

**EVALUACIÓN DEL EFECTO DE LA DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS EN EL  
MEDIO POROSO A CONDICIONES DINÁMICAS PARA UN CRUDO  
COLOMBIANO**

**ROBERT EDUARDO PADRÓN GARCÍA**

**JUAN CARLOS LIZCANO NIÑO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2014**

**EVALUACIÓN DEL EFECTO DE LA DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS EN EL  
MEDIO POROSO A CONDICIONES DINÁMICAS PARA UN CRUDO  
COLOMBIANO**

**ROBERT EDUARDO PADRÓN GARCÍA**

**JUAN CARLOS LIZCANO NIÑO**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título de  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director**

**LUIS FELIPE CARRILLO MORENO, M. Sc.**

**Codirector**

**EMILIANO ARIZA LEON, M. Sc.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**

**FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS**

**ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**BUCARAMANGA**

**2014**

*A todos los que hicieron de esto una realidad, a mis padres, que me dan día a día todo lo que pueden, a mi tío que me apoyó cuando la situación estuvo difícil y al resto de mi familia que siempre me han deseado lo mejor.*

*A mis amigos y compañeros con los cuales compartí todos estos días en la universidad, risas, peleas, chanzas, días de las brujas, velitas y hasta navidades pasaron mientras estudiábamos. Crecí intelectual y personalmente, aprendí mucho de cada uno de ellos.*

*A la Universidad Industrial de Santander, a la escuela de Ingeniería de Petróleos que semestre a semestre forma a los mejores profesionales en su campo.*

*JUAN CARLOS LIZCANO NIÑO*

*A mi familia, mi norte  
y a mi brújula...*

*Gracias*

**Robert Padrón García**

## AGRADECIMIENTOS

Los autores del proyecto de grado expresan sus sinceros agradecimientos a:

- M. Sc. Luis Felipe Carrillo Moreno, que como el director de este proyecto nos orientó, respaldó y acompañó en todo momento y así guiándonos de la mejor manera para alcanzar el éxito tan anhelado.
- M.Sc. Emiliano Ariza León, el cual asumió gran interés en su rol de codirector, revisando a conciencia su desarrollo y motivándonos a seguir por el buen camino.
- M. Sc. Hernando Buendía Lombana, porque bajo el rol de director de laboratorio fue un jefe implacable, pero justo y colaborador. Nos enseñó a dar valor agregado a nuestro proyecto, y siempre nos respaldó para seguir adelante.
- El personal profesional del laboratorio de análisis petrofísicos y daño a la formación del Parque Tecnológico de Guatiguará: Silvia Juliana Molina, Luz Dary Peña, Loribeth Atala Buendía, John Fredy Badillo, Mauricio Álvarez, Jenny Rodríguez, Jenny, Carolina León, Yazmín Ramírez Arias, Kathy Margarita Daza, Freddy, Jonathan y Javier, con quienes siempre contamos con su colaboración y disposición para ayudarnos a sacar adelante este proyecto.
- Campo Escuela Colorado en la financiación de este proyecto y al Ing. José Fonseca, quien nos ayudó con las muestras de crudo del Campo Escuela.
- M. Sc. Olga Patricia Ortiz nuevamente por ayudarnos con la muestra del campo Cantagallo, y al Ing. Adrián Camargo de Ecopetrol S.A., quien nos recibió para aquella recolección de la muestra.

- El director de la escuela de Ingeniería de Petróleos Nicolás Santos por su autorización de préstamo del laboratorio de fluidos y a Mario Torres por su colaboración en el mismo.
- Grupo de Modelamiento de Procesos Hidrocarburos, especialmente a las ingenieras Olga Ortiz y Jessika Pachón, por sus observaciones sobre el proyecto y por siempre mostrar interés a nuestro desarrollo dentro del grupo.
- Ing. Helena Margarita Ribón y al Ing. Fernando Londoño, quienes con sus consejos durante partes del proyecto nos ayudaron a esclarecer conceptos.
- Ph.D. Enrique Mejía, Ph.D. Rafael Cavanzo y Leslie del grupo LEAM-UIS, por su colaboración incondicional con el fotoespectrómetro NIR.
- Henry Lizcano, por su colaboración en el desarrollo numérico del modelo y por su gran amistad.
- A nuestros amigos y seres queridos por su constante aliento, aún en los momentos más difíciles, y a todos los que de alguna u otra manera colaboraron para la realización de este proyecto.

## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN .....	21
1. MARCO DE REFERENCIA .....	24
1.1 GENERALIDADES SOBRE LOS ASFALTENOS .....	24
1.1.1 Daño a la formación .....	24
1.1.2 Prueba SARA .....	25
1.1.3 Definición de asfaltenos .....	27
1.1.4 Estructura Molecular de los asfaltenos .....	28
1.1.5 Modelos termodinámicos .....	31
1.1.5.1 Modelo coloidal .....	31
1.1.5.2 Modelo de sólidos .....	33
1.1.5.3 Modelo de solubilidad molecular .....	34
1.1.6 Precipitación y depositación de asfaltenos .....	34
1.1.7 Precipitación de asfaltenos .....	35
1.1.7.1 Efecto composicional .....	35
1.1.7.2 Efecto del cambio de presión .....	38
1.1.8 Depositación de asfaltenos .....	40
1.1.8.1 Mecanismos de depositación .....	42
1.2 EVALUACIÓN DE LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS .....	46
1.2.1 Envoltente de precipitación de asfaltenos .....	46
1.2.1.1 Reversibilidad de la precipitación de asfaltenos .....	48
1.2.2 La curva de Boer .....	49
1.2.3 Índice de inestabilidad coloidal .....	51
1.2.4 Prueba Oliensis .....	53
1.3 ANTECEDENTES DEL MODELAMIENTO DE LA DEPOSITACIÓN .....	54
1.3.1 Antecedentes en el Mundo .....	54
1.3.2 Antecedentes Campo Colorado .....	55

1.3.3 Antecedentes Campo Cantagallo .....	59
<b>2. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL PARA EVALUAR REDUCCIÓN DE PERMEABILIDAD EN EL MEDIO POROSO DEBIDO A LA DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS. ....</b>	<b>60</b>
2.1 METODOLOGÍA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE PLUGS SINTÉTICOS .....	60
2.1.1 Generalidades.....	60
2.1.2 Procedimiento .....	62
2.2 CARACTERIZACIÓN DE CRUDOS.....	69
2.2.1 Determinación del onset de precipitación mediante viscosidades Cinemáticas .69	
2.2.1.1 Consideraciones .....	69
2.2.1.2 Procedimiento.....	71
2.2.1.3 Análisis de datos.....	72
2.2.2 Determinación del porcentaje en peso de asfaltenos mediante la norma ASTM D2007-80 .....	73
2.2.2.1 Procedimiento.....	74
2.2.3 Determinación de la reducción de la permeabilidad mediante pruebas de inyección .....	77
2.2.3.1 Procedimiento .....	77
<b>3. MODELO PARA LA DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS .....</b>	<b>80</b>
3.1 GENERALIDADES SOBRE EL MODELO DE CAMINOS TAPONANTES Y NO TAPONANTES .....	80
3.2 ECUACIONES DEL MODELO DE CAMINOS TAPONANTES Y NO TAPONANTES .....	82
3.3 REGÍMENES EN LA DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS.....	87
3.3.1 Estado estable .....	87
3.3.2 Estado pseudo-estable.....	88
3.3.3 Estado de depositación continuo.....	89
<b>4. RESULTADOS DE PRUEBAS EXPERIMENTALES.....</b>	<b>91</b>
4.1 CONSTRUCCIÓN DE NÚCLEOS SINTÉTICOS.....	91
4.1.1 Núcleos sintéticos sin control de compresión.....	91
4.1.2 Núcleos sintéticos con control en la compresión .....	93
4.1.3 Núcleos sintéticos seleccionados .....	96

4.2 CARACTERIZACIÓN BÁSICA DE CRUDOS .....	97
4.2.1 Prueba de gravedad API y BS&W .....	97
4.2.2 Determinación de porcentaje de asfaltenos según norma ASTM D2007-80.....	99
4.3 DETERMINACIÓN DEL ONSET DE PRECIPITACIÓN DE LOS CRUDOS .....	101
4.3.1 Determinación de onset mediante viscosimetría.....	101
4.3.2 Determinación de onset mediante NIR (Near Infrared).....	104
4.4 PRUEBAS DE INYECCIÓN PARA DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS.....	107
4.4.1 Saturación de núcleos sintéticos .....	107
4.4.2 Montaje del permeámetro líquido para desplazamientos .....	110
4.4.3 Desplazamiento a caudal de 0.25 ml/min (136 Barriles/día).....	111
4.4.4 Desplazamiento a caudal de 0.5 ml/min (273 Barriles/día).....	115
4.4.5 Desplazamiento a caudal de 1.5 ml/min (820 Barriles/día).....	119
4.5 DETERMINACIÓN DEL PORCENTAJE DE ASFALTENOS DEPOSITADOS.....	120
5. MODELAMIENTO DE LA DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS .....	122
5.1 CONSIDERACIONES PARA LA SOLUCIÓN NUMÉRICA.....	122
5.2 ESQUEMA DEL MODELO NUMÉRICO SIMULINK.....	123
5.2.1 Convenciones básicas de SIMULINK .....	123
5.2.2 Esquemas de ecuaciones del modelo numérico.....	125
5.3 EVALUACIÓN DEL MODELO NUMÉRICO .....	127
5.3.1 Ajuste mediante datos de referencia.....	127
5.3.2 Evaluación para el desplazamiento a caudal de 0.25 ml/min (136 Barriles/día)	
.....	130
5.3.3 Evaluación para el desplazamiento a caudal de 0.5 ml/min (273 Barriles/día).	137
6. CONCLUSIONES .....	145
7. RECOMENDACIONES.....	147
BIBLIOGRAFÍA.....	149
ANEXOS.....	155

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Prueba SARA.....	26
<b>Figura 2.</b> Modelo Yen-Mullins.....	29
<b>Figura 3.</b> Modelo de Murgich.....	29
<b>Figura 4.</b> Moléculas de asfaltenos.....	30
<b>Figura 5.</b> Modelo coloidal.....	32
<b>Figura 6.</b> Efecto composicional en asfaltenos.....	36
<b>Figura 7.</b> Asfaltenos precipitados vs precipitante utilizado.....	37
<b>Figura 8.</b> Efecto de la presión en los asfaltenos.....	39
<b>Figura 9.</b> Componentes orgánicos en el crudo.....	43
<b>Figura 10.</b> Formación de micelas de los agregados de asfaltenos.....	43
<b>Figura 11.</b> Floculación y precipitación de componentes pesados.....	43
<b>Figura 12.</b> Fenómeno coloidal estérico.....	43
<b>Figura 13.</b> Migración de las moléculas peptizantes.....	44
<b>Figura 14.</b> Muestra la floculación y la depositación de partículas pesadas y grandes.....	44
<b>Figura 15.</b> Potencial generado en tubería.....	45
<b>Figura 16.</b> Depositación electrocinética en tubería.....	45
<b>Figura 17.</b> Envoltente típica de precipitación de asfaltenos.....	47
<b>Figura 18.</b> Curva de Boer.....	50
<b>Figura 19.</b> Oliensis test.....	53
<b>Figura 20.</b> Envoltente de Precipitación de Asfaltenos (EPA) para el pozo Col-25.....	58
<b>Figura 21.</b> Plug sintético.....	61
<b>Figura 22.</b> Arena fina, caolín blanco, resina epóxica y endurecedor epóxico.....	62
<b>Figura 23.</b> Gráfica de permeabilidad /porosidad vs porcentaje de caolín blanco.....	63
<b>Figura 24.</b> Relación de centímetro cúbico de solución epóxica / masa de mezcla vs porcentaje de caolín blanco.....	65
<b>Figura 25.</b> Mezcla de resina epóxica y endurecedor epóxica. Mezcla de arena fina y caolín blanco.....	66
<b>Figura 26.</b> Mezcla homogénea para construcción de plug sintético.....	67
<b>Figura 27.</b> Montaje para la construcción de núcleos sintéticos con torquímetro.....	68

<b>Figura 28.</b> Viscosímetro Saybolt.....	70
<b>Figura 29.</b> Gráfica viscosidad cinemática de mezcla vs. Fracción volumétrica solvente. ..	73
<b>Figura 30.</b> Montaje de embudo Büchner y erlenmeyer con salida lateral.....	75
<b>Figura 31.</b> Montaje ASTM D2007-80. ....	76
<b>Figura 32.</b> Montaje para saturación de muestras sintéticas.....	78
<b>Figura 33.</b> Permeámetro líquido. ....	79
<b>Figura 34.</b> Caminos taponantes y no taponantes. ....	81
<b>Figura 35.</b> Régimen estado estable a 0.5 ml/min.....	88
<b>Figura 36.</b> Régimen estado pseudo-estable. 1 y 2 ml/min.....	89
<b>Figura 37.</b> Régimen de deposición continuo. ....	90
<b>Figura 38.</b> Núcleos sintéticos contenidos en desecador.....	95
<b>Figura 39.</b> Correlación de permeabilidad de núcleo vs torque aplicado.....	96
<b>Figura 40.</b> Resultado de API Crudo Colorado .....	98
<b>Figura 41.</b> Resultado de API Crudo Cantagallo .....	98
<b>Figura 42.</b> Resultado BS&W Crudo Colorado .....	98
<b>Figura 43.</b> Resultado BS&W Crudo Cantagallo.....	98
<b>Figura 44.</b> Asfaltenos del crudo del Campo Colorado, por norma ASTM D2007-80 .....	100
<b>Figura 45.</b> Asfaltenos del crudo del Campo Cantagallo, por norma ASTM D2007-80.....	100
<b>Figura 46.</b> Muestras de crudo con n-heptano.....	101
<b>Figura 47.</b> Onset crudo Campo Cantagallo por viscosimetría .....	102
<b>Figura 48.</b> Onset crudo Campo Colorado por viscosimetría .....	103
<b>Figura 49</b> Espectrofotometro NIR (Near Infrared) o infrarrojo cercano .....	104
<b>Figura 50.</b> Onset crudo Campo Cantagallo por NIR.....	105
<b>Figura 51.</b> Onset crudo Campo Colorado NIR.....	106
<b>Figura 52.</b> Montaje del equipo de desplazamiento .....	110
<b>Figura 53.</b> Desplazamiento a caudal de 0.25 ml/min (136 BPD) (K/Ki vs t) .....	112
<b>Figura 54.</b> Desplazamiento a caudal de 0.25 ml/min (136 BPD) (Daño vs t).....	113
<b>Figura 55.</b> Núcleo sintético número 12 al finalizar prueba.....	114
<b>Figura 56.</b> Desplazamiento a caudal de 0.5 ml/min (273 BPD) (K/Ki vs t) .....	116
<b>Figura 57.</b> Desplazamiento a caudal de 0.5 ml/min (Daño vs t) (273 BPD) .....	116
<b>Figura 58.</b> Núcleo sintético número 1 al finalizar la prueba.....	118

<b>Figura 59.</b> Resultados determinación asfaltenos después de Core Holder.....	120
<b>Figura 60.</b> Esquema SIMULINK de ecuación 17.....	125
<b>Figura 61.</b> Esquema SIMULINK de ecuación 16.....	126
<b>Figura 62.</b> Esquema SIMULINK de ecuación 15.....	126
<b>Figura 63.</b> Ajuste del modelo.....	127
<b>Figura 64.</b> Desplazamiento a caudal de 0.25 ml/min (136 BPD) mediante SIMULINK (k/ki vs tiempo) .....	130
<b>Figura 65.</b> Comparación entre modelo y datos experimentales a caudal de 0.25 ml/min (136 BPD).....	131
<b>Figura 66.</b> $\sigma_p$ (Volumen de asfaltenos depositados por unidad de volumen inicial de caminos taponantes) vs Tiempo en desplazamiento 0.25 ml/min (136 BPD).....	134
<b>Figura 67.</b> $\sigma_{np}$ (Volumen de asfaltenos depositados por unidad de volumen inicial de caminos no taponantes) vs Tiempo en desplazamiento 0.25 ml/min(136 BPD).....	135
<b>Figura 68.</b> $u_p$ (Velocidad en los caminos taponantes) vs Tiempo en desplazamiento 0.25 ml/min (136 BPD).....	136
<b>Figura 69.</b> $u_{np}$ (Velocidad en los caminos no taponantes) vs Tiempo en desplazamiento 0.25 ml/min (136 BPD) .....	136
<b>Figura 70.</b> Desplazamiento a caudal de 0.5 ml/min (273 BPD) mediante SIMULINK (k/ki vs tiempo) .....	137
<b>Figura 71.</b> Comparación entre modelo y datos experimentales a caudal de 0.5 ml/min (273 BPD).....	138
<b>Figura 72.</b> $u_{np}$ (Velocidad en los caminos no taponantes) vs Tiempo en desplazamiento 0.5 ml/min (273 BPD) .....	140
<b>Figura 73.</b> $\sigma_{np}$ (Volumen de asfaltenos depositados por unidad de volumen inicial de caminos no taponantes) vs Tiempo en desplazamiento 0.5 ml/min (273 BPD).....	140
<b>Figura 74.</b> $u_p$ (Velocidad en los caminos taponantes) vs Tiempo en desplazamiento 0.5 ml/min (273 BPD).....	141
<b>Figura 75.</b> $\sigma_p$ (Volumen de asfaltenos depositados por unidad de volumen inicial de caminos taponantes) vs Tiempo en desplazamiento 0.5 ml/min (273 BPD) .....	142

## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Análisis SARA para diferentes pozos del Campo Colorado.....	56
<b>Tabla 2.</b> Índices de Inestabilidad Coloidal para el Campo Colorado.....	57
<b>Tabla 3.</b> Ecuaciones para viscosidad Saybolt (Universal y Furol) .....	72
<b>Tabla 4.</b> Formulación para construcción de núcleos sintéticos 50 mD.....	92
<b>Tabla 5.</b> Resultados de construcción de núcleos sintéticos sin control de la compresión..	92
<b>Tabla 6.</b> Resultados de construcción de núcleos sintéticos con control de compresión. ...	94
<b>Tabla 7.</b> Núcleos seleccionados.....	97
<b>Tabla 8.</b> Resultados de gravedad API y BS&W.....	98
<b>Tabla 9.</b> Resultados determinación de porcentaje de asfaltenos ASTM D2007-80.....	100
<b>Tabla 10.</b> Composición (promedio) de agua de formación del Campo Cantagallo.....	107
<b>Tabla 11.</b> Composición salmuera sintética para saturación de núcleos .....	108
<b>Tabla 12.</b> Resultados de saturación de núcleos.....	109
<b>Tabla 14.</b> Resultados desplazamiento a caudal de 0.25 ml/min (136 BPD) .....	114
<b>Tabla 15.</b> Resultados desplazamiento a caudal de 0.5 ml/min (273 BPD) .....	118
<b>Tabla 16.</b> Resultados desplazamiento a caudal de 1.5 ml/min (820 BPD) .....	119
<b>Tabla 17.</b> Resultados de porcentaje de asfaltenos depositado en cada desplazamiento	120
<b>Tabla 18.</b> Convenciones SIMULINK .....	123
<b>Tabla 19.</b> Variables experimentales ajuste modelo Alí- modelo SIMULINK .....	128
<b>Tabla 20.</b> Variables ajustables modelo Alí- modelo SIMULINK .....	129
<b>Tabla 21.</b> Variables experimentales en software caudal 0.25ml/min (136 BPD).....	132
<b>Tabla 22.</b> Variables ajustables en software caudal 0.25 ml/min (136 BPD).....	133
<b>Tabla 23.</b> Variables experimentales en software caudal 0.5ml/min (273 BPD).....	142
<b>Tabla 24.</b> Variables ajustables en software caudal 0.5ml/min (273 BPD).....	143

## LISTA DE ANEXOS

<b>ANEXO A.</b>	RESULTADOS DE DESPLAZAMIENTO CAUDAL 0.25 ML/MIN (136 BPD) .155
<b>ANEXO B.</b>	RESULTADOS DE DESPLAZAMIENTO CAUDAL 0.5 ML/MIN (273 BPD) ...159
<b>ANEXO C.</b>	ESQUEMA FINAL MODELO EN SIMULINK - MATLAB .....161
<b>ANEXO D.</b>	DATOS COMPARACIONES DATOS EXPERIMENTALES Y SIMULADOS .162

## RESUMEN

**TÍTULO:** EVALUACIÓN DEL EFECTO DE LA DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS EN EL MEDIO POROSO A CONDICIONES DINÁMICAS PARA UN CRUDO COLOMBIANO\*.

**AUTORES:** ROBERT EDUARDO PADRÓN GARCÍA, JUAN CARLOS LIZCANO NIÑO\*\*.

**PALABRAS CLAVES:** Daño a la Formación, Asfaltenos, Depositación, Modelamiento Numérico, Medio Poroso, Onset de Precipitación.

### DESCRIPCIÓN:

La depositación de asfaltenos en el medio poroso es considerada un problema de daño a la formación, el cual se puede presentar durante procesos de desplazamiento miscible, recobro mejorado o producción primaria, y afecta negativamente la productividad del pozo. A pesar que la precipitación de asfaltenos es un fenómeno ampliamente conocido, los estudios experimentales relacionados con mecanismos de depositación son escasos.

El objetivo de esta investigación consistió en cuantificar experimentalmente la depositación de asfaltenos en el medio poroso y modelarla numéricamente mediante unas ecuaciones preestablecidas, disponibles en la literatura. Para esto, se desarrolló una metodología experimental que permitió reproducir la depositación de asfaltenos en pruebas de laboratorio en núcleos sintéticos, utilizando muestras de tanque de dos campos colombianos.

Esta metodología consiste en determinar características básicas (API, BSW, Contenido de asfaltenos), así como el *onset* de precipitación (utilizando n-heptano como agente precipitante) y realizar desplazamientos a tasas constantes. Estas pruebas de desplazamiento evidenciaron porcentajes de daño entre el 18% y el 27%. El modelo numérico seleccionado, fue desarrollado mediante el uso de la herramienta Simulink, de MATLAB. Este se validó con los resultados experimentales, obteniendo un ajuste satisfactorio, con errores relativos menores a 5%. Se pudieron observar diferentes regímenes de depositación, variando la tasa de inyección. Además de modelar la reducción de permeabilidad, la herramienta permitió la evaluación de otras variables en el proceso de depositación, como las velocidades locales y la cantidad de asfaltenos depositados.

---

\* Trabajo de Grado.

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director M. Sc. Luis Felipe Carrillo Moreno, Codirector M. Sc. Emiliano Ariza León.

## ABSTRACT

**TITLE:** EVALUATION OF THE EFFECT OF THE ASPHALTENE DEPOSITION IN POROUS MEDIA AT DYNAMIC CONDITIONS FOR A COLOMBIAN CRUDE OIL\*.

**AUTHORS:** ROBERT EDUARDO PADRÓN GARCÍA, JUAN CARLOS LIZCANO NIÑO\*\*.

**KEY WORDS:** Formation Damage, Asphaltenes, Deposition, Numerical Modeling, Porous Media, Precipitation Onset.

### DESCRIPTION:

Asphaltene deposition in porous media is considered a formation damage issue, which may happen during miscible flooding processes, EOR or even primary production, and this may have profound effects on oil production. Although asphaltene precipitation is widely known in literature, the works related to asphaltene deposition in porous media are rather limited.

This work searched for an experimental quantification of asphaltene deposition in porous media, and a numerical simulation of this process by established equations. An experimental methodology was developed in order to recreate asphaltene deposition on laboratory, using synthetic cores and stock tank oil samples from two different Colombian fields.

This methodology consists in determinate basic properties (API, BSW, % asphaltenes), precipitation onset (using n-heptane as a precipitating agent) and perform core floodings at constant rates, these displacement tests showed damage due to asphaltenes between 18% and 27%.. The numerical model was developed using Simulink tool, from MATLAB. This model was validated with the experimental results, obtaining a satisfactory agreement, with relative errors between this data less than 5%. Different regimes of deposition were observed, varying flooding rate. Besides modeling permeability reduction, the model was able to evaluate other variables in the deposition process, as the local speed and the amount of deposited asphaltenes in porous media.

---

\* Undergraduated Project.

\*\* Physic-chemist Engineering Faculty. Petroleum Engineering School, Director M. Sc. Luis Felipe Carrillo Moreno, Codirector M. Sc. Emiliano Ariza León.

## INTRODUCCIÓN

La producción de crudos con tendencia a depositar asfaltenos, ha sido desde siempre un reto para la ingeniería de petróleos. Estos crudos representan un gran potencial energético para la industria, cualquier fenómeno que afecte la productividad de estos campos puede traer un gran impacto económico.

La depositación de asfaltenos en el sistema de producción y en el medio poroso es conocida por ser un problema importante de daño a la formación. Esta disminuye la permeabilidad de la roca en el medio poroso, y disminuye diámetros de tuberías. Durante años, se han realizado diversos estudios que intentan comprender a fondo la naturaleza de los asfaltenos y su depositación, para así poder realizar operaciones de prevención o remediación efectivas. A pesar de la investigación realizada en este campo en los últimos años, el modelamiento de la depositación de los asfaltenos continúa siendo una labor compleja debido a los diversos factores termodinámicos, físicos y composicionales involucrados.

Los asfaltenos son la fracción más pesada del crudo y estos se encuentran suspendidos en estado coloidal. Sin embargo, ciertas condiciones de presión, temperatura, composición y dinámicas pueden romper el equilibrio y hacer que estos se agreguen, precipiten, y depositen en las paredes del poro. La depositación en el medio poroso, traerá como consecuencia la reducción de la permeabilidad absoluta de este, creación de emulsiones y cambios en la mojabilidad del medio poroso, afectando su productividad.

Conocer los factores que están involucrados en este fenómeno, ayudará a extender la vida productiva del pozo. No obstante, la depositación de asfaltenos en

el medio poroso a condiciones dinámicas no ha sido ampliamente estudiada en Colombia.

Por esto que el presente trabajo se orienta en el modelamiento de depositación de asfaltenos en el medio poroso a condiciones dinámicas en crudos de campos colombianos, tales como Colorado y Cantagallo. La realización de pruebas experimentales y posterior modelamiento de depositación sentará un precedente para el aseguramiento de flujo de crudos de tipo mixtos (parafínicos-asfalténicos) o asfalténicos.

En el capítulo uno se presentan los conceptos fundamentales de la fisicoquímica de los asfaltenos y su comportamiento en el medio poroso, ante cambios termodinámicos y composicionales en el yacimiento. También se enuncian los problemas debido a la acumulación de depósitos asfalténicos y sus posibles soluciones tanto preventivas como remediales.

En el segundo capítulo se muestra la metodología experimental desarrollada para la determinación de la depositación de asfaltenos en el medio poroso a condiciones dinámicas, la cual permitiría obtener los parámetros necesarios para el modelamiento de la depositación. Esta metodología fue adaptada de la literatura reciente, y puede servir de referencia investigaciones futuras aplicadas en el área.

En el capítulo tres se analizan las ecuaciones y las variables que componen el modelo numérico a programar mediante una herramienta software, para reproducir el comportamiento de variables que influyen en la depositación de los asfaltenos en el medio poroso.

En el capítulo 4 se presentan los resultados experimentales de la metodología planteada, la cual fue desarrollada en muestras crudo de tanque para dos campos Colombianos.

Finalmente, el capítulo 5 trata del ajuste realizado con la herramienta SIMULINK de MATLAB. En este se encuentran los diagramas de flujo que modelan las

ecuaciones y los comportamientos obtenidos para cada desplazamiento. Una vez se valida el comportamiento de la simulación con los datos experimentales de referencia, se procede a ajustar los respectivos resultados experimentales, modelando comportamientos de distintas variables involucradas en el modelo descrito en el capítulo 3.

## 1. MARCO DE REFERENCIA

### 1.1 GENERALIDADES SOBRE LOS ASFALTENOS

El petróleo es una mezcla de compuestos orgánicos de diferente estructura y pesos moleculares, lo cual hace que el análisis de este fluido sea un proceso complejo. Los asfaltenos contenidos en el crudo son una de las fracciones más problemática presentes en crudo, conllevando a daños en cualquier punto del sistema de producción de pozos.

#### 1.1.1 Daño a la formación

El daño a la formación se define como cualquier alteración física o química, que provoque una reducción de la productividad de un pozo en cualquiera de sus etapas de vida, como la perforación, completamiento, producción, trabajos de “workover”, estimulaciones, recobro secundario o recobro mejorado.<sup>1</sup>

Existen varios mecanismos que inducen el daño a la formación, entre ellos está la reducción de la permeabilidad absoluta debido al taponamiento de los poros interconectados de la roca, esto se da por migración de finos, taponamiento por sólidos, hinchamiento de arcillas, precipitación de escamas orgánicas e inorgánicas; otro mecanismo es la reducción de la permeabilidad relativa al petróleo o al gas debido a cambios de saturación o mojabilidad en el yacimiento, esto puede ser el resultado de bloqueos por agua en el yacimiento, cambios de mojabilidad y reducción de permeabilidad relativa en el yacimiento debido a operaciones erróneas en la vida del pozo; y por último se encuentra el aumento de viscosidad debido a la formación de emulsiones en el yacimiento, o debido a precipitación y depositación de escamas orgánicas del crudo.

---

<sup>1</sup> CIVAN, Faruk. “Reservoir Formation Damage, Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation”. Gulf Professional Publishing. University of Oklahoma, 2000.

### 1.1.2 Prueba SARA

Debido a que el contenido de asfaltenos en el petróleo constituye un factor importante en la determinación de los trayectos de procesamiento y refinación de un crudo, se ha desarrollado un método de laboratorio conveniente para cuantificar la fracción de asfaltenos. Esta técnica separa el petróleo muerto, o petróleo que ha perdido sus componentes gaseosos, en saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos “denominada la prueba SARA”, dependiendo de su solubilidad y polaridad. La prueba consiste en la separación del petróleo en saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos. Los asfaltenos se separan de los otros componentes hidrocarburos mediante el agregado de un n-alcano, tal como n-heptano o propano. Los componentes remanentes, denominados maltenos, son fraccionados en forma siguiente pasando la mezcla a través de una columna (ver figura 1). Cada componente es removido de la columna mediante lavado con diversos solventes. Los hidrocarburos saturados, son removidos mediante lavado con n-alcano. Saturado significa que la molécula contiene el número máximo de átomos de hidrógeno posibles. Los saturados también se denominan alcanos. La más simple de estas moléculas es el metano ( $\text{CH}_4$ ). Los aromáticos incorporan uno o más anillos de seis átomos de carbono y seis átomos de hidrógeno. El aromático más simple es el benceno ( $\text{C}_6\text{H}_6$ ).<sup>2</sup>

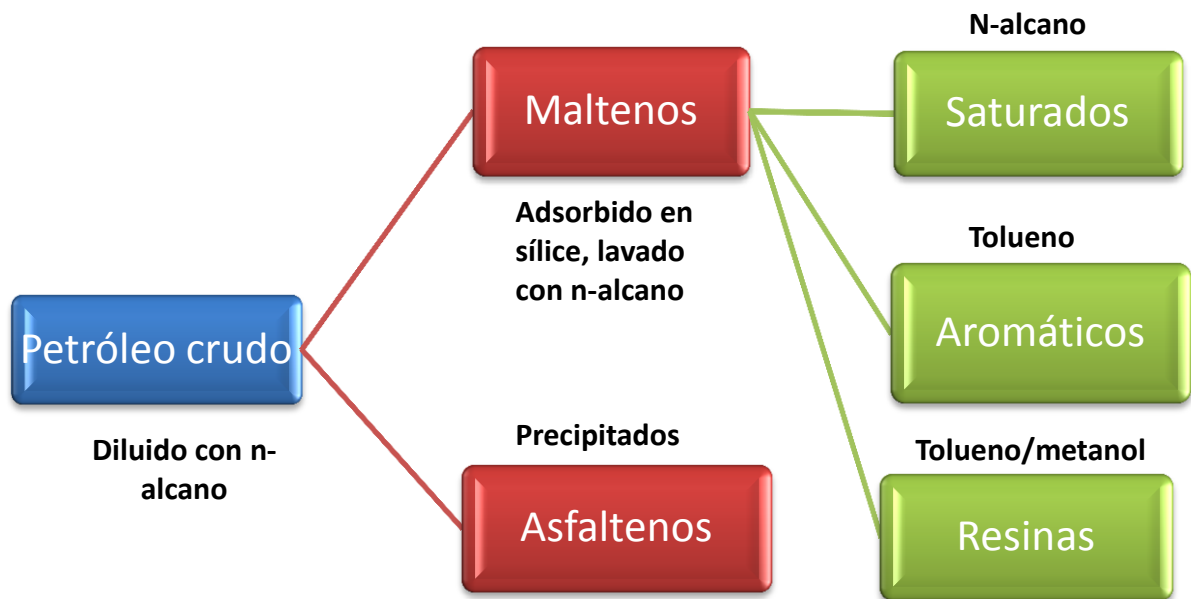
Las resinas poseen una solubilidad característica, y se asemejan un tanto a los asfaltenos. Constituyen el componente polar no volátil del petróleo crudo que es soluble en n-alcanos e insoluble en propano líquido. Son aquellas moléculas que rodean los asfaltenos mientras las micelas alifáticas se extienden en el aceite. Las resinas pueden actuar para estabilizar la dispersión de partículas asfálticas y pueden ser convertidas a asfaltenos mediante oxidación. Sin embargo las resinas

---

<sup>2</sup> Kamran AKBARZADEH, Ahmed HAMMAMI, Abdel KHARRAT, Dan ZHANG. “Los asfaltenos: Problemáticos pero ricos en potencial”, Oilfield review, Schlumberger. Alberta – Canadá, 2007. ISSN: 0923-1730.

son asumidas como compuestos solubles en líquido hidrocarburo. Las resinas puras son líquidas y pesadas o sólidos viscosos (amorfos), y a su vez son tan volátiles como los hidrocarburos de su mismo tamaño. <sup>2</sup>

**Figura 1.** Prueba SARA



Fuente: Tomado y modificado de “Los asfaltenos: Problemáticos pero ricos en potencial”, Oilfield review, Schlumberger, Kamran Akbarzadeh, Ahmed Hammami, Abdel Kharrat, Dan Zhang, Edmonton, Alberta – Canadá, 2007.

La ventaja del método SARA es que se trata de un procedimiento simple, que puede ser llevado a cabo en muchos laboratorios. No obstante, el análisis SARA también plantea numerosas desventajas, que se ponen de manifiesto cuando se utiliza con fines ajenos a su objetivo original. En primer lugar, el petróleo muerto carece de los componentes gaseosos que están disueltos en los petróleos vivos y, por ende, los resultados no son representativos de la forma en que actuaría el petróleo bajo condiciones de yacimiento. Además, los métodos de laboratorio

difieren considerablemente y la solubilidad de los asfaltenos varía con el tipo de n-alcano utilizado para precipitarlos. Esto significa que un mismo petróleo podría tener dos o más resultados SARA, dependiendo del precipitante utilizado. Dada su simplicidad, el análisis SARA se ha convertido en un medio generalizado para comparar los petróleos, pero a menudo, como no se informan las variaciones de las técnicas de laboratorio, las comparaciones entre laboratorios probablemente carecen de validez. Aunque el método SARA constituye un primer paso razonable para categorizar los crudos muertos, provee una caracterización insuficiente tanto para las necesidades de refinación del petróleo como para los problemas del sector de exploración y producción, donde se necesitan las propiedades de los petróleos vivos.<sup>3</sup>

### **1.1.3 Definición de asfaltenos**

Los asfaltenos son moléculas o estructuras poli-aromáticas, que contienen heteroátomos tales como azufre, oxígeno, nitrógeno y metales como vanadio y níquel; estos existen en el petróleo en un estado agregado en forma de suspensión, los cuales son rodeados y estabilizados al mismo tiempo mediante resinas. Los fluidos hidrocarburos son compuestos que abarcan un rango de composiciones desde el gas natural seco hasta el alquitrán. A lo largo de este rango, la densidad y la viscosidad aumentan significativamente y el color cambia de marrón claro a marrón oscuro, a medida que se incrementa el contenido de asfaltenos de 0 a casi 20%.<sup>3</sup>

Antes de los primeros pozos comerciales, ya se hablaba del término asfaltenos. El término se originó en 1837 cuando J.B. Boussingault definió a los asfaltenos como el residuo de la destilación del bitumen: insoluble en alcohol y soluble en

---

<sup>3</sup> Kamran AKBARZADEH, Ahmed HAMMAMI, Abdel KHARRAT, Dan ZHANG. “Los asfaltenos: Problemáticos pero ricos en potencial”, Oilfield review, Schlumberger. Alberta – Canadá, 2007. ISSN: 0923-1730.

trementina.<sup>4</sup> La definición que se utiliza actualmente es similar: insoluble en n-alcános, tales como el n-pentano o el n-heptano, y soluble en tolueno. Los asfaltenos obtenidos de esta manera son sólidos friables, de color oscuro, con una densidad de aproximadamente 1.2 g/cm<sup>3</sup>. Además son infusibles, lo que significa que no poseen un punto de fusión definido, pero se descomponen frente al calor, dejando un residuo carbonoso.

#### 1.1.4 Estructura Molecular de los asfaltenos

El conocimiento de la estructura molecular de los asfaltenos es limitado. A pesar de que se han hecho muchos esfuerzos en el área, todavía existen discrepancias sobre la estructura molecular de estas moléculas<sup>5</sup>. T.F. Yen en 1974,<sup>6</sup> Sugirió a partir de análisis microscópicos una estructura de asfaltenos, en la cual se podía observar una molécula con un núcleo aromático central, y cadenas alquílicas alrededor, tal como si fuera un continente, como se puede apreciar en la figura 2. Este modelo de Yen, (Yen-Mullins o modelo Isla)<sup>7</sup>, concuerda con la teoría termodinámica coloidal, la cual se describe más adelante.

---

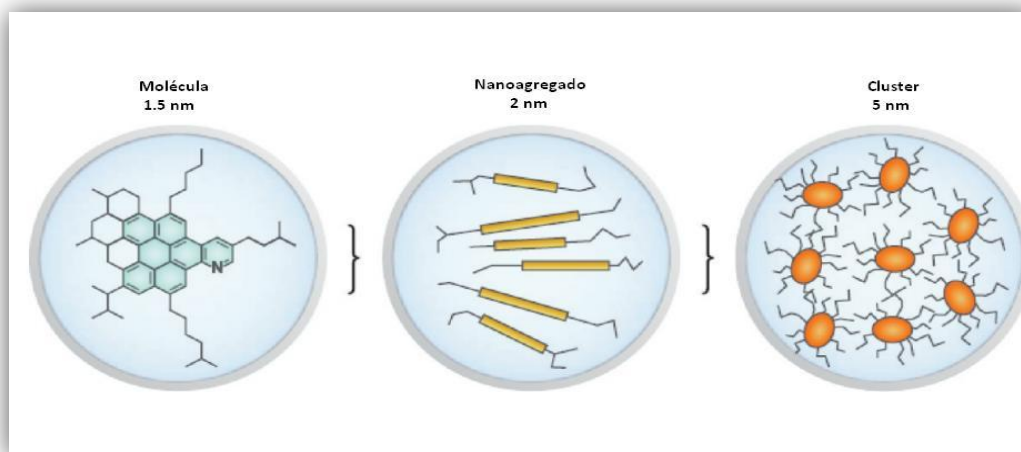
<sup>4</sup> BOUSSINGAULT JB: "Memoire sur la composition des bitumens," *Annales de Chimie et de Physique* 64 (1837): 141. Citado en AUFLEM IH: "Influence of Asphaltene Aggregation and Pressure on Crude Oil Emulsion Stability," *Doktor Ingeniør Thesis*, Universidad Noruega de Ciencia y Tecnología, Trondheim, junio de 2002.

<sup>5</sup> Juan MURGICH. *Molecular Recognition and Molecular Mechanics of Micelles of Some Model Asphaltenes and Resin*. *Energy & Fuels* 1996, Vol. 10, 68-76. ISSN: 0887-0624.

<sup>6</sup> Oliver C. MULLINS. The modified Yen model. *Energy & Fuels* 2010. Vol. 24, 2179-2207. ISSN: 0887-0624.

<sup>7</sup> Olliver C. MULLINS. The Asphaltenes. *Annual Review Analytical Chemistry*. Vol. 4, 393-418 2011. ISSN: 1936-1327.

**Figura 2.** Modelo Yen-Mullins



Fuente: Tomado y modificado de Asphaltenes Annu. Rev. Anal. Chem. 2011. 4:393–418. Olliver C. Mullins.

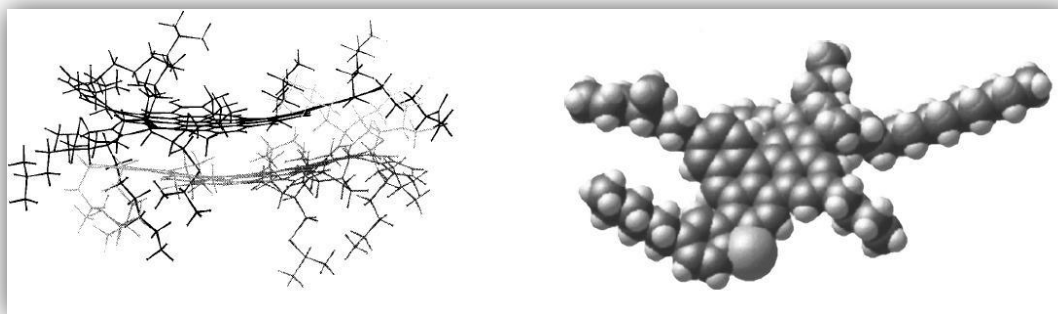
Sin embargo, Strauz y Murgich,<sup>8 9</sup> adelantaron varios estudios en muestras de asfaltenos venezolanos y canadienses,<sup>10</sup> en las cuales las estructuras moleculares que obtenían, no eran un gran grupo aromático con micelas alcanas, en realidad eran como varias ‘islas’ aromáticas unidas por puentes alcanos, como se muestra en la figura 3.

**Figura 3.** Modelo de Murgich.

<sup>8</sup> Juan MURGICH & Otto P. STRAUZ. Molecular Mechanics of Aggregates of Asphaltenes and Resins of the Athabasca oil field. Petroleum Science and Technology, Vol. 19, 1-2, 231-243. ISSN: 1532-2459.

<sup>9</sup> Juan MURGICH. Intermolecular forces in Aggregates of Asphaltenes and Resins. Petroleum Science and Technology 2002, Vol. 20; 9-10, 983-997. ISSN: 1532-2459.

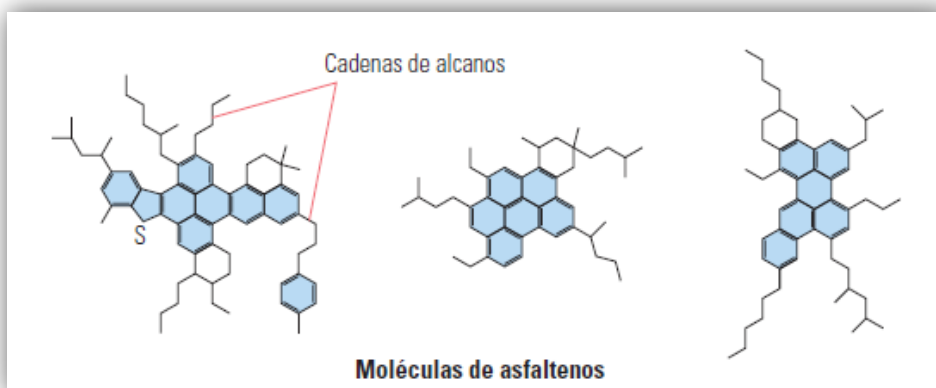
<sup>10</sup> STRAUZ, O. P.; MOJELSKY, T. W.; LOWM, E. M. Fuel 1992, 71, 1355-1362. Citado en: MURGICH et al. The stability of the Asphaltene and Resin Aggregates and their Chemical Reactivity, University of Alberta, Canadá.



Fuente: Tomado y modificado de Juan Murgich & Otto P. Strausz (2001) Molecular Mechanics Of Aggregates Of Asphaltenes And Resins Of The Athabasca Oil, Petroleum Science and Technology, 19:1-2, 231-243.

Este enfoque podría contradecir la teoría termodinámica coloidal, junto con el hecho de que las resinas actúan como agente peptizante. Murgich propone que la mayoría de las resinas actúan como agentes peptizantes, pero al no ser el asfalteno una molécula con un único núcleo aromático, puede que algunas resinas tengan efectos adversos en su estabilidad.<sup>11</sup>

**Figura 4.** Moléculas de asfaltenos



<sup>11</sup> Juan MURGICH & Otto P. STRAUZS. Molecular Mechanics of Aggregates of Asphaltenes and Resins of the Athabasca oil field. Petroleum Science and Technology, Vol. 19, 1-2, 231-243. ISSN: 1532-2459.

Fuente: Tomado de “Los asfaltenos: Problemáticos pero ricos en potencial”, Oilfield review, Schlumberger, Kamran Akbarzadeh, Ahmed Hammami, Abdel Kharrat, Dan Zhang, Edmonton, Alberta – Canadá, 2007.

En la Figura 4, se observan las estructuras moleculares de los asfaltenos, entre ellas tres de las numerosas estructuras de asfaltenos posibles, que constituyen una clase de moléculas compuestas de anillos aromáticos agrupados (figura azul) con cadenas de alcanos. Algunos anillos pueden ser no aromáticos. Muchos de los anillos se fusionan, implicando compartir al menos un lado. Los heteroátomos, tales como azufre, nitrógeno, oxígeno, vanadio y níquel, pueden estar presentes en los anillos aromáticos. La molécula de la izquierda contiene un heteroátomo en forma de azufre [S]. Algunos asfaltenos constan de grupos múltiples de anillos ligados por cadenas de alcanos. La molécula de la izquierda contiene dos de esos grupos.<sup>12</sup>

### 1.1.5 Modelos termodinámicos

Se han reportado diferentes enfoques para el modelamiento de la precipitación de los asfaltenos a través de los años, estos son algunos de ellos:

#### 1.1.5.1 Modelo coloidal

Leontaritis y Mansoori propusieron un enfoque para la floculación de los asfaltenos basados en un modelo termodinámico coloidal<sup>13</sup>. La figura 5 representa

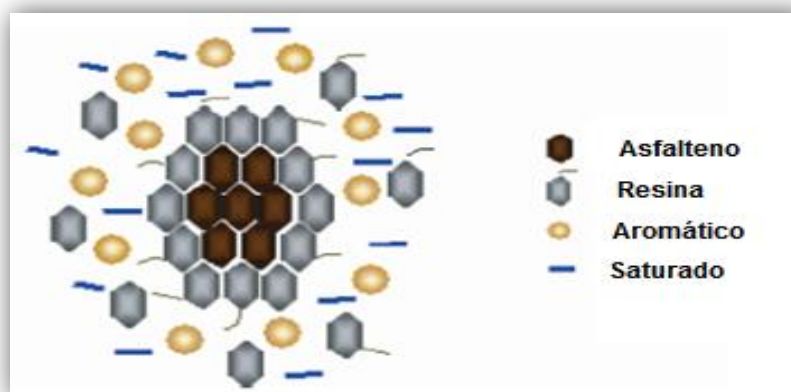
---

<sup>12</sup> Kamran AKBARZADEH, Ahmed HAMMAMI, Abdel KHARRAT, Dan ZHANG. “Los asfaltenos: Problemáticos pero ricos en potencial”, Oilfield review, Schlumberger. Alberta – Canadá, 2007. ISSN: 0923-1730.

<sup>13</sup> LEONTARITIS, K.J., and MANSOORI, G.A. Asphaltene Flocculation during Oil Production and Processing: A Thermodynamic-Colloidal Model. SPE paper No.16258. SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, 4-6 Febrero, San Antonio, Texas. 1987.

un esquema simple del crudo en función de sus fracciones, saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos.

**Figura 5.** Modelo coloidal



Fuente: Tomado y modificado de Mullins et al. *Asphaltenes, Heavy Oils and Petroleomics*. Primera Edición. 2007.

Se cree que las moléculas de asfaltenos están rodeadas por resinas, las cuales actúan como un agente peptizante, esto significa, que las resinas mantienen a los asfaltenos en una suspensión coloidal. Las resinas están compuestas típicamente de un grupo altamente polar, que a menudo contiene heteroátomos tales como el oxígeno, azufre y nitrógeno, al igual que grupos parafínicos no polares. Las resinas son atraídas a las micelas de los asfaltenos a través de su grupo final. Esta atracción es un resultado de la interacción entre los puentes de hidrogeno y las interacciones dipolo-dipolo que nacen de las altas polaridades de la resina y el asfaleno. El componente parafínico de las resinas actúa como una cola que permite la transición hacia la parte relativamente no polar del crudo, en donde las moléculas individuales existen en solución. Es por esto que los aromáticos (tal

como el tolueno) son relativamente buenos solventes tanto para las ceras como para los asfaltenos.<sup>14</sup>

Los altos pesos moleculares de los asfaltenos en el crudo sugieren que estos pueden estar parcialmente disueltos y parcialmente suspendidos en el aceite. Mientras que la disolución es un proceso termodinámico reversible bien conocido, la suspensión es un mecanismo irreversible más complejo. Se cree que los asfaltenos están suspendidos en el crudo mediante un modelo coloidal. Aunque es una teoría todavía sujeta a revisión.

#### **1.1.5.2 Modelo de sólidos**

El modelo más simple para la precipitación de asfaltenos es el modelo sólido trabajado por Gupta y Thomas et al. La precipitación de asfaltenos es representada como un sólido puro mientras que las fases de petróleo y gas son modeladas con una ecuación cúbica de estado. Thomas et al reportaron que el modelo sólido puede requerir del ingreso de un extenso número de parámetros empíricos con el objetivo de emparejar los datos experimentales. Estas modificaciones hicieron del modelo altamente empírico y difícil de usar. Thomas et al también investigó la representación de la precipitación de asfaltenos como una fase sólida multicomponente. Ellos usaron un modelo líquido-sólido debido a Won. Este modelo tiene también una extensa cantidad de parámetros. Thomas et al observó que este modelo no exhibía el correcto comportamiento cuando la concentración de solvente incrementaba y sugirió algunas modificaciones a este modelo.<sup>15</sup>

---

<sup>14</sup> MULLINS et al. *Asphaltenes, Heavy Oils and Petroleomics*. Primera Edición. Springer Science & Business Media. 2007.

<sup>15</sup> L.X. NGHIEM, M.S. HASSAM, and Ram NUTAKKI. Efficient Modelling of Asphaltene Precipitation. SPE paper No. 26642. SPE 68th Annual Technical Conference and Exhibition, 3-6 Octubre, Houston, Texas. 1993.

### 1.1.5.3 Modelo de solubilidad molecular

Este fue el primer importante enfoque en el modelamiento de la precipitación de asfaltenos en la ingeniería de petróleos debido a Hirschberg et al.<sup>16</sup> Los cálculos de equilibrio vapor-líquido con una ecuación de estado fueron por primera vez aplicados para dividir la mezcla en tres componentes: asfaltenos, resinas y un componente para el petróleo remanente y el solvente. Las fugacidades para estos componentes fueron calculadas con la teoría de solución polimérica Flory-Huggins. El comportamiento del modelo depende de los volúmenes molares y los parámetros de solubilidad del petróleo, resinas y asfaltenos. Burke et al, Novosad, Costain y Kokal et al usaron este enfoque para emparejar la data experimental con un limitado grado de éxito. Estos autores reportaron que este modelo reproduce el comportamiento de los asfaltenos cuantitativamente, pero además se requirió de unas mejoras para las predicciones cuantitativas. Kanakawa et al extendió este enfoque mediante la consideración de que los asfaltenos son polímeros heterogéneos en lugar de polímeros homogéneos.

### 1.1.6 Precipitación y deposición de asfaltenos

El término deposición ha sido utilizado a menudo para describir el proceso de precipitación. Por esto es importante hacer claridad de la diferencia entre ellos. Mientras que la precipitación puede ser definida como la formación de una fase sólida a partir de una fase líquida, la deposición puede ser definida como la formación y crecimiento de una capa de precipitado en una superficie. La precipitación de sólidos en una fase líquida es una condición necesaria pero no suficiente para que la deposición ocurra. Esto significa que la precipitación, a pesar de ser una precursora de la deposición no garantiza necesariamente que la deposición ocurra. Esto se debe a que, mientras la precipitación es principalmente una función de las variables termodinámicas tales como la presión,

---

<sup>16</sup> A. HIRSCHBERG, L.N.J., DE JONG, B.A., SCHIPPER and, J.G. MEIJER. Influence of Temperature and Pressure on Asphaltene Flocculation. Soc. Petrol. Eng., Vol. 24, June 1984, pp. 283-293.

temperatura y composición, la depositación también depende de las dinámicas del flujo, las transferencias de masa y energía, y las interacciones entre las fases sólidas y líquidas presentes.<sup>17</sup>

### **1.1.7 Precipitación de asfaltenos**

La experiencia de campo y las observaciones experimentales indican que la estabilidad de los asfaltenos depende de varios factores que incluyen la composición, presión y temperatura del aceite. Existe un consenso general en que el efecto de la composición, y consecuentemente el de la presión en la depositación de asfaltenos es más fuerte que el de la temperatura.

#### **1.1.7.1 Efecto composicional**

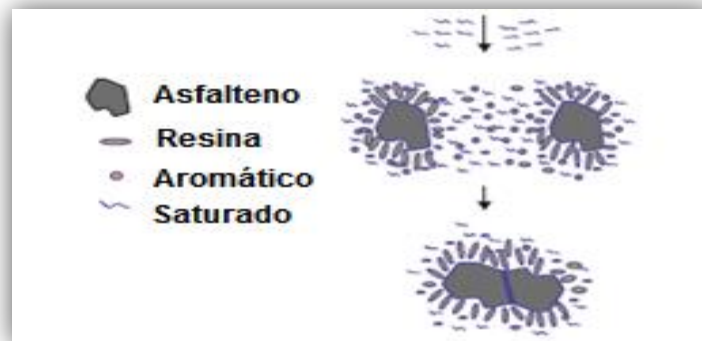
La precipitación de los asfaltenos puede ocurrir in situ durante la mezcla de fluidos hidrocarburos no compatibles, inyección de CO<sub>2</sub> o solventes, operaciones de gas lift que impliquen inyección de gases ricos, o trabajos de acidificación. La adición de compuestos con moléculas que difieren significativamente de las resinas y los asfaltenos en términos de tamaño y estructura, y por consiguiente, parámetros de solubilidad, cambia el equilibrio que existe en la porción no polar del crudo. Por ejemplo, cuando se inyectan líquidos alcanos (tales como el pentano, hexano o heptano) para reducir las viscosidades de los crudos pesados, las resinas tratan de separarse de las superficies asfálticas para restablecer el equilibrio en el crudo como se muestra en la figura 6. La precipitación de los asfaltenos puede ocurrir in situ durante la mezcla de fluidos hidrocarburos no compatibles, inyección de CO<sub>2</sub> o solventes, operaciones de gas lift que impliquen inyección de gases ricos, o trabajos de acidificación. La adición de compuestos con moléculas que difieren significativamente de las resinas y los asfaltenos en términos de tamaño y

---

<sup>17</sup> MULLINS et al. *Asphaltenes, Heavy Oils and Petroleomics*. Primera Edición. Springer Science & Business Media. 2007.

estructura, y por consiguiente, parámetros de solubilidad, cambia el equilibrio que existe en la porción no polar del crudo. Por ejemplo, cuando se inyectan líquidos alcanos (tales como el pentano, hexano o heptano) para reducir las viscosidades de los crudos pesados, las resinas tratan de separarse de las superficies asfálticas para restablecer el equilibrio en el crudo como se muestra en la figura 6.

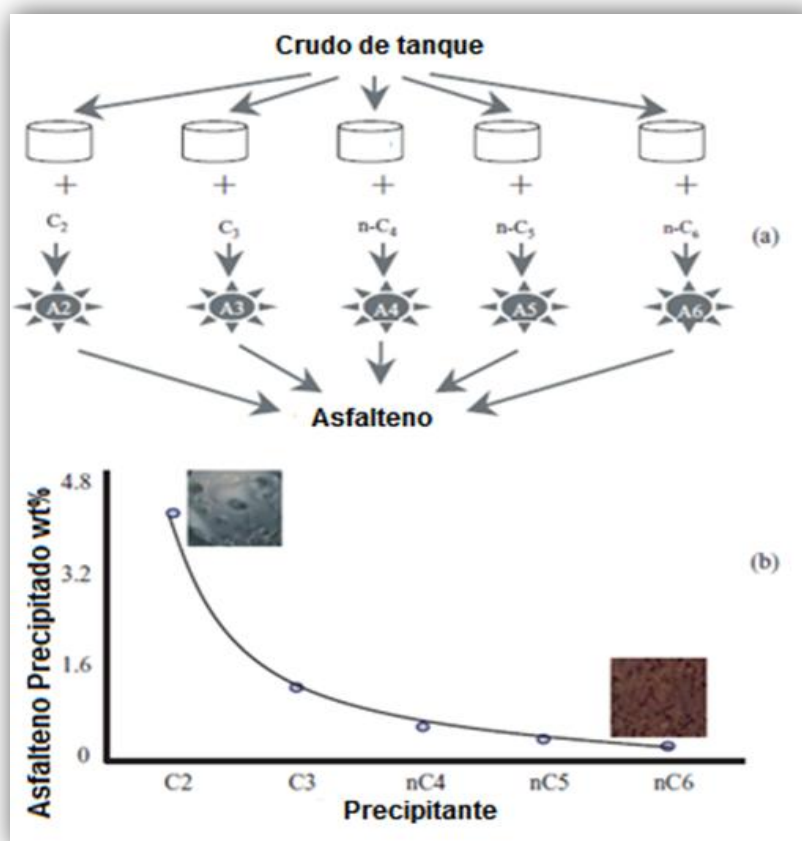
**Figura 6.** Efecto composicional en asfaltenos.



Fuente: Tomado y modificado de: Mullins et al. *Asphaltenes, Heavy Oils and Petroleomics*. Primera Edición. 2007

Esta separación de las resinas peptizantes fuerza a que las micelas de los asfaltenos se aglomeren para poder reducir la energía libre total de la superficie. Si se agregan suficientes cantidades del alcano en cuestión, las moléculas de asfaltenos se agregarán, superarán las fuerzas Brownianas de separación y empezarán a precipitar.

**Figura 7.** Asfaltenos precipitados vs precipitante utilizado



Fuente: Tomado y modificado de: Mullins et al. *Asphaltenes, Heavy Oils and Petroleomics*. Primera Edición. 2007.

Según la figura 7, la cantidad y el tipo del solvente añadido al crudo pueden ser cruciales a la hora de determinar la cantidad y las características del asfalteno precipitado. Estudios experimentales demuestran que la cantidad de asfaltenos precipitados del mismo crudo con varios alcanos (en proporción 40:1), disminuye a medida que aumentan los carbonos del alcano. Si se realizara una determinación visual de la calidad de los asfaltenos precipitados, se observarían cambios de las texturas de los asfaltenos depositados. Mientras que los asfaltenos depositados por los alcanos cortos son húmedos y pegajosos, los depositados por alcanos

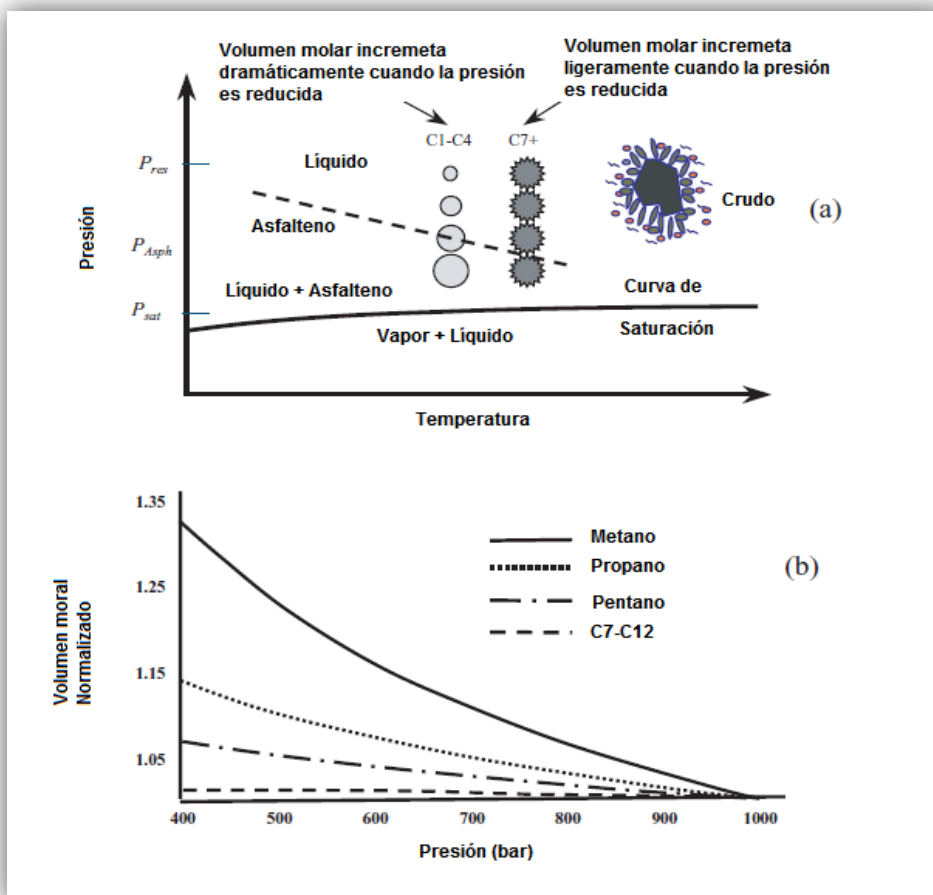
largos son secos y pulverizados. Esto se debe a que los asfaltenos precipitados por los alcanos cortos suelen contener resinas también. También se debe añadir, que si la titulación se realiza a temperatura ambiente, las ceras y resinas precipitarán con los asfaltenos.

#### **1.1.7.2 Efecto del cambio de presión**

La precipitación de asfaltenos también puede ocurrir en la tubería de producción, por debajo de la profundidad a la cual el aceite se satura. Este fenómeno es descrito ampliamente adscrito a las diferentes diferencias de compresibilidad entre los componentes ligeros y los pesados (como las resinas y los asfaltenos) del crudo subsaturado. De hecho, el volumen relativo de la fracción ligera en la fase líquida incrementa a medida que la presión del crudo subsaturado alcanza su punto de burbuja. Este efecto es similar a añadir hidrocarburos de baja masa molar (precipitantes de asfaltenos). Este concepto se ilustra esquemáticamente en la figura 8, y se sustenta mediante simulaciones de la ecuación de estado de Peng-Robinson, también en la figura 8.

Claramente, el volumen molar de las moléculas con compresibilidad conocida (tales como el metano) cambia notablemente comparado con moléculas mayores (como el pentano). Este cambio es aún menor en fracciones para la fracción C7-C12. Es por esto concebible que moléculas de tamaños grandes, como los asfaltenos y las resinas, muestren un mínimo incremento del volumen molar.

**Figura 8.** Efecto de la presión en los asfaltenos



Fuente: Tomado y modificado de: Mullins et al. *Asphaltenes, Heavy Oils and Petroleomics* Primera Edición. 2007

Se ha establecido que el máximo volumen de asfaltenos precipitados ocurre en un punto próximo a la presión del punto de burbuja de crudos subsaturados. A presiones inferiores al punto de burbuja, los hidrocarburos volátiles se evaporan del líquido en fase gaseosa, causando un incremento en la densidad de la fase líquida. Si se reconoce que la fracción ligera del crudo y los asfaltenos “compiten” por la solubilidad en el sistema, la evaporación de la fracción ligera implica mejor solubilidad para los asfaltenos. Este comportamiento fue observado por primera vez en el campo Hassi Messaud en 1965. El operador encontró problemas

significativos de precipitación de asfaltenos a presiones superiores a la presión de burbuja (deposición en la tubería de producción). Era un crudo ligero con un bajo contenido de asfaltenos (40°API y 0.01% de asfaltenos). Por debajo de la presión de saturación, los efectos de taponamiento desaparecieron completamente.<sup>18</sup>

### **1.1.8 Depositación de asfaltenos**

Generalmente, los depósitos orgánicos se encuentran a lo largo del sistema de producción y facilidades de superficie, contienen grandes cantidades de parafinas, asfaltenos y resinas coprecipitadas con las parafinas, alguna cantidad también de petróleo atrapado entre los depósitos orgánicos y variedad de sustancias inorgánicas, incluyendo arcillas, arenas, y otros materiales.

Si bien la precipitación de asfaltenos es una condición necesaria para la formación de obstrucciones, tal precipitación no es suficiente. Después de la precipitación, las partículas de asfaltenos deben depositarse y adherirse a una superficie antes de que se conviertan en un problema para el flujo de fluidos. Aunque la precipitación de asfaltenos es fundamentalmente una función de la temperatura, la presión, la composición del fluido y la concentración de partículas, la deposición de asfaltenos es un proceso mucho más complejo y depende, además, de la tasa de corte del flujo, el tipo y características de la superficie, el tamaño de las partículas y las interacciones entre las partículas y la superficie.

Teniendo en cuenta que el nivel de probabilidad de que un crudo precipite y deposite asfaltenos no depende del contenido de asfaltenos en el, ya que en casos de crudos con concentraciones de asfaltenos altas, suelen ser más estables que aquellos que poseen un menor porcentaje de asfaltenos, esto debido en mayor parte a la relación entre las resinas y asfaltenos existentes; las probables

---

<sup>18</sup> MULLINS et al. *Asphaltenes, Heavy Oils and Petroleomics*. Primera Edición. Springer Science & Business Media. 2007.

causas de la floculación de asfaltenos son la caída de la presión del yacimiento debajo de la presión de floculación de estos, también a mezclas de solventes de  $\text{CH}_4$ ,  $\text{CO}_2$ , al yacimiento mediante procesos de enhanced oil recovery (EOR) o recobro mejorado. Después de la precipitación del asfalteno, esta posee una carga intrínseca positiva la cual hace que estos tengan la tendencia de adherirse en superficies de carga negativa, como las arenas o las arcillas.

Conforme los pozos en yacimientos de crudos asfaltenicos son producidos, la depositación orgánica comienza en la sección alta de los pozos, en los cuales la caída de presión se encuentra por debajo de la presión de floculación de asfaltenos; de esta manera la zona de depositación de asfaltenos va avanzando gradualmente hacia fondo de pozo, eventualmente entrando al medio poroso. Especialmente, los yacimientos con formaciones arcillosas, como kaolinita, pueden inicialmente adsorber y retener los asfaltenos y resinas polares rápidamente. Como resultado, una multicapa molecular de depósitos asfaltenicos se forman sobre la superficie del poro, provocando una disminución en su capacidad y transmisibilidad del crudo en producción hacia superficie, reflejado en el decrecimiento de la permeabilidad absoluta de la roca, por reducción del tamaño de su garganta de poro.

Aunque al mismo tiempo la depositación de asfaltenos puede no solo provocar la reducción de la permeabilidad absoluta; también puede ocasionar otros tipos de daño tales como, el incremento de la viscosidad del crudo de formación, sí el pozo está produciendo aceite y agua simultáneamente, la viscosidad del aceite puede incrementarse debido al aumento de la concentración de partículas de asfaltenos en cercanías al wellbore. Experimentalmente se ha demostrado que las mediciones del aumento de viscosidad en el crudo debido a los asfaltenos son insignificantes. En segundo lugar, los asfaltenos pueden cambiar la mojabilidad de la roca de ser un sistema agua-aceite a ser mojado por aceite, mediante la adsorción del asfalteno en la superficie del poro de la formación. Sin embargo, este fenómeno es poco probable porque usualmente, las formaciones de

yacimientos asfaltenicos, ya presentan una mojabilidad intermedia o mojados por aceite, debido a que los asfaltenos ya han sido adsorbidos sobre la superficie del poro de la roca durante amplios periodos geológicos. Por último y la más probable la reducción de permeabilidad a partir del taponamiento de poros en la roca del yacimiento por partículas asfálticas.<sup>19</sup>

### 1.1.8.1 Mecanismos de depositación

A continuación se presentan los cuatro diferentes mecanismos por los cuales, durante la producción y el transporte del crudo, puede ocurrir la depositación de asfaltenos. Estos pueden presentarse de manera independiente o combinada.

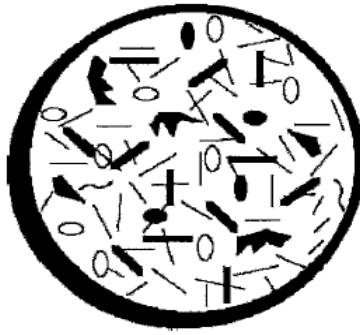
**1) Efecto de polidispersividad:** Como lo muestra la figura 9, (líneas curvas y rectas representan moléculas de parafinas, las elipses negras a las moléculas aromáticas, elipses blancas a las moléculas de resinas, formas irregulares negras a las moléculas de los asfaltenos) en una mezcla de crudo polidispersa se puede alcanzar un estado de estabilidad para una cierta relación de compuestos polares no polares, o de compuestos livianos y pesados, a ciertas condiciones de presión y temperatura. Entonces, cuando la composición, la temperatura o la presión varíen, el sistema se volverá inestable.

En la figura 10 se presenta la formación de agregados micelares de asfaltenos cuando se le adicionan al sistema compuestos polares miscibles (elipse negra representa un hidrocarburo aromático) y la figura 11 la separación de los asfaltenos cuando se le añaden cadenas parafínicas al sistema (las líneas discontinuas representan a los hidrocarburos parafínicos).

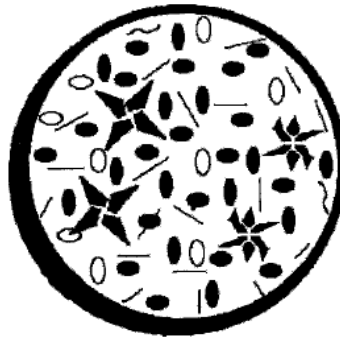
---

<sup>19</sup> Faruk CIVAN, Reservoir Formation Damage, Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation. Segunda Edición. Gulf Professional Publishing. University of Oklahoma, 2007.

**Figura 9.** Componentes orgánicos en el crudo.



**Figura 10.** Formación de micelas de los agregados de asfaltenos



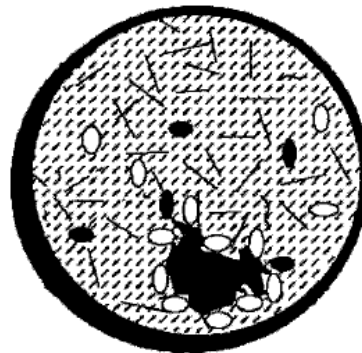
**Figura 11.** Floculación y precipitación de componentes pesados mediante la adición de un solvente miscible no polar.



Fuente: Tomado y modificado de Reservoir Formation Damage, Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation, Faruk Civan, Edition 2nd University of Oklahoma, 2007.

2) **Efecto estérico coloidal:** A altas concentraciones, los asfaltenos poseen la tendencia a asociarse en forma de partículas largas, como se muestra en la figura 12. En presencia de algunos agentes peptizantes, tales como resinas, estas partículas pueden adsorber los agentes peptizantes y suspenderse en el crudo.

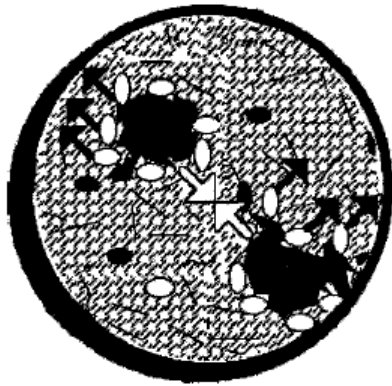
**Figura 12.** Fenómeno coloidal estérico activado mediante la adición de hidrocarburos parafínicos.



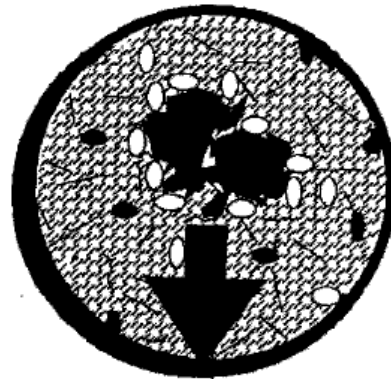
Fuente: Tomado y modificado de Reservoir Formation Damage, Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation, Faruk Civan, Edition 2nd University of Oklahoma, 2007.

**3) Efecto de agregación:** Cuando la concentración de los agentes peptizantes es baja y su capacidad de absorción no es suficiente para ocupar la superficie de la partícula completamente, muchas partículas pueden combinarse para formar partículas más grandes como se muestra en la figura 13. Este fenómeno es llamado floculación. Cuando las partículas se vuelven lo suficientemente grandes y pesadas, ellas tienden a depositarse, saliendo de la solución como se muestra en la figura 14.

**Figura 13.** Migración de las moléculas peptizantes debido al cambio del balance potencial químico.



**Figura 14.** Muestra la floculación y la deposición de partículas pesadas y grandes.

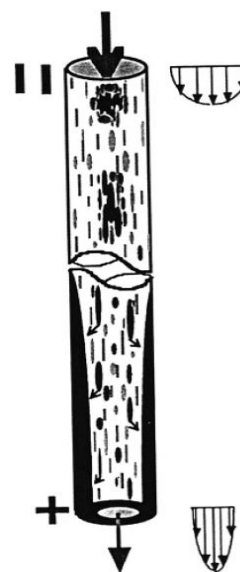
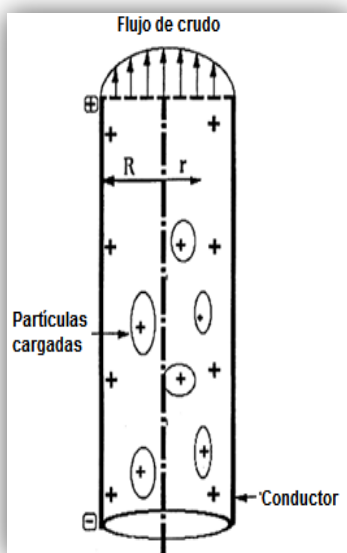


Fuente: Tomado y modificado de Reservoir Formation Damage, Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation, Faruk Civan, Edition 2nd University of Oklahoma, 2007.

4) **Efecto electro cinético:** Durante el flujo de crudo a través del medio poroso y las tuberías, una “transmisión actual” y un diferencial de potencial son generados por la migración de las partículas cargadas eléctricamente. Las partículas de asfaltenos están positivamente cargadas, pero la fase del crudo esta negativamente cargada, como muestra la figura 15. Por lo tanto, los potenciales negativos hacia arriba y los positivos hacia abajo son generados a lo largo de la tubería para hacer resistencia al flujo de las partículas coloidales, como se presenta en la figura 16.

**Figura 15.** Potencial generado en tubería.

**Figura 16.** Deposición electrocinética en tubería.



Fuente: Tomado y modificado de Reservoir Formation Damage, Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation, Faruk Civan, Edition 2nd University of Oklahoma, 2007.

## 1.2 EVALUACIÓN DE LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS

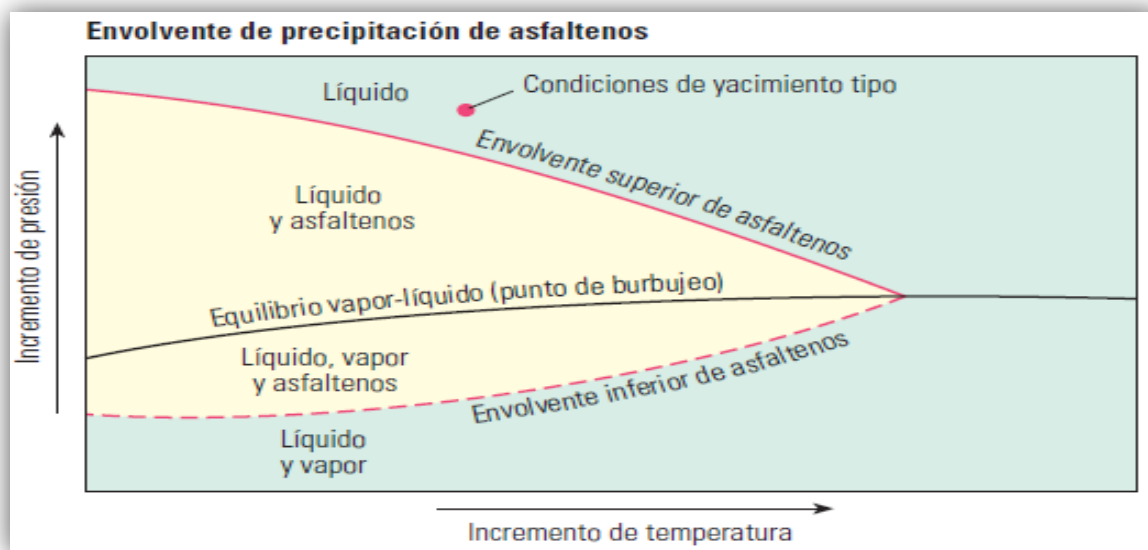
La evaluación de la estabilidad de los asfaltenos en el crudo es de gran importancia en el aseguramiento de flujo. Existen ciertos tipos de métodos, normas y procedimientos de laboratorio que pueden determinar la tendencia de un crudo a precipitar asfaltenos, lo cual indicaría probablemente problemas de depositación tanto en yacimiento como en tuberías. El conocimiento temprano de esta tendencia, puede ayudar a prevenir o diagnosticar problemas de depositación en la formación. Algunos de estos métodos, se pueden hacer directamente en cabeza de pozo, como una prueba rutinaria, (como la prueba de Oliensis), otros son más detallados, ya que tienen en cuenta variables de solubilidad y propiedades PVT del crudo. Mediante una aplicación adecuada de estas evaluaciones se podría conocer se ha producido daño a la formación en el medio poroso o en alguna otra parte del sistema de producción debido a la precipitación de asfaltenos.

### 1.2.1 Envoltente de precipitación de asfaltenos

Los crudos que exhiben procesos de precipitación y depositación de asfaltenos durante el proceso de agotamiento primario son habitualmente subsaturados, lo que significa que existen en el yacimiento a presiones superiores a la presión de burbuja. Estos crudos tienden a poseer un bajo contenido de asfaltenos y alto contenido de gas. Durante la producción del yacimiento, a una temperatura constante, una vez que la presión se reduce hasta coincidir con la presión de la envoltente de precipitación de asfaltenos (APE), también conocida como presión de inicio de la precipitación de asfaltenos, los asfaltenos disueltos comienzan a precipitar y potencialmente a depositarse en el yacimiento y en las líneas de flujo.

Generalmente, la cantidad de asfalteno precipitado se incrementa a medida que se reduce la presión, y alcanza un punto máximo cerca a la presión de saturación. La línea de presión-temperatura (P-T), que delinea las condiciones de precipitación por encima del punto de burbuja, se conoce como el límite superior de la envolvente de precipitación de asfaltenos. Conforme la presión continúa reduciéndose por debajo de la presión de burbuja, el gas en solución es removido del petróleo, lo que lo vuelve más denso y más refractivo desde el punto de vista óptico. La despresurización por debajo del punto de burbuja puede conducir a la redisolución de los asfaltenos precipitados previamente si el sistema se mezcla en forma vigorosa y si la cinética de la redisolución es relativamente rápida.

**Figura 17.** Envolvente típica de precipitación de asfaltenos



Fuente: Tomado y modificado de Hammami A, Phelps CH, Monger-McClure T y Little TM: "Asphaltene Precipitation from Live Oils: An Experimental Investigation of Onset Conditions and Reversibility," Energy & Fuels 14, no. 1 (Enero de 2000): 14–18.

En este caso, el diagrama P-T muestra un límite inferior de la envolvente de precipitación de asfaltenos, por debajo del cual los asfaltenos se redisuelven para formar una solución. No obstante, como la cinética de la redisolución de los asfaltenos inducida por la presión puede ser lenta, el límite inferior de la envolvente de precipitación de asfaltenos puede ser difícil de identificar en forma experimental.

En la figura 17, la curva roja delimita la zona de estabilidad para los asfaltenos en solución en la envolvente de precipitación. Para las condiciones de yacimiento dado en la figura, el agotamiento primario hace que la presión se reduzca. Cuando la presión alcanza la envolvente superior de precipitación de asfaltenos, también conocida como presión de inicio de la precipitación de asfaltenos, los asfaltenos menos solubles precipitarán hasta que alcance la presión de burbuja y se libere el gas en solución. Con la reducción de presión se liberará suficiente gas y el petróleo podrá redissolver los asfaltenos en la envolvente inferior de precipitación de asfaltenos.<sup>20</sup>

### **1.2.1.1 Reversibilidad de la precipitación de asfaltenos**

Muchos investigadores consideran que la precipitación de asfaltenos no es reversible debido a la observación experimental del comportamiento coloidal. Hotier y Robin<sup>21</sup> han discutido que los resultados de los experimentos de titulación de asfaltenos con alcanos muestran que los asfaltenos precipitados se pueden redissolver mediante la adición de un solvente. Esto, sin embargo, no es un firme indicador de la reversibilidad del proceso, debido a que la adición de un solvente no es el proceso inverso a la adición de un precipitante. Hirschberg<sup>22</sup> ha asumido

---

<sup>20</sup> HAMMAMI A., PHELPS C.H., MONGER-MCCLURE T. y LITTLE T.M.: Asphaltene Precipitation from Live Oils: An Experimental Investigation of Onset Conditions and Reversibility. Energy & Fuels 2000, Vol 14, no. 1, 14–18. ISSN: 0887-0624.

<sup>21</sup> HOTIER, G. and M. ROBIN (1983). Rev. L'institut Fr. P'et. 38, 101–120.

<sup>22</sup> A. HIRSCHBERG, L.N.J., DE JONG, B.A., SCHIPPER and, J.G. MEIJER. Influence of Temperature and Pressure on Asphaltene Flocculation. Soc. Petrol. Eng., Vol. 24, June 1984, pp. 283-293.

que la precipitación de los asfaltenos es reversible pero es un proceso muy lento. Fotland y Wang han especulado que la precipitación de los asfaltenos es menos probable a ser reversible para crudos sujetos a condiciones de pozo lejanas al onset de precipitación.

Es válido anotar que la mayoría de experimentos empleados para el estudio de los asfaltenos antes de 1995 eran limitados en rangos de presión, es por esto, que las conclusiones eran generalmente extrapoladas a crudos vivos, basados en análisis de crudos muertos. Era difícil realizar pruebas para reversibilidad de precipitación basados en experimentos con crudos muertos donde la composición de la muestra parecía ser alterada irreversiblemente.

Siguiendo el desarrollo de HPHT técnica de transmitancia de laser en 1995, Hammami fue el primero en establecer y reporta una fuerte tendencia de los asfaltenos precipitados por presión a redisolverse, para crudos subsaturados del golfo de México a medida que se incrementaba la presión del sistema por sobre las presiones de saturación a las correspondientes temperaturas del yacimiento. Estas pruebas fueron desarrolladas sobre condiciones típicas de producción (composición, presión y temperatura). Se observó también evidencia de la precipitación de asfaltenos arriba de la presión de saturación, y redisolución por debajo de este. Mediante estas pruebas, se midió un rango de presión en donde los asfaltenos son inestables a temperaturas constantes. Esta observación concuerda con los datos de campo que se observaron en el campo Hassi Messaoud a mediados de los 60s.<sup>23</sup>

### **1.2.2 La curva de Boer**

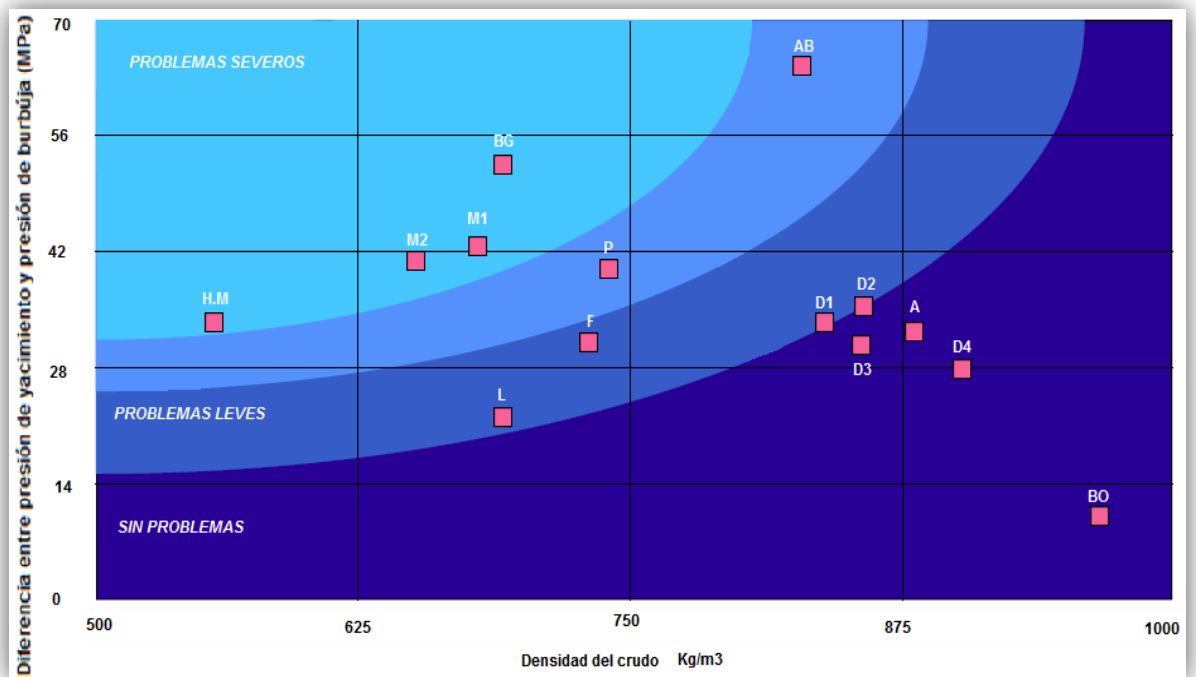
En la figura 18, se puede observar la curva de Boer, aplicada a varios crudos, los crudos con grandes posibilidades de presentar problemas relacionados con

---

<sup>23</sup> MULLINS et al. *Asphaltenes, Heavy Oils and Petroleomics*. Primera Edición. Springer Science & Business Media. 2007.

precipitación de asfaltenos son los crudos de Kuwait (AB,BG,M1,M2), el crudo Hassi Messaoud (H.M) en Argelia, y el crudo Prinos (P) en Grecia; los crudos que presentan una posible precipitación de asfaltenos son el crudo del mar del norte (F), y el crudo Little Creek (L) en Mississippi, Estados Unidos y los crudos que son “estables” y no poseen tendencias a precipitar asfaltenos son el crudo Boscan (BO) en Venezuela, y los crudos del mar del norte (A,D1,D2,D3,D4).<sup>24</sup>

**Figura 18.** Curva de Boer



Fuente: Tomado y modificado de R. de Boer et al. Screening of Crude Oils for Asphalt Precipitation: Theory, Practice, and the Selection of Inhibitors. SPE 24987. 1995

<sup>24</sup> R. DE BOER, K. LEERLOOYER, M.R.P. EIGNER y A.R.D. VAN BERGEN. Screening of Crude Oils for Asphalt Precipitation: Theory, Practice, and the Selection of Inhibitors. SPE 24987. SPE Production and Facilities 1995. ISSN: 1064-668X.

De Boer reportó y comparó las propiedades de algunos crudos del mar del norte y de Kuwait en los cuales se encontraron problemas con asfaltenos en la producción tanto como en aquellos en los que no tenían ningún problema operacional. En general, los problemas fueron encontrados con crudos livianos con alto contenido de C1-C3 (>37%mol), con un relativamente bajo contenido de C7+ (<46%mol), con un bajo contenido de asfaltenos (<1wt%), significativamente subsaturados (con una diferencia de presiones superior a los 30 MPa) y de una compresibilidad relativamente alta. A raíz de esta investigación, se encontró una correlación entre la densidad del crudo, su diferencia de presión (entre la presión de yacimiento y la presión de burbuja), se seccionaron los resultados y se realizó la curva de Boer. La curva de Boer es generalmente considerada como un escenario conservador el cual sirve mejor para identificar crudos no problemáticos.<sup>25</sup>

De Boer concluyó así, que sí un yacimiento presenta una presión alta en comparación a la presión de saturación del crudo en este, existen altas probabilidades a que este crudo precipite asfaltenos, debido a que existe un mayor tiempo de despresurización antes de alcanzar la presión de burbuja del crudo. Este nivel de precipitación también depende de la densidad del crudo, y no del porcentaje de asfaltenos que este posea.

### **1.2.3 Índice de inestabilidad coloidal**

El índice de inestabilidad coloidal (IIC), por sus siglas en inglés (Coloidal Inestability Index), junto con el análisis SARA, son herramientas que pueden caracterizar las fracciones del crudo y la inestabilidad que presentan en cuanto a precipitación de orgánicos se refiere. El índice de inestabilidad coloidal relaciona las fracciones del crudo que pueden ser precipitadas (como saturados y asfaltenos), con las fracciones del crudo que las estabilizan (como los aromáticos y las resinas).

---

<sup>25</sup> WANG et al. Screening for Potential Asphaltene Problems. SPE 103137. 2006

$$IIC = \frac{S+A}{AR+R} \quad (1)$$

Dónde:

S: Porcentaje en peso de saturados.

A: Porcentaje en peso de asfaltenos.

AR: Porcentaje en peso de aromáticos.

R: Porcentaje en peso de resinas.

Sí para las fracciones obtenidas de una prueba SARA, el índice de inestabilidad coloidal es mayor a 0.9, se dice que este crudo presenta tendencia a precipitar y formar escamas orgánicas (parafínicas o asfalténicas).

Existen otros índices también usados para determinar este tipo de tendencias además del ICC, estos son:

$$IS = \frac{R}{A} + \frac{AR}{S} \quad (2)$$

Para valores mayores a 9, representa que tantos saturados como asfaltenos estarán solubles en el crudo, por lo contrario, sí es menor a 9 estas fracciones tendrán tendencias a precipitar.

$$I = \frac{R}{A} \quad (3)$$

Este índice para valores menores a 2.5, implica que este crudo presentará tendencia a precipitar asfaltenos, ya que tiene en cuenta la fracción de resinas que según el modelo coloidal, estabilizan e inhibe la precipitación de asfaltenos.

Estos índices adquieren mayor validez sí estos son parte de un monitoreo constante en el comportamiento de un crudo, con esto se sabrá como varían las fracciones en el crudo e identificar cuando se presente un problema que implican escamas orgánicas. A su vez estos índices son solo un parámetro para

caracterizar los crudos cuando presentan tendencias a precipitar asfaltenos o parafinas, ya que este fenómeno no solo depende de las fracciones que brinda el análisis SARA, sino también de otros factores como la presión.

#### 1.2.4 Prueba Oliensis

La prueba de Oliensis es un procedimiento sencillo que permite determinar cualitativamente la estabilidad de los asfaltenos presentes en una muestra de crudo, mediante el análisis de la titulación de gotas de crudo con precipitante en un papel filtro. En teoría, si la muestra está estabilizada, la gota se verá de color uniforme en el papel, mientras que si los asfaltenos están precipitados en la muestra, dejarán un aro alrededor de la gota, tal y como se evidencia en la figura 19.<sup>26</sup>

**Figura 19.** Oliensis test. La gota uniforme de la izquierda representa un crudo en el cual los asfaltenos son estables, mientras que la gota con un aro en la derecha representa un crudo con inestabilidad de asfaltenos.



Fuente: Tomado de Asphaltene: A General Introduction - PRRC - New Mexico Tech.

<sup>26</sup> Asphaltene: A General Introduction - PRRC - New Mexico Tech.

### 1.3 ANTECEDENTES DEL MODELAMIENTO DE LA DEPOSITACIÓN

El modelamiento de la depositación de asfaltenos en el medio poroso, y la determinación de la estabilidad de los asfaltenos en el crudo ha sido ampliamente estudiado a nivel mundial. A nivel nacional también existen ciertos antecedentes de trabajos con asfaltenos en los campos seleccionados, aunque no son tan específicos, pero fueron considerados para realizar este proyecto.

#### 1.3.1 Antecedentes en el Mundo

Uno de los antecedentes más antiguos en el enfoque de la depositación de asfaltenos es el de Hasket-Tartera et al.<sup>27</sup>, que en 1965 publican un caso de estudio de depositación de asfaltenos en tubería de producción, para un caso de campo en el campo Hassi-Mesaud (Algeria).

Mucho tiempo después, Leontartis et al.<sup>28</sup> en 1988 publica un artículo sobre experiencias de campo y de laboratorio en cuanto a la depositación de asfaltenos. En su trabajo, se empieza a mencionar la naturaleza coloidal de la suspensión asfalténica, y de la importancia de las resinas como agente peptizante.

Muchas pruebas de laboratorio fueron realizadas para depositación de asfaltenos en ese entonces, pero hechas en ambientes sintéticos y en celdas visuales. Minssieux et al.<sup>29</sup>(1997) fue el primer investigador en realizar pruebas de inyección en medio poroso. Estas pruebas concluyeron que el mecanismo de depositación de los asfaltenos en el medio poroso es similar al mecanismo de atrapamiento mecánico por migración de finos. Además sentó el primer precedente para el modelamiento de la depositación.

---

<sup>27</sup> Carl E. HASKETT, Michel TARTERA. A practical Solution to the problem of asphaltene deposits – Hassi Messaoud Field, Algeria. SPE 39<sup>TH</sup> Annual Meeting held in Houston, Octubre 11-14 de 1964. SPE paper No. 994.

<sup>28</sup> LEONTARTIS et al. Asphaltene near wellbore Formation Damage Modeling. SPE paper 39446. 1997.

<sup>29</sup> MINSSIEUX et al. Core damage from asphaltene Deposition. SPE paper No. 37250. 1997.

Alí, et al.<sup>30</sup> (1997) realizó exitosamente pruebas de depositación de asfaltenos en carbonatos. El aporte de Alí consistió en separar los procesos de depositación con el de adsorción, y además de diferenciarlos, realizar un modelo de depositación que conjuga estos dos procesos. También identifica varios regímenes de depositación, en función del caudal.

Wang y Civan realizan dos aportes importantes a esta línea. La primera en 1999, proponen un modelo dual de depositación de parafinas y asfaltenos en el medio poroso.<sup>31</sup> En el 2001, publican un modelo más detallado de depositación de asfaltenos, el cual todavía tiene vigencia en la industria.<sup>32</sup>

Con el auge de los simuladores en la industria, el modelamiento de depositación de asfaltenos ha podido realizarse en yacimientos composicionales. Existe un artículo de 2004 en donde Kohse – Ngiem realizan un ejemplo de esta simulación, y la comparan con el experimento de Minssieux, mencionado anteriormente.<sup>33</sup>

Recientemente, Kariznovi et al.<sup>34</sup> (2011) propone un modelo numérico que integra muchos de los parámetros fundamentales de la depositación, aplicando métodos numéricos de optimización y obteniendo resultados prometedores.

### 1.3.2 Antecedentes Campo Colorado

Desde sus inicios, el Campo Colorado ha afrontado problemas de aseguramiento de flujo debido a la depositación de material orgánico, en cada una de las fases de la cadena de producción (yacimiento, tubería de producción y facilidades de

---

<sup>30</sup> M.A. ALI and M.R. ISLAM. Effect of Asphaltene Deposition on Carbonate Rocks Permeability: An Experimental and Numerical Approach. SPE paper No. 38856. 1997.

<sup>31</sup> Shaojun WANG and Faruk CIVAN Simulation of Paraffin and Asphaltene Deposition in Porous Media. SPE paper No. 50746. 1999.

<sup>32</sup> Shaojun WANG and Faruk CIVAN. Productivity Decline of Vertical and Horizontal Wells by Asphaltene Deposition in Petroleum Reservoirs. SPE paper No. 64991. 2001.

<sup>33</sup> Bruce F. KOHSE and Long X. NGHIEM. Modelling Asphaltene Precipitation and Deposition in a Compositional Reservoir Simulator. SPE paper No. 89437. 2004.

<sup>34</sup> M. KARIZNOVI et al. Optimization of Asphaltene Deposition and Adsorption Parameter in Porous Media Search. SPE paper No. 114037. 2008.

superficie). Poveda <sup>35</sup> (2009) determinó que existe un 6.65% en peso de asfaltenos en los sólidos provenientes del pozo Colorado 25 y un 7.35% en peso de asfaltenos para los sólidos provenientes del pozo Colorado 75. Además realizó análisis SARA a muestras de crudos de ambos pozos, los cuales arrojaron IIC de 1.62 y 1.60 para los pozos Col-25 y Col-75 respectivamente, lo cual indicaría que los crudos son inestables.

Canchano y Díaz <sup>36</sup> (2013), formularon tratamientos químicos para depósitos asfálticos de superficie para el crudo del pozo Colorado-40. El crudo de este pozo presentaba un porcentaje de asfaltenos de 9.7%.

Ariza,<sup>37</sup> realizó un análisis más detallado de la precipitación de asfaltenos. Su primera contribución es una recopilación de análisis SARA hechos a 7 pozos diferentes del Campo Colorado, con sus respectivos Índices de Inestabilidad Coloidal (IIC), como se muestra en las tablas 1 y 2.

**Tabla 1.** Análisis SARA para diferentes pozos del Campo Colorado

Fracción	COL-11	COL-12	COL-25	COL-37	COL-38	COL-62	COL-64
<b>Saturados</b>	74.17	74.39	64.09	74.11	75.04	74.7	72.95
<b>Aromáticos</b>	20.63	20	25.26	19.21	18.33	19.23	19.97
<b>Resinas</b>	4.62	5.04	9.93	5.99	5.47	5.47	6.52

<sup>35</sup> POVEDA MALAVER Diana Milena. Diseño de un tratamiento Químico para remover depósitos orgánicos a nivel de cara de la formación. Aplicación Campo Colorado. Tesis Maestría, Ingeniería Química, UIS, 2009.

<sup>36</sup> CANCHANO Ricardo, DÍAZ David. Tratamiento Químico a nivel de laboratorio para remoción de Asfaltenos en el Campo Colorado. Proyecto de grado. Ingeniería de Petróleos, UIS, 2013.

<sup>37</sup> ARIZA LEÓN Emiliano. Determinación del Umbral de Cristalización de Parafinas en el crudo del Campo Colorado. Tesis Maestría, UIS, 2008.

<b>Asfaltenos</b>	0.58	1.31	0.73	0.68	0.61	0.61	0.55
-------------------	------	------	------	------	------	------	------

Fuente: Tomado y Adaptado de ARIZA LEÓN Emiliano. Determinación del Umbral de Cristalización de Parafinas en el crudo del Campo Colorado. Tesis Maestría, UIS, 2008.

**Tabla 2.** Índices de Inestabilidad Coloidal para el Campo Colorado

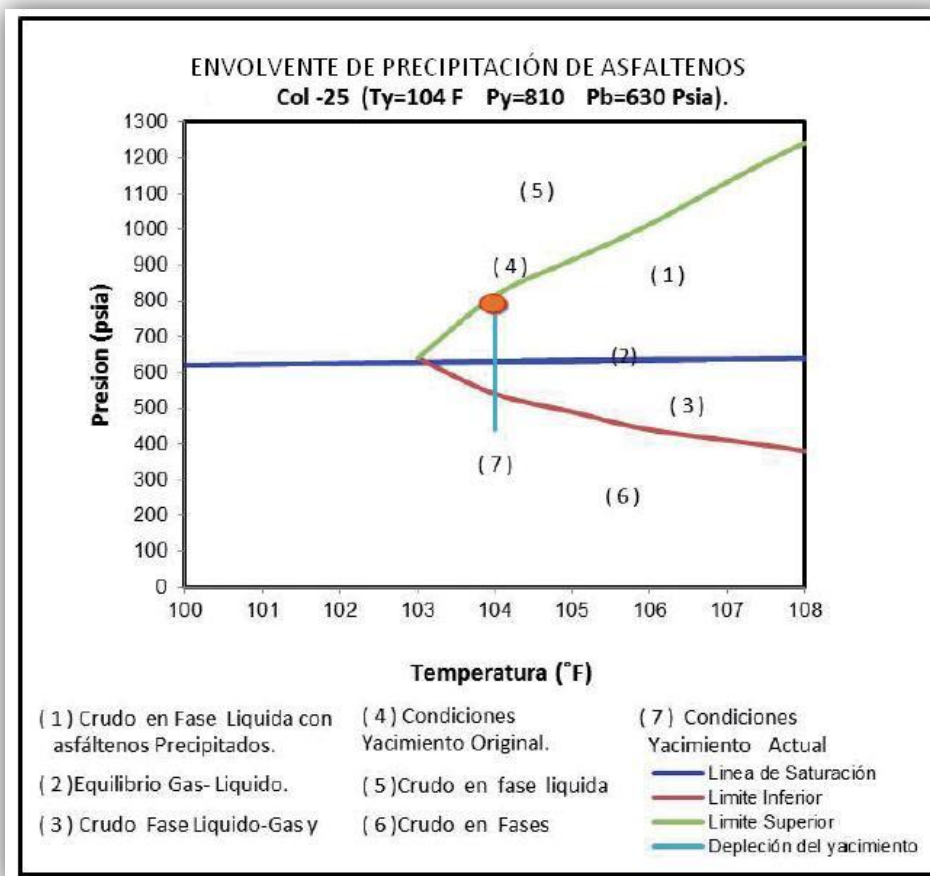
Pozo	COL-11	COL-12	COL-25	COL-37	COL-38	COL-62	COL-64
<b>IIC</b>	2.96	3.02	1.84	2.97	3.18	3.05	2.77

Fuente: Tomado y Adaptado de ARIZA LEÓN Emiliano. Determinación del Umbral de Cristalización de Parafinas en el crudo del Campo Colorado. Tesis Maestría, UIS, 2008.

Su segunda contribución, es la simulación de una envolvente de precipitación de Asfaltenos (EPA) hecha para el crudo del pozo Colorado 25. Esta envolvente fue construida mediante WINPROP y en base al modelo termodinámico de sólidos de Nghiem.<sup>38</sup> La envolvente obtenida se puede observar en la figura 20, en la cual se podría deducir que no existe precipitación de los asfaltenos a las condiciones actuales de presión, pero probablemente existió una precipitación a condiciones iniciales de yacimiento, causando taponamiento en el medio poroso.

<sup>38</sup> ARIZA LEÓN Emiliano et al. Análisis de la simulación de la precipitación de Asfaltenos en el crudo del Campo Colorado. Revista Fuentes Volumen 10. UIS, Enero/Junio 2011. ISSN: 1657-6527.

**Figura 20.** Envoltorio de Precipitación de Asfaltenos (EPA) para el pozo Col-25



Fuente: Tomado y modificado de ARIZA LEÓN Emiliano et al. Análisis de la simulación de la precipitación de Asfaltenos en el crudo del Campo Colorado. Revista Fuentes Volumen 10. UIS, Enero/Junio 2011.

Chavarría y Sandoval<sup>39</sup> (2011), realizaron un proyecto de evaluación del daño a la formación en núcleos sintéticos y crudo del campo Colorado. Mediante pruebas de inyección en corazones de roca, determinaron que existe reducción de la permeabilidad absoluta debido al taponamiento de depósitos orgánicos, pero en

<sup>39</sup> CHAVARRÍA Sandra, SANDOVAL Angélica. Evaluación del daño a la formación por precipitación de parafinas y asfaltenos en el Campo Colorado. Proyecto de Grado, Ingeniería de Petróleos UIS, 2010.

este trabajo no se diferencia el efecto de asfaltenos respecto del ocasionado por parafinas.

Debido a todos estos antecedentes, se justifica la selección del crudo del Campo Colorado para este proyecto.

### **1.3.3 Antecedentes Campo Cantagallo**

En cuanto a trabajos con asfaltenos, en 2009 se encuentra el antecedente más cercano. Herrera <sup>40</sup> diseñó un equipo loop el cual permitiría evaluar el efecto electrocinético en la precipitación de asfaltenos. Este antecedente, junto con la cercanía geográfica del campo con el campo Colorado y las propiedades del crudo (altamente subsaturado, contenido de asfaltenos del 5%) justificaron la selección de este crudo para el desarrollo del presente trabajo.

---

<sup>40</sup> HERRERA Julia Jineth. Revisión y Adecuación del equipo Loop de Asfaltenos para la validación del fenómeno electrocinético causante de la precipitación de asfaltenos en sistemas dinámicos. Proyecto de Grado, Ingeniería Química, UIS, 2009.

## **2. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL PARA EVALUAR REDUCCIÓN DE PERMEABILIDAD EN EL MEDIO POROSO DEBIDO A LA DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS.**

Para realizar un estudio del fenómeno de la depositación de asfaltenos en medio poroso a condiciones dinámicas es necesario realizar una serie de pruebas que permitan realizar un reconocimiento del comportamiento de los asfaltenos presentes en el crudo a estudiar, y además que garanticen que se presentará la depositación cuando se realice la prueba de inyección. Todas las pruebas que se plantean en esta metodología estarán encaminadas a realizar una prueba de depositación de asfaltenos en medio poroso de manera exitosa, además de recolectar la mayor cantidad de información posible (tal como estabilidad de la solución, porcentaje de asfaltenos en peso, onset de precipitación y perfil de depositación entre otras).

### **2.1 METODOLOGÍA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE PLUGS SINTÉTICOS**

#### **2.1.1 Generalidades**

Los plugs sintéticos son muestras de roca fabricadas en el laboratorio con dimensiones específicas. En la figura 21 se observa un plug sintético el cual fue construido durante el desarrollo de este trabajo de grado. Las dimensiones de los plugs son de 1 ½ pulgadas de diámetro y 8 centímetros de longitud.

**Figura 21.** Plug sintético



Para la construcción de los plugs sintéticos son indispensables 4 materiales: arena de grano fino, caolín blanco, resina epóxica y endurecedor epóxico (figura 22). La óptima relación entre cantidades de cada material ha sido el resultado de trabajos de grado recientes. Fernández y Celis,<sup>41</sup> construyeron unas correlaciones que permiten relacionar el porcentaje en peso de caolín blanco a utilizar con una permeabilidad o porosidad deseada para un plug sintético. Estas correlaciones fueron construidas a partir de la construcción de varios plugs con diferentes relaciones másicas.

---

<sup>41</sup> FERNANDEZ DE CASTRO, Omar. CELIS, Laura. "Estudio experimental de procesos de inyección de agua en el equipo de desplazamiento radial con medios porosos estratificados". Proyecto de Grado, Ingeniería de Petróleos UIS, 2012.

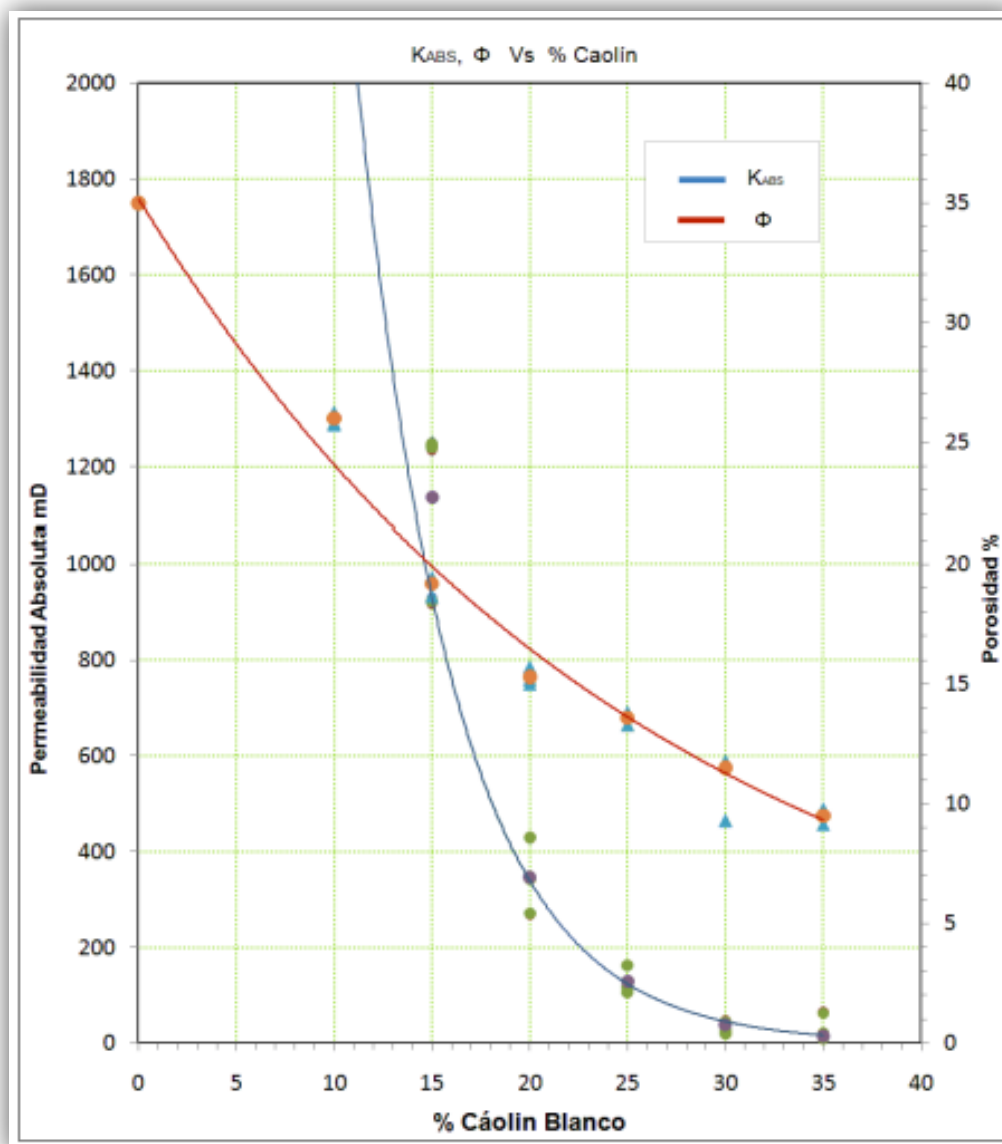
**Figura 22.** Arena fina, caolín blanco, resina epóxica y endurecedor epóxico, para construcción de plugs sintéticos



### 2.1.2 Procedimiento

- 1) Definir la permeabilidad absoluta o porosidad deseada en el plug a construir.
- 2) Con la figura 23, leer el porcentaje de caolín blanco a utilizar en la construcción del plug, según la permeabilidad absoluta o porosidad deseada.

**Figura 23.** Gráfica de permeabilidad /porosidad vs porcentaje de caolín blanco



Fuente: Tomado de FERNANDEZ DE CASTRO, OMAR. CELIS, LAURA. “Estudio experimental de procesos de inyección de agua en el equipo de desplazamiento radial con medios porosos estratificados”. 2012.

- 3) Según el porcentaje de caolín blanco obtenido, hallar el porcentaje de arena fina.

$$\% \text{ Arena fina} = 100\% - \% \text{ caolín blanco.} \quad (4)$$

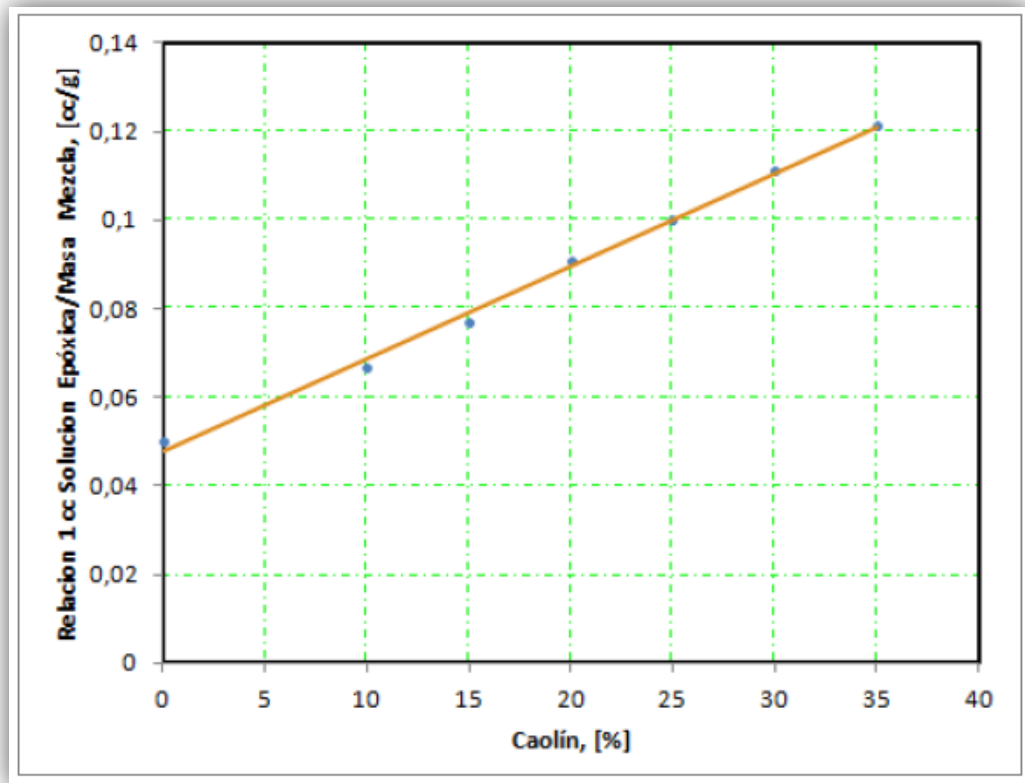
- 4) Con los porcentajes en peso definidos, hallar el peso de arena fina y caolín blanco para construir el plug sintético a partir de un peso de mezcla constante, se recomienda 160 gramos para un plug de dimensiones 1 ½ pulgadas de diámetro y 6 centímetros de longitud. Estos 160 gramos aseguran que no faltará material para la construcción del plug, aunque esta cantidad varía si las dimensiones varían.

$$\text{masa de arena fina (gramos)} = 160\text{gramos} * \% \text{arena fina} \quad (5)$$

$$\text{masa de caolín blanco (gramos)} = 160\text{gramos} * \% \text{caolín blanco} \quad (6)$$

- 5) Con la figura 24, leer la relación de 1 centímetro cúbico de solución epóxica / masa de mezcla, según el porcentaje de caolín blanco leído en las gráficas anteriores.

**Figura 24.** Relación de 1 centímetro cúbico de solución epóxica / masa de mezcla vs porcentaje de caolín blanco



Fuente: Tomado de FERNANDEZ DE CASTRO, OMAR. CELIS, LAURA. “Estudio experimental de procesos de inyección de agua en el equipo de desplazamiento radial con medios porosos estratificados”. 2012.

6) Con el valor leído de la gráfica 24, hallar el volumen de la solución epóxica.

$$V \text{ solución epóxica (cc)} = \frac{1 \text{ cc de solución epóxica}}{\text{masa de mezcla (gramos)}} * (160 \text{ gramos}) \quad (7)$$

7) La solución epóxica está conformada por la resina epóxica y el endurecedor epóxico, en una relación  $\frac{1}{4}$  y  $\frac{3}{4}$  respectivamente. A partir de estas

relaciones hallar el volumen de resina epóxica y endurecedor epóxico respectivamente.

- 8) Una vez, se tiene la cantidad de masa de arena fina y caolín blanco, y volúmenes de resina epóxica y endurecedor epóxico necesarios para la construcción del plug sintético, mezclar la arena fina y el caolín blanco en un recipiente, y mezclar la resina epóxica y endurecedor epóxico en otro recipiente hasta obtener una mezcla uniforme en cada recipiente. Según la figura 25.

**Figura 25.** Mezcla de resina epóxica y endurecedor epóxico. Mezcla de arena fina y caolín blanco



- 9) Mezclar la solución epóxica, con la mezcla entre arena fina y caolín blanco hasta obtener una masa de mezcla homogénea como en la figura 26.

**Figura 26.** Mezcla homogénea para construcción de plug sintético



- 10) Depositar de 1 a 2 cucharadas de mezcla en un molde cilíndrico, (tubo de PVC), luego con ayuda del torquímetro (figura 27), comprimir la mezcla. Repetir hasta alcanzar la longitud de plug deseada.

Anteriormente se han realizado varios trabajos con el fin de conocer la formulación ideal de los núcleos sintéticos, sin embargo, estos trabajos distan de ser estandarizados, debido a que no tienen en cuenta la compresión a la cual son sometidos los núcleos. Partiendo de esta formulación conocida, que apuntaba a una permeabilidad específica, en este trabajo se logró cuantificar la compresión de los núcleos mediante un montaje con una llave dinamométrica, o torquímetro (figura 27), en lugar de un martillo y un pistón, para así tener control sobre esta variable, que sin lugar a dudas afecta drásticamente el valor de porosidad y permeabilidad deseado del núcleo.

- 11) Dejar secar la mezcla durante 4 a 5 días, luego sacar del PVC y verificar propiedades petrofísicas (permeabilidad absoluta y porosidad). Sí el plug no

se ha secado durante este período, ponerlo en el horno a una temperatura de 50 °C – 60 °C, por 3 a 4 horas.

**Figura 27.** Montaje para la construcción de núcleos sintéticos con torquímetro.



## 2.2 CARACTERIZACIÓN DE CRUDOS

Las pruebas de caracterización básica de los crudos del campo Colorado y Cantagallo, consisten en determinación de gravedad API mediante hidrómetro<sup>42</sup> y determinación del contenido de agua y sedimentos de cada una de las muestras<sup>43</sup>, obteniendo así datos experimentales que servirán como datos de entrada para el software de depositación de asfaltenos.

### 2.2.1 Determinación del onset de precipitación mediante viscosidades

#### Cinemáticas

En 1995, Escobedo y Mansoori presentaron una alternativa a los métodos clásicos para la determinación del onset de precipitación de asfaltenos para crudos. Este se basa en el hecho de que la precipitación de los asfaltenos en el medio, altera las propiedades viscosimétricas del crudo. Mediante una observación precisa de los cambios en la viscosidad a medida que se adiciona un agente precipitante (n-heptano en este caso), se puede determinar el onset de precipitación, es decir, que porcentaje de precipitante-crudo garantiza que los asfaltenos se encuentran precipitados.<sup>44</sup>

#### 2.2.1.1 Consideraciones

El trabajo original de Escobedo y Mansoori plantea que se deben hacer 30 mediciones a diferentes porcentajes de precipitante. El agente precipitante puede

---

<sup>42</sup> Norma ASTM D 287 -92. Standard Test Method for API Gravity of Crude Petroleum and Petroleum Products (Hydrometer Method). Version 2006.

<sup>43</sup> Norma ASTM D 1796 – 04. Standard Test Method for Water and Sediment in Fuel Oils by the Centrifuge Method (Laboratory Procedure). Versión 2013.

<sup>44</sup> Joel ESCOBEDO, G. A. MANSOORI. Viscometric Determination of the Onset of Asphaltene Flocculation: A Novel Method. SPE paper no. 28018. 1995.

ser n-heptano, n-pentano o n-nonano. También plantea que se debe montar un sistema de referencia, mediante la reproducción de esta prueba con solventes no-precipitantes (tales como el tolueno, benceno o THF). Por último, el trabajo plantea las mediciones de viscosidad en un viscosímetro de vidrio capilar (Cannon-Fenske para crudos opacos). Sin embargo, por limitantes económicas se han realizado las siguientes adaptaciones:

- El agente precipitante será n-heptano.
- El número de mediciones será 10 (0% nC7, 10% nC7, 20% nC7,...,90% nC7).
- No se considerará un sistema de referencia con tolueno, benceno o THF.
- El método para determinar la viscosidad de la mezcla, será mediante viscosímetro de Saybolt. (figura 28)

**Figura 28.** Viscosímetro Saybolt.



### 2.2.1.2 Procedimiento

- 1) En un vaso marcado, preparar 100 mililitros de la muestra a utilizar, variando el porcentaje de precipitante por cada prueba. Es decir, para la muestra 1 se utilizarán 100 mililitros de crudo, para la muestra 2 se utilizarán 90 mililitros de crudo y 10 mililitros de precipitante. Repetir hasta obtener 10 muestras.
- 2) Agitar vigorosamente cada frasco, y permitir que cada uno de estos frascos alcance el equilibrio térmico. Para esto se deben colocar en un baño de temperatura hasta que la muestra sea homogénea.
- 3) Agregar la muestra al viscosímetro de saybolt, hasta llegar a un nivel superior al anillo de desbordamiento.
- 4) Agitar la muestra hasta que su temperatura permanezca constante dentro de los 0.05 °F de la temperatura de la prueba durante un minuto de continua agitación.
- 5) Retirar el termómetro, y con el tubo de succión remover el aceite que se encuentra por encima del anillo de desbordamiento, entre el anular externo y la pared del viscosímetro.
- 6) Colocar una copa receptora graduada de 60 mililitros justo debajo del orificio a utilizar. La marca de graduación de la copa debe estar entre 10 a 13 centímetros del fondo del viscosímetro.
- 7) Retirar el tapón del viscosímetro, dejando que la muestra caiga hacia el frasco receptor. Mida con un cronómetro el tiempo que demora la muestra en llegar a la marca de graduación de la copa. Cierre el viscosímetro y registre los datos.
- 8) Repetir para cada una de las otras muestras.

**Nota:** Existen 2 tipos de orificios (Universal y Furol) cada uno tiene una correlación para la viscosidad cinemática de la muestra en función del tiempo que demora la

prueba en llenar el recipiente de 60 mililitros. El viscosímetro Universal es el de mayor diámetro, y por este se debe empezar la prueba. Si la muestra pasa por este viscosímetro antes de los 32 segundos, se debe repetir la prueba con el viscosímetro de Furol.

### 2.2.1.3 Análisis de datos

Cada tiempo de la prueba de viscosidad es convertido a viscosidad cinemática mediante las siguientes ecuaciones:

**Tabla 3.** Ecuaciones para viscosidad Saybolt (Universal y Furol)

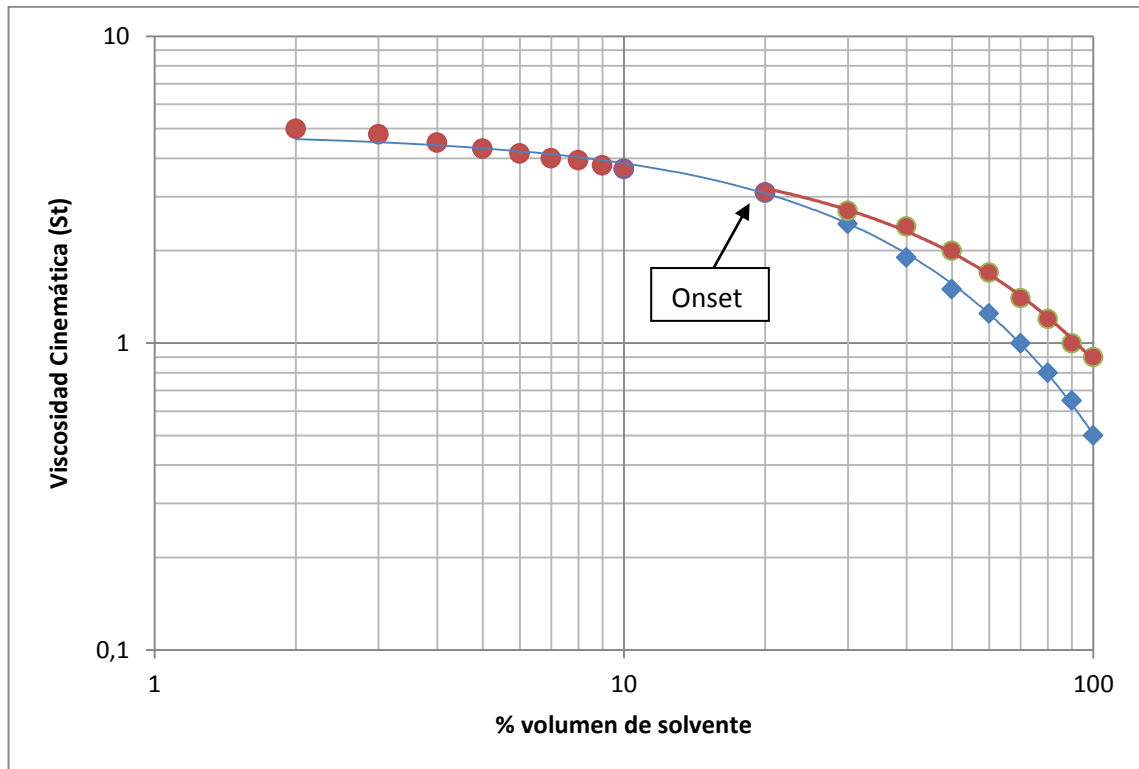
Viscosidad Saybolt	Intervalo t (seg)	Viscosidad cinemática (St)
SSU (universal)	$32 < t < 100$	$0,00226t - 1,95/t$
	$t > 100$	$0,0022t - 1,35/t$
SSF (Furol)	$25 < t < 40$	$0,00224t - 1,84/t$
	$t > 40$	$0,0216t - 0,6/t$

Fuente: Tomado de Guía Laboratorio de Fluidos – Viscosidad. Felix Arenas, Mario Torres, UIS. 2009

Con los datos de viscosidad, se procede a realizar una gráfica log-log de viscosidad cinemática vs. Porcentaje de precipitante. Donde se observe el cambio

de pendiente es el onset de precipitación para el crudo. Este onset está ejemplificado en la figura 29, el cual es de 20% v/v.

**Figura 29.** Gráfica de la viscosidad cinemática de la mezcla vs. Fracción volumétrica de solvente. El cambio de pendiente indica el onset de precipitación.



Fuente: Tomado y modificado de Escobedo y Mansoori. SPE paper 28018. 1995.

### 2.2.2 Determinación del porcentaje en peso de asfaltenos mediante la norma ASTM D2007-80

Este es un procedimiento estándar ampliamente reconocido que describe la metodología de separación de los asfaltenos del crudo. Este procedimiento ASTM

especifica la adición de un volumen 40 veces mayor de n-pentano (como agente precipitante) a una muestra de crudo, teniendo en cuenta que tanto la composición del alcano como su cantidad pueden alterar la cantidad de asfaltenos separados del crudo. La principal modificación realizada a la actual norma ASTM D2007-80 es el uso de n-heptano en lugar de n-pentano como precipitante estándar.<sup>45 46</sup>

### 2.2.2.1 Procedimiento

Muchos crudos contienen de 1 a 10 gramos de asfaltenos por 100 gramos de aceite. Para asegurar una determinación más precisa del contenido de asfaltenos, se debería usar tanta cantidad de n-heptano como sea posible. En muchos casos, 20 gramos de aceite son suficientes.

- 1) Pesar 20 gramos de aceite y debe colocarse en un recipiente (frasco de vidrio).
- 2) Adicionar 40 veces el volumen de n-heptano al recipiente. Sellar el recipiente con un corcho, sí este es de goma recubrirlo con aluminio para evitar el contacto directo de este con el solvente o su vapor.
- 3) Dejar en reposo la mezcla por dos días a condiciones de ambiente. Agitar el recipiente al menos dos veces durante el periodo de reposo.
- 4) Filtrar para separar la fracción sólida (asfaltenos precipitados) de la mezcla de crudo con solvente. Después del tiempo de reposo, los asfaltenos precipitados se pueden separar con el uso de un montaje, comprendido por un embudo Büchner y un erlenmeyer con salida lateral como se muestra en la figura 30, siguiendo los siguientes pasos:
- 5) Seleccionar y pesar tara y el papel filtro. Empezar con un filtro de 0,22 micrómetros.

---

<sup>45</sup> ASTM D2007-80. Standard Procedure for Separating Asphaltene from Crude Oils.

<sup>46</sup> J. WANG and J. BUCKLEY. Standard Procedure for Separating Asphaltene from Crude Oils. Petroleum Recovery Research Center 02-02. New Mexico Tech.

- 6) Instalar el papel filtro en el montaje del embudo Büchner y erlenmeyer con salida lateral. Usar un pre-filtro inmediatamente debajo del papel filtro para prevenir el contacto directo entre el papel filtro con el metal que soporta la malla. Un contacto directo puede generar daños en el filtro y por ende fugas.

**Figura 30.** Montaje de embudo Büchner y erlenmeyer con salida lateral.



- 7) Depositar la mezcla de crudo y precipitante en la copa del embudo Büchner y sellar la copa con papel de aluminio para reducir la evaporación durante la filtración.
- 8) Conectar una bomba de vacío para empezar la filtración. Agitar la copa ligeramente de vez en cuando para evitar la depositación de los asfaltenos en el fondo y en las paredes de la copa. (figura 31)

**Figura 31.** Montaje ASTM D2007-80.



- 9) Luego terminar el filtrado, cuidadosamente sacar el papel filtro y los asfaltenos, depositándolos en una tara. Si cualquier asfalteno está depositado en el fondo de la copa, usar una espátula para transferirlos a la tara.
- 10) Pesarse otra pieza de papel filtro y repetir pasos 5, hasta que toda la mezcla haya sido filtrada.
- 11) El peso de los asfaltenos puede ser determinado mediante la substracción del peso de la tara y todos los papeles filtros del peso total. El contenido de asfaltenos es calculado mediante:

$$\text{Contenido de asfaltenos (g/100ml)} = \frac{\text{Peso de los asfaltenos secados (gramos)}}{\text{Peso de crudo (20 gramos)}} \times 100 \quad (8)$$

### 2.2.3 Determinación de la reducción de la permeabilidad mediante pruebas de inyección

La prueba de inyección o prueba de desplazamiento permite recrear condiciones dinámicas de flujo a escala de laboratorio, para poder apreciar el fenómeno de la depositación de asfaltenos en los núcleos sintéticos.<sup>47 48</sup> Mediante mediciones de variaciones de presión se evaluará la variación de la permeabilidad absoluta de cada núcleo, se utilizará un permeámetro líquido debido a que estas pruebas serán a condiciones de laboratorio, y la temperatura no afecta drásticamente la depositación de los asfaltenos en el medio poroso.

#### 2.2.3.1 Procedimiento

- 1) Pesar los núcleos sintéticos secos.
- 2) Realizar mediciones de porosidad y permeabilidad a los plugs seleccionados para las pruebas de desplazamiento.
- 3) Filtrar cualquier sedimento existente en el crudo, y deshidratar el crudo, debido a que pueden afectar la permeabilidad del núcleo.
- 4) Saturar los núcleos con salmuera sintética, que se crea a partir de datos de agua de formación del campo del cual proviene el crudo.
- 5) Realizar un montaje que permita aplicar vacío a la salmuera sintética y a los plugs que van a ser saturados, el vacío debe aplicarse de 12 a 24 horas, el montaje deberá tener una trampa diseñada para evitar que humedad entre en la bomba de vacío y así afectarla. (figura 32).

---

<sup>47</sup> MINSSIEUX et al. Core damage from asphaltene Deposition. SPE paper No. 37250. 1997.

<sup>48</sup> M.A. ALI and M.R. ISLAM. Effect of Asphaltene Deposition on Carbonate Rocks Permeability: An Experimental and Numerical Approach. SPE paper No. 38856. 1997.

**Figura 32.** Montaje para saturación de muestras sintéticas.



- 6) Pesar los núcleos sintéticos saturados, con estos pesos determinar la porosidad de los núcleos por el método de saturación. La diferencia entre la porosidad determinada por saturación y la porosidad determinada por el método de Boyle no debe ser mayor a un 5%, si es así, es necesario aplicar más vacío a las muestras hasta que esta diferencia sea igual o menor al 5%.
- 7) Asegurar que las líneas del permeámetro se encuentren totalmente limpias (mediante un flujo de varsol, o salmuera), figura 33.

**Figura 33.** Permeámetro líquido.



- 8) Luego se debe inyectar aceite mineral, para llevar el medio poroso a condiciones de saturación de agua irreducible ( $S_{wirr}$ ). Medir volumen de agua recuperado.
- 9) Realizar la inyección de crudo hasta saturación de agua irreducible ( $S_{wirr}$ ). Medir la permeabilidad efectiva al aceite a saturación de agua irreducible ( $K_{ef}$  al oil @  $S_{wirr}$ ).
- 10) Posteriormente se realiza la inyección de la mezcla del crudo diluida con n-heptano, el porcentaje de n-heptano de esta mezcla es determinado anteriormente, y es el onset de precipitación del crudo, (así se asegura inyectar asfaltenos precipitados).
- 11) Realizar un chequeo constante de la caída de presión, la inyección con la mezcla de crudo y n-heptano de crudo termina en el momento que la presión se vuelva constante (lo que indica que no se taponará más) o alta (lo cual indica que el medio poroso se ha taponado completamente).
- 12) Medir nuevamente la permeabilidad efectiva del aceite a saturación de agua irreducible ( $K_{ef}$  @  $S_{wirr}$ ).

### 3. MODELO PARA LA DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS

En aras de definir un método, el cual pueda reproducir con mayor exactitud el comportamiento del fenómeno de la depositación de los asfaltenos en el medio poroso, y su influencia en la reducción de la permeabilidad absoluta de la roca, se definió trabajar un modelo numérico, el cual está basado en fenómenos de entrapamiento mecánico y de adsorción entre los asfaltenos floculados en el crudo y la superficie de la roca.

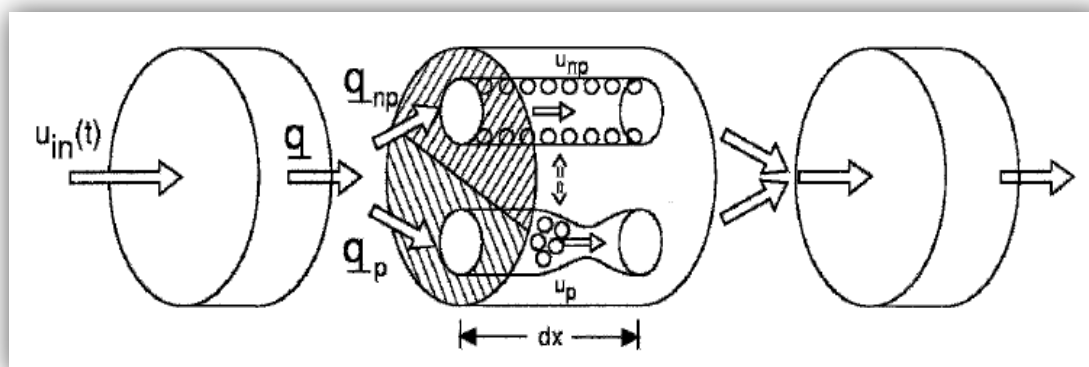
#### 3.1 GENERALIDADES SOBRE EL MODELO DE CAMINOS TAPONANTES Y NO TAPONANTES

Ali e Islam (1997, 1998), consideraron únicamente la depositación de asfaltenos como un método simplificado, según el enfoque del modelamiento de daño a la formación de una fase de Gruesbeck y Collins (1982). Ellos desarrollaron un modelo basado en el concepto de flujo paralelo de una suspensión de partículas a través de caminos taponantes y no taponantes del medio poroso como se observa en la figura 34, donde los subíndices “*np*” y “*p*” indican “*nonplugging*” y “*plugging*” respectivamente. Principalmente, los caminos de flujos lisos y de diámetros grandes son considerados no taponantes, mientras que los caminos de flujo que son altamente tortuosos y presentan una variación significativa de diámetros son considerados caminos taponantes. Este modelo es usado para aceites subsaturados.<sup>49</sup>

---

<sup>49</sup> Faruk CIVAN, Reservoir Formation Damage, Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation. Segunda Edición. Gulf Professional Publishing. University of Oklahoma, 2007.

**Figura 34.** Caminos taponantes y no taponantes.



Fuente: Tomado de Reservoir Formation Damage, Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation, Faruk Civan, Edition 2nd University of Oklahoma, 2007.

La adsorción de asfaltenos por el medio poroso es considerada a tomar lugar desde la fase monomérica. Piro et al.<sup>50</sup> Reportó la adsorción de los asfaltenos como un proceso continuo. Esto quiere decir que no se alcanzará un tope de concentración de estos monómeros. En este modelo el proceso de adsorción no ocurre de manera continua. Por otro lado, la adsorción de asfaltenos es seguida de un comportamiento de exceso en la superficie. Sin embargo, la naturaleza continua de la depositación de los asfaltenos proviene de la combinación de la adsorción y el atrapamiento mecánico de los asfaltenos en los poros de la roca. Por lo tanto, se separó el atrapamiento de la adsorción y se modeló la adsorción con la teoría de exceso de superficie<sup>51</sup> mientras por otro lado, se

<sup>50</sup> PIRO, G., et al. Experimental Study on Asphaltene Adsorption onto Formation Rock: An Approach to Asphaltene Formation Damage Prevention. SPE paper no. 30109, Proc. European Formation Damage Conf., The Hague, 1995.

<sup>51</sup> SIRCAR, S., NOVOSAD, J., MYERS, A.L., "Adsorption from Liquids Mixtures on Solids. Thermodynamics of excess Properties and Their Temperature Coefficients", Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals, Vol 11 (1972), 249. ISSN: 0196-4313.

modela el entrapamiento mecánico de los asfaltenos con una teoría desarrollada por Gruesbeck and Collins.<sup>52</sup>

### 3.2 ECUACIONES DEL MODELO DE CAMINOS TAPONANTES Y NO TAPONANTES<sup>53</sup>

Debido a la naturaleza polar del asfalteno, este puede verse químicamente atraído al medio poroso, a este fenómeno se le conoce como Adsorción y varía en función del tipo de formación y de la termodinámica del fluido. En términos generales, una formación de carbonatos o con alta presencia de arcillas tendrá una mayor adsorción con respecto a una formación de areniscas<sup>54</sup>. Este módulo es adaptado de la teoría de exceso superficial enunciada por Sircar et al<sup>55</sup>. Para un sistema binario, el exceso de superficie de un componente  $i$  está dado por:

$$n_i^e = n^o(x_i^o - x_i) \quad (9)$$

Donde  $i=1$  denota los asfaltenos e  $i=2$  denota la fase total que contiene el asfalteno (el crudo en este caso). Sí se asume que la fase líquida está directamente en contacto con el sólido (en el caso de rocas mojadas por aceite o cuando el agua está ausente), la ecuación adquiere la siguiente forma:

$$n_i^e = n'(x_i' - x_i) \quad (10)$$

<sup>52</sup> GRUESBECK, C. and COLLINS, R.E, "Entrainment and Deposition of Fine Particles in Porous Media", Soc. Pet. Eng. J (Dec 1982), 847-856.

<sup>53</sup> M.A. ALI and M.R. ISLAM. Effect of Asphaltene Deposition on Carbonate Rocks Permeability: An Experimental and Numerical Approach. SPE paper No. 38856. 1997.

<sup>54</sup> M.A. ALI and M.R. ISLAM. Effect of Asphaltene Deposition on Carbonate Rocks Permeability: An Experimental and Numerical Approach. SPE paper No. 38856. 1997.

<sup>55</sup> SIRCAR, S., NOVOSAD, J., MYERS, A.L., "Adsorption from Liquids Mixtures on Solids. Thermodynamics of excess Properties and Their Temperature Coefficients", Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals, Vol 11 (1972), 249. ISSN: 0196-4313.

Utilizando el modelo de adsorción monomérico, el exceso de superficie puede expresarse como:

$$\frac{1}{n'} = \frac{x'_1}{m_1} + \frac{x'_2}{m_2} \quad (11)$$

Donde  $m_1$  y  $m_2$  representan la cantidad de pestañas (monolayers) de cobertura del asfalto y la roca, respectivamente. En este punto el concepto de selectividad,  $S$ , es introducido y definido como:

$$S = \frac{x'_1/x'_2}{x_1/x_2} \quad (12)$$

Aunque el modelo “monolayer” está basado en asumir una adsorción uni-capas “monolayer”, este ha sido tomado para modelar casos para adsorción multi-capas. Con la selectividad, la expresión de exceso de superficie puede escribirse como:

$$n_a^e = \frac{m_1 x_1 x_2 (S - 1)}{S x_1 + (m_1/m_2) x_2} \quad (13)$$

La cantidad de asfalto adsorbido está dado por:

$$n'_1 = \frac{m_1 x_1 S}{S x_1 + (m_1/m_2) x_2} \quad (14)$$

Finalmente, el término cinético es calculado como:

$$\frac{\partial n_1^e}{\partial t} = k_i (n_1^e - n_1^{ea}) \quad (15)$$

Donde  $k_i = k_1$  para adsorción y  $k_i = k_2$  para desorción. Este término introduce la posibilidad de desorción de los asfaltos en un sistema de desplazamiento dinámico.

El modelo matemático presentado está basado en la teoría desarrollada por Gruesbeck & Collins<sup>56</sup>, los cuales originalmente desarrollaron esta teoría para modelar el taponamiento por finos. Su trabajo sugirió la división hipotética del medio poroso en dos caminos diferentes: los caminos taponantes y los no taponantes. Esto significa que el medio poroso será representado como dos ramas continuas, formadas de tal manera que la del menor tamaño de poro podrá eventualmente taponarse por completo. Por otra parte, los caminos no taponantes no podrán taponarse completamente debido a que a medida que la garganta de poro se reduce debido a la depositación, la velocidad local se vuelve tan alta para remover parcialmente los depósitos presentes. Se aplican dos diferentes leyes de depositación para los dos tipos de caminos. Para el entrapamiento mecánico en los caminos no taponantes, la tasa de depositación está dada por:

$$\frac{\partial \sigma_{np}}{\partial t} = \beta C_a - \alpha \sigma_{np} (u_{np} - u_c) \quad (16)$$

La ecuación anterior implica que el asfalteno no será móvil hasta alcanzar la velocidad local,  $u$ , esta se volverá más y más grande que la velocidad crítica, la cual el asfalteno se moverá debido a la velocidad del flujo,  $u_c$ . Consecuentemente, el primer término del lado derecho de la ecuación es cero en el caso que  $u_c$  sea más grande que  $u_{np}$ . Para los caminos taponantes, un efecto “bola de nieve” es introducido, esencialmente permitiendo que los poros sean completamente taponados. Este está dado por:

$$\frac{\partial \sigma_p}{\partial t} = C_a u_p (\delta + \rho \sigma_p) \quad (17)$$

Las velocidades locales en diferentes caminos son relacionadas a permeabilidades absolutas a través de la siguiente relación:

$$\frac{u_p}{u} = \frac{k_p(\sigma_p)}{k_p(\sigma_p) + k_{np}(\sigma_{np})} \quad (18)$$

---

<sup>56</sup> GRUESBECK, C. and COLLINS, R.E, “Entrainment and Deposition of Fine Particles in Porous Media”, Soc. Pet. Eng. J (Dec 1982), 847-856.

Donde las permeabilidades de los caminos taponantes y no taponantes necesitan ser emparejadas con la permeabilidad inicial y depositaciones de asfaltenos. Esto es hecho a través de las siguientes formulas empíricas:

$$k_p \cong k_{pi} EXP (-A\sigma_p^4) \quad (19)$$

$$k_{np} \cong \frac{k_{npi}}{1 + \varepsilon\sigma_{np}} \quad (20)$$

Donde  $A$ ,  $k_{pi}$ ,  $k_{npi}$ , y  $\varepsilon$  son constantes fenomenológicas.

El balance de materia realizado, resulta en una ecuación unidimensional para el balance de masa que involucra tanto adsorción como depositación de asfaltenos y está dado por:

$$\frac{\lambda q \rho_L}{A\phi} \frac{\partial^2 C_a}{\partial L^2} - \frac{q \rho_L}{A\phi} \frac{\partial C_a}{\partial L} = \frac{1-\phi}{\phi} \rho_r n_o \frac{\partial C_a}{\partial t} + \frac{1-\phi}{\phi} \rho_r \left( \frac{\partial \sigma}{\partial t} + \frac{\partial n_i^{ea}}{\partial t} \right) \quad (21)$$

Note que esta ecuación contiene la expresión de depositación total debido a entrapamiento mecánico. Esta total depositación es relacionada a la depositación en los poros de los caminos taponantes y no taponantes de acuerdo con:

$$\phi_i \sigma = f \sigma_p + (1 - f) \sigma_{np} \quad (22)$$

Donde  $f$  representa la fracción de los caminos taponantes en el medio poroso.

Las condiciones de iniciales y de frontera que este modelo asume para su desarrollo son:

$$C_a(z, 0) = 0 \quad 0 \leq z \leq L \quad (23)$$

$$C_a(0, t) = C_o + \lambda \left( \frac{\partial C_a}{\partial L} \right) \quad 0 < t \quad (24)$$

$$\frac{\partial C_a}{\partial L} (z = L) = 0 \quad t > 0 \quad (25)$$

- Nomenclatura

- ✓  $A$ = Área de la sección transversal del núcleo,  $\text{cm}^2$
- ✓  $C_a$ = Concentración de asfaltenos, %peso
- ✓  $C_o$ = Concentración de asfaltenos en la entrada, %peso
- ✓  $k_i$ = Constante cinética de adsorción, 1/hora
- ✓  $f$  = Fracción del espacio poroso que contiene caminos taponantes
- ✓  $k$  = Permeabilidad absoluta del medio poroso, mD
- ✓  $k_{np}$ = Permeabilidad absoluta de caminos no taponantes, mD
- ✓  $k_p$ = Permeabilidad absoluta de caminos taponantes, mD
- ✓  $L$ = Longitud del núcleo, cm
- ✓  $m_i$ = Cantidad de pestañas (monolayer) de componente  $i$  por unidad de componente adsorbente, mg/g
- ✓  $n^o$ = Cantidad de líquido por unidad de masa de adsorbente, mg/g
- ✓  $n'$ = Cantidad de componente adsorbido por unidad de masa de adsorbente, mg/g
- ✓  $n'_i$  = Cantidad de componente  $i$  adsorbido por unidad de masa de adsorbente, mg/g
- ✓  $n^{ea}_i$  = Actual exceso superficial de componente  $i$  por unidad de masa de adsorbente, mg/g
- ✓  $PV$ = Volumen poroso,  $\text{cm}^3$
- ✓  $q$ = Tasa de flujo, ml/hr
- ✓  $S$ = Selectividad, adimensional
- ✓  $t$ = Tiempo, hr
- ✓  $u$ = Velocidad, cm/s
- ✓  $u_c$ = Velocidad crítica, cm/s
- ✓  $u_{np}$ = Velocidad en los caminos no taponantes, cm/s
- ✓  $u_p$ = Velocidad en los caminos taponantes, cm/s
- ✓  $X_f$ = Fracción másica del componente  $i$
- ✓  $X'_f$ = Fracción másica adsorbida del componente  $i$
- ✓  $z$ = Distancia a lo largo del núcleo, cm
- ✓  $\alpha$ = Constante debido al atrapamiento, 1/cm

- ✓  $\beta$ = Constante debido a la tasa de depositación, 1/cm
- ✓  $\delta$ = Constante debido a la tasa de depositación en caminos taponantes, 1/cm
- ✓  $\lambda$ = Parámetro de dispersión, cm
- ✓  $\phi$ = Porosidad de la roca
- ✓  $\rho$ = Constante debido a la tasa de depositación para caminos taponantes, 1/cm
- ✓  $\rho_l$ =Densidad del líquido. mg/ml
- ✓  $\rho_r$ =Densidad de la roca. mg/ml
- ✓  $\sigma$ = Volumen de asfaltenos depositados por unidad de volumen inicial
- ✓  $\sigma_{np}$ = Volumen de asfaltenos depositados por unidad de volumen inicial de caminos no taponantes
- ✓  $\sigma_p$ = Volumen de asfaltenos depositados por unidad de volumen inicial de caminos taponantes

### 3.3 REGÍMENES EN LA DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS

Los autores de este modelo lograron realizar ajustes con datos experimentales obtenidos de pruebas de desplazamiento a diferentes tasas de flujo. Observaron que a diferentes tasas el régimen de taponamiento variaba, y pudieron establecer tres regímenes de depositación de asfaltenos en el medio poroso: Estado estable, Estado pseudo-estable y estado de taponamiento continuo.<sup>57</sup>

#### 3.3.1 Estado estable

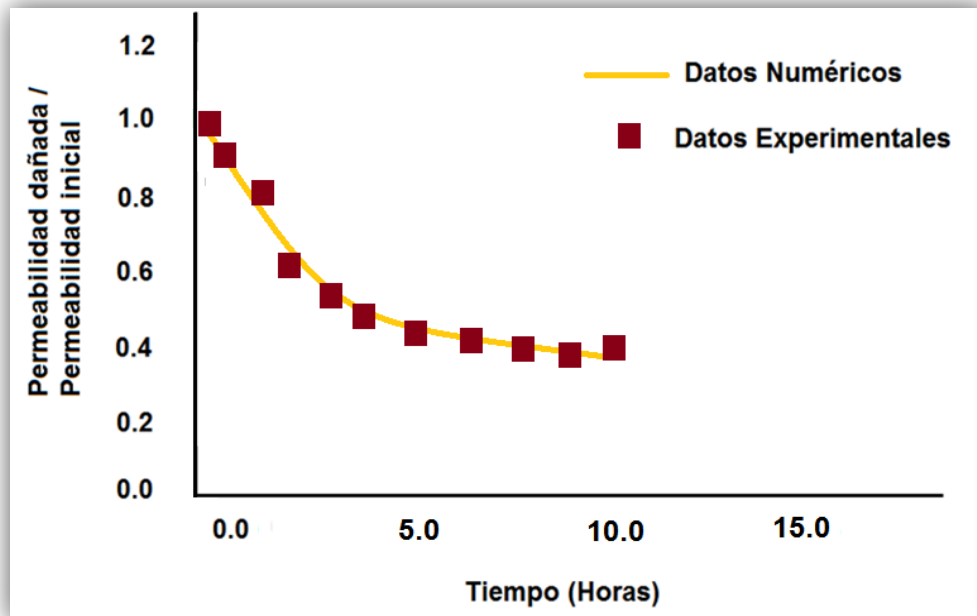
A bajas tasas de flujo la reducción de la permeabilidad adquiere un comportamiento monótono y estable. Este comportamiento se observó a una tasa de 0.5 ml/min. La reducción continúa hasta que se alcanza un estado estable,

---

<sup>57</sup> M.A. ALI and M.R. ISLAM. Effect of Asphaltene Deposition on Carbonate Rocks Permeability: An Experimental and Numerical Approach. SPE paper No. 38856. 1997.

(figura 35). En este momento, la adsorción disminuye, y se consigue un balance entre los depósitos en poros taponantes y no taponantes.

**Figura 35.** Régimen estado estable a 0.5 ml/min.



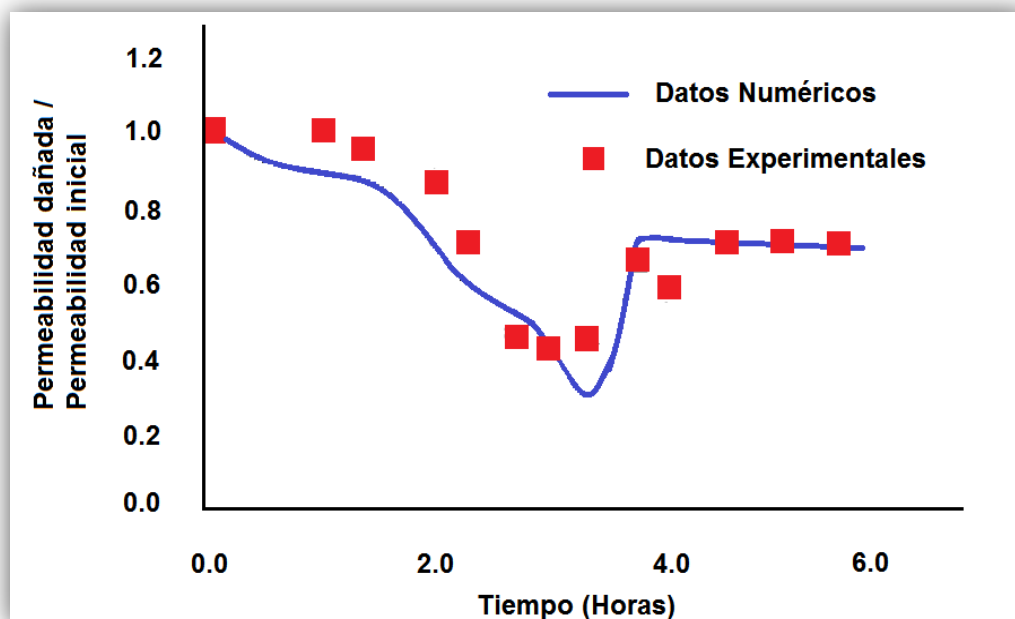
Fuente: Tomado y modificado de Effect Of Asphaltene Deposition On Carbonate Rocks Permeability: An Experimental And Numerical Approach. M.A. Ali and M.R. Islam. SPE paper No. 38856. 1997.

### 3.3.2 Estado pseudo-estable

Este régimen se alcanzó para tasas de flujo entre 1 y 2 ml/min, llamadas tasas de flujo intermedias. Este régimen se caracteriza por una reducción inicial permeabilidad hasta un valor mínimo de este, aunque a diferencia del primer estado, este no alcanza un comportamiento estable, por el contrario, la

permeabilidad aumenta hasta alcanzar un estado estable, tal como lo muestra la figura 36. Esto se debe a que los depósitos reducen el tamaño de la garganta del poro, hasta un punto en el que la velocidad en los poros supera la velocidad crítica y se produce este efecto de “remoción”.

**Figura 36.** Régimen estado pseudo-estable. 1 y 2 ml/min



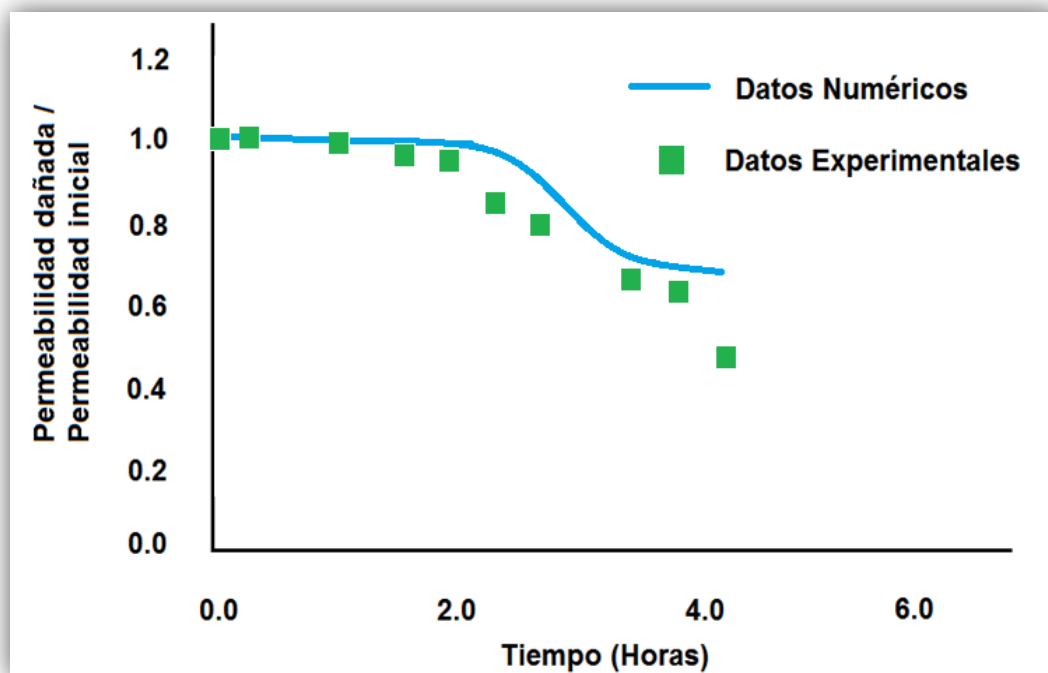
Fuente: Tomado y modificado de Effect Of Asphaltene Deposition On Carbonate Rocks Permeability: An Experimental And Numerical Approach. M.A. Ali and M.R. Islam. SPE paper No. 38856. 1997.

### 3.3.3 Estado de depositación continuo

Este régimen se alcanzó para tasas de flujo altas (3 ml/min en este caso). Al principio pareciera ser que la depositación tarda en suceder, sin embargo, apenas acontece la permeabilidad se reduce de manera muy drástica, como se aprecia en

la figura 37. En este caso en particular, nunca se alcanzó una estabilidad en la permeabilidad, y la presión de desplazamiento aumentó hasta niveles tan altos que se tuvo que detener la prueba.

**Figura 37.** Régimen de deposición continuo.



Fuente: Tomado y modificado de Effect Of Asphaltene Deposition On Carbonate Rocks Permeability: An Experimental And Numerical Approach. M.A. Ali and M.R. Islam. SPE paper No. 38856. 1997.

## 4. RESULTADOS DE PRUEBAS EXPERIMENTALES

Luego de ejecutar la metodología experimental descrita en el capítulo 2, se obtuvieron los siguientes resultados:

### 4.1 CONSTRUCCIÓN DE NÚCLEOS SINTÉTICOS

Los núcleos sintéticos simularán el medio poroso y las condiciones que presenta el crudo en yacimiento, así se inducirá y cuantificará el daño por depositación de asfaltenos en ellos.

#### 4.1.1 Núcleos sintéticos sin control de compresión

Inicialmente, en base a la metodología planteada por Celis y Castro<sup>58</sup> se intentaron construir núcleos sintéticos de 50 mD, cuya formulación se encuentra en la tabla 4. Se tomó este valor de permeabilidad debido a que es un valor promedio representativo de las arenas productoras de los campos Colorado y Cantagallo, ya que a estos campos pertenecen las muestras de crudo con las que se realizó este proyecto.

**Tabla 4.** Formulación para construcción de núcleos sintéticos 50 mD.

<b>Permeabilidad teórica (mD)</b>	<b>50</b>
Masa de caolín blanco (gramos)	62
Masa de arena (gramos)	151

<sup>58</sup> FERNANDEZ DE CASTRO, Omar. CELIS, Laura. “Estudio experimental de procesos de inyección de agua en el equipo de desplazamiento radial con medios porosos estratificados”. Proyecto de Grado, Ingeniería de Petróleos UIS, 2012.

Volumen de resina (mililitros)	6
Volumen de endurecedor (mililitros)	15

Se siguió la metodología para la determinación de la composición y se realizaron 10 muestras, de las cuales 9 fueron compactadas con un pistón y un martillo y la otra con una prensa, variando cualitativamente los esfuerzos de compactación. La tabla 5 muestra los resultados de permeabilidad obtenidos para estos núcleos. Es evidente que estos están muy lejos de la permeabilidad teórica de la formulación (50mD), lo cual se debe principalmente a que no se tiene una medida real sobre la compactación a la que son sometidos. Además de otros factores como el cambio de materias primas durante la realización del proyecto.

**Tabla 5.** Resultados de construcción de núcleos sintéticos sin control de la compresión.

Nombre	Descripción	Longitud Promedio (cm)	Diámetro Promedio (cm)	Permeabilidad Promedio (mD)
-	Prensa	8,37	3,71	2560
5G	5 Golpes	7,55	3,78	1000
10G	10 Golpes	7,92	3,79	420
15G	15 Golpes	7,52	3,81	338
20G	20 Golpes	7,34	3,79	202
20G	20 Golpes (Caolín #2)	7,23	3,75	3,3
30G	30 Golpes (Caolín #2)	7,53	3,76	3,6

35G	35 Golpes (Caolín #2)	7,04	3,75	5,5
40G	40 Golpes (Caolín #2)	7,47	3,78	3,6
50G	50 Golpes (Caolín #2)	5,35	3,75	4,3

Los núcleos que se describen con “Caolín #2”, fueron construidos con un tipo de caolín diferente al de los demás, y como es de apreciarse también es una variable que afecta el resultado de la permeabilidad de los núcleos, se observa en la tabla 5, que mientras dos núcleos se construyeron con la misma compactación de “20G” (20 golpes), la variación en el tipo de material afecta rotundamente el resultado de la permeabilidad de los núcleos sintéticos, por esta razón se debió mantener el mismo tipo de material (arena fina y caolín blanco), para obtener resultados que pudieran ser estandarizados.

#### 4.1.2 Núcleos sintéticos con control en la compresión

Teniendo en cuenta que la compresión afecta las propiedades del núcleo, surgió la necesidad de implementar su medición y control en preparación de muestras sintéticas. Para esto, se realizó un montaje que consiste en una prensa mecánica y una llave dinamométrica, o torquímetro, el cual permite medir la cantidad de torque con la cual se comprime el sistema. Ese torque representa una fuerza, la cual representa una presión axial sobre la manga de PVC. Con este nuevo elemento, y manteniendo la composición constante, se prepararon 13 muestras, a diferentes niveles de compresión. La tabla 6 muestra los resultados de permeabilidad de estas muestras, algunas fueron sometidas a la misma compresibilidad para evaluar cualitativamente la repetitividad de la metodología.

**Tabla 6.** Resultados de construcción de núcleos sintéticos con control de la compresión.

Plug	Cantidad de torque (Lb.ft)	Nombre	Diámetro Promedio (cm)	Longitud Promedio (cm)	Permeabilidad Promedio (mD)
1	10	10 Lb.ft	3,787	7,58	66,2
2	10	10 Lb.ft	3,808	7,41	217,76
3	15	15 Lb.ft	3,805	7,43	209,55
4	20	20 Lb.ft	3,8	6,92	136
5	20	20 Lb.ft SOST	3,805	6,615	185,73
6	25	25 Lb.ft	3,795	7,581	86,24
7	30	30 Lb.ft	3,799	7,509	115,16
8	30	30 Lb.ft	3,799	7,207	135,57
9	35	35 Lb.ft	3,803	6,86	70,71
10	25	25 Lb.ft	3,71	7,28	21,72
11	30	30 Lb.ft	3,79	7,64	45,53
12	35	35 Lb.ft	3,78	8,17	45,15
13	35	35 Lb.ft	3,7	4,31	48,31

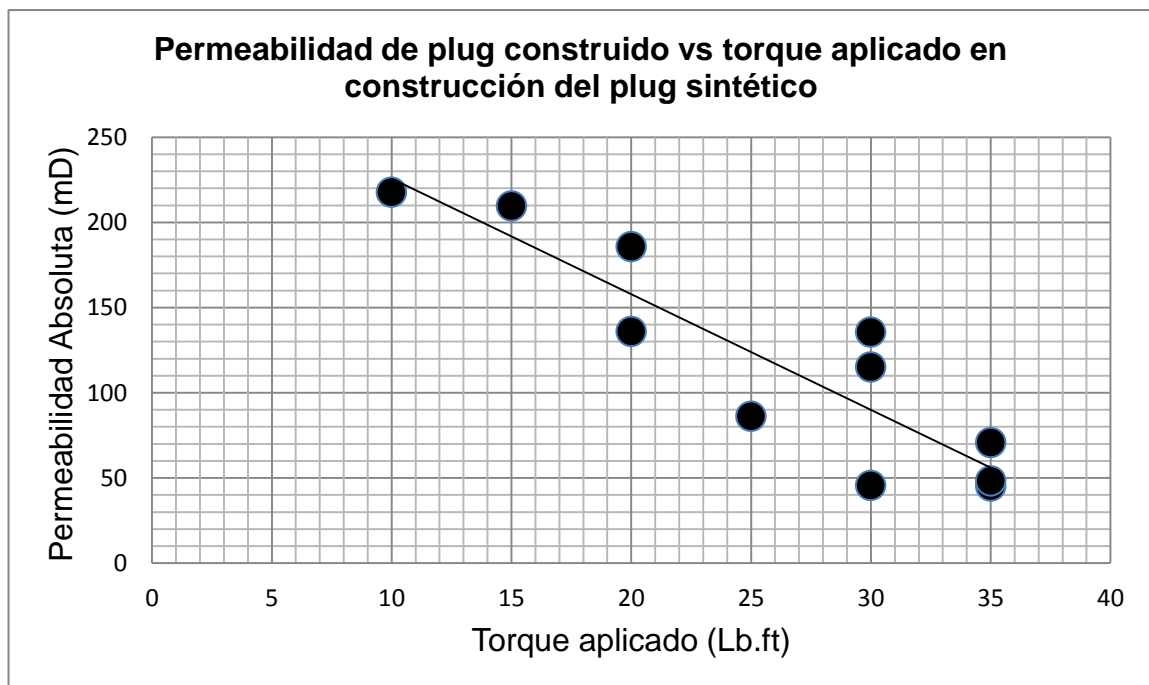
En la construcción de la muestra 1, se presentaron inconvenientes en la aplicación del torque deseado, por esto, se construyó la muestra 2 con el mismo torque aplicado en la muestra 1 y no teniendo inconveniente alguno en su construcción, y por este motivo difieren en el valor de permeabilidad. Las muestras 4 y 5 se diferencian en que en la primera, la presión se aplicó solo una vez y luego se dejó secar a condiciones ambiente, mientras que para la segunda una la presión se sostuvo durante los 5 días de secado de la muestra. Sin embargo, los resultados no fueron los esperados, ya que la muestra 5 es más permeable que la muestra 4. Estos errores de reproducibilidad son atribuibles a que la mezcla no es totalmente homogénea en el proceso de mezclado, debido a la presencia de grumos de material cementante. En la construcción de la muestra 10, también se presentaron inconvenientes, como en la de la muestra 1, no fue posible aplicar correctamente la compresión deseada. La figura 38, muestra los plugs construidos mediante el control de la compresión del torquímetro, contenidos en un desecador para evitar que la humedad distorsione sus propiedades.

**Figura 38.** Núcleos sintéticos contenidos en desecador.



Sin embargo, en términos generales, la metodología demuestra ser efectiva y repetible, además de demostrar que existe una dependencia directa entre la compresión de la muestra y su permeabilidad absoluta. La figura 39 muestra la correlación existente entre estas dos variables, la cual demuestra una dependencia lineal; cabe aclarar que al construir esta gráfica no se tuvieron en cuenta las muestras 1 y 10 por haber presentado problemas en su construcción. Podemos afirmar en este punto, que para la composición planteada, la permeabilidad deseada se alcanza a un torque de 35 libras-pie. En este punto se seleccionan las 3 muestras necesarias para los desplazamientos.

**Figura 39.** Correlación de permeabilidad de núcleo vs torque aplicado



#### 4.1.3 Núcleos sintéticos seleccionados

Después de lograr la construcción de los núcleos sintéticos con una permeabilidad cercana a 50 mD, en los cuales se llevarán a cabo las pruebas de inyección, se

seleccionaron 3 núcleos sintéticos. Como se aprecia en la tabla 7, los núcleos 1, 11 y 12, son de permeabilidad cercana a 50 mD, además los tres núcleos sintéticos presentan aproximadamente igual densidad de grano, lo que corrobora que la formulación para la construcción de los núcleos y el proceso de mezcla fue el mismo. En la tabla 7 se presentan otras propiedades petrofísicas de estos núcleos.

**Tabla 7.** Núcleos seleccionados

Número	Longitud promedio (cm)	Diámetro (cm)	Permeabilidad (mD)	Porosidad Teórica (Boyle) (%)	Peso seco (gramos)	Volumen (cm <sup>3</sup> )	Densidad de grano (gr/cm <sup>3</sup> )
1	7,58	3,79	66,20	17,0	166,64	85,38	2,35
11	7,64	3,79	45,53	18,2	166,75	86,19	2,37
12	8,17	3,78	45,15	19,1	174,31	91,68	2,35

## 4.2 CARACTERIZACIÓN BÁSICA DE CRUDOS

Los crudos escogidos para evaluar el efecto de la depositación de asfaltenos en medio poroso, fueron el crudo del Campo Cantagallo y crudo del Campo Colorado. Debido a que el modelo escogido para predecir el daño debido a depositación de asfaltenos requiere de ciertas propiedades básicas de los crudos y para prevenir cualquier tipo de inconveniente en las pruebas de desplazamiento se realizaron pruebas de gravedad API, BS&W (Basic Sediment and Water) y determinación de porcentaje de asfaltenos según la norma ASTM D2007-80 a los dos crudos los cuales fueron muestreados en tanque.

### 4.2.1 Prueba de gravedad API y BS&W

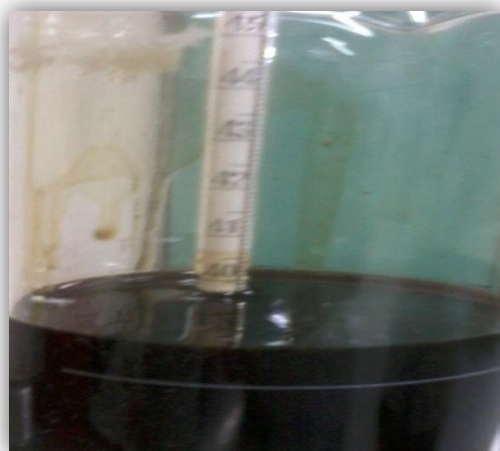
**Tabla 8.** Resultados de gravedad API y BS&W

Crudo Tanque	API @ 60 F	Basic Sediment and Water (BS&W)
Colorado	38,62	>0,5%
Cantagallo	20,5	>0,5%

Como se observa en la tabla 8, contamos claramente con dos tipos diferentes de crudo según su gravedad API, uno liviano como el crudo del Campo Colorado, y otro que es pesado como es el crudo del Campo Cantagallo (figuras 40 y 41). En cuanto a BS&W se puede concluir que ambos crudos tienen una cantidad mínima de sedimentos y agua, y esto probablemente no afectará alguna prueba posterior (figuras 42 y 43).

**Figura 40.** Resultado de API Crudo Colorado

**Figura 41.** Resultado de API Crudo Cantagallo



**Figura 42.** Resultado BS&W Crudo Colorado

**Figura 43.** Resultado BS&W Crudo Cantagallo



#### 4.2.2 Determinación de porcentaje de asfaltenos según norma ASTM D2007-80

Es importante conocer cuánto es el porcentaje de asfaltenos antes de empezar las pruebas de inyección para luego de estas, conocer cuantitativamente cuanto es el porcentaje de asfaltenos depositado en cada prueba de desplazamiento. Como era de esperarse el crudo pesado, es decir el crudo de Campo Cantagallo, resultó con mayor cantidad de asfaltenos que el crudo liviano, es decir el crudo del Campo Colorado, cuyos resultados son notables a la vista en las figuras 44 y 45, con esto no se afirma que a mayor cantidad de asfaltenos en el crudo, mayor será el daño que estos provocarán en el medio poroso, ya que no se sabe aún si estos asfaltenos son estables o inestables, o si depositarán o no. Los resultados después de secado y posterior pesado de las muestras, se encuentra en la tabla 9.

**Figura 44.** Asfaltenos del crudo del Campo Colorado, por norma ASTM D2007-80



**Figura 45.** Asfaltenos del crudo del Campo Cantagallo, por norma ASTM D2007-80



**Tabla 9.** Resultados determinación de porcentaje de asfaltenos según norma ASTM D2007-80

Porcentaje de Asfaltenos (% en peso)	
Crudo Colorado	Crudo Cantagallo
0,1	5,41

La tabla 9, muestra que el contenido de asfaltenos presente en el crudo del Campo Colorado es de 0,1%, el cual es mucho más bajo que el del Crudo Cantagallo, o el de otras muestras del Campo Colorado<sup>59</sup>.

<sup>59</sup> ARIZA LEÓN Emiliano. Determinación del Umbral de Cristalización de Parafinas en el crudo del Campo Colorado. Tesis Maestría, UIS, 2008.

### 4.3 DETERMINACIÓN DEL ONSET DE PRECIPITACIÓN DE LOS CRUDOS

La determinación del onset de precipitación de asfaltenos para los crudos, mediante titulación con un alcano (n-heptano), determinará a que proporción de precipitante los asfaltenos son inestables en la solución. Así se obtiene una mezcla adecuada para realizar las pruebas de inyección.

#### 4.3.1 Determinación de onset mediante viscosimetría

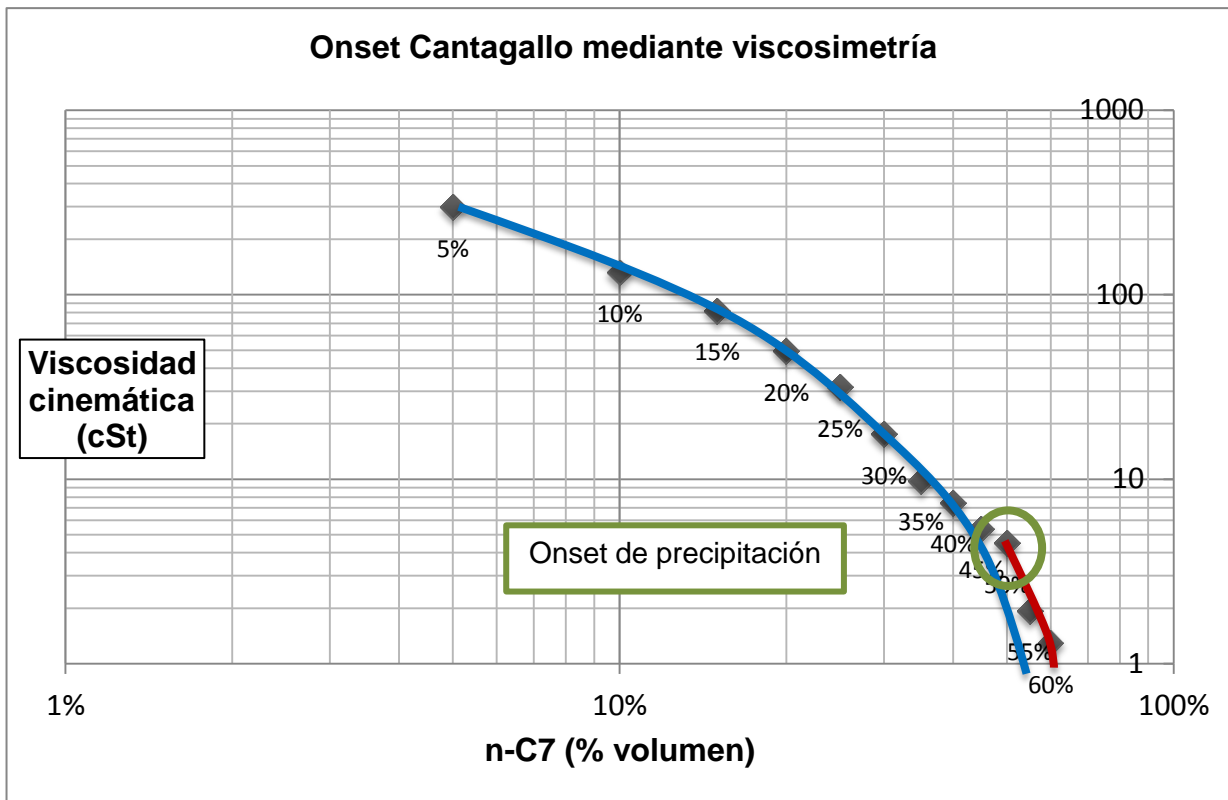
Siguiendo la metodología del capítulo 2, se realizó la titulación variando el porcentaje del precipitante y crudo (figura 46), y se midió la viscosidad con el equipo Saybolt para el crudo del Campo Colorado y el crudo del Campo Cantagallo.

**Figura 46.** Muestras de crudo con n-heptano



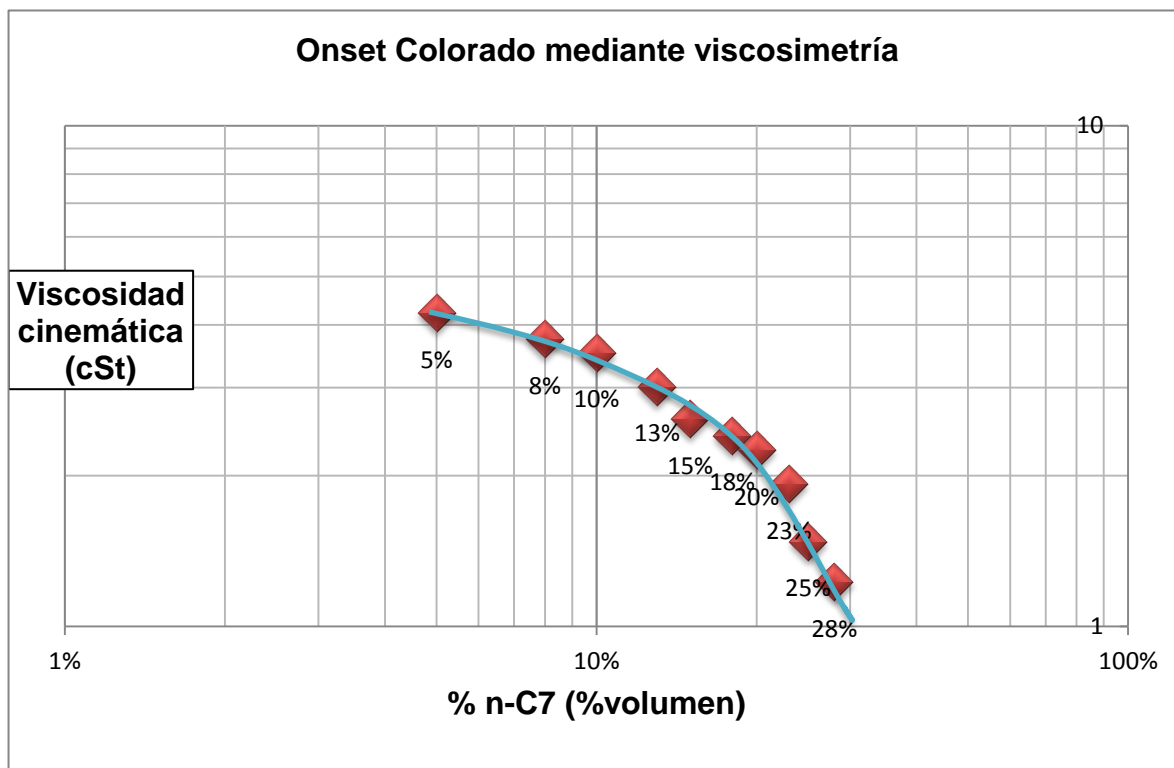
Se debe aclarar que la línea base de titulación no se construyó por razones de seguridad, debido a que se debe realizar, con crudo y tolueno o benceno. Con las mediciones de viscosidad de las muestras se construyeron las figuras 47 y 48, las cuales presentan el onset de precipitación para el crudo del Campo Cantagallo y Colorado respectivamente.

**Figura 47.** Onset crudo Campo Cantagallo por viscosimetría



En la figura 47 la línea azul representa la línea base, la cual marca la tendencia de reducción de la viscosidad antes de llegar al onset de precipitación, independientemente del titulador que se utilice (n-heptano o tolueno); el cambio se aprecia cuando se presenta la precipitación de asfaltenos (onset), haciendo que la línea base se “quiebre”, cambiando su tendencia y formando una línea alterna a la línea base (línea roja en la figura 47). En este caso el onset de precipitación para el crudo de Cantagallo según el método de viscosimetría es de 50% n-heptano y 50% crudo.

**Figura 48.** Onset crudo Campo Colorado por viscosimetría



En la figura 48 se presenta el onset del crudo del Campo Colorado mediante el método de viscosimetría, al contrario que en la figura 47, aquí no se puede observar punto de “quiebre”, es decir no se logró determinar onset de precipitación para el Campo Colorado con esta metodología.

La determinación de onset mediante viscosimetría presenta varias desventajas tales como, la precisión en la medición depende tanto del operario, quien toma el tiempo, como del viscosímetro de Saybolt ya que este equipo no permite analizar viscosidades por debajo de 1 Centistoke, por este motivo que solo fue posible analizar para el crudo del Campo Cantagallo hasta una mezcla de 60% n-heptano y para el crudo del Campo Colorado una mezcla de 28% n-heptano. Debido a estas limitaciones y para corroborar los datos obtenidos para ambos crudos, se decidió utilizar el equipo NIR (Near Infrared), disponible en el Parque Tecnológico

de Guatiguará, el cual es más preciso y permite analizar muestras sin importar su viscosidad.

#### 4.3.2 Determinación de onset mediante NIR (Near Infrared)

Aplicando la misma metodología para viscosimetría, se hicieron las muestras nuevamente, pero ahora para ser analizadas con el NIR (figura 49), este equipo mide la transmitancia recibida de un haz de luz emitido que incide en una celda en la que se encuentra la muestra; según la teoría <sup>60</sup> a medida que la muestra se diluye cada vez más, la transmitancia del haz de luz aumentará hasta el punto en el que aparezca el primer precipitado, allí la transmitancia del haz de luz disminuirá debido a que los precipitados la bloquean.

**Figura 49** Espectrofotómetro NIR (Near Infrared) o infrarrojo cercano



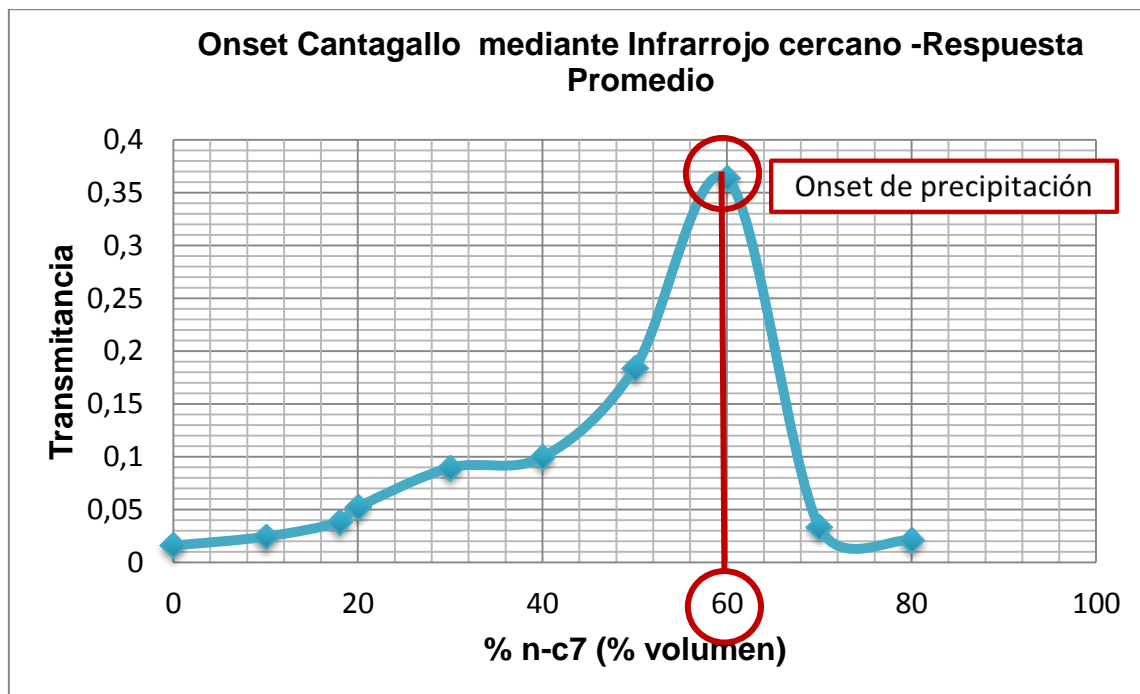
---

<sup>60</sup> MULLINS et al. *Asphaltenes, Heavy Oils and Petroleomics*. Primera Edición. Springer Science & Business Media. 2007. Pag 633.

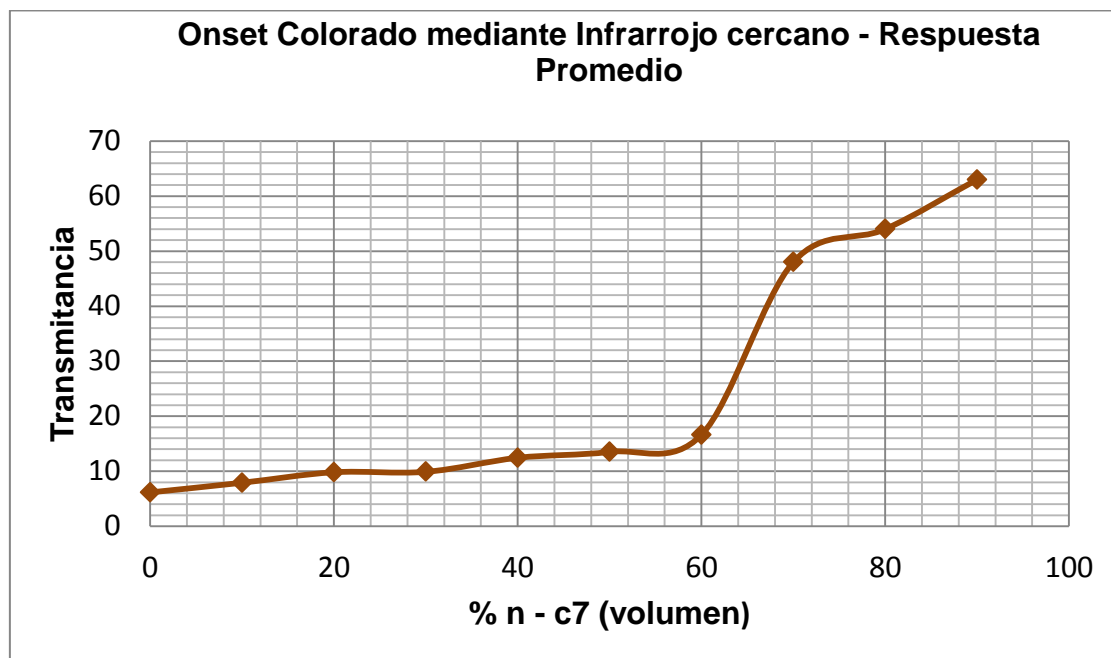
Los resultados de estas pruebas se presentan en la figura 50 para el crudo del Campo Cantagallo, aquí se aprecia claramente que el NIR corrobora los resultados similares a los alcanzados mediante viscosimetría, el pico representa el onset de precipitación, que se encuentra en una mezcla de 60% n-heptano 40% crudo; en la figura 51 para el crudo del campo Colorado, también el NIR corrobora los resultados obtenidos mediante viscosimetría, ya que este equipo no logró identificar onset para este crudo, las titulaciones en este caso se realizaron hasta un mezcla de 90% n-heptano y 10% crudo.

Debido a los resultados anteriores se concluye que los asfaltenos en el crudo de tanque del Campo Colorado son estables, es decir que a estas condiciones difícilmente se pueden precipitar. Esto se puede atribuir posiblemente a su bajo contenido (0.1% en peso).

**Figura 50.** Onset crudo Campo Cantagallo por NIR



**Figura 51.** Onset crudo Campo Colorado NIR



Teniendo en cuenta lo dicho anteriormente, es posible realizar las pruebas de inyección en medio poroso, para el crudo del Campo Cantagallo, en mezcla de una proporción mayor o igual a 60% n-heptano y 40% crudo, de este modo se asegura que los asfaltenos estarán precipitados previamente.

Sin embargo, no es posible garantizar lo mismo para el crudo de tanque del Campo Colorado, al no haber sido posible encontrar el onset de precipitación para este crudo, no se asegura que los asfaltenos estén precipitados en el momento de realizar las pruebas de desplazamiento. Por lo tanto se decidió realizar las pruebas de desplazamiento con el crudo de tanque del Campo Cantagallo.

#### 4.4 PRUEBAS DE INYECCIÓN PARA DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS

Las pruebas de inyección o de desplazamiento, permiten representar las condiciones dinámicas de flujo que suceden en la producción de cualquier yacimiento en el medio poroso, Debido a que las pruebas se realizarán únicamente con el crudo de Cantagallo, se harán tres pruebas a diferentes caudales para apreciar el fenómeno de la depositación.

Estas pruebas tuvieron limitantes, ya que el crudo de Cantagallo es muy viscoso (488 centipoises a condiciones de laboratorio). Esto se tradujo en altas presiones de desplazamiento en el equipo, y por normas de seguridad, esta presión no pudo ser mayor de 4500 psig. Debido a esto se decidió trabajar con caudales de 0.25, 0.5 y 1.5 ml/min, que escaladas a unidades de campo (teniendo en cuenta el estado mecánico de un pozo<sup>61</sup>) corresponden a 136, 273, 820 barriles/día respectivamente.

##### 4.4.1 Saturación de núcleos sintéticos

Los núcleos sintéticos seleccionados para las pruebas, debieron ser saturados con agua de formación, por esto se procedió a hacer una salmuera sintética que simulará la composición del agua del Campo Cantagallo que se observa en la tabla 10.

**Tabla 10.** Composición (promedio) de agua de formación del Campo Cantagallo.

ANÁLISIS DE AGUA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CANTAGALLO	
Parámetro	Cantidad Promedio
Na+ (mg/L)	21210
K+ (mg/L)	148
Ca++ (mg/L)	269,5
Mg++ (mg/L)	163,4
Ba++ (mg/L)	61,8

<sup>61</sup> HERNANDEZ Cesar, SOTO David. Evaluación del proceso de fracturamiento hidráulico aplicado a algunos pozos del campo Yarigui-Cantagallo, Proyecto de Grado. Ingeniería de Petróleos, UIS. 2009

Sr <sup>++</sup> (mg/L)	68,9
Fe <sup>++</sup> (mg/L)	1
STD (mg/L)	53742
Salinidad (mg/L NaCl)	52727
SiO <sub>2</sub> (mg/L)	20,7
pH/ °C	7,38/36,3
Resistividad (Ωm @25°C)	0,048
H <sub>2</sub> S (mg/L)	N.D
O <sub>2</sub> DIS (ppb)	N.D
CO <sub>2</sub> (mg/L)	50
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> (mg/L)	1860,5
CO <sub>3</sub> <sup>=</sup> (mg/L)	0
SO <sub>4</sub> <sup>=</sup> (mg/L)	1
Conductividad (mS/cm @25°C)	67,6
Cl <sup>-</sup> (mg/L)	30068

Fuente: Tomado y modificado por los autores de Evaluación de la depositación de incrustaciones en sistemas de bombeo electrosumergible del campo Cantagallo, Henry Fernando Castro Hernández y Christian José Gámez Mejía. 2009.

En la elaboración de la salmuera sintética del campo, no se tuvieron en cuenta sales que pudieran precipitarse (carbonatos y sulfatos) y por ende generar un daño extra al medio poroso, ya que sí esto ocurriese, este daño no sería representativo para la investigación. En la tabla 11, se mencionan la composición de la salmuera utilizada para saturar los núcleos sintéticos seleccionados para las pruebas.

**Tabla 11.** Composición salmuera sintética para saturación de núcleos

Compuesto	Concentración (g/L)
NaCl	53.915

KCl	0.282
CaCl <sub>2</sub> .2H <sub>2</sub> O	0.989
MgCl <sub>2</sub> .6H <sub>2</sub> O	1.621

Siguiendo el procedimiento experimental, se procedió a saturar las muestras sintéticas con el montaje de saturación al vacío; los resultados de la saturación de los núcleos se encuentran en la tabla 12. Cabe resaltar que la saturación de las muestras no concluyó hasta que la diferencia porcentual entre la porosidad Boyle y la porosidad por saturación de cada muestra fuera menor o igual a 5 %, ya que así aseguramos una muestra 100% saturada de salmuera, si esta diferencia es mayor al 5% significa que existe aire en el interior del medio poroso del núcleo y por esto se vean afectados resultados de saturaciones irreducibles.

**Tabla 12.** Resultados de saturación de núcleos.

Número	Peso de la muestra saturada (gramos)	Masa de salmuera en el núcleo (gramos)	Porosidad por saturación (%)	Porosidad Teórica (Boyle) (%)	Diferencia entre porosidad Boyle y porosidad por saturación (%)	Volumen Poroso de la muestra (cm <sup>3</sup> )
1	181,28	14,64	16,60	17,00	2,38	14,17
11	182,24	15,49	17,40	18,20	4,41	15,00
12	192,00	17,69	18,67	19,05	1,97	17,12

#### 4.4.2 Montaje del permeámetro líquido para desplazamientos

Antes de empezar la prueba se acondicionó el permeámetro líquido ubicado en el Parque Tecnológico de Guatiguará con, líneas de acero que soportan presiones hasta de 5000 psig, con un cilindro "free piston", el cual posee un pistón que se desplaza libremente dentro del cilindro facilitando el desplazamiento de fluidos, una bomba Eldex, la cual generó la presión necesaria para desplazar el fluido a un caudal constante y una bomba de aceite hidráulico para generar el confinamiento dentro del Core Holder en el permeámetro.(figura 52)

**Figura 52.** Montaje del equipo de desplazamiento



La bomba de confinamiento tiene la función de ejercer presión hacia la manga que se encuentra adentro del Core Holder con ayuda de un aceite lubricante, este sistema de confinamiento está aislado del sistema de desplazamiento, es decir el aceite lubricante nunca hace contacto con la muestra o los fluidos de yacimiento, La presión de confinamiento, que es leída en uno de los manómetros del

permeámetro, debe ser mayor como mínimo 100 psi a la presión de desplazamiento ejercida por la bomba Eldex.

La bomba Eldex trabaja con aceite mineral como fluido desplazante, es por esto que se emplea el cilindro “free piston”; el aceite mineral proveniente de la bomba Eldex desplaza el fluido que se desea inyectar y enviar hacia el núcleo sintético, que se encuentra en una manga de caucho a dentro del Core Holder, la presión de desplazamiento es leída en la bomba Eldex o en un manómetro en el permeámetro líquido.

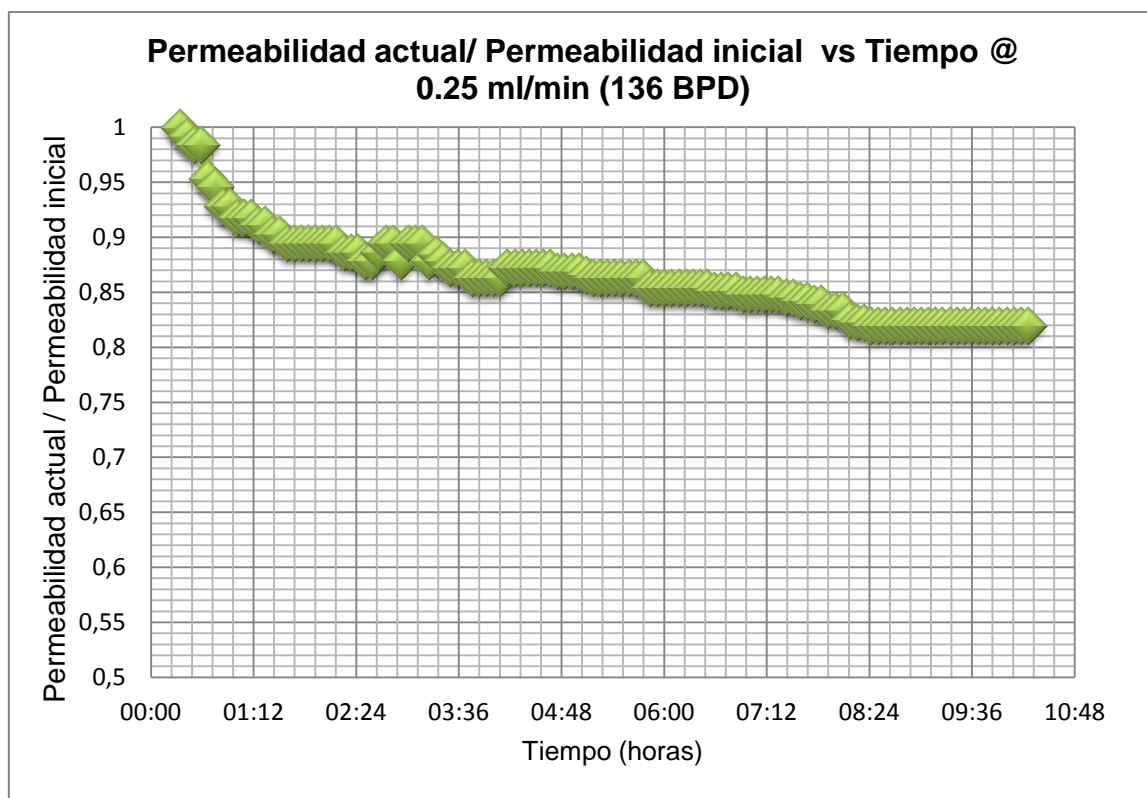
#### **4.4.3 Desplazamiento a caudal de 0.25 ml/min (136 Barriles/día)**

La prueba comienza con el desplazamiento de aceite mineral hacia el núcleo sintético para dejar este en condiciones de agua irreducible, para esto es necesario desplazar 2.5 volúmenes porosos de aceite mineral. Luego, se satura la muestra con crudo, y luego se prosigue a inyectar la mezcla de crudo y precipitante; se decidió hacer una mezcla 80% n-heptano 20% crudo Cantagallo, ya que el onset (que es 60% n-heptano y 40% crudo) indica las condiciones en las que comienzan a precipitarse, así que con 80% se se asegura que los asfaltenos presentes en la solución se encuentran precipitados.

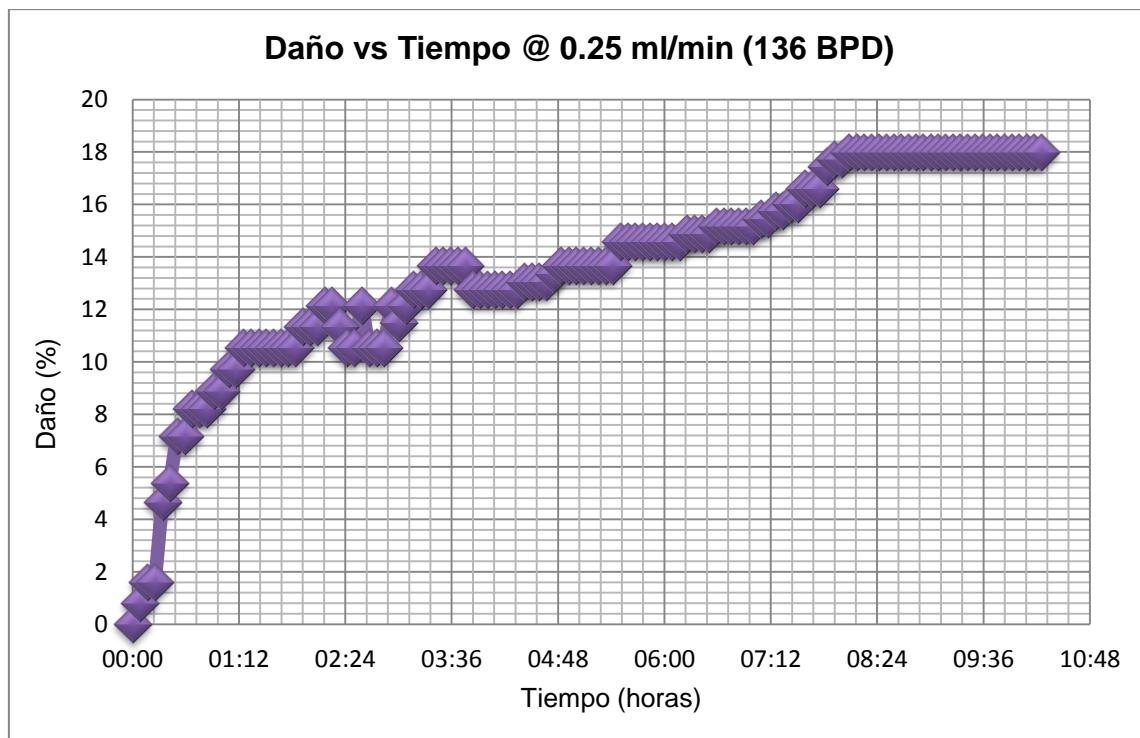
Luego de iniciar el desplazamiento de la mezcla de crudo con n-heptano, la presión de la bomba empieza a disminuir debido a que la mezcla es menos viscosa que el crudo que se encuentra dentro del núcleo, y por ley de Darcy se conoce que a menor viscosidad, menor será el delta de presión para desplazar el fluido. Mientras la mezcla de crudo y n-heptano ingresa al núcleo la presión del sistema disminuye, cuando la presión del sistema alcance su presión más baja, indica que la mezcla habrá saturado el núcleo y en este punto es en el que empieza la prueba de depositación a caudal de 0.25 mililitros por minuto.

Ejecutando el protocolo experimental descrito en el capítulo dos, se realizó el desplazamiento a un caudal de 0.25 mililitros por minuto, el núcleo sintético al cual se le elegido para este desplazamiento fue el número 12, Los resultados de este desplazamiento se presentan en anexo A, también en la figura 53, con una gráfica de la permeabilidad en función del tiempo de la prueba y en la figura 54, en una gráfica de daño en función del tiempo que duró la prueba.

**Figura 53.** Desplazamiento a caudal de 0.25 ml/min (136 BPD) (K/Ki vs t)



**Figura 54.** Desplazamiento a caudal de 0.25 ml/min (136 BPD) (Daño vs t)



Como se puede observar en las figuras 53 y 54, la prueba duró aproximadamente 10 horas y media, en la cual la presión se estabilizó por alrededor de aproximadamente dos horas, suficiente tiempo para decidir que se había terminado la prueba ya que el núcleo sintético no sería dañado más por la depositación de los asfaltenos a este caudal; la permeabilidad final como se muestra en la figura 53 y en el anexo A, fue de 82% de la permeabilidad inicial de la prueba, este y el porcentaje final de daño en el núcleo, se muestran en la tabla 14.

También se logró identificar el régimen de estado estable, el cual es común de caudales bajos. Se puede afirmar esto debido a que se notó una reducción en la permeabilidad continua, progresiva y constante hasta el final de la prueba, tal como muestra la figura 35 del capítulo 3.

**Tabla 14.** Resultados desplazamiento a caudal de 0.25 ml/min (136 BPD)

Número de muestra	Saturación de agua irreducible (%)	Permeabilidad inicial (mD)	Permeabilidad después de la prueba (%)	Porcentaje de daño después de la prueba (%)
12	25	45,15	36,9	18

Luego de la prueba, se sacó el núcleo sintético del Core Holder y de la manga de caucho, con precaución para no contaminar la muestra con aceite lubricante, el núcleo se presenta en la figura 55.

**Figura 55.** Núcleo sintético número 12 al finalizar prueba

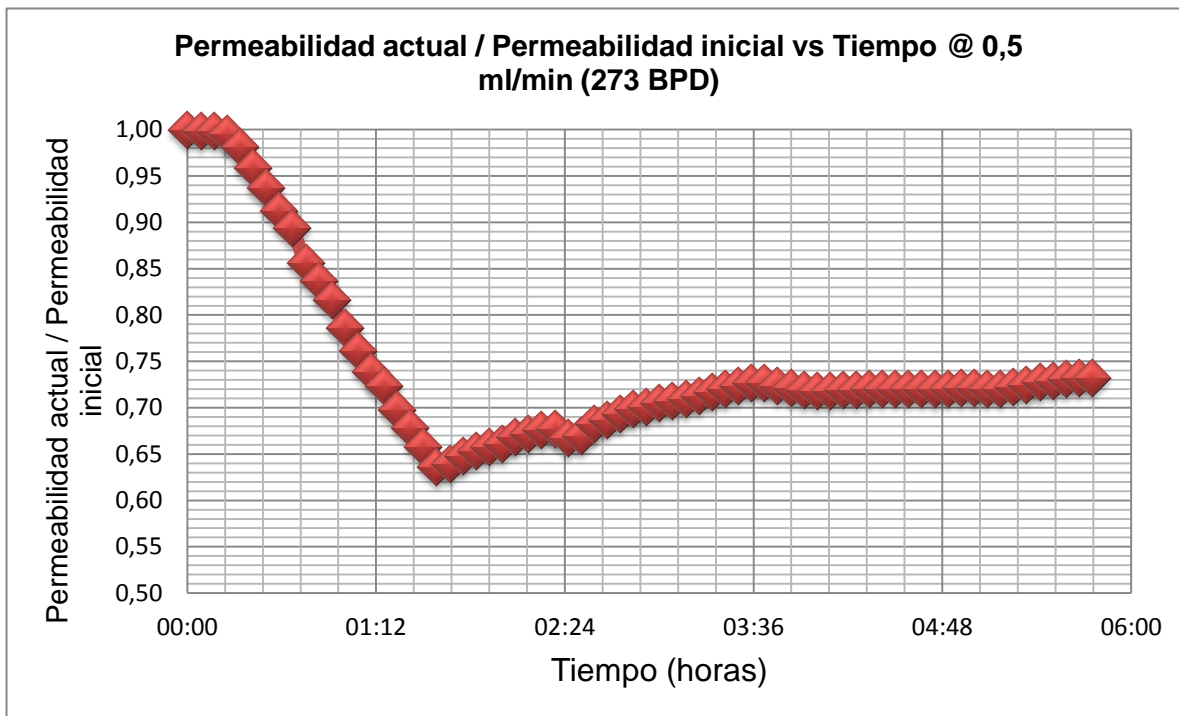


En las imágenes de la figura 55, se observa que por la cara en la cual ingresó la mezcla de crudo y n-heptano (cara superior del núcleo en la imagen), se formó una especie de retorta. Sin embargo esto no significa que la reducción de permeabilidad únicamente se logró en la cara de núcleo sintético, ya que también se observó una tonalidad oscura, que disminuye de la cara superior del núcleo hacia la cara inferior del núcleo. Esto indicaría que la depositación fue progresiva, siendo la zona por la cual ingresó la mezcla la más dañada.

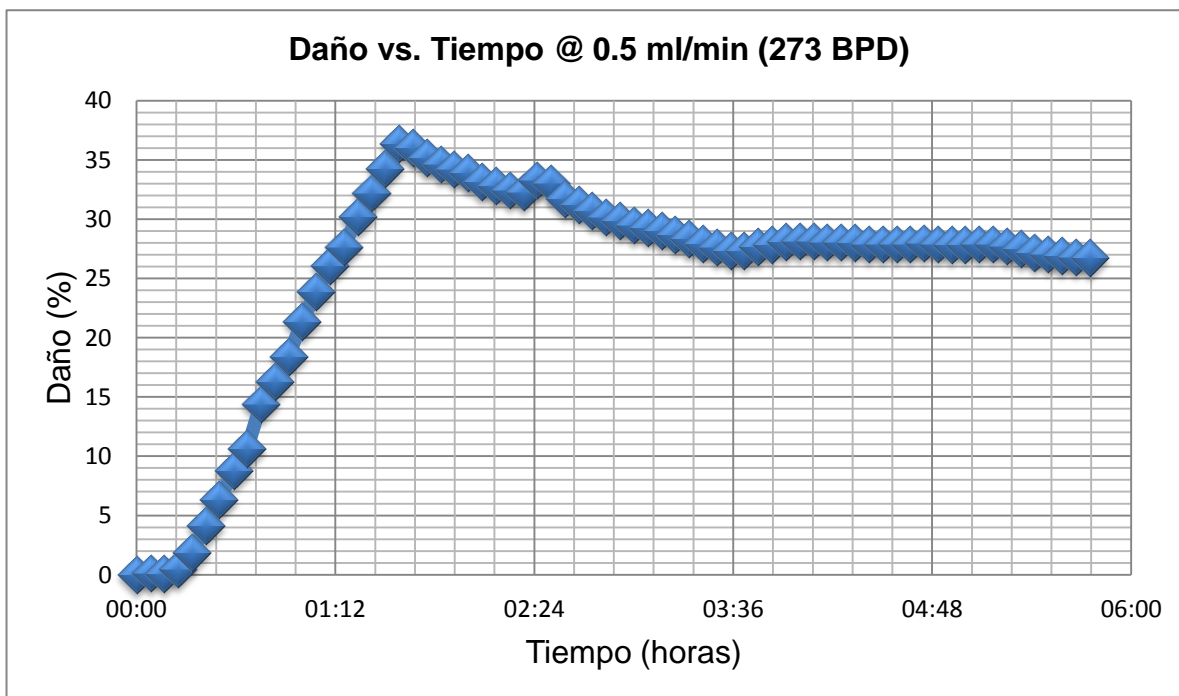
#### **4.4.4 Desplazamiento a caudal de 0.5 ml/min (273 Barriles/día)**

Este desplazamiento se llevó a cabo mismo modo que el primer desplazamiento a 0.25 ml/min. Se llevaron los procedimientos de limpieza de líneas y de equipo necesarios para empezar esta prueba. El núcleo escogido para esta prueba de inyección fue el número 1. El procedimiento y fluidos utilizados fueron los mismos que los implementados en el desplazamiento anterior, de tal manera que las condiciones son igual, solo variando el núcleo sintético, y el caudal que fue de 0.5 ml/min. Los resultados de la prueba están tabulados en el anexo B, y graficados en la figura 56 y en la figura 57.

**Figura 56.** Desplazamiento a caudal de 0.5 ml/min (273 BPD) (K/Ki vs t)



**Figura 57.** Desplazamiento a caudal de 0.5 ml/min (Daño vs t) (273 BPD)



El comportamiento de la depositación de los asfaltenos en esta prueba fue diferente a la prueba de inyección a caudal de 0.25 ml/min, en las figuras 56 y 57 se observa una depositación y daño continuo alrededor de la primera hora de prueba, luego comienza el proceso de remoción de daño hasta que se estabiliza en la sexta hora de prueba. Este comportamiento corresponde a otro régimen de depositación mencionado en el capítulo 3, el régimen de depositación pseudo-estable. Este se caracteriza al principio por presentar una reducción en la permeabilidad continua de la muestra, hasta llegar a un punto en el cual los asfaltenos reducen el tamaño de la garganta de los poros, de tal manera que se supera la velocidad crítica, y se remueven parte de los asfaltenos depositados por condiciones de flujo. Se puede apreciar claramente que la figura 56 posee un comportamiento similar a la figura 36 que explica el régimen de depositación pseudo-estable.

La permeabilidad final de este núcleo fue del 73% de la permeabilidad inicial, con un daño debido a la depositación de asfaltenos de un 27%. En el momento en el cual la velocidad en el poro superó la velocidad crítica para remover los asfaltenos, el núcleo alcanzó a tener una permeabilidad del 64% de su permeabilidad inicial, con un daño respectivo del 36%. De esto se puede concluir que este comportamiento de remoción en este proceso de depositación ayudó a restaurar un 9% de la permeabilidad inicial del núcleo. Los resultados de la prueba de desplazamiento a caudal de 0.5 ml/min se presentan en la tabla 15.

**Tabla 15.** Resultados desplazamiento a caudal de 0.5 ml/min (273 BPD)

Número de la muestra	Saturación de agua irreducible (%)	Permeabilidad inicial (mD)	Permeabilidad después de la prueba (mD)	Porcentaje de daño al terminar la prueba (%)
1	43	66,2	48,3	27

Al concluir la prueba, se procedió a sacar el núcleo sintético del Core Holder y de la manga de caucho teniendo cuidado de no contaminar la muestra con el aceite lubricante de confinamiento. En la figura 58 se observa el núcleo después de la prueba, en la que se puede notar la presencia nuevamente de la “retorta” de asfaltenos en la cara por la cual ingresaba la mezcla de crudo y n-heptano al núcleo.

**Figura 58.** Núcleo sintético número 1 al finalizar la prueba



#### 4.4.5 Desplazamiento a caudal de 1.5 ml/min (820 Barriles/día)

Para esta prueba de desplazamiento, se escogió el núcleo número 11, y antes de empezarla, se realizó la debida limpieza de líneas y del equipo. Se logró saturar la muestra con aceite mineral, dejándola en condiciones de agua irreducible (tabla 16), y se procedió a saturar la muestra con crudo del Campo Cantagallo a caudal de 1,5 mililitros/min, generando presiones de desplazamiento demasiado altas superando los 4500 psig, por este motivo se decidió desplazar el crudo a una tasa menor, hasta tener la certeza de que la muestra estuviese saturada de crudo. Se desplazaron 1.5 volúmenes poros de crudo, y luego siguiendo el protocolo, se procedió a desplazar la mezcla de crudo con n-heptano, en este punto la presión de desplazamiento superó los 4500 psig a un caudal de 1.5 ml/min; teniendo en cuenta que la bomba Eldex no permite trabajar con presiones mayores a 5000 psig, también que por seguridad no debe sobrepasar la presión a 4500 psig y a que la prueba de desplazamiento del crudo y n-heptano debe realizarse de manera continua a caudal constante, para asegurar las condiciones dinámicas de flujo y así generar la depositación, debería ser abortada la prueba de desplazamiento a caudal de 1.5ml/min.

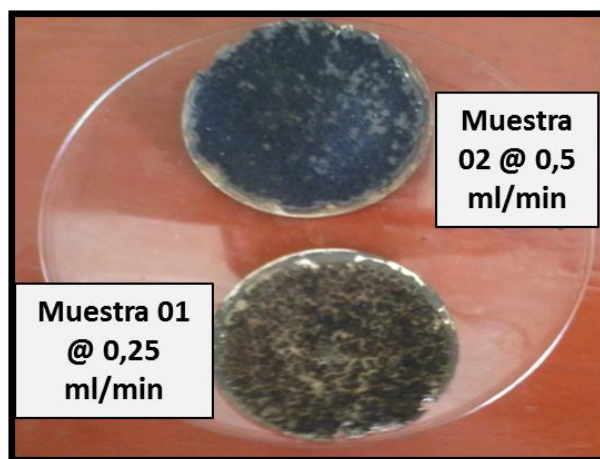
**Tabla 16.** Resultados desplazamiento a caudal de 1.5 ml/min (820 BPD)

Número	Saturación de agua irreducible (%)
11	31,00

#### 4.5 DETERMINACIÓN DEL PORCENTAJE DE ASFALTENOS DEPOSITADOS

Durante cada una de las pruebas de desplazamiento se recolectó una muestra de la mezcla que salía del Core Holder, con el fin de determinar la concentración de asfaltenos acorde a la norma ASTM D2007-80 de esta mezcla y así conocer el porcentaje de asfaltenos que se depositó y generó el daño en cada prueba. Los resultados se aprecian en la figura 59, y se reportaron en la tabla 17.

**Figura 59.** Resultados determinación asfaltenos después de Core Holder



**Tabla 17.** Resultados de porcentaje de asfaltenos depositado en cada desplazamiento

Desplazamiento	Asfaltenos a la entrada del núcleo (% peso)	Asfaltenos a la salida del núcleo (% peso)	Asfaltenos depositados (% peso)	Asfaltenos depositados con respecto a la entrada (%)
01 @ Q=0,25 ml/min (136 BPD)	1,47	1,05	0,42	28,6
02 @ Q=0,5 ml/min (273 BPD)	1,47	0,8	0,67	45,6

Según los resultados de la tabla 17, es posible afirmar que el desplazamiento que causó mayor daño al núcleo (desplazamiento a caudal de 0,5 ml/min), fue en el cuál se depositó una mayor cantidad de asfaltenos. Así podemos afirmar que la cantidad de asfaltenos depositados en el medio poroso es proporcional a la reducción de permeabilidad causada.

## 5. MODELAMIENTO DE LA DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS

### 5.1 CONSIDERACIONES PARA LA SOLUCIÓN NUMÉRICA

Debido a que muchas de las ecuaciones diferenciales parciales presentes en este modelo descrito en el capítulo 3, presentan un alto grado de co-dependencia, se considera que estas son de alta complejidad. Es por esto que no pueden ser resueltas de manera analítica, y es necesario utilizar métodos iterativos para este fin.

En este caso, fue necesaria la utilización de la herramienta SIMULINK de MATLAB versión 7.0.4.365 disponible en la Universidad Industrial de Santander, la cual permite tratar a estas ecuaciones de la manera más didáctica posible, por medio de un diagrama de flujo en el cual las variables son tratadas como señales. Para poder resolver este sistema, se hacen las siguientes consideraciones.

En primer lugar, para simplificar cálculos se resuelve el sistema en función del tiempo en la cara del núcleo ( $z=L$ ). Para esta condición, la variación de la concentración de asfaltenos con respecto a la posición se vuelve 0, por lo tanto se eliminan los términos de la izquierda de la ecuación 21, descrita en el capítulo 3.

De una manera simplificada, la ecuación final queda de la siguiente manera:

$$\frac{\partial C_a}{\partial t} = \left(\frac{-1}{n_o}\right) * \left(\frac{\partial n_{ea}}{\partial t} + \frac{\partial \sigma}{\partial t}\right) \quad (26)$$

Se identificaron dos tipos de variables: las variables experimentales (aquellas que parten de datos medidos en laboratorio) y las ajustables. Para ajustar los desplazamientos con el modelo numérico, se procedió a calcular las variables

experimentales para cada caudal, y las variables ajustables se dejaron inicialmente iguales a las del estudio de Alí <sup>62</sup>. Luego, a partir de ensayo y error se realizaron cambios en las variables ajustadas hasta obtener el resultado esperado.



## 5.2 ESQUEMA DEL MODELO NUMÉRICO SIMULINK

La herramienta permite tratar las ecuaciones diferenciales por medio de señales que son función del tiempo, mediante gran variedad de métodos iterativos para encontrar solución a estas. Además la interfaz del software se presenta de forma didáctica y cómoda y permite la creación de algoritmos con gran variedad de procesos, operaciones y funciones.

### 5.2.1 Convenciones básicas de SIMULINK

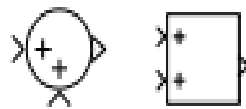
Para comprender la lógica del software se presenta en la tabla 18 las convenciones básicas usadas para la elaboración del modelo numérico.

**Tabla 18.** Convenciones SIMULINK

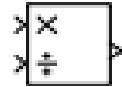
<b>CONVENCIONES</b>	
	Constante
	Ganancia

---

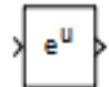
<sup>62</sup> M.A. ALI and M.R. ISLAM. Effect of Asphaltene Deposition on Carbonate Rocks Permeability: An Experimental and Numerical Approach. SPE paper No. 38856. 1997.



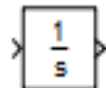
Suma y resta



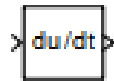
Producto y división



Funciones matemáticas



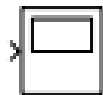
Integrador



Derivador



Condicional



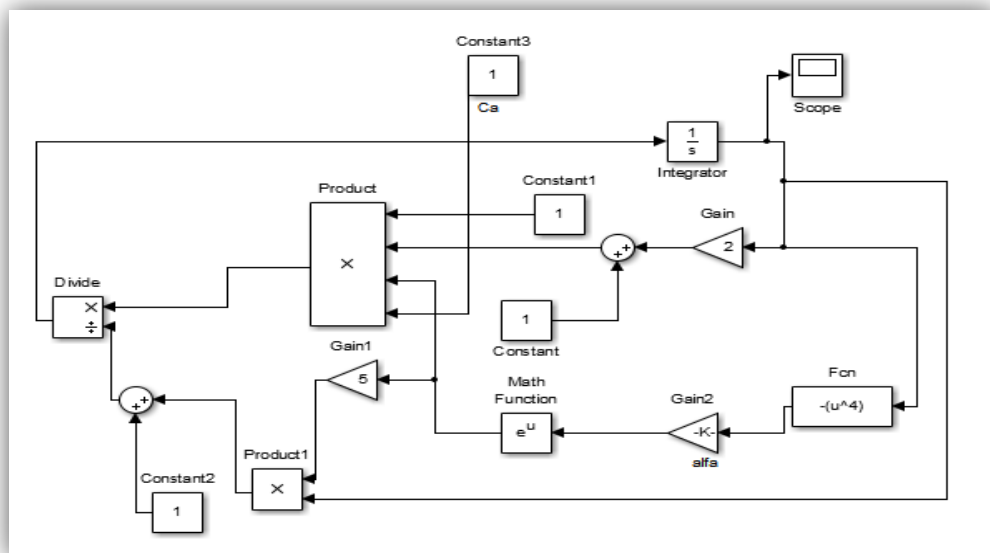
Visor de resultados

Las convenciones presentadas hacen énfasis a operaciones matemáticas y lógicas básicas como suma, resta, multiplicación, división y condicionales; otras que realizan operaciones un tanto más complejas como derivación e integración, y las demás como el elemento “*Constante*” permite almacenar un número el cual no cambiará sin importar el número de iteraciones o ciclos realizados, el elemento “*Ganancia*” permite realizar multiplicaciones entre su valor y la señal, y el “*Visor de resultados*” que reproduce el comportamiento de la señal en forma de gráfica, en cualquier punto del esquema.

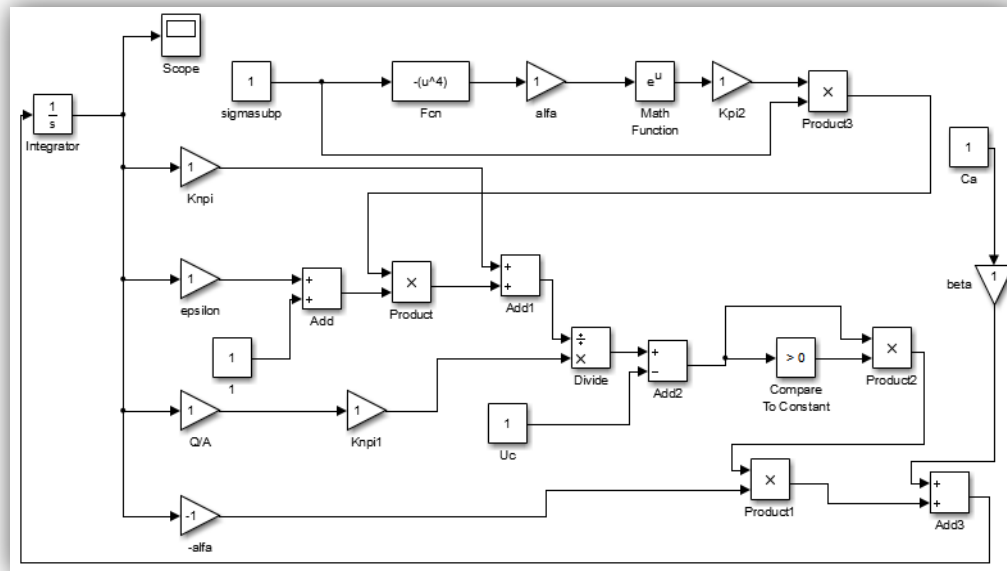
### 5.2.2 Esquemas de ecuaciones del modelo numérico

Para llevar a cabo el modelamiento de las ecuaciones diferenciales existentes en el modelo, se decide realizar el esquema de las ecuaciones 15, 16 y 17 por separados en la herramienta (figuras 60, 61 y 62), para después integrar todos los esquemas en uno, gracias a la dependencia de cada una de las ecuaciones mediante variables como  $Ca$ ,  $Knp$  y  $Kp$ , el esquema resultante reproducirá el comportamiento de la ecuación 13.

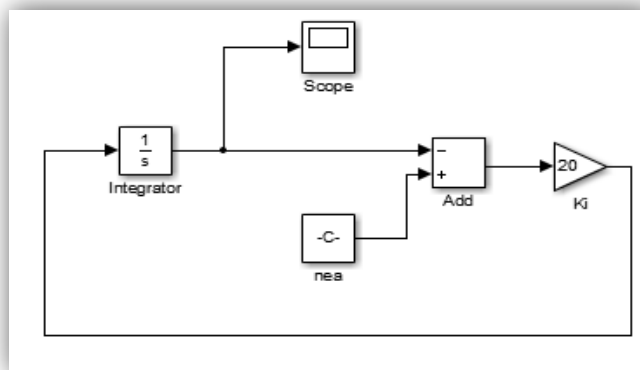
**Figura 60.** Esquema SIMULINK de ecuación 17



**Figura 61.** Esquema SIMULINK de ecuación 16



**Figura 62.** Esquema SIMULINK de ecuación 15



Teniendo en cuenta las variables presentes en las ecuaciones 15, 16 y 17, tanto las ecuaciones auxiliares 18, 19 y 20, se ensamblaron los tres esquemas anteriormente presentados en uno que modela el comportamiento de la ecuación 26, generando el esquema en el anexo C.

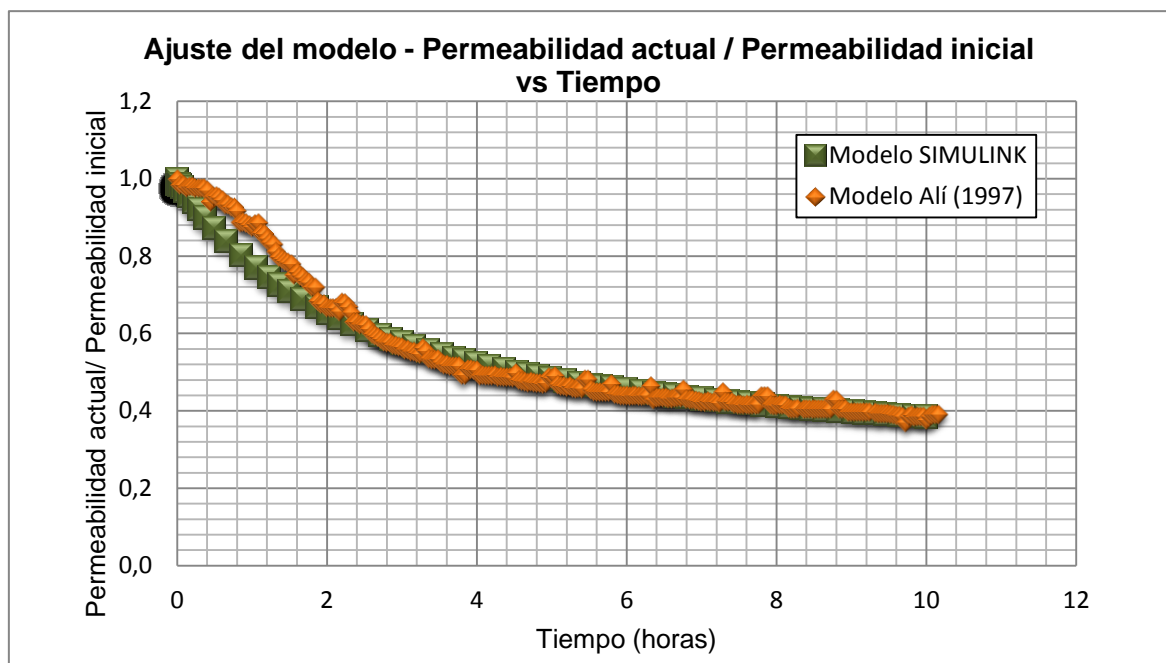
### 5.3 EVALUACIÓN DEL MODELO NUMÉRICO

Se procedió a evaluar el modelo con los diferentes datos experimentales para ajustarlos, y así reproducir el comportamiento de la depositación de asfaltenos experimental y numéricamente.

#### 5.3.1 Ajuste mediante datos de referencia

MATLAB ofrece una amplia variedad de funciones capaces de resolver sistemas de ecuaciones diferenciales, cada función representa un método iterativo diferente, que puede comportarse de manera distinta a lo esperado. Por este motivo, el modelo se ajusta con las gráficas de referencia del trabajo de Alí <sup>63</sup> (figura 63) cuyos datos se encuentran en el Anexo D, escogiendo la función ode45 (que representa el método numérico de Dormand-Prince, el cual es una variación del Runge-Kutta).

**Figura 63.** Ajuste del modelo



<sup>63</sup> M.A. ALI and M.R. ISLAM. Effect of Asphaltene Deposition on Carbonate Rocks Permeability: An Experimental and Numerical Approach. SPE paper No. 38856. 1997.

En la figura 63, se observa que el ajuste entre el modelo desarrollado en la herramienta SIMULINK, y el modelo desarrollado por Alí fue satisfactorio, con un error relativo promedio entre los datos de Alí y los otorgados por el modelo de 2.9%. En las tabla 19 y 20, se muestran las variables que fueron usadas en el software.

**Tabla 19.** Variables experimentales ajuste modelo Alí- modelo SIMULINK

Parámetros Experimentales			
Parámetro	Símbolo	Valor	Unidad
Caudal	Q	0,5	ml/min
Diámetro	D	2,56	cm
Área	A	5,15	cm <sup>2</sup>
Longitud	L	26,45	cm
Porosidad	$\Phi$	0,35	Adimensional
Volumen Total	VT	136	cm <sup>3</sup>
Volumen Poroso	VP	47,65	cm <sup>3</sup>
Velocidad local	U	0,10	cm/min
Velocidad local	U	5,83	cm/hr
°API @ 60°F	°API	29,29	°API
Concentración inicial de Asfaltenos	C <sub>o</sub>	0,03	% peso
Densidad líquido	$\rho_l$	0,88	gr/ml
Densidad roca	$\rho_r$	2,65	gr/ml
Cantidad de líquido por masa de adsorbente	n <sub>o</sub>	179	mg/g
Permeabilidad Inicial	k <sub>i</sub>	11,30	mD
Masa de Crudo	m <sub>l</sub>	41,93	gr
Masa de Asfaltenos	m <sub>a</sub>	1,26	gr
Masa de roca	m <sub>r</sub>	234,26	gr
Masa Total	m <sub>T</sub>	276,19	gr
Fracción Másica de asfaltenos	x <sub>1</sub>	0,00455	Adimensional
Fracción Másica de roca	x <sub>2</sub>	0,848	Adimensional
Exceso superficial de asfaltenos inicial	n <sub>ea</sub>	0,26	mg/g

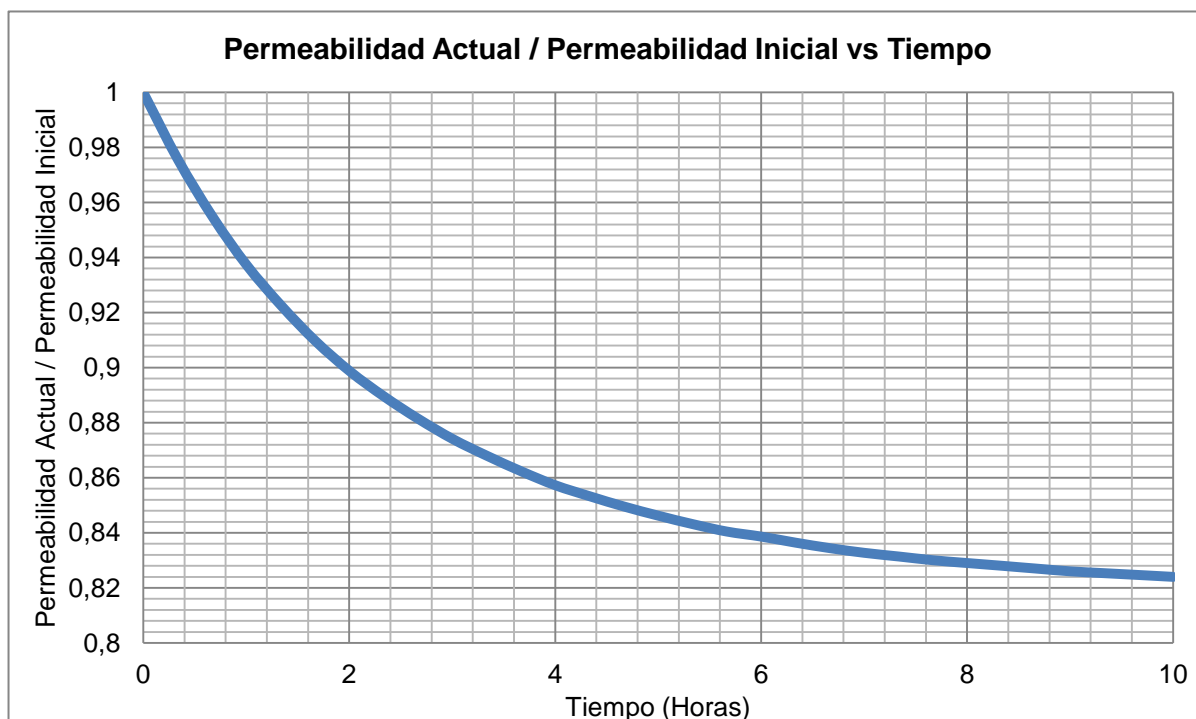
**Tabla 20.** Variables ajustables modelo Alí- modelo SIMULINK

<b>Parámetros Ajustados</b>			
<b>Parámetro</b>	<b>Símbolo</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>
Selectividad	S	100	Adimensional
Cociente de cobertura monocapa	$m_1/m_2$	15	Adimensional
Cobertura monocapa de la roca por unidad de masa	$m_1$	8,95	mg/g
Cobertura monocapa de los asfaltenos por unidad de masa	$m_2$	0,59667	mg/g
Constante cinética de adsorción	$k_1$	20	1/hr
Constante cinética de desorción	$k_2$	0,008	1/hr
Constante de entrapamiento	$\alpha$	6,3	1/cm
Constante de depositación	$\beta$	0,01	1/seg
Constante de depositación	$\beta$	36	1/hr
Velocidad crítica de arrastre	$U_c$	0,032	cm/s
Velocidad crítica de arrastre	$U_c$	115,2	cm/hr
Constante "bola de nieve"	$\delta$	0,2	1/cm
Constante de depositación para caminos taponantes	$\rho$	10	1/cm
Constante fenomenológica	$\epsilon$	10	Adimensional
Constante fenomenológica	a	10	Adimensional
Fracción de caminos taponantes	f	0,82	Adimensional
Permeabilidad de los caminos taponantes	$k_{pi}$	11,3	mD
Relación de Permeabilidades	$k_{npi}/k_{pi}$	10	Adimensional
Permeabilidad de los caminos no taponantes	$k_{npi}$	113	mD
Masa de Adsorbente por cantidad de líquido	$no^{-1}$	0,00559	g/mg

### 5.3.2 Evaluación para el desplazamiento a caudal de 0.25 ml/min (136 Barriles/día)

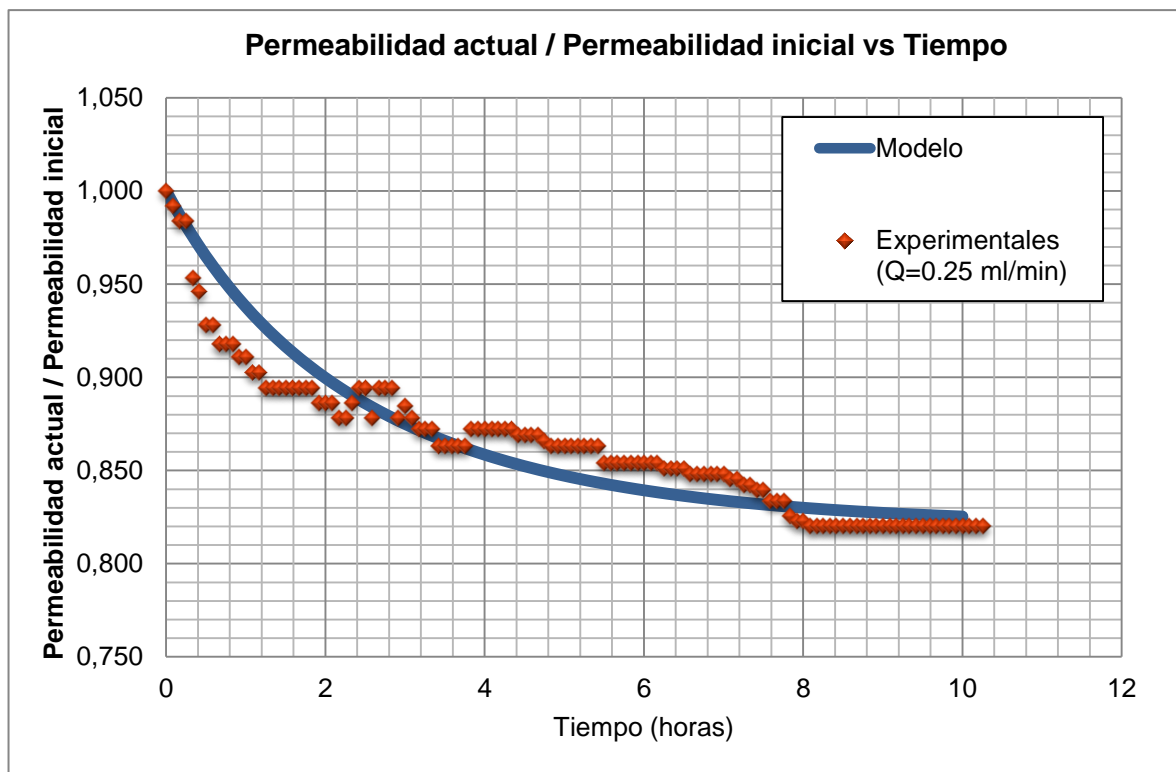
Una vez se ajusta el modelo con los datos de referencia otorgados por el artículo<sup>64</sup>, se simula el desplazamiento a 0.25 ml/min con el software, teniendo en cuenta las variables experimentales que se obtuvieron según la metodología del capítulo 2 y también las variables ajustables; las variables para esta simulación se encuentran en la tabla 21 y 22. En la figura 64, se observa el comportamiento obtenido por SIMULINK en una gráfica de reducción de permeabilidad en función del tiempo, la cual se comparó con la gráfica obtenida en la prueba de desplazamiento a caudal de 0.25 ml/min, cuyos datos se encuentran en el Anexo D, obteniendo un comportamiento similar (figura 65).

**Figura 64.** Desplazamiento a caudal de 0.25 ml/min (136 BPD) mediante SIMULINK ( $k/k_i$  vs tiempo)



<sup>64</sup> M.A. ALI and M.R. ISLAM. Effect of Asphaltene Deposition on Carbonate Rocks Permeability: An Experimental and Numerical Approach. SPE paper No. 38856. 1997.

**Figura 65.** Comparación entre modelo y datos experimentales a caudal de 0.25 ml/min (136 BPD)



En la figura 65, el error relativo promedio entre los datos experimentales de la prueba y los datos simulados por el modelo fue de 1.36%, allí se puede observar que la simulación del modelo es comparable con el comportamiento experimental (figura 53), reproduciendo el régimen de estado estable, el cual es claramente identificable debido a la forma de la curva de reducción de permeabilidad. Las variables implementadas para llevar a cabo esta corrida se tabularon en las tablas 21 y 22, la variable ajustable que se cambió con respecto a los datos mencionados en las tablas 19 y 20 fue la constante de depositación “*beta*”, cuya casilla se encuentra señalada de color azul en la tabla 22.

Un aumento en la constante de depositación “*beta*”, puede significar que los asfaltenos en este medio poroso son más afines a la depositación mecánica, y un aumento en la constante de adsorción “*ki*” refleja una mayor afinidad del medio

poroso para adsorber los asfaltenos, debido probablemente a la presencia de caolín de naturaleza polar en el medio poroso.

**Tabla 21.** Variables experimentales utilizadas en el software (desplazamiento 0.25ml/min)  
(136 BPD)

Parámetros Experimentales			
Parámetro	Símbolo	Valor	Unidad
Caudal	Q	0,25	ml/min
Diámetro	D	3,78	cm
Área	A	11,222	cm <sup>2</sup>
Longitud	L	8,17	cm
Porosidad	$\Phi$	0,191	Adimensional
Volumen Total	VT	91,684	cm <sup>3</sup>
Volumen Poroso	VP	17,51	cm <sup>3</sup>
Velocidad local	U	0,0222	cm/min
Velocidad local	U	1,336	cm/hr
°API @ 60°F	°API	35	°API
Concentración inicial de Asfaltenos	Co	5,41%	% Peso
Densidad líquido	$\rho_l$	0,849	gr/ml
Densidad roca	$\rho_r$	2,35	gr/ml
Cantidad de líquido por masa de adsorbente	$n_o$	85,38	mg/g
Permeabilidad Inicial	$k_i$	45,15	mD
Masa de Crudo	$m_l$	14,882	gr
Masa de Asfaltenos	$m_a$	0,805	gr
Masa de roca	$m_r$	174,305	gr
Masa Total	$m_T$	189,18	gr
Fracción Másica de asfaltenos	$x_1$	0,00425	adimensional
Fracción Másica de roca	$x_2$	0,9213	adimensional
Exceso superficial de asfaltenos inicial	$n_{ea}$	0,1163	mg/g

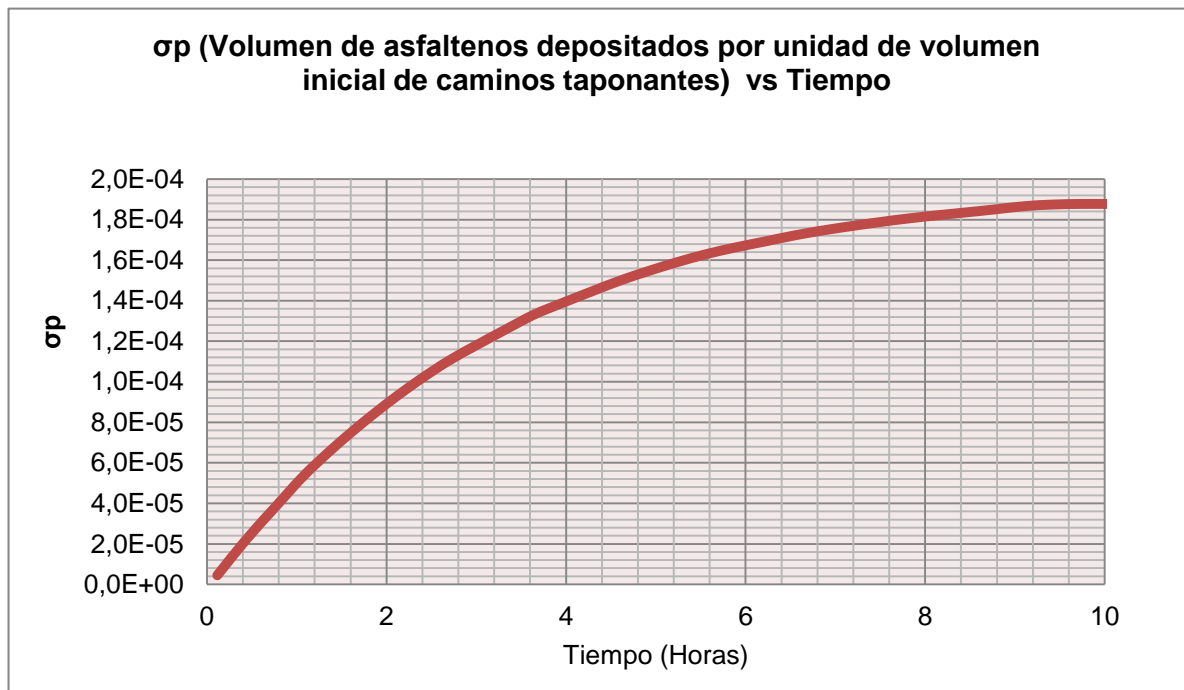
**Tabla 22.** Variables ajustables utilizadas en el software (desplazamiento a 0.25 ml/min) (136 BPD)

Parámetros Ajustados			
Parámetro	Símbolo	Valor	Unidad
Selectividad	S	100	Adimensional
Cociente de cobertura monocapa	$m_1/m_2$	15	Adimensional
Cobertura monocapa de la roca por unidad de masa	$m_1$	4,269	mg/g
Cobertura monocapa de los asfaltenos por unidad de masa	$m_2$	0,284	mg/g
Constante cinética de adsorción	$k_1$	20	1/hr
Constante cinética de desorción	$k_2$	0,008	1/hr
Constante de entrapamiento	$\alpha$	6,3	1/cm
Constante de depositación	$\beta$	0,00085	1/seg
<b>Constante de depositación</b>	<b><math>\beta</math></b>	<b>3,06</b>	<b>1/hra</b>
Velocidad crítica de arrastre	$U_c$	0,032	cm/s
Velocidad crítica de arrastre	$U_c$	115,2	cm/hr
Constante "bola de nieve"	$\delta$	0,2	1/cm
Constante de depositación para caminos taponantes	$\rho$	10	1/cm
Constante fenomenológica	$\epsilon$	10	Adimensional
Constante fenomenológica	a	10	Adimensional
Fracción de caminos taponantes	f	0,82	Adimensional
Permeabilidad de los caminos taponantes	$k_{pi}$	45,15	mD
Relación de Permeabilidades	$k_{npi}/k_{pi}$	10	Adimensional
Permeabilidad de los caminos no taponantes	$k_{npi}$	451,5	mD
Masa de Adsorbente por cantidad de líquido	$no^{-1}$	0,0117	g/mg

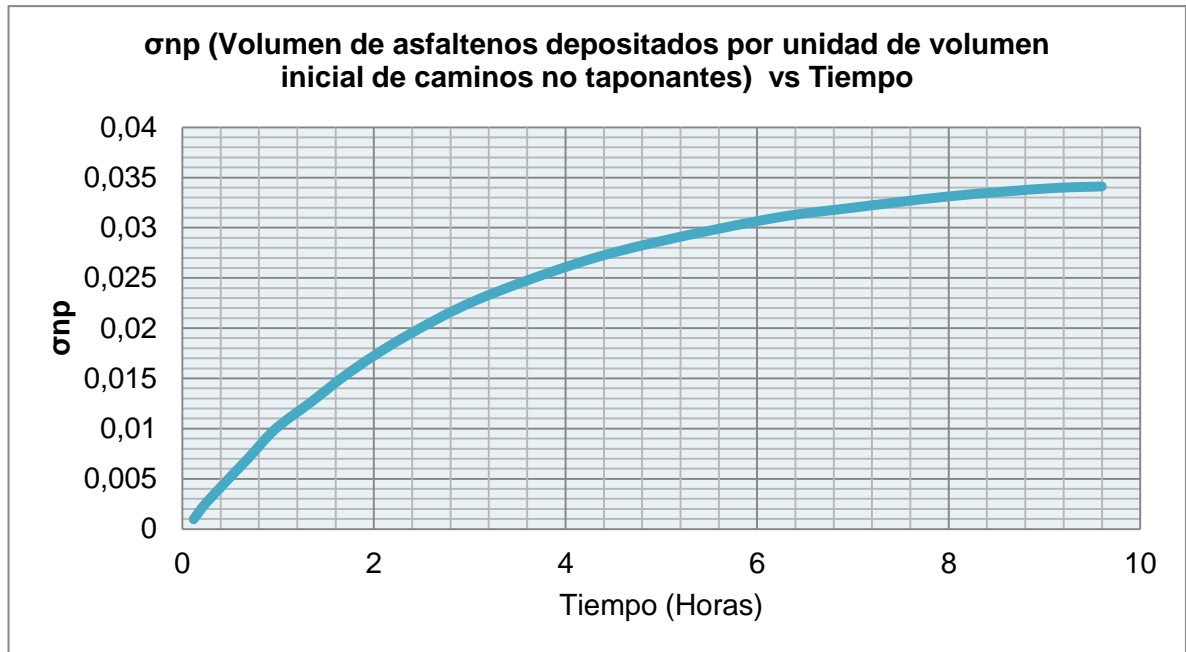
Luego se analizaron las tendencias de otras variables del modelo, en la figura 66 y 67, se encuentran los comportamientos del volumen de los asfaltenos depositados por unidad de volumen de caminos taponantes " $\sigma_p$ " y el volumen de los asfaltenos depositados por unidad de volumen de caminos no taponantes " $\sigma_{np}$ " respectivamente. Se puede concluir que a medida que la prueba transcurre, el

volumen de asfaltenos depositados en ambos caminos aumenta. También la cantidad de asfaltenos depositados en los caminos no taponantes es mayor que la cantidad depositada en los taponantes, debido a que la permeabilidad en estos caminos es mayor, el fluido tendrá preferencia a fluir por este camino, así permitiendo que más asfaltenos fluyan a través de estos con mayor probabilidad de ser depositados en el medio poroso.

**Figura 66.**  $\sigma_p$  (Volumen de asfaltenos depositados por unidad de volumen inicial de caminos taponantes) vs Tiempo en desplazamiento 0.25 ml/min (136 BPD)



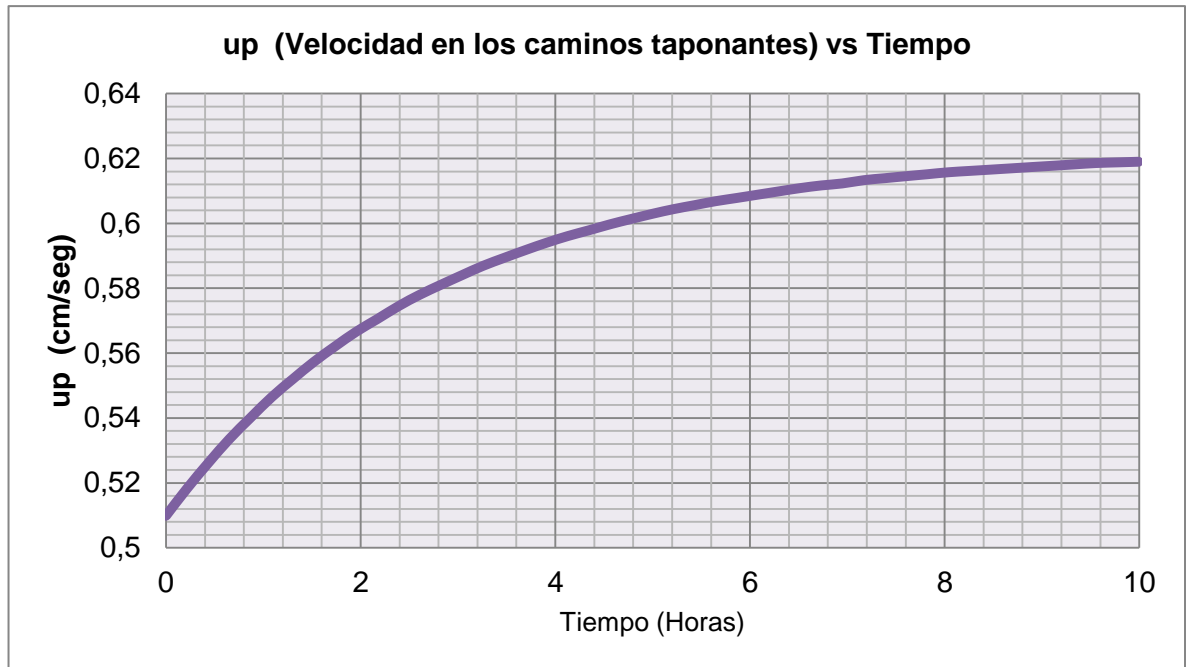
**Figura 67.**  $\sigma_{np}$  (Volumen de asfaltenos depositados por unidad de volumen inicial de caminos no taponantes) vs Tiempo en desplazamiento 0.25 ml/min (136 BPD)



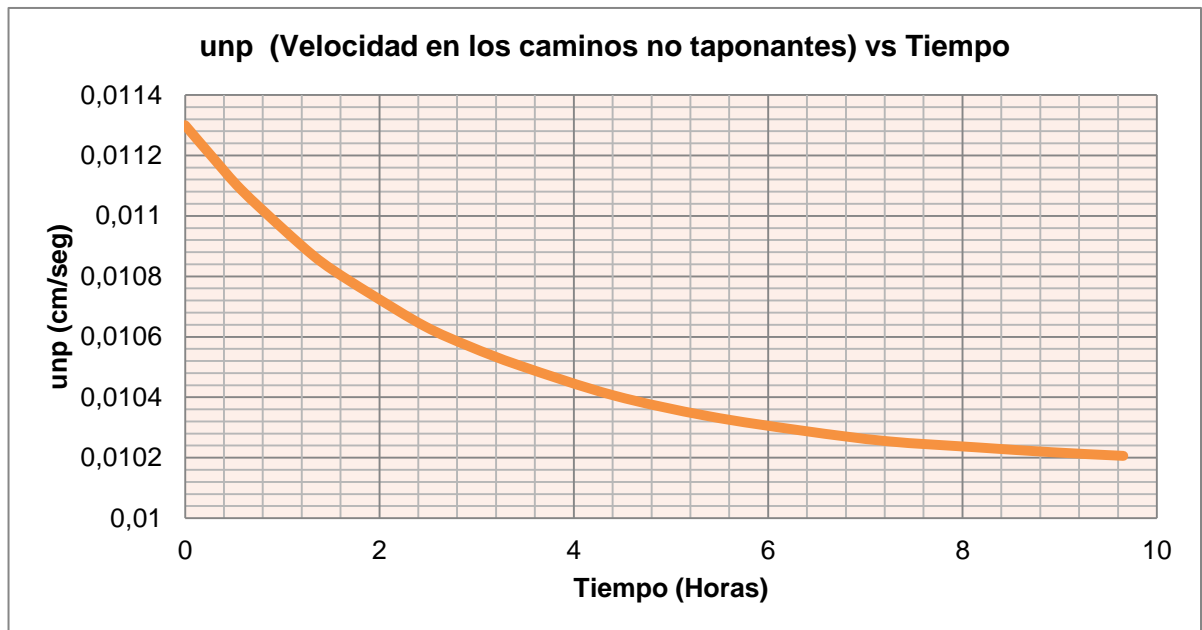
En la figura 68 y 69, se muestran los resultados de las velocidades alcanzadas en los caminos taponantes y no taponantes respectivamente, destacando que la velocidad en los caminos taponantes aumenta y en los no taponantes disminuye, acorde con el comportamiento presentado en el artículo de referencia.<sup>65</sup>

<sup>65</sup> M.A. ALI and M.R. ISLAM. Effect of Asphaltene Deposition on Carbonate Rocks Permeability: An Experimental and Numerical Approach. SPE paper No. 38856. 1997.

**Figura 68.**  $u_p$  (Velocidad en los caminos taponantes) vs Tiempo en desplazamiento 0.25 ml/min (136 BPD)



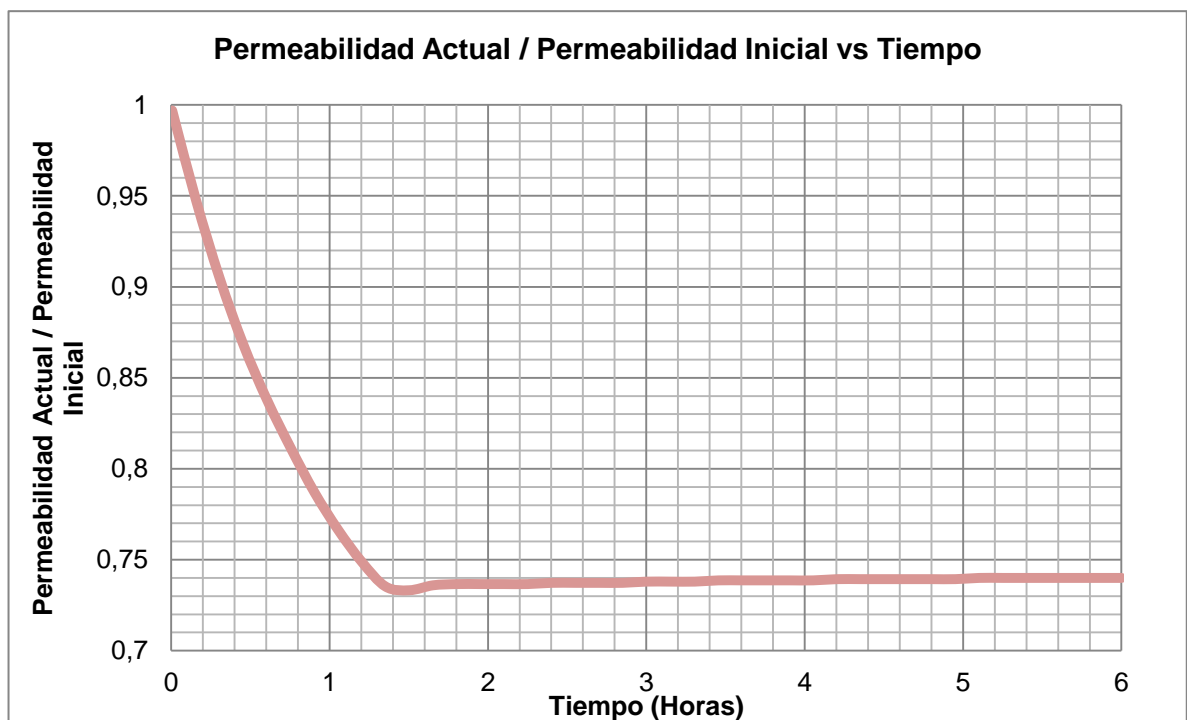
**Figura 69.**  $u_{np}$  (Velocidad en los caminos no taponantes) vs Tiempo en desplazamiento 0.25 ml/min (136 BPD)



### 5.3.3 Evaluación para el desplazamiento a caudal de 0.5 ml/min (273 Barriles/día)

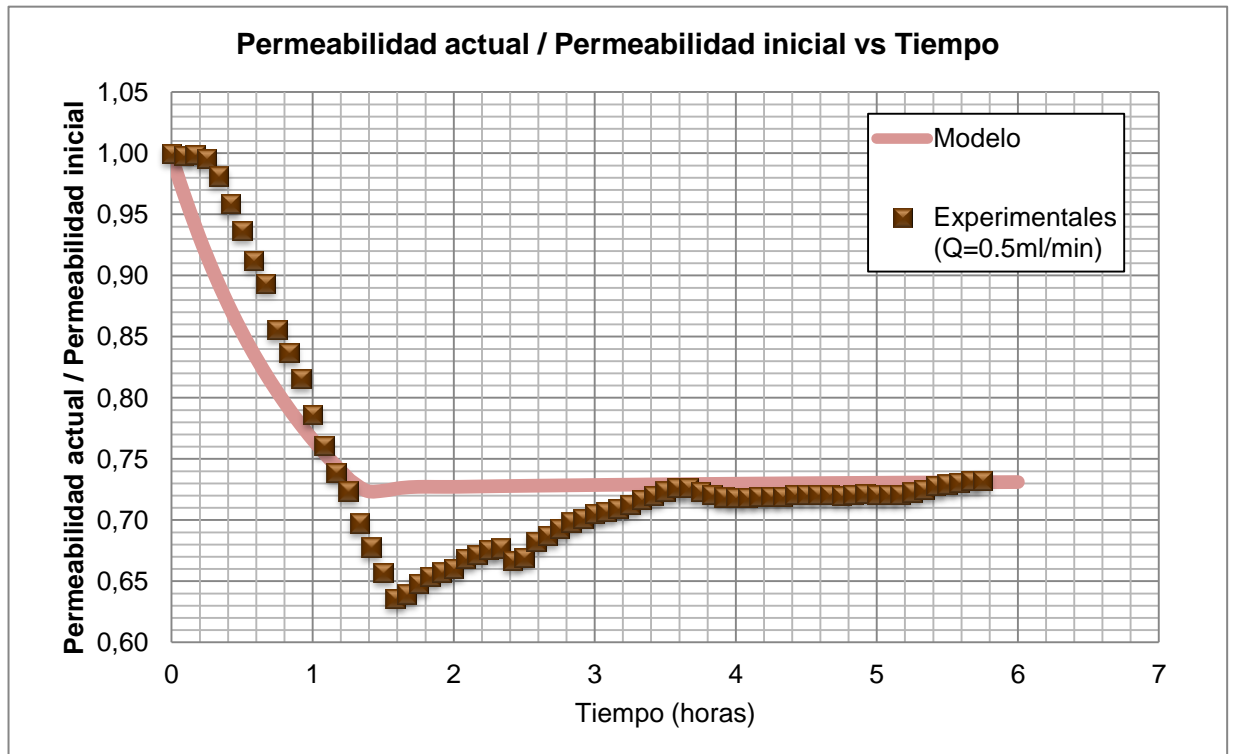
Con ayuda de la herramienta software también se evaluaron los resultados experimentales de la prueba de desplazamiento a caudal de 0.5 ml/min, teniendo en cuenta los respectivos cambios en sus variables experimentales. La figura 70, presenta el comportamiento de la reducción de permeabilidad en función del tiempo otorgado por el software, posteriormente se exportaron estos datos para ser comparados con la figura 60 que corresponde a la prueba experimentada realizada a este mismo caudal, esta comparación se aprecia en la figura 71 cuyos datos se encuentra en el Anexo D.

**Figura 70.** Desplazamiento a caudal de 0.5 ml/min (273 BPD) mediante SIMULINK (k/ki vs tiempo)



En esta figura es evidente que la permeabilidad se reduce hasta un valor de aproximadamente 73% a un tiempo de una hora y media de prueba, luego la permeabilidad se restablece poco a poco durante el resto de la prueba, aunque se podría concluir que la permeabilidad se estabiliza después de una hora y media, los datos obtenidos por el simulador indican que después de este tiempo el comportamiento de la gráfica es lentamente ascendente, es decir el daño se remueve debido al aumento en la velocidad de flujo en el camino no taponante, comportamiento descrito en el capítulo 3 como régimen pseudo-estable.

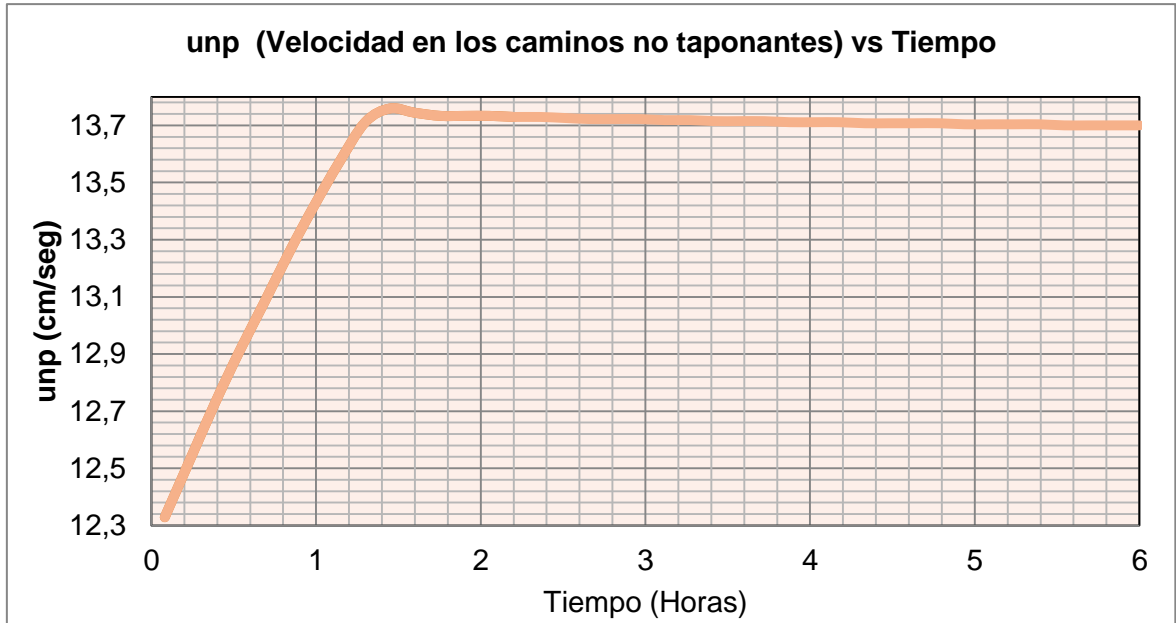
**Figura 71.** Comparación entre modelo y datos experimentales a caudal de 0.5 ml/min (273 BPD)



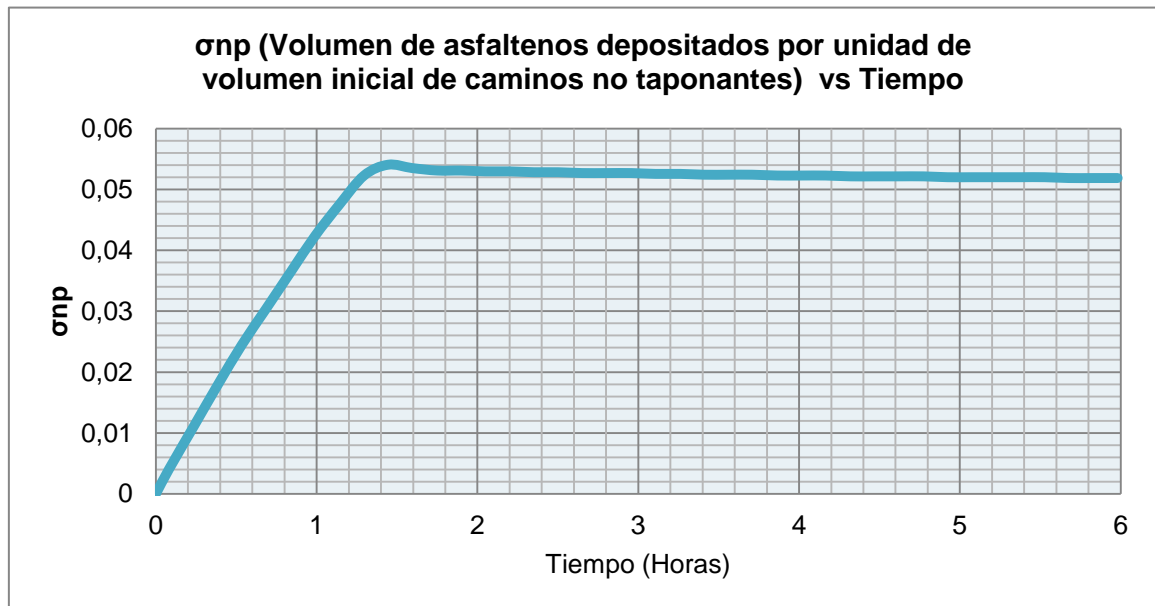
En la figura 71 se establece la comparación entre los resultados experimentales de la prueba y los resultados otorgados por el software a un caudal de 0.5 ml/min, cuyo error relativo promedio entre dichos datos fue de 4.15%. Se aprecia claramente que el modelo no logra alcanzar el punto de mayor daño descrito a una hora y media según las pruebas experimentales, sin embargo el modelo si detecta un cambio mínimo en este tiempo, adquiriendo un comportamiento que al llegar a la sexta hora refleja satisfactoriamente el resultado de reducción de la permeabilidad de acuerdo a lo experimental.

Esta tendencia de reducción de permeabilidad se ratifica evaluando las velocidades en los caminos taponantes y no taponantes. En la figuras 72 se observa el comportamiento de la velocidad local en los caminos no taponantes, que alrededor de la hora y media sobrepasa el valor de la velocidad crítica, fenómeno que no sucedió en el desplazamiento a 0.25 ml/min. Debido a esto, el software activa el condicional de la ecuación 8 del capítulo 3, que permite remover numéricamente parte de los depósitos de asfaltenos del camino no taponante. Este fenómeno también se evidencia en la figura 73, en donde los asfaltenos a una hora y media empiezan a ser removidos de los caminos no taponantes.

**Figura 72.**  $u_{np}$  (Velocidad en los caminos no taponantes) vs Tiempo en desplazamiento 0.5 ml/min (273 BPD)



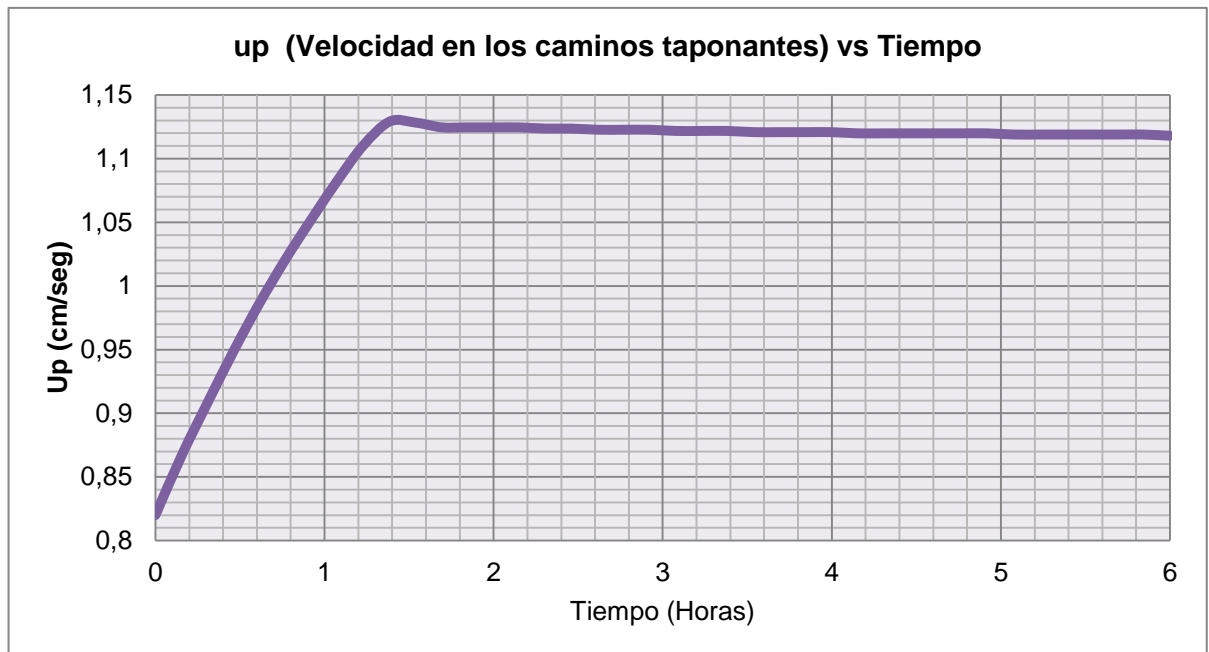
**Figura 73.**  $\sigma_{np}$  (Volumen de asfaltenos depositados por unidad de volumen inicial de caminos no taponantes) vs Tiempo en desplazamiento 0.5 ml/min (273 BPD)



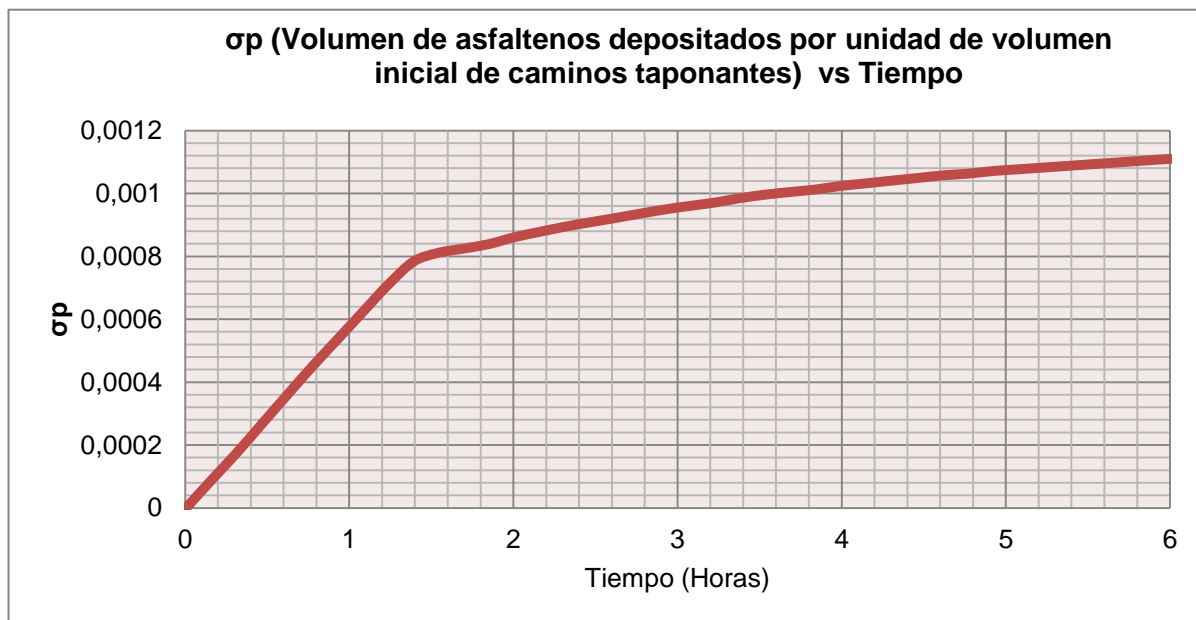
Este régimen de depositación también tiene influencia en los caminos taponantes, como se puede observar en la figura 74 y 75, la velocidad en estos caminos aumenta rápidamente hacia el mismo punto de inflexión y luego empieza a disminuir lentamente hasta llegar a una velocidad constante, ya que el sistema busca encontrar un equilibrio. Al igual que en los caminos no taponantes, aquí se refleja la remoción de una cantidad de asfaltenos que fueron depositados, iniciando en el mismo punto de inflexión.

En las tablas 23 y 24 se muestran las variables utilizadas para realizar esta simulación, teniendo en cuenta que se cambiaron valor de las variables ajustables “beta”, “alfa”, “ki” y “f”, cuyas casillas se encuentran de color azul en la tabla 24.

**Figura 74.**  $u_p$  (Velocidad en los caminos taponantes) vs Tiempo en desplazamiento 0.5 ml/min (273 BPD)



**Figura 75.**  $\sigma_p$  (Volumen de asfaltenos depositados por unidad de volumen inicial de caminos taponantes) vs Tiempo en desplazamiento 0.5 ml/min (273 BPD)



**Tabla 23.** Variables experimentales utilizadas en el software (desplazamiento 0.5ml/min) (273 BPD)

Parámetros experimentales			
Parámetro	Símbolo	Valor	Unidad
Caudal	Q	0,5	cm <sup>3</sup> /min
Diámetro	D	3,79	cm
Área	A	11,281	cm <sup>2</sup>
Longitud	L	7,58	cm
Porosidad	$\Phi$	0,17	Adimensional
Volumen Total	VT	85,514	cm <sup>3</sup>
Volumen Poroso	VP	14,537	cm <sup>3</sup>
Velocidad local	U	0,0443	cm/seg
Velocidad local	U	2,659	cm/hr
°API @ 60°F	°API	35	°API
Concentración inicial de Asfaltenos	Co	5,41%	% Peso
Densidad líquido	$\rho_l$	0,8498	gr/ml
Densidad roca	$\rho_r$	2,35	gr/ml

Cantidad de líquido por masa de adsorbente	$n_o$	74,07	mg/g
Permeabilidad Inicial	$k_i$	66,2	mD
Masa de Crudo	$m_l$	12,35	gr
Masa de Asfaltenos	$m_a$	0,668	gr
Masa de roca	$m_r$	166,79	gr
Masa Total	$m_T$	179,14	gr
Fracción Másica de asfaltenos	$x_1$	0,00373	Adimensional
Fracción Másica de roca	$x_2$	0,931	Adimensional
Exceso superficial de asfaltenos inicial	$n_{ea}$	0,0888	mg/g

**Tabla 24.** Variables ajustables utilizadas en el software (desplazamiento 0.5ml/min) (273 BPD)

<b>Parámetros Ajustados</b>			
<b>Parámetro</b>	<b>Símbolo</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>
Selectividad	S	100	Adimensional
Cociente de cobertura monocapa	$m_1/m_2$	15	Adimensional
Cobertura monocapa de la roca por unidad de masa	$m_1$	3,7	mg/g
Cobertura monocapa de los asfaltenos por unidad de masa	$m_2$	0,247	mg/g
Constante cinética de adsorción	$k_1$	20	1/hr
Constante cinética de desorción	$k_2$	0.33	1/hr
<b>Constante de entrapamiento</b>	<b><math>\alpha</math></b>	<b>3</b>	<b>1/cm</b>
Constante de depositación	$\beta$	0,0098	1/seg
<b>Constante de depositación</b>	<b><math>\beta</math></b>	<b>35,28</b>	<b>1/hr</b>
Velocidad crítica de arrastre	$U_c$	0,228	cm/min
<b>Velocidad crítica de arrastre</b>	<b><math>U_c</math></b>	<b>13,7</b>	<b>cm/hr</b>
Constante "bola de nieve"	$\delta$	0.5	1/cm
Constante de depositación para caminos taponantes	$\rho$	10	1/cm
Constante fenomenológica	$\varepsilon$	10	Adimensional
Constante fenomenológica	a	10	Adimensional
<b>Fracción de caminos taponantes</b>	<b>f</b>	<b>0,75</b>	<b>Adimensional</b>
Permeabilidad de los caminos	$k_{pi}$	66,2	mD

taponantes			
Relación de Permeabilidades	$k_{npi}/k_{pi}$	10	Adimensional
Permeabilidad de los caminos no taponantes	$k_{npi}$	662	mD
Masa de Adsorbente por cantidad de líquido	$no^{-1}$	0,0135	g/mg

## 6. CONCLUSIONES

- Los resultados obtenidos por el modelo numérico se ajustaron de manera aceptable a los resultados experimentales, otorgando un valor final de permeabilidad que concuerda perfectamente con los datos obtenidos experimentalmente. La herramienta permitió una evaluación detallada de otras variables (tales como las velocidades y concentraciones de asfaltenos depositados) que se involucran en el fenómeno de depositación.
- Se lograron reducciones de permeabilidad absoluta del 18% para un caudal de 0.25 ml/min (136 Barriles por día) y del 27% para un caudal de 0.5 ml/min (273 Barriles por día), los cuales permiten afirmar que el porcentaje de daño provocado presenta una tendencia directamente proporcional al caudal de desplazamiento.
- De la cantidad de asfaltenos precipitados, se depositó un porcentaje de 28.6% en el desplazamiento de 0.25 ml/min (136 Barriles por día), y 45.6% para el caudal de 0.5 ml/min (273 Barriles por día). Se evidenció que la cantidad de asfaltenos depositados es proporcional al caudal de desplazamiento.
- Se identificaron dos regímenes de depositación experimentalmente los cuales fueron modelados mediante el software de manera exitosa.
- Se determinó mediante viscosimetría que el onset de precipitación de asfaltenos para el crudo del campo Cantagallo, los cuales están presentes en un 5.41% en peso, corresponde al 50% de precipitante en volumen. Este

dato fue corroborado mediante espectrofotómetro de infrarojo cercano (NIR), cuyo valor fue de 60%.

- Los asfaltenos en la muestra del crudo de tanque del Campo Escuela Colorado que corresponden a un 0.1% en peso, demostraron ser estables ante la precipitación por adición de n-heptano. Por esto, incluso con el espectrofotómetro (NIR), no se logró identificar el onset de precipitación para este crudo. Por este motivo no se realizaron desplazamiento con él.
- Se evidenció en la construcción de núcleos sintéticos, la clara dependencia de la compresión con la cual son construidos, la cual afecta el resultado de sus propiedades petrofísicas. Debido a esto, se planteó una metodología que permitió controlar la compresión en la construcción de las muestras. Se desarrolló una correlación de compresibilidad en función de la permeabilidad obtenida, observando una dependencia inversamente proporcional.

## 7. RECOMENDACIONES

- Desarrollar una metodología estandarizada para la construcción de núcleos sintéticos que correlacione la formulación, la compresión aplicada y las propiedades petrofísicas obtenidas, en base a la metodología planteada, que permita obtener propiedades petrofísicas repetibles, reproducibles y confiables.
- Aplicar la metodología experimental planteada en muestras de crudo de pozo del Campo Escuela Colorado, debido a que, con la muestra de crudo de tanque no se observó onset de precipitación. Se recomienda que la muestra tenga un porcentaje significativo de asfaltenos para observar el onset.
- Realizar las pruebas de desplazamiento en un equipo que permita simular un desplazamiento horizontal, a causa de la posibilidad de que la fuerza gravitacional influya en la depositación de asfaltenos en el medio poroso.
- Simular el modelo de depositación de asfaltenos presentado, con otras herramientas software que otorgue resultados temporales como espaciales y así conocer comportamientos de otras variables que involucran la depositación de asfaltenos en el medio poroso a condiciones dinámicas.
- Realizar investigaciones aplicando modelos de depositación más completos que involucren escalamiento radial simulando el fenómeno en cara de pozo y sus alrededores.
- Hacer pruebas adicionales tales como: la cuantificación del material asfaltenico depositado en los núcleos mediante el uso del equipo Rock Eval Pirolisis, que brinda el perfil de depositación del núcleo; además de

microscopía de alta resolución en los núcleos dañados y después de la restauración de los mismos.

- Ejecutar pruebas para determinar propiedades petrofísicas en núcleos sintéticos tales como, porosidad, permeabilidad, presión capilar, mojabilidad, compatibilidad roca-fluido, curvas de permeabilidad relativa entre otras.
- Realizar pruebas de secciones delgadas en los núcleos con los asfaltenos depositados, así se obtendrá un análisis más profundo del fenómeno de la depositación en los poros de la roca.

## BIBLIOGRAFÍA

A. HIRSCHBERG, L.N.J., DE JONG, B.A., SCHIPPER and, J.G. MEIJER. Influence of Temperature and Pressure on Asphaltene Flocculation. Soc. Petrol. Eng., Vol. 24, June 1984, pp. 283-293.

ARIZA LEÓN Emiliano et al. Análisis de la simulación de la precipitación de Asfaltenos en el crudo del Campo Colorado. Revista Fuentes Volumen 10. UIS, Enero/Junio 2011. ISSN: 1657-6527.

ARIZA LEÓN Emiliano. Determinación del Umbral de Cristalización de Parafinas en el crudo del Campo Colorado. Tesis Maestría, UIS, 2008.

ASTM D2007-80. Standard Procedure for Separating Asphaltenes from Crude Oils.

BOUSSINGAULT JB: "Memoire sur la composition des bitumens," Annales de Chimie et de Physique 64 (1837): 141. Citado en AUFLEM IH: "Influence of Asphaltene Aggregation and Pressure on Crude Oil Emulsion Stability," Doktor Ingeniør Thesis, Universidad Noruega de Ciencia y Tecnología, Trondheim, junio de 2002.

Bruce F. KOHSE and Long X. NGHIEM. Modelling Asphaltene Precipitation and Deposition in a Compositional Reservoir Simulator. SPE paper No. 89437. 2004.

CANCHANO Ricardo, DÍAZ David. Tratamiento Químico a nivel de laboratorio para remoción de Asfaltenos en el Campo Colorado. Proyecto de grado. Ingeniería de Petróleos, UIS, 2013.

Carl E. HASKETT, Michel TARTERA. A practical Solution to the problem of asphaltene deposits – Hassi Messaoud Field, Algeria. SPE 39<sup>TH</sup> Annual Meeting held in Houston, Octubre 11-14 de 1964. SPE paper No. 994.

CASTRO Henry, GÁMEZ Christian. “Evaluación de la depositación de incrustaciones en sistemas de bombeo electrosumergible del campo Cantagallo”, Proyecto de Grado, Ingeniería de Petroleos UIS. 2009.

CHAVARRÍA Sandra, SANDOVAL Angélica. Evaluación del daño a la formación por precipitación de parafinas y asfaltenos en el Campo Colorado. Proyecto de Grado, Ingeniería de Petróleos UIS, 2010.

CIVAN, Faruk. “Reservoir Formation Damage, Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation”. Gulf Professional Publishing. University of Oklahoma, 2000.

Faruk CIVAN, Reservoir Formation Damage, Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation. Segunda Edición. Gulf Professional Publishing. University of Oklahoma, 2007.

Felix ARENAS, Mario TORRES. Guía Laboratorio de Fluidos – Gravedad API, BSW & Salinidad. Universidad Industrial de Santander. 2009.

FERNANDEZ DE CASTRO, Omar. CELIS, Laura. “Estudio experimental de procesos de inyección de agua en el equipo de desplazamiento radial con medios porosos estratificados”. Proyecto de Grado, Ingeniería de Petróleos UIS, 2012.

GRUESBECK, C. and COLLINS, R.E, “Entrainment and Deposition of Fine Particles in Porous Media”, Soc. Pet. Eng. J (Dec 1982), 847-856.

HAMMAMI A., PHELPS C.H., MONGER-MCCLURE T. y LITTLE T.M.: Asphaltene Precipitation from Live Oils: An Experimental Investigation of Onset Conditions and Reversibility. *Energy & Fuels* 2000, Vol 14, no. 1, 14–18. ISSN: 0887-0624.

HERNANDEZ Cesar, SOTO David. Evaluación del proceso de fracturamiento hidráulico aplicado a algunos pozos del campo Yarigui-Cantagallo, Proyecto de Grado. Ingeniería de Petróleos, UIS. 2009

HERRERA Julia Jineth. Revisión y Adecuación del equipo Loop de Asfaltenos para la validación del fenómeno electrocinético causante de la precipitación de asfaltenos en sistemas dinámicos. Proyecto de Grado, Ingeniería Química, UIS, 2009.

J. WANG and J. BUCKLEY. Standard Procedure for Separating Asphaltenes from Crude Oils. Petroleum Recovery Research Center 02-02. New Mexico Tech.

Joel ESCOBEDO, G. A. MANSOORI. Viscometric Determination of the Onset of Asphaltene Flocculation: A Novel Method. SPE paper no. 28018. 1995.

Juan MURGICH & Otto P. STRAUSZ. Molecular Mechanics of Aggregates of Asphaltenes and Resins of the Athabasca oil field. *Petroleum Science and Technology*, Vol. 19, 1-2, 231-243. ISSN: 1532-2459.

Juan MURGICH. Intermolecular forces in Aggregates of Asphaltenes and Resins. *Petroleum Science and Technology* 2002, Vol. 20; 9-10, 983-997. ISSN: 1532-2459.

Juan MURGICH. Molecular Recognition and Molecular Mechanics of Micelles of Some Model Asphaltenes and Resin. Energy & Fuels 1996, Vol. 10, 68-76. ISSN: 0887-0624.

Kamran AKBARZADEH, Ahmed HAMMAMI, Abdel KHARRAT, Dan ZHANG. "Los asfaltenos: Problemáticos pero ricos en potencial", Oilfield review, Schlumberger. Alberta – Canadá, 2007. ISSN: 0923-1730.

L.X. NGHIEM, M.S. HASSAM, and Ram NUTAKKI. Efficient Modelling of Asphaltene Precipitation. SPE paper No. 26642. SPE 68th Annual Technical Conference and Exhibition, 3-6 Octubre, Houston, Texas. 1993.

LEONTARITIS, K.J., and MANSOORI, G.A. Asphaltene Flocculation during Oil Production and Processing: A Thermodynamic-Colloidal Model. SPE paper No.16258. SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, 4-6 Febrero, San Antonio, Texas. 1987.

LEONTARTIS et al. Asphaltene near wellbore Formation Damage Modeling. SPE paper 39446. 1997.

M. KARIZNOVI et al. Optimization of Asphaltene Deposition and Adsorption Parameter in Porus Media Search. SPE paper No. 114037. 2008.

M.A. ALI and M.R. ISLAM. Effect of Asphaltene Deposition on Carbonate Rocks Permeability: An Experimental and Numerical Approach. SPE paper No. 38856. 1997.

MINSSIEUX et al. Core damage from asphaltene Deposition. SPE paper No. 37250. 1997.

MULLINS et al. *Asphaltenes, Heavy Oils and Petroleomics*. Primera Edición. Springer Science & Business Media. 2007.

Norma ASTM D 1796 – 04. Standard Test Method for Water and Sediment in Fuel Oils by the Centrifuge Method (Laboratory Procedure). Versión 2013.

Norma ASTM D 287 -92. Standard Test Method for API Gravity of Crude Petroleum and Petroleum Products (Hydrometer Method). Versión 2006.

Oliver C. MULLINS. The modified Yen model. *Energy & Fuels* 2010. Vol. 24, 2179-2207. ISSN: 0887-0624.

Olliver C. MULLINS. The Asphaltenes. *Annual Review Analytical Chemistry*. Vol. 4, 393–418 2011. ISSN: 1936-1327.

PIRO, G., et al. Experimental Study on Asphaltene Adsorption onto Formation Rock: An Approach to Asphaltene Formation Damage Prevention. SPE paper no. 30109, Proc. European Formation Damage Conf., The Hague, 1995.

POVEDA MALAVER Diana Milena. Diseño de un tratamiento Químico para remover depósitos orgánicos a nivel de cara de la formación. Aplicación Campo Colorado. Tesis Maestría, Ingeniería Química, UIS, 2009.

R. DE BOER, K. LEERLOOYER, M.R.P. EIGNER y A.R.D. VAN BERGEN. Screening of Crude Oils for Asphalt Precipitation: Theory, Practice, and the Selection of Inhibitors. SPE 24987. *SPE Production and Facilities* 1995. ISSN: 1064-668X.

Shaojun WANG and Faruk CIVAN Simulation of Paraffin and Asphaltene Deposition in Porous Media. SPE paper No. 50746. 1999.

Shaojun WANG and Faruk CIVAN. Productivity Decline of Vertical and Horizontal Wells by Asphaltene Deposition in Petroleum Reservoirs. SPE paper No. 64991. 2001.

SIRCAR, S., NOVOSAD, J., MYERS, A.L., "Adsorption from Liquids Mixtures on Solids. Thermodynamics of excess Properties and Their Temperature Coefficients", Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals, Vol 11 (1972), 249. ISSN: 0196-4313.

STRAUSZ, O. P.; MOJELSKY, T. W.; LOWM, E. M. Fuel 1992, 71, 1355-1362. Citado en: MURGICH et al. The stability of the Asphaltene and Resin Aggregates and their Chemical Reactivity, University of Alberta, Canadá.

## ANEXOS

### ANEXO A. RESULTADOS DE DESPLAZAMIENTO A CAUDAL DE 0.25 ML/MIN (136 BPD)

Hora	$\Delta P$ Manómetro (psi)	No acumulado (ml)	PV acumulados (ml)	K/Ki	% Daño
0:00	2460	48	2,91	1,000	0,000
0:05	2480	49	2,97	0,992	0,806
0:10	2500	50	3,03	0,984	1,600
0:15	2500	51	3,09	0,984	1,600
0:20	2580	52	3,15	0,953	4,651
0:25	2600	53	3,21	0,946	5,385
0:30	2650	54	3,27	0,928	7,170
0:35	2650	55	3,33	0,928	7,170
0:40	2680	55,75	3,38	0,918	8,209
0:45	2680	57	3,45	0,918	8,209
0:50	2680	57,75	3,50	0,918	8,209
0:55	2700	59	3,58	0,911	8,889
1:00	2700	59,75	3,62	0,911	8,889
1:05	2725	61	3,70	0,903	9,725
1:10	2725	62	3,76	0,903	9,725
1:15	2750	63	3,82	0,895	10,545
1:20	2750	64	3,88	0,895	10,545
1:25	2750	65	3,94	0,895	10,545
1:30	2750	66	4,00	0,895	10,545
1:35	2750	67	4,06	0,895	10,545
1:40	2750	68,5	4,15	0,895	10,545
1:45	2750	69,5	4,21	0,895	10,545
1:50	2750	70,5	4,27	0,895	10,545
1:55	2775	71,5	4,33	0,886	11,351
2:00	2775	72,5	4,39	0,886	11,351
2:05	2775	73,5	4,45	0,886	11,351
2:10	2800	74,5	4,52	0,879	12,143
2:15	2800	75,5	4,58	0,879	12,143
2:20	2775	76,5	4,64	0,886	11,351
2:25	2750	77,5	4,70	0,895	10,545
2:30	2750	79	4,79	0,895	10,545
2:35	2800	80	4,85	0,879	12,143
2:40	2750	81	4,91	0,895	10,545

2:45	2750	82	4,97	0,895	10,545
2:50	2750	83,5	5,06	0,895	10,545
2:55	2800	84,5	5,12	0,879	12,143
3:00	2780	85,5	5,18	0,885	11,511
3:05	2800	86,5	5,24	0,879	12,143
3:10	2820	87,5	5,30	0,872	12,766
3:15	2820	88,5	5,36	0,872	12,766
3:20	2820	90	5,45	0,872	12,766
3:25	2850	91	5,52	0,863	13,684
3:30	2850	92,5	5,61	0,863	13,684
3:35	2850	93,5	5,67	0,863	13,684
3:40	2850	95	5,76	0,863	13,684
3:45	2850	96	5,82	0,863	13,684
3:50	2820	97	5,88	0,872	12,766
3:55	2820	98,5	5,97	0,872	12,766
4:00	2820	99,5	6,03	0,872	12,766
4:05	2820	100,5	6,09	0,872	12,766
4:10	2820	102	6,18	0,872	12,766
4:15	2820	103	6,24	0,872	12,766
4:20	2820	104	6,30	0,872	12,766
4:25	2830	105	6,36	0,869	13,074
4:30	2830	106	6,42	0,869	13,074
4:35	2830	107,2	6,50	0,869	13,074
4:40	2830	108,5	6,58	0,869	13,074
4:45	2840	109,5	6,64	0,866	13,380
4:50	2850	110,5	6,70	0,863	13,684
4:55	2850	111,5	6,76	0,863	13,684
5:00	2850	112,5	6,82	0,863	13,684
5:05	2850	113,5	6,88	0,863	13,684
5:10	2850	115	6,97	0,863	13,684
5:15	2850	116	7,03	0,863	13,684
5:20	2850	117	7,09	0,863	13,684
5:25	2850	118	7,15	0,863	13,684
5:30	2880	119	7,21	0,854	14,583
5:35	2880	120,5	7,30	0,854	14,583
5:40	2880	121,5	7,36	0,854	14,583
5:45	2880	122,5	7,42	0,854	14,583
5:50	2880	123,5	7,48	0,854	14,583
5:55	2880	125	7,58	0,854	14,583
6:00	2880	126,5	7,67	0,854	14,583

6:05	2880	127,5	7,73	0,854	14,583
6:10	2880	128,5	7,79	0,854	14,583
6:15	2890	129,5	7,85	0,851	14,879
6:20	2890	131	7,94	0,851	14,879
6:25	2890	132,5	8,03	0,851	14,879
6:30	2890	133,5	8,09	0,851	14,879
6:35	2900	134,5	8,15	0,848	15,172
6:40	2900	135,5	8,21	0,848	15,172
6:45	2900	136,5	8,27	0,848	15,172
6:50	2900	138	8,36	0,848	15,172
6:55	2900	139	8,42	0,848	15,172
7:00	2900	140	8,48	0,848	15,172
7:05	2910	141	8,55	0,845	15,464
7:10	2910	142	8,61	0,845	15,464
7:15	2920	143,5	8,70	0,842	15,753
7:20	2920	144,5	8,76	0,842	15,753
7:25	2930	145,5	8,82	0,840	16,041
7:30	2930	146,5	8,88	0,840	16,041
7:35	2950	147,5	8,94	0,834	16,610
7:40	2950	149	9,03	0,834	16,610
7:45	2950	133,5	8,09	0,834	16,610
7:50	2980	135	8,18	0,826	17,450
7:55	2990	136	8,24	0,823	17,726
8:00	2990	137,25	8,32	0,823	17,726
8:05	3000	138,5	8,39	0,820	18,000
8:10	3000	139,5	8,45	0,820	18,000
8:15	3000	141	8,55	0,820	18,000
8:20	3000	142	8,61	0,820	18,000
8:25	3000	143	8,67	0,820	18,000
8:30	3000	144	8,73	0,820	18,000
8:35	3000	145,5	8,82	0,820	18,000
8:40	3000	146,5	8,88	0,820	18,000
8:45	3000	147,5	8,94	0,820	18,000
8:50	3000	149	9,03	0,820	18,000
8:55	3000	150	9,09	0,820	18,000
9:00	3000	151,25	9,17	0,820	18,000
9:05	3000	152,25	9,23	0,820	18,000
9:10	3000	153,5	9,30	0,820	18,000
9:15	3000	154,5	9,36	0,820	18,000
9:20	3000	155,5	9,42	0,820	18,000

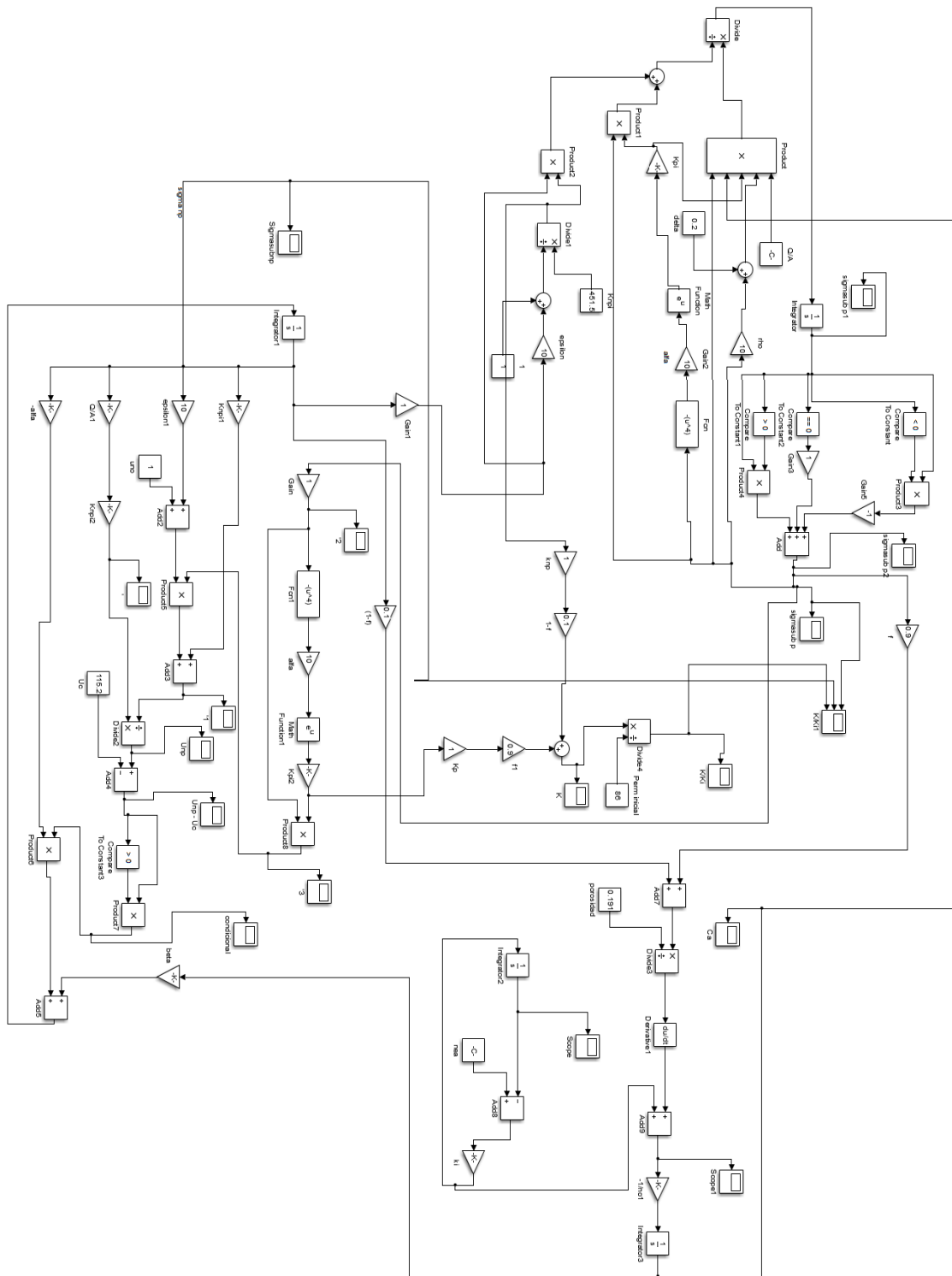
9:25	3000	157	9,52	0,820	18,000
9:30	3000	158	9,58	0,820	18,000
9:35	3000	160	9,70	0,820	18,000
9:40	3000	161,5	9,79	0,820	18,000
9:45	3000	162,5	9,85	0,820	18,000
9:50	3000	163,5	9,91	0,820	18,000
9:55	3000	165	10,00	0,820	18,000
10:00	3000	166	10,06	0,820	18,000
10:05	3000	167	10,12	0,820	18,000
10:10	3000	168	10,18	0,820	18,000
10:15	3000	170	10,30	0,820	18,000

## ANEXO B. RESULTADOS DE DESPLAZAMIENTO A CAUDAL DE 0.5 ML/MIN (273 BPD)

Hora	$\Delta P$ (psi)	No acumulado (ml)	PV acumulados (ml)	K/Ki	% Daño
0:00	1320	33	2,340	1,000	0,000
0:05	1322	36,5	2,589	0,998	0,151
0:10	1321	37	2,624	0,999	0,076
0:15	1326	39	2,766	0,995	0,452
0:20	1345	41,5	2,943	0,981	1,859
0:25	1377	42,5	3,014	0,959	4,139
0:30	1409	43	3,050	0,937	6,317
0:35	1447	45,5	3,227	0,912	8,777
0:40	1477	47,5	3,369	0,894	10,630
0:45	1542	50,5	3,582	0,856	14,397
0:50	1577	53,5	3,794	0,837	16,297
0:55	1618	54,5	3,865	0,816	18,418
1:00	1678	55,5	3,936	0,787	21,335
1:05	1734	58,5	4,149	0,761	23,875
1:10	1786	60	4,255	0,739	26,092
1:15	1824	61	4,326	0,724	27,632
1:20	1892	62,5	4,433	0,698	30,233
1:25	1947	64	4,539	0,678	32,203
1:30	2008	65	4,610	0,657	34,263
1:35	2075	66,5	4,716	0,636	36,386
1:40	2064	68	4,823	0,640	36,047
1:45	2037	70	4,965	0,648	35,199
1:50	2019	71,5	5,071	0,654	34,621
1:55	2007	73,5	5,213	0,658	34,230
2:00	1998	75,5	5,355	0,661	33,934
2:05	1974	77,5	5,496	0,669	33,131
2:10	1965	81	5,745	0,672	32,824
2:15	1954	82,5	5,851	0,676	32,446
2:20	1949	85	6,028	0,677	32,273
2:25	1978	86	6,099	0,667	33,266
2:30	1971	88	6,241	0,670	33,029
2:35	1934	90	6,383	0,683	31,748
2:40	1920	91,5	6,489	0,688	31,250

2:45	1905	93,5	6,631	0,693	30,709
2:50	1890	95	6,738	0,698	30,159
2:55	1882	97	6,879	0,701	29,862
3:00	1872	98,5	6,986	0,705	29,487
3:05	1867	100	7,092	0,707	29,298
3:10	1860	102,5	7,270	0,710	29,032
3:15	1851	104,5	7,411	0,713	28,687
3:20	1842	106,5	7,553	0,717	28,339
3:25	1832	108,5	7,695	0,721	27,948
3:30	1824	110,5	7,837	0,724	27,632
3:35	1817	112	7,943	0,726	27,353
3:40	1817	113,5	8,050	0,726	27,353
3:45	1825	115	8,156	0,723	27,671
3:50	1830	117	8,298	0,721	27,869
3:55	1836	118,5	8,404	0,719	28,105
4:00	1837	120,5	8,546	0,719	28,144
4:05	1837	112	7,943	0,719	28,144
4:10	1835	123	8,723	0,719	28,065
4:15	1835	125,5	8,901	0,719	28,065
4:20	1834	127	9,007	0,720	28,026
4:25	1831	129	9,149	0,721	27,908
4:30	1831	131	9,291	0,721	27,908
4:35	1831	132,5	9,397	0,721	27,908
4:40	1831	134,5	9,539	0,721	27,908
4:45	1833	136,5	9,681	0,720	27,987
4:50	1831	138	9,787	0,721	27,908
4:55	1829	140	9,929	0,722	27,829
5:00	1830	141,5	10,035	0,721	27,869
5:05	1831	143	10,142	0,721	27,908
5:10	1831	145	10,284	0,721	27,908
5:15	1826	147	10,426	0,723	27,711
5:20	1821	148,5	10,532	0,725	27,512
5:25	1813	150	10,638	0,728	27,192
5:30	1809	152	10,780	0,730	27,032
5:35	1806	154	10,922	0,731	26,910
5:40	1803	155,5	11,028	0,732	26,789
5:45	1802	160,5	11,383	0,733	26,748

## ANEXO C. ESQUEMA FINAL MODELO EN SIMULINK - MATLAB









4,32	0,489241
4,36	0,487342
4,4	0,487342
4,44	0,487342
4,48	0,486528
4,52	0,498101
4,56	0,479747
4,6	0,477848
4,64	0,475949
4,68	0,474051
4,72	0,475949
4,76	0,474051
4,8	0,472152
4,84	0,472152
4,88	0,470253
4,92	0,472152
4,96	0,487342
5	0,485443
5,04	0,491139
5,08	0,468354
5,12	0,464082
5,16	0,464557
5,2	0,4621
5,24	0,464082
5,28	0,460047
5,32	0,457975
5,36	0,459946
5,4	0,457975
5,44	0,481646
5,48	0,481646
5,52	0,455063
5,56	0,451266
5,6	0,449367
5,64	0,449367
5,68	0,449367
5,72	0,449367
5,76	0,449367
5,8	0,470253
5,84	0,44462
5,88	0,442532

0,2884	0,9212
0,3775	0,8994
0,4932	0,8729
0,6504	0,8402
0,8504	0,8030
1,0504	0,7701
1,2173	0,7454
1,3532	0,7269
1,4920	0,7093
1,6638	0,6892
1,8638	0,6679
2,0132	0,6532
2,1626	0,6394
2,3375	0,6244
2,5292	0,6092
2,7052	0,5963
2,8538	0,5860
2,9954	0,5768
3,1569	0,5668
3,3456	0,5559
3,5344	0,5456
3,6946	0,5374
3,8343	0,5306
3,9827	0,5238
4,1603	0,5159
4,3560	0,5078
4,5318	0,5009
4,6771	0,4954
4,8161	0,4904
4,9786	0,4848
5,1711	0,4785
5,3619	0,4725
5,5200	0,4678
5,6566	0,4639
5,8042	0,4598
5,9843	0,4551
6,1831	0,4500
6,3587	0,4458
6,5014	0,4425
6,6384	0,4394

5,92	0,440585
5,96	0,440416
6	0,440416
6,04	0,438481
6,08	0,440416
6,12	0,440416
6,16	0,438481
6,2	0,438481
6,24	0,440416
6,28	0,440416
6,32	0,464557
6,36	0,43038
6,4	0,434177
6,44	0,434177
6,48	0,434177
6,52	0,434177
6,56	0,432278
6,6	0,432278
6,64	0,434177
6,68	0,434177
6,72	0,434177
6,76	0,455063
6,8	0,431329
6,84	0,429747
6,88	0,429263
6,92	0,427057
6,96	0,425633
7	0,422514
7,04	0,422514
7,08	0,425633
7,12	0,422514
7,16	0,422514
7,2	0,422514
7,24	0,421616
7,28	0,449367
7,32	0,424684
7,36	0,422785
7,4	0,422785
7,44	0,418987
7,48	0,417089

6,8016	0,4358
6,9971	0,4317
7,1894	0,4279
7,3459	0,4249
7,4802	0,4223
7,6271	0,4197
7,8090	0,4165
8,0090	0,4131
8,1847	0,4103
8,3264	0,4080
8,4627	0,4059
8,6260	0,4035
8,8225	0,4007
9,0155	0,3980
9,1715	0,3959
9,3050	0,3942
9,4516	0,3923
9,6339	0,3900
9,8339	0,3876
10,0000	0,3857

7,52	0,417089
7,56	0,41519
7,6	0,417089
7,64	0,41519
7,68	0,41519
7,72	0,41519
7,76	0,417089
7,8	0,439873
7,84	0,439873
7,88	0,439873
7,92	0,417089
7,96	0,414241
8	0,414241
8,04	0,417089
8,08	0,41519
8,12	0,41519
8,16	0,408179
8,2	0,405696
8,24	0,405696
8,28	0,407595
8,36	0,405696
8,4	0,405696
8,44	0,405696
8,48	0,405696
8,52	0,405696
8,56	0,405696
8,6	0,405696
8,64	0,405696
8,68	0,405696
8,72	0,405696
8,76	0,43038
8,8	0,428481
8,84	0,404557
8,88	0,404557
8,92	0,404557
8,96	0,398101
9	0,398101
9,04	0,398101
9,08	0,398101
9,12	0,398101

9,16	0,398101
9,2	0,398101
9,24	0,398101
9,32	0,396203
9,36	0,394304
9,4	0,394304
9,44	0,394304
9,48	0,394304
9,52	0,392405
9,56	0,390506
9,6	0,388608
9,64	0,388608
9,68	0,386709
9,72	0,370253
9,76	0,386709
9,8	0,389557
9,84	0,38481
9,88	0,385443
9,92	0,385443
9,96	0,385443
10	0,377388
10,04	0,385443
10,08	0,391646
10,12	0,391646
10,16	0,391646

- **Comparación software SIMULINK y datos experimentales de desplazamiento a caudal de 0.25 ml/min**

Datos Experimentales	
Hora (Tiempo)	Reducción de permeabilidad (k/ki)
0,000	1
0,083	0,992
0,167	0,984
0,250	0,984
0,333	0,953

Datos del modelo	
Hora (Tiempo)	Reducción de permeabilidad (k/ki)
0,000	1
0,005	1
0,017	0,999
0,059	0,995
0,192	0,986

0,417	0,946
0,500	0,928
0,583	0,928
0,667	0,918
0,750	0,918
0,833	0,918
0,917	0,911
1,000	0,911
1,083	0,903
1,167	0,903
1,250	0,895
1,333	0,895
1,417	0,895
1,500	0,895
1,583	0,895
1,667	0,895
1,750	0,895
1,833	0,895
1,917	0,886
2,000	0,886
2,083	0,886
2,167	0,879
2,250	0,879
2,333	0,886
2,417	0,895
2,500	0,895
2,583	0,879
2,667	0,895
2,750	0,895
2,833	0,895
2,917	0,879
3,000	0,885
3,083	0,879
3,167	0,872
3,250	0,872
3,333	0,872
3,417	0,863
3,500	0,863
3,583	0,863
3,667	0,863

0,392	0,972
0,592	0,960
0,792	0,948
0,992	0,938
1,192	0,929
1,392	0,921
1,592	0,913
1,792	0,906
1,992	0,900
2,192	0,894
2,392	0,889
2,592	0,884
2,792	0,879
2,992	0,875
3,192	0,871
3,392	0,868
3,592	0,864
3,792	0,861
3,992	0,859
4,192	0,856
4,392	0,854
4,592	0,851
4,792	0,849
4,992	0,847
5,192	0,845
5,392	0,844
5,592	0,842
5,792	0,841
5,992	0,839
6,192	0,838
6,392	0,837
6,592	0,836
6,792	0,835
6,992	0,834
7,192	0,833
7,392	0,832
7,592	0,831
7,792	0,831
7,992	0,830
8,192	0,829

3,750	0,863
3,833	0,872
3,917	0,872
4,000	0,872
4,083	0,872
4,167	0,872
4,250	0,872
4,333	0,872
4,417	0,869
4,500	0,869
4,583	0,869
4,667	0,869
4,750	0,866
4,833	0,863
4,917	0,863
5,000	0,863
5,083	0,863
5,167	0,863
5,250	0,863
5,333	0,863
5,417	0,863
5,500	0,854
5,583	0,854
5,667	0,854
5,750	0,854
5,833	0,854
5,917	0,854
6,000	0,854
6,083	0,854
6,167	0,854
6,250	0,851
6,333	0,851
6,417	0,851
6,500	0,851
6,583	0,848
6,667	0,848
6,750	0,848
6,833	0,848
6,917	0,848
7,000	0,848

8,392	0,829
8,592	0,828
8,792	0,828
8,992	0,827
9,192	0,827
9,392	0,826
9,592	0,826
9,792	0,826
9,992	0,825
10,000	0,825

7,083	0,845
7,167	0,845
7,250	0,842
7,333	0,842
7,417	0,840
7,500	0,840
7,583	0,834
7,667	0,834
7,750	0,834
7,833	0,826
7,917	0,823
8,000	0,823
8,083	0,820
8,167	0,820
8,250	0,820
8,333	0,820
8,417	0,820
8,500	0,820
8,583	0,820
8,667	0,820
8,750	0,820
8,833	0,820
8,917	0,820
9,000	0,820
9,083	0,820
9,167	0,820
9,250	0,820
9,333	0,820
9,417	0,820
9,500	0,820
9,583	0,820
9,667	0,820
9,750	0,820
9,833	0,820
9,917	0,820
10,000	0,820
10,083	0,820
10,167	0,820
10,250	0,820

➤ **Comparación software SIMULINK y datos experimentales de desplazamiento a caudal de 0.25 ml/min**

Datos Experimentales	
Hora (Tiempo)	Reducción de permeabilidad (k/ki)
0,000	1,000
0,083	0,998
0,167	0,999
0,250	0,995
0,333	0,981
0,417	0,959
0,500	0,937
0,583	0,912
0,667	0,894
0,750	0,856
0,833	0,837
0,917	0,816
1,000	0,787
1,083	0,761
1,167	0,739
1,250	0,724
1,333	0,698
1,417	0,678
1,500	0,657
1,583	0,636
1,667	0,640
1,750	0,648
1,833	0,654
1,917	0,658
2,000	0,661
2,083	0,669
2,167	0,672
2,250	0,676
2,333	0,677
2,417	0,667
2,500	0,670

Datos del Modelo	
Hora (Tiempo)	Reducción de permeabilidad (k/ki)
0,000	0,996
0,007	0,994
0,013	0,992
0,021	0,990
0,031	0,986
0,047	0,980
0,082	0,968
0,194	0,932
0,314	0,898
0,434	0,868
0,554	0,842
0,674	0,818
0,794	0,797
0,914	0,778
1,034	0,761
1,154	0,746
1,265	0,733
1,265	0,733
1,385	0,724
1,505	0,724
1,625	0,726
1,745	0,727
1,865	0,727
1,985	0,727
2,105	0,727
2,225	0,728
2,345	0,728
2,465	0,728
2,585	0,728
2,705	0,728
2,825	0,728

2,583	0,683
2,667	0,688
2,750	0,693
2,833	0,698
2,917	0,701
3,000	0,705
3,083	0,707
3,167	0,710
3,250	0,713
3,333	0,717
3,417	0,721
3,500	0,724
3,583	0,726
3,667	0,726
3,750	0,723
3,833	0,721
3,917	0,719
4,000	0,719
4,083	0,719
4,167	0,719
4,250	0,719
4,333	0,720
4,417	0,721
4,500	0,721
4,583	0,721
4,667	0,721
4,750	0,720
4,833	0,721
4,917	0,722
5,000	0,721
5,083	0,721
5,167	0,721
5,250	0,723
5,333	0,725
5,417	0,728
5,500	0,730
5,583	0,731
5,667	0,732

2,945	0,729
3,065	0,729
3,185	0,729
3,305	0,729
3,425	0,729
3,545	0,729
3,665	0,729
3,785	0,730
3,905	0,730
4,025	0,730
4,145	0,730
4,265	0,730
4,385	0,730
4,505	0,730
4,625	0,730
4,745	0,730
4,865	0,730
4,985	0,731
5,105	0,731
5,225	0,731
5,345	0,731
5,465	0,731
5,585	0,731
5,705	0,731
5,825	0,731
5,945	0,731
6,000	0,731