



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**PROGRAMA DE MAESTRIA Y DOCTORADO EN
INGENIERIA**

FACULTAD DE INGENIERIA

**APLICACIÓN DE UN MODELO COMPOSICIONAL EN LA
PREDICCIÓN DE LA DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS EN
CAMPOS DEL ACTIVO CINCO PRESIDENTES**

T E S I S

**QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERIA**

INGENIERIA PETROLERA Y DE GAS NATURAL

P R E S E N T A :

TOMÁS EDUARDO PÉREZ GARCÍA

Director:

M.I. JOSÉ MANUEL REYES AGUIRRE

Co-Director:

Dr. CARLOS LIRA GALEANA

2006



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 : **Dr. Fernando Samaniego Verduzco**

Secretario: **Dr. Carlos Lira Galeana**

Vocal: **M.I. José Manuel Reyes Aguirre**

1^{er} Suplente: **Dr. Edgar Ramírez Jaramillo**

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

Lugar o lugares donde se realizó la tesis:

Instituto Mexicano del Petróleo, México D.F.

TUTOR DE TESIS:

M.I. José Manuel Reyes Aguirre

A mis padres

Tomás Pérez Chávez
Catalina García Espinosa

Agradecimientos

A mis asesores Dr. Edgar Ramírez Jaramillo y Dr. Carlos Lira Galeana por su gran apoyo, amistad, dedicación y confianza que me brindaron.

A mi tutor M.I. José Manuel Reyes Aguirre por haberme dado la oportunidad de trabajar a su lado.

A mis sinodales Dr. Fernando Samaniego Verduzco y M.I. José Ángel Gómez Cabrera por sus acertadas observaciones a este trabajo.

Mi profundo agradecimiento a la Universidad Nacional Autónoma de México, haber regresado a su espacio me compromete a seguir dando lo mejor de mí y me llena de orgullo.

¡Muchas Gracias!

Contenido

	Pág.
Resumen	i
Contenido	iii
Lista de figuras	v
Lista de tablas	xi
Nomenclatura	xiii

Capítulo I INTRODUCCIÓN

1.1 Generalidades.....	1
1.2 Clasificación fisicoquímica de los hidrocarburos.....	4
1.3 Reseña del Activo Cinco Presidentes.....	5
1.4 Antecedentes del problema de depositación de parafinas en el Activo Cinco Presidentes.....	11
1.5 Métodos preventivos y correctivos empleados.....	14

Capítulo II REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

2.1 Estado del arte del equilibrio sólido-líquido-vapor.....	19
2.2 Modelos hidrodinámicos de depositación de parafina existentes en la literatura.....	26
2.3 Depositación de sólidos orgánicos en simuladores comerciales.....	35

Capítulo III MODELO EMPLEADO EN PIPESOLIDS®

3.1 Cálculo del equilibrio de fases.....	38
3.2 Ecuaciones del modelo de transporte.....	46
3.2.1 Procedimiento de cálculo en el simulador.....	59

Capítulo IV CASOS DE ESTUDIO

4.1 Selección y descripción de los pozos estudiados.....	67
4.2 Análisis de datos de entrada.....	68
4.2.1 Análisis PVT de los aceites.....	69
4.2.2 Reconstrucción de la composición original de la muestra.....	70
4.2.3 Envolverte de fases de las muestras de hidrocarburos.....	72
4.3 Precipitación de parafinas en la tubería de producción.....	76
4.3.1 Fraccionamiento del pseudocomponente	77
4.3.2 Generación de la envolverte de precipitación de parafinas.....	82
4.4 Depositación de parafinas en la tubería de producción.....	84

Capítulo V DISCUSIÓN DE RESULTADOS

5.1 Discusión.....	87
Conclusiones	107
Bibliografía	111
Anexo I	
I.1 Efecto de la inyección del gas del bombeo neumático.....	AI.1
Anexo II	
I.2 Mecanismos de reducción de la permeabilidad en el yacimiento.....	AII.1
Anexo III	
Estados Mecánicos.....	AIII.1

Lista de figuras

Figura I.1	Corte característico de una tubería de producción con severos problemas de depositación de parafinas.	1
Figura I.2	Microcristales y cristales de parafinas presentes en las mezclas de hidrocarburos.	3
Figura I.3	Clasificación fisicoquímica de los hidrocarburos.	5
Figura I.4	Localización geográfica del Activo Cinco Presidentes.	6
Figura I.5	Estado de pozos en el Activo Cinco Presidentes.	7
Figura I.6	Sistema de producción en los campos del Activo Cinco Presidentes.	8
Figura I.7	Origen de la producción por sistema.	8
Figura I.8	Comportamiento clásico del registro eléctrico en campos del Activo Cinco Presidentes.	11
Figura I.9	Cronograma de producción del pozo Blasillo 386.	13
Figura II.1	Influencia de la presión en la precipitación de parafinas.	20
Figura II.2	Influencia de la temperatura de la mezcla en la precipitación de parafinas.	21
Figura II.3	Efecto de la relación de solubilidad en la precipitación de parafinas.	22
Figura II.4	Zonas de transición de un fluido dentro de la tubería.	28
Figura II.5	Formación de cristales de parafinas como función del radio de la tubería.	29
Figura II.6	Perfil de concentración de sólidos precipitados de parafinas.	32
Figura II.7	Espesor de la capa de parafinas que presenta el software OLGA [®] .	36

Figura III.1	Modelo vapor-liquido-multisólido para la precipitación de parafinas.	38
Figura III.2	Fenómeno de la depositación orgánica en tuberías.	47
Figura III.3	Fluido con temperatura T_s circulando por una tubería ($T_s > T_0$).	49
Figura III.4	Modelo de transferencia de calor en el pozo.	51
Figura III.5	Mapa de patrones de flujo considerados en PIPESOLIDS [®] .	58
Figura III.6	Diagrama de flujo del proceso de cálculo.	61
Figura IV.1	Balance de materia regresivo para encontrar la composición original de la muestra.	70
Figura IV.2	Envolvente de fases para la muestra del pozo Blasillo 83-D.	73
Figura IV.3	Envolvente de fases para la muestra del pozo Cinco Presidentes 7D.	74
Figura IV.4	Envolvente de fases para la muestra del pozo Rodador 83.	74
Figura IV.5	Comprobación mediante la reelaboración de experimentos.	75
Figura IV.6	Puntos de cambio súbito de temperatura en el sistema yacimiento- instalaciones superficiales.	76
Figura IV.7	Envolvente de ceras para la muestra del pozo Blasillo 83-D.	82
Figura IV.8	Envolvente de ceras para la muestra del pozo Cinco Presidentes 7-D.	83
Figura IV.9	Envolvente de ceras para la muestra del pozo Rodador 83.	83

Figura V.1 Perfil de presión medido y calculado utilizando diferentes correlaciones empíricas para el pozo Blasillo 83-D.	88
Figura V.2 Perfil de presión medido y calculado utilizando diferentes correlaciones empíricas para el pozo Cinco Presidentes 7-D.	89
Figura V.3 Perfil de presión medido y calculado utilizando diferentes porcentajes de metano en la mezcla para el pozo Rodador 83.	90
Figura V.4 Perfil de temperatura para diferentes valores de U y K_{he} para el pozo Blasillo 83-D.	91
Figura V.5 Perfil de temperatura para diferentes valores de U y K_{he} para el pozo Cinco Presidentes 7-D.	92
Figura V.6 Perfil de temperatura para diferentes valores de U y K_{he} para el pozo Rodador 83.	93
Figura V.7 Ajuste de perfiles de presión-temperatura de campo y calculados por el simulador para el pozo Blasillo 83-D.	94
Figura V.8 Ajuste de perfiles de presión-temperatura de campo y calculados por el simulador para el pozo Cinco Presidentes 7-D.	95
Figura V.9 Ajuste de perfiles de presión-temperatura de campo y calculados por el simulador para el pozo Rodador 83.	96
Figura V.10 Grosor de la capa de depósito como función del gasto de producción, para el pozo Blasillo 83-D.	98
Figura V.11 Grosor de la capa de depósito como función del gasto de producción, para el pozo Cinco Presidentes 7-D.	99
Figura V.12 Grosor de la capa de depósito como función del gasto de producción, para el pozo Rodador 83.	99

Figura V.13 Grosor de la capa de depósito en función del diámetro de tubería producción, para el pozo Blasillo 83-D.	101
Figura V.14 Grosor de la capa de depósito en función del diámetro de la tubería producción, para el pozo Cinco Presidentes 7-D.	101
Figura V.15 Grosor de la capa de depósito en función del diámetro de la tubería producción, para el pozo Rodador 83.	102
Figura V.16 Incremento del grosor del la capa de depósito como función del tiempo a una profundidad fija ($z=623$) para el pozo Basillo 83-D.	103
Figura V.17 Incremento del grosor del la capa de depósito como función del tiempo a una profundidad fija ($z=1210$) para el pozo Cinco Presidentes 7-D.	103
Figura V.18 Incremento del grosor del la capa de depósito como función del tiempo a una profundidad fija ($z=1120$) para el pozo Rodador 83.	104
Figura V.19 Masa total depositada a lo largo de la tubería de producción para el pozo Blasillo 83-D.	105
Figura V.20 Masa total depositada a lo largo de la tubería de producción para el pozo Cinco Presidentes 7-D.	106
Figura V.21 Masa total depositada a lo largo de la tubería de producción para el pozo Rodador 83.	107
Figura V.22 Incremento de la masa total depositada como función del tiempo en una posición longitudinal fija ($z=623$) para el pozo Blasilo 83-D.	108
Figura V.23 Incremento de la masa total depositada como función del tiempo en una posición longitudinal fija ($z=623$) para el pozo Cinco Presidentes 7-D.	109
Figura V.24 Incremento de la masa total depositada como función del tiempo en una posición longitudinal fija ($z=623$) para el pozo Rodador 83.	109

Anexos.

Figura AI.1 Diagrama de gasto vs. presión.	AI-2
Figura AI.2 Abatimiento súbito de la presión y temperatura en la región de dos fases.	AI-3
Figura AI.3 Perfil de temperatura de un pozo con inyección de gas.	AI-4
Figura AI.4 Gradiente para mezclas de aceite y agua salada.	AI-7
Figura AI.5 Gradientes de la columna de gas.	AI-8
Figura AI.6 Espaciamiento de válvulas de bombeo neumático continuo.	AI-12
Figura AII.1 Adsorción de la terminación polar y exposición de la terminación hidrocarburo.	AII-5
Figura AII.2 Diagrama ilustrativo de la depositación de parafinas.	AII-6
Figura AII.3 Zona de flujo restringido, alta velocidad del gas y enfriamiento de la mezcla.	AII-7
Figura AII.4 Perfiles de depositación de parafina para una concentración inicial de sólidos de 0.95 por ciento.	AII-8
Figura AII.5 Representación gráfica del modelo de reducción de permeabilidad.	AII-10
Figura AIII.1 Estado mecánico del pozo Blasillo 83-D.	AIII-1

Figura AIII.2 Estado mecánico del pozo Cinco Presidentes 7-D.

AIII-2

Figura AIII.3 Estado mecánico del pozo Rodador 83.

AIII-3

Lista de tablas

Tabla IV.1 Datos de presión contra temperatura para la construcción de la envolvente de fases para la muestra del pozo Blasillo 83-D.	73
Tabla IV.2 Composición reproducida de las muestras de hidrocarburos originales.	77
Tabla IV.3 Fraccionamiento sintético para la muestra del pozo Blasillo 83-D.	79
Tabla IV.4 Fraccionamiento sintético para la muestra del pozo Cinco Presidentes 7-D	80
Tabla IV.5 Fraccionamiento sintético para la muestra del pozo Rodador 83	81
Tabla IV.6 Datos de producción actual.	85
Tabla IV.7 Datos de desviación promedio y diámetros de tubería.	85
Tabla IV.8 Datos del perfil de presión y temperatura de campo en los pozos.	86
Tabla V.1 Comportamiento del grosor de la capa de depósito en función del gasto de producción para los tres pozos analizados.	98
Tabla V.2 Comportamiento del grosor de la capa de depósito en función del diámetro de la tubería de producción para los tres pozos analizados.	100
Tabla V.3 Comparativo de la masa total depositada a lo largo de la tubería de producción para el pozo, para los tres pozos analizados.	107
Anexos.	
Tabla AI.1 Composición del gas de inyección.	AI-5

Tabla AII.2 Observaciones de Trieber para la mojabilidad en yacimientos de
Texas.

AII-3

Nomenclatura

a_i	:	Actividad del componente i
C	:	Densidad de energía cohesiva
C_N	:	Número de átomos de carbono
D_e	:	Difusividad efectiva
f_i	:	Fugacidad del componente i en fase líquido o vapor
f_i^o	:	Fugacidad del componente i en el estado estándar
G	:	Energía libre de Gibbs
H	:	Entalpía de exceso
\bar{h}_i	:	Entalpía molar parcial del componente i en la fase líquida
h_i	:	Entalpía del líquido puro i
h_i^+	:	Entalpía del componente puro i en el estado de gas ideal
k	:	Constante de Boltzmann
K_i^{vl}	:	Constante de equilibrio de las fases vapor - líquido
K_i^{sl}	:	Constante de equilibrio de las fases líquido - sólido
N_{Lv}	:	Número adimensional de la velocidad del líquido
N_{gv}	:	Número adimensional de la velocidad del gas
MW_i	:	Peso molecular del componente i
P_{c_i}	:	Presión crítica del componente i (Psi)
P	:	Presión del sistema (Psi)
Pr	:	Número de Prandtl
P_{ri}	:	Presión reducida del componente i
R	:	Constante de los gases
Re	:	Número de Reynolds
s_i	:	Fracción molar del componente i en la fase sólida
T_{c_i}	:	Temperatura crítica del componente i
T	:	Temperatura del sistema
T_{ri}	:	Temperatura reducida del componente i
T^f	:	Temperatura de fusión
\bar{v}_i	:	Volumen molar parcial de i .
v_i	:	Volumen molar de i puro.
U	:	Coefficiente global de temperatura
ω_i	:	Factor acéntrico del componente i
x_i	:	Fracción molar del componente i en la fase líquida
y_i	:	Fracción molar del componente i en la fase vapor
Z	:	Factor de compresibilidad del gas
γ	:	Coefficiente de actividad
$\bar{\delta}$:	Parámetro de solubilidad promedio
δ_i	:	Parámetro de solubilidad del componente i
ΔG_M	:	Cambio de la energía libre de Gibbs de mezcla

ΔH_M	:	Cambio de entalpía de mezcla
ΔS_M	:	Cambio de entropía de mezcla
ΔC_p	:	Capacidad calorífica de fusión (cal/gmol)
ΔH_i^f	:	Entalpía de fusión del componente i (cal/gmol)
ΔH_i^v	:	Entalpía de vaporización del componente i
Δv	:	Cambio de volumen de fusión (L/g-mol)
Φ_i	:	Fracción en volumen del componente i
Φ_i^L	:	Coefficiente de fugacidad del componente i en fase líquido
Φ_i^V	:	Coefficiente de fugacidad del componente i en fase vapor

Resumen

La depositación de orgánicos pesados (parafinas y/o asfaltenos) es un problema común que afecta considerablemente a la Industria Petrolera a nivel mundial. En particular, el problema de la depositación de parafinas afecta algunos campos productores mexicanos, como es el caso del Activo Cinco Presidentes, localizado en los límites de los estados de Tabasco y Veracruz, ocasionando severas pérdidas económicas. Otros activos con problemas de parafinas son Abkatún, Bellota-Chinchorro, Ek-Balam, Jujo-Tecomicoacán, Ku-Maloob-Zaap, Litoral de Tabasco, Luna y el distrito de Altamira. Se ha observado que este fenómeno puede ocurrir durante la producción primaria, secundaria o terciaria, presentándose en la formación, tubería de revestimiento, tubería de producción, equipos sub-superficiales y de superficie, dando como resultado dificultades en la operación y por lo tanto disminución de la producción, aunado a los altos costos que implica la remediación del problema. La depositación de materia orgánica en sistemas de producción y transporte de hidrocarburos es un fenómeno muy complicado pues en general los depósitos están formados por parafinas y asfaltenos.

Por encomienda de Pemex Exploración y Producción (PEP), el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) ha dedicado importantes esfuerzos con el objetivo de proponer soluciones viables a este problema de depositación. El objetivo primordial es entender el comportamiento del fenómeno y al mismo tiempo generar modelos matemáticos que permitan predecir las condiciones bajo las cuales se presentaría la depositación, de tal forma que se puedan implementar tareas preventivas, antes que correctivas. Hoy en día las empresas que quieran sobrevivir en un medio altamente competitivo requerirán de un monitoreo más exhaustivo de los avances tecnológicos a nivel mundial, con el fin de ser capaces de identificar las oportunidades de nuevas tecnologías que se presentan a diario, evaluarlas y adquirirlas en su caso.

Como resultado de estas investigaciones, en diciembre de 2003 el Instituto Mexicano del Petróleo presentó la primera versión del software PIPESOLIDS[®], el cual es un simulador

de flujo multifásico que analiza pozos petroleros con problemas de depositación de parafinas y asfaltenos. A partir de las predicciones arrojadas por éste, es posible establecer mejores estrategias de control. En este trabajo, se analizará el módulo correspondiente a la predicción de la depositación de parafinas, con lo que será posible seleccionar y programar la aplicación de tratamientos mecánicos, químicos, térmicos, electromagnéticos, etc., en base al conocimiento del comportamiento fisicoquímico e hidrodinámico de las mezclas. Cabe mencionar que la validación del módulo correspondiente a depósitos de tipo asfáltico fue probado exitosamente en pozos pertenecientes al campo Puerto Ceiba (Riquelme 2005).

La simulación ofrece grandes ventajas sobre los estudios experimentales, ya que permite, en forma económica, rápida y eficiente, reproducir el fenómeno y anticiparse a la aparición del mismo durante la etapa de producción, de tal forma que se puedan establecer estrategias preventivas, de optimización de la producción y aseguramiento de flujo.

El objetivo del presente trabajo es aplicar el modelo composicional presente en el simulador PIPESOLIDS[®], revisando y comparando los resultados e interpretaciones de trabajos publicados con otros modelos matemáticos. Así mismo, se realizará una evaluación práctica del simulador mediante una serie de corridas con datos reales de campo, para que en base a reportes y entrevistas con personal del Activo, se pueda emitir una opinión que contribuya a calificar el producto y por ende coadyuvar a su mejora.

Introducción

1.1 Generalidades

La depositación de ceras (o parafinas) es un problema severo, asociado a la producción de petróleo y tan antiguo como la misma explotación de hidrocarburos. Como se conoce en la actualidad, el aceite es una mezcla multicomponente de hidrocarburos, en la cual las fracciones más pesadas pueden precipitarse como una fase sólida propia, debido a cambios en sus condiciones termodinámicas. La alteración del equilibrio termodinámico entre las fases sólido-líquido-vapor en la mezcla de hidrocarburos, se analiza mediante teorías de soluciones regulares, ecuaciones de estado y principios del equilibrio termodinámico de fases. El desequilibrio y por lo tanto la precipitación y depositación de parafina, puede ocurrir a nivel de la formación productora, en la tubería de revestimiento, en la tubería de producción, bombas sumergibles y equipos de superficie, reduciendo así la capacidad de flujo o incluso formando un tapón que podría dificultar la operación, ocasionando una disminución de la producción. La figura I.1 (Mansoori, 2005), muestra la magnitud que puede alcanzar este problema.



Figura I.1 Corte característico de una tubería de producción con severos problemas de depositación de parafinas.

Como se sabe, el aceite crudo consiste de una mezcla compleja de diferentes tipos de hidrocarburos, principalmente alcanos (hidrocarburos saturados lineales o ramificados),

alquenos y alquinos (hidrocarburos no saturados lineales o ramificados) e hidrocarburos aromáticos. También se encuentran presentes ciertos compuestos de azufre, nitrógeno y oxígeno.

En muchos aceites crudos, los alcanos son la fracción predominante. Estos están formados por compuestos que contienen menos de seis átomos de carbono y que existen como gases o líquidos muy volátiles. Los compuestos de C_7 a C_{16} (pesos moleculares entre 99 y 222) representan la fracción líquida del aceite, considerada como la más valiosa (gasolina, diesel, kerosina, etc.). Para los componentes de mayor peso molecular, arriba de 237 (correspondientes C_{17}) se les denomina parafinas o ceras. Los alcanos con pesos moleculares mayores a 275 (correspondientes a C_{20}), tienen puntos de fusión muy grandes, por lo que tienden a solidificar y a formar microcristales que se precipitan en el aceite; los alcanos más pequeños actúan como solventes parafínicos. Las parafinas pueden tener bajo peso molecular (C_{20} - C_{40}) o alto peso molecular como los iso-alcanos o ciclo-alcanos, sin embargo, la mayoría de los investigadores concluyen que las parafinas pueden definirse precisamente como el resultado de la combinación de hidrocarburos parafínicos cuya composición se encuentra entre el $C_{18}H_{38}$ e hidrocarburos nafténicos $C_{30}H_{60}$.

La evidente volatilidad y el rango del punto de disolución de los componentes encontrados en una mezcla de hidrocarburos, causa la formación de las fases vapor, líquido y sólido, en respuesta a los cambios de presión, temperatura, o composición de la mezcla. Cuando la temperatura de la mezcla cae por debajo de un cierto valor, los componentes pesados en la mezcla (fase líquida), pueden precipitarse en forma de cristales parafínicos. En términos más simples, las parafinas se precipitan porque el aceite crudo pierde su habilidad de mantenerlas en solución. Esta pérdida de solubilidad es debida principalmente a una reducción de la temperatura o bien a la formación de una fase propia por parte de las fracciones ligeras durante la producción (fase gas). A este punto donde el descenso de la temperatura provoca la cristalización de los componentes parafínicos, se les denomina “punto de nube” (o cloud point por su término en inglés) o bien temperatura de aparición de cera (o WAT por sus siglas en inglés).

Entre los parámetros más importantes que afectan la temperatura del depósito o “Punto de Nube”, está el peso molecular de la solución y del soluto (aceite y parafina respectivamente), así como la fracción peso de este último. El efecto de la presión en comparación con la temperatura no reviste demasiada importancia. Hasta 1996, los modelos disponibles en la literatura que describen la precipitación de parafinas presentaban grandes desviaciones respecto a los datos experimentales disponibles. En algunos de ellos, se tiende a sobreestimar la cantidad de parafinas a temperaturas por debajo del punto de nube. La predicción de la temperatura de punto de nube, es uno de los parámetros más importantes en la predicción de la depositación de parafinas. De esta forma se conocerá, dependiendo de la mezcla en estudio a lo largo del proceso productivo, donde se podrá presentar la precipitación.

Es importante diferenciar entre la precipitación y la depositación de parafinas. El primero es un proceso de equilibrio que se describe por la termodinámica, mientras que el segundo, mucho más complejo, es un proceso de no-equilibrio que involucra fenómenos de transferencia de masa (difusión molecular) y de momento. En condiciones reales de campo, las moléculas de parafina primero se precipitan formando una fase sólida propia y luego se depositan. La figura I.2 (Mansoori, 2005), muestra un arreglo clásico de los microcristales de parafina.

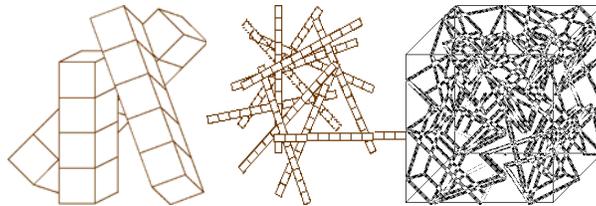


Figura I.2 Microcristales y cristales de parafinas presentes en las mezclas de hidrocarburos.

Un aspecto importante que se debe considerar en el problema de la depositación de sólidos orgánicos es el modelado termodinámico, pues este se utiliza para predecir la precipitación de parafinas en las diferentes etapas del sistema de producción. Particularmente éste trabajo, se fundamenta en un concepto termodinámico el cual hace la suposición de que una vez que se forma el sólido, este no se vuelve a mezclar con los sólidos adicionales que se precipitan a temperaturas más bajas.

En este tipo de estudios, es necesario utilizar un método simple para calcular el estado de equilibrio en función del concepto de la energía libre de Gibbs para las fases de un sistema a temperatura y presión dadas. El modelo se debe fundamentar por consiguiente en la aplicación de una ecuación de estado cúbica tipo Peng-Robinson, por ejemplo, con objeto de predecir los cambios termodinámicos ocurridos y medidos por las fugacidades en la fase líquido y vapor.

1.2 Clasificación fisicoquímica de los hidrocarburos.

Los hidrocarburos son los compuestos orgánicos más simples presentes en la naturaleza y, pueden ser considerados como las sustancias principales de las que se derivan todos los demás compuestos orgánicos conocidos.

Es posible dividir a los hidrocarburos en aquellos conocidos como de cadena abierta y cadena cerrada, en correspondencia con su estructura atómica que presentan.

Por otro lado, se puede subdividir a los hidrocarburos de cadena abierta en saturados y no saturados. Como hidrocarburos saturados, identificamos aquellos en los que el enlace carbono-carbono es sencillo, como es el caso de los alcanos. En cuanto a los hidrocarburos no saturados, estos presentan enlaces múltiples carbono-carbono en la molécula reconociendo a los de cadena doble como alquenos y a los de cadena triple como alquinos.

Los hidrocarburos de cadena cerrada se dividen en alicíclicos y aromáticos. A su vez estos hidrocarburos se dividen en monocíclicos y policíclicos. Los monocíclicos se dividen en cicloalcanos de enlace sencillo, cicloalquenos con enlace doble y cicloalquinos de enlace triple.

Los hidrocarburos policíclicos pueden ser a su vez policicloalcanos, policicloalquenos o policicloalquinos. El grupo conocido como alifáticos está formado por los hidrocarburos alicíclicos, junto con los alcanos, alquenos y alquinos. Los hidrocarburos aromáticos incluyen al benceno y sus derivados.

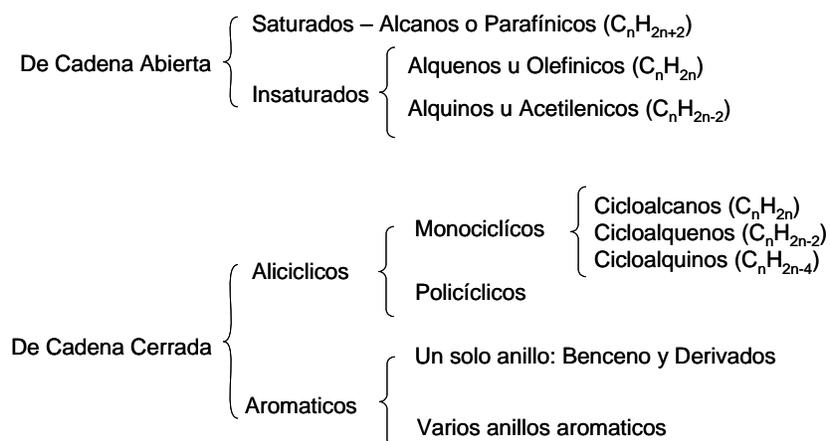


Figura I.3 Clasificación fisicoquímica de los hidrocarburos.

1.3 Reseña del Activo Cinco Presidentes.

El Activo Cinco Presidentes se encuentra entre los límites de los estados de Veracruz y Tabasco, a 50 Kms. al oriente de la ciudad de Coatzacoalcos, Veracruz. Geológicamente, pertenece a la cuenca Salina del Istmo y de manera más específica, se encuentra ubicado dentro de las cuencas terciarias del sureste. Se limita al norte por el Golfo de México, al sur por los plegamientos de la Sierra de Chiapas, al oeste por la cuenca Terciaria de Veracruz y al este por la cuenca Terciaria de Comalcalco.



Figura I.4 Localización geográfica del Activo Cinco Presidentes.

El Activo Cinco Presidentes está actualmente constituido por 18 campos activos a los que se dirige la inversión principal con un monto asignado a cada uno de ellos, con el fin de facilitar y agilizar el seguimiento y evaluación de las actividades y del ejercicio del presupuesto programado. Por el contenido de fluidos, el tipo de yacimientos productores que se tienen en los campos son: aceite negro, gas y condensado, gas húmedo no asociado y gas seco.

El activo cuenta con un total de 4,522 pozos en los que se incluyen las últimas perforaciones de desarrollo en los campos Rodador, Blasillo, Magallanes y los recientes campos descubiertos al interpretar parte de la sísmica 3D entregada al Activo en diciembre de 2004 Guaricho y Gubicha.

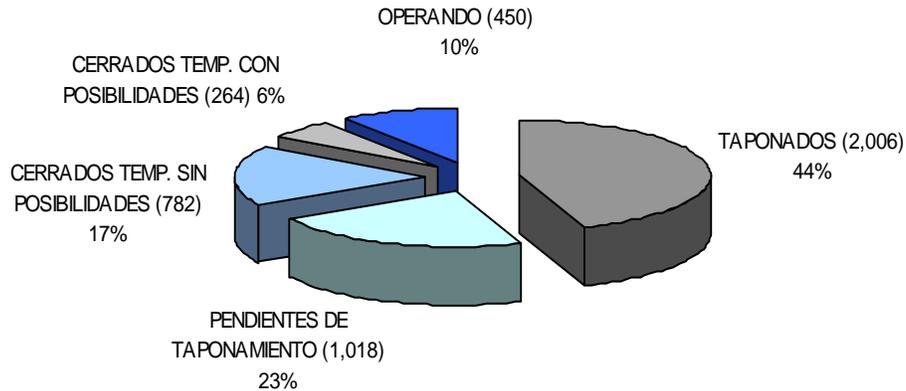


Figura I.5 Estado de pozos en el Activo Cinco Presidentes.

De este total, actualmente operan en promedio 450 pozos mediante tres sistemas de producción en los que, como se puede observar en la figura I.6, destaca el bombeo neumático. Prácticamente el total de arenas atravesadas por los pozos en todos los campos descubiertos han sido ya explotadas y solo en algunos casos mediante técnicas de reinterpretación, se ha regresado a cuerpos que pasaron desapercibidos en su momento o bien fueron pobremente explotados, ya que con el objeto de incorporar producción, se les abandonó por otros yacimientos (arenas) de mejores posibilidades.

Debido a que en algunos campos se implantó el sistema de recuperación secundaria, ha sido necesaria la toma de registros TDT (tiempo de decaimiento térmico) en forma masiva, a fin de identificar zonas donde la saturación de agua actual es comparada con la original detectada mediante el registro eléctrico. Esta aplicación ofrece buenas oportunidades para la reintervención de pozos.

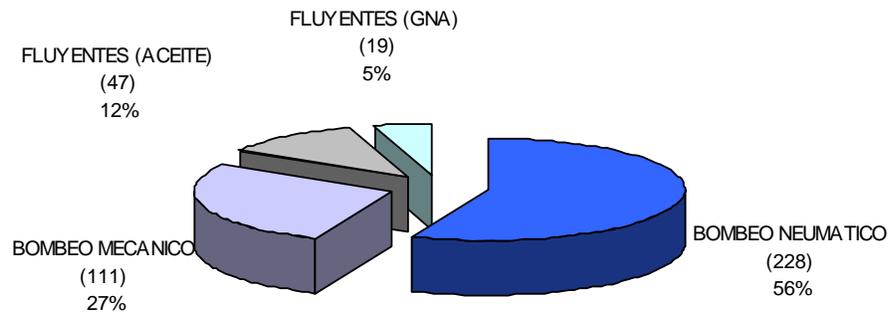


Figura I.6 Sistemas de producción en los campos del Activo Cinco Presidentes.

El Activo Cinco Presidentes aporta en promedio al sistema productivo de la región sur, un total de 38,635 BPD de aceite y 45 MMPCD de gas. La figura I.7 muestra el origen de este volumen de hidrocarburos según el sistema de producción.

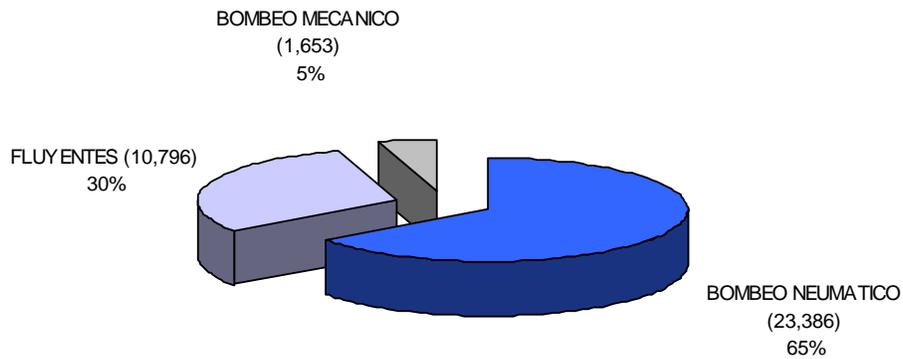


Figura I.7 Origen de la producción por sistema.

Evaluación Estratigráfica. En ésta área, la secuencia sedimentaria se encuentra descansando en forma discordante sobre la cima de la anhidrita-sal, considerada como de edad Jurásico Medio. La secuencia atravesada consiste de una serie de arenas y lutitas ínter estratificadas que comprende del Mioceno Inferior al Plio-Pleistoceno. El Mioceno inferior está representado por la Formación Depósito; el Mioceno Medio-Plioceno inferior por la Formación Encanto, en la cual se encuentra la principal zona productora de la mayoría de los campos que se ubican dentro de la cuenca Salina del Istmo. Dentro del Mioceno Superior-Plioceno Medio, se tienen las formaciones Concepción Inferior y Concepción Superior; en el Plioceno Medio-Pleistoceno se tienen las formaciones Filisola, Paraje Solo y Cedral.

Los modelos utilizados en los diferentes estudios se basan fundamentalmente en la información sísmica 2D disponible, registros geofísicos de pozos, núcleos y estudios de laboratorio. Geológicamente, el área del Activo Cinco Presidentes se encuentra localizada en la cuenca salina del Istmo dentro de la provincia de las cuencas terciarias del sureste. La mayoría de las estructuras geológicas de la cuenca Salina son producto de la intrusión salina que ocasiona la deformación de los estratos formando un sistema de fallas de tipo normal.

Rocas almacenadoras. Las rocas donde se encuentran los yacimientos principales de hidrocarburos corresponden a diversos desarrollos arenosos, constituidos por arenas y areniscas arcillosas de color gris claro a oscuro, de grano fino a medio, en ocasiones de grano grueso de la formación Encanto. Solo existe un campo cuya roca almacenadora es del tipo carbonato, (Cerro de Nanchital) localizado en el límite de Veracruz y Oaxaca.

Rocas sello. Las rocas sello la constituyen los espesores variables de lutita intercaladas con arenas y areniscas arcillosas que se encuentran en toda la columna estratigráfica. La presencia de sal funciona como un excelente sello para el entrapamiento de hidrocarburos; también existen sellos laterales por fallas, cambios de facies sedimentarias y acuñaamientos.

Trampas. Existen trampas estratigráficas debido a acuñamientos y cambios de facies, pasando de una arenosa a una arcillosa. También se presentan trampas estructurales y combinadas.

Descubrimiento. Algunos de los primeros campos que conforman al Activo Cinco Presidentes fueron descubiertos en la década de los años 50, aunque el descubrimiento del primer pozo propiamente localizado en el área sur veracruzana donde se establece la cabecera del Activo, fue en el año de 1906 iniciando así, el desarrollo del área Terciaria.

Este estudio toma en cuenta dos campos productores desde la década de los sesentas y uno de los setentas:

El campo Blasillo descubierto el 26 de Octubre de 1966 con la perforación del pozo Blasillo No. 2, terminado y abierto a producción en diciembre del mismo año, su producción inicial fue de 259 BPD.

El campo Cinco Presidentes fue descubierto en el 1° Mayo 1960 con la perforación del pozo Yucateco No.1, en sedimentos arenosos del Mioceno inferior Encanto, con una producción inicial de 302 BPD.

El campo Rodador fue descubierto el 1° Junio 1971 con la perforación y terminación del pozo Rodador No. 1, como productor de aceite con una producción inicial de 320 BPD Sedimentos Arenosos del Mioceno superior – Plioceno inferior Encanto.

Los pozos localizados en la mayoría de los campos del activo Cinco Presidentes, atraviesan en promedio de diez a quince yacimientos de arenas, cuyo espesor varía de 4 a 40 metros en promedio, la figura I.5 muestra el comportamiento clásico del registro eléctrico en la mayoría de los campos del Activo Cinco Presidentes.

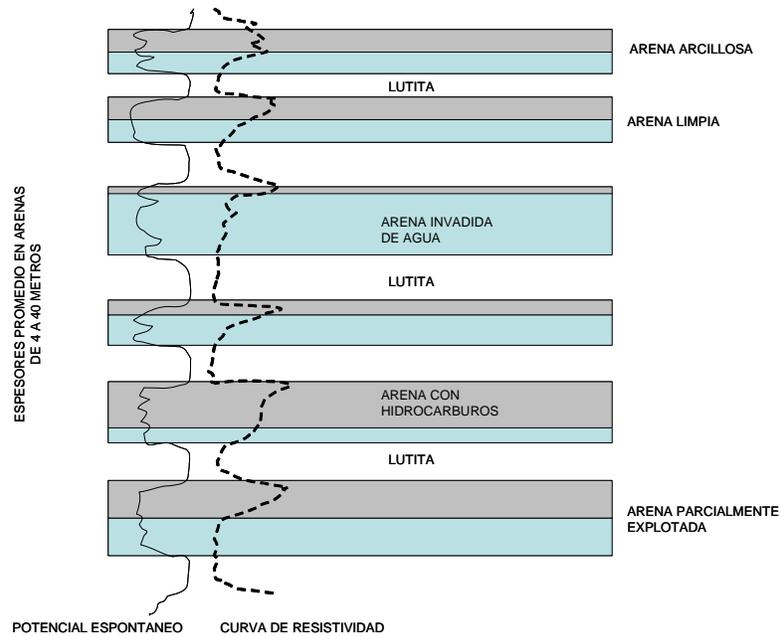


Figura I.8 Comportamiento clásico del registro eléctrico en campos del Activo Cinco Presidentes.

En la década de los setentas los descubrimientos de los grandes yacimientos del Jurásico Tabasco-Chiapas, desvían el interés por continuar con la exploración, la toma de información y el análisis en la composición de las mezclas de los campos del Terciario Tabasco-Veracruz zona del Activo Cinco Presidentes. Es por ello que a la fecha, el Activo adolece de análisis composicionales tan importantes para el estudio de la depositación de parafinas, la aplicación de estimulaciones matriciales, el éxito en proyectos de recuperación secundaria y recuperación mejorada.

1.4 Antecedentes del problema de depositación de parafinas en el Activo Cinco Presidentes.

Las compañías petroleras extranjeras que explotaban hidrocarburos en esta zona como The Eagle Company en los años 30 y 40 ya tenían conocimiento de este fenómeno como lo

reportan en sus informes. Este problema se ha presentado desde los orígenes de la explotación en campos de la Región Sur con mayor o menor grado de intensidad.

De los 18 campos actualmente activos, aquellos que han presentado tradicionalmente el problema de depositación de parafinas en forma severa son:

1. Bacal
2. Blasillo
3. Cinco Presidentes
4. Lacamango
5. Los Soldados
6. Magallanes
7. Moloacán
8. Ogarrio
9. Rodador

Desde hace varios años se mantuvo la práctica de muestrear el crudo para los análisis de laboratorio bajo el concepto de pozo y arena o yacimiento productor correspondiente, a fin de tratar de visualizar zonas de igual comportamiento. Los resultados sin embargo fueron desalentadores.

Las bajas paulatinas en la producción de aceite, acusan la depositación de parafina en las tuberías de producción, la cual en algunos casos llega a eliminar la producción en forma definitiva. Esto se detecta con la práctica periódica de medir la producción de los pozos hasta en cuatro ocasiones por mes. La figura I.9, muestra un ejemplo de la severa fluctuación en el cronograma de producción del pozo Blasillo 386, los tratamientos con la unidad de aceite caliente (UAC) y el tiempo que comúnmente transcurre entre cada nuevo problema.

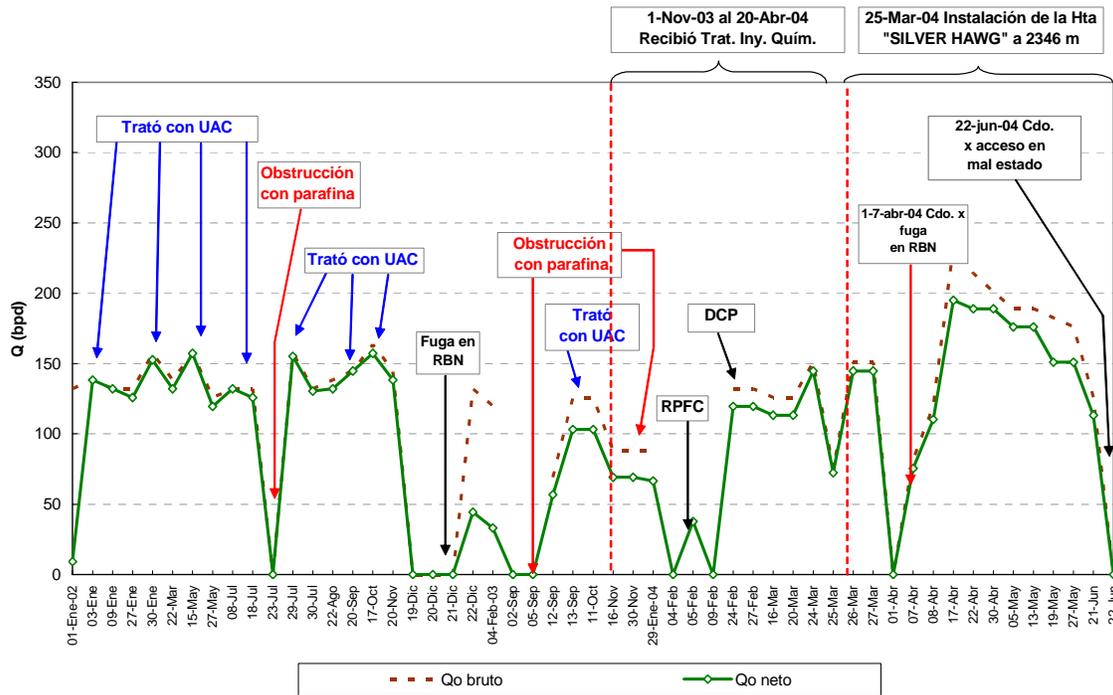


Figura I.9 Cronograma de producción del pozo Blasillo 386.

Como resultado de la calibración periódica, se observa que la deposición de parafina se encuentra comúnmente en la parte superior de la tubería de producción con profundidades muy variadas entre pozos y campos de la región. Otra situación característica se observa en pozos con bombeo neumático o bien en aquellos de tipo lacustre, donde la deposición de parafina se tiene en las líneas de descarga y ocasionalmente en equipos de superficie como separadores, válvulas etc.

A través de un registro mensual, se lleva a cabo el control del número de intervenciones con aceite caliente, remedio que hoy en día es el más utilizado para tratar el problema, evitando la elevación de los costos de operación por uso de solventes o formulas patentadas. El aceite caliente se emplea de dos maneras, una de ellas es alojándolo en el espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento, esto con el fin de mantener la temperatura a lo largo de la sarta de producción para evitar el enfriamiento

de la mezcla. Otra forma es vertiendo por gravedad el aceite por la tubería de producción con objeto de disolver las capas de parafina depositada en la pared de la tubería de producción y tubería de revestimiento en el área de los disparos, es decir, debajo del empacador. El problema es que en ejercicios de simulación, se ha demostrado que la inyección de aceite caliente es susceptible de dañar la formación, ya que los volúmenes de aceite que se inyectan, generalmente se someten a un proceso de recalentado y por lo tanto es común que presenten altas concentraciones de parafinas mismas que pueden fluir al yacimiento por lo que al enfriarse, se precipitarán y depositarán en la cara de la formación (Wattenbarger y cols. 1995). La estadística demuestra que la depositación de parafina en el campo, a nivel pozos, es de comportamiento muy variado incluso en pozos que producen a través de la misma arena.

1.5 Métodos preventivos y correctivos empleados.

En el Activo Cinco Presidentes, se han probado algunas tecnologías en cuanto a la prevención y remediación de este problema. Sin embargo en cuanto a la predicción son prácticamente nulas las estrategias tecnológicas disponibles. Esta es la razón por la cual se pretende validar el modelo composicional empleado en el simulador PIPESOLIDS[®], con el fin de contar con una herramienta predictiva la cual posee un alto contenido tecnológico, permitiendo establecer mejores estrategias de explotación de los campos.

A finales del año pasado se entregó a Petróleos Mexicanos el informe con los resultados del “Subproceso de Monitoreo de las Tecnologías para Predecir, Prevenir y/o Remover Depósitos de Parafinas y Asfaltenos”. El objetivo de este proyecto fue el de obtener información técnica y consultar con expertos de institutos y universidades a fin de conocer los avances a nivel mundial concernientes a este problema. Además se hizo un levantamiento de la cartera de clientes por parte de las compañías de servicio, donde se resumen los resultados y el tipo de tecnología empleada, esto con el fin de consultar las experiencias en forma directa.

En lo concerniente a las herramientas de prevención y remediación, las más utilizadas son:

Preventivos

- Métodos de Biodegradación
- Métodos Electro-Magnéticos
- Métodos de Recubrimientos Especiales

Remoción

- Métodos Mecánicos
- Métodos Químicos
- Métodos Térmicos
- Métodos Sónicos
- Estimulaciones no ácidas
- Uso de materiales especiales para la fabricación de tuberías

Estos métodos se evalúan en la literatura desde varios aspectos. Influenciados o no por los investigadores o firmas de patente que los patrocinan, todos ellos giran en torno a reportes de éxito y fracaso muy variados y no son motivo de discusión de este trabajo.

El primer método que se empleó para atacar el problema de precipitación de sólidos orgánicos en la Región Sur fue el mecánico, donde raspadores metálicos y boquillas de corte se bajaban hasta la profundidad donde la calibración de la tubería había detectado el problema de crecimiento del anillo de parafina o tapón a fin de removerlo.

Por otro lado, los métodos químicos especializados de remediación, se emplearon a partir de la década de los sesentas, en el periodo comprendido entre 1967 y 1980. Se intensificó el uso de benceno y tolueno en formulas patentadas como solventes de capas cerosas adheridas a la tubería de producción y líneas de descarga. Los resultados, aunque satisfactorios, incrementaban de manera sustantiva el costo de mantenimiento por encima del tradicional aceite caliente, y las comparaciones en eficiencia productiva mermaron la opción de seguirlo utilizando, por lo que finalmente se optó por desechar este método.

El uso del sistema de aceite caliente como método para la remoción de parafinas ha sido utilizado durante mucho tiempo. Su bajo costo e inmediatos resultados lo han hecho de gran popularidad, sin embargo como se menciona anteriormente, se sospecha del daño a la formación productora.

En el periodo comprendido entre 1994 a 1998 se probó la tecnología de Biodegradación, utilizando cepas de microorganismos bacterianos de origen marino (pseudomonas), mismas que en base a una solución acuosa son inyectadas a manera de baches en las inmediaciones de la formación a través del pozo, en espera de que estas actúen degradando por ruptura las cadenas mas pesadas de hidrocarburos. Los resultados aunque variados, no fueron completamente satisfactorios si se considera la producción diferida debido al periodo de cierre de pozos, contra la efectividad en el incremento del gasto de aceite. Uno de los mayores inconvenientes al utilizar bacterias es que estas pueden contribuir a agravar los problemas relacionados con la corrosión.

Dentro de las técnicas de remediación más empleadas en el Activo Cinco Presidentes, prevalece desde hace ya varios años el uso de la unidad de aceite caliente como método de remoción de parafinas debido, entre otros factores, a su bajo costo, fácil aplicación y resultados inmediatos. Sin embargo este sistema puede ser otra causa de daño a la formación ya que generalmente el aceite acarrea agentes obturantes tales como el sulfuro de hierro, oxido de hierro, arena o arcilla. Mediante un programa calendarizado se da mantenimiento en base a observaciones y sospechas a pozos que de manera recurrente presentan este tipo de problema. 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.

Actualmente, en el Activo Cinco Presidentes se prueba el método electromagnético de prevención. Se tienen diez pozos en observación donde se aplica la tecnología de cambio de polarización eléctrica en el flujo de aceite evitando que las partículas cerosas una vez precipitadas, se junten. El efecto electromagnético de estos imanes provoca que los cristales de parafinas continúen su viaje en el flujo dentro de la mezcla. Esta herramienta consiste en

la colocación de camisas (sección de tubería concéntrica) con minerales electromagnéticos en sitios estratégicos de la tubería de producción y líneas de escurrimiento donde se sospecha pueda ser el punto de inicio de la depositación. Estos dispositivos crean un campo magnético permanente de alta concentración para el logro del objetivo.

A finales de la década de los ochentas se instaló en algunos pozos la herramienta raspadora hasta ahora utilizada en el Activo para pozos que producen por bombeo neumático, “El embolo viajero”. Este dispositivo es de forma cilíndrica hecho con material ligero (Nylon) con canales en su superficie para permitir el paso de fluidos y su diámetro externo es igual al diámetro interno de la tubería de producción, su función es la de viajar junto con el bache de aceite impulsado por el gas de inyección y caer una vez que lo entrega a la superficie. Estos dispositivos o herramientas presentan un movimiento giratorio horizontal debido al paso de fluidos a través de los canales, además del movimiento de ascenso y descenso vertical de tal manera que mantiene el raspado de la tubería de producción impidiendo el crecimiento del anillo ceroso.

Como meta a corto plazo, se buscará aprovechar los beneficios de la predicción. Mediante el uso de software especializado se puede llegar a calcular en que condiciones ocurrirá el rompimiento del equilibrio termodinámico sólido-líquido-vapor de las mezclas tanto en el pozo como líneas de escurrimiento, ubicar la zona del depósito, el volumen másico del anillo ceroso, así como su velocidad de crecimiento. Aprovechando este conocimiento, se pretende tener una aplicación más efectiva en el uso de nuevas tecnologías, localizando por ejemplo, las herramientas preventivas de montaje o bien tramos de tuberías con recubrimientos especializados de manera más precisa, reduciendo con ello de manera considerable los costos por intervención a pozos con este problema. El conocer cual es la velocidad de crecimiento de la capa de depósito, permitirá programar de manera mas efectiva el mantenimiento correctivo de pozos en producción, ya que precisamente los mantenimientos programados son un reto para el activo, si se consideran también aquellos pozos lejanos o de difícil acceso que en ciertas épocas del año registran problemas de inundaciones, cuya obstrucción o taponamiento llegan a condenarlos al abandono temporal.

La depositación de parafinas en pozos e instalaciones superficiales de los campos que presentan este tipo de problemas en el activo el Activo Cinco Presidentes, incrementan el costo de la producción de petróleo actualmente en aproximadamente 0.25 dólares por barril.

Si se quiere evaluar los métodos descritos, hay que conocer los costos y tiempos muertos que implican. Una intervención con aceite caliente puede tomar de 8 a 12 horas y tiene un costo de 2,500 U\$\$. Estos números fueron tomados de la última edición 2004-2019 de la cartera de proyectos del Activo Cinco Presidentes misma que considera un costo escalable para un horizonte de 15 años. Los costos por inyección de productos químicos (solventes) es más difícil de estandarizar ya que presenta una gran variabilidad, dependiendo del requerimiento en volumen y calidad por pozo. Sin embargo podemos hablar de un costo de 3,000 U\$\$ por mes en pozos con crudo altamente viscoso y de unos 2,500 U\$\$ por mes en el caso de pozos con parafinas. Sin embargo, debe tenerse en cuenta, que los resultados son relativos ya que aún con el uso tecnologías cuyo grado de éxito promedio aparentemente es bueno, como es el caso de los solventes químicos, los pozos, dada su naturaleza de fluidos, continúan teniendo problemas.

El gran costo oculto en los métodos anteriormente descritos es la producción diferida. Tomando en cuenta los tiempos de intervención, un pozo considerado de producción más pobre, por ejemplo 63 bbl/día deja de producir 30 bbl en promedio durante esas doce horas de intervención. Entonces considerando un costo por barril de 25 U\$\$ y tres intervenciones en promedio por mes tendremos perdidas de 27,000 U\$\$ por año por pozo cuya producción se verá diferida por más de 432 horas por año. Cuanto mayor sea la producción, mayor será la pérdida relativa por ausencia de la misma.

Revisión Bibliográfica

2.1 Estado del arte del equilibrio sólido-líquido-vapor.

El estudio del equilibrio de fases ha sido tratado por diversos autores (Agrawal, 1990), con el fin de entender y poder simular de una mejor manera, el comportamiento de los fluidos en el sistema yacimiento-instalaciones subsuperficiales-instalaciones superficiales. Partiendo de la teoría de soluciones regulares, algunos trabajos se enfocan en simular el equilibrio vapor – líquido y posteriormente, con la fase líquido, determinar el equilibrio líquido – sólido, con el objeto de mejorar la predicción de la depositación de parafinas como función de la presión, la temperatura y composición de la mezcla, y así obtener resultados más confiables.

Se puede decir que modelar el comportamiento de fase de las mezclas, es esencial para la simulación del problema del depósito de parafinas, así como para el diseño de las instalaciones en superficie. Los sólidos en los fluidos producidos, tienen una gran influencia sobre el comportamiento de fases conforme se modifican las condiciones de equilibrio vapor-líquido.

En virtud de los rezagos que aún se tienen en cuanto a la teoría necesaria que defina y explique claramente el fenómeno, se puede afirmar que en la industria petrolera prácticamente no se aplican a detalle los modelos de flujo de fluidos en tres fases.

Varios autores han tratado de modelar el equilibrio de fases de mezclas de hidrocarburos tomando en cuenta la posible formación de una fase sólida. Un problema general con los modelos propuestos por algunos de ellos, es una tendencia a predecir cantidades mayores de parafina precipitada a temperaturas por debajo del punto de nube (Beret 1975). Parece que los problemas encontrados con los modelos propuestos, se deben a una pobre estimación de los parámetros de solubilidad, de los coeficientes de actividad y más importante, de la suposición de que los hidrocarburos se precipitan para formar una solución sólida ideal en equilibrio con el líquido y el vapor.

Como respuesta a cambios en la temperatura, presión, y solubilidad del gas en el aceite, el desequilibrio termodinámico resultante, provoca que ocurran cambios en las propiedades físico-químicas de la mezcla en diferente magnitud, con la influencia de las fracciones pesadas C_{7+} , se da la precipitación de parafina. A continuación se analiza la influencia de estos parámetros en el rompimiento del equilibrio termodinámico.

La figura No. II.1 (Marrufet, 1998) muestra la influencia de la presión. Como se puede observar, a una temperatura fija, por ejemplo 90 °F, se tiene una disminución de las fracciones pesadas; se incrementa el valor de la presión con el porcentaje en el volumen de parafina precipitada. Se puede concluir que habrá menor cantidad de parafina precipitada en la zona cercana a la presión de saturación, en este caso a 3,000 psia. A menor presión, la liberación del gas en solución coadyuva al rompimiento del equilibrio de la fase sólida en la mezcla.

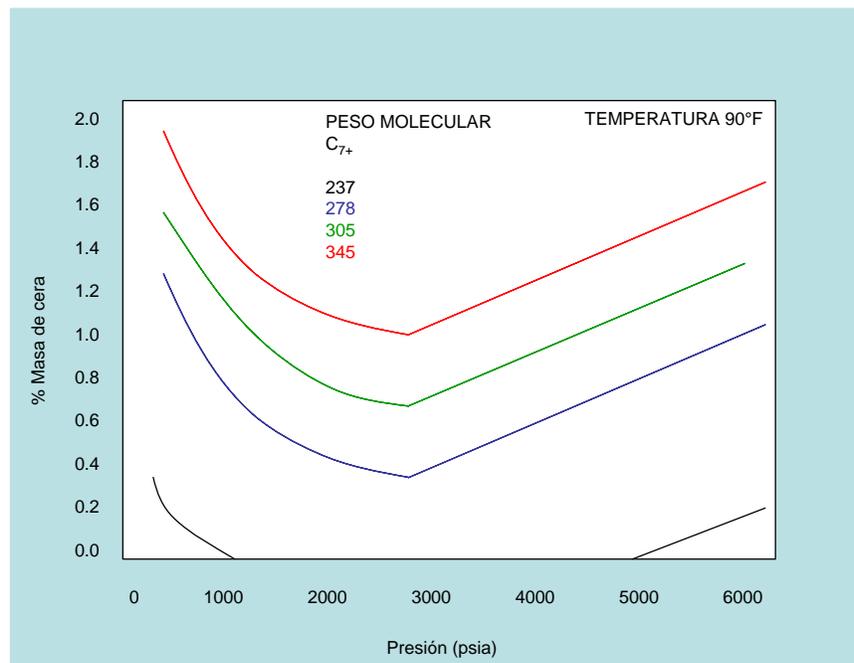


Figura II.1 Influencia de la presión en la precipitación de parafinas.

La figura II.2 (Marrufet, 1998) muestra la influencia de la temperatura en el porcentaje del volumen de parafina precipitada, como función del incremento del peso molecular de la fracción C_{7+} . El círculo rojo en la curva indica la transición de un estado de equilibrio sólido-líquido-vapor de la mezcla, a un estado de equilibrio líquido-sólido. Se puede observar por ejemplo, que a 100 °F para esta curva con peso molecular de 305, y a una presión de 2,000 psi, prácticamente no hay precipitación de parafina debido al equilibrio entre las tres fases, mientras que en el intervalo comprendido entre las curvas cuyo peso molecular fluctúa entre 237 a 278, se observa mayor volumen de precipitación a una temperatura considerada.

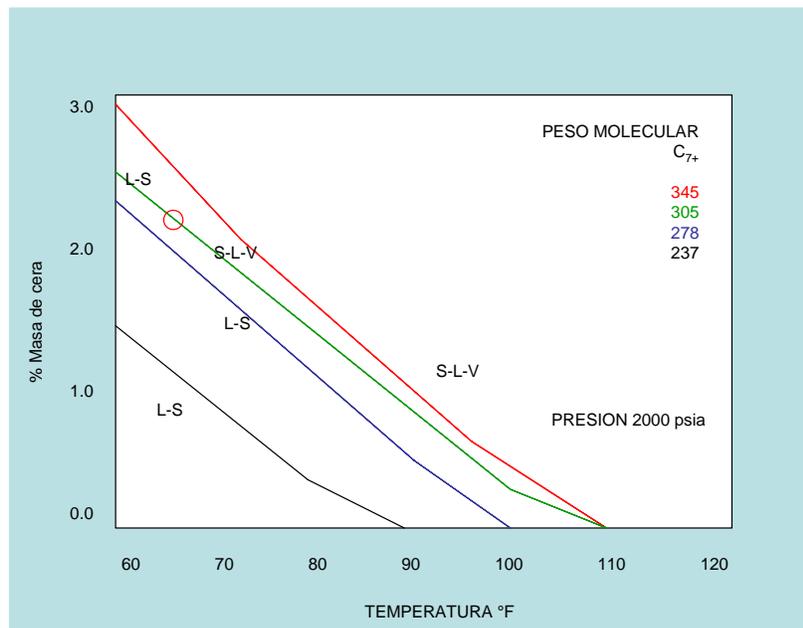


Figura II.2 Influencia de la temperatura de la mezcla en la precipitación de parafinas.

La figura II.3 (Marrufet, 1998) muestra el efecto que tiene la relación de solubilidad gas-aceite, R_s , en la precipitación de parafina para una mezcla de hidrocarburos considerando pesos moleculares diferentes. A relaciones de solubilidad menor, aumenta el peso molecular y como se mencionó anteriormente, la mayor depositación ocurre después de alcanzar la presión de saturación, debido a que la solubilidad de la parafina decrece conforme se libera gas, los cristales comienzan a unirse y dejan de viajar libres en el flujo.

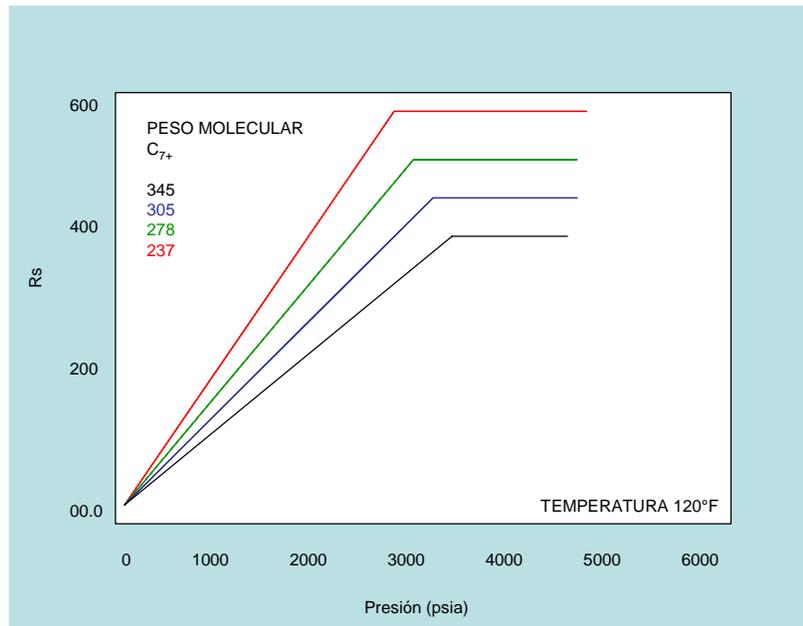


Figura II.3 Efecto de la relación de solubilidad en la precipitación de parafinas.

El estado de equilibrio sólido–líquido–vapor debe modelarse de tal manera que tanto la composición, como las propiedades de las fases puedan obtenerse a la temperatura y presión de un análisis puntual dentro del sistema de producción.

Para ello se asume que una solución sólida homogénea, S , está en equilibrio con una solución líquida, L , y una mezcla de gas, V . Para tener un estado de equilibrio trifásico, la fugacidad del componente i en la fase sólida, f_i^S , debe ser igual a sus fugacidades en las fases líquido y gas.

$$f_i^S = f_i^L \quad , \quad (II.1a)$$

$$1 < i < n$$

$$f_i^L = f_i^V \quad , \quad (II.1b)$$

donde:

$$f_i^S = \text{fugacidad del componente } i \text{ en la fase sólida}$$

$$f_i^L = \text{fugacidad del componente } i \text{ en la fase líquida}$$

$$f_i^V = \text{fugacidad del componente } i \text{ en la fase vapor}$$

La fugacidad f es una medida de la energía libre de Gibbs de un gas real y tiene unidades de presión. Así mismo, la fugacidad puede ser considerada como una presión de vapor modificada para representar correctamente la tendencia de las moléculas a escapar de una fase a otra. En forma matemática, la fugacidad de un componente está definida por la siguiente expresión:

$$f = p \text{EXP} \left[\int_0^p \left(\frac{Z-1}{p} \right) dp \right] , \quad (\text{II.2})$$

donde:

$$f = \text{fugacidad (psia)}$$

$$p = \text{presión (psia)}$$

$$Z = \text{factor de compresibilidad del gas}$$

Físicamente, se puede definir a la fugacidad de un componente en una fase, con respecto a la fugacidad de él mismo en una segunda fase, como una medida del potencial de transferencia de dicho componente entre fases. La fase con la menor fugacidad del componente acepta el componente de la segunda fase. Si las fugacidades del componente en las dos fases son iguales, es un indicativo de una transferencia neta igual a cero. Una transferencia neta igual a cero para todos los componentes, implica un sistema hidrocarburo en equilibrio termodinámico.

La razón entre la fugacidad y la presión (f/p), es llamada “el coeficiente de fugacidad” (Φ) y es calculado en la forma:

$$\Phi = \text{EXP} \left[\int_0^p \left(\frac{Z-1}{p} \right) dp \right] , \quad (\text{II.3})$$

A medida que la presión se aproxima a cero, Φ_i tiende a uno. El coeficiente de fugacidad del componente i en una mezcla líquida o gaseosa de hidrocarburos, es una función de la presión del sistema, la fracción molar y la fugacidad del componente, y está definido por las siguientes expresiones:

$$\Phi_i^V = \left(\frac{f_i^V}{y_i p} \right) , \quad (\text{II.4})$$

$$\Phi_i^L = \left(\frac{f_i^L}{x_i p} \right) , \quad (\text{II.5})$$

$$\Phi_i^S = \left(\frac{f_i^S}{s_i p} \right) , \quad (\text{II.6})$$

donde:

$$\begin{aligned} \Phi_i^V &= \text{coeficiente de fugacidad del componente } i \text{ en la fase vapor, } y_i \\ \Phi_i^L &= \text{coeficiente de fugacidad del componente } i \text{ en la fase líquida, } x_i \\ \Phi_i^S &= \text{coeficiente de fugacidad del componente } i \text{ en la fase sólida, } s_i \end{aligned}$$

La fugacidad del componente i en la fase líquida se relaciona con la composición de esta fase a través del coeficiente de actividad γ_i . El coeficiente de actividad γ_i , se relaciona con x_i y con la fugacidad en el estado estándar f_i^o a través de:

$$\gamma_i \equiv \frac{a_i}{x_i} = \frac{f_i^L}{x_i f_i^o} , \quad (\text{II.7})$$

donde

- a_i = actividad del componente i
 f_i^o = fugacidad del componente i en el estado estándar, es decir, la fugacidad de i a la temperatura del sistema.

El parámetro de solubilidad se define como un valor numérico que indica el comportamiento de solvencia relativa de un solvente específico, o una medida de la presión interna que es ejercida por las moléculas en una solución. Este se deriva de la densidad de energía cohesiva del solvente, la cual a su vez se deriva del calor de vaporización.

El parámetro de solubilidad puede ser calculado de la siguiente expresión:

$$\delta_i = \left(\frac{\Delta U_i^V}{V_i} \right)^{1/2}, \quad (\text{II.8})$$

El valor del parámetro de solubilidad es característico para una molécula específica. Cuando dos líquidos que contienen moléculas significativamente diferentes son mezclados, la presión interna ejercida por el líquido de mayor presión interna (mayor parámetro de solubilidad) básicamente forzaría fuera de la matriz de la solución a las moléculas de menor presión interna (menor parámetro de solubilidad), dando por resultado dos fases inmiscibles.

Los parámetros de solubilidad de cada componente en la fase líquida se determinan mediante la siguiente expresión (Prausnitz, 1969):

$$\delta_i^L = \left(\frac{\Delta H_i^V - RT}{V_i} \right)^{1/2}, \quad (\text{II.9})$$

Así mismo, los parámetros de solubilidad de i en la fase sólida, son calculados en base a la energía de cohesión (CE) modificada de cada componente en soluciones sólidas:

$$CE \cong (H_i^G - H_i^L - RT) + (H_i^L - H_i^S) = (\Delta H^V + \Delta H^f - RT)_i, \quad (\text{II.10})$$

$$\delta_i^S = \left(\frac{\Delta H^V + \Delta H^f - RT}{V} \right)_{i,S}^{1/2}, \quad (\text{II.11})$$

donde δ_i representa el parámetro de solubilidad del componente i , H_i la entalpía del componente i según la fase correspondiente, ΔH^V entalpía de vaporización del componente i , ΔH^f entalpía de fusión del componente i , R constante universal de los gases y T temperatura del sistema.

Estos coeficientes de actividad son estimados mediante la teoría de solución regular modificada:

$$\ln \gamma_i = \frac{v_i (\bar{\delta} - \delta_i)^2}{RT}, \quad (\text{II.12})$$

donde γ_i representa el coeficiente de actividad del componente i , v_i el volumen molar del componente i , R constante universal de los gases y T temperatura del sistema.

2.2 Modelos hidrodinámicos de deposición de parafina existentes en la literatura.

Existe en la literatura, un gran número de trabajos 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 aceite 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.

Diferentes investigadores han abordado el tema acerca del mecanismo de la depositación de cera o parafina entre los que destacan: Brown, y cols., 1993; Burger y cols., 1991; Hsu y cols., 1998; Hunt, 1962; Majeed y cols., 1990; Singh y cols., 1999; Weingarten y Euchner, 1986; Weispfening, 2001; Ramírez-Jaramillo y cols., 2003.

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 Browniano, dispersión de corte y asentamiento gravitacional.

Depositación por difusión Molecular. En este modelo, 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 prevaletientes en la sub-capa laminar cercana de a la pared de la tubería, la cual tiene una temperatura menor a la temperatura media del fluido.

Como se menciona en el capítulo I, 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 II.4 (Ramírez-Jaramillo 2001).

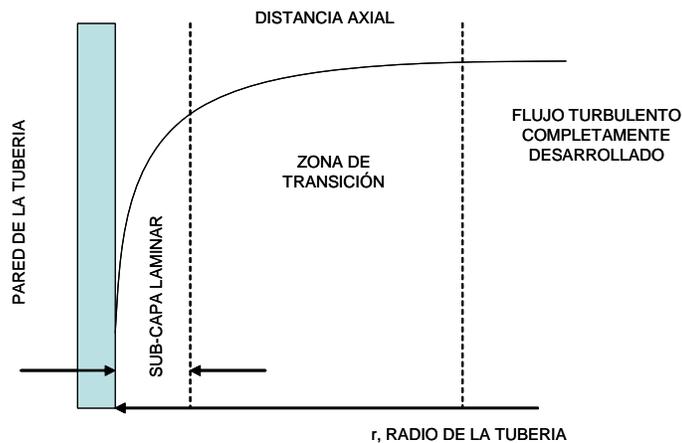


Figura II.4 Zonas de transición de un fluido dentro de una tubería.

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 tubería (pared), es donde las condiciones de rugosidad coadyuvan a retener las primeras partículas en la estructura porosa. La figura II.5 (Azevedo,

2001) muestra una serie de fotografías donde se aprecia el proceso de cristalización como función de la distancia radial.

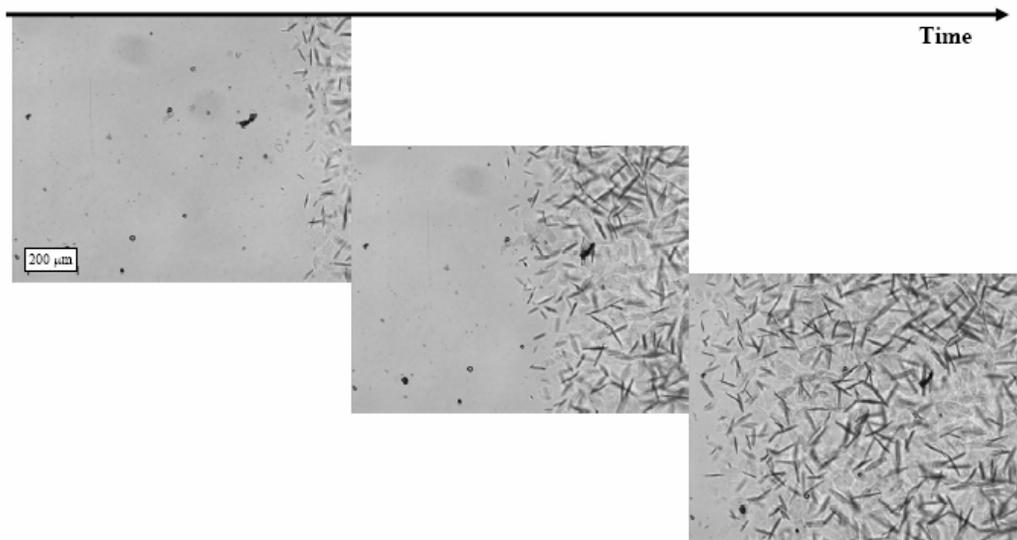


Figura II.5 Formación de cristales de parafinas como función del radio de la tubería.

La ley de Fick de la difusión molecular puede ser usada para estimar este flujo de parafina.

$$\frac{dm_m}{dt} = \rho_d D_m A \frac{dC^*}{dr} \quad , \quad (\text{II.13})$$

donde m_m es la masa de la parafina depositada, ρ_d es la densidad de la fase sólida depositada, D_m es el coeficiente de difusión de la parafina en el aceite, A es el área interna efectiva de la tubería y C^* es la fracción volumen de parafina en solución y r es la coordenada radial.

Burger y cols., (1981) propusieron escribir la ecuación (II.13) en términos del coeficiente de solubilidad de la parafina del aceite, $\frac{dC}{dT}$ como:

$$\frac{dm_m}{dt} = \rho_d D_m A \frac{dC}{dT} \left(\frac{dT}{dr} \right) \quad , \quad (\text{II.14})$$

donde $\frac{dT}{dr}$ es el gradiente de temperatura radial que puede ser obtenido de la solución de la ecuación de la energía del flujo en la tubería.

Propusieron también el uso de la siguiente correlación (Wilke y Chang, 1955) para el coeficiente de difusión molecular.

$$D_m = \frac{7.4 \times 10^{-9} \left[T(\epsilon M)^{\frac{1}{2}} \right]}{\mu V^{0.6}} \quad , \quad (\text{II.15})$$

donde T es la temperatura absoluta, ϵ es el parámetro de asociación, M es el peso molecular del solvente (aceite) μ es la viscosidad dinámica del aceite y V es el volumen molecular del soluto (parafina).

el termino $V^{0.6}$ es proporcional a la temperatura absoluta. ϵ y M son constantes para una mezcla particular, por lo que la ecuación (II.15) se puede reducir a:

$$D = \frac{C_1}{\mu} \quad , \quad (\text{II.16})$$

donde C_1 es una constante.

La ecuación (II.16) ha sido empleada en diversos modelos de depositación de parafinas (Creek y cols., 1999; Majeed y cols., 1990; Souza Mendes y Braga, 1996; Weingarten y Euchner, 1986). Por ello, la constante C_1 ha sido utilizada como parámetro de ajuste en experimentos de depositación de parafinas. Desde otro punto de vista, esta práctica ha contribuido en general a la aceptación de la difusión molecular como un mecanismo responsable de la depositación de parafinas en la pared de la tubería. En el modelo de depositación propuesto en Brown y cols., (1993) por ejemplo, haciendo una predicción incipiente de la tasa de depositación experimental independiente de la difusión molecular

que halla sido utilizada, contribuirá con un factor de 3 a 5. Esto es una indicación de que otro mecanismo de difusión molecular puede estar en acción. Sin embargo, los autores fijan el modelo basado en la ecuación (II.16), ajustando la constante para hacer coincidir los datos.

Deposición de Parafinas 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 los cristales en la dirección de decremento de la concentración. Este proceso caracterizado por el coeficiente de difusión Browniano y el flujo de las partículas, pueden estudiarse con el apoyo de la ley de difusión de Fick:

$$\frac{dm_B}{dt} = \rho_d D_B A \frac{dC^*}{dr} \quad . \quad (\text{II.17})$$

Donde m_B es la masa de parafina depositada, ρ_d es la densidad de la fase sólida, D_B es el coeficiente de difusión Browniano de cristales de parafinas en el aceite, A es el área interna efectiva de la tubería, C^* es la fracción volumen de parafinas fuera de la solución y r es la coordenada radial.

Es importante mencionar que la difusión Brownian no ha sido considerada como un mecanismo relevante de deposición por diversos autores (Brown y cols., 1993; Burger y cols., 1999; Weingarten y Euchner, 1986; Majeed y cols., Singh y cols. Hsu y cols., 1998, Hunt, 1962; Majeed y cols. 1990; Singh y cols. 1999; Weingarten y Euchner, 1986; Weispfenning, 2001). Se puede decir, sin embargo, que no existe alguna evidencia experimental concluyente, para soportar esta conclusión. Por ejemplo, Majeed y cols., (1990), desechan el mecanismo de difusión Brownian como argumento de que la concentración de cristales es mayor en las paredes de la tubería, por lo tanto, la difusión del

flujo Browniano 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 parafinas 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 II.6 (Burger y cols., 1981).

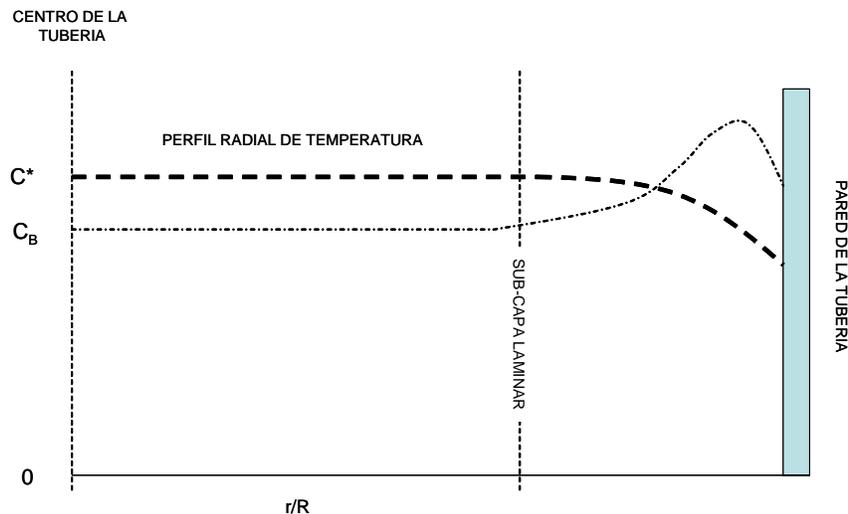


Figura II.6 Perfil de concentración de sólidos precipitados de parafinas.

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 radial 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 (sub-capa 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.

En 1993, Svendsen propuso un modelo matemático que combina la teoría de equilibrio de fases y la mecánica de fluidos para la depositación de parafinas en tuberías que transportan petróleo. Este modelo matemático se basa en las siguientes suposiciones:

- a) La medición de la depositación de parafinas puede realizarse si la temperatura del interior de la tubería, es inferior a la temperatura de precipitación.
- b) La existencia de un gradiente negativo en la temperatura del flujo de petróleo, ya que un gradiente de cero implica la no ocurrencia del fenómeno de depósito, en cambio un gradiente mayor a cero implicaría que la parafina se disolverá en el petróleo nuevamente.
- c) Para que los cristales de parafina puedan adherirse a la pared fría de la tubería, la fricción generada por la rugosidad de la misma debe ser muy grande.

Toda vez que hablamos de la existencia de un punto de aparición de parafina (punto de nube), el petróleo ceroso se comporta como un fluido newtoniano cuando su temperatura esta por encima del punto de nube y cuando esta por debajo su viscosidad se hará dependiente del tiempo por lo que se comportara como no newtoniano. En cuanto al régimen de flujo este puede ser muy variado de acuerdo a las condiciones que empujan al fluido a través de la tubería, es decir en momentos puede cambiar de turbulento a laminar y viceversa. En virtud de que la frontera parafina-petróleo se mueve en forma lenta, este modelo cuasi-estático aplica para todos los procesos que involucran masa y energía. El calor asociado a la fricción, difusión térmica axial y transiciones de fase, se suponen despreciables comparados al calor de convección.

Para el cálculo de la constante de equilibrio líquido –sólido K_i , Svendsen parte de los trabajos desarrollados por Won (1989) y posteriormente por Hansen (1988), proponiendo la siguiente expresión:

$$K_i = \frac{S_i}{X_i} = \frac{\gamma_{xi}}{\gamma_{si}} \exp \left[\frac{\Delta H_i^f}{RT} \left(1 - \frac{T}{T_{fi}} \right) \right] , \quad (\text{II.18})$$

Esta ecuación esta basada en una regla de mezclado homogénea para parafinas en solución sólida. En la ecuación anterior, S_i y x_i representan las fracciones mol en la fase sólida y líquida, con coeficientes de actividad γ_{si} y γ_{xi} respectivamente ΔH_i^f es el calor de fusión de cada componente, R es la constante universal de los gases y T_i^f es la temperatura del punto de fusión de cada componente, n .

Una forma que se propone para caracterizar la mezcla, involucra el cálculo de la fracción de peso de cada componente w_i en la muestra de petróleo:

$$w_i = \frac{z_i M_i}{\sum_{\rho=1}^n z_{\rho} M_{\rho}} \quad , \quad (\text{II.19})$$

Donde z_i es la fracción de moles en la mezcla, la cual esta dada por: $z_i = L_y y_i + L_x x_i + L_s s_i$ y M_i es el peso molecular de la componente i .

Finalmente para determinar el flujo de masa radial se emplea la ecuación de Fick:

$$j = -D_m \frac{\partial \rho_x}{\partial r} \quad , \quad (\text{II.20})$$

donde D_m es la constante de difusión promedio; ρ_x es la densidad del fluido y r es la distancia radial.

El modelo de Svendsen se destaca como el más completo en la parte de transporte de masa y difusión presentado en la bibliografía. Sin embargo, éste modelo tiene la particularidad de requerir una gran cantidad de datos de entrada, entre los que se encuentran la composición del fluido, datos de equilibrio, propiedades del flujo y datos térmicos. Cabe señalar que este modelo esta considerado para mezclas binarias y no hace distinción alguna entre los diferentes patrones de flujo que pueden ocurrir a lo largo de la tubería por lo que sólo considera el flujo tapón.

2.3 Depositación de sólidos orgánicos en simuladores 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 solo componente (modelos de aceite negro), o como una mezcla con muchos componentes (multicomponente 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 de del fenómeno de deposición de parafina, señala que al menos se reconocen dos simuladores (PIPESOLIDS[®], *Lira-Galeana, 2004*; ATHOS[®], *Behár 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 deposición 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

deposición de parafinas. Este módulo predice la deposición de parafina en la tubería de producción y líneas de escurrimiento utilizando una aproximación semicomposicional. Para cada uno 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 modulo de deposición de parafina determina el ritmo de precipitación en base a los datos previamente suministrados en una tabla de calculo 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 modulo 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 de nube así como el volumen másico de esta como lo muestra la figura II.7 (Manual de usuario OLGA 2000[®]). El ritmo de deposición de parafinas se estima, de la difusión de los componentes involucrados en la precipitación de parafinas, así como de la dispersión de partículas de cerosas precipitadas (Manual de usuario OLGA 2000[®]).

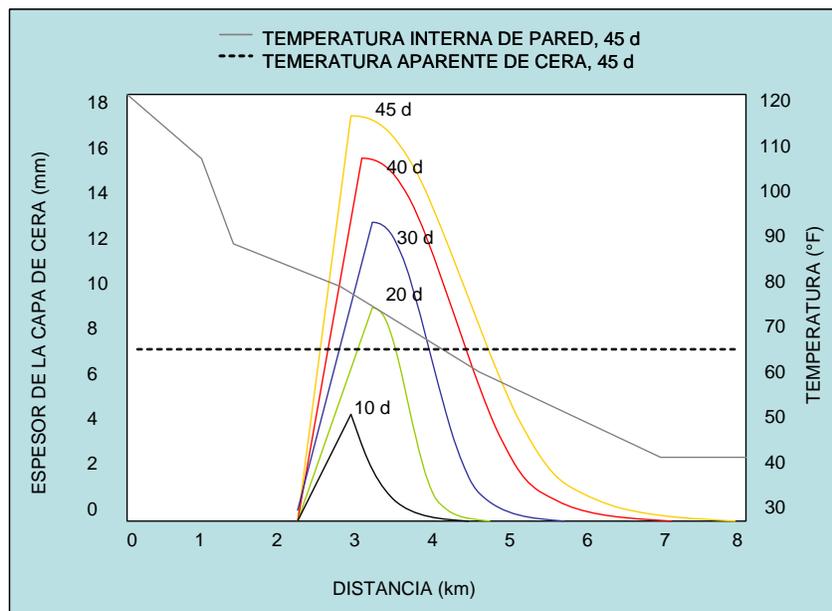


Figura II.7 Espesor de la capa de parafinas que presenta el software OLGA[®].

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 en estudio (perímetro expuesto) mismo que definitivamente influye en el la depositación de parafina (Manual de usuario OLGA 2000[®]).

Modelo empleado en PIPESOLIDS®

3.1 Cálculo del equilibrio de fases.

Estudios experimentales hechos por Snyder y cols., (1992) y W.B. Pedersen y cols., (1994) sugieren que los hidrocarburos pesados son mutuamente insolubles en el estado sólido. Tomando en cuenta estas observaciones y para superar los problemas anteriores, Lira-Galeana y cols., (1996), establecieron un nuevo modelo de precipitación de parafinas, basado en el concepto de múltiples fases sólidas. Un concepto termodinámico por etapas se incorporó al modelo, el cual hace la suposición de que una vez que se forma el sólido (parafina), no se vuelve a mezclar con sólidos adicionales que se precipitan a temperaturas mas bajas. La figura III.1 (Lira-Galeana y cols., 1996) muestra una representación esquemática del modelo multicomponente multisólido a temperatura y presión constantes. El estado de equilibrio consiste de vapor, líquido y fases sólidas inmiscibles de N_s componentes puros.

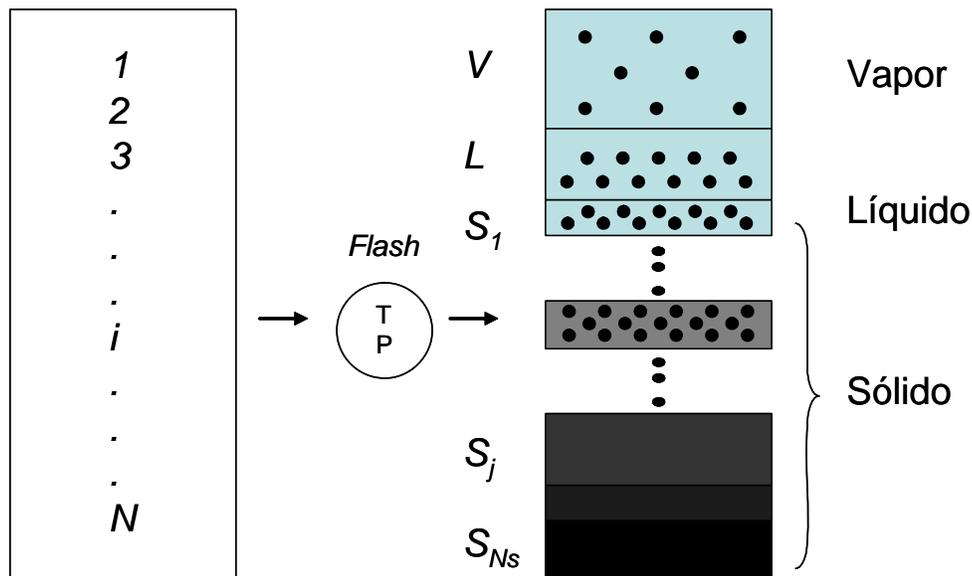


Figura III.1 Modelo Vapor-Líquido-Multisólido para la precipitación de parafinas.

En este caso, el modelado de equilibrio de fases del hidrocarburo puede resolverse utilizando dos enfoques diferentes. El primer método se basa en cálculos tipo flash y el segundo se basa en la minimización directa de la energía libre de Gibbs. A continuación se presentan ambos, pero se enfatiza sobre el último enfoque que ha sido adoptado en este modelo.

Cálculo Flash.

Ampliamente utilizado para resolver problemas de equilibrio de fases, el cálculo tipo-flash es un método iterativo que resuelve un sistema de ecuaciones no lineales utilizando algoritmos numéricos. Esta técnica proporciona una solución rápida, sin embargo, cuando se le aplica la convergencia, no se asegura obtener el valor óptimo global. El método puede depender del valor inicial estimado de algunos parámetros.

Para una mezcla inicial dada con F moles, n componentes y composición z_i , las ecuaciones no lineales que describen al sistema se generan de:

- i. El criterio de isofugacidad entre el líquido/vapor y el sólido.
- ii. Las ecuaciones de balance de materia para los componentes precipitantes y no precipitantes.

Se utiliza un análisis de estabilidad para identificar el número n_s (número de componentes puros que pasan a la fase sólida). El criterio se basa en la fugacidad de la especie i en la mezcla siendo más grande que su fugacidad en estado sólido puro. Se aplica sólo para los sistemas líquido-sólido o vapor-sólido.

A partir de consideraciones de estabilidad, el componente o pseudocomponente puede existir en estado sólido puro si la siguiente expresión se cumple:

$$f_i(T, P, z_i) \geq f_{i0}^s, i = 1, N \quad , \quad (\text{III.1})$$

donde: $f_i(T, P, z_i)$ representa la fugacidad del componente i con la composición de entrada z_i . La Figura III.1 representa un instante del proceso flash vapor-líquido-multisólido a presión y temperatura constante.

Modelo Flash de dos fases.

Para el cálculo del equilibrio de fases entre el vapor-sólido o líquido-sólido la ecuación utilizada en el modelo termodinámico del equilibrio es:

- n_s ecuaciones de vapor (o líquido)-sólido isofugacidades.

$$f_i^V \text{ (o } f_i^L) = f_{i0}^S, \quad i = n - n_s + 1, n \quad (\text{III.2})$$

- $n - n_s$ ecuación de balance de materia para componentes no precipitados.

$$n_i^Z - x_i^L \left(1 - \sum_{N-Ns+1}^N \frac{n_j^S}{F} \right) = 0, \quad i = 1, n - n_s \quad (\text{III.3})$$

- n_s ecuación de balance de materia para componentes precipitados.

$$n_i^Z - x_i^L \left(1 - \sum_{N-Ns+1}^N \frac{n_j^S}{F} \right) - x_i^S = 0, \quad i = n - n_s + 1, n - 1, n_s > 1 \quad (\text{III.4})$$

- Ecuación de restricción.

$$\sum_I^N x_i^L = 1 \quad . \quad (\text{III.5})$$

El número total de ecuaciones es $(n+n_s)$ con $(n+n_s)$ incógnitas:

$$\begin{cases} x_i^L, & i = 1, n \\ n_i^S, & i = 1, n_s \end{cases}$$

Modelado Flash de tres fases.

Dada una temperatura y presión fijas, para cada componente i , el modelo de fase líquido-vapor-multisólido debe satisfacer las siguientes ecuaciones:

- n ecuaciones de isofugacidades líquido-vapor.

$$f_i^V = f_i^L, \quad i = 1, n, \quad (III.6)$$

- n_s ecuaciones de isofugacidades líquido-sólido.

$$f_i^V = f_i^S, \quad i = n - n_s + 1, n, \quad (III.7)$$

- $n - n_s$ ecuaciones de balance de materia para componentes no precipitados.

$$K_i = \frac{y_i}{x_i^L} = \frac{\phi_i^L}{\phi_i^V} \quad (III.8)$$

$$n_i^Z - x_i^L \left(1 - \sum_{n-n_s+1}^n \frac{n_j^S}{F} - V \right) - K_i x_i^L V = 0, \quad i = 1, n - n_s, \quad (III.9)$$

donde: V es el número de moles en la fase vapor.

- $n_s - 1$ ecuación de balance de materia para componentes precipitados.

$$n_i^Z - x_i^L \left(1 - \sum_{n-n_s+1}^n \frac{n_j^S}{F} - V \right) - x_i^S - K_i x_i^L V = 0, \quad i = n - n_s + 1, n - 1, \quad (III.10)$$

El número total de ecuaciones es $(2n + n_s + 1)$ con $(2n + n_s + 1)$ incógnitas:

$$\left\{ \begin{array}{l} y_i, \quad i = 1, n \\ x_i^L, \quad i = 1, n \\ n_i^S, \quad i = 1, n_s \\ V \end{array} \right.$$

Estas ecuaciones no lineales pueden resolverse utilizando el algoritmo de Newton o el de Gauss-Jordan o algún otro método similar para obtener la temperatura en el punto de nube y la cantidad de especies precipitadas. La cantidad de la fase precipitada es calculada de la siguiente ecuación:

$$\frac{S}{F}(\text{wt}\%) = \frac{\sum_{i=1}^{n_s} M_i \left(\frac{n_i}{F} \right)}{\sum_{i=1}^n M_i z_i} * 100 \quad , \quad (\text{III.11})$$

Minimización de la energía libre de Gibbs.

Sabemos que la Regla de fase de Gibbs refleja el número de grados de libertad en un sistema cerrado en equilibrio, en términos del número de fases y el número de componentes químicos en el sistema. Este número es independiente de las variables intensivas como pueden ser la temperatura, la presión o la concentración. De acuerdo a la segunda ley de la termodinámica, un sistema de diferentes fases está en equilibrio si su energía libre de Gibbs es mínima. Este mínimo es una condición necesaria y suficiente para el estado de equilibrio.

Expresión de la energía libre de Gibbs.

Para un sistema dado de n componentes con una composición z_i , la energía libre de Gibbs a una temperatura y presión fija esta dada por:

$$G = \sum_{i=1}^n n_i \mu_i(T, p, z_i) \quad , \quad (\text{III.12})$$

$$\text{donde: } \mu_i(T, p, z_i) = \mu_i^0(T) + RT \ln \frac{f_i(T, p, z_i)}{f_i^0(T)} \quad , \quad (\text{III.13})$$

En este enfoque, se hace la suposición de que todos los componentes se pueden precipitar. Por lo tanto, las ecuaciones de balance de materia para los componentes no precipitantes y aquellos precipitantes en el sistema vapor-sólido-líquido se reducen a la siguiente ecuación.

$$n_i^z = n_i^V + n_i^L + n_i^S \quad , \quad i = 1, n \quad , \quad (\text{III.14})$$

En cada sistema, la energía libre de Gibbs total esta dada por:

$$G = G^V + G^L + G^S \quad , \quad (\text{III.15})$$

$$G = \sum_{i=1}^N n_i^V \mu_i^V(T, p, y_i) + \sum_{i=1}^N n_i^L \mu_i^L(T, p, x_i^L) + \sum_{i=1}^N n_i^S \mu_i^S(T, p, x_i^S) \quad , \quad (\text{III.16})$$

$$G = \sum_{i=1}^N n_i^V \left[\mu_i^0 + RT \ln \frac{f_i^V}{f_i^0} \right] + \sum_{i=1}^N n_i^L \left[\mu_i^0 + RT \ln \frac{f_i^L}{f_i^0} \right] + \sum_{i=1}^N n_i^S \left[\mu_i^0 + RT \ln \frac{f_i^S}{f_i^0} \right] \quad , \quad (\text{III.17})$$

Mediante la aplicación de la ecuación de balance de materia, la energía libre de Gibbs (G) se puede obtener de la siguiente ecuación:

$$G = \sum_{i=1}^N \mu_i^0 n_i^Z - RT \sum_{i=1}^N f_i^0 n_i^Z + RT \sum_{i=1}^N \left[n_i^V \ln f_i^V + n_i^L \ln f_i^L + n_i^S \ln f_i^S \right] \quad , \quad (\text{III.18})$$

Los dos primeros términos del lado izquierdo de esta ecuación son constantes para una temperatura, presión y composición dadas. Las incógnitas en esta ecuación son n_i^S y n_i^V mismas que pueden obtenerse mediante la minimización del último término de la ecuación (III.11) referida a la función F .

Esta función es entonces minimizada:

$$F = \sum_{i=1}^N \left[n_i^V \ln f_i^V + n_i^S \ln f_i^S + (n_i^Z - n_i^V - n_i^S) \ln f_i^L \right] \quad , \quad (\text{III.19})$$

sujeta a las siguientes restricciones:

$$\left\{ \begin{array}{l} 0 \leq n_i^V \leq n_i^Z, \quad i = 1, n \end{array} \right. \quad (\text{III.20})$$

$$\left\{ \begin{array}{l} 0 \leq n_i^S \leq n_i^Z, \quad i = 1, n \end{array} \right. \quad (\text{III.21})$$

Entre los posibles algoritmos de optimización existentes para minimizar la función de F , el método numérico conocido con el nombre de “Recocido Simulado” propuesto por Corana y cols., (1987) y modificado por Goffe, Ferrier y Rogers, (1994) es una herramienta robusta que puede ser utilizada para encontrar el valor mínimo global de la función sobre un amplio rango de temperaturas y presiones.

Ecuación de Estado

Una ecuación de estado es una expresión analítica que relaciona presión, volumen, temperatura y composición de una mezcla. Su utilidad radica en la eficiencia y versatilidad de predecir propiedades termodinámicas a partir de datos PVT. El equilibrio vapor-líquido de las mezclas de hidrocarburos, se maneja comúnmente utilizando una ecuación de estado tipo cúbica. Para el cálculo de las propiedades, el simulador PIPESOLIDS[®] utiliza la ecuación de estado de Peng-Robinson que es la más ampliamente utilizada en Ingeniería de Yacimientos. Cuando una fase sólida está presente en el sistema, las ecuaciones de estado no pueden aplicarse para describir el comportamiento volumétrico de esta fase sólida.

Este modelo utiliza las fugacidades de los componentes en la fase líquido, sólido y vapor en una mezcla. La ecuación de estado de Peng Robinson (PR) esta dada por la siguiente ecuación:

$$P = \frac{RT}{v-b} - \frac{a(T)}{v(v+b)+b(v-b)} \quad (III.22)$$

La predicción del equilibrio de fases, requiere la solución de la ecuación (III.23) para z en términos de A y B para una fase. Esta ecuación cúbica puede escribirse como:

$$z^3 - (1-B)z^2 + (A-3B^2-2B)z - (AB-B^2-B^3) = 0 \quad (III.23)$$

donde:

$$A = \frac{ap}{(RT)^2} \quad (III.24)$$

$$B = \frac{bp}{RT} \quad (III.25)$$

$$Z = \frac{pv}{RT} \quad (III.26)$$

La solución de la ecuación (III.23) por métodos analíticos produce una o tres raíces. En la región de dos fases, la raíz más grande corresponde al factor de compresibilidad del vapor mientras que la raíz más pequeña positiva a la del líquido. En el punto crítico, podemos escribir:

$$\left\{ \begin{array}{l} a(T_c) = 0.45742 \frac{(RT)^2}{P_c} \\ b(T_c) = 0.07780 \frac{RT}{P_c} \end{array} \right. \quad \begin{array}{l} \text{(III.27)} \\ \text{(III.28)} \end{array}$$

A otras temperaturas, diferentes de la temperatura crítica, la constante a se relaciona a una función dimensional de la temperatura reducida y el factor acéntrico $\alpha(T_r, \omega)$ por la siguiente expresión.

$$a(T) = a(T_c) * \alpha(T_r, \omega) \quad , \quad \text{(III.29)}$$

$$\text{donde: } \alpha = \left(1 + \beta(1 - \sqrt{T_r})\right)^2 \quad , \quad \text{(III.30)}$$

y

$$\beta = \begin{cases} 0.3796 + 1.485\omega - 0.1644\omega^2 + 0.01667\omega^3 & \text{if } \omega \geq 0.5 \\ 0.3764 + 1.54226\omega - 0.1644\omega^2 + 0.26992\omega^3 & \text{if } \omega \leq 0.5 \end{cases} \quad \begin{array}{l} \text{(III.31)} \\ \text{(III.32)} \end{array}$$

$$b = b(T_c) \quad \text{(III.33)}$$

3.2 Ecuaciones del modelo de transporte.

PIPESOLIDS[®] 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 asfaltenos, 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 del tiempo.

El presente trabajo incorpora una exposición detallada de las ecuaciones específicas para el caso de depósitos parafínicos y la acompaña con un minucioso procedimiento de cálculo, ya que como se ha mencionado, el simulador tiene la particularidad sobre otros programas comerciales del incorporar aspectos de la teoría del equilibrio de fases de sistemas multicomponentes, que pueden presentar tres fases (sólido-líquido-vapor), correlaciones semi-empíricas de flujo multifásico y una ecuación de estado reológica.

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 III.2. (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 \underline{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 fases (líquido, sólido y vapor), las cuales en

equilibrio a una presión y temperatura dadas, definen exactamente el estado y composición de la mezcla.

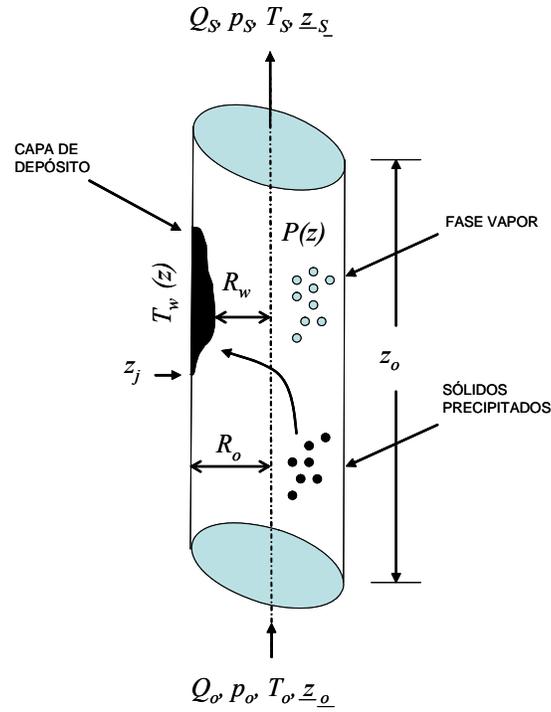


Figura III.2 Fenómeno de la deposición orgánica en tuberías.

El aceite entra en la tubería, de radio interno R_o a una presión p_o , temperatura T_o y flujo volumétrico Q_o . 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 se 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 diferentes 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 considerar 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, 1996).

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 III.3 (Bird, 1987), se representa un perfil de temperatura típico para estas condiciones.

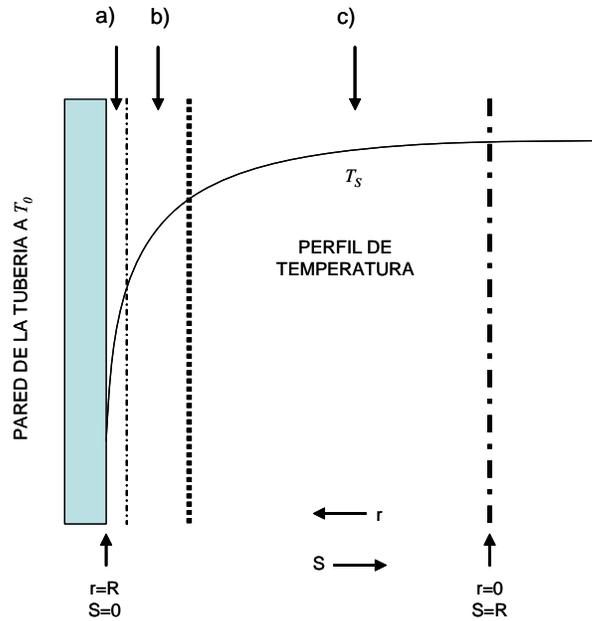


Figura III.3 Fluido con temperatura T_s circulando por una tubería ($T_s > T_0$). Se muestra el cambio de la temperatura en: a) película laminar, b) zona de transición y c) núcleo turbulento.

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 en la pared es:

$$T_{pared} = T_{fluido} - \frac{Q}{h_{in} A} \quad , \quad (III.34)$$

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 forma siguiente, dependiendo del régimen en que se encuentre el fluido (laminar o turbulento):

$$h_{in} = 0.026 \frac{k_b}{D} \left(\frac{D \rho_m v_s}{\mu_b} \right)^{0.8} \left(\frac{C_p \mu}{k_b} \right)^{\frac{1}{3}} \left(\frac{\mu_b}{\mu_o} \right)^{0.14}, \quad \text{para } Re > 20,000 \quad (\text{III.35})$$

y

$$h_{in} = 1.86 \frac{k_b}{D} \left(Re Pr \frac{D}{L} \right)^{\frac{1}{3}} \left(\frac{\mu_b}{\mu_o} \right)^{0.14}, \quad \text{para } Re < 20,000 \quad (\text{III.36})$$

D es el diámetro de la tubería, L es la longitud, Re es el número de Reynolds, Pr es el número de Prandtl, C_p es la capacidad calorífica de la mezcla, μ_b es la viscosidad de la mezcla, μ_o es la viscosidad de la fase líquida, k_b es la conductividad térmica de la mezcla.

En la ecuación (III.34), 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 III.4. (Ramírez-Jaramillo, y cols., 2004).

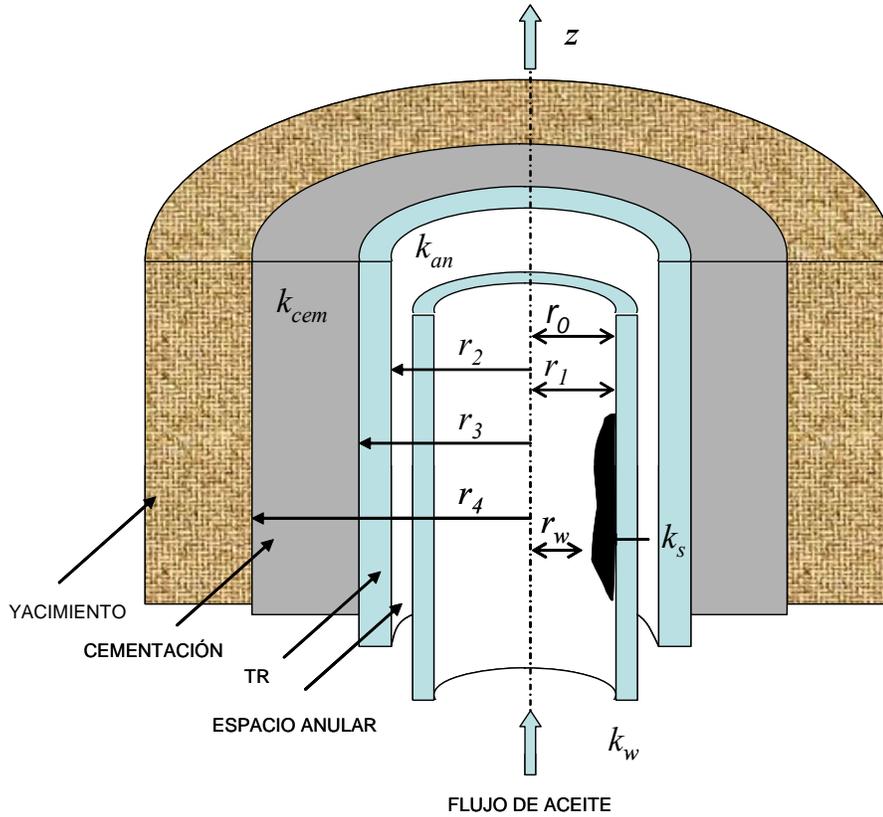


Figura III.4 Modelo de transferencia de calor en el pozo.

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

$$U = \frac{1}{r_w} \left(\frac{1}{k_{cem}} \ln \frac{r_4}{r_3} + \frac{1}{k_{ca}} \ln \frac{r_3}{r_2} + \frac{1}{k_{an}} \ln \frac{r_2}{r_1} + \frac{1}{k_p} \ln \frac{r_1}{r_0} + \frac{1}{k_s} \ln \frac{r_0}{r_w} + \frac{1}{h_m r_w} \right)^{-1}, \quad (III.37)$$

Los términos r_i y k_j se muestran en la misma figura III.4. El coeficiente k_s corresponde a la resistencia calorífica del depósito de sólidos, el cual se puede expresar en la forma siguiente:

$$k_s = \frac{[2k_\beta + k_{oil} + (k_\beta - k_{oil})F_w]}{[2k_\beta + k_{oil} - 2(k_\beta - k_{oil})F_w]} k_{oil}, \quad (III.38)$$

Donde el subíndice β se refiere a la resistencia calorífica de la parafina, según sea el caso; k_{oil} se refiere a la resistencia calorífica del aceite y F_w es la fracción peso de la fase sólida.

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

$$\underline{\tau} = 2\eta(\Pi_D, w_s) \underline{\underline{D}} \quad , \quad (III.39)$$

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 Ronningsen, 2000).

$$\eta = \eta_{liq} \exp(D\Phi_{solid}) + \frac{E\Phi_{solid}}{\dot{\gamma}^{\frac{1}{2}}} + \frac{F\Phi_{solid}^4}{\dot{\gamma}} \quad , \quad (III.40)$$

donde $\dot{\gamma}$ es la velocidad de corte del fluido en la pared; Φ_{solid} representa la fracción peso de la fase sólida. Los parámetros D , E y F que aparecen en la ecuación (III.40) tienen los valores:

$$D = 37.82$$

$$E = 83.96$$

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

En la ecuación (III.40), el término,

$$\eta_s = \eta_{liq} \exp(D\Phi_{solid}) \quad , \quad (III.41)$$

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 esta 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 estos trabajos se han propuesto una gran variedad de posibles mecanismos para la depositación de parafina, 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 (números de Reynolds mayores a 100,000). Como se demostrará más adelante, 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:

$$\left(\frac{\partial \rho_L}{\partial t}\right) = -\nabla \cdot (\rho_L \underline{V} + \underline{J}_L) \quad , \quad (\text{III.42})$$

Donde ρ_L y J_L son la densidad 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;

$$\underline{J} = -D \nabla \rho_L \quad , \quad (\text{III.43})$$

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

$$D = \frac{C_1}{\eta} \quad , \quad (\text{III.44})$$

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

$$C_1 = 7.4 \times 10^{-8} \frac{T(\psi M)^{1/2}}{V^{0.6}} \quad , \quad (\text{III.45})$$

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 III.43 Svendsen (1993), da por resultado:

$$J_{MD} = \sum_{i=1}^n J_{MD}^i \quad , \quad (\text{III.46})$$

donde

$$J_{MD} = \sum_{i=1}^n J_{MD}^i = -D \sum_{i=1}^n \frac{\partial \rho_{xi}}{\partial r} = -D \rho_m \sum_{i=1}^n \left[-T \frac{\partial w_{si}}{\partial T} + (1 - w_{si}) \frac{T}{\rho_m} \frac{\partial \rho_m}{\partial T} \right] \frac{1}{T} \frac{\partial T}{\partial r}, \quad (\text{III.47})$$

Aquí w_{si} es la fracción sólida del componente i en la fase sólida. Multiplicando y dividiendo por T en (III.47), 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 (shear removal) 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 Kern y Seaton (2002), se expresa en la forma siguiente:

$$J_{Sr} = A_1 \exp(-B_1/T) \tau_p M(t - dt, z), \quad (\text{III.48})$$

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

$$\tau_p = \frac{\Delta p r_w}{2L}. \quad (\text{III.49})$$

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, 2001, 2002), 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 difundándose 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., (2000), proponen la expresión siguiente para la difusión interna:

$$J_{gel} = -D_e \frac{dC_{ws}}{dT} \frac{dT}{dr} , \quad (III.50)$$

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 efectiva de partículas (Cussler y cols., 1988):

$$D_e = \frac{D_{wo}}{1 + \alpha^2 F_w^2 / (1 - F_w)} \quad (III.51)$$

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:

$$F_w = \frac{M(t, z)}{\rho_{gel} \pi (r_0 - r_w)^2 \Delta z} \quad (III.52)$$

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 parafinas al tiempo t , desde $z = 0$ hasta $z = L$ (L es la longitud total de la tubería). Esta cantidad se expresa como:

$$M_w^T(t, z) = \sum_{i=1}^n M_w^i(t, z) = 2\pi \left\{ \int_0^t \int_0^L \left[r_w \left(\sum_{i=1}^n J_{MD}^i \Big|_{r=r_w} + J_{gel} - J_{Sr} \right) \right] dz dt \right\}, \quad (III.53)$$

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 $\frac{\partial M_w^T}{\partial z}$; está cantidad es la derivada de la ecuación (III.53):

$$\frac{\partial M_w^T}{\partial z} = \sum_{i=1}^n \frac{\partial M_w^i}{\partial z} = 2\pi \left\{ \int_0^t \left[r_w \left(\sum_{i=1}^n J_{MD}^i \Big|_{r=r_w} + J_{gel} - J_{Sr} \right) \right] dt \right\}, \quad (III.54)$$

Para determinar la cantidad de masa depositada total como función del tiempo, es necesario calcular la derivada con respecto del tiempo de la ecuación (III.53), obteniéndose:

$$\frac{dM_w^T}{dt} = \sum_{i=1}^n \frac{dM_w^i}{dt} = 2\pi \left\{ \int_0^L \left[r_w \left(\sum_{i=1}^n J_{MD}^i \Big|_{r=r_w} + J_{gel} - J_{Sr} \right) \right] dz \right\}, \quad (III.55)$$

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

$$r_w = \left(r_0^2 - \frac{1}{\pi \rho_s} \frac{\partial M_w^T}{\partial z} \right)^{\frac{1}{2}}, \quad (III.56)$$

donde: ρ_s es la densidad del sólido depositado y r_0 es el radio interior de la tubería sin depósito. Finalmente, el grosor correspondiente de la capa de depósito del sólido está dado por:

$$h(t,z) = r_0 - r_w \quad (III.57)$$

Un aspecto particular del flujo multifásico, es la presencia de los patrones o regímenes de flujo y que representan la forma en que se encuentran distribuidas las fases líquido-vapor dentro de la tubería. Figura III.5 (Ros, 1980)

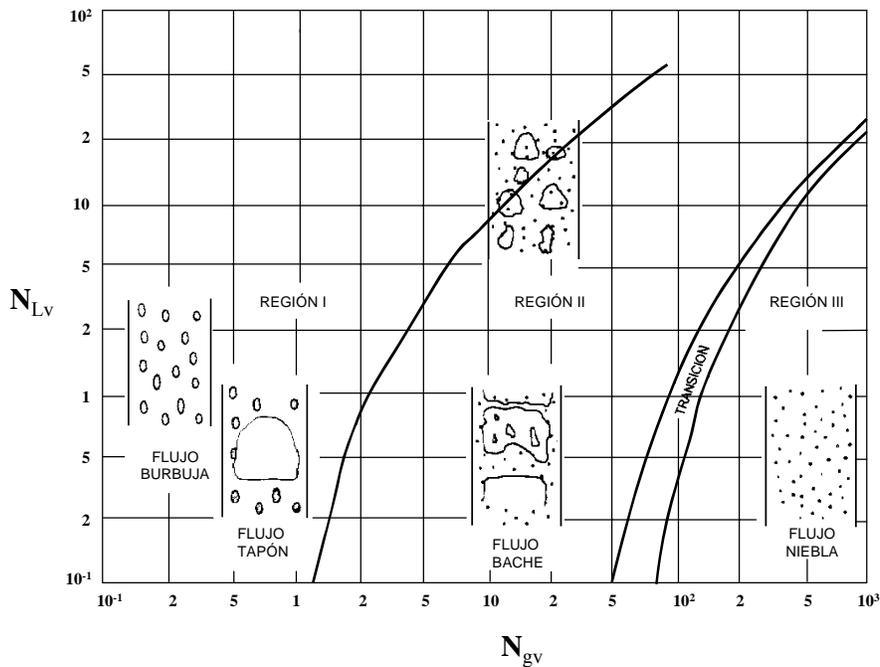


Figura III.5 Mapa de patrones de flujo considerados en PIPESOLIDS®.

El patrón de flujo existente dentro de la tubería vertical, se obtiene generalmente, en función de los números adimensionales de velocidad del gas y del líquido. Dependiendo de las condiciones de presión y temperatura, gasto de flujo, diámetro de la tubería y propiedades de los fluidos se presentará un cierto patrón de flujo. Además, ésta

complejidad obedece a los cambios en la composición y a las propiedades físicas de cada fase como resultado de la caída de presión y la transferencia de calor en las fronteras (Brill y Arriachakaran, 1992). Existen en la literatura, correlaciones para el cálculo de los perfiles de presión en tuberías para flujo multifásico. El simulador incorpora en su modelo quince correlaciones de flujo multifásico entre las que se encuentran: Poettmann y Carpenter, 1952; Baxendell y Thomas, 1961; Fancher y Brown, 1963; Hagedorn y Brown, 1965; Griffith y Wallis para H_{LNS} ; Duns y Ros, 1963; Orkiszewski, 1967; Palmer para H_L ; Beggs y Brill, 1973; Para el calculo de H_L Dukler y cols., 1969; Murkherjee y Brill, 1985; Aziz, Govier y Fogarasi, 1972; para pozos productores de gas y condensado Cullender y Smith, 1956. También se ha tomado en cuenta el efecto en la caída de presión del fluido a través del estrangulador en la superficie Omana y cols., 1969 y Sachdeva y cols., 1986.

3.2.1 Procedimiento de cálculo del simulador.

Una amplia comparación entre los resultados del simulador PIPESOLIDS[®], los datos de laboratorio y sobre todo los datos de campo permitirán recomendar su utilización como una herramienta de gran apoyo en la realización de estudios de optimización de la producción y aseguramiento de flujo en las instalaciones costa afuera y terrestres.

Para el empleo del simulador PIPESOLIDS[®] en el análisis de un pozo problemático, es necesario contar entre otros datos, con la siguiente información:

Del Yacimiento - Pozo Productor:

- a) Configuración Geométrica y mecánica del pozo
- b) Datos de Producción (i.e. aforos, perfil dinámico de presiones y temperaturas en función de la profundidad).
- c) Presión estática del Yacimiento
- d) Factores de daño del yacimiento
- e) Caída de Presión por daño de la formación

- f) Radio de drene
- g) Eficiencia del flujo

Del Aceite Producido:

Análisis PVT-Composicional

Composición Cromatográfica extendida (hasta C30 +)

Presiones onset de la precipitación (entre Tf y Twh para la elaboración de la envolvente de precipitación de ceras o parafinas).

A continuación se detalla el procedimiento para realizar la simulación del pozo considerando el problema de la depositación de parafinas. Dicho procedimiento se basa en un modelo matemático que permite analizar el comportamiento de flujo de una mezcla multicomponente, desde el fondo del pozo hasta la llegada de los fluidos a las baterías de separación. Con este modelo también se puede diseñar aparejos de producción, líneas de descarga de los pozos y oleogasoductos (capacidades de transporte, diámetros, longitudes, etc.); el modelo incluye procedimientos de cálculo para la determinación del perfil de presión y temperatura en tuberías verticales, inclinadas y horizontales con flujo multifásico (correlaciones semi-empíricas), así como el comportamiento de fases para la depositación de parafinas (modelo de múltiples fases sólidas), con el cual es posible aplicarlo a cualquier tipo de aceite, incluyendo sistemas de gas y condensado o aceite volátil. El correspondiente diagrama de flujo se muestra en la figura III.6 (ver sección de nomenclatura para detalle de variables utilizadas).

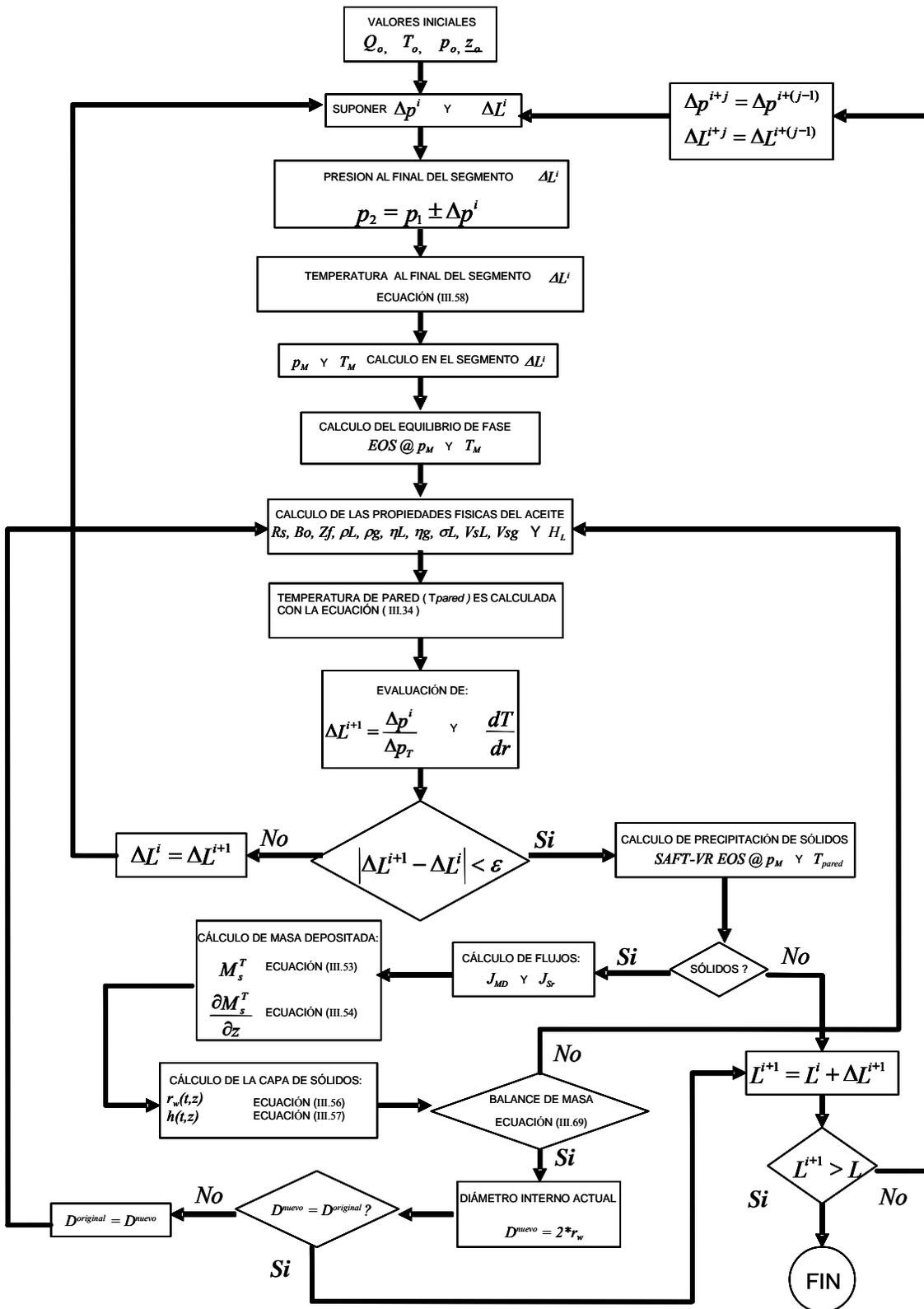


Figura III.6 Diagrama de flujo del proceso de cálculo.

Para acoplar dichos procedimientos dentro del modelo, el esquema general es el de seccionar la tubería y determinar la temperatura y presión al final de cada segmento. El modelo debe satisfacer en primer lugar el balance de calor conjuntamente con el equilibrio de fases y posteriormente verificar la convergencia en la presión conjuntamente con el equilibrio de fases para cada segmento.

1. A partir de un punto de presión y profundidad ó longitud de línea que se conozcan (P_1 , L_1), se supone una caída de presión y un incremento de longitud de la tubería (ΔP^i y ΔL^i), además de definirse la temperatura de los alrededores de dicho segmento (T_1), así como el desnivel del terreno para el caso de tuberías horizontales superficiales.

2. Con estos valores iniciales de presión y longitud, se calcula la presión al final del segmento ($P_2 = P_1 \pm \Delta P^i$), donde \pm indica la dirección del cálculo (del fondo a la superficie o viceversa).

3. Con P_2 se determinan las propiedades PVT requeridas en la correlación de Romero-Juárez (1993), para el cálculo de la temperatura del fluido al final del segmento (T_2), la cual esta dada por la ecuación:

$$T_x = Ta + (T_1 - Ta)e^{-Ax} \quad , \quad (\text{III.58})$$

donde

$$A = \frac{\pi DU}{12W_f C_f} \quad , \quad (\text{III.59})$$

En (III.58) y (III.59), D es el diámetro de la tubería, U es el coeficiente global de transferencia de Calor, Ta es la temperatura de los alrededores, x es la longitud, W_f es el gasto másico del fluido y C_f es el calor específico del fluido. Con la ecuación (III.58) se

puede calcular la temperatura del fluido en una tubería horizontal o inclinada (oleoducto). Para calcular la distribución de temperaturas en gasoductos, se debe considerar el efecto del cambio en la temperatura, debido a la expansión del gas, al abatirse su presión a lo largo de la tubería (efecto Joule-Thompson). En dicho caso, la ecuación (III.58) se debe sustituir por la ecuación,

$$T_x = \left[T_1 - \left(T_a - \left(\frac{\eta}{A} \right) \frac{dp}{dx} \right) \right] e^{-Ax} \quad , \quad (\text{III.60})$$

donde η es el coeficiente de Joule-Thompson y $\frac{dp}{dx}$ es el gradiente de presión.

Para el caso de tuberías verticales, con el procedimiento propuesto por Romero-Juárez (1979), se puede determinar la temperatura a lo largo del pozo, utilizando la ecuación de Ramey (1962):

$$T_x = Twf - Ge \left(A \left(1 - e^{-\frac{x}{A}} \right) - x \right) \quad , \quad (\text{III.61})$$

donde:

$$A = \frac{86400 W_f C_f (Ke + DUF_T)}{2\pi DKeU} \quad (\text{III.62})$$

La función del tiempo F_T puede calcularse para tiempos menores de 400 días en la forma:

$$\log f(t) = 0.31333 \log Y - 0.06(\log Y)^2 + 0.006666(\log Y)^3 \quad , \quad (\text{III.63})$$

donde $Y = \frac{552t}{D^2}$, por lo que:

$$F_T = 10^{\log f(t)} , \quad (III.64)$$

Por otro lado, si $t \geq 400$ días, entonces $F_T = 1$.

En las ecuaciones (III.85) y (III.86), Ke es la conductividad térmica de la tierra, Ge es el gradiente geotérmico del fluido, T_{wf} es la temperatura de fondo del pozo y t es el tiempo.

4. Una vez conocidas las presiones y temperaturas en los extremos del mismo, se determinan la presión, temperatura y profundidad media del segmento (P_M , T_M y L_M).

5. De acuerdo a las condiciones medias, se determinan las propiedades PVT de la mezcla (R_s , B_o , Z_f , ρ_L , ρ_g , μ_L , μ_g , σ_L , V_{sL} y V_{sg}). Posteriormente se calcula la caída de presión total (ΔP_T) en el segmento, el colgamiento del líquido (H_L), la densidad de la mezcla, los patrones de flujo de acuerdo a la correlación seleccionada y el número de Reynolds (N_{RE}) del fluido.

6. Se calcula el incremento de longitud $\Delta L^{i+1} = \frac{\Delta P^i}{\Delta P_T}$ para el mismo segmento bajo estudio.

Se comparan ΔL^i y ΔL^{i+1} . Si estas cantidades son iguales se continúa con el paso 7, en caso contrario, se igualan y se regresa al paso 2.

7. Se calculan el gradiente de temperatura radial ($\frac{dT}{dr}$) utilizando la aproximación

$$\frac{dT}{dr} \approx \frac{\Delta T}{\Delta r}, \text{ donde } \Delta T = T_{pared} - T_{fluido} \text{ y } \Delta r \text{ es el espesor de la capa límite y la temperatura}$$

en la pared (T_{pared}) mediante la ecuación (III.34).

8. Con los valores calculados de T_{pared} y P_M (temperatura en la pared y presión media en el segmento de tubería), se calcula el equilibrio de fases, quien dictamina que tipo, monto y propiedades de fases fluidas (gas y líquido) y sólidas (parafinas) que existen en el tramo a

las condiciones de presión y temperatura específicas. En caso de que si se tenga la presencia de sólidos, se continua con el paso 9, en caso contrario, ir a 18.

9. Se calculan el flujo de masa ecuación (III.47) de los componentes en la fase sólida y el flujo de sólido removido por el esfuerzo de corte, shear renewal.

10. Se determina la cantidad de masa total depositada en la pared interna de la tubería al tiempo t , sobre una distancia desde la entrada $z = 0$, hasta un punto en $z = z_o$ (ecuación III.53) para cada componente en la fase sólida, en la forma:

$$\frac{\partial M_w^i(t + \Delta t, z)}{\partial z} = \frac{\partial M_w^i(t, z)}{\partial z} + 2\pi \int_t^{t+\Delta t} r_w(t, z)(J_{MD}^i + J_{gel} - J_{SR})dt \quad , \quad (III.65)$$

11. Se actualiza el valor del radio efectivo $r_w(t, z)$ utilizando la ecuación (III.56).

12. Se calcula el grosor de la capa de depósito (ecuación III.57) $h(t, z)$.

13. Se calcula la masa de sólido depositada para cada componente a lo largo de la tubería al tiempo $t + \Delta t$ en la forma:

$$M_w^i(t + \Delta t) = M_w^i(t) + \int_0^L \frac{\partial M_w^i(t + \Delta t, z)}{\partial z} dz \quad , \quad (III.66)$$

14. Calcula la cantidad total de sólidos sobre la pared al tiempo $t + \Delta t$ en la forma:

$$M_w^T(t + \Delta t) = \sum_{i=1}^n M_w^i(t + \Delta t) \quad , \quad (III.67)$$

15. Calcula la cantidad de masa depositada por metro cuadrado de la superficie interna de la tubería sin depósito:

$$m_w(t + \Delta t) = \frac{M_w^T(t + \Delta t)}{2\pi R_0 L}, \quad (\text{III.68})$$

16. Determinar el nuevo diámetro de la tubería, modificado debido a la presencia del depósito de sólidos en la pared, $D = 2r_w$.

17. Se realiza el balance de masa para este segmento de acuerdo a la ecuación:

$$(\rho_m Q)_{i+1} = (\rho_m Q)_i - \frac{dM_w^T}{dt}, \quad (\text{III.69})$$

El lado izquierdo de (III.69) representa la masa de aceite que entra a la posición $i+1$ desde la posición i ; el primer término del lado derecho es la masa de aceite que sale desde la posición i y el segundo término está dado por la ecuación (III.55), según sea el caso. Si (III.69) se cumple, entonces continuar con el paso 18, en caso contrario se hace $P_M^* = P_M \pm \delta$, se hace $P_M = P_M^*$ y regresar al paso 8.

18. Determinar el extremo superior del intervalo:

$$p_2 = p_1 + \Delta p^{i+1}$$

$$L_2 = L_1 + \Delta L^{i+1}$$

Verificar si ya se alcanzó la profundidad ó la longitud total de la línea de descarga. Los cálculos terminarán cuando se llegue a la profundidad o longitud total; en caso contrario hacer $p_1 = p_2$ y $L_1 = L_2$ y regresar al paso 2.

Casos de Estudio

4.1 Selección y descripción de los pozos estudiados.

Con objeto de validar el simulador PIPESOLIDS® en la predicción de la depositación de parafinas, se analizaron tres pozos. Uno de ellos presenta problemas fuertes de depositación de parafinas (pozo Blasillo 83-D). Se sabe que el problema es severo por el seguimiento del comportamiento de su producción, ya que para mantener el gasto máximo de producción en este pozo, es necesario intervenirlo con la unidad de aceite caliente hasta en tres ocasiones por mes. El segundo pozo, el Cinco Presidentes 7-D, es un pozo que presenta un problema de parafina moderado, es decir que el numero de intervenciones para la limpieza no excede al promedio general. Por último se analiza un pozo con muy pocos problemas de depositación (Rodador 83), cuyas intervenciones de limpieza con la unidad de aceite caliente están separadas por largos periodos de producción (treinta días en promedio), por lo que se puede decir que sus condiciones de depositación de parafina son casi insignificantes.

Blasillo 83-D. Este pozo fue perforado en respuesta al accidente mecánico ocurrido en el pozo original (Blasillo 83) por lo que no presenta desvío alguno. El pozo presenta un estado mecánico típico utilizado en el Activo, y aunque todavía produce por comportamiento primario, es decir que fluye a la batería, se le instalaron a manera de prevención las válvulas de bombeo neumático para utilizarlas en un futuro.

El pozo reporta una producción bruta de 371.1 BPD, con bajo corte de agua de tan solo el 6.76% por lo que su producción neta es de 346 BPD. Pero como se menciona anteriormente, para mantener esta producción, debe intervenirse con la unidad de aceite caliente de dos a tres veces por mes. El intervalo productor es 3050-3060 m; opera desde su terminación en noviembre de 1988. En febrero de 2002, buscando alejarse del contacto agua-aceite, se agrego el intervalo 2997-3002 m., en la cima de la arena. Cabe señalar que por ser esta una nueva arena incorporada a producción, la caracterización de fluidos resulta

diferente a la considerada al inicio de la explotación. La figura del Anexo III (AIII.1), muestra el estado mecánico del pozo.

Cinco Presidentes 7-D. El Pozo Cinco Presidentes 7 doble también tiene su propia pera y no presento accidente mecánico durante la perforación, por lo que no es desviado. El arreglo del aparejo de producción también es considerado como típico con tubería de producción de 2 7/8” de diámetro utilizado en el campo y aunque el pozo produce por comportamiento primario del tipo fluyente, presenta un arreglo de cinco válvulas de bombeo neumático tipo CP-3 que le fueron instaladas en la última reparación mayor realizada a este pozo, previniendo su utilización en un futuro cercano. Este pozo atraviesa la arena 18 conocida como la mejor productora del conjunto estratigráfico atravesado a una profundidad promedio de 2000 m., con una temperatura promedio del yacimiento de entre 70 y 90 °C. Actualmente el pozo produce 396 bpd de petróleo y 0.240 mmpcd de gas, con un corte de agua del orden del 4% por efecto del represionamiento de la arena debido a la inyección de agua, toda vez que esta parte del campo esta sometido al proceso de recuperación secundaria.

Rodador 83. Este pozo fue perforado en el año de 1970 por ser un pozo nuevo perforado desde su pera particular y no presentar accidentes mecánicos, no presenta desviación. El arreglo del aparejo de producción es el típico utilizado en el activo y aunque el pozo produce por comportamiento primario del tipo fluyente se le instalaron a manera de prevención las válvulas de bombeo neumático.

4.2 Análisis de datos de entrada.

La información más cara es la que no se toma. Siendo la industria petrolera una de las de mayor riesgo por la incertidumbre que maneja en la exploración, producción y operación, definitivamente la toma de información es de vital importancia para el buen desarrollo de

las actividades. Sin embargo, aun contando con la mayor cantidad de información recabada posible, esta debe ser validada. Todo simulador que se ha probado o calibrado de manera exitosa con datos de laboratorio debe ser alimentado en la práctica con datos de campo validados previamente. Es por esto que resulta fundamental en el proceso de simulación, contar con información tanto experimental como de campo de los sistemas a estudiar. Con el fin de asegurar que las predicciones hechas con el modelo podrán describir de forma más certera el comportamiento real del sistema.

Cabe recordar que aún el simulador más poderoso existente en el mercado, puede proporcionar pésimos resultados si no se alimenta con información actualizada y de calidad para el sistema a estudiar.

4.2.1 Análisis PVT.

El primero paso fue observar las características particulares que guardan los análisis PVT de los pozos seleccionados. Es importante mencionar que las fechas correspondientes a los estudios PVT disponibles para los pozos Blasillo 83-D y Cinco Presidentes 7-D, datan de los años 1964 y 1972 respectivamente. El pozo Rodador 83 cuenta con un análisis PVT, más reciente (2003).

Los análisis PVT antiguos, presentan dos experimentos; primero la Separación Flash, esto es expansión a volumen constante, por sus siglas en inglés; CCE (Constant Composition Expansion) el segundo la separación diferencial; DL (Differential Liberation), sin embargo por alguna razón, en los análisis PVT correspondientes a los pozos Blasillo 83-D y Cinco Presidentes 7-D no se reporta la composición total de la mezcla, z_i es decir, sólo se tiene reportado la caracterización del gas liberado en la primera etapa de separación diferencial, es decir y_i . Para el caso de la muestra del pozo Rodador 83 si se cuenta con la composición total de la muestra z_i , hasta el pseudocomponente C_{12+} .

4.2.2 Reconstrucción de la composición original de la muestra.

Antes de efectuar el fraccionamiento sintético del pseudocomponente C_6+ para las muestras de Blasillo y Cinco Presidentes, se llevo acabo la reconstrucción de la composición original de la muestra. Mediante un balance de materia en forma regresiva de cada una de las etapas de separación, se obtuvo la caracterización inicial más representativa de la muestra en cuestión. Esto se logro mediante el uso del programa de caracterización de crudos desarrollado en el Instituto Mexicano del Petróleo (Desarrollo Interno, 2004) cuyo marco teórico y ecuaciones se resumen a continuación:

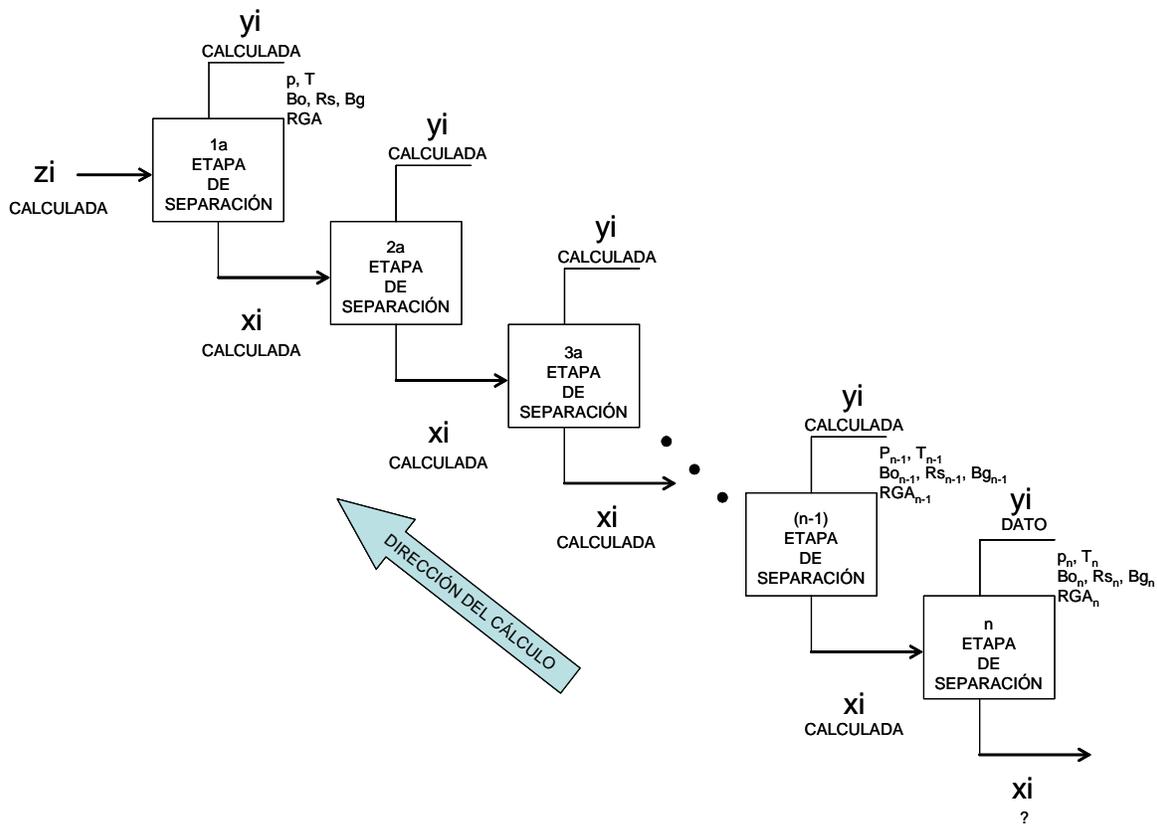


Figura IV.1 Balance de materia regresivo para encontrar la composición original de la muestra.

El número total de moles de la mezcla:

$$N = \sum_{i=1}^{N_c} N_i \quad , \quad (\text{VI.1})$$

Sabemos que esta mezcla se separa en una fase líquida y una de vapor en el dispositivo superficial llamado separador.

$$N_L = \sum_{i=1}^{N_c} N_{iL} \quad ,$$

(V1.2)

y

$$N_V = \sum_{i=1}^{N_c} N_{iV} \quad , \quad (\text{VI.3})$$

Sabemos pues que la composición de la mezcla fracción molar de entrada z_i :

$$z_i = \frac{N_i}{N} \quad , \quad (\text{VI.4})$$

$$\left\{ \begin{array}{l} x_i = \frac{N_{iL}}{N_L} \\ y_i = \frac{N_{iV}}{N_V} \end{array} \right.$$

Donde además decimos que ambas fases componen esta fracción molar:

$$z_i = L_{xi} + V_{yi} \quad , \quad (\text{VI.5})$$

$$\left\{ \begin{array}{l} n_{iL} = L_{xi} = \frac{N_{iL}}{N} \\ n_{iV} = V_{yi} = \frac{N_{iV}}{N} \end{array} \right.$$

A partir de al menos cuatro datos conocidos entre; K (de equilibrio o de Whitson), el peso molecular del pseudocomponente, la gravedad específica de la fracción C₆₊ ó C₁₂₊ de la mezcla a condiciones estándar en gr/cm³ o en grados API entramos en un proceso de ensaye y error.

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

4.2.3 Envoltente de fases de las muestras de hidrocarburos.

Buscando comprobar que la composición de la muestra encontrada es lo más cercano a la original, después de haber realizado el fraccionamiento sintético, se utilizó el software comercial Eclipse 300[®] en el módulo PVTi, mediante el cual se elaboraron las envoltentes de fases PT para cada una de las muestras (ver figuras IV.5, IV.6 y IV.7). La tabla IV.1 muestra los datos correspondientes para la elaboración del diagrama de fase, en este caso del pozo Blasillo 83-D.

Análisis PVT Blasillo 83-D		Arena 16		2997-3060		Maximum Crit Point		716.88	322.22
Envolvente de Fase (mole)								625.01	240.02
Vap/Liq frac = 1.000									
Temperatura/°K	Presión/bar	Temperatura/°K	Presión/bar	Temperatura/°K	Presión/bar	Temperatura/°K	Presión/bar	Temperatura/°K	Presión/bar
565.49	1.01	712.21	31.74	487.83	302.96	179.11	296.99	74.89	37.39
569.75	1.12	715.25	37.59	470.84	309.38	165.86	288.26	60.14	25.66
574.72	1.26	716.77	44.51	454.32	315.06	148.15	274.97	46.98	14.17
582.83	1.52	716.88	47.09	438.22	320.04	132.75	261.84	38.69	6.02
591.06	1.83	716.07	54.5	422.53	324.37	119.35	249.17		
599.39	2.21	710.49	69.49	407.46	328	100	228.82		
607.81	2.66	701.08	84.41	392.97	330.99	99.43	153.18		
616.3	3.2	687.35	100.89	379.03	333.38	96	149.31		
624.83	3.84	669.23	193.77	359.05	335.94	92	144.7		
633.38	4.61	654.22	206.74	340.14	337.35	88	140		
641.91	5.53	639.12	218.65	324.59	337.72	84	135.2		
650.38	6.62	624.13	229.61	322.22	337.71	81.04	131.59		
658.74	7.91	609.34	239.7	305.24	337.12	80	130.31		
666.94	9.45	594.83	249	289.15	335.66	76	125.34		
674.91	11.28	580.51	257.67	273.93	333.42	72	120.28		
682.57	13.43	577.82	259.23	259.54	330.48	68	115.16		
689.83	15.99	561.27	268.55	245.93	326.92	64.6	110.75		
696.56	19.01	542	278.64	226.94	320.62	64	109.97		
702.65	22.57	523.37	287.67	209.54	313.37	60	104.73		
707.93	26.77	505.33	295.74	193.63	305.42	50.16	91.7		

Tabla IV.1 Datos de presión vs. temperatura para la construcción de la envolvente de fases para la muestra del pozo Blasillo 83-D.

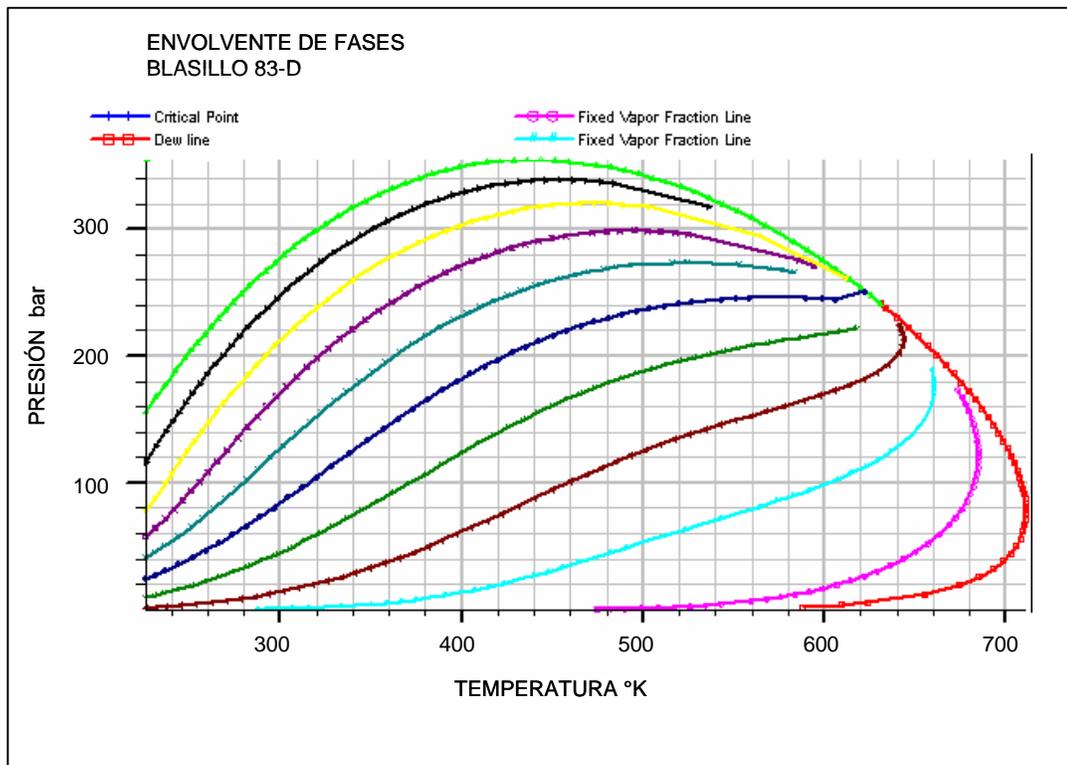


Figura IV.2 Envolvente de fases para la muestra del pozo Blasillo 83-D

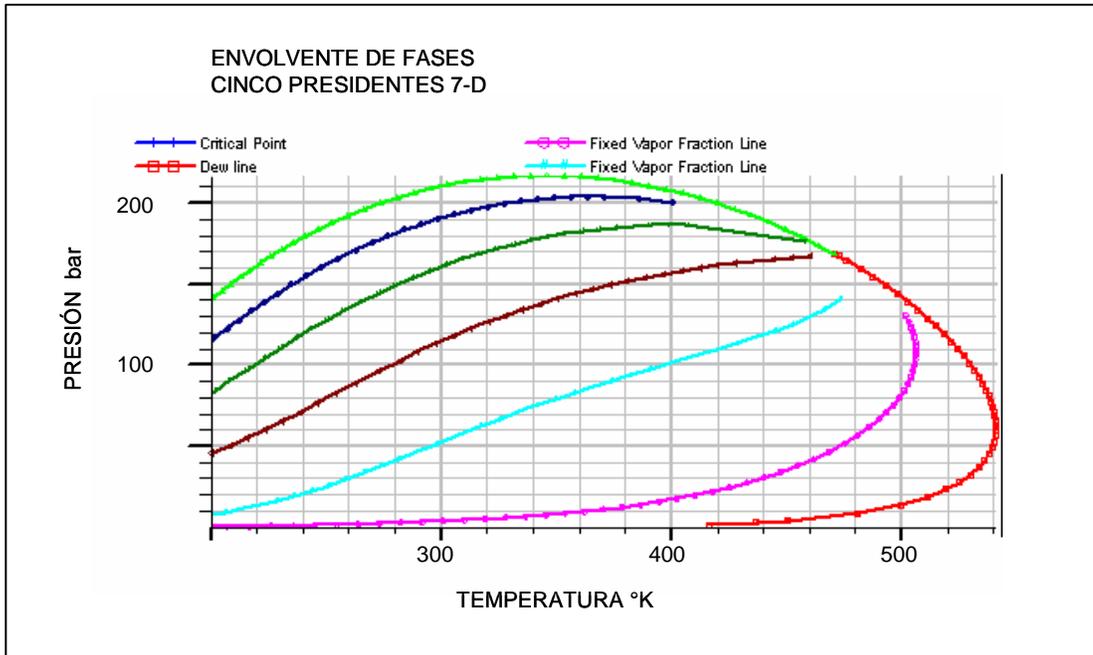


Figura IV.3 Envoltente de fases para la muestra del pozo Cinco Presidentes 7-D

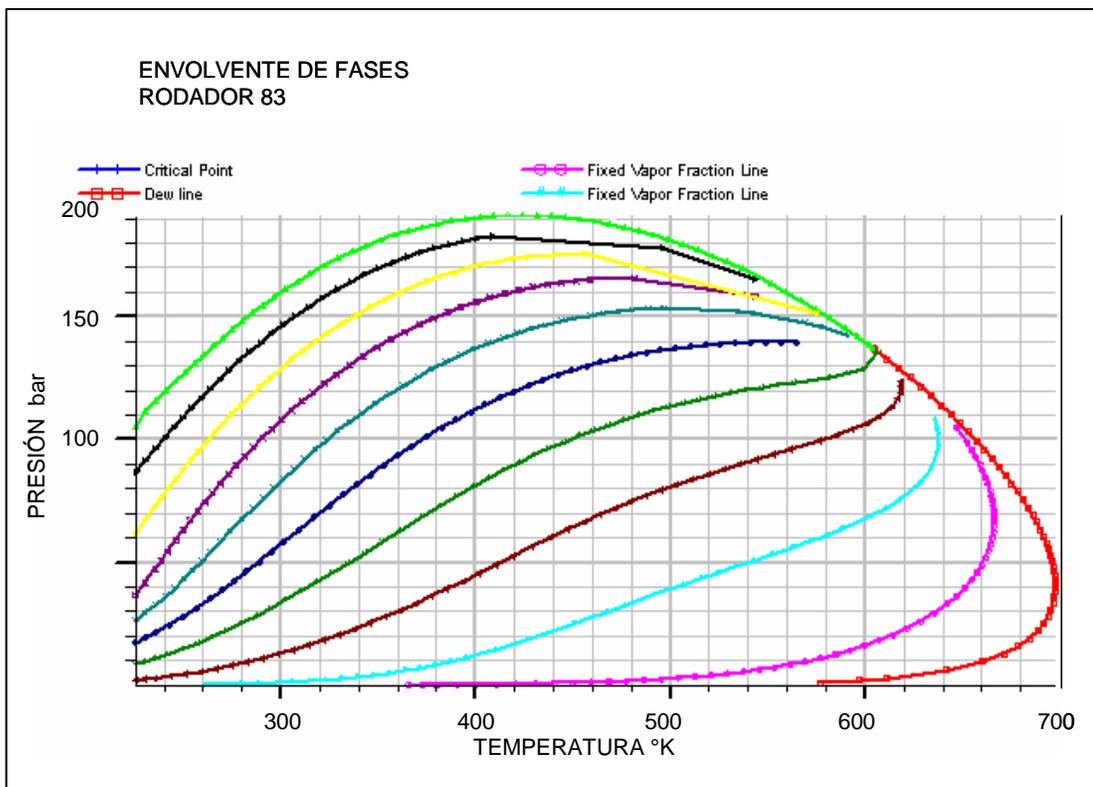


Figura IV.4 Envoltente de fases para la muestra del pozo Rodador 83

Seleccionando la ecuación de estado de Peng Robinson, se comprobó que la envolvente cumple con la presión de saturación y la temperatura del yacimiento reportada en el estudio PVT del pozo en cuestión, pero además como el software es capaz de reproducir algunos de los experimentos más representativos, es posible comprobar que la composición reportada es la mejor. Estos experimentos son: el volumen relativo de aceite obtenido mediante un estudio CCE (expansión a composición constante), el factor de volumen del aceite B_o obtenido mediante un estudio DL (liberación diferencial) además de obtener la viscosidad del líquido y del gas, con lo que se puede conseguir un mejor ajuste a la composición de la muestra.

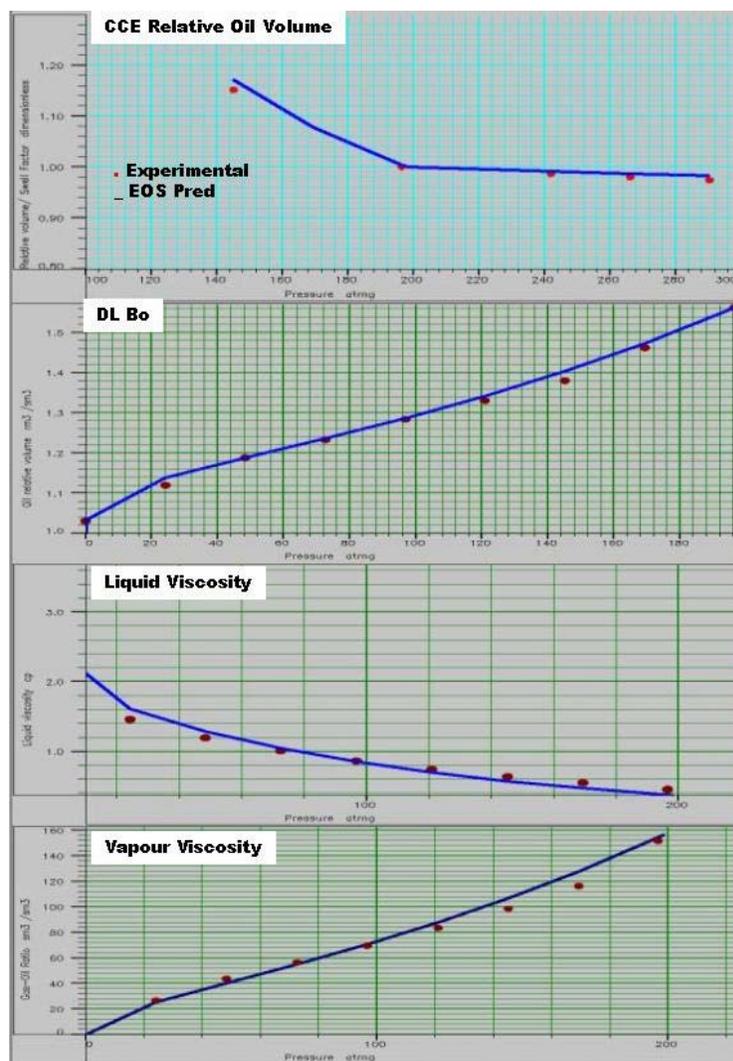


Figura IV.5 Comprobación mediante la reelaboración de experimentos.

4.3 Precipitación de parafinas en la tubería de producción.

Este trabajo tiene como objetivo validar el desempeño del modelo composicional del simulador. Es por ello que el procedimiento llevado a cabo hasta este momento, tiene el escenario preparado para comenzar a simular llegando a predecir en que condiciones de campo, las arenas o yacimientos son susceptibles de precipitar parafinas.

Las condiciones de presión y temperatura se monitorean desde las condiciones del yacimiento hasta las condiciones del separador, toda vez que la experiencia muestra que los depósitos de parafinas se pueden tener en la tubería de producción o bien en las líneas de escurrimiento. Los cambios de temperatura y/o presión que se dan de manera gradual ó súbita pueden afectar el comportamiento del equilibrio termodinámico de la mezcla con la consecuente posibilidad de precipitar parafina. Estos puntos se tienen identificados y deben de analizarse uno a uno como parte del sistema integral de producción; este es el caso de la zona de los disparos, tubería de producción, estrangulador (para pozos fluentes), válvulas de bombeo neumático (para pozos no fluentes) y puntos donde las líneas de escurrimiento atraviesan medios de temperaturas bajas (pantanos, arroyos, ríos etc.).

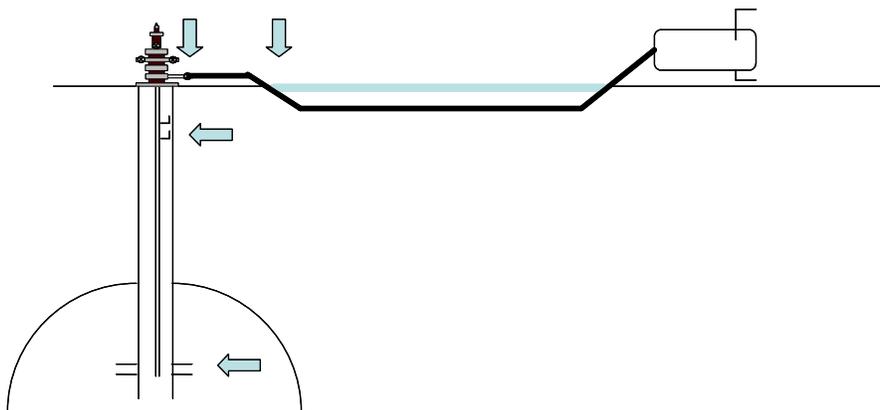


Figura IV.6 Puntos de cambio súbito de temperatura en el sistema yacimiento-pozo-instalaciones superficiales.

La información anterior se utilizó para calcular la condición del equilibrio de fases líquido-vapor-sólido aplicando la teoría de Lira-Galeana y cols., (1996) en cuanto a la termodinámica de precipitación de mezclas en múltiples fases sólidas. El análisis que hace este algoritmo es en base a un barrido minucioso de las condiciones de temperatura y presión que afectan a cada componente aplicando métodos numéricos como Newton-Rapson y Recocido Simulado.

4.3.1 Fraccionamiento del pseudocomponente.

La siguiente tabla, muestra las composiciones de las mezclas de hidrocarburos a las que se fraccionará el pseudocomponente para las muestras de Blasillo, Cinco presidentes y Rodador.

Componente	Blasillo 83-D (%) mol	Cinco Presidentes 7-D (%) mol	Rodador 83 (%) mol
H ₂ S	0.0001	0.0001	0.0001
CO ₂	0.0015	0.0015	0.0017
N ₂	0.0001	0.0179	0.0015
C ₁	0.4002	0.4002	0.2202
C ₂	0.0831	0.0831	0.0595
C ₃	0.0585	0.0585	0.0134
C ₄	0.0317	0.0317	0.0840
iC ₄	0.0125	0.0125	0.0326
C ₅	0.0245	0.0245	0.0492
iC ₅	0.0186	0.0186	0.0196
C ₆₊	0.3692	0.3500	0.0612
C ₇			0.0282
C ₈			0.0550
C ₉			0.0372
C ₁₀			0.0373
C ₁₁			0.0254
C ₁₂₊			0.2739

Tabla IV.2 Composición reproducida de las muestras de hidrocarburos originales.

Con la reproducción de la composición original de la muestra y el fraccionamiento en un cierto número de componentes del pseudocomponente C_{6+} y C_{12+} , según el caso, se construye la tabla de propiedades físicas de la composición global, la cual incluye:

- T_c : temperatura crítica
- P_c : presión crítica
- V_c : volumen crítico
- ω : Factor acéntrico
- T_f : Temperatura de fusión
- d_{hf} : Densidad de cada componente a T_f
- Número de componentes discretos de la mezcla
- Número de pseudocomponentes
- Peso molecular de la fracción C_{6+} y C_{12+} en su caso
- Densidad relativa de la fracción C_{6+} y C_{12+} en su caso

De esta forma las tablas IV.3, IV.4 y IV.5 presentan las composiciones finales, así como las propiedades físicas de cada componente para cada pozo estudiado.

Además de la información contenida en las tablas anteriores se reunieron una serie de datos concernientes a las propiedades críticas de cada uno de los componentes considerados, algunos otros se determinaron en la corrida del primer módulo para cada una de las muestras, es decir, la información necesaria que caracteriza a cada mezcla de hidrocarburos, correspondiente a los tres pozos candidatos para realizar la simulación en cuanto a la precipitación.

Componente	Zi	Pm	Tc (Kelvin)	Pc (bar)	Vc (cm ³ /g-mol)	ωi	Tf (Kelvin)	dhf (cal/mol)
N ₂	0.00010000000000	28.013	126.200	33.900	89.800	0.390	90.70	225.00
CO ₂	0.00154500000000	44.010	304.200	73.760	93.900	0.225	90.70	225.00
H ₂ S	0.01796100000000	34.080	373.200	89.400	98.600	0.284	90.70	225.00
C ₁	0.40021100000000	16.040	190.600	46.000	99.200	0.008	90.70	225.00
C ₂	0.08312600000000	30.070	305.400	48.000	148.300	0.099	90.00	698.60
C ₃	0.05856400000000	44.094	369.800	42.500	203.000	0.153	86.00	861.30
iC ₄	0.01250600000000	58.124	408.200	36.500	263.000	0.183	138.00	905.00
C ₄	0.03173700000000	58.120	425.200	37.500	255.000	0.193	138.00	905.00
iC ₅	0.01869500000000	72.151	460.400	33.900	306.000	0.227	97.00	996.00
C ₅	0.02451900000000	72.151	469.700	33.700	304.000	0.251	97.00	996.00
Pseudo 1	0.14864105000000	195.700	651.243	24.014	623.065	0.507	381.06	271.60
Pseudo 2	0.09401469800000	209.800	664.115	23.441	677.987	0.533	383.94	291.43
Pseudo 3	0.05946381300000	223.900	676.482	22.891	733.717	0.560	386.58	312.21
Pseudo 4	0.02378848300000	252.100	688.760	22.344	841.533	0.586	389.07	334.71
Pseudo 5	0.00951657660000	280.300	700.428	21.820	957.686	0.612	391.31	358.02
Pseudo 6	0.00601918570000	294.400	712.368	21.279	1016.753	0.638	393.46	384.05
Pseudo 7	0.00380710400000	308.500	724.616	20.718	1070.490	0.666	395.53	413.33
Pseudo 8	0.00240797370000	322.600	735.721	20.203	1130.490	0.692	397.28	442.44
Pseudo 9	0.00152303100000	336.700	745.737	19.733	1191.488	0.715	398.75	471.06
Pseudo 10	0.00096330927000	350.800	754.451	19.319	1246.379	0.736	399.95	498.05
Pseudo 11	0.00038537163000	379.000	761.520	18.981	1370.599	0.753	400.87	521.45
Pseudo 12	0.00024374557000	393.100	763.612	18.880	1432.969	0.758	401.13	528.67
Pseudo 13	0.00009751035400	421.300	766.523	18.739	1553.735	0.765	401.49	538.94
Pseudo 14	0.00006167479700	435.400	771.095	18.517	1617.296	0.776	402.05	555.65
Pseudo 15	0.00003900899200	449.500	775.294	18.312	1681.907	0.786	402.54	571.63
Pseudo 16	0.00002467298700	463.600	781.539	18.004	1740.111	0.802	403.25	596.61
Pseudo 17	0.00001560553700	477.700	788.586	17.654	1805.174	0.819	404.02	626.69
Pseudo 18	0.00000987042210	491.800	798.528	17.154	1870.850	0.844	405.07	672.93
Pseudo 19	0.00000062429912	505.900	815.362	16.289	1930.158	0.887	406.78	763.25
Pseudo 20	0.00000394865980	520.000	836.199	15.184	2003.117	0.943	409.06	902.19
Pseudo 21	0.00000249750700	534.100	859.899	13.875	2063.931	1.009	412.57	1112.85
Pseudo 22	0.0000018531285	614.160	882.879	12.540	2442.330	1.076	418.46	1401.31
Pseudo 23	0.0000013460733	624.000	897.297	11.663	2489.630	1.120	424.76	1649.32
Pseudo 24	0.0000011076744	630.000	903.257	11.290	2516.658	1.139	428.31	1773.49
Pseudo 25	0.0000010379902	632.000	916.116	10.463	2523.415	1.181	438.85	2100.88
Pseudo 26	0.0000007684658	641.254	952.849	6.909	2563.958	1.333	513.39	3807.79
Pseudo 27	0.0000001139598	700.000	988.145	5.360	2851.279	1.459	971.54	13269.14
Pseudo 28	0.0000000290524	742.069	1014.693	5.153	3054.508	1.549	1300.43	20158.36
Pseudo 29	0.0000000224059	750.065	1018.782	5.016	3096.555	1.569	1368.19	21411.51
Pseudo 30	0.0000000104813	773.450	1031.048	4.638	3208.682	1.616	1537.59	25170.98
Pseudo 31	0.0000000060040	790.600	1043.314	4.328	3285.769	1.653	1684.41	27927.92
Pseudo 32	0.0000000036168	806.200	1051.491	4.053	3362.856	1.686	1808.64	30434.23
Pseudo 33	0.0000000008716	850.000	1080.112	3.297	3580.101	1.783	2147.45	37451.89
Pseudo 34	0.0000000002680	886.300	1100.555	2.678	3755.298	1.860	2429.79	43467.03
Pseudo 35	0.0000000001416	905.949	1112.821	2.335	3846.401	1.900	2576.60	46474.60
Pseudo 36	0.0000000000683	928.360	1125.087	1.957	3951.519	1.950	2757.30	50234.06
Pseudo 37	0.0000000000295	954.231	1141.442	1.510	4077.662	2.007	2960.59	54244.16
Pseudo 38	0.0000000000075	996.300	1165.974	0.788	4280.891	2.094	3288.10	61011.20
Pseudo 39	0.0000000000067	1000.000	1170.062	0.719	4301.915	2.104	3321.98	61763.09
Pseudo 40	0.0000000000028	1026.300	1186.417	0.272	4428.057	2.160	3513.97	65773.18

Tabla IV.3 Fraccionamiento sintético para la muestra del pozo Blasillo 83-D

Componente	Zi	Pm	Tc (Kelvin)	Pc (bar)	Vc (cm ³ /g-mol)	ωi	Tf (Kelvin)	dhf (cal/mol)
N ₂	0.00010000000000	28.013	126.200	33.900	89.800	0.390	90.700	225.000
CO ₂	0.00154500000000	44.010	304.200	73.760	93.900	0.225	90.700	225.000
H ₂ S	0.01796100000000	34.080	373.200	89.400	98.600	0.284	90.700	225.000
C ₁	0.40021100000000	16.040	190.600	46.000	99.200	0.008	90.700	225.000
C ₂	0.08312600000000	30.070	305.400	48.000	148.300	0.099	90.000	698.600
C ₃	0.05856400000000	44.094	369.800	42.500	203.000	0.153	86.000	861.300
iC ₄	0.01250600000000	58.124	408.200	36.500	263.000	0.183	138.000	905.000
C ₄	0.03173700000000	58.120	425.200	37.500	255.000	0.193	138.000	905.000
iC ₅	0.01869500000000	72.151	460.400	33.900	306.000	0.227	97.000	996.000
C ₅	0.02451900000000	72.151	469.700	33.700	304.000	0.251	97.000	996.000
Pseudo 1	0.14864105000000	195.700	651.243	24.014	623.065	0.507	381.060	271.602
Pseudo 2	0.09401469800000	209.800	664.115	23.441	677.987	0.533	383.940	291.430
Pseudo 3	0.05946381300000	223.900	676.482	22.891	733.717	0.560	386.580	312.210
Pseudo 4	0.02378848300000	252.100	688.760	22.344	841.533	0.586	389.072	334.710
Pseudo 5	0.00951657660000	280.300	700.428	21.820	957.686	0.612	391.310	358.020
Pseudo 6	0.00601918570000	294.400	712.368	21.279	1016.753	0.638	393.460	384.049
Pseudo 7	0.00380710400000	308.500	724.616	20.718	1070.490	0.666	395.530	413.330
Pseudo 8	0.00240797370000	322.600	735.721	20.203	1130.490	0.692	397.280	442.440
Pseudo 9	0.00152303100000	336.700	745.737	19.733	1191.488	0.715	398.750	471.060
Pseudo 10	0.00096330927000	350.800	754.451	19.319	1246.379	0.736	399.950	498.050
Pseudo 11	0.00038537163000	379.000	761.520	18.981	1370.599	0.753	400.870	521.450
Pseudo 12	0.00024374557000	393.100	763.612	18.880	1432.969	0.758	401.130	528.670
Pseudo 13	0.00009751035400	421.300	766.523	18.739	1553.735	0.765	401.490	538.940
Pseudo 14	0.00006167479700	435.400	771.095	18.517	1617.296	0.776	402.050	555.650
Pseudo 15	0.00003900899200	449.500	775.294	18.312	1681.907	0.786	402.540	571.631
Pseudo 16	0.00002467298700	463.600	781.539	18.004	1740.111	0.802	403.250	596.613
Pseudo 17	0.00001560553700	477.700	788.586	17.654	1805.174	0.819	404.020	626.688
Pseudo 18	0.00000987042210	491.800	798.528	17.154	1870.850	0.844	405.070	672.925
Pseudo 19	0.00000624299120	505.900	815.362	16.289	1930.158	0.887	406.780	763.250
Pseudo 20	0.00000394865980	520.000	836.199	15.184	2003.117	0.943	409.060	902.190
Pseudo 21	0.00000249750700	534.100	859.899	13.875	2063.931	1.009	412.570	1112.850
Pseudo 22	0.00000018531285	614.160	882.879	12.540	2442.330	1.076	418.460	1401.310
Pseudo 23	0.00000013460733	624.000	897.297	11.663	2489.630	1.120	424.760	1649.320
Pseudo 24	0.00000011076744	630.000	903.257	11.290	2516.658	1.139	428.310	1773.490
Pseudo 25	0.00000010379902	632.000	916.116	10.463	2523.415	1.181	438.850	2100.880
Pseudo 26	0.00000007684658	641.254	952.849	6.909	2563.958	1.333	513.390	3807.790
Pseudo 27	0.00000001139598	700.000	988.145	5.360	2851.279	1.459	971.540	13269.140
Pseudo 28	0.00000000290524	742.069	1014.693	5.153	3054.508	1.549	1300.430	20158.360
Pseudo 29	0.00000000224059	750.065	1018.782	5.016	3096.555	1.569	1368.190	21411.510
Pseudo 30	0.00000000104813	773.450	1031.048	4.638	3208.682	1.616	1537.590	25170.980
Pseudo 31	0.00000000060040	790.600	1043.314	4.328	3285.769	1.653	1684.410	27927.920
Pseudo 32	0.00000000036168	806.200	1051.491	4.053	3362.856	1.686	1808.640	30434.229
Pseudo 33	0.00000000008716	850.000	1080.112	3.297	3580.101	1.783	2147.450	37451.890
Pseudo 34	0.00000000002680	886.300	1100.555	2.678	3755.298	1.860	2429.790	43467.034
Pseudo 35	0.00000000001416	905.949	1112.821	2.335	3846.401	1.900	2576.600	46474.604
Pseudo 36	0.00000000000683	928.360	1125.087	1.957	3951.519	1.950	2757.300	50234.060
Pseudo 37	0.00000000000295	954.231	1141.442	1.510	4077.662	2.007	2960.590	54244.160
Pseudo 38	0.00000000000075	996.300	1165.974	0.788	4280.891	2.094	3288.100	61011.195
Pseudo 39	0.00000000000067	1000.000	1170.062	0.719	4301.915	2.104	3321.980	61763.087
Pseudo 40	0.00000000000028	1026.300	1186.417	0.272	4428.057	2.160	3513.970	65773.180

Tabla IV.4 Fraccionamiento sintético para la muestra del pozo Cinco Presidentes 7-D

Componente	Zi	Pm	Tc (Kelvin)	Pc (bar)	Vc (cm ³ /g-mol)	ωi	Tf (Kelvin)	dhf (cal/mol)
N ₂	0.00159610000000	28.013	126.200	33.900	89.800	0.390	90.700	225.000
CO ₂	0.00174500000000	44.010	304.200	73.760	93.900	0.225	90.700	225.000
H ₂ S	0.00010000000000	34.080	373.200	89.400	98.600	0.284	90.700	225.000
C ₁	0.22021100000000	16.040	190.600	46.000	99.200	0.008	90.700	225.000
C ₂	0.05952554000000	30.070	305.400	48.000	148.300	0.099	90.000	698.600
C ₃	0.01346754000000	44.094	369.800	42.500	203.000	0.153	86.000	861.300
iC ₄	0.03269854000000	58.124	408.200	36.500	263.000	0.183	138.000	905.000
C ₄	0.08408754000000	58.120	425.200	37.500	255.000	0.193	138.000	905.000
iC ₅	0.01965654000000	72.151	460.400	33.900	306.000	0.227	97.000	996.000
C ₅	0.04929954000000	72.151	469.700	33.700	304.000	0.251	97.000	996.000
C ₆	0.06121154000000	86.180	507.500	30.100	309.425	0.299	97.000	996.000
C ₇	0.02821154000000	96.000	542.220	31.510	312.453	0.310	340.940	193.110
C ₈	0.05501054000000	107.000	570.000	29.510	315.480	0.350	350.440	281.600
C ₉	0.03721154000000	121.000	598.330	27.370	356.517	0.390	361.780	210.970
C ₁₀	0.03733021000000	134.000	622.220	25.300	401.754	0.440	370.170	392.400
C ₁₁	0.02548054000000	147.000	643.330	23.510	447.771	0.480	379.670	297.840
Pseudo 1	0.02151419000000	195.700	651.243	24.014	623.065	0.507	381.060	271.602
Pseudo 2	0.01925291000000	209.800	664.115	23.441	677.987	0.533	383.940	291.430
Pseudo 3	0.01728716000000	223.900	676.482	22.891	733.717	0.560	386.580	312.210
Pseudo 4	0.01409279000000	252.100	688.760	22.344	841.533	0.586	389.072	334.710
Pseudo 5	0.01167880000000	280.300	700.428	21.820	957.686	0.612	391.310	358.020
Pseudo 6	0.01070291000000	294.400	712.368	21.279	1016.753	0.638	393.460	384.049
Pseudo 7	0.00985455000000	308.500	724.616	20.718	1070.490	0.666	395.530	413.330
Pseudo 8	0.00911707000000	322.600	735.721	20.203	1130.490	0.692	397.280	442.440
Pseudo 9	0.00847597000000	336.700	745.737	19.733	1191.488	0.715	398.750	471.060
Pseudo 10	0.00791865000000	350.800	754.451	19.319	1246.379	0.736	399.950	498.050
Pseudo 11	0.00701301000000	379.000	761.520	18.981	1370.599	0.753	400.870	521.450
Pseudo 12	0.00664688000000	393.100	763.612	18.880	1432.969	0.758	401.130	528.670
Pseudo 13	0.00605193000000	421.300	766.523	18.739	1553.735	0.765	401.490	538.940
Pseudo 14	0.00581141000000	435.400	771.095	18.517	1617.296	0.776	402.050	555.650
Pseudo 15	0.00560232000000	449.500	775.294	18.312	1681.907	0.786	402.540	571.631
Pseudo 16	0.00542056000000	463.600	781.539	18.004	1740.111	0.802	403.250	596.613
Pseudo 17	0.00526255000000	477.700	788.586	17.654	1805.174	0.819	404.020	626.688
Pseudo 18	0.00512520000000	491.800	798.528	17.154	1870.850	0.844	405.070	672.925
Pseudo 19	0.00500579000000	505.900	815.362	16.289	1930.158	0.887	406.780	763.250
Pseudo 20	0.00491733000000	520.000	836.199	15.184	2003.117	0.943	409.060	902.190
Pseudo 21	0.00461176000000	534.100	859.899	13.875	2063.931	1.009	412.570	1112.850
Pseudo 22	0.00448252000000	614.160	882.879	12.540	2442.330	1.076	418.460	1401.310
Pseudo 23	0.00445729000000	624.000	897.297	11.663	2489.630	1.120	424.760	1649.320
Pseudo 24	0.00444307000000	630.000	903.257	11.290	2516.658	1.139	428.310	1773.490
Pseudo 25	0.00443852000000	632.000	916.116	10.463	2523.415	1.181	438.850	2100.880
Pseudo 26	0.00442858000000	641.254	952.849	6.909	2563.958	1.333	513.390	3807.790
Pseudo 27	0.00439705000000	700.000	988.145	5.360	2851.279	1.459	971.540	13269.140
Pseudo 28	0.00429760000000	742.069	1014.693	5.153	3054.508	1.549	1300.430	20158.360
Pseudo 29	0.00428179000000	750.065	1018.782	5.016	3096.555	1.569	1368.190	21411.510
Pseudo 30	0.00426723000000	773.450	1031.048	4.638	3208.682	1.616	1537.590	25170.980
Pseudo 31	0.00425851000000	790.600	1043.314	4.328	3285.769	1.653	1684.410	27927.920
Pseudo 32	0.00425176000000	806.200	1051.491	4.053	3362.856	1.686	1808.640	30434.229
Pseudo 33	0.00423757000000	850.000	1080.112	3.297	3580.101	1.783	2147.450	37451.890
Pseudo 34	0.00422969000000	886.300	1100.555	2.678	3755.298	1.860	2429.790	43467.034
Pseudo 35	0.00422647000000	905.949	1112.821	2.335	3846.401	1.900	2576.600	46474.604
Pseudo 36	0.00422349000000	928.360	1125.087	1.957	3951.519	1.950	2757.300	50234.060
Pseudo 37	0.00422078000000	954.231	1141.442	1.510	4077.662	2.007	2960.590	54244.160
Pseudo 38	0.00421763000000	996.300	1165.974	0.788	4280.891	2.094	3288.100	61011.195
Pseudo 39	0.00421741000000	1000.000	1170.062	0.719	4301.915	2.104	3321.980	61763.087
Pseudo 40	0.00421606000000	1026.300	1186.417	0.272	4428.057	2.160	3513.970	65773.180

Tabla IV.5 Fraccionamiento sintético para la muestra del pozo Rodador 83

Estos datos servirán para alimentar el primer módulo del simulador PIPESOLIDS® en donde obtendremos los puntos onset (inicio de formación de cristales de parafinas) para cada una de las muestras.

4.3.2 Generación de la envolvente de precipitación de parafinas.

Una vez que se ha observado la susceptibilidad de la mezcla de formar o no sólidos orgánicos (parafinas), el cálculo identificará además el pseudocomponente responsable de esta precipitación y mientras más se extienda el fraccionamiento del pseudocomponente así como el delta considerado en los valores de presión y temperatura tendremos una mejor detección de los componentes involucrados con el porcentaje de masa precipitada que aportan.

La envolvente de precipitación de parafinas EDP, muestra un incremento en la temperatura debajo de la presión de burbujeo debido a la mayor temperatura requerida para llevar a la región de dos fases a los pseudocomponentes de alto peso molecular.

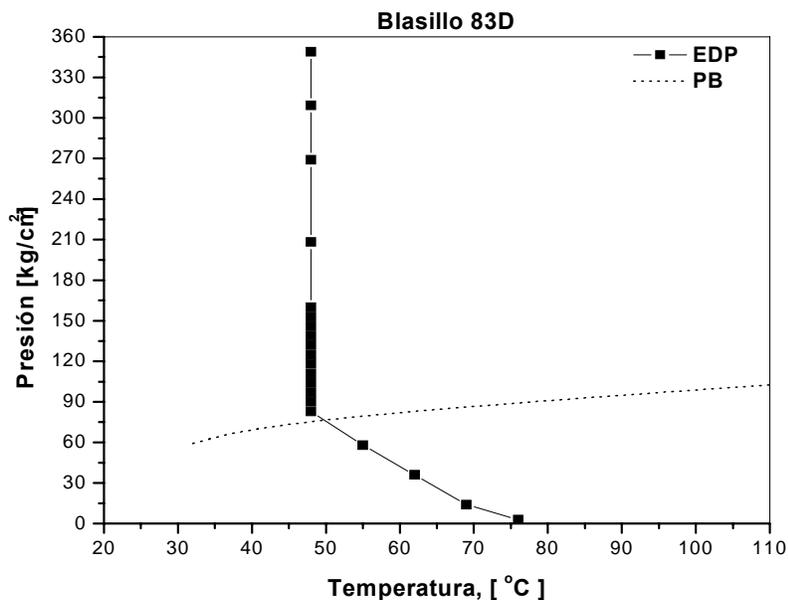


Figura IV.7 Envolvente de parafinas para la mezcla del pozo Blasillo 83-D.

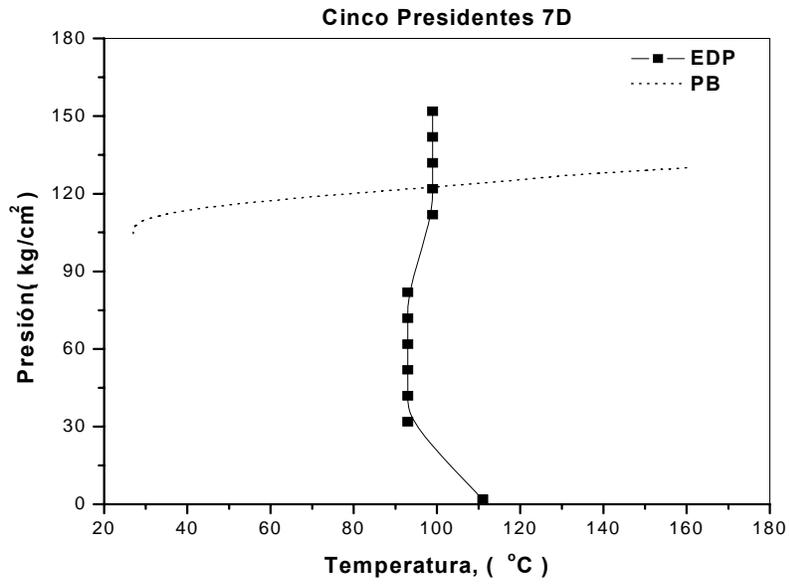


Figura IV.8 Envoltente de parafinas para la mezcla del pozo Cinco Presidentes 7-D.

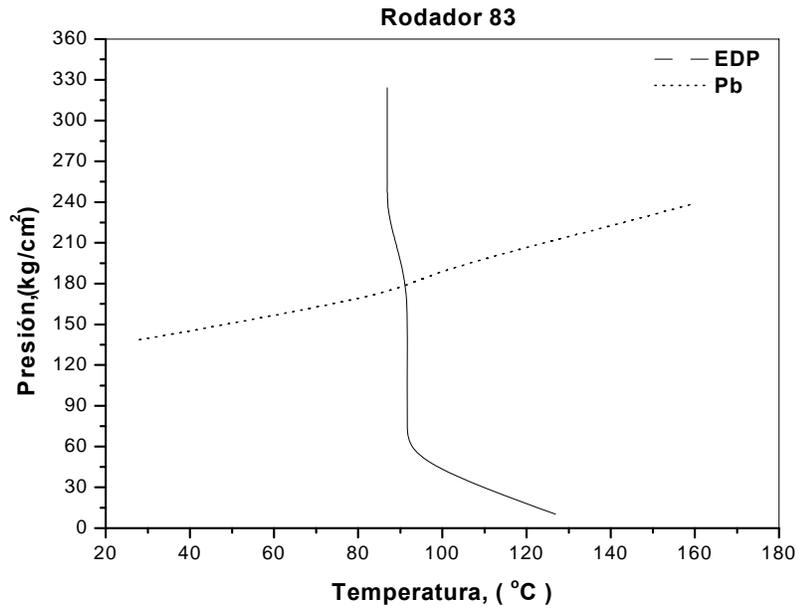


Figura IV.9 Envoltente de parafinas para la mezcla del pozo Rodador 83.

4.4 Depositación de parafinas en la tubería de producción.

A continuación se enlista la serie de datos que alimentarán al segundo módulo del simulador PIPESOLIDS®. En este módulo una vez que se detecto que las muestras de aceite precipitan parafina en diferente grado, analizaremos la parte correspondiente al depósito de las mismas en el sentido de ubicación del depósito y velocidad de crecimiento.

Para el segundo módulo del simulador correspondiente al depósito de parafinas, la información requerida se deriva básicamente de los datos de producción y del estado mecánico de los pozos candidatos:

Datos de producción:

- a) Presión de fondo fluyendo
- b) Presión a condiciones estándar
- c) Presión del separador
- d) Temperatura de fondo
- e) Temperatura del separador
- f) Temperatura ambiente
- g) Gasto de aceite
- h) Corte de agua
- i) Gradiente dinámico P-T

Datos del Aparejo de producción:

- a) Coeficiente global de transferencia de calor
- b) Gradiente geotérmico
- c) Conductividad térmica de la mezcla
- d) Capacidad calorífica de la mezcla
- e) Estado Mecánico del pozo (incluyendo grado de desviación)
- f) Rugosidad de la tubería

A continuación se enlistan los datos de ingreso a la simulación en el software PIPESOLIDS® cuya actuación se basa en modelo matemático bidimensional anteriormente discutido:

		Blasillo 83D	Cinco Presidentes 7D	Rodador 83
Presión de fondo fluyendo	(psi)	1800	985	1485
Presión estática @ c.s.	(psi)	682.56	612.3	782.56
Presión del separador	(psi)	42.66	44.30	49.78
Temperatura de fondo	(°C)	98	97	98
Temperatura del separador	(°C)	34	34	34
Temperatura ambiente	(°C)	30	31	29
Gasto de aceite	(bpd)	371	396	478
Gas producido	(mmpcd)	1.296	0.134	0.240
RGA o GOR	(m3/m3)	622	211	263
Diámetro del estrangulador	(pg)	24/64	24/64	24/64
Corte de agua	(%)	6.76	4.00	19.10

Tabla IV.6 Datos de producción actual.

	tramo (m)	desv/prom (°Angulo)	dext (pg)	dint (pg)	angulo (90-desv/prom)
Blasillo 83D	0.00-3007	0.324	2.375	2.044	89.676
	3007-3090	0.324	6.625	5.921	89.676
Cinco Presidentes 7D	0.00-1975	0.275	2.375	2.044	89.725
	1975-2053	0.275	6.625	5.921	89.725
Rodador 83	0.00-2895	0.295	2.375	2.044	89.705
	2895-3306	0.295	6.625	5.921	89.705

Tabla IV.7 Datos de desviación promedio y diámetros de tubería.

Blasillo 83-D					
Profundidad (m)	Profundidad (ft)	Presión kg/cm ²	Presión psg	Temp °C	Temp °R
0	0.00	99.67	1417.30	29.00	543.87
500	1640.00	104.64	1488.00	32.00	549.27
1000	3280.00	109.61	1558.70	39.00	561.87
1500	4920.00	114.58	1629.39	42.00	567.27
2000	6560.00	119.56	1700.09	59.00	597.87
2500	8200.00	124.53	1770.79	67.00	612.27
2985	9790.80	129.26	1838.12	75.00	626.67
3035	9954.80	133.05	1891.98	89.00	651.87
3085	10118.80	138.97	1976.14	96.00	664.47

Cinco Presidentes 7-D					
Profundidad (m)	Profundidad (ft)	Presión kg/cm ²	Presión psg	Temp °C	Temp °R
0	0.00	49.11	698.34	28.00	542.07
200	656.00	50.06	711.80	30.00	545.67
500	1640.00	51.59	733.68	34.00	552.87
1000	3280.00	54.20	770.70	52.00	585.27
1500	4920.00	90.05	1280.57	67.00	612.27
1915	6281.20	120.11	1707.99	75.00	626.67
1965	6445.20	123.78	1760.15	89.00	651.87
2015	6609.20	127.45	1812.32	98.00	668.07

Rodador 83					
Profundidad (m)	Profundidad (ft)	Presión kg/cm ²	Presión psg	Temp °C	Temp °R
0	0.00	49.10	698.20	29.00	543.87
200	656.00	50.10	712.42	35.00	554.67
500	1640.00	51.60	733.75	46.00	574.47
1000	3280.00	54.20	770.72	62.00	603.00
1500	4920.00	90.10	1281.22	78.00	632.07
2000	6560.00	120.10	1707.82	90.00	653.67
2500	8200.00	123.80	1760.44	98.00	668.07
3300	10824.00	127.40	1811.63	104.00	679.07

Tabla IV.8 Datos del perfil de presión y temperatura de campo en los pozos.

Discusión de Resultados

5.1 Discusión

El Activo Cinco Presidentes es catalogado como un activo de campos maduros, pues éstos iniciaron su explotación hace nueve décadas pasando su recuperación por comportamiento primario y procesos de recuperación secundaria en varios campos. La caracterización de los fluidos producidos del total de arenas puestas en producción no se realizó. Esta situación ha provocado que muchas acciones encaminadas a hacer mas eficiente la producción de aceite se vean disminuidas y es por ello que en muchas ocasiones es necesario, como en el caso de las mezclas de hidrocarburos, reconstruir las condiciones iniciales de explotación ajustando los datos de las muestras recuperadas por medio de una ecuación de estado, tomando como referencia parámetros conocidos y validados previamente. Por esta razón se advierte que los resultados que a continuación se presentan deben tomarse con reserva, sin llegar a menospreciar su utilidad ya que sin duda, podrían aportar la información necesaria para ayudar a solucionar algunos problemas de depositación de parafinas.

A continuación se presentan y se discuten los resultados obtenidos con el modelo de flujo, aplicado a los casos de estudio. En esta parte se analizará la depositación en la tubería vertical. Estos resultados comparan el comportamiento de perfiles de presión y temperatura tomados en campo, con los datos arrojados por el simulador en base al uso de correlaciones de flujo multifásico semiempíricas.

El tiempo considerado para el proceso de simulación fue de 500 días. El primer paso consistió en ajustar los perfiles dinámicos de presión temperatura (P-T) además de otros parámetros como la rugosidad y el coeficiente de transferencia de calor.

La figura V.1 Compara el perfil de presión medido a lo largo de la tubería (Datos de Campo) y el perfil calculado por el simulador PIPESOLIDS[®], empleando diferentes correlaciones de flujo multifásico.

Para el pozo Blasillo 83-D, la presión disminuye en forma casi lineal desde los 130 kg/cm² en el fondo hasta 105 kg/cm² en la superficie. Estos valores de presión se considerarán para efectuar el cálculo del equilibrio termodinámico en cada punto del mallado vertical en la tubería de producción. De acuerdo a los resultados de la simulación, la mejor correlación que logro ajustar los datos de campo fue la de Beggs y Brill (1973).

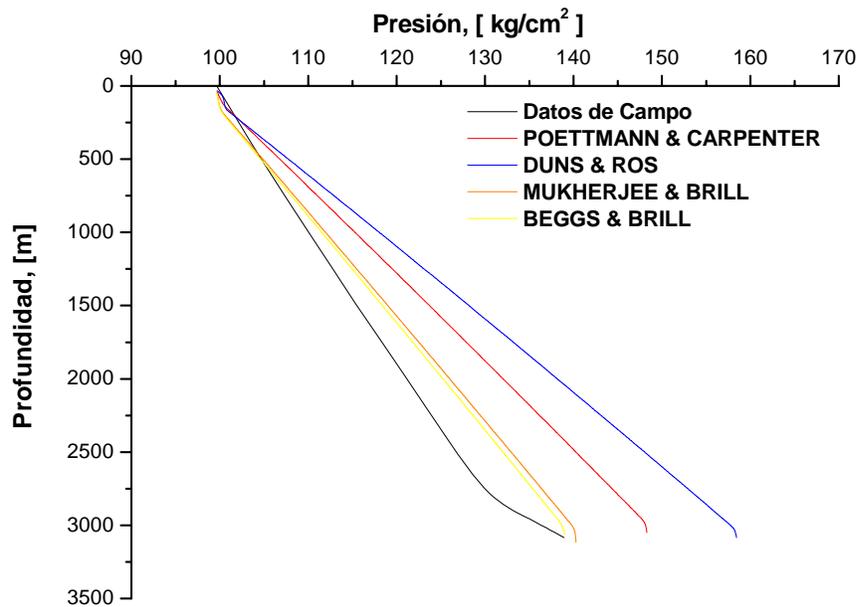


Figura V.1 Perfil de presión medido y calculado utilizando diferentes correlaciones empíricas para el pozo Blasillo 83-D.

Para el caso del pozo Cinco Presidentes 7-D (figura V.2), la presión calculada mediante correlaciones empíricas disminuye en forma casi lineal desde los 120 kg/cm² en el fondo hasta 70 kg/cm² en la superficie. Sin embargo, los datos de campo describen una línea curva que difícilmente se ajusta a cualquiera de las correlaciones empleadas. De acuerdo a los resultados de la simulación, la mejor correlación que logro ajustar los datos de campo fue la

de Hagerdon y Brown en su forma original (1965). Respecto al pozo Rodador 83 (figura V.3), el ajuste del perfil de presión se realizó mediante la variación del contenido de metano, que en cada caso, se re-calculo la composición global final. Se decidió hacerlo de esta forma debido principalmente a que el cambio en el perfil de presión calculado por el simulador no fue sensible a cambios de correlación, además de que la composición original del fluido, referenciada al inicio de la explotación del pozo (1964), ha cambiado en forma significativa a lo largo de estos años, provocando una disminución importante del contenido de este componente en la composición del fluido. Se observa que arriba de los 2000 m, los gradientes se comportan en forma errática. Esta clara perturbación del gradiente en la parte superior del pozo puede ser influenciada por la rotura que presenta la tubería de revestimiento ya que incide en el cambio de temperatura de la mezcla en la tubería de producción y por ende altera el gradiente de presión.

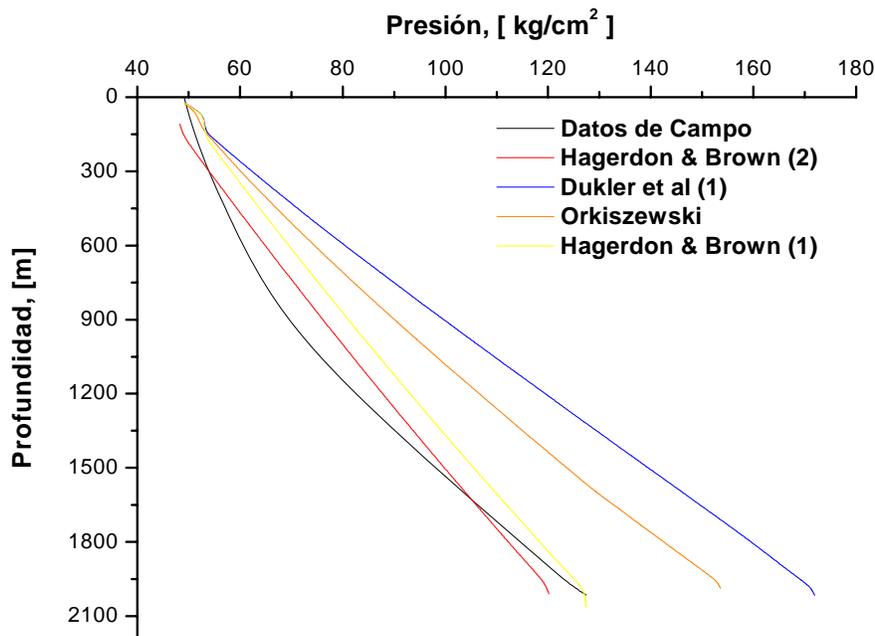


Figura V.2 Perfil de presión medido y calculado utilizando diferentes correlaciones empíricas para el pozo Cinco Presidentes 7-D.

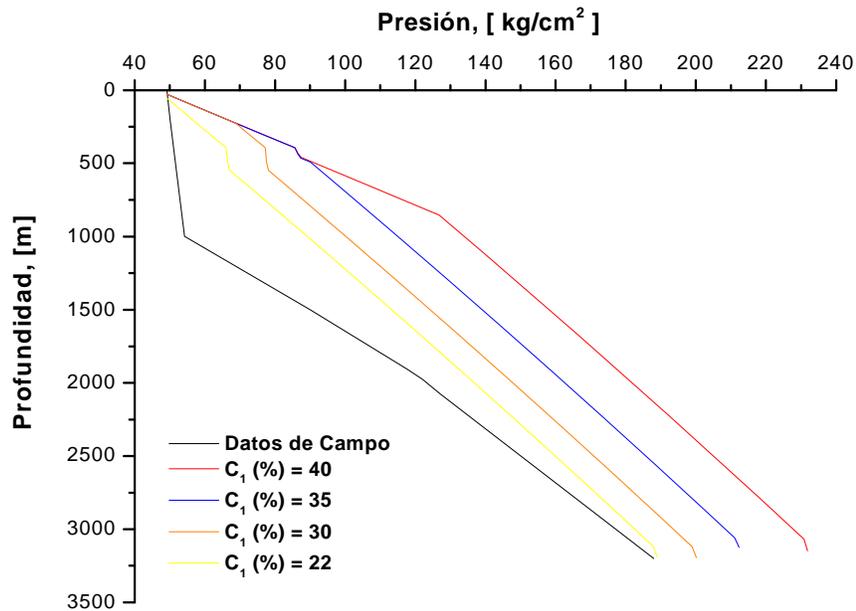


Figura V.3 Perfil de presión medido y calculado utilizando diferentes porcentajes de metano en la mezcla para el pozo Rodador 83.

La figura V.4 muestra el perfil de temperatura axial calculado por el simulador, y el perfil de temperatura geotérmico axial de la formación en contacto con la pared exterior de la tubería tomando como base los datos reales del pozo Blasillo 83-D, con los perfiles también calculados por el programa para diferentes valores de U (Coeficiente global de transferencia de calor) y K_{he} (Conductividad térmica de la formación productora). Se puede observar, que para el caso particular del pozo Blasillo 83-D, los valores de la temperatura geotérmica disminuyen desde los 80 °C hasta los 50°C en forma casi lineal.

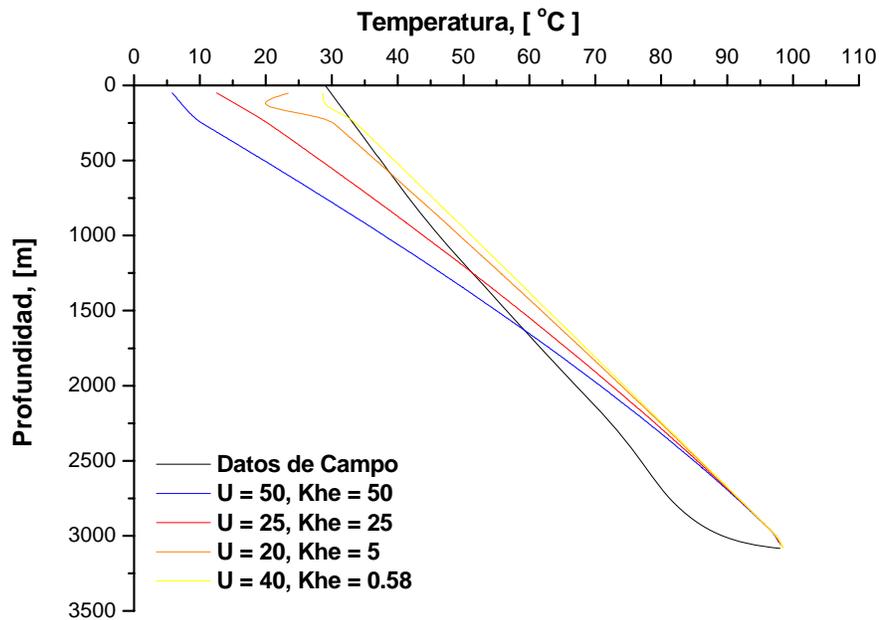


Figura V.4 Perfil de temperatura para diferentes valores de U y K_{he} para el pozo Blasillo 83-D.

Para el caso del perfil de temperatura del pozo Cinco Presidentes 7-D (figura V.5) se puede observar un comportamiento similar entre las diferentes curvas, la temperatura desciende rápidamente en forma lineal desde los 80 °C hasta los 35 °C. Este comportamiento es general en todos los cálculos, excepto para el perfil de temperatura medido en campo el cual muestra un quiebre suave. A partir de los 300 m, se observan fuertes fluctuaciones. Esta diferencia entre los perfiles en el intervalo de 0 a 1000 m., refleja la fuerte dependencia de la temperatura en la depositación de las fracciones sólidas dentro de la región cercana a la superficie.

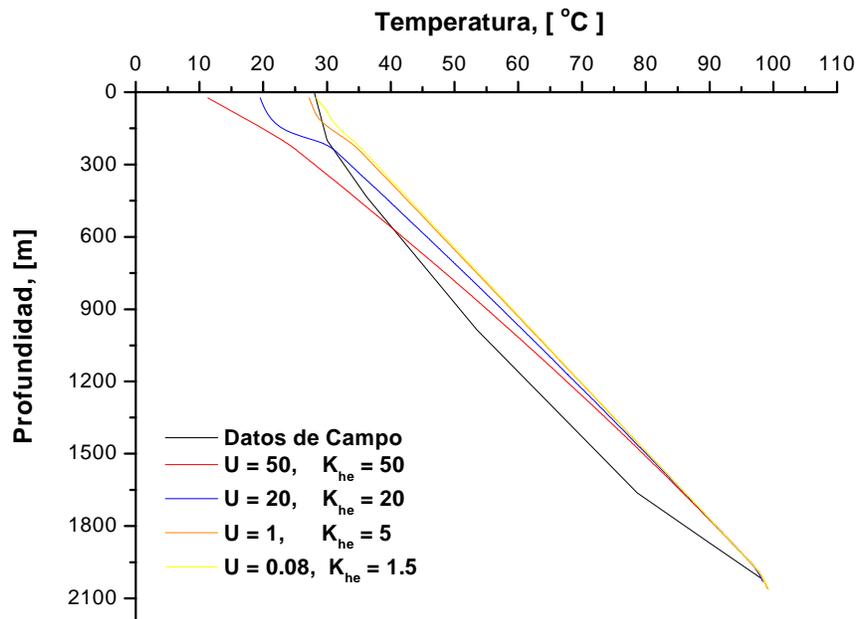


Figura V.5 Perfil de temperatura para diferentes valores de U y K_{he} para el pozo Cinco Presidentes 7-D.

Por otro lado, para el pozo Rodador 83 se tiene una situación especial, ya que a pesar de que las curvas se comportan de manera similar para diferentes valores de U (Coeficiente global de transferencia de calor) y K_{he} (Conductividad térmica de la formación), la influencia de la rotura que presenta la tubería de revestimiento en el intervalo de 1912 a 1925 m, provoca una lógica alteración en el gradiente de temperatura arriba de los 1500 m de profundidad.

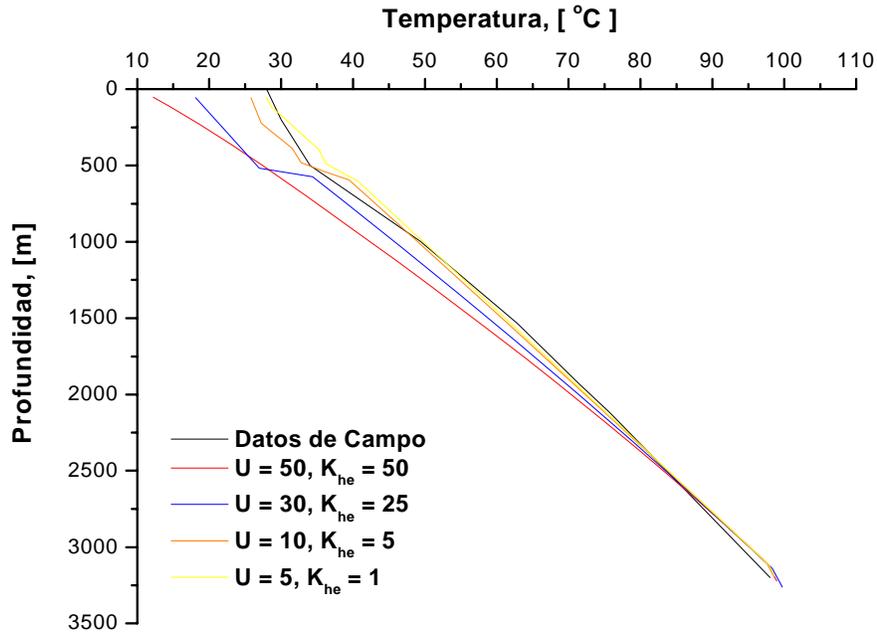


Figura V.6 Perfil de temperatura para diferentes valores de U y K_{he} para el pozo Rodador 83.

Las figuras V.7, V.8 y V.9 muestran la comparación del perfil de presión-temperatura medido en campo contra el calculado por el simulador. En términos generales, se puede observar que los ajustes más satisfactorios se obtuvieron para los pozos Blasillo 83-D y Rodador 83, no así para el pozo Cinco Presidentes 7-D, donde a la profundidad de 1000 m. las curvas se separan significativamente. Estos valores de presión son considerados para el cálculo del equilibrio termodinámico en cada punto de la malla a lo largo de la tubería de producción.

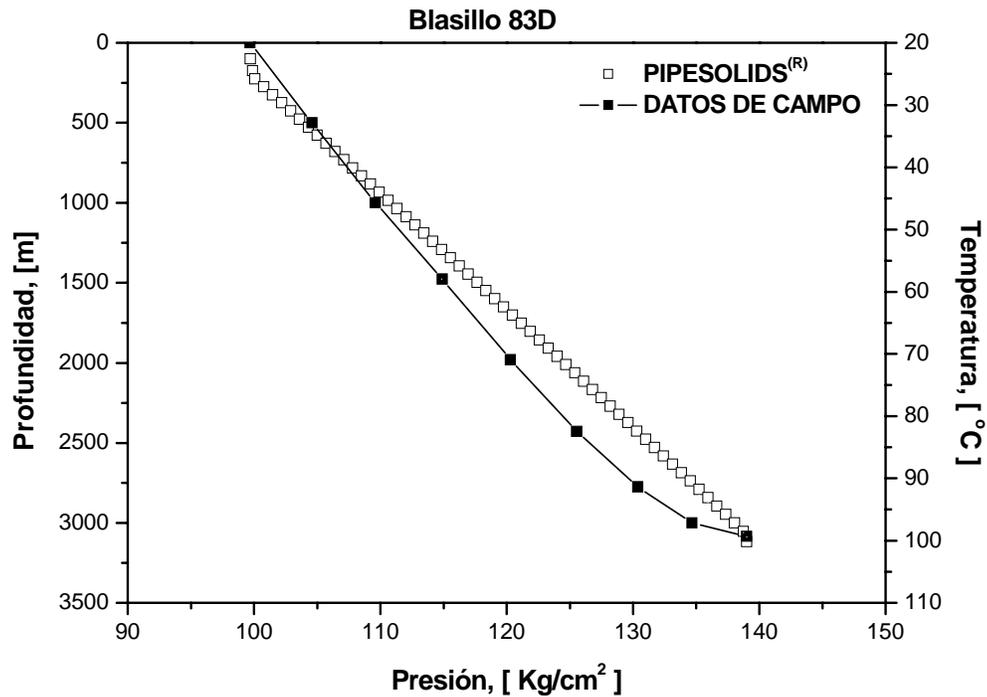


Figura V.7 Ajuste de perfiles de presión-temperatura de campo y calculados por el simulador para el pozo Blasillo 83-D.

El pozo Cinco presidentes 7-D no presenta un ajuste del perfil presión-temperatura satisfactorio. Se observa una fuerte separación de entre los datos de campo y la predicción del modelo, esta diferencia se hace mas importante a la profundidad de 1000 m aproximadamente, donde se observa una diferencia de presión cercana a los 10 kg/cm² entre ambos gradientes. Este ajuste bien podría deberse a errores acarreados en la definición de la mezcla original del pozo, la cual definitivamente afecta la interpretación de los resultados como se verá más adelante.

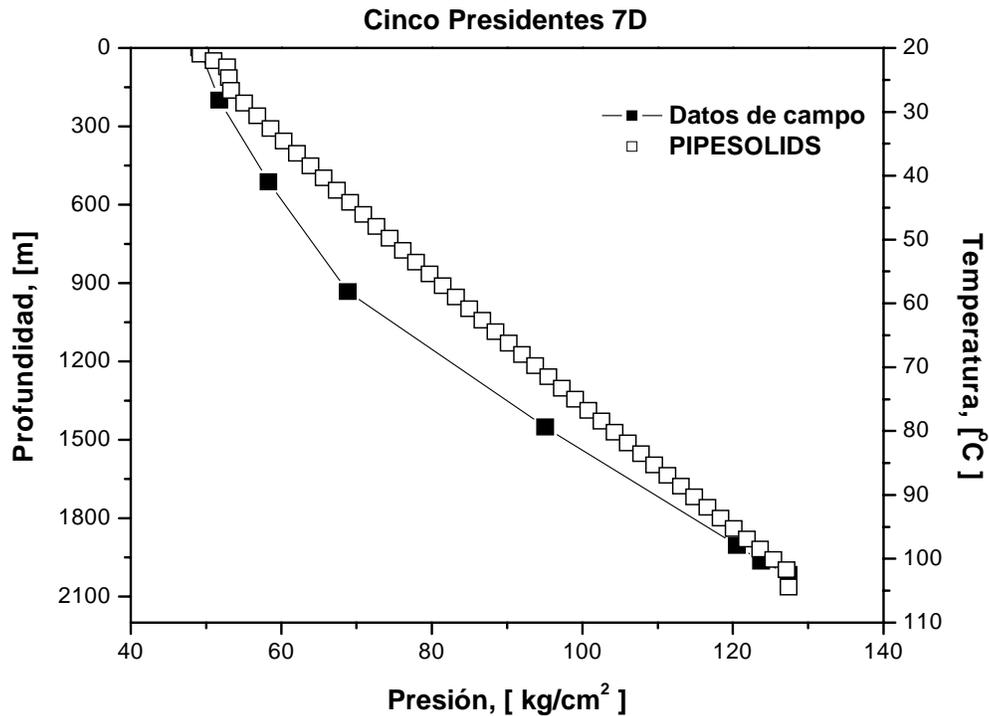


Figura V.8 Ajuste de perfiles de presión-temperatura de campo y calculados por el simulador para el pozo Cinco Presidentes 7-D.

El Ajuste del pozo Rodador 83 sigue fuertemente influenciado por la rotura que presenta la TR (tubería de revestimiento) en el intervalo que va de los 1912 a los 1925 m, por lo que a aproximadamente a 900 m., ambas curvas se separan provocando que el ajuste se desvíe unos 12 kg/cm², lo cual representa una diferencia del 15% respecto a la presión calculada por el simulador PIPESOLIDS® en esa profundidad.

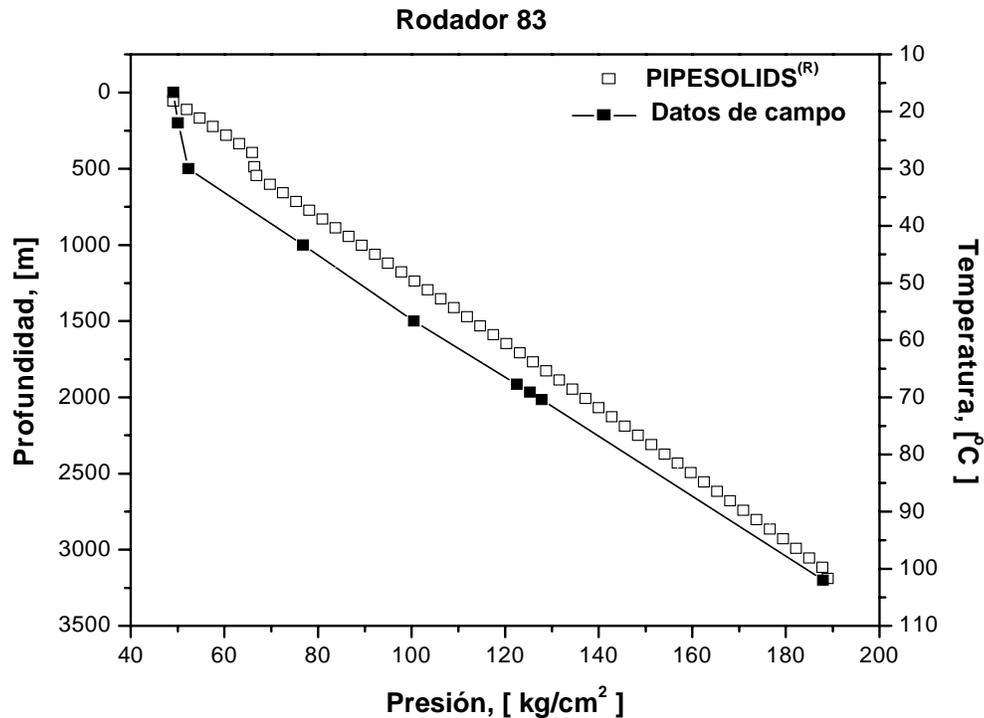


Figura V.9 Ajuste de perfiles de presión-temperatura de campo y calculados por el simulador para el pozo Rodador 83.

Las figuras V.10, V.11 y V.12 muestran los resultados obtenidos para el cálculo del grosor de la capa de depósito de parafinas a diferentes profundidades, tomando en cuenta dos gastos diferentes de producción, uno de ellos por arriba del gasto actual y el otro por debajo del mismo, a lo largo de todo el aparejo de producción (TP, tubería de producción y TR tubería de revestimiento).

Los resultados muestran en general un comportamiento hasta cierto punto aleatorio, pues no es claro el efecto del cambio en el gasto y su influencia en la disminución o aumento en el grosor de la capa de depósito. De acuerdo a la teoría, se debe observar que para gastos mayores tenemos que los depósitos de parafinas disminuyen debido a un aumento

significativo de las fuerzas de arrastre, es decir, hay una disminución de la difusión molecular de los cristales parafínicos hacia la pared interna de la tubería. Caso contrario se debe esperar al disminuir el gasto de aceite producido en el pozo. Para el caso del pozo Blasillo 83-D, el depósito tiende a moverse a mayores profundidades al aumentar el gasto de aceite, además de un incremento importante en el grosor de la capa de depósito llegando a alcanzar un valor el 75% respecto al radio interno de la tubería, mientras que al disminuir este, se observa un ligero corrimiento hacia la superficie del pozo, así también una ligera disminución en el grosor de la capa de depósito.

En este caso se puede observar también que el problema de la depositación se presenta principalmente desde la superficie hasta una profundidad alrededor de los 1600 m., lo cual representa una diferencia de temperatura de 60 °C a 30 °C, aproximadamente. En el caso del pozo Rodador 83, el comportamiento es muy semejante al pozo Blasillo 83-D, sin embargo en el Rodador 83, el depósito de parafinas ya aparece a nivel de la TR. En el pozo Cinco Presidentes 7-D, el comportamiento es diferente, pues aquí, el problema de la depositación de parafinas no es significativo, pues el valor del grosor de la capa de depósito, en todos los caso es del orden 10^{-3} mm.

Los problemas más fuertes se tienen para el pozo Blasillo 83-D y Rodador 83, mientras que para el pozo Cinco Presidentes 7-D no encontramos diferencia en el grosor de la capa de depósito. En la tabla V.1 de resumen los valores promedio estimados del grosor y extensión para cada pozo estudiado (* indica las condiciones actuales de producción).

Pozo	Qo (bpd)	Inicio del Depósito (m)	Fin del Depósito (m)	Extensión Longitudinal (m)	Grosor promedio	
Blasillo 83-D	250	2000	125	1875	0.0050	° (m)
	371	1750	130	1420	0.0150	
	490	1900	100	1320	0.0157	
Cinco Presidentes 7-D	270	2100	50	2050	0.0050	° x10 ³ (m)
	396	2200	50	2150	0.0052	
	480	2100	50	2050	0.0001	
Rodador 83	380	2325	100	2225	0.0040	° (m)
	478	3250	100	2170	0.0050	
	600	2250	100	2125	0.0060	

Tabla V.1 Comportamiento del grosor de la capa de depósito en función del gasto de producción para los tres pozos analizados.

A continuación se muestran cada una de las graficas reportadas por el simulador PIPESOLIDS[®], en cuanto a sus resultados principales. Los gastos utilizados en el análisis de sensibilidad están dentro del rango de potencial productivo para estos pozos.

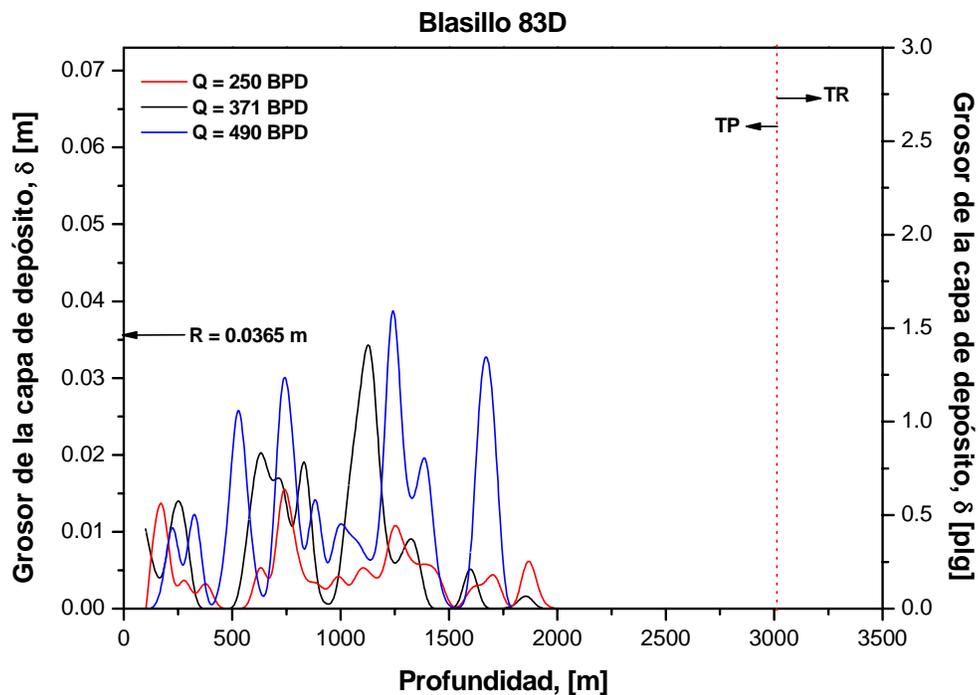


Figura V.10 Grosor de la capa de depósito como función del gasto de producción, para el pozo Blasillo 83-D.

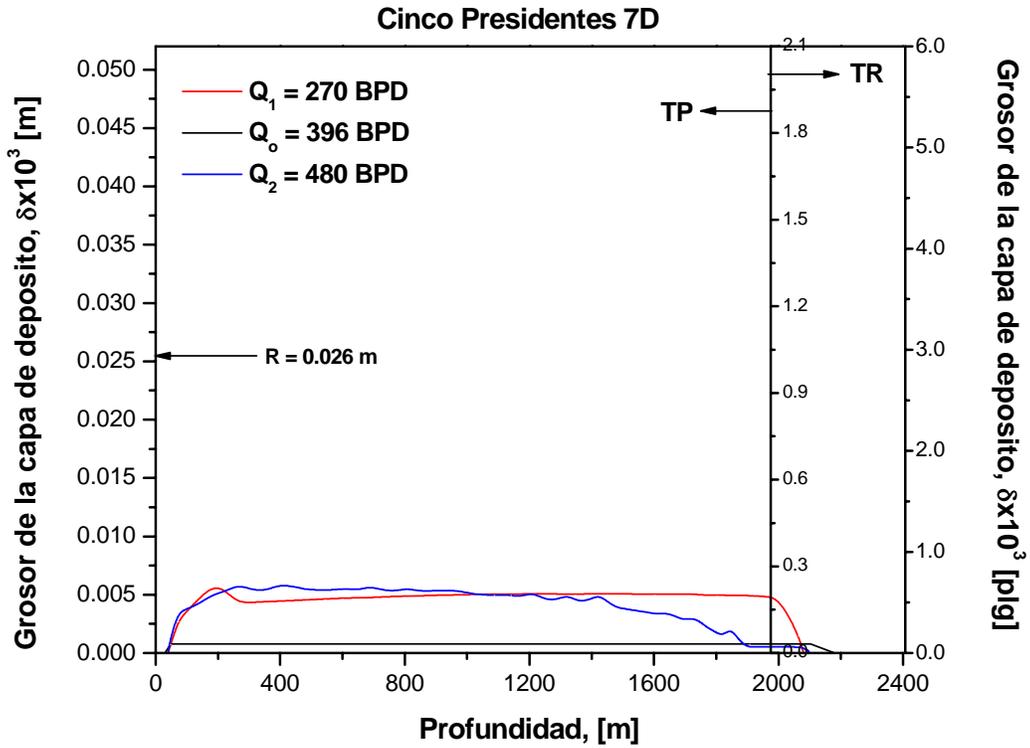


Figura V.11 Grosor de la capa de depósito como función del gasto de producción, para el pozo Cinco Presidentes 7-D.

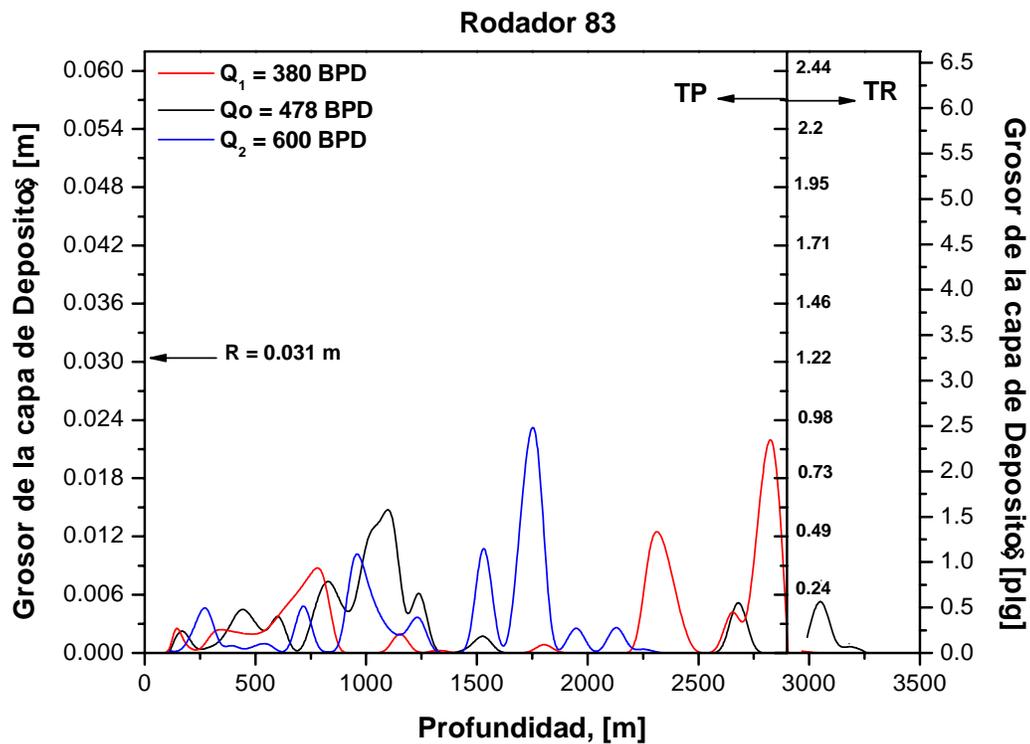


Figura V.12 Grosor de la capa de depósito como función del gasto de producción para el pozo Rodador 83.

Las figuras V.13, V.14 y V.15 muestran los resultados obtenidos para el grosor de la capa de depósito (parafina) a diferentes profundidades tomando como función del diámetro del aparejo de producción (TP) para tres diferentes diámetros (comunes en el activo) dada su etapa productiva. La figura refleja estos resultados para dos áreas internas de depósito; la tubería de revestimiento y la tubería de producción. Al igual que los resultados obtenidos del análisis de sensibilidad al mover el gasto del aceite, aquí podemos observar un comportamiento aleatorio, pues no se sigue una tendencia clara del mismo. Al aumentar el diámetro de la TP, se observa un ligero corrimiento de la capa de depósito hacia una mayor profundidad, mientras que al disminuir el diámetro de la tuberías, la capa de depósito no sufre un cambio significativo, más que un leve aumento del grosor del depósito.

La depositación en la tubería de revestimiento independiente del diámetro de la tubería de producción que se maneja es baja debido a que el gradiente de temperatura se mantiene sin mayores cambios, no así cuando el fluido comienza a elevarse por la tubería de producción.

A mayor diámetro de la tubería de producción tenemos problemas de depósito debido a que el gasto de producción disminuye y el efecto de la remoción de capas de parafina depositada gobernada por la remoción de corte (Shear remove, J_{sr}), disminuye su efecto (tabla V.2).

Pozo	TP (pg)	Inicio del Depósito (m)	Fin del Depósito (m)	Extensión Longitudinal (m)	Grosor promedio	
Blasillo 83-D	2 3/8	2250	250	2000	0.0089	° (m)
	2 7/8	1800	100	2030	0.0100	
	3 1/2	2250	100	2150	0.0170	
Cinco Presidentes 7-D	2 3/8	2200	50	2150	0.0010	° x10 ³ (m)
	2 7/8	2200	50	2150	0.0025	
Rodador 83	2 3/8	2750	125	2010	0.0030	° (m)
	2 7/8	3250	125	2125	0.0050	
	3 1/2	2250	125	2300	0.0060	

Tabla V.2 Comportamiento del grosor de la capa de depósito en función del diámetro de la tubería de producción para los tres pozos analizados.

A continuación se muestran las gráficas reportadas por el simulador PIPESOLIDS® para cada pozo en estudio. Los diámetros utilizados en el análisis de sensibilidad están dentro del rango de potencial productivo para estos pozos.

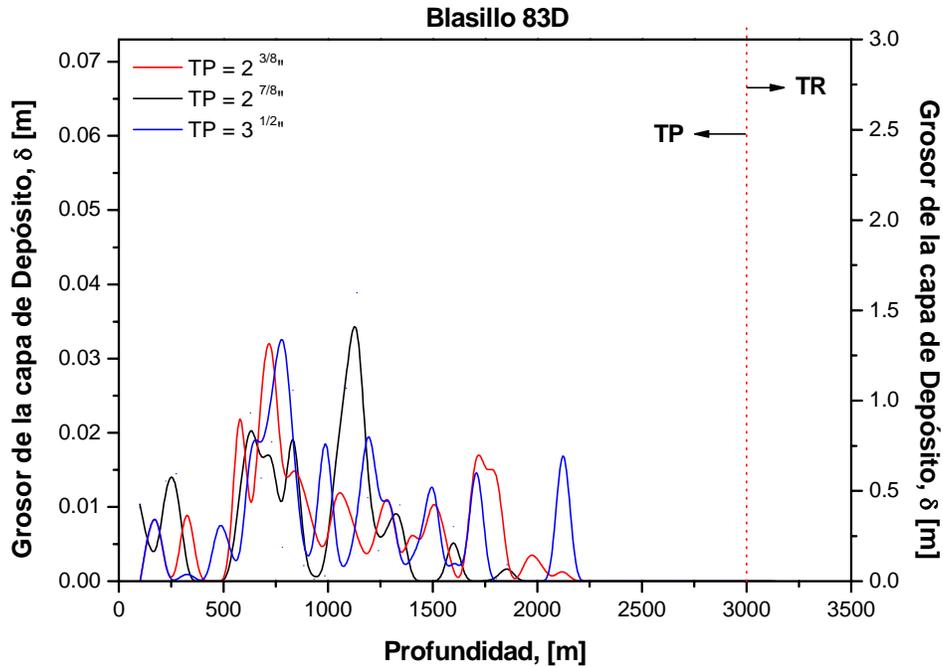


Figura V.13 Grosor de la capa de depósito en función del diámetro de tubería de producción, para el pozo Blasillo 83-D.

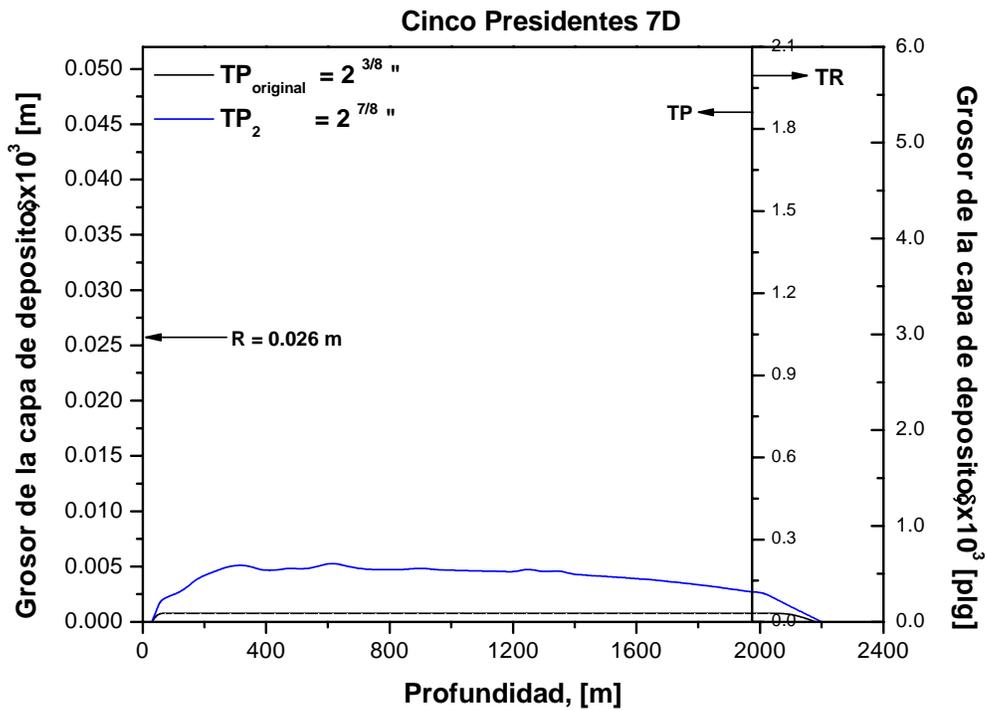


Figura V.14 Grosor de la capa de depósito en función del diámetro de tubería de producción, para el pozo Cinco Presidentes 7-D.

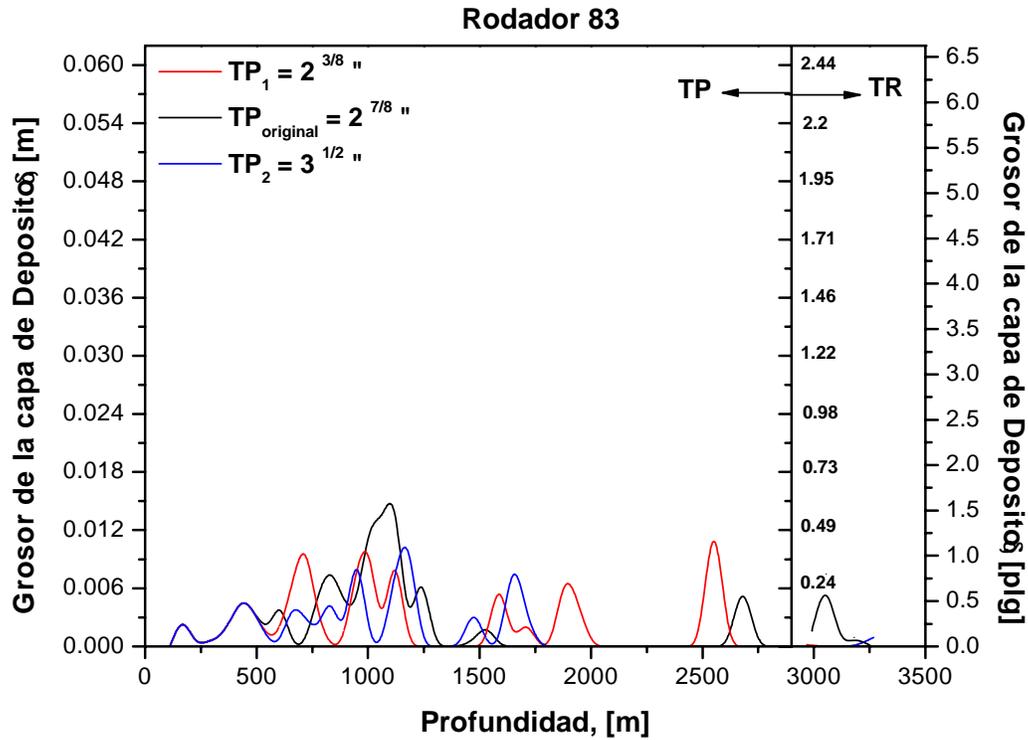


Figura V.15 Grosor de la capa de depósito en función del diámetro de tubería de producción, para el pozo Rodador 83.

Las figuras V.16, V.17 y V.18, muestran la velocidad del crecimiento del grosor de la capa de parafina depositada para la zona donde es factible ocurra el estrangulamiento por lo que se puede determinar en que momento la restricción pasará a ser un problema importante.

En los tres casos se observa un comportamiento lineal en la velocidad de crecimiento para 500 días de simulación. Sin embargo al observar los valores registrados así como sus pendientes respectivas, notamos que el pozo Blasillo 83-D tiene la mayor velocidad de crecimiento (como se esperaba), seguido por el pozo Rodador 83. Finalmente el pozo Cinco Presidentes 7-D reporta la menor velocidad de crecimiento considerando como punto de interés la profundidad de 1210 m.

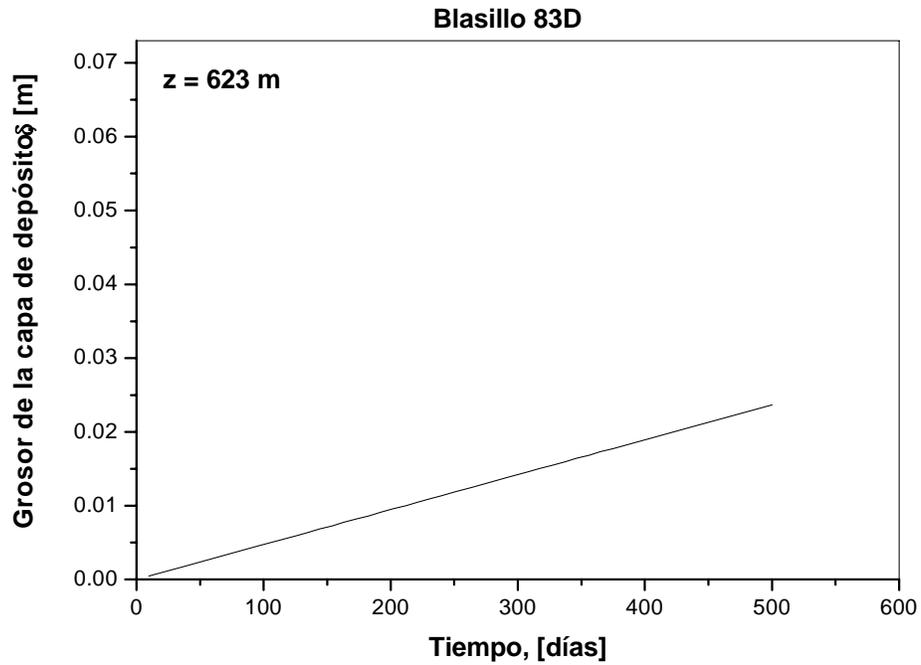


Figura V.16 Incremento del grosor de la capa de depósito como función del tiempo, a una profundidad fija ($z=623$ m) para el pozo Blasillo 83-D.

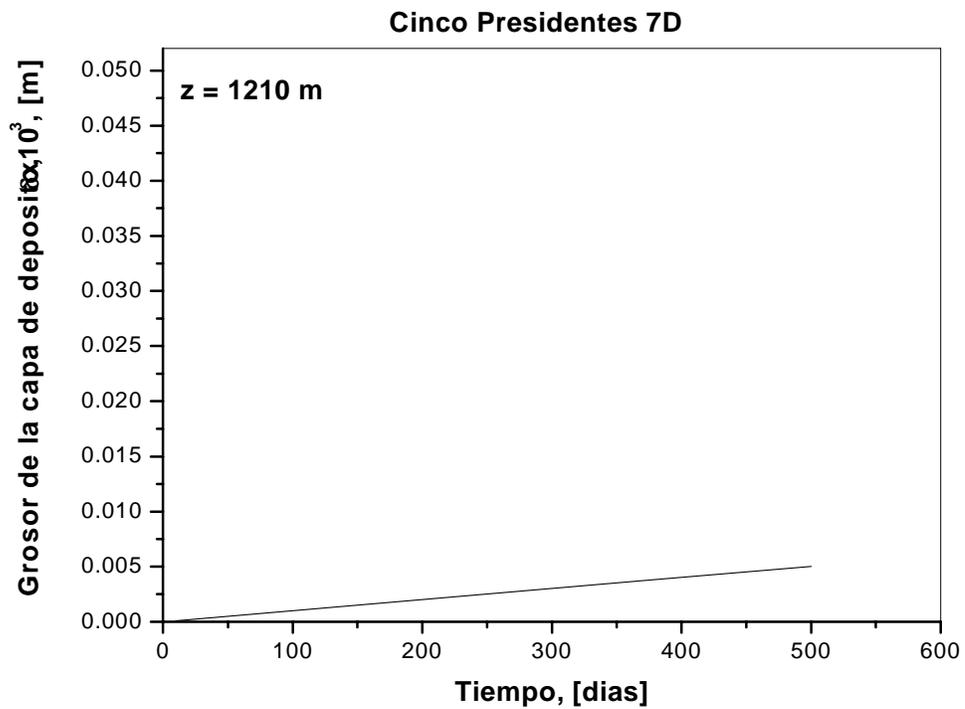


Figura V.17 Incremento del grosor de la capa de depósito como función del tiempo, a una profundidad fija ($z=1210$ m) para el pozo Cinco Presidentes 7-D.

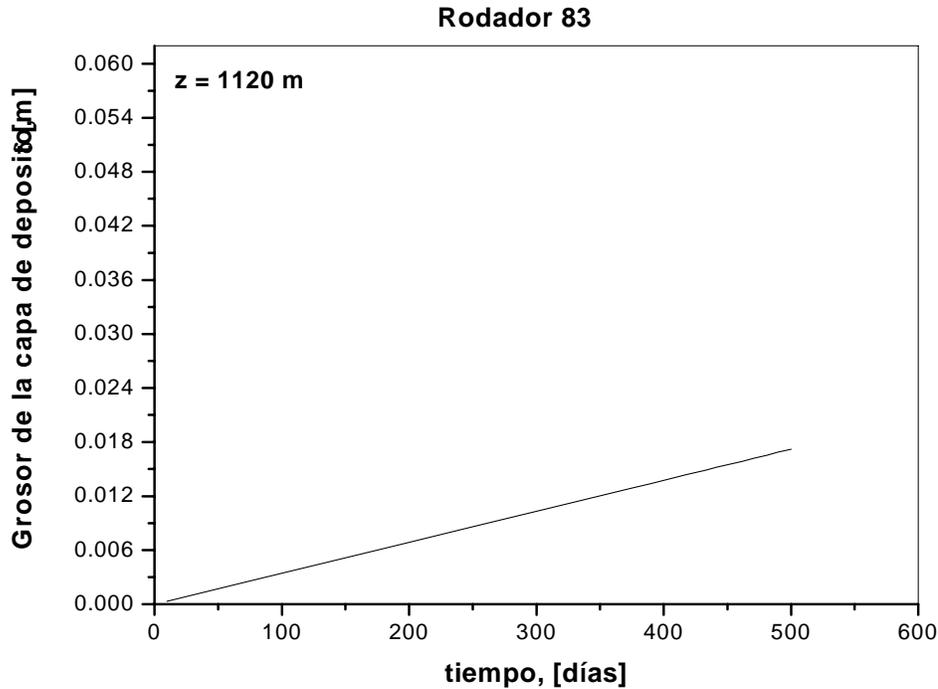


Figura V.18 Incremento del grosor de la capa de depósito como función del tiempo, a una profundidad fija ($z=1120$ m) para el pozo Rodador 83.

Las figuras V.19, V.20 y V.21, muestran la masa total depositada como función de la profundidad a lo largo del aparejo de producción. Este análisis toma en cuenta el gasto original que se tiene en cada pozo.

Para el caso del pozo Blasillo 83-D, puede notarse que a partir de los 1,500 metros hacia la superficie se tienen los mayores volúmenes de masa depositada, alcanzando un máximo valor de aproximadamente 240 kg a una profundidad de 1200 m. Cabe mencionar que esta masa hace referencia a la masa total que se deposita a las condiciones de presión y temperatura dadas en el intervalo bajo estudio, después de 500 días de simular el proceso de producción del pozo.

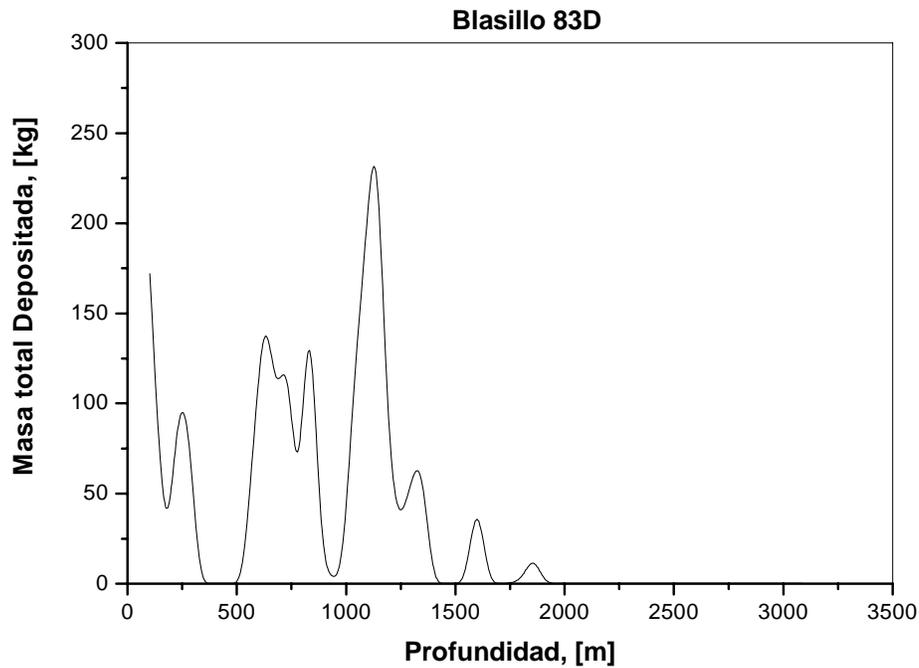


Figura V.19 Masa total depositada a lo largo de la tubería de producción para el pozo Blasillo 83-D.

Para el caso del pozo Cinco Presidentes 7-D, puede notarse que a partir de los 2,100 metros hacia la superficie prácticamente se tienen un valor constante de masa depositada, es decir sin mayores fluctuaciones en cuanto al volumen registrado a la largo de la tubería de producción. En este caso, la masa depositada se mantiene casi constante con un valor promedio de 18 kg. Llegando a superficie, aproximadamente arriba de los trescientos cincuenta metros de profundidad se puede observar un incremento de hasta 22 kg de la masa total depositada.

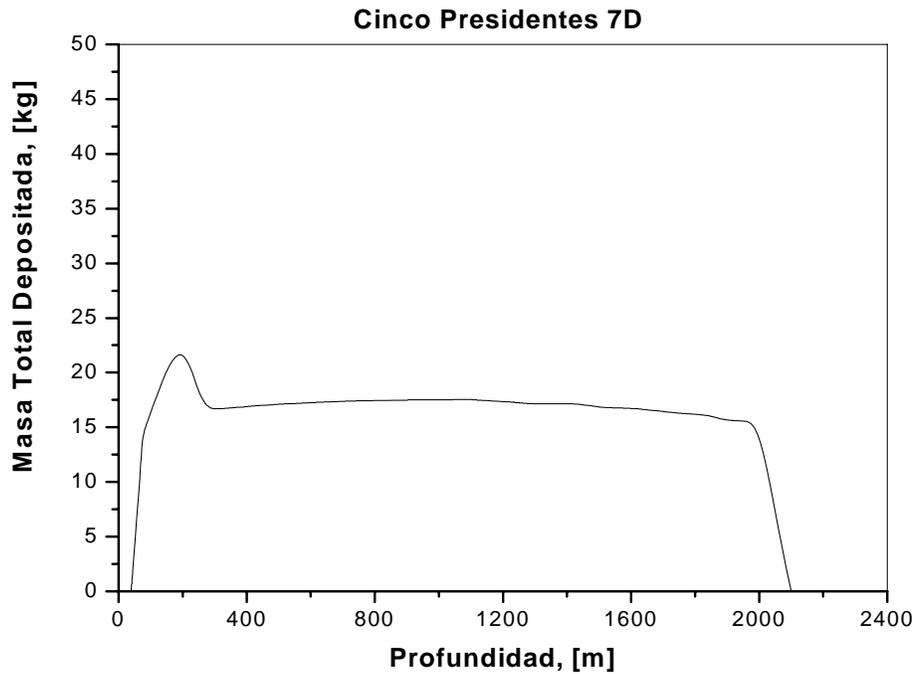


Figura V.20 Masa total depositada a lo largo de la tubería de producción para el pozo Cinco Presidentes 7-D.

Destaca para el caso del pozo Rodador 83, el volumen de masa puntual que se deposita en las inmediaciones del intervalo disparado, después se tiene una longitud de 1000 m, prácticamente sin depósito para después encontrar nuevamente masa depositada arriba de los 1250 m. La cantidad de masa es variada, hasta los 1000 m de profundidad el valor promedio alcanza los 60 kg, mientras que a los 3000 m llega hasta 150 kg, ya en la zona de la TR.

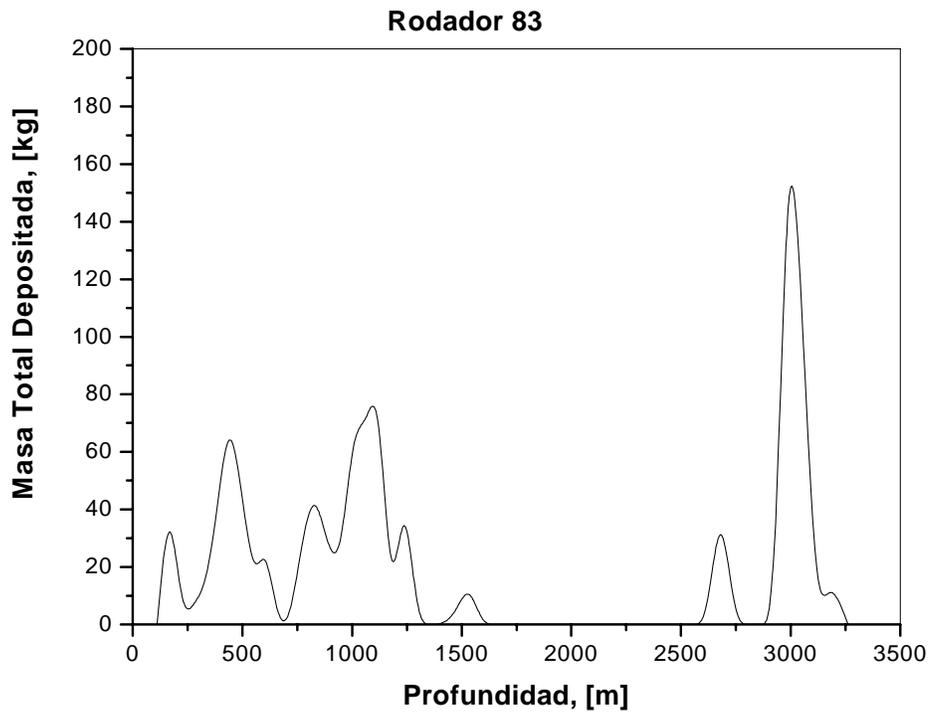


Figura V.21 Masa total depositada a lo largo de la tubería de producción para el pozo Rodador 83.

A continuación se presenta una tabla de resumen en la que se compara la masa total de parafina depositada a lo largo de la tubería de producción.

Pozo	Masa Total Depositada (kg)	Inicio del Depósito (m)	Fin del Depósito (m)	Extensión Longitudinal Efectiva (m)
Blasillo 83-D	30	1900	125	1475
Cinco Presidentes 7-D	10	2100	50	2050
Rodador 83	20	3250	125	2125

Tabla V.3 Comparativo de la masa total depositada a lo largo de la tubería de producción, para los tres pozos analizados.

Las figuras V.22, V.23 y V.24, muestran la rapidez de crecimiento de la masa total depositada como función del tiempo de producción (500 días de simulación). Para los tres pozos estudiados, el comportamiento es similar, es decir se observa un crecimiento de tipo exponencial. Este comportamiento se determinó a profundidades fijas, las cuales fueron de 623 m., para el pozo Blasillo 83-D, 1210 m., para el pozo Cinco Presidentes 7-D y 1120 m., para el pozo Rodador 83.

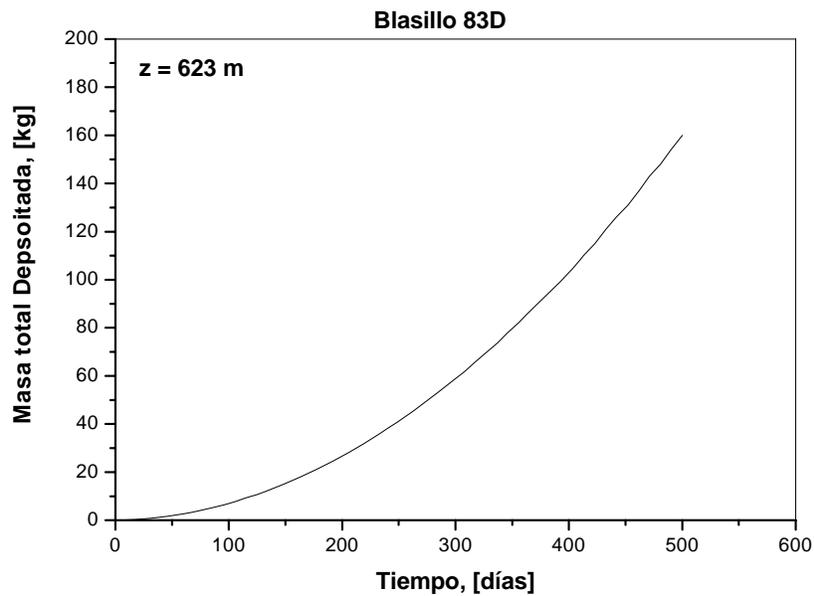


Figura V.22 Incremento de la masa total depositada como función del tiempo en una posición longitudinal fija ($z=623$ m) para el pozo Blasillo 83-D.

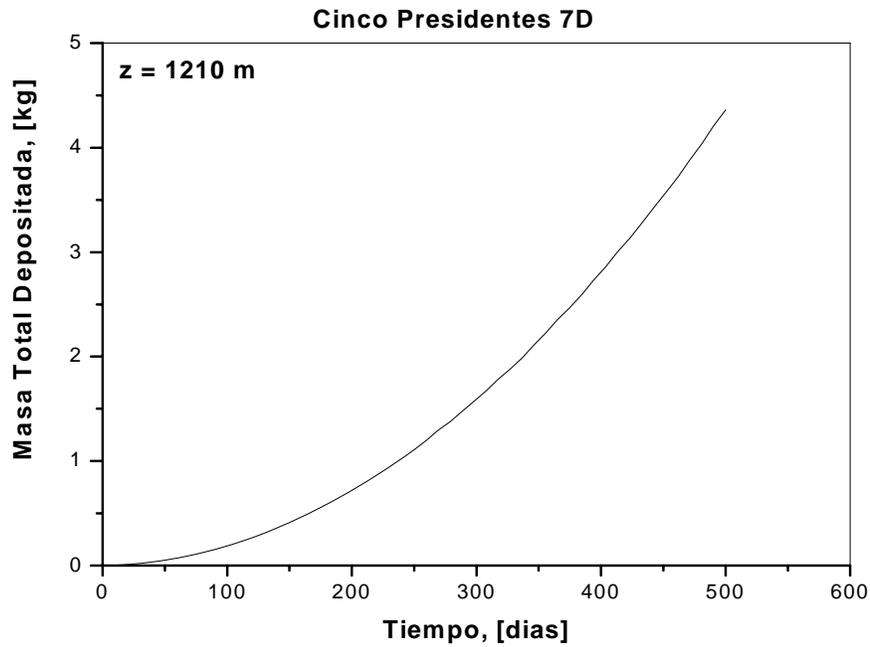


Figura V.23 Incremento de la masa total depositada como función del tiempo en una posición longitudinal fija ($z=1210 \text{ m}$) para el pozo Cinco Presidentes 7-D.

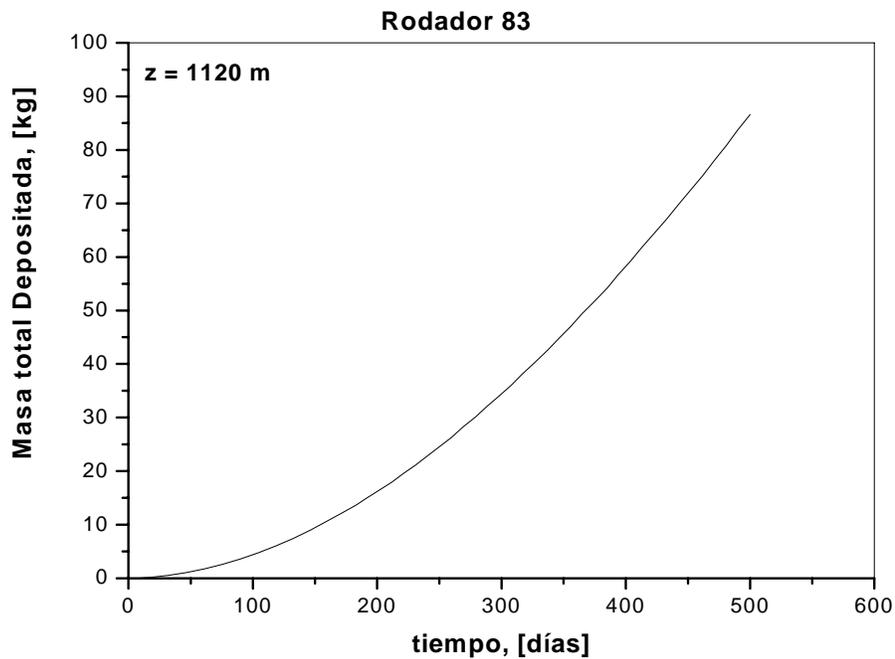


Figura V.24 Incremento de la masa total depositada como función del tiempo en una posición longitudinal fija ($z=1120 \text{ m}$) para el pozo Rodador 83.

Conclusiones

La toma de información con técnicas especializadas y su correcta validación, son sin duda una valiosa herramienta para la toma de decisiones y solución de un sin número de problemas que se presentan a diario en la industria petrolera. Para validar la capacidad de predicción de cualquier software, es necesario contar con información de calidad con el objeto de poder detectar en que parte del proceso de cálculo nos estamos alejando del problema real y por ende de la solución. Finalmente las consecuencias de contar o no con información confiable en todo tipo de estudios, reafirman en los resultados la conocida frase “La información más cara es la que no se toma”.

La depositación de parafinas en el sistema yacimiento-pozo-instalaciones superficiales, genera un impacto económico considerable debido a que éste fenómeno reduce los ritmos de producción, y al mismo tiempo eleva los costos de operación y mantenimiento debido a las constantes intervenciones de limpieza a las que se someten los pozos.

Es por ello que definitivamente se hace necesario contar con herramientas de cálculo (simuladores) capaces de predecir las condiciones para las cuales se presentará el fenómeno, así como su ubicación y velocidad de crecimiento en la pared interna de las tuberías de producción y transporte de hidrocarburos.

La correcta caracterización de los hidrocarburos producidos, tiene un papel de suma importancia ya que de ello dependerá en gran medida la evaluación y elección de los diferentes esquemas de explotación aplicables. Dentro de este concepto, el conocimiento del comportamiento de la mezcla a través del sistema productivo; yacimiento-pozo-instalaciones superficiales, es de vital importancia para garantizar que nuestro proyecto de inversión cuente con el mejor esquema y así mismo coadyuva a soportar los estudios necesarios para garantizar el aseguramiento de flujo.

Algunas otras ventajas que se obtienen de una correcta caracterización de los fluidos producidos son:

- Evaluación de los mecanismos de empuje en el yacimiento
- Brindar información necesaria a proyectos de recuperación secundaria y mejorada
- Determinar los factores de recuperación final bajo diferentes consideraciones
- Predicción y determinación del movimiento de los fluidos y la energía que pudiese aportar cada uno de ellos
- Detectar y proponer alternativas como respuesta a comportamientos anómalos.

Por un lado, éste trabajo hace una revisión de la teoría en que se fundamenta el modelo composicional de flujo, mismo que acopla fenómenos de transporte de masa a través de la difusión molecular, flujo multifásico y equilibrio termodinámico de mezclas multicomponentes de hidrocarburos. Por otro lado, valida su desempeño mediante la aplicación práctica con datos reales de campo pertenecientes a tres pozos donde ocurre precipitación y depositación de parafinas.

El modelo propuesto introduce un nuevo aspecto fundamental para el logro de éste propósito; un modelo termodinámico de equilibrio de fases (multisólido) propuesto por Lira-Galeana y cols. (1996). Además de la temperatura, éste modelo detecta la dependencia de la presión en la formación de las fracciones sólidas, por lo que al incorporar datos reales de campo con diferentes niveles de problemática (alto, medio e intermedio) es posible validar su desempeño en base a los respectivos perfiles de presión y temperatura generados por el simulador.

Según el informe anual (2003 y 2004) de las calibraciones efectuadas por el Activo Cinco Presidentes para los pozos Blasillo 83-D y Rodador 83, se logró reproducir en forma satisfactoria la posición donde ocurre el fenómeno a lo largo de la tubería de producción. Sin embargo por problemas muy probablemente asociados a la reconstrucción de la mezcla original, el pozo Cinco Presidentes 7-D ubicado con un nivel de problema medio en base a el número de limpiezas que se le practican por año, no presentar problemas severos de depósito, según los resultados obtenidos con el simulador. Cabe señalar que probablemente esto se deba a la incorporación de un intervalo nuevo disparado mismo que representa la

cima de la arena originalmente en explotación. El pozo Rodador 83 también registra una ligera perturbación en los resultados. Se piensa que la rotura de la TR localizada a 1912 m. altera las condiciones de temperatura en el aparejo de producción en cierto grado, ya que el gradiente de temperatura registra este cambio y el simulador lo interpreta en base al modelo de manera estricta. Finalmente mediante el uso de ecuaciones de difusión aplicadas al soluto (parafinas) en el solvente (aceite), se calculo un valor para el volumen y velocidad de crecimiento del anillo ceroso.

El modelo aquí estudiado, es la base en que se sustenta el simulador PIPESOLIDS® el cual ha sido desarrollado por el Instituto Mexicano del Petróleo.

Entre todos los mecanismos de depositación identificados por diferentes investigadores, destacan la difusión molecular (considerada como el mecanismo dominante), la difusión Browniana y la dispersión de corte.

Los resultados indican que la depositación ocurre principalmente debido a la difusión de masa en forma radial, conducida por un gradiente de concentración inducido a su vez por un gradiente de temperatura. El modelo supone que las moléculas que se difunden a la pared se depositan y forman una capa de depósito de parafinas, la cual no es removida por las fuerzas de corte debida al movimiento del fluido.

Conocer la ubicación donde se pronostica la mayor concentración de parafinas es de gran utilidad ya que de esta forma podemos prevenir problemas en operaciones diarias a los pozos con problemas de atrapamiento de la línea de acero.

Entre otras ventajas también se encuentra:

- Ubicar en mejor posición las herramientas electromagnéticas.
- Seleccionar la longitud de acción del embolo viajero en pozos de BN.
- Seleccionar secciones de tubería de producción con revestimientos y/o materiales especiales.
- Ubicar herramientas térmicas.

- Ubicar herramientas sónicas.

Con el pronóstico de las cantidades de masa depositada a lo largo de la tubería de producción y tubería de revestimiento, podemos calcular con mayor exactitud:

- La intensidad de herramientas electromagnéticas, térmicas y sónicas.
- El volumen de solvente a emplear.
- El volumen de aceite caliente.

La velocidad de crecimiento del anillo ceroso es indispensable para la programación de intervenciones así como la clasificación de la intensidad del problema entre diferentes arenas productoras que entran a producir por primera vez o bien son agregadas en reparaciones mayores sin equipo (disparos con pluma).

Al disminuir el gasto de producción de aceite dejando fijo el diámetro de la tubería de producción, se pudo observar que la capa de depósito se traslada a mayores profundidades mientras que al aumentar el flujo por cambio de estrangulación, el depósito tiende a moverse a la superficie. El aspecto importante que aquí resalta, es que el grosor promedio del depósito aumenta muy poco al variar el gasto, indicando que el mismo se mantendrá a una tasa constante de crecimiento sin importar el gasto al cual se esta produciendo.

Otro análisis de sensibilidad efectuado, fue al variar el diámetro de la tubería de producción. Por las condiciones actuales de producción que maneja el activo Cinco Presidentes, solo se considero un diámetro por arriba y otro por debajo del diámetro actual empleado. El comportamiento fue muy similar al observado en la variación del gasto de producción.

El resultado del subproceso de monitoreo de tecnología efectuado por Pemex Exploración y Producción., revela que en cuanto a la predicción de la ubicación y crecimiento del anillo ceroso de depósitos orgánicos de tipo parafina específicamente, no se tienen reportados

trabajos similares por lo que se debe continuar con esta investigación echando mano de las calibraciones programadas para definir mejores resultados de desempeño.

Precisamente observando estas calibraciones, se detecto que el error relativo en cuanto a la predicción de la profundidad de depósito para el pozo Blasillo 83-D es del 5%, para el pozo Cinco Presidentes 7-D es 34% y para el pozo Rodador 83 es de 19%.

Para el caso del pozo Cinco Presidentes 7-D considerado como uno con problemática del tipo promedio el error es aproximadamente 7 veces mayor en comparación con los otros dos pozos, lo cual muy probablemente se puede atribuir a la incertidumbre que refleja el ajuste experimental en cuanto al perfil de presión-temperatura ya que como se observa en la figura V.8 a la profundidad de 1000 metros ambas curvas (de campo y calculada) se separan de forma importante.

Finalmente, a pesar de que los resultados arrojados de alguna manera están influenciados por la calidad y el manejo de los mismos, coadyuvan a detectar el punto donde comienza y termina el depósito por lo que se podrá mejorar en el uso y colocación de herramientas, inyección de productos químicos, ubicación de secciones de recubrimientos y tuberías especiales en el aparejo de producción.

El control de variables de producción (gastos y diámetros) también puede ser mejor aprovechado para alejar el deposito del fondo del pozo haciendo mas fácil su remoción.

Con el fin de reducir la incertidumbre en los cálculos del modelo, es necesario realizar los estudios de depositación de sólidos, utilizando muestras de fondo preservado, esto debido a que el simulador se alimenta de información experimental de estudios realizados con muestras, y ya que las parafinas se depositan debido a la caída de temperatura principalmente; entonces es normal que en las muestras de superficie una buena parte de los de estos componentes parafínicos, en suspensión dentro del aceite, estén ya precipitadas a temperaturas más bajas.

A modo de recomendación para aumentar las capacidades de este modelo que conforma al simulador PIPESOLIDS[®], se propone continuar el trabajo de investigación en dos líneas principalmente, la inyección de gas por válvulas de BN (se necesita conocer la influencia de la inyección de gas en los sistemas de bombeo neumático continuo o intermitente a través de válvulas colocadas a lo largo del aparejo de producción, toda vez que la composición de este gas así como el enfriamiento súbito, definitivamente influyen en la depositación de parafinas en las instalaciones de superficie, es decir líneas de escurrimiento, válvulas, separadores etc.), la cual se discute brevemente en el Anexo I y otra es sobre el efecto que tiene la depositación de parafinas en el medio poroso, es decir a nivel de yacimiento, la cual se discute en el Anexo II. Aquí se sugiere incorporar el análisis de los mecanismos de reducción de la permeabilidad en el yacimiento, específicamente en las inmediaciones del pozo, donde ocurre la primera estación de depósitos de parafina ya que es precisamente en este punto donde tenemos súbita reducción de temperatura, presión y liberación de componentes ligeros disueltos en el aceite sobre todo en pozos que operan mediante bombeo neumático donde la salida de los fluidos producidos tiende a ser en forma lenta. Además del daño provocado por el obturamiento de gargantas de poro, el tiempo de residencia del aceite antes de ser levantado a superficie por la disminución de la densidad en la columna de fluidos, provoca el recrudecimiento de la depositación en la cara de la formación en pozos productores por bombeo neumático.

Ambas líneas de investigación son de gran importancia para la industria petrolera mundial y en particular para el Activo Cinco Presidentes, pues alrededor del 60% de los pozos que actualmente están produciendo, lo hacen bajo este esquema. Por otro lado, se sabe que un importante número de campos ya presenta este problema de depositación a nivel de yacimiento. De ahí se infiere la necesidad de continuar con estos estudios.

Bibliografía

Agrawal, K.M., Khan, H.U., Surianarayanan, M., y G.C. Joshi, "Wax Deposition of Bombay High Crude Oil Under Flowing Conditions". *Fuel*, 69, 794-796, (1990).

Apte, S.M., Matzain, A., Zhang, H., Volk, M., Brill, J.P., y J. L. Creek; "Investigation of Paraffin Deposition During Multiphase Flow in Pipelines and Wellbores-Part 2: Modeling", *Journal of Energy Resources Technology* (Trans. of the ASME), 123, June, (2001).

Aziz, K., Govier, G.W. and Fogarasi, M. : "Pressure Drop in Wells Producing Oil and Gas Wells", *Journal of Canadian Petroleum Technology* (July-September, 38-48, (1972).

Beggs, H.D. and Brill, J.P., "A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes", *Journal Petroleum Technology*, 607-617, (May 1973).

Beret, S. y Prausnitz, J.M.; "Perturbed Hard-Chain Theory: An Equation of State for Fluids Containing Small or Large Molecules." *AIChE J.*, 21, p. 1123, (1975).

Bird, R.B., Stewart, W.E., y Lightfoot, E.N. "Transport Phenomena", Ed. Reverté, (1987).

Brown T.S., Nielsen V.G. y D.D. Erickson, "Measurement and Prediction of Kinetics of Paraffin Deposition", *SPE 26548*, 353-368, (1993).

Brill, J.P., S.J. Airachakaran, "State of Art in Multiphase Flow", *Journal Petroleum Technology*, May, pp 538-541, (May 1992).

Burger, E.D., Perkins, T.K. y J. H. Striegler, "Studies of Wax Deposition in the Trans Alaska Pipeline", *Journal of Petroleum Technology*, 1075-1086, (1981).

Cosultchi, M.A., Leon, C., Perez-Ortiz, J.A., Muñoz-Herrera, A. y C. Lira-Galeana, "Characterizing Organic Deposits from Mexican Oil Fluids", presented at the 2nd *SPE-ISCOP Congress, Rio de Janeiro, Brazil, Sept., (1997)*.

Escobedo y G.A. Mansoori, "Solid particle deposition during turbulent flow production operations", *SPE paper 20488*. In: Proceedings of the 1995 SPE Productions Operations Symposium, The Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX, pp. 439-446, (1995).

Dorset, D.L., "Chain Length and the Cosolubility of n-Paraffins in the Solid-State". *Macromolecules, vol. 23, p.623, (1990)*.

Dukler, A.E., Baker, O., Cleveland, R.L., Hubbard, M.G. and Wicks, M. III: "Gas-Liquid Flow in Pipelines, Part 1, Research Results," *Monograph NX-28*, University of Houston (May 1976).

Dukler, A.E and Hubbard, M.G., "A model for Gas-Liquid Slug Flow in Horizontal and near Horizontal Tubes". *Ind. Eng. Chem. Fund. 14, 337-347, (1975)*.

Escobedo and G.A. Mansoori, "Solid particle deposition during turbulent flow production operations", *SPE paper #20488* . In: Proceedings of the 1995 *SPE Productions Operations Symposium*, The Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX, pp. 439-446, (1995).

Firoozabadi, A. "Thermodynamics of Hydrocarbon Reservoirs", *McGraw-Hill, New York, (1999)*.

Furukawa H. " Predicting Compositional Two-Phase Flow Behavior in Pipelines", *Journal Energy Resources Tech., vol. 108, pp 207-210, Trans. ASME. (Sept.1986)*.

- Gomez Cabrera J. A., "Producción de Pozos I" *Facultad de Ingeniería 1988*, UNAM
- Goldman, M.S. and C.C. Nathan, "Prevention of Paraffin Deposition and Plugging". U.S. Patent No. 2 817 635, Dec 24, (1957).
- Hansen, J.H., Fredenslund, A., Pedersen, K.S. y H.P. Ronningsen, A "Thermodynamic Model for Predicting Wax Formation in Crude Oils", *AIChE J.*, Vol. 34, 12, p. 1937, (1988).
- Holder, G.A. y Winkler, J., "Wax Crystallization from Distillate Fuels" Part. 1, *Inst. of Petr.*, vol. 51, p. 499, July, (1965).
- Hsu, J.J.C. y Santamaria, M.M., "Wax Deposition of Waxy Live Crudes Under Turbulent Flow Conditions", *SPE 28480*, 179-192, (1994).
- Huang, S.H. y Radoz, M. "Phase Behavior of Reservoir Fluids V: SAFT Model of CO₂ and Bitumen Systems." *Fluid Phase Equilibria*, 70, p. 33, (1991) b.
- Hunt, Jr., "Laboratory study of paraffin deposition". *Journal Petroleum Technology*. 225 pp. 1259-1267, (1962).
- Lindeloff, N. y K. Krejbjerg, "A Compositional Model Simulating Wax Deposition in Pipeline Systems", *Energy and Fuels*, 16, 887-891(2002).
- Lira-Galeana, C.; Buenrostro-González, E.; Ramirez-Jaramillo, E, Aquino-Olivos, M.A. y Mendoza-De la Cruz, J.L. Informe Final Proyecto CDA-0807 "Análisis del Comportamiento de la depositación Orgánica de una Muestra de Fondo del Pozo KANAAB-101, Región Marina Suroeste." Subdirección de Exploración y Producción, *IMP, Octubre, (1997)*.

Lira-Galeana, C. Firoozabadi, A. y Prausnitz, J.M., “Thermodynamics of Wax Precipitation in Petroleum Mixtures”, *AIChE J.*, 42, 1, 239, (1996).

Lira-Galeana, C., “PIPESOLIDS[®]. Un Simulador para el Análisis de Problemas de Aseguramiento de Flujo por Deposiciones Orgánicas Pesadas en Pozos Productores de Hidrocarburos”, *Petroquimex*, p. 22-27, Julio-Agosto, (2004).

Majeed, A. Bringedal, B. y Overa, S., “Model Calculates Wax Deposition for N. Sea oils”, *Oil and Gas Journal.*, 18, 63-69, (1990).

Marrufet Maria A. “Importance of the C7+ fractions in phase behavior calculations” Asisstant Profesor Texas A&M University (1998).

Pan, H., Firoozabadi, A. y P. Fotland, “Pressure and Composition Effect on Wax Precipitation: Experimental Data and Model Results”, *SPE Production and Facilities*, Nov., p.250, (1997).

Pan, H. y A. Firoozabadi, “Complex Multiphase Equilibrium Calculations by Direct Minimization of the Gibbs Free Energy by use of Simulated Annealing”, *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, Feb., p. 36, (1998).

Pedersen, K.S. y Ronningsen, H.P., “Effect of Precipitated Wax on Viscosity. A Model for Predicting non-Newtonian Viscosity of Crude Oils”, *Energy and Fuels*, 14, 43-51, (2000).

Prausnitz, J. M.; Lichtenthaler, R. N. y Azevedo, G.G. *Termodinámica Molecular de los Equilibrios de Fases* 3^a ed. Prentice-Hall., Madrid, (2000).

Ramírez-Jaramillo, E., “Modelación Matemática de la Deposición de Sólidos Orgánicos (Ceras y Asfaltenos) en Tuberías de Producción y Transporte de Hidrocarburos”. *Tesis Doctoral, IIM-UNAM*, (2001).

Ramirez-Jaramillo, E., Lira-Galeana, C. y Manero, O., “Numerical Model for Wax Deposition in Oil Wells”, *Petroleum Science and Technology*, 19, (5 and 6), 587-608, (2001).

Ramirez-Jaramillo, E., Lira-Galeana, C., and O. Manero, “Modeling Wax Deposition in Pipelines”, *Petroleum Science and Technology*, 22, 7, p. 821–861, (2004).

Singh P., Venkatesan, R., Fogler, H.S. y N. Nagarajan, “Formation and Aging of Incipient Thin Film Wax-Oil Gels”, *AIChE J.*, 46, 5, 1059-1074, (2000).

Singh P., Venkatesan, R., Fogler, H.S. y N. Nagarajan, “Morphological Evolution of Thick Wax Deposits During Aging”, *AIChE J.*, 47, 1, 6-18, (2001a).

Singh P., Youyen A. y H. S. Fogler, “Existence of a Critical Number in the Aging of a Wax-Oil Gel”, *AIChE J.*, 47, 9, 2111-2124, (2001b).

Snyder, R.G., M.C. Goh, V.J.P. Srivatsavoy, H.L. Strauss, and D.L. Dorset, “Measurement of the Growth Kinetics of Microdomains Binary n-Alkane Solid Solution by Infrared Spectroscopy”, *J. Phys. Chem.*, 96, p. 10008, (1992).

Soave G. " Equilibrium Constants from modified Redlich-Kwong equation of State", *Chem. Eng. Science*, vol. 27, pp 1197-1203, (1972).

Solaimany, A.R., Dabir, B., “Experimental and Mathematics Modeling of Wax Deposition and Propagation in Pipes Transporting Crude Oil”, *SPE 67328*, (2001).

Svendsen, J.A., “Mathematical Modeling of Wax Deposition in Oil Pipeline Systems”, *AIChE J.*, 39, 8, 1377-1388, (1993).

Weingarten J.S., Euchner J.A., “Methods for Predicting Wax Precipitation and Deposition” *SPE Production Engineering*, p. 121, (1988).

William G. Anderson, Wettability Literature Survey Part 5 “The Effects of Wettability on Relative Permeability”, Particulate solids research SPE, October 1986.

Won, K.W., “Thermodynamics for Solid Solution-Liquid-Vapor Equilibria: Wax Phase Formation from Heavy Hydrocarbon Mixtures”, *Fluid Phase Equilibria*, Vol. 30, p. 265, (1986).

Propuestas de mejora al simulador PIPESOLIDS®

Efecto de la inyección del gas de BN.

Como lo hacen otros simuladores convencionales, PIPESOLIDS® arroja resultados múltiples derivados de un análisis de sensibilidad para ciertas condiciones mecánicas del pozo (diámetros de tubería, de estrangulador, longitudes etc.) sin embargo, se esperaría poder analizar los efectos que tiene sobre la mezcla la inyección de gas en la tubería de producción para un sistema de bombeo neumático.

Toda vez que este sistema de producción representa el 60% en el Activo Cinco Presidentes, y representa el paso obligado en la etapa productiva muchos campos petroleros, es necesario estudiar como afecta la composición del gas inyectado y el enfriamiento súbito que sufre la mezcla de hidrocarburos en su paso por los puntos de inyección del gas para la depositación de parafinas en líneas de descarga y equipos superficiales como ocurre en muchos campos del Activo Cinco Presidentes.

Cuando la presión de un yacimiento no es capaz de vencer las caídas de presión a través del medio poroso, tubería vertical, estrangulador, tuberías de descarga y el separador, el pozo que comunica a la superficie deja de ser fluyente, por lo que es necesario la ayuda de energía adicional para levantar la columna de fluidos contenida en la tubería de producción reduciendo la presión hidrostática permitiendo así la entrada de mas fluidos al pozo y el desplazamiento de los mismos hasta la superficie. Incluso se recomienda utilizar esta energía adicional antes de que el pozo pierda por completo la fuerza de presión que le ayuda a elevar la producción a superficie.

La inyección de gas al torrente de la mezcla de hidrocarburos producida puede hacerse de dos maneras, en forma continua o bien intermitente lo que le da nombre a los métodos de elevación artificial.

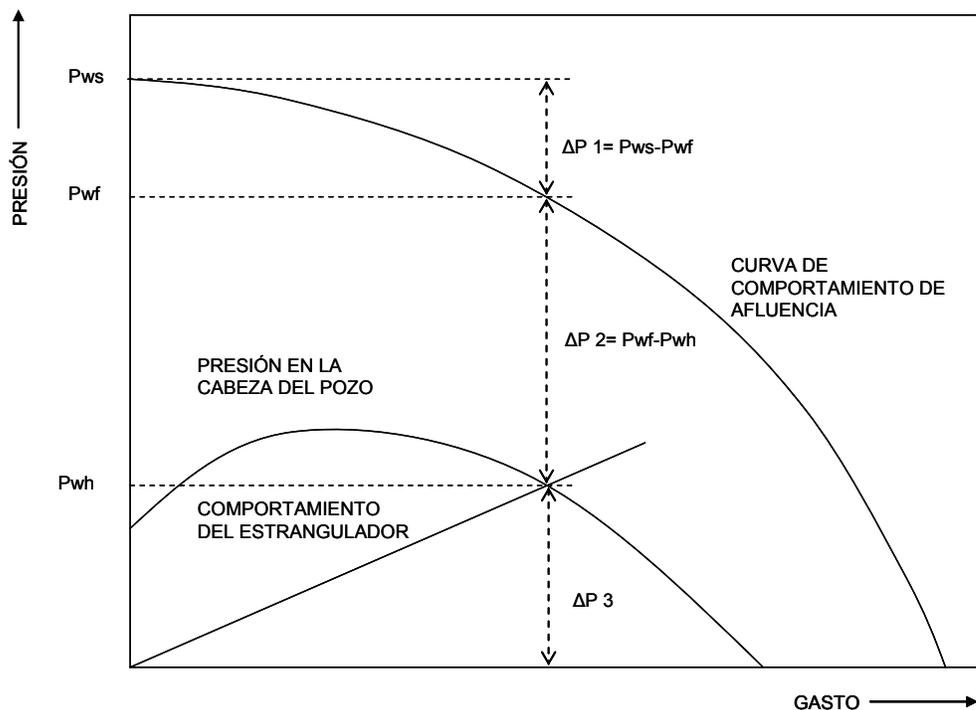


Figura AI.1 Diagrama de gasto contra presión

Los cambios de presión y temperatura afectan la estabilidad de la mezcla de hidrocarburos pues contribuyen al rompimiento del equilibrio Sólido-Líquido-Vapor y por ende la precipitación de parafinas. Para los pozos que producen a través de un sistema de BN, a través del sistema yacimiento, tubería vertical, líneas de descarga hasta el separador, los puntos críticos donde ocurren los cambios más drásticos con respecto a la presión y la temperatura son:

- a) Área de los disparos
- b) Tubería vertical
- c) Puntos de inyección de gas de bombeo neumático
- d) Entrada de tuberías de escurrimiento a medios de menor temperatura (pantanos, arroyos, etc.)

En el área de los disparos, se da la segunda gran expansión de los fluidos por la liberación del gas disuelto en el aceite. Aunado a este efecto la velocidad que adquieren los fluidos en su paso a otro medio (el pozo) se tendrá el primer cambio súbito de la temperatura de los mismos.

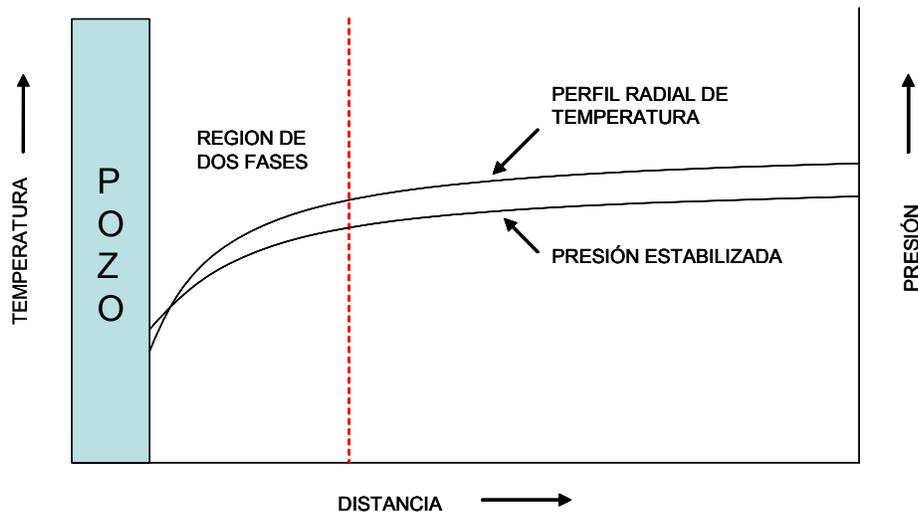


Figura AI.2 Abatimiento súbito de presión y temperatura en la región de dos fases

Para el diagnóstico de muchos problemas asociados con la producción de un pozo, el registro de temperatura representa una herramienta muy valiosa para la búsqueda de posibles soluciones. Este tipo de registro acusa la localización y funcionamiento de las válvulas de BN detectando los cambios en el gradiente de temperatura.

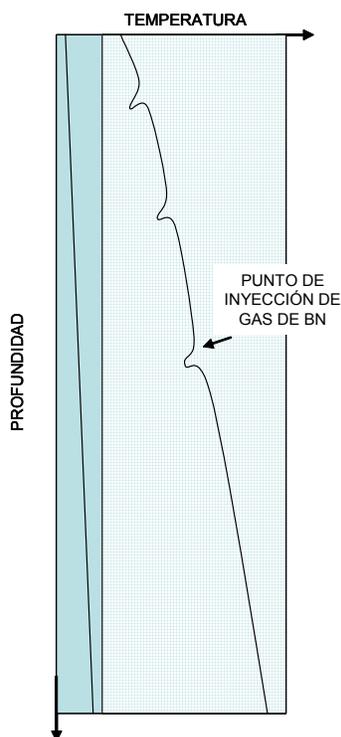


Figura AI.3 Perfil de temperatura de un pozo con inyección de gas.

A su paso del bache de la mezcla de hidrocarburos, se activa por efecto de presión diferencial regulada y automatizada desde superficie y por la calibración misma de las válvulas y/u orificios de inyección, la entrada de gas a la tubería de producción, registrando el abatimiento un tanto gradual del gradiente de temperatura, derivado de la entrada o múltiples entradas del gas de inyección.

Las líneas de escurrimiento en su llegada a las baterías, atraviesan en muchos casos medios que de alguna manera afectan la temperatura de las mezclas en muchas ocasiones es necesario revestirles en aras de conservar el gradiente térmico.

Más importante aun es la alteración en la mezcla de hidrocarburos por la adición de volúmenes de gas con componentes enriquecedores de parafinas. Los volúmenes de gas

inyectados varían dependiendo del diseño mecánico del pozo así como de la columna de aceite a levantar. Cuando un pozo produce por bombeo neumático, se infiere que ha perdido gran parte de su gas en solución ya que es un tanto obvio que no actúa ninguna otra fuerza que pueda impulsar el aceite a la superficie por lo que solo hay energía para llenar parcialmente la tubería de producción. Podemos decir entonces que hablamos de un crudo casi muerto como se le conoce a condiciones de tanque cuyas características en cuanto a su composición lo hacen especial. Una gran parte de los crudos que se producen en el Activo Cinco Presidentes provienen de yacimientos de arenas muy depresionadas donde el empuje por gas disuelto es casi nulo.

Gas de Inyección	
Componente	Mol%
Dióxido de Carbono	0.255
Acido Sulfídrico	0.000
Nitrógeno	1.579
Metano	73.840
Etano	13.893
Propano	7.003
i-Butano	0.895
n-Butano	1.661
i-Pentano	0.351
n-Pentano	0.326
Hexanos +	1.980
PM	21.842
Densidad Relativa	0.754

Tabla AI.1 Composición del gas de inyección

Aunque la difusión molecular se ha reconocido como el principal mecanismo de precipitación de la parafinas en la pared de la tubería, los mecanismos de depósito por gravedad aunque en menor escala, también han sido identificados.

En pruebas de desplazamiento alternado con miscibles e inmiscibles; gas natural y agua respectivamente, en campos de Canadá los análisis cromatográficos revelaron que los depósitos de parafina en gran parte se originaron por la contaminación del gas natural utilizados en el gas de inyección (Nenniger y cols. 1985). Algunos modelos han revelado

que cuando se incrementa la concentración del metano CH_4 y de CO_2 , la temperatura de punto de nube decrece, mientras que un incremento en la concentración del pentano C_5 incrementa la temperatura del punto de nube.

El punto de enfriamiento súbito de la mezcla de hidrocarburos en flujo ascendente en pozos que producen por bombeo neumático obedece a una separación entre válvulas. Esta separación esta en función tanto de parámetros mecánicos del aparejo de producción, diámetros, longitudes etc., así como propiedades de la mezcla presiones, temperaturas densidades etc. A continuación se observa un procedimiento para calcular este espaciamiento entre válvulas de bombeo neumático a lo largo de la tubería vertical.

Calcular del espaciamiento de válvulas de bombeo neumático continuo con válvulas balanceadas:

Gasto de aceite: 800 bbl/día
 Presión estática: 2500 lb/pg²
 Índice de productividad J: 2 bbl/día/lb/pg² (comportamiento lineal)
 TP: 2 3/8" diámetro exterior

Profundidad media del intervalo disparado: 8000 ft (2439 m)

Densidad del gas de inyección: 0.65 (aire=1)

Presión en la boca del pozo 100 lb/pg²

Presión superficial del gas de inyección: 800 lb/pg²

Temperatura superficial 37 °C (100 °F)

Temperatura en el fondo del pozo: 93°C (200°F)

Gradiente del fluido de control 0.45 lb/pg²/ft

Densidad del aceite 35 °API

El pozo esta totalmente lleno de fluido de control y descarga al separador:

Pozo totalmente lleno de fluido de control con descarga al separador

a) Cálculo de la presión de fondo fluyendo; P_{wf}

$$J = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wf}}; \quad P_{wf} = P_{ws} - \frac{q_o}{J}, \quad \dots(\text{AI.1})$$

$$P_{wf} = 2500 - \frac{800}{2} = 2100 \text{ lb/pg}^2$$

b) Cálculo del gradiente estático:

Empleando la figura AI.4 del gradiente estático con el porcentaje de agua salada y densidad del aceite:

Corte de agua: 0%

Densidad del aceite 35 °API

Gradiente leído en grafica: 0.358 lb/pg²/ft

Por lo tanto nivel estático = 8000 – 6793.48 = 1206.52 ft

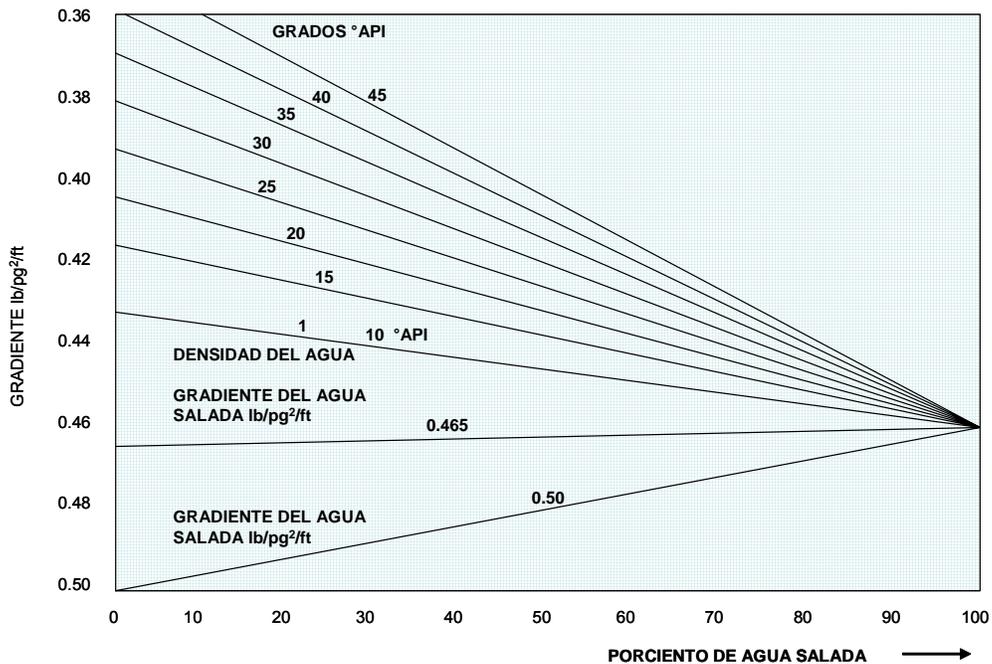


Figura AI.4 Gradientes para mezclas de aceite agua-salada.

c) Cálculo de los gradientes de la presión de operación disponible utilizando la figura AI.5 para el cálculo de los gradientes de la columna del gas.

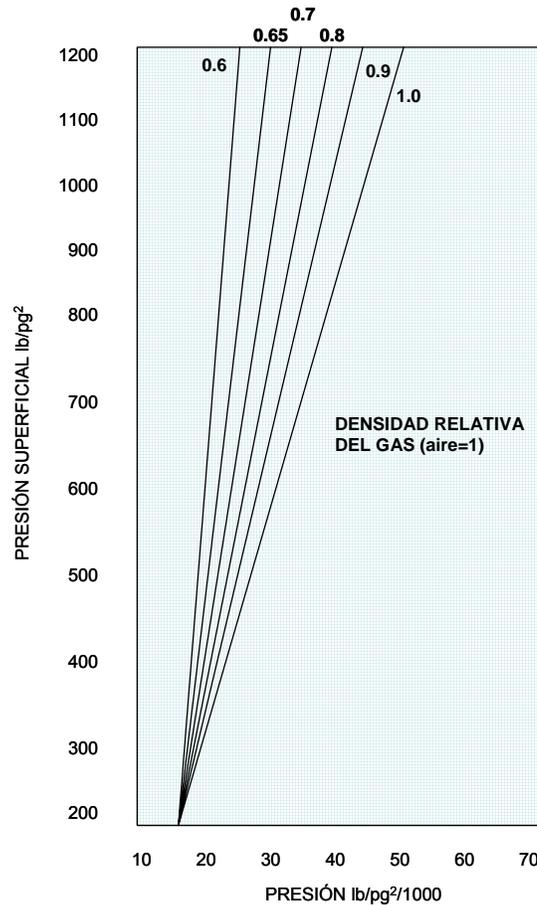


Figura AI.5 Gradientes de la columna de gas.

$$\bar{T} = \frac{100 + (70 + (1.6 * 8000 / 100))}{2} = 149^{\circ}F$$

$$\Delta p_{corr} = 19 * \frac{149 + 460}{150 + 460} = 18.97 \text{ lb/pg}^2, \text{ para } 800 \text{ lb/pg}^2$$

$$\Delta p_{corr} = 21.2 * \frac{149 + 460}{150 + 460} = 21.16 \text{ lb/pg}^2, \text{ para } 900 \text{ lb/pg}^2$$

Profundidad (ft)	P. disponible (lb/pg ²)	Pso (lb/pg ²)
0	900.00	800.00
1000	921.16	818.97
2000	942.32	837.94
4000	984.60	875.88
5000	1005.80	894.85
6000	1026.90	913.82
8000	1069.50	951.80

d) trazo de la curva de los gradientes del fluido de control:

$$\text{grad}_{F_c} = 0.45 \text{ lb/pg}^2/\text{ft}$$

Profundidad (ft)	Presión (lb/pg ²)
0	100.00
250	212.50
500	325.00
750	437.50
1000	550.00
1250	662.50
1750	887.50

e) Restándole 100 lb/pg² al punto de intersección del gradiente de operación con el gradiente fluyendo se obtiene el punto de inyección a 4420 ft (1347 m.)

f) Para el trazo del gradiente fluyendo arriba del punto de inyección, se localiza en una hoja blanca transparente el punto de Pwh y el de inyección con una presión y profundidad dada, entrando a las curvas de gradiente para una TP de 2 3/8" y un gasto de aceite q_o= 800 bl/día, estos dos puntos coinciden en la curva de RGLT=400 ft³/bl.

A diferentes profundidades obtenemos el gradiente fluyendo:

Profundidad (ft)	Presión (lb/pg2)
0	100
750	200
2200	400
2800	500
3500	600
4420	785

Punto de inyección

g) Volumen del gas de inyección requerido

$$\begin{aligned} V_{gir} &= (RGLT) \cdot (q_0) \\ &= 400 * 800 = 320,000 \text{ ft}^3/\text{día} \end{aligned}$$

h) Para obtener el diámetro del orificio

Sustituyendo las presiones corriente abajo y corriente arriba de la válvula del punto de inyección y el volumen de gas inyectado requerido:

$$P_{vo} = 920 \text{ lb/pg}^2$$

$$P_i = 785 \text{ lb/pg}^2$$

$q_g = 320,000 \text{ ft}^3/\text{día}$, y aplicando la ecuación AI.2, obtenemos un orificio de 12/64 pg

$$d_c = 1.75105 + 932.334 CA - 29372.7 (CA)^2 + 397972 (CA)^3 - 1510615 (CA)^4 \quad \dots(\text{AI.2})$$

donde d_c es el diámetro del estrangulador en 64 avos de pulgada, A área del estrangulador, C coeficiente de descarga del estrangulador.

La siguiente tabla es una tabulación de los datos para el diseño gráfico de la instalación de bombeo neumático continuo con válvulas balanceadas.

Válvula No.	Profundidad (ft)	Temperatura (lb/pg ²)	Pso (lb/pg ²)	Pvo (lb/pg ²)	Pd @ 60°F (lb/pg ²)
1	1850	125.0	875	912.98	800.68
2	3150	139.5	850	911.96	777.90
3	4000	150.0	825	901.14	755.16
4	4420	156.0	800	882.89	731.91
5	4650	159.5	785	857.63	705.83

Calulo para la 1ª Válvula:

$$\bar{T}_{gráfica} = \frac{100 + (70 + (1.6 * 1850 / 100))}{2} = 99.8 \text{ } ^\circ F$$

$$\bar{T}_{real} = \frac{100 + 125}{2} = 112.5 \text{ } ^\circ F$$

Entrando a la figura 2.3 con Pso=875 lb/pg² y $\gamma = 0.65$ (aire=1), se obtiene una ΔP gráfica =21 lb/pg²/1000ft

$$\Delta p_{corr} = \Delta p_{gráfica} \left(\frac{\bar{T}_{gráfica}}{\bar{T}_{real}} \right)$$

$$\Delta p_{corr} = \frac{21}{1000} * \left(\frac{99.8 + 460}{112.5 + 460} \right) * 1850 = 37.98 \text{ lb / pg}^2$$

Por lo tanto: Pvo = Pso + ΔP = 875 + 37.98 = 9.12.98 lb/pg² (Columna 5 en la tabla de tabulación).

$$C_t = \frac{Pd \text{ a } 60^\circ F}{P_{vo} \text{ a } 125^\circ F}, \quad C_t = 0.877$$

y como $P_{vo} \text{ a } 125^\circ F = 912.98 \text{ lb/pg}^2$

$Pd \text{ a } 60^\circ F = 0.887$

En la figura AI.6 se muestra el diseño gráfico con los gradientes y parámetros que intervienen en una instalación de BN continuo con válvulas balanceadas.

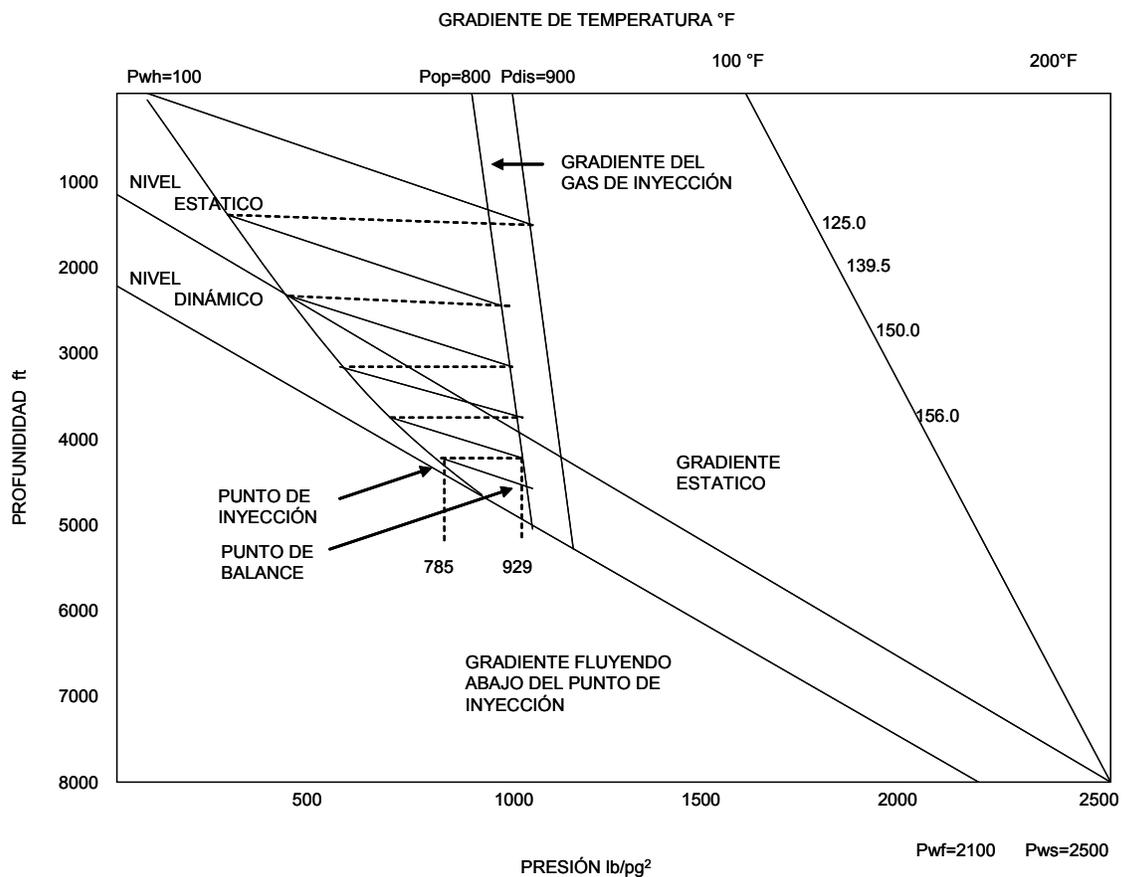


Figura AI.6 Espaciamento de válvulas de bombeo neumático continuo.

Propuestas de mejora al simulador PIPESOLIDS®

Mecanismos de reducción de la permeabilidad en el yacimiento.

Dentro del yacimiento en los linderos del pozo, la depositación orgánica contribuye en parte a elevar el factor de daño en la formación. La precipitación de asfaltenos y/o parafinas se puede tener en la superficie de la roca o mantenerse en suspensión en la fase aceite. La adsorción de compuestos hidrocarburos de alto peso molecular en la superficie de la roca y el entrapamiento de sólidos en la garganta del poro son los principales mecanismos por los cuales podemos tener una importante reducción de la permeabilidad relativa al aceite.

Los asfaltenos se precipitan y se adhieren a la superficie de la roca provocando el cambio en la mojabilidad de la superficie de la roca y por ende la reducción de la permeabilidad relativa al aceite. Por otro lado, la depositación de parafinas pueden llegar a reducir o incluso bloquear la garganta del poro. En los medios porosos uniformemente o fraccionalmente mojados cuando la permeabilidad relativa al agua (kr_w) se incrementa, la permeabilidad relativa al aceite (kr_o) disminuye.

Se define a la movilidad de un fluido con respecto a otro por el cociente de sus viscosidades, en este caso del aceite y el agua. Para el fluido mojante su movilidad es menor a través del espacio poroso por su condición de localizarse adherido a la superficie del poro, en cambio para el fluido no mojante, su movilidad es mayor por la condición de localizarse en el centro del espacio poroso. La permeabilidad relativa será función de la movilidad, la geometría del poro, la distribución de fluidos, la saturación e historia de saturaciones.

$$kr = f \left\{ \text{Movilidad} \frac{\mu_o}{\mu_w}, \text{fase saturante del espacio poroso} \right\}$$

$$\text{Movilidad} = f \{ \text{propiedades mojantes, área de los canales de flujo} \}$$

Cambio en la mojabilidad de la roca.

La mojabilidad se define como la tendencia de un fluido a adherirse a un sólido en la presencia de otros fluidos inmiscibles. En un sistema roca/aceite/salmuera es una medida de la preferencia de la roca hacia el aceite o al agua.

La mojabilidad es uno de los factores principales que controlan la localización de los fluidos, el flujo y su distribución en el yacimiento. Los estudios revelan que la mojabilidad de un núcleo afecta los resultados de las propiedades que se determinan sobre este, como son la presión capilar, la permeabilidad relativa y las propiedades eléctricas entre otras. Los resultados más representativos de estas pruebas, se obtienen de núcleos en estado nativo (preservados) o restaurados (lavados y reconstituidos) en los cuales se usa el aceite y salmuera nativos a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento garantizando las mismas condiciones de mojabilidad que en el yacimiento.

La preferencia de mojabilidad puede ser demostrada permitiendo que un fluido se imbiba en un núcleo. Si el fluido desplaza al que esta contenido en este, indica que la roca prefiere el contacto con el fluido que lo imbebe en lugar del que contiene y dependiendo de la interacción de la roca y los fluidos se puede determinar si la roca es fuertemente mojable por aceite o por agua. Por otro lado cuando la roca no tiene preferencia por algún fluido se denomina de mojabilidad neutra.

En un sistema en equilibrio, el fluido mojante ocupa los espacios mas pequeños y esta en contacto con la superficie de la roca, y por otro lado el fluido no mojante ocupa la parte central de los poros mas grandes y forma glóbulos que se extienden sobre diversos poros.

Históricamente se ha creído que todos los yacimientos son fuertemente mojados por agua, lo cual se fundamenta en el hecho de que casi todas las rocas sedimentarias son mojadas por agua y también debido al hecho de que los yacimientos de areniscas (Como es el caso de la cuenca sedimentaria Salina del Istmo) se depositaron en ambientes acuosos, donde posteriormente migro el aceite.

(Treiber 1954) uso el ángulo de contacto para examinar la mojabilidad de 55 yacimientos del área de Texas, de los cuales se observaron 3 rangos principales: (0-75), (75-105) y (105-180), y que corresponden a una mojabilidad por agua, intermedia y por aceite, respectivamente. Y aunque los resultados no son representativos de la generalidad de los yacimientos, se pudo concluir que no todos los yacimientos son mojables por agua y la mojabilidad del yacimiento varia.

	Angulo de contacto (grados)	Yacimientos silicatos (arenas)	Yacimientos carbonatos	Total de Yacimientos
Mojado por agua	0 a 75	13	2	15
Mojabilidad intermedia	75 a 105	2	1	3
Mojado por aceite	105 a 180	15	22	37

Tabla AII.1 Observaciones de Trieber para la mojabilidad en yacimientos de Texas.

El hecho de que la mojabilidad de la roca pueda ser alterada por los componentes del aceite conduce a la idea de que existen también formas heterogéneas de mojabilidad. La mojabilidad fraccional es aquella donde las partes mojadas por aceite forman patrones continuos a través de los poros más grandes, mientras que los poros más pequeños se mantienen llenos de agua. Esta mojabilidad fraccional también llamada heterogénea pudiera provocarse cuando los componentes pesados del aceite son adsorbidos en ciertas áreas de la roca, dando lugar a zonas mojadas por agua y otras mojadas por aceite.

De acuerdo a con Salathiel (1973), la mojabilidad mixta es un caso particular de la mojabilidad fraccional y tiene lugar cuando el aceite que invadió el yacimiento originalmente mojado por agua, la desplazó de los poros más grandes, mientras que los poros más pequeños se mantenían llenos de agua.

La mojabilidad original por agua puede ser modificada por la composición del aceite, y factores como la presión, temperatura y química de la salmuera. Los componentes que afectan la mojabilidad se encuentran en una gran variedad de fracciones del petróleo, pero estos principalmente prevalecen en las fracciones pesadas del crudo como resinas y asfaltenos. Estos compuestos contienen oxígeno, nitrógeno y sulfuro, los cuales de alguna manera reaccionan alterando la mojabilidad.

Algunos experimentos han mostrado que los surfactantes naturales presentes en el crudo son lo suficientemente solubles en agua para ser adsorbidos a través de una delgada película de agua. Los tipos de minerales que componen los yacimientos son importantes en la determinación de la mojabilidad y algunos autores han determinado que los yacimientos carbonatados son típicamente más mojables por aceite que los de arenisca. Además se ha observado en algunos experimentos que la superficie mineral interactúa con la composición del aceite determinando la mojabilidad.

Un primer conjunto de experimentos examino la adsorción en superficies de sílice y carbonatos de composición polar simple, y un segundo conjunto de experimentos examino la adsorción del crudo. Sin tomar en cuenta la química de la salmuera, el sílice tiende a adsorber ácidos orgánicos simples. Esto ocurre por la carga negativa que tiene el sílice, y por el contrario los carbonatos tienen carga positiva. Las superficies adsorben compuestos de polaridad opuesta, resultando que la mojabilidad del sílice estará mas fuertemente afectada por las bases orgánicas, mientras que los carbonatos por los ácidos orgánicos.

De igual forma se realizaron experimentos para examinar la adsorción y alteración de la mojabilidad sobre el cuarzo y la dolomía a partir de una serie de compuestos de bajo peso molecular, como compuestos básicos de nitrógeno, compuestos de sulfuro y de oxígeno. Sin embargo, concluyeron que los compuestos responsables para la alteración de la mojabilidad eran los polares de mayor peso, así como algunas porciones de asfaltenos y resinas. Cabe mencionar que estas pruebas se hicieron para probar cada surfactante de manera individual y sin tomar en cuenta la química de la salmuera.

Los componentes hidrocarburo que afectan la mojabilidad se encuentran en una gran variedad de fracciones del petróleo, pero estos principalmente prevalecen en las fracciones pesadas del crudo como resinas y asfaltenos. Estos compuestos contienen oxígeno, nitrógeno y sulfuro, los cuales de alguna manera reaccionan alterando la mojabilidad.

Los mecanismos por los que se alteran la mojabilidad de la roca son:

1. Adsorción de compuestos polares como oxígeno, nitrógeno y azufre (asfaltenos)
2. Depositación de materia orgánica sólida originalmente disuelta en el aceite (parafinas)

Los experimentos han mostrado cual es el efecto de la adsorción a través de películas de agua que mojan la roca mismas que son atravesadas por la terminación polar que los surfactantes presentes en el crudo ya que son lo suficientemente solubles en agua por lo que se adsorben fácilmente exponiendo la terminación hidrocarburo a la superficie de la roca.

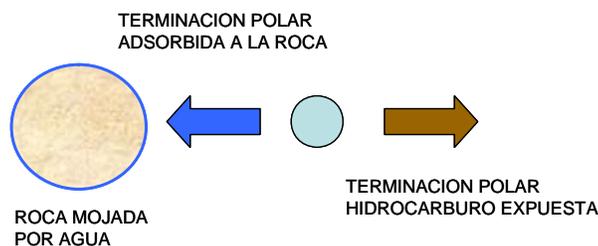


Figura AII.1 Adsorción de la terminación polar y exposición de la terminación hidrocarburo.

Sin tomar en cuenta la química de la salmuera, el sílice tiende a adsorber ácidos orgánicos simples. Esto ocurre por la carga negativa que tiene el sílice, y por el contrario los carbonatos tienen carga positiva. Las superficies adsorben compuestos de polaridad opuesta, resultando que la mojabilidad del sílice estará mas fuertemente afectada por las bases orgánicas, mientras que los carbonatos por los ácidos orgánicos

Precipitación y deposición de Parafina en el yacimiento.

Existen diversos estudios acerca del obturamiento del medio poroso por migración de finos como arcilla y arena, sin embargo, la deposición de parafinas en la formación puede reducir la permeabilidad efectiva disminuyendo por tanto su producción (Wattenbarger y cols., 1992).

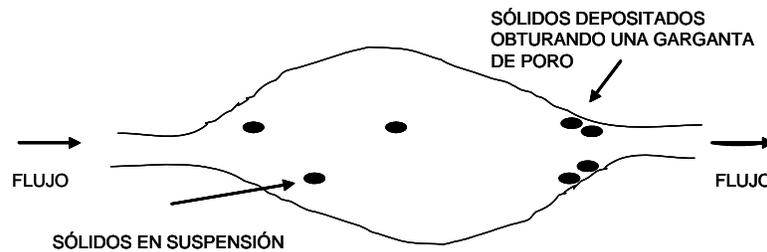


Figura AII.2 Diagrama ilustrativo de la deposición de parafinas

Para modelar la deposición por parafinas en el medio poroso se emplea la ecuación sugerida por Iwasaki (1937):

$$\frac{dC}{ds} = -\lambda C \quad , \quad (\text{AII.1})$$

Donde: C representa la relación del volumen de sólidos suspendidos por volumen de líquido más sólidos suspendidos V^3/V^3 , s es la distancia que viaja la partícula y λ es un coeficiente de deposición empírico que representa la fracción de sólidos suspendidos removidos por unidad de longitud, $1/D$.

El promedio de la distancia que viaja la partícula se representa como:

$$E(s) = \frac{1}{\lambda} \quad , \quad (\text{AII.2})$$

Por ejemplo si $\lambda = 0.5 \text{ ft}^{-1}$ entonces el promedio de la distancia que ha viajado la partícula es 2 ft.

La precipitación de parafinas en el yacimiento consiste en tres mecanismos:

1. Solubilidad y precipitación de parafinas,
2. transporte y depositación de parafinas precipitadas,
3. reducción de la permeabilidad efectiva de la formación.

Cuando el yacimiento se encuentra por debajo de la presión de saturación (presión de burbujeo), en la pared del pozo se da una liberación radial del gas debido a la enorme caída de presión. La liberación de gas aunada al enfriamiento natural provoca una caída en la temperatura que conduce a la precipitación de parafinas.

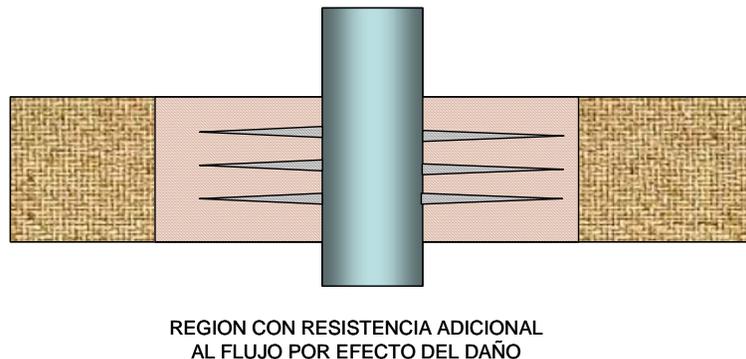


Figura AII.3 Zona de flujo restringido, alta velocidad del gas y enfriamiento de la mezcla

La causa primaria de la precipitación y depositación de parafinas es la pérdida de solubilidad debido a los cambios en las condiciones ambientales que modifican el equilibrio de la solución. Los factores que afectan este equilibrio incluyen cambios de presión y temperatura, vaporización y pérdida de los gases disueltos. Dichos cambios pueden ser por expansión del gas y la alta velocidad del mismo en la pared del pozo debido a los disparos resultando un enfriamiento cerca de la pared del mismo, provocando obturamiento por

deposición ya que las partículas sólidas que viajan dentro del fluido en el medio poroso tienden a unirse.

Los resultados de la simulación como aquellos llevados por Wattenbarger y cols. 1992 en el cual se emplea un modelo que considera tres pseudocomponentes (gas, aceite y parafina) y donde además se emplea la ecuación para una mezcla binaria sugerida por Weingarten y Euchner en 1988 para calcular la cantidad máxima de parafina soluble en la fase líquida en fracción mol x_{ps} :

$$\ln x_{ps} = \frac{-\Delta H_f}{R} \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_m} \right), \quad (\text{AII.3})$$

Donde: T_m representa la temperatura de disolución de la parafina °R, T es la temperatura del yacimiento °R, ΔH_f es el calor latente de fusión de la parafina (cal/g-mol) y R constante universal de gas ideal 1.987 cal/g-mol, °K.

Los perfiles de deposición que se muestran en la figura AII.4 para una concentración inicial de sólidos de 0.95 en por ciento del volumen ilustra que la mayor parte de la deposición ocurre cerca del pozo.

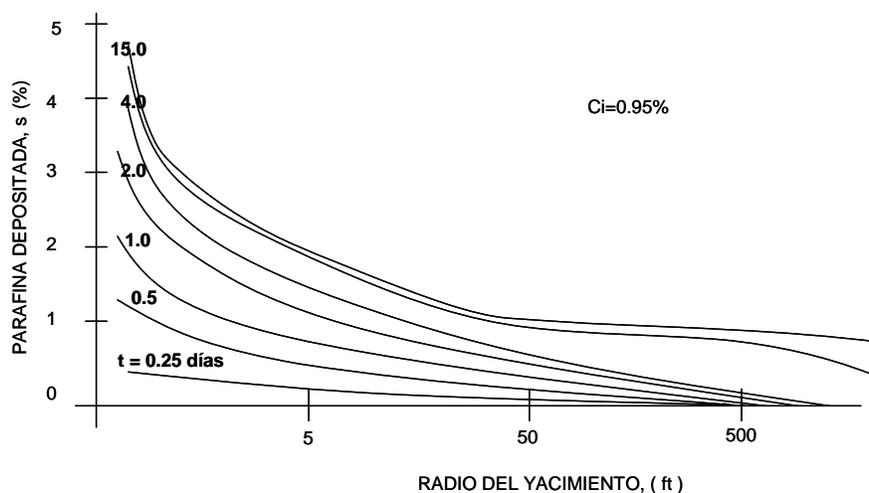


Figura AII.4 Perfiles de deposición de parafina para una concentración inicial de sólidos de 0.95 por ciento.

El relativo éxito de los tratamientos químicos con solventes y actualmente el uso de calentamiento por microondas encaminados liberar los tapones de parafinas de esta zona confirman de alguna manera esta hipótesis.

El tratamiento con aceite caliente puede ser otra causa del daño ya que generalmente se inyecta aceite recalentado donde se han perdido fracciones ligeras y además comúnmente se acarrearán agentes obturantes tales como sulfuro de fierro, óxido de fierro, arena y arcilla.

Cuando el gas que está en solución en la mezcla se remueve, ocurren dos efectos:

1. El primero es el enfriamiento del aceite debido a la expansión del gas.
2. El segundo es que el aceite se libera de algunas de sus cadenas cortas de hidrocarburos, $C_1 - C_{15}$ lo cual limita la capacidad del aceite para solubilizar las parafinas y por ende estas se liberan.

Cuando las parafinas se depositan en la pared del pozo esto afecta a la permeabilidad absoluta del yacimiento, la movilidad del aceite y la caída de presión a través de los disparos. La permeabilidad absoluta se reduce debido a que la depositación de parafina restringe los espacios de las gargantas de poro.

La región de los alcanos C_1 a C_{15} se define como la porción volátil del aceite y la C_7 a C_{13} se considera como la porción fluida del mismo. Estos alcanos son los responsables de la solubilización de las cadenas largas, sin embargo a menudo se volatilizan durante la producción. La mayoría de las parafinas sólidas son una mezcla de hidrocarburos entre $C_{18}H_{38}$ - $C_{70}H_{172}$

Lambert y Civan (1981 y 1987) utilizaron relaciones empíricas para determinar el grado de reducción de la permeabilidad por partículas sólidas. Sus modelos representan la reducción de la permeabilidad como una función de la porosidad reducida.

La relación de la permeabilidad reducida a la permeabilidad inicial fue establecida por Civan (1987) mediante la siguiente ecuación:

$$\frac{k}{k_i} = (1 - \sigma)^m \quad , \quad (\text{AII.4})$$

Donde: σ representa la relación del volumen de sólidos depositados por volumen de poro, y m es una constante empírica determinada en los estudios de Sutton y Robert 1974.

La ecuación anterior considera una reducción física del medio poroso. Civan 1987, recomienda un valor de 3 para la constante m para taponamientos con partículas de arena, en cambio para obturamientos por partículas de parafinas se recomienda en base a los resultados experimentales, un factor para $m = 8$ como se muestra en la figura AII.5

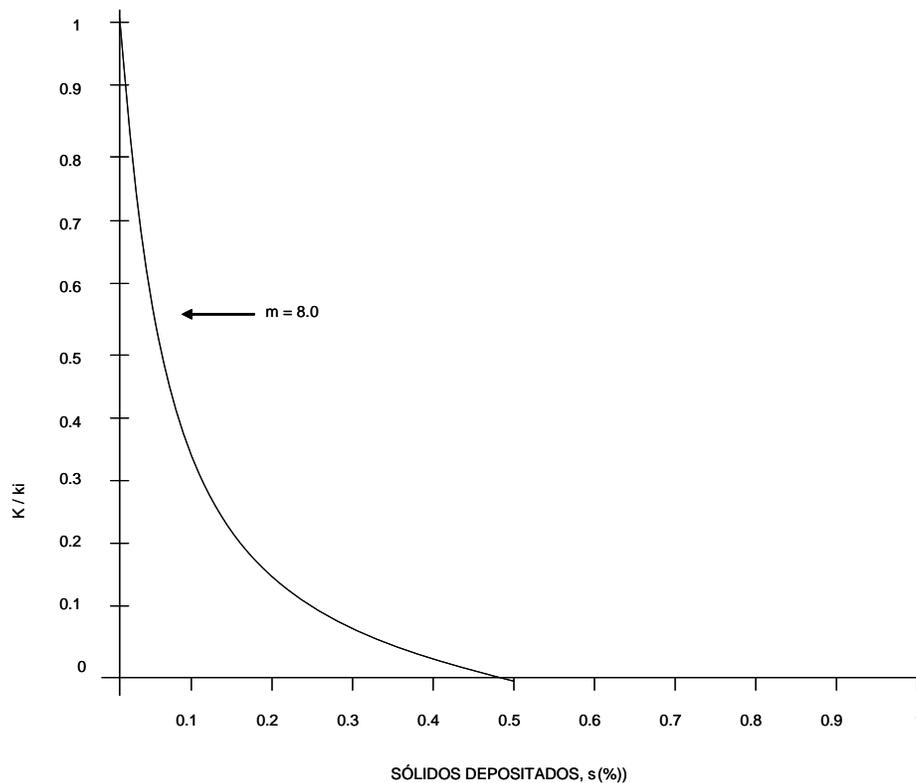


Figura AII.5 Representación gráfica del modelo de reducción de permeabilidad.

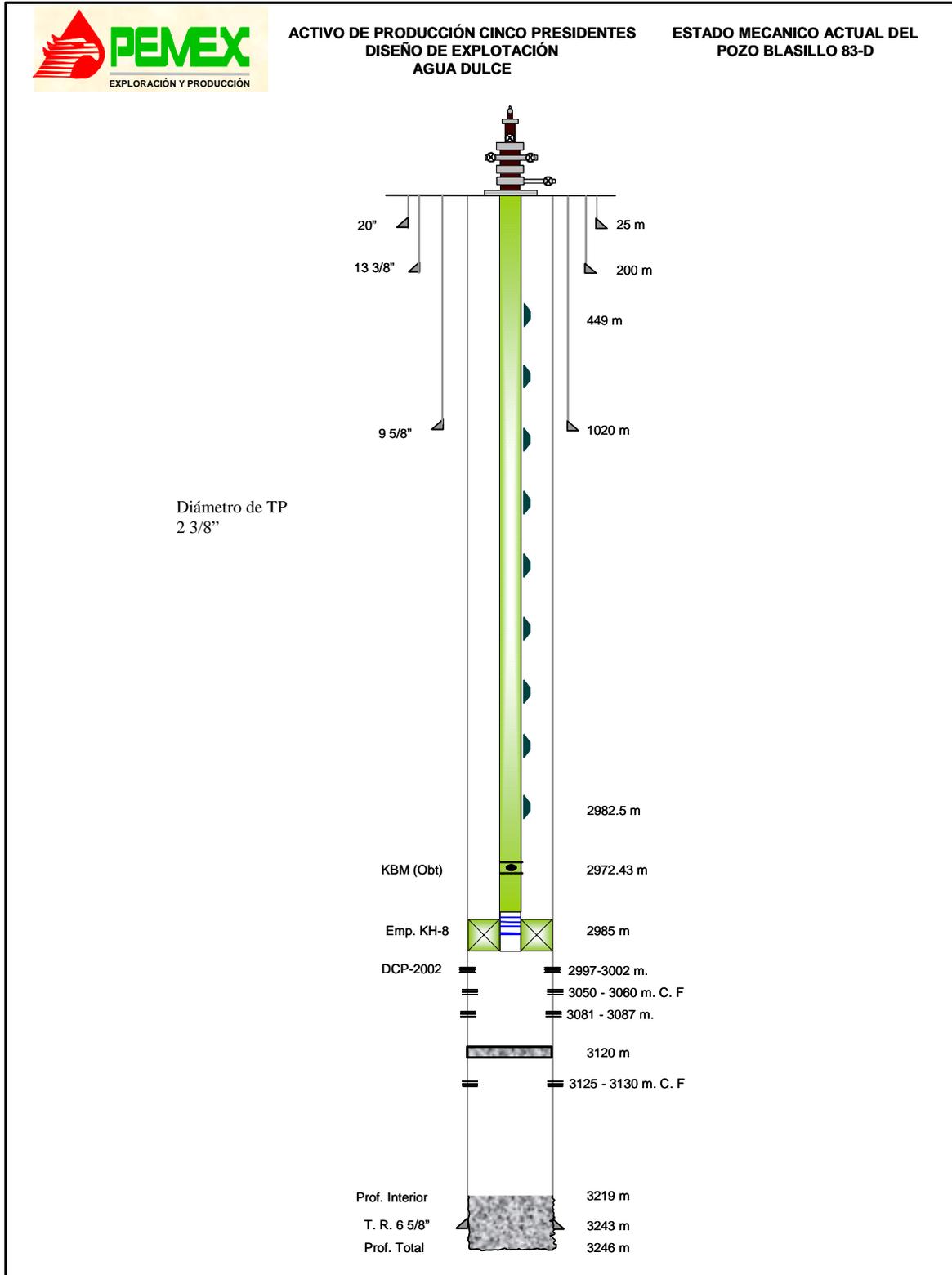


Figura AIII.1 Estado Mecánico del Pozo Blasillo 83-D

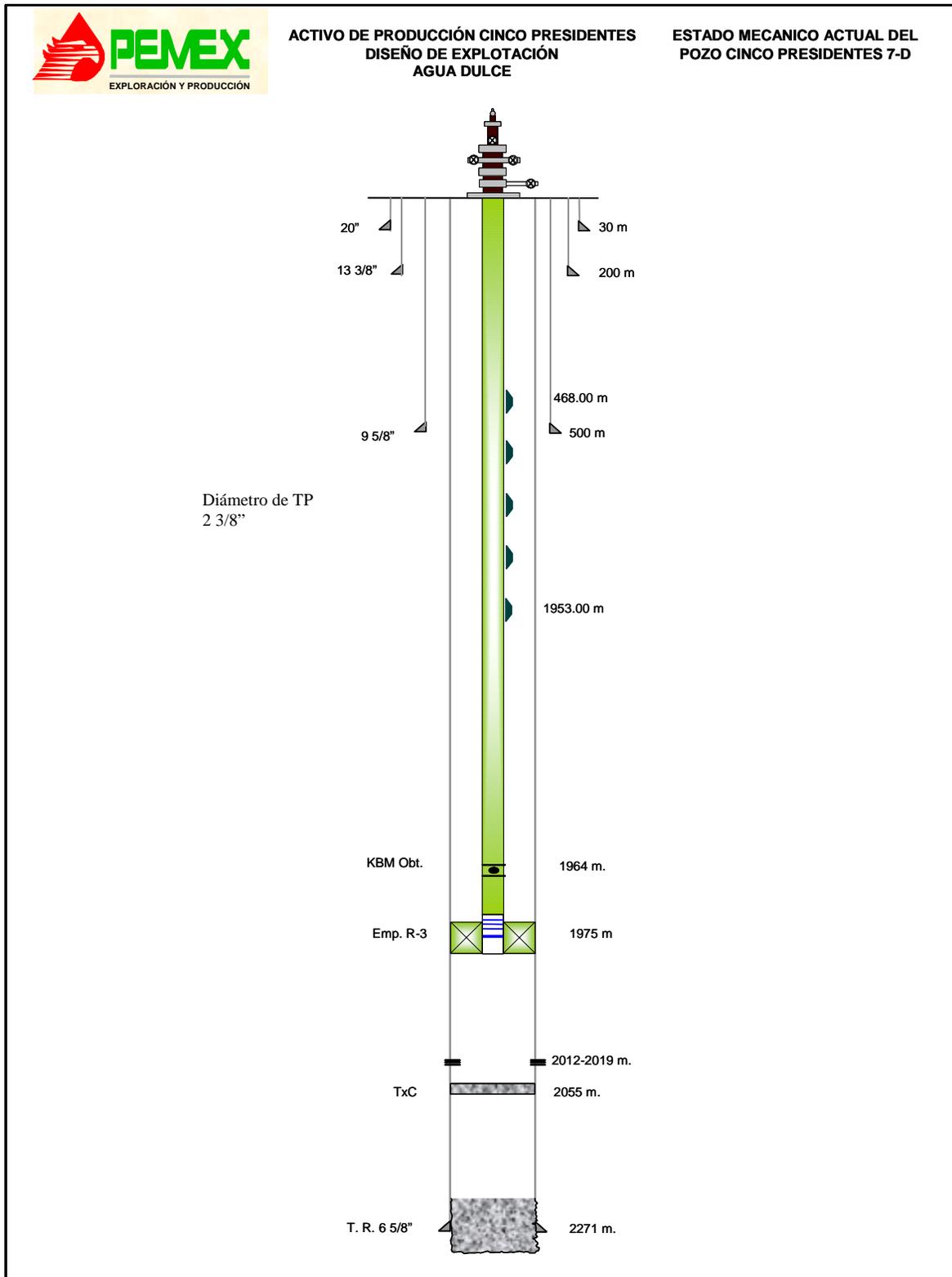


Figura AIII.2 Estado mecánico del pozo Cinco Presidentes 7-D

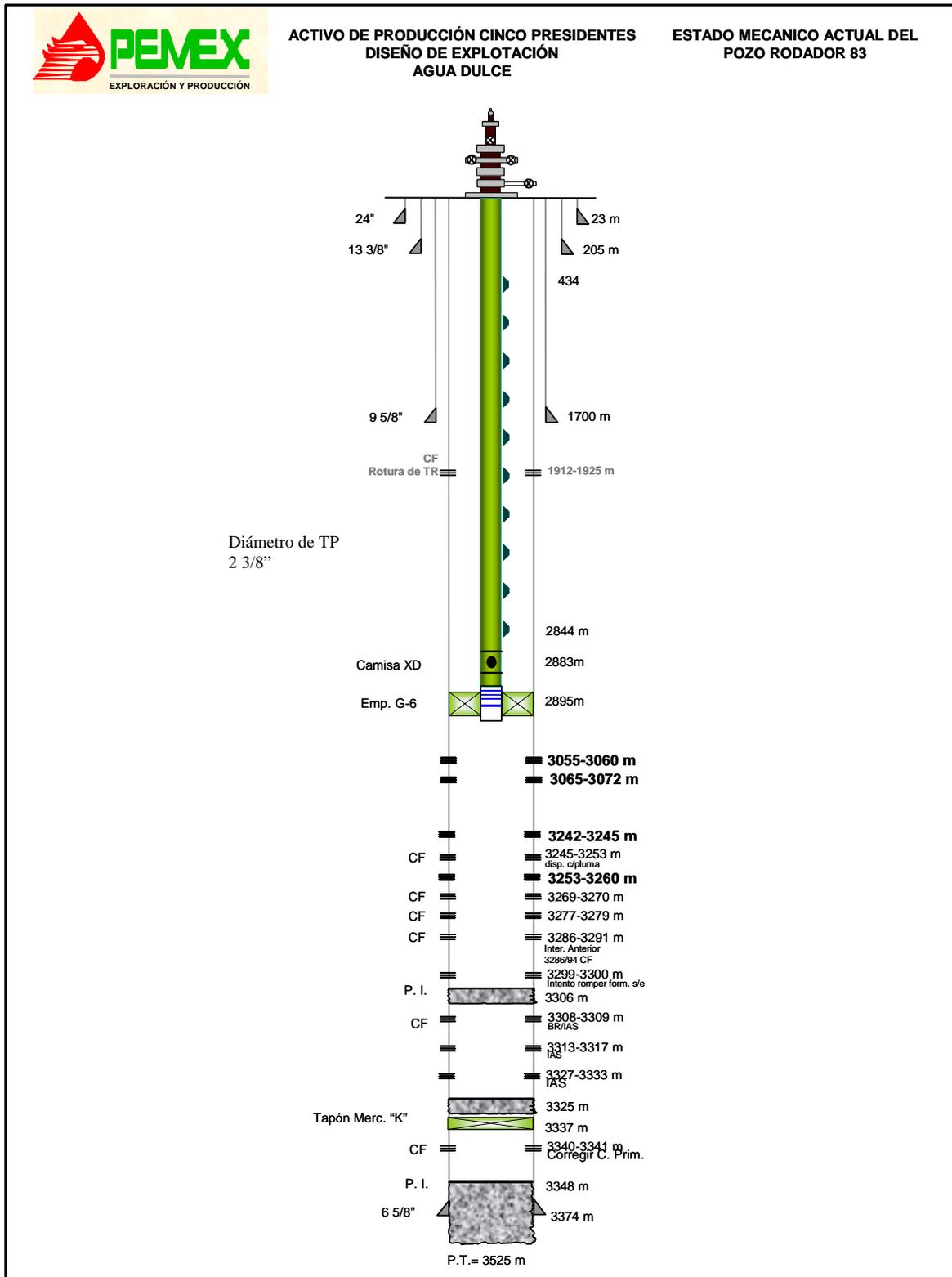


Figura AIII.3 Estado mecánico del pozo Rodador 83