right)_{T,P,\vec{H},n_{j \neq i}} \quad (3.40)$$

Usando la ecuación 3.22:

$$\left(\frac{\partial \vec{J}}{\partial n_i}\right)_{T,P,\vec{H},n_{j \neq i}} = \vec{H}\left(\frac{\partial \bar{\lambda}_{(m)}}{\partial n_i}\right)_{T,P,\vec{H},n_{j \neq i}} \quad (3.41)$$

Definimos:

$$\bar{v}_i \equiv \left(\frac{\partial V}{\partial n_i}\right)_{T,P,\vec{H},n_{j \neq i}} \quad y \quad V = n_T v \quad (3.42)$$

Sustituyendo la ecuación 3.40 y 3.42 en la ecuación 3.39, obtenemos que:

$$\left(\frac{\partial \tilde{\mu}_i}{\partial \vec{H}}\right)_{T,P,n_j} = -\left[vn_T\left(\frac{\partial \bar{\lambda}_{(m)}}{\partial n_i}\right)_{T,P,\vec{H},n_{j \neq i}} + \bar{v}_i\bar{\lambda}_{(m)}\right]\vec{H} \quad (3.43)$$

Integrando la ecuación 3.43 obtenemos que:

$$\int_{\mu_i}^{\tilde{\mu}_i} d\tilde{\mu}_i = -\int_{\vec{H}=0}^{\vec{H}} \left[vn_T\left(\frac{\partial \bar{\lambda}_{(m)}}{\partial n_i}\right)_{T,P,\vec{H},n_{j \neq i}} + \bar{v}_i\bar{\lambda}_{(m)}\right]\vec{H}d\vec{H} \quad (3.44)$$

Si $\bar{\lambda}_{(m)}$ se asume independiente del campo e integrando la ecuación 3.44, nos resulta:

$$\tilde{\mu}_i = \mu_i - \frac{1}{2}\left[vn_T\left(\frac{\partial \bar{\lambda}_{(m)}}{\partial n_i}\right)_{T,P,\vec{H},n_{j \neq i}} + \bar{v}_i\bar{\lambda}_{(m)}\right]\vec{H}^2 \quad (3.45)$$

Definiendo $\tilde{\mu}_i$ en términos de componentes de fugacidad, f_i , se tiene que:

$$\tilde{\mu}_i(T, P, n_i, \vec{H}) \equiv RT \ln \tilde{f}_i(T, P, n_i, \vec{H}) + \mu_i^0(T) \quad (3.46)$$

Mediante el uso de la definición tradicional:

$$\tilde{\mu}_i(T, P, n_i) \equiv RT \ln f_i(T, P, n_i) + \mu_i^0(T) \quad (3.47)$$

La ecuación 3.45 puede transformarse en:

$$\tilde{f}_i = f_i \exp \left(-\frac{1}{2RT} \left[v n_T \left(\frac{\partial \bar{\lambda}_{(m)}}{\partial n_i} \right)_{T, P, \vec{H}, n_{j \neq i}} + \bar{v}_i \bar{\lambda}_{(m)} \right] \vec{H}^2 \right); i = 1 \dots NC \quad (3.48)$$

En uso de la ecuación 3.48, el término $n_T \left(\frac{\partial \bar{\lambda}_{(m)}}{\partial n_i} \right)_{T, P, \vec{H}, n_{j \neq i}}$ tiene que ser calculado. Y la expresión propuesta es la siguiente:

$$n_T \left(\frac{\partial \bar{\lambda}_{(m)}}{\partial n_i} \right)_{T, P, \vec{H}, n_{j \neq i}} = \left(\frac{1}{v} \right) \left[\sum_{j=1}^{NC} \bar{\lambda}_{(j)} x_j \left(n_T \frac{\partial \bar{v}_j}{\partial n_i} \right)_{T, P, \vec{H}, n_{j \neq i}} + \bar{v}_i (\bar{\lambda}_{(i)} - \bar{\lambda}_{(m)}) \right] \quad (3.49)$$

Por lo tanto la ecuación 3.48 finalmente se transforma en:

$$\tilde{f}_i = f_i \exp \left(-\frac{1}{2RT} \left[\sum_{j=1}^{NC} \bar{\lambda}_{(j)} x_j \left(n_T \frac{\partial \bar{v}_j}{\partial n_i} \right)_{T, P, \vec{H}, n_{j \neq i}} + \bar{v}_i \bar{\lambda}_{(i)} \right] \vec{H}^2 \right) \quad (3.50)$$

La ecuación 3.50 describe la fugacidad de un componente en una mezcla bajo la influencia de un campo magnético estático. Para mayor entendimiento la previa derivación de esta ecuación no se ha reportado en la literatura. Para un componente puro, la ecuación 3.50 se reduce al siguiente formulario:

$$\tilde{f}_{i \text{ puro}} = f_{i \text{ puro}} \exp \left(-\frac{1}{2RT} \bar{\lambda}_{(i)} v_{i \text{ puro}} \vec{H}^2 \right) \quad (3.51)$$

La ecuación 3.50 se adapta a una solución sólida y la ecuación 3.51 se adecua para una fase pura.

En lo que respecta a las correlaciones para las propiedades de un componente puro; se tiene que B , H , M se supone colineales, por lo tanto, la notación vectorial se omite, en lo sucesivo. Esta es una suposición razonable para sustancias orgánicas diamagnéticas (como las n-parafinas) en el estado del fluido. A pesar de que el valor de \vec{M} puede cambiar un poco con la orientación del cristal, más adelante se demostrará que efectos de anisotropía cristalina fueron insignificantes en la predicción termodinámica.

Así, para un cristal de hidrocarburos:

$$\tilde{f}_{i\text{ puro}}^S = \tilde{f}_{i\text{ puro}}^S \exp\left(-\frac{1}{2RT} \bar{\lambda}_{(i)} v_{i\text{ puro}}^S \vec{H}^2\right) \quad (3.52)$$

Donde:

$v_{i\text{ puro}}^S$: Volumen molar de n-parafinas del componente i puro en el estado de cristal a temperatura y presión dadas.

La susceptibilidad de los fluidos del yacimiento de hidrocarburos depende de la composición, naturaleza química y trazas de otros componentes como los metales, si están presentes. Este hecho puede limitar nuestra comprensión acerca de los efectos de los campos magnéticos sobre las mezclas de petróleo de manera rigurosa.

3.2 Modelo hidrodinámico

Como se sabe, el flujo multifásico ocurre a través de los sistemas de producción que involucran el flujo de fluidos de yacimientos de aceite y gas. En este contexto los sistemas de producción incluyen los yacimientos, la terminación de pozos, los conectores tubulares del yacimiento a la superficie, fondo del mar o plataforma costa afuera. El

flujo multifásico se encuentra en la producción de aceite y gas o una combinación de la fase de gas natural, fase líquida y fase agua.

Los modelos matemáticos que describen el flujo de hidrocarburos en tuberías pueden ser clasificados en dos categorías: los llamados modelos mecánicos (los cuales usan correlaciones experimentales) y los llamados modelos composicionales, los cuales usan ecuaciones de estado para predecir el equilibrio de fases.

Para efectos de estudio del modelo hidrodinámico de este trabajo se analizará el modelo de flujo multifásico de Hagedorn & Brown (1965), esto debido a que estudios aplicados en pozos del Activo Integral Cinco Presidentes es la correlación que mejor se ajusta a las características y propiedades de los fluidos a las condiciones de los pozos de este activo.

3.2.1 Correlación de Hagedorn and Brown

Esta correlación fue desarrollada en 1965 a partir de datos experimentales obtenidos de un pozo vertical de 1500 pies de longitud, esta correlación pertenece al grupo No.2 y contempla las siguientes consideraciones:

La densidad de la mezcla se obtiene en función del efecto del colgamiento; el factor de fricción se obtiene correlacionando las propiedades combinadas del gas y del líquido; no distingue patrones de flujo y considera el resbalamiento entre las fases.

El colgamiento de líquido no fue medido, pero si fue calculado para satisfacer el gradiente de presión medido; estos gradientes de presión se debieron a la fricción y aceleración. El colgamiento de líquido no es una medida verdadera de la parte ocupada por el líquido, pero se utiliza como un parámetro de correlación.

Para calcular la componente del gradiente de presión debido a los cambios de elevación se determina un valor del colgamiento del

líquido. El cálculo del colgamiento abarca 3 correlaciones, 2 de las cuales son factores de corrección para la viscosidad del líquido.

A continuación las ecuaciones que se presentan incluyen las constantes que las hacen adimensionales y muestran los parámetros de correlación dimensional.

Numero de velocidad de líquido:

$$N_{LV} = 1.938v_{sL}\sqrt[4]{\rho_L/\sigma_L} \quad (3.53)$$

Numero de velocidad del gas:

$$N_{gV} = 1.938v_{sg}\sqrt[4]{\rho_L/\sigma_L} \quad (3.54)$$

Numero de diámetro de tubería:

$$Nd = 120.872d\sqrt{\rho_L/\sigma_L} \quad (3.55)$$

Numero de la viscosidad de líquido:

$$N_L = 0.15726\mu_L\sqrt[4]{1/\rho_L\sigma_L^3} \quad (3.56)$$

Donde:

$$v_{sL} = \frac{pie}{seg}$$

$$v_{sg} = \frac{pie}{seg}$$

$$\rho_L = \frac{lb_m}{pie^3}$$

$$\sigma_L = \frac{dinas}{cm}$$

$$\mu_L = cp$$

$$d = pie$$

Cuando el flujo incluye aceite y agua las propiedades del líquido son evaluadas de la siguiente manera:

$$\rho_L = \rho_o f_o + \rho_w f_w \quad (3.57)$$

$$\sigma_L = \sigma_o f_o + \sigma_w f_w \quad (3.58)$$

$$\mu_L = \mu_o f_o + \mu_w f_w \quad (3.59)$$

Donde:

$$f_o = \frac{q_o}{q_o + q_w}$$

$$f_w = \frac{q_w}{q_o + q_w} = 1 - f_o$$

Estos números adimensionales para cualquier conjunto de unidades consistentes fueron definidos por Ros (1960), como:

Numero de velocidad de líquido:

$$N_{LV} = V_{sL} \sqrt[4]{\rho_L / g \sigma} \quad (3.60)$$

Numero de velocidad del gas:

$$N_{gV} = V_{sg} \sqrt[4]{\rho_L / g \sigma} \quad (3.61)$$

Numero de diámetro de tubería:

$$Nd = d \sqrt{\rho_L g / \sigma} \quad (3.62)$$

Numero de la viscosidad de líquido:

$$N_L = \mu_L \sqrt[4]{g / \rho_L \sigma_L^3} \quad (3.63)$$

La correlación para el colgamiento del líquido está dividida por un factor de corrección secundario como se muestra en la figura 3.3 ($H_L = \frac{H_L}{\psi}$).

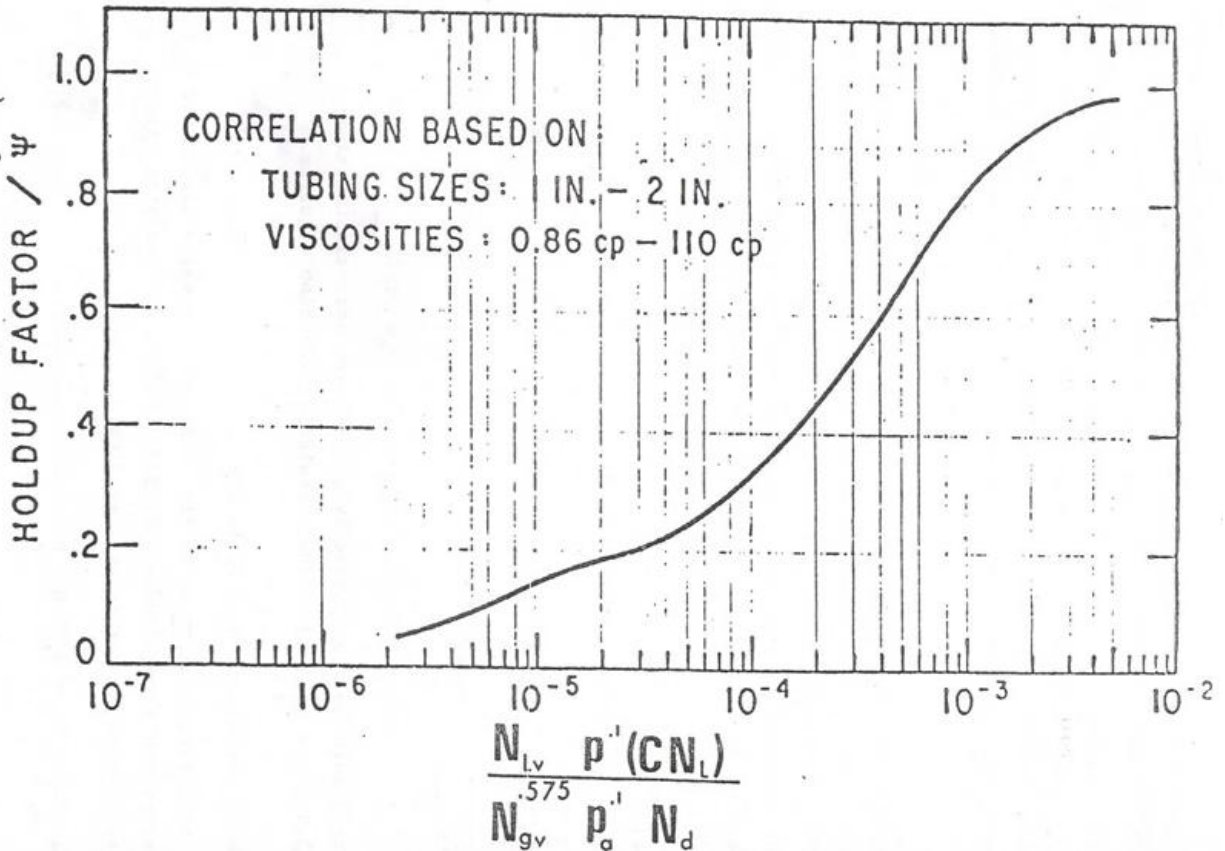


Figura 3.3 Correlación del factor de colgamiento

Pero antes la correlación requiere un valor de CN_L el cual es correlacionado con N_L en la figura 3.4.

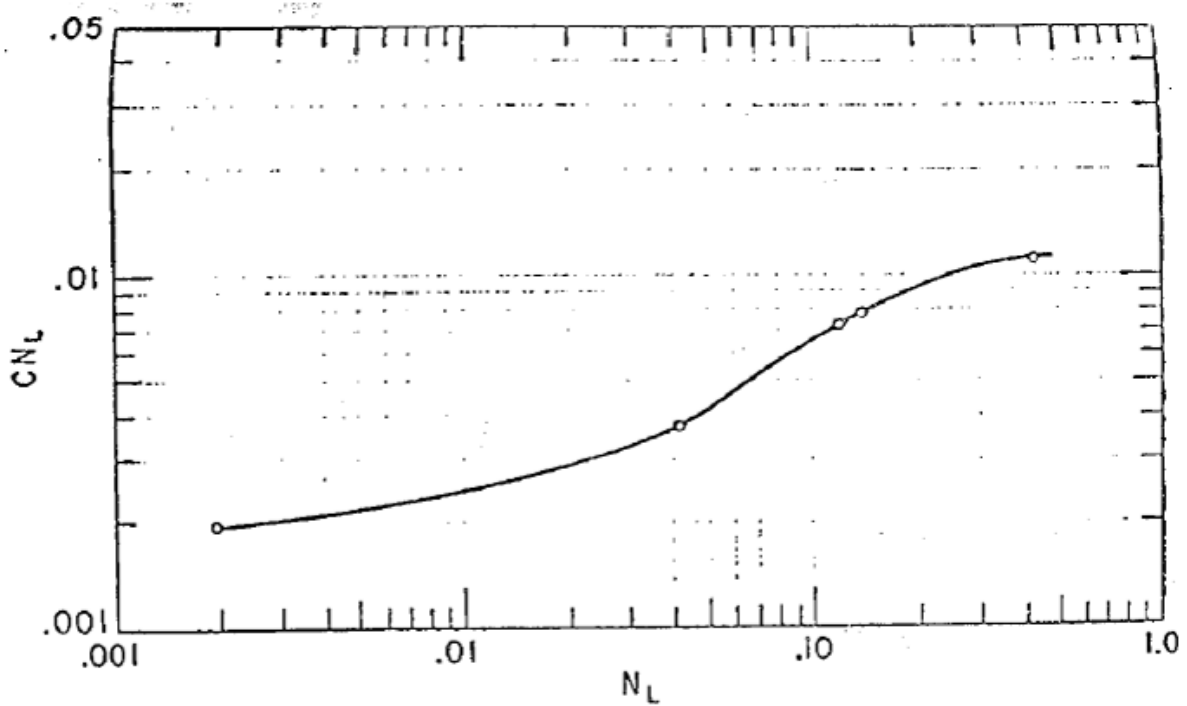


Figura 3.4 Correlación para el número de la viscosidad del coeficiente C

El factor de correlación secundario se muestra en la figura 3.5.

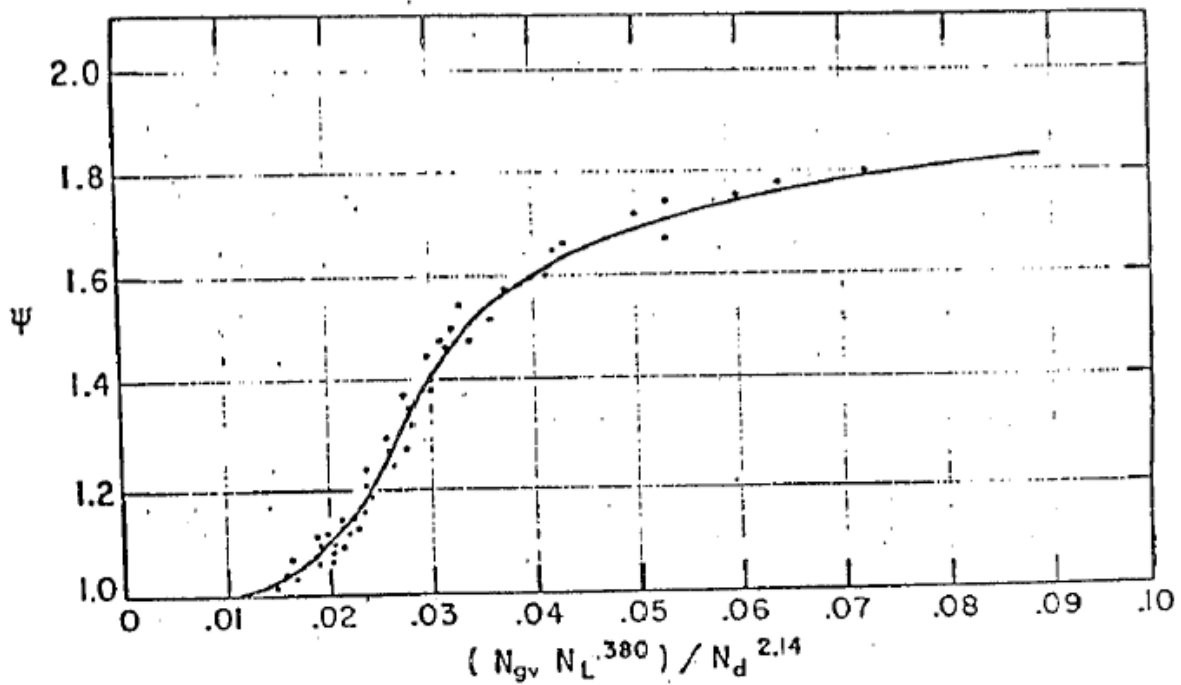


Figura 3.5 Correlación por el factor de corrección secundario

El gradiente de presión causado por los cambios de elevación se calcula con la siguiente ecuación:

$$\left(\frac{dp}{dZ}\right)_{el} = \frac{g}{g_c} [\rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L)] \quad (3.64)$$

Ahora bien la componente del gradiente de presión por fricción es:

$$\left(\frac{dp}{dZ}\right)_f = \frac{f \rho_f v_m^2}{2 g_c d} \quad (3.65)$$

Donde:

$$\rho_f = \frac{\rho_{ns}^2}{\rho_s}$$

Esta ecuación puede ser escrita en términos de flujo de masa multiplicando y dividiendo por el cuadrado del área del tubo.

$$\left(\frac{dp}{dZ}\right)_f = \frac{f w^2}{2 g_c d A^2 \rho_s} \quad (3.66)$$

Esta ecuación esta expresada por Hagedorn and Brow, como:

$$\left(\frac{dp}{dZ}\right)_f = \frac{f w^2}{2.9652 \times 10^{11} \rho_n d^5} \quad (3.67)$$

Donde:

w : gasto másico, (lb_m/día)

ρ_n : densidad sin resbalamiento, (lb_m/pie³)

d : diámetro interno de la tubería, (pg)

f : factor de fricción de las dos fases

El término del gradiente de presión por aceleración está dado por:

$$\left(\frac{dp}{dZ}\right)_{ac} = \frac{\rho_s \Delta(v_m^2)}{2g_c dZ} \quad (3.68)$$

Donde:

$$\Delta(v_m^2) = v_m^2(p_1, T_1) - v_m^2(p_2, T_2)$$

Si definimos E_k como:

$$E_k = \frac{dZ}{dp} \left(\frac{dp}{dZ}\right)_{ac} = \frac{\rho_s \Delta(v_m^2)}{2g_c dp} \quad (3.69)$$

Por lo tanto el gradiente de presión total calculado está dado por:

$$\frac{dp}{dZ} = \frac{\left(\frac{dp}{dZ}\right)_{el} + \left(\frac{dp}{dZ}\right)_f}{1 - E_k} \quad (3.70)$$

3.3 Modelo de cinética de crecimiento de capa límite

El modelo de flujo multifásico empleado en este trabajo, está contenido en el simulador PIPESOLIDS®, desarrollado en el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP). Dicho simulador se apoya en un modelo matemático cuyas ecuaciones y modificaciones teóricas lo hacen único para la predicción en la depositación de parafinas. Este modelo explica cómo la transición de la fase líquido-sólido del aceite puede crear un gradiente local de concentración y flujo másico que dependen del gradiente de temperatura. Cabe señalar que el módulo correspondiente a la predicción de depósitos de asfáltenos, donde se aplican principios similares en cuanto al fenómeno de difusión se refiere, ha sido probado exitosamente en pozos del campo Puerto Ceiba (Riquelme, 2005). Como resultado de estas aplicaciones es posible conocer los perfiles de la masa depositada en función de la posición y el tiempo.

3. Descripción del Modelo Propuesto

El efecto del régimen de flujo en la depositación, se estudia detalladamente, al incluir el cambio de las propiedades reológicas del líquido a medida que éste fluye a lo largo de la tubería en el entendido de que por propiedades reológicas se considera el cambio que experimenta el fluido al pasar de un comportamiento newtoniano a uno no newtoniano.

El fenómeno de la depositación de parafina se esquematiza en la figura 3.6 (Ramírez-Jaramillo y cols., 2004). Este consiste de una tubería (en dos dimensiones, r y z), con longitud z_0 , en la cual fluye un fluido con composición inicial z_0 . El fluido es una mezcla compleja de n componentes de hidrocarburos en equilibrio termodinámico, por lo que sus fracciones mol de las fases potencialmente presentes, son funciones de la presión y temperatura. En ella coexisten las tres (líquido, sólido y vapor), las cuales en equilibrio a una presión y temperatura dadas, definen exactamente el estado y composición de la mezcla.

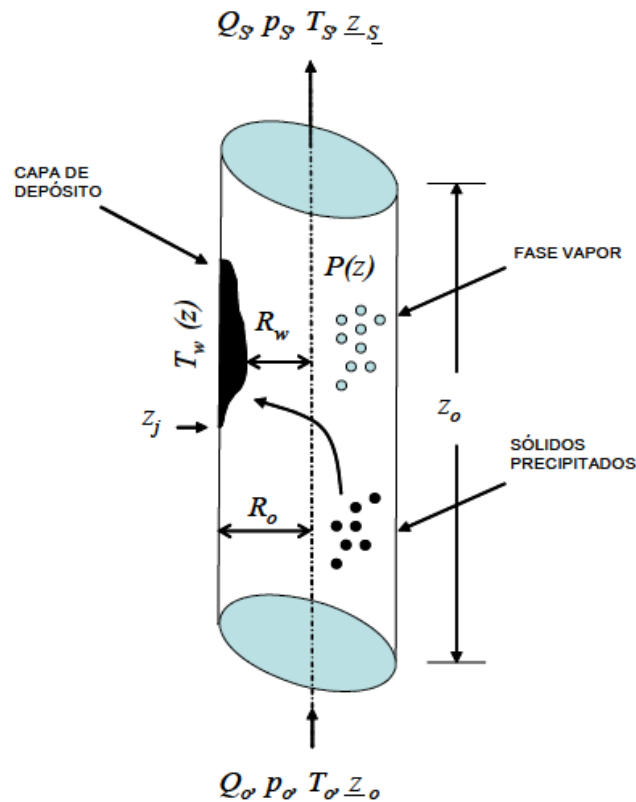


Figura 3.6 Fenómeno de la depositación orgánica en tuberías

El aceite entra en la tubería, de radio interno R_0 a una presión p_0 , temperatura T_0 y flujo volumétrico Q_0 . Tanto la temperatura externa de la tubería como la presión del fluido, cambian con la posición ($T(z)$, $p(z)$), enfriándose y disminuyendo la presión a medida que asciende el fluido por la tubería. Como la temperatura externa cambia axialmente a lo largo de la tubería, el proceso de transferencia de calor por convección forzada, induce un cambio en la temperatura del líquido. Este cambio de temperatura y presión provoca que en algún punto de la tubería se precipiten los sólidos y éstos a su vez se difundan por mecanismos deferentes hacia las paredes internas, formando el depósito de sólidos. Sea $R_w(z,t)$ el radio efectivo de la tubería, el cual considera el espesor de la capa de depósito formada como función del tiempo.

En general, el flujo de aceite en pozos productores puede presentar un régimen de flujo turbulento. Aquí se considerará que el tamaño de los remolinos turbulentos, son grandes en la región central del flujo turbulento desarrollado en el interior de la tubería, pero estos disminuirán cerca de la pared, de tal manera que existe una región laminar (capa límite) adyacente a la pared. La suposición anterior está incorporada en el modelo de transferencia de calor y masa bajo condiciones de flujo turbulento, en el cual se divide al tubo en tres regiones básicamente: el núcleo turbulento, la zona de transición y la capa laminar próxima a la pared.

En el núcleo turbulento, la energía calorífica se transporta rápidamente de una zona a otra debido a la fuerte actividad de los remolinos turbulentos formados en el fluido. Este mecanismo del paso rápido de energía calorífica, da lugar a que la temperatura varíe ligeramente en todo el núcleo turbulento. Por otra parte, la actividad de la turbulencia junto a la pared es considerablemente menor, por lo que es conveniente tomar una región laminar en la que la energía se transporta exclusivamente por conducción de calor, el cual es un proceso lento en comparación con el transporte de los remolinos turbulentos (Ramírez-Jaramillo, 2001).

Por lo tanto, es de esperarse que se produzca una caída apreciable de temperatura a través de la capa laminar delgada. En la zona de transición se prevé una situación intermedia entre el núcleo turbulento y la capa laminar, siendo importantes en esta región tanto el transporte de energía por conducción como por turbulencia. En la figura 3.7 (Bird, 1987), se representa un perfil de temperatura típico para estas condiciones.

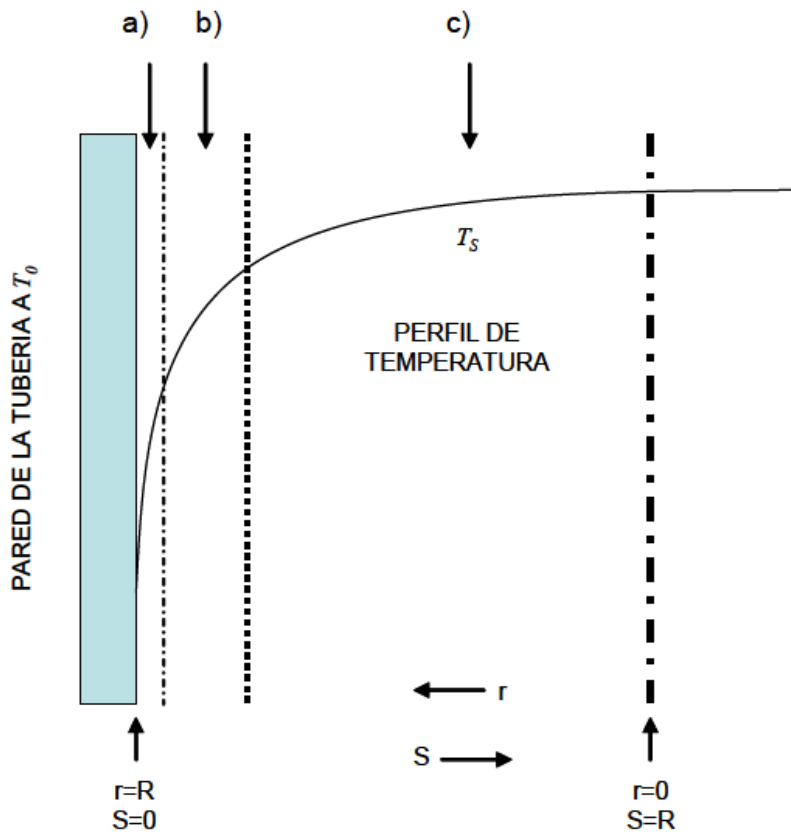


Figura 3.7 Fluido con temperatura T , circulando por una tubería ($T_s > T_0$). Se muestra el cambio de la temperatura en: a) película laminar, b) zona de transición y c) núcleo turbulento

En esta aproximación, para el cálculo del perfil radial de temperatura, se supondrá que la temperatura en la capa límite es ligeramente menor a la temperatura promedio del resto del aceite (esto debido a que la temperatura de la pared interna de la tubería siempre es menor a la temperatura del fluido); es decir, se mantiene el hecho de que la

difusión molecular está presente debido a la existencia de un gradiente radial de temperatura. La expresión utilizada para determinar la temperatura de la pared es:

$$T_{pared} = T_{fluido} - \frac{Q}{h_{in}A} , \quad (3.71)$$

Donde T_{fluido} es la temperatura media del fluido a la profundidad de estudio, Q es el flujo de calor total de los alrededores hacia la tubería, A es el área superficial interna de la tubería. El coeficiente h_{in} es el coeficiente de transferencia de calor interno, el cual se puede expresar de la siguiente forma, dependiendo del régimen en que se encuentre el fluido (laminar o turbulento):

$$h_{in} = 0.026 \frac{k_b}{D} \left(\frac{D\rho_m v_s}{\mu_b} \right)^{0.8} \left(\frac{C_p \mu}{k_b} \right)^{\frac{1}{3}} \left(\frac{\mu_b}{\mu_o} \right)^{0.14} , \text{ para } R_e > 20,000 \quad (3.72)$$

y

$$h_{in} = 1.86 \frac{k_b}{D} \left(R_e P_r \frac{D}{L} \right)^{\frac{1}{3}} \left(\frac{\mu_b}{\mu_o} \right)^{0.14} , \text{ para } R_e < 20,000 \quad (3.73)$$

Donde:

- D : diámetro de la tubería
- L : longitud
- R_e : número de Reynolds
- P_r : número de Prandtl
- C_p : capacidad calorífica de la mezcla
- μ_o : viscosidad de la fase líquida
- k_b : conductividad térmica de la mezcla

En la ecuación (3.71), el flujo de calor total se puede calcular como función del coeficiente global de transferencia de calor, el cual involucra

todas las resistencias consideradas dentro del modelo, según se muestra en la figura 3.8 (Ramírez-Jaramillo y cols., 2004).

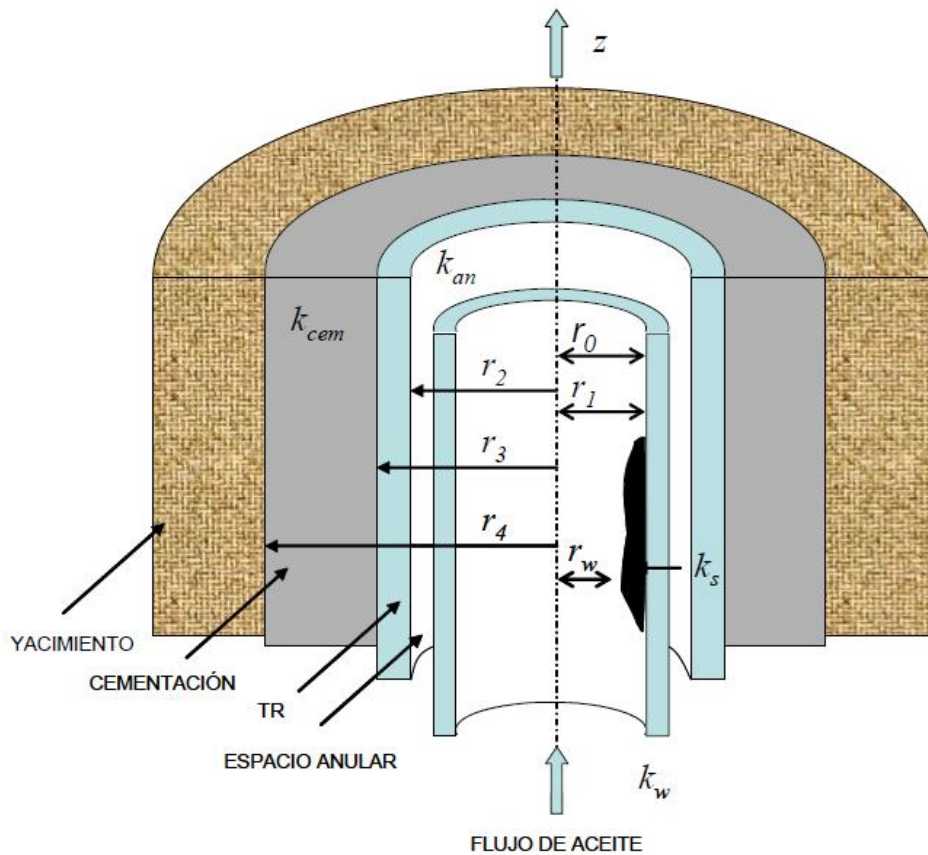


Figura 3.8. Modelo de transferencia de calor en el pozo.

El coeficiente global de temperatura se expresa de la siguiente forma:

$$U = \frac{1}{r_w} \left(\frac{1}{k_{cem}} \ln \frac{r_4}{r_3} + \frac{1}{k_{ca}} \ln \frac{r_3}{r_2} + \frac{1}{k_{an}} \ln \frac{r_2}{r_1} + \frac{1}{k_p} \ln \frac{r_1}{r_0} + \frac{1}{k_s} \ln \frac{r_0}{r_w} + \frac{1}{h_{in} r_w} \right)^{-1} \quad (3.74)$$

Los términos r_i y k_j se muestran en la misma figura 3.7. El coeficiente k_s corresponde a la resistencia calorífica del depósito de sólidos, el cual se puede expresar de la siguiente forma:

$$k_s = \frac{[2k_\beta + k_{oil} + (k_\beta - k_{oil})F_w]}{[2k_\beta + k_{oil} - 2(k_\beta - k_{oil})F_w]} k_{oil} \quad (3.75)$$

Donde:

β : resistencia calorífica de la parafina, según sea el caso

k_{oil} : resistencia calorífica del aceite

F_w : fracción peso de la fase sólida.

Por otro lado, la ecuación constitutiva para el fluido es:

$$\underline{\tau} = 2\eta(\pi_D, w_s)D \quad , \quad (3.76)$$

Donde la viscosidad $\eta(\Pi_D, w_s)$ es una función del segundo invariante del tensor de deformación (Π_D) y de la fracción peso de la fase sólida. Debido a la complejidad reológica de la viscosidad del fluido, se utiliza una ecuación semiempírica tipo Casson, la cual ha demostrado que predice satisfactoriamente la dependencia de la viscosidad con la concentración y la velocidad de corte para sistemas multicomponentes (Pedersen y Ronningse, 1991).

$$\eta = \eta_{liq} \exp(D\phi_{solid}) + \frac{E\phi_{solid}}{\gamma^{\frac{1}{2}}} + \frac{F\phi_{solid}^4}{\gamma} \quad , \quad (3.77)$$

Donde:

γ : velocidad de corte del fluido en la pared

ϕ_{solid} : representa la fracción peso de la fase sólida

Los primeros parámetros D , E y F que aparecen en la ecuación 3.77 tienen los valores:

$$D=37.82$$

$$E= 83.96$$

$$F= 8.559 \times 10^6$$

En la ecuación (3.77), el término,

$$\eta_s = \eta_{liq} \exp(D\phi_{solid}) \quad , \quad (3.78)$$

Corresponde a la viscosidad de una suspensión, la cual se tendría en el caso límite cuando:

$$\phi_{solid} \rightarrow 0$$

La tasa de depositación de materia orgánica, depende de la composición del aceite, la temperatura del fluido, la temperatura externa alrededor de la tubería, las condiciones del flujo, las dimensiones de la tubería y de la presión. La depositación de parafina solamente ocurrirá cuando la temperatura de la pared interna de la tubería está por debajo de la temperatura de formación de parafina (WAT). Por lo tanto, el análisis de la depositación debe incluir principalmente la región más cercana a la pared interior de la tubería, donde el proceso de la componente radial de la difusión, el flujo de calor en la superficie y el flujo de fluidos en la capa límite están vinculados.

El simulador aplica el proceso de la transferencia de calor anteriormente descrito con flujo de calor constante en la superficie externa de la tubería. El flujo inducido por el gradiente de temperatura radial y la presión existente, inducen un gradiente de concentración radial. La precipitación de parafina se considera como un proceso consecutivo de precipitación de múltiples fases sólidas. El modelo supone que las moléculas que se difunden a la pared se depositan y forman una capa tras otra de parafina, mismas que no son removidas por las fuerzas de corte.

El flujo de masa se calcula para todos los componentes que pasan a la fase sólida en el sistema y el flujo total es la suma de los flujos de cada componente. Además se supone que la depositación es solamente de moléculas que precipitan sobre la pared. En este estudio se ha propuesto una variedad de posibles mecanismos para la depositación de parafinas, como por ejemplo la difusión molecular, la dispersión de corte, difusión browniana y sedimentación gravitacional. Es evidente que estos dos últimos mecanismos (difusión browniana y sedimentación gravitacional)

no son significativos bajo las condiciones reales de flujo en pozos productores de petróleo (número de Reynolds mayores a 100,000). Las evidencias experimentales demuestran que la dispersión de corte tampoco es significativa para la depositación (Ramírez-Jaramillo, 2004).

La ecuación de continuidad para la fase líquida, en ausencia de fuentes y sumideros es:

$$\left(\frac{\partial \rho_L}{\partial t}\right) = -\nabla \cdot (\rho_L V + J_L) \quad , \quad (3.79)$$

Donde ρ_L y J_L son las densidades del líquido y el flujo de masa de la fase líquida.

En el modelo aplicado, la ecuación constitutiva para el flujo de masa sigue la ley de Fick;

$$J = -D \nabla \rho_L \quad , \quad (3.80)$$

Donde D es el coeficiente de difusión promedio, el cual puede ser expresado como:

$$D = \frac{C_1}{\eta} \quad , \quad (3.81)$$

C_1 es una constante a ser determinada para cada aceite. Burger y cols. (1981) propusieron la siguiente expresión para esta constante:

$$C_1 = 7.4 \times 10^{-8} \frac{T(\psi M)^{1/2}}{V^{0.6}} \quad , \quad (3.82)$$

Donde ψ , M , V representan: el parámetro de asociación, el peso molecular y el volumen molar respectivamente. Se sabe que $V^{0.6}$ es proporcional a T . El tratamiento matemático de la ecuación (3.80) Svendsen (1993), da por resultado:

$$J_{MD} = \sum_{j=1}^n J_{MD}^j , \quad (3.83)$$

Donde:

$$J_{MD} = \sum_{i=1}^n J_{MD}^i = -D \sum_{i=1}^n \frac{\partial \rho_{xi}}{\partial r} = -D \rho_m \sum_{i=1}^n \left[-T \frac{\partial w_{si}}{\partial T} + (1 - w_{si}) \frac{T}{\rho_m} \frac{\partial \rho_m}{\partial T} \right] \frac{1}{T} \frac{\partial T}{\partial r} , \quad (3.84)$$

Aquí w_{si} es la fracción sólida del componente i en la fase sólida. Multiplicando y dividiendo por T en (3.148), y el segundo término dentro del paréntesis también se multiplica y divide por ρ_m , el flujo de masa radial se puede escribir en la forma (Svendsen, 1993).

Otro de los mecanismos considerados en la formación de la capa de depósito, es la remoción de la capa debido a la velocidad de corte del fluido en la pared de la tubería. Este mecanismo conocido como remoción por corte se describe como función del esfuerzo cortante en la pared, la cantidad de masa depositada y de dos parámetros de ajuste, los cuales se determinan en forma experimental para cada mezcla en estudio. Los valores de estos parámetros fueron tomados de la literatura. Este modelo, propuesto por Kem y Seaton (2002), se expresa de la siguiente forma:

$$J_{Sr} = A_1 \exp\left(\frac{-B_1}{T}\right) \tau_p M(t - dt, z) , \quad (3.85)$$

Donde:

A_1 y B_1 : son las constantes que dependen de la composición del aceite,

T : es la temperatura promedio del intervalo

$M(t-dt, z)$: es la masa depositada en el tiempo dado

τ_p : es el esfuerzo cortante en la pared, el cual está dado por:

$$\tau_p = \frac{\Delta p r_w}{2L} , \quad (3.86)$$

Donde:

r_w : es el radio efectivo de la tubería, considerando la capa de depósito y cuyo cálculo se detalla más adelante.

Se ha visto que para el caso de la depositación de parafina, la formación y posterior depositación de cristales en la pared de la tubería, dan por resultado la formación de una capa de gel (Singh y cols., 2000, 2001a, 2001b), la cual consiste de una fase líquida y una fase sólida estática. La capa de gel se comporta como un medio poroso, en el cual las moléculas de parafina continúan difundiendo debido a la variación radial de la temperatura. El envejecimiento del gel se manifiesta por un incremento del contenido de parafinas en la capa de depósito. Por lo tanto, además del proceso de difusión y la remoción por corte, existe también un proceso de difusión interno. Debido a que existe un gradiente de temperatura a través de la capa de gel, entonces existe un flujo de difusión interno dentro del depósito de gel. Singh y cols., (1999), proponen la expresión siguiente para la difusión interna:

$$J_{gel} = -D_e \frac{dC_{ws}}{dT} \frac{dT}{dr} , \quad (3.87)$$

Donde:

C_{ws} : es la solubilidad de la parafina en el líquido, la cual se obtiene directamente del equilibrio termodinámico.

La difusividad efectiva de las moléculas de parafina a través de la capa de gel, es una función de la porosidad del gel, por lo que se propone la expresión siguiente para la difusividad de partículas (Cussler y cols., 1988):

$$D_e = \frac{D_{wo}}{1 + \frac{\alpha^2 F_w^2}{(1-F_w)}} , \quad (3.88)$$

Donde D_{wo} es el coeficiente de difusividad molecular de parafina en aceites cerosos, el cual fue propuesto por Hayduk y cols., (1982), α es la

forma promedio de los cristales de parafina; la fracción peso de la parafina sólida está dada por:

$$F_w = \frac{M(t,z)}{\rho_{gel}\pi(r_o-r_w)^2\Delta z} \quad , \quad (3.89)$$

Cabe señalar que este mecanismo de difusión, sólo aplica para la depositación de parafinas.

Para calcular el grosor de la capa de sólidos depositados sobre las paredes de la tubería, se considera que $M_w^T(t,z)$ es la masa total de depositación de parafina al tiempo t , desde $z=0$ hasta $z=L$ (L es la longitud total de la tubería). Esta cantidad se expresa como:

$$M_w^T(t,z) = \sum_{i=1}^n M_w^i(t,z) = 2\pi \left\{ \int_0^t \int_0^L \left[r_w \left(\sum_{i=1}^n J_{MD}^i |_{r=r_w} + J_{gel} - J_{Sr} \right) \right] dz dt \right\}, \quad (3.90)$$

Donde r_w es el radio efectivo de la tubería. El incremento en la cantidad de depositación por metro de tubería al tiempo t es $\frac{\partial M_w^T}{\partial z}$; esta cantidad es la derivada de la ecuación (3.90):

$$\frac{\partial M_w^T}{\partial z} = \sum_{i=1}^n \frac{\partial M_w^i}{\partial z} = 2\pi \left\{ \int_0^L \left[r_w \left(\sum_{i=1}^n J_{MD}^i |_{r=r_w} + J_{gel} - J_{Sr} \right) \right] dt \right\}, \quad (3.91)$$

Para determinar la cantidad de masa depositada total como función del tiempo, es necesario calcular la derivada con respecto al tiempo de la ecuación (3.155), obteniéndose lo siguiente:

$$\frac{\partial M_w^T}{\partial z} = \sum_{i=1}^n \frac{\partial M_w^i}{\partial z} = 2\pi \left\{ \int_0^L \left[r_w \left(\sum_{i=1}^n J_{MD}^i |_{r=r_w} + J_{gel} - J_{Sr} \right) \right] dz \right\}, \quad (3.92)$$

El radio efectivo interno de la tubería, $r_w(t,z)$ se puede calcular a partir de la expresión siguiente:

$$r_w = \left(r_o^2 - \frac{1}{\pi \rho_s} \frac{\partial M_w^T}{\partial z} \right)^{\frac{1}{2}}, \quad (3.93)$$

Donde: ρ_s es la densidad del sólido depositado y r_o es el radio interior de la tubería sin depósito. Finalmente, el grosor correspondiente de la capa de depósito del sólido está dado por:

$$h(t, z) = r_o - r_w, \quad (3.94)$$

3.4 Diagrama de flujo para el cálculo del perfil de depósito

A continuación en la figura 3.9, se muestra el diagrama de flujo que integra los pasos del algoritmo de cálculo del modelo descrito en este trabajo (Ramírez-Jaramillo 2004, 2006). En este sólo se considera la parte del cálculo en la línea de transporte, no se incluye el cálculo del equilibrio de fases para predecir la precipitación de parafinas.

3. Descripción del Modelo Propuesto

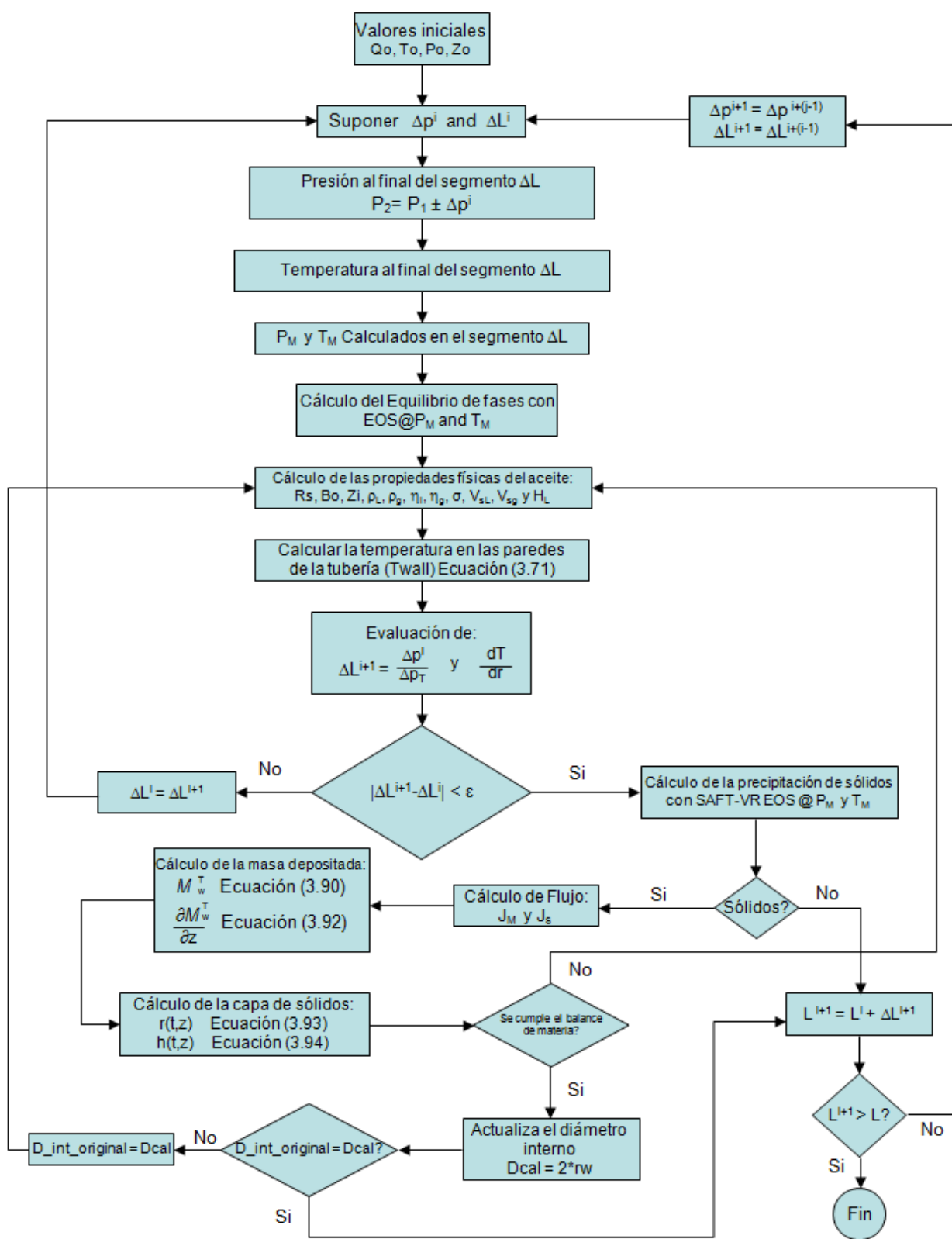


Figura 3.9. Diagrama de flujo para el cálculo del perfil de depósito

4

Descripción de los Casos de Estudio

4.1 Descripción General del Campo

El campo Lacamango se localiza en el estado de Veracruz, situado en la porción Suroriental de la República Mexicana, dentro de la provincia geológica de la Cuenca Terciaria del Sureste en la porción occidental de la cuenca salina del istmo, geográficamente se localiza entre los paralelos $17^{\circ}45'35''$ y $17^{\circ}55'50''$ y los meridianos $94^{\circ}18'40''$, $94^{\circ}21'20''$, aproximadamente a 33 Km al S 42° W del Activo Integral Cinco Presidentes localizado en la ciudad de Agua Dulce, Ver. El campo

4. Descripción de los Casos de Estudio

Lacamango pertenece al municipio de Moloacán, con un área geográfica aproximada de 4.3 Km². En la figura 4.1 se muestra el plano de localización del campo Lacamango.

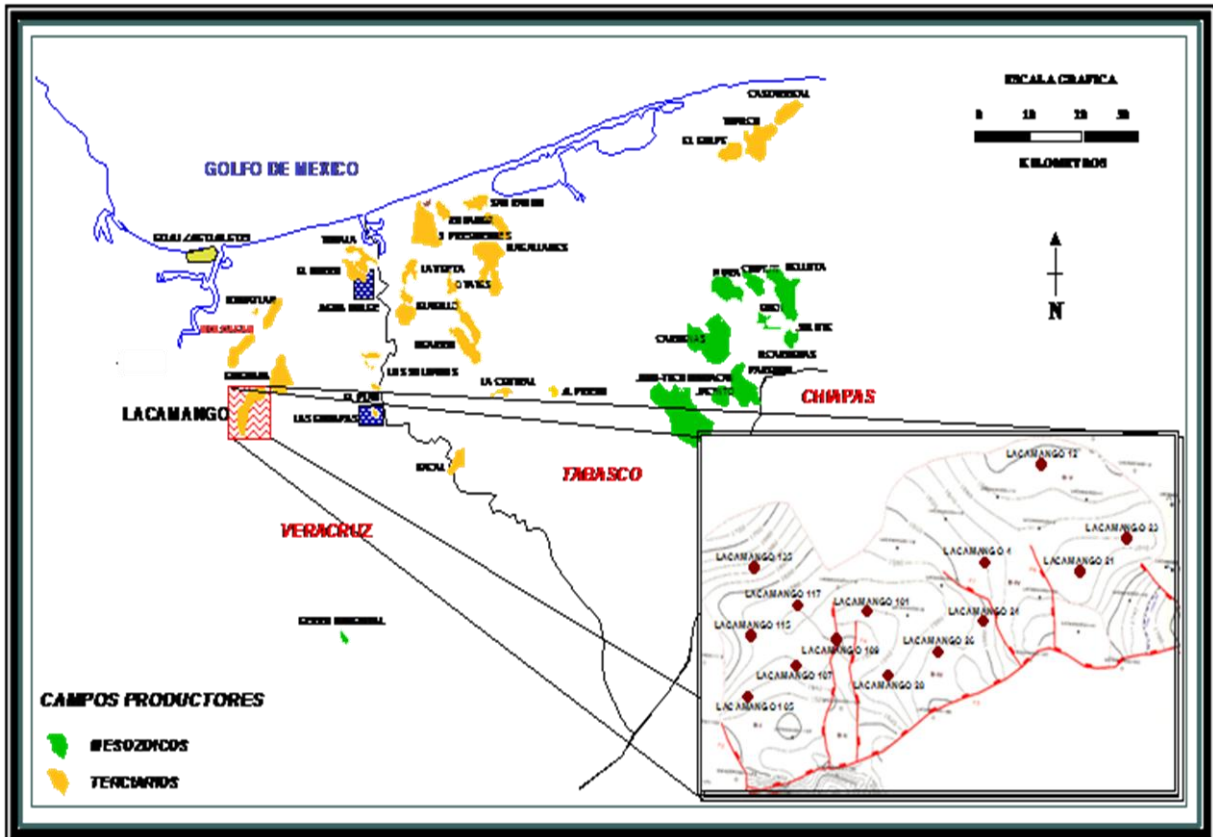


Figura 4.1 Plano de Localización

El campo se descubrió en el año 1973 con la perforación del pozo Lacamango No.1 el cual resultó productor de aceite en las arenas de la formación Encanto, dicho pozo se encuentra ubicado aproximadamente a 25 Km al S 70° E de Minatitlán, Ver. Desde su descubrimiento el campo ha estado sujeto a explotación con 39 pozos perforados; 30 pozos productores de hidrocarburos en las arenas de la Formación Encanto y 9 pozos improductivos, alcanzando para septiembre de 1977 su producción máxima promedio de 5021 bls/día de aceite y 132 mmpcd de gas, a partir de octubre del mismo año empezó a declinar su producción en un porcentaje promedio de 0.0064% mensual y un factor de recuperación promedio del 25% hasta alcanzar una

4. Descripción de los Casos de Estudio

producción de 1882 bls/día de aceite y 110 mmpcd de gas. Para septiembre de 1999 el campo tenía una producción acumulada de 18,511,366 bls de aceite y 30,082 mmpc de gas, el tipo de aceite explotado es el ceroso de densidad 0.865 gr/cm³ (32 °API).

Actualmente el campo opera con un total de 14 pozos de los cuales 11 se encuentran operando por medio del sistema de producción de Bombeo Neumático y 3 pozos se encuentran operando en forma fluyente (por energía propia del yacimiento), de los cuales se obtiene una producción total de aceite de 1818 bls/día y 1.8 mmpcd de gas, la cual es manejada en la batería Lacamango. La tabla 4.1 muestra los datos técnicos del campo.

| | | | | | | |
|--|--------------------------|--------------------|-------------------|-----------------------|-----------------------|------------------------------|
| INICIO DE EXPLOTACION: | ABRIL DE 1975 | | | | | |
| FORMACION PRODUCTORA | ENCANTO | | | | | |
| AREA (Km²) | 4.3 | | | | | |
| VOLUMEN ORIGINAL @ C.A. | ACEITE | 107.2 | MMBLS | GAS | 147.8 | MMMPC |
| TIPO DE YACIMIENTO | ACEITE NEGRO | | | | | |
| PRESION ORIGINAL (Kg/cm²) | 182 Kg/cm ² | | | | | |
| PRESION DE SATURACION (Kg/cm²) | 154.7 Kg/cm ² | | | | | |
| DENSIDAD DEL ACEITE | 32 °API | | | | | |
| PROD. ACUM. ACEITE (MMBLS) | 21.0 MMBLS | | | | | |
| PROD. ACUM. GAS (MMMPC) | 39.28 MMMPC | | | | | |
| FACT. RECUP. ACTUAL | ACEITE | 19 | % | GAS | 26 | % |
| | TOTAL | PRODUCTORES | INYECTORES | CDOS. C/POSIB. | CDOS. S/POSIB. | PEND. TAPON TAPONADOS |
| ESTADO DE POZOS | 39 | 14 | 0 | 11 | 0 | 7 7 |

Tabla 4.1 Datos Técnicos

La presión del yacimiento, como resultado de la explotación ha disminuido de un valor inicial de 182 Kg/cm² a un valor actual de 100 Kg/cm².

Desafortunadamente el campo desde el inicio de su explotación siempre a presentado problemas de producción diferida a consecuencia de la depositación de parafina en el sistema de producción de los pozos, por lo que ha traído consigo pérdidas económicas a la empresa petrolera

cada vez que los pozos difieren producción a consecuencia de la parafina.

4.2 Descripción y Características Principales de los Pozos a Estudiar

Para el desarrollo de esta investigación que tiene como objetivo la predicción de la depositación de parafinas a través de campos magnéticos, los pozos que se analizaran del campo Lacamango, son: Primer pozo el cual presenta problemas muy severos de depositación de parafinas, es el pozo **Lacamango No.107**, de este pozo se sabe que el problema de depositación de parafina es muy severo ya que para mantener el gasto óptimo de producción del pozo es necesario estar interviniéndolo 3 a 4 veces al mes con unidad de aceite caliente, dicha unidad tiene como objetivo el de deshacer la parafina formada en la tubería de producción del pozo a base de inyección a presión de aceite caliente y lograr así que el pozo siga produciendo su gasto de aceite programado. El segundo pozo es el **Lacamango No.21**, el cual es un pozo que presenta problemas moderados de depositación de parafina, lo que propicia que las intervenciones con la unidad de aceite caliente tengan que ser de 1 a 2 veces por mes; y como último estudiaremos el pozo **Lacamango No.26**, el cual es un pozo que no presenta o presenta muy pocos problemas de depositación de parafinas, su ritmo de explotación es prácticamente constante, y se ha observado durante su vida productiva que tiene muy pocos problemas de asentamiento de parafinas en su tubería de producción y en su tubería de descarga.

4.2.1 Datos de composición de los fluidos

Antes de efectuar el fraccionamiento sintético del pseudocomponente C_6^+ para las muestras de los pozos Lacamango Nos. 21, 26 y 107, se tuvo que realizar una reconstrucción de la composición original de la muestra debido a que los análisis PVT's con los que se cuentan datan de los años 1976 para los pozos 21 y 26 y para el pozo Lacamango 107 su análisis PVT data del año 1988.

Esta reconstrucción de la composición se realizó aplicando una distribución gama para poder discretizar el pseudocomponente C_6^+ en 6 pseudocomponentes como se verá más adelante.

Los tres parámetros de la distribución gama, es un modelo general para describir la distribución molar a través de una función de densidad de probabilidad en el peso molecular.

$$p(M) = \frac{(M-\eta)^{\eta-1} \exp\left[-\left(\frac{M-\eta}{\beta}\right)\right]}{\beta^{\eta} \Gamma(\eta)} \quad (4.1)$$

Donde:

Γ : función gama

η : peso molecular mínimo que se encuentra en la fracción C_7^+
(normalmente M de C_7)

β : esta dado por:

$$\beta = \frac{MC_7^+ - \eta}{a} \quad (4.2)$$

Los tres parámetros de la distribución gama son a, η, MC_7^+ . El parámetro clave " a " define la forma de la distribución y su valor generalmente va de 0.5 a 2.5 para aceites; $a = 1$ que es una distribución exponencial. El parámetro η puede interpretarse físicamente como el mínimo peso molecular encontrado en la fracción C_7^+ MC_7^+ es el peso molecular

promedio de la fracción C_7^+ en el intervalo $0 \leq x \leq 1$ se puede estimar la relación (Abramowitz y Stegun, 1972).

$$\Gamma(x + 1) = 1 + \sum_{t=1}^8 A_t x^t \quad (4.3)$$

Donde:

$$A_1 = -0.577191652$$

$$A_2 = 0.988205891$$

$$A_3 = -0.897056937$$

$$A_4 = 0.918206857$$

$$A_5 = -0.756704078$$

$$A_6 = 0.482199394$$

$$A_7 = -0.193527818$$

$$A_8 = -0.035868343$$

A partir de al menos cuatro datos entre; K (de equilibrio o de Whitson), el peso molecular del pseudocomponente, la gravedad específica de la fracción C_6^+ ó C_{12}^+ de la mezcla a condiciones estándar en gr/cm^3 o en grados API entramos en un proceso de ensaye y error.

Cuando se logra ajustar mediante una ecuación de estado cubica (Peng Robinson, 1976) una serie de parámetros básicos que nos definen los datos duros antes mencionados, tenemos como resultado la caracterización x_i y y_i , entonces, obtenemos la composición de la mezcla, z_i .

4. Descripción de los Casos de Estudio

La tabla 4.2, muestra las composiciones de las mezclas de hidrocarburos a las que se fraccionará el pseudocomponente para las muestras de nuestros pozos en estudio.

| COMPONENTE | Lacamango 21 (%) mol | Lacamango 26 (%) mol | Lacamango 107 (%) mol |
|-----------------------------|---------------------------------|---------------------------------|----------------------------------|
| N ₂ | 0.0000 | 0.0000 | 0.01238 |
| CO ₂ | 0.0000 | 0.0000 | 0.00041 |
| H ₂ S | 0.0000 | 0.0000 | 0.00000 |
| C ₁ | 0.7651 | 0.7973 | 0.86915 |
| C ₂ | 0.1101 | 0.0996 | 0.07295 |
| C ₃ | 0.0656 | 0.0529 | 0.03448 |
| i-C ₄ | 0.0078 | 0.0059 | 0.00522 |
| n-C ₄ | 0.0242 | 0.0187 | 0.00876 |
| i-C ₅ | 0.0074 | 0.0076 | 0.00254 |
| n-C ₅ | 0.0077 | 0.0072 | 0.00198 |
| C ₆ ⁺ | 0.0121 | 0.0108 | 0.00113 |

Tabla 4.2 Composición reproducida de las muestras de hidrocarburos originales

Aplicando la distribución gama, discretizamos el C₆⁺ en 6 pseudocomponentes y nos resulta lo siguiente:

En la tabla 4.3, se muestra la composición de la mezcla de hidrocarburos a la que se fraccionará el pseudocomponente C₆⁺ para la muestra del pozo Lacamango No.21.

4. Descripción de los Casos de Estudio

| COMPONENTE | PM | Z _{comp} |
|------------------|----------|-------------------|
| N ₂ | 28.013 | 0.0000099997 |
| CO ₂ | 44.010 | 0.0000099997 |
| H ₂ S | 34.080 | 0.0000099997 |
| C ₁ | 16.040 | 0.765077048 |
| C ₂ | 30.070 | 0.110096697 |
| C ₃ | 44.094 | 0.065598032 |
| i-C ₄ | 58.124 | 0.007799766 |
| n-C ₄ | 58.120 | 0.024199274 |
| i-C ₅ | 72.151 | 0.007399778 |
| n-C ₅ | 72.151 | 0.007699769 |
| Pseudo 1 | 122.470 | 0.004085877 |
| Pseudo 2 | 183.750 | 0.00300791 |
| Pseudo 3 | 239.520 | 0.002137936 |
| Pseudo 4 | 306.750 | 0.001638951 |
| Pseudo 5 | 417.900 | 0.001098967 |
| Pseudo 6 | 1174.810 | 0.000129996 |

Tabla 4.3 Fraccionamiento composicional de la muestra de los fluidos del pozo Lacamango No. 21

En la tabla 4.4, se muestra la composición de la mezcla de hidrocarburos a la que se fraccionará el pseudocomponente C₆⁺ para la muestra del pozo Lacamango No.26.

4. Descripción de los Casos de Estudio

| COMPONENTE | PM | Z _{comp} |
|------------------|----------|-------------------|
| N ₂ | 28.013 | 0.000100032 |
| CO ₂ | 44.010 | 0.000100032 |
| H ₂ S | 34.080 | 0.000100032 |
| C ₁ | 16.040 | 0.797556015 |
| C ₂ | 30.070 | 0.099631982 |
| C ₃ | 44.094 | 0.052916986 |
| i-C ₄ | 58.124 | 0.005901895 |
| n-C ₄ | 58.120 | 0.018706005 |
| i-C ₅ | 72.151 | 0.00760244 |
| n-C ₅ | 72.151 | 0.007202312 |
| Pseudo 1 | 122.470 | 0.003575148 |
| Pseudo 2 | 183.750 | 0.002518809 |
| Pseudo 3 | 239.520 | 0.001760565 |
| Pseudo 4 | 306.750 | 0.001335429 |
| Pseudo 5 | 417.900 | 0.000888285 |
| Pseudo 6 | 1174.810 | 0.000104033 |

Tabla 4.4 Fraccionamiento composicional de la muestra de los fluidos del pozo Lacamango No. 26

En la tabla 4.5, se muestra la composición de la mezcla de hidrocarburos a la que se fraccionará el pseudocomponente C₆⁺ para la muestra del pozo Lacamango No.107.

4. Descripción de los Casos de Estudio

| COMPONENTE | PM | Z _{comp} |
|------------------|----------|-------------------|
| N ₂ | 28.013 | 0.00001000 |
| CO ₂ | 44.010 | 0.00068999 |
| H ₂ S | 34.080 | 0.00343997 |
| C ₁ | 16.040 | 0.60394396 |
| C ₂ | 30.070 | 0.21026790 |
| C ₃ | 44.094 | 0.11787882 |
| i-C ₄ | 58.124 | 0.01744983 |
| n-C ₄ | 58.120 | 0.03004970 |
| i-C ₅ | 72.151 | 0.00741993 |
| n-C ₅ | 72.151 | 0.00544995 |
| Pseudo 1 | 122.470 | 0.00127299 |
| Pseudo 2 | 183.750 | 0.00070399 |
| Pseudo 3 | 239.520 | 0.00059899 |
| Pseudo 4 | 306.750 | 0.00043800 |
| Pseudo 5 | 417.900 | 0.00028800 |
| Pseudo 6 | 1174.810 | 0.00009800 |

Tabla 4.5 Fraccionamiento composicional de la muestra de los fluidos del pozo Lacamango No. 107

Con la información de estas tablas servirán para alimentar el primer módulo del simulador PIPESOLID® en donde obtendremos los puntos de inicio de formación de cristales de parafinas para cada una de las muestras.

4.2.2 Datos del estado mecánico de los pozos

En las figuras 4.2, 4.3 y 4.4 se muestra el estado mecánico de los pozos que se estudian en este análisis los cuales corresponden a los pozos Lacamango No.21, Lacamango No.26 y Lacamango No.107 respectivamente.

4. Descripción de los Casos de Estudio

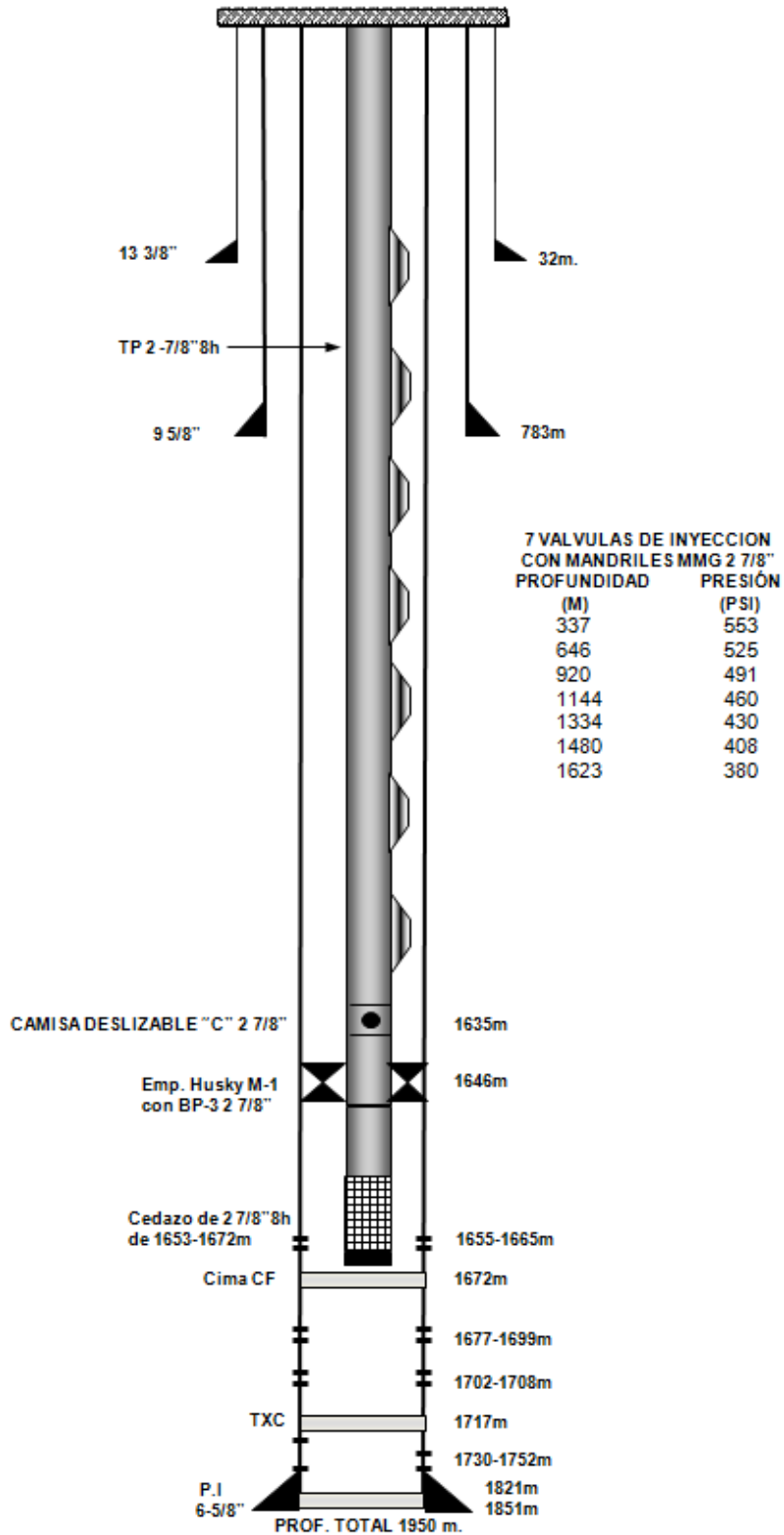


Figura 4.2 Estado mecánico pozo Lacamango No. 21

4. Descripción de los Casos de Estudio

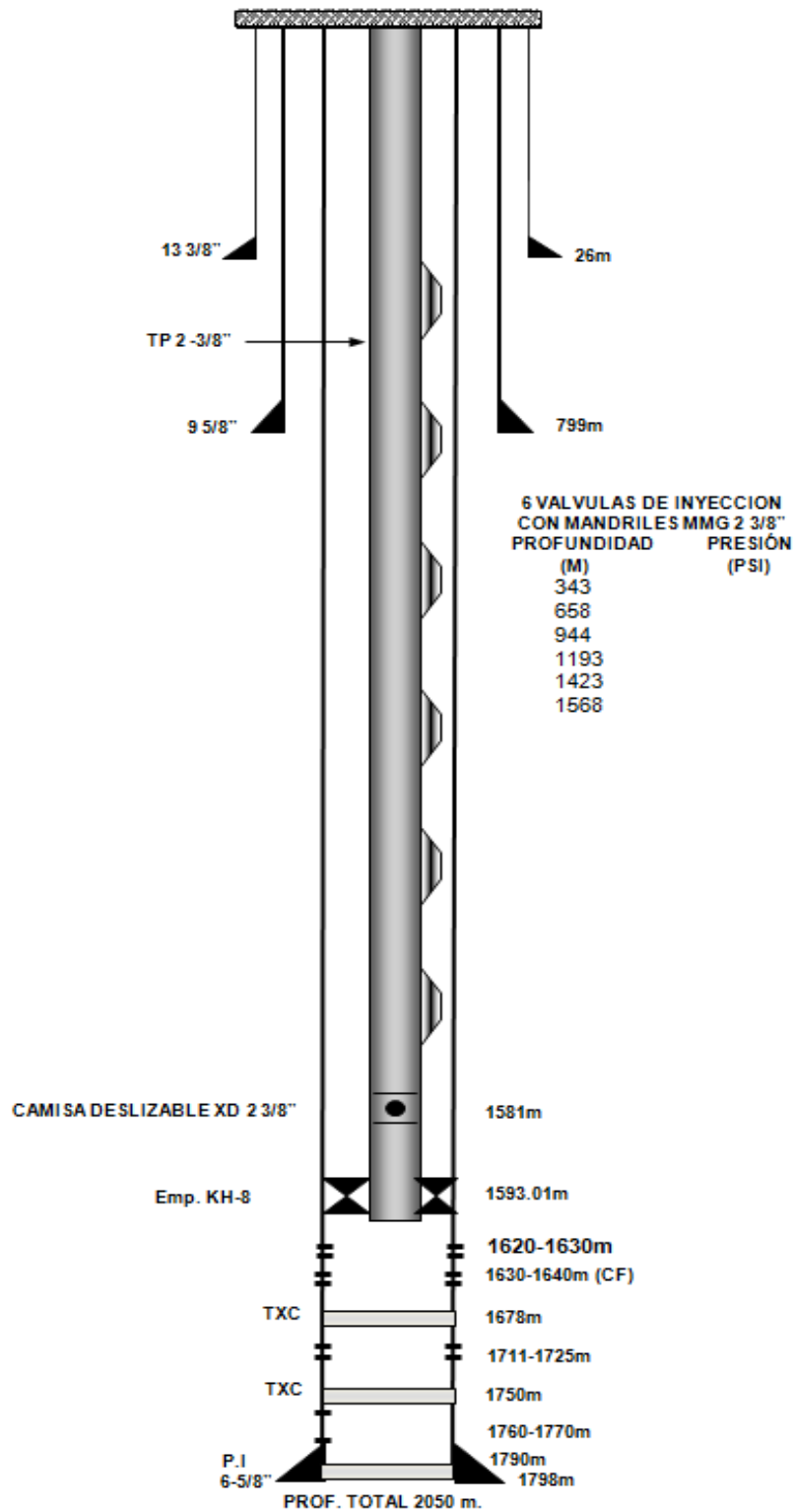


Figura 4.3 Estado mecánico pozo Lacamango No. 26

4. Descripción de los Casos de Estudio

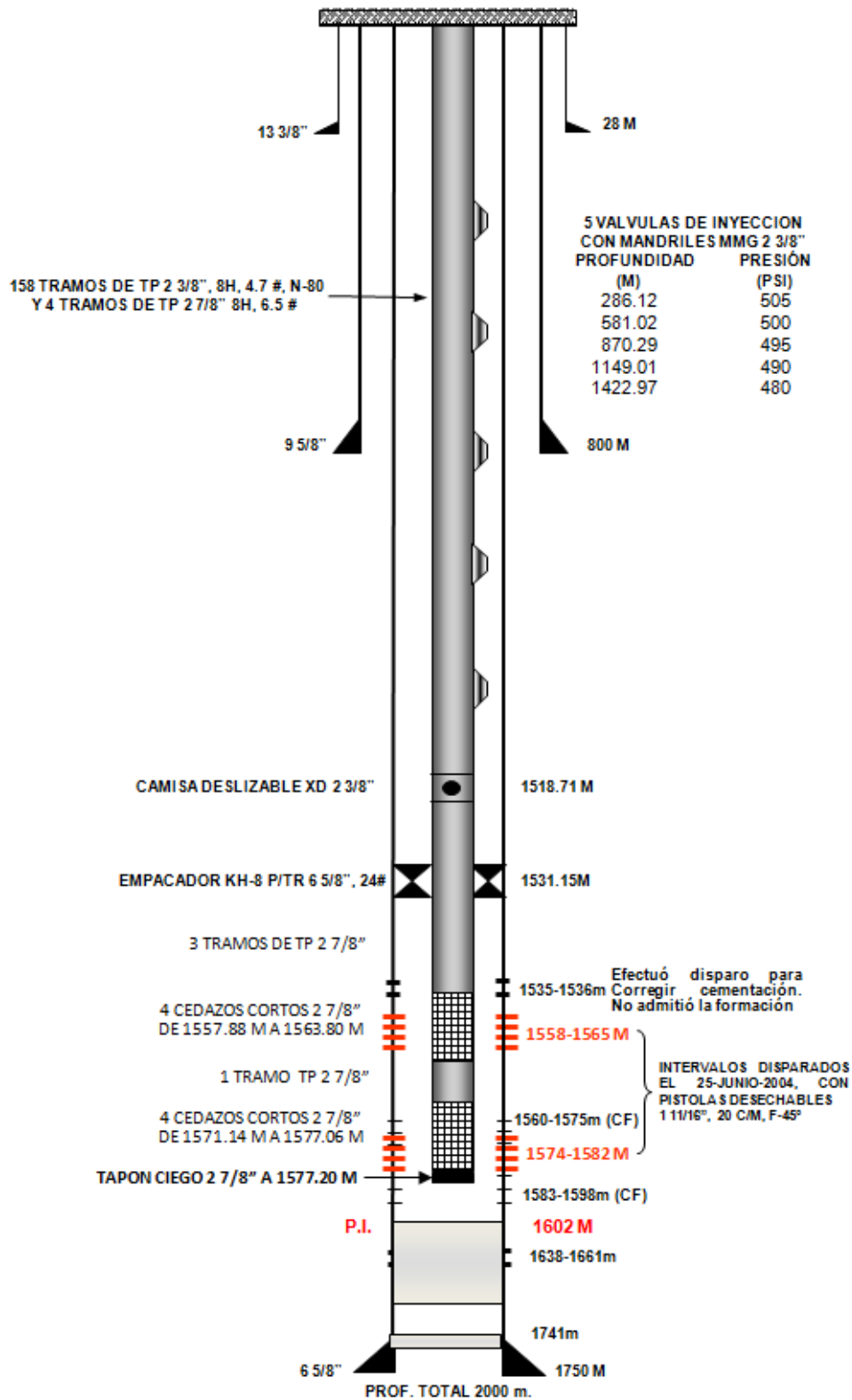


Figura 4.4 Estado mecánico pozo Lacamango No. 107

4.2.3 Datos de producción

La tabla 4.6 muestra los datos de producción actuales correspondientes a los tres pozos que están en estudio. Esta información es necesaria e indispensable para la entrada de datos del simulador PIPESOLID®.

| | Lacamango 21 | Lacamango 26 | Lacamango 107 |
|--|--------------|--------------|---------------|
| Q _o bruto (bpd) | 226 | 120 | 88 |
| Q _o neto (bpd) | 201 | 57 | 82 |
| G _{formación} (mmpcd) | 0.099 | 0.046 | 0.212 |
| G _{inyección} (mmpcd) | 0.092 | 0.180 | 0.177 |
| RGA (m ³ /m ³) | 88 | 144 | 462 |
| RGIL (m ³ /m ³) | 72 | 268 | 357 |
| Agua (%) | 11 | 53 | 7 |
| μ _o (cp) | 12.3 | 11.2 | 10.7 |
| °API | 27.7 | 27.3 | 29.1 |
| P _{TP} (Kg/cm ²) | 13 | 16 | 12 |

Tabla 4.6 Datos de producción de los pozos Lacamango Nos. 21, 26 y 107

4.3 Envoltentes de precipitación de parafinas sin dispositivos magnéticos

El comportamiento termodinámico del aceite, se puede determinar mediante el diagrama de fase de precipitación de parafina, el cual se conoce como Envoltente de Precipitación de Parafina.

El comportamiento de la parafina es diferente al comportamiento convencional de un diagrama de fase PVT, pero se puede decir que la manera de construir la envolvente es un proceso similar al que se lleva a cabo para construir la envolvente de fases de un aceite.

La precipitación de la parafina en el aceite es considerado un fenómeno termodinámico de saturación molecular. Las moléculas de parafina están inicialmente disueltas en un estado molecular caótico en el fluido. En algún estado termodinámico, el fluido llega a saturarse con moléculas de parafina, las cuales comienzan a precipitarse. Este estado

termodinámico es llamado el inicio de la precipitación. Esto es similar al punto de rocío o condensación, excepto que en la precipitación de la parafina el sólido se precipita en un líquido, mientras que en la condensación un líquido se satura de vapor (Betancourt, 1998).

La precipitación de la parafina se presenta cuando cambian las condiciones termodinámicas del sistema; por tal razón se debe construir un diagrama para saber a qué condiciones de presión y temperatura la parafina se precipitará. A esta curva se le da el nombre de Envoltorio de Precipitación de Parafina (EPP); a continuación se presentan las EPP para los pozos Lacamango Nos.21, 26 y 107.

En la figura 4.5 se muestra la EPP para el pozo Lacamango No.21 en donde observamos el comportamiento para un rango de temperatura de entre 273 y 293 °K, temperatura a la cual es factible que se presente la precipitación de parafinas, sin embargo se observa una tendencia suave cargada a la izquierda, lo cual nos indica que estamos en la región de 2 fases y que es muy poco probable que exista precipitación de parafina.

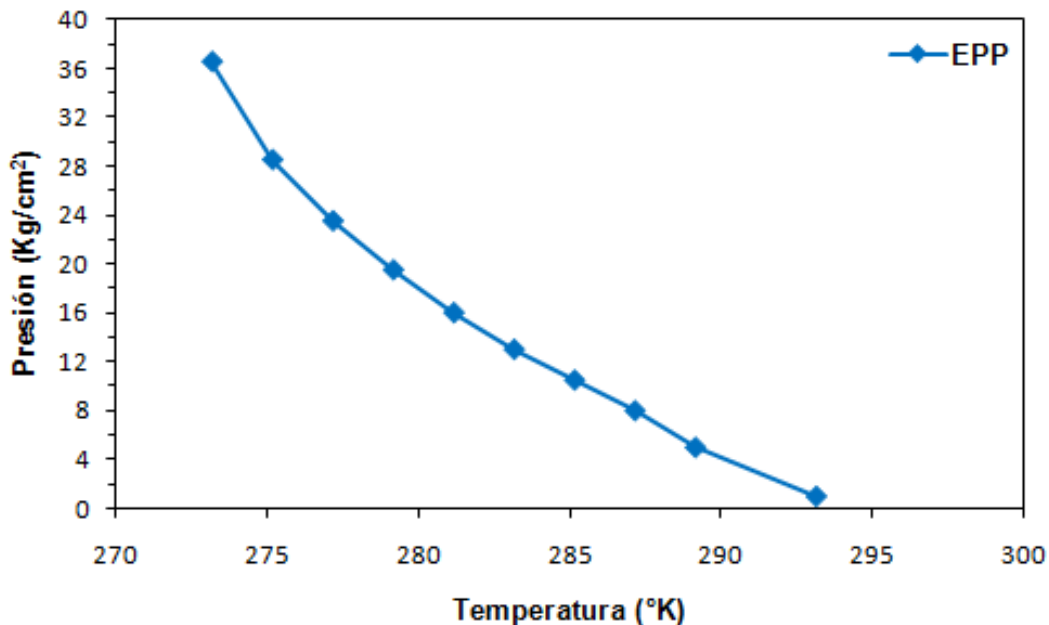


Figura 4.5 Envoltorio de precipitación de parafinas pozo Lacamango No.21

En la figura 4.6 se muestra la EPP para el pozo Lacamango No.26 y se observa que el comportamiento de la envolvente de precipitación de parafinas con una tendencia suave cargada a la izquierda, sin embargo al caer la temperatura a 277 °K y una presión de 26 Kg/cm², se observa una deflexión más fuerte indicando que es el punto al cual existe precipitación de parafinas en moderadas concentraciones.

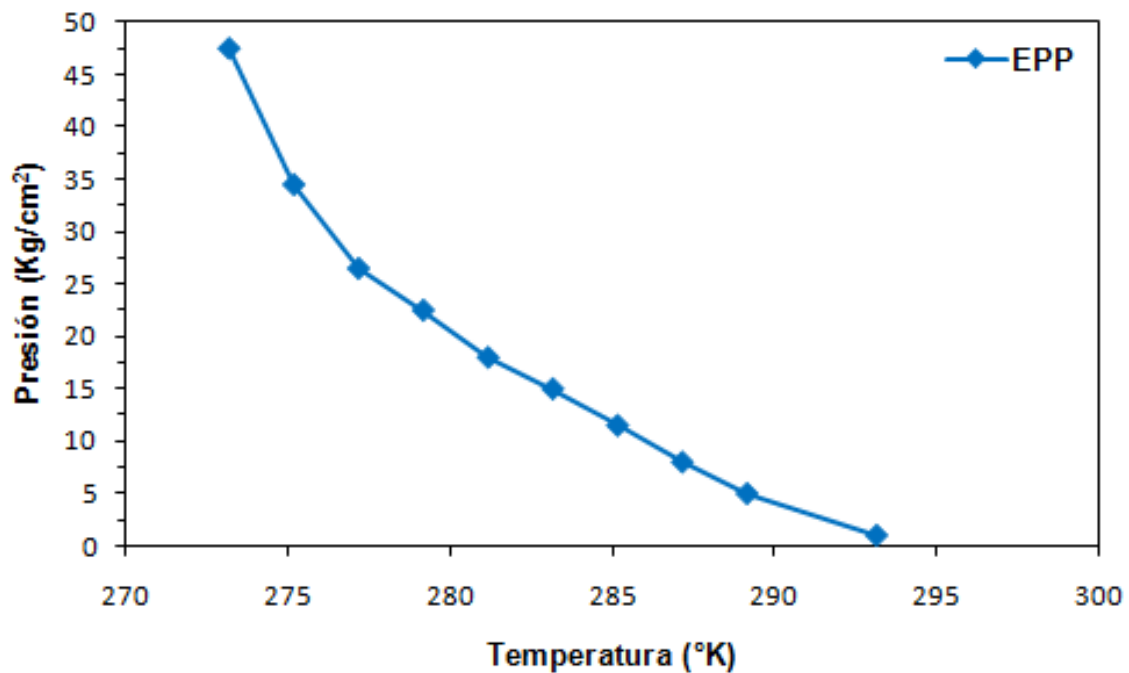


Figura 4.6 Envolvente de precipitación de parafinas pozo Lacamango No.26

En la figura 4.7 se muestra la EPP para el pozo Lacamango No.107 en la que se observan severas deflexiones, sin embargo a las condiciones y características del pozo en el punto de intersección cuando se alcanza la presión de 12 Kg/cm² y una temperatura de 285 °K, en este preciso momento nos indica que invariablemente se va a presentar la precipitación de parafina.

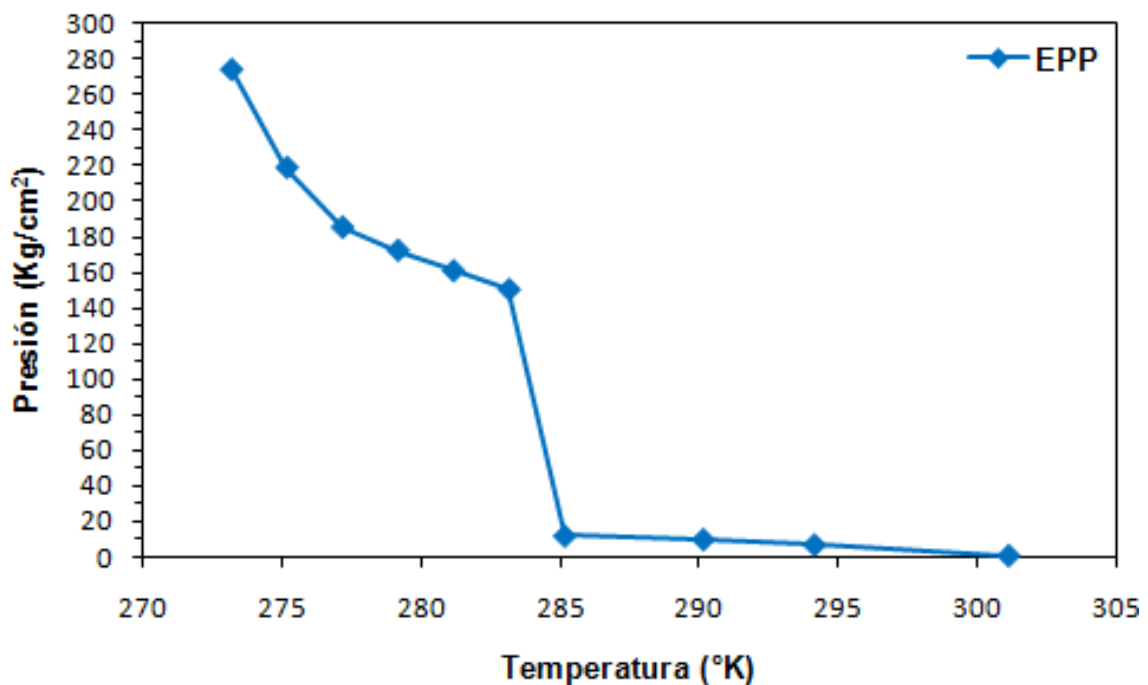


Figura 4.7 Envoltorio de precipitación de parafinas pozo Lacamango No.107

4.4 Gradientes dinámicos Z – P - T

En la figura 4.8 se observa los comportamientos del perfil de presión vs profundidad y el perfil de temperatura vs profundidad medida a condiciones originales del pozo Lacamango No.21. Esto con la finalidad de conocer el gradiente dinámico de Presión – Profundidad - Temperatura a las cuales opera actualmente el pozo.

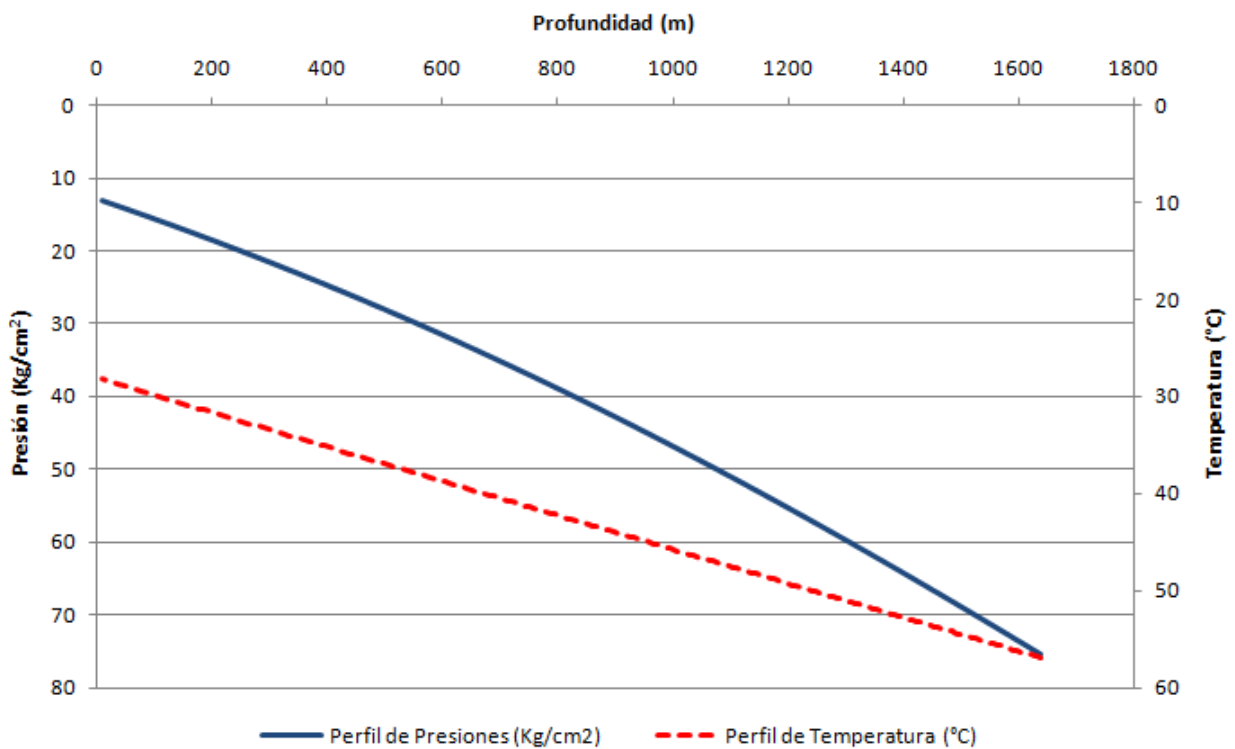


Figura 4.8 Gradiente dinámico Profundidad – Presión – Temperatura, pozo Lacamango No.21

4. Descripción de los Casos de Estudio

De la misma forma en la figura 4.9 se observa los comportamientos del perfil de presión vs profundidad y el perfil de temperatura vs profundidad medida a condiciones originales del pozo Lacamango No.26. Esto con la finalidad de conocer el gradiente dinámico de Presión – Profundidad - Temperatura a las cuales opera actualmente el pozo.

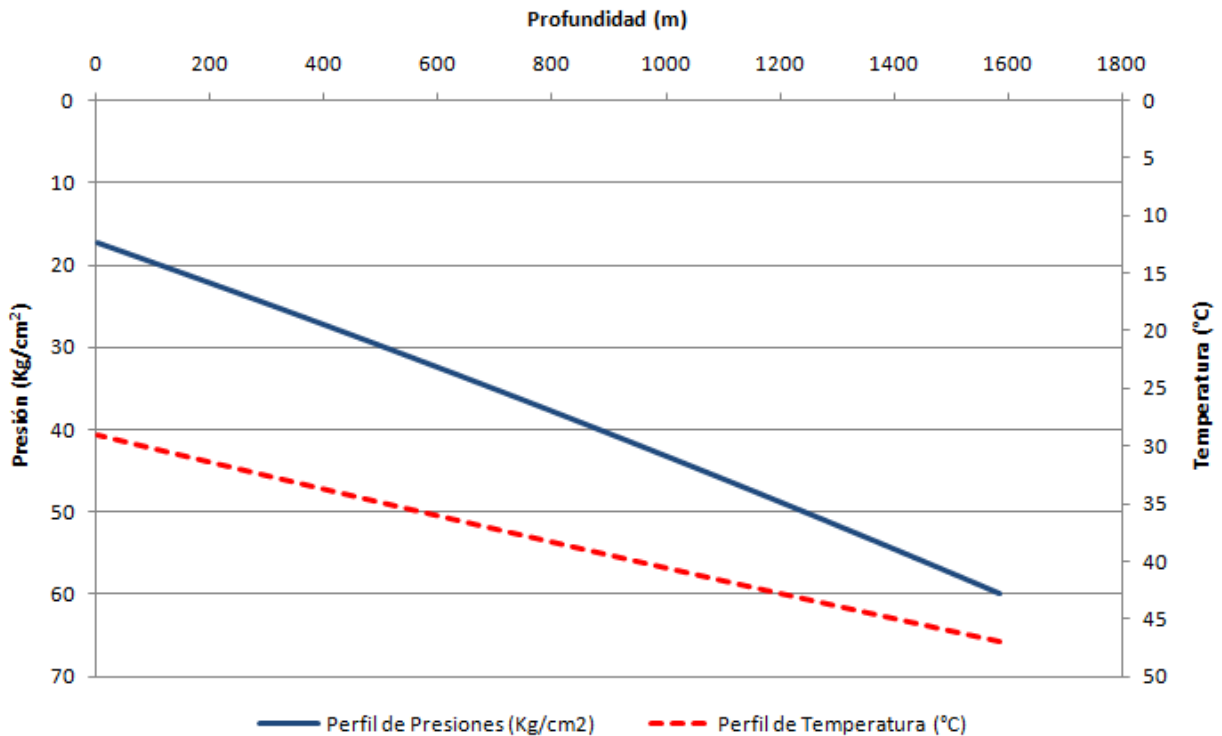


Figura 4.9 Gradiente dinámico Profundidad – Presión – Temperatura, pozo Lacamango No.26

4. Descripción de los Casos de Estudio

En la figura 4.10 se observa el comportamiento del perfil de presión vs profundidad y el perfil de temperatura vs profundidad medida a condiciones originales del pozo Lacamango No.107. De la misma forma con el objetivo de tener el comportamiento del gradiente dinámico de Presión – Profundidad - Temperatura a las cuales opera actualmente el pozo.

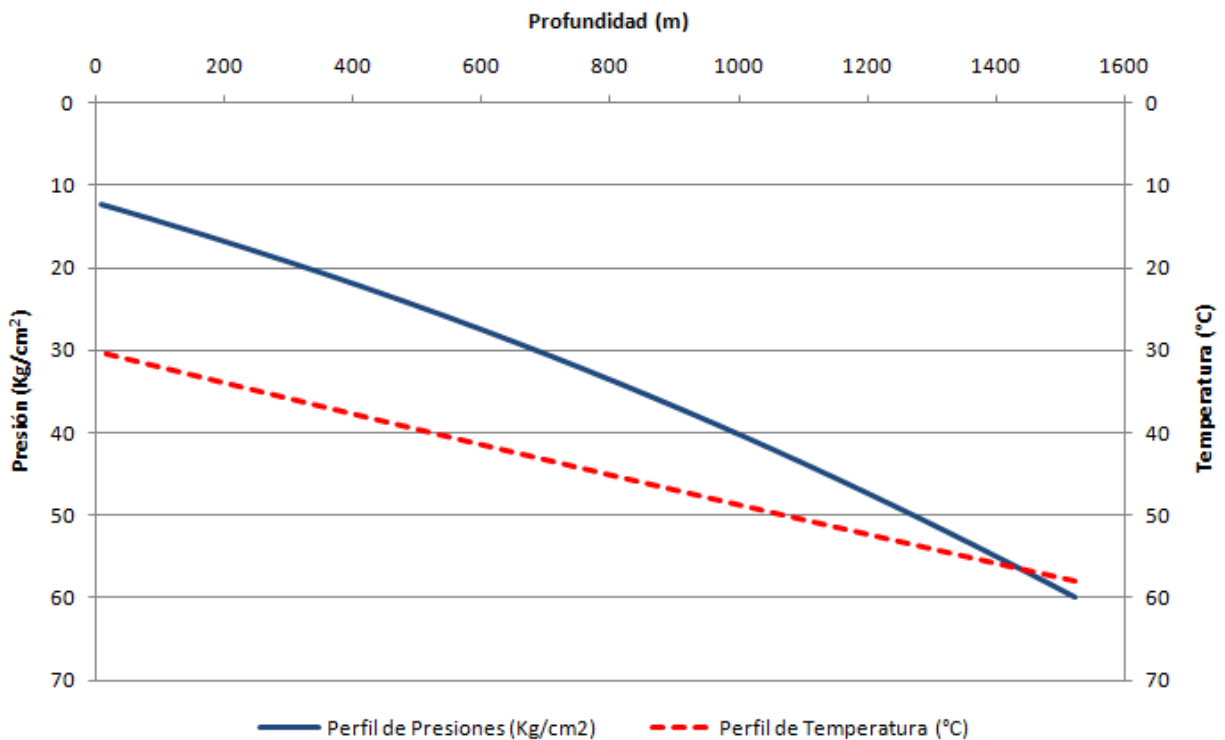


Figura 4.10 Gradiente dinámico Profundidad – Presión – Temperatura, pozo Lacamango No.107

4.5 Envoltentes de precipitación de parafinas bajo el efecto de un campo magnético

En esta sección se muestra el comportamiento de las envoltentes de precipitación de parafina, para los pozos en estudio, pero ahora incluyendo diferentes intensidades de campo magnético, dicho análisis se realizó con ayuda del simulador PIPESOLID® para lo que se utilizó únicamente el modulo de parafinas.

La figura 4.11 muestra el comportamiento del pozo Lacamango No.21, en donde se consideran 3 diferentes tipos de intensidades de campo magnético, (0.5, 2.0 y 3.0 Tesla), se puede observar que a medida que incrementamos la intensidad del campo magnético, la tendencia de la curva es desplazarse la izquierda de la envoltente de precipitación de parafina original (0.0 Tesla), es decir sin ningún efecto de campo magnético. Sin embargo, se puede apreciar que la separación entre las envoltentes es mínima, por lo que podemos confirmar que el pozo no tiene problemas de precipitación de parafinas.

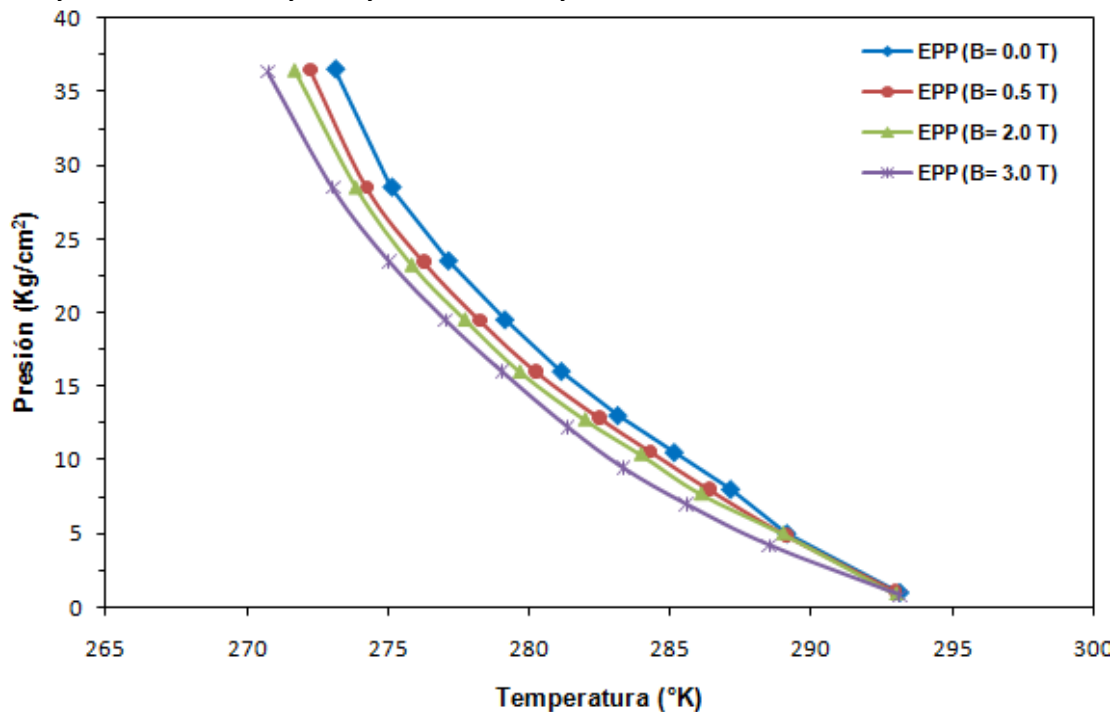


Figura 4.11 Modificación de la envoltente de precipitación de parafinas como función de la intensidad del campo magnético. Pozo Lacamango No.21

La figura 4.12 muestra el comportamiento de la EPP para el pozo Lacamango No.26, en donde se consideran tres intensidades de campo magnético. Para este caso, observamos que las envolventes tienden a desplazarse un poco más hacia el lado izquierdo de la envolvente de precipitación de parafina original, por lo que podemos pronosticar que al instalar un dispositivo magnético con la intensidad del campo magnético adecuado se podría resolver el problema de precipitación de parafinas en el pozo.

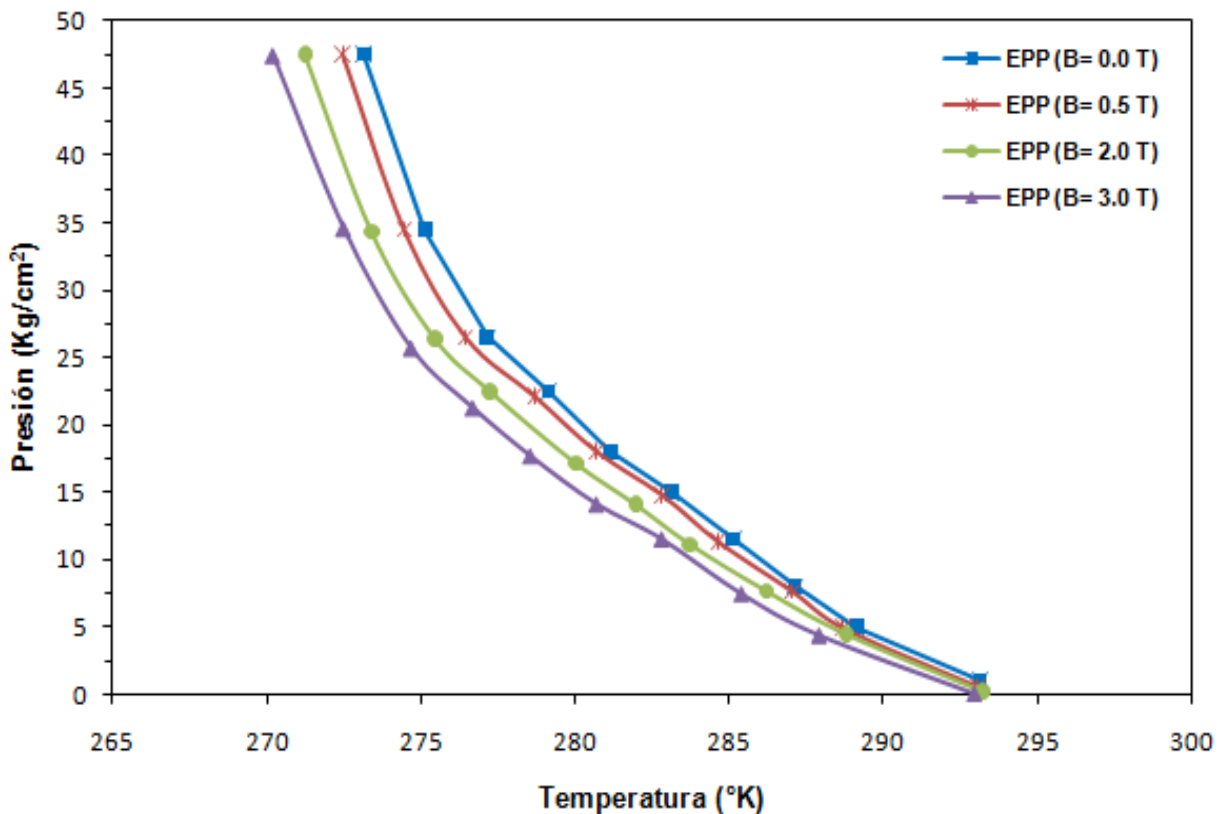


Figura 4.12 Modificación de la envolvente de precipitación de parafinas como función de la intensidad del campo magnético. Pozo Lacamango No.26

En la figura 4.13 muestra el comportamiento para el pozo Lacamango No.107, en donde de igual manera se consideran tres diferentes intensidades de campo magnético. Y se aprecia que a medida que la intensidad del campo magnético aumenta, la envolvente de precipitación de parafina en el punto de inflexión de $T= 277^{\circ}\text{K}$ y $P= 26 \text{ Kg/cm}^2$ se suaviza a medida que aumentamos la intensidad del campo magnético, además de que las envolventes influenciadas por el campo magnético empiezan a sobreponerse en la región de dos fases, lo que pronostica que al instalar un dispositivo magnético en el pozo podría prevenirse la depositación de parafinas en el mismo.

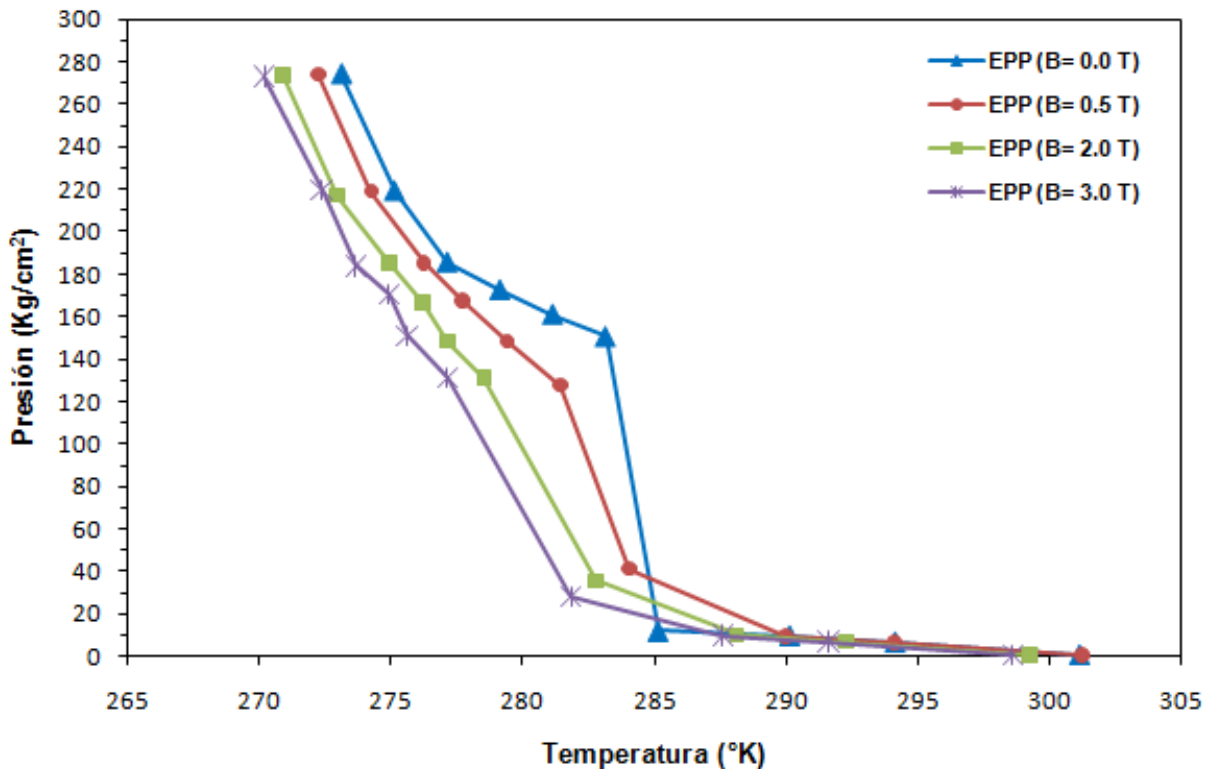


Figura 4.13 Modificación de la envolvente de precipitación de parafinas como función de la intensidad del campo magnético. Pozo Lacamango No.107

5

Análisis de Resultados

A continuación se presentan y se discuten los resultados obtenidos con el modelo de flujo, aplicado a los casos de estudio.

Para realizar una simulación representativa, se fijó el tiempo para la misma, el cual fue de 100 días en todos los casos. En primera instancia, se determinaron los perfiles dinámicos de profundidad-presión-temperatura, esto con el fin de ajustar el comportamiento del pozo fluyente. Cabe mencionar que dicho ajuste se realizó tomando en cuenta la presencia del sistema artificial de producción que tienen los pozos instalados. Se consideran además otros parámetros tales como la rugosidad de la tubería, el coeficiente global de calor, datos de producción y el estado mecánico de los pozos en estudio.

En la tabla 5.1 se muestran los datos relevantes de producción de los pozos en estudio para la realización de la simulación.

| | | Lacamango 21 | Lacamango 26 | Lacamango 107 |
|---------------------------|-----------------------------------|-----------------|-----------------|------------------|
| Presión de fondo fluyendo | (kg/cm ²) | 75.53 | 60.00 | 50.00 |
| Presión estática @ c.s | (kg/cm ²) | 90.00 | 80.00 | 75.00 |
| Presión del separador | (kg/cm ²) | 2.80 | 2.80 | 2.80 |
| Temperatura de fondo | (°C) | 57 | 46.5 | 58 |
| Temperatura del separador | (°C) | 28 | 28 | 28 |
| Temperatura ambiente | (°C) | 30 | 28 | 30 |
| Producción de aceite | (bpd) | 201 | 57 | 82 |
| Gas producido | (mmpcd) | 0.099 | 0.046 | 0.212 |
| RGA | (m ³ /m ³) | 88 | 144 | 462 |
| Porcentaje de agua | (%) | 11 | 53 | 7 |

Tabla 5.1 Datos de Producción Actual (datos reportados a Junio 2010).

Por otro lado, en la tabla 5.2 se muestran los datos del estado mecánico y giroscópico de los pozos a estudiar. Cabe mencionar que la correlación para calcular la caída de presión a lo largo de la tubería, fue la de Hagedorn & Brown modificada.

| | Tramo TP/TR (m) | Desviación del pozo (°Angulo) | D _{ext} (pg) | D _{int} (pg) |
|---------------|--------------------|-------------------------------------|--------------------------|--------------------------|
| Lacamango 21 | 0 - 1653 | 89.767 | 2.875 | 2.441 |
| | 1653 - 1672 | | 6.625 | 5.921 |
| Lacamango 26 | 0 - 1593 | 89.705 | 2.375 | 1.995 |
| | 1593 - 1678 | | 6.625 | 5.921 |
| Lacamango 107 | 0 - 1577 | 89.720 | 2.375 | 1.995 |
| | 1577 - 1602 | | 6.625 | 5.921 |

Tabla 5.2 Datos de desviación promedio del pozo y diámetros de tubería de producción

El primer paso a seguir durante la simulación, fue la de ajustar el perfil profundidad-presión-temperatura a los datos de producción existentes para cada pozo. Este ajuste se realiza con el propósito de tener ajustado el perfil dinámico de presión a lo largo del pozo. El ajuste permite reproducir el comportamiento del pozo, tomando en cuenta la presencia del sistema artificial de producción.

El siguiente paso en la simulación fue inducir la presencia del dispositivo magnético en el pozo. Para fines prácticos, se supuso en todos los casos que el dispositivo magnético tenía una longitud de un metro y diferentes intensidades de campos magnéticos, siendo los valores de 0.0, 0.5, 1.0 y 10.0 Teslas los utilizados para la simulación. Con estos datos, se realizaron los cálculos correspondientes para determinar el perfil de depósito de parafinas a lo largo de la tubería.

A continuación se presentan los correspondientes perfiles de la capa de depósito (variable h en las gráficas) contra la longitud del pozo.

En la figura 5.1, se presentan los resultados de la predicción del perfil de depósito a lo largo de la tubería, para un tiempo de 100 días de simulación para el pozo Lacamango No.21. Los perfiles calculados por el modelo, corresponden a 4 las diferentes intensidades del campo magnético establecidas. Se puede observar que a una profundidad de 800 m aproximadamente, empieza la depositación de parafinas, alcanzando un grosor de la capa de depósito de 0.002 m (0.079 μg) que equivale al 6% del radio interno de la tubería que es de 0.031 m (1.221 μg). De este caso se concluye que este pozo no tiene problemas importantes de depositación de parafinas.

Cabe mencionar que en esta misma gráfica se presenta el resultado de la simulación colocando el campo magnético a una profundidad de 800 m, esto debido que representa el punto de inicio de la precipitación de parafinas. Se puede observar también que al aumentar la intensidad del campo magnético, disminuye el grosor de la capa depositada, siendo la intensidad de 10 Teslas la que más inhibe la formación de la capa. Es

importante mencionar que este pozo presenta pocos problemas de depositación de parafinas.

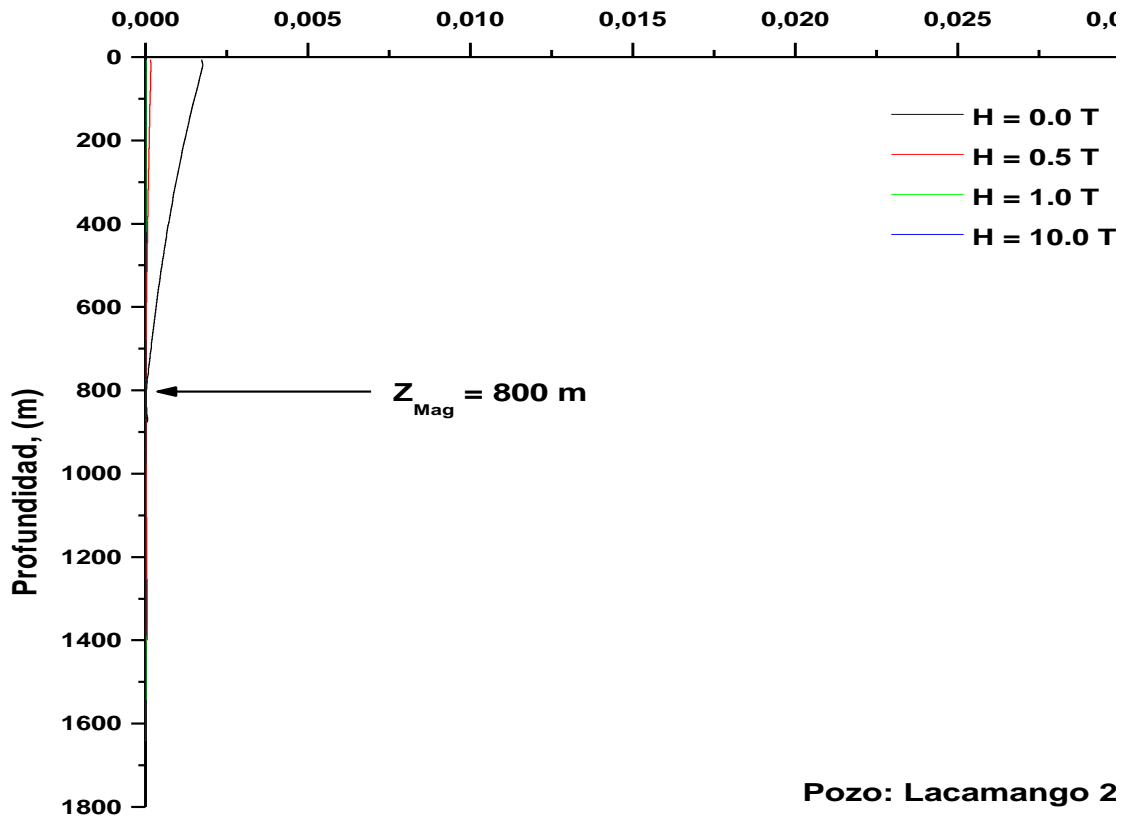


Figura 5.1 Perfil de la capa de depósito a lo largo del pozo, como función de la intensidad del campo magnético, con la herramienta magnética colocada a una profundidad de 800 m. Pozo Lacamango No.21

En la figura 5.2 se presenta la misma gráfica de la figura 5.1, pero con un acercamiento en la zona del depósito. De esta figura se puede observar a mayor detalle el comportamiento del perfil de depósito, concluyendo que no es posible distinguir los perfiles de la capa de depósito, esto debido a que los grosores de la capa de depósito son muy pequeños en comparación con el radio interno de la tubería de producción, además colocar la herramienta a esta profundidad, no

remedia por completo el problema de la depositación, requiriendo probablemente, de intensidades de campo magnético, sin embargo esto podría no ser económicamente rentable dentro del proceso de producción.

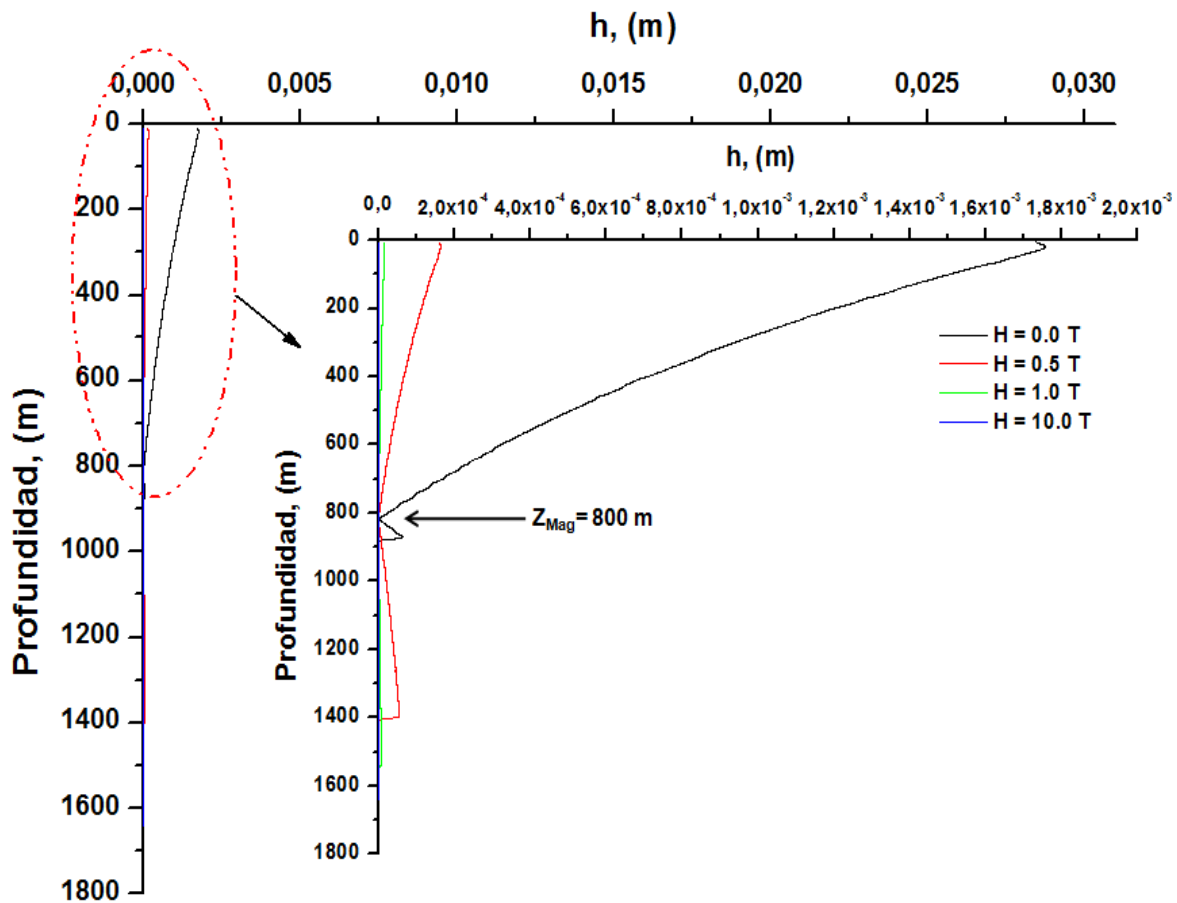


Figura 5.2 Acercamiento del comportamiento de perfil de la capa de depósito a lo largo del pozo, como función de la intensidad del campo magnético, con la herramienta magnética colocada a una profundidad de 800 m.
Pozo Lacamango No.21

Para el mismo pozo Lacamango No.21, en la figura 5.3, se presentan los resultados de la misma simulación que en el caso anterior, pero ahora suponiendo la presencia del campo magnético a una profundidad de 400 m y utilizando las mismas intensidades de campo magnético. Se observa que para la intensidad mínima del campo magnético (0.5

Tesla), se soluciona por completo el problema de depositación de parafinas en el pozo, por lo que definimos que esta opción es la mejor solución, ya que al requerir mayor intensidad de campo magnético en estos dispositivos su costo de adquisición es más elevado.

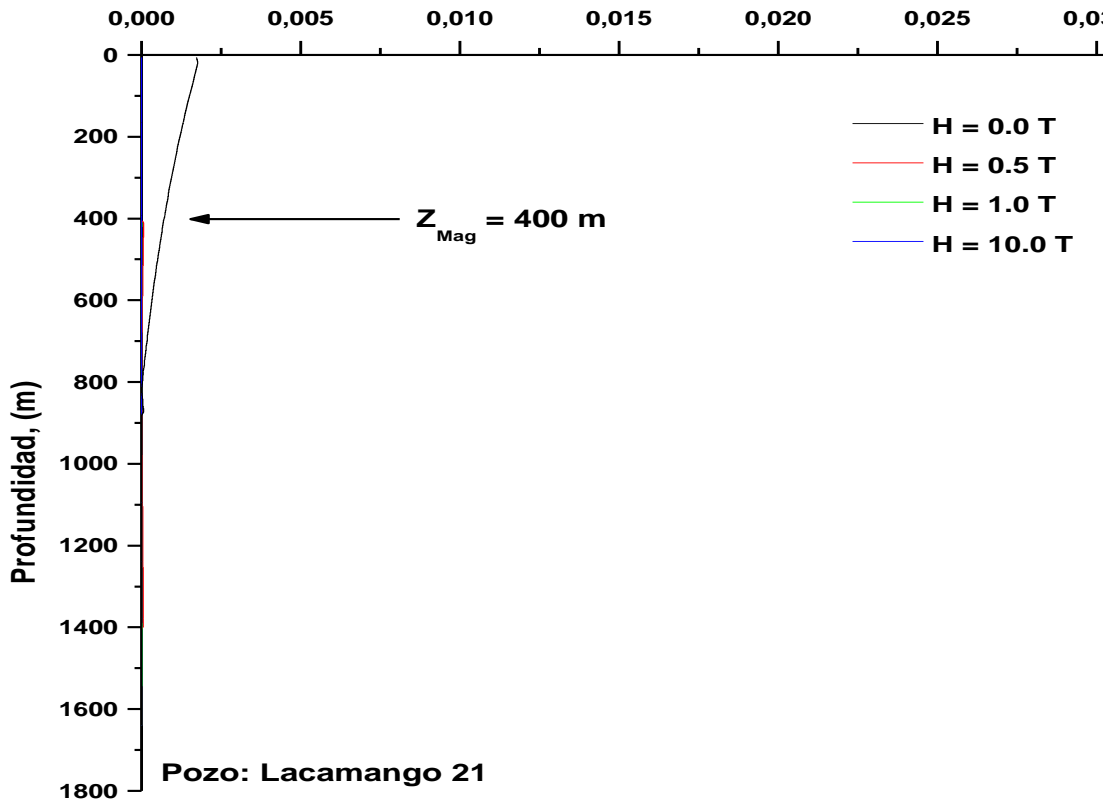


Figura 5.3 Perfil de la capa de depósito a lo largo del pozo, como función de la intensidad del campo magnético, con la herramienta magnética colocada a una profundidad de 400 m. Pozo Lacamango No.21

En la figura 5.4, se muestra un acercamiento del comportamiento obtenido de la simulación cuando se coloca el dispositivo magnético a la profundidad de 400 m y se aprecia claramente que a partir de la profundidad de colocación del dispositivo los perfiles de la capa de depósito para 1.0 Tesla y 10.0 Teslas, desaparecen por completo, es

decir, que bastaría con tener una herramienta que proporcionará una intensidad de 1.0 Tesla para inhibir completamente el problema de la deposición de parafinas en este pozo.

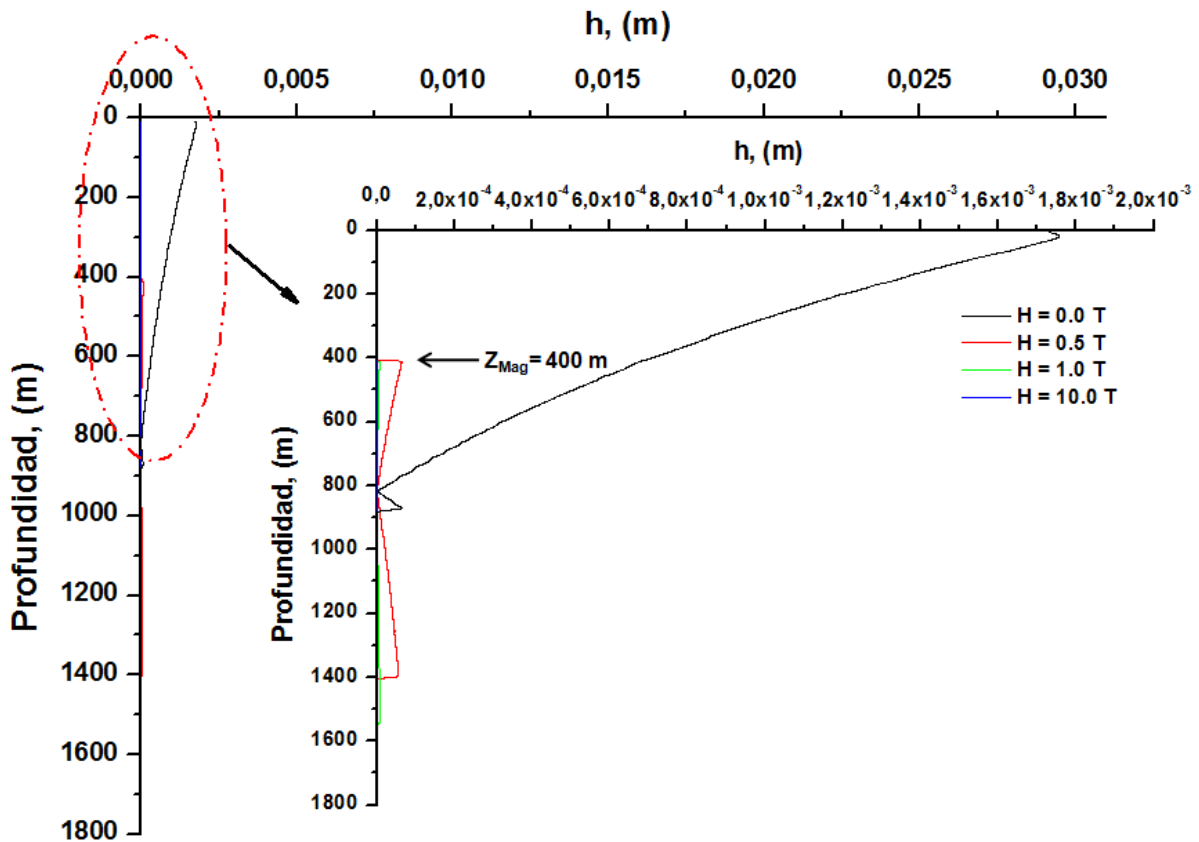


Figura 5.4 Acercamiento del comportamiento de perfil de la capa de depósito a lo largo del pozo, como función de la intensidad del campo magnético, con la herramienta magnética colocada a una profundidad de 400 m.
Pozo Lacamango No.21

En la figura 5.5 se observa el comportamiento del gradiente dinámico presión-profundidad del pozo Lacamango No.21 como función de la intensidad de un campo magnético (H), con la herramienta magnética colocada a una profundidad de 400 m. Se puede observar que al aumentar la intensidad del campo magnético, el perfil dinámico de presión recupera su valor de presión en la cabeza del pozo de 13 Kg/cm².

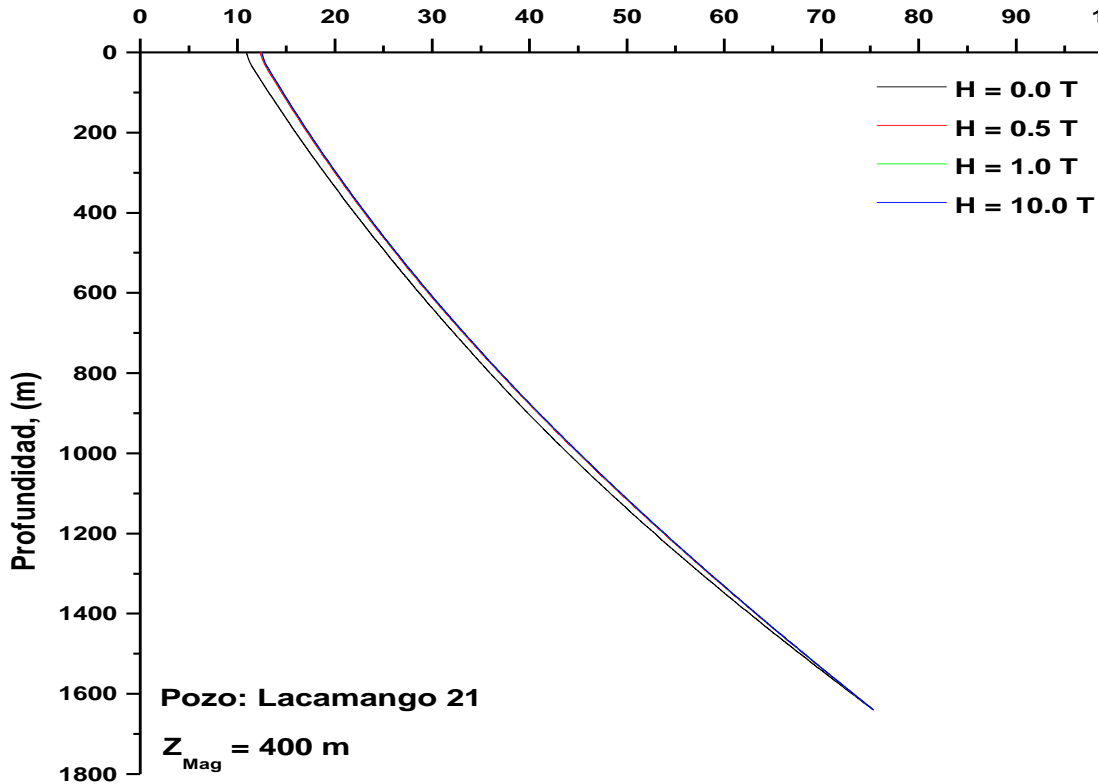


Figura 5.5 Gradiente dinámico presión-profundidad como función de la Intensidad del campo magnético, con la herramienta colocada a una profundidad de 400 m. Pozo Lacamango No.21

El mismo análisis se realizó para el pozo Lacamango No.26, el cual se ha observado en campo que presenta problemas moderados de depositación de parafinas.

En la figura 5.6 se tiene el perfil de la capa de depósito contra la longitud del pozo. Se observa que la depositación comienza a una profundidad aproximada de 750 m y alcanza un grosor máximo de la capa de depósito de 0.011 m (0.441 pg), lo que representa aproximadamente el 44% del radio interno de la tubería de producción, el cual es de 0.025 m (0.998 pg).

Como en el pozo anterior, se simuló la colocación de la herramienta magnética a dos profundidades diferentes. La primera se simuló a una profundidad de 750 m (inicio del depósito), considerando las mismas 4 intensidades de campo magnético. En este análisis se observa que al aplicar una intensidad de 0.5 Teslas, disminuye en forma considerable la depositación de parafinas, sin embargo no elimina el problema. No obstante, al incrementar la intensidad del campo magnético a 1.0 Tesla, se presenta una disminución en el grosor de la capa hasta aproximadamente 3%, por lo que una posible solución sería colocar el dispositivo magnético a la profundidad de 750 m con una intensidad magnética de 1.0 Tesla.

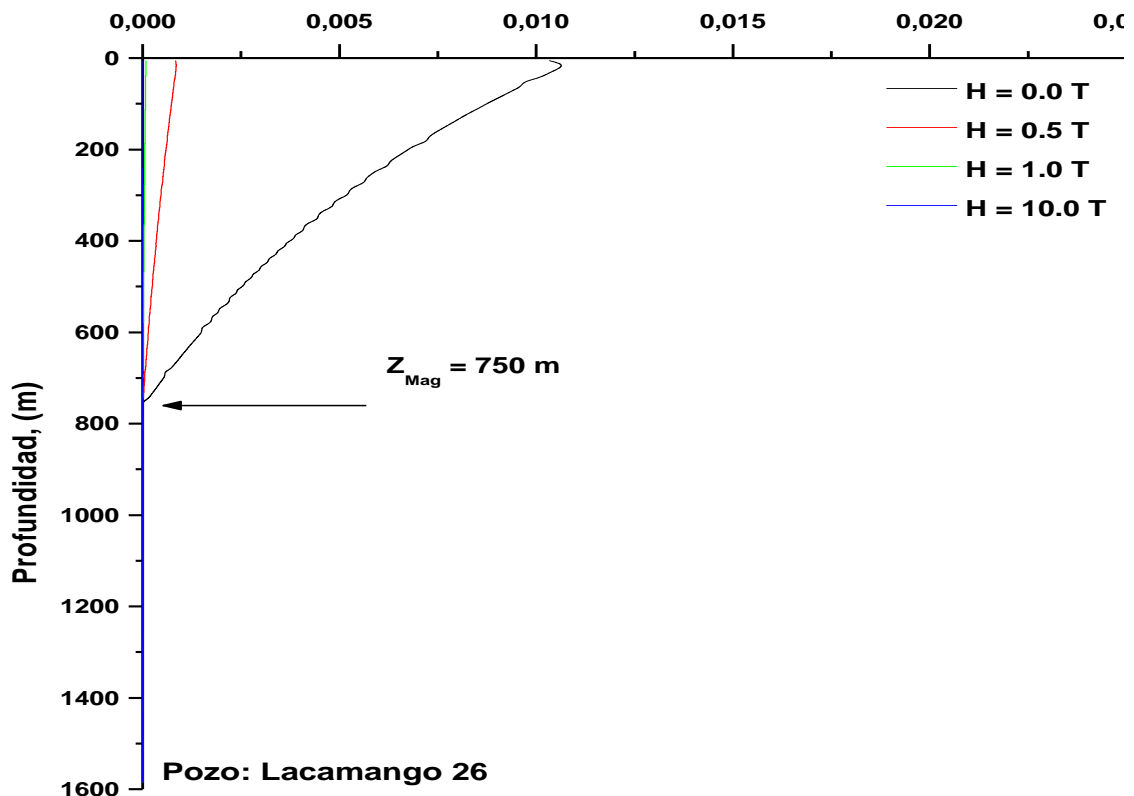


Figura 5.6 Perfil de la capa de depósito a lo largo del pozo, como función de la intensidad del campo magnético, con la herramienta magnética colocada a una profundidad de 750 m. Pozo Lacamango No.26

En la figura 5.7 se realiza un acercamiento del comportamiento del perfil de la capa de depósito. Se puede apreciar más claramente el efecto que tienen las diferentes intensidades del campo magnético sobre la precipitación y depositación de parafinas.

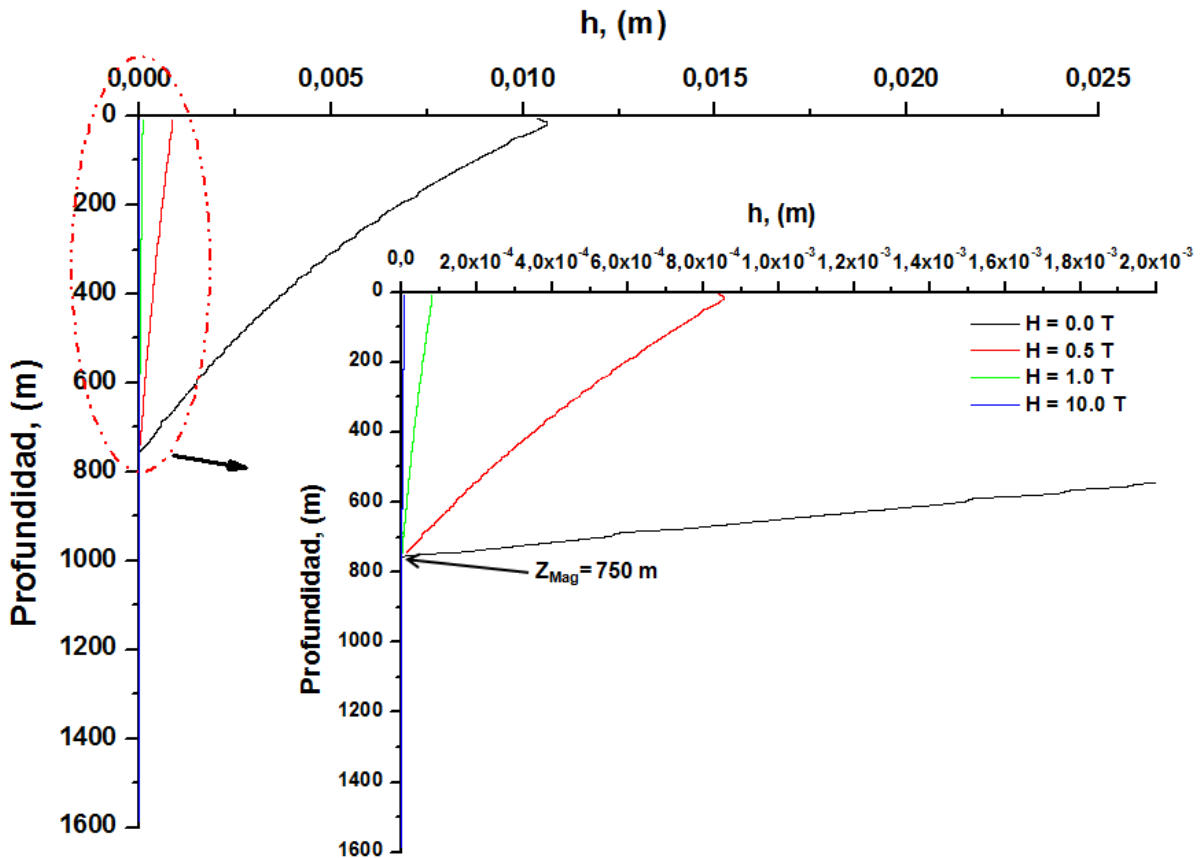


Figura 5.7 Acercamiento del comportamiento del perfil de la capa de depósito a lo largo del pozo, como función de la intensidad del campo magnético, con la herramienta magnética colocada a una profundidad de 750 m.
Pozo Lacamango No.26

Cambiando la posición de la herramienta a una profundidad de 400 m y aplicando las mismas intensidades de campo magnético, se observa en la figura 5.8 que para poder dar solución y eliminar el problema de la depositación de parafinas, se requiere de la aplicación de una mayor intensidad de campo magnético, por lo que para este caso la mejor solución es la que se muestra en la figura 5.7; colocar la herramienta magnética a la profundidad de 750 m, así como con una intensidad de 1.0 Tesla, se asegura de esta forma la producción de hidrocarburos del pozo. Esta situación, no mejora el problema del pozo, ya que como se observa en la figura 5.8, a pesar de utilizar una intensidad de hasta 10 Teslas, el depósito continúa en el pozo.

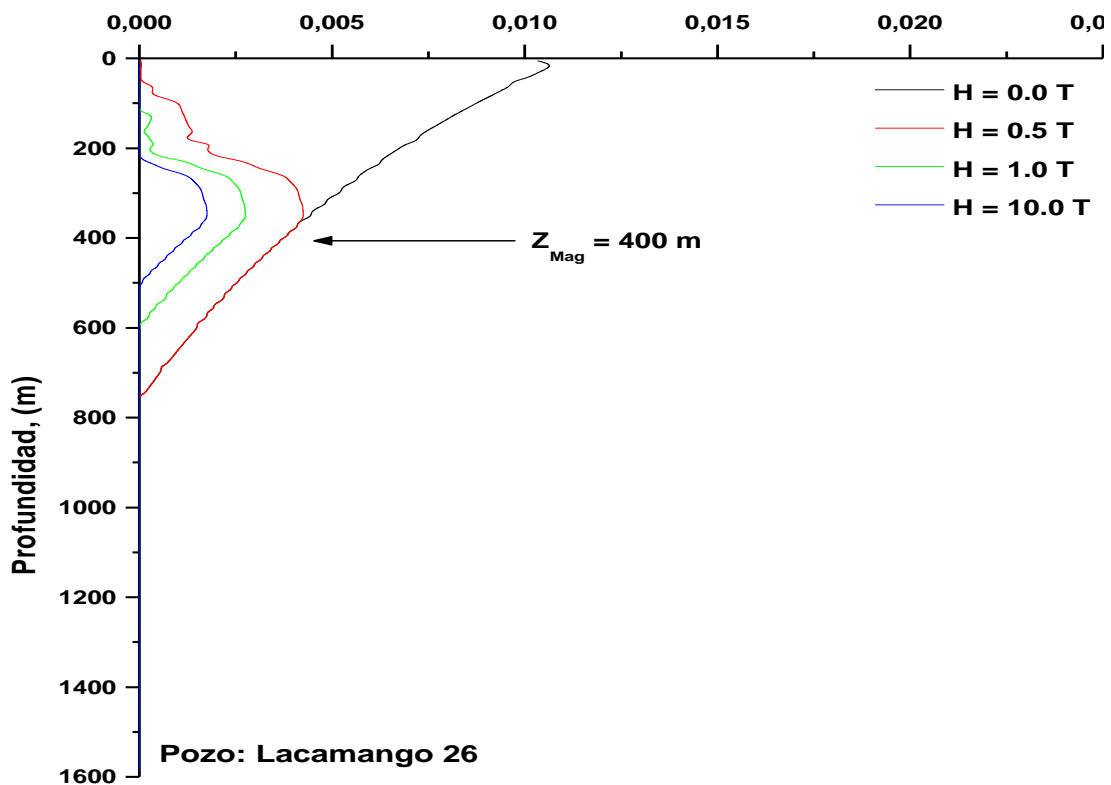


Figura 5.8 Perfil de la capa de depósito a lo largo del pozo, como función de la intensidad del campo magnético, con la herramienta magnética colocada a una profundidad de 400 m. Pozo Lacamango No.26

En la figura 5.9 se observa el comportamiento del gradiente dinámico presión-profundidad del pozo Lacamango No.26 como función de la intensidad de un campo magnético (H). Se puede ver que cuando no se le aplica ningún efecto de intensidad de campo magnético, la presión de la cabeza disminuye debido a la producción diferida que se presenta a consecuencia de la obstrucción por la depositación en la tubería de producción, sin embargo al colocar el dispositivo magnético e incrementar su intensidad, el perfil de presiones alcanza las condiciones iniciales de operación del pozo, la cual tiene una presión original de 16 kg/cm².

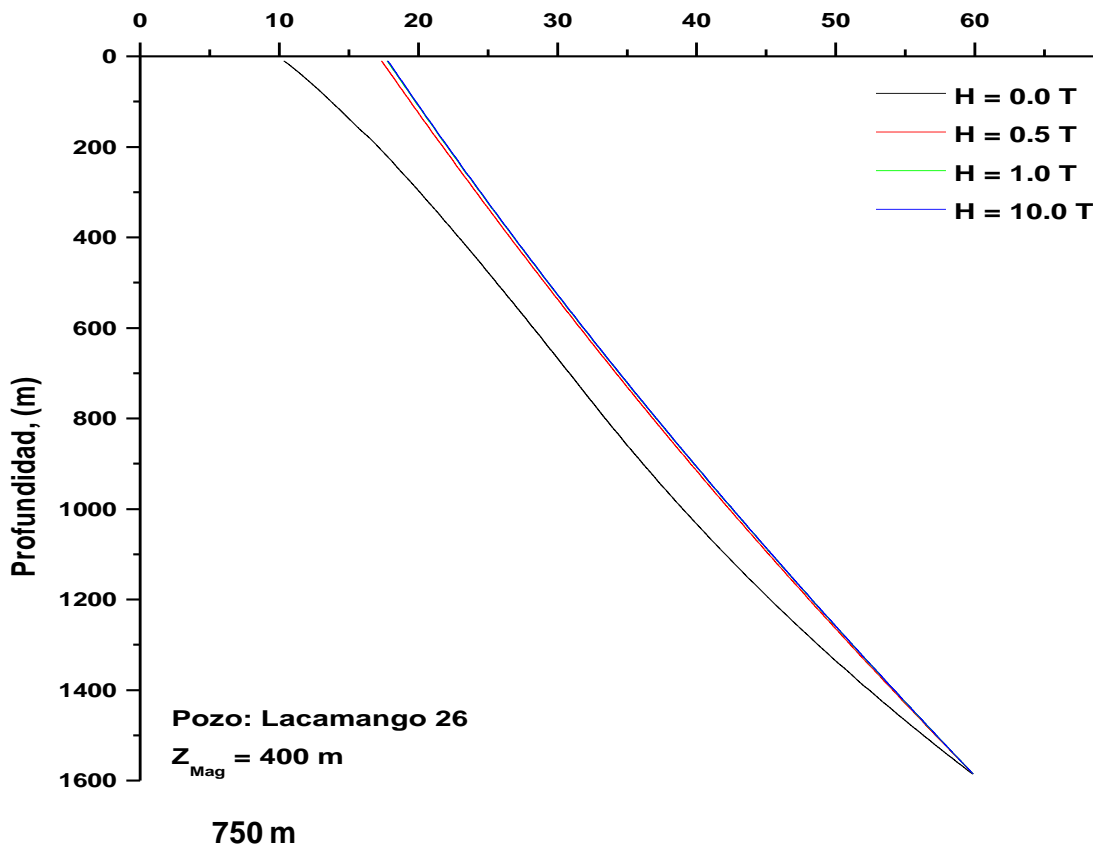


Figura 5.9 Gradiente dinámico presión-profundidad como función de la Intensidad del campo magnético, con la herramienta colocada a una profundidad de 750 m. Pozo Lacamango No.26

En la figura 5.10 se presenta el perfil de la capa de depósito a lo largo del pozo Lacamango No. 107. En el campo se ha observado que este pozo presenta severos problemas de depositación de parafina. En un periodo de simulación de 100 días, se observa que la depositación del material orgánico se presenta aproximadamente a una profundidad de 740 m y alcanza un grosor de la capa de depósito de 0.023 m (0.900 pg) que equivale a aproximadamente al 92% del radio efectivo de la tubería de producción, la cual tiene un radio interno de 0.025 m (0.998 pg). Se analizó la instalación del dispositivo magnético a 740 m, resultando el análisis que con la máxima intensidad de campo magnético (10 Teslas) no se elimina por completo el problema, ya que la reducción del depósito que se alcanza es de aproximadamente el 3% del radio interno de la tubería.

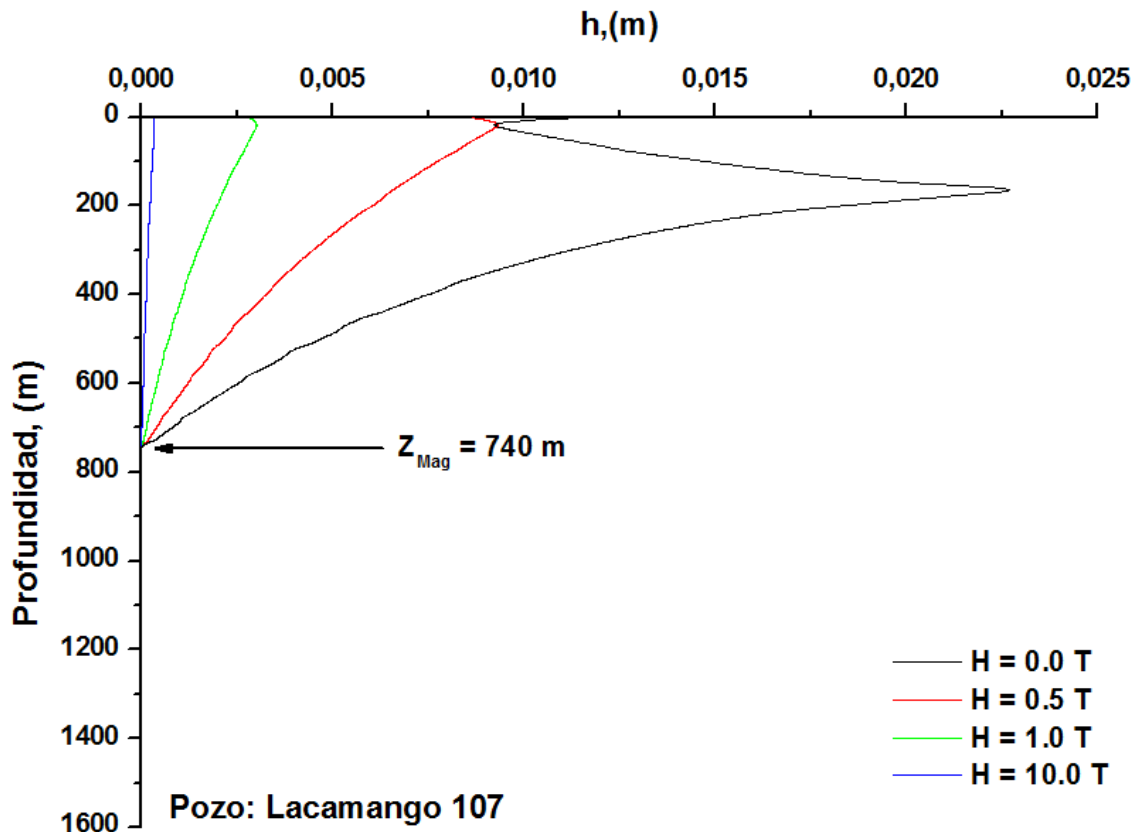


Figura 5.10 Perfil de la capa de depósito a lo largo del pozo, como función de la intensidad del campo magnético, con la herramienta magnética colocada a una profundidad de 740 m. Pozo Lacamango No.107

En la figura 5.11, se presenta un acercamiento del comportamiento de los perfiles de la capa de depósito a diferentes grados de intensidad del campo magnético y se observa que con un dispositivo magnético colocado a la profundidad de 740 m y con una intensidad magnética de 10 Teslas se corrige el problema en más del 90%.

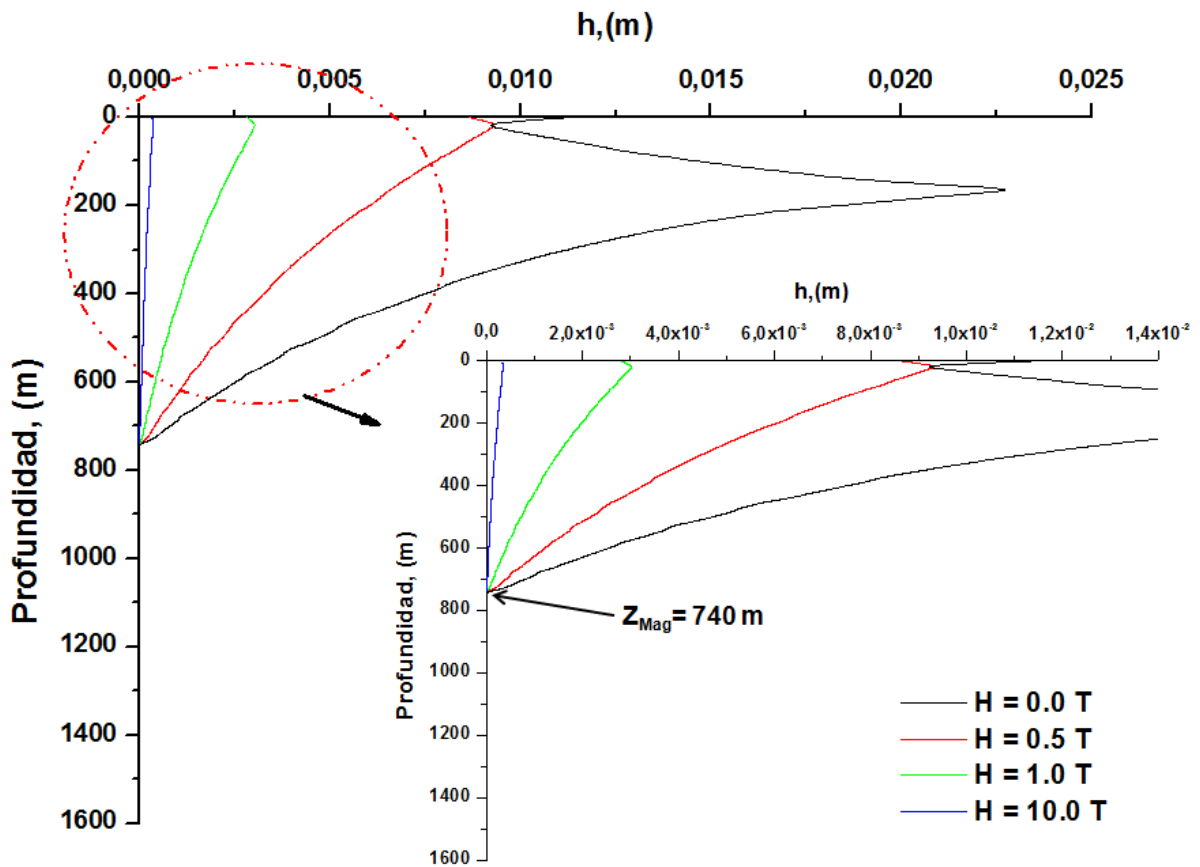


Figura 5.11 Acercamiento del comportamiento del perfil de la capa de depósito a lo largo del pozo, como función de la intensidad del campo magnético, con la herramienta magnética colocada a una profundidad de 740 m.
Pozo Lacamango No.107

En la figura 5.12 se muestra el mismo perfil de la capa de depósito contra la longitud del pozo pero ahora colocando el dispositivo magnético a una profundidad de 350 m. Se observa que el comportamiento de los perfiles de la capa de depósito con respecto a los efectos de las intensidades del campo magnético son muy similares a los que se presentan cuando el dispositivo magnético se coloca a la profundidad de 740 m, por lo que se determina del análisis que para este caso es más recomendable tomar la opción de colocar el dispositivo magnético a la profundidad de 740 m con una intensidad del campo magnético de 10 Teslas, profundidad a la cual se presenta la depositación de parafina.

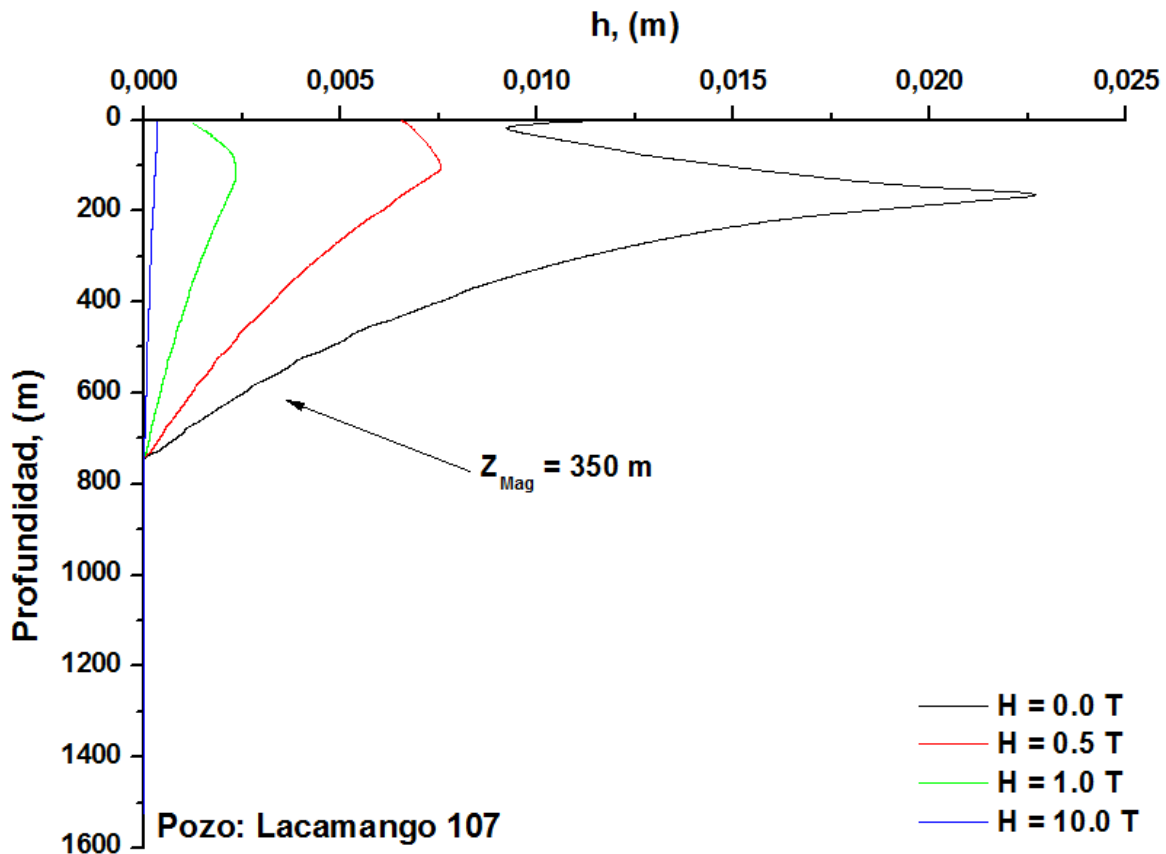


Figura 5.12 Perfil de la capa de depósito a lo largo del pozo, como función de la intensidad del campo magnético, con la herramienta magnética colocada a una profundidad de 350 m. Pozo Lacamango No.107

En la figura 5.13 se realiza un acercamiento del perfil de la capa de depósito a diferentes grados de intensidad de campo magnético y se observa con más detalle que al colocar el dispositivo magnético a 350 m no se tiene ningún beneficio con respecto a la capa de depósito que se crea en la tubería de producción.

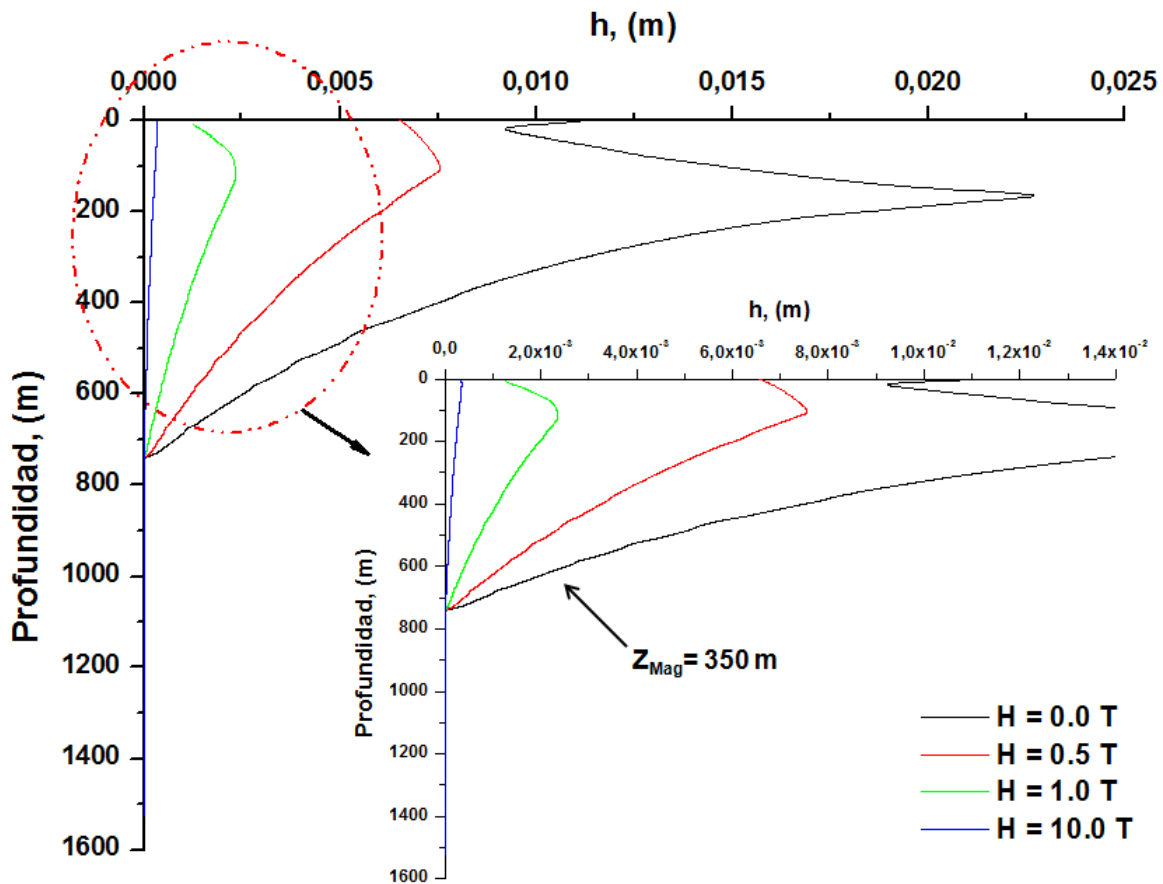


Figura 5.13 Acercamiento del comportamiento de perfil de la capa de depósito a lo largo del pozo, como función de la intensidad del campo magnético, con la herramienta magnética colocada a una profundidad de 350 m.

Pozo Lacamango No.107

En la figura 5.14 se observa el comportamiento del gradiente dinámico de presión-profundidad del pozo en función de la intensidad del campo magnético. La simulación muestra que si no se le aplica ningún proceso de prevención para la depositación de parafinas, la presión en la cabeza del pozo disminuye hasta que deja de fluir totalmente debido a este problema. Sin embargo, al incrementar la intensidad del campo magnético, el perfil de presione recupera aproximadamente el 97% de su valor inicial de la presión en la cabeza del pozo, permitiendo así al pozo seguir su vida productiva a las condiciones actuales de operación.

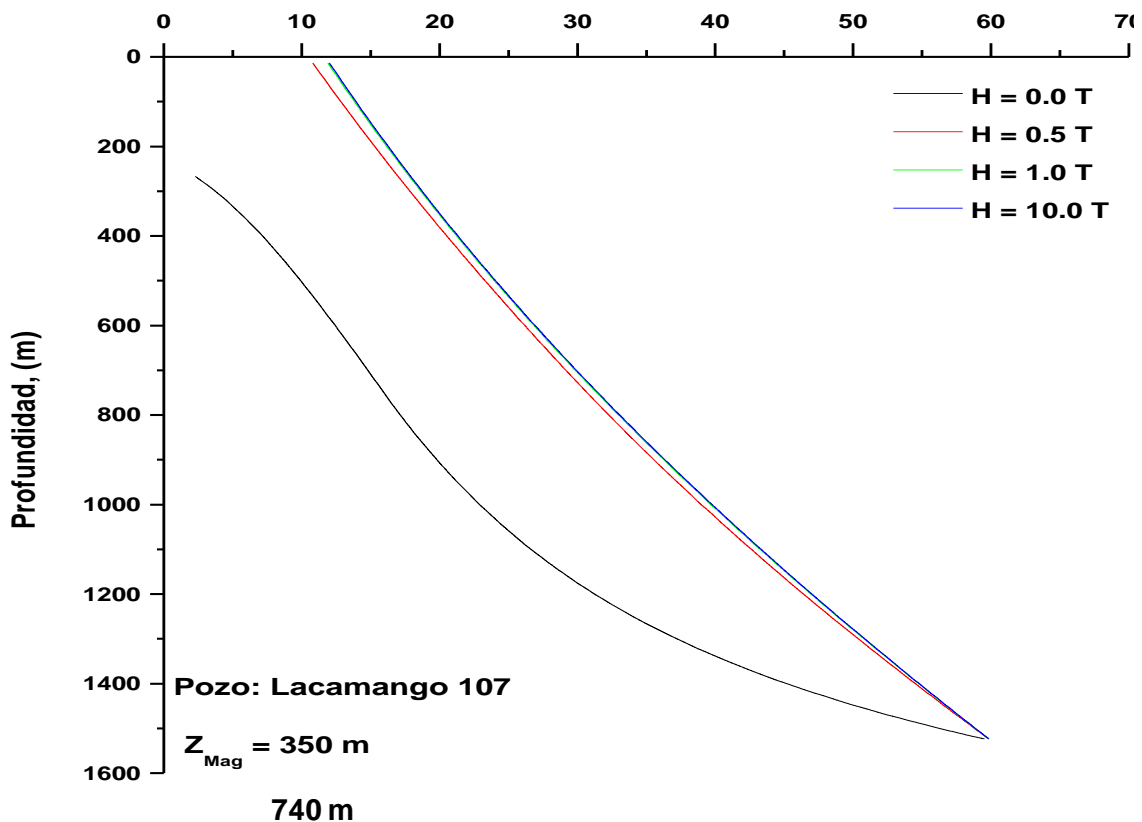


Figura 5.14 Gradiente dinámico presión-profundidad como función de la Intensidad del campo magnético, con la herramienta colocada a una profundidad de 740 m. Pozo Lacamango No.107

Conclusiones

En este trabajo de investigación, se implementó un modelo termodinámico para predecir la precipitación de parafinas bajo la presencia de un campo magnético estático. Dicho modelo se acopló a un simulador de flujo multifásico composicional (PIPESOLIDS®) desarrollado en el Instituto Mexicano del Petróleo.

Con el fin de analizar su posible uso como herramienta de predicción, se estudiaron tres pozos productores del campo Lacamango pertenecientes al Activo Integral de Producción Cinco Presidentes de la Región Sur de Pemex Exploración y Producción.

De acuerdo a los resultados obtenidos, se puede concluir lo siguiente:

- De los tres pozos que se estudiaron para el análisis de este trabajo el pozo Lacamango No. 21 presenta pocos problemas de depositación de parafina; el pozo Lacamango No. 26 nos confirma que tiene problemas medios de depositación de parafinas, mientras que el pozo Lacamango No. 107, es un pozo con problemas severos de depositación. Estos análisis fueron confirmados al compararlos con la información real de los pozos.
- De acuerdo a los resultados obtenidos de la simulación utilizando el simulador PIPESOLIDS®, se puede decir que la utilización de un dispositivo magnético instalado a la profundidad adecuada (la cual es determinada con base en el análisis de simulación) y con la intensidad del campo magnético requerido de acuerdo a las condiciones y características del pozo, podría ser una herramienta adecuada para solucionar el problema de la precipitación y depositación de parafinas en pozos petroleros.

- La precipitación de parafinas, además de presentarse debido a los cambios en las condiciones de presión y temperatura que se dan a medida que el flujo asciende hacia la superficie, otro parámetro que también es importante considerar, es el caso del área de flujo, es decir, si se tiene un diámetro de tubería de producción grande y altos gastos de flujo, es muy probable que no se presenten problemas de depositación de parafinas o que sea de baja intensidad. Tal es el caso del pozo Lacamango No. 21 que tiene un diámetro interior de la tubería de producción (TP) de 0.062 m (2.441 pg). De acuerdo a los resultados de la simulación, este pozo presenta pocos problemas de depositación, sin embargo, si el diámetro interior de la tubería de producción es pequeño, como en el caso de los pozos Lacamango No. 26 y 107 que tienen un diámetro interior de 0.051 m (1.995 pg), los problemas de depositación de parafina aumentan considerablemente creando un problema muy severo como es la situación del pozo Lacamango No. 107.

Para tener como resultado un análisis que proporcione la profundidad a la cual sería necesario instalar un dispositivo magnético, así como la intensidad adecuada del campo magnético que debe tener éste para que realice de forma eficiente la función de inhibidor de la precipitación y depositación de parafinas, es de suma importancia invertir en toma de información real y fidedigna del o de los pozos a los que se les tenga contemplado llevar este análisis, ya que estos dispositivos deben ser diseñados a la medida, según las características de cada pozo y poder así garantizar el mejor funcionamiento operativo de la herramienta, asegurando con ello el flujo de fluidos del pozo hasta la superficie.

Recomendaciones

- Se recomienda realizar una correcta caracterización de los hidrocarburos producidos ya que con ello se obtiene el mejor conocimiento del comportamiento de la mezcla y las condiciones de presión y temperatura a las que comienza el proceso de depositación de parafinas. Esto depende en gran medida de la evaluación y selección del dispositivo magnético a utilizar en el pozo en cuestión.
- Se recomienda como continuación a este trabajo realizar un estudio con la finalidad de diseñar un dispositivo mecánico que permita recolectar la parafina producida del pozo, esto con el objetivo de evitar dañar los separadores. Cabe señalar que este material orgánico tendrá que depositarse finalmente en algún punto y lo ideal es que sea antes de la llegada a los separadores. Este dispositivo podría tener un mecanismo que ejerza una disminución de temperatura en forma casi instantánea para provocar la depositación de la parafina y posteriormente dicho dispositivo deberá contar con un mecanismo de limpieza sencillo y eficaz de tal forma que el pozo siga operando y no se vea interrumpida su producción cuando llegue el momento de realizar este mantenimiento de limpieza al dispositivo recolector de parafinas.

Bibliografía

1. Abenethy, E. R. (1976). Production increase of heavy oils by electromagnetic heating; *J. Can. Pet. Technol.* 3:91-97.
2. Aczevedo L. F. A. and Teixeira A. M. A critical of the Modeling of Wax deposition Mechanisms. Department of Mechanical Engineering, Rio de Janeiro, Brazil. 2003.
3. Betancourt, C. A. Efecto de los orgánicos pesados (asfaltenos y parafinas) en la producción de hidrocarburos. Tesis UNAM, 1998. 2:12-29.
4. Bird, R. B., Stewart, W. E. and Lightfoot, E. N. *Transport Phenomena*. Ed. Reverté. (1987).
5. BJORNDALE, N., MUSTAFIZ, S., and ISLAM, M. R., (2003). Numerical modeling of petroleum fluids under microwave irradiation for improved horizontal well performance. *Int. Comm. Heat Mass Trans.* 30:765-774.
6. BJORNDALE, N., MUSTAFIZ, S., and ISLAM, M.R. (2004). A zero-waste oil and gas production scheme. *Proceedings of the 8th Mediterranean Petroleum Conference and Exhibition, Tripoli, Libya, January 20-22.*
7. Brown, T. S. Niesen, V. G., Erickson, D. D. (1993). 68th Annual Conference of the Society of Petroleum Engineers Paper No. SPE 26548.
8. Bott, T. R. (1997). *Experimental Thermal and Fluid Science* 14:356.
9. Butler, R. M., MacLeod, D. M. (1961). *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, April: 53.

10. Burger, E. D., Perkins, T. K., Striegler, J. H. (1981). *Journal of Petroleum Technology* June; 1075.
11. Chakman, A., and Jha, K. N. (1992), Heavy oil recovery from thin pay zones by electromagnetic heating. SPE Paper 24817, 67th Annual Technical Conference and Exhibition, Washington, DC, October 4-7.
12. Coutinho, J. A. P., Daridon, J. L. (2001). *Energy and Fuels* 15:1454.
13. Creek, J. L., Lund, H. J., Brill, J. P., Volk, M. (1999), *Fluid Phase Equilibria* 158-160:801.
14. Erickson, D. D., Niesen, V. G., Brown, T. S. (1993), 66th Annual Conference of the Society of Petroleum Engineers paper No. SPE 26604.
15. Fanchi, J. R. (1990). Feasibility of reservoir heating by electromagnetic irradiation ESP Paper 28619, 69th Annual technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, September 23-26.
16. Gunal, O. G. and Islam, M. R. (2000). Alteration of crude rheology with electromagnetic and ultrasonic irradiation. *J. Pet. Sci. Eng.* 26:263-272.
17. Hagedorn, A. R. and Brown, K. E. Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Small-Diameter Vertical Conduits, *J. Pet. Tech.* (April, 1965). 475-484.
18. Hasen, J. H., Fredeslung, A. Pedersen, J. S., Ronningsen, H.P., (1988). *AIChE Journal* 34:1937.
19. Haq, M. A. (1978). *USMS* 10541.
20. Hampton, R. E., Mammoli, A. A., Graham, A. L., Tetlow, N., Altobelli, S. A. (1997). *Journal of Rheology* 41:621.

21. Hunt Jr. E. B. (1962). Journal of Petroleum Technology Paper No. SPE 279:11259.
22. Hsu, J. J. C., Lian, S. J., Liu, M., Bi, H. X., Guo, C. Z. (1998). International Conference of the Society of Petroleum Engineers Paper No. SPE 48867.
23. Islam, M. R., and Chakman, A. (1992). A new recovery technique for heavy-oil reservoirs with bottomwater. SPE 20258 Product. Eng. May., 1992.
24. Islam, M.R. (1999). Emerging technologies in EOR Energi Sources 21:27-111.
25. Ivakhnenko, O. P., Potter D. K. Magnetic susceptibility of petroleum reservoir fluids. Phys and Chem of the Earth, 2004; 29: 899-907.
26. Javier, L. P. Métodos aplicados en la prevención de la precipitación y uso de inhibidores en el tratamiento de los asfaltenos. Tesis UNAM, 2009.
27. Jackson, C (2002). Upgrading a heavy oil using variable frequency microwave energy. SPE Paper 78082. SPE/PS-CIM/CHOA, International thermal Operations and Heavy Oil Symposium and International Horizontal Well Technology Conference, Alberta, Canada, Novembre 4-7.
28. Lira-Galeana C, Firoozabadi A, Prausnitz JM. Thermodynamics of wax precipitation in petroleum mixtures. AIChE J. 1996;42:239-248.
29. Majeed, A., Bringedal, B. Overa, S. (1990). Oil and Gas Journal, June 18:63.

30. Matzain, A., Apte, M. S., Zhang, H. Q., Volk, M., Brill, J. P., J. L. (2000). Proceedings of ETCE/OMAE 2000 Joint Conference paper No. ETCE2000/PROD-10080, Journal 46:1059.
31. McClafflin, G. G., Whitfill, D. L. (1984). Journal of Petroleum Engineering. Novembre; 1965.
32. McGee, B. C. W., and Vermeulen, F.E, (1996). Electrical heating with horizontal wells, the heat transfer problem. SPE 37117. SPE International Conference on Horizontal Well Technology, Calgary, Canada, November 18-20.
33. Misra. S., Baruah S., Singh K (1995). SPE Production & Facilities 10:50.
34. Ovalles, C., Fonseca, A., Lara, A., Alvarado, V., Urrecheaga, K., Ranson, A., and Mendoza, H. (2002). Oportunity of downhole dielectric heating in Venezuela: Three case studies involving medium, heavy, and extra-heavy crude oil reservoirs. SPE 78980. SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and International Horizontal Well Technology Conference, Alberta, Canada, November 4-7.
35. Pan, H., Firiizabadi, A., Fotland, P. (1997). SPE Production & Facilities 12:250.
36. Pauly, J., Daridon, J. L. Coutinho, J. A. P., Montel, F. (2001). Energy and Fuels 15:730.
37. Pedersen, K. S., Skovborg, P., Ronningsen, H. P. (1991). Energy & Fuels 5:924.
38. Peng, D. Y., and Robinson, D. B. A New Two-Constant Equation of State. Ind. Eng. Chem. Fund, 15, 59 (1976).

39. Pizzaro, J. O. S., and Trevisan, O. V (1989). Electrical heating of oil reservoirs: Numerical simulation and field test results. SPE 19685. Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, TX, October 8-11.
40. Ramírez-Jaramillo E. Modelación matemática de la depositación de sólidos orgánicos (Ceras y Asfáltenos) en tuberías de producción y transporte de hidrocarburos. Tesis doctoral, IIM-UNAM, 2001.
41. Ramírez-Jaramillo E, Lira-Galeana C, Manero-Brito O. Modelling Wax Precipitation in Pipes. *Pet Sci and Tech.* 2004; 22:821-861.
42. Reistle, C. E. Parafin and Congealing-Oil Problems. USA Bureau of Mines Bulletin, (1932).
43. Ros, N. C. J. An Analysis of Critical Simultaneous Gas/Liquid Flow through a Restriction and its Application to flow metering. *Appl. Sel. Res.* (1960), Section A, 372.
44. Sahni A., Kumar, M., and Knapp, R. B. (2000). Electromagnetic heating methods for heavy oil reservoirs. SPE Paper 62550. SPE/AAPG Western Regional Meeting. Long Beach, CA, June 19-23.
45. Secretaría de Energía 2009. Las Reservas de Hidrocarburos de México 2009; 1^{ro} de enero de 2009., Pag.30.
46. Segré, G., Silberberg, A. (1962). *Journal of Fluid Mechanics* 14:115.
47. Singh, P., Fogler, H. S., Nagarajan, N. (1999). *Journal of Rheology* 43:1437.
48. Singh, P., Venkatesan, R., Fogler, H. S., Nagarajan, N. (2000). *AIChE Journal* 46:1059.

49. Singh, P. Venkatesan, R. Fogler, H. S. y Nagarajan, N. Formation and Aging of Incipient Thin Film Wax-Oil Gels. *AIChEJ.*, 46, 5, 1059-1074, (2000).
50. Singh, P. Venkatesan, R. Fogler, H. S. y Nagarajan, N. Morphological Evolution of Thick Wax Deposits During Aging. *AIChEJ.*, 47, 1, 6-18, (2001a).
51. Singh, P. Youyen, A. y Fogler, H. S. Existence of a Critical Number in the Aging of a Wax-Oil Gel. *AIChEJ.*, 47, 9, 2111-2124, (2001b).
52. Solaimanay Nazar, A. R., Dabir, B., Vaziri, H., Islam, M. R. (2001). SPE Production and Operations Symposium paper No. SPE 67328.
53. Soliman, M. Y. (1997). Approximate solutions for flow of oil heated using microwaves. *J. Pet. Sci. Eng.* 18:93-100.
54. Sresty, G. C. dev, H., Snow, R. H., and Bridges, J. E., (1986), Recovery of bitumen from tar sand deposits with the radio frequency process. SPE 10229, Reservoir Engineering. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, TX, October 5-7.
55. Svendsen, J. A. (1993). *AIChE Journal* 39:1377.
56. Tetlow, N., Graham, A. L. Ingber, M. S., Rubia, S. R., Mondy, L. A. (1998). *Journal of Rheology* 42:307.
57. Vázquez-Morín. J. González-Gordillo. G. Evaluación del Desempeño de la Herramienta MFC en el pozo KANAAB 101. Pemex, Septiembre 2000.
58. Vermeulen, F., and McGee, B. (2000). In Situ electromagnetic heating for hydrocarbon recovery and environmental remediation. *J. Can. Pet. Technol.* 39:24-28.

59. Weingarten, J. S., Euchner, J. A. (1986). 61st Annual Conference of the Society of Petroleum Engineers Paper No. SPE 15654.
60. Weispenning, K. (2001). International Symposium on Oilfield Chemistry of the Society of Petroleum Engineers Paper No. SPE 64997.
61. Wingarten, J. S., Euchner, J. A. (1986). 61st Annual Conference of the Society of Petroleum engineers Paper No. SPE 15654.
62. Won, K. W. (1986). Fluid Phase Equilibria 30:265.
63. Won, K. W. (1989). Fluid Phase Equilibria 53:377.
64. http://es.wikipedia.org/wiki/Ley_de_Rauld
65. <http://mypep.dpep.pemex.com/default.aspx>

Lista de Figuras

| | |
|---|-----|
| 1.1 Clasificación de las propiedades del hidrocarburo | 12 |
| 1.2 a) n-parafinas | 14 |
| 1.2 b) Iso parafina o ramificada | 14 |
| 1.2 c) Naftenos | 14 |
| 2.1 Zonas de transición de un fluido dentro de una tubería | 34 |
| 2.2 Formación de cristales de parafina como función del radio de la tubería | 35 |
| 2.3 Perfil de concentración de sólidos precipitados de parafina | 37 |
| 2.4 Espesor de la capa de parafina mostrado en el software OLGAs [®] | 43 |
| 3.1 Modelo propuesto de fases sólidas para precipitación de ceras | 49 |
| 3.2 Precipitación de fase-multisólida por debajo de la temperatura del punto nube | 50 |
| 3.3 Correlación del factor del colgamiento | 69 |
| 3.4 Correlación para el número de la viscosidad del coeficiente C | 70 |
| 3.5 Correlación para el factor de corrección secundario | 70 |
| 3.6 Fenómeno de la depositación orgánica en tuberías | 73 |
| 3.7 Fluido con temperatura T, circulando por una tubería ($T_s > T_0$). Se muestra el cambio de la temperatura en: a) película laminar, b) zona de transición y c) núcleo turbulento | 75 |
| 3.8 Modelo de transferencia de calor en el pozo | 77 |
| 3.9 Diagrama de flujo para el cálculo del perfil de depósito | 85 |
| 4.1 Plano de Localización | 87 |
| 4.2 Estado mecánico pozo Lacamango No.21 | 96 |
| 4.3 Estado mecánico pozo Lacamango No.26 | 97 |
| 4.4 Estado mecánico pozo Lacamango No.107 | 98 |
| 4.5 Envoltente de precipitación de parafinas, pozo Lacamango No.21 | 100 |
| 4.6 Envoltente de precipitación de parafinas pozo Lacamango No.26 | 101 |

| | |
|---|-----|
| 4.7 Envolverte de precipitación de parafinas pozo Lacamango No.107 | 102 |
| 4.8 Gradiente dinámico Profundidad-Presión-Temperatura, Pozo Lacamango No.21 | 103 |
| 4.9 Gradiente dinámico Profundidad-Presión-Temperatura, Pozo Lacamango No.26 | 104 |
| 4.10 Gradiente dinámico Profundidad-Presión-Temperatura, Pozo Lacamango No.107 | 105 |
| 4.11 Modificación de la envolverte de precipitación de parafinas como función de la intensidad del campo magnético, pozo Lacamango No.21 | 106 |
| 4.12 Modificación de la envolverte de precipitación de parafinas como función de la intensidad del campo magnético, pozo Lacamango No.26 | 107 |
| 4.13 Modificación de la envolverte de precipitación de parafinas como función de la intensidad del campo magnético, pozo Lacamango No.107 | 108 |
| 5.1 Perfil de la capa de depósito a lo largo del pozo, como función de la intensidad del campo magnético, con la herramienta magnética colocada a una profundidad de 800 m. pozo Lacamango No.21 | 112 |
| 5.2 Acercamiento del comportamiento de perfil de la capa de depósito a lo largo del pozo, como función de la intensidad del campo magnético, con la herramienta magnética colocada a una profundidad de 800 m. pozo Lacamango No.21 | 113 |
| 5.3 Perfil de la capa de depósito a lo largo del pozo, como función de la intensidad del campo magnético, con la herramienta magnética colocada a una profundidad de 400 m. pozo Lacamango No.21 | 114 |
| 5.4 Acercamiento del comportamiento de perfil de la capa de depósito a lo largo del pozo, como función de la intensidad del campo magnético, con la herramienta magnética colocada a una profundidad de 400 m. pozo Lacamango No.21 | 115 |
| 5.5 Gradiente dinámico presión-profundidad como función de la intensidad del campo magnético con la herramienta colocada | |

| | |
|--|-----|
| a una profundidad de 400 m, pozo Lacamango No.21 | 116 |
| 5.6 Perfil de la capa de depósito a lo largo del pozo, como función de la intensidad del campo magnético, con la herramienta magnética colocada a una profundidad de 750 m. pozo Lacamango No.26 | 117 |
| 5.7 Acercamiento del comportamiento del perfil de la capa de depósito a lo largo del pozo, como función de la intensidad del campo magnético, con la herramienta magnética colocada a una profundidad de 750 m. pozo Lacamango No.26 | 118 |
| 5.8 Perfil de la capa de depósito a lo largo del pozo, como función de la intensidad del campo magnético, con la herramienta magnética colocada a una profundidad de 400 m. pozo Lacamango No.26 | 119 |
| 5.9 Gradiente dinámico presión-profundidad como función de la intensidad del campo magnético con la herramienta colocada a una profundidad de 750 m, pozo Lacamango No.26 | 120 |
| 5.10 Perfil de la capa de depósito a lo largo del pozo, como función de la intensidad del campo magnético, con la herramienta magnética colocada a una profundidad de 740 m. pozo Lacamango No.107 | 121 |
| 5.11 Acercamiento del comportamiento del perfil de la capa de depósito a lo largo del pozo, como función de la intensidad del campo magnético, con la herramienta magnética colocada a una profundidad de 740 m. pozo Lacamango No.107 | 122 |
| 5.12 Perfil de la capa de depósito a lo largo del pozo, como función de la intensidad del campo magnético, con la herramienta magnética colocada a una profundidad de 350 m. pozo Lacamango No.107 | 123 |
| 5.13 Acercamiento del comportamiento de perfil de la capa de depósito a lo largo del pozo, como función de la intensidad del campo magnético, con la herramienta magnética colocada a una profundidad de 350 m. pozo Lacamango No.107 | 124 |
| 5.14 Gradiente dinámico presión-profundidad como función de la intensidad del campo magnético con la herramienta colocada a una profundidad de 740 m, pozo Lacamango No.107 | 125 |

Lista de Tablas

| | |
|--|-----|
| 1.1 Instalación de la herramienta inhibidora de parafina “Silver Hawg” | 28 |
| 4.1 Datos Técnicos | 88 |
| 4.2 Composición reproducida de las muestras de hidrocarburos originales | 92 |
| 4.3 Fraccionamiento composicional de la muestra de los fluidos del pozo Lacamango No.21 | 93 |
| 4.4 Fraccionamiento composicional de la muestra de los fluidos del pozo Lacamango No.26 | 94 |
| 4.5 Fraccionamiento composicional de la muestra de los fluidos del pozo Lacamango No.107 | 95 |
| 4.6 Datos de producción de los pozos Lacamango No. 21, 26 y 107 | 99 |
| 5.1 Datos de producción actual (datos reportados a Junio 2010) | 110 |
| 5.2 Datos de desviación promedio del pozo y diámetros de tubería de producción | 110 |

Nomenclatura

| | |
|-------------|--|
| A | Energía de Helmholtz |
| \vec{B} | Densidad del flujo magnético, (Tesla) |
| B | Magnitud de la densidad del flujo magnético, EDO PR |
| C_p | Capacidad calorífica de la mezcla (J/kg*K) |
| D_B | Coefficiente de difusión Brownianan (m ² /s) |
| D_m | Coefficiente de difusión Molecular (kg/cm ²) |
| E | Entalpía |
| f | Fugacidad |
| \tilde{f} | Fugacidad magneto-química |
| f_i^S | Fugacidad del componente i en la fase sólida |
| f_i^L | Fugacidad del componente i en la fase líquida |
| f_i^V | Fugacidad del componente i en la fase vapor |
| G | Energía libre de Gibbs |
| H_1 | Entalpía del componente i según la fase correspondiente |
| \vec{H} | Intensidad del campo magnético, (Amperes/metro) |
| \vec{J} | Inducción intrínseca (polarización magnética) |
| K | Susceptibilidad volumétrica |
| K^{vl} | Constante de equilibrio |
| \vec{m} | Momento magnético |
| m_B | Masa depositada en la difusión Brownian (kg) |
| \vec{M} | Magnetización |
| P | Presión |
| PM | Peso molecular |
| R | Constante de los gases |
| S | Moles de la fase sólida |
| T | Temperatura (K) |
| ω_i | Factor acéntrico de la sustancia |

| | |
|-------------------------------|--|
| v_i | Volumen molar del componente i |
| z_i | Fracción de moles en la mezcla |
| μ | Viscosidad (N.s/m ²) |
| δ_i | Parámetro de solubilidad del componente i |
| ΔH^V | Entalpía de vaporización del componente i |
| ΔH^J | Entalpía de fusión del componente i |
| $\mu_{i\text{ puro}}^S(P, T)$ | Potencial del componente químico puro i de la fase sólida @ P y T |
| $\mu_{i\text{ puro}}^L(P, T)$ | Potencial del componente químico puro i de la fase líquida @ P y T |
| γ_i | Coefficiente de actividad del componente i |
| ρ | Densidad |