

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA PETROLERA



PROYECTO DE GRADO

**“OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO SURUBÍ
MEDIANTE EL ANÁLISIS PREDICTIVO DE LA FORMACIÓN DE
PARAFINAS APLICANDO MODELOS MATEMÁTICOS
CUANTITATIVOS”**

POSTULANTE: UNIV. JUAN CARLOS CONDORI FLORES

TUTOR: M.SC. ING. HERMAS HERRERA CALLEJAS

LA PAZ - BOLIVIA

2021



**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERIA**



LA FACULTAD DE INGENIERIA DE LA UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS AUTORIZA EL USO DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO SI LOS PROPÓSITOS SON ESTRICTAMENTE ACADÉMICOS.

LICENCIA DE USO

El usuario está autorizado a:

- a) Visualizar el documento mediante el uso de un ordenador o dispositivo móvil.
- b) Copiar, almacenar o imprimir si ha de ser de uso exclusivamente personal y privado.
- c) Copiar textualmente parte(s) de su contenido mencionando la fuente y/o haciendo la cita o referencia correspondiente en apego a las normas de redacción e investigación.

El usuario no puede publicar, distribuir o realizar emisión o exhibición alguna de este material, sin la autorización correspondiente.

TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS. EL USO NO AUTORIZADO DE LOS CONTENIDOS PUBLICADOS EN ESTE SITIO DERIVARA EN EL INICIO DE ACCIONES LEGALES CONTEMPLADAS EN LA LEY DE DERECHOS DE AUTOR.

DEDICATORIA

Este trabajo realizado por muchos meses, con dedicación y esfuerzo va dedicado a mi madre por todo el apoyo incondicional que me brindo, también quiero dedicárselo a mi personita especial la cual siempre estuvo apoyándome, motivándome en todo momento y además es mi fuente de inspiración.

AGRADECIMIENTO

Este trabajo realizado con mucha dedicación, lo agradezco con mucho entusiasmo:

A Dios quien rige las leyes del Universo y toda la ciencia.

Mi madre Juana Flores Vda de Condori por darme todo su apoyo y la oportunidad de poder estudiar.

Al Ing. Hermas Herrera Callejas, quien aceptó con mucho agrado su asesoramiento en mi Proyecto de Grado y guio con mucha paciencia y análisis en la elaboración del mismo.

Mi familia y amigos que colaboraron de una u otra forma para la realización de este trabajo.

INDICE GENERAL

SIMBOLOGÍA.....	1
RESUMEN EJECUTIVO	2
Capítulo 1 GENERALIDADES	4
1.1. Introducción.....	4
1.2. Antecedentes	6
1.3. Planteamiento del problema	8
1.3.1. Identificación del problema.....	8
1.3.2. Formulación del problema	10
1.4. Objetivos	11
1.4.1. Objetivo General	11
1.4.2. Objetivos específicos	11
1.5. Justificación.....	13
1.5.1. Justificación técnica	13
1.5.2. Justificación económica.....	13
1.5.3. Justificación ambiental	14
1.6. Alcances.....	14
1.6.1. Alcance temático.....	14
1.6.2. Alcance geográfico.....	15

1.6.3. Alcance temporal.....	16
Capítulo 2 FORMACIÓN DE PARAFINAS EN LAS TUBERÍAS DURANTE LA PRODUCCIÓN	17
2.1. Introducción.....	17
2.2. Clasificación de las parafinas	18
2.2.1. Parafinas cristalinas	18
2.2.2. Parafinas micro cristalinas.....	19
2.3. Características	19
2.3.1. Petróleos crudos con gravedad API >20 (Con bajo contenido de parafina).....	22
2.3.2. Petróleos crudos con gravedad API>20 (Contenido de parafina moderadamente alto)	24
2.3.3. Petroleos crudos con gravedad API <20 (Crudos pesados)	25
2.3.4. Petroleos crudos con gravedad API < 10 (Crudos muy pesados)	25
2.4. Mecanismo de deposición de las parafinas	26
2.4.1. Difusión Molecular	27
2.4.2. Dispersión por Cizallamiento	28
2.5. Factores que originan la deposición de parafinas	29
2.5.1. Temperatura.....	31
2.5.2. Presión	33

2.5.3. Materias Extrañas	34
2.5.4. Rugosidad superficial	35
2.6. Problemas originados por la deposición de parafinas en los diferentes sistemas de producción	38
2.6.1. Surgencia natural	40
2.6.2. Problemas originados por la parafina en el sistema de surgencia natural	42
2.6.3. Problemas originados por la parafina en el bombeo neumático	44
2.6.4. Problemas originados por la deposición de parafinas en el bombeo hidráulico	46
2.7. Pruebas de deposición de parafinas.....	47
2.8. Métodos de tratamiento de las parafinas	49
2.8.1 Método mecánico	52
2.8.1.1. Raspadores accionados con cable.....	53
2.8.1.2. Sarta de desparafinamiento	53
2.8.1.3. Cortador de parafina	53
2.8.1.4. Tijeras	54
2.8.1.5. Varillas pesadas.....	55
2.8.2. Método térmico	60
2.8.2.1. Fluidos Calientes.....	61

2.8.2.2. Tratadores de fondo pozo	64
2.8.2.3. Liberación de Calor	65
2.8.2.4. Tratamiento con calentamiento eléctrico	66
2.8.3. Método Químico	67
2.8.4. Método Combinado	71
Capítulo 3 descripción del campo de aplicación y desarrollo de la optimización.....	75
3.1. Introducción.....	75
3.2. Campo Surubi	76
3.3. Historial de producción del pozo Surubí C8ST	78
3.5. Comportamiento de un pozo productor.....	79
3.6. Análisis de datos de la producción	80
3.6.1. Punto de nube	81
3.6.2. Punto de fluidez o enturbiamiento	83
3.6.3. Punto de turbidez	84
3.6.4. Análisis PVT del petróleo	84
3.2.5. Reconstrucción de la composición original de la muestra	86
3.2.6. Envoltante de fases de las muestras de hidrocarburos.....	91
3.3. Precipitación de parafinas en la tubería de producción.....	93
3.3.1. Cristalización de cera	95

3.3.2. Mecanismos de deposición de cera	97
3.3.3. Difusión molecular	98
3.3.4. Termodinámica de la precipitación de parafinas	100
3.3.5. Fraccionamiento del pseudo componente	102
3.3.6. Envoltorio de precipitación de las parafinas	103
3.4. Modelado de productividad de pozo	104
3.4. Deposición de parafinas en las tuberías de producción	105
3.5. Ecuaciones básicas para el cálculo de parafinas	107
3.5.1. Gradiente de temperatura	107
3.5.2. Mecanismos de transferencia de calor	107
Capítulo 4 MODELO MATEMÁTICO PROPUESTO PARA LA PREDICCIÓN DE INCREMENTO DE PARAFINAS EN TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN	115
4.1. Fundamento del modelo	115
4.1.1. Mecanismo de deposición	115
4.1.2. Modelo de Deposición	116
4.1.3. Consideraciones	119
4.2. Implementación numérica del modelo	120
4.2.1. Algoritmo de resolución	120
4.2.2. Validación	122

4.2.3. Evaluación de las condiciones límite específicas en la pared de tuberías	124
4.3. Método Diferencial.....	126
Capítulo 5 APLICACIÓN PRÁCTICA.....	134
5.1. Análisis inicial del pozo Surubi C8ST	134
5.2. Validación.....	137
Capítulo 6	153
6.1. Conclusiones	153
6.2. Recomendaciones.....	154
Capítulo 7	155
BIBLIOGRAFÍA	155

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPITULO 1

Figura 1.1 histórico de producción Campo Surubí	7
Figura 1.2 Producción Campo Surubi 2009-2013	8
Figura 1.3 Imagen satélite del área mamoré con indicación de planchadas y trayectorias de pozos.....	15
Figura 2.1 tipos de cadena lineal	21
Figura 2.2 Cadena ramificada.....	21
Figura 2.3 Hidrocarburos parafínicos que se precipitan y adhieren al liner ...	30
Figura 2.4 efecto de la solubilidad en la formación de parafinas.....	31
Figura 2.5 Deposición de parafina por presencia de materias extrañas.....	34
Figura 2.6 Residuos duros y depósitos densos de parafina fundida	37
Figura 2.7 Deposición severa de parafina en tubería.....	39
Figura 2.8 Comparación datos de pozo con problemas y sin problemas de parafinas.....	40
Figura 2.9 Formación de parafinas durante el enfriamiento del fluido en surgencia natural	43
Figura 2.10 Puntos de formación de parafinas por disminución de temperatura en bombeo neumático	45
Figura 2.11 deposición de parafinas en bombeo hidraulico	46
Figura 2.12 Muestra sólida de parafinas en laboratorio	47
Figura 2.13 Muestras de laboratorio	48
Figura 2.14 Viscosidad vs temperatura.....	48
Figura 2.15 Simulación de la deposición de parafinas	51

Figura 2.16 Los elementos cortadores.....	54
Figura 2.17 Raspador de parafinas	58
Figura 2.18 fundir la parafina acumulada con aceite caliente	61
Figura 2.19 Calentador de petróleo	63
Figura 2.20 Tratamiento térmico con calentadores de fondo de pozo.....	64
Figura 2.21 Complementado con un contactar y un mecanismo patentado denominado e-sub	66
Figura 2.22 Agrupamiento de cristales	70
Figura 3.1 Evaluación petrofísica de cada pozo y reservorio	76
Figura 3.2 secuencia estratigráfica bloque mamore.....	77
Figura 3.3 Ubicación de los pozos en el campo Surubi	78
Figura 3.4 Comportamiento de la producción del campo Surubi.....	79
Figura 3.5 mediciones simples para evaluar la deposición de parafinas	82
Figura 3.6 punto de cristalización a 805 Psia.....	82
Figura 3.7 Esquema de difusión molecular como mecanismo de deposición	87
Figura 3.8 Envolverte de precipitación de parafina	91
Figura 3.9 Envolverte de precipitación de parafina en crudo.....	92
Figura 3.10 Envolverte de parafina en gases condensados	93
Figura 3.11 Proceso de deposición de cera en oleoducto de hidrocarburos .	94
Figura 3.12 Imagen polarizada de cristales parafínicos	96
Figura 3.13 Ilustración de cómo las moléculas de cera se difuminan para formar la capa de depósito de cera.....	100
Figura 3.14 Envolverte de parafinas para la mezcla del pozo	101

Figura 3.15 Envoltente de parafinas con aumento de temperatura para la mezcla del pozo a.....	101
Figura 3.16 componentes más pesados con métodos experimentales y matemáticos	103
Figura 3.17 Construcción de la grafica ipr	105
Figura 3.18 Esquema de temperaturas en el interior de la tubería con depósitos.	107
Figura 3.19 la primera ley de la termodinámica y la analogía de circuitos eléctricos para la transferencia de calor.....	111
Figura 3.20 Analogía con un circuito eléctrico.	114
Figura 4.1 Secciones concéntricas en el reservorio.....	115
Figura 4.2 Mecanismo de deposición propuesto por singh	116
Figura 4.3 Diagrama de flujo de programa utilizado para calcular el espesor de la deposición y la fracción de masa	121
Figura 4.4 Curva de solubilidad del crudo sintético utilizado por singh et al. (2000) durante su experimentación.	123
Figura 4.5 Curva de solubilidad utilizada en las simulaciones.	126
FIGURA 4.6 ENTORNO DE MAT LAB	133
Figura 5.1 IPR inicial	137
Figura 5.2 Efecto de la velocidad en la deposición de la parafina.....	138
Figura 5.3 Efecto caudal en la fracción de parafina.	139
Figura 5.4 Curva IPR final	142
Figura 5.5 Efecto de la temperatura sobre el depósito de la parafina	142
Figura 5.6 Incremento de la solubilidad ante la temperatura.....	143

Figura 5.7 Deposición de parafinas en el tiempo	144
FIGURA 5.8 Incremento de parafinas en la pared respecto al tiempo	144
FIGURA 5.9 Efecto de temperatura de la pared en la fracción de parafina.	145
Figura 5.10 Relación entre el espesor de la parafina y la longitud axial de la tubería	145
Figura 5.11 Variación del espesor de la tubería.....	146
Figura 5.12 gradiente térmico entre el bulto y la pared frente a la longitud axial de la tubería	147
Figura 5.13 Gradiente térmico en dirección radial frente a la axial.....	148
Figura 5.14 Espesor del depósito teniendo en cuenta un gradiente de temperatura axial con una pendiente negativa a tres velocidades de flujo	149
Figura 5.15 Diferencia de temperatura entre el volumen y la pared teniendo	150
Figura 5.16 Condiciones límite diferentes estudiadas.....	151

ÍNDICE DE TABLAS

CAPITULO 1

Tabla 1.1 Valores obtenidos de la perforacion de los pozos srb-d1 srb-d27

CAPITULO 2

Tabla 2.1 Temperatura en deposito de parafinas33

CAPITULO 3

Tabla 3.1 Constantes c y m 111

CAPITULO 4

Tabla 4.1 Propiedades físicas y condiciones de funcionamiento utilizadas por singh et al. (2000) durante su experimentación. 123

Tabla 4.2 Gradientes térmicos axiales durante la producción 125

CAPITULO 5

Tabla 5.1 Datos del pozo srb-c8st 134

Tabla 5.2 IPR inicial..... 136

Tabla 5.3 IPr final 141

SIMBOLOGÍA

$\min J(x)$: Expresión de minimización de la función objetivo

$h_1(x), h_2(x), \dots, h_m(x)$: Familia de funciones restrictivas

x_1, x_2, \dots, x_m : Familia de variables a optimizar

$\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_m$: Familia de variables lamda restrictivas

$f(x, y)$: Función objetivo en función de dos variables operativas

$g(x, y)$: Función restrictiva en función de dos variables operativas

H : Matriz Hessiana

$L(x, \lambda, \mu)$: Función Lagrangiana modificada por Karush Kun Tucker

$J(x)$: Función Objetivo

$h_j(x)$: Primera función restrictiva

$g_i(x)$: Segunda función restrictiva

λ_j, μ_i : Variables restrictivas auxiliares

V : volumen ocupado por 1 mol de solido: fluido mezclado, puede ser

ρ_x y ρ_m : densidades de una fase sólida y mezcla respectivamente.

D_m : promedio del coeficiente de difusión, el cual puede ser expresado

M : masa depositada en un paso antes del tiempo y la pared y espesor están

RESUMEN EJECUTIVO

El objetivo de este trabajo es optimizar el control del proceso de deposición de parafinas sobre la superficie interna de las tuberías de producción de petróleo crudo y la influencia de parámetros como la velocidad de flujo y la temperatura de la pared sobre el espesor del depósito para un crudo ligero con alto contenido parafínico considerando tres condiciones de frontera sobre la pared de la tubería; dos de las cuales suponen un perfil de temperatura en la frontera y la tercera un valor constante.

El análisis se realizó suponiendo condiciones pseudo-estables en la fase fluida. El método de diferencias finitas se aplicó para resolver el sistema de ecuaciones diferenciales y la solución se llevó a cabo numéricamente utilizando el lenguaje de programación C++ en Matlab.

El modelo fue validado a partir de los datos en el campo de estudio y posteriormente utilizados para simular el crecimiento de los depósitos de parafina como una función de la velocidad de flujo y la temperatura de la tubería.

La velocidad de flujo reduce el máximo espesor del depósito, pero este se extiende sobre una distancia más larga sobre la tubería cuando se considera una temperatura de pared constante o cuando se considera el gradiente de temperatura axial con pendiente positiva; mientras que se observa el efecto

contrario cuando se considera el gradiente de temperatura axial con pendiente negativa.

Capítulo 1 GENERALIDADES

1.1. INTRODUCCIÓN

La deposición de parafina en la superficie interna de los oleoductos es común durante el transporte de petróleo crudo bajo el mar, donde las temperaturas son alrededor de 4 °C. En este caso, la deposición es causada por bajas temperaturas que conducen a una menor solubilidad de la parafina en la mezcla cruda. Sin embargo, también se ha observado que un poco de petróleo crudo ligero con alto contenido parafínico producido en tierra, sufre una disminución de la solubilidad en condiciones de temperatura menos severas.

Este problema ha causado enormes pérdidas económicas a la industria petrolera debido a la obstrucción progresiva de las líneas de producción, por lo que es obligatorio implementar técnicas para reducir o controlar este fenómeno. Por lo tanto, es esencial validar correctamente los modelos que pueden predecir el comportamiento del fenómeno de deposición para cada situación específica que ocurre dentro de cada campo de producción; como la posición geográfica del campo, así como las propiedades físicas y químicas del petróleo crudo.

Un modelo de deposición de parafina se pretendía principalmente calcular la ubicación y la tasa de crecimiento de la capa de parafina en la pared interna de un oleoducto de producción o transporte. Para este propósito, se han planteado una variedad de teorías que consideran la difusión molecular, la dispersión de

cizallamiento, la difusión de Brownian y el asentamiento de la gravedad (Burger, Perkins & Striegler, 1981). Además, la descripción fenomenológica debe tener en cuenta la naturaleza termodinámica del problema y el límite móvil entre la capa fluidgel y la fase fluida.

Existen modelos estrictamente basados en conceptos termodinámicos que permiten caracterizar el equilibrio entre el petróleo crudo y las parafinas para predecir la temperatura de aparición de cera (WAT) y las curvas de solubilidad de la parafina en la mezcla bruta (Coutinho & Daridon, 2001; Coutinho, Mirante & Pauly, 2006). Sin embargo, estos modelos no pueden predecir la tasa de crecimiento del depósito de parafina y su ubicación en la canalización.

Otros modelos consideran el efecto hidrodinámico y la energía y el transporte masivo, típico del fenómeno; la desventaja de estos modelos es que la solución requiere una solución simultánea de las ecuaciones de conservación de masa y energía en las fases sólida y líquida y en su interfaz; que produce una mayor dificultad. Svendsen (1993) fue quizás el primer autor que introdujo un modelo matemático para cuantificar y predecir la cera depositada en una tubería horizontal. Este modelo utiliza correlaciones simplificadas para predecir el campo de velocidad y el perfil de temperatura, sin embargo, el fallo principal se produce como resultado de asumir un valor constante de contenido de cera en la capa de parafina; desde entonces, los experimentos han mostrado variaciones significativas con respecto al contenido de cera en las direcciones axial y radial (Singh et al., 2000).

1.2. ANTECEDENTES

El Contrato de Operación del Área de Contrato Surubí, Campos Surubí, Surubí Bloque Bajo y Paloma, entró en efectividad el 2 de Mayo de 2007 con un plazo de vigencia de 22 años, culminando en el año 2029. La titularidad del Contrato está conformada por Repsol E&P Bolivia S.A. en un 100% siendo el Operador de la misma.

El campo Surubí fue descubierto a inicios de 1992 con el pozo SRB-A1, productor de petróleo crudo y gas de las formaciones Petaca y Yantata, se encuentra en producción desde septiembre de 1993. El principal reservorio de petróleo crudo del área es el Lower Petaca (Terciario), compuesta de reservorios arenosos de variable continua, depositados en un ambiente de tipo continental-fluvial. El reserborio Yantata, es de origen cretácico y es un importante productor de gas y condensado. Esta área cuenta con 63 pozos perforados en los tres campos: 25 son productivos, 3 son Sumideros y 35 cerrados. Los pozos están distribuidos en 8 planchadas.

En la tabla 1.1 se muestran las propiedades del Reservorio Petaca correspondientes al campo Surubi.

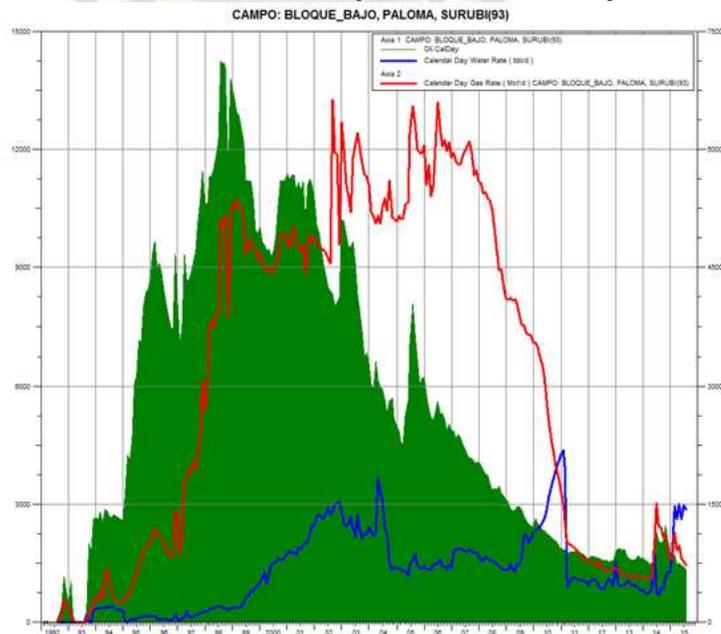
TABLA 1.1 PROPIEDADES DE RESERVOIRIO PETACA - SURUBI

PETACA	
Porosidad	24,2%
Sw	44,6%
Pi	2337 psia
Bo	1,173 pc/pcs
Rs	343.1 pc/bbl
FR	-

FUENTE: Programa de trabajo, gestión y presupuesto YPFB

La producción debido a la cambio de temperatura entre la tubería y el petróleo crudo genera problemas de formación de parafinas.

FIGURA 1.1 Histórico de producción Campo Surubí



Fuente: Programa de presupuesto y gestión YPFB, 2016

En la figura 1.1 se puede ver el campo Surubí en etapa de declinación, por eso es que se necesita un estudio para determinar la cantidad de parafinas que

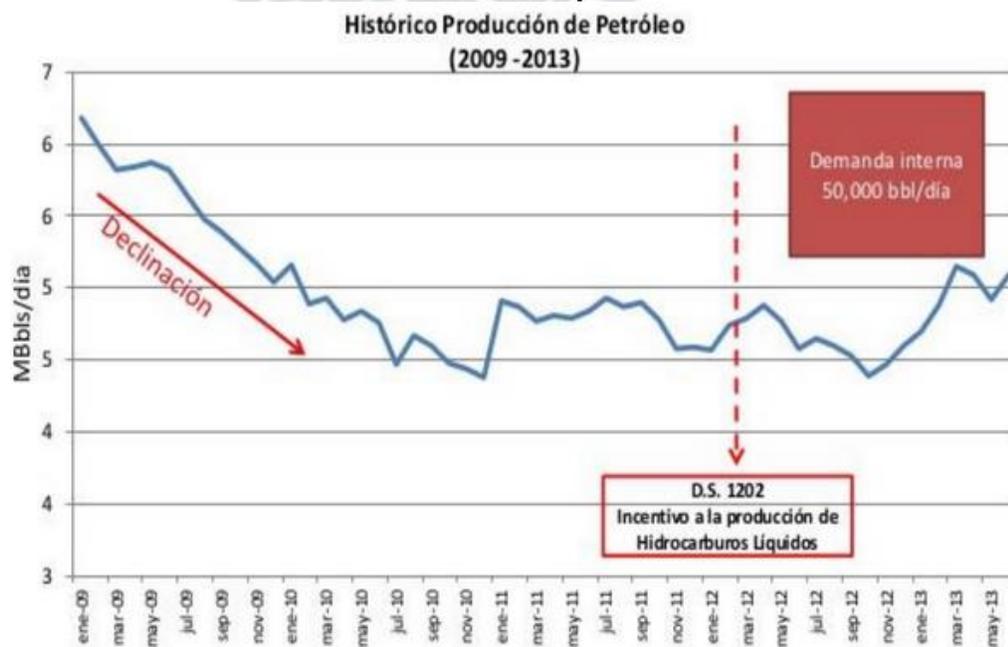
se generan y el costo que implica su control, debido a que estos campos están ingresando a la etapa de declinación.

1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.3.1. Identificación del problema

La deposición de parafinas puede restringir la producción formando depósitos en la formación, el tubing y las líneas de flujo. Esto puede ocasionar el mal funcionamiento de bombas y otros equipos, resultando tanto en pérdidas de producción como costosos trabajos de workover.

FIGURA 1.2 Producción Campo Surubi 2009-2013



Fuente: Programa de presupuesto y gestión YPFB, 2016

Al pasar de los años se mantiene la producción de petróleo crudo del Campo Surubi, por ello se debe evitar la interrupción o discontinuidad de esta, sin embargo la disminución de la productividad del pozo se debe a varias causas, una de las más problemáticas es la presencia de cristales parafínicos en las tuberías de producción, ya que pueden complicar el tratamiento de petróleo crudo cuando se asocian a un problema de emulsión. Las parafinas pueden generar un gel en el petróleo crudo, previniendo la coalescencia de las gotas de agua y reduciendo la efectividad de los ruptores de emulsión.

Los petróleos crudos parafínicos pueden desarrollar alta viscosidad durante su transmisión a través de líneas troncales e inclusive peor, pueden gelificar y convertirse en un fluido no bombeable. La temperatura a la cual el crudo ya no se mueve o fluye es conocida como el pour point o punto de fluidez. Si la temperatura del crudo cae debajo del pour point, reiniciar una línea atascada puede ser imposible.

Otros pozos se han abandonado temporal o permanentemente por una variedad de razones, incluida la obstrucción por parafina. Los pozos están compuestos por petróleo liviano de gravedad 42 a 44 °API, esencialmente al reducir la temperatura y presión de los fluidos durante los procesos de extracción y recolección de petróleo crudo, resultando en la obstrucción de líneas, caídas de producción de e incluso el abandono de pozos .

Es posible disminuir la tasa de producción de un pozo debido a factores tales como cristalización de parafinas, acumulación de arena, lodo o grava, o cambios en la presión cerca de la pared del pozo, GOR, % de agua u otras condiciones del yacimiento.

Los crudos parafínicos presentan un mayor desafío en las siguientes operaciones cuyos pozos se encuentran en declinación:

- Las operaciones de tratamiento son más limitadas:
- El costo de remediación es mayor
- El costo de falla es mucho mayor:
- La aplicación de productos químicos es altamente costosa

Es por estas razones, que se deben determinar los periodos en los que se van formando las parafinas, ya que el tratamiento es excesivo para su poca eliminación y la colaboración en el proceso productivo es costoso y el uso de agentes químicos daña a la formación y a las tuberías.

1.3.2. Formulación del problema

Podemos formular entonces la siguiente pregunta:

¿Será posible optimizar la producción del campo Surubí para controlar la deposición de parafinas aplicando modelos matemáticos cuantitativos?

1.4. OBJETIVOS

1.4.1. Objetivo General

Optimizar la producción del campo Surubí para controlar la deposición de parafinas aplicando modelos matemáticos cuantitativos

1.4.2. Objetivos específicos

- Describir la capacidad de producción del campo Surubí, así como las características de los pozos productores.
- Modelar la productividad y comportamiento del campo Surubí aplicando modelos matemáticos
- Describir los factores que intervienen en la formación de parafinas como ser las condiciones del yacimiento y propiedades del petróleo crudo.
- Determinar la concentración y la temperatura de deposición de parafinas
- Realizar una simulación mediante el software Matlab para determinar los periodos en que se formen mayores cantidades de parafina utilizando los

métodos proporcionales comunes y los nuevos métodos estratificados propuestos.



1.5. JUSTIFICACIÓN

1.5.1. Justificación técnica

Todas las dependencias técnicas, operacionales y administrativas dentro de cualquier industria, deberían encaminar sus esfuerzos para desarrollar programas y procesos que permitan identificar y reducir las variables que afecten a un procedimiento.

Tener una herramienta para controlar la formación de parafinas y los periodos de incremento, beneficiará mucho en este sector porque permitirá cuantificar los diámetros que se dañan, obtener los valores máximos y mínimos de espesores y poder tomar decisiones respecto al manejo de métodos de control de parafinas y periodos de mantenimiento.

1.5.2. Justificación económica

Dado que todos los procesos tienen un costo, estos mismos tienen un límite en su operación; es decir que los costos de operación no deben generar daños económicos al proceso. En este caso, si no se controla el incremento de parafinas en las tuberías, los costos en la producción se incrementan y también afectará el rendimiento y eficiencia del pozo. Se deben reducir al mínimo los costos de mantenimiento para la eliminación de parafinas. Este proyecto

permitirá obtener los tiempos en los que se debe realizar los gastos de mantenimiento.

1.5.3. Justificación ambiental

Este proyecto de grado evaluará y cuantificará la formación de parafina en las tuberías y a través de los resultados se buscará implementar metodologías ambientales para controlar la emisión de estas a través de un análisis cualitativo como ser un diagrama de flujo para el proceso de producción con el fin de reducir daños del entorno.

1.6. ALCANCES

1.6.1. Alcance temático

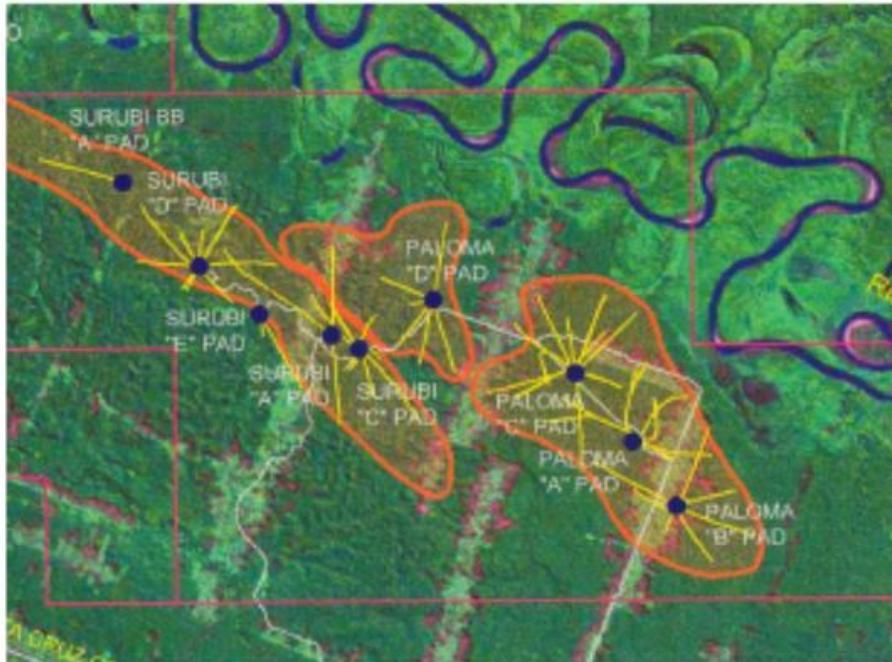
El proyecto a ser desarrollado será adecuado a las asignaturas de la carrera de Ingeniería Petrolera, tales como: Ingeniería de la Producción de Hidrocarburos, Ecuaciones Diferenciales, Control Ambiental, Termodinámica y Programación Aplicada; tomando como base los datos e informes de producción de hidrocarburos a nivel nacional e internacional.

1.6.2. Alcance geográfico

El Proyecto de Grado, en su aplicación práctica, estará dirigido a los campos Surubí, Surubí Bloque Bajo y Paloma como áreas de Explotación. A continuación se describe su ubicación:

- Localidad: Eterasama
- Provincia: Carrasco
- Departamento: Cochabamba
- Ubicación Fisiográfica: Límite entre Pie de Monte y llanura Chaco-Beniana. Distancia: 176 Km al NO de la ciudad de Santa Cruz en línea recta.

FIGURA 1.3 Imagen satélite del área mamoré con indicación de planchadas y trayectorias de pozos.



FUENTE: Elaboración propia

1.6.3. Alcance temporal

El proyecto se desarrollará en el curso del presente año, desde el mes de septiembre hasta finales de noviembre, dentro de la ciudad de La Paz con datos obtenidos en 2019 de la empresa YPFB.



Capítulo 2 FORMACIÓN DE PARAFINAS EN LAS TUBERÍAS DURANTE LA PRODUCCIÓN

2.1. Introducción

La acumulación de parafinas es uno de los mayores problemas en la producción, transporte y almacenamiento de crudo. En el reservorio reduce la permeabilidad de la roca y obstruye el paso del crudo en la cara de la formación; en el pozo causa daños al equipo de subsuelo y reduce el diámetro efectivo de las tuberías menguando la producción; con respecto al transporte obstruye el flujo por las líneas, impide una correcta separación petróleo crudo – agua en los separadores y se deposita en el fondo de los tanques de almacenamiento.

El manejo de campos petroleros en los cuales se manifiestan efectos de la presencia de parafinas como depósitos nocivos, debe ser abordado desde diferentes puntos de vista. La producción de estos campos implica que quienes participan de estas actividades conozcan las características físico-químicas de estos compuestos y su comportamiento en diferentes condiciones operativas.

El tratamiento de las parafinas debe encararse con una solución integral entre las diferentes opciones de explotación aplicables a cada campo y los medios disponibles en estos. Tanto los aditivos químicos como los métodos de calentamiento con petróleo crudo (hot oiling) o calentamiento con agua (hot

watering) tienen ventajas y desventajas siendo necesaria una combinación adecuada de los mismos adaptables a cada situación operativa. El tratamiento de parafinas por lo tanto debe ser específico para cada pozo.

La frecuencia de los tratamientos térmicos debe ser minimizada. Los fluidos inyectados deben poseer buenas condiciones de filtrado y calidad físico química. Los fluidos de calentamiento deben inyectarse lo más profundo posible en el anular. El tubing debe estar lleno y produciendo petróleo crudo y no sólo gas para que el petróleo crudo caliente o agua caliente puedan remover la parafina. Debe maximizarse las BTU/h de los equipos de tratamiento térmico. El volumen de fluido caliente debe minimizarse. Las cuestiones termodinámicas no deben ser las únicas determinantes de la decisión de usar petróleo caliente o agua caliente.

2.2. Clasificación de las parafinas

2.2.1. Parafinas cristalinas

Son principalmente hidrocarburos parafínicos de cadena normal, con cantidades relativamente pequeñas de cadenas ramificadas (cerca del final de la cadena principal) con 23 a 29 átomos de carbono.

La parafina cristalina tiene un punto de fusión entre 48 y 60 ° C generalmente y presenta los siguientes tipos de cristales: Agujas, Malformados y Placas. Las

agujas son cristales fuertemente consolidados que al agruparse pueden atrapar porciones líquidas de crudo.

Los malformados, son cristales débilmente conformados que no pueden agruparse y son fácilmente bombeables. La estructura cristalina de las placas, está formada en su totalidad por hidrocarburos parafínicos de cadena normal o lineal; son cristales bombeables, esto debido a que están enroscados sobre sus aristas (formando una especie de nido) lo cual les permite agruparse.

2.2.2. Parafinas micro cristalinas

Con 30 a 65 átomos de carbono, tienen más cadenas laterales; además contienen monociclo parafinas (Nafténicos con laterales Parafínicos).

La parafina micro cristalina tiene un punto de fusión entre 62 y 104 °C generalmente se deposita en el fondo de los tanques de almacenaje.

Por otra parte, la parafina puede variar en consistencia, clasificándose los depósitos desde blandos y pulposos hasta duros y quebradizos con puntos de fusión de 54 a 114°C.

2.3. CARACTERÍSTICAS

Todos los crudos contienen parafinas:

- C1-C4, Gas natural, Metano, Propano y Butano.

- C5-C8, Líquidos de bajo punto de ebullición, Ether de Petróleo crudo, Nafta, Gasolina, etc.
- C9-C12, Líquidos de alto punto de ebullición, Kerosene, etc.
- C13-C17, Líquidos de muy alto punto de ebullición, Diesel, etc.
- C18-C34, Líquidos no volátiles, Parafinas, Lubricantes (alcanos de cadena larga), etc.
- C35+, Sólidos no volátiles, Alcanos de Cadenas muy largas, estructuras poli-cíclicas, asfaltenos, coke, etc.

FIGURA 2.1 CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS CAMPO SURUBI

ZONA A+C	SRB D-1	ZONA B	SRB D-2
Buble-point	2828 psi	Buble-point	4331 psi
GOR	914 pcs/bbl	GOR	1594 pcs/bbl
β_o	1.558	β_o	1.883
API	42.6	API	44.3
Gas gravity	0.86	Gas ggravity	0.77
Viscosidad a B.Point	0.38 cP	Viscosidad a B. Point	0.24 cP

Fuente: Campos Petroliferos y Gasíferos YPFB, 2012

Los crudos contienen tres tipos de parafinas que son líquidas y en general no causan problemas de deposición.

Estas son cadenas lineales de bajo peso molecular, cadenas ramificadas y parafinas cíclicas. Las de bajo peso molecular (15 o menos), son cadenas lineales, también llamadas normal alcanos o n-alcanos y normal parafinas o n-parafinas.

Las parafinas de cadena lineal o n-alcános desde C16 hacia arriba son s3lidas bajo condiciones normales de ambientes, con la solubilidad decreciendo y el punto de fusi3n incrementando al aumentar su n3mero de carbonos.

- La ramificaci3n puede tener mayor influencia en el punto de fusi3n de la parafina.
- Un n-alcáno C16 tendr3 un punto de enturbiamiento de alrededor de 70°F.
- Un ramificado C16 tendr3 un punto de enturbiamiento por debajo de -70 °F.
- Un c3clico de C16 tendr3 un punto de enturbiamiento a3n menor.
- Por lo tanto, las parafinas de cuidado en los campos petroleros son los n-alcános (cadena lineal) de C16 o mayores.

Los crudos problem3ticos pueden dividirse en cuatro clases como describimos a continuaci3n.

2.3.1. Petr3leos crudos con gravedad API >20 (Con bajo contenido de parafina)

Esta clase tiene un bajo contenido de parafina (<2%) e incluye corrientes de hidrocarburos gaseosos.

Muy probablemente, estos petróleos crudos no presentarán tantos problemas de viscosidad como problemas de deposición durante la producción o en campo. Esto es porque solo una pequeña cantidad de componentes líquidos de estos petróleos crudos solidificarán al enfriarse.

Si bien estos crudos pueden contener muy bajos niveles de parafina y si las parafinas presentes fueran de cadena larga, es posible que estas parafinas cristalicen a medida que el crudo se enfría y causen problemas de deposición o de sólidos en intercambiadores de calor, separadores, o tanques de almacenamiento.

Si un petróleo crudo contiene menos del 2% de parafina, es altamente improbable que haya un significativo incremento en la viscosidad del petróleo crudo a medida que se enfría.

Las corrientes de hidrocarburos gaseosos pueden contener significativas cantidades de condensado. El condensado es un excelente solvente para las parafinas y puede transportar pequeñas cantidades de parafinas disueltas con el gas. Aunque el porcentaje de parafina presente en el volumen total es bajo, las parafinas se concentran en el condensado y un depósito de parafina puede formarse en algún punto en la corriente donde la presión caiga. Si el gas contiene menor cantidad de petróleo crudo, por ejemplo, dado por un secado, la deposición puede ocurrir en el intercambiador de calor gas/gas.

2.3.2. Petróleos crudos con gravedad API>20 (Contenido de parafina moderadamente alto)

Con moderadamente alto contenido de parafinas (>2% - <8%)

La parafina, en crudos con más del 2%, tiene una buena chance de formar depósitos en el pozo, en las líneas y en las cañerías. Los depósitos deben ser removidos por rutinas de scraping y pigging. A medida que el crudo se enfría, la cristalización de las parafinas contenidas podrá probablemente incrementar levemente la viscosidad, lo cual puede requerir un incremento en la potencia de bombeo.

Otro problema común en los crudos de este tipo es la formación de rellenos de parafinas en separadores y tanques de almacenamiento.

Con alto contenido de parafinas (>8%)

Los crudos con contenidos de más de 8% de parafinas tendrán problemas de deposición a bajas temperaturas cuando la primera parafina comienza a cristalizar y a tener problemas de bombeabilidad a medida que se enfrían hacia su temperatura de solidificación, generando la solidificación de parafinas contenidas lo que causan la gelificación del crudo y el bloqueo de la línea.

Todos los problemas exhibidos por crudos con parafinas aumentan debido a la disminución en la solubilidad que experimentan las parafinas contenidas a medida que el crudo se enfría desde la temperatura de reservorio.

2.3.3. Petroleos crudos con gravedad API <20 (Crudos pesados)

Crudos con gravedades API menor a 20, muy probablemente contienen asfaltenos. Los componentes asfálticos tienen mayor densidad que otros componentes de hidrocarburo y contribuyen a incrementar la densidad del crudo, la cual se expresa por el bajo número API. Crudos con gravedad API por debajo de 20 pero sobre 10 son llamados crudos pesados y exhiben una cantidad de diferentes propiedades y problemas que los crudos parafínicos. Depósitos duros, quebradizos y de alto punto de fusión de crudos de alta viscosidad y densidad probablemente causarán problemas en su producción, separación y transmisión.

2.3.4. Petroleos crudos con gravedad API < 10 (Crudos muy pesados)

Crudos con gravedad API menor que 10 son clasificados como crudos muy pesados. Estos crudos tienen un alto contenido de asfaltenos. Debido a su alta viscosidad, presentan muy serios problemas en su producción, tratamiento y transmisión.

2.4. Mecanismo de deposición de las parafinas

Dado que las parafinas son inertes y por lo tanto no reaccionan con otros componentes, ellas retienen sus propiedades físicas sin tener en cuenta las características químicas del crudo en el cual se encuentran, como consecuencia, la temperatura a la cual las parafinas cristalizan no es afectada por las influencias químicas exteriores.

Las condiciones físicas a las cuales la parafina es expuesta determinan si la misma cristalizará. La condición física de mayor influencia es la temperatura. Si el crudo se enfría suficientemente para permitir la cristalización de la parafina, nada puede hacerse para evitar el crecimiento de los cristales. El mejor remedio es modificar la forma de los cristales de manera que si salen de solución en el crudo, los mismos no se aglomeren y por lo tanto es menos probable que se depositen en las superficies.

Bajo condiciones normales, la mayoría de las líneas de crudo opera bajo régimen de flujo turbulento. En este tipo de flujo, hay un núcleo turbulento y una frontera laminar adyacente a la pared del caño.

En el núcleo turbulento: temperatura, velocidad y concentración de parafinas son independientes de la posición radial. En la capa de frontera, hay un alto gradiente de velocidad y decrecimiento en temperatura hacia la pared del caño.

La capa de frontera laminar controla el rango de deposición.

Dos mecanismos que son la difusión molecular y la dispersión por cizallamiento gobiernan el transporte de la parafina disuelta o precipitada desde el crudo líquido a la pared del tubo.

Si la línea de crudo opera dentro de los límites de flujo laminar, la deposición se incrementará si la velocidad del crudo decrece. Bajo condiciones del peor caso, el crudo solidificará en la pared del caño y la línea rápidamente se bloqueará con parafina.

2.4.1. Difusión Molecular

En una línea donde el crudo se está enfriando, la difusión molecular ocurre tan rápido como la pared del caño alcanza el punto de enturbiamiento. Hay entonces un gradiente de concentración de parafina entre el alto nivel de parafina disuelta en el núcleo turbulento de crudo y el bajo nivel de parafina aún en solución en la pared del tubo. Esto causa la difusión de la parafina disuelta hacia la pared del caño donde se precipita.

La pared de los caños es inherentemente rugosa proveyendo núcleos de precipitación. La parafina precipitada, gradualmente se irá incorporando en capas inmóviles.

La deposición solamente ocurre cuando el crudo se enfría. Si la temperatura de la pared del caño es mayor que la del total del volumen de crudo, la difusión molecular puede revertirse y los residuos parafínicos en la pared del caño pueden disolverse dentro del núcleo turbulento.

2.4.2. Dispersión por Cizallamiento

Los cristales de parafina ya presentes en el flujo de crudo tienden a fluir a la velocidad del crudo. Sin embargo, cerca de la pared del caño, el cizallamiento del líquido causa un movimiento lateral de las partículas de parafina. Este movimiento lateral es llamado dispersión por cizallamiento.

Se trata de un mecanismo del tipo mecánico y está referido a partículas de parafina insoluble que en el transporte rotan sobre sí mismas. Cuando el movimiento es de múltiples partículas, el resultado neto es una resultante de transporte lateral desde el núcleo a la pared del caño.

Esto lleva al transporte de la parafina precipitada desde el núcleo turbulento a la pared del tubo donde puede también depositarse directamente sobre la superficie de la pared o unirse con la parafina ya depositada por difusión molecular.

Con la dispersión por cizallamiento, no hay tendencia por núcleos de precipitación en la superficie de la pared del caño. Esto puede llevar a depósitos menos tenaces que los que puedan ocurrir por difusión molecular.

Los mecanismos de dispersión de cizallamiento sólo sobrevienen significativos si la parafina precipitada contenida en el núcleo turbulento es alta. Esto sólo ocurre cuando la temperatura del total de volumen de crudo está bien por debajo del punto de enturbiamiento.

2.5. Factores que originan la deposición de parafinas

El problema de deposición de parafinas, es uno de los más antiguos en la industria petrolera.

Los petróleos crudos, contienen hidrocarburos parafínicos que se precipitan y adhieren al LINER, a la tubería de producción, a la cañería de producción, varillas de succión y al sistema superficial de flujo.

FIGURA 2.3 Hidrocarburos parafínicos que se precipitan y adhieren al liner



FUENTE: Oil production, 2019

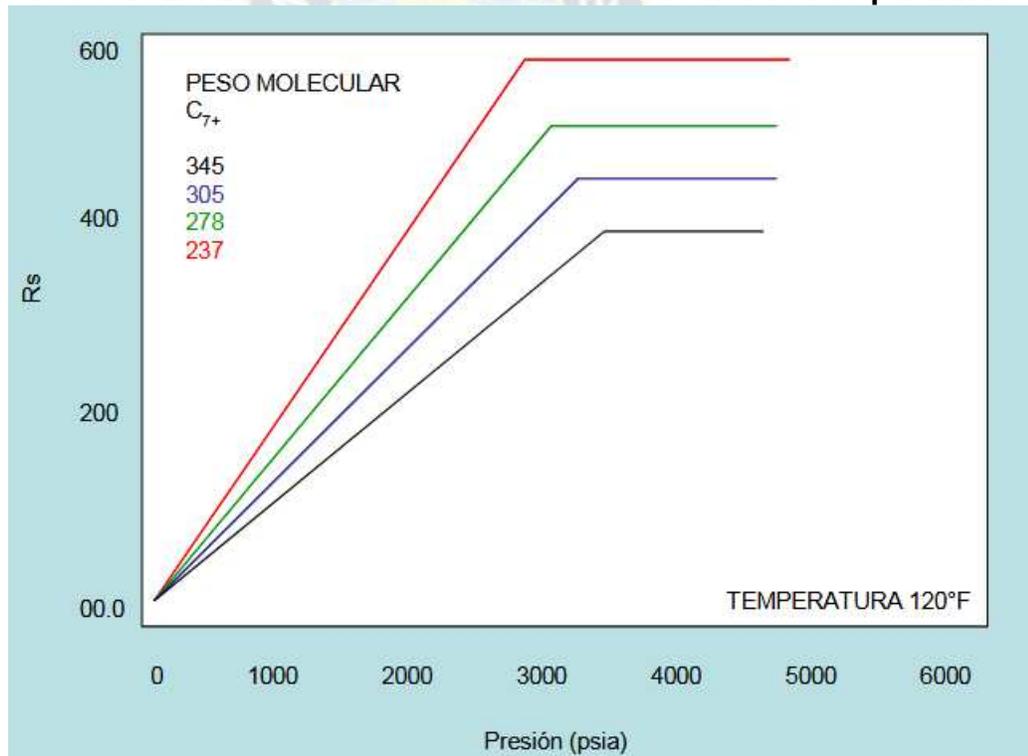
La parafina se precipita cuando ocurren cambios en las condiciones de equilibrio, los cuales causan una disminución de la solubilidad de la parafina en el petróleo crudo

Una disminución en la temperatura, es la causa más común para que ocurra una deposición; sin embargo, la variación de presión que provoca una deposición, presencia de materias extrañas y la rugosidad de elementos tubulares, ejercen también acciones que derivan en la deposición de parafinas.

2.5.1. Temperatura

En el reservorio, a una determinada temperatura, el petróleo crudo contiene una determinada cantidad de parafinas en solución. A medida que este asciende hacia la superficie a través de la tubería de producción, experimenta un gradual enfriamiento. La disminución de temperatura es un factor que causa la reducción de la solubilidad.

FIGURA 2.4 Efecto de la solubilidad en la formación de parafinas



FUENTE: Oil Production, 2010

La deposición de parafinas, se produce cuando la solubilidad de esta en el petróleo crudo es excedida, esto ocurre en un punto en el sistema en el que la temperatura es menor a la del punto de niebla (Cloud Point).

Se define como punto de niebla la temperatura a la cual aparece una nube de partículas de parafina y se inicia la deposición de la misma.

Cuando la temperatura cae por debajo del punto nube, la parafina tiende a solidificarse y separarse de la parte líquida. Este fenómeno es seguido por el de cohesión (Agrupamiento de los cristales) y el de ADHESIÓN (Fijación de las masas al sistema de producción).

Las parafinas más duras (de punto de fusión más alto) son las primeras en depositarse en las instalaciones sub superficiales de producción, mientras que las más blandas lo hacen en los tramos más fríos de las instalaciones superficiales.

Los factores considerados dentro del análisis global de temperatura son:

- Temperatura de la superficie de la tubería de producción.
- Temperatura del petróleo crudo que circula a través de la tubería.
- Gradiente de temperatura entre la superficie de la tubería y el petróleo crudo
- Taza de flujo de petróleo crudo
- Velocidad de enfriamiento del petróleo crudo

2.5.2. Presión

Las caídas de presión pueden también promover la deposición de parafinas, debido a que los componentes volátiles del crudo (como el propano y el butano) evaporan, en términos generales la pérdida de las fracciones livianas (Hidrocarburos gaseosos) favorecen la deposición de parafina en el petróleo crudo debido a:

- Se reduce la solubilidad de la parafina en el petróleo crudo
- Se reduce la temperatura debido a la expansión de los gases.
- El volumen total de los solventes disminuye.

La Tabla 2.1 muestra las características de los depósitos de parafina en el pozo, en función a la temperatura del petróleo crudo

TABLA 2.1 Temperatura en deposito de parafinas

Temperatura de la superficie de la tubería	Temperatura del petróleo crudo	Tipo de deposito
Por encima del punto nube	Por encima del punto nube	No existe deposición
Por debajo del punto nube	Por encima del punto nube	Deposición sobre la tubería de producción
Ligeramente por debajo del punto nube	Mucho mayor que la del punto nube	Pequeños depósitos de alto peso molecular, alto punto de fusión, parafina dura.
Mucho menor que la del petróleo crudo que circula	Mucho mayor que la de la superficie de la tubería.	Bastante deposición, bajo punto de fusión, parafina blanda, arrastre de petróleo crudo
Por debajo del punto nube , pero más caliente	Por debajo del punto nube	No existe deposición.

que el petróleo crudo que circula		
-----------------------------------	--	--

Fuente: Oil production (2014)

2.5.3. Materias Extrañas

Materias extrañas como ser sedimentos, incrustaciones, sales y productos de a corrosión, sirven como núcleos alrededor de los cuales puede cristalizar la parafina. Cuando este mecanismo comienza, tiende a producir un continuo crecimiento de los cristales.

Estas partículas que actúan como núcleos para la formación de pequeños y grandes cristales de parafina, incrementan la tendencia a la separación de la fase líquida y la posterior precipitación.

Entre los residuos encontrados en los depósitos de parafinas se tiene: Calcita, cristales de cloruro de sodio, sulfatos de calcio y bario, óxido de hierro, carbonato de hierro, calcio y magnesio.

FIGURA 2.5 Deposición de parafina por presencia de materias extrañas



FUENTE: Tratamiento de fondo de pozo, 2014

2.5.4. Rugosidad superficial

El grado de deposición de la parafina en la superficie de los elementos tubulares que forman parte del sistema de producción, es proporcional al grado de rugosidad, debido a que presentan una mayor área de exposición a la deposición.

En lugares en los que las condiciones para la deposición están dadas, las características tales como la cantidad, dureza, porcentaje y peso molecular de las deposiciones están directamente gobernados por el grado de rugosidad de la superficie.

La rugosidad de una superficie se la expresa mediante “EL FACTOR DE RUGOSIDAD” que es un promedio de las distancias entre los picos y los valles del perfil de la superficie de corrosión, tomados perpendicularmente a la cara de este, reportada en micrones (μ) y obtenida por métodos focales con un microscopio equipado con un portaobjetos móvil y graduado.

Existen superficies que son asombrosamente lisas y uniformes, mientras que otras son rugosas e irregulares. Los factores de rugosidad para las diferentes superficies han sido clasificados según E.B. Hunt de la siguiente manera:

- Acero Pulido. - Factor de rugosidad: menor a 5μ . Este factor representa una superficie lisa ideal, rara vez encontrada en la práctica.

- Acero Rayado por Arena. - Factor de rugosidad: 20 μ . Representa a una superficie similar a la del acero de la tubería de producción de los pozos en los que el fluido de petróleo crudo tiene arrastre de arena.
- Acero Fino. - Factor de rugosidad: 30-40 μ Representa una superficie similar a la del acero de la tubería de producción que no presenta excesiva fatiga.
- Acero Corroído. - Factor de rugosidad: 50 μ . Representa una superficie similar a la tubería de un pozo en el cual la corrosión es activa.
- Acero Áspero. - Factor de rugosidad: 60-70 μ . Representa una superficie sumamente áspera.

Tomando en forma global todos los factores antes mencionados pueden considerarse un mecanismo que resume las causas de la deposición.

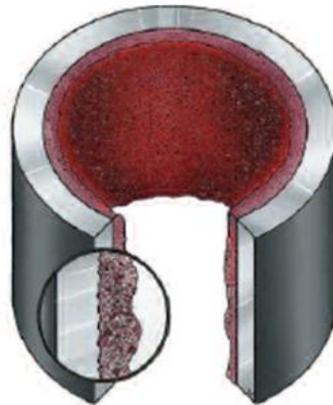
Cuando el petróleo crudo se mueve en el interior del pozo, ocurren los cambios que favorecen la precipitación de la parafina y son la disminución de la temperatura, razón por la cual el petróleo crudo llega a enfriarse y la disminución de presión que permite producir con mayor facilidad las fracciones livianas. La medida de las fracciones livianas implica que el crudo pierde un buen solvente de parafinas al mismo tiempo el volumen de la porción líquida disminuye. La evaporación de esas fracciones livianas también acelera el enfriamiento del petróleo crudo.

A medida que el crudo se enfría los hidrocarburos parafínicos lineales, pierden solubilidad en función al peso molecular comenzando la cristalización de los más pesados.

Los cristales pueden asociarse en grupos que pueden tener como núcleos materias extrañas y/o pueden depositarse sobre las superficies metálicas, con mayor facilidad en aquellas que presentan rugosidades considerables.

El caudal de petróleo crudo también afecta las características de deposición; un elevado caudal de flujo remueve selectivamente fracciones blandas, residuos duros y depósitos densos de parafina fundida; un bajo caudal de flujo permitirá solamente la remoción de parafinas blandas y el arrastre de depósitos blandos de bajo punto de fusión.

FIGURA 2.6 Residuos duros y depósitos densos de parafina fundida



FUENTE: Oil production (2010)

La consideración de la parafina está sujeta a cambios de su estado en el momento de la deposición. Aun después de haberse producido la acumulación, la presencia de gas, agua y materias extrañas aumentan la severidad del problema. El gas que pasa sobre los depósitos ya formados, arrastra los productos livianos de la parafina causando unos efectos de secado; el contacto con agua (a menos que sea a altas temperaturas) tiende a llevar a la parafina a una consistencia más plástica. Una superficie rugosa provee un sitio ideal para la deposición de parafinas.

2.6. Problemas originados por la deposición de parafinas en los diferentes sistemas de producción

El proceso de producción de hidrocarburos, es un fenómeno de flujo de fluidos, de la formación al fondo del pozo y del fondo del pozo a la superficie.

El petróleo crudo y el gas fluyen a través de las rocas de depósito hacia el fondo del pozo como resultado de la acción de una o más de varias fuerzas naturales que están latentes dentro de los depósitos naturales, y estas son:

- La fuerza de expansión del gas natural a alta presión asociado con el petróleo crudo y el agua en el depósito.
- La fuerza hidráulica de empuje hacia arriba y la fuerza expansiva de la intrusión del agua de fondo

- La fuerza de la gravedad. A estas se pueden agregar dos fuerzas expulsivas adicionales que pueden ser efectivas.
- Aquella debida a la compresión de las rocas de depósito poco consolidadas al escapar la presión del yacimiento

Aquella debida a la expansión volumétrica del petróleo. Las presiones creadas por la acción de estas fuerzas hacen que los fluidos del depósito se muevan de áreas de alta presión a áreas de presión más baja (cerca de los pozos perforados para la recuperación).

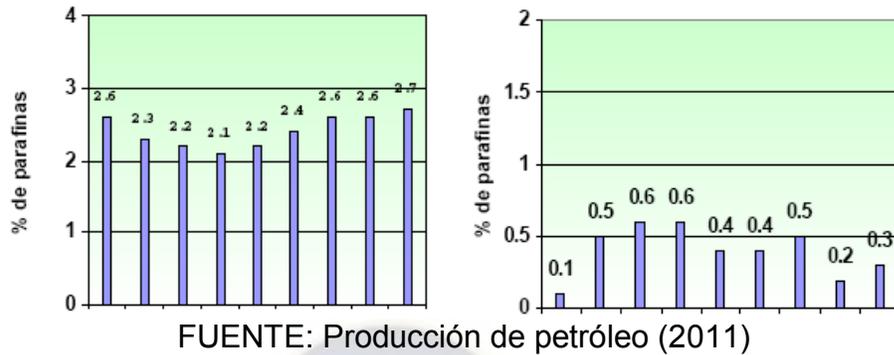
FIGURA 2.7 Deposición severa de parafina en tubería



FUENTE: Elaboración propia.

Frecuentemente cuando las presiones de formación son suficientemente altas, se tiene en el fondo una considerable cantidad de energía que no sólo es utilizada para expulsar los fluidos de la roca de depósito hacia el fondo del pozo, sino que también puede elevarlos hasta la superficie. Este sistema de producción es conocido como: Surgencia Natural.

FIGURA 2.8 Comparación datos de pozo con problemas y sin problemas de parafinas



2.6.1. Surgencia natural

Se conoce como flujo natural o surgencia natural, al proceso de producción en el cual las presiones de la formación, tienen la suficiente magnitud como para originar el empuje de los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie, o sea que el petróleo y el gas son producidos en virtud de la energía natural confinada dentro de los fluidos existentes en el yacimiento.

Los pozos que fluyen su producción bajo la influencia de fuerzas naturales, se pueden clasificar de acuerdo al carácter del flujo en: Pozos surgentes de flujo continuo y Pozos surgentes de flujo intermitente.

La condición de flujo continuo, resulta cuando la presión del depósito es mayor que la necesaria para soportar la presión de 'la columna de fluido del pozo que se prolonga desde la roca de depósito hasta .la superficie; este efecto se presenta por el empuje continuo de las presiones del reservorio, lo cual permite un flujo uniforme.

En cierta etapa de la declinación productiva, la mayor parte de los pozos fluyentes, presentan tendencia a fluir intermitentemente. A un flujo de petróleo con algo de gas seguirá un flujo de gas sin petróleo; luego sigue un periodo de quietud en el que el pozo parece estar "muerto" y no descarga ni petróleo ni gas, posteriormente se presenta un flujo de petróleo crudo y así sucesivamente; este fenómeno es conocido como producción por "cabeceo" o "borbolloneo".

Los estudios de la dinámica de fluidos en reservorios, han permitido establecer que la primera consecuencia del flujo intermitente es el fenómeno de los volúmenes insuficientes de gas en determinada etapa de producción, los cuales dan origen a bajas velocidades ascendentes provocando un flujo no uniforme.

La producción de un pozo por surgencia natural, es el sistema de producción más barato y cómodo dentro de la industria; requiere del menor número de elementos tanto en subsuelo como en superficie.

Los materiales básicos que se utilizan en un pozo que produce por surgencia natural son: Tuberías, obturadores o packers, cabezal de pozo y arbolito de producción; la función básica de estos elementos es la de confinar las presiones del pozo y controlar el flujo del mismo.

2.6.2. Problemas originados por la parafina en el sistema de surgencia natural

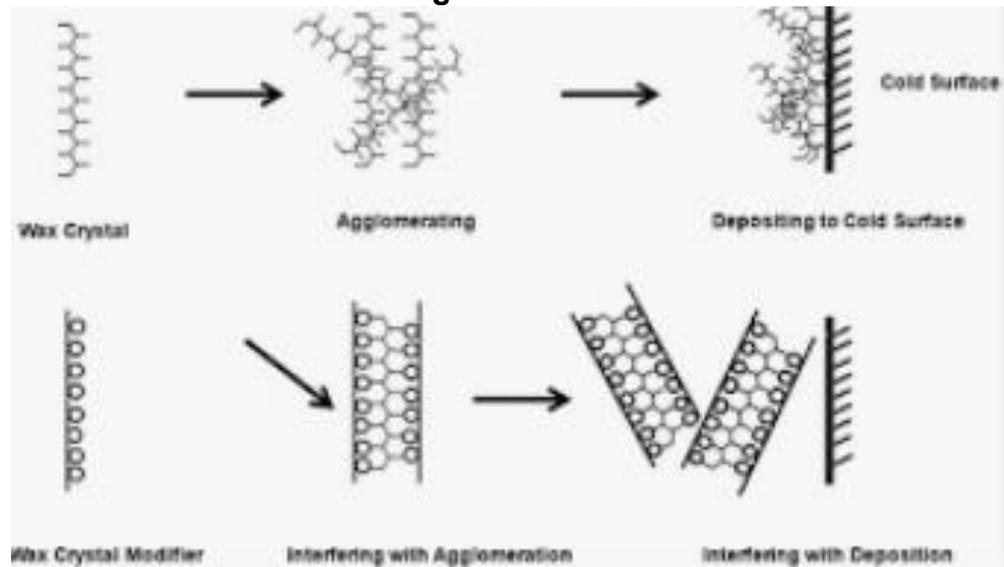
El petróleo debido a su alto contenido de parafina, se convierte en una masa semisólida (difícil de producir) al reducirse moderadamente la temperatura. Las acumulaciones de parafina sobre las paredes interiores de la tubería de producción, reducen considerablemente el diámetro efectivo de la línea, lo cual causa un incremento de la presión y un decremento en el volumen que pasa a través de esta.

Debido a la abundante acumulación de parafina, la tubería de producción puede taparse completamente, lo cual no solamente restringe el flujo, sino que lo anula por completo.

Cuando la deposición de parafina en un pozo es severa, la operación de los pozos es muchas veces interrumpida debido a que estos requieren frecuente limpieza.

Las acumulaciones de parafina se forman con mayor severidad en pozos en los que no se realiza un adecuado control de presión; al aplicar una contrapresión adecuada se evita el escape de las fracciones ligeras del petróleo que durante su ascenso por la tubería de producción influyen en el enfriamiento del fluido, provocando la deposición de parafinas.

FIGURA 2.9 Formación de parafinas durante el enfriamiento del fluido en surgencia natural



FUENTE: Instituto de Buenos Aires, Formación de parafinas, 2012

Otra ventaja del control de presión es que, manteniendo una presión adecuada se retiene en solución una mayor cantidad de gas y teóricamente la viscosidad del petróleo y la tensión superficial se conservan en valores más bajos.

El depósito de parafina es más serio en campos viejos, parcialmente agotados, en los que la presión del gas ya no es suficiente para mantener abiertos los poros de la arena productora alrededor de las paredes del pozo. Las rocas de la pared se vuelven más y más impermeables por la deposición de parafinas en los espacios porosos, hasta que los pozos quedan prácticamente separados del estrato productor. La evidencia indica que en casos extremos la acumulación de parafinas puede extenderse por la roca de depósito a una distancia, de varios metros desde las paredes de los pozos.

2.6.3. Problemas originados por la parafina en el bombeo neumático

La disminución de la temperatura y/o aumento de la presión en el bombeo neumático pueden afectar el comportamiento del equilibrio termodinámico de la mezcla con la consecuente posibilidad de precipitación de 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 baleos, tubería de producción, estrangulador (para pozos fluyentes), válvulas de bombeo neumático (para pozos no fluyentes) y puntos donde las líneas de escurrimiento atraviesan regiones de temperatura baja (pantanos, arroyos, ríos).

En la figura se presenta los lugares donde presentan cambios drásticos de temperatura, en el sistema integral de producción.

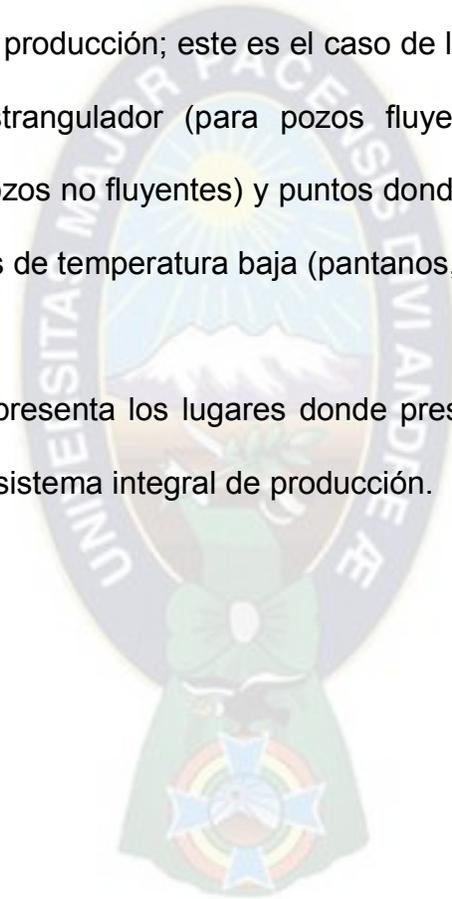
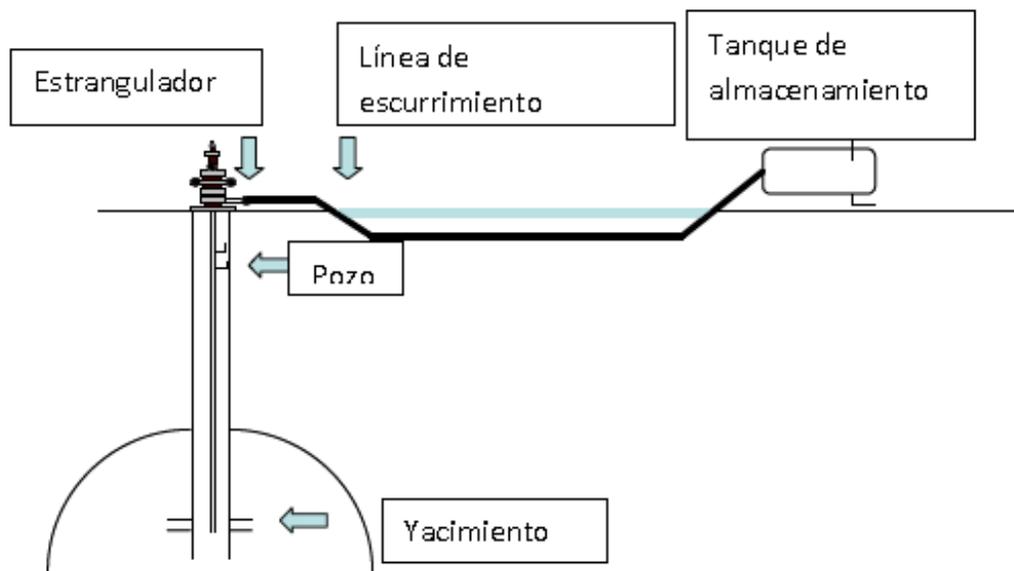


FIGURA 2.10 Puntos de formación de parafinas por disminución de temperatura en bombeo neumático



Fuente: Precipitación de parafinas, 2010

Los depósitos en las paredes internas de la tubería de producción, reducen el diámetro interno de la misma y afectan considerablemente, incrementando el gradiente de fluido y la presión de una profundidad dada.

Debido a la disminución del diámetro interno de la tubería de producción existe un aparente incremento de los volúmenes de gas y petróleo en circulación, por lo cual, la pérdida de energía llega a incrementarse considerablemente debido a la fricción, causando levantamiento ineficiente, lo cual obliga a realizar periódicas limpiezas de la tubería de producción.

2.6.4. Problemas originados por la deposición de parafinas en el bombeo hidráulico

En las instalaciones de venteo de gas tipo casing, la parafina se deposita sobre las paredes internas de la cañería de revestimiento y en la parte externa de las líneas de venteo y de inyección, lo cual provoca una disminución del espacio libre de fluido. Además, la parafina se deposita en el interior de la línea de venteo de gas. Cuando la deposición es severa esta línea llega a taparse completamente, lo cual provoca una disminución de la eficiencia de la bomba o un mal funcionamiento de la misma causando que disminuya considerablemente la producción.

FIGURA 2.11 Deposición de parafinas en bombeo hidráulico



Fuente: Universidad de Santander Fallas en Bombeo Hidráulico, 2018

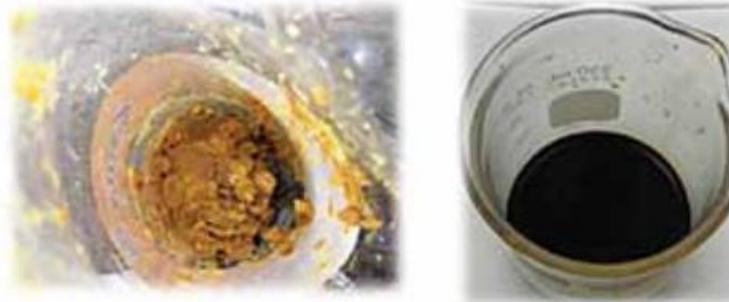
La presencia de parafina en la bomba de profundidad, ocasiona un gradual incremento en la presión de operación cuando existe un parcial y repentino incremento en la presión de operación si la obstrucción es considerable.

Los depósitos de parafina en el sistema superficial, provocan la reducción del diámetro interno de las líneas superficiales de recolección, notable acumulación en separadores, tanques de decantado, almacenaje y otros equipos que están en contacto con el petróleo producido, lo cual obliga a realizar periódicas limpiezas, muchas veces empleando productos químicos disolventes de parafinas. La limpieza del equipo superficial es un factor importante en la eficiencia del sistema, puesto que el fluido motriz con el que se trabaja debe ser lo más limpio posible y además debe estar completamente libre de sólidos.

2.7. Pruebas de deposición de parafinas

El aparato usado en esta prueba, está formado por circuitos de prueba ubicados en la sección que comprende la parte superior, dichos circuitos son cambiables y están contruidos con tubos de acero inoxidable, además son bastante resistentes al efecto erosivo de la arena. Durante la prueba son introducidos en unos vasos que contienen petróleo crudo y aditivo. Después de la prueba, los circuitos son extraídos de los vasos y posteriormente pesados.

FIGURA 2.12 Muestra sólida de parafinas en laboratorio



Fuente: Deposición de parafinas Petrotecnia, 2019

Los circuitos de prueba se mantienen fríos (a 40 °F; 4.44 °C) mediante la circulación de un fluido frío por el interior de estos.

FIGURA 2.13 Muestras de laboratorio

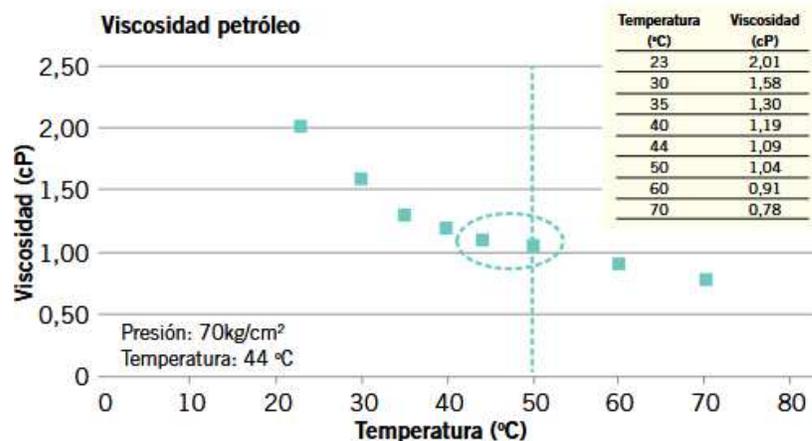


Fuente: Deposición de parafinas Petrotecnia, 2019

En la figura 2.13 se muestran los cambios observados en un fluido del mismo pozo para distintos tiempos de producción.

Si bien las condiciones de precipitación de parafinas y asfaltenos son únicas para cada pozo, según la composición, la temperatura, la presión y las condiciones de operación, se determina mediante un ensayo de viscosidad.

FIGURA 2.14 Viscosidad vs temperatura



Fuente: Deposición de parafinas Petrotecnia, 2019

En cuanto a la determinación de contenido de parafinas y temperatura de aparición de parafinas, se mencionan a continuación los métodos reconocidos. Los últimos de cada uno son los recomendados como más apropiados:

- Paraffin content determination method
- Acetone DEPOSITION (modified Universal Oil Products (UOP) 46-64 method).
- n-C20+ content from HTGC.
- Micro-DSC method.
- centrifuge method (required HTGC)
- Cloud point (WAT) determination method(5)
- micro-DSC method.
- Extrapolation from the precipitation curve obtained from the centrifuge method.
- cross-polarize microscope (CPM) with a temperature control flow cell (oil trapped in a small glass tube).

2.8. Métodos de tratamiento de las parafinas

Los problemas de parafina varían de área en área, de campo a campo en la misma área, y a veces de pozo a pozo en el mismo campo. Esto hace imposible tener una solución efectiva universalmente.

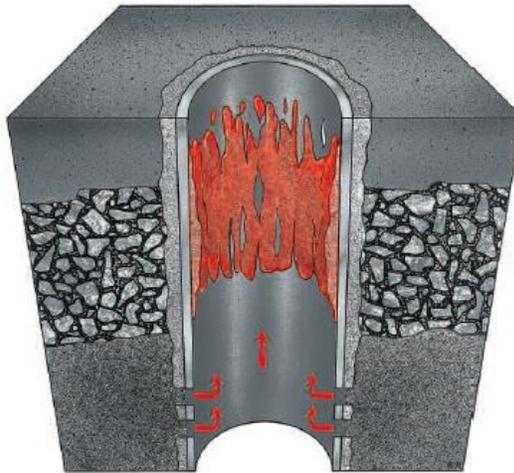
Los efectos de la deposición de parafina, sin embargo, son universales. Los depósitos en pozos, líneas de alimentación, y en el caso de las parafinas, a veces en la formación, gradualmente reducen la producción. A no ser que se remuevan, los depósitos, eventualmente pararán el flujo de petróleo.

La parafina se precipita fuera de los crudos cerosos cuando hay un ligero cambio en las condiciones de equilibrio, causando una pérdida de solubilidad de la cera en el crudo. Un descenso en la temperatura es la causa más común de la precipitación de parafinas, aunque muchos otros factores pueden afectar el proceso.

La evidencia indica que la materia en particular, suspendida como asfalto, formaciones finas, productos de corrosión, sal y la velocidad en las precipitaciones de las arenas, actúan como un núcleo para la cohesión de pequeñas partículas de cera en partículas más grandes, las cuales tienden a separarse más fácilmente del petróleo. Incluso las ceras pueden separarse del crudo, pueden quedar frecuentemente en suspensión en este y no depositarse cuando el petróleo está fluyendo.

Los depósitos de parafinas, frecuentemente presentan una constante tendencia al crecimiento. En muchos campos, (excepto en aquellos en los que se realiza un sistemático tratamiento para removerlos) la producción de petróleo disminuye gradualmente, la posibilidad de fallas mecánicas se incrementa, originando una serie de problemas.

FIGURA 2.15 Simulación de la deposición de parafinas



Cristales de parafinas pueden formarse en las paredes del tubing como la temperatura del fluido producido disminuya.

FUENTE: Elaboración propia.

Existen varios métodos que se aplican para remover periódicamente o constantemente la parafina depositada en las paredes del arreglo sub superficial de producción, en las líneas superficiales de recolección, en el equipo de tratamiento y/o en los tanques de almacenaje, los cuales pueden ser clasificados de la siguiente manera:

- Método mecánico
- Método térmico
- Método químico
- Método combinado

2.8.1 Método mecánico

El método mecánico, básicamente consiste en accionar herramientas tales como raspadores, cortadores, escariadores y otras sujetas a algún medio (cable, varillas u otros) que les permita deslizarse hacia arriba y hacia abajo dentro de la tubería de producción y atravesar de un extremo a otro las líneas superficiales de recolección.

El método mecánico es uno de los más comúnmente empleados, es económico y no destructivo; sin embargo, no en todos los pozos puede ser fácilmente aplicado.

Las diferencias técnicas que involucra este método pueden dividirse de la siguiente manera:

- Raspadores accionados con cable
- Raspadores accionados con varillas
- Escariadores de cañerías de revestimiento.
- Raspadores de cañerías superficiales de recolección
- Bolas y tapones solubles
- Tubería con revestimiento plástico

2.8.1.1. RASPADORES ACCIONADOS CON CABLE

Un equipo a cable fundamentalmente está compuesto por: la sarta de desparafinamiento, los accesorios y la unidad motriz.

2.8.1.2. SARTA DE DESPARAFINAMIENTO

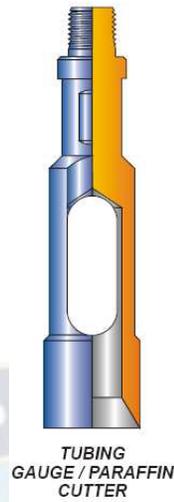
Básicamente está compuesta por: Cortador de Parafina, tijera, varillas pesadas, preventor de flujo ascendente, mandril y cable.

2.8.1.3. CORTADOR DE PARAFINA

Es la herramienta que abre paso a los demás elementos de la sarta, es una herramienta de base circular, con un afilado cortador en esta, generalmente usada para remover o descascarar depósitos endurecidos de parafina, de las paredes de la tubería.

Muchas sargas de desparafinamiento, en lugar del cortador de parafina convencional, incluyen herramientas tales como los tirabuzones, raspadores de parafina u otras como el cortador tipo "H", el cual corta la parafina en forma constante y además ofrece una menor probabilidad de taponamiento debido a que expulsa los recortes hacia arriba a diferencia de los cortadores convencionales.

FIGURA 2.16 Los elementos cortadores



FUENTE: Elaboración propia

La acción efectiva de raspar, es dividida en forma equitativa entre dos elementos cortadores localizados en dos diferentes niveles y sobre los lados opuestos de la herramienta, permitiendo reducir la resistencia del flujo al paso de la misma. Los elementos cortadores que además tienen ángulos opuestos crean un “rebanado” que mejora la eficiencia de remoción de la parafina y otorga facilidad de desplazamiento a través de los nicks de asiento, reducciones y otros.

2.8.1.4. TIJERAS

Entre las tijeras para el equipo a cable, se emplean con mayor frecuencia las tijeras a golpe, que pueden golpear tanto hacia arriba, como hacia abajo. Estas tijeras deben estar localizadas en la parte inmediata superior de la herramienta de servicio también denominada elemento de avance.

2.8.1.5. VARILLAS PESADAS

Son empleadas para proporcionar mayor peso a la sarta, ayudan vencer las fuerzas de fricción del sistema, fundamentalmente la fuerza creada en la caja empaquetadora.

También son usadas para transmitir el impacto necesario hacia arriba o hacia abajo cuando se golpea con tijera. El diámetro y el peso de las varillas pesadas están determinados por la fuerza de impacto requerida y por el diámetro de la superficie sobre la cual se opera. En condiciones normales, se usan 6 a 8 pies de varillas pesadas, esta longitud puede lograrse combinando varillas pesadas de 2, 3 o 5 pies de largo, de acuerdo a requerimiento.

2.8.1.6. Preventor de Flujo Ascendente

Cuando se realizan trabajos de rutina o trabajos especiales en pozos surgentes o en aquellos que se emplea bombeo neumático, existe el peligro de que las herramientas lleguen a ser expulsadas hacia arriba. Cuando esto ocurre, el cable que está por encima de las herramientas puede enredarse, retorcerse y generalmente romperse, soltándose las herramientas y causando difíciles problemas de pesca.

El preventor de flujo ascendente, tiene un mecanismo de seguridad diseñado para trabajar con herramientas a cable convencionales, que en forma inmediata

y segura detienen a la sarta (en la cual está incluido), cuando esta es expulsada hacia arriba por una inesperada surgencia de fluido a alta presión.

Cuando las herramientas de servicio que están por debajo del preventor son expulsadas hacia arriba, el preventor instantánea y automáticamente es fijado en las paredes de la tubería de producción, después de unas pulgadas de recorrido previniendo posteriores movimientos. La fuerza hacia arriba es transmitida por la superficie inclinada entre las caras de la herramienta y transformada en una gran fuerza horizontal que proporciona una fuerza de freno que resiste posteriores movimientos. Como el golpe del fluido causa la fijación del preventor, el peso de la herramienta que se encuentra por debajo de este, lo mueve a su posición original y se reanuda el movimiento normal de la sarta. Si el peso de la sarta es insuficiente para liberar el preventor, puede usarse la tijera incorporada en la parte superior de este para golpear y destrancarlo.

2.8.1.7. Mandril

El mandril es el medio de conexión del cable y la sarta de desparafinamiento. El cable es introducido por un pequeño agujero existente en la parte superior del mandril, se enrosca interiormente alrededor de un disco y posteriormente es enrollado para que quede debidamente asegurado. El disco puede rotar libremente, proporcionando una unión giratoria entre el cable y las herramientas sujetas al mandril.

2.8.1.8. Accesorios del equipo a cable

Entre los principales accesorios que presenta un equipo a cable se pueden indicar: lubricador, preventor superficial, unión integral, caja empaquetadora, sensor del indicador de peso y polea inferior o de pie. Entre otros, se pueden indicar: El poste telescópico, polea de izaje, seguros y cadenas, los cuales son empleados para la localización y fijación del conjunto de accesorios.

2.8.1.9. Raspadores Accionados Con Varillas

Estos raspadores son usados en pozos donde la deposición de parafina es muy severa y muchas veces es necesaria la aplicación del método mecánico de desparafinamiento en forma constante.

Entre las herramientas accionadas con varillas, las más comúnmente empleadas son las siguientes:

2.8.1.10. Cupla de varilla extractora y raspadora de parafina

Esta herramienta puede cumplir tres funciones y está diseñada de tal forma que, al ser introducida en el pozo, no se suspende debido a la acción del fluido y, además, no causa excesivo deterioro de la tubería de producción.

El cuerpo está fabricado de una aleación de acero forjado. Su barril especial sin costura es tratado en caliente.

Cuando se usa como raspador de parafina estas cuplas son espaciadas de acuerdo a la magnitud de la deposición. Para una remoción efectiva, la distancia entre cuplas no debe ser mayor a la normal, esto permite que la parafina cortada sea bombeada con facilidad fuera del pozo.

Como guía, las varillas son bastante efectivas en pozos ligeramente torcidos, o bajo condiciones que requieren varilla extractora de alineamiento.

FIGURA 2.17 Raspador de parafinas



FUENTE: Girard Industries, 2010

Como guía, la válvula viajera también es efectiva, se recomienda la instalación de una cupla sobre una varilla de tamaño reducido encima de la válvula viajera. Esta herramienta también puede ser accionada con equipo a cable ubicándola adecuadamente en la sarta de desparafinamiento.

Para obtener buenos resultados, al emplear esta herramienta, inicialmente se le debe dar un ajuste normal y luego ajustar un octavo de vuelta adicional.

2.8.1.11. Tuberías con revestimiento plástico

La principal conclusión de los estudios realizados sobre el revestimiento plástico, propone que un plástico pulido antiparafínico, es capaz de controlar la deposición de parafinas en forma eficiente y que en un revestimiento plástico la deposición de parafinas en pozos es antiparafínico, sustancialmente flexible, altamente polar, puede reducir la producción de algunas cantidades de arena y algunos otros abrasivos tales como los productos de la corrosión. Sin embargo, también deben considerarse otros factores tales como la resistencia a altas temperaturas y permeabilidad, las cuales hacen, muchas veces, que un revestimiento plástico no proporcione todas las propiedades deseadas.

2.8.2. Método térmico

El método térmico comprende las técnicas de tratamiento destinadas a fundir la parafina empleando calor. Estas técnicas pueden dividirse de la siguiente manera:

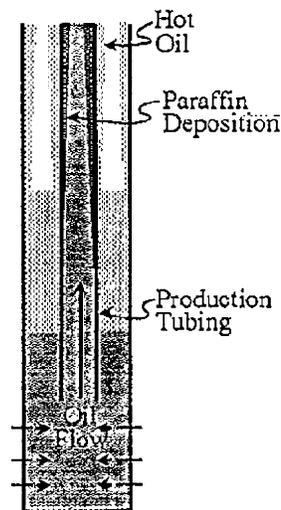
- i) El carburo de calcio introducido en el pozo, al entrar en contacto con agua, genera calor y acetileno gaseoso. El resultado después de la reacción es la producción de una especie de lodo, formado por parafina pastosa junto al fluido de formación. Una mezcla de sosa cáustica y limaduras de aluminio metálico, también genera calor al entrar en contacto con agua.
- ii) Mezclas de peróxido de sodio y agua también se han propuesto como un medio para generar calor, el hidrógeno y el oxígeno que se liberan en la reacción, se incendian y arden el pozo generando calor, este método sin embargo ha sido experimentado en forma limitada y, de manera general, es una técnica poco empleada debido a que los resultados no siempre han sido provechosos y los medios de generación de calor tienen elevados costos.

2.8.2.1. FLUIDOS CALIENTES

Generalmente se emplea petróleo y con menor frecuencia agua caliente u otros fluidos calientes tales como la gasolina o el benzol.

Esta técnica de remoción es simple, emplea intercambiadores de calor en superficie que permiten calentar el petróleo (u otros fluidos) a temperaturas comprendidas entre los 200 y 300 °F. (93 y 149 °C). Posteriormente, de acuerdo al arreglo de producción que se tenga en el pozo, el petróleo caliente es bombeado por el espacio anular cañería-tubería o directamente por el interior de la tubería de producción. Esta operación permite fundir la parafina acumulada en el arreglo, la que finalmente es extraída del fondo del pozo mediante circulación.

FIGURA 2.18 Fundir la parafina acumulada con aceite caliente



FUENTE: Elaboración propia

2.8.2.1.1 Tratamiento térmico empleando la inyección de petróleo Caliente

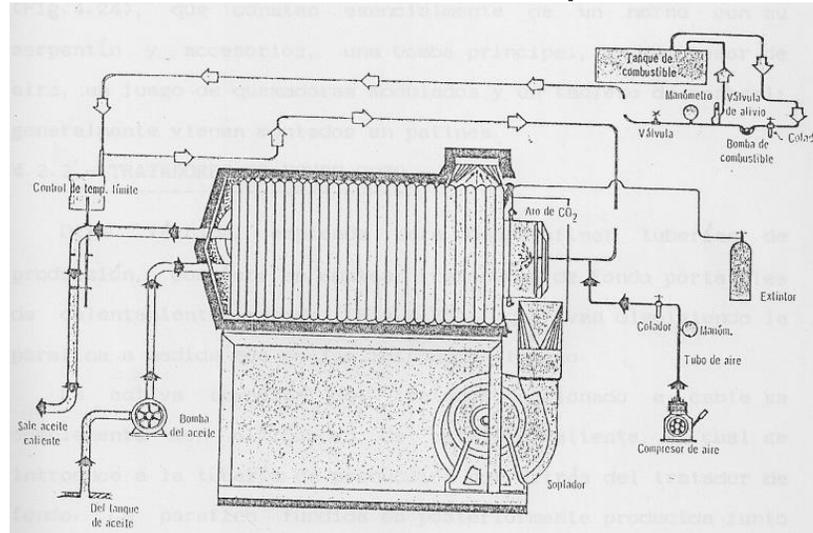
Aunque este método ha sido aceptado durante muchos años, existen evidencias que muestran que el petróleo caliente puede causar daños a la formación, particularmente en pozos de baja presión y cuya temperatura de fondo es menor a los 160 °F, dichos daños generalmente se manifiestan con notables disminuciones en la producción.

2.8.2.1.2 Tratamientos con agua caliente

Se ha observado que la parafina disuelta o dispersa en agua llega hasta el reservorio y disminuye notablemente la temperatura de esta.

Se prefiere utilizar la técnica de inyección de agua para la remoción de parafinas, ya que es más efectivo que la inyección de aceite caliente, debido a la mayor capacidad calorífica del agua.

FIGURA 2.19 Calentador de petróleo



FUENTE: Elaboración propia

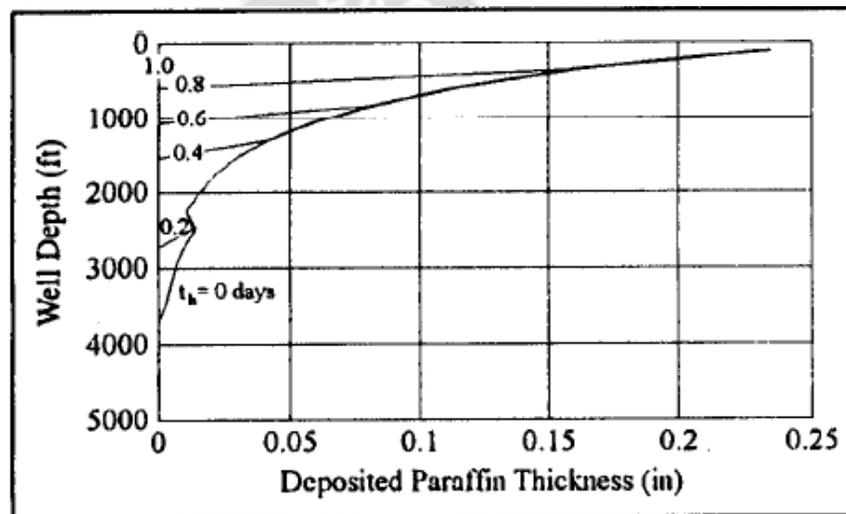
Ocasionalmente el proceso de re-solidificación es lento y el resultado de la declinación de la producción puede ser atribuido a la declinación natural del campo.

La aplicación de fluidos calientes es mucho más recomendable para desparafinar las líneas de recolección de los campos petroleros; para este efecto, pueden aplicarse vaporizadores o calentadores de petróleo tipo paquete completo, que constan esencialmente de un horno con su serpentín y accesorios, una bomba principal, un compresor de aire, un juego de quemadores modulados y un tablero de control; generalmente vienen montados en patines.

2.8.2.2. TRATADORES DE FONDO POZO

Otra técnica empleada para desparafinar tuberías de producción, consiste en emplear tratadores de fondo portátiles de calentamiento rápido, que van disolviendo la parafina a medida que se los introduce al pozo.

FIGURA 2.20 Tratamiento térmico con calentadores de fondo de pozo



FUENTE: Elaboración propia

En la figura 2.20 se puede ver que con el tratamiento térmico a diferentes profundidades el espesor de parafinas reduce a altas temperaturas.

La activa remoción del tratador accionado a cable se complementa con el bombeo de petróleo caliente, el cual se introduce a la tubería de producción por detrás del tratador de fondo. La parafina fundida es posteriormente producida junto con el petróleo de formación.

Los calentadores más empleados son los de resistencia eléctrica. La figura muestra que la temperatura del crudo y la profundidad del pozo influye en la

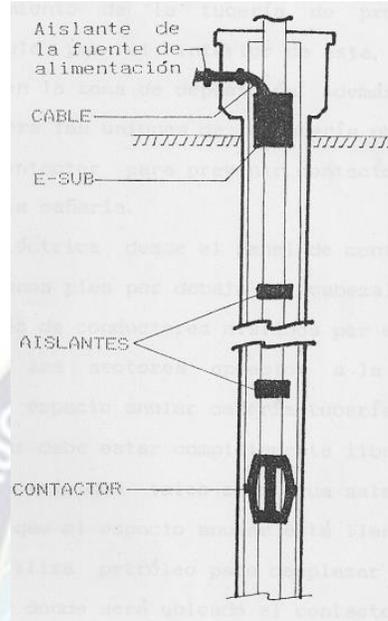
formación de la parafina, la temperatura debe mantenerse por encima del punto de nube antes de que el crudo llegue a la superficie; esto se controla suministrando la energía necesaria para reducir el grosor de la parafina depositada.

2.8.2.3. LIBERACIÓN DE CALOR

Esta técnica emplea productos químicos cuya reacción (exotérmica) libera considerables cantidades de calor, suficientes para fundir la parafina acumulada en la tubería de producción.

Esta técnica ha sido desarrollada recientemente por la Production Technologies Internacional Inc. conocida con el nombre de PARATROL, de Houston y PARATROL convierte la tubería de producción y la cañería de revestimiento en un circuito eléctrico, y emplea como elemento calentador la tubería de producción, todo esto complementado con un contactor y un mecanismo patentado denominado E-Sub, los cuales son alimentados con energía eléctrica desde un panel programable ubicado en superficie.

FIGURA 2.21 Complementado con un contactor y un mecanismo patentado denominado e-sub



FUENTE: Elaboración propia

2.8.2.4. TRATAMIENTO CON CALENTAMIENTO ELÉCTRICO

En los pozos que producen mediante bombeo mecánico, se recomienda colocar una varilla de fibra de vidrio por debajo del vástago pulido, para prevenir conducción de corriente desde el E-Sub hasta el equipo superficial.

La potencia es proporcionada por un transformador de 45 Kw equipado con un regulador de voltaje de 750 a 150 Voltios y voltajes menores.

El punto de operación de las unidades es de 160 Voltios con un factor de potencia de 0.81.

La potencia que sale del transformador y entra al circuito es regulada mediante un panel de control programable que permite el control de funciones del sistema.

Básicamente, esta técnica permite que el petróleo que circula por la tubería de producción, tenga una temperatura mayor a la del punto nube, lo cual previene la precipitación de los cristales de parafina y con esto lógicamente se prevenga la deposición en la tubería de producción.

2.8.3. Método Químico

Este método está basado en el uso de productos químicos, los cuales pueden cumplir alguna de las siguientes funciones:

- i) Disolver los depósitos de parafina una vez que estos se hayan formado. Para prevenir la formación, evitar el desarrollo y/o reducir la adherencia de la parafina a las paredes de la tubería de producción.
- ii) Mejorar algunas de las propiedades de flujo del petróleo. De acuerdo a la función que desempeñan, los productos químicos pueden clasificarse en:

2.8.3.1 Solventes

Son productos químicos empleados para disolver depósitos de parafina. El uso de solventes puros o mezclados con hidrocarburos es una práctica muy común y bastante aplicada. Se consideran como dos de los mejores solventes de parafina: al tetracloruro de carbono y al disulfuro de carbono.

También suelen ser usados con frecuencia los hidrocarburos clorados, pero su aplicación es restringida debido a la contaminación del crudo producido y el posible efecto adverso sobre los catalizadores en las refinerías.

El disulfuro de carbono es un producto químico muy peligroso para manejar, comúnmente, se usa condensado, diésel o kerosene para disolverlo, empleado de esta manera, ha mostrado un buen rendimiento.

En forma general los solventes de hidrocarburos aromáticos como el xileno o el tolueno son ampliamente aceptados en la industria como razonablemente seguros y efectivos para todo tipo de deposiciones orgánicas.

2.8.3.2 Dispersantes

Son superficies químicas activas que revisten los pequeños cristales de parafina y la superficie metálica de los elementos tubulares.

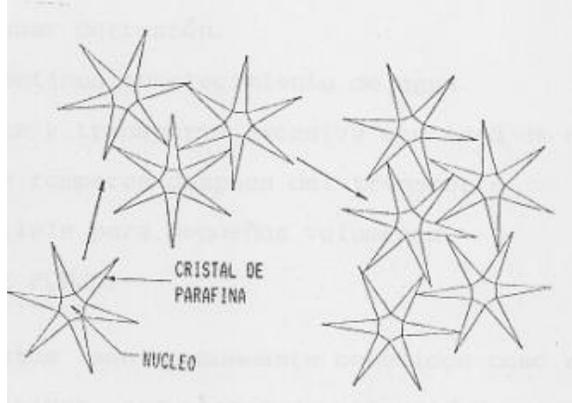
Como consecuencia de esto, los cristales se repelen unos a otros y son repelidos por las superficies metálicas. Los dispersantes también son denominados Surfactantes, pueden ser aplicados con agua, diésel u otros solventes. Se recomienda aplicarlos por debajo de los puntos en los que la temperatura del petróleo llega a ser igual a la del punto nube.

2.8.3.3 Modificadores de Cristalografía

Son polímeros capaces de cristalizar con las parafinas, cuando estos llegan a formar parte del cristal, lo cual altera su estructura cristalina y hace que cambie el modelo de desarrollo de los cristales. Bajo la acción de los modificadores de cristalografía o inhibidores de parafina, ésta se precipita en forma de cristales simples, que son fácilmente dispersados en el crudo y que no tienen tendencia a unirse entre sí.

El modificador de cristalografía además hace que la parafina pierda adherencia a las superficies metálicas. Estos productos deben ser aplicados en puntos en los que la temperatura del fluido es mayor que la temperatura del punto nube.

FIGURA 2.22 Agrupamiento de cristales



FUENTE: Elaboración propia

2.8.3.4 Emulsificantes

Reducen la deposición y disminuyen la viscosidad debido a que producen una emulsión de petróleo en agua, empleando agua de formación o adicionándole desde superficie.

Los emulsificantes deben ser aplicados en el fondo del pozo antes del punto donde empieza la deposición. Algunos problemas inherentes a su tecnología son:

- El agua puede causar corrosión.
- Se requiere un continuo abastecimiento de agua.
- El sistema produce y transporta excesiva cantidad de agua.
- La emulsión puede romperse después del transporte.
- Puede ser impracticable para pequeños volúmenes.

2.8.3.5 Mejoradores de Flujo

Estos productos son comúnmente conocidos como reductores de los puntos de fluidez, reductores de viscosidad, reductores de punto cedente, etc., son usados para mejorar las propiedades de flujo del petróleo crudo en oleoductos y otros sistemas de transporte exclusivamente.

2.8.4. Método Combinado

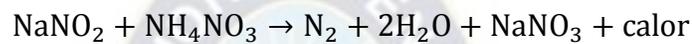
La severidad y dureza de las deposiciones, muchas veces requiere la combinación de los métodos anteriormente mencionados, lo cual permite realizar la remoción con mayor facilidad, en menor tiempo y en forma más eficiente.

La combinación empleada con mayor frecuencia, es la de los métodos químicos y mecánicos. Este procedimiento consiste en desplazar dentro de la tubería de producción una cantidad limitada de solventes que ablanda la parafina pegada a la tubería de producción y al mismo tiempo disuelve las fracciones mas ligeras, la parafina remanente es exteriormente removida aplicando el método mecánico.

La Liberación de calor y el método químico ha permitido desarrollar un eficiente procedimiento de remoción de parafina denominado N-SITU SYSTEM

el cual permite remover la parafina tanto del arreglo sub-superficial de un pozo, así como de las formaciones productoras.

El calor In-situ producido en el fondo del pozo es generado por la reacción exotérmica del nitrato de sodio y el nitrato de amonio con el cloruro de amonio ambos en solución acuosa.



Los productos de la reacción son: Nitrógeno (gaseoso), agua, nitrato de sodio. Una sal que se produce como subproducto y generalmente no daña las formaciones y calor.

Un amortiguador y un ácido orgánico son incluidos en el sistema para el control de la velocidad de reacción, logrando de esta manera que la reacción se produzca a una profundidad predeterminada. Un secuestrante de hierro y un inhibidor de corrosión también son incluidos para evitar posibles problemas de precipitación y reacciones no deseadas entre el ácido y los elementos tubulares; además se incluye un solvente y un inhibidor de parafina, productos considerados como los principales del tratamiento.

En el caso de los tratamientos de formaciones productoras, la estimulación ocurre como resultado de la penetración profunda de la solución generadora de

calor en la formación precedida por una mezcla de solvente e inhibidor de parafina

Al penetrar el solvente en la formación disuelve los cortes livianos de parafina abriendo peso y permitiendo la penetración de la solución generadora de calor.

La penetración profunda se realiza por medio de un posterior Overflush, así como por la presión ejercida por el nitrógeno en estado gaseoso.

El calor generado funde los depósitos remanentes de parafina, la parafina fundida y/o disuelta queda suspendida en el fluido caliente, la cual al disminuir la temperatura no recristaliza debido a la acción del inhibidor de parafina; después de un periodo de cierre del pozo (aproximadamente 24 horas) es producido junto al fluido de formación.

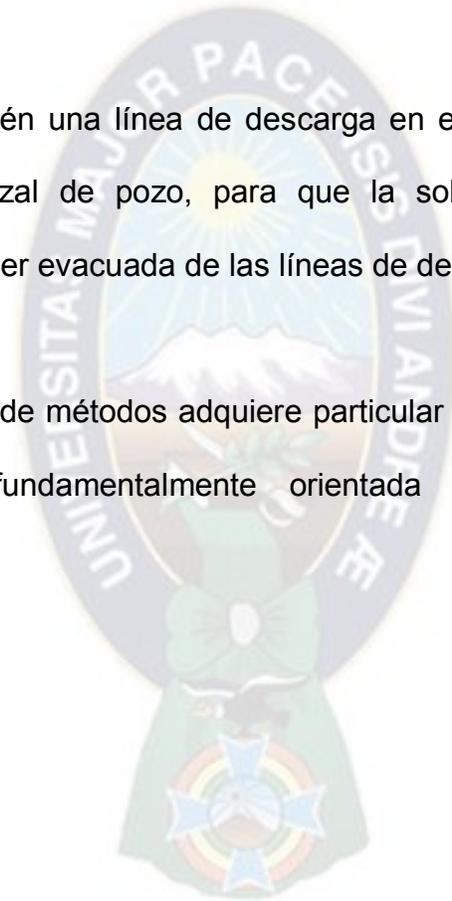
El N-Situ System permite generar 10 veces más calor que el generado por una unidad de tratamiento con petróleo caliente y permite reducir en forma considerable la cantidad de productos químicos empleados (solventes e inhibidores) que algunas veces causan emulsiones.

El equipo de superficie usado para el tratamiento y almacenaje consta de una o dos bombas triplex, tanques de medidores de flujo de alta presión, válvulas y otros accesorios comúnmente empleados en la industria petrolera.

Antes de bombear la solución generadora de calor, los componentes son almacenados en tanques separados, y posteriormente bombeados por líneas individuales de descarga, las cuales se unen corriente arriba del cabezal de pozo. De esa manera es posible bombear las soluciones que llegan a la profundidad predeterminada mediante la tubería de producción.

Se instala también una línea de descarga en el lugar de la conexión de la mezcla y el cabezal de pozo, para que la solución generadora de calor remanente pueda ser evacuada de las líneas de descarga.

La combinación de métodos adquiere particular importancia debido a que su aplicación está fundamentalmente orientada a optimizar los métodos empleados.



Capítulo 3 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO DE APLICACIÓN Y DESARROLLO DE LA OPTIMIZACIÓN

3.1. Introducción

El Contrato de Operación del Área de Contrato Surubí, Campos Surubí, Surubí Bloque Bajo y Paloma, entró en efectividad el 2 de Mayo de 2007 con un plazo de vigencia de 22 años, culminando en el año 2029.

La titularidad del Contrato está conformada por Repsol E&P Bolivia S.A. en un 100% siendo el Operador de la misma.

Los campos Surubí, Surubí Bloque Bajo y Paloma como área de Explotación, están ubicados en:

Localidad: Eterasama

Provincia: Carrasco

Departamento: Cochabamba

Ubicación Fisiográfica: Límite entre Pie de Monte y llanura Chaco-Beniana.

Distancia: 176 Km al NO de la ciudad de Santa Cruz en línea recta.

El principal reservorio de petróleo del área es el Lower Petaca (Terciario), compuesta de reservorios arenosos de variable continua, depositados en un ambiente de tipo continental-fluvial. El reservorio Yantata es de origen cretácico y es un importante productor de gas y condensado.

Esta área cuenta con 63 pozos perforados en los tres campos: 25 son productivos, 3 son Sumideros y 35 cerrados. Los pozos están distribuidos en 8 planchadas.

3.2. CAMPO SURUBI

Los niveles de arena de la formación Lower Petaca se presentan con espesores comprendidos entre 32 y 83 metros con intercalaciones de arcilla, con NTG del orden del 27% según los resultados de la evaluación petrofísica. La porosidad media evidenciada por los registros es de 17% para el espesor de aporte.. El valor promedio obtenido fue de 43%. En la Figura siguiente se muestran los detalles de la evaluación petrofísica de cada pozo y reservorio.

FIGURA 3.1 Evaluación petrofísica de cada pozo y reservorio

PROPIEDADES PETROFISICAS
POZOS SURUBI
"TRUE VERTICAL DEPTH"

Pozos	INTERVAL DATA			NET RESERVOIR				NET PAY					
	Top depth mts.	Bottom Depth mts.	Gross Thick mts.	Thick mts.	Avg. PHI	Avg. Clay Vol.	NTG	Thick mts.	Avg. PHI	Avg. SW	Avg. Clay Vol.	Avg. Perm.	NTG
SRB A-1	3344	3426	82	39	0.1280	0.136	0.4720	21.95	0.15	0.53	0.12	105.00	0.27
SRB A-2	3357	3428	71	31	0.1460	0.158	0.4360	21.60	0.16	0.46	0.14	196.00	0.30
SRB A-3	3449	3531	81	27	0.1570	0.126	0.3368	13.60	0.18	0.39	0.11	447.00	0.17
SRB-B1	3339	3371	32	20	0.1450	0.107	0.6131	13.09	0.16	0.48	0.07	161.00	0.40
SRB C-1	3339	3372	34	14	0.1440	0.109	0.4063	8.37	0.17	0.45	0.11	233.00	0.25
SRB C-2	3353	3431	78	33	0.1400	0.111	0.4219	14.53	0.18	0.41	0.07	366.00	0.19
SRB C-3	3348	3423	75	36	0.1480	0.125	0.4812	18.15	0.18	0.43	0.09	296.00	0.24
SRB C-4	3355	3432	77	20	0.1520	0.228	0.2561	12.63	0.17	0.47	0.22	294.00	0.16
SRB C-5	3335	3410	75	32	0.1580	0.124	0.4224	20.43	0.18	0.37	0.10	395.00	0.27
SRB C-7	3320	3398	78	33	0.1490	0.164	0.4286	22.75	0.17	0.43	0.15	174.00	0.29
SRB C-8	3297	3366	69	20	0.1530	0.116	0.2872	14.63	0.17	0.40	0.11	153.00	0.21
SRB-D1	3317	3384	66	31	0.1450	0.103	0.4646	18.72	0.17	0.44	0.07	223.00	0.31
SRB-D2	3330	3402	73	31	0.1660	0.127	0.4237	22.97	0.19	0.37	0.12	475.00	0.32
SRB-D3	3321	3385	64	34	0.1420	0.132	0.5342	19.52	0.17	0.44	0.10	220.00	0.30
SRB-D4 ST	3304	3368	64	27	0.1360	0.144	0.4151	11.90	0.17	0.39	0.12	208.00	0.19

283.16

Promedio Petaca	Interval	NET RESERVOIR				NET PAY					
	Gross Thick mts.	Thick mts.	Avg. PHI	Avg. Clay Vol.	NTG	Thick mts.	Avg. PHI	Avg. SW	Avg. Clay Vol.	Avg. Perm.	Net-Gross Ratio
	66.19	27.58	0.147	0.135	0.43	15.9	0.171	0.429	0.114	265	0.27

Fuente: Repsol E&P Bolivia S.A. Informe Plan y presupuesto Campo Surubi

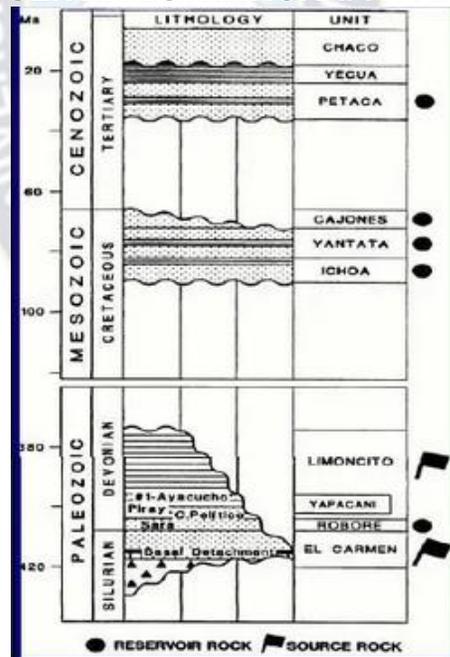
(2015)

Tras analizar estos valores y el comportamiento del campo en cuanto a la producción y los cortes de agua, se ha estimado que los resultados de la evaluación son demasiado pesimistas. Por esto, para el cálculo volumétrico, se han tomado valores que lejos de ser optimistas, reflejan mejor el comportamiento del campo.

Descripción del pozo Surubí-C8ST

Este reservorio se compone de cuerpos arenosos de grano fino, la secuencia estratigráfica es la siguiente: Formación Chaco, Yecua, Upper Petaca y Lower Petaca (Terciario), la formación Naranjillos y las formaciones Yantata e Ichoa.

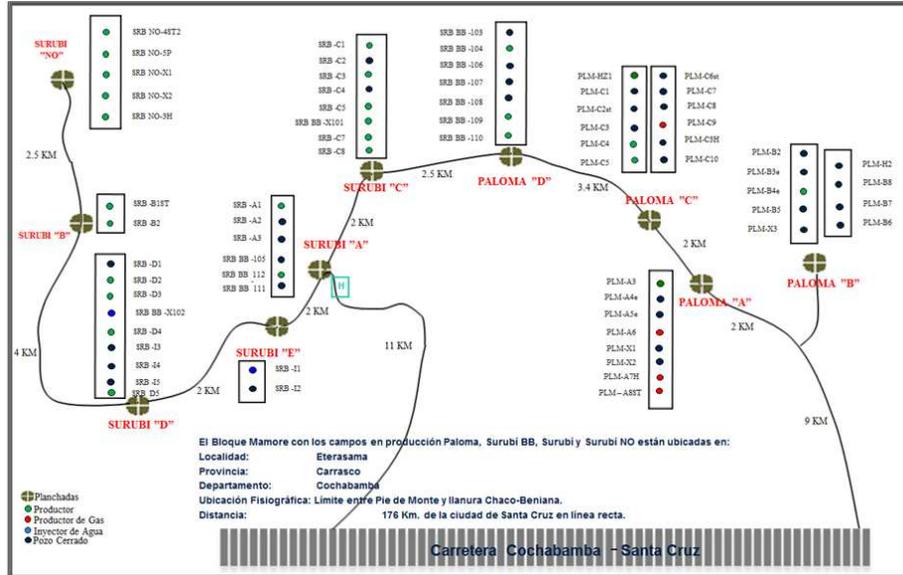
FIGURA 3.2 SECUENCIA ESTRATIGRÁFICA BLOQUE MAMORE



Fuente: Repsol E&P Bolivia S.A. Informe Plan y presupuesto Campo Surubi

(2015)

FIGURA 3.3 Ubicación de los pozos en el campo Surubi



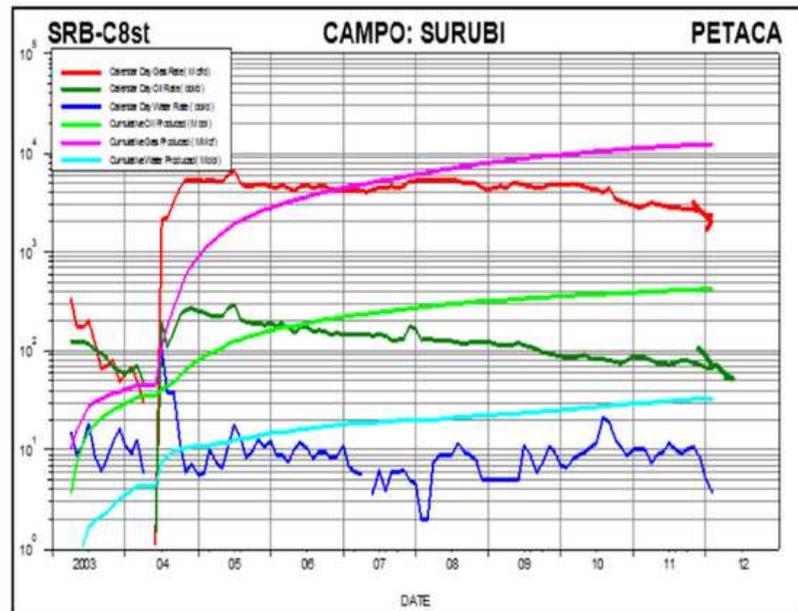
Fuente: Repsol E&P Bolivia S.A. Informe Plan y presupuesto Campo Surubi (2015)

Esta área cuenta con 63 pozos perforados en los tres campos: 25 son productivos, 2 son Sumideros y 35 cerrados. Los pozos están distribuidos en 8 planchadas.

3.3. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO SURUBÍ C8ST

A partir del año 2014 se incrementa la curva de producción debido al mantenimiento en los empaques, pero declina poco a poco debido a la producción de arena y obstrucción en el choke dando como resultado una baja producción, por ello se debe optimizar la producción para que a futuro el pozo siga produciendo a caudales constantes.

FIGURA 3.4 Comportamiento de la producción del campo Surubi



Fuente: Repsol E&P Programa de gestión y presupuesto YPFB (2015)

3.5. COMPORTAMIENTO DE UN POZO PRODUCTOR

Este es un escenario esencial en la etapa de producción, para conocer mejor este medio se proporciona a continuación información referente al mismo dividida en 5 partes principales que facilitan la comprensión y el estudio del primer escenario descrito en el artículo.

El nacimiento de un pozo se gesta con la proposición, recomendación, locación, plano y programa de perforación además de la obtención de los permisos pertinentes y autorización legal necesaria para llevar a cabo el proyecto

Una vez realizado esto, se cubre todo lo referente a la perforación como tal del pozo, tomando en cuenta cada detalle operacional, la profundidad perforada y los intervalos estructurales seleccionados para la terminación del mismo. De este modo el pozo queda registrado numéricamente adquiriendo algo parecido a su cédula de identidad.

El tercer paso o capítulo en la historia de un pozo se refiere a su vida productiva, el tiempo de producción del mismo por flujo natural, relaciones de fluidos producidos, presiones de cabezal, mecanismos de recuperación secundaria utilizados e importancia del pozo como productor de un yacimiento particular¹.

3.6. ANÁLISIS DE DATOS DE LA PRODUCCIÓN

La respuesta del yacimiento está determinada por parámetros tales como: la permeabilidad, factor de daño, coeficiente de acumulación en el pozo, distancia a los bordes, entre otros.

Una prueba de presión es la única manera de obtener información sobre el comportamiento dinámico del yacimiento.

- Planificación:

¹ <https://lacomunidadpetrolera.com/2009/05/comportamiento-de-la-produccion.html>

Para planificar una prueba de presión se debe tomar en consideración una serie de parámetros que permitirán obtener los resultados esperados.

- Características:

- i) Consideraciones operacionales
- ii) Cálculos requeridos para el diseño

- Consideraciones:

- i) Estimar el tiempo de duración de la prueba
- ii) Estimar la respuesta de presión esperada.
- iii) Contar con un buen equipo debidamente calibrado para medir presiones.
- iv) Tener claras las condiciones del pozo.

3.6.1. Punto de nube

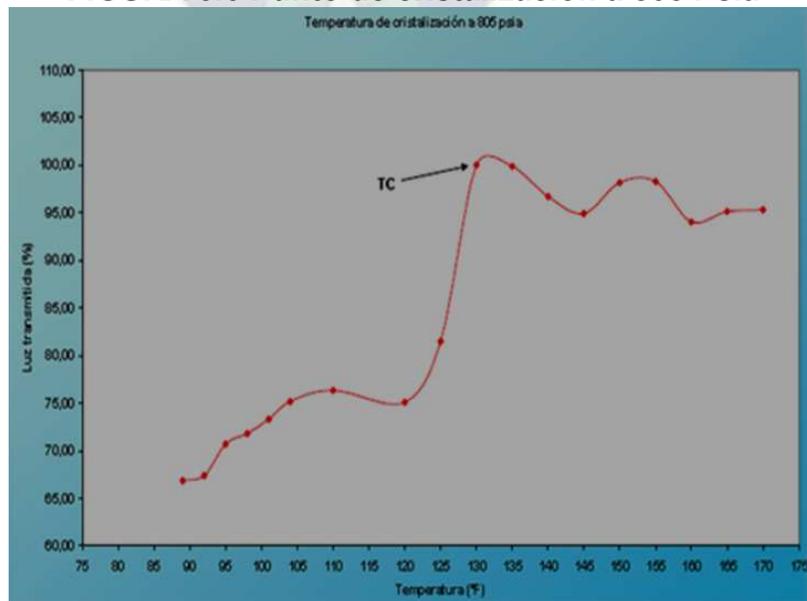
El punto de nube es la temperatura a la cual se comienzan a formar los primeros cristales de parafina en el crudo a presión atmosférica. Es el parámetro más importante de información de las mediciones simples para evaluar la deposición de parafinas.

FIGURA 3.5 Mediciones simples para evaluar la deposición de parafinas



Fuente: Elaboración propia

FIGURA 3.6 Punto de cristalización a 805 Psia



Fuente: Paper SPE 1995

3.6.2. Punto de fluidez o enturbiamiento

El "Pour Point" de un petróleo es la mas baja temperatura a la cual el petróleo fluirá, bajo condiciones de norma. La falla a fluir puede ser atribuida a la formación de parafina sólida en la masa de petróleo pero también puede ser debida al efecto de la viscosidad en crudos muy viscosos. Los "pour points" pueden ser influenciados por la historia térmica de la muestra.

La formación de parafina sólida se debe al carácter cristalizabile de algunos grupos predominantes en la composición del crudo. La temperatura mas alta de cristalización se observa para los hidrocarburos con estructuras simétrica molecular (normal parafinas), compuestos predominantes en la mayoría de los crudos.

El carácter de la cristalización de las parafinas (ceresinas para algunos autores) al enfriarse, depende de la velocidad de la formación de los centros de cristalización y de la de crecimiento de los cristales. Cuanto mas baja sea la temperatura, tanto mayor será la velocidad de formación de los centros de cristalización pero menor la velocidad de crecimiento de los cristales. Esta es la razón por la cual a temperaturas relativamente altas se forma un pequeño número de cristales grandes y a baja temperatura gran cantidad de pequeños. (Oil production, 2009)

3.6.3. Punto de turbidez

Se define cloud point (CP) o punto de enturbiamiento como la temperatura a la que empieza a aparecer una nube de cristales de parafina en un líquido cuando se enfría en condiciones especificadas.

El punto de enturbiamiento es la temperatura a la cual comienza la separación de parafinas, por solidificación de los n-alcanos superiores en la matriz del petróleo. La temperatura de insolubilización (pasaje de sólido a líquido) no es la misma que la temperatura de fusión (redisolución).

Estudios de crudos efectuados mediante DSC (Calorimetría Diferencial de Barrido) permiten determinar con la temperatura en descenso la WAT (Wax Aparition Temperature) y con la temperatura en ascenso la WDT (Wax Dissolution Temperature) en la transición sólido - líquido y líquido - sólido respectivamente. Por ejemplo, para un crudo parafinoso de la cuenca neuquina se determino una WDT de +29 a +32°C y una WAT de +23 a +25°C. En general las WDT son superiores a la WAT desde 5 hasta 28°C. (Oil production, 2009)

3.6.4. Análisis PVT del petróleo

Los análisis PVT son requisito indispensable para contar con las propiedades de los fluidos. El muestreo se realiza al principio de la vida productiva del

yacimiento, estos estudios son absolutamente necesarios para llevar a cabo actividades de ingeniería de yacimientos, análisis nodales y diseño de instalaciones de producción. Para tener la certeza de que el muestreo es representativo, se hace una validación exhaustiva tomando en cuenta todos los parámetros del yacimiento medidos durante la toma de muestras como son:

- Presión estática del yacimiento.
- Presión fluyente
- Presión y temperatura a la cabeza del pozo
- Presión y temperatura del separador
- Gastos de líquido y gas en el separador, así como el líquido en el tanque
- Factor de encogimiento del petróleo

El reservorio petaca produce petróleo de 43 a 45 °API. Las propiedades de fluidos, utilizadas para el reservorio Petaca son las obtenidas mediante el estudio PVT del pozo PLM-X2 realizado con muestra recombinada. El estudio definió a este fluido como un petróleo sub-saturado. Los resultados más importantes de este estudio se enumeran a continuación

FIGURA 3.7.1 ANALISIS PVT POZO PLM-X2

ESTUDIO PVT POZO PLM-X2	
Presión de Reservorio	4833 psi
Temperatura de Reservorio	205 °F
Presión de Burbuja	4392 psi
Factor Volumétrico de petróleo (β_o)	1.6050 bbl/bbls
Relacion de solubilidad (Rsi)	1143 pc/bbl
Viscosidad del Petróleo	0.38 cp
Factor Volumetrico de Gas (β_g)	0.0043 pc/pcs

Fuente: Repsol E&P Programa de gestión y presupuesto YPFB (2015)

En el laboratorio:

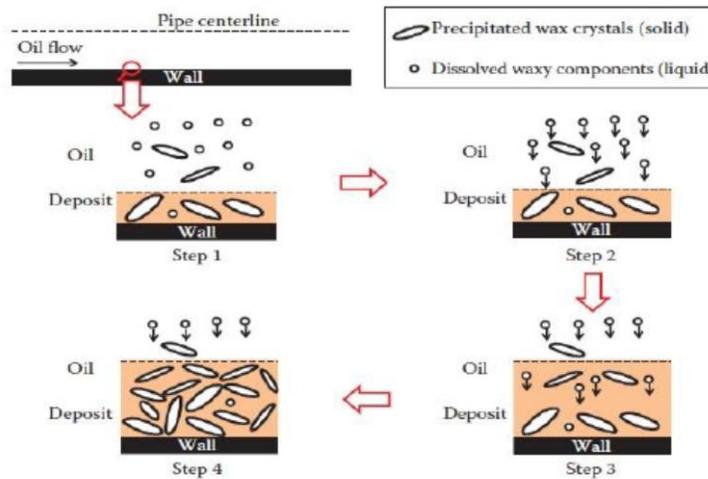
- Verificar la validez de las muestras
- Comparar los datos de campo con los datos de laboratorio
- Comparar las muestras tomadas en superficie mediante recombinado de las muestras de fondo
- Realizar los estudios completos del fluido por medio de los diferentes experimentos como son:
 - Agotamiento a composición constante
 - Agotamiento diferencial (sólo se realiza el petróleo crudo)
 - Agotamiento a volumen constante

3.2.5. Reconstrucción de la composición original de la muestra

Paso 1: Precipitación de moléculas de cera disuelta

Una vez que la temperatura del fluido disminuye por debajo de la temperatura de aparición de cera (WAT), los componentes cerosos disueltos comienzan a precipitarse fuera del petróleo y forman cristales. Esto puede ocurrir en la pared de la tubería, siempre y cuando la temperatura en ese lugar en particular esté por debajo del WAT, como se muestra en la figura . Los cristales de cera precipitados que se forman fluyen con el petróleo y no se depositan en la pared de la tubería. Por lo tanto, es la precipitación de los componentes cerosos en la pared que forma la capa incipiente del depósito de cera (Han et al., 2010; Phillips et al., 2011).

FIGURA 3.7 Esquema de difusión molecular como mecanismo de deposición



FUENTE: (Huang et al., 2015).

Paso 2: Formación del gradiente de concentración radial de componentes cerosos disueltos

Durante las condiciones normales de enfriamiento, la pared interior de la tubería generalmente tiene una temperatura más baja que el petróleo. Por lo tanto, el grado de precipitación de los componentes cerosos es generalmente mayor en la pared que en el volumen, lo que resulta en una mayor concentración de componentes cerosos disueltos que en la pared de la tubería, creando así un gradiente de concentración radial de los componentes cerosos entre el petróleo y la pared. El gradiente de concentración da como resultado la difusión de los componentes cerosos que tiene una mayor concentración de los componentes cerosos disueltos, hacia la pared como se destaca en la figura . (Verde, 2008).

Paso 3: Deposición de componentes cerosos en la superficie de un depósito existente

La precipitación de componentes cerosos en la superficie de una pared contribuye a la formación del depósito de cera. Una vez que se forma una capa de depósito incipiente, el límite de la región petrolera se convierte en la superficie del depósito. En este caso, la precipitación de los componentes cerosos disueltos en la superficie del depósito conduce a un mayor crecimiento del depósito de cera, como se muestra en la figura. Debido al hecho de que el crudo ceroso sigue fluyendo a través de la tubería, la difusión de componentes cerosos disueltos hacia el depósito continúa, lo que resulta en la acumulación del depósito de cera (Noville & Naveira, 2012; Bai y Zhang, 2013).

Paso 4: Difusión interna y precipitación de componentes cerosos en el depósito

Algunos de estos componentes cerosos disueltos se han encontrado para seguir difundiendo en el depósito de cera, lo que resulta en un aumento en la fracción de cera en el depósito de cera (envejecimiento del depósito).

En consecuencia, durante el curso de la deposición de cera, la mayoría de estos componentes cerosos disueltos en el depósito están por encima del límite de solubilidad y podrían precipitarse aún más para formar cristales, lo que resulta en un aumento de la fracción sólida en el depósito (Huang et al., 2015;

Solaimany Nazar et al., 2005; Hoffmann & Amundsen, 2010; Noville & Naveira, 2012; Bai y Zhang, 2013).

Ecuación de difusión molecular.- Como se ha discutido, la precipitación de cera se produce en los puntos de contacto entre la solución de cera disuelta y la superficie de la pared fría. El experimento de Burger et al. (1981) confirmó que la difusión molecular domina como el mecanismo principal en condiciones de flujo de calor de alta temperatura típicas de los sistemas de flujo submarino. Demostraron que la ley de difusión de Fick puede modelar la difusión molecular de la cera sólida en los flujos de petróleo y gas. Por lo tanto, la tasa de deposición de cera se puede describir mediante la siguiente ecuación:

$$\frac{d M_x}{dt} = \rho_w D_w A_w \frac{dC}{dr} = \rho_w D_w A_w \frac{dC}{dT} \frac{dT}{dr} \quad (1)$$

Dónde: $\frac{d M_x}{dt}$ es la tasa de cera depositada (kg/s), ρ_w es la densidad de la cera sólida (kg/m³), D_w es el coeficiente de difusión de la cera en la fase de petróleo (m² /s), A_w es el área de deposición de cera (m²), dC/dr es el gradiente de concentración de cera (1/m) sobre la coordenada radial de la tubería r (m), $\frac{dC}{dT}$ es el coeficiente de solubilidad del cristal de cera en la fase de petróleo (1/°C) y $\frac{dT}{dr}$ es el gradiente de temperatura radial de la pared (°C/m).

El coeficiente de difusión puede describirse de la siguiente manera:

$$D_w = 7,4 \times 10^{-9} \frac{T_a (\varepsilon M)^{0,5}}{\mu V^6} \quad (2)$$

Dónde: T_a es la temperatura absoluta ($^{\circ}\text{K}$), M es el peso molecular del disolvente de petróleo (g/mol), V es el volumen molar de cera (cc/gmole), μ es la viscosidad dinámica (CP) y ε es un parámetro de asociación que representa el peso molecular efectivo del disolvente con respecto a la difusión molecular y $V^{0,6}$ es proporcional a la temperatura absoluta T_a . El parámetro de asociación y el peso molecular del disolvente de petróleo crudo M son constantes en la ecuación. El coeficiente de difusión en principio se propone en función de la constante C del petróleo y la viscosidad del petróleo en muchos modelos de coeficiente de difusión.

$$D_w = \frac{C_t}{\mu} \quad (3)$$

A medida que la temperatura disminuye en la dirección radial de la tubería, la viscosidad del petróleo puede aumentar y el coeficiente de difusión de la cera en petróleo puede disminuir sustancialmente (Huang et al., 2015). Por lo tanto, se puede concluir que la difusión molecular se considera como el principal mecanismo para la deposición de cera debido a la difusión de las moléculas disueltas de los componentes cerosos hacia la pared; esto también ha sido utilizado por muchos estudios de modelado de cera (Huang et al., 2015; Solaimany Nazar et al., 2005; Venkatesan, 2004; Han et al., 2009; Singh et al., 2000).

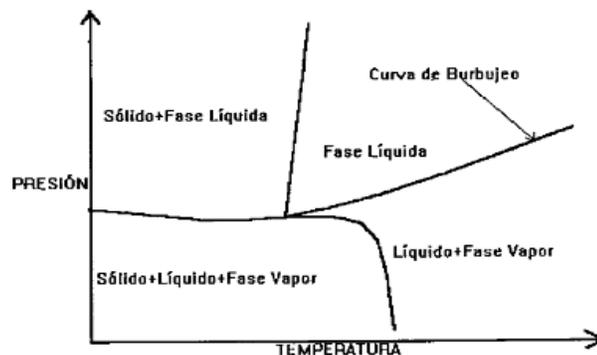
3.2.6. Envoltente de fases de las muestras de hidrocarburos

La acumulación de depósitos de parafinas es uno de los mayores problemas en la producción, transporte y almacenamiento de crudo. En el reservorio reduce la permeabilidad de la roca y obstruye el paso del crudo en la cara de la formación; en el pozo causa daños al equipo de subsuelo y reduce el diámetro efectivo de las tuberías menguando la producción; con respecto al transporte obstruye el flujo por las líneas, impide una correcta separación petróleo – agua en los separadores y se deposita

La precipitación de la parafina generalmente es a bajas temperaturas. Esto quiere decir que la energía interna de las partículas de alto peso molecular influye de gran manera en la cristalización de las parafinas.

La envoltente de la precipitación fue investigada por Leontaritis (Betancourt, 1998), esta es utilizada para predecir el comportamiento de la precipitación de parafina en el petróleo.

FIGURA 3.8 Envoltente de precipitación de parafina

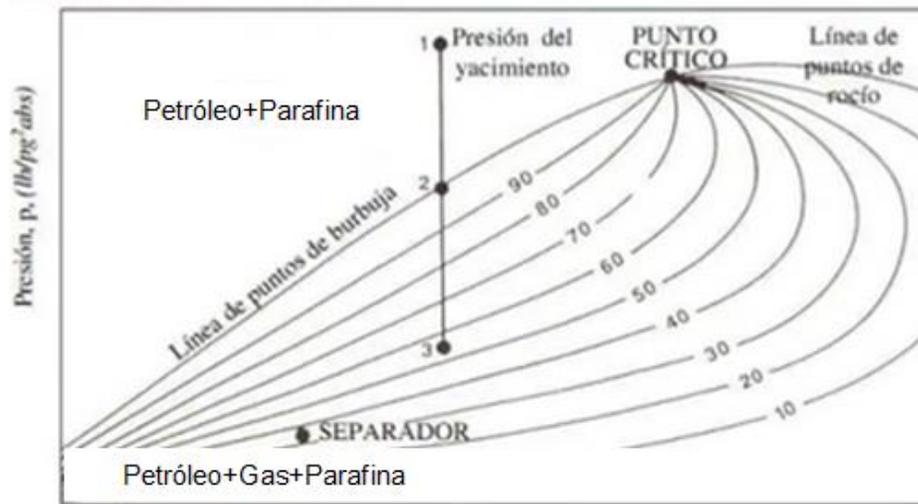


Fuente: Oil producción, 2010

En la figura 3.9 se muestra la intersección del límite de la envolvente con la línea de puntos de burbuja; este comienza a la izquierda del punto de inicio de la cristalización de la parafina. El límite inferior de la envolvente es principalmente función de los componentes intermedios.

En la figura 3.10 se presenta la envolvente de parafinas generada para un pozo mediante un modelo con ecuaciones de estado ajustado a partir de un ensayo PVT experimental

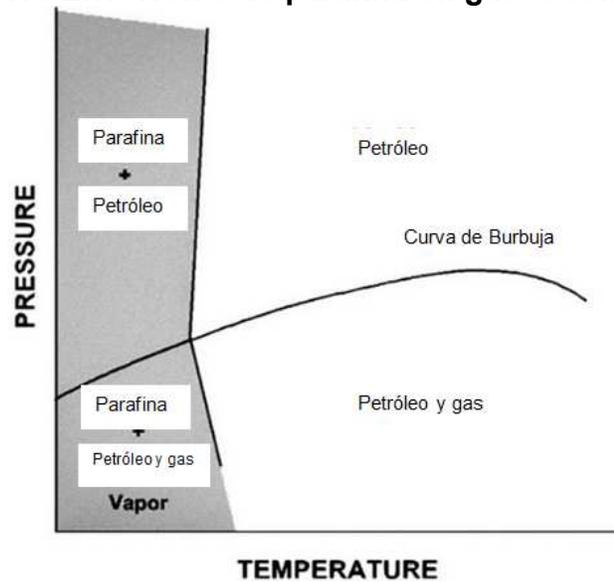
FIGURA 3.9 Envolvente de precipitación de parafina en crudo



Fuente: PVT yacimientos petroleros, 2010

De manera similar en la figura 3.11 la parafina se precipita en la región sombreada a menor temperatura, tanto en las zonas de petróleo y gas.

FIGURA 3.10 Envoltorio de parafina en gases condensados



Fuente: Wax deposition, 2011

Mientras que la región derecha el gas y el petróleo se encuentran libres de parafinas. Por lo tanto si un campo con producción de gas condensado presentara este problema se debe reducir la presión e incrementar la temperatura, análogamente para un campo que produce solamente petróleo se debe aumentar la presión y temperatura.

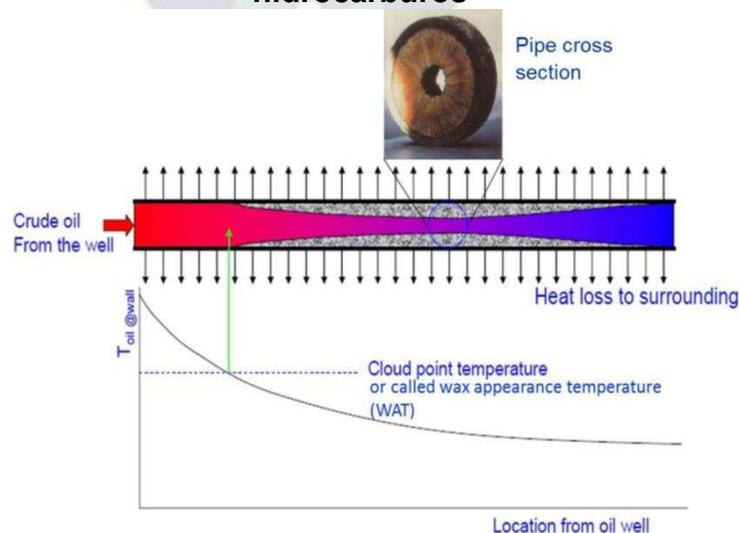
3.3. PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS EN LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

La precipitación de cera, la deposición de cera se refiere a la formación de una capa de fase sólida separada y el crecimiento eventual de esta capa en una superficie en contacto con el petróleo crudo. Los depósitos de cera pueden formarse a partir de una fase sólida ya precipitada (cera) a través de mecanismos de dispersión de cizallamiento, sedimentación por gravedad y

movimiento Browniano, o de moléculas de cera disuelta a través de un mecanismo de difusión molecular (Huang et al., 2015; Rosvold, 2008).

La deposición de cera en la tubería sólo puede ocurrir cuando la temperatura de la pared interior de la tubería está por debajo de la temperatura de aparición de la cera, también conocida como la temperatura del punto de nube. Las moléculas de cera precipitadas cerca de la pared de la tubería comienzan a formar un gel incipiente en la superficie fría. El incipiente gel formado en la pared de la tubería es una estructura de red 3D de cristales de cera y contiene una cantidad significativa de petróleo atrapado en su interior. El gel incipiente crece a medida que avanza el tiempo y hay gradientes radiales de transferencia térmica y de masa como resultado de la pérdida de calor en el área circundante, como se muestra en la figura (Lee, 2008).

FIGURA 3.11 Proceso de deposición de cera en oleoducto de hidrocarburos



FUENTE: Lee, 2008; Al-Yaari, 2011

3.3.1. Cristalización de cera

Uno de los temas importantes a tener en cuenta es que el depósito de cera no es cera sólida, sino un gel que consiste en cristales de cera sólida y líquido atrapado. El depósito también se sabe que se endurece con el tiempo en un proceso llamado envejecimiento (Venkatesan y Creek, 2007; Tordal, 2006). La precipitación de componentes de cera fuera del petróleo es responsable de los cambios en las propiedades del petróleo crudo ceroso, incluyendo la geleración del petróleo y un aumento en la viscosidad (Zhu et al., 2008). La cera contiene un n-parafina de alto peso molecular y consiste en alcanos de cadena larga con 20 a 50 átomos de carbono (Time, 2011).

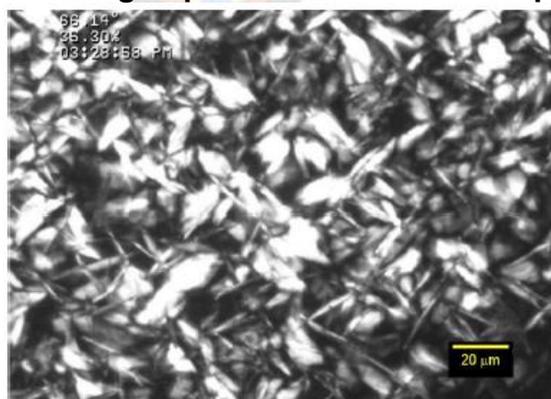
La cera puede precipitarse como una fase sólida cuando la temperatura del petróleo crudo cae por debajo de la temperatura de aparición de la cera (WAT): la temperatura a la que comienzan a formarse los primeros cristales de cera en el crudo es un proceso de enfriamiento (Dantas Neto et al., 2009; Lee, 2008; Tordal, 2006; Botne, 2012).

La cristalización es generalmente el proceso de separación de la fase sólida de una solución homogénea; la fase sólida separada aparece como cristales. Las parafinas (ceras) permanecen en solución como componentes naturales del petróleo crudo hasta que la temperatura llega o por debajo de su límite de solubilidad. Los términos cristalización y precipitación se han utilizado indistintamente en estudios de deposición de cera y también se utilizarán para

referirse al mismo proceso en este trabajo. Se han distinguido dos tipos de cristales de cera: cera macrocristalina, compuesta principalmente de parafina normal, y cera microcristalina de isoparafinas y nafetenos (Zhu et al., 2008; Kasumu, 2014).

La cristalización de la cera implica dos etapas: nucleación y luego una etapa de crecimiento. A medida que se acerca el límite de solubilidad, la energía cinética de las moléculas de parafina se reduce como resultado de la reducción de la temperatura. Como consecuencia de esta reducción de la energía cinética, el movimiento de las moléculas de cera se ve obstaculizado, lo que conduce a la reducción continua y el cierre del espacio entre las moléculas. A medida que este proceso continúa, las moléculas de cera se enredan, formando racimos que crecen más grandes y se vuelven estables al alcanzar un cierto tamaño crítico. La nucleación y el crecimiento ocurren simultáneamente en el sistema petrolero, con uno u otro predominante (Zhu et al., 2008; Kasumu, 2014).

FIGURA 3.12 Imagen polarizada de cristales parafínicos



FUENTE: (Siljberg, 2012).

3.3.2. Mecanismos de deposición de cera

La deposición de cera es conceptualmente similar a otros mecanismos de deposición encontrados en los campos de ingeniería y medicina, como la suciedad de cristalización, la formación de heladas y la arterioesclerosis. Se han propuesto varios mecanismos para describir la formación de depósitos de cera en las paredes de las tuberías. Estos mecanismos propuestos inicialmente por Burger et al. (1981), Singh et al. (2000) y luego por Huang et al. (2015), incluyen:

Difusión molecular: deposición de cera debido a la difusión de las moléculas disueltas de los componentes cerosos hacia la pared

Dispersiones cortantes: deposición de cera debido a la dispersión de las partículas precipitadas de los componentes cerosos hacia la pared

Difusión browniana: deposición de cera debido a la difusión de las partículas precipitadas hacia la pared; la difusión de las partículas precipitadas es causada por el movimiento Browniano; Liquidación por gravedad: deposición de cera debido a la sedimentación de las partículas precipitadas de los componentes cerosos hacia la parte inferior de la tubería.

3.3.3. Difusión molecular

Para todas las condiciones de flujo, el petróleo estará en flujo laminar, ya sea a lo largo de la tubería, o en una subcapa laminar delgada adyacente a la pared de la tubería. Cuando el petróleo crudo se está enfriando, hay un gradiente de temperatura a través de la subcapa laminar. Si la temperatura está por debajo del nivel donde se pueden precipitar cristales cerosos sólidos, entonces los elementos que fluyen del petróleo contendrán partículas sólidas precipitadas y la fase líquida estará en equilibrio con la fase sólida; el líquido se saturará con cristales de cera disueltos.

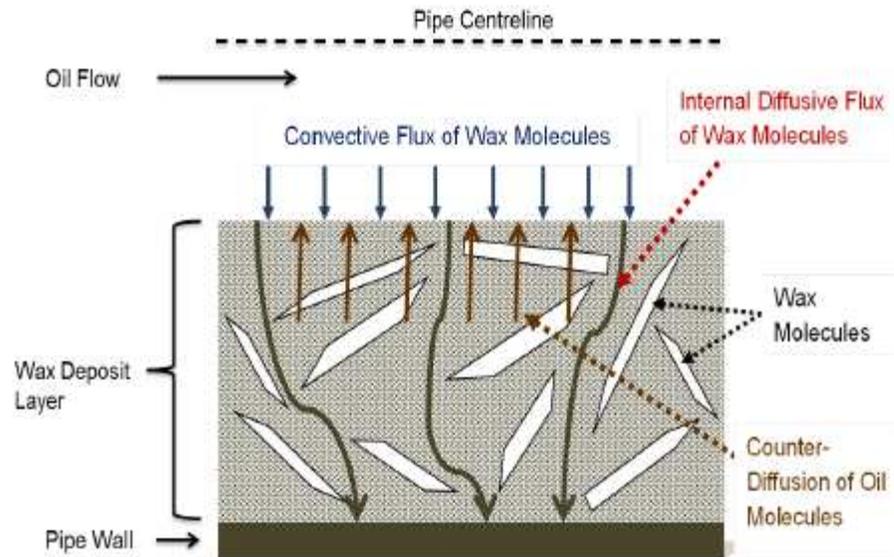
El perfil de temperatura cerca de la pared conducirá a un gradiente de concentración de cera disuelta, y este material disuelto será transportado hacia la pared por difusión molecular. Cuando este material difusor llegue al interfaz sólido/líquido, se precipitará fuera de la solución (Singh et al., 2000; Lee, 2008; Han et al., 2010; Huang et al., 2015).

La formación de gel de cera y luego el envejecimiento del gel de cera depositado, los depósitos de cera de petróleo contienen algo de petróleo crudo, agua, resinas, arena y asfaltos, dependiendo de la naturaleza del petróleo crudo en particular.

El petróleo atrapado en el depósito de cera provoca la difusión de moléculas de cera en el depósito de gel y la contra-difusión de petróleo fuera del depósito de gel, como se muestra en la figura

Una fracción de hidrocarburos con números de carbono por encima de un cierto valor (el número crítico de carbono) se precipitan fuera del petróleo como cristales estables para formar un gel con los hidrocarburos restantes atrapados en la red de geles (Singh et al., 2000). En el depósito de gel, la fracción de moléculas con números de carbono mayores que el número crítico de carbono aumenta, mientras que la de las moléculas con números de carbono inferiores al número de carbono crítico disminuye. La difusión y contra-difusión, que conduce al endurecimiento del depósito de gel, aumenta el tamaño del depósito, y aumenta la cantidad de cera en el depósito de gel; este proceso se llama envejecimiento, la segunda etapa de la deposición de cera. Por lo tanto, la difusión molecular es fundamental para el envejecimiento y el endurecimiento de los depósitos de gel de cera (Singh et al., 2000; Lee, 2008).

FIGURA 3.13 Ilustración de cómo las moléculas de cera se difuminan para formar la capa de depósito de cera



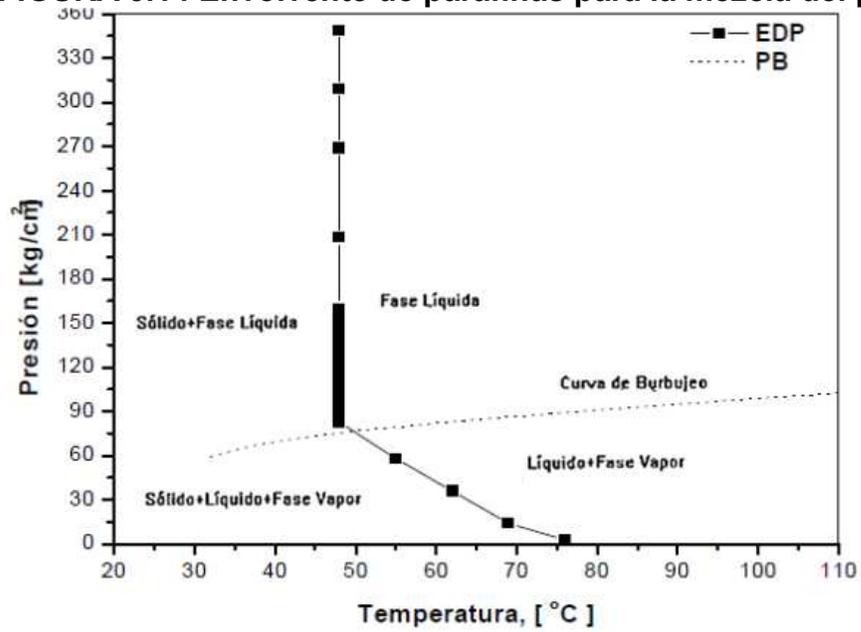
FUENTE: (modificada de Siljberg, 2012). (2015)

3.3.4. Termodinámica de la precipitación de parafinas

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 pseudo-componentes de alto peso molecular.

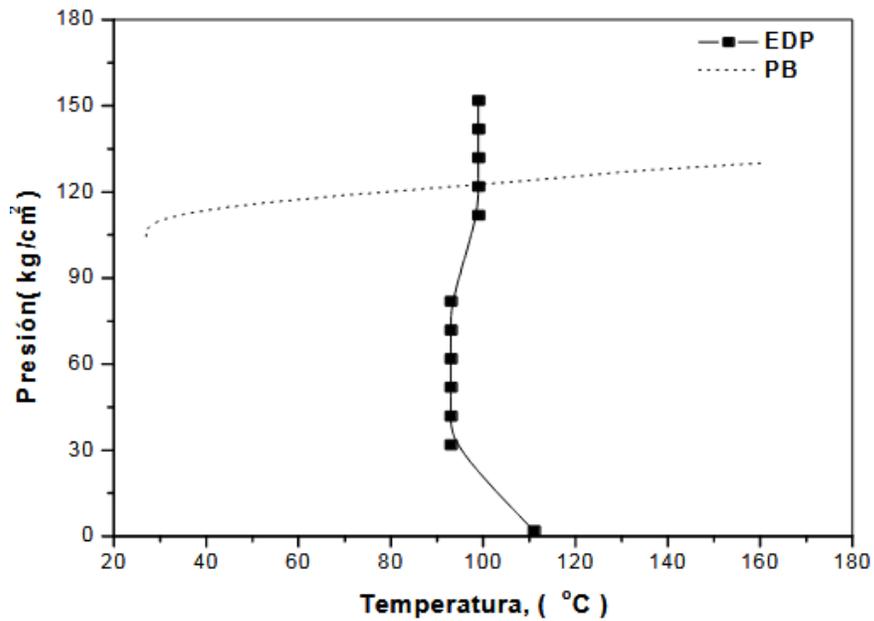
En la figura 3.15 se observa la EDP (Envolvente de parafina) , la línea punteada es la presión de burbujeo de la envolvente de fase del pozo A, el punto de intersección entre la EDP y la curva de puntos de presión de burbuja se encuentra a $75 \frac{Kg}{cm^2}$ y $47^{\circ}C$.

FIGURA 3.14 Envoltente de parafinas para la mezcla del pozo



FUENTE: Elaboración propia

FIGURA 3.15 Envoltente de parafinas con aumento de temperatura para la mezcla del pozo a



FUENTE: Elaboración propia

En la figura se observa la EDP (Envolvente de parafinas), el punto de intersección entre la EDP y la curva de puntos de presión de burbuja se encuentra a $172,5 \text{ Kg/cm}^2$ y $98.6 \text{ }^\circ\text{C}$

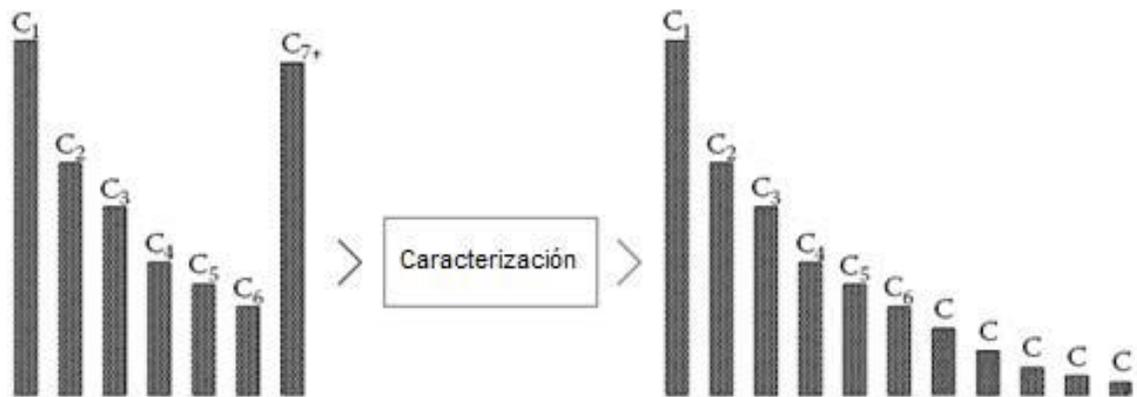
Como dijimos anteriormente al incrementar la temperatura y la presión se logra disminuir la formación de parafinas llevando al petróleo y la parafina a la fase líquida.

3.3.5. Fraccionamiento del pseudo componente

Para realizar los cálculos de equilibrio de fases de la composición de los fluidos del yacimiento mediante una ecuación cúbica de estado, la temperatura crítica (T_c), la presión crítica (P_c), y el factor acéntrico (ω), son requeridos para cada componente de la mezcla. Generalmente en petróleo y en gas condensado pueden tener hasta cientos de componentes. Esta gran cantidad de componentes no son prácticos en los cálculos flash. Algunos de los componentes deben ser agrupados y representados como pseudo-componentes. La caracterización C7+ consiste en representar los hidrocarburos con siete o más átomos de carbono (el heptano plus o la fracción C7+ con un número adecuado de pseudo-componentes para encontrar la ecuación de estado necesaria para los parámetros (T_c , P_c , y ω) para cada pseudo-componente. El problema de la caracterización (o agrupamiento) se muestra en la figura a continuación, se observa que a partir del C7 en adelante lo agrupan en uno solo. Por tal motivo se hace una caracterización aproximada de los

componentes más pesados con métodos experimentales y matemáticos. En este trabajo se obtuvieron por el método de la distribución gama.

FIGURA 3.16 Componentes más pesados con métodos experimentales y matemáticos



FUENTE: Elaboración propia, (PDF Mexico)

3.3.6. Envoltente de precipitación de las parafinas

Las envoltentes de fase son gráficas o diagramas donde generalmente están involucradas la presión, la temperatura, el volumen o la composición y se utilizan para describir y caracterizar el comportamiento de sistemas multicomponentes.

En un yacimiento petrolero normalmente se encuentran las fases líquidas (petróleo crudo, condensado, agua) y la fase gas (disuelto en la fase líquida o libre). Por esto se dice que los sistemas de hidrocarburos encontrados en estos yacimientos presentan un comportamiento multifásico sobre amplios rangos de presiones y temperaturas.

Los diagramas de fase presión-temperatura para sistemas multicomponentes se emplean esencialmente para clasificar los yacimientos petroleros en función del tipo de fluidos que contiene, clasificar los sistemas de hidrocarburos que ocurren en forma natural y para describir el comportamiento de fase de los fluidos del yacimiento.

Las principales características que podemos obtener son las siguientes:

Curva de puntos de burbuja: línea que separa la región de la fase líquida de la región de dos fases.

Curva de puntos de rocío: línea que separa la región de la fase gaseosa de la región de dos fases.

3.4. MODELADO DE PRODUCTIVIDAD DE POZO

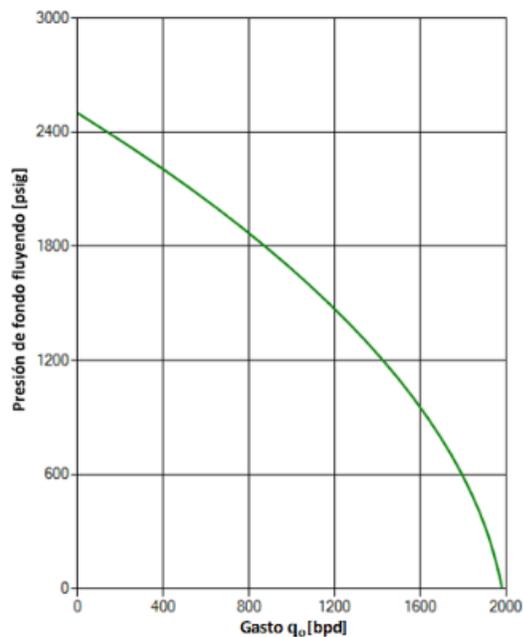
El primer modelo fue desarrollado por Darcy, en el cual se establece que cuando un fluido es transportado a través de un medio poroso el caudal (q) es directamente proporcional a la permeabilidad (k), la caída de presión y al área transversal de flujo (A), y es inversamente proporcional a la viscosidad del fluido (μ) y a la longitud del medio poroso (L). Representa el flujo lineal de un fluido monofásico en estado estacionario.

Gilbert propuso por primera vez un IPR que explicaba el funcionamiento del Pozo. Definió el IPR en el rango de presión entre la presión promedio del reservorio y la presión de fondo de pozo. Vogel desarrolló la ecuación IPR en

1968 que estableció una relación adimensional entre la presión fluyente y la tasa de productividad.

En 1973 Fetkovich derivó una relación en función del cuadrado de la presión usando como base la teoría de estado transitorio además de una relación lineal para modelar la movilidad del petróleo crudo en el yacimiento.

FIGURA 3.17 Construcción de la grafica ipr



Fuente: Productividad de pozos, 2012

3.4. DEPOSICIÓN DE PARAFINAS EN LAS TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN

Los hidrocarburos son producidos frecuentemente con impurezas. Los más comunes incluyen el agua, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno y nitrógeno. Hemos discutido en detalle el comportamiento de fases agua-hidrocarburos. Como el agua posee baja presión de vapor y es virtualmente inmiscible en la fase líquida del hidrocarburo, no presenta un efecto significativo

en la descripción de la envolvente de fases excepto a altas temperaturas, y bajas presiones.

El impacto cualitativo del CO_2 , H_2S , y N_2 sobre el diagrama de fases de un gas es que estos gases reducen la presión cricondenbárica de la mezcla. Si se agregan suficientes cantidades de los componentes CO_2 y H_2S al fluido del yacimiento y la presión de éste se mantiene por encima de la envolvente, existe una fase densa del fluido. Aun cuando el mecanismo actual es más complejo, es esta solubilidad la que proporciona la potencia principal de proyectos de recuperación mejorada por desplazamiento miscible.

Los componentes del LGN tales como el etano, propano y butano presentan un efecto similar. Con las crecientes consideraciones de impacto ambiental asociadas con la inyección de los gases agrios (CO_2 y/o H_2S) en los yacimientos y la recuperación mejorada, un buen entendimiento del impacto sobre el comportamiento fásico es esencial.

El Nitrógeno, al contrario, incrementa la presión cricondenbárica, y disminuye la miscibilidad. Se aplica en ocasiones para el mantenimiento de presión. Existen también algunos proyectos de irrigación (desplazamiento) miscible con nitrógeno.

En este Método de Diagramación por Precedencia, estudiaremos el impacto de los gases ácidos sobre el comportamiento de fases en los distintos fluidos de

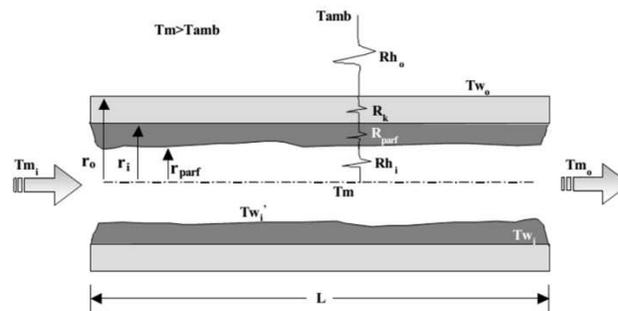
yacimientos tales como el petróleo negro, crudo volátil y gas rico. Los diagramas de fases, generados por simulación numérica, indicando el impacto cuantitativo, son presentados y discutidos.

3.5. ECUACIONES BÁSICAS PARA EL CÁLCULO DE PARAFINAS

3.5.1. Gradiente de temperatura

Cuando el fluido se mueve a través de la tubería, existe una transferencia de calor entre el mismo fluido y el ambiente que lo rodea debido a la diferencia de temperatura entre ambos.

FIGURA 3.18 Esquema de temperaturas en el interior de la tubería con depósitos.



FUENTE: Elaboración propia

3.5.2. Mecanismos de transferencia de calor

La transferencia de calor entre el fluido interno y la pared del tubo, para una sección de tubería de longitud L sin deposición, está dada por la siguiente ecuación:

$$Q = 2\pi * r_1 * h_1 * L(T_m - T_{wi}) = \frac{T_m - T_{wi}}{Rh_i} \quad (4)$$

Donde:

Q: Calor transferido entre el fluido interno y la pared del tubo

r: radio interno del tubo

h_i : coeficiente de película interno basado en el área superficial interna del tubo.

L: longitud del tubo

T_m : Temperatura de superficie interior del tubo

T_{wi} : temperatura de la pared del espesor de parafina formado

La transferencia de calor a través de la pared del tubo y del espesor de parafina formado se producen por conducción.

$$Q = \frac{T'_{wi} - T_{wi}}{\ln\left(\frac{r_i}{r_{parf}}\right)} = \frac{T'_{wi} - T_{wi}}{R_{parf}} \quad (5)$$
$$\frac{2 * k_{parf} * \pi * L}{\ln\left(\frac{r_i}{r_{parf}}\right)}$$

$$Q = \frac{T_{wi} - T_{wo}}{\ln\left(\frac{r_o}{r_i}\right)} = \frac{T_{wi} - T_{wo}}{R_k} \quad (6)$$
$$\frac{2 * k_{tubo} * \pi * L}{\ln\left(\frac{r_o}{r_i}\right)}$$

Donde:

Q: Calor disponible

T_{wi} : temperatura de la pared del espesor de parafina formado

T_{wo} : temperatura de pared externa del tubo

T_{wi} : temperatura de pared interna de la tubería.

r_i : radio interno del tubo

r_o : radio exterior del tubo

r_p : radio de extensión de la parafina

k_{paraf} : coeficiente de convección de la parafina

k_{tubo} : coeficiente de convección del tubo

L: longitud del tubo

Cálculo de los coeficientes de transferencia de calor

Coeficiente Convectivo Interno: Para flujo laminar se puede utilizar la siguiente correlación

$$Nu_D = \frac{h_i d_i}{k_i} = 3,66 \quad (7)$$

El subíndice “ i” indica flujo interno.

Se aplica para condiciones de flujo laminar, completamente desarrollado, con flujo de calor uniforme y Pr mayores e iguales a 0,6. Para flujo turbulento se puede utilizar la siguiente correlación (Dittus-Boelter, 1930):

$$Nu_D = \frac{h_i d_i}{k_i} = 0,023 * N_{RE}^{\frac{4}{5}} * P_r^n * \left[\frac{\mu}{\mu_{pared}} \right]^{0,25} \quad (8)$$

Donde n = 0,4 para calentamiento y 0,3 para enfriamiento, 0,25 corresponde a $T_{wi} < T_m$. Esta ecuación se ha confirmado de forma experimental para las siguientes condiciones:

$$0,7 \leq P_r \leq 160$$

$$N_{RE} \geq 10000$$

$$\frac{L}{D} \geq 10$$

Con todas las propiedades evaluadas a la temperatura media (Tm), con el uso de esta correlación se pueden tener errores tan grandes como del 25%.

Coefficiente Convectivo Externo: Para calcular el coeficiente convectivo externo se puede utilizar las siguientes correlaciones: Flujo externo de convección libre (Churchill y Chu, 1975):

$$Nu_D = \left\{ 0,60 + \frac{0,387 Ra_D^{\frac{1}{6}}}{\left[1 + \left(\frac{0,559}{Pr} \right)^{\frac{9}{16}} \right]^{\frac{8}{27}}} \right\}^2 \quad (9)$$

Para $Ra_D \leq 10^{12}$

$$\frac{h_o d_o}{k_o} = \left\{ 0,60 + \frac{0,387 Ra_D^{\frac{1}{6}}}{\left[1 + \left(\frac{0,559}{Pr} \right)^{\frac{9}{16}} \right]^{\frac{8}{27}}} \right\}^2 \quad (10)$$

El subíndice “o” indica flujo externo.

La correlación anterior proporciona el número de Nusselt promedio sobre toda la circunferencia de un cilindro isotérmico. Flujo externo de convección forzada (Hilpert, 1933):

$$Nu_D = C * N_{RE}^m * P_r^{\frac{1}{3}} \quad (11)$$

Donde las constantes C y m se obtienen de la siguiente tabla:

TABLA 3.1 Constantes c y m

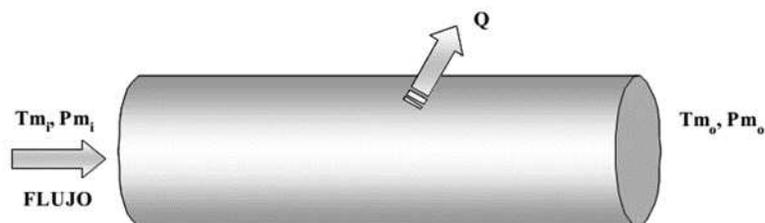
N_{RE}	C	m
0,4-4	0,989	0,330
4-40	0,911	0,385
40-400	0,684	0,466
4000-40000	0,193	0,618
40000-400000	0,027	0,805

FUENTE: Oil production (2014)

Todas las propiedades del fluido externo se evalúan a la temperatura de película (T_f). Cada una de las correlaciones anteriores proporcionan valores razonables sobre cierto rango de condiciones, pero para la mayoría de los cálculos no se debe esperar una precisión mucho mejor que 20%.

Cálculo del Balance Térmico: Usando la primera ley de la termodinámica y la analogía de circuitos eléctricos para la transferencia de calor se obtiene la distribución de temperaturas para el segmento en estudio y así luego se obtiene para toda la tubería. De acuerdo al siguiente diagrama:

FIGURA 3.19 La primera ley de la termodinámica y la analogía de circuitos eléctricos para la transferencia de calor



FUENTE: Elaboración propia

- Balance de energía

Cuando exista un gradiente térmico en un medio sólido, el calor fluirá desde la región de mayor temperatura a la región de menor temperatura. La tasa a la cual se transfiere el calor por conducción Q_c es proporcional al gradiente de temperatura dT/dx por el área perpendicular a través de la cual se transfiere el calor.

$$Q_c = -K A \frac{dT}{dx} \quad (12)$$

La ecuación anterior define la conductividad térmica de un sólido y se conoce como la ley de Fourier (1822). Donde K es la conductividad térmica que depende de cada material y se expresa en $\text{watt/m} \cdot ^\circ\text{K}$ en el sistema internacional y en $\text{Btu/hr/pie} \cdot ^\circ\text{F}$ en el sistema inglés.

El factor de conversión es: $1 \text{ watt/m} \cdot ^\circ\text{K} = 0.578 \text{ Btu/hr/pie} \cdot ^\circ\text{F}$

Hay que recordar que un watt = Joule/ seg.

En el flujo de calor unidimensional estacionario (propiedades del fluido no dependen del tiempo) a través de una pared plana, el gradiente de temperatura y el flujo de calor no varían con el tiempo y el área de la sección transversal a lo largo de la trayectoria del flujo de calor es uniforme. La ecuación de Fourier se puede reescribir como:

$$\frac{Q_c}{A} dx = -k dT$$

$$\int_0^x \frac{Q_c}{A} dx = - \int_{T_0}^{T_x} k dT$$

$$Q_c = KA (T_x - T_o) \quad (13)$$

El término X/KA se define como la resistencia térmica R_t que la pared ofrece al flujo de calor por conducción.

$$R_t = \frac{X}{KA} = \frac{(T_o - T_x)}{Q_c} \quad (14)$$

Existe una analogía entre los procesos de flujo de calor y el flujo eléctrico de corriente continua, donde $V = I \times R_e$

$$R_e = \frac{\Delta V}{I} \quad (15)$$

- El flujo de corriente $I \rightarrow$ flujo de calor Q_c
- El diferencial de voltaje \rightarrow diferencial de temperatura
- Resistencia eléctrica $R_e \rightarrow$ Resistencia térmica.

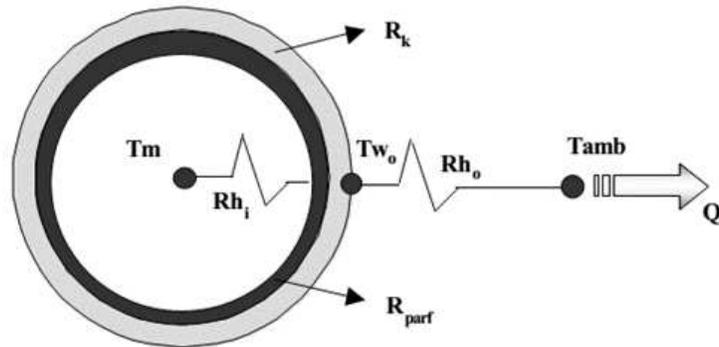
El recíproco de la resistencia térmica se conoce como conductancia térmica K_t , definida por la siguiente expresión:

$$K_t = \frac{KA}{X} = \frac{Q_c}{(T_o - T_x)}$$

Aplicando la primera ley de calor:

$$K_t = \frac{KA}{X} = \frac{m_m * C_{p_m} * (T_{mi} - T_{mo})}{T_o - T_x} \quad (16)$$

FIGURA 3.20 Analogía con un circuito eléctrico.



FUENTE: Elaboración propia



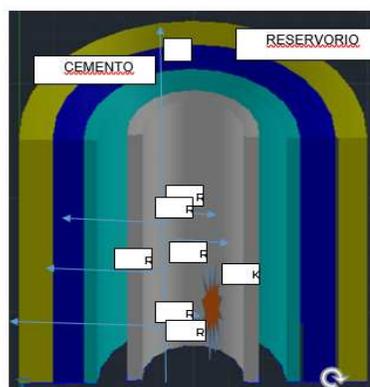
Capítulo 4 MODELO MATEMÁTICO PROPUESTO PARA LA PREDICCIÓN DE INCREMENTO DE PARAFINAS EN TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN

4.1. FUNDAMENTO DEL MODELO

4.1.1. Mecanismo de deposición

Concentración en la misma dirección debido a la dependencia de la solubilidad de la cera por la temperatura, al tiempo que permite el transporte masivo a través de la interfaz fluido-gel. Una vez que la parafina se transporta a la interfaz, se lleva a cabo un proceso de difusión a través de la capa de gel, aumentando la concentración de cera en el depósito. Sin embargo, las parafinas no se transportan completamente al depósito; una parte de estas se acumula en la interfaz, que permite que el depósito crezca, como se puede ver en la figura la difusión radial de fluido gel hacia las paredes del reservorio con una parte de las parafinas acumuladas en la interfaz para promover su acumulación y crecimiento.

FIGURA 4.1 Secciones concéntricas en el reservorio

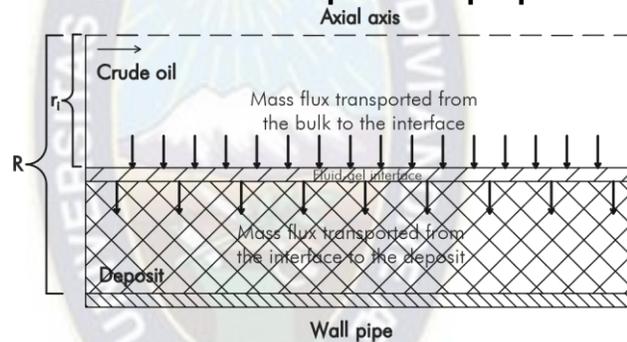


Fuente: Elaboración propia

4.1.2. Modelo de Deposición

La formulación fenomenológica de la deposición de parafina en tuberías debe tener en cuenta la naturaleza termodinámica del problema y el límite móvil establecido entre la capa de gel (depósito) y el crudo (fluido). Para resolver este problema es necesario presentar un balance de masa y energía con respecto a fluidos y depósitos.

FIGURA 4.2 Mecanismo de deposición propuesto por singh



FUENTE: Singh et al. (2000).

En este caso, R es el radio de tubería interior y r_i es la posición del depósito.

En el caso de fluidos, se han propuesto balances de energía (Ecuación 1) y masa (Ecuación 2), asumiendo la difusión en coordenadas radiales y convección en dirección axial. Se representa entonces el siguiente modelo de deposición de parafinas en tuberías:

$$V_z \frac{\partial T}{\partial z} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \alpha_T \frac{\partial T}{\partial r} \right) \quad (17)$$

$$V_z \frac{\partial C}{\partial z} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r D_{wo} \frac{\partial C}{\partial r} \right) \quad (18)$$

Donde, "T" es la difusividad térmica y Dwo es la difusividad de la parafina en el petróleo.

El análisis del depósito de parafina toma la difusión molecular como el mecanismo dominante de difusión de cera dentro del depósito; por lo tanto, el transporte masivo dentro del depósito contribuye a aumentar la fracción de cera y el espesor del depósito. Para determinar el flujo transportado desde la sección media de la tubería a la pared se supone que el transporte convectivo en el depósito es insignificante y que el transporte difuso de cera puede ser aproximado por el transporte difuso de cera en la fase de fluido evaluada en la siguiente ecuación

$$\pi \rho_{gel} (R^2 - r_i^2) L \frac{dF_w}{dt} = 2\pi r_i L \left(-D_e \frac{dC_{ws}}{dr} \right) \quad (19)$$

En la Ecuación 3, R es el radio de tubería interior, r es la coordenada radial, ri es la posición de la interfaz, Fw es la fracción de masa del gel, L es la longitud de la tubería, ρ_{gel} es la densidad de cera, Cws es la solubilidad de la parafina en el petróleo crudo y De es la difusividad efectiva en el depósito según lo dado por Cussler et al. (1998) (Ecuación 4).

$$D_e = \frac{D_{wo}}{1 + \frac{(\alpha F_w)^2}{(1 - F_w)}} \quad (20)$$

Donde, α es la relación de aspecto de los cristales de cera en el depósito, D_{wo} es la difusividad molecular de la cera en el petróleo y fue dada por Hayduk y Minhas (1982).

$$D_e = 13.3 \times 10^{-8} \frac{T^{0.47} \mu^\gamma}{V_A^{0.71}} \quad (21)$$

$$\gamma = \frac{10.2}{V_A} \quad (22)$$

En la Ecuación 5, T es temperatura absoluta, μ es viscosidad de disolvente y V_A es el volumen molar de cera, mientras que en la Ecuación 6, γ es una función de V_A . En cuanto a la interfaz, Singh et al. (2000) propusieron un equilibrio interfacial de cera, que se muestra en la Ecuación 7:

$$2\pi r_i F_w(t) \rho_{gel} \frac{dr_i}{dt} = 2\pi r_i F_l (C_{ws}(T_i)) - 2\pi r_i \left(-D_e \frac{dC_{ws}}{dr} \right) \quad (23)$$

Donde, F_l es el coeficiente de transferencia de masa y C_{ws} es la concentración a granel de moléculas de cera. La ecuación 7 implica que la velocidad de crecimiento del depósito está determinada por la diferencia entre el flujo de cera normal a la interfaz en el depósito y la fase de fluido, evaluada en la interfaz.

4.1.3. Consideraciones

Este modelo se aplica a las tuberías que presumiblemente funcionan en condiciones pseudo constantes y descuidan cualquier generación de energía térmica en el fluido. Se supone que el fluido es newtoniano e incompresible, mientras que la densidad de la parafina se supone que es igual al petróleo. El modelo depende de la cantidad máxima de cera disuelta en solución. Por encima del WAT, el flujo se considera un solo componente y también una mezcla binaria de petróleo y parafina.

Este análisis supone que el petróleo está libre de agua y gas. Se suponía que la temperatura de la pared de la tubería era constante en el caso utilizado para la validación y la variable en los dos casos restantes. Se supone que el contenido sólido de parafina en el depósito aumenta con el tiempo. Además, el modelo sólo considera el transporte molecular de masa y calor en la dirección radial en el depósito y en la fase de fluido, mientras que el transporte convectivo sólo se considera en la dirección axial en la fase de fluido. En relación con estos supuestos, Tian y otros (2014) llevaron a cabo un estudio para verificar el efecto de la caída del término de conducción de calor axial en el balance energético del depósito comparando los perfiles de temperatura obtenidos de un modelo unidireccional frente al obtenido considerando la conducción de calor en direcciones axiales y radiales.

El perfil de temperatura obtenido para la fase de fluido nos sirve encontrar la condición límite en la interfaz fluido-depósito para tres valores fijos de espesor del depósito (sin calcular el espesor del depósito) evitando resolver simultáneamente las balanzas de masa y energía en la interfaz de depósito-fluido.

Otra suposición importante que se tiene en cuenta en este modelo, es que el depósito de parafina es tan delgado que el campo de flujo está bien representado por vectores, omitiendo el componente radial de la velocidad generada por la reducción de tubería transversal asociada al crecimiento del depósito y por la difusión en masa en la dirección radial. Esta suposición puede dar lugar a una subestimación del tamaño del depósito.

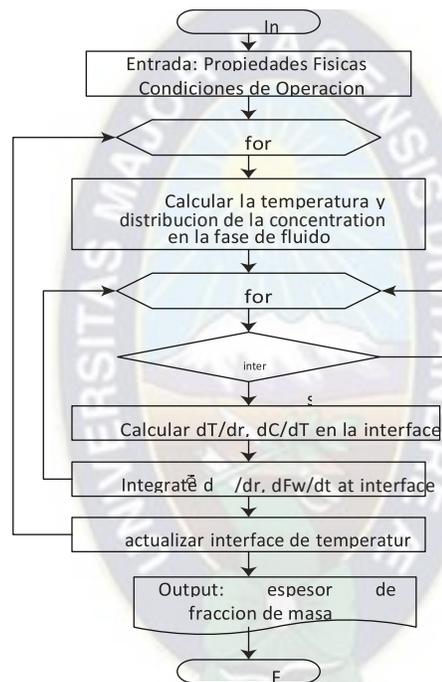
4.2. IMPLEMENTACIÓN NUMÉRICA DEL MODELO

4.2.1. Algoritmo de resolución

La metodología seguida en este trabajo fue la primera destinada a resolver numéricamente las Ecuaciones 17 y 18 utilizando el método de volumen finito en una geometría cilíndrica con el fin de obtener los perfiles de temperatura y concentración en el fluido. A partir de entonces, las ecuaciones 19 y 20 se resolvieron para obtener la fracción de masa y el espesor del depósito en la superficie de la tubería.

Se desarrolló un código informático en lenguaje C++ para resolver las ecuaciones 17 a 23, y el diagrama de flujo del programa se muestra en la Figura. La solución comienza introduciendo las propiedades físicas del petróleo y las condiciones de funcionamiento del pozo sujeto a estudio.

FIGURA 4.3 Diagrama de flujo de programa utilizado para calcular el espesor de la deposición y la fracción de masa



FUENTE: Singh et al. (2000).

A continuación, para obtener los perfiles de temperatura y concentración en la fase fluida (Ecuación 17) y masa (Ecuación 18) los balances se resuelven en consecuencia. Después, es necesario establecer si la temperatura de la pared de la tubería es inferior a la WAT de la mezcla bruta. Si este es el caso, se

procede a calcular los gradientes térmicos y de concentración en esta posición. A partir de entonces, los balances de masa en la fase sólida (Ecuación 19) y en la interfaz fluido-gel (Ecuación 23) se resuelven para obtener el espesor y la fracción de parafina del depósito. El procedimiento descrito anteriormente se repite en todo el dominio axial de la tubería, a saber, de L a 0 a L a z .

Finalmente, este proceso se repite para el intervalo de tiempo deseado previamente elegido para evaluar el depósito, pero no antes de actualizar la temperatura en la interfaz fluido - gel ya que aumenta a medida que el depósito crece. Así, los perfiles de espesor y la fracción de parafina se obtienen en el sistema evaluado.

4.2.2. Validación

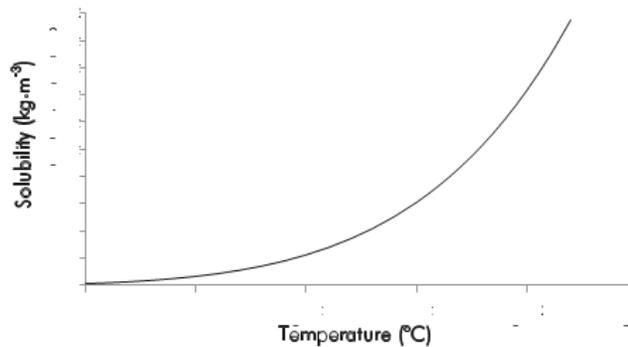
Una vez implementada la solución, fue validada sobre la base de los datos experimentales publicados por Singh et al. (2000). Utilizaron una mezcla sintética cruda compuesta por un petróleo mineral (Blandol) y queroseno con una distribución de número de carbono entre C23 y C38. Sing et al. (2000) notificaron las propiedades físicas y las condiciones de funcionamiento utilizadas en la experimentación, tal como se muestra en la Tabla 4.1, mientras que la figura 4.4 presenta la curva de solubilidad.

TABLA 4.1 Propiedades físicas y condiciones de funcionamiento utilizadas por Singh et al. (2000) durante su experimentación.

Parámetros	Valor
Inner pipe radius	0.0072 (m)
Pipe length	2.44 (m)
Inlet temperature	22.2 (°C)
Wall temperature	7.2 (°C)
WAT	13.9 (°C)
Flow velocity	0.387 (m/s)
Density of wax	838 (kg/m ³)
Density of oil	838.5 (kg/m ³)
Heat capacity of oil	2259 (J/kg.K)
Thermal conductivity of oil	0.1466 W
Thermal conductivity of wax	0.25 (W/m.K)

FUENTE: Adaptada de Singh et al. (2000).

FIGURA 4.4 Curva de solubilidad del crudo sintético utilizado por Singh et al. (2000) durante su experimentación.



FUENTE: Singh et al. (2000).

4.2.3. Evaluación de las condiciones límite específicas en la pared de tuberías

Una vez validado el modelo, se aplicó a una tubería de producción específica teniendo en cuenta tres condiciones de límite diferentes en la pared, una con una temperatura constante y dos teniendo en cuenta un perfil de temperatura.

Es importante destacar la importancia de la condición límite, ya que tiene una influencia significativa en el fenómeno de la deposición dependiendo de la localización de la deposición. Tres posibles situaciones podrían promover la deposición de parafina:

i) el caso experimental estudiado por Singh et al. (2000) en el que la temperatura de pared de la tubería permanece constante y se utilizó en este trabajo para validar la solución modelo

ii) el caso de producción offshore en el que la temperatura del petróleo crudo disminuye tan pronto como sale de la costa pero luego, se calienta hasta alcanzar la temperatura superficial

iii) el caso en tierra común en el que el petróleo crudo se enfría mientras se eleva a la superficie debido al característico gradiente geotérmico del entorno donde se encuentra el tubo de producción

a) una temperatura constante de la pared; (b) condición de límite de muro en caso de producción en alta mar (pendiente positiva) y c) producción onshore

común (pendiente negativa). Las simulaciones se llevaron a cabo teniendo en cuenta tres caudales diferentes: $2,95 \times 10^{-5} \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ (V1) $4,05 \times 10^{-5} \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ (V2) y $5,28 \times 10^{-5} \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ (V3); y diez días de funcionamiento de la tubería con el fin de observar el efecto de las condiciones límites antes mencionadas aplicadas al espesor del depósito.

Las propiedades físicas y las condiciones de funcionamiento se resumen en la Tabla 4.2 y se obtuvieron de Ariza (2008), en particular, refiriéndose al petróleo muerto parafínico obtenido de un yacimiento petrolífero. Del mismo modo, la Figura 4.5 presenta la curva de solubilidad de este petróleo, que se obtuvo de una prueba de Calorimetría de Escaneo Diferencial (DSC) siguiendo el procedimiento ASTM D4419-90. Posteriormente, el termograma obtenido se integró suponiendo que la energía total liberada durante el proceso de enfriamiento o calentamiento es proporcional al área entre la línea base en el termograma y los picos exotérmicos o endotérmicos, respectivamente (AlcazarVara & Buenrostro-Gonzalez, 2013). Según lo anterior, se constató que el límite de solubilidad de la parafina en la mezcla bruta es de $29 \text{ }^\circ\text{C}$.

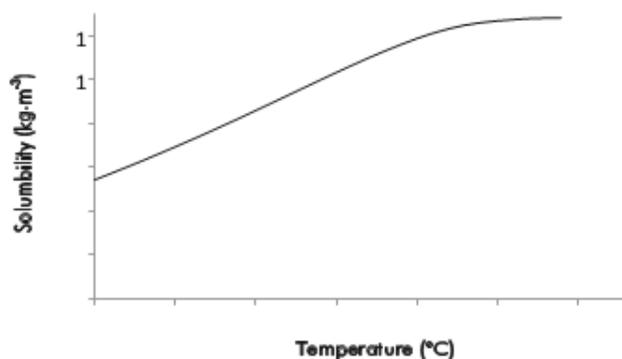
TABLA 4.2 Gradientes térmicos axiales durante la producción

Parámetros	Valor
Inner pipe radius	0.036(m)
<i>Pipe length</i>	1418.21(m)
<i>Reservoir temperatura</i>	78.889
<i>WAT</i>	29 ($^\circ\text{C}$)
<i>Oil density</i>	797.2 (kg/m^3)
<i>Oil heat capacity</i>	2300 ($\text{J}/\text{kg} \cdot \text{K}$)

<i>Oil thermal conductivity</i>	0.1 (W/m.K)
<i>Paraffin thermal conductivity</i>	0

FUENTE: Singh et al. (2000).

FIGURA 4.5 CURVA DE SOLUBILIDAD UTILIZADA EN LAS SIMULACIONES.



FUENTE: Singh et al. (2000).

En la figura la solubilidad de la parafina aumenta con el incremento de la temperatura.

4.3. MÉTODO DIFERENCIAL

La fracción molar del componente i en la mayor parte de la mezcla de flujo es dado por (Svendsen, 1993)

$$z_i = L_x x_i + L_s s_i \quad (i = 1, 2, 3, \dots, n) \quad (24)$$

donde L_x y L_s son fracciones molares de las fases líquidas y sólidas respectivamente, como:

$$L_x + L_s = 1 \quad (25)$$

x y s son fracciones molares de un componente i en las fases líquidas y sólidas respectivamente, como:

$$\sum_{i=1}^n x_i = \sum_{i=1}^n s_i = 1 \quad (26)$$

En términos de pesos moleculares, la ecuación 1 se convierte en:

$$z_i MW_i = L_x x_i MW_i + L_s s_i MW_i \quad (27)$$

En un componente i el peso molecular en el pie es:

$$w_i = \frac{z_i MW_i}{\sum_{p=1}^n z_p MW_p} \quad (28)$$

Donde el denominador en la ec. 5 es el total de la masa molar de una fase líquida.

El peso molecular de un componente i en el estado sólido en la mezcla es w , donde:

$$w_{x_i} = \frac{L_s s_i MW_i}{\sum_{p=1}^n z_p MW_p} = \frac{w_i L_s s_i MW_i}{z_i MW_i} \quad (29)$$

El peso total de una mezcla w es:

$$w_s = \sum_{i=1}^n w_{s_i} \quad (30)$$

Y la fracción del peso de líquido en la mezcla es:

$$w_s = \sum_{i=1}^n w_{s_i} = \sum_{i=1}^n (w_i - w_{s_i}) = 1 - w_i \quad (31)$$

Si V es el volumen ocupado por 1 mol de sólido: fluido mezclado, puede ser expresado como:

$$w_i = \frac{(\sum_{p=1}^n L_s s_i MW_p)/V}{(\sum_{p=1}^n z_l MW_l)/V} = \frac{\rho_s}{\rho_m} \quad (32)$$

Donde ρ_x y ρ_m son las densidades de una fase sólida y mezcla respectivamente. La densidad de la masa de una fase líquida es:

$$\rho_x = \rho_m - \rho_z \quad (33)$$

Usando la densidad de la masa de una mezcla ec. 9 y 10 y desde el balance de masa, la ecuación de conservación para una mezcla está dada por:

$$\text{Masa} \quad \frac{\partial \rho_x}{\partial t} - \nabla \rho_m y = 0 \quad (34)$$

$$\text{Momento} \quad \rho_m \left(\frac{\partial v}{\partial t} + v \nabla y \right) = -\nabla p + \nabla \tau + \rho_m g \quad (35)$$

$$\text{Energía} \quad \rho_m C_v \left(\frac{\partial T}{\partial t} + v \nabla T \right) = k \nabla^2 T \quad (36)$$

Donde v es la velocidad promedio macroscópica de una mezcla, definida como:

$$v = \frac{\sum_{p=1}^n \rho_i v_i}{\rho_m} \quad (37)$$

Y ρ_m , v y g son densidades, velocidad y la constante de gravedad y C_v , k y T para la capacidad de calor, conductividad térmica y temperatura respectivamente.

$$\nabla \rho_m v = 0$$

La ecuación constituida para el fluido es para seguir el modelo Casson modificado:

$$\tau = 2n(I_{D, w_s})D \quad (38)$$

donde la viscosidad es una función de la segunda invariante de un caudal de la tensión deformada y la fracción molar está dada por Pendersen y Ronningsen (2000) como:

$$n(\gamma, w_i) = n_{liq} e^{Aw_s} + B \frac{w_s}{\sqrt{\gamma}} + C \frac{w_s^A}{\gamma} \quad (39)$$

Donde la viscosidad de la fase líquida y A, B y C son constantes. Acorde a la ec. 17 el caudal independiente en términos predictivos de la región en los altos caudales.

$$n_{liq} = F e^{(F/T)} \quad (40)$$

La constante ecuación para el flujo molar sigue la ley Fick:

$$J = \sum_{i=1}^n J_i = -D_m \nabla \rho_x = -D_m \frac{\partial \rho_x}{\partial r} \quad (41)$$

D_m es el promedio del coeficiente de difusión, el cual puede ser expresado según Burger (1981) como:

$$D_m = \frac{C_I}{n} \quad (42)$$

Donde C es una constante a ser determinada para cada petróleo. Burger (1981), sugirió la siguiente expresión para esta constante:

$$C_I = 7,4 \times 10^{-x} \frac{T(\varphi MW)^{1/2}}{V^{0,6}} \quad (43)$$

Por otro lado, la ecuación constituida y el balance momentáneo para el fluido en la tubería puede ser expresado como:

$$\gamma n(\gamma, w_s) = \frac{\Delta P}{2L} r \quad (44)$$

Donde r es el radio y otro el gradiente de presión que conduce al fluido.

$$\gamma(r) = \frac{\Delta V_z(r)}{\vartheta r} \quad (45)$$

Integrando la velocidad hacia el flujo volumétrico: $Q = \int_0^{r_s} v_z(r) dr$ (46)

Si el termino axial de difusión es negado, la ecuación de balance de energía es:

$$v_z(r) \frac{\partial T}{\partial z} = \alpha \left(\frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T}{\partial r} + \frac{q_b}{k} \right) \quad (47)$$

Las condiciones abundantes para la ec. 25 son:

$$T(r, 0) = T_0, \quad 0 \leq r \leq r_0 \quad (48)$$

$$T(r, 0) = \text{finito}, \quad z > 0$$

$$\frac{\partial T}{\partial r} = U[T(\gamma_w, z) - T_\alpha(z)] \quad (49)$$

La Ec. 26c, en el coeficiente global de transferencia de calor U está dada como la suma de resistencia de una fase solida correspondiente a la capa cementada.

$$U = \frac{1}{r_w} \left(\frac{1}{k_{cera}} \ln \frac{r_4}{r_3} + \frac{1}{k_{aa}} \ln \frac{r_2}{r_1} + \frac{1}{k_w} \ln \frac{r_1}{r_0} + \frac{1}{k_s} \ln \frac{r_0}{r_s} + \frac{1}{h_{in} v_w} \right)^{-1} \quad (50)$$

Donde el depósito de conductividad térmica de gel es asumido para ser una función de esta mezcla. (Sinh et al. 2000).

$$k_s = \frac{2k_{parfina} + k_{oil} + (k_{parfina} - k_{oil})F_w}{2k_{parfina} + k_{oil} - 2(k_{parfina} - k_{oil})F_w} k_{oil} \quad (51)$$

Y el coeficiente de transferencia de calor interfacial en flujo laminar es dado por:

$$h_{in} = 1,86 \left(\frac{k_b}{d} \right) \left(P_e \frac{d}{L} \right)^{1/3} \left(\frac{n_b}{n_a} \right)^{0,14} \quad (52)$$

El monto total del depósito de masa en un tiempo y distancia, puede ser expresado como la sumatoria de 3 contribuciones.

$$M(l, z) = \sum_{i=1}^n M_{MDi}(i, L) - M_{SR}(i, L) - M_{GD}(i, L) \quad (53)$$

La masa depositada en las paredes del espesor externo por el siguiente fluido, este puede ser expresado como:

$$J_{SR} = A_l e^{-(B_l/T)\tau_w M(t-dt, z)} \quad (54)$$

M es la masa depositada en un paso antes del tiempo y la pared y espesor están dados por:

$$\tau_w = \frac{\Delta P r_w}{L} \frac{1}{2} \quad (55)$$

Un gradiente de temperatura cruza una capa de gel que existe, hay una difusión interna mixta dentro del depósito de gel. (Singh et al. 2000)

$$J_{GD} = -D_i \frac{dC_w}{dT} \frac{dT}{dr} \quad (56)$$

La siguiente expresión derivada para un medio poral de partículas es usada como difusividad relativa. (Cussler et al. 1988)

$$D_c = D_i \frac{D_{wo}}{1 + (\alpha^2 F_w^2 / (1 - F_w))} \quad (57)$$

La difusividad molecular de parafinas para solventes de parafina ha sido propuesta por Hayduk y Minhas (1982).

$$F_w = \frac{\text{masa de parafina}}{\text{masa de parafina} + \text{masa de crudo}} = \frac{M(i, L)}{\rho_{gel} \pi (r_0 - r_w)^2 \Delta z} \quad (58)$$

La densidad del gel es constante, no varía con el tiempo la ec. 31 llega a ser:

$$M(I, L) = \sum_{i=1}^n M_i(I, L) = \sum_{i=1}^n 2\pi \int_0^t \int_0^L r_w J_{MD} dz dt$$

$$M(I, L) = 2\pi \int_0^t \int_0^L r_w J_{SR} dz dt + 2\pi \int_0^t \int_0^L r_w J_{GD} dz dt \quad (59)$$

Donde el flujo molar es evaluado en una interface liquido-solido. El caudal es calculado tomando entre la previa masa depositada y derivada de M:

$$\frac{\partial M}{\partial z} = \pi(r_0^2 - r_w^2)\rho_w = \sum_{i=1}^n \frac{\partial M_i}{\partial z} = \sum_{i=1}^n 2\pi \int_0^l r_w J_{MD} dL \quad (60)$$

$$\frac{\partial M}{\partial z} = 2\pi \int_0^l r_w J_{SR} dl + 2\pi \int_0^l r_w J_{GD} dl$$

La ecuación 38 es implícita para R. habiendo encontrado r el caudal total depositado es:

$$\frac{dM}{dt} = \sum_{i=1}^n \frac{dM_i}{dt} = \sum_{i=1}^n 2\pi \int_0^L r_w J_{MD} dz \quad (61)$$

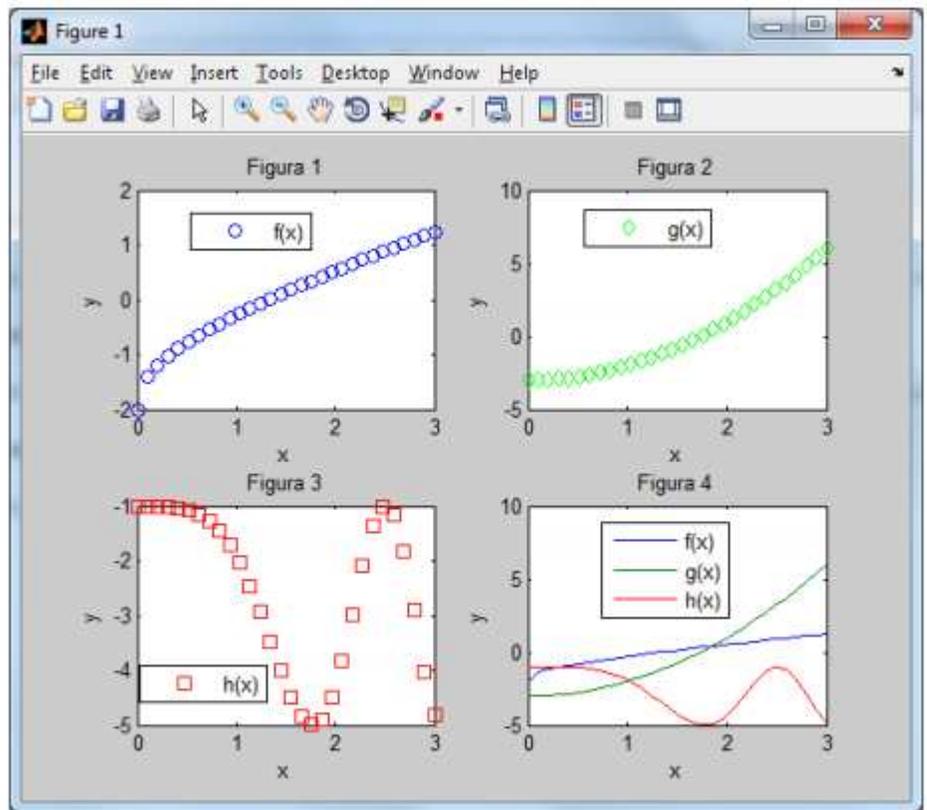
$$\frac{\partial M}{\partial z} = -2\pi \int_0^L r_w J_{SR} dz + 2\pi \int_0^L r_w J_{GD} dz \quad (62)$$

4.4. SIMULACION CON MAT LAB

La modelización es una forma de crear una representación virtual de un sistema real que incluye software y hardware. Si los componentes de software de este modelo están gobernados por relaciones matemáticas, es posible simular esta representación virtual con una amplia gama de condiciones para ver cómo se comporta.

La modelización y la simulación son especialmente útiles para probar condiciones que podrían resultar difíciles de reproducir solamente con prototipos de hardware, especialmente en la primera fase del proceso de diseño, cuando es posible que no esté disponible el hardware. La iteración entre la modelización y la simulación puede mejorar la calidad del diseño del sistema en una etapa temprana y reducir así el número de errores descubiertos más adelante en el proceso de diseño. (MATWORKS, 2020)

FIGURA 4.6 ENTORNO DE MAT LAB



Fuente: Ingeniería Química. 2018

Capítulo 5 APLICACIÓN PRÁCTICA

5.1. Análisis inicial del pozo Surubi C8ST

Calculo de AOF

El potencial del pozo se determina mediante análisis nodal, generando la curva IPR que tiene como consideración un medio poroso. Para ello se cuenta con los siguientes datos:

TABLA 5.1 Datos del pozo srb-c8st

K	30	Md
H	162,40	Ft
Pr	2530	Psi
T	670	R
Uo	1,4	cP
Re	984,3	Pies
Rw	0,354	Pies
Bo	1,558	
Pb	2828	Psi
Q	1750	BPD

Fuente: Repsol E&P Programa de gestión y presupuesto YPFB (2015)

CALCULO DE DAÑO A LA FORMACIÓN INICIAL

Datos:

Permeabilidad de la arena = 30 mD

$$\Delta P_s = 298 \text{ Psi}$$

$$S = \frac{K * h * \Delta P_s}{Q * \mu * B}$$

$$S = \frac{30 * 162,40 * 298}{144,2 * 1,558 * 1,2 * 1750 \text{ BPD}}$$

$$S = 3,08$$

Usando la ecuación de productividad de darcy:

$$IP = \frac{k * h}{141,2 * \mu_o * B_o * (\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0,75 + S)}$$

$$IP = \frac{30 \text{ md} * 162,40 \text{ ft}}{141,2 * 1,4 * 1,558 * (\ln \left(\frac{984,3}{0,354} \right) - 0,75 + 3,08)}$$

$$IP = 1,541 \text{ BPD/PSI}$$

Como $IP > 1$, entonces el pozo petrolífero es productivo

Como se trata de un yacimiento sub – saturado usamos la siguiente ecuación de vogel:

$$q_{max} = \frac{IP * P_b}{1,8}$$

$$q_{max} = \frac{1,541 * 2828}{1,8}$$

$$q_{max} = 2421,08 \text{ BPD}$$

$$q_o = q_{max} * \left(1 - 0,2 * \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 * \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right)$$

$$q_o = 2421,08 \text{ BPD} * \left(1 - 0,2 * \left(\frac{2400}{2828} \right) - 0,8 * \left(\frac{2400}{2828} \right)^2 \right)$$

$$q_o = 615,18 \text{ BPD}$$

$$q_o = 2421,08 \text{ BPD} * \left(1 - 0,2 * \left(\frac{2100}{2828} \right) - 0,8 * \left(\frac{2100}{2828} \right)^2 \right)$$

$$q_o = 993,49 \text{ BPD}$$

$$q_o = 2421,08 \text{ BPD} * (1 - 0,2 * \left(\frac{1800}{2828}\right) - 0,8 * \left(\frac{1800}{2828}\right)^2)$$

$$q_o = 1328,2 \text{ BPD}$$

$$q_o = 2421,08 \text{ BPD} * (1 - 0,2 * \left(\frac{1500}{2828}\right) - 0,8 * \left(\frac{1500}{2828}\right)^2)$$

$$q_o = 1619,3 \text{ BPD}$$

$$q_o = 2421,08 \text{ BPD} * (1 - 0,2 * \left(\frac{1200}{2828}\right) - 0,8 * \left(\frac{1200}{2828}\right)^2)$$

$$q_o = 1866,8 \text{ BPD}$$

$$q_o = 2421,08 \text{ BPD} * (1 - 0,2 * \left(\frac{900}{2828}\right) - 0,8 * \left(\frac{900}{2828}\right)^2)$$

$$q_o = 2070,8 \text{ BPD}$$

$$q_o = 2421,08 \text{ BPD} * (1 - 0,2 * \left(\frac{600}{2828}\right) - 0,8 * \left(\frac{600}{2828}\right)^2)$$

$$q_o = 2231,16 \text{ BPD}$$

$$q_o = 2421,08 \text{ BPD} * (1 - 0,2 * \left(\frac{300}{2828}\right) - 0,8 * \left(\frac{300}{2828}\right)^2)$$

$$q_o = 2347,9 \text{ BPD}$$

Continuando hasta llegar a $P_{wf} = 0$ se tiene los datos tabulados en la siguiente tabla:

TABLA 5.2 IPR INICIAL

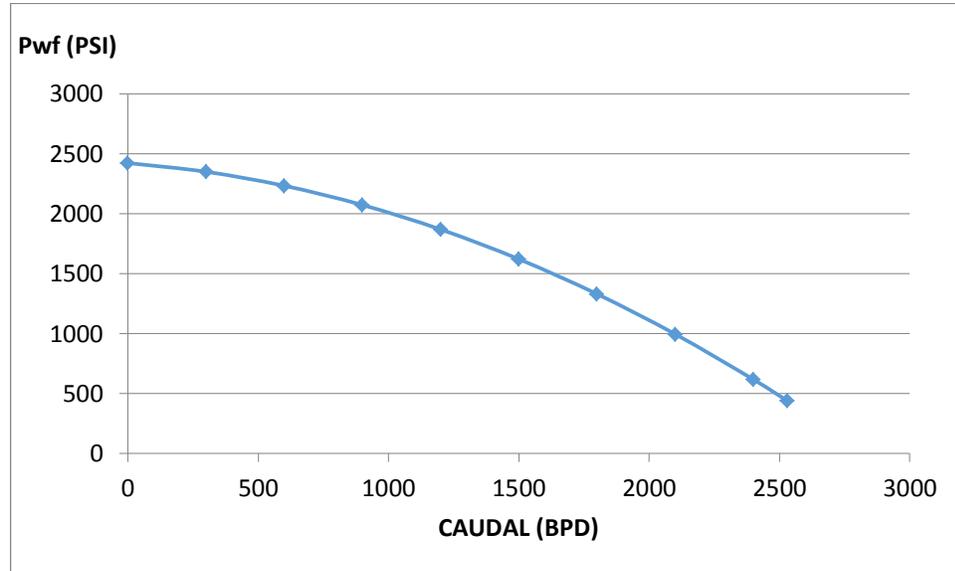
P_{wf} (PSI)	Q (BPD)
2530	437,710925
2400	615,183685
2100	993,494842
1800	1328,21339
1500	1619,33934
1200	1866,87268
900	2070,81342
600	2231,16155

300	2347,91708
0	2421,08

Fuente: En base a datos recopilados

Graficando los puntos hallados:

FIGURA 5.1 IPR inicial



Fuente: Elaboración Propia

A la presión fluente de 0 Psi presenta un AOF = 2421,08 BPD en condiciones estándar.

Estos datos serán insertados en el programa MAT LAB para la optimización.

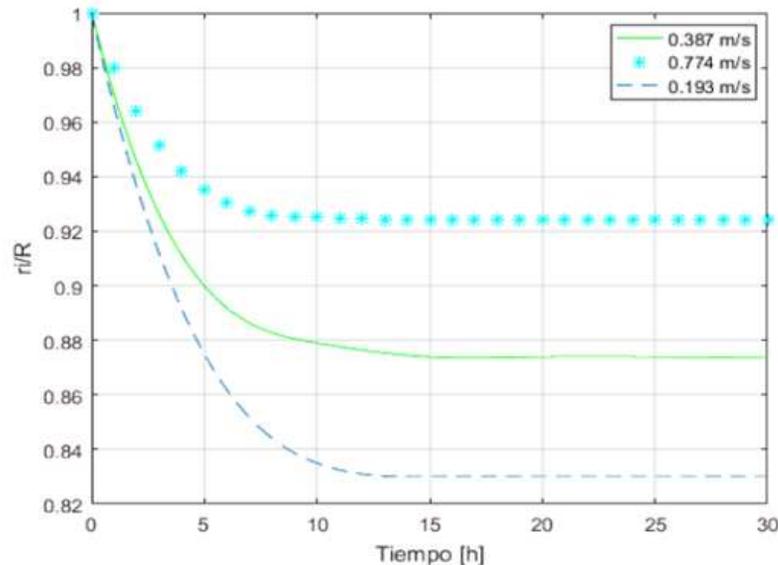
5.2. VALIDACIÓN

La solución numérica obtenida en este trabajo y los resultados fueron trazados con fines de comparación. La figura 5.2 muestra el cambio de radio con respecto al radio de tubería interior (r_i / R) y la fracción de parafina dentro del depósito en función del tiempo, respectivamente. El cambio de espesor explica la forma en que la tubería se satura con parafina en función del tiempo;

que muestra el cambio del radio de la tubería debido a la parafina depositada en la pared en comparación con el radio interior de la tubería.

A continuación se aplica modelo que describe el comportamiento de deposición de parafina en este sistema en las condiciones de funcionamiento descritas en la metodología. Sin embargo, era necesario evaluar el comportamiento de estas variables en otras condiciones de funcionamiento diferentes.

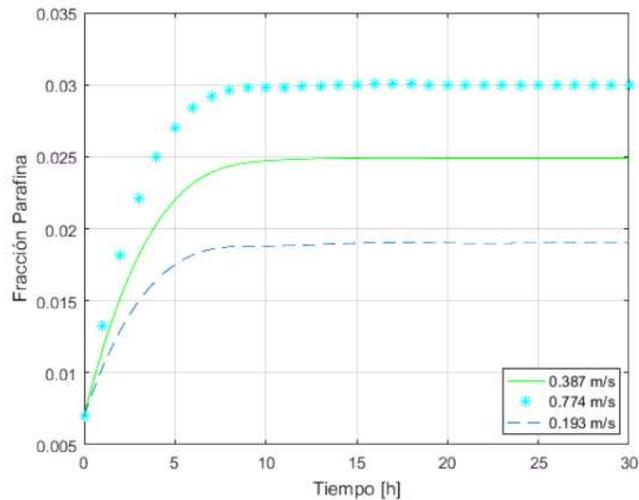
FIGURA 5.2 Efecto de la velocidad en la deposición de la parafina



Fuente: MatLab,2018

Según estas cifras mostradas en la figura 5.2 es posible concluir que un mayor caudal provoca un menor espesor de depósito, pero con mayor concentración de parafina y, por el contrario; una disminución del caudal genera depósitos más gruesos, pero con menor concentración de parafina.

FIGURA 5.3 Efecto caudal en la fracción de parafina.



Fuente: MatLab,2018

En la figura 5.3 se explica el efecto de la velocidad de flujo que reduce el gradiente térmico en dirección radial cuando esto se incrementa, y el gradiente de concentración al mismo tiempo.

A la velocidad de 0,193 m/s se tiene menor fracción de formación de parafina (0,018), por lo tanto calculamos el caudal con la ecuación de continuidad:

$$Q = A * v$$

$$Q = 0,0244 \text{ m}^2 * 0,193 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

$$Q = 0,0047 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} * \frac{1000 \text{ l}}{1\text{m}^3} * \frac{1 \text{ BBL}}{159 \text{ l}} * \frac{3600 \text{ s}}{1 \text{ h}} * \frac{24 \text{ h}}{1 \text{ dia}}$$

$$Q = 2553,1 \text{ BPD}$$

Por lo tanto, el AOF final es = 2553,1 BPD

CALCULO DE DAÑO A LA FORMACIÓN FINAL

Datos:

Permeabilidad de la arena = 30 mD

$$\Delta P_s = 298 \text{ Psi}$$

$$S = \frac{K * h * \Delta P_s}{Q * \mu * B}$$

$$S = \frac{30 * 162,40 * 298}{144,2 * 1,558 * 1,2 * 2553,1}$$

$$S = 2,11$$

$$IP_{final} = \frac{k * h}{141,2 * \mu_o * B_o * (\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0,75 + S)}$$

$$IP_{final} = \frac{30 \text{ md} * 162,40 \text{ ft}}{141,2 * 1,558 * 1,2 * (\ln\left(\frac{984,3}{0,354}\right) - 0,75 + 2,11)}$$

$$IP_{final} = 1,986 \text{ BPD/PSI}$$

Usando la ecuación

$$q_o = q_{max} * \left(1 - 0,2 * \left(\frac{P_{wf}}{P_b}\right) - 0,8 * \left(\frac{P_{wf}}{P_b}\right)^2\right)$$

$$q_o = 2553,1 * \left(1 - 0,2 * \left(\frac{2400}{2828}\right) - 0,8 * \left(\frac{2400}{2828}\right)^2\right)$$

$$q_o = 615,18 \text{ BPD}$$

$$q_o = 2553,1 * \left(1 - 0,2 * \left(\frac{2100}{2828}\right) - 0,8 * \left(\frac{2100}{2828}\right)^2\right)$$

$$q_o = 993,49 \text{ BPD}$$

$$q_o = 2553,1 * \left(1 - 0,2 * \left(\frac{1800}{2828}\right) - 0,8 * \left(\frac{1800}{2828}\right)^2\right)$$

$$q_o = 1328,2 \text{ BPD}$$

$$q_o = 2553,1 * (1 - 0,2 * \left(\frac{1500}{2828}\right) - 0,8 * \left(\frac{1500}{2828}\right)^2)$$

$$q_o = 1619,3 \text{ BPD}$$

$$q_o = 2553,1 * (1 - 0,2 * \left(\frac{1200}{2828}\right) - 0,8 * \left(\frac{1200}{2828}\right)^2)$$

$$q_o = 1866,8 \text{ BPD}$$

$$q_o = 2553,1 * (1 - 0,2 * \left(\frac{900}{2828}\right) - 0,8 * \left(\frac{900}{2828}\right)^2)$$

$$q_o = 2070,8 \text{ BPD}$$

$$q_o = 2553,1 * (1 - 0,2 * \left(\frac{600}{2828}\right) - 0,8 * \left(\frac{600}{2828}\right)^2)$$

$$q_o = 2231,16 \text{ BPD}$$

$$q_o = 2553,1 * (1 - 0,2 * \left(\frac{300}{2828}\right) - 0,8 * \left(\frac{300}{2828}\right)^2)$$

$$q_o = 2347,9 \text{ BPD}$$

Graficando la curva IPR final:

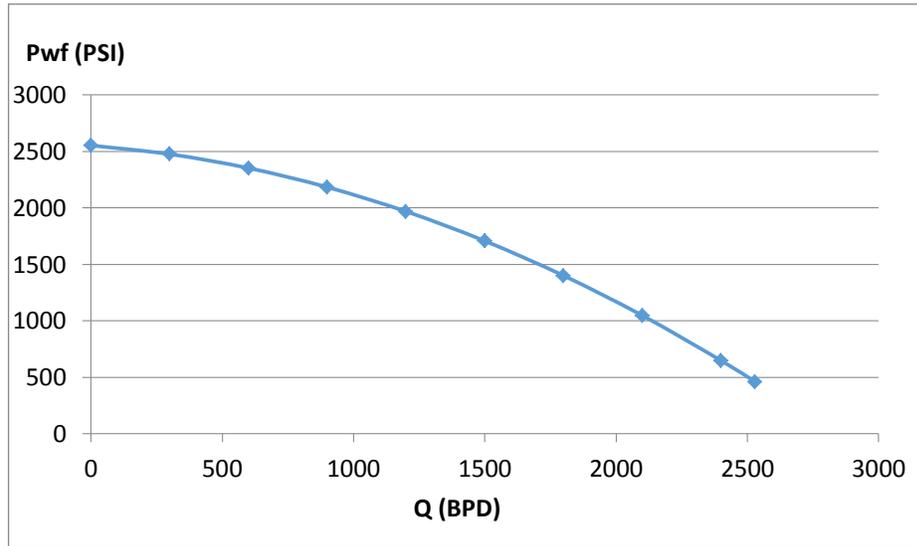
TABLA 5.3 IPR FINAL

Pwf (PSI)	Q (BPD)
2530	461,579032
2400	648,729272
2100	1047,6695
1800	1400,64005
1500	1707,64092
1200	1968,6721

900	2183,7336
600	2352,82542
300	2475,94755
0	2553,1

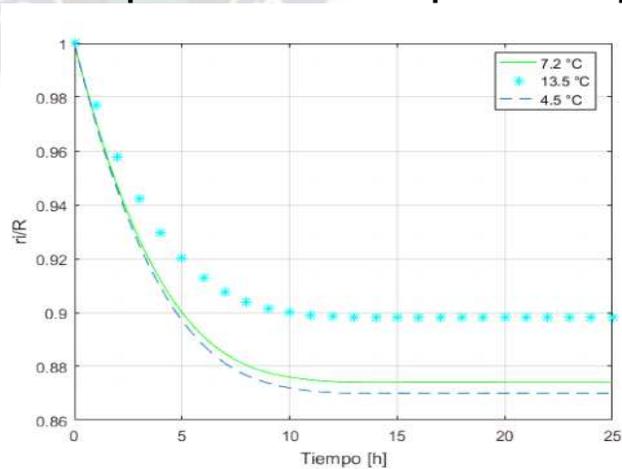
Fuente: Elaboración propia

FIGURA 5.4 Curva IPR final



Fuente: Elaboración propia

FIGURA 5.5 Efecto de la temperatura sobre el depósito de la parafina

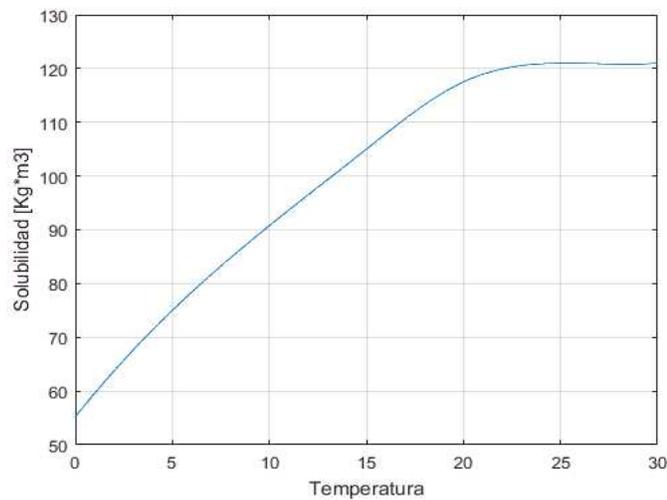


Fuente: MatLab,2018

Se puede ver en la figura 5.5 que la temperatura óptima para la reducción de parafinas está entre los intervalos de 13,5-4,5°C. Cuando se reduce la

temperatura de la pared, el espesor del depósito aumenta y el efecto contrario tiene lugar cuando se eleva la temperatura. Esto se puede explicar porque cuando la temperatura de la pared es más baja, el gradiente térmico entre el volumen y la pared se incrementa y al mismo tiempo, el gradiente de concentración aumenta también, por lo tanto, promoviendo una mayor transferencia de masa al depósito.

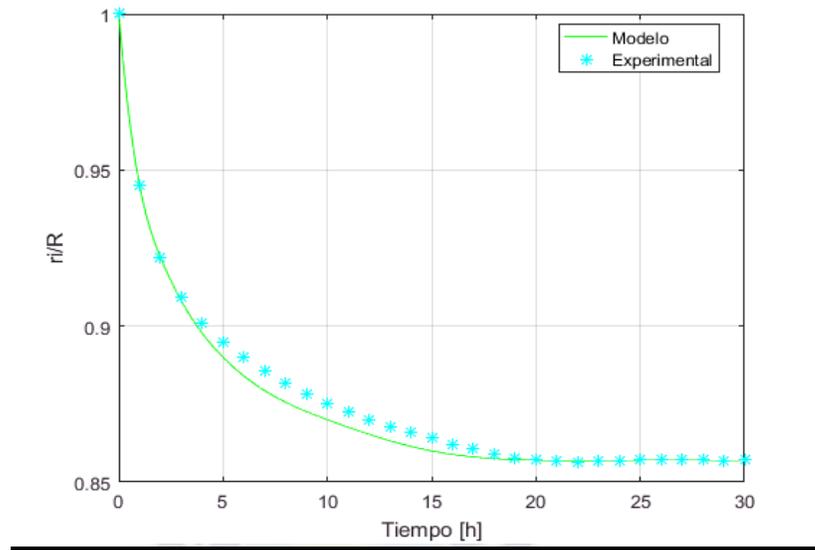
FIGURA 5.6 Incremento de la solubilidad ante la temperatura



Fuente: MatLab,2018

De la figura 5.6 a una temperatura de 14°C se tiene una solubilidad de 100 Kg/m³, por lo tanto la parafina se solubilizará con el petróleo crudo y reducirá su espesor a lo largo de la tubería.

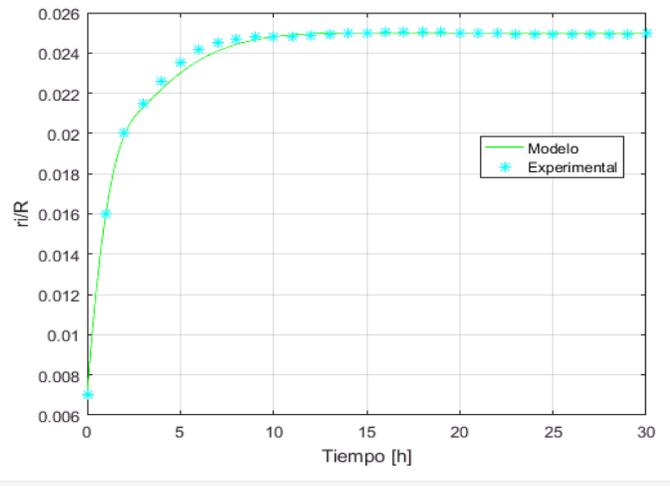
FIGURA 5.7 Deposición de parafinas en el tiempo



Fuente: MatLab,2018

Se puede ver en la figura 5,7 que el modelo de simulación experimental se acerca bastante al modelo empleado en bibliografía, por lo tanto tiene un error mínimo en la aplicación de análisis matemático cuantitativo.

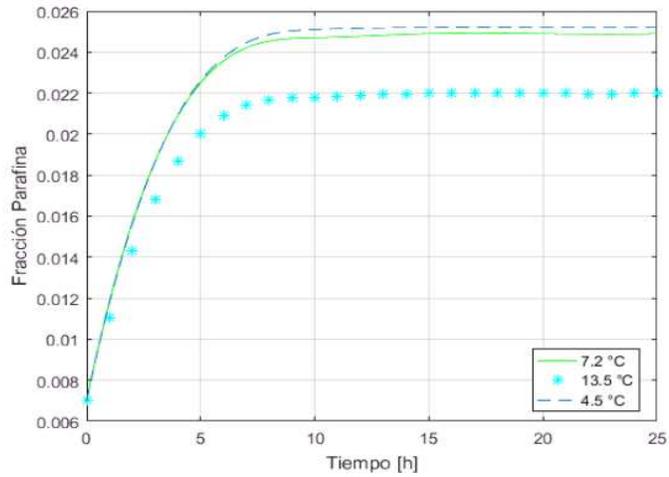
FIGURA 5.8 Incremento de parafinas en la pared respecto al tiempo



Fuente: Elaboración propia

Se puede ver en la figura 5.8 que la formación de parafinas al pasar las 10 horas se controla a un espesor mínimo constante de 0,024 el radio del tubing.

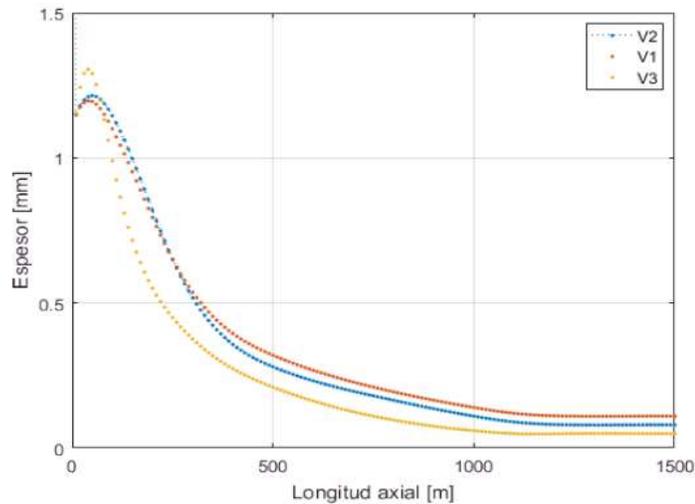
FIGURA 5.9 Efecto de temperatura de la pared en la fracción de parafina



Fuente: MatLab,2018

La Figura 5.9 muestra el efecto de temperatura de la pared en la fracción de parafina dentro del depósito para una temperatura constante de la pared. Muestra cómo se aumenta la fracción de parafina cuando se reduce la temperatura de la pared y el efecto contrario cuando se eleva la temperatura..

FIGURA 5.10 Relación entre el espesor de la parafina y la longitud axial de la tubería

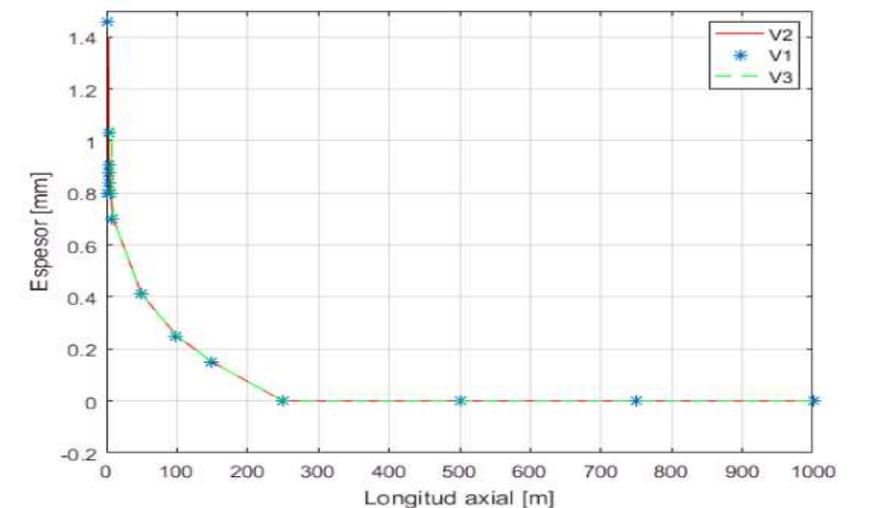


Fuente: MatLab,2018

La Figura 5.10 muestra el espesor del depósito a lo largo de la tubería teniendo en cuenta una temperatura constante de la pared para un petróleo crudo con propiedades físicas mostradas anteriormente

La dependencia del espesor de la parafina en el caudal se puede explicar, en el caso de una temperatura constante de la pared, que muestra el gradiente térmico entre el bulto y la pared frente a la longitud axial de la tubería. Según esta cifra, está claro que el gradiente de temperatura (y por lo tanto el gradiente de concentración) tiende rápidamente a cero cuando el caudal es más bajo; porque el WAT se alcanza más rápido y, por lo tanto, el depósito se extiende a lo largo de una longitud más corta. Por el contrario, un mayor caudal hace que el WAT se alcance hacia adelante en la tubería y, en consecuencia, el gradiente térmico tiende lentamente a cero; promover el crecimiento de los depósitos

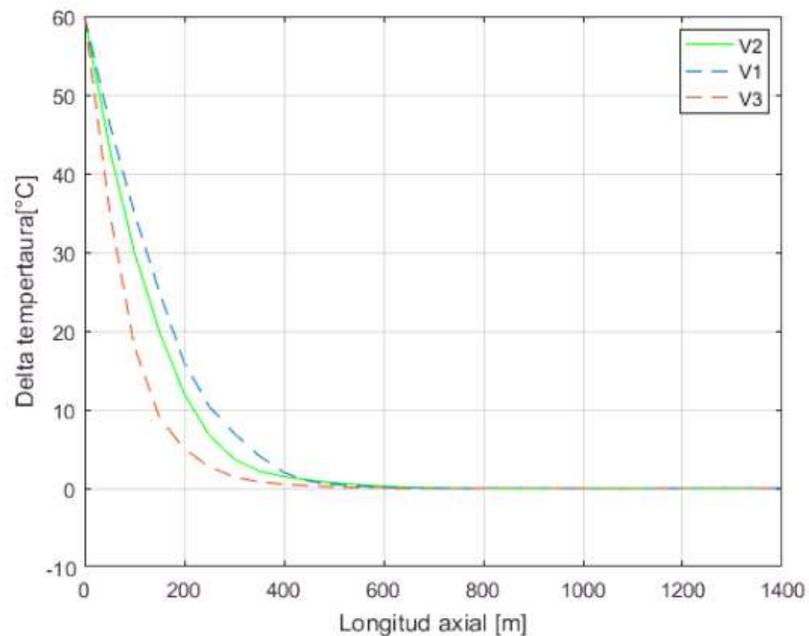
FIGURA 5.11 Variación del espesor de la tubería



Fuente: MatLab,2018

La figura 5.11 muestra cómo el valor máximo del espesor del depósito de parafina se encuentra en la entrada de la tubería esto cuando se aumenta la velocidad de flujo hay mayor formación de cristales de cera, luego en el trayecto de la tubería se mantiene un espesor constante. Se observa un comportamiento similar en la Figura 5.12, que considera un perfil de temperatura de pared ascendente como condición límite en la superficie de la tubería

FIGURA 5.12 Gradiente térmico entre el bulto y la pared frente a la longitud axial de la tubería

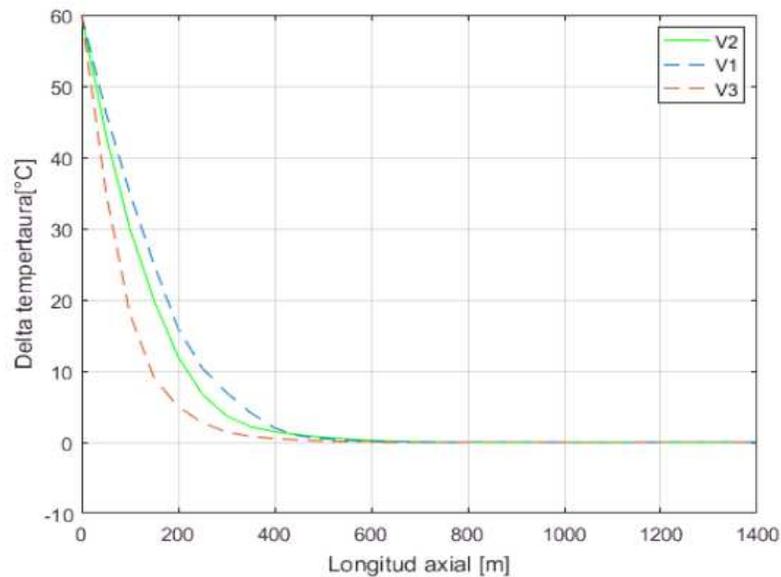


Fuente: MatLab,2018

. Se puede observar una reducción en el valor máximo de espesor en la entrada de tubería, junto con un aumento a lo largo de la tubería a medida que aumenta el caudal. Sin embargo, en este caso es posible observar cómo el depósito se extiende a una corta distancia, aprox. 200m después de la entrada, punto donde la temperatura del fluido se vuelve más alta que el WAT.

Queda claro que el gradiente negativo indica que el crudo comienza a fluir a una temperatura más baja que el WAT de la mezcla cruda, lo que permite la acumulación del depósito. No obstante, mientras el fluido fluye, la temperatura del depósito aumenta forzada por la condición límite aplicada a la pared, por lo que el fluido alcanzará el WAT primero y más tarde la temperatura de la pared, en una distancia más corta o más larga dependiendo del caudal. Esto significa que si el caudal es bajo, el crudo alcanzará la temperatura de la pared en una sección más corta de la tubería, como frente a los altos caudales. Sin embargo, si el crudo llega al WAT, el proceso de deposición se detendrá independientemente de que el gradiente térmico permanezca.

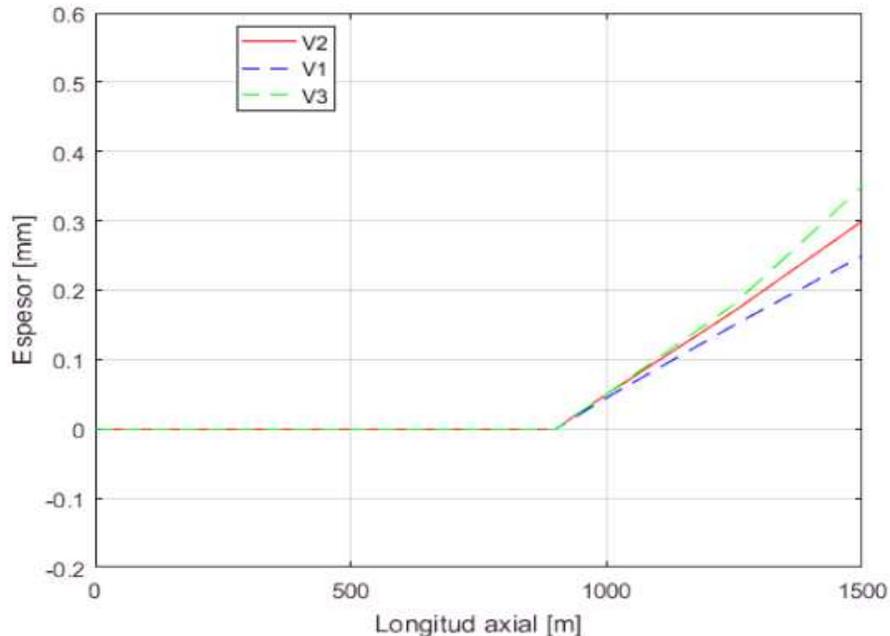
FIGURA 5.13 Gradiente térmico en dirección radial frente a la axial



Fuente: MatLab,2018

Del mismo modo, la Figura 5.13 muestra el espesor del depósito frente a la distancia axial al considerar un gradiente térmico axial con una pendiente negativa para tres caudales diferentes. Se hace evidente que el espesor máximo del depósito aumenta a medida que aumenta el caudal también. Esto difiere de los casos anteriores, donde la temperatura de la pared es constante o cuando se considera un gradiente térmico axial con una pendiente positiva.

FIGURA 5.14 Espesor del depósito teniendo en cuenta un gradiente de temperatura axial con una pendiente negativa a tres velocidades de flujo

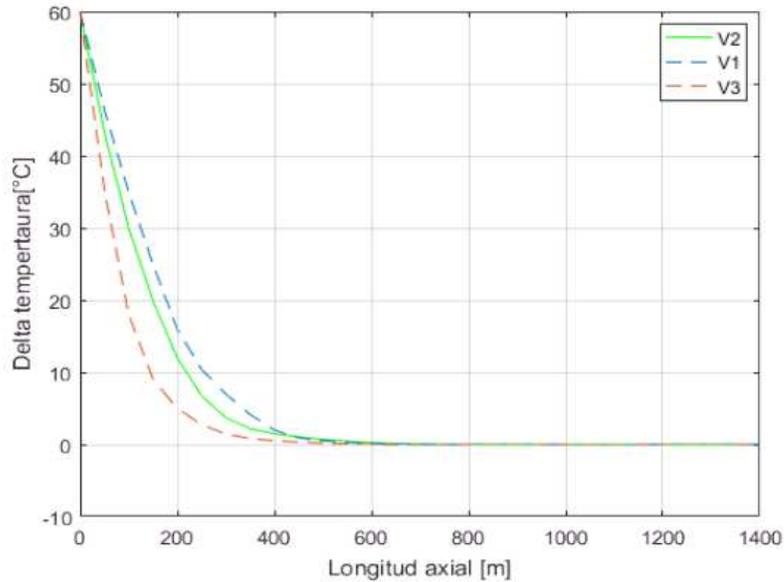


Fuente: MatLab,2018

En la figura 5.14 se puede explicar porque el orden de magnitud del término convectivo en el equilibrio energético se mantiene constante mientras que el término difusivo radial se reduce sustancialmente debido a que el gradiente de

temperatura en la entrada de la tubería es aprox. 20°C inferior a los dos casos presentados previamente

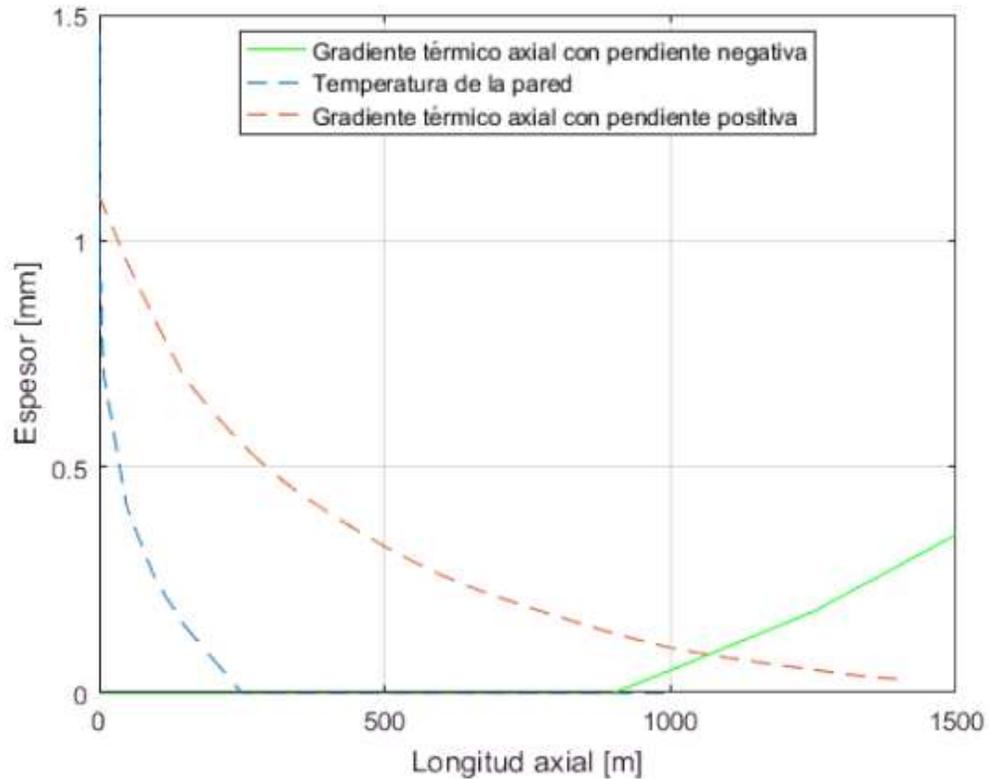
FIGURA 5.15 Diferencia de temperatura entre el volumen y la pared teniendo



Fuente: MatLab,2018

En las condiciones de los casos presentados anteriormente, teniendo en cuenta diferentes velocidades, las curvas de espesor de depósito tienen una forma similar, pero se reducen al incrementar la temperatura, lo que significa que el espesor se reduce de entrada a salida, pero se extiende a una distancia más larga cuando la temperatura de la pared es constante.

FIGURA 5.16 Condiciones límite diferentes estudiadas



Además, vale la pena mencionar que no es posible comparar el espesor obtenido cuando la temperatura en la pared es constante con los otros casos en los que se consideró un perfil de temperatura, porque el espesor del depósito dependerá de la distancia a la temperatura de la pared del WAT. Sin embargo, cuando se consideró un perfil de temperatura axial, se aseguró el mismo gradiente (20°C) para compararse entre sí. . Esto se debe al cambio dramático de temperatura experimentado por el fluido en la entrada de la tubería, y la mezcla de petróleo crudo alcanza inmediatamente el límite de solubilidad; que causa un mayor gradiente térmico radial y, en consecuencia, un mayor espesor. Mientras que en el caso de una pendiente negativa, el

cambio de temperatura no es tan dramático, pero aumenta cuando los gradientes de temperatura ya se han reducido.

Sin embargo, al comparar los tamaños de depósito, no el espesor máximo, tras la integración de cada parcela, se encontró que los gradientes térmicos axiales con una pendiente negativa son ligeramente más grandes (aprox. 1,2 veces). Por lo tanto, a pesar de que hay más deposición de parafina con la pendiente negativa, el depósito es más grueso en el caso de pendiente positiva, que es más perjudicial para la tubería.



Capítulo 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. CONCLUSIONES

Podemos concluir:

- Mediante la aplicación de modelos matemáticos cuantitativos para la predicción de formación de parafinas sobre la superficie interna de las tuberías de producción en el campo Surubí se ha podido optimizar la producción de petróleo crudo considerando el daño inicial de 3,08 a 2,11 por lo tanto el AOF se incremento a 2553,1BPD esto significa un aumento en la productividad del pozo, ya que el IP incremento a 1,986.
- Aplicando las tres condiciones de frontera sobre la pared de la tubería y la influencia de parámetros como ser: la velocidad de flujo y la temperatura de la pared se tienen los siguientes resultados: Velocidad de flujo óptima 0,193 m/s; temperatura de la pared entre 14 y 20°C.
- El modelo matemático empleo condiciones pseudo estables en la fase líquida a partir de datos en el campo de estudio, posteriormente utilizados para simular y estimar el crecimiento de los depósitos de parafina como una función de la velocidad de flujo y la temperatura de la tubería. De esta manera se ha podido optimizar el control del proceso de deposición de parafinas en la superficie interna de la tubería de producción dando como resultado un espesor máximo de

0,019 partes del radio inicial (1,9%) de formación de cristales en la pared de la tubería.

- La simulación del proceso en el lenguaje C++ en Matlab ha permitido determinar los periodos en el que se forman mayor cantidad de parafinas

6.2. RECOMENDACIONES

- El problema de la deposición de parafinas indudablemente debe afectar a pozos vecinos al propuesto en el presente proyecto, por lo cual se recomienda ampliar el estudio y la aplicabilidad del modelo propuestos a estos pozos petroleros productores
- El lenguaje de programación C++ en Matlab permitió resolver de manera óptima las ecuaciones diferenciales obtenidas para modelar la deposición de parafinas, se recomienda realizar la comparativa con el modelado en el lenguaje de programación Python, a fin de poder validar con mayor precisión los valores obtenidos.

Capítulo 7

BIBLIOGRAFÍA

McCain WD Jr (1990a) Component of naturally occurring petroleum fluids, in the properties of petroleum fluids, 2nd edn. PennWell

Books, PennWell Publishing Company, Tulsa, pp 1–45

Shanshool J, Habobi N, Kareem S (2011) Volumetric behavior of mixtures of different oil stock. Pet Coal J 53 (3):223–228. http://www.vurup.sk/wp-content/uploads/dlm_uplo

ANEXOS

CODIGOS MATLAB DE CADA FIGURA

CODIGO FIGURA 5.5

```
T=[0,5,15,20,25,30];  
Sl=[55.2,75,105,117.5,121,121];  
Taj=[0:0.1:30];  
Slaj=spline(T,Sl,Taj);  
plot(Taj,Slaj);xlabel('Temperatura');ylabel('Solubilidad [Kg*m3]');grid on
```

CODIGO FIGURA 5.6

```
Tm=[0,1,2,5,10,15,20,25,28,30];  
R=[1,0.945,0.922,0.89,0.87,0.86,0.857,0.857,0.857,0.857];  
Tmaj=[0:0.1:30];  
Raj=spline(Tm,R,Tmaj)
```

Raj = 1x301 double

```
1.0000 0.9923 0.9851 0.9785 0.9724 0.9668 0.9616 0.9569 0.9526 0.9486 0.9450 0.9417 0.9387 0.9360 ...
```

```
Te=[0,1,2,5,10,15,20,25,28,30];  
Re=[1,0.945,0.922,0.895,0.875,0.864,0.857,0.857,0.857,0.857];  
Teaj=[0:0.1:30];  
Reaj=spline(Te,Re,Teaj)
```

Reaj = 1x31 double

```
1.0000 0.9450 0.9220 0.9093 0.9009 0.8950 0.8900 0.8855 0.8816 0.8781 0.8750 0.8723 0.8699 0.8678 ...
```

```
plot(Tmaj,Raj,'g',Teaj,Reaj,'c*'); xlabel('Tiempo [h]');ylabel('ri/R');grid on;legend('Modelo','Experimental','location','best')
```

CODIGO FIGURA 5.7

```
Tm1=[0,1,3,5,10,15,20,30];  
R1=[0.007,0.016,0.0213,0.023,0.0248,0.025,0.025,0.025];  
Tmaj=[0:0.01:30];  
Raj1=spline(Tm1,R1,Tmaj)
```

```
Raj1 = 1x3001 double
```

```
0.0070 0.0071 0.0072 0.0074 0.0075 0.0076 0.0077 0.0078 0.0080 0.0081 0.0082 0.0083 0.0084 0.0085 ...
```

```
Te1=[0,1,3,5,10,15,20,30];  
Re1=[0.007,0.016,0.0215,0.0235,0.0248,0.025,0.025,0.025];  
Teajl=[0:1:30];  
Reajl=spline(Te1,Re1,Teajl)
```

```
Reajl = 1x31 double
```

```
0.0070 0.0160 0.0200 0.0215 0.0226 0.0235 0.0241 0.0245 0.0247 0.0248 0.0248 0.0248 0.0249 0.0249 ...
```

```
plot(Tmaj,Raj1,'g',Teajl,Reajl,'c*'); xlabel('Tiempo [h]');ylabel('ri/R');grid on;legend('Modelo','Experimental','location','best')
```

CODIGO FIGURA 5.8

```
Tm=[0,5,10,15,20,25,30];  
R=[1,0.90,0.879,0.874,0.874,0.874,0.874];  
Tmaj=[0:0.1:30];  
Raj=spline(Tm,R,Tmaj)
```

```
Raj = 1x301 double
```

```
1.0000 0.9967 0.9935 0.9904 0.9873 0.9843 0.9813 0.9784 ...
```

```
Te=[0,5,10,15,20,25,30];  
Re=[1,0.935,0.925,0.924,0.924,0.924,0.924];  
Teaj=[0:1:30];  
Reaj=spline(Te,Re,Teaj)
```

```
Reaj = 1x31 double
```

```
1.0000 0.9799 0.9638 0.9513 0.9418 0.9350 0.9304 0.9275 ...
```

```
Tp=[0,5,10,15,20,25,30];  
Rp=[1,0.875,0.835,0.83,0.83,0.83,0.83];  
Tpaj=[0:0.1:30];  
Rpaj=spline(Tp,Rp,Tpaj)
```

```
Rpaj = 1x301 double
```

```
1.0000 0.9963 0.9927 0.9891 0.9856 0.9821 0.9787 0.9754 ...
```

```
plot(Tmaj,Raj,'g',Teaj,Reaj,'c*',Tpaj,Rpaj,'--'); xlabel('Tiempo [h]');  
ylabel('ri/R');grid on;
```

CODIGO FIGURA 5.9

```
Tm=[0,5,10,15,20,25,30];  
R=[0.007,0.022,0.0247,0.0249,0.0249,0.0249,0.0249];  
Tmaj=[0:0.1:30];  
Raj=spline(Tm,R,Tmaj)
```

```
Raj = 1x301 double  
    0.0070    0.0075    0.0080    0.0085    0.0089    0.0094    0.0098    0.0103 ...
```

```
Te=[0,5,10,15,20,25,30];  
Re=[0.007,0.027,0.0298,0.030,0.030,0.030,0.030];  
Teaj=[0:1:30];  
Reaj=spline(Te,Re,Teaj)
```

```
Reaj = 1x31 double  
    0.0070    0.0132    0.0182    0.0221    0.0249    0.0270    0.0284    0.0292 ...
```

```
Tp=[0,5,10,15,20,25,30];  
Rp=[0.007,0.0175,0.0188,0.019,0.019,0.019,0.019];  
Tpaj=[0:0.1:30];  
Rpaj=spline(Tp,Rp,Tpaj)
```

```
Rpaj = 1x301 double  
    0.0070    0.0074    0.0077    0.0081    0.0084    0.0087    0.0091    0.0094 ...
```

```
plot(Tmaj,Raj,'g',Teaj,Reaj,'c*',Tpaj,Rpaj,'--'); xlabel('Tiempo [h]');
```

CODIGO FIGURA 5.10

```
Tm=[0,5,10,15,20,25];  
R=[1,0.90,0.876,0.874,0.874,0.874];  
Tmaj=[0:0.1:25];  
Raj=spline(Tm,R,Tmaj)
```

```
Raj = 1x251 double  
    1.0000    0.9969    0.9938    0.9907    0.9877    0.9848    0.9819    0.9791 ...
```

```
Te=[0,5,10,15,20,25];  
Re=[1,0.92,0.90,0.898,0.898,0.898];  
Teaj=[0:1:25];  
Reaj=spline(Te,Re,Teaj)
```

```
Reaj = 1x26 double  
    1.0000    0.9769    0.9577    0.9421    0.9297    0.9200    0.9127    0.9075 ...
```

```
Tp=[0,5,10,15,20,25];  
Rp=[1,0.897,0.872,0.87,0.87,0.87];  
Tpaj=[0:0.1:25];  
Rpaj=spline(Tp,Rp,Tpaj)
```

```
Rpaj = 1x251 double  
    1.0000    0.9968    0.9936    0.9905    0.9874    0.9844    0.9814    0.9785 ...
```

```
plot(Tmaj,Raj,'g',Teaj,Reaj,'c+',Tpaj,Rpaj,'--'); xlabel('Tiempo [h]');  
ylabel('ri/R');grid on;  
legend('7.2 °C','13.5 °C','4.5 °C','location','best')
```

CODIGO FIGURA 5.11

```
Tm=[0,5,10,15,20,25];  
R=[0.007,0.0225,0.0247,0.0249,0.0249,0.0249];  
Tmaj=[0:0.1:25];  
Raj=spline(Tm,R,Tmaj)
```

```
Raj = 1x251 double
```

```
0.0070 0.0075 0.0080 0.0086 0.0091 0.0095 0.0100 0.0105 ...
```

```
Te=[0,5,10,15,20,25];  
Re=[0.007,0.020,0.0218,0.022,0.022,0.022];  
Teaj=[0:1:25];  
Reaj=spline(Te,Re,Teaj)
```

```
Reaj = 1x26 double
```

```
0.0070 0.0111 0.0143 0.0168 0.0187 0.0200 0.0209 0.0214 ...
```

```
Tp=[0,5,10,15,20,25];  
Rp=[0.007,0.0226,0.0251,0.0252,0.0252,0.0252];  
Tpaj=[0:0.1:25];  
Rpaj=spline(Tp,Rp,Tpaj)
```

```
Rpaj = 1x251 double
```

```
0.0070 0.0075 0.0080 0.0085 0.0090 0.0095 0.0100 0.0105 ...
```

```
plot(Tmaj,Raj,'g',Teaj,Reaj,'c',Tpaj,Rpaj,'--'); xlabel('Tiempo [h]');  
ylabel('Fracción Parafina');  
grid on; legend('7.2 °C','13.5 °C','4.5 °C','location','best')
```

CODIGO FIGURA 5.12

```
 Tp=[3,3.05,3.1,3.15,3.2,3.25,3.3,3.35,3.4,3.45,3.5,4,5,6,7,8,9,10,100,250,500,750,1000,1100,1200];
 Rp=[0,0,0,0,0,0,0,0,0.8,1,1.1,1.3,1.28,1.25,1.2,1.17,1.15,1.149,1.145,0.65,0.28,0.18,0.11,0.09];
 Tpaj=[0:10:1500];
 Rpaj = interp1(Tp,Rp,Tpaj);
 Rpaj2 = interp1(Tp,Rp,Tpaj,'spline');

 Tp1=[3,3.05,3.1,3.15,3.2,3.25,3.3,3.35,3.4,3.45,3.5,4,5,6,7,8,9,10,100,250,500,750,1000,1100,1200];
 Rp1=[0,0,0,0,0,0,0,0,0.8,1,1.1,1.2,1.28,1.25,1.2,1.17,1.15,1.149,1.1,0.65,0.32,0.21,0.14,0.12,0.1];
 Rpaj1= interp1(Tp1,Rp1,Tpaj);
 Rpaj3 = interp1(Tp1,Rp1,Tpaj,'spline');

 Tp2=[3,3.05,3.1,3.15,3.2,3.25,3.3,3.35,3.4,3.45,3.5,4,5,6,7,8,9,10,100,250,500,750,1000,1100,1200];
 Rp2=[0,0,0,0,0,0,0,0,0.8,1,1.1,1.35,1.3,1.25,1.2,1.17,1.15,1.155,0.99,0.45,0.21,0.11,0.06,0.05];
 Rpaj4 = interp1(Tp2,Rp2,Tpaj);
 Rpaj4 = interp1(Tp2,Rp2,Tpaj,'spline');
 plot(Tpaj,Rpaj2,':.',Tpaj,Rpaj3,'.',Tpaj,Rpaj4,'.');ylim([0 1.5]);
 xlabel('Longitud axial [m]');
 ylabel('Espesor [mm]');grid on;legend('V2','V1','V3','location','best')
```

CODIGO FIGURA 5.13

```
 Tp2=[2.5,3,4,4.5,5,5.5,6,7,8,9];
 Rp2=[0.8,1.4,1.03,0.93,0.88,0.838,0.8,0.5,0.2,0.1];
 Teaj=[0:0.01:10];
 Rpaj4 = interp1(Tp2,Rp2,Teaj);
 Rpaj4 = interp1(Tp2,Rp2,Teaj,'spline');
 Tp3=[1.25,1.75,2.75,3.25,3.75,4.25,4.78,5.75,6.75,7.75,10];
 Rp3=[0.8,1.46,1.03,0.91,0.87,0.838,0.8,0.5,0.2,0.1,0.05];
 Teaj=[0:0.01:10];
 Rpaj3 = interp1(Tp3,Rp3,Teaj);
 Rpaj3 = interp1(Tp3,Rp3,Teaj,'spline');
 Tp4=[7,8,9,9.2,10];
 Rp4=[0.8,1.05,0.81,0.8,0.05];
 Teaj=[0:0.01:10];
 Rpaj5 = interp1(Tp4,Rp4,Teaj);
 Rpaj5 = interp1(Tp4,Rp4,Teaj,'spline');
 plot(Teaj,Rpaj4,'r--',Teaj,Rpaj3,'b-',Teaj,Rpaj5,'g--');ylim([0.8 1.5]);
 xlim([0 10]);grid on;
```

```
 Tp2=[2.5,3,4,4.5,5,5.5,6,10,50,100,150,250,500,750,1000];
 Rp2=[0.8,1.4,1.03,0.93,0.88,0.838,0.8,0.7,0.41,0.25,0.15,0,0,0];
 Teaj=[0:10:1000];
 Rpaj4 = interp1(Tp2,Rp2,Teaj);
 Rpaj4 = interp1(Tp2,Rp2,Teaj,'spline');
 Tp3=[1.25,1.75,2.75,3.25,3.75,4.25,4.78,8.75,48.75,98.75,148.75,250,500,750,1000];
 Rp3=[0.8,1.46,1.03,0.91,0.88,0.838,0.8,0.7,0.41,0.25,0.15,0,0,0];
 Teaj=[0:10:1000];
 Rpaj3 = interp1(Tp3,Rp3,Teaj);
 Rpaj3 = interp1(Tp3,Rp3,Teaj,'spline');
 Tp4=[7,8,9,9.2,10,50,100,150,250,500,750,1000];
 Rp4=[0.8,1.05,0.81,0.8,0.7,0.41,0.25,0.15,0,0,0];
 Teaj1=[0:1:1000];
 Rpaj5 = interp1(Tp4,Rp4,Teaj1);
 Rpaj5 = interp1(Tp4,Rp4,Teaj1,'spline');
 plot(Tp2,Rp2,'r-',Tp3,Rp3,'*',Tp4,Rp4,'g--');ylim([-0.2 1.5]);
 xlim([0 1000]);xlabel('Longitud axial [m]');
 ylabel('Espesor [mm]');grid on;legend('V2','V1','V3','location','best')
```

CODIGO FIGURA 5.14

```
Tm=[0,10,20,40,100,200,400,800,1000,1200,1400];
R=[60,58,55,47,30,12,1.5,0,0,0,0];
Tmaj=[0:50:1400];
Raj=spline(Tm,R,Tmaj)
```

```
Raj = 1x29 double
```

```
60.0000 43.2824 30.0000 19.9248 12.0000 6.7475 3.7126 2.1963 ...
```

```
Te=[0,10,20,40,100,200,300,400,500,800,1000,1200,1400];
Re=[60,58,57,50,35,16,7,2,0.5,0,0,0,0];
Teaj=[0:50:1400];
Reaj=spline(Te,Re,Teaj)
```

```
Reaj = 1x29 double
```

```
60.0000 46.4028 35.0000 24.9711 16.0000 10.4060 7.0000 4.1549 ...
```

```
Tp=[0,10,20,40,100,200,400,800,1000,1200,1400];
Rp=[60,57,51,40,18,5,0.5,0,0,0,0];
Tpaj=[0:50:1400];
Rpaj=spline(Tp,Rp,Tpaj)
```

```
Rpaj = 1x29 double
```

```
60.0000 35.3080 18.0000 9.0445 5.0000 2.7551 1.4527 0.7988 ...
```

```
plot(Tmaj,Raj,'g',Teaj,Reaj,'--',Tpaj,Rpaj,'--'); xlabel('Tiempo [h]');
ylabel('ri/R');grid on;
xlabel('Longitud axial [m]');ylabel('Delta temperatura[°C]');
```

CODIGO FIGURA 5.15

```
Tm=[0,10,20,40,100,200,400,800,1000,1200,1400];
R=[60,58,55,47,30,12,1.5,0,0,0,0];
Tmaj=[0:50:1400];
Raj=spline(Tm,R,Tmaj)
```

```
Raj = 1x29 double
```

```
60.0000 43.2824 30.0000 19.9248 12.0000 6.7475 3.7126 2.1963 ...
```

```
Te=[0,10,20,40,100,200,300,400,500,800,1000,1200,1400];
Re=[60,58,57,50,35,16,7,2,0.5,0,0,0,0];
Teaj=[0:50:1400];
Reaj=spline(Te,Re,Teaj)
```

```
Reaj = 1x29 double
```

```
60.0000 46.4028 35.0000 24.9711 16.0000 10.4060 7.0000 4.1549 ...
```

```
Tp=[0,10,20,40,100,200,400,800,1000,1200,1400];
Rp=[60,57,51,40,18,5,0.5,0,0,0,0];
Tpaj=[0:50:1400];
Rpaj=spline(Tp,Rp,Tpaj)
```

```
Rpaj = 1x29 double
```

```
60.0000 35.3080 18.0000 9.0445 5.0000 2.7551 1.4527 0.7988 ...
```

```
plot(Tmaj,Raj,'g',Teaj,Reaj,'--',Tpaj,Rpaj,'--'); xlabel('Tiempo [h]');
ylabel('ri/R');grid on;
xlabel('Longitud axial [m]');ylabel('Delta temperatura[°C]');
```
