

**DISEÑO DE SOFTWARE PARA EVALUAR EL DAÑO DE FORMACIÓN POR  
PRECIPITACIÓN DE COMPUESTOS ORGÁNICOS E INORGÁNICOS  
PRESENTES EN LOS HIDROCARBUROS**

**KARLA MARÍA TOVAR MANRIQUE  
CARLOS ALBERTO RODRÍGUEZ VIVAS**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**PROGRAMA DE PETRÓLEOS**

**NEIVA**

**2013**

**DISEÑO DE SOFTWARE PARA EVALUAR EL DAÑO DE FORMACIÓN POR  
PRECIPITACIÓN DE COMPUESTOS ORGÁNICOS E INORGÁNICOS  
PRESENTES EN LOS HIDROCARBUROS**

**KARLA MARÍA TOVAR MANRIQUE  
CARLOS ALBERTO RODRÍGUEZ VIVAS**

**Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos**

**DIRECTOR:  
MsC. JAIRO ANTONIO SEPÚLVEDA GAONA**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE PETRÓLEOS**

**NEIVA**

**2013**

**Nota de aceptación**

---

---

---

---

---

---

**Director del proyecto**

---

**Jurado**

---

**Jurado**

**Neiva,** \_\_\_\_\_

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios, por las oportunidades que nos permite vivir, la capacidad de pensar y generar nuevos proyectos que nos hacen felices y orgullosos de contar con su presencia y la de nuestros seres queridos.

A nuestros padres por el incondicional apoyo y motivación, contribuyendo en el logro de esta gran meta.

A nuestro director MSc Jairo Antonio Sepúlveda Gaona por su orientación, exigencia, compromiso y apoyo durante el desarrollo del proyecto.

A la Qca. Carmen Pinzón Torres y al Ing. Javier Andrés Martínez por compartir sus conocimientos y experiencia en la asesoría y evaluación de nuestro trabajo de grado.

## TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN.....	9
ABSTRACT.....	10
INTRODUCCIÓN.....	11
1. PRECIPITACIÓN DE COMPUESTOS ORGÁNICOS E INORGÁNICOS Y FORMACIÓN DE EMULSIONES.....	12
1.1. PRECIPITACIÓN DE COMPUESTOS INORGÁNICOS.....	12
1.2. PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS.....	14
1.3. PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS.....	17
1.4. EMULSIONES.....	20
2. MODELAMIENTO DE COMPUESTOS INORGÁNICOS, ASFALTENOS, PARAFINAS Y EMULSIONES.....	23
2.1. COMPUESTOS INORGÁNICOS.....	23
2.1.1. MODELAMIENTO QUÍMICO.....	23
2.1.2. MODELAMIENTO TERMODINÁMICO.....	31
2.2. ASFALTENOS.....	32
2.3. PARAFINAS.....	34
2.4. EMULSIONES.....	38
2.4.1. MODELO DE FINGAS PARA PREDECIR LA ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES.....	38
• Modelo 1 (FINGAS, 2013):.....	39
• Modelo 2 (FINGAS, 2013):.....	40
• Modelo 3 (FINGAS, 2013):.....	41
• Cálculo experimental (FINGAS, 2013):.....	42
3. DESARROLLO DEL SOFTWARE.....	43
4. MANUAL DEL SOFTWARE PARA EMULSIONES, “SCALE”, PARAFINAS Y ASFALTENOS: SESPA.....	45
4.1. VENTANA PRINCIPAL.....	45
4.2. MÓDULO PARA “SCALE”.....	47
4.3. MÓDULO PARA PARAFINAS.....	51
4.4. MÓDULO PARA ASFALTENOS.....	56

4.5. MÓDULO PARA EMULSIONES .....	57
5. VALIDACIÓN DEL SOFTWARE .....	59
5.1. COMPUESTOS INORGÁNICOS .....	59
5.2. PARAFINAS .....	61
5.3. ASFALTENOS.....	64
5.4. EMULSIONES.....	65
6. CONCLUSIONES .....	68
7. RECOMENDACIONES.....	69
BIBLIOGRAFÍA.....	70

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Constantes iónicas para el cálculo de fuerza iónica .....	24
Tabla 2 Índice de estabilidad de Stiff y Davis .....	25
Tabla 3 Correlaciones de la constante de solubilidad (Ksp) del carbonato de calcio a diferentes temperaturas en función de la fuerza iónica.....	26
Tabla 4 Índice de estabilidad de Skillman, McDonald y Stiff .....	27
Tabla 5 Correlaciones de la constante de solubilidad (Ksp) del carbonato de calcio a diferentes temperaturas en función de la fuerza iónica.....	28
Tabla 6 Índice de estabilidad de Templeton .....	29
Tabla 7 Correlaciones de la constante de solubilidad (Ksp) del carbonato de calcio a diferentes temperaturas en función de la fuerza iónica.....	29
Tabla 8 Índice de estabilidad de Jacques y Bourland.....	30
Tabla 9 Modelo de Oddo y Tomsom.....	32
Tabla 10 Entalpías de fusión planteadas por Chen, 2006 .....	37
Tabla 11 Valores básicos de entrada para los modelos de Fingas.....	38
Tabla 12 Transformaciones para los datos de entrada-Modelo 1 .....	39
Tabla 13 Relación de estabilidades con el tipo de emulsión.....	42
Tabla 14 Análisis fisicoquímico de aguas de producción del campo Tello – HOCOL.....	59
Tabla 15 Resultados de la validación del módulo “Scale” campo Tello- HOCOL ..	59
Tabla 16 Composición del fluido campo Colorado Arena B (Col-25).....	62
Tabla 17 Propiedades de las fracciones pesadas campo Colorado Arena B (Col-25).....	63
Tabla 18 Resultados validación módulo parafinas-Campo Colorado.....	63
Tabla 19 Procentaje (%) de error de la validación del módulo de parafinas Col-25 .....	63
Tabla 20 Composición data SPE131429 .....	64
Tabla 21 Propiedades data SPE 131429 .....	65
Tabla 22 Resultados de la validación módulo asfaltenos .....	65
Tabla 23 Propiedades de 23 crudos para validación del módulo de emulsiones (Fingas & Fieldhouse, 2004).....	66
Tabla 24 Resultado de validación del módulo de emulsiones .....	67

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Efecto del número de carbonos del agente precipitante sobre la cantidad de componentes insolubles. (Borges, 2013).....	15
Figura 2 Efecto de la presión sobre la floculación de asfaltenos. (Borges, 2013)..	16
Figura 3 Resumen de los cálculos para el modelo 2. ....	40
Figura 4 Resumen de los cálculos para el modelo 3. ....	41
Figura 5 Logo del Software para emulsiones, "Scale", parafinas y asfaltenos.....	45
Figura 6 Ventana principal del programa SESP A .....	45
Figura 7 "Skins" del programa SESP A .....	46
Figura 8 Módulo "Scale" del programa SESP A.....	47
Figura 9 "Click" en el botón Nuevo del módulo de "Scale" del programa SESP A..	48
Figura 10 "Click" en el botón Abrir del módulo de "Scale" del programa SESP A..	48
Figura 11 Menú Modelos del módulo "Scale" del programa SESP A .....	49
Figura 12 Menú Gráficos del módulo "Scale" del programa SESP A.....	49
Figura 13 Menú procedimiento dentro del módulo "Scale" del programa SESP A .	50
Figura 14 Pestaña de ingreso de datos generales del módulo "Scale" del programa SESP A.....	51
Figura 15 Módulo de parafinas del programa SESP A .....	52
Figura 16 Insertar composición al módulo de parafinas del programa SESP A.....	52
Figura 17 Eliminación de componentes en módulo de parafinas del programa SESP A.....	53
Figura 18 Caracterización de la fracción más pesada del módulo de parafinas del programa SESP A.....	54
Figura 19 Cambio de correlaciones para la caracterización de la fracción más pesada en el módulo de parafinas del programa SESP A .....	54
Figura 20 Menú de ajustes – Entalpía de fusión del módulo de parafinas del programa SESP A.....	55
Figura 21 Menú de ajustes – Temperatura de fusión del módulo de parafinas del programa SESP A.....	55
Figura 22 Menú de ajustes – EOS del módulo de parafinas del programa SESP A .....	56
Figura 23 Módulo de asfaltenos del programa SESP A.....	57
Figura 24 Módulo de emulsiones del programa SESP A .....	58
Figura 25 Comportamiento del Índice de estabilidad Stiff y Davis con respecto al cambio de temperatura para el pozo Tello-008 .....	60
Figura 26 Comportamiento del Índice de estabilidad Oddo Tomsom con respecto al cambio de temperatura para el pozo Tello-008.....	61
Figura 27 Comparación de la EDP experimental con la de los modelos de parafinas .....	64

## RESUMEN

**Palabras claves:** *Precipitación, compuestos inorgánicos, parafinas, asfaltenos, emulsiones.*

La depositación de los compuestos orgánicos e inorgánicos puede ocasionar un aumento en la frecuencia de los cierres de los pozos y problemas operacionales; al caracterizar el crudo del yacimiento en cuanto a la presión y temperatura donde comienza la precipitación de compuestos orgánicos e inorgánicos y formación de emulsiones, se pueden mitigar los efectos negativos del daño de formación mientras las condiciones operacionales estén dentro de los límites establecidos, y se puedan garantizar la solubilidad de los compuestos orgánicos e inorgánicos en los fluidos producidos (aceite, agua y gas).

El objetivo de este proyecto es diseñar un software que integre la precipitación de compuestos orgánicos e inorgánicos, al igual que la formación de emulsiones y que sirva como instrumento para la predicción de estos daños que afectan el equilibrio del sistema petrolífero.

Este software se realizó con base a una revisión bibliográfica y un análisis detallado de los programas de computadoras anteriormente diseñados, como es el caso de “*OilScale*”, “*CofaScale*”, “*ScaleMixing*”, “*Scale Suite*” para compuestos inorgánicos, y “*RIPA-Modeling*”, para los compuestos orgánicos, para luego realizar las correcciones y actualizaciones pertinentes, que en el caso de los compuestos orgánicos se anexó el efecto que tiene la presencia de CO<sub>2</sub> en la precipitación de asfaltenos y parafinas. Para el modelamiento de la formación de emulsiones fue necesaria una investigación más exhaustiva debido a que la estabilidad de la emulsión es una propiedad cualitativa, difícil de plantear en un modelo matemático.

El resultado final del trabajo es el software “*SESPA*”: Software para emulsiones, “*Scale*”, parafinas y asfaltenos, que muestra el índice de saturación y el índice de estabilidad para predecir la precipitación de compuestos inorgánicos; el valor del WAP en el caso de la precipitación de parafinas; el valor en peso de la cantidad de asfaltenos que se precipita con la inyección de CO<sub>2</sub> y a condiciones normales; para el caso de emulsiones el software parte del análisis SARA y realiza el diagnóstico de la formación de las mismas.

## ABSTRACT

**Keywords:** precipitation, inorganic compounds, paraffins, asphaltenes, emulsions.

The deposition of organic and inorganic compounds can cause an increase in the frequency of the closures of the wells and operating problems in characterizing the reservoir oil in terms of pressure and temperature where precipitation of organic and inorganic compounds and formation of emulsions begins, the negative effects of formation damage can be mitigated while operating conditions are within these limits, and can ensure the solubility of organic and inorganic compounds in the produced fluids (oil, water and gas).

The aim of this project is to design software that integrates the precipitation of organic and inorganic compounds, as emulsion formation and serve as a tool for predicting such damages that affect the balance of the oil system.

This software based on a literature review and a detailed analysis of previously designed computer programs, as is the case with "OilScale", "CofaScale", "ScaleMixing", "Scale Suite" for inorganic compounds, and "RIPA -Modeling ", for organic compounds, and then make the appropriate corrections and updates, in the case of organic compounds was annexed the effect of the presence of CO<sub>2</sub> on asphaltene and paraffin precipitation. To model the formation of emulsions was required further investigation because the stability of the emulsion is a qualitative property, difficult to express in a mathematical model.

The final result of this work is the software "SESPA": Software for emulsions, "Scale", paraffins and asphaltenes, which shows the saturation index and stability index to predict the precipitation of inorganic compounds, the value of the WAP in the paraffins precipitation case, the value by weight of the amount of precipitated asphaltenes with the injection of CO<sub>2</sub> and under normal conditions; in the case of emulsions, the software uses the SARA analysis and performs the diagnosis of the formation thereof.

## INTRODUCCIÓN

El petróleo en su estado natural es una mezcla de compuestos orgánicos de estructura variada y de pesos moleculares diferentes, lo cual lleva al diseño de métodos de análisis y procesamiento acorde con la complejidad del crudo y considerando los productos que se desean obtener.

Las moléculas del crudo pueden clasificarse en dos grandes grupos: hidrocarburos no polares, conformados por parafinas, naftenos y aromáticos de moderado peso molecular y material poliaromático polar, conformado por resinas y asfaltenos.

El interés de los investigadores por desarrollar un mejor entendimiento del comportamiento de las soluciones de compuestos orgánicos e inorgánicos presentes en los crudos es motivado por su impacto sobre la producción, transporte, refinación y utilización del petróleo.

La precipitación de los compuestos mencionados durante la producción primaria es un problema grave que puede originar taponamiento de la formación, del pozo y de las facilidades de producción.

Los estudios en el campo de la acumulación de depósitos minerales han ayudado a comprender los mecanismos que lo rigen y, con ello, a pronosticar la formación de éstos, de tal forma que se puedan determinar las condiciones de operación favorables a la acumulación para, con esto, impedir la precipitación e implementar las técnicas de inhibición. Es necesario tener en cuenta el agua proveniente del yacimiento, la cual dependiendo de las condiciones de producción, se pueden precipitar algunos de los compuestos de tipo inorgánicos presentes en dicha agua.

La precipitación de compuestos orgánicos e inorgánicos puede ocurrir durante la caída de presión en la producción primaria de yacimientos sub saturados, o durante la inyección de gases hidrocarburos. El daño a la formación ocasionado por la precipitación de los compuestos orgánicos e inorgánicos, genera taponamiento en las gargantas de los poros, además de la formación de emulsiones, lo cual conlleva a la reducción del potencial del crudo producido e incremento en los costos para el manejo adecuado de estas emulsiones.

## **1. PRECIPITACIÓN DE COMPUESTOS ORGÁNICOS E INORGÁNICOS Y FORMACIÓN DE EMULSIONES**

### **1.1. PRECIPITACIÓN DE COMPUESTOS INORGÁNICOS**

Precipitación es la formación de un producto sólido desde la solución como resultado del aumento de la concentración o de la adición de un compuesto químico a la solución.

El problema de las incrustaciones minerales se presenta sólo cuando existe producción de agua, ya que es un buen solvente para muchos materiales. El agua que se encuentra en los yacimientos de carbonatos y areniscas cementadas con calcita, por lo general contiene una gran cantidad de cationes de calcio, magnesio, bario y estroncio (Crabtree, 1999), de allí que las incrustaciones de origen inorgánico más frecuentes están constituidas por carbonatos y sulfatos de calcio, estroncio y bario.

La formación de las incrustaciones comienza cuando se perturba el estado de cualquier fluido natural de tal forma que se excede el límite de solubilidad de uno o más de sus componentes (Gal et al, 1996). El punto de partida puede ser un cambio de temperatura o de presión, la liberación de un gas, una modificación del pH, el contacto entre aguas incompatibles, que da lugar cambios en la composición del fluido del yacimiento, provocando la precipitación de las sales disueltas en el agua (autosedimentación). Pero no todas las aguas de producción sobresaturadas presentan problemas de incrustaciones minerales.

La solubilidad de los minerales depende de la temperatura y de la presión. Generalmente un incremento en la temperatura y en la presión provoca un aumento de la solubilidad de un mineral en agua. El carbonato de calcio, que es una sal de baja solubilidad en agua (6,9 mg/mL en agua pura), presenta en cambio, una tendencia inversa en la temperatura; su solubilidad en agua asciende ante un descenso de la temperatura. El descenso del pH también promueve su disolución en agua.

Una complejidad adicional es la solubilidad de los carbonatos en presencia de gases ácidos, como el dióxido de carbono y el ácido sulfhídrico. La solubilidad de los carbonatos aumenta con la acidez del fluido y, por tanto, con la presencia de dióxido de carbono y ácido sulfhídrico disueltos en el agua. Así el agua de

formación en contacto con la roca carbónica y los gases ácidos, puede ser rica en carbonatos disueltos (Domingo et al, 2006)

Pero la presencia de gases ácidos disueltos en el agua depende a su vez de la presión y de la temperatura de la siguiente forma: a medida que disminuye la presión y/o aumenta la temperatura, el dióxido de carbono abandona la fase acuosa provocando un incremento del pH de la misma, que conduce a la formación de incrustaciones calcáreas (Plummer & Wigley, 1976)

En cuanto a las incrustaciones de carbonatos, los efectos de la temperatura a menudo se contraponen a los efectos de la presión. Por ejemplo, a medida que el fluido asciende por la tubería hacia el cabezal del pozo, la caída de la temperatura (que aumenta la solubilidad de los gases ácidos en el fluido producido) resultante puede anular el efecto del descenso de presión (que conduce a la liberación de gases ácidos con el consiguiente incremento de pH), reduciendo la formación de incrustaciones en la tubería.

Otros aspectos que dan lugar a la aparición de incrustaciones, y que ocurren normalmente en la producción de hidrocarburos, son los siguientes:

- Incrustaciones inducidas por la evaporación. Este fenómeno sólo puede darse en caso de producción simultánea de gas de hidrocarburo y salmuera de la formación (gas húmedo). A medida que disminuye la presión hidrostática en las tuberías de producción, el volumen de gas de hidrocarburo se expande y la fase de salmuera que todavía se encuentra a elevada temperatura se evapora, produciendo una concentración de iones disueltos en el agua remanente, que si supera el límite de solubilidad del mineral da lugar a incrustaciones (Crabtree, 1999).
- Inundación con gas. Otro método de recuperación secundaria del crudo consiste en la inundación del yacimiento con dióxido de carbono. El agua que contiene este gas disuelto se vuelve ácida y disuelve la calcita del yacimiento. Al ascender a la superficie, la caída de presión puede provocar que el dióxido de carbono se separe de la solución y precipiten residuos carbónicos, dando lugar a una disminución adicional de la presión que conduce a más precipitaciones. Se trata de un proceso de autogeneración, al igual que la autosedimentación (Crabtree, 1999)

## 1.2. PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS

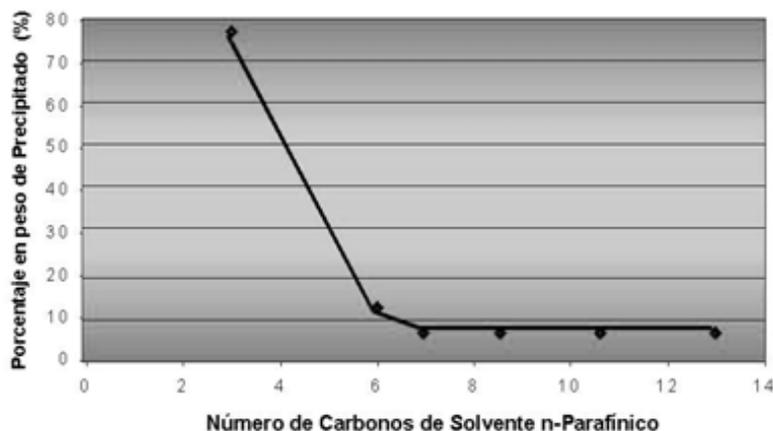
Los asfaltenos típicamente son definidos como la fracción de crudo insoluble en solventes alifáticos de bajo peso molecular, como n-pentano y n-heptano, pero solubles en tolueno. Ferworn definió el término asfalteno como aquellos sólidos depositados de un crudo debido a la adición de un exceso de n-pentano. Otra definición considera que los asfaltenos son moléculas planas, poliaromáticas y policíclicas que contienen heteroátomos y metales, que existen en un estado de agregación en suspensión y están rodeados y estabilizados por resinas (agentes peptizantes); no son puros, ni son moléculas idénticas, se sabe que tienen una carga eléctrica, y se piensa que están polidispersos. (Alayon, 2004)

La precipitación de asfaltenos se refiere al fenómeno mediante el cual un crudo determinado, bajo ciertas condiciones de presión, temperatura, composición y régimen de flujo, se separa en una o dos fases fluidas de grandes proporciones (gas y/o líquido) y en una fase sólida insoluble de menor tamaño, constituida principalmente por los asfaltenos.

Los principales factores físicos que afectan la solubilidad de los asfaltenos en los crudos son los cambios de presión, temperatura, composición del crudo y cargas eléctricas que poseen los asfaltenos. Éstos pueden depositarse tanto en el yacimiento, como en la tubería de producción o ser llevados a los equipos de superficie a través de las líneas de flujo.

Los asfaltenos se encuentran entre las fracciones más pesadas y polares del petróleo, de esta definición se desprende que éstos representan una clase de solubilidad, es decir, son solubles en solventes aromáticos e insolubles en parafinas lineales, los cuales son considerados como precipitantes de los mismos.

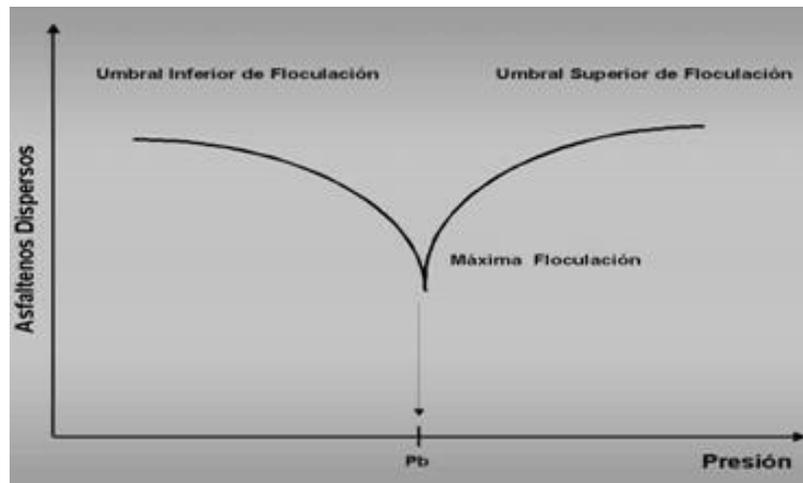
Estudios realizados demostraron que la cantidad de precipitado es mayor a medida que disminuye el número de carbonos del agente precipitante y también que a partir del n-heptano, la cantidad precipitada presenta muy pocas diferencias con respecto a los n-alcanos más pesados (Borges, 2013), indicando esto que sólo los componentes más polares y, por lo tanto, más insolubles, precipitan con n-heptano, cómo se observa en la figura 1.



**Figura 1 Efecto del número de carbonos del agente precipitante sobre la cantidad de componentes insolubles. (Borges, 2013)**

Los parámetros que influyen en la precipitación de asfaltenos son:

- Cambios de Composición en los Fluidos del Yacimiento.
- Efectos de la Temperatura: En ciertos crudos, un aumento de la temperatura parece favorecer la dispersión de asfaltenos, mientras que en otros, ocurre una disminución de la solubilidad. Por lo tanto, no se puede generalizar sobre el efecto de la temperatura en la floculación de asfaltenos.
- Efectos de la Presión: Hirschberg realizó estudios para demostrar que a una temperatura y composición constante, existe un valor de presión a partir del cual se inicia la floculación de asfaltenos, el cual es conocido como “Umbral de Floculación”, en la figura 2, se presenta una curva típica de floculación, dónde se identifican dos umbrales de floculación, un “umbral superior”, presiones superiores a la del punto de burbuja, y un “umbral inferior”, con valores de presión inferiores a la presión de burbuja; además se observa un mínimo, el cual corresponde a la máxima floculación y/o precipitación de asfaltenos para una composición y temperatura definida.



**Figura 2 Efecto de la presión sobre la floculación de asfaltenos. (Borges, 2013)**

- Efecto de la Viscosidad: La viscosidad del petróleo es una medida de la resistencia al flujo que ejerce el fluido al fluir y es afectada por la presión, manteniendo una relación directamente proporcional, debido a que una disminución en la presión causa una disminución en la viscosidad; y por la temperatura con una relación inversamente proporcional, ya que un aumento en la temperatura causa una disminución en la viscosidad. Además se ve afectada por la cantidad de gas en solución en el líquido, puesto que está en función directa con la presión.

Según Hirschberg, los crudos pesados en comparación con los medianos y livianos, la alta viscosidad impide la formación de depósitos, por ser menos probable la agrupación de los flóculos, la cual es atribuida a la alta resistencia molecular que debe ser vencida, siendo más probable la depositación de asfaltenos en crudos medianos y livianos.

- Inyección de Fluidos: Es muy común que los yacimientos se encuentren sometidos a procesos de recuperación mejorada, como la inyección de un fluido miscible sea etano, dióxido de carbono, gas natural, etc.; para el desplazamiento del petróleo residual. La miscibilidad del solvente con el crudo del yacimiento es una propiedad que también puede llevar a la precipitación de asfaltenos dentro de la matriz del yacimiento y depositarse dentro de la roca.
- Efectos Electrocinéticos: El potencial generado durante el flujo de petróleo a través de los poros del yacimiento o por la tubería de producción puede

ayudar a la floculación de asfaltenos por electro-deposición. En las cercanías del pozo se presentan mayores problemas de asfaltenos, debido a que allí la velocidad es más alta. Sí se desea disminuir los efectos electrocinéticos en la precipitación de asfaltenos, se recomienda llevar a un mínimo la velocidad de los fluidos en el yacimiento y evitar las grandes caídas de presión, ya que éstas resultan en altas velocidades del fluido en la formación y en los pozos.

- Partículas suspendidas: Cualquier sólido suspendido en el crudo sea finos de arcilla o minerales, limaduras de metales, sedimentos, grava, etc., por lo general favorecen la precipitación de asfaltenos, debido a que sirven como “sitios de nucleación” que favorecen la adhesión de las partículas de asfaltenos, formándose así grandes cadenas de moléculas o partículas que tienden a precipitar más rápidamente de la solución de crudo.

### **1.3. PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS**

Las ceras parafínicas son una mezcla de hidrocarburos saturados (enlaces sencillos entre carbonos) de cadena lineal, cuyo peso molecular oscila entre 320 y 560, y presentan consistencia sólida a temperatura ambiente. Se obtiene a partir de fracciones de la destilación al vacío de crudo reducido (fondos de la destilación atmosférica) con rango de destilación entre 350 y 650 °C, las cuales se someten a procesos de dilución con solvente, enfriamiento regulado, cristalización y filtración para separar las parafinas de los aceites. (Ecopetrol)

Los crudos que contienen hidrocarburos pesados, al estar a bajas temperaturas se pueden precipitar en fase parafínica, ocasionando problemas en la formación, incremento en la caída de presión, reducción en el área de la sección transversal de las tuberías, lo que genera taponamiento en las líneas de conducción de petróleo y/o gas, al igual que en los equipos de superficie.

Las condiciones propicias para la precipitación de parafinas en su estado original, es decir antes de su explotación, son las de alta temperatura y presión del reservorio, permiten mantener las fracciones más pesadas en solución, aun cuando existe un alto porcentaje de componentes parafínicos. Cuando se realiza la perforación del pozo, dichas condiciones favorables se ven modificadas. El lodo de perforación, la profundidad y la técnica, condicionan el futuro de la producción. Con el paso del tiempo, a medida que el crudo es producido, las condiciones del

entorno desde el yacimiento a las facilidades cambian, reduciendo sustancialmente la presión. Ya en un campo maduro en los procesos normales de producción de petróleo, se presenta un cambio de las condiciones termodinámicas del crudo desde que este se encuentra en la formación y a medida que asciende hacia la superficie. En el reservorio los altos valores de presión y temperatura permiten que las fracciones livianas del aceite puedan mantener a los componentes de mayor peso molecular en solución. A medida que el fluido atraviesa las perforaciones de la cara de la formación, este se ve obligado a aumentar su velocidad reduciendo drásticamente la presión; a medida que fluye por el “tubing” hacia la superficie además de la presión, la temperatura también se ve reducida significativamente.

Los factores que controlan la precipitación de parafinas (Leon, 2008) son:

- Efecto de la temperatura: La temperatura tiene gran influencia sobre la solubilidad de la parafina (solute) dentro del solvente (crudo sin parafina), por tanto cuando se incrementa la temperatura la solubilidad de la parafina se aumenta y viceversa. La depositación de parafinas está caracterizada por cuatro temperaturas: Punto de cristalización, punto de gel, punto de fluidez y temperatura de fusión (temperatura de congelamiento). (SADEGHAZAD & CHRISTIANSEN, 2000)

El punto de cristalización es la temperatura a la cual precipita el primer cristal de parafina y está en función de la presión, temperatura y composición del crudo.

- Efecto del Peso molecular y del Punto de fusión de la parafina: A temperatura constante, cuando el peso molecular de la parafina se incrementa, el punto de fusión se aumenta, disminuyendo la solubilidad en los solventes. Esto quiere decir, que la concentración de parafina en el crudo, tiene gran influencia sobre la temperatura del punto de fusión y por tanto sobre la temperatura del punto de cristalización. Por otra parte cuando el peso molecular aparente de la solución disminuye, la temperatura del punto de cristalización disminuye, lo cual retarda la precipitación de las parafinas. Por tanto la precipitación de parafinas depende de la composición del crudo parafínico.
- Efecto de la proporción relativa de solvente - soluto: Cuando la concentración de soluto en la solución se incrementa, el punto de

cristalización aumenta. El soluto se denomina a las parafinas que precipitan, se cristalizan y forman una fase sólida y el solvente serán los demás componentes del crudo que no cristalizan.

La presencia de gas (alta relación gas/aceite - GOR) actúa como un solvente y en el crudo disminuye el punto de cristalización, debido a que las burbujas de gas distribuidas en el aceite tienen una energía de presión adicional que ayuda al flujo. Las moléculas de gas en solución ocupan un espacio entre las moléculas de parafina evitando su unión, cuando disminuye la presión o el flujo es restaurado. Los tres parámetros que afectan la solubilidad de la parafina en el crudo son la temperatura, la presión y la composición del crudo. Sin embargo, se ha analizado que principalmente es función del número de carbonos y de la temperatura del sistema (Nenniger y Nenniger 1990), quienes demostraron que la solubilidad del C<sub>40</sub> en un crudo disminuyó en más de dos órdenes de magnitud cuando la temperatura pasó de 50°C a 20 °C.

- Efecto de la Presión: La solubilidad de la parafina disminuye con el incremento de presión en la solución, debido a que las fuerzas intermoleculares entre moléculas del mismo tipo son mayores que entre moléculas no similares, causando incremento en el punto de cristalización. Benavides, Barrufet y Saint Marcoux concluyen de un estudio que para crudos con bajo contenido de gas en solución (menor al 50% en mol) sometidos a bajas presiones, generalmente se logra una disminución en el punto de cristalización pero al aumentar la presión por encima del punto de burbuja, luego esta temperatura se incrementa. Sin embargo aclaran que el comportamiento del punto de cristalización con la presión es específico para cada fluido, por lo cual se debe hacer una evaluación individual.
- Efecto de la Naturaleza de la solución: Cuando se habla de la naturaleza de la solución se hace referencia a la composición física y química de la misma, en este caso del crudo. La composición física indica la presencia y cantidad de materiales como: agua, resinas, metales, productos de corrosión, material asfáltico coloidal, arena y arcilla entre otros que actúan como centros de nucleación de las parafinas. Los experimentos revelan que si la composición físico-química de la solución tiende a ser más liviana (disminución del peso molecular), disminuye el punto de cristalización, lo cual es favorable para asegurar el flujo de los hidrocarburos. Se cree que la

presencia de asfaltenos que son sólidos de naturaleza amorfa que ayudan a remediar la depositación de parafinas, es decir actúan como inhibidores.

#### 1.4. EMULSIONES

Una emulsión es una unión íntima de dos fases inmiscibles en la cual una fase está dispersa, en forma de pequeñas gotas en la otra, que permanece continua; la fase dispersa se conoce como fase interna y la continua como fase externa. Los diámetros de las gotas líquidas que se encuentran dispersas se encuentran en el rango de 0.1 - 20  $\mu\text{m}$ .

Con teorías diferentes se ha tratado de explicar la formación de emulsiones estables, es decir, el hecho de que dos líquidos inmiscibles y de diferente gravedad específica se dispersen o formen una mezcla íntima estable. Sin embargo, algunas de ellas no permiten explicar por sí solas la gran estabilidad de ciertas emulsiones.

*Teoría coloidal:* explica el proceso de emulsificación relacionándolo con la química coloidal. Los coloides son sustancias que permanecen en suspensión en los líquidos, siguiendo aparentemente leyes físicas peculiares que le dan características muy diferentes a las sustancias no coloidales.

*Teoría de la tensión interfacial:* explica las propiedades peculiares de las emulsiones por su relación con los fenómenos de la tensión interfacial. Las relaciones de tensión interfacial permiten explicar la oclusión de un glóbulo de líquido dentro de otro, debido a que el líquido de tensión superficial mayor asume una forma convexa, originando glóbulos esféricos o esferoidales y tiende a presentar la menor superficie al segundo líquido. Sin embargo, si la tensión interfacial es alta, por ejemplo entre aceite y agua pura, la emulsificación se dificulta porque el aceite tiende a extenderse sobre la superficie del agua formando una capa delgada.

*Teoría del agente emulsificante:* las teorías anteriores permiten explicar la formación de emulsiones, pero no explican por qué las gotas dispersas no se unen al ponerse en contacto, ni la persistencia al rompimiento de algunas emulsiones. La teoría del agente emulsificante es la más aceptada universalmente y explica la repulsión de las gotas dispersas a unirse debido a que están recubiertas por una sustancia denominada agente emulsificante, concentrado y retenido en la interfase por el proceso físico denominado absorción. (Penetración superficial de un gas o

un líquido en un sólido). El tipo de emulsión que se forme normal o invertida depende de las características del agente emulsificante y su relación con los dos líquidos.

- El líquido que humecta preferencialmente al agente emulsificante será la fase continua de la emulsión.
- Para agentes emulsificantes solubles, el líquido en el cual es soluble el emulsificante será la fase continua.

La teoría del agente emulsificante es la más aceptada para explicar la formación de las emulsiones. La acción del agente emulsificante puede ser de tres maneras:

- Creando cargas repulsivas sobre la superficie de las gotas de la fase dispersa.
- Formando una película delgada que rodea las gotas de la fase dispersa y evita que las gotas se unan.
- Depositándose como polvo fino sobre las gotas de la fase dispersa.

Se requieren 3 agentes para que exista emulsión:

- Dos fases inmiscibles: petróleo y agua
- Agente emulsificante
- Agitación fuerte (acción mecánica, acción sobre la energía de superficie, tensión interfacial)

Los factores que aumentan la estabilidad de la emulsión son: la presencia de un emulgente, el aumento del grado de dispersión, aumento de la viscosidad, presencia de coloides protectores. Disminuyen la estabilidad de la emulsión: calor, tiempo de almacenamiento, humedad, luz.

Fingas y Fieldhouse encontraron que existen cuatro tipos de emulsión definidas según su estabilidad; las diferencias entre los cuatro tipos son bastante grandes y se basan en al menos dos mediciones del contenido de agua y cinco mediciones reológicas. Los cuatro tipos de agua-en-aceite formadas por los crudos y productos derivados del petróleo son estables, meso-estable, arrastrado e inestable (Fingas y Fieldhouse, 2009, 2011; Fingas 2011).

- Emulsiones estables: son sustancias semisólidas de color marrón rojizo con un contenido promedio de agua de aproximadamente 70 a 80%, estas emulsiones no presentan cambios representativos en su estabilidad durante al menos 4 semanas bajo condiciones de laboratorio.

Las propiedades promedio de aceite requeridas para formar una emulsión estable son: densidad < 0,9 g/ml; viscosidad 300 mPa·s; contenido de resina < 9%; contenido de asfaltenos < 5% y relación asfaltenos/resina de inferior a 0,6.

- Emulsiones Meso-estables: son líquidos viscosos de color marrón rojizo con un contenido promedio de agua del 60-65%, las emulsiones Meso-estable generalmente se descomponen a aproximadamente 20% contenido de agua dentro de una semana. Las propiedades promedio del aceite requeridas para formar una emulsión meso-estable son: densidad < 0,9 g/ml; viscosidad 1300 mPa·s; contenido de resina < 16%, y el contenido de asfaltenos < 8% y relación asfaltenos/resina de inferior a 0,5.
- Emulsiones “Entrained”, agua arrastrada en aceite: son líquidos viscosos de color negro con un contenido promedio de agua de 40-50% en el primer día de formación y menos de 28% una semana más tarde. Las propiedades promedio de aceite requeridas para formar agua arrastrada son: densidad < 0,97 g/ml; viscosidad 60.000 mPa·s; contenido de resina < 18%; contenido de asfaltenos < 12%, y la proporción de asfaltenos/resina < 0,75.
- Emulsiones inestables: aquellos aceites que no forman cualquiera de los otros tres tipos se caracterizan por el hecho de que el aceite no mantiene cantidades significativas de agua después de mezclar con agua. Hay una gama mucho más amplia de propiedades en el aceite de referencia para este tipo de emulsión. Por ejemplo, las viscosidades son muy bajas (<100) o muy altas (> 800.000) y densidades < 0.85 g/ml ó > 1g/ml. Se incluyen en este grupo los combustibles ligeros, tales como combustible diesel y productos derivados del petróleo muy pesadas y viscosas, tales como aceites residuales pesados.

## 2. MODELAMIENTO DE COMPUESTOS INORGÁNICOS, ASALTENOS, PARAFINAS Y EMULSIONES

### 2.1. COMPUESTOS INORGÁNICOS

El modelamiento de compuestos inorgánicos comprende dos amplias ramas, el modelamiento químico que se encuentra conformado por los métodos gráficos elaborados por Stiff y Davis para el carbonato de calcio; Skillman, McDonald y Stiff para el sulfato de calcio, Templeton para el sulfato de bario y Jaques y Bourland para el sulfato de estroncio, y por el modelamiento termodinámico planteado por Oddo y Tomson.

#### 2.1.1. MODELAMIENTO QUÍMICO

El modelamiento químico requiere los siguientes datos de entrada, desarrolla los pasos a continuación presentados (Franco & Gasca, 2006) para todos los compuestos químicos a evaluar y posteriormente se calculan los parámetros particulares de cada método gráfico correlacionado:

- Caudal de agua producida (STB/D)
- pH del agua a analizar
- Temperatura a la cual se desea predecir
- Concentración de las especies presentes en el agua a analizar
- Alcalinidad total

Se calcula la fuerza iónica de cada ion presente:

$$\mu_i = \frac{1}{2} M_i Z_i^2 \quad (3.1)$$

Dónde:

$M_i$ : Concentraciones molares iónicas

$Z_i$ : Carga del ión

$\mu_i$ : Fuerza iónica.

$$M_i = X_i \left( \frac{mg}{L} \right) * \frac{1}{PM_i} \left( \frac{1}{\frac{mg}{mn}} \right) * \frac{1n_i}{1000mn_i} \quad (3.2)$$

Dónde:

$X_i$ : Concentración del ión en mg/L

$PM_i$ : Masa molecular del ión en mg/mn.

Reemplazando  $M_i$  de la ecuación 3.2 en 3.1:

$$\mu_i = \frac{1}{2} \left( X_i \left( \frac{mg}{L} \right) * \frac{1}{PM_i} \left( \frac{1}{\frac{mg}{mn}} \right) * \frac{1n_i}{1000mn_i} \right) Z_i^2 \quad (3.3)$$

Se hace:

$$C_i = \frac{Z_i^2}{2000PM_i} \quad (3.4)$$

Con base en la ecuación 3.4 se calculan las constantes iónicas para cada uno de los iones que maneja el software y se muestran en la tabla 1.

<b>Cationes</b>	<b><math>C_i</math></b>	<b>Aniones</b>	<b><math>C_i</math></b>
Ba <sup>+2</sup>	0,0000145666	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	0,0000081967
Ca <sup>+2</sup>	0,0000499002	CO <sub>3</sub> <sup>=</sup>	0,0000333333
Sr <sup>+2</sup>	0,0000228258	Cl <sup>-</sup>	0,0000141044
Fe <sup>+2</sup>	0,0000358166	F <sup>-</sup>	0,0000263158
Mg <sup>+2</sup>	0,0000823045	OH <sup>-</sup>	0,0000294118
Mn <sup>+2</sup>	0,0000364033	SO <sub>4</sub> <sup>=</sup>	0,0000208203
K <sup>+</sup>	0,0000127877	S <sup>=</sup>	0,0000623830
Na <sup>+</sup>	0,0000217391		
Zn <sup>+2</sup>	0,0000305810		

**Tabla 1 Constantes iónicas para el cálculo de fuerza iónica**

Entonces:

$$\mu_i = C_i X_i \quad (3.5)$$

Finalmente se calcula la fuerza iónica total, con la sumatoria de las fuerzas iónicas calculadas.

**2.1.1.1. Índice de estabilidad de Stiff y Davis:**

CARBONATO DE CALCIO	
<b>Referencia base del procedimiento</b>	MODELAMIENTO QUÍMICO PARA LA PREDICCIÓN DE DEPOSITACIONES INORGÁNICAS EN SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS. (Franco & Gasca, 2006) Pág. 76. Universidad Surcolombiana - 2006
<b>Datos de entrada</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• pH del agua a analizar</li> <li>• Temperatura a la que se desea predecir</li> <li>• Concentración de las especies en el agua a analizar</li> </ul>
<b>Condiciones</b>	Aguas de elevada salinidad y alto contenido de sólidos disueltos (por encima de 4000 ppm); este método trabaja para temperaturas que se encuentran entre 0°C (32°F) y 100°C (212°F); fuerza iónica entre 0 – 6 (moles/L) y a una presión de 14.696 psia.
<b>Resultados</b>	<p>Si <math>IS &gt; 0</math>, el agua está saturada con carbonato de calcio y es probable la formación de depositaciones inorgánicas.</p> <p>Si <math>IS = 0</math>, el agua está en el punto de saturación</p> <p>Si <math>IS &lt; 0</math>, el agua está subsaturada con respecto al carbonato de calcio y no es probable la formación de depositaciones inorgánicas. Puede presentar problemas de corrosión.</p>
<b>Desventajas</b>	<p>Se desarrolló en laboratorio para diferentes temperaturas y a condición de presión de una atmósfera (14.696 psia), muy lejano a las condiciones de yacimiento.</p> <p>No proporciona una estimación del grado de corrosión o incrustación del agua en estudio</p>

**Tabla 2 Índice de estabilidad de Stiff y Davis**

Para el desarrollo del algoritmo de programación es necesario tomar las gráficas de la bibliografía disponible y digitalizarlas, (Orozco & Rojas, 2009) ya habían realizado este procedimiento, así que se revisaron y se ajustaron a una línea de tendencia con un  $R^2 \cong 1.0$  generando el comportamiento real de la gráfica.

<b>Temp</b>	<b>Ecuación de la curva</b>	<b>R<sup>2</sup></b>
0 °C	$K = -0.0188 \mu^6 + 0.2515 \mu^5 - 1.319 \mu^4 + 3.4647 \mu^3 - 4.9222 \mu^2 + 3.6632 \mu + 2.6416$	R <sup>2</sup> = 0.9957
10 °C	$K = -0.0161 \mu^6 + 0.2242 \mu^5 - 1.2358 \mu^4 + 3.438 \mu^3 - 5.1747 \mu^2 + 4.0126 \mu + 2.3924$	R <sup>2</sup> = 0.9978
20 °C	$K = -0.017 \mu^6 + 0.2329 \mu^5 - 1.2647 \mu^4 + 3.4824 \mu^3 - 5.2575 \mu^2 + 4.1564 \mu + 2.1857$	R <sup>2</sup> = 0.9975
30 °C	$K = -0.0151 \mu^6 + 0.205 \mu^5 - 1.1053 \mu^4 + 3.0426 \mu^3 - 4.6604 \mu^2 + 3.8101 \mu + 2.0335$	R <sup>2</sup> = 0.9979
40 °C	$K = -0.0129 \mu^6 + 0.1773 \mu^5 - 0.9746 \mu^4 + 2.7474 \mu^3 - 4.344 \mu^2 + 3.6887 \mu + 1.8186$	R <sup>2</sup> = 0.9985
50 °C	$K = -0.0113 \mu^6 + 0.1561 \mu^5 - 0.8625 \mu^4 + 2.4453 \mu^3 - 3.9203 \mu^2 + 3.4054 \mu + 1.6299$	R <sup>2</sup> = 0.9987
60 °C	$K = -0.0082 \mu^6 + 0.1182 \mu^5 - 0.6918 \mu^4 + 2.0711 \mu^3 - 3.4381 \mu^2 + 3.013 \mu + 1.4283$	R <sup>2</sup> = 0.9987
70 °C	$K = -0.0045 \mu^6 + 0.0696 \mu^5 - 0.4477 \mu^4 + 1.4604 \mu^3 - 2.6135 \mu^2 + 2.4082 \mu + 1.2894$	R <sup>2</sup> = 0.9994
80 °C	$K = 0.0044 \mu^5 - 0.0853 \mu^4 + 0.4874 \mu^3 - 1.3156 \mu^2 + 1.606 \mu + 1.1166$	R <sup>2</sup> = 0.9998
90 °C	$K = -0.008 \mu^5 + 0.0367 \mu^4 + 0.0565 \mu^3 - 0.6557 \mu^2 + 1.176 \mu + 0.8326$	R <sup>2</sup> = 0.9998
100 °C	$K = -0.0129 \mu^5 + 0.0803 \mu^4 - 0.1119 \mu^3 - 0.2874 \mu^2 + 0.7409 \mu + 0.595$	R <sup>2</sup> = 0.9993

**Tabla 3 Correlaciones de la constante de solubilidad (Ksp) del carbonato de calcio a diferentes temperaturas en función de la fuerza iónica.**

**2.1.1.2. Índice de estabilidad de Skillman, Mcdonald y Stiff:**

SULFATO DE CALCIO	
<b>Referencia base del procedimiento</b>	MODELAMIENTO QUÍMICO PARA LA PREDICCIÓN DE DEPOSITACIONES INORGÁNICAS EN SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS. (Franco & Gasca, 2006) Pág. 86. Universidad Surcolombiana - 2006
<b>Datos de entrada</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• pH del agua a analizar</li> <li>• Temperatura a la que se desea predecir</li> <li>• Concentración de las especies en el agua a analizar</li> </ul>
<b>Condiciones</b>	<p>Aplica para los siguientes rangos:</p> <p>Temperatura: 32°F – 180°F</p> <p>Fuerza iónica: 0 – 6 (moles/L)</p> <p>Presión: 14.7psia</p>
<b>Resultados</b>	<p>Si <math>S &gt; C</math>, no habrá tendencias en el sistema a formar depósitos de sulfato de calcio.</p> <p>Si <math>S = C</math>, el sistema se encuentra en equilibrio.</p> <p>Si <math>S &lt; C</math>, existe la posibilidad de que se formen depósitos de sulfato de calcio.</p>
<b>Desventajas</b>	<p>Se desarrolló en laboratorio para diferentes temperaturas y a condición de presión de una atmósfera (14.696 psia), muy lejano a las condiciones de yacimiento.</p> <p>No proporciona una estimación del grado de corrosión o incrustación del agua en estudio.</p>

**Tabla 4 Índice de estabilidad de Skillman, Mcdonald y Stiff**

Para el desarrollo del algoritmo de programación es necesario tomar las gráficas de la bibliografía disponible y digitalizarlas, (Orozco & Rojas, 2009) ya habían realizado este procedimiento, así que se revisaron y se ajustaron a una línea de tendencia con un  $R^2 \cong 1.0$  generando el comportamiento real de la gráfica.

<b>Temp</b>	<b>Ecuación de la curva</b>	<b>R<sup>2</sup></b>
50 °F	$K_{sp} = 0.2919 \mu^3 - 4.9654 \mu^2 + 22.261 \mu + 0.6169$	$R^2 = 0.9995$
70 °F	$K_{sp} = 0.304 \mu^3 - 5.064 \mu^2 + 22.426 \mu + 0.6753$	$R^2 = 0.9993$
90 °F	$K_{sp} = 0.3168 \mu^3 - 5.1694 \mu^2 + 22.611 \mu + 0.7302$	$R^2 = 0.9991$
110 °F	$K_{sp} = 0.3011 \mu^3 - 4.9076 \mu^2 + 21.798 \mu + 1.0253$	$R^2 = 0.9998$
130 °F	$K_{sp} = 0.261 \mu^3 - 4.5231 \mu^2 + 20.936 \mu + 1.1807$	$R^2 = 1$
150 °F	$K_{sp} = 0.167 \mu^3 - 3.8205 \mu^2 + 19.703 \mu + 1.2367$	$R^2 = 0.9998$
170 °F	$K_{sp} = 0.0438 \mu^3 - 2.9095 \mu^2 + 18.124 \mu + 1.2544$	$R^2 = 0.9993$

**Tabla 5 Correlaciones de la constante de solubilidad (Ksp) del carbonato de calcio a diferentes temperaturas en función de la fuerza iónica.**

### **2.1.1.3. Índice de estabilidad de Templeton:**

<b>SULFATO DE BARIO</b>	
<b>Referencia base del procedimiento</b>	MODELAMIENTO QUÍMICO PARA LA PREDICCIÓN DE DEPOSITACIONES INORGÁNICAS EN SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS. (Franco & Gasca, 2006) Pág. 100 Universidad Surcolombiana - 2006
<b>Datos de entrada</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• pH del agua a analizar</li> <li>• Temperatura a la que se desea predecir</li> <li>• Concentración de las especies en el agua a analizar</li> </ul>

<b>Condiciones</b>	Aplica para los siguientes rangos: Temperatura: 32°F – 203°F Fuerza iónica: 1 – 4 (moles/L) Presión: 14.7psia
<b>Resultados</b>	Cantidad de BaSO <sub>4</sub>
<b>Desventajas</b>	Se desarrolló en laboratorio para diferentes temperaturas y a condición de presión de una atmósfera (14.696 psia), muy lejano a las condiciones de yacimiento.

**Tabla 6 Índice de estabilidad de Templeton**

Para el desarrollo del algoritmo de programación es necesario tomar las gráficas de la bibliografía disponible y digitalizarlas, (Orozco & Rojas, 2009) ya habían realizado este procedimiento, así que se revisaron y se ajustaron a una línea de tendencia con un  $R^2 \cong 1.0$  generando el comportamiento real de la gráfica.

<b>Temp</b>	<b>Ecuación de la curva</b>	<b>R<sup>2</sup></b>
25 °C	$K_{sp} = 0.1775 \mu^3 - 1.7209 \mu^2 + 10.376 \mu + 0.3485$	R <sup>2</sup> = 0.9998
35 °C	$K_{sp} = 0.2816 \mu^3 - 2.5536 \mu^2 + 13.177 \mu + 0.4425$	R <sup>2</sup> = 0.9997
50 °C	$K_{sp} = 0.3142 \mu^3 - 3.3647 \mu^2 + 18.633 \mu + 0.5707$	R <sup>2</sup> = 0.9998
65 °C	$K_{sp} = 0.5239 \mu^3 - 5.6023 \mu^2 + 28.089 \mu + 0.3474$	R <sup>2</sup> = 0.9999
80 °C	$K_{sp} = 0.5723 \mu^3 - 6.6787 \mu^2 + 37.482 \mu + 0.0762$	R <sup>2</sup> = 0.9998
95 °C	$K_{sp} = 0.2721 \mu^3 - 4.3621 \mu^2 + 44.888 \mu - 0.3041$	R <sup>2</sup> = 0.9998

**Tabla 7 Correlaciones de la constante de solubilidad (Ksp) del carbonato de calcio a diferentes temperaturas en función de la fuerza iónica.**

**2.1.1.4. Índice de estabilidad de Jacques y Bourland:**

SULFATO DE ESTRONCIO	
<b>Referencia base del procedimiento</b>	MODELAMIENTO QUÍMICO PARA LA PREDICCIÓN DE DEPOSITACIONES INORGÁNICAS EN SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS. (Franco & Gasca, 2006) Pág. 114 Universidad Surcolombiana - 2006
<b>Datos de entrada</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• pH del agua a analizar</li> <li>• Temperatura a la que se desea predecir</li> <li>• Concentración de las especies en el agua a analizar</li> </ul>
<b>Condiciones</b>	<p>Aplica para los siguientes rangos:</p> <p>Temperatura: 100°F – 300°F</p> <p>Fuerza iónica: 0.0 – 3.45 (moles/L)</p> <p>Presión: 114.7 – 3014.7 psia</p>
<b>Resultados</b>	<p>Si <math>S &gt; C</math>, no habrá tendencias en el sistema a formar depósitos de sulfato de estroncio.</p> <p>Si <math>S = C</math>, el sistema se encuentra en equilibrio a punto de precipitar.</p> <p>Si <math>S &lt; C</math>, existe la posibilidad de que se formen depósitos de sulfato de estroncio.</p>
<b>Desventajas</b>	No proporciona una estimación del grado de corrosión o incrustación del agua en estudio.

**Tabla 8 Índice de estabilidad de Jacques y Bourland**

## 2.1.2. MODELAMIENTO TERMODINÁMICO

Los modelos termodinámicos para la predicción de depositaciones inorgánicas combinan metodologías en un solo modelo que pueda describir el comportamiento multifásico de sistemas de gas – aceite – agua y las propiedades termodinámicas de las soluciones electrolíticas.

Existen varios modelos termodinámicos que la predicen la depositación del carbonato de calcio y otros compuestos inorgánicos (Pinzón & Morales, 2006); en esta ocasión el software contará con el modelo termodinámico de Oddo y Tomsom.

### 3.1.2.1. Modelo de Oddo y Tomsom:

CARBONATO DE CALCIO	
<b>Referencia base del procedimiento</b>	DESARROLLO DE UN SOFTWARE PARA PREDECIR LA DEPOSITACIÓN DE COMPUESTOS INORGÁNICOS EN OPERACIONES DE PRODUCCIÓN DE CRUDO  (Orozco & Rojas, 2009) Pág. 33.  Universidad Surcolombiana - 2009
<b>Cálculos</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Variación del porcentaje molar de dióxido de carbono con la presión y las relaciones volumétricas de gas – agua – aceite.</li><li>• Coeficiente de fugacidad del dióxido de carbono.</li><li>• Cambio del índice de saturación con relación a las condiciones de fondo de pozo e independiente de los parámetros químicos del sistema.</li></ul>

<b>Resultados</b>	<p>Si IS &gt; 0, el agua está saturada con carbonato de calcio y es probable la formación de depositaciones inorgánicas.</p> <p>Si IS = 0, el agua está en el punto de saturación</p> <p>Si IS &lt; 0, el agua está subsaturada con respecto al carbonato de calcio y no es probable la formación de depositaciones inorgánicas. Puede presentar problemas de corrosión.</p>
<b>Desventajas</b>	No proporciona una estimación del grado de corrosión o incrustación del agua en estudio

**Tabla 9 Modelo de Oddo y Tomsom**

## 2.2. ASFALTENOS

Debido a que la presencia de CO<sub>2</sub> es un factor que afecta la precipitación de asfaltenos, el software trabajara con un modelo principalmente elaborado para tomar el efecto del CO<sub>2</sub> y representarlo en la cantidad en peso de precipitado de asfaleno.

El enfoque propuesto considera la presión, temperatura y cambios en la composición del petróleo crudo debido a la inyección de CO<sub>2</sub>. Se considera que el enfoque de solución de polímero representa precipitación de asfaltenos y procesos de disolución. (Hamouda, 2011) El autor plantea el siguiente procedimiento partiendo de los estudios realizados por Hirschberg, resumidos en la ecuación 3.5:

$$W_{MODEL} = \frac{(W_{TAL} - W_{AL})}{\left\{ V_{TL} - V_{TL} * \exp \left[ \frac{MV_A}{MV_L} - 1 - \frac{MV_A}{RT} (\delta_A - \delta_L)^2 \right] \right\} * \rho_A + W_{AL}} * 100 \quad (3.5)$$

Dónde:

$W_{MODEL}$  = Porcentaje en peso de asfaltenos precipitado (%)

$W_{TAL}$  = peso máximo de asfaltenos en forma líquida (gramos)

$W_{AL}$  = peso de asfaltenos en el líquido después de la inundación (gramos) –Ec.3.6

$V_{TL}$  = volumen total de líquido (cm<sup>3</sup>) –Ec. 3.8

$MV_A$  = volumen molar de asfaltenos (cm<sup>3</sup>/mol)

$MV_L$  = volumen molar del líquido (cm<sup>3</sup>/mol)

$\delta_A$  = parámetro de solubilidad de asfaltenos (MPa<sup>1/2</sup>) –Ec. 3.9

$\delta_L$  = parámetro de solubilidad de líquido (MPa<sup>1/2</sup>) –Ec. 3.10

R = constante de los gases universales (8.314472 MPa cm<sup>3</sup> mol<sup>-1</sup> K<sup>-1</sup>)

T = temperatura (K)

$\rho_A$  = densidad de asfaltenos ; 1,28 gram/cm<sup>3</sup>, (Andersen, 1999)

$$W_{AL} = W_{TAL} - W_{AF} \quad (3.6)$$

Dónde:

$W_{AF}$  = peso del asfalteno precipitado (gramos) – Ec. 3.7

$$W_{AF} = \frac{W_{TL} * W_{EXP}}{100} \quad (3.7)$$

$$V_{TL} = \frac{W_{TL}}{\rho_L} \quad (3.8)$$

La innovación de este modelo radica en la presencia de los coeficientes de solubilidad dentro de la precipitación de asfaltenos así el coeficiente de solubilidad de asfaltenos y el coeficiente de solubilidad del líquido se calcula con las ecuaciones 3.9 y 3.10 respectivamente:

$$\delta_A = 20.04 * (1 - 1.07 * 10^{-3} * T(C)) \quad (3.9)$$

$$\delta_L = \sqrt{\frac{\Delta U_{vap}}{MV_L}} \quad (3.10 - a)$$

$$\delta_L = \alpha * \sqrt{\frac{\Delta U_{vap}}{MV_L}} * \exp \left[ \left( \frac{MV_{CO_2}}{MV_L} \right)^\beta \right] \quad (3.10 - b)$$

La ecuación 3.10-a se utiliza cuando no existe presencia de CO<sub>2</sub> en el yacimiento, mientras que la 3.10-b sí toma el efecto de la inyección de CO<sub>2</sub>, requiriendo unos valores de ajuste  $\alpha$  y  $\beta$  que se obtienen de un procedimiento iterativo. Para los dos casos es necesario calcular la energía interna molar de vaporización de la siguiente manera en función de la temperatura de burbuja en grados Kelvin.

$$\Delta U_{vap} \left( \frac{J}{mol} \right) = -14820 + 99.2 * T_b (K) + 0.084 * T_b (K)^2 \quad (3.11)$$

Adicional a las ecuaciones ya planteadas, los valores de  $MV_L$  = volumen molar del líquido,  $MV_{CO_2}$  = volumen molar de CO<sub>2</sub> y son determinados por medio de cálculos con ecuación de estado, que en este caso sería Van Der Wals; además la temperatura de ebullición se calcula aplicando ley de mezclas.

### 2.3. PARAFINAS

En 1986, Won presentó un modelo termodinámico para la formación de cera mediante el uso de la teoría de la solución normal para la descripción del comportamiento de la fase sólida no ideal. A continuación se presenta el paso a paso desarrollado por Won:

Won con su modelo idealizado asumió la relación de coeficientes de actividad igual a la unidad.

La ecuación para determinación de la constante inicial de equilibrio es entonces:

$$k_i^{WL} = e^{\left( \frac{Hf_i}{RT} \left( 1 - \frac{T}{Tf_i} \right) \right)} \quad (3.12)$$

Dónde la temperatura y entalpia de fusión son determinadas mediante las siguientes correlaciones:

$$Tf_i = 374.5 + 0.02617Mw_i - 20172 / Mw_i \quad (3.13)$$

$$\Delta h_i^f = 0.1426 Mw_i T_i^f \quad (3.14)$$

El valor inicial de K para las fases líquido y vapor se determina mediante:

$$k_i^{VL} = \frac{\varphi_{liq}}{\varphi_{vap}} \quad (3.15)$$

Mediante la correlación empírica presentada por Chung, se halla el volumen molar y con este la fracción en volumen del componente i en cada una de las fases:

$$Vm = \sum 3.8 * MW_i^{0.786} \quad (3.16)$$

$$x_i^L = \sum \frac{X_i^L * Vm}{\sum X_i^L * Vm} \quad (3.17)$$

$$s_i^W = \sum \frac{S_i^W * Vm}{\sum S_i^W * Vm} \quad (3.18)$$

$$y_i^V = \sum \frac{Y_i^V * Vm}{\sum Y_i^V * Vm} \quad (3.19)$$

Con los valores de la temperatura y la entalpia se puede determinar el parámetro de solubilidad con la siguiente ecuación:

$$\delta_i^L = 7.02 + 1.6 * \left( 1 - e^{\frac{-4.649422(MW_i - 58.124)^{0.79151}}{1441.376}} \right) \quad (3.20)$$

$$\delta_i^W = 7.02 + 2.8 * \left( 1 - e^{\frac{-5.975047(MW_i - 72)^{0.906296}}{628}} \right) \quad (3.21)$$

Posteriormente se calculan los parámetros de solubilidad promedio como sigue:

$$\delta_L^{prom} = \sum \delta^L x^L \quad (3.22)$$

$$\delta_W^{prom} = \sum \delta^W s^W \quad (3.23)$$

Con los parámetros de solubilidad promedios de cada fase se puede ahora determinar los coeficientes de actividad de la fase líquida y sólida:

$$\gamma_i^L = e^{\frac{Vm(\delta_L^{prom} - \delta^L)^2}{RT}} \quad (3.24)$$

$$\gamma_i^W = e^{\frac{Vm(\delta_W^{prom} - \delta^W)^2}{RT}} \quad (3.25)$$

Reemplazando estos valores en la siguiente ecuación se puede determinar la constante de equilibrio:

$$k_i^{WL} = \frac{\gamma_i^L}{\gamma_i^W} e^{\left(\frac{H_{f_i}}{RT} \left(1 - \frac{T}{T_{f_i}}\right)\right)} \quad (3.26)$$

Se determina la composición molar de las fases mediante la ecuación de Rachford Rice usando el método iterativo de Newton Raphson:

Primero se halla las moles de la fase sólida y con esta se determinan las fracciones del componente i en cada fase:

$$f(n_s) = \sum_{i=1}^N \frac{z_i(K_i^{wL}-1)}{1+n_w(K_i^{wL}-1)} = 0 \quad (3.27)$$

$$s_i = \frac{z_i K_i^{wL}}{1+n_w(K_i-1)} \quad (3.28)$$

$$x_i = \frac{z_i}{1+n_w(K_i^{wL}-1)} \quad (3.29)$$

Luego, se determina el coeficiente de fugacidad y la fugacidad del sólido y del líquido. Así para el cálculo WAT, el programa a una presión constante empieza a variar temperatura y calcula, mediante el procedimiento descrito arriba, las moles de solido hasta obtener la primera partícula precipitada.

Posteriormente en el año de 1997 Lira Galeana, et al usaron datos experimentales de punto de fusión para hidrocarburos normales parafínicos ( $C_6$  a  $C_{30}$ ), nafténicos ( $C_6$  a  $C_{30}$  alquilcicloalcanos) y aromáticos ( $C_6$  a  $C_{30}$  alquilbencenos), derivando la siguiente correlación para la temperatura de fusión:

$$T_{f_i} = 333.46 - 419.01 \exp(-0.008546 M_{w_i}) \quad (3.30)$$

$$\Delta h_i^f = 0.05276 M_{w_i} T_i^f \quad (3.31)$$

Para el año 2006, Chen y Zao presentan un estudio donde las entalpías de fusión de los n-alcanos tienen diferentes correlaciones de acuerdo con el número de átomos de carbono y el número par o impar de carbono en la cadena y se establecieron de la siguiente manera:

n-parafinas con número de carbonos impar:	
$7 < C_n < 21$	$\Delta H_i^f = 0.574 m_i T_i^f$
n-parafinas con número de carbonos par:	
$8 \leq C_n < 22$	$\Delta H_i^f = 0.8064 m_i T_i^f$
n-parafinas para todos los números de carbonos:	
$21 \leq C_n < 38$	$\Delta H_i^f = 0.4998 m_i T_i^f$
$C_n \geq 38$	$\Delta H_i^f = 0.6741 m_i T_i^f$

**Tabla 10 Entalpías de fusión planteadas por Chen, 2006**

La ecuación de estado utilizada para los cálculos del equilibrio líquido-vapor en este software es la de Van Der Waals, ajustada por el coeficiente de interacción binaria:

$$K_{ij} = A \left( 1 - \left[ \frac{2(Vc_i Vc_j)^{1/6}}{Vc_i^{1/3} + Vc_j^{1/3}} \right]^B \right) \quad (3.32)$$

Para incluir el efecto de la presencia de CO<sub>2</sub> en el yacimiento *Lohrenze, Clark and Francis* desarrollaron un conjunto de correlaciones que expresan los valores del coeficiente de interacción binaria K para los componentes no hidrocarburos como función de la presión, temperatura y presión de convergencia, P<sub>k</sub>.

Para el caso del CO<sub>2</sub> tenemos la siguiente expresión: (3.33)

$$\ln(K_{CO_2}) = \left( 1 - \frac{P}{P_k} \right)^{0.6} \left[ 7.0201913 - \frac{152.7291}{T} - \ln(P) \left( 1.8896974 - \frac{1719.2956}{T} + \frac{644740.69}{T^2} \right) \right]$$

Dónde,

$T = \text{Temperatura, } ^\circ R$        $P = \text{Presión, psia}$        $P_k = \text{Presión de Convergencia}$

## 2.4. EMULSIONES

El modelamiento de emulsiones es quizás el más complicado de formular, debido a que son muchos los factores influyentes en la formación de emulsiones. Las primeras ecuaciones de modelos de formación de emulsión no utilizaron los conocimientos específicos de los procesos de formación. Por otra parte, la presencia de los diferentes estados de agua-en-aceite dicta que una ecuación simple no es suficiente para predecir la formación de emulsión. Ahora se sabe que la formación de la emulsión es el resultado del comportamiento tensioactivo del asfalteno.

### 2.4.1. MODELO DE FINGAS PARA PREDECIR LA ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES

Merv Fingas desde el 2009 ha venido proponiendo modelos para pronosticar la estabilidad partiendo de los datos arrojados por el análisis S.A.R.A, la densidad y la viscosidad del aceite, en la tabla 11 se observan la data de entrada. Estos modelos varían en la manipulación de variables y en el valor de los coeficientes de las ecuaciones.

<b><i>Parámetro</i></b>	<b><i>Símbolo</i></b>	<b><i>Unidades</i></b>
Densidad @15°C	D	g/mL
Viscosidad @15°C	V	mPa.s
Contenido de saturados	S	%
Contenido de resinas	R	%
Contenido de asfaltenos	A	%

**Tabla 11 Valores básicos de entrada para los modelos de Fingas**

En el software se van a incluir tres modelos que Merv Fingas ha venido desarrollando durante este año 2013, partiendo de sus estudios desde el 2009 con la colaboración de Ben Fieldhouse y Kaan Yetilmezsoy. (Yetilmezsoy, Fingas, & Fieldhouse, 2010)

- **Modelo 1 (FINGAS, 2013):**

Fingas propone modificar esos valores de entrada debido al desgaste, en el caso del primer modelo que presentó las correcciones se encuentran en la tabla 12.

<b>Parámetro</b>	<b>Símbolo</b>	<b>Unidades</b>
Densidad	Dst	Sí (expD <2.5 , 2.5-expD, expD-2.5)
Viscosidad	Vst	Sí (Ln V<5.8 , 5.8- Ln V, Ln V -5.8)
Contenido de saturados	Sst	Sí (S < 45 , 45 - S, S - 45)
Contenido de resinas	Rst	Sí (R < 10 , 10 - R, R - 10)
Contenido de asfaltenos	Ast	Sí (A < 4 , 4 - A, A - 4)
Proporción Asfaltenos/Resinas	A/Rst	Sí (A/R<0.6 , 0.6 – A/R , A/R -0.6)

**Tabla 12 Transformaciones para los datos de entrada-Modelo 1**

El tipo de emulsión resultante es entonces calculada de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 \text{Estabilidad-1} = & 17.8 + 0.013*Sst - 1.49*Rst - 12.6*A/Rst - 0.073*Vst^3 + 0.0019*Rst^3 \\
 & + 0.00016*Ast^3 - 4.23*A/Rst^3 - 0.59*\ln(Vst) + 1.59*\ln(Rst) \\
 & + 4.028*\ln(A/Rst) + 3.72 \times 10^{-26} * \text{Exp}(Vst)^2 + 1.207 * \text{Exp}(A/Rst)^2 + \\
 & 0.022*(\text{Log}Dst/Dst^2) + 0.11*(\text{Log}A/Rst/A/Rst^2) \quad (3.34)
 \end{aligned}$$

Dónde:

Estabilidad-1: es la estabilidad del tipo de emulsión resultante.

Sst: es el contenido transformado de saturados.

Rst: es el contenido transformado des resina.

A / Rst: es la relación transformada asfaltenos/resina.

Vst<sup>3</sup>: es el cubo de la viscosidad transformada.

Rst<sup>3</sup>: es el cubo del contenido de resina transformada.

Ast<sup>3</sup>: es el cubo del contenido de asfaltenos transformado.

A/Rst<sup>3</sup>: es el cubo de la relación A / R transformado.

Ln Vst: es el logaritmo natural (ln) de la viscosidad transformada.

Ln Rst: es el logaritmo natural (ln) del contenido de resina transformado.

Ln A / Rst: es el logaritmo natural (ln) de la proporción de asfaltenos / resina transformada.

Exp (Vst) <sup>2</sup>: es el exponencial de la viscosidad transformada al cuadrado.  
 Exp (A / Rst) <sup>2</sup>: es el exponencial de la relación A / R – al cuadrado -.  
 Log Dst/Dst<sup>2</sup>: es el logaritmo (base 10) del exponencial de la densidad – dividido por el cuadrado de la densidad transformada.

- **Modelo 2 (FINGAS, 2013):**

Para este modelo el tipo de emulsión resultante es entonces calculada de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \text{Estabilidad-2} = & 5667 - 9520 \cdot \text{Den} - 3.99 \cdot \text{Visc} + 0.138 \cdot \text{Sst} + 2.16 \cdot \text{Rst} - 0.395 \cdot \text{Ast} \\ & + 17.9 \cdot \text{A/R} + 224 \cdot \exp(\text{den}) + 2.88\text{E-}10 \cdot \exp(\text{Rst}) - 4.35 \cdot \exp(\text{A/R}) \\ & + 16823 \cdot \ln(\text{Den}) + 10.5 \cdot \ln(\text{Visc}) - 0.671 \cdot \ln(\text{Sst}) + 0.147 \cdot \ln(\text{Rst}) \\ & + 0.107 \cdot \ln(\text{Ast}) + 1.62 \cdot \ln(\text{A/R}) \end{aligned} \quad (3.35)$$

Dónde la descripción de cada uno de los términos es la misma del modelo 1 y puede observarse unas líneas atrás.

Basic Inputs	Symbol	Units
Density	D	g/mL
Viscosity	V	mPa.s
Saturate content	S	%
Resin content	R	%
Asphaltene content	A	%

First Calculation	Symbol	Description
Density	Den	take exponential of density
Viscosity	Visc	take natural logarithm of viscosity
Asphaltene/Resin ratio	A/R	Divide asphaltene content by resin content

Second Step - Rationalization (converts units to simple declining or increasing functions)

Saturate content	Sst	if(S<45, 45-S, S-45)
Resin content	Rst	if(R<10, 10-R, R-10)
Asphaltene content	Ast	if(A<4, 4-A, A-4)

Third Step - Parsing Zeros from SARA numbers\*

Resin content	Rst	replace zero's at rationalization stage with '20.1'
Asphaltene content	Ast	replace zero's at rationalization stage with '20.1'

Fourth Step - Calculate Gaussian Expansion Steps

Exponential of density	exp(Den)	exponential of the exponential of density
Exponential of resin content	exp(Rst)	exponential of rationalized resin content
Exponential of A/R ratio	exp(A/R)	exponential of A/R ratio
natural logarithm of density	ln(Den)	natural logarithm (ln) of the exponential of density
natural logarithm of viscosity	ln(Visc)	natural logarithm (ln) of the natural logarithm of viscosity
natural logarithm of saturates	ln(Sst)	natural logarithm (ln) of the rationalized saturate content
natural logarithm of resins	ln(Rst)	natural logarithm (ln) of the rationalized resin content
natural logarithm of asphaltenes	ln(Ast)	natural logarithm (ln) of the rationalized asphaltene content
natural logarithm of A/R ratio	ln(A/R)	natural logarithm (ln) of the A/R ratio

\* zeros must be purged from numbers as they cause problems in division and with logarithmic expressions

**Figura 3 Resumen de los cálculos para el modelo 2.**

- **Modelo 3 (FINGAS, 2013):**

Para este modelo el tipo de emulsión resultante es entonces calculada de la siguiente manera: (3.36)

$$\begin{aligned}
 \mathbf{Estab - 3} = & -15.3 + 1010 * Den - 3.66 * Visc + 0.174 * Rst - 0.579 * Ast \\
 & + 34.4 * A/R + 1.02 * \exp(Den) - 7.91 * \exp(A/R) - 2740 * \ln(Den) \\
 & + 12.2 * \ln(Visc) - 0.334 * \ln(Sst) - 3.17 * \ln(Rst) + 0.99 * \ln(Ast) \\
 & - 2.29 * \ln(A/R)
 \end{aligned}$$

Basic Inputs	Symbol	Units
Density	D	g/mL
Viscosity	V	mPa.s
Saturate content	S	%
Resin content	R	%
Asphaltene content	A	%
First Calculation	Description	
Density	Den	take exponential of density
Viscosity	Visc	take natural logarithm of viscosity
Asphaltene/Resin ratio	A/R	Divide asphaltene content by resin content
Second Step - Rationalization (converts units to simple declining or increasing functions)		
Saturate content	Sst	if(S<45, 45-S, S-45)
Resin content	Rst	if(R<10, 10-R, R-10)
Asphaltene content	Ast	if(A<4, 4-A, A-4)
Third Step - Parsing Zeros from SARA numbers*		
Resin content	Rst	replace zero's at rationalization stage with '20.1'
Asphaltene content	Ast	replace zero's at rationalization stage with '20.1'
Fourth Step - Calculate Gaussian Expansion Steps		
Exponential of density	exp(Den)	exponential of the exponential of density
Exponential of resin content	exp(Rst)	exponential of rationalized resin content
Exponential of A/R ratio	exp(A/R)	exponential of A/R ratio
natural logarithm of density	ln(Den)	natural logarithm (ln) of the exponential of density
natural logarithm of viscosity	ln(Visc)	natural logarithm (ln) of the natural logarithm of viscosity
natural logarithm of saturates	ln(Sst)	natural logarithm (ln) of the rationalized saturate content
natural logarithm of resins	ln(Rst)	natural logarithm (ln) of the rationalized resin content
natural logarithm of asphaltenes	ln(Ast)	natural logarithm (ln) of the rationalized asphaltene content
natural logarithm of A/R ratio	ln(A/R)	natural logarithm (ln) of the A/R ratio
* zeros must be purged from numbers as they cause problems in division and with logarithmic expressions		

**Figura 4 Resumen de los cálculos para el modelo 3.**

De acuerdo a los valores obtenidos en cada uno de los modelos de estabilidad, se comparan con los valores de la tabla 13 para clasificar la emulsión de acuerdo a su estabilidad.

Estabilidad calculada				
<i>Mín.</i>	<i>Máy.</i>	<i>Otras Propiedades</i>	<i>Tipo de emulsión</i>	<i>Promedio de estabilidad</i>
4	29		Estable	13
-10	5		Meso-estable	-2
-20	3	D > 0.94 ó < 1.0 V > 6000	“Entrained”	-7
-4	-18	D > 0.85 ó < 1.0 v < 100 ó > 800.000 A ó R < 1.5%	Inestable	-15

**Tabla 13 Relación de estabilidades con el tipo de emulsión.**

- **Cálculo experimental (FINGAS, 2013):**

La estabilidad de la emulsión se puede calcular partiendo de las propiedades reológicas de la emulsión.

$$Estabilidad\ Experimental = Ln \left[ \left( X_{pr}/10000 \right) * \left( X_{pr}/10000 \right) \right] \quad (3.37)$$

Dónde:

$$X_{pr} = \frac{Modulo\ Complex}{v} * \frac{Modulo\ Elastico}{v} \quad (3.38)$$

### 3. DESARROLLO DEL SOFTWARE

El grupo de investigación COFA ha venido desarrollando diferentes trabajos de grado basados en el desarrollo y programación de modelos matemáticos que permitan evaluar las condiciones de precipitación de compuestos orgánicos e inorgánicos.

Programas de computadora como “*OilScale*”, “*CofaScale*”, “*ScaleMixing*”, para compuestos inorgánicos, y “*RIPA-Modeling*”, para compuestos orgánicos, están hechos bajo el mismo lenguaje de programación Visual Basic 6.0, el cual quedó obsoleto en el 2010, de allí de que en reemplazo crearon “*ScaleSuite*”, una actualización de los tres software para compuestos inorgánicos que cuenta con un lenguaje de programación basado en código .Net como el Visual Basic 9; y “*SMAP*”, que sería la actualización del programa para predecir la precipitación de compuestos orgánicos.

En la actualidad es indispensable contar con una herramienta para predecir el comportamiento de los fluidos cuando se modifican las condiciones iniciales del yacimiento o cuando las condiciones de presión y temperatura varían durante el transporte del fluido desde el yacimiento hasta la posterior refinación del crudo; los cambios de estas propiedades pueden afectar de forma adversa al equilibrio químico interno resultando cambios físicoquímicos en el crudo, de allí nace la necesidad de un solo paquete o software que prediga la precipitación de compuestos orgánicos, inorgánicos y la formación de emulsiones.

SESPA, Software para Emulsiones, “*Scale*”, Parafinas y Asfaltenos, está programado en un lenguaje Visual Basic .Net, trabajado con el programa Microsoft Visual Studio 2012 y que no caduca como alguno de los programas antes mencionados.

La presentación del software, el tener una interfaz dinámica y fácil de manejar, hace aún más atractivo a SESPA, el usuario se va a sentir más tranquilo y seguro al tener los grandes botones acomodados de tal forma que indirectamente les muestra un paso a paso del procedimiento.

El código del programa es extenso debido al algoritmo que se divide en cuatro partes principales dando independencia al desarrollo de cada uno de los módulos a presentar; esto facilitará el proceso de actualización del software en unos años.

En el momento de entregar los resultados, se obtiene una visualización de los datos y de sus gráficas respectivas que hacen más fácil la interpretación de la predicción; además en el módulo de "Scale" se genera un procedimiento escrito de cada uno de los pasos que realizó el software para obtener el resultado, que puede ser exportado a un documento en Word o pdf. Para el caso de los demás módulos se presenta un pantallazo que cuenta con los datos de entrada al lado izquierdo y con los resultados al lado derecho, de tal manera que el usuario pueda modificar los datos de entrada y observar al instante el cambio generado.

Adicional al programa Microsoft Visual Basic Studio 2012, fue necesario instalar una aplicación adicional que facilita el reporte de los resultados en gráficos, esta aplicación debe ser instalada antes de instalar el software "SESPA".

## 4. MANUAL DEL SOFTWARE PARA EMULSIONES, “SCALE”, PARAFINAS Y ASFALTENOS: SESPA



Figura 5 Logo del Software para emulsiones, “Scale”, parafinas y asfaltenos

### 4.1. VENTANA PRINCIPAL

En el momento de abrir el programa se despliega la siguiente ventana de inicio, en la que se encuentran en la parte superior los “Skins”, el menú módulos con los botones de redireccionamiento a cada uno de los cuatro módulos que contiene el programa, menú de opciones dónde se encuentra al botón de ayuda y el de acerca del programa, seguidamente se encuentra el botón salir.

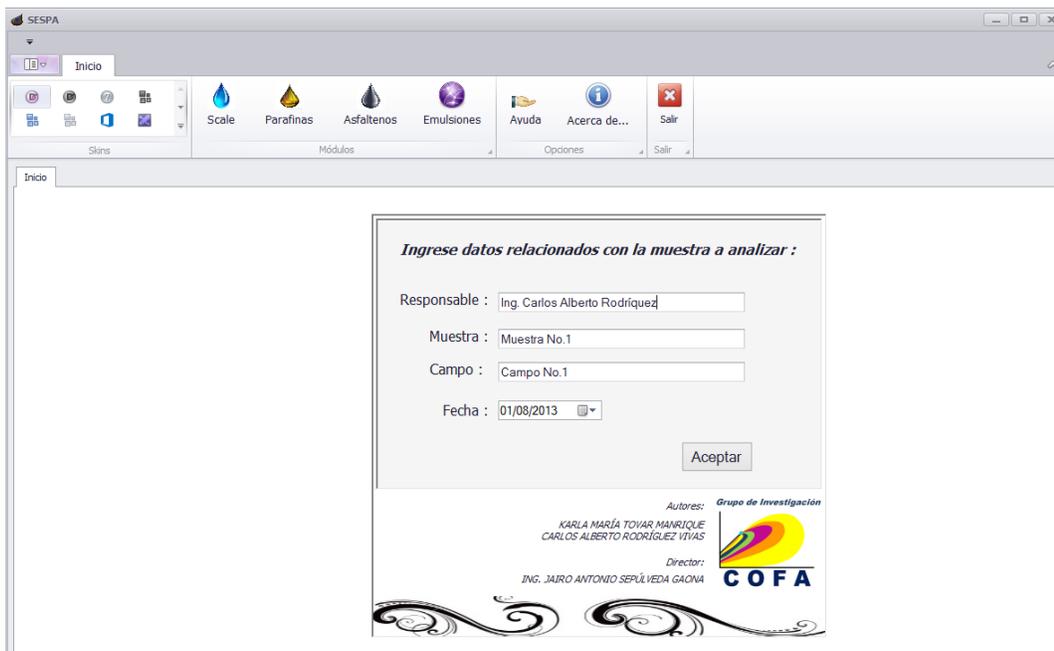
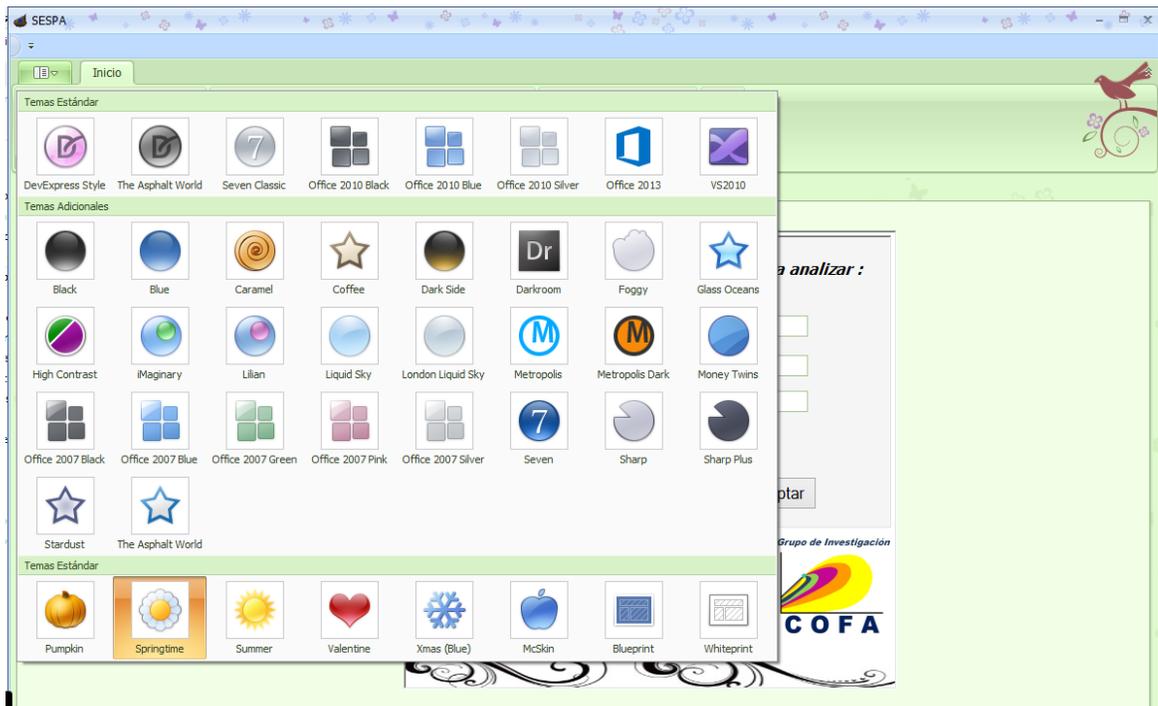


Figura 6 Ventana principal del programa SESPA

Además cuenta con un formulario de inicio de sesión, el cual le proporciona al programa datos de usuario (responsable del ingreso de datos y corrida del software), locación a trabajar (nombre o número de muestra a analizar y campo al que pertenece) y por último, la fecha; finalmente al dar click en “Aceptar” y la información es almacenada y será usada en el momento de generar los reportes finales.

Al dar “Click” en la pestaña de “Skins” se despliegan los 34 temas que tiene el programa, el usuario selecciona alguno y automáticamente cambia la interfaz.



**Figura 7 "Skins" del programa SESPA**

Luego en el módulo de opciones puede dar “Click” en el botón de *Ayuda*  dónde encontrará el manual del programa y algunos ejercicios resueltos que servirán de apoyo.

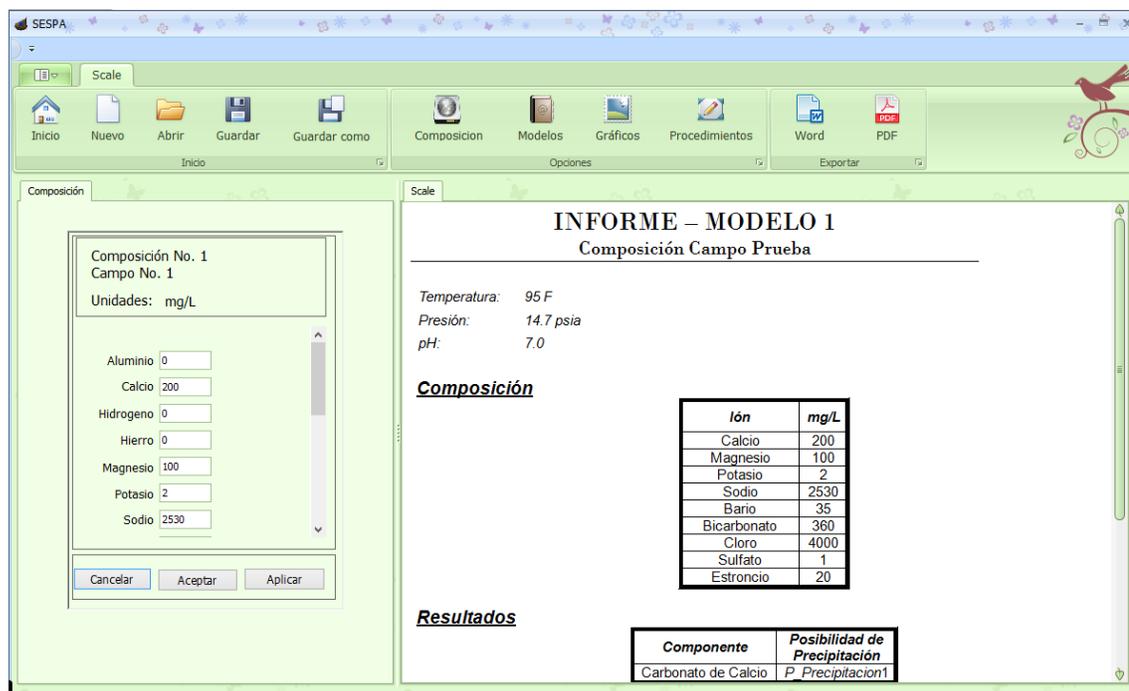
Igualmente el botón *Acerca de...*  contiene información general del SESPA (Software de emulsiones, “Scale”, parafinas y asfaltenos).

## 4.2. MÓDULO PARA “SCALE”

Para acceder al módulo diseñado para “scale” debe hacer “Click” en el botón



de la ventana principal, direccionando al usuario a la siguiente ventana:



**Figura 8 Módulo "Scale" del programa SESPA**

De izquierda a derecha tiene el botón de *Inicio* que direcciona a la ventana principal, seguido por el botón de *Nuevo* que hace cero cada uno de los campos de las composición (data de entrada) –Ver figura 9-, luego al dar “Click” en el botón *Abrir* se abre una ventana para seleccionar el archivo (\*.bdk) que desea cargar al software – Ver figura 10-, con el botón *Guardar* puede almacenar los cambios realizados en el mismo proyecto que ha abierto o creado, si desea guardarlo como un proyecto nuevo debe hacer “Click” en el botón *Guardar como*.

El botón *Composición* es utilizado para regresar al formulario en el que se ingresó la composición siempre y cuando el usuario se encuentre en el menú *Módulos*, *Gráficos* o *Procedimiento*, ya que aparece por default en el momento de yo ingresar a la sesión de “Scale”.

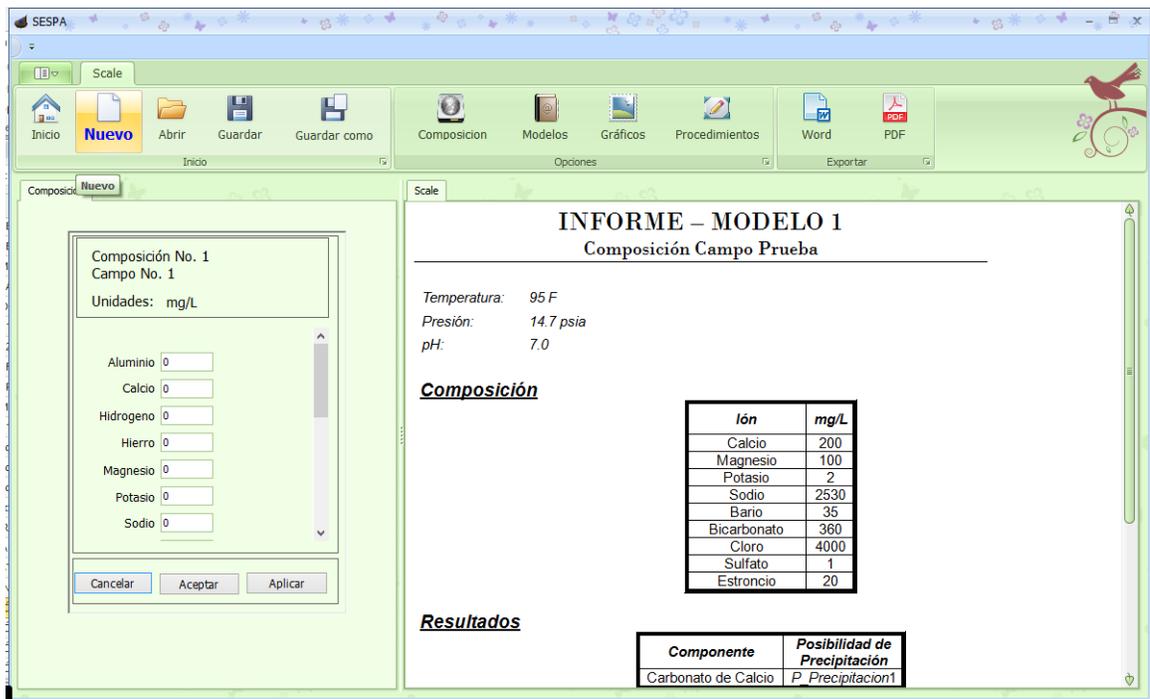


Figura 9 "Click" en el botón Nuevo del módulo de "Scale" del programa SESPA

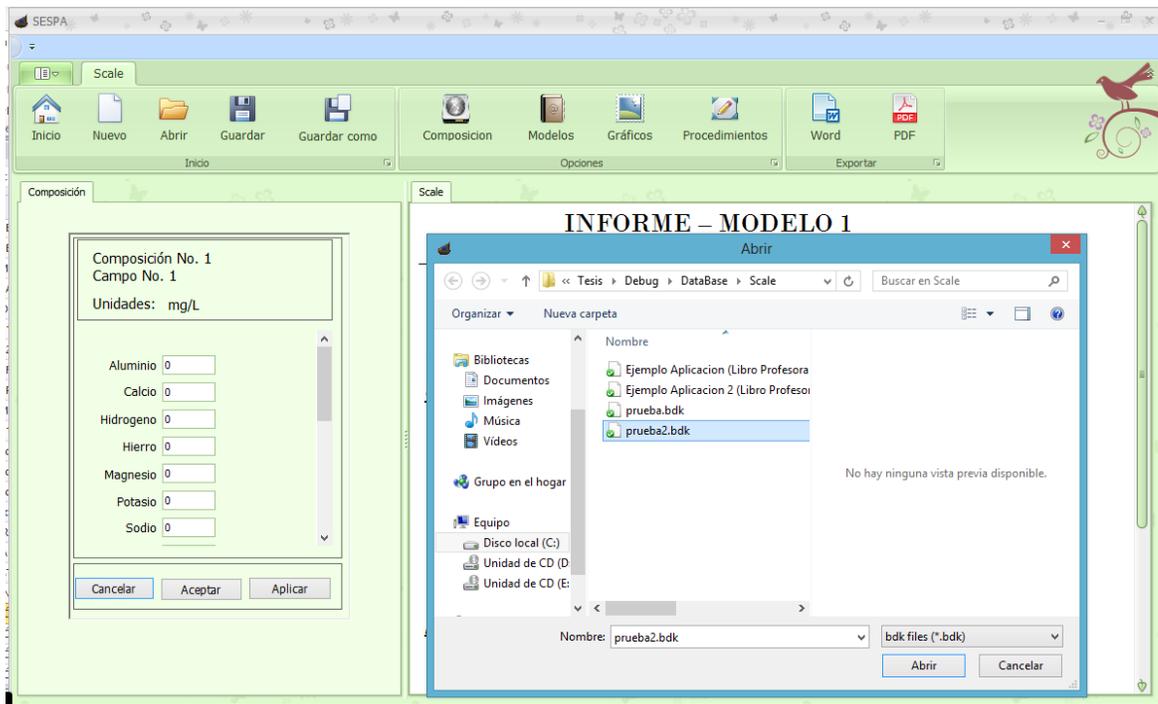


Figura 10 "Click" en el botón Abrir del módulo de "Scale" del programa SESPA

En menú Modelos se define qué componente necesita ser predecido y aplicando qué correlación, cómo se puede observar a medida que se van seleccionando los componentes, en el Informe que se presenta al costado derecho, se van generando campos de resultados. Ésta selección queda guarda luego de dar "Click" en Aceptar.

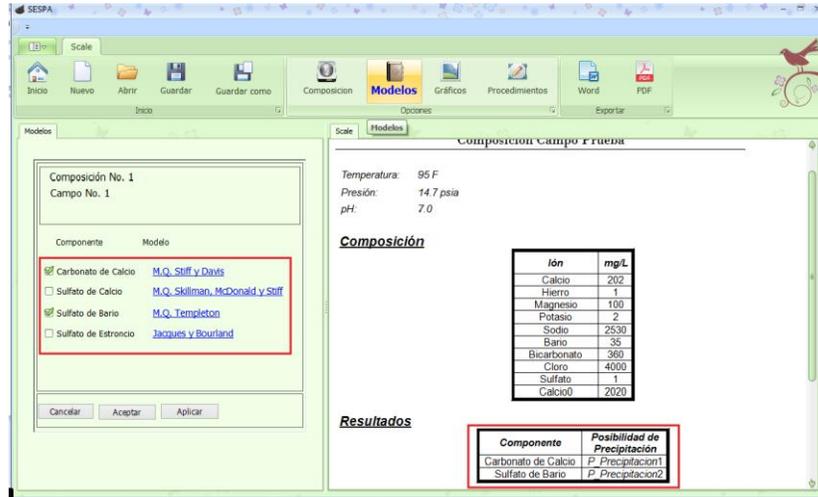


Figura 11 Menú Modelos del módulo "Scale" del programa SESPA

Posteriormente, en el menú *Gráficos*, el usuario debe seleccionar el componente y el modelo a graficar y darle "Click" a Aplicar para que se le genere la gráfica.



Figura 12 Menú Gráficos del módulo "Scale" del programa SESPA

Por último, el software cuenta con un menú *Procedimiento* donde con solo seleccionar el componente y el modelo a trabajar y luego de dar “Click” en actualizar, se genera al costado derecho un documento con el paso a paso realizado por el programa para mostrar resultados. Cómo se puede observar en la siguiente figura SESPA está diseñado para la comodidad del usuario debido a que a medida que el usuario va leyendo el procedimiento se van mencionando figuras que se presentan en la parte izquierda de la ventana, además ubica el punto de lectura que se tomó en la figura.

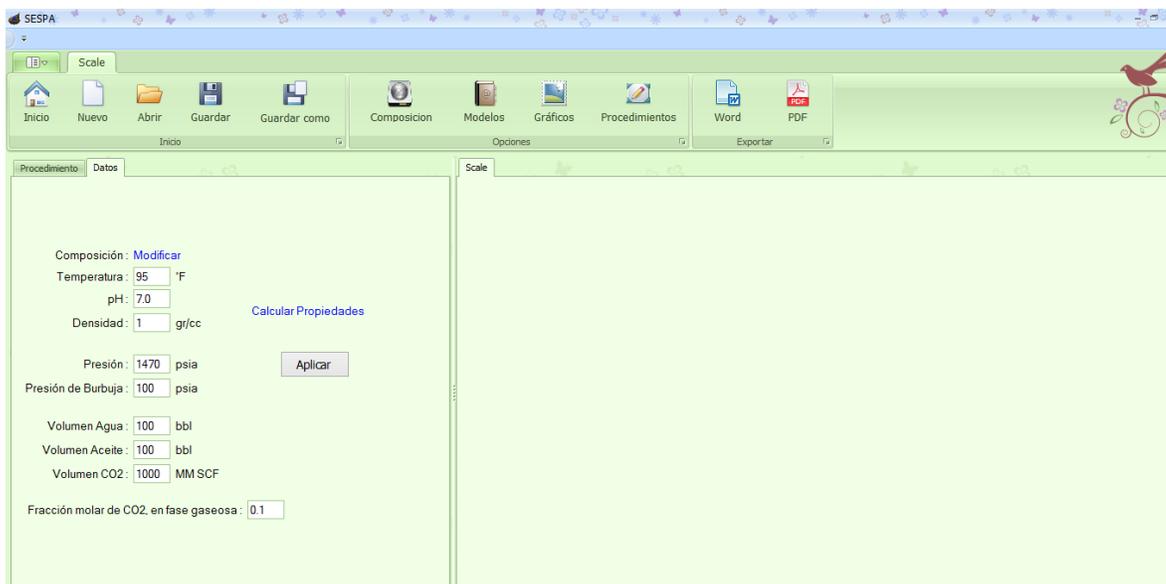
Cabe decir que todos los informes generados por el programa en formato texto pueden ser modificados al instante y mientras se observan los resultados y/o procedimientos.

The screenshot shows the SESPA software interface. The top menu bar includes 'Inicio', 'Nuevo', 'Abrir', 'Guardar', 'Guardar como', 'Composicion', 'Modelos', 'Gráficos', 'Procedimientos', 'Word', and 'PDF'. The 'Procedimientos' menu is active, showing a 'Datos' tab. The 'Componente' is set to 'Carbonato de Calcio' and the 'Modelo' is 'M.Q. Stiff y Davis'. A graph on the left shows solubility curves for various ions, with 'Figura 1' highlighted. The main window displays the procedure for calculating the Stiff & Davis stability index (SI) with parameters pH=7.0, Presión: 14.7 psia, and T=95 F. A table lists ions and their properties, and the calculated ionic strength is  $U_T = 0.134$ . A note indicates that the solubility constant K is 2.318 at 95 F and  $U_T = 0.134$ . The formula for ppm is given as  $ppm = \frac{Concentración (mg / L)}{P_e}$ .

IÓN	mg/L	FACTOR DE CONVERSIÓN	FUERZA IÓNICA (M)
Calcio	202	0.00005	0.0101
Hierro	1	0.0000358	3.58E-05
Magnesio	100	0.0000823	0.00823
Potasio	2	0.0000128	2.56E-05
Sodio	2530	0.0000217	0.054901
Bario	35	0.0000146	0.000511
Bicarbonato	360	0.0000082	0.002952
Cloro	4000	0.0000141	0.0564
Sulfato	1	0.0000208	2.08E-05
Calcio0	2020	0.000050	0.01010

**Figura 13 Menú procedimiento dentro del módulo "Scale" del programa SESPA**

Dentro del menú *Procedimiento* hay una pestaña denominada *Datos* dónde el usuario debe ingresar datos generales de la muestra de agua y del yacimiento, para que el programa tome estos datos y actualice los procedimientos generados se hace “Click” en Aplicar.



**Figura 14 Pestaña de ingreso de datos generales del módulo "Scale" del programa SESPA**

SESPA, en el módulo de "Scale" cuenta con dos botones que permiten exportar los documentos generados, sean informes o procedimientos a un archivo en Microsoft Word o en PDF.

### 4.3. MÓDULO PARA PARAFINAS

Para acceder al módulo diseñado para Parafinas debe hacer "Click" en el botón



de la ventana principal, direccionando al usuario a la ventana de la figura siguiente, con botones como *Inicio*, *Nuevo*, *Abrir*, *Guardar*, *Guardar como* y *los de exportar documentos a Microsoft Word o PDF*, que cumplen las mismas funciones especificadas en la descripción del módulo para "Scale".

Al igual que en el módulo para "Scale" el botón de *Composición* es utilizado para regresar al formulario en el que se ingresó la composición siempre y cuando el usuario se encuentre en el menú *Módulos*, *Gráficos* o *Procedimiento*, ya que aparece por default en el momento de yo ingresar a la sesión de Parafinas.

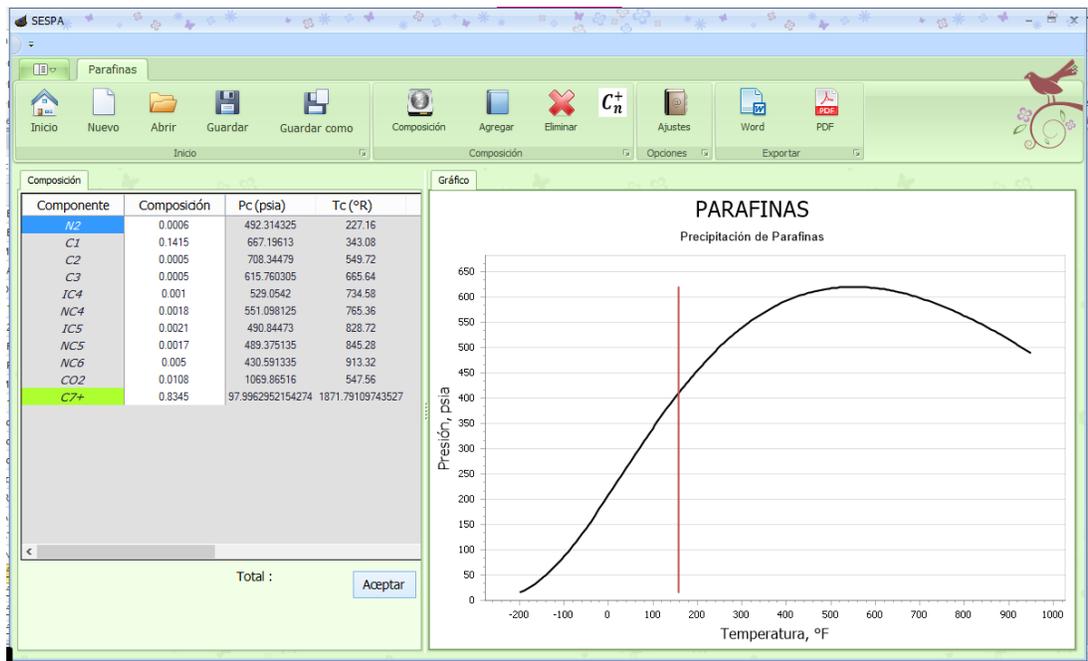


Figura 15 Módulo de parafinas del programa SESPA

Cómo botón de apoyo al de composición SESPA cuenta con el botón de agregar componentes a la lista, abriendo una ventana con los componentes, el usuario debe seleccionar uno por uno y agregarlos dando "Click" en Agregar.

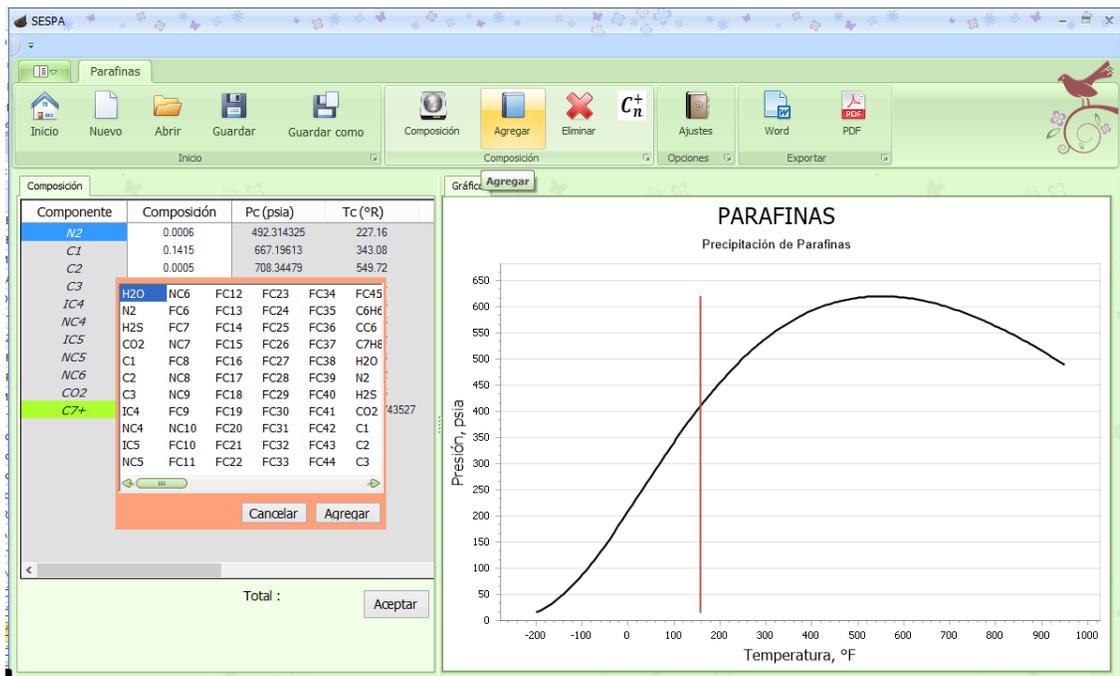
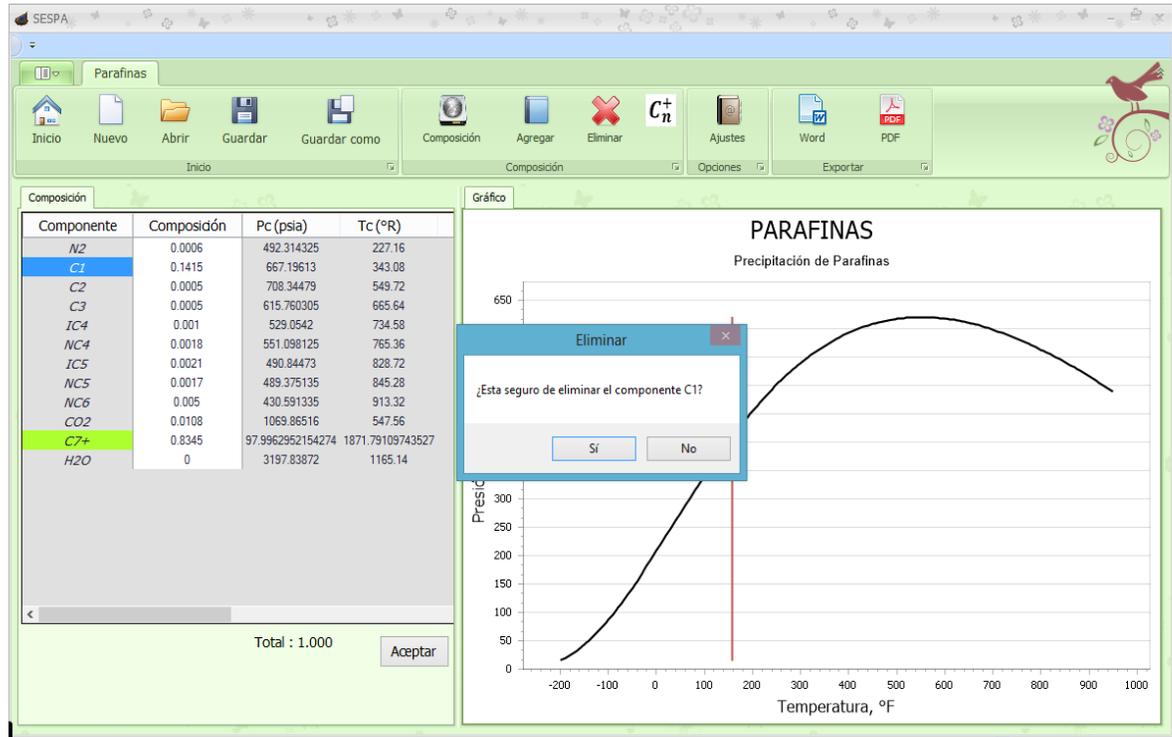


Figura 16 Insertar composición al módulo de parafinas del programa SESPA

Otro botón de apoyo es el de eliminar, con sólo situarse en un componente dentro de la composición y darle “Click” al botón Eliminar le parece una ventana preguntando sí el usuario está seguro de eliminar tal componente.



**Figura 17 Eliminación de componentes en módulo de parafinas del programa SESPA**

Seguidamente se encuentra el botón de caracterización de la fracción pesada, allí el usuario puede observar las correlaciones utilizadas para los cálculos pertinentes de la fracción pesada. –Ver figura 18 –

Además el usuario según su criterio puede establecer, de acuerdo a las correlaciones que se encuentren programadas para cada propiedad, a qué autor considerar aceptable y realizar el cambio de correlación para el cálculo del valor de la propiedad, debe darle Actualizar para que cambien los valores. Sí realiza este procedimiento, al lado de la propiedad va a salir una nota con color rojo advirtiendo de un cambio a las condiciones de cálculo que fue realizado por el usuario – Ver figura 19-

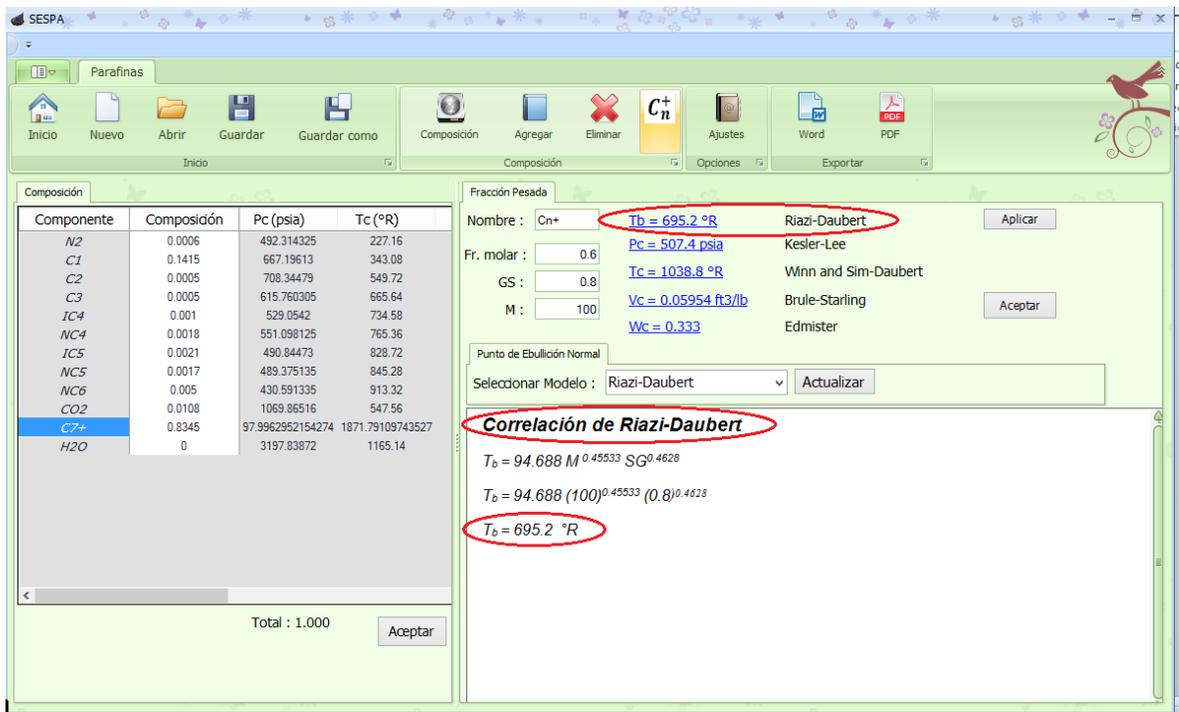


Figura 18 Caracterización de la fracción más pesada del módulo de parafinas del programa SESPA

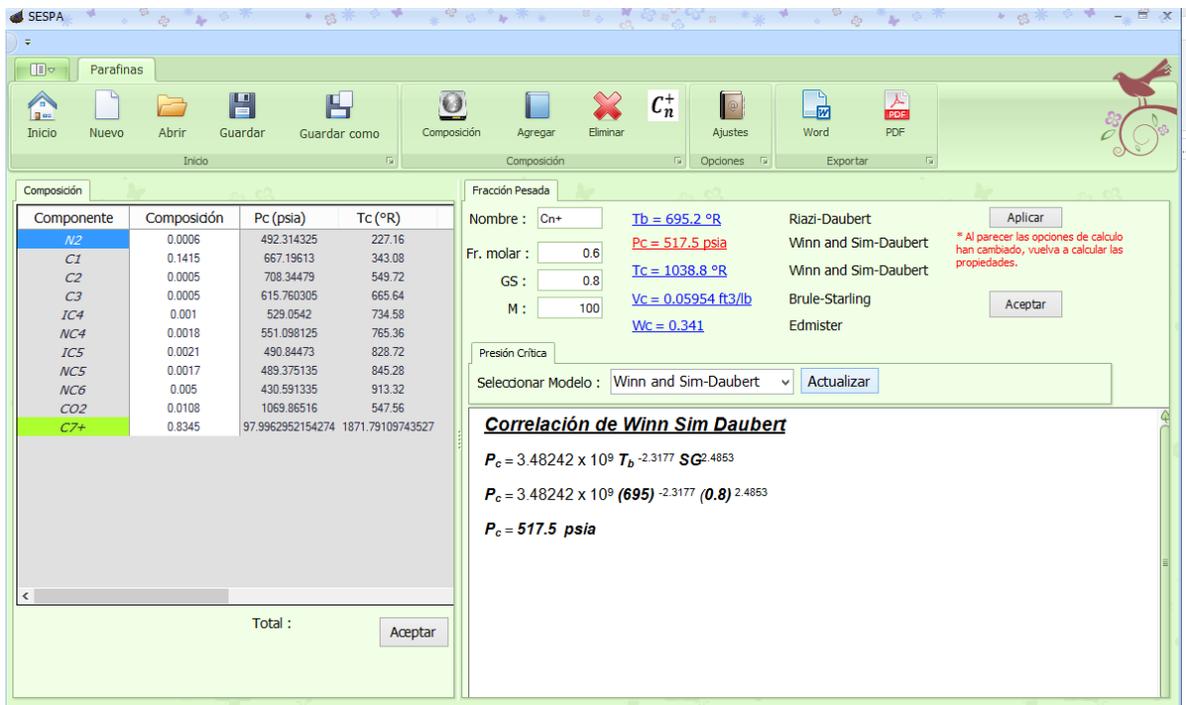
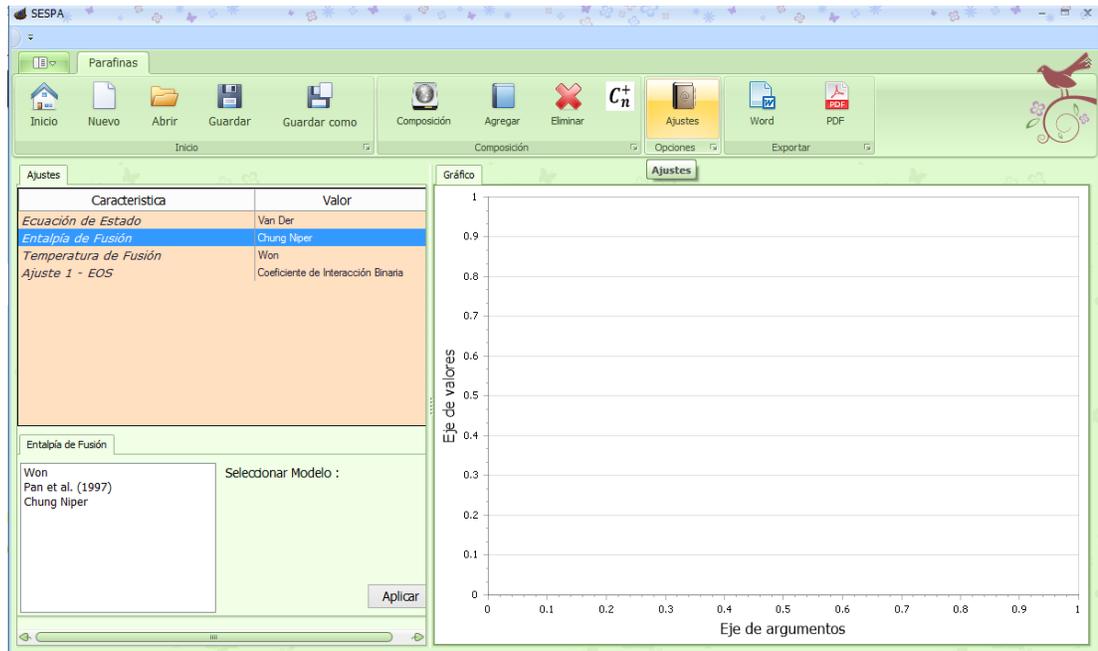
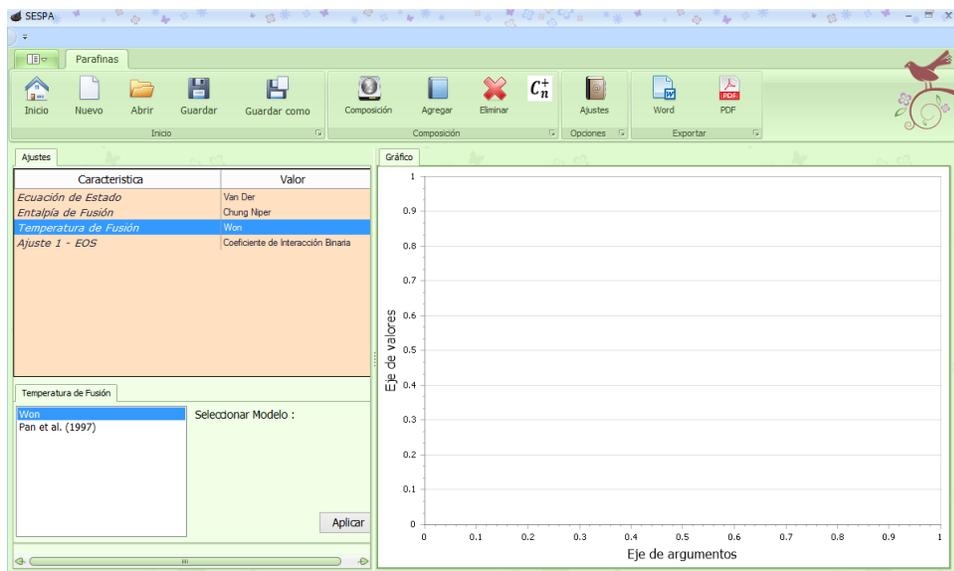


Figura 19 Cambio de correlaciones para la caracterización de la fracción más pesada en el módulo de parafinas del programa SESPA

Por último se encuentra el menú Ajustes en el cual se especifica qué ecuación de estado maneja el software, con qué parámetro se está ajustando y los diferentes modelos para el cálculo de la entalpía y temperatura de fusión por diferentes autores.



**Figura 20 Menú de ajustes – Entalpía de fusión del módulo de parafinas del programa SESPA**



**Figura 21 Menú de ajustes – Temperatura de fusión del módulo de parafinas del programa SESPA**

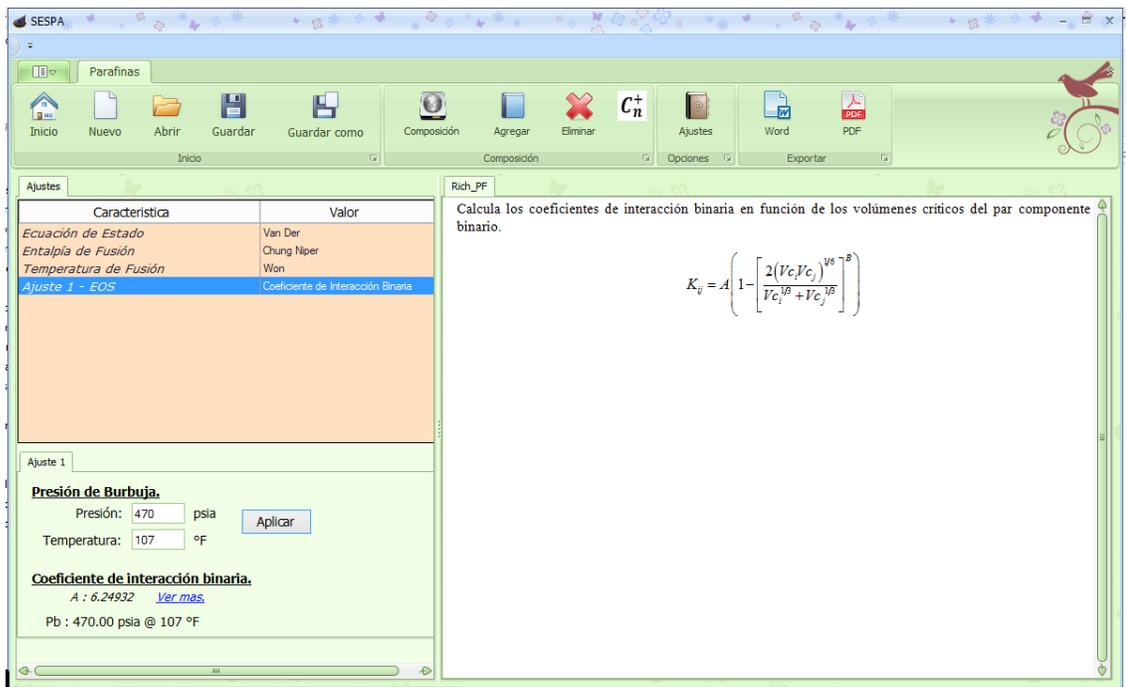


Figura 22 Menú de ajustes – EOS del módulo de parafinas del programa SESPA

#### 4.4. MÓDULO PARA ASFALTENOS

Para acceder al módulo diseñado para Asfaltenos debe hacer “Click” en el botón



de la ventana principal.

Direccionando al usuario a la ventana mostrada en la figura 23, dónde al costado izquierdo se encuentra la data de entrada y al costado derecho los datos calculados por el software.

Cuenta con dos rutinas de ejecución, una que toma en cuenta el efecto de la inyección de CO<sub>2</sub> y como data adicional requiere el porcentaje molar de CO<sub>2</sub> inyectado; la otra rutina representa el comportamiento normal del yacimiento sin presencia de CO<sub>2</sub>.

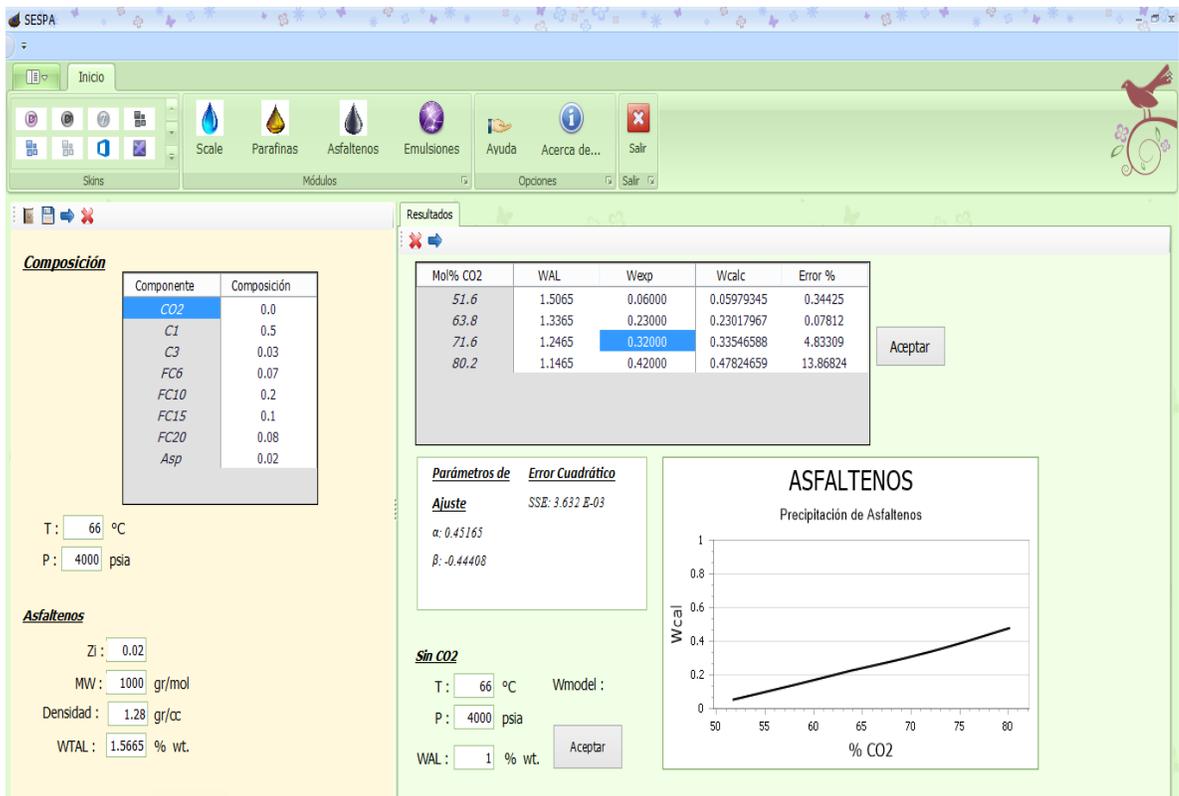


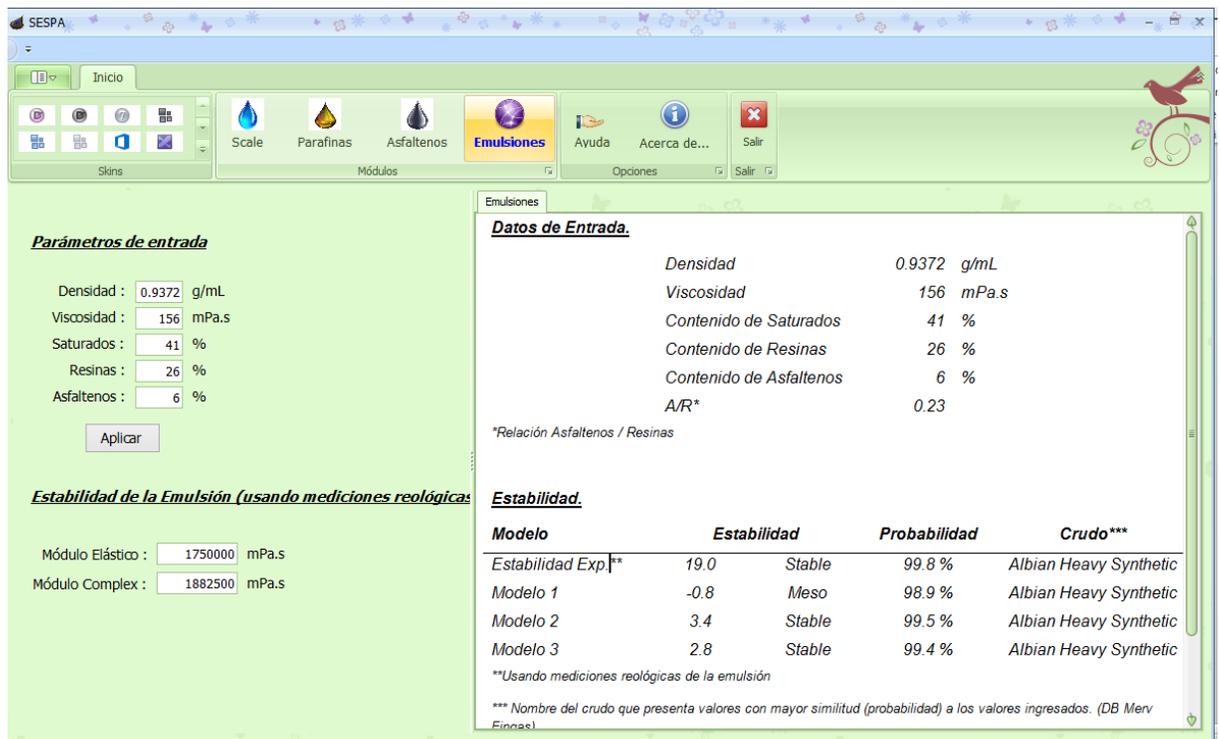
Figura 23 Módulo de asfaltenos del programa SESPA

#### 4.5. MÓDULO PARA EMULSIONES

Para acceder al módulo diseñado para Emulsiones debe hacer "Click" en el botón



de la ventana principal, direccionando al usuario a la siguiente ventana:



**Figura 24 Módulo de emulsiones del programa SESPA**

Cómo se observa en la imagen anterior en el costado izquierdo parte superior se encuentran los datos de entrada para la aplicación del modelo de Merv Fingas y en la parte inferior los datos reológicos necesarios para calcular el valor de estabilidad experimental.

En la parte derecha se encuentra el informe generado por el software, en la parte inferior está la tabla de resultados de cada uno de los tres modelos propuestos y el cálculo experimental; allí se observa el valor de estabilidad, su caracterización y la probabilidad de similitud con algún crudo que se encuentre en la base de datos del software.

## 5. VALIDACIÓN DEL SOFTWARE

### 5.1. COMPUESTOS INORGÁNICOS

Los datos generados por el modelo químico se validaron utilizando resultados de pruebas fisicoquímicas a aguas de producción realizadas por Hocol S.A en pozos del campo Tello, donde se han presentado depósitos de calcita en su vida productiva. (Orozco & Rojas, 2009)

El proceso de validación se lleva a cabo al comparar los resultados del “SESPA” con los obtenidos por el “ScaleSuite” y con los reportados por Hocol S.A. mediante el programa “S/Calc” que utiliza un modelo termodinámico.

PARÁMETROS	UNIDADES	TELLO-008	TELLO-013	TELLO-025	TELLO-035
pH		7	8	7,7	8
Temperatura	°F	86	86	89,6	86
CO2 disuelto	mg/L	32	34	38	46
Dureza total (CaCO3)	mg/L	720	750	1200	1480
Ca+2	mg/L	220	216	392	484
Mg+2	mg/L	41,5	51,2	53,7	65,9
Fe+2	mg/L	0,3	0	0,3	0,3
SO4-2	mg/L	0	0	0	0
Ba+2	mg/L	15	5	10	18
Cl-	mg/L	5000	4700	5580	6700
HCO3-	mg/L	841,8	854	1250	1085,8

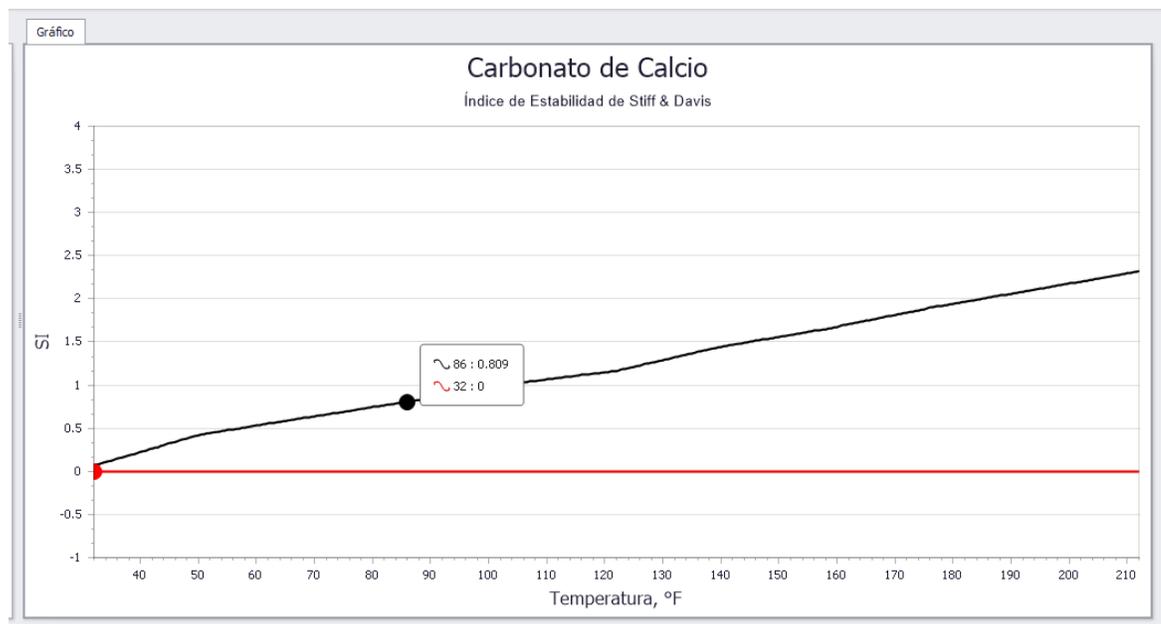
Tabla 14 Análisis fisicoquímico de aguas de producción del campo Tello – HOCOL.

POZO	“S/Calc”	“ScaleSuite”	“SESPA” Stiff y Davis
TELLO-08	0,96	1,43	0,809
TELLO-13	1,18	1,65	0,925
TELLO-25	1,26	1,72	1,279
TELLO-35	1,49	1,94	1,863

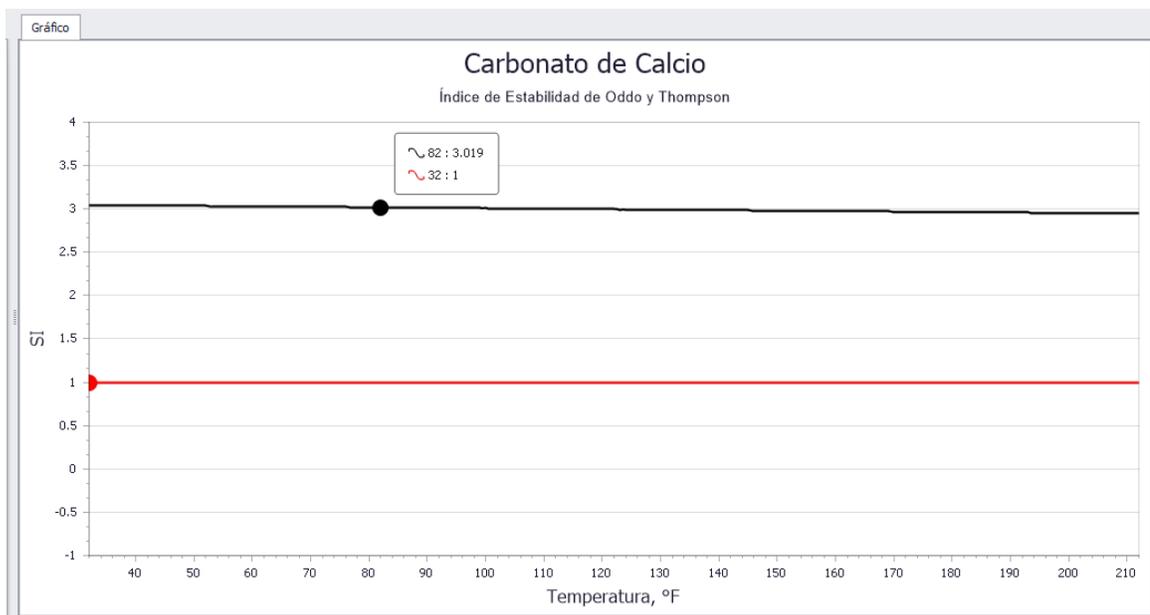
Tabla 15 Resultados de la validación del módulo “Scale” campo Tello- HOCOL

De los cuatro valores calculados de índice de estabilidad de Stiff y Davis por el “SESPA” tres presentan un mayor acercamiento al valor de comparación que es el software usado en HOCOL S.A. “SICaI” que el “ScaleSuite” (último software realizado por el grupo de investigación COFA para la precipitación de compuestos inorgánicos), ésto se debe a que los programas diseñados por el grupo COFA están hallando el índice de estabilidad de Stiff y Davis depende de la temperatura, fuerza iónica, pH y alcalinidad, mientras que el usado por HOCOL S.A. calcula el índice de solubilidad del modelo termodinámico de Odde y Tomson que depende, además de las variables anteriores, de la presión y de la cantidad de CO<sub>2</sub> disuelta en el agua. Como el modelo de Stiff y Davis es un método gráfico, al correlacionarlo y programarlo en un computador se presenta el error de la digitalización aunque se minimizó digitalizando las gráficas con nuevas correlaciones que generaban un R<sup>2</sup> aproximado a 1.

Por último se realizó una corrida con los datos del pozo TELLO-008 del campo Tello para analizar el comportamiento del índice de estabilidad con el cambio de temperatura utilizando el programa SESPA. Se puede observar que utilizando ambos modelos, químico y termodinámico, se predice la precipitación de carbonato de calcio, cómo se muestra en las figuras 25 y 26 los índices de solubilidad y saturación se encuentran por encima de la línea roja de referencia.



**Figura 25 Comportamiento del Índice de estabilidad Stiff y Davis con respecto al cambio de temperatura para el pozo Tello-008**



**Figura 26 Comportamiento del Índice de estabilidad Oddo Tomsom con respecto al cambio de temperatura para el pozo Tello-008**

## 5.2. PARAFINAS

Se validó el modelo utilizando datos del campo colorado (Leon, 2008) obteniendo un buen resultado del WAP aunque se presentan ciertos inconvenientes con la presentación gráfica del resultado por parte de “SESPA”.

Fracción Plus	Wt (%)	Mol (%)	MW	Densidad a 60°F (g/cm <sup>3</sup> )
<b>N<sub>2</sub></b>	0,0016	0,0090	28,01	0,808
<b>CO<sub>2</sub></b>	0,0012	0,0043	44,01	0,827
<b>C1</b>	1,7747	17,2441	16,04	0,300
<b>C2</b>	1,1674	6,0508	30,07	0,356
<b>C3</b>	1,7405	6,1511	44,1	0,508
<b>iC4</b>	0,5664	1,5189	58,12	0,563
<b>nC4</b>	1,2945	3,4715	58,12	0,584
<b>iC5</b>	0,8187	1,7685	72,15	0,625
<b>nC5</b>	0,9925	2,1439	72,15	0,631

<b>C6</b>	1,8278	3,3914	84	0,685
<b>C7</b>	3,0044	4,8778	96	0,722
<b>C8</b>	3,8181	5,5615	107	0,745
<b>C9</b>	3,9235	5,0538	121	0,764
<b>C10</b>	3,6783	4,2784	134	0,778
<b>C11</b>	3,2389	3,4341	147	0,789
<b>C12</b>	2,9591	2,8646	161	0,800
<b>C13</b>	3,2980	2,9372	175	0,811
<b>C14</b>	2,9710	2,4372	190	0,822
<b>C15</b>	3,0575	2,3133	206	0,832
<b>C16</b>	2,7161	1,9069	222	0,839
<b>C17</b>	2,5292	1,6633	237	0,847
<b>C18</b>	2,5866	1,6061	251	0,852
<b>C19</b>	2,5317	1,5004	263	0,857
<b>C20</b>	2,2760	1,2891	275	0,862
<b>C21</b>	2,0542	1,1002	291	0,867
<b>C22</b>	2,0287	1,0367	305	0,872
<b>C23</b>	1,9195	0,9408	318	0,877
<b>C24</b>	1,7230	0,8113	331	0,881
<b>C25</b>	1,6576	0,7488	345	0,885
<b>C26</b>	1,5971	0,6934	359	0,889
<b>C27</b>	1,5932	0,6639	374	0,893
<b>C28</b>	1,5524	0,6236	388	0,896
<b>C29</b>	1,3167	0,5105	402	0,899
<b>C30+</b>	31,2161	8,3885	580	1,059
<b>Benzeno</b>	0,1445	0,2884	78,1	0,884
<b>Tolueno</b>	0,4235	0,7160	92,2	0,872

**Tabla 16 Composición del fluido campo Colorado Arena B (Col-25)**

Fracción Plus	Wt (%)	Mol (%)	MW	Densidad a 60°F (g/cm <sup>3</sup> )
<b>C7+</b>	89,815	58,246	362,237	0,9547
<b>C10+</b>	78,501	41,749	371,155	0,9574
<b>C20+</b>	48,934	16,808	472,551	0,9982
<b>C30+</b>	31,216	8,388	580,000	1,0591

**Tabla 17 Propiedades de las fracciones pesadas campo Colorado Arena B (Col-25)**

Se realizaron corridas con el programa de cómputo “Wax Calculator” desarrollado por la universidad industrial de Santander (Hernández, Wilson, & Santos, 2004); con el software corporativo de Ecopetrol; con winprop, software comercial que hace parte de CMG y con “SESPA”. Estos datos fueron comparados con el WAP experimental obtenido mediante la técnica de cambio de viscosidad utilizando el equipo “Nead Infra Red” (NIR) que se encuentra en el Instituto Colombiano del Petróleo.

PRESIÓN	TEMPERATURA DE CRISTALIZACIÓN (°F)				
	Psia	Experimental	Wax Calculator	Software Ecopetrol	WinProp
814	130,00	149,67	86,28	159,00	104,00
700	105,00	149,30	-	158,00	104,00
530	90,00	148,00	-	159,00	104,00
280	90,00	148,10	-	158,00	104,00
14,7	90,00	147,58	103,68	158,00	104,00

**Tabla 18 Resultados validación módulo parafinas-Campo Colorado**

Psia	Exptal	%Error			
		Wax Calculator	Software Ecopetrol	WinProp	SESPA
814	130,00	15,1308	33,6308	22,3077	20,0000
700	105,00	42,1905	-	50,4762	0,9524
530	90,00	64,4444	-	76,6667	15,5556
280	90,00	64,5556	-	75,5556	15,5556
14,7	90,00	63,9778	15,2000	75,5556	15,5556

**Tabla 19 Procentaje (%) de error de la validación del módulo de parafinas Col-25**

Los datos de la tabla 18 se ven representados en la siguiente figura, SESPA es el que presenta una mayor aproximación a los datos experimentales del software, mientras que el WinProp (CMG) tiene los datos más alejados con porcentaje de error hasta del 75%, esto se debe a que no cuenta con diferentes modelos para calcular la temperatura de fusión ni la entalpia de fusión ni se le realizaron los ajustes pertinentes para el modelamiento.

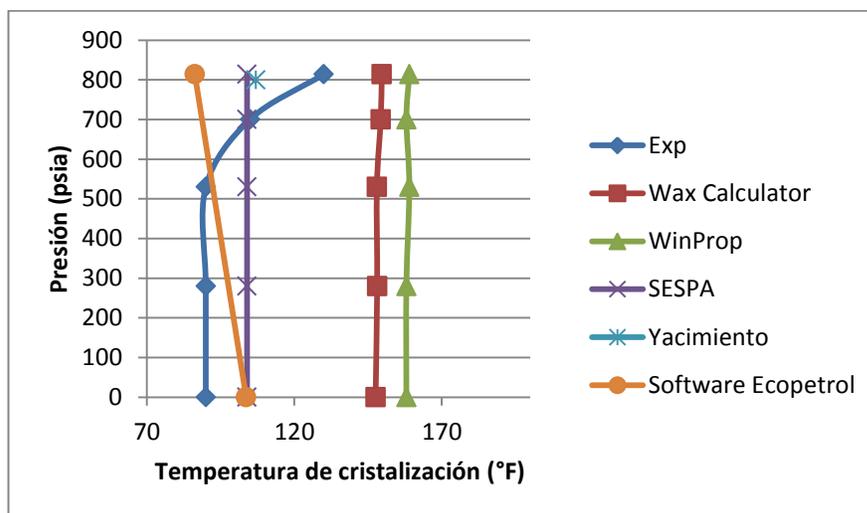


Figura 27 Comparación de la EDP experimental con la de los modelos de parafinas

### 5.3. ASFALTENOS

El proceso de validación del modelo programado para asfaltenos se basa en la corrida con la composición y con los datos que empleo el autor (Hamouda, 2011) para validar el modelo pero le cambiamos la ecuación de estado a trabajar, ya que la utilizada por el autor es la ecuación de Soave / Redlich-Kwong mientras que la de “SESPA” es la de Van Der Wals.

A continuación se muestra la data de composición empleada al igual que el porcentaje molar de inyección de CO<sub>2</sub>.

COMPONENTE	Zi	COMPONENTE	Zi
CO <sub>2</sub>	0	C10	0.2
C1	0.5	C15	0.1
C3	0.03	C20	0.06
C6	0.07		

Tabla 20 Composición data SPE131429

<b>%CO2 inyectado</b>
51.6
63.8
71.6
80.2

<b>W<sub>TAL</sub> (gr) SARA</b>	1.5665
<b>T (°C)</b>	66
<b>MW<sub>A</sub></b>	1000
<b>Densidad A (gr/cc)</b>	1.280

**Tabla 21 Propiedades data SPE 131429**

Por último en la tabla siguiente presentamos los resultados obtenidos, se observa que trabajando el mismo procedimiento planteado en el documento SPE 131429 con SESPA presenta una mayor optimización del modelo que trabajado con una hoja de cálculo de Microsoft Excel.

	%Wt. Asfaltenos precipitados		% ERROR	
<b>%Wt Experimental</b>	"SESPA"	Procedimiento Excel SPE 131429	"SESPA"	Procedimiento Excel SPE 131429
<b>0,06</b>	0,05553225	0,039685299	7,44625	33,857835
<b>0,23</b>	0,25503778	0,154249982	10,8859913	32,9347904
<b>0,32</b>	0,353079614	0,215520121	10,3373794	32,6499622
<b>0,42</b>	0,393657076	0,283960044	6,27212476	32,3904657

**Tabla 22 Resultados de la validación módulo asfaltenos**

#### **5.4. EMULSIONES**

La validación del módulo de emulsiones consiste en tomar la data (Fingas & Fieldhouse, 2004) de alrededor de 23 muestras de crudo en los diferentes campos alrededor del mundo, ingresarla al software correrlo aplicando los tres modelos propuestos y compararlo con un diagnóstico visual realizado en el laboratorio.

Y como se puede observar en la tabla 24 el diagnóstico realizado visualmente coincide en casi un 95% de acierto en comparación con el modelo 3, cifra muy significativa debido a lo complicado que es generar y obtener un modelo que me prediga la formación de emulsiones.

Oil	Oil Evaporation	Density	Viscosity	Saturates	Aromatics	Resins	Asphaltenes
	%	(@15C)	mPa.s	%	%	%	%
Albian Heavy Synthetic	0	0.9372	156	41	27	26	6
Arabian Medium	0	0.8783	29	54	32	7	6
Canolimon	0	0.8817	46	60	24	8	8
Canolimon	6.97	0.8961	103	57	25	8	9
Canolimon	13.5	0.9077	254	56	25	8	10
Canolimon	21.0	0.9200	1350	51	28	10	11
Hondo	0	0.9356	735	33	31	24	12
Lago Treco	0	0.9230	272	38	38	14	11
Lucula	0	0.8574	43	67	22	8	4
Carpenteria	10.3	0.9299	755	40	30	19	11
Dos Cuadras	11.2	0.9270	187	42	31	20	7
Genesis	23.1	0.9364	543	48	28	21	3
Green Canyon 184	38.2	0.9043	117	54	34	11	1
Mississippi Canyon 72	18	0.8966	76	58	32	9	2
Sakhalin	42.0	0.9201	52	56	32	10	2
Santa Clara	0	0.9202	304	36	22	29	13
Santa Clara	11.4	0.9479	1859	32	28	27	13
Santa Clara	21.6	0.9672	22760	28	32	23	17
West Texas (2000)	31	0.8973	112	75	14	10	2
Bunker C (Anchorage)	0	0.9891	8706	25	47	17	11
California API 15.0	0	0.9770	6400	19	35	23	22
Cold Lake Bitumen	0	1.0166	825000	46	24	13	17
Ellen A038	0	0.9587	3098	39	23	24	14

**Tabla 23 Propiedades de 23 crudos para validación del módulo de emulsiones (Fingas & Fieldhouse, 2004)**

Crudo	Estabilidad Visual	DIAGNÓSTICO			Estabilidad Experimental	ÍNDICE DE ESTABILIDAD		
		Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3		Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3
Albian Heavy Synthetic	Estable	Meso	Estable	Estable	19.0	-0.8	3.5	4.9
Arabian Medium	Estable	Estable	Estable	Estable	21.0	6.5	19.9	25.0
Canolimon	Estable	Estable	Estable	Estable	27.2	7.8	19.8	23.8
Canolimon	Estable	Estable	Estable	Estable	19.9	8.0	16.9	20.0
Canolimon	Estable	Estable	Estable	Estable	15.1	8.2	13.7	16.5
Canolimon	Estable	Estable	Estable	Estable	9.9	6.8	5.6	7.4
Hondo	Estable	Estable	Estable	Estable	10.1	-2.0	2.4	2.8
Lago Treco	Estable	Estable	Estable	Estable	11.4	8.2	7.6	9.1
Lucula	Estable	Meso	Estable	Estable	20.9	6.4	18.3	26.4
Carpenteria	Meso	Meso	Meso	Meso	-1.0	-2.6	3.0	4.7
Dos Cuadras	Meso	Meso	Meso	Meso	-9.1	1.9	5.0	6.2
Genesis	Meso	Meso	Meso	Meso	-5.2	0.6	-1.3	2.0
Green Canyon 184	Meso	Estable	Meso	Meso	1.5	8.6	1.8	4.6
Mississippi Canyon 72	Meso	Estable	Estable	Estable	-0.8	8.8	7.4	8.5
Sakhalin	Meso	Estable	Meso	Meso	8.4	6.8	3.2	1.7
Santa Clara	Meso	Meso	Meso	Meso	-7.7	1.9	6.5	6.6
Santa Clara	Meso	Meso	Meso	Meso	5.3	-2.4	-1.4	-0.7
Santa Clara	Meso	Meso	Meso	Meso	-8.5	-7.2	-8.7	-7.2
West Texas (2000)	Meso	Estable	Meso	Meso	7.9	6.8	6.5	4.9
Bunker C (Anchorage)	Entrn	Entrn	Entrn		-10.2	-2.5	-3.7	
California API 15.0	Entrn	Entrn	Entrn		-0.3	-1.9	-15.6	
Cold Lake Bitumen	Entrn	Entrn	Entrn		-16.0	-16.2	-7.5	
Ellen A038	Entrn	Entrn	Entrn		-11.7	-6.5	-13.6	

Tabla 24 Resultado de validación del módulo de emulsiones

## 6. CONCLUSIONES

Realizada la validación del programa de cómputo SESP, se pudo observar que cuenta con una buena precisión en los resultados obtenidos. De acuerdo con lo anterior se llegó a las siguientes conclusiones:

- Con el fin de obtener un amplio marco de referencia acerca de los diferentes modelos propuestos para la predicción de la precipitación de los compuestos orgánicos e inorgánicos, así como los factores que conllevan a la formación de incrustaciones en la industria del petróleo, se realizó una detallada revisión bibliográfica, que indica que la necesidad de actualizar los procesos de la mano de la investigación son fundamentales para el crecimiento del grupo de investigación.
- Al recopilar los diferentes métodos y modelos utilizados para la predicción de precipitación de carbonato de calcio, sulfato de calcio, sulfato de bario y sulfato de estroncio, y luego de determinar las fortalezas y limitaciones que tenía cada modelo, se llegó a la conclusión de que el mayor error en los cálculos lo presenta la digitalización de gráficas, por ésto fueron actualizadas y quedaron generando datos más precisos con un porcentaje de error menor, aunque lo ideal sería realizar predicciones con modelos termodinámicos.
- La precipitación de asfaltenos y parafinas están modeladas teniendo en cuenta el efecto que tiene la presencia de  $\text{CO}_2$  en el yacimiento, debido a que el efecto del  $\text{CO}_2$  sobre la solubilidad de la parafina en los aceites, desde el punto de vista de solubilidad, el  $\text{CO}_2$  podría ser equivalente a una mezcla de propano-butano 50-50. Por lo tanto, el  $\text{CO}_2$  actuaría como diluyente de cera, además ya que el  $\text{CO}_2$  es un fluido no polar, su impacto es mucho más alto en estabilidad de los asfaltenos en lugar que en cera / parafina.
- El proceso de determinación del grado de estabilidad de las emulsiones es un proceso cualitativo, es recomendable, sí es posible realizar un diagnóstico visual a la emulsión para constatar los resultados arrojados por el software.

## 7. RECOMENDACIONES

- Continuar realizando investigaciones que permitan una actualización constante del software.
- Promocionar ante el resto del estudiantado del programa ingeniería de petróleos la existencia de éste y demás softwares realizados por el grupo de investigación, permitiéndoles un mejor entendimiento del proceso y resultado de la precipitación de los compuestos orgánicos e inorgánicos y la formación de emulsiones.
- Actualizar el módulo de emulsiones, luego de realizar la investigación pertinente, el efecto que produce la presencia de CO<sub>2</sub> en la estabilidad de las emulsiones dentro del yacimiento

## BIBLIOGRAFÍA

- Alayon, M. (Marzo de 2004). *Asfaltenos - Ocurrencia y floculación*. Recuperado el 25 de Mayo de 2013, de Laboratorio FIRP, Universidad de los Andes, Merida, Venezuela:  
[http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S369PP\\_Asfaltenos.pdf](http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S369PP_Asfaltenos.pdf)
- Andersen, S. a. (1999). *Thermodynamic models for asphaltene solubility and precipitation*. *Journal of Petroleum Science and Engineering*.
- Badillo, C.D. & Useche, Y.C. (2006). *Modelamiento termodinámico para la predicción de depositaciones inorgánicas en sistemas de hidrocarburos*. Universidad Surcolombiana, Neiva.
- Becker, J.R. (1997). *Crude Oil Waxes, Emulsions and Asphaltenes*. Tulsa, Oklahoma.
- Borges, O. (2013). *Portal del petróleo*. Recuperado el 25 de Mayo de 2013, de <http://www.portaldelpetroleo.com/2013/04/los-asfaltenos-y-sus-efectos-en-la.html>
- Crabtree, M. (1999). *La Lucha Contra las Incrustaciones-Remoción y Prevención*. Aberdeen, Escocia: Oilfield Review, Schlumberger.
- Danesh, A. (1998). *PVT and phase behavior of petroleum reservoir fluids*. Heriot Watt University, Edinburgh.
- Domingo, C., Loste, E., Gomez-Morales, J., Garcia-Carmona, J., & Fraile, J. (2006). *Calcite precipitation by a high-pressure CO2 carbonation route*. *El Sevier Science*.
- Ecopetrol. (s.f.). *Ceras Parafínicas*. Recuperado el 1 de Junio de 2013, de [http://www.ecopetrol.com.co/contenido\\_imprimir.aspx?conID=37384&catID=222](http://www.ecopetrol.com.co/contenido_imprimir.aspx?conID=37384&catID=222)
- FINGAS, M. (2013). *New Models for Water-in-Oil Emulsion Formation*. Edmonton, Alberta: Spill Science.
- Fingas, M., & Fieldhouse, B. (2004). *Formation of water-in-oil emulsions and application*. Ottawa, Canada: Emergencies Science and Technology Division, Environmental Technology Centre, Environment Canad.

- Franco, J., & Gasca, E. (2006). *Modelamiento químico para la predicción de depositaciones inorgánicas en sistemas de producción de hidrocarburos*. Neiva: Universidad Surcolombiana.
- Gal, J.Y., Bollinger, J.C., Tolosa, H., & Gache, N. (1996). *Calcium carbonate solubility: a reappraisal of scale formation and inhibition*. El Sevier Science.
- González, D.P. & Villabona, C.A. (2011). *Inhibición Magnética de la Acumulación de Depósitos Parafínicos*, Universidad Industrial de Santander.
- Hamouda, M. C. (2011). *Study of CO2 Effect on Asphaltene Precipitation and Compositional*. Norway: University of Stavanger, SPE 141329.
- Leon, E. A. (2008). *Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del campo Colorado*. Bucaramanga, Santander: Universidad Industrial de Santander.
- Orozco, A., & Rojas, L. (2009). *Desarrollo de software para predecir la depositación de compuestos inorgánicos en la producción de crudo*. Neiva: Universidad Surcolombiana.
- Pinzón, C., & Morales, H. (2006). *Depositaciones Orgánicas Modelamiento de la Predicción en Sistemas de Hidrocarburos*. Neiva, Colombia: Universidad Surcolombiana.
- Plummer, L., & Wigley, T. (1976). *The dissolution of calcite in CO2-saturated solutions at 25 °C and 1 atmosphere total pressure*. Geochimica and Cosmochimica Acta.
- Rojas, W.A. & Montealegre, J.H. (2007) *Modelamiento termodinámico para la predicción de depositaciones inorgánicas involucrando mezclas de aguas*. Universidad Surcolombiana, Neiva.
- SADEGHZAD, A., & CHRISTIANSEN, R. (2000). *The prediction of cloud point Temperature: In Wax Deposition*. SPE.
- Sepúlveda, J.A; Pinzón, C. & Bonilla, L.F. (2007) *Comportamiento de fases en sistemas de hidrocarburos*. Universidad Surcolombiana, Neiva.
- Yetilmezsoy, K., Fingas, M., & Fieldhouse, B. (2010). *Modeling Water-in-Oil Emulsion*. J. of Mult.-Valued Logic & Soft Computing, Vol. 18, pp. 329–353.