

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

**EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE SOLVENTES  
(ICS) PARA EL INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN DE  
CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS DE LA FAJA  
PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por el Br. Quevedo A, Luis D.  
Para optar al Título  
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, Junio de 2013

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE SOLVENTES (ICS) PARA EL INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Violeta, Wills.

TUTORA INDUSTRIAL: Ing. Mileydi, Rodríguez.

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por el Br. Quevedo A, Luis D.  
Para optar al Título  
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, Junio de 2013

Caracas, Junio 2013.

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el trabajo especial de Grado presentado por el Bachiller Luis David Quevedo Albarrán, titulado:

**“EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE SOLVENTES (ICS)  
PARA EL INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS Y  
EXTRAPESADOS DE LA FAJA PETROLIFERA DEL ORINOCO”**

Considerando que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al título de Ingeniera de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.



Prof. Carlos Gil  
Miembro del Jurado



Prof. Sandro Gasbarri  
Miembro del Jurado



Prof. Violeta Wills  
Tutor Académico



Ing. Mileydi Rodríguez  
Tutor Industrial



## **DEDICATORIA**

Quiero dedicar este trabajo especial de grado a las personas que estuvieron interesadas por el desarrollo de esta investigación, el cual es un aporte para el estudio de la simulación numérica del proceso de inyección de solventes a escala de laboratorio en la gerencia FPDY de PDVSA-Intevep.

## AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Central de Venezuela (UCV), por haberme recibido en sus recintos y darme la oportunidad de prepararme profesionalmente con la contribución de los conocimientos de los docentes de mayor exigencia académica, me siento satisfecho y honrado de haber sido un estudiante de esta magnífica casa de estudio. Sin duda alguna, mi meta será aportar nuevas ideas para mejorar las rutinas de trabajo en la industria petrolera, dando mi mayor esfuerzo y dedicación.

A Dios, por darme salud y bienestar. Sé que de alguna manera me dio fortaleza para seguir adelante y ayudarme en el momento en que realmente lo necesitaba. Mi fe hacia él es incondicional.

A mis familiares por comprender el gran esfuerzo invertido por mi persona en realizar la investigación y por aconsejarme en todo momento cuando estaba confundido. Velaron para que yo me graduara en la carrera que yo seleccioné y en la cual he hecho muchos sacrificios para lograr la meta que me había propuesto en un principio.

A mi tutora industrial, Ing. Mileydi Rodríguez por haberme brindado la oportunidad de hacer la pasantía larga en la empresa PDVSA-Intevep. Allí adquirí mucho conocimiento de otros profesionales quienes siempre estuvieron dispuestos en ayudarme en lo que podían y pude recibir instrucciones del personal capacitado en realizar pruebas de laboratorio. Quiero agradecer muy especialmente al señor Jorge Jiménez de la gerencia del análisis PVT de fluidos, quien me facilitó el material bibliográfico de calidad y excelencia para el desarrollo de la tesis.

A mi tutora académica Violeta Wills, por haberme brindado su apoyo en seguir con el desarrollo de la tesis y buscar soluciones ante los inconvenientes que se me presentaron. Fue para mí una amiga quien siempre me escuchó para darme su

consejo. También a mis compañeros de la universidad que son cercanos a mí, por estar pendientes de mi situación con la tesis y por aconsejarme en las decisiones que tomé para culminar con esta investigación.

A mi cotutor Ing. Yefrenck Castro, líder de la investigación, quien siempre buscó soluciones ante los obstáculos presentados en la realización de la tesis. Aprecio mucho su esfuerzo, ya que siempre consulté con él todos aquellos detalles que faltaban por aclarar y me pudo resolver con la información que tenía en su poder. A parte de darme libertad de delimitar el alcance de la investigación.

Al profesor Carlos Gil, por darme opciones para poder llevar a cabo esta investigación y culminarla de la forma más conveniente sin perjudicar mis intereses como estudiante, y por ofrecerme su orientación en los aspectos en que no estaba claro.

A los consultores de la Compañía CMG, gracias a sus contribuciones y asesorías pude realizar la simulación de este proceso, el cual es bastante complejo y que requiere de una investigación más exhaustiva por parte de los investigadores de la empresa PDVSA-Intevep. El material de apoyo recibido fue esencial para guiarme en usar la herramienta de simulación que ellos patrocinan y poder realizar la simulación numérica de la prueba de desplazamiento. Le doy créditos a su herramienta por su facilidad de empleo.

A Jesús Tillero, ingeniero petrolero graduado de la UDO, quien fue muy colaborador conmigo y me brindó su apoyo en lo que necesitaba, siempre pude contar con él con las herramientas para la obtención de los resultados mostrados en este trabajo especial de grado. De verdad, para mí eso tiene un gran valor, lo considero un amigo de muy buena voluntad.

Quevedo A., Luis D.

**EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE SOLVENTES (ICS) PARA  
EL INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS Y  
EXTRAPESADOS DE LA FAJA PETROLIFERA DEL ORINOCO**

**Tutor Académico: Prof. Violeta Wills. Tutor Industrial: Ing. Mileydi Rodríguez.**

**Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo.**

**Año 2013, 223 p.**

**Palabras Claves:** Crudo extrapesado, Inyección Cíclica de Solventes (ICS), Cortes de refinería, Simulación experimental, Simulación numérica.

**Resumen.** Este trabajo presenta una evaluación cualitativa y cuantitativa del proceso de inyección cíclica de solvente (ICS), usando dos cortes de refinería como la nafta pesada y el gasoil. El objetivo es recuperar un mayor volumen de crudo extrapesado en cada ciclo de producción por el efecto de dilución con el solvente. Se inició con la caracterización fisicoquímica y termodinámica de los fluidos, para luego realizar las pruebas de compatibilidad crudo-solvente, con el fin de obtener las curvas de calibración de densidad y viscosidad de la mezcla, la prueba de estabilidad y la prueba de recombinación. Se simuló el proceso ICS mediante la prueba de desplazamiento en dinámico con la nafta (única prueba realizada), aplicando los factores operacionales de la inyección cíclica: tiempo de inyección, remojo y de producción que constituyen un ciclo de producción. Se propone el remojo con el solvente para promover una dilución más efectiva del crudo. La simulación numérica consistió en modelar los fluidos (gas, crudo y solvente) en función de las propiedades de los componentes definidos por el agrupamiento de las fracciones y ajustar las propiedades de la mezcla entre ellos usando el simulador *WinProp* (CMG, 2012.1), y realizar las corridas del modelo de simulación con el simulador de yacimiento composicional *GEM* (CMG, 2012.1). Se cotejó los datos de laboratorio usando la aplicación *CMOST* (CMG, 2012.1). Se consideró el efecto de difusión molecular de los componentes de los fluidos en fase oleica y gaseosa y se sensibilizó el tiempo de remojo para 1 y 24 horas. El número de ciclos de producción para la nafta fue de 3 y para el gasoil fue de 2, debido al volumen de inyección para obtener una calidad de mezcla de 17 °API. Un tiempo de remojo menor implica una menor recuperación del crudo y una mayor recuperación del solvente, y viceversa.

# ÍNDICE GENERAL

	Pág.
<b>LISTA DE TABLAS</b> .....	<b>xiii</b>
<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	<b>xvi</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO I</b> .....	<b>5</b>
<b>Planteamiento del Problema</b> .....	<b>5</b>
1.1.    Objetivo general .....	6
1.2.    Objetivos específicos .....	6
Justificación.....	7
Alcance .....	8
Limitaciones.....	8
1.3.1.    Descripción estratigráfica .....	9
1.3.2.    Descripción sedimentológica.....	10
1.3.3.    Divisiones de la FPO.....	11
1.3.4.    Datos de reservas .....	13
1.3.5.    Características de los yacimientos de las divisiones de la FPO .....	13
1.3.6.    Mejoramiento del crudo producido .....	14
<b>CAPÍTULO II</b> .....	<b>16</b>
<b>Marco Teórico</b> .....	<b>16</b>
2.1. Antecedentes.....	16
2.2. Bases teóricas .....	21
2.2.1. Propiedades fisicoquímicas más comunes de los crudos pesados y extrapesados (CP/XP) .....	21
2.2.2. Desventajas de los crudos pesados y extrapesados (CP/XP) .....	22
2.2.3. Producción en frío de los crudos (CP/XP) .....	22
2.2.4. Tratamiento de los crudos (CP/XP) .....	22
2.2.5. Métodos de recobro de los crudos (CP/XP).....	23
2.2.6. Procesos miscibles .....	24
2.2.7. Miscibilidad <sup>[44]</sup> .....	25
2.2.8. Principios de la inyección de hidrocarburos miscibles <sup>[60]</sup> .....	25
2.2.9. Factores importantes de la inyección de hidrocarburos miscibles <sup>[44]</sup> .....	26
2.2.10. Ventajas de los procesos de inyección de solventes <sup>[9]</sup> .....	27
2.2.11. Factores que influyen sobre la eficacia de los procesos miscibles <sup>[44]</sup> .....	27
2.2.12. Criterios de diseño de los procesos miscibles <sup>[21, 59]</sup> .....	28
2.2.13. Consideraciones de los procesos miscibles y los aspectos económicos <sup>[44]</sup> .....	29



2.2.14. Los solventes <sup>[4, 33]</sup> .....	30
2.2.15. Criterios para la selección del solvente <sup>[18, 19, 55]</sup> .....	31
2.2.16. Ventajas de los solventes <sup>[9]</sup> .....	31
2.2.17. Mecanismos de transferencia de masa a escala microscópica entre el solvente y el crudo <sup>[32]</sup> .....	32
2.2.17.1. Convección <sup>[11]</sup> .....	33
2.2.17.2. Difusión <sup>[32]</sup> .....	33
2.2.17.3. Dispersión <sup>[58]</sup> .....	35
2.2.17.4. Disolución <sup>[64]</sup> .....	38
2.2.18. Procesos basados en la inyección de solventes <sup>[19, 32, 40, 46]</sup> .....	39
2.2.18.1. Proceso VAPEX “ <i>Vapour Extraction</i> ” <sup>[19]</sup> .....	39
2.2.18.2. Método de inyección de solventes calientes .....	40
2.2.18.3. Inyección cíclica de solventes (ICS) .....	40
2.2.19. Factores operacionales de la inyección cíclica del solvente <sup>[55]</sup> .....	44
2.2.20. Efectos de los parámetros de entrada en el proceso ICS <sup>[19, 32]</sup> .....	45
2.2.21. Viabilidad económica de la inyección cíclica de solventes <sup>[13]</sup> .....	46
2.2.22. Simuladores de yacimientos de crudos pesados <sup>[12]</sup> .....	46
2.2.23. Simuladores de yacimiento composicionales <sup>[22, 39]</sup> .....	47
2.2.24. Limitaciones de los simuladores de yacimiento composicionales <sup>[22, 39]</sup> .....	49
2.2.25. Funciones de distribución para las propiedades de las fracciones plus de un fluido hidrocarburo <sup>[28, 56]</sup> .....	50
2.2.26. Tipos de funciones de distribución molar de la fracción plus <sup>[28, 56]</sup> .....	51
2.2.27. Cotejo histórico <sup>[22, 39]</sup> .....	53
2.2.28. Cotejo histórico automático <sup>[39]</sup> .....	54
<b>CAPÍTULO III.....</b>	<b>57</b>
<b>Marco Metodológico .....</b>	<b>57</b>
3.1. Diseño de la investigación.....	57
3.2. Población y muestra.....	59
3.3. Instrumentos de recolección de datos .....	59
3.4. Procedimientos experimentales .....	60
3.4.1. Descripción de cada uno de las fases de la metodología adoptada .....	60
3.4.2. Técnicas de medición de las propiedades fisicoquímicas .....	63
3.4.3. Pruebas de compatibilidad crudo-solvente en estático a condiciones de presión y temperatura de yacimiento utilizando reactores por carga .....	74
3.4.4. Prueba de estabilidad de las mezclas crudo-solventes resultantes mediante el método de la mancha.....	77
3.4.5. Prueba de recombinación del crudo muerto con gas metano industrial....	79
3.4.6. Caracterización del empaque no consolidado de la celda de desplazamiento .....	83
3.4.7. Saturación de la celda con agua sintética de formación y con crudo vivo hasta la saturación de agua irreducible.....	87
3.4.8. Simulación experimental del proceso ICS a través de la prueba de desplazamiento en dinámico con el solvente .....	90

3.4.9. Construcción del modelo de los fluidos (crudo muerto, crudo vivo, nafta y gasoil).....	94
3.4.10. Generación de los modelos de simulación.....	100
3.4.10.1. Simulación numérica de las pruebas de saturación de la celda para el ajuste de las propiedades geométricas y petrofísicas del modelo de simulación, análisis de sensibilidad (AS) y cotejo histórico (CH) de los datos de laboratorio.....	102
3.4.10.2. Simulación numérica de la prueba experimental de desplazamiento con el solvente.....	108
3.4.10.3. Modelo de simulación de predicción del número de ciclos, sensibilización del tiempo de remojo y efecto de difusión molecular de los componentes en fase oleica y gaseosa.....	111
3.5. Técnicas de procesamiento de los datos.....	112
<b>CAPÍTULO IV.....</b>	<b>113</b>
<b>Análisis y Discusión de Resultados.....</b>	<b>113</b>
4.1. Medición de las propiedades fisicoquímicas y termodinámicas de los fluidos.....	113
4.2. Análisis composicional de los fluidos en fase oleica (crudo muerto deshidratado, nafta y gasoil).....	120
4.3. Resultados de la prueba de compatibilidad crudo-solvente en estático.....	126
4.4. Resultados de la prueba de estabilidad de la mezcla mediante el método de la mancha.....	132
4.5. Resultados de la prueba de recombinación del crudo muerto con gas metano.....	135
4.6. Caracterización del empaque no consolidado de la celda de desplazamiento.....	136
4.7. Saturación de la celda de desplazamiento con agua de inyección sintética de formación a flujo constante.....	138
4.8. Saturación de la celda de desplazamiento con crudo recombinado a flujo constante hasta la saturación de agua irreducible ( $S_{wir}$ ).....	141
4.9. Resultados de la prueba de desplazamiento en dinámico con el solvente.....	144
4.10. Resultados del modelo de fluidos.....	147
4.10.1. Pseudocomponentes de los fluidos.....	147
4.10.2. Regresiones de las propiedades físicas y termodinámica de los fluidos, y de las propiedades físicas de las mezclas crudo-solventes para ajustar los parámetros de la ecuación de estado y la correlación de viscosidad seleccionada.....	149
4.11. Modelos de simulación de las pruebas de laboratorio.....	151
4.11.1. Modelo N° 1. Ajuste de las propiedades geométricas y petrofísicas del modelo de simulación.....	152
4.11.2. Modelo N° 2. Ajuste de las curvas de permeabilidad relativa ( $K_r$ ) crudo-agua y líquido-gas para el modelo de simulación a través de los resultados de la prueba de saturación de la celda con crudo vivo hasta el $S_{wir}$ .....	154
4.11.2.1. Análisis de Sensibilidad (AS) de los parámetros de entrada del modelo N° 2.....	155

4.11.2.2. Cotejo Histórico (CH) de los resultados de la corrida del modelo N° 2.....	157
4.11.3. Modelo N° 3. Cotejo del 1er Ciclo de producción de la prueba de desplazamiento con la nafta .....	161
4.11.4. Modelo N° 4. Predicción del número de ciclos, sensibilización del tiempo de remojo de los solventes y efecto de difusión molecular de los componentes en fase oleica y gaseosa .....	165
<b>Conclusiones .....</b>	<b>171</b>
<b>Recomendaciones .....</b>	<b>173</b>
<b>Bibliografía .....</b>	<b>175</b>
<b>Nomenclatura .....</b>	<b>181</b>
<b>Glosario .....</b>	<b>184</b>
<b>Anexos .....</b>	<b>192</b>
Anexo 1. Formulación del agua de inyección sintética de formación. ....	193
Anexo 2. Propiedades de los componentes de la biblioteca del simulador <i>WinProp</i> [28] .....	194
Anexo 3. Reporte del análisis PIONA (tipo de grupo y número de carbonos) para la nafta en porcentaje molar. ....	196
Anexo 4. Datos de la prueba de recombinación del crudo muerto con gas metano industrial.....	197
Anexo 5. Gráfico de factores de compresibilidad Z de los gases. ....	197
Anexo 6. Gráfico de viscosidad del gas nitrógeno (N <sub>2</sub> ) versus la temperatura.....	198
Anexo 8. Valores de la tasa de flujo y la caída de presión correspondiente para determinar la permeabilidad absoluta del empaque. ....	199
Anexo 9. Dimensiones de la celda de desplazamiento. ....	200
Anexo 10. Volumen muerto asociado al orificio de las tapas y niples conectados en los extremos de la celda de desplazamiento.....	200
Anexo 11. Peso de la celda de desplazamiento antes y después de ser empacada con la arena silboca seleccionada. ....	201
Anexo 12. Saturación de la celda de desplazamiento con agua de inyección sintética de formación.....	201
Anexo 13. Valores de la tasa de flujo y la caída de presión correspondiente para determinar la permeabilidad efectiva del empaque al agua. ....	202
Anexo 14. Peso de la celda antes y después de ser saturada con agua de inyección sintética de formación. ....	202

Anexo 15. Valores de la tasa de flujo y la caída de presión correspondiente para determinar la permeabilidad efectiva del empaque al crudo.....	202
Anexo 16. Determinación del volumen muerto del montaje experimental. ....	203
Anexo 17. Datos adquiridos de la prueba de saturación de la celda de desplazamiento con crudo recombinado hasta la saturación de agua irreducible ( $S_{wir}$ ). ....	204
Anexo 18. Datos de tiempo y producción de fluidos corregidos por el volumen muerto de la prueba de saturación de la celda de desplazamiento con crudo vivo en unidades de laboratorio y de campo.....	205
Anexo 19. Datos adquiridos de la prueba de desplazamiento en dinámico del 1er ciclo de producción con la nafta. ....	206
Anexo 20. Datos corregidos de los volúmenes de crudo y nafta obtenidos del 1er ciclo de producción. ....	208
Anexo 21. Regresiones realizadas de las propiedades de los componentes creados con el simulador <i>WinProp</i> . ....	209
Anexo 22. Regresiones de las propiedades de mezcla crudo-solvente realizadas con el simulador <i>WinProp</i> . ....	211
<b>Apéndices .....</b>	<b>213</b>
Apéndice 1. Descripción de las herramientas usadas de la plataforma de CMG ( <i>Computer Modeling Group Ltd.</i> ).....	214
Apéndice 2. Formas utilizadas para construir el modelo de fluidos con el simulador <i>WinProp</i> . ....	215
Apéndice 3. Descripción de las secciones donde se ingresan los parámetros de entrada para generar el <i>dataset</i> con el pre-procesador <i>Builder</i> .....	218
Apéndice 4. Formato de los archivos especiales de extensión <i>.fhf</i> ( <i>Field History File</i> ) que contienen los datos de producción.....	221
Apéndice 5. Formato de los archivos especiales de extensión <i>.fhf</i> ( <i>Field History File</i> ) que contienen los datos de presión.....	222
Apéndice 6. Código <i>Javascript</i> para generar las curvas de permeabilidad relativa crudo-agua y líquido-gas usando la correlación generalizada de Corey con <i>CMOST</i> . ....	223

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1.1: Datos de POES y reservas de crudo y gas de los bloques de la FPO.....	13
Tabla 1.2: Características de los yacimientos de las divisiones de la FPO <sup>[49-54]</sup> .....	14
Tabla 2.1: Propiedades fisicoquímicas de los crudos (CP/XP) reportados en la industria petrolera <sup>[40]</sup> (Mod. Quevedo). .....	21
Tabla 2.2: Criterio de Diseño de los procesos miscibles basado en las características del fluido y del yacimiento.....	28
Tabla 2.3: Parámetros que se pueden cambiar en el cotejo histórico.....	55
Tabla 3.1: Preparación de 2 litros de agua sintética de formación.....	71
Tabla 3.2: Relaciones másicas de solvente/crudo para las pruebas en estático. ....	77
Tabla 3.3: Correlación de estabilidad de acuerdo al método de la mancha. ....	79
Tabla 3.4: Datos de permeabilidad y porosidad medidos del núcleo no consolidado de un pozo del área de estudio. ....	84
Tabla 4.1: Propiedades fisicoquímicas y termodinámica de la muestra de crudo muerto deshidratado. ....	114
Tabla 4.2: Propiedades fisicoquímicas y termodinámica de la nafta. ....	116
Tabla 4.3: Propiedades fisicoquímicas y termodinámica del gasoil. ....	118
Tabla 4.4: Propiedades físicas del agua de inyección sintética de formación. ....	119
Tabla 4.5: Análisis composicional del crudo muerto deshidratado. ....	122
Tabla 4.6: Análisis composicional de la nafta en base al análisis PIONA. ....	123
Tabla 4.7: Análisis composicional del gasoil.....	125
Tabla 4.8: Fracciones SARA de la mezcla nafta-crudo. ....	131
Tabla 4.9: Fracciones SARA de la mezcla gasoil-crudo.....	131
Tabla 4.10: Cálculo de estabilidad de las mezclas crudo-solventes en función del grado IFP. ....	134
Tabla 4.11: Prueba de recombinación del crudo muerto con gas metano.....	135
Tabla 4.12: Propiedades petrofísicas del empaque de la celda de desplazamiento. .	138
Tabla 4.13: Propiedades petrofísicas efectivas del empaque de la celda de desplazamiento.....	140
Tabla 4.14: Propiedades petrofísicas de la celda acondicionada con los fluidos del yacimiento. ....	143

Tabla 4.15: Parámetros de inyección de la nafta en la celda de desplazamiento.....	144
Tabla 4.16: Análisis de los efluentes producidos en el 1er ciclo de producción con la inyección de la nafta.....	145
Tabla 4.17: Parámetros operacionales para el 1er ciclo de producción de la inyección cíclica de la nafta.....	146
Tabla 4.18: Resultados del primer ciclo de producción de la celda de desplazamiento. ....	146
Tabla 4.19: Pseudocomponentes del crudo extrapesado determinados internamente por el simulador <i>WinProp</i> . ....	147
Tabla 4.20: Pseudocomponentes del crudo gasoil determinados internamente por el simulador <i>WinProp</i> . ....	148
Tabla 4.21: Componentes del crudo vivo resultante de la forma de Recombinación de <i>WinProp</i> . ....	148
Tabla 4.22: Presiones de burbujas estimadas de la mezcla nafta-crudo a las diferentes fracciones molares primarias del crudo vivo. ....	149
Tabla 4.23: Presiones de burbujas estimadas de la mezcla gasoil-crudo a las diferentes fracciones molares primarias del crudo vivo. ....	150
Tabla 4.24: Regresión de la presión de burbuja de las mezclas crudo vivo-solvente	151
Tabla 4.25: Compresibilidad de la roca calculada con la correlación de Halls (ecuación 3.34). ....	152
Tabla 4.26: Volúmenes calculados de la corrida del modelo de simulación N° 1....	153
Tabla 4.27: Caídas de presión reales y calculadas por la corrida del simulador <i>GEM</i> . ....	154
Tabla 4.28: Puntos extremos para generar las curvas de permeabilidad relativa crudo-agua y líquido-gas para el modelo de simulación N° 2.....	155
Tabla 4.29: Análisis de Sensibilidad de los parámetros de entrada que tienen efectos sobre la función objetivo principal.....	156
Tabla 4.30: Volúmenes calculados de la corrida del modelo de simulación N° 2....	159
Tabla 4.31: Comparación entre la corrida del modelo y los resultados experimentales. ....	161
Tabla 4.32: Resultados de la corrida del modelo N° 3 y su comparación con los datos de comportamiento del 1er ciclo de producción con la nafta.....	164
Tabla 4.33: Composición del efluente producido en la simulación. ....	164
Tabla 4.34: Criterio de inyección de los solventes en el modelo de simulación N° 4. ....	165

Tabla 4.35: Producciones acumuladas de los fluidos para un tiempo de remojo de la nafta de 1 hora. ....	167
Tabla 4.36: Producciones acumuladas de los fluidos para un tiempo de remojo de la nafta de 24 horas. ....	167
Tabla 4.37: Producciones acumuladas de los fluidos para un tiempo de remojo del gasoil de 1 hora. ....	170
Tabla 4.38: Producciones acumuladas de los fluidos para un tiempo de remojo del gasoil de 24 horas.....	170

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1.1: Sección estratigráfica de un bloque de la FPO <sup>[41]</sup> .....	10
Figura 1.2: Divisiones de la Faja Petrolífera del Orinoco <sup>[31]</sup> .....	11
Figura 1.3: Cadena de explotación del crudo en el oriente de Venezuela <sup>[41]</sup> .....	15
Figura 2.1: Esquema del proceso de destilación atmosférica en el proceso de refinación del crudo <sup>[33]</sup> .....	30
Figura 2.2: Resumen de los mecanismos de transferencia de masa a escala microscópica entre el solvente y el crudo. ....	32
Figura 2.3: Configuración del Proceso VAPEX en un yacimiento <sup>[62]</sup> .....	39
Figura 2.4: Perfil de presión y esquema de la fase de inyección cíclica del solvente <sup>[13]</sup> .....	41
Figura 2.5: Perfil de presión y esquema de la fase de producción cíclica del solvente <sup>[13]</sup> .....	42
Figura 2.6: Esquema de un bloque del mallado en un simulador composicional. ....	48
Figura 2.7: Esquema general de la función de densidad de probabilidad para una propiedad “P” <sup>[56]</sup> .....	51
Figura 3.1: Flujograma de la metodología experimental de la investigación. ....	60
Figura 3.2: Diagrama esquemático de las propiedades fisicoquímicas medidas, propiedad termodinámica y las normas aplicadas.....	62
Figura 3.3: Densímetro digital utilizado para medir la densidad y gravedad API.....	64
Figura 3.4: Reómetro rotacional y sus equipos auxiliares. ....	64
Figura 3.5: Osmómetro de presión de vapor utilizado para medir el peso molecular del crudo muerto deshidratado.....	66
Figura 3.6: Osmómetro crioscópico utilizado para medir el peso molecular de los solventes.....	67
Figura 3.7: Equipo HPLC para realizar la separación de las fracciones de maltenos. ....	68
Figura 3.8: Cromatógrafo de gas con columna pre-empacada.....	69
Figura 3.9: Balón que contiene el agua sintética de formación. ....	72
Figura 3.10: Montaje de las pruebas de compatibilidad crudo-solvente en estático... ..	75
Figura 3.11: Partes del reactor por carga <sup>[65]</sup> .....	75



Figura 3.12: Diagrama de flujo del procedimiento experimental de las pruebas de compatibilidad crudo-solvente en estático. ....	76
Figura 3.13: Diagrama de flujo del procedimiento experimental de la prueba de estabilidad de las mezclas crudo-solventes mediante el método de la mancha. ....	78
Figura 3.14: Reactor por carga usado para recombinar el crudo muerto deshidratado [62] .....	80
Figura 3.15: Esquema para realizar la prueba de liberación instantánea o “Flash” ...	83
Figura 3.16: Celda de desplazamiento y sus conexiones. ....	85
Figura 3.17: Diagrama de flujo del procedimiento experimental para la caracterización del empaque no consolidado de la celda de desplazamiento. ....	85
Figura 3.18: Equipo para la medición de la permeabilidad absoluta del empaque al gas nitrógeno (N <sub>2</sub> ). ....	87
Figura 3.19: Equipo para la medición de la permeabilidad efectiva del empaque al agua sintética de formación. ....	88
Figura 3.20: Equipo de inyección del solvente para realizar la prueba de desplazamiento en dinámico. ....	90
Figura 3.21: Diagrama de flujo del procedimiento experimental para la realización de la prueba experimental de desplazamiento con el solvente. ....	91
Figura 3.22: Diagrama esquemático de la fase de construcción del modelo de fluidos. ....	94
Figura 3.23: Diagrama de los modelos generados en la fase de simulación. ....	101
Figura 4.1: Gráfico de viscosidad dinámica del crudo muerto versus la temperatura. ....	115
Figura 4.2: Gráfico de viscosidad dinámica de la nafta versus la temperatura. ....	117
Figura 4.3: Gráfico de viscosidad dinámica del gasoil versus la temperatura. ....	119
Figura 4.4: Curva de destilación simulada del crudo muerto deshidratado. ....	120
Figura 4.5: Curva de destilación simulada del gasoil. ....	124
Figura 4.6: Gráfico del porcentaje de relación másica nafta/crudo versus la densidad de la mezcla. ....	126
Figura 4.7: Gráfico del porcentaje de relación másica gasoil/crudo versus la densidad de la mezcla. ....	127
Figura 4.8: Gráfico del porcentaje de relación másica nafta/crudo versus la gravedad API de la mezcla. ....	127
Figura 4.9: Gráfico del porcentaje de relación másica gasoil/crudo versus la gravedad API de la mezcla. ....	128

Figura 4.10: Gráfico del porcentaje de relación másica nafta/crudo versus la viscosidad de la mezcla.....	129
Figura 4.11: Gráfico del porcentaje de relación másica gasoil/crudo versus la viscosidad de la mezcla.....	130
Figura 4.12: Muestras de papel de filtro que evidencian el punto de floculación de los asfaltenos de las mezclas nafta-crudo y gasoil-crudo. ....	133
Figura 4.13: Gráfico de tasas de flujo versus la caída de presión correspondiente en los extremos del empaque para determinar la permeabilidad absoluta al nitrógeno. 137	
Figura 4.14: Gráfico de tasas de flujo versus la caída de presión correspondiente en los extremos del empaque para determinar la permeabilidad efectiva al agua. ....	139
Figura 4.15: Gráfico de tasas de flujo versus la caída de presión correspondiente en los extremos del empaque para determinar la permeabilidad efectiva al crudo. ....	141
Figura 4.16: Representación gráfica en vista 3D del modelo de simulación N° 1 (30x1x1). ....	152
Figura 4.17: Caídas de presión del modelo de simulación para cada flujo estabilizado versus la caída de presión real de la celda.....	153
Figura 4.18: Representación gráfica del modelo de simulación N° 2 (1x1x30). ....	154
Figura 4.19: Curvas de permeabilidad relativa crudo-agua (izquierda) y líquido-gas (derecha) generadas por el código <i>Javascript</i> de la correlación de Corey para tres fases.....	158
Figura 4.20: Producciones acumuladas de los fluidos, tasa de inyección y presiones de fondo de los pozos del modelo de simulación y de los datos experimentales.....	160
Figura 4.21: Representación gráfica en vista 3D del modelo de simulación N° 3 (1x1x30). ....	161
Figura 4.22: Perfil de producción y de presión de los resultados de la corrida del modelo de simulación y de los datos de la prueba para el 1er ciclo de producción..	162
Figura 4.23: Curvas de permeabilidad relativa crudo-agua y líquido-gas del modelo que considera el efecto de difusión molecular. ....	163
Figura 4.24: Perfiles de producción y de presión del proceso de inyección cíclica de la nafta para un tiempo de remojo de 1 hora. ....	166
Figura 4.25: Perfiles de producción y de presión del proceso de inyección cíclica de la nafta para un tiempo de remojo de 24 horas. ....	166
Figura 4.26: Perfiles de producción y de presión del proceso de inyección cíclica del gasoil para un tiempo de remojo de 1 hora. ....	168
Figura 4.27: Perfiles de producción y de presión del proceso de inyección cíclica del gasoil para un tiempo de remojo de 24 horas.....	169

## INTRODUCCIÓN

Los crudos pesados y extrapesados (CP/XP) constituyen las mayores reservas de hidrocarburos existentes en el mundo, superando las reservas de crudos livianos, medianos y de gas convencionales juntas, por lo que las compañías petroleras están cada vez más interesadas en su explotación, debido a que las reservas de crudos livianos y medianos se están agotando progresivamente y así poder abastecer la creciente demanda energética de hidrocarburos en el mercado internacional. Estos crudos tienen las desventajas de ser más viscosos, por lo que su movilidad es baja en el yacimiento y el flujo es limitado hacia los pozos productores, poseen un alto contenido de compuestos pesados como las resinas y los asfaltenos obtenidos de la destilación fraccionada del mismo, los cuales pueden ocasionar problemas en las instalaciones de las refinerías, por lo que son caros de producir y comercializar en comparación a los crudos convencionales. Sin embargo, esfuerzos intensivos de búsqueda se enfocan en la solución de la refinación y el mejoramiento de estos crudos, ya sea en superficie para su transporte o en el yacimiento (en sitio) para ayudar a fluir el crudo.

Recientemente, PDVSA y sus socios bajo la figura de empresas mixtas venezolanas, están interesados en buscar nuevas estrategias de producción de los yacimientos de crudos (CP/XP) de los bloques que están en desarrollo mediante el uso de los métodos de producción tradicionales y de tecnologías innovadoras aplicadas a escala de laboratorio, las cuales utilizan como mecanismos de desplazamiento la reducción de la viscosidad en sitio, aumento de la permeabilidad y del número capilar, mejoramiento de la razón de movilidad, entre otros. Tales métodos son llamados mecanismos de recobro mejorado (EOR); por sus siglas en inglés "*Enhanced Oil Recovery*", los cuales son aplicados a escala global de yacimiento alterando de forma positiva las propiedades de los fluidos y de la roca con el fin de incrementar el factor de recobro (FR) del yacimiento. Dentro de estos

métodos se encuentran los métodos no térmicos como los procesos de inyección de hidrocarburos miscibles o de gases, los cuales demandan una alta inversión inicial por lo que su aplicación requiere de un estudio cuidadoso y bien justificado tanto técnica como económicamente.

El concepto básico de inyección miscible se propuso en 1927, y el uso de varios solventes en el desplazamiento miscible de crudos convencionales se ha estudiado desde principios de 1950, pero poco desarrollo de campo tomó lugar hasta 1960, donde se utilizó el gas licuado de petróleo (GLP) para extraer el crudo del medio poroso, pero su uso se vio limitado por el aumento de los precios de éste (De Ferrer, 2001). Sin embargo, la idea de usar solvente para el recobro del crudo pesado y el bitumen evolucionó en los años 70 (Das, 1995). Durante ese período, el principal solvente utilizado fue el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) para procesos de inyección miscible (De Ferrer, 2001). De allí en adelante, se han empleado hidrocarburos livianos, condensados y solventes, principalmente la nafta pesada, inyectados en forma cíclica, en frío y/o caliente, vaporizados o como aditivos en el proceso de inyección alternada con vapor. Una de las ventajas principales de utilizar un solvente es que éste proviene de la misma matriz del crudo ya que son productos de refinería, por lo que presenta una alta compatibilidad con el crudo del yacimiento.

Este Trabajo Especial de Grado surge del proyecto "Implementación de tecnologías de recuperación mejorada de crudos pesados de la Faja Petrolífera del Orinoco", el cual se enfoca en el estudio y la evaluación del proceso de Inyección Cíclica de Solventes (ICS) como una técnica de estimulación para pozos productores horizontales, con el fin de incrementar la extracción de los crudos (CP/XP) del yacimiento mediante el mecanismo de dilución con un solvente, comúnmente un corte de refinería, sirviendo éste como un medio de transporte para ayudar a fluir el crudo. Los solventes evaluados en este proceso son la nafta pesada y el gasoil.

En la parte experimental, se procede inicialmente con la caracterización fisicoquímica de las muestras de solventes, crudo y agua de formación provenientes de un bloque de la FPO, luego se realizaron las pruebas experimentales de compatibilidad crudo-solvente en estático con los porcentajes de relaciones másicas solvente/crudo de 3 %, 5 %, 11 %, 17 %, 25 %, 33 %, 43 % y 66 %, la prueba de estabilidad de las mezclas resultantes por el método de la mancha aplicado a cada mezcla, la prueba de recombinación del crudo con gas metano para reproducir el crudo vivo, prueba de saturación de la celda de desplazamiento con agua sintética de formación y luego con crudo vivo hasta la saturación de agua irreducible ( $S_{wir}$ ), donde se obtuvo el punto extremo de permeabilidad relativa del crudo, y finalmente la prueba de desplazamiento en dinámico con el solvente en la celda previamente acondicionada con los fluidos del yacimiento.

En la etapa de simulación se busca modelar la celda de laboratorio teniendo en cuenta el comportamiento de fluidos en la parte experimental con un simulador de yacimiento composicional, para poder visualizar de una mejor manera los fenómenos involucrados a escala de laboratorio y disminuir las matrices experimentales. Se construyó cuatro (4) modelos de simulación, donde los resultados de salida de la corrida de los tres (3) primeros modelos se validaron con los datos corregidos de las pruebas de saturación de la celda con agua sintética de formación, saturación con crudo vivo hasta la saturación de agua irreducible ( $S_{wir}$ ) y la prueba de desplazamiento en dinámico con la nafta, ya que fue la única prueba con que se contó, ajustando los parámetros de entrada como las tablas de las curvas de permeabilidad para dos fases; crudo-agua y líquido-gas y la compresibilidad de la roca. Se cotejarán los resultados de la simulación con los datos de laboratorio en base a los valores asignados de los parámetros con mayor incertidumbre, usando una aplicación especializada comercial. El cuarto modelo sirvió para predecir el número de ciclos posibles para la inyección de la nafta y del gasoil, y sensibilizar el tiempo de remojo del solvente para 1 hora y 24 horas. Se analizará el impacto del tiempo de remojo en la producción acumulada del crudo y la recuperación del solvente

considerando el efecto de difusión molecular de los componentes en fase oleica y gaseosa y su relación con los dos (2) tiempos de remojo evaluados.

El trabajo de investigación se estructura de la siguiente manera:

Capítulo I: Se desarrollará el planteamiento del problema, el objetivo general y los objetivos específicos, la justificación, el alcance y las limitaciones presentadas en la investigación y los aspectos más resaltantes de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO).

Capítulo II: Se citarán los trabajos experimentales de mayor interés en esta investigación y las bases teóricas relacionadas con las características de los crudos pesados y extrapesados, procesos miscibles, tipos de procesos miscibles, los solventes hidrocarburos, criterios de selección del solvente y de diseño de los procesos miscibles, fenómenos de transferencia de masa a nivel microscópico entre el solvente y el crudo (convección, difusión, dispersión y disolución), tipos de distribución molar de los componentes pesados de un fluido hidrocarburo, los simuladores de yacimiento composicionales y el cotejo histórico; datos y parámetros a ser utilizados en el cotejo histórico.

Capítulo III: Se describirá el diseño de la investigación, la población y la muestra, las técnicas de medición de las propiedades de los fluidos, los procedimientos para realizar los ensayos experimentales y los modelos de simulación, y por último las técnicas de procesamiento de los datos.

Capítulo IV: Se mostrará la discusión de los resultados de los ensayos experimentales y de las corridas de los modelos de simulación, las conclusiones y las recomendaciones derivadas de la investigación.

# CAPÍTULO I

## Planteamiento del Problema

Venezuela cuenta con la mayor acumulación de crudos pesados y extrapesados (CP/XP) en el mundo; la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), la cual posee un 90% de estos tipos de crudos (Mommer, 2004). Estos crudos representan un gran desafío para ser producidos y refinados debido a su alta viscosidad, la cual reduce su movilidad en el yacimiento impidiendo el flujo hacia los pozos productores y por su alto contenido de compuestos pesados como las resinas y los asfaltenos, y de azufre que se obtienen de la destilación fraccionada del mismo. Por el contrario, los métodos de recobro mejorado que se están implementando a nivel de campo son muy costosos en cuanto a la infraestructura requerida y las instalaciones de procesamiento del crudo producido.

Debido a la necesidad de restituir las reservas actuales del país e incrementar la capacidad de producción de los pozos activos para cubrir la demanda energética del mercado nacional e internacional, las empresas mixtas petroleras venezolanas están buscando nuevos métodos de recuperación para extraer de forma eficiente los crudos (CP/XP) de los yacimientos a un costo adecuado y que puedan ser aplicables en los bloques de la FPO bajo diferentes esquemas de producción.

Los procesos de mejoramiento en sitio para incrementar el factor de recobro de yacimientos de crudos (CP/XP), se realizan en el centro de investigación PDVSA-Intevep a escala de laboratorio para determinar los efectos en el medio poroso y evaluar el impacto en el recobro de crudo, y por consiguiente su aplicación a escala de yacimiento. Uno de los procesos que se pretende evaluar es la inyección cíclica de solventes (ICS), en este caso cortes de refinerías como la nafta pesada y el gasoil, mediante la prueba de desplazamiento en dinámico, empleando los principios del

proceso de la inyección alterna de vapor (tiempo de inyección, tiempo de remojo y de producción y el número de ciclos) con el fin de recuperar un mayor volumen de crudo en cada ciclo de producción por el efecto de dilución, siendo la principal limitante de este proceso el volumen de inyección del solvente. Se propone que se tenga en cuenta el tiempo de remojo del solvente, como una alternativa, para promover una dilución más efectiva del crudo (Polikar, 2005). El modelado 1D de las pruebas de laboratorio permite investigar más a fondo el comportamiento de los fluidos en el medio poroso y su interacción mutua, donde se puede analizar el impacto de los parámetros de entrada del modelo en los resultados de salida y considerar la existencia de ciertos fenómenos involucrados en la física del experimento. Estos estudios de sensibilidad pueden proporcionar un discernimiento valioso cuando se desea realizar un cotejo histórico de un modelo más complejo a escala de yacimiento.

## **Objetivos**

### **1.1. Objetivo general**

Evaluar el proceso de la inyección cíclica de solventes (ICS) para el incremento de la producción de crudos pesados y extrapesados de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO).

### **1.2. Objetivos específicos**

- ✓ Estudiar el proceso de la inyección cíclica de solventes (ICS) a través de las fuentes bibliográficas y trabajos de investigación disponibles.
- ✓ Simular experimentalmente el proceso ICS mediante las pruebas de desplazamiento en dinámico con los solventes a condiciones de yacimiento.



- ✓ Determinar el porcentaje de recuperación (%R) del crudo y de los solventes en los efluentes obtenidos de las pruebas de desplazamiento en dinámico.
- ✓ Simular numéricamente el proceso ICS a escala de laboratorio.

### **Justificación**

Debido a la continua demanda de recursos energéticos en el mercado internacional y la necesidad de restituir las reservas de crudos livianos y medianos del país, se hace necesaria la explotación de los yacimientos de crudos (CP/XP) que se encuentran en gran abundancia en la FPO, cuyo potencial supera a las demás reservas de hidrocarburos en el mundo. Los crudos pesados y extrapesados prometen desempeñar un rol muy importante en el futuro de la industria petrolera requiriendo una alta inversión en instalaciones de producción y procesamiento. No obstante, representan un gran desafío para que se produzcan en superficie debido a su alta viscosidad y poca movilidad en el yacimiento.

La finalidad de esta investigación es evaluar el proceso de inyección cíclica de solventes con el fin de recuperar con mayor eficiencia un crudo proveniente de la FPO, el cual emplea como mecanismo de desplazamiento la reducción de la viscosidad en sitio por el efecto de dilución del solvente, mejorando la movilidad del crudo en el medio poroso, aplicando los parámetros de la inyección alterna de vapor para así determinar la eficiencia de recobro de los dos solventes en estudio y definir cuál de ellos es el más conveniente en base a los resultados del modelo de simulación de la prueba de desplazamiento. Se propone este proceso como un método alternativo para la producción de crudos (CP/XP) de un bloque confidencial de la FPO.

Venezuela cuenta con 6 refinerías; 2 de ellas (Refinería Puerto La Cruz y San Roque), y El Complejo Industrial Petroquímico y Petrolero General de División José Antonio Anzoátegui (CIJAA) ubicados en el occidente del país, los cuales se

encuentran cercanos a los campos petrolíferos de la FPO bajo condiciones de operación. Estas instalaciones industriales pueden proveer las cantidades necesarias de solventes a los pozos de los campos de la Faja. Además, la técnica de dilución del crudo a 17 °API con opción al uso de los mejoradores se ha implementado desde hace tiempo en los bloques de la FPO.

### **Alcance**

Este trabajo especial de grado constituye un esfuerzo para modelar los procesos de inyección de solventes y servirá como punto de partida para los estudios de la simulación experimental y numérica a escala de laboratorio, donde se consideró el mecanismo de difusión molecular de los componentes en ambas fases; oleica y gaseosa.

### **Limitaciones**

El modelo de fluidos es una aproximación del comportamiento de fases del crudo y de los solventes, por lo que se debe corroborar su validez con un análisis termodinámico PVT. Los modelos de simulación de inyección de los solventes, que definen el número de ciclos posibles y el efecto de difusión molecular de los componentes, son una predicción del comportamiento que se esperaría obtener de la prueba real de desplazamiento en dinámico. Los resultados de salida deben ser validados con los datos experimentales de laboratorio.

La Faja Petrolífera del Orinoco, fue descubierta en el año 1936 y hoy en día representa el escenario más dinámico de la industria petrolera mundial, por ser la provincia petrolera con las mayores reservas del planeta, con un área geográfica de 55.314 Km<sup>2</sup> (6% del territorio nacional) y 1.360 MMBN de Petróleo Original en Sitio (POES), ubicada a en el suroriente venezolano a orillas del río Orinoco y enmarcada entre los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas. Constituye para Venezuela y para el mundo la fuente futura más segura del mundo al contar con unas reservas probadas de 297 mil 570 millones 543 mil barriles, de acuerdo con la Gaceta Oficial número 39.885 de fecha 16/03/2012, estimándose un factor de recobro (FR) del 22%, y 58.552 MMMPCN de gas que al ritmo de la producción actual durará más de 300 años. Actualmente la producción de la FPO se ubica en 1,2MMBND de crudo y se estima aumentar su capacidad a 1,35 MMBND al cierre del año 2012-2013.

### **1.3.1. Descripción estratigráfica**

Las arenas están separadas en varios cuerpos arenosos de diferentes características debido a la influencia predominante bajo la cual fueron depositadas; en general se dividen en A, B, C, D, E y F, y como se muestra en la figura 1.1, las arenas A y B pertenecen a la zona superior y fueron depositadas bajo un régimen deltaico, la arena C pertenece a la zona media o la zona deltaica inferior, mientras que las arenas D, E y F pertenecen a la zona inferior y fueron depositadas bajo un régimen fluvial. Para el área en estudio, el yacimiento más importante se ubica en la parte basal de la Formación Oficina, con la arenas fluviales llamadas D y E. Son cuerpos lenticulares a gran escala (barras apiladas), con buena conexión lateralmente y muchas heterogeneidad, con dirección preferencial de sedimentación Suroeste-Noreste. Las lutitas que separan los cuerpos de arena sirven de barreras verticales que aíslan dinámicamente el yacimiento, teniendo así yacimientos múltiples dentro del intervalo (D1, D2, D3, E1, E2).

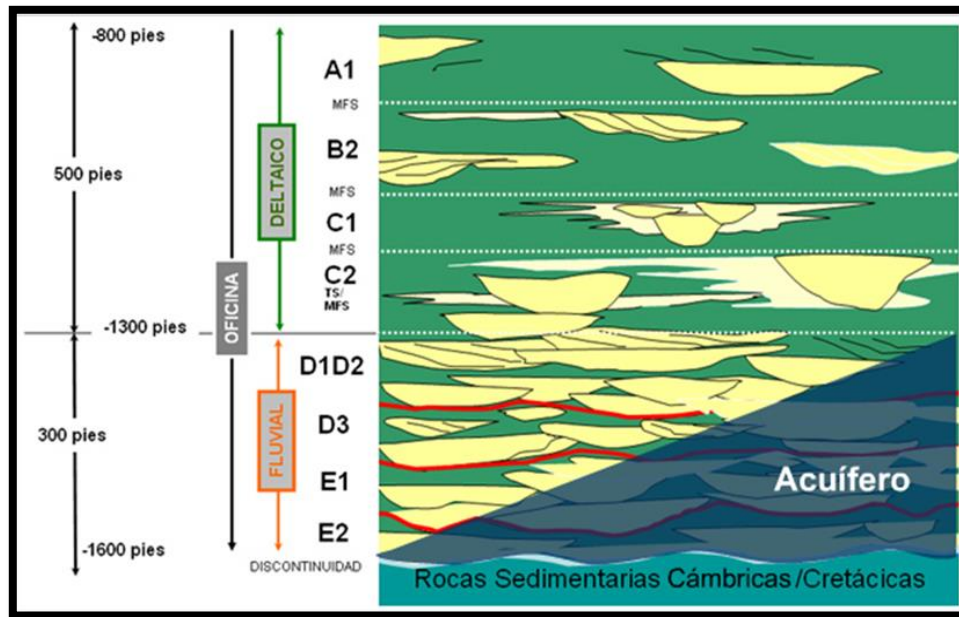


Figura 1.1: Sección estratigráfica de un bloque de la FPO <sup>[41]</sup>.

### 1.3.2. Descripción sedimentológica

La secuencia sedimentaria fue depositada en un basamento ígneo perteneciente al escudo de Guayana, los sedimentos comienzan a depositarse desde el paleozoico con las formaciones de arenisca Hato Viejo y Carrizal, luego de un gran período de erosión, en el mesozoico comienza la depositación de secuencias de estratos rojos en el jurásico, estos son relacionados con eventos tectónicos de gran magnitud que produjo flujo basáltico e intenso fracturamiento en la parte noreste de la Faja, luego en el cretácico se depositaron los clastos del grupo Temblador y comprimidas las formaciones Canoa y Tigre (de ambientes continentales y fluvial-marino respectivamente). Luego de los procesos de orogénesis y epirogénesis del Cretáceo al Eoceno de la Faja y escudo de Guayana, los estratos de éstos períodos fueron erosionados, y el proceso fue seguido por un proceso cíclico de transgresión y regresión, depositándose las formaciones Roblecito (del Grupo Mercure, en el Oligoceno), Oficina (Mioceno) y Freitas (Mioceno).

### 1.3.3. Divisiones de la FPO

En su extensión territorial, la FPO posee cuatro (4) grandes áreas de producción denominadas divisiones, ubicadas de oeste a este, como se muestra en la figura 1.2:

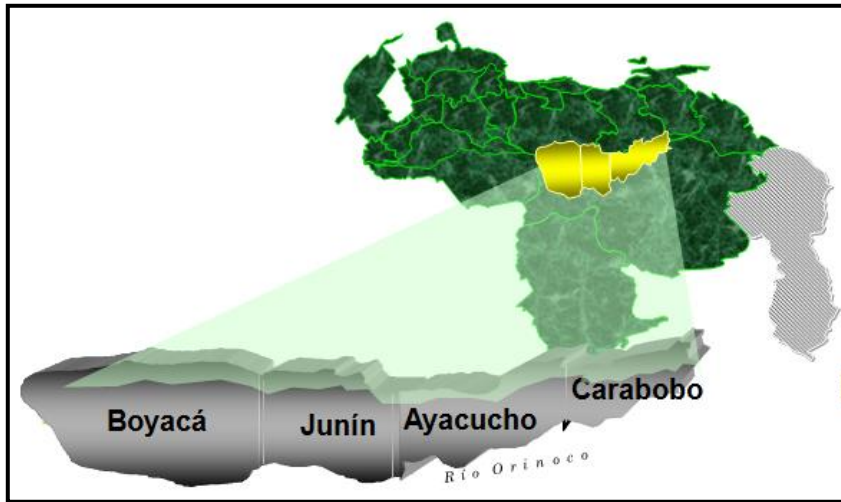


Figura 1.2: Divisiones de la Faja Petrolífera del Orinoco<sup>[31]</sup>.

#### División Boyacá

Se encuentra ubicada dentro de la FPO y comprende los estados Barinas, Guárico, Apure y parte del estado Portuguesa, teniendo un radio de acción total de 10.328,64 Km<sup>2</sup>. Comprende tres grandes distritos: Distrito Barinas, cuya área es de 2.744,52 Km<sup>2</sup>; Distrito Apure, cuya extensión es de 443,58 Km<sup>2</sup> y el Distrito Guárico con un área de 7.140,54 Km<sup>2</sup>. Esta división tiene una producción promedio de 50 MBND.

#### División Junín

La división Junín concentra unas reservas remanentes de 99,8 MMMBN, es decir el 34 % de los 297 MMMBN de crudo que convierten a Venezuela en el país con mayor

cantidad de reservas petroleras en el mundo. Está conformada por los Distritos Cabrutica y Junín Sur así como por las empresas mixtas petroleras Indovenezolana, Petrocedeno, Petromacareo, Petrourica, Petrojunín y Petromiranda.

La división Junín ocupa una extensión geográfica de 6.253 Km<sup>2</sup> de los estados Anzoátegui y Guárico, lo que representa el 12 % del territorio geográfico de la FPO. Esta división tiene una producción promedio de 275 MBN.

#### División Ayacucho

La división Ayacucho comprende una extensión territorial de 11.384 Km<sup>2</sup>, situado entre los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas, tiene una producción promedio de 410 MBls. Esta división cuenta con 112 campos, 9.848 yacimientos y 6.609 pozos. Posee reservas de gas original en sitio estimadas en 31.282 MMPCN, de los cuales se han recuperado 22.559 MMPCN.

#### División Carabobo

Esta división concentra unas reservas remanentes de 47,84 MMBN de petróleo, es decir, el 16 % de los 297 MMBN de crudo que convierten a Venezuela en el país con mayor cantidad de reservas petroleras en el mundo. Ocupa una extensión geográfica de 3.081 kilómetros cuadrados de los estados Monagas, Anzoátegui y Delta Amacuro, lo que representa el 6 % del territorio geográfico de la FPO.

Está integrada por el Distrito Morichal, las empresas mixtas petrolera Sinovensa, Petromonagas y Petrodelta, así como los nuevos desarrollos Petrocarabobo y Petroindependencia. Esta división tiene una producción promedio de 475 MBD.

### 1.3.4. Datos de reservas

La tabla 1.1 muestra las cifras del POES y las reservas de crudo y de gas para cada uno de los bloques de la FPO:

Tabla 1.1: Datos de POES y reservas de crudo y gas de los bloques de la FPO.

División	Boyacá	Junín	Ayacucho	Carabobo	Total
POES (MMMBN)	489	557	87	227	1.360
Reservas de crudo (MMMBN)	42,46	100	38,56	80	261,02
Reservas de gas (MMMPCN)	-	9.527,20	31,282	9.976,20	19.534,68

### 1.3.5. Características de los yacimientos de las divisiones de la FPO

En general, los yacimientos son casi horizontales, ya que la estructura principal de la cuenca es un suave monoclinial de mantos apenas inclinado hacia el norte, cortado por fallas menores, en su mayoría de rumbo Este-Oeste, no tienen un contacto agua-petróleo (CAPO) en común debido a la falta de continuidad de las arenas, causada por el fallamiento, adelgazamiento y desaparición, cada una de las unidades del yacimiento poseen su propio CAPO (Páez y otros, 1963) sin contacto gas-petróleo (CGPO).

Las arenas de yacimiento son no consolidadas, con escogimiento pobre, los granos son subangulares y una cantidad variable de arcilla intersticial, siendo esta mayoritariamente caolinita y con tendencia al hinchamiento por hidratación, también pueden ser arrastradas por el crudo extrapesado. En la Tabla 1.2, que se muestra a continuación, se presentan datos generales de las áreas de la FPO con información recopilada de diversas fuentes:

Tabla 1.2: Características de los yacimientos de las divisiones de la FPO <sup>[49-54]</sup>.

Propiedades	División			
	Boyacá	Junín	Ayacucho	Carabobo
Profundidad, Prof. (pies)	500 – 14.300	253 – 3.840	500 – 4.200	1.400 – 3.500
Espesor de arena, ANP (pies)	10 – 259	15 - 350	10 - 250	20 - 200
Gravedad API, °API	4 – 15	6 - 12	8 - 12	6 -10
Viscosidad dinámica, $\mu_o$ (cp)	500 – 67.500	5.000 – 50.000	1.000 – 8.500	1.700 – 25.000
Presión inicial del yacimiento, $P_y$ (lpc)	690 – 1.520	230 – 1.750	530 – 1.500	671 – 1.550
Temperatura del yacimiento, $T_y$ (°F)	100 - 125	98 - 170	111 - 150	108 - 132
Permeabilidad absoluta, $K_a$ (D)	1 - 10	5 - 40	1 - 10	6 - 10
Saturación inicial de agua, $S_{wi}$ (%)	30	20	18	18
Saturación inicial de petróleo, $S_{oi}$ (%)	75	75	80	82
Porosidad promedio, $\Phi$ (%)	30	33	32,5	32
Relación gas-petróleo, RGP (PCN/BN)	60	58 - 200	30 - 160	66 - 155
Factor volumétrico inicial del crudo, $\beta_{oi}$ (BY/BN)	1,05	1,05	1,056	1,051

### 1.3.6. Mejoramiento del crudo producido

El Complejo Industrial Petroquímico y Petrolero General de División José Antonio Anzoátegui (CIJAA), ubicado al norte del estado Anzoátegui, entre las poblaciones de Barcelona y Puerto Píritu en un área de seguridad de 47.364 hectáreas, se lleva a cabo el mejoramiento del crudo. Este complejo cuenta con 4 mejoradores de las empresas mixtas Petroanzoátegui, Petromonagas, Petrocedño, Petropiar, así como la Planta de Petrolera Sinovensa y el Terminal de Almacenamiento y Embarque de Crudo José Antonio Anzoátegui. La capacidad de despacho de crudo es de 1.500 MBD.

La cadena de explotación de crudo se basa en la producción desde las diferentes áreas de la Faja, para luego ser transportado a través de oleoductos hasta llegar al CIJAA, donde se ubican los mejoradores como se muestra en la figura 1.3:



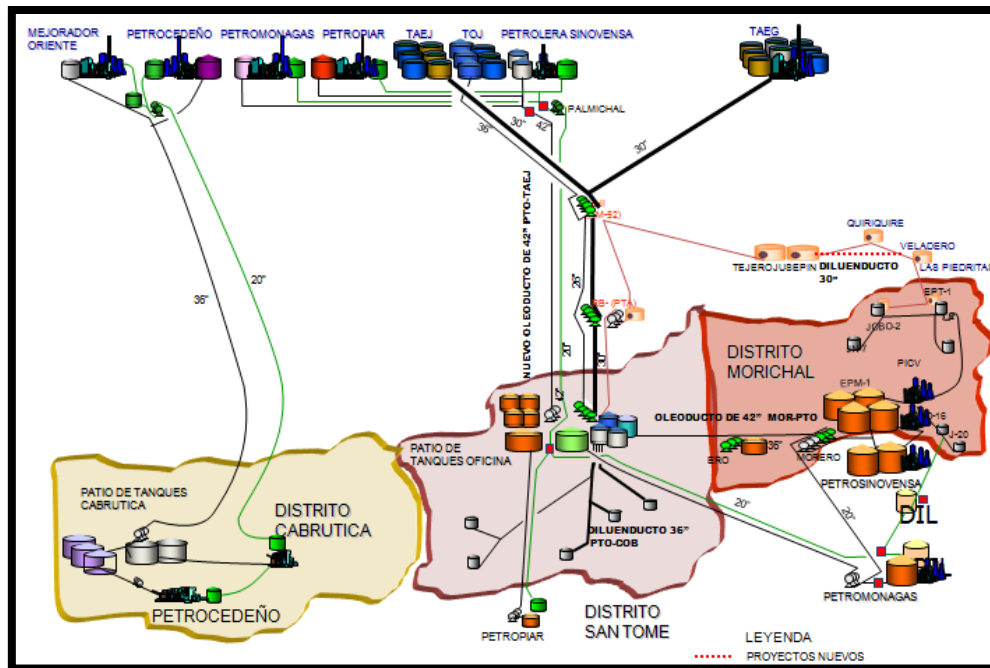


Figura 1.3: Cadena de explotación del crudo en el oriente de Venezuela <sup>[41]</sup>.

El mejoramiento del crudo para su posterior venta a diferentes países implica su procesamiento a través de la tecnología de coquificación retardada con la recuperación del diluyente para dar continuidad a la producción de crudo extrapesado. Así mismo, se generan coque y azufre, los cuales al igual que el crudo comercial son exportados como fuente de energía a diferentes países del mundo, convirtiéndose en importante materia prima para la industria petroquímica y de fertilizantes. Entre los diluyentes más usados ampliamente en la industria están la nafta pesada con una gravedad API de 44 a 50, el gasoil, el diesel o petróleo más liviano. Para el caso en estudio se usa nafta, derivada del fraccionamiento de los líquidos del gas natural, proveniente de la Planta de Fraccionamiento y Despacho Jose, del estado Anzoátegui. La inyección del diluyente puede ser por el cabezal del pozo (inyección en el cabezal) y en la base o fondo del pozo (inyección de fondo).

## CAPÍTULO II

### Marco Teórico

En este capítulo se incluye la información precisa sobre los trabajos que han sido realizados anteriormente que se relacionan con el tema desarrollado en esta investigación y el contenido teórico relevante que se refiere al problema planteado para profundizar los conocimientos y entender los aspectos de mayor importancia del tema en cuestión, los cuales sirven de base para explicar con propiedad los resultados obtenidos y dar apoyo a las conclusiones llegadas en este estudio.

#### 2.1. Antecedentes

- ✓ En el informe técnico SPE 69723 de Kumar y otros (2001), realizaron la evaluación de varios métodos IOR para el campo Boscán al suroeste de Maracaibo, entre ellos destacan la inyección de diluyente, cuya factibilidad se evaluó en el laboratorio, usando un crudo liviano cerca del campo en cuestión. Realizaron dos tipos de experimentos, el primero fue de inyección del diluyente en un núcleo a diferentes tasas de inyección y los fluidos producidos fueron monitoreados, y el segundo se realizó en un modo cíclico, en el cual una mezcla de 15 % en volumen de diluyente y el crudo se inyectó en un núcleo pre-saturado con crudo. El tiempo de remojo fue variado entre 4,5 y 72 horas para diferentes corridas antes de que la inyección terminara, fue abierto de nuevo para que el crudo diluido se produjera. En los resultados se observa que mayor es la producción de crudo para tiempos de remojo más largos (más tiempo para el mezclado y reducción de la viscosidad). En esta investigación, se evaluará dos tiempos de remojo de 1 hora y 24 horas usando la herramienta

de simulación considerando el efecto de difusión molecular de los componentes en fase oleica y gaseosa.

- ✓ En el informe técnico SPE 77459 realizado por Dauba y otros (2002) señalan que en el proceso de inyección del solvente en el crudo pesado el principal mecanismo el cual causa la reducción de la viscosidad, es la dilución y no la floculación de los asfaltenos. También, Pathak (2010) señala que en el caso de los crudos pesados, los asfaltenos son generalmente estables y no crean problemas de reducción de la permeabilidad del medio poroso. De hecho este último ocurre solamente para una cantidad de solvente inyectado el cual no es factible. Realizaron experimentos 1D en núcleos largos y la interpretación de los resultados se hizo con la simulación numérica con modelos 1D y 2D usando los simuladores *GEM* y *STARS* de CMG, los cuales mostraron la importancia relativa de la difusión molecular, la dispersión convectiva y los efectos capilares en mejorar la transferencia de masa entre el solvente y el crudo. También, indican que la simulación composicional con *GEM* muestra intercambios significativos entre las fases oleica y gas, y la simulación semi-composicional con *STARS* predice demasiada producción de crudo, en la medida que los componentes del crudo no pasen a la fase gas. Un buen recobro a escala de campo se esperaría ya que los resultados dieron un 70 % de recobro para 2 volúmenes de crudo original en sitio inyectados.
  
- ✓ Argillier y otros (2005) en su publicación de la SPE/PS-CIM/CHOA 97763 emplearon una nafta para diluir un crudo extrapesado venezolano de 8,5 °API, usando diferentes concentraciones de nafta de 0 a 100 % (p/p). Como se esperó, la viscosidad decrece fuertemente con la fracción en peso del diluyente. Emplearon la correlación de Lenderer (1933) para representar la viscosidad de la mezcla ajustando una constante empírica  $\alpha$  en base al método de los mínimos cuadrados, cuyo resultado está de acuerdo por la expresión de Shu (1984) para obtener este parámetro.

- ✓ En el trabajo técnico reportado por Polikar (2005), de la SPE 2005-194 usó una prueba de hinchamiento, construido en el simulador *WinProp* para determinar la mezcla de solvente más efectiva en el proceso VAPEX, y propone el remojo del solvente inyectado en forma cíclica a un yacimiento de crudo pesado a fin de maximizar el tiempo de mezclado entre el solvente y el crudo pesado. Consideró el efecto de difusión molecular al usar la correlación de Sigmund. Concluye que esta correlación no fue suficientemente precisa en predecir el efecto de difusión molecular del solvente en la fase oleica. A causa de que la difusión molecular es un proceso lento cuando se compara con la dispersión convectiva a escala de campo, su efecto en la producción de crudo puede ser asumida despreciable. Por lo que la difusión molecular fue considerada tener muy poco efecto en la tasa de producción. En esta investigación se considerará el efecto de difusión molecular de los componentes en fase oleica y gaseosa mediante el método de Sigmund en los modelos de simulación realizados con el pre-procesador *Builder*, y analizar su impacto en conjunto con el tiempo de remojo del solvente.
  
- ✓ En las observaciones experimentales de Salama y Kantzas (2005) publicado en la SPE/PS-CIM/CHOA 9785 emplearon curvas de calibración de densidad para propósitos de verificar las medidas de la técnica de resonancia magnética nuclear (RMN), cuyas densidades de mezclas de composición de octano-bitumen conocidas se midieron con un densímetro *Brookfield*. La tendencia de la fracción de bitumen versus la densidad de mezcla fue lineal, cuya correlación fue  $y = 3,6209x - 2,4608$ , con  $R^2 = 0,9915$ . En el experimento de inyección del solvente octano la fracción de bitumen en las mezclas de los efluentes se calcularon en base a la correlación anterior y se comparó con los resultados obtenidos usando las calibraciones del RMN, ambos métodos mostraron resultados similares. Ellos mostraron que las inyecciones de solvente en forma vertical es más eficiente que las inyecciones horizontales, ya que el crudo recuperado es medido con menos cantidad de solvente

inyectado. Esto significa que las fuerzas gravitacionales son importantes incluso en yacimientos de crudos pesados de alta viscosidad.

- ✓ Colmenares, Faría, Pizzarelli y Chavier (Abril de 2007) publicaron un artículo técnico (SPE 107353-MS) de Petróleos de Venezuela S.A. donde se considera la inyección de gasoil caliente en el yacimiento Bachaquero-01. Las corridas de las sensibilidades indicaron que se obtiene un incremento en el factor de movilidad a condiciones de yacimientos de 10,5 veces superior que el original, dando ciclos de producción de aproximadamente 10 meses, para una tasa promedio estimulada térmicamente con solvente caliente de 850 BND vs. la tasa promedio estimulada con vapor de 380 BPD, en un arreglo de pozos conformados por 2 pozos horizontales en paralelo. Observaron un incremento de la tasa de producción en la primera etapa antes de la irrupción del frente del solvente en el pozo productor, la cual se mantuvo estable hasta el final de la etapa mencionada. Además, desarrollaron un modelo analítico para predecir el funcionamiento del proceso, las cuales permiten optimizar la cantidad de solvente a ser inyectado en las operaciones cíclicas del solvente en los pozos de crudo pesado en Venezuela.
  
- ✓ Castro y otros (Octubre de 2010) en su artículo técnico de la SPE 137547-MS-P, donde muestran los resultados de la inyección cíclica de vapor con solventes tales como los cortes de crudo liviano (nafta y kerosén) y 2 tipos de efluentes (corte A y B) usaron celdas para las pruebas de desplazamiento a condiciones de yacimiento. Los resultados obtenidos arrojaron que los efluentes incrementaron los porcentajes del factor de recobro alrededor del 50% en comparación a las pruebas de desplazamiento convencional al usar vapor solamente. Estos efluentes se están recomendando como aplicaciones potenciales en campos venezolanos por ser económicamente más baratos que los cortes ligeros. También señalan que la nafta con vapor permitió un mayor recobro que los demás aditivos.

- ✓ Ivory, Chang, Coates y Forshner (2010) en su publicación (SPE 140662-PA-P) reportan los resultados de las simulaciones experimentales y numéricas del proceso de inyección cíclica de solventes, el cual muestra un gran potencial (50% de recobro en 6 ciclos) como un proceso de post-producción en frío. El experimento consistió de la producción primaria seguido por 6 ciclos de inyección usando como solventes una mezcla de 28% de  $C_3H_8$  y 72% de  $CO_2$  en estado gaseoso inyectada a una presión aproximadamente igual a la presión inicial del yacimiento en estudio. El modelo de laboratorio fue un cono de paso el cual se llenó con arena de yacimiento limpia producida en superficie. Emplearon un modelo de crudo espumante. La simulación se llevó a cabo con el simulador *STARS* de CMG, tipo isotérmica usando un enmallado radial (300x1x1). El estudio de simulación mostró que la cantidad de gas inyectado en un periodo de inyección fue relativamente insensitivo a los coeficientes de difusión de la fase crudo, pero si fue sensitivo a la solubilidad del solvente en el crudo, coeficientes de difusión del gas, densidades molares, permeabilidades y presiones capilares.
  
- ✓ De acuerdo con las observaciones de Pathak (2011) en su trabajo experimental de inyección de solventes calientes (SPE 152374-STU) señala que el recobro decrece con el incremento de la temperatura y la presión para los dos solventes parafínicos usados (propano y butano), y que los mejores resultados se encontraron cuando la temperatura experimental es ligeramente más alta que la temperatura de saturación, también destaca que el butano diluye más el crudo lo que resulta en un contenido de asfaltenos más bajo, y por su presión de vapor más alta parece ser un solvente óptimo. Los efectos de la presión y la temperatura se estudiaron usando el simulador eclipse 300 (composicional), al igual que el modelado de la precipitación de asfaltenos. El modelo consistió de un enmallado de 30x1x20 donde la composición del crudo pesado se simplificó por 3 componentes usando la ecuación de estado de Peng-

Robinson; el pozo inyector se definió en el tope del modelo y el productor en el fondo.

- ✓ Teixeira (2011) en su Trabajo Especial de Grado muestra los resultados de las 4 pruebas de inyección de solvente en las cuales se simulan las condiciones de un yacimiento normal, yacimiento con saturación de petróleo residual luego de una inyección de agua, acuífero altamente activo y un yacimiento presurizado. El mayor porcentaje de recobro se obtuvo durante la cuarta prueba, lo que supone que la inyección del solvente debería realizarse a bajas presiones para recuperar la mayor cantidad de crudo posible del yacimiento. También, concluye que la inyección de agua (bien sea a temperatura de operación o ambiente) no es favorable para el proceso ya que genera canales dentro del crudo lo cual disminuye la eficiencia de barrido del solvente.

## 2.2. Bases teóricas

### 2.2.1. Propiedades fisicoquímicas más comunes de los crudos pesados y extrapesados (CP/XP)

Las propiedades físicas que comúnmente se reportan de los crudos (CP/XP) son la gravedad específica, gravedad API y viscosidad dinámica y las propiedades químicas como el porcentaje de azufre (S) y el contenido de metales; principalmente Vanadio (Va) y Níquel (Ni), es dada por la tabla 2.1:

Tabla 2.1: Propiedades fisicoquímicas de los crudos (CP/XP) reportados en la industria petrolera <sup>[40]</sup>  
(Mod. Quevedo).

Tipo de crudo	$\gamma_o$	$^{\circ}\text{API}$	$\mu_o$ (cp)	S (%p)	Metales (ppm)
<b>Pesado (CP)</b>	1 – 0,875	10° - 21,9°	100 - 1000	2,5	360
<b>Extrapesado (CXP)</b>	> 1	$\leq 9,9^{\circ}$	1000 – 10.000	3,6	620

En la tabla 2.1 se puede observar el rango de valores que pueden tomar las propiedades fisicoquímicas de interés en la industria petrolera del crudo pesado y extrapesado.

### **2.2.2. Desventajas de los crudos pesados y extrapesados (CP/XP)**

Los crudos (CP/XP) tienen una elevada viscosidad por lo que son difíciles de transportar y de desalar. Normalmente, tienen alto contenido de naftenos y alta acidez, son difíciles de destilar en las unidades atmosféricas y de vacío, y mucho más los extrapesados, los cuales pueden dejar un alto porcentaje de residuo, por lo que disminuye su valor en el mercado.

### **2.2.3. Producción en frío de los crudos (CP/XP)**

La baja movilidad de los crudos pesados debido a su alta viscosidad hace que la tasa de producción de crudo en los pozos productores sea baja. De acuerdo con Ivory (2011) después de que aproximadamente el 5-10% del petróleo original en sitio se ha recobrado en forma natural, el proceso llega a ser antieconómico a causa del agotamiento de la presión, o por intrusión del agua a la producción del pozo.

### **2.2.4. Tratamiento de los crudos (CP/XP)**

Para el tratamiento de estos tipos de crudos no convencionales se aplica dos métodos: primero, se puede calentar para mantenerlo en estado líquido para su transporte, sea por oleoducto o por barco. De hecho, es lo que se hace corrientemente con los crudos pesados y extrapesados destinados a la producción de asfalto, y



segundo, se puede mezclar con un diluyente, sea un crudo más liviano o un derivado tal como la nafta o el gasoil (Mommer, 2004).

### **2.2.5. Métodos de recobro de los crudos (CP/XP)**

Las tecnologías emergentes en los procesos de recobro mejorado del crudo están dirigidas actualmente hacia la extracción del crudo pesado, extrapesado y bitumen de las arenas del yacimiento, las cuales tienen el potencial de recobrar miles de millones de barriles de estos tipos de crudo, para su posterior mejoramiento y refinación. Dentro de ellas se tienen los procesos de recobro térmicos en sitio, que incluyen la estimulación cíclica con vapor (CSS), el drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD), y los procesos basados en el uso de solventes como lo son el proceso de extracción de vapor (VAPEX) y la coinyección del solvente con el vapor, proceso conocido como adición de líquido al vapor para el recobro mejorado (LASER). Tanto los pozos verticales como los horizontales son empleados en el recobro (Satter, Iqbal y Buchwalter, 2007).

Típicamente, los métodos de recobro de crudo pesado y extrapesado tienen por objeto reducir la viscosidad de la mezcla a 10 cp o menos. Los procesos térmicos como la inyección de vapor pueden reducir de 3 a 5 órdenes de magnitud la viscosidad cuando estos crudos se calientan a temperaturas que prácticamente pueden ser alcanzadas con el vapor. Mientras que hay una amplia variedad de solventes que pueden dar lugar a reducciones similares de viscosidad, la necesidad por el costo relativamente bajo, la disponibilidad comercial de grandes volúmenes, la salud aceptable y las características ambientales tienden a favorecer la utilización de alcanos livianos mezclados o relativamente puros tales como propano, butano, pentano, condensados de gas o diluyentes de calidad de tuberías. La inyección de solventes gaseosos y líquidos en yacimientos de crudos pesados y extrapesados se considera como una técnica alternativa de recobro a los procesos térmicos.

En las técnicas basadas en solventes, varios mecanismos afectan la tasa de recobro de crudo como la transferencia de masa, las fuerzas viscosas y el drenaje gravitacional. El solvente se difunde y/o dispersa en el crudo pesado, reduciendo su viscosidad. La mezcla de solvente-crudo entonces drena y se recobra desde el pozo productor (Salama y Kantzas, 2005).

#### **2.2.6. Procesos miscibles**

Los procesos miscibles son métodos no térmicos donde se inyecta un fluido que se mezcla completamente con el crudo, el cual puede ser hidrocarburos líquidos y el dióxido de carbono (Schumacher, 1978 p. 33). Básicamente, comprenden la inyección de hidrocarburos miscibles y la inyección de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) miscible. De acuerdo a Schumacher (1978) “(...) el fluido invasor o desplazante debe ser completamente miscible con el crudo del yacimiento, sin dejar crudo residual en la región invadida”. En teoría, estos procesos se consideran ser muy eficientes porque eliminan las fuerzas capilares. En la ausencia de fuerzas capilares, no existe ninguna interfase entre los fluidos miscibles de diferente composición. En su lugar, se establece una zona de mezclado, la cual se define como la región donde la composición del fluido en sitio cambia desde la composición de un fluido puro al del otro fluido puro. La composición del fluido se determina por el mezclado, el cual ocurre por la difusión molecular y la dispersión convectiva (Salama y Kantzas, 2005). El desplazamiento resultante del crudo de los poros grandes y pequeños llegaría a ser completo y teóricamente ningún crudo residual quedaría detrás del frente de la fase desplazante.

### 2.2.7. Miscibilidad <sup>[44]</sup>

Se puede definir como la propensión de dos o más sustancias a mezclarse y formar una sola fase homogénea, o también como la condición física entre dos fluidos que les permita mezclarse en todas las proporciones sin formación de una interfase entre los materiales. Dos fluidos inmiscibles o que se disuelven uno en otro únicamente en limitadas proporciones en determinadas condiciones de presión y temperatura, pueden llegar a ser miscibles en diferentes condiciones. Uno de los requisitos para se cumpla la miscibilidad es que los dos fluidos sean similares desde el punto de vista químico. Si no existieran interfases entre los fluidos, es decir, si los fluidos desplazante y desplazado fueran miscibles, las fuerzas capilares se reducirían a cero. Una manera práctica de representar y estudiar los fenómeno de miscibilidad, de una forma más cualitativa que rigurosamente termodinámica, es usando los llamados diagramas ternarios de fases.

La miscibilidad entre el crudo del yacimiento y el gas desplazante puede:

- ✓ Alcanzarse de manera inmediata (miscibilidad del gas hidrocarburo al primer contacto).
- ✓ Alcanzarse luego de un tiempo de interacción entre fluidos o ocurre después de unas series de etapas de contacto de equilibrio; miscibilidad de múltiples contactos, ya sea por condensación (inyección un gas con alto contenido de intermedios  $C_2 - C_6$ ) o vaporización (un gas pobre en composición de medianos, generalmente metano  $CH_4$ ).

### 2.2.8. Principios de la inyección de hidrocarburos miscibles <sup>[60]</sup>

El principio de los procesos de inyección de hidrocarburos miscibles es reducir las fuerzas de tensión interfacial entre el crudo y el fluido desplazante. Si el yacimiento es mojado al crudo las fuerzas interfaciales tienden a adherir el crudo a la roca, y si es mojado al agua, éstas fuerzas pueden crear burbujas de crudo los cuales

pueden bloquear los canales porosos mientras las burbujas se resisten al incremento del área de superficie asociado con el forzamiento a través de estos canales (Schumacher, 1978, p.34).

### **2.2.9. Factores importantes de la inyección de hidrocarburos miscibles <sup>[44]</sup>**

En los procesos miscibles se debe tomar en cuenta las propiedades de los fluidos y del medio poroso, así como también los efectos involucrados en la física del proceso, los cuales se mencionan a continuación:

- a. Viscosidad de los fluidos: El fluido desplazante es menos viscoso que el fluido desplazado. Tal condición causa el fenómeno de interdigitación viscosa (adedamiento), definida como el avance irregular del material desplazante en la fase desplazada, esto es, las protuberancias del material inyectado se adelantan a la masa principal del material desplazante.
- b. Relación de movilidad: Si la relación es mayor a 1, la relación es desfavorable o adversa, y en esta condición se forman las protuberancias viscosas, y si es menor o igual a 1 la relación es favorable.
- c. Densidad de los fluidos.
- d. Características de flujo del medio poroso.
- e. Coeficientes de difusión molecular de los fluidos: La difusión molecular es un proceso lento cuando se compara con la dispersión convectiva del gas a escala de campo, su efecto en la producción de crudo se puede asumir como despreciable.

### 2.2.10. Ventajas de los procesos de inyección de solventes <sup>[9]</sup>

Las principales ventajas de los procesos de inyección de solventes son:

- ✓ Para el proceso de inyección cíclica del solvente, en sus siglas en inglés CSP, la intensidad de emisión de gases de efecto invernadero por barril de crudo de producción ha sido estimado ser solamente 10% del proceso de estimulación cíclica de vapor. A parte de eso, los procesos con solventes ofrecen el potencial de habilitar el recobro económico de recursos adicionales que no pueden ser económicamente recuperados con los procesos térmicos.
- ✓ Los procesos con solventes pueden reducir o eliminar enormemente la necesidad para el tratamiento de agua y los volúmenes de agua de reemplazo.
- ✓ Tienen el potencial de almacenar CO<sub>2</sub> (dióxido de carbono) si se usa como un componente solvente.

### 2.2.11. Factores que influyen sobre la eficacia de los procesos miscibles <sup>[44]</sup>

Existen ciertos factores que tienen influencia directa sobre la eficacia de los desplazamientos miscibles, entre ellos se tienen:

- a. Eficiencia del barrido horizontal: Las relaciones de movilidades adversas o resultantes son causa del barrido pobre horizontal en las inyecciones, es decir, solamente una fracción del área es puesta en contacto con la fase desplazante en el momento de la irrupción.
- b. Eficiencia del barrido vertical: La heterogeneidad del yacimiento en cuanto a la estratificación y las variaciones verticales en permeabilidad y porosidad impiden a los fluidos desarrollar el barrido uniforme y eficaz del yacimiento.
- c. Efectos gravitatorios: En los yacimientos de buzamiento bajos, los efectos de la gravedad pueden resultar desfavorable para un desplazamiento miscible. Los solventes livianos tienden a avanzar por la parte superior del yacimiento y desplazar solamente una parte de éste. Estos efectos deben ser incluidos en la eficiencia de barrido vertical.

- d. Buzamiento estructural: Para el caso de inyección de gas, ésta es la fuente de energía para el desplazamiento. Las estructuras pronunciadas con yacimientos de alto buzamiento, favorecen la segregación de gas y petróleo con el resultado de que el frente de solvente resulta mejor definido y distribuido. Los efectos gravitatorios son evitados y mejora la eficiencia de barrido vertical.
- e. Interdigitación viscosa (adedamiento viscoso): La interdigitación viscosa resulta en eficiencia pobre de barrido horizontal y vertical en los modelos de laboratorio, ya que en la mayoría de las pruebas de desplazamiento miscibles, el fluido desplazante (solvente) es menos viscoso que el crudo, como resultado, el frente de desplazamiento llega a ser inestable y las protuberancias viscosas del fluido desplazante penetran en el crudo. Debido al fenómeno de Interdigitación viscosa se encuentran la irrupción temprana del solvente y pobres eficiencias de barrido, pero todavía no está aclarado hasta que punto estas protuberancias pueden afectar los proyectos a gran escala. Páez y otros (1963) expresan que el adedamiento se puede reducir o eliminar por medio de la introducción de una graduación progresiva de la viscosidad entre los fluidos miscibles. También, el solvente puede ser entrampado y no recuperado y el costo directo más grande es el volumen que se deja en el yacimiento.

### 2.2.12. Criterios de diseño de los procesos miscibles <sup>[21, 59]</sup>

La ventana de aplicación de este proceso de recobro mejorado se muestra en la tabla 2.2:

Tabla 2.2: Criterio de Diseño de los procesos miscibles basado en las características del fluido y del yacimiento.

Medio	Características	Rango
Yacimiento	Tipo de formación	Arenisca o carbonato
	Profundidad	> 2000 pies (LPG)
		> 5000 (Gas a alta presión)
	Espesor neto	Delgado a menos que buze
	Presión	> 1100 lpc (Presión original de fondo)
	Temperatura (°F)	No crítica
Permeabilidad promedio, $\bar{K}$	No crítica (> 1mD.)	

	Saturación de crudo, $S_o$	> 30 %
<b>Crudo</b>	Gravedad API	> 25 °API (o más alta)
	Viscosidad dinámica	< 15 cp a condiciones de yacimiento (menos crítica que la gravedad API)
	Composición	Alto porcentaje de hidrocarburos intermedios, especialmente $C_5 - C_{12}$
<b>Agua</b>		No crítico

### 2.2.13. Consideraciones de los procesos miscibles y los aspectos económicos <sup>[44]</sup>

La aplicación de los procesos miscibles depende del volumen del frente miscible entre el crudo y el fluido desplazante, y si puede competir con los procesos de inyección de agua y gas. El frente miscible depende a su vez depende de la intensidad de mezcla de los fluidos existentes en el yacimiento, la cual comprende las relaciones de movilidad (viscosidad) existente entre el crudo y el frente, y entre el solvente y el frente miscible, estratificación, espaciamiento de los pozos, velocidad de avance de la inyección, saturación de gas, en el caso de que el solvente sea gaseoso. Las pruebas de laboratorio deben demostrar un volumen razonable del frente. El aspecto económico se basará en la disponibilidad y el costo de los fluidos miscibles, los cuales deben ser lo más barato o económico posible para evitar los altos costos de inversión inicial. De acuerdo con Páez y otros (1963) la ausencia de prorrato en Venezuela evita los efectos económicos que éste podría tener sobre los desplazamientos miscibles.

#### 2.2.14. Los solventes <sup>[4, 33]</sup>

Los solventes son compuestos que son generalmente líquidos a temperatura ambiente y presión atmosférica, son capaces de disolver otras sustancias sin cambiarlas químicamente (Ullmann, 2005). En la industria petrolera, los solventes clásicos son los crudos livianos, condensados y la nafta pesada, al igual que el gasoil, obtenidos de la destilación atmosférica del crudo desalinizado. En la figura 2.1 se muestra el esquema del proceso de destilación atmosférica del crudo y la obtención de los primeros cortes de refinería:

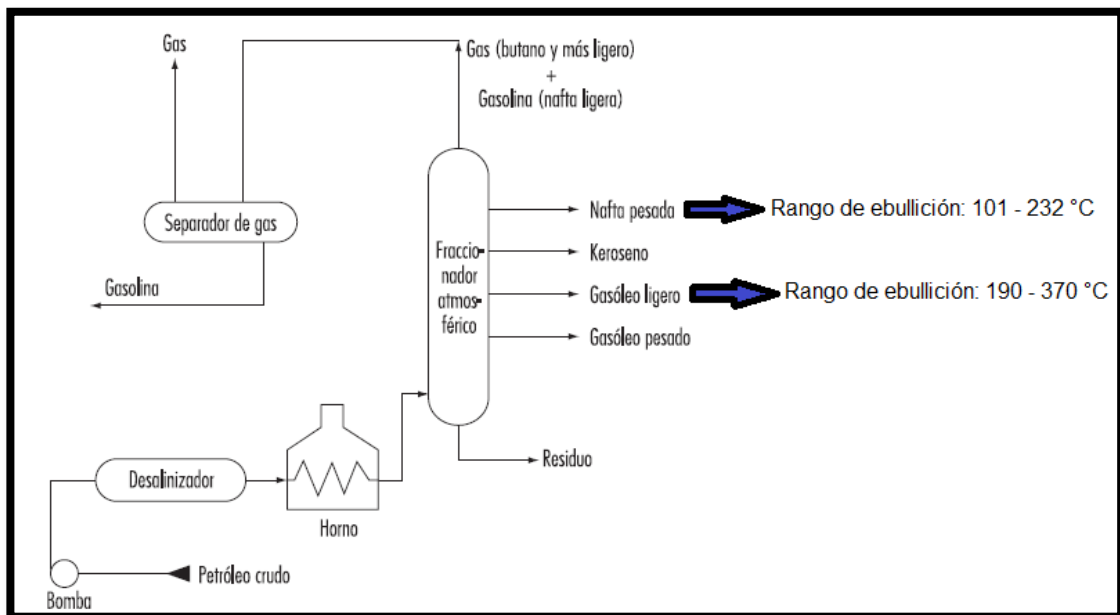


Figura 2.1: Esquema del proceso de destilación atmosférica en el proceso de refinación del crudo <sup>[33]</sup>.

En la figura 2.1 se muestra el rango de ebullición de los dos (2) solventes considerados en esta investigación de acuerdo a Krauz (s.f.). La nafta se emplea como diluyente en el proceso de transporte del crudo pesado, la cual parece ser una alternativa interesante al uso de los condensados, ya que muestra buena compatibilidad con los asfaltenos y es fácilmente reciclada (Argillier y otros, 2005).



### **2.2.15. Criterios para la selección del solvente** <sup>[18, 19, 55]</sup>

El solvente se selecciona para un yacimiento específico y la estrategia de inyección-producción estará basada en: si hay preocupación del influjo de agua, espesor del yacimiento, calidad del yacimiento y muchas otras condiciones (Ivory y Chang, 2011). La determinación de la mezcla de solvente más efectivo es extremadamente importante para diseñar los procesos de recobro de crudo pesado basados en solventes. El solvente o la mezcla de solventes deben satisfacer los siguientes principios críticos bajo las condiciones del yacimiento:

- ✓ Debe contener suficiente fase vapor para llenar las cavidades.
- ✓ Debe contener suficiente fase líquida para disolverse en el crudo viscoso y diluirlo, resultando en una presión de saturación cercana a la presión de yacimiento prevaleciente.
- ✓ El solvente que se disuelve en el crudo pesado debe tener una baja viscosidad, preferiblemente por debajo de 100 cp., la cual es la limitación de máxima viscosidad para producir el crudo pesado en superficie.
- ✓ La presión parcial del solvente debe ser menor que la presión del punto de rocío del solvente a la temperatura prevaleciente.
- ✓ La presión del punto de rocío del solvente debe ser ligeramente mayor que la presión de yacimiento.

### **2.2.16. Ventajas de los solventes** <sup>[9]</sup>

Las ventajas más importantes del uso de solventes en los procesos de recobro del crudo son:

- ✓ Mejoran el rendimiento ambiental.
- ✓ Mejora la economía de los procesos térmicos, cuando estos se emplean como agentes movilizantes.

- ✓ Recobro del recurso mediante procesos de separación en las refinerías, que es no es práctico con los procesos térmicos.

### 2.2.17. Mecanismos de transferencia de masa a escala microscópica entre el solvente y el crudo <sup>[32]</sup>

El solvente y el crudo se mezclan en un yacimiento como resultado de cuatro (4) mecanismos principales, los cuales son: convección, difusión, dispersión y disolución (Ivory, Chang, Coates y Forshner, 2009). El mezclado de los componentes de la mezcla se produce en una escala microscópica y los resultados de la difusión molecular y las variaciones de velocidad del fluido en el medio poroso a escala del tamaño de los poros. Estos fenómenos se resumen en la figura 2.2:

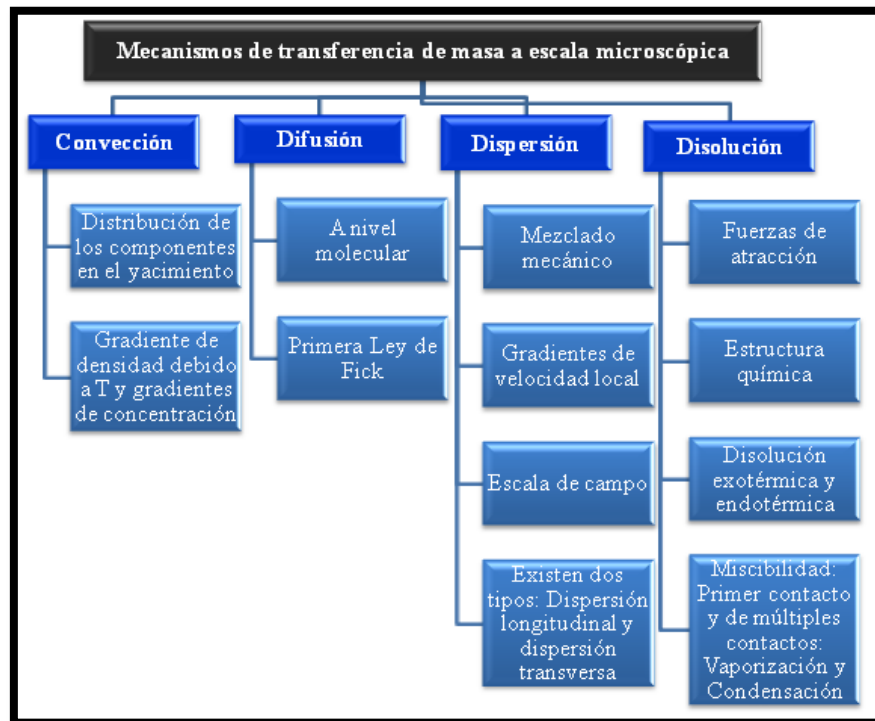


Figura 2.2: Resumen de los mecanismos de transferencia de masa a escala microscópica entre el solvente y el crudo.

### 2.2.17.1. Convección <sup>[11]</sup>

Se define como el mecanismo de transferencia de masa entre una superficie y un fluido en movimiento en el que intervienen tanto la difusión de masa como el movimiento de la masa de fluido. El movimiento del fluido mejora también en forma considerable la transferencia de masa, al quitar el fluido con alta concentración cercano a la superficie y reemplazarlo por el de concentración más baja que se encuentra más alejado. En la convección de masa, se define una capa límite de concentración de manera análoga a la capa térmica límite. Se ha demostrado que la convección puede afectar significativamente la distribución de los componentes en algunos yacimientos de hidrocarburos. Depende de las mezclas de fluido, una débil convección puede cambiar drásticamente la variación, y si la convección es más fuerte la composición es más homogénea (Ghorayeb y Firoozabadi, 2000).

La convección natural es la circulación convectiva debido al gradiente de densidad. El gradiente de densidad se establece debido a la temperatura y gradientes de concentración. La convección de estado estable en yacimientos de hidrocarburos es causado por el gradiente horizontal de temperatura (Ghorayeb y Firoozabadi, 2001).

### 2.2.17.2. Difusión <sup>[32]</sup>

Es el flujo de un componente hacia regiones de baja concentración en una fase líquida y/o gaseosa, la cual es representada por la primera Ley de Fick (1855), tal como se muestra en la ecuación 2.1:

$$J_{ijk} = -(\Phi S_j D_{mij}) \times \frac{\delta C_{ij}}{\delta k} \quad (2.1)$$

Donde:

$J_{ijk}$ : Cantidad de sustancia del componente  $i$  en la fase  $j$  en la dirección  $k$ , gmoles/ $m^2d$ .

$\Phi$ : Porosidad, fracción.

$S_j$ : Saturación de la fase  $j$ , fracción.

$D_{mij}$ : Coeficiente de difusión molecular del componente  $i$  en la fase  $j$ ,  $m^2/d$ .

$\frac{\delta C_{ij}}{\delta k}$ : Gradiente de concentración del componente  $i$  en la fase  $j$  en la dirección  $k$ , gmoles/ $m^3m$ , el cual se puede considerar como la densidad del solvente ( $\rho_s$ ) a las condiciones de yacimiento.

Masschelein (2004) define la difusión como un fenómeno donde se produce desplazamiento de átomos o moléculas de dos sustancias líquidas que se mezclan. Se ha demostrado que el coeficiente de difusión no es un valor constante para diferentes solventes hidrocarburos (Salama y Kantzas, 2005). El coeficiente de difusión molecular es pequeño, típicamente para la fase gaseosa es de aproximadamente  $10^{-8} m^2/s$  y para la fase oleica es de aproximadamente  $10^{-10} m^2/s$ .

Taylor (1953) ha demostrado que el coeficiente de difusión puede ser calculado del gráfico de datos experimentales, tal como se muestra en la ecuación 2.2:

$$D_o = \frac{1}{t} \times \left[ \frac{X_{90} - X_{10}}{3,625} \right]^2 \quad (2.2)$$

Donde:

$D_o$ : Coeficiente de difusión,  $cm^2/s$ .

$t$ : Tiempo, s.

$X_{90}$ : Distancia desde la interfase inicial donde la composición es 90 % del fluido bajo consideración.

$X_{10}$ : Distancia desde la interfase inicial donde la composición es 10 % del fluido bajo consideración.

### 2.2.17.3. Dispersión <sup>[58]</sup>

Es el mezclado de fluidos causado por la difusión molecular en la dirección de flujo, gradientes de velocidad local, longitudes de las líneas de corriente heterogéneas localmente, y el mezclado mecánico debido a la naturaleza compleja de la estructura de los poros (Lake, 1989). El coeficiente de dispersión en medios porosos es un tensor de segundo orden que depende de las variaciones locales del campo de velocidad en características de medios porosos (Salama y Kantzas, 2005). Las variaciones de velocidad no son fácilmente medibles, y por lo tanto el coeficiente de dispersión ha sido frecuentemente correlacionado con cantidades más fácilmente medibles como la velocidad lineal aparente y algunas longitudes características del medio poroso, por ejemplo el diámetro de partícula o longitud del medio poroso. Para el ajuste a escala de laboratorio los efectos combinados de la difusión y la dispersión se pueden representar a través de los coeficientes de dispersión.

El coeficiente de dispersión se reduce comúnmente a un componente longitudinal paralelo a la dirección neta del flujo y un componente transversal perpendicular a la dirección neta del flujo, los cuales son controlados por difusión a bajas velocidades y por convección a altas velocidades, respectivamente. La magnitud de los coeficientes de dispersión longitudinal están alrededor de  $6 - 17 \times 10^{-6}$   $\text{cm}^2/\text{s}$  y de dispersión transversal de  $1 - 4 \times 10^{-6}$   $\text{cm}^2/\text{s}$  (Salama y Kantzas, 2005). El modelo dependiente de la velocidad para la dispersión en el medio poroso ha mostrado estar en el mismo orden de magnitud de los coeficientes de difusión disponible en la literatura.

Para condiciones de flujo laminar en empaques con arreglos al azar típicamente no consolidados, algunas de las correlaciones para los dos tipos de dispersión; longitudinal y transversal, son las que se muestran en las siguientes correlaciones de Perkins y Johnston (1963) dadas por las ecuaciones 2.3 y 2.4, respectivamente:

$$\frac{K_l}{D_o} = \frac{1}{F\phi} + 0,5 \times \sigma \times \frac{Ud_p}{D_o} \quad (2.3)$$

$$\text{Si } \frac{\sigma Ud_p}{D_o} < 50$$

Donde:

$K_L$ : Coeficiente de dispersión longitudinal total,  $\text{cm}^2/\text{s}$ .

$D_o$ : Coeficiente de difusión molecular,  $\text{cm}^2/\text{s}$ .

$F$ : Factor de resistividad eléctrica de la formación, adimensional.

$\phi$ : Porosidad, fracción.

$\sigma$ : Medida de la heterogeneidad del empaque (no homogeneidad), adimensional, típicamente tiene un valor de 3,5.

$U$ : Velocidad intersticial promedio,  $\text{cm}/\text{s}$ .

$d_p$ : Diámetro de la partícula,  $\text{cm}$ .

$$\frac{K_t}{D_o} = \frac{1}{F\phi} + 0,0157 \times \sigma \times \frac{Ud_p}{D_o} \quad (2.4)$$

$$\text{Si } \frac{\sigma Ud_p}{D_o} < 10^4$$

Donde:

$K_T$ : Coeficiente de dispersión transversa total,  $\text{cm}^2/\text{s}$ .

$D_o$ : Coeficiente de difusión molecular,  $\text{cm}^2/\text{s}$ .

$F$ : Factor de resistividad eléctrica de la formación, adimensional.

$\phi$ : Porosidad, fracción.

$\sigma$ : Medida de la heterogeneidad del empaque (no homogeneidad), adimensional.

$U$ : Velocidad intersticial promedio,  $\text{cm}/\text{s}$ .

$d_p$ : Diámetro de la partícula,  $\text{cm}$ .

Brigham y otros (1961) han mostrado un método para determinar el coeficiente de dispersión longitudinal de datos de pruebas de desplazamiento con fluidos miscibles, tal como se muestra en la ecuación 2.5:

$$\lambda = \frac{\frac{V}{V_p} - 1}{\sqrt{\frac{V}{V_p}}} \quad (2.5)$$

Donde:

V: Volumen inyectado, cm<sup>3</sup>.

V<sub>p</sub>: Volumen poroso total, cm<sup>3</sup>.

Se grafica  $\lambda$  versus el porcentaje de fluido desplazante (c/c<sub>o</sub> %) en el efluente en papel de probabilidad aritmético y se calcula el coeficiente de dispersión usando la ecuación 2.6:

$$K_l = v \times L \times \left( \frac{\lambda_{90} - \lambda_{10}}{3,625} \right)^2 \quad (2.6)$$

Donde:

K<sub>l</sub>: Coeficiente de dispersión longitudinal total, cm<sup>2</sup>/s.

v: Velocidad promedio, cm/s.

L: Longitud del bloque poroso, cm.

$\lambda_{90}$  y  $\lambda_{10}$  son calculados con la ecuación 2.5, cuando el efluente contiene 10 % y 90 % del fluido desplazante, respectivamente.

Ivory y cols. (Citado en Perkins y Johnston, 1963) afirman que “la dispersión longitudinal es más grande que la dispersión transversa. A altas velocidades, Blackwell observó que la dispersión longitudinal era aproximadamente 24 veces que la dispersión transversa.

#### **2.2.17.4. Disolución <sup>[64]</sup>**

Es el proceso en el cual el solvente actúa sobre el crudo, para incrementar su estado de distribución (Ullmann, 2005), formando una mezcla o solución. Las fuerzas de atracción actúan entre las moléculas de los componentes puros y entre las moléculas diferentes en la solución. Si las fuerzas de atracción en la solución son más grandes que las de los componentes puros, la disolución es acompañada por un descenso en la energía interna del sistema. El proceso es exotérmico y el calor es liberado. Sin embargo, si las fuerzas de atracción entre las moléculas de los componentes puros son más grandes que aquellas en la solución, la energía interna del sistema se incrementa con la absorción de calor. En un sistema cerrado, el proceso de disolución endotérmica es acompañado por enfriamiento. En sistemas abiertos el calor es absorbido de los alrededores.

La mayoría de los procesos de disolución son endotérmicos y son promovidos por un aumento de la temperatura: la solubilidad tiene un coeficiente de temperatura positivo, mientras que en los procesos exotérmicos tiene un coeficiente de temperatura negativo, es decir la solubilidad decrece con el ascenso de la temperatura.



## 2.2.18. Procesos basados en la inyección de solventes <sup>[19, 32, 40,46]</sup>

Los procesos que se describen a continuación están basados en el uso de solventes, los cuales difieren entre sí, principalmente por la modalidad de inyección del solvente, los cuales son:

### 2.2.18.1. Proceso VAPEX “*Vapour Extraction*” <sup>[19]</sup>

Este proceso fue propuesto por Butler y Morkrys por primera vez como una alternativa al proceso SAGD “*Steam Assisted Gravity Drainage*”, donde la cámara de vapor es reemplazada con una cámara que contiene vapores de hidrocarburos livianos cerca de su punto de rocío a la presión de yacimiento. El proceso VAPEX se muestra esquemáticamente en la figura 2.3, y aplica para yacimientos delgados con buena permeabilidad vertical, ángulo y altura de drenaje razonable, donde las pérdidas de calor en los estratos subyacentes y la sobrecarga impiden el interés económico del proceso SAGD:

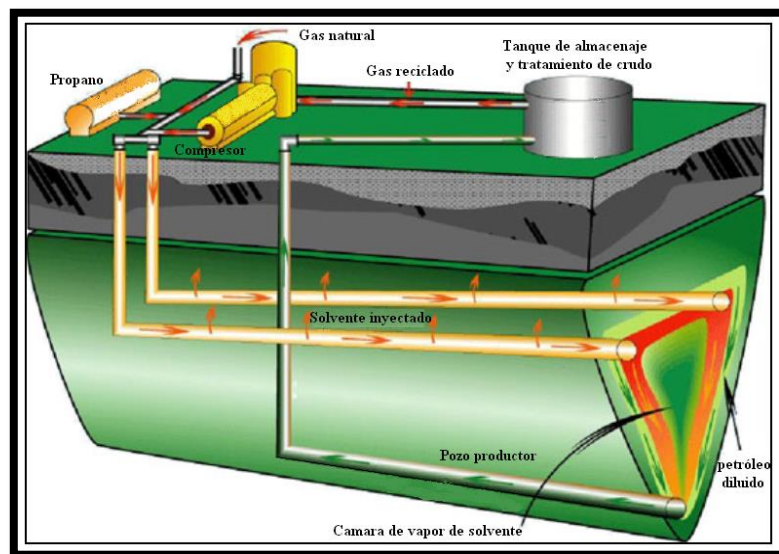


Figura 2.3: Configuración del Proceso VAPEX en un yacimiento <sup>[62]</sup>.

El mecanismo de transferencia de masa en el proceso VAPEX involucra la difusión molecular y la dispersión convectiva dentro de un medio poroso a escala microscópica, ya que la magnitud de la difusividad molecular en el líquido es muy pequeña, la difusión del solvente puede ser el paso que controla la tasa en el proceso.

#### **2.2.18.2. Método de inyección de solventes calientes**

Este método combina el efecto de calentamiento del vapor y el efecto de dilución con un solvente. La idea de este concepto fue propuesta por Redford y McKay (1980), y Shu y Hartman (1988). Los experimentos revelan que los mejores resultados se observan para temperaturas de solventes ligeramente más altas que la temperatura de saturación del solvente. La temperatura es un parámetro crítico para determinar el recobro de este tipo de proceso.

Los mecanismos dominantes para el recobro durante un proceso de solvente caliente son la difusión, la transferencia de calor, la gravedad (para un drenaje efectivo) y las fuerzas capilares (Pathak, 2010). La temperatura y la presión del sistema son muy críticos en determinar el comportamiento de un proceso de inyección de solvente caliente, el recobro es más grande cuando la temperatura se ubica en la región de vapor de la curva de saturación del solvente usado que en la región del líquido.

#### **2.2.18.3. Inyección cíclica de solventes (ICS)**

La inyección cíclica de solventes, en sus siglas en inglés CSI (*Cyclic Solvent Injection*), es un proceso de estimulación no-térmico para yacimientos delgados con canales de alta conductividad (fracturas, hoyos de gusano), y por supuesto este método se puede aplicar en otros yacimientos donde la inyectividad es

suficientemente alta. En el proceso ICS, el solvente se inyecta en el yacimiento a través de un pozo vertical hasta que la presión alcanza la presión inicial del yacimiento, tal como se muestra en la figura 2.4. Después de la inyección, al solvente se le permite remojar en el yacimiento para un periodo de tiempo específico.

McMillen (1985) en su invención plantea que “el método de estimulación cíclica con solventes en yacimientos de crudos pesados consiste en inyectar en el yacimiento un solvente líquido que tenga una relación de viscosidad de crudo a la viscosidad del solvente ( $\mu_o/\mu_d$ ) de al menos 10, preferiblemente 100 o más, y en una cantidad entre 5 barriles y cerca de 25 barriles por cada pie de formación que contiene petróleo y después de eso producir una mezcla de solvente-crudo. Para proveer el adedamiento adecuado del solvente cerca del hoyo y reducir significativamente la viscosidad del petróleo original en sitio por difusión y mezclado” (p.2).

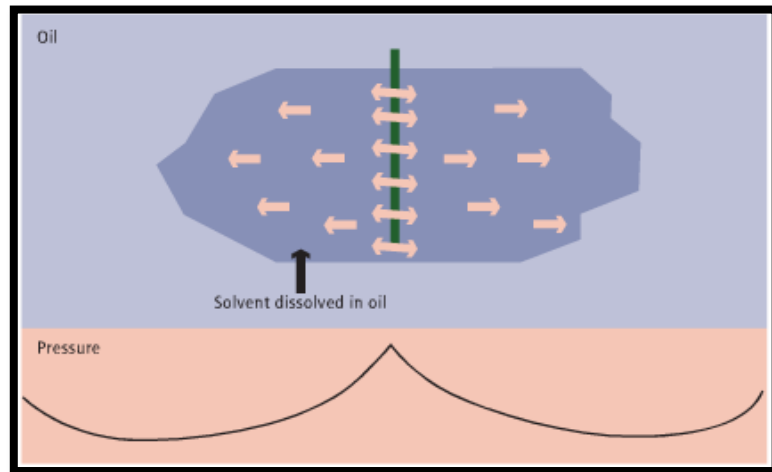


Figura 2.4: Perfil de presión y esquema de la fase de inyección cíclica del solvente <sup>[13]</sup>.

De acuerdo con McMillen (1985) debería haber poco o ningún tiempo de remojo, es decir, el tiempo entre el final de la inyección del solvente y el comienzo de la producción. Generalmente, el tiempo de remojo debe estar alrededor de 1 hora o menos y cerca de 48 horas, preferiblemente menos de 24 horas; hay pocas ventajas, si las hubiese, en un tiempo apreciable de remojo de efectuar la mezcla disuelta del

solvente con el crudo pesado. Asimismo, destaca que el tiempo de remojo prolongado de varios días o más, aísla el solvente por la gravedad de mezcla y destruye las rutas de alta movilidad cerca del pozo, por lo que habría poco aumento de la producción sobre el obtenido de la producción estimulada. Sin embargo, a causa de que la inyección de solvente convencional es un proceso lento, el cual involucra la difusión molecular y la dispersión convectiva dentro del medio poroso, se propone que se aplique el remojo del solvente, como una alternativa para promover una mayor dilución efectiva (Polikar, 2005).

Durante la producción, como se muestra en la figura 2.5, que comienza después de que la inyección del solvente se ha completado, debería mantenerse continuamente con una caída de presión de aproximadamente 200-500 kPa antes del periodo de inyección del próximo ciclo siguiente. McMillen (1985) propone que “cualquier cierre se debería mantener menos de 48 horas, preferiblemente menos de 24 horas”. La producción se debería continuar hasta que la fracción de solvente en el crudo producido, se ha reducido a alrededor del 12 % o menos, sin tener en cuenta la tasa de producción. En este punto, el solvente adicional o la producción rica en solvente se puede inyectar en el yacimiento seguido por la producción reanudada.

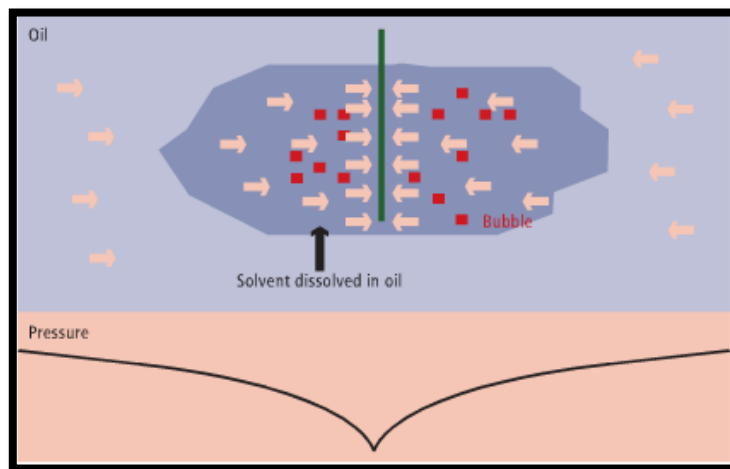


Figura 2.5: Perfil de presión y esquema de la fase de producción cíclica del solvente <sup>[13]</sup>.

Se descubrió mediante este nuevo método que la producción de crudo pesado puede ser mucho mayor por la dilución del solvente en el crudo solamente, este fenómeno resulta en una viscosidad reducida de la mezcla solvente-crudo. El incremento de la producción es el resultado de los criterios adecuados del diseño de la estimulación con solventes, que involucra el volumen de solvente usado y el período de remojo antes de la reanudación de la producción. La continuidad de la producción, una vez que comienza, es también importante en el proceso. También, se ha encontrado que el mismo pozo se puede estimular con solventes muchas veces exitosamente, lo cual depende de la selección de los intervalos apropiados entre las inyecciones de los solventes. Además, se ha determinado que los hidrocarburos relativamente económicos sin aditivos, tales como los crudos livianos, se pueden usar como solventes.

La disolución del solvente en el crudo reduce su viscosidad y puede proveer un empuje por gas en solución cuando la presión del yacimiento se reduce durante la producción (Chang e Ivory, 2011). Esencialmente todo el solvente inyectado (cerca del 97 %) dentro de la formación en una estimulación de múltiples ciclos de solvente es recobrado con el crudo producido. De este modo, se pueden separar del crudo producido en sitio, si es deseable o práctico, por algún método de separación, por ejemplo, en una planta de destilación primaria, y usado en inyecciones subsecuentes. Alternativamente, la mezcla de solvente y crudo pesado puede ser usada como una materia de carga o prima de refinería, conocido en inglés como *refinery charge stock*, y tiene la ventaja de ser fácilmente transportado por tuberías.

### **2.2.19. Factores operacionales de la inyección cíclica del solvente <sup>[55]</sup>**

Los principios principales de la estrategia de inyección cíclica de vapor aplican a la inyección cíclica del solvente. Por consiguiente, los periodos de inyección, remojo, y de producción para cada ciclo tienen que ser diseñados propiamente a fin de maximizar la producción de crudo, al igual que la tasa de inyección de solvente.

Tasa de inyección del solvente: Generalmente, la tasa de inyección del solvente debe ser diseñada en base a los resultados finales de un análisis económico. Para ello se toma como referencia la función razón crudo-solvente acumulada, es uno de los principales criterios de evaluación económica. Por el otro lado, el proceso de inyección del solvente es un proceso extremadamente de alta presión, a fin de prevenir que el yacimiento sea fracturado, el perfil de distribución de la presión en cada parte del yacimiento durante todo el proceso necesita ser monitoreado, el cual a su vez limita la tasa de inyección del solvente. Por estudios de simulación se ha comprobado que a mayor tasa de inyección de solvente, la tasa de producción de crudo acumulado mejora (Polikar, 2005). En contraste, Behrouz, Kharrat y Ghazanfari (2007) concluyen que las tasas de inyección de solvente bajas pueden resultar en recobro de crudo más eficiente. Tales tasas de inyección resultan en un frente de desplazamiento mucho más estable. De este modo, hay suficiente tiempo para la difusión transversa igualar la concentración en cada poro, por lo tanto reducir la viscosidad del crudo y arrastre de la mezcla con la corriente de solvente (Behrouz, Kharrat y Ghazanfari, 2007).

Tiempo de remojo: El tiempo de remojo no puede ser ni muy largo ni muy corto. Si el tiempo es demasiado largo, la producción se retrasa, y si el tiempo es demasiado corto, el solvente no disolverá completamente en el crudo pesado. Para procesos de inyección de solventes gaseosos el tiempo óptimo resultará en la

reducción más efectiva de la viscosidad y en la RGP más baja. A mayor tiempo de remojo, la producción acumulada de crudo es mayor.

Tiempo de producción: El tiempo de producción que sigue después de cada ciclo se puede determinar al analizar las curvas de declinación de producción.

Número de ciclos: El periodo de inyección-remojo-producción es repetido un número de veces y se puede continuar hasta que el yacimiento quede exhausto (Ivory, Chang, Coates y Forshner, 2009).

#### **2.2.20. Efectos de los parámetros de entrada en el proceso ICS** <sup>[19, 32]</sup>

Ivory y Chang (2011) destacan que los efectos considerados en el proceso de inyección cíclica de solventes son:

- a. Efecto del coeficiente de difusión: Para el caso de la inyección de solventes gaseosos es relativamente insensitivo a los coeficientes de difusión de la fase oleica, pero es sensitivo a los coeficientes de la fase gaseosa. Por lo que se esperaría, que para los solventes líquidos los coeficientes de difusión de la fase oleica sean considerados.
- b. Efecto de las densidades molares de la fase oleica: Tienen un impacto significativo en el volumen de solvente inyectado. Una densidad molar más grande para el solvente disuelto reduce el volumen de la fase oleica y más grande es el espacio para el gas lo que permite la inyección de solvente adicional.
- c. Efecto de la presión capilar: La presión capilar tiene un impacto significativo sobre el solvente inyectado, el crudo producido y el gas producido en los ciclos del solvente. Se ha observado que al aumentar la presión capilar por un factor de 10 incrementa la inyección de gas ((Ivory, Chang, Coates y Forshner, 2009).
- d. Efecto de la presión: Las solubilidades de los solventes hidrocarburos vaporizados en el crudo pesado y el bitumen aumenta con el incremento de la presión, la cual es máxima a la presión de saturación del solvente. Esto

corresponde a la más alta concentración de solvente en el crudo y la viscosidad más baja (Das, 1995).

- e. Efecto de la temperatura: El incremento en la temperatura decrece la solubilidad del solvente y reduce una parte de la reducción de la viscosidad alcanzada debido a la presencia del solvente. De este modo, un proceso que usa una combinación de temperatura más alta y un solvente puede no ser efectivo (Das, 1995).

#### **2.2.21. Viabilidad económica de la inyección cíclica de solventes <sup>[13]</sup>**

La economía del ICS es fuertemente dependiente de la cantidad de solvente retenido en el yacimiento y la tasa de producción de petróleo. Se considera que el solvente neto es el solvente inyectado menos el solvente recuperado, es decir el solvente remanente en el yacimiento. Dependiendo de las facilidades de separación de superficie, algunos solventes pueden permanecer en la fase líquida y ser transportados con el crudo a la refinería. Por otro lado, aunque la inversión inicial puede ser significativa, se tiene previsto que los factores de recuperación son bastantes aceptables.

#### **2.2.22. Simuladores de yacimientos de crudos pesados <sup>[12]</sup>**

Censi (2009) plantea que los modelos de yacimientos de crudo pesado son quizás más importantes que para los yacimientos convencionales y para obtener los mejores resultados se deben actualizar y utilizar para la simulación a lo largo de toda la vida productiva del campo. Los simuladores de yacimientos de crudo pesado deben ser capaces de considerar una amplia variedad de comportamientos complejos que se presentan en el yacimiento cuando se somete a calor, inyección de solventes, o esfuerzos geomecánicos de gran magnitud; en el último caso, para representar



correctamente el comportamiento del yacimiento y estimar sus cambios a lo largo de períodos de producción prolongados.

### **2.2.23. Simuladores de yacimiento composicionales** <sup>[22, 39]</sup>

Estos simuladores representan el flujo multifásico y la transferencia de masa interfacial de cada componente en un sistema hidrocarburo. Esto implica que en cualquier momento dado, el simulador detecta el movimiento del fluido y establece el estado de equilibrio de los fluidos del yacimiento en los puntos discretos. En cualquier nodo, la presión de la fase, la saturación de la fase y la composición total se calculan como una función del tiempo. En sistemas como los procesos de inyección miscible, los efectos composicionales son significantes y afectan tanto los mecanismos de transporte y el transporte en masa de las fases involucradas, es decir el comportamiento de fases del sistema juega un papel importante en los mecanismos de distribución del fluido y de transporte. Los simuladores numéricos son generalmente más complicados y requieren un grado más alto de madurez numérica y sofisticación.

Un modelo de simulación de yacimiento composicional se requiere cuando los efectos de transferencia de masa significativa en la interface ocurren en el proceso de desplazamiento del fluido. Se puede considerar una generalización del modelo *Blackoil*. Este modelo generalmente define tres fases (gas, crudo y agua) pero las composiciones reales de las fases crudo y gas son explícitamente reconocidas debido a su comportamiento PVT más complicado. Eso es, los componentes separados (C1, C2, C3, etc.) en las fases crudo y gas son explícitamente detectados como se indica en la figura 2.6:

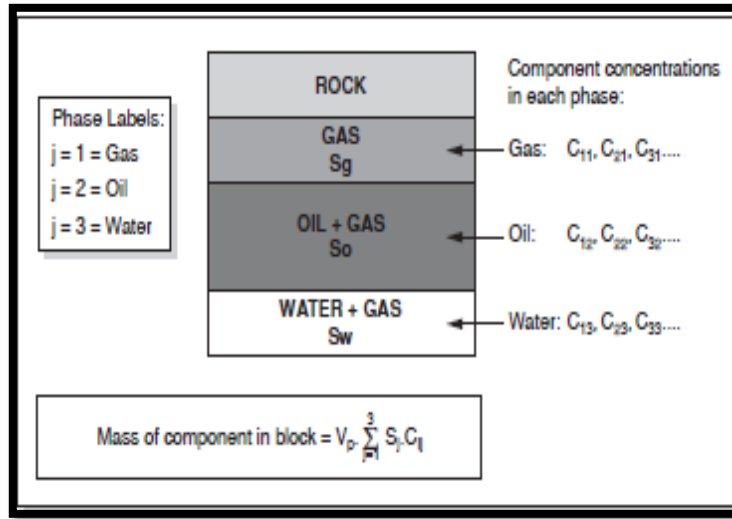


Figura 2.6: Esquema de un bloque del mallado en un simulador composicional.

La vista de fases y componentes tomados en la simulación composicional.  $C_{ij}$  es la concentración de masa del componente  $i$  en la fase  $j$  ( $j = \text{gas, crudo o agua}$ ), dimensiones de masa por unidad de volumen de la fase. Volumen poroso  $V_p = \text{Volumen del bloque} \times \Phi$ . La conservación de masa se aplica a cada componente en vez de solo al crudo, gas y agua, como en el modelo *Blackoil*.

Los simuladores de desplazamiento miscibles pueden ser modelos multicomponentes y multimecanísticos. El multimecanismo indica que el flujo está tomando lugar debido a la convección y la dispersión. Se puede representar el flujo multimecanístico al describir la velocidad de un componente como la suma de las velocidades debido a diferentes mecanismos.

#### 2.2.24. Limitaciones de los simuladores de yacimiento composicionales <sup>[22, 39]</sup>

Existen ciertas limitaciones inherentes en usar los simuladores de yacimiento composicionales. Las dos limitaciones principales son los requerimientos de tiempo excesivo del CPU y el problema de describir adecuadamente el comportamiento de fases del fluido.

- ✓ Generalmente, los requerimientos de tiempo del CPU incrementan exponencialmente como el número de componentes del fluido aumenta. Se puede aliviar este problema al agrupar el sistema en unos pocos pseudocomponentes. Esto requiere la prueba rigurosa para asegurar que el sistema pseudo-sistema imita el comportamiento de fases original dentro del rango de presión y temperatura que está siendo simulado.
- ✓ En la simulación composicional, generalmente tratamos el petróleo como una mezcla de componentes discretos limitados. Pero de hecho, es una mezcla continua. El método estándar para manejar este problema es el uso de la fracción heptano plus (C7+). Sin embargo, las dificultades con frecuencia surgen de asignar los parámetros necesarios a este pseudocomponente.

De acuerdo a Fanchi (2006) “el uso de pseudocomponentes reduce el número de ecuaciones de flujo y también el tiempo de cómputo, pero puede solamente aproximar el comportamiento físico del sistema” (p. 152).

### 2.2.25. Funciones de distribución para las propiedades de las fracciones plus de un fluido hidrocarburo <sup>[28, 56]</sup>

Las funciones de distribución se pueden aplicar para determinar la distribución de compuestos desde el hexano o más pesado en un fluido del yacimiento. Sin embargo, ya que la fracción molar de la fracción C<sub>6</sub> en el fluido del yacimiento es generalmente conocida y los hidrocarburos más pesados se agrupan en un grupo C<sub>7+</sub>, las funciones de distribución se usan generalmente para describir las propiedades de las fracciones heptano plus (C<sub>7+</sub>). Al graficar la fracción molar versus el peso molecular de los grupos de números de carbonos simples (NCS) más pesados que C<sub>6</sub>, se obtiene el gráfico conocido como distribución molar para la fracción plus de los fluidos del yacimiento. La distribución molar de los gases condensados es generalmente exponencial mientras para el crudo negro o muestras de crudo es una distribución sesgada a la izquierda. La forma matemática de esta función de distribución de probabilidad es dada por la ecuación 2.7:

$$\int_0^{\infty} F(P)dP = 1 \quad (2.7)$$

Donde:

F(P): Es la función de densidad de probabilidad de la propiedad P.

P: Es una propiedad tal como el peso molecular (MW), la temperatura de ebullición normal (T<sub>b</sub>), el número de carbono simple (NCS), gravedad específica (SG), fracción molar (X<sub>i</sub>).

La representación gráfica de la distribución molar de un fluido se muestra en la figura 2.7:

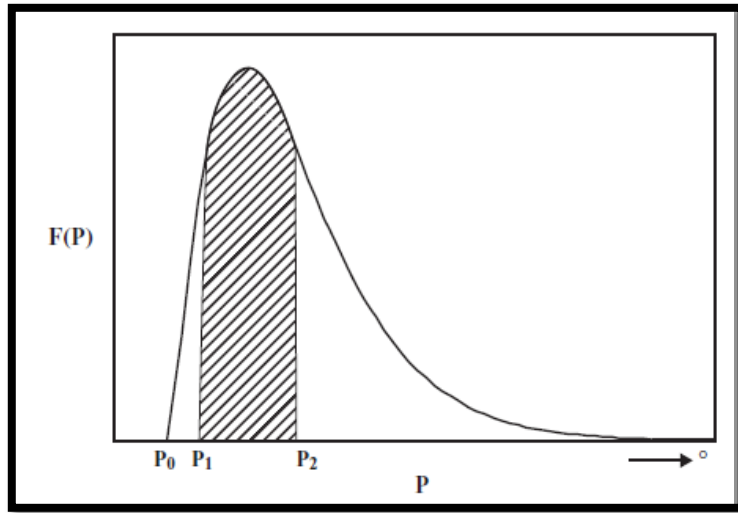


Figura 2.7: Esquema general de la función de densidad de probabilidad para una propiedad “P” [56].

### 2.2.26. Tipos de funciones de distribución molar de la fracción plus [28, 56]

Modelo de distribución exponencial: Es la forma más simple de expresar la distribución de los grupos de números de carbono simples (NCS) en un fluido del yacimiento, pero es principalmente aplicable al gas condensado o a la mayoría de los crudos volátiles. La expresión de la función de densidad de probabilidad de este modelo se muestra en la ecuación 2.8:

$$F(M) = ae^{bM} \quad (2.8)$$

Donde:

M: Peso molecular del número de carbono simple.

a y b: son constantes obtenidas de la regresión de la distribución del peso molecular de los NCS. En otros modelos propuestos estas constantes son específicas para cada mezcla.

Este modelo asume que todos los fluidos del yacimiento que tengan un peso molecular de la fracción plus dado tienen la misma distribución molar, lo cual es un caso no muy realista.

Modelo de distribución exponencial de dos etapas: Es una aproximación a la distribución gamma adecuada para fluidos tipo *Blackoil*. Se puede emplear cuando no se dispone del análisis composicional detallado del fluido del yacimiento. La pendiente de esta función de distribución puede ser modificada, si no se especifica entonces será determinada internamente basada en datos de un crudo típico.

Modelo de distribución Gamma: Este modelo ha sido usado para expresar la fracción molar de rangos más amplios de fluidos del yacimiento que incluyen los fluidos *Blackoil*. La función de densidad de probabilidad en términos del peso molecular para este modelo de distribución es dada por la ecuación 2.9, sugerida por Whitson, la cual tiene la siguiente forma:

$$F(M) = \frac{(M - \eta)^{\alpha-1} e^{-\left(\frac{M-\eta}{\beta}\right)}}{\beta^{\alpha} \Gamma(\alpha)} \quad (2.9)$$

Donde:

M: Peso molecular, gmol.

$\eta$ : Representa el valor más bajo del peso molecular de la mezcla.

$\alpha$ : Parámetro análogo a la pendiente, determina la forma de la función de densidad de probabilidad. Si los datos del análisis extendido no están disponibles, un estimado de este parámetro se determina internamente basado en la gravedad específica y el peso molecular de la fracción plus.

$\Gamma(\alpha)$ : Función gamma.

$\beta$ : Parámetro que se determina para cada mezcla, el cual se calcula con la ecuación 2.10:

$$\beta = \frac{M_{C7+} - \eta}{\alpha} \quad (2.10)$$

Donde:

$M_{C7+}$ : Peso molecular de la fracción heptano plus, gmol.

Si  $\alpha < 1$ , la función decrece más rápidamente que la distribución exponencial.

Si  $\alpha = 1$ , la función se reduce a una distribución exponencial.

Si  $\alpha > 1$ , el sistema muestra una distribución sesgada a la izquierda y demuestra un máximo en la concentración. Este pico cambia hacia los componentes más pesados en la medida que el valor de  $\alpha$  incrementa. Este parámetro es una constante matemática ajustable, en vez de una propiedad física y puede ser determinada por las correlaciones propuestas por Whitson (Riazi, 2005), quien sugiere que para las mezclas que no tengan un análisis composicional detallado disponible, se recomienda los valores de  $\eta$  y  $\alpha$  de 90 y 1, respectivamente, mientras que el parámetro  $\beta$  se debe calcular con la ecuación 2.10.

La Distribución Gamma (DG) es aplicable a las fracciones pesadas (típicamente  $C_{7+}$ ), de allí que es generalmente aplicada en combinación con otros métodos para los componentes más livianos.

### 2.2.27. Cotejo histórico <sup>[22, 39]</sup>

El cotejo histórico consiste en simular el comportamiento pasado del yacimiento y compararlo con la simulación actual, esto permitirá identificar la debilidad en los datos, sugiere modificaciones que son necesarias para mejorar el modelo, y demuestra la calidad de la descripción del yacimiento que es eventualmente aceptado. Si los cambios que se hagan en el modelo para forzarlo a que simule el comportamiento histórico son consistentes con una descripción

comprensiva y racional del yacimiento, este proceso de cotejo histórico puede ser especialmente útil y una técnica poderosa de descripción del yacimiento (Mattax y Dalton, 1990).

El cotejo histórico puede ser consumidor de tiempo, costoso, y frustrante, principalmente porque el comportamiento del yacimiento puede ser complejo, respondiendo a numerosas interacciones que, como un todo, pueden ser difíciles de comprender. Como consecuencia, ha sido considerable la búsqueda de programas para la simulación inversa o cotejo histórico automático. Los programas son raramente usados, sin embargo, porque para la mayoría de los estudios de cotejo histórico es menos eficiente que el ajuste manual (Mattax y Dalton, 1990).

Un estudio que demande una confiabilidad más grande en las predicciones puede necesitar reducir la tolerancia a  $\pm 5\%$  o aún menos, pero es poco realista buscar una tolerancia de menos de  $\pm 1\%$ . La meta del cotejo histórico es encontrar un conjunto de variables de entrada que puede reconstruir el comportamiento del campo. El comportamiento de la producción depende de las variables de entrada tales como la distribución de la permeabilidad y las propiedades de los fluidos. La meta del cotejo histórico es preparar un modelo de flujo que puede contribuir a la toma de decisiones de la gerencia de yacimientos. Las técnicas de cotejo histórico pueden ser usadas para interpretar los datos de laboratorio.

#### **2.2.28. Cotejo histórico automático** <sup>[39]</sup>

Numerosas técnicas se han implementado, que usan la computadora con varios grados de éxito para lograr un ajuste de los datos históricos. Estas técnicas generalmente usan los métodos de optimización no-lineal para alcanzar un mejor ajuste de los datos observados. Se trata de minimizar una función objetivo principal



en función del valor calculado y medido, con un factor de peso, el cual generalmente es la unidad (1) (Mattax y Dalton, 1990).

Las funciones objetivos que se pueden utilizar para realizar el cotejo histórico se listan en la tabla 2.3: presión de yacimiento ( $P_y$ ), presiones de fondo fluyente de los pozos productores e inyectores (BHP), tasas de producción ( $Q_o$ ,  $Q_w$ ,  $Q_g$ ), tasas de inyección ( $Q_w$ ,  $Q_g$ ,  $Q_s$ ), producciones acumuladas de los fluidos ( $N_o$ ,  $W_p$ ,  $G_p$ ), relación gas-petróleo (RGP), relación agua-crudo (RAP), relación agua-gas (RAG) y saturaciones dinámicas de los fluidos ( $S_o$ ,  $S_w$ ,  $S_g$ ).

Comúnmente, los parámetros se pueden variar en la simulación para cotejar los datos de laboratorio o de campo se listan en la tabla 2.3:

Tabla 2.3: Parámetros que se pueden cambiar en el cotejo histórico.

<b>Simulación</b>	<b>Parámetros utilizados</b>
<b>Composicional</b>	Transmisibilidad del acuífero (kh)
	Almacenamiento del acuífero ( $\Phi h C_t$ )
	Transmisibilidad del yacimiento (kh)
	Volumen poroso ( $V_p$ )
	Funciones de permeabilidad relativa y presión capilar
	Porosidad y espesor del yacimiento
	Compresibilidad de la roca ( $C_f$ )
	Propiedades del crudo y del gas
	Propiedades del agua
	Contacto agua-petróleo (CAPO) y gas-petróleo (CGPO)
	Composición de la corriente del pozo (fracciones molares de los componentes de los fluidos)

Los datos de permeabilidad relativa son típicamente colocados en el tope de jerarquía de incertidumbre porque son con frecuencia los más modificados que otros parámetros. Las curvas de permeabilidad relativa son frecuentemente determinadas de inyección de núcleos. Como consecuencia, la aplicabilidad del conjunto final de curvas al resto de la región modelada está siempre con incertidumbre (Fanchi, 2006).

## CAPÍTULO III

### Marco Metodológico

En este capítulo se describen detalladamente cada uno de los aspectos relacionados con la metodología a fin de lograr los objetivos propuestos, el cual incluye el diseño de investigación y las variables involucradas, los procedimientos experimentales, los instrumentos de recolección de los datos experimentales y las técnicas de procesamiento de los datos.

#### 3.1. Diseño de la investigación

La investigación es de tipo experimental, ya que comprendió la realización de las pruebas de laboratorio para llevar a cabo la simulación experimental del proceso ICS, donde se controló las condiciones bajo las cuales se sometió la celda de desplazamiento previamente acondicionada con los fluidos del yacimiento y se manipularon las variables operacionales como la tasa de inyección de fluido, la temperatura y las presiones del sistema, así como también los parámetros del proceso de inyección cíclica del solvente como el número de ciclos, tiempo de inyección, remojo y de producción y el volumen de solvente a inyectar, de acuerdo al criterio de inyección seleccionado, para luego aplicar la herramienta de la simulación numérica para modelar estas pruebas empleando el paquete de simuladores y aplicaciones de la plataforma de *CMG (Computer Modelling Group)*, a fin de evaluar el proceso en estudio a escala de laboratorio.

La fase experimental se inició con la caracterización de las muestras de crudo y de los solventes y medir sus propiedades fisicoquímicas, al igual que de las mezclas solvente/crudo, para luego estudiar la compatibilidad y la estabilidad de las mezclas entre estos fluidos, evaluadas a los porcentajes de relaciones másicas solvente/crudo

establecidas de 3 %, 5 %, 11 %, 17 %, 25 %, 33 %, 43 % y 66 % (variable independiente), a las condiciones de presión y temperatura de un yacimiento de un bloque de la FPO, a fin de obtener las curvas de calibración de densidad, gravedad API y viscosidad de las mezclas crudo-solventes en función de estos porcentajes (variables dependientes), donde se empleó la correlación de ajuste de la curva de gravedad API de mezcla para determinar la concentración del solvente en los efluentes obtenidos de las pruebas de desplazamiento en dinámico.

Una vez procesado los datos experimentales, se construyó el modelo de fluidos y se simuló numéricamente las pruebas de saturación con agua sintética de formación, con crudo vivo hasta la saturación de agua irreducible y finalmente la prueba de desplazamiento con los dos solventes usando el simulador de comportamiento de fases y propiedades del fluido *WinProp (Windows version of CMGPROP)*, para construir inicialmente el modelo de fluidos (crudo vivo y solvente), y el simulador de yacimiento composicional *GEM* ; en sus siglas en inglés *Generalized Equation-of-State Model Reservoir Simulator*, de la plataforma de *CMG*, para realizar las corridas del dataset creado en el pre-procesador *Builder*, validando los resultados de la corrida con los datos experimentales. Se sensibilizó y se ajustaron los parámetros de entrada de mayor incertidumbre de los modelos construidos en base a los resultados de las corridas (variables dependientes) usando la aplicación *CMOST (Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty ASsessment Tool)*, para simular el comportamiento de los datos registrados de las pruebas experimentales tales como la producción acumulada de los fluidos y las presiones de fondo fluyentes, los cuales se consideran como variables independientes con respecto a las variables de los modelos, tomando en cuenta el efecto de difusión molecular de las fases oleica y gaseosa (principal mecanismo de los procesos miscibles) y el impacto del tiempo de remojo en la recuperación del crudo para los dos solventes en consideración.

### **3.2. Población y muestra**

La población está representada por el potencial de crudo del bloque de la FPO en estudio.

La muestra está constituida por los volúmenes de crudo muerto deshidratado y los dos (2) solventes; nafta y gasoil, para realizar los ensayos experimentales, proporcionados por la compañía PDVSA.

### **3.3. Instrumentos de recolección de datos**

Los instrumentos de recolección de los datos son el cuaderno de laboratorio, el cual contiene información de carácter confidencial, hojas de cálculo en *Excel* para realizar el procesamiento de los datos medidos y el cálculo de variables obtenidas indirectamente mediante las ecuaciones citadas en este capítulo.

### 3.4. Procedimientos experimentales

La metodología general adoptada en esta investigación se representa a través del flujograma mostrado en la figura 3.1:

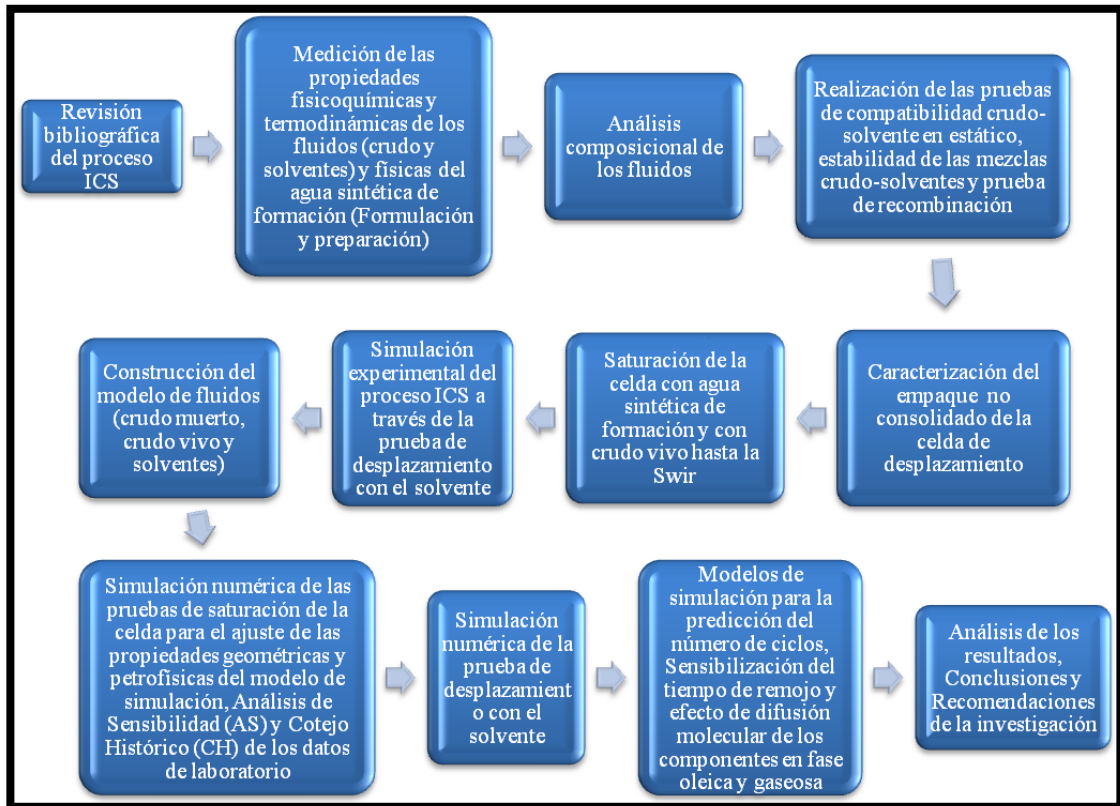


Figura 3.1: Flujograma de la metodología experimental de la investigación.

#### 3.4.1. Descripción de cada uno de las fases de la metodología adoptada

Revisión de las fuentes bibliográficas y trabajos de investigación sobre el proceso de inyección de solventes (ICS), principalmente en la base de datos de Onepetro y en el Centro de Investigación Técnica (CIT) de PDVSA-Intevep. Se citaron algunos trabajos experimentales reportados en informes técnicos y una tesis de grado relacionada con la inyección de cortes de refinería para la recuperación de

crudo extrapesado. Además, se indago sobre los aspectos relacionados con los crudos pesados y extrapesados, los métodos de recobro de estos tipos de crudo, los fundamentos teóricos de los procesos miscibles, criterios de selección de los procesos miscibles, los solventes, procesos basados en el uso de solventes, la inyección cíclica del solvente, factores operacionales y parámetros del solvente en el proceso ICS, los fenómenos de transferencia de masa entre el solvente y el crudo, los fundamentos de los simuladores de yacimiento composicionales, la distribución de los componentes de la fracción plus de un fluido hidrocarburo y el cotejo histórico, datos de comportamiento y parámetros utilizados en este proceso.

Medición de las propiedades fisicoquímicas del crudo muerto deshidratado y de los dos (2) solventes; nafta y gasoil, como la densidad, gravedad específica, gravedad API, viscosidad dinámica a diferentes temperaturas, peso molecular, análisis SARA (Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos) y la destilación simulada para determinar la distribución del rango de ebullición de los fluidos, y la propiedad termodinámica de presión de vapor Reid o de saturación de los dos (2) solventes. La presión de burbuja del crudo se estimó de la prueba de recombinación con el gas metano y se corroboró este valor con un análisis PVT representativo de un crudo proveniente del yacimiento en estudio. Todas estas mediciones se rigieron bajo las normas internacionales ASTM y por los procedimientos internos de trabajo de los laboratorios de PDVSA-Intevep. La figura 3.2 muestra el diagrama esquemático de las propiedades fisicoquímicas medidas de los fluidos y las normas aplicadas:

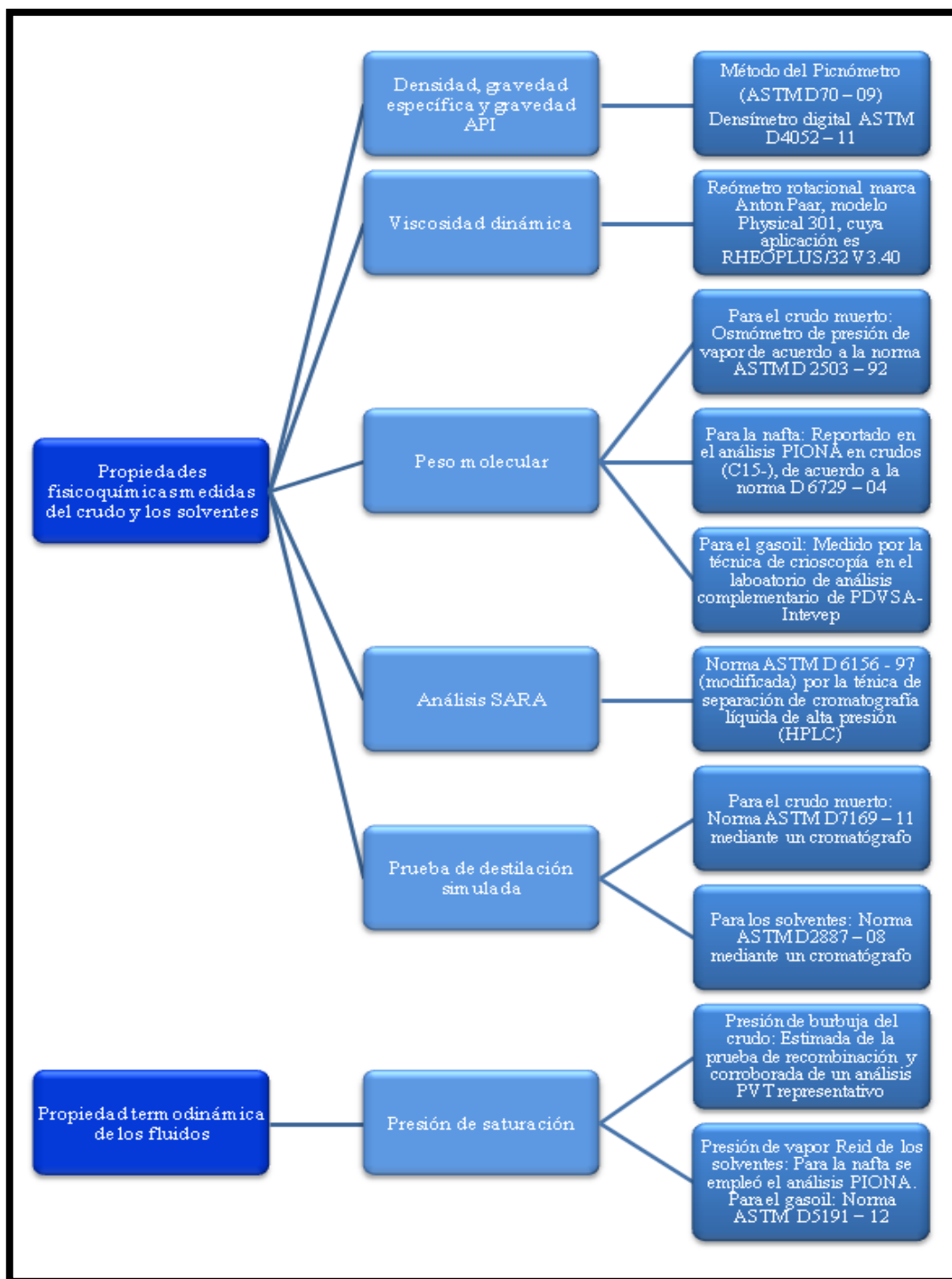


Figura 3.2: Diagrama esquemático de las propiedades fisicoquímicas medidas, propiedad termodinámica y las normas aplicadas.



### 3.4.2. Técnicas de medición de las propiedades fisicoquímicas

Densidad específica: Se aplicó el método del picnómetro para medir esta propiedad del crudo muerto deshidratado de acuerdo a la norma ASTM D70 – 09, titulada Método de prueba para la densidad de materiales bituminosos. La densidad y la gravedad API se obtuvieron en función de esta propiedad aplicando la definición matemática de estas propiedades como se muestra en las ecuaciones 3.1 y 3.2, considerando el valor de la densidad del agua destilada a la temperatura de 60 °F.

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_{agua\ dulce}} @ C.S. \quad (3.1)$$

Donde:

$\rho_o$ : Densidad del crudo a condiciones estándar, g/cc.

$\rho_{agua\ dulce}$ : Densidad del agua dulce a condiciones estándar, típicamente su valor es 1 g/cc.

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{\gamma_o} - 131,5 \quad (3.2)$$

Donde:

$\gamma_o$ : Gravedad específica del crudo, adim.

Para los dos (2) solventes nafta y gasoil, y el agua de inyección sintética se midió la densidad, densidad específica y gravedad API (para el caso de los solventes) por medio de un densímetro digital marca *Anton Paar*, usando el método “*crude oil*”, de acuerdo a la norma ASTM D4052 – 11, titulada método de prueba para la densidad, densidad relativa y gravedad API de líquidos por el densímetro digital (figura 3.3). Esta técnica aplica a fluidos que tengan una viscosidad máxima de 1000 cp.



Figura 3.3: Densímetro digital utilizado para medir la densidad y gravedad API.

Viscosidad dinámica: Esta propiedad se midió con un reómetro rotacional marca *Anton Paar*, modelo *Physical 301* de configuración de cilindros concéntricos, cuya aplicación es RHEOPLUS/32 V3.40. Este equipo tiene la capacidad de medir la reología completa del fluido que se esté analizando hasta una temperatura de 150 °C, la cual se fija con una plantilla digital que es procesada por el equipo realizando un barrido desde bajas hasta altas tasas de corte, generalmente entre 1 a 120 s<sup>-1</sup>. En la figura 3.4 se muestra el reómetro con sus partes auxiliares:



Figura 3.4: Reómetro rotacional y sus equipos auxiliares.

Para la viscosidad dinámica del crudo se utilizó la copa y rotor de menor tamaño (modelo de copa CC10-SN 18636 y diámetro de 0,5 mm.). Los reportes de los resultados de la medición son exportados en formato *Excel* (hoja de cálculo). Las variables reológicas que se grafican son la tasa o velocidad de corte ( $\gamma$ ) y el esfuerzo de corte ( $\tau$ ). Dependiendo de la tendencia de los puntos del gráfico se puede clasificar el fluido como newtoniano o no newtoniano (comúnmente pseudoplástico y dilatante); si el fluido es newtoniano la viscosidad es constante para cualquier valor de tasa y esfuerzo de corte, pero si el fluido es no newtoniano se toma el valor de viscosidad a una tasa de corte determinada; típicamente en campo se toma para una tasa de corte de  $20 \text{ s}^{-1}$  que corresponde a la velocidad de corte del fluido en flujo en tubería.

En el medio poroso, esta velocidad de corte es menor ya que el fluido se moverá por efectos del gradiente o por segregación de las fases existentes en el yacimiento, este valor se estima que es de aproximadamente de  $10 \text{ s}^{-1}$ , el cual se puede medir directamente en el reómetro ya que la velocidad de corte es constante, es decir el movimiento es circular uniforme (la aceleración es nula). En esta investigación, la viscosidad dinámica se reportó a este valor de velocidad de corte si el fluido es no newtoniano. En las mediciones, se observa que la temperatura juega un rol importante en el comportamiento reológico exhibido por cada fluido.

La viscosidad dinámica del agua de inyección sintética se obtuvo indirectamente en función de la viscosidad cinemática de acuerdo a la norma ASTM D445 – 12, titulada método de prueba para la viscosidad cinemática de líquidos transparentes y opacos (cálculo de la viscosidad dinámica) usando un viscosímetro de capilar inverso “*ubbelohde*”. La temperatura a la cual se sometió el viscosímetro fue de  $77 \text{ }^\circ\text{F}$  y  $120 \text{ }^\circ\text{F}$ . Se realiza dos determinaciones para calcular el resultado de la viscosidad cinemática que es el promedio de dos valores medidos aceptables.

Peso molecular del crudo muerto deshidratado y de los solventes: Para el crudo deshidratado se obtuvo este valor mediante un osmómetro de presión de vapor de acuerdo a la norma ASTM D 2503 – 92, titulada método de prueba para la masa molecular relativa (peso molecular) de hidrocarburos por medida termoelectrica de la presión de vapor, este método es de tipo coligativo, el cual aplica a crudos de pesos moleculares menores a 20.000 g/mol. En la figura 3.5, se muestra el equipo utilizado. El método consiste en suspender una gota de la solución de la muestra de crudo disuelta con un cierto volumen de solvente xileno y una gota de xileno puro, lado a lado, en termistores separados en una cámara cerrada saturada con vapor de xileno (medio permeable) a una temperatura de 90 °C (recomendada por el fabricante del equipo, la cual debe ser ligeramente menor a la temperatura de ebullición de este solvente para poder observar la señal del equipo) a partir de la cual el solvente comienza a evaporarse. Ya que la presión de vapor de la solución es menor que la del solvente, el solvente se condensa en la gota de la muestra y causa una diferencia de temperatura entre las dos gotas. El cambio resultante en la temperatura es medido por el termistor y usado para determinar el peso molecular de la muestra por referencia a una curva de calibración preparada previamente usando solventes poliaromáticos.



Figura 3.5: Osmómetro de presión de vapor utilizado para medir el peso molecular del crudo muerto deshidratado.

Para los dos (2) solventes; nafta y gasoil se utilizó el procedimiento de trabajo interno del Laboratorio de Análisis Complementario PVT de PDVSA-Intevep para la determinación del peso molecular por crioscopia, utilizando el osmómetro

crioscópico marca Knauer (figura 3.6). Esta técnica aplica a crudos livianos, medianos y condensados, de peso molecular comprendido entre 40 a 500 g/mol, la cual consiste en introducir la muestra diluida con benceno ( $C_6H_6$ ) en la celda de medición del equipo esperando la estabilización de la lectura y se registra el valor, y se introduce en la curva de enfriamiento obtenida durante la calibración del equipo para obtener el valor del peso molecular.



Figura 3.6: Osmómetro crioscópico utilizado para medir el peso molecular de los solventes.

Análisis de las fracciones SARA (Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos) por cromatografía líquida de alta presión (HPLC): Esta técnica se basó en el procedimiento de laboratorio desarrollado por el Laboratorio de Geoquímica Orgánica de la Gerencia EYEX de PDVSA-Intevep tomando como referencia la norma ASTM D 6156 – 97 para la determinación cuantitativa del contenido de hidrocarburos saturados, hidrocarburos aromáticos y resinas en crudos y bitúmenes usando el equipo de HPLC marca *Agilent Technologies* 1200 (véase figura 3.7), el cual es manejado por el programa *Instrument 1*.



Figura 3.7: Equipo HPLC para realizar la separación de las fracciones de maltenos.

La metodología del análisis SARA consta de las siguientes etapas: Primeramente, se desafaltena la muestra, es decir se induce la floculación de los asfaltenos con un agente precipitante, en este caso la muestra queda constituida por la fracción de maltenos (saturados, aromáticos y resinas), se pesa un (1) gramo de esta muestra en un vial pre-pesado y se diluye con n-hexano, la solución es vertida en una pre-columna, la cual contiene silica gel (fase estacionaria) conectada a la corriente de solvente n-hexano (fase móvil) inyectado en la parte superior de la pre-columna para eliminar el aire entrampado. Las fracciones de la muestra se separan por la corriente de solvente; los saturados eluyen en la misma dirección de la corriente, mientras que la fracción aromática y las resinas eluyen en dirección contraria, es decir los aromáticos y las resinas, que son compuestos polares se quedan en la parte superior de la pre-columna. La mezcla de aromáticos y resinas se separan con una mezcla de diclorometano, metanol y acetona.

La extracción de las resinas presentes en la pre-columna se realiza inyectando el solvente en dirección contraria con una bomba isocrática. Esta técnica tiene un error asociado de no separar completamente los compuestos poliaromáticos de las resinas, las cuales se encuentran más cercanas a éstas. Finalmente, se pesa cada vial con las fracciones en una balanza analítica y se normalizan los pesos tomando en

cuenta el peso de los asfaltenos recolectados. Se calcula el porcentaje en peso de las fracciones saturadas, aromáticas y resínicas en función del peso original de la muestra, las cuales constituyen la fracción de maltenos.

Destilación simulada: Esta técnica se realizó en el Laboratorio de Química Analítica de PDVSA-Intevep mediante un cromatógrafo de gas con columna empacada marca *Agilent Technologies* 1200 (véase figura 3.8) por el operador del laboratorio, de acuerdo a la normas ASTM D2887 – 08 y la norma ASTM D7169 – 11, la primera titulada método de prueba para la distribución del rango de ebullición por cromatografía de gases, aplicada a los dos (2) solventes, y la segunda titulada método de prueba para la distribución del punto de ebullición de muestras con residuos tales como crudo y residuos de vacío y atmosféricos por cromatografía de gases de alta temperatura, aplicado al crudo muerto deshidratado. Ambas técnicas acopladas al detector de ionización a la llama, en sus siglas en inglés FID (*Flame Ionization Detector*).



Figura 3.8: Cromatógrafo de gas con columna pre-empacada.

El primer método es aplicado a fracciones petroleras que tienen un punto final de ebullición de 538 °C (1000 °F) o inferior a la presión atmosférica y limitado a muestras que tienen un rango de ebullición mayor de 55,5 °C (100 °F), y el segundo

aplica a muestras que no se separan completamente desde el sistema cromatográfico y se usa para determinar la distribución del rango de ebullición a través de una temperatura de 720 °C, que corresponde a la elución del n-C<sub>100</sub>. El gas de arrastre usado en el equipo es hidrógeno como el agente oxidante para el detector de ionización a la llama, en sus siglas en inglés FID.

Los resultados son reportados como el porcentaje de rendimiento (% Off) que se asemeja a la curva de porcentaje en peso (%p) y la temperatura de ebullición correspondiente a ese porcentaje de muestra separada.

Análisis PIONA (Parafinas-Iso-parafinas-Olefinas-Naftenos-Aromáticos): Se emplea un cromatógrafo de gas de alta resolución con pre-columna, usando la norma ASTM D6730 – 01, titulada método para la determinación de componentes individuales en combustibles para motor de encendido por chispa por capilar de 100 metros, el cual emplea el detector de ionización a la llama. Este método solo aplica para fluidos volátiles como la nafta. Los resultados son tabulados en base al tipo de grupo de hidrocarburos y al número de carbonos, expresados en fracciones másicas, volumétricas y molares (ver anexo 3). Los componentes desconocidos fueron excluidos del análisis composicional de la nafta.

Formulación y preparación del agua sintética de formación destinada para la prueba de saturación de la celda y para la prueba de desplazamiento en dinámico: Se preparó siguiendo el procedimiento descrito en la norma API RP 45, titulada práctica recomendada para el análisis de las aguas de campos petrolíferos de acuerdo al análisis químico del agua contenida en la muestra original de crudo, con un porcentaje original en volumen de 8,74 % m/m, la cual se retiró por la técnica de destilación, cuya composición iónica en sales inorgánicas se muestra en el anexo 1. Se midieron las propiedades físicas de densidad y viscosidad dinámica, ambas a la temperatura de yacimiento (120 °F), y se calculó la compresibilidad del agua con la



ecuación 3.3 o la correlación generada por Dodson, C.R. y Standing, M.B, para utilizarla como dato de entrada en la simulación:

$$C_w = \frac{A + B \times T + C \times T^2}{10^6} \quad (3.3)$$

Donde:

$$A = 3,8546 - 1,34 \times 10^{-4} \times P$$

$$B = -0,01052 + 4,77 \times 10^{-7} \times P$$

$$C = 3,9267 \times 10^{-5} - 8,8 \times 10^{-10} \times P$$

P : Presión, lpca.

T : Temperatura, °F.

En la tabla 3.1, se muestran los compuestos utilizados para preparar un volumen de dos (2) litros de agua de inyección sintética y los pesos a agregar de cada una de ellas en un balón para completarlo con agua destilada hasta aforo, como se muestra en la figura 3.9:

Tabla 3.1: Preparación de 2 litros de agua sintética de formación.

Compuestos	Masa, m (g)
NaHCO <sub>3</sub>	7,162
Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	0,024
NaCl	8,169
CaCl <sub>2</sub> x2H <sub>2</sub> O	0,305
MgCl <sub>2</sub> x6H <sub>2</sub> O	0,910
KCl	0,168

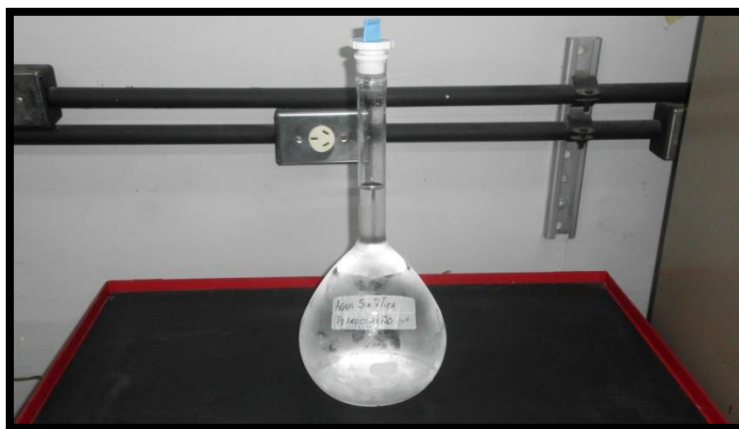


Figura 3.9: Balón que contiene el agua sintética de formación.

La masa de cada una de las sales se determinó mediante un balance iónico donde se fijó el volumen total de la solución. Las sales se deben agregar en el orden en que aparecen en la tabla 3.1, tal como se indica en la norma API RP 45 ya que de lo contrario precipitarían. Primero se coloca la manguera de dióxido de carbono dentro del balón con un volumen dado de agua destilada dejándola burbujear por 30 minutos y revolviéndola con un agitador magnético. Luego de haber pesado los compuestos en la balanza analítica, se cierra la línea de  $\text{CO}_2$  y se agregan uno por uno diluyéndolos con agua destilada hasta terminar de verterlos en el balón y se completa el volumen restante con agua destilada.

Análisis composicional de los fluidos: Mediante la prueba de destilación simulada del crudo muerto y del gasoil se pudo determinar los componentes de estos fluidos comparando la temperatura de ebullición inicial de la prueba con la temperatura de ebullición normal de las fracciones de número de carbonos simples (NCS), mostrada en el anexo 2 de la biblioteca de componentes del simulador *WinProp*, a fin de determinar la primera fracción que comienza a aparecer en el crudo y en el gasoil. El ajuste de la curva de destilación simulada permitió definir el número de fracciones de NCS. Para la nafta se empleó el análisis PIONA (Parafinas, Iso-parafinas, Olefinas, Naftenos y Aromáticos) agrupando los componentes de estos grupos de hidrocarburos en base al número de carbonos sumando las fracciones

molares respectivas. Las propiedades de peso molecular y gravedad específica de la fracción plus del crudo y de los dos solventes se calcularon con las ecuaciones 3.4 y 3.5, las cuales representan las reglas de mezclado molar y de gravedad específica de los componentes de un fluido, respectivamente:

$$MW_T = \sum_i^{n_{c+}} x_i \times MW_i = \sum_i^{n_{c+}-1} x_i \times MW_i + x_{c+} \times MW_{c+} \quad (3.4)$$

Donde:

$MW_T$ : Peso molecular del fluido, g/gmol.

$n_{c+}$ : Número de carbono del componente plus, adim.

$x_i$ : Fracción molar del componente i en el análisis extendido del fluido, fracción.

$x_{c+}$ : Fracción molar del componente plus del fluido, fracción.

$MW_i$ : Peso molecular del componente i presente en el fluido, g/gmol. Se toma los valores del número de carbono simple, conocido en sus siglas en inglés como SCN.

$MW_{c+}$ : Peso molecular del componente plus, g/gmol.

$$\frac{MW_T}{SG_T} = \sum_i^{n_{c+}} \frac{x_i \times MW_i}{SG_i} = \sum_i^{n_{c+}-1} \frac{x_i \times MW_i}{SG_i} + \frac{x_{c+} \times MW_{c+}}{SG_{c+}} \quad (3.5)$$

Donde:

$SG_T$ : Gravedad específica del fluido, fracción.

$SG_i$ : Gravedad específica del componente i del análisis extendido del fluido, fracción.

$SG_{c+}$ : Gravedad específica de la fracción plus, fracción.

Realización de las pruebas de compatibilidad crudo-solvente en estático, estabilidad de las mezclas crudo-solventes y la prueba de recombinación: Se aplicó los procedimientos técnicos de laboratorio para realizar las pruebas pre-experimentales de compatibilidad crudo-solvente utilizando reactores por carga a las condiciones de presión y temperatura actual del yacimiento, 350 lpc y 120 °F respectivamente, la prueba de estabilidad de mezcla solvente/crudo mediante el método de la mancha de acuerdo a la norma ASTM D 4740 – 04 (modificada) y la prueba de recombinación del crudo con gas metano en un reactor por carga. Cada una de las pruebas pre-experimentales se describe a continuación:

### **3.4.3. Pruebas de compatibilidad crudo-solvente en estático a condiciones de presión y temperatura de yacimiento utilizando reactores por carga**

Estas pruebas se realizaron en el laboratorio de H<sub>2</sub>S de PDVSA-Intevep, siguiendo los procedimientos técnicos de laboratorio realizado por la Gerencia técnica de Desarrollo de Yacimientos y Productividad (FPDY) para este tipo de ensayos experimentales. El propósito de estas pruebas es evaluar la interacción de los dos (2) solventes sobre las propiedades fisicoquímicas del crudo muerto deshidratado para obtener las curvas de calibración de propiedades de mezcla como la densidad, gravedad API y viscosidad, y así determinar la cantidad de solvente a inyectar en base al criterio de calidad de mezcla, es decir obtener un efluente de 17 °API, como típicamente se realiza en los campos de la FPO. Estas curvas se utilizaron como referencia para estimar la concentración del solvente en los efluentes obtenidos de las pruebas de desplazamiento en dinámico. El montaje experimental de las pruebas estáticas está constituido por un reactor por carga y un controlador de temperatura con una manta de calentamiento como se observa en la figura 3.10:



Figura 3.10: Montaje de las pruebas de compatibilidad crudo-solvente en estático.

Los equipos del montaje utilizados fueron:

- ✓ Reactor: Es un envase metálico de acero inoxidable con agitación interna tipo “Batch” o por carga, que se utiliza para someter una sustancia, cuya fase sea sólida, líquida, y/o gaseosa junto con otra sustancia a condiciones de presión y temperatura a fin de analizar sus interacciones fisicoquímicas. La capacidad del reactor es de 1 litro. Soporta límites de presión y temperatura de 3000 lpc y 350 °C, respectivamente. El reactor consta de sellos, abrazaderas, tuercas, manómetro, válvula de entrada y de salida, válvula de alivio de presión, termocupla y agitador interno tipo turbina, como se muestra en la figura 3.11:

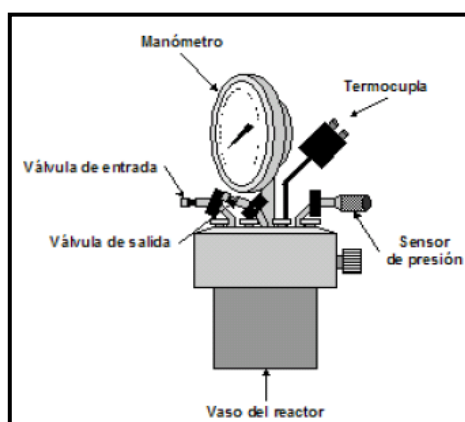


Figura 3.11: Partes del reactor por carga <sup>[65]</sup>.

- ✓ Controlador de temperatura: Este dispositivo permite llevar la temperatura del reactor a una temperatura fija manteniéndola constante, la cual se precisa con el botón controlador del equipo.
- ✓ Manta de calentamiento: Permite calentar el reactor a la temperatura fijada por el controlador
- ✓ Termocuplas: Se utilizan para sensar y controlar la temperatura del reactor.
- ✓ Balanza: Para pesar la masa de solvente y de crudo en el reactor utilizando una balanza no analítica.
- ✓ Bomba de succión: Este equipo se utiliza para extraer el aire contenido en el reactor una vez sellado con los dispositivos de cierre.

El procedimiento seguido para realizar la prueba de compatibilidad crudo-solvente en estático se muestra esquemáticamente en la figura 3.12:

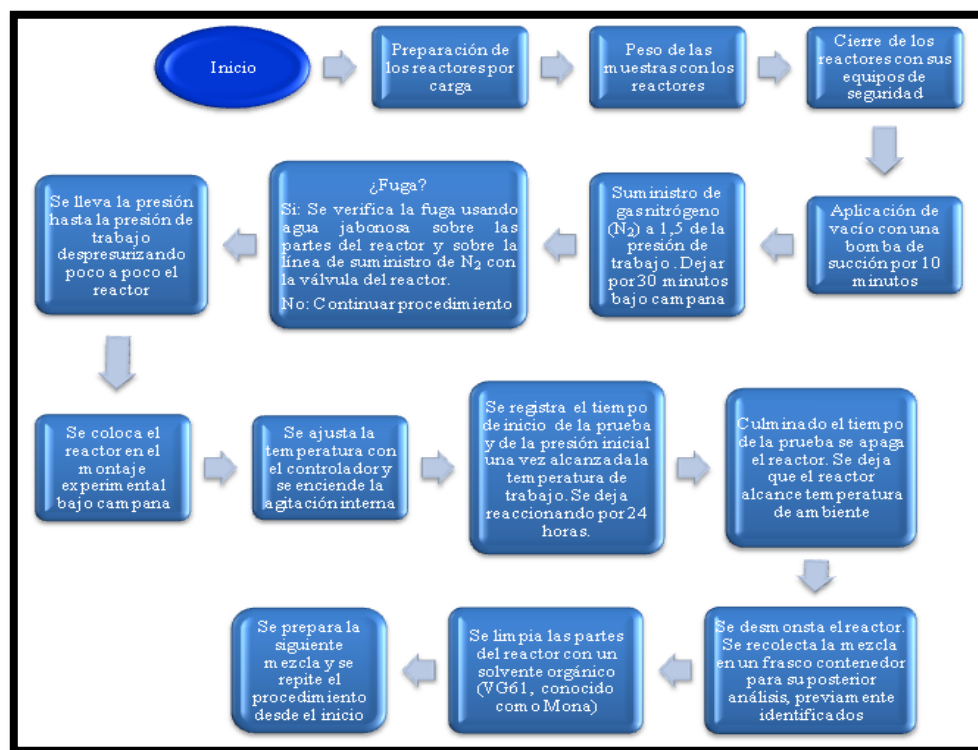


Figura 3.12: Diagrama de flujo del procedimiento experimental de las pruebas de compatibilidad crudo-solvente en estático.

Para cada uno de los porcentajes de relaciones másicas establecidos, se fijó una masa de 450 g. de crudo muerto y se calculó la masa de solvente a añadir al crudo como se revela en la tabla 3.2:

Tabla 3.2: Relaciones másicas de solvente/crudo para las pruebas en estático.

Relación másica solvente/crudo, %R (S/C) (fracción másica)	Masa de solvente, m <sub>s</sub> (g)
3	13,5
5	22,5
11	49,5
17	76,5
25	112,5
33	148,5
43	193,5
66	297,0

#### 3.4.4. Prueba de estabilidad de las mezclas crudo-solventes resultantes mediante el método de la mancha

Esta prueba se realizó en el laboratorio de depósitos orgánicos de PDVSA-Intevep, aplicando la metodología para la determinación de la estabilidad y compatibilidad de crudos por el método de la mancha (*Spot Test*) basada en la norma ASTM 4740 - 95, la cual consiste en observar directamente las manchas formadas por la aplicación de gotas en un papel de filtro de las mezclas constituidas por la muestra y los solventes xileno e iso-octano a diferentes concentraciones volumétricas, cuya escala de concentración varía de 0% a 100% con intervalos sucesivos de 5%. El volumen total es de 12 ml. La finalidad de esta prueba es determinar el grado de estabilidad de las mezclas de crudo-solvente obtenidas de las pruebas de compatibilidad crudo-solvente en estático y determinar si el crudo de muestra es estable frente a las corrientes saturadas, es decir si la fracción asfáltica del crudo no precipita o flocula por la dilución con los dos (2) solventes nafta y gasoil a las

distintos porcentajes de relaciones másicas. Para fines de esta investigación, el resultado de este análisis cualitativo permitirá considerar o no el modelado de los asfaltenos en la simulación de la celda de desplazamiento. Los materiales utilizados fueron los siguientes: tubos centrífugas de 15 ml, con tapas, papel de filtro # 42, pipetas Pasteur, gradilla para el soporte de los tubos y los solventes xileno (agente solvente) e iso-octano (agente precipitante).

Los pasos realizados para llevar a cabo esta prueba se muestra esquemáticamente en la figura 3.13:

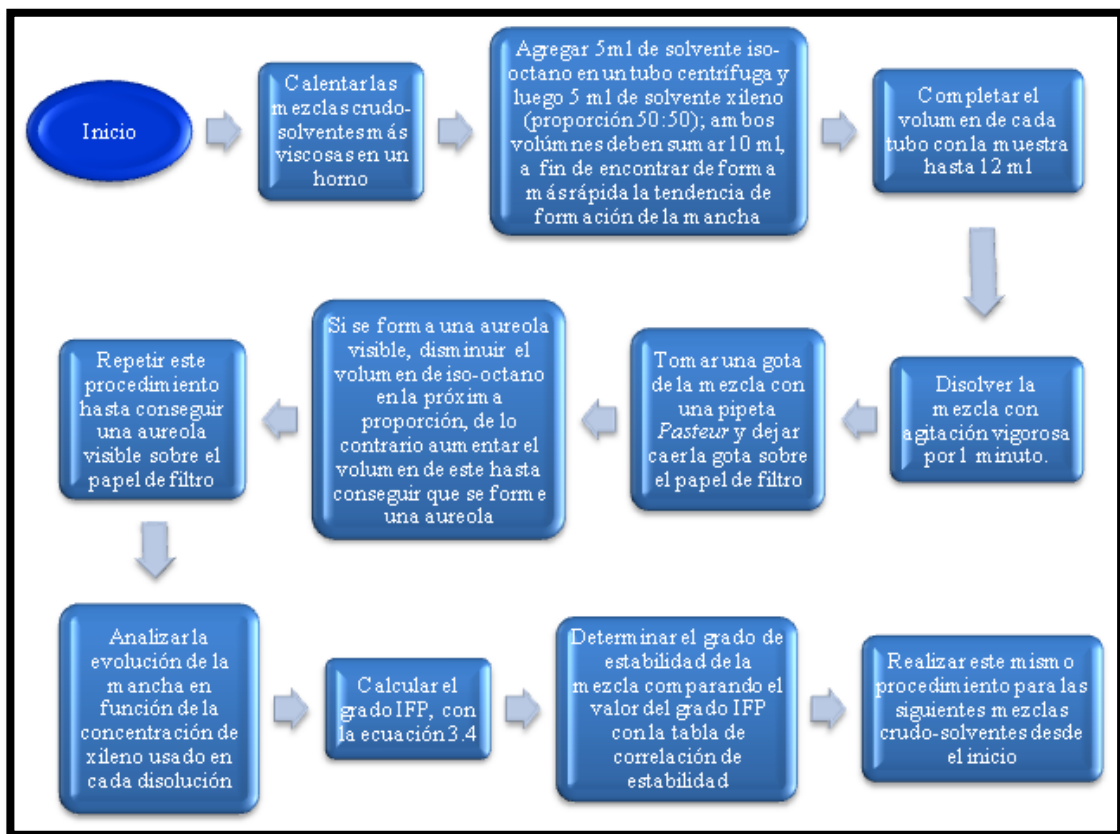


Figura 3.13: Diagrama de flujo del procedimiento experimental de la prueba de estabilidad de las mezclas crudo-solventes mediante el método de la mancha.



El grado IFP (Instituto Francés de Petróleo), se calcula con la ecuación 3.6:

$$\text{Grado IFP} = \frac{\% \text{Xileno}}{10} \quad (3.6)$$

Donde:

%Xileno: Es la concentración en volumen de xileno en el volumen de 10 ml.

Se determinó el grado de estabilidad de la mezcla en base al cálculo del grado IFP comparándolo con la tabla 3.3 de correlación de estabilidad:

Tabla 3.3: Correlación de estabilidad de acuerdo al método de la mancha.

<b>Estabilidad</b>	<b>Grado I.F.P.</b>
Estable	6 - 7
Limite de Estabilidad	8
Inestable	9 - 10

#### **3.4.5. Prueba de recombinación del crudo muerto con gas metano industrial**

Esta prueba se realizó en el Laboratorio de Procesos Miscibles de PDVSA-Intevep, el cual consistió en disolver gas metano industrial (98 % de pureza) en el crudo muerto a las condiciones de presión y temperatura de operación; 600 lpca y 120  F, respectivamente, en un reactor por carga con agitación interna, cuya capacidad es de 3 litros, como se observa en la figura 3.14, con el propósito de darle mayor fluidez y movilidad al crudo a la hora de inyectarlo en la celda de desplazamiento. La temperatura del reactor se mantuvo constante con el uso del controlador de temperatura. La presión a cual se recombin  el crudo corresponde a la presión estimada de saturación o de burbuja a la temperatura de yacimiento, a partir de esta

presión se logra la mayor solubilidad del gas en el crudo permaneciendo el gas en solución.



Figura 3.14: Reactor por carga usado para recombinar el crudo muerto deshidratado <sup>[62]</sup>.

El crudo resultante de la prueba de recombinación se denomina crudo vivo, ya que posee gas en solución y ha alcanzado una relación gas-petróleo (RGP) determinada, definida como el cociente entre el volumen de gas que resulta de la separación en la superficie, medido a condiciones normales, y el volumen de petróleo que resulta también de esta separación en iguales condiciones, expresada en unidades de PCN/BN, como se muestra en la ecuación 3.7:

$$RGP = \frac{V_g @ C.N}{V_o @ C.N} = 5,61458 \times \frac{V_g}{V_o} \quad (3.7)$$

Donde:

$V_g$ : Volumen de gas a condiciones estándar (C.S), PCN.

$V_o$ : Volumen de crudo a condiciones estándar (C.S), BN.

5,61458 = Factor de conversión para llevar  $\text{cm}^3/\text{cm}^3$  a PCN/BN.

En principio, este valor se conoce como dato de campo para llevar a cabo la prueba de recombinación, que en este caso para el bloque en estudio se consideró una RGP de 57 PCN/BN que equivale a 6,59 Scm<sup>3</sup>/Scm<sup>3</sup>, y el volumen de crudo disponible para recombinar fue de 3 litros (3000 cm<sup>3</sup>). Se calculó el volumen de gas a condiciones normales con la ecuación 3.9, expresado en unidades de cm<sup>3</sup> (unidad de volumen de laboratorio). Típicamente este valor excede el volumen que se puede manejar en el laboratorio, por lo que se emplea la ley combinada de los gases reales para transformar este volumen de gas de condiciones normales a condiciones de operación o de yacimiento como se muestra en la ecuación 3.8:

$$\frac{P_n \times V_n}{T_n \times z_n} = \frac{P_y \times V_y}{T_y \times z_y} \quad (3.8)$$

Donde:

$P_n$ : Presión a condiciones normales = 750,0617 mmHg, según normas API.

$P_y$ : Presión a condiciones de yacimiento, mmHg.

$V_n$ : Volumen a condiciones normales (obtenido a partir del RGP del yacimiento), cm<sup>3</sup>.

$V_y$ : Volumen a condiciones de yacimiento, cm<sup>3</sup>.

$T_n$ : Temperatura a condiciones normales = 288,71 °K, según normas API.

$T_y$ : Temperatura a condiciones de yacimiento, °K.

$z_n$ : Factor de compresibilidad del gas a condiciones normales = 1, adim.

$z_y$ : Factor de compresibilidad del gas a condiciones de laboratorio  $\approx$  1, adim.

Para calcular la RGP a condiciones de yacimiento, se debe considerar el factor de compresibilidad del gas utilizando el método de Standing-Katz cuyo gráfico se muestra en el anexo 5, el cual emplea las propiedades reducidas de presión y temperatura del gas, como se expresa en las ecuaciones 3.9 y 3.10:

$$P_r = \frac{P_y}{P_{ci}} \quad (3.9)$$

$$T_r = \frac{T_y}{T_{ci}} \quad (3.10)$$

Donde:

$P_r$ : Presión reducida, adim.

$P_y$ : Presión de yacimiento, lpca.

$P_{ci}$ : Presión crítica del gas metano = 667,0 lpca. (GPSA, Fig. 23-2 Constantes físicas).

$T_r$ : Temperatura reducida, adim.

$T_y$ : Temperatura de yacimiento, °R.

$T_{cr}$ : Temperatura crítica del gas metano = 343,01 °R. (GPSA, Fig. 23-2 Constantes físicas).

Al calcular el volumen de gas a condiciones de operación, se procede a inyectar los fluidos al reactor. Comúnmente, se inyecta un mayor volumen de gas al calculado, debido a que no necesariamente el gas que se inyecta al reactor va a disolverse completamente en el crudo. Este proceso duró aproximadamente tres (3) días hasta que la presión del reactor no disminuyera y fuera igual a la presión de operación, la cual se verificó con los manómetros *Bourdon*. Los cálculos correspondientes al volumen de inyección de gas en el reactor se muestran en el anexo 4. Posteriormente, se realizó una liberación instantánea o “*flash*” para calcular la RGP real del crudo. Para ello, se hizo previamente una purga de la primera muestra y luego se tomó la muestra representativa. Esta prueba consistió en extraer un cierto volumen de crudo contenido en el reactor y recolectarlo en un vial, y medir el volumen de gas liberado para ese volumen de crudo con un gasómetro conectado al vial, como se muestra en la figura 3.15. Una vez que se logró el valor de la RGP, se vertió el crudo desde el reactor hasta el cilindro *Ruska*, cuya capacidad es de 1 litro, para usarlo en la prueba de saturación de la celda de desplazamiento.

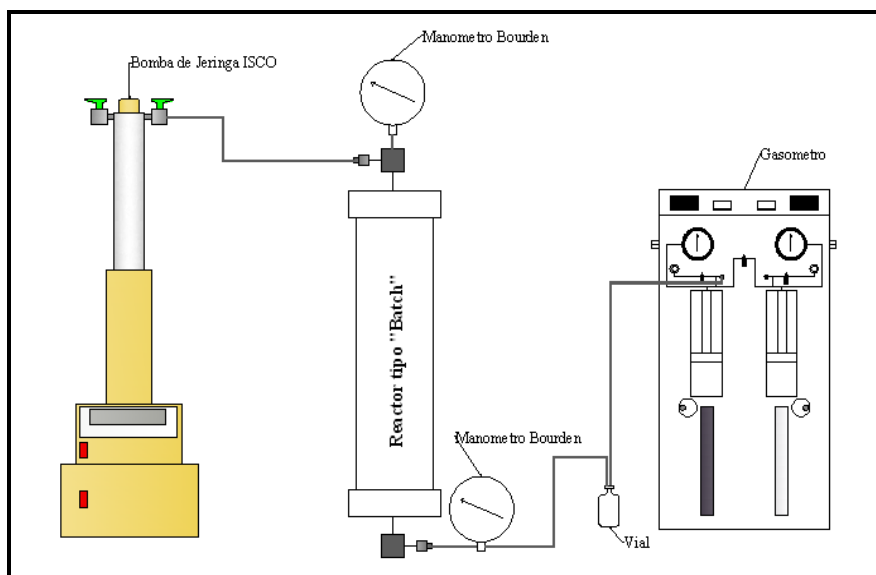


Figura 3.15: Esquema para realizar la prueba de liberación instantánea o “Flash”.

### 3.4.6. Caracterización del empaque no consolidado de la celda de desplazamiento

Se llevó a cabo mediante los procedimientos de empaquetamiento manual de la celda de desplazamiento y la medición de las propiedades petrofísicas absolutas del empaque al gas nitrógeno, los cuales se describen a continuación:

Empaquetamiento de la celda de desplazamiento: Este procedimiento se realizó en el Laboratorio de procesos térmicos-IAV-Aquatermolisis siguiendo el procedimiento técnico de empaque de la celda de desplazamiento con arenas de formación y/o sintética. Se empaquetaron las celdas de desplazamiento, a las cuales se le agregó arena silboca (99 % de óxido de silicio  $\text{SiO}_2$ ), de tamaño de grano de 50-70 mesh para obtener una permeabilidad (K) y porosidad ( $\Phi$ ) cercana a los valores del reporte final del análisis de un núcleo no consolidado de un pozo ubicado cerca del área de estudio, cuyos datos fueron registrados en función de la presión de sobrecarga, los cuales se muestran en la tabla 3.4:

Tabla 3.4: Datos de permeabilidad y porosidad medidos del núcleo no consolidado de un pozo del área de estudio.

<b>P (lpc)</b>	<b>K (mD)</b>	<b><math>\Phi</math> (%)</b>
<b>400</b>	27330	38,2
<b>900</b>	23723	37,5
<b>1350</b>	17719	36,3

Al extrapolar estas propiedades petrofísicas a la presión de yacimiento actual de 350 lpc, y tomando en cuenta la tendencia de los puntos, se obtiene que la permeabilidad absoluta requerida es de 27507 mD, y la porosidad es de 38,24 %.

Las celdas de desplazamiento se definen como “una representación física de un diferencial de yacimiento” (Rondón, 2011). Es un contenedor cilíndrico de acero inoxidable (AISI 316) que se utiliza para simular las condiciones de presión y temperatura de yacimiento. Su estructura facilita la transmisión de calor y la inyección de flujos en su interior. La celda convencional utilizada en PDVSA-Intevep consiste de un cilindro y dos tapas, las cuales poseen un orificio en el centro por donde circula el fluido, este orificio está protegido por una malla de acero inoxidable que retiene los sólidos del empaque de arena en el interior de la celda. A lo largo del cuerpo cilíndrico de la celda se hayan cinco (5) orificios donde se introducen las termocuplas, Estos dispositivos no se emplearon en el experimento porque no se requería monitorear la temperatura, por lo que fueron sellados con tapones de acero. La figura 3.16 presenta una celda de desplazamiento armada.

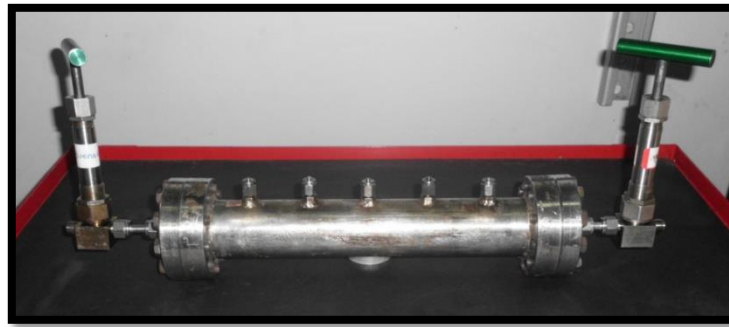


Figura 3.16: Celda de desplazamiento y sus conexiones.

Los pasos que se siguieron para empacar cada celda se muestra esquemáticamente en la figura 3.17:

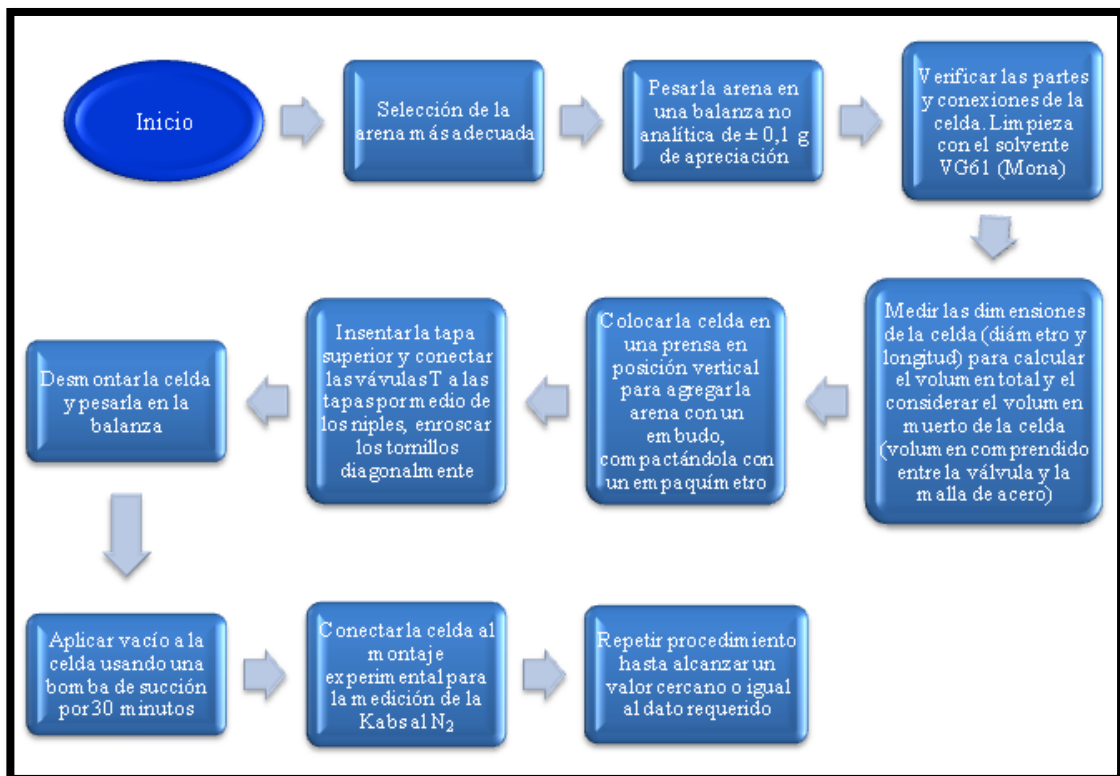


Figura 3.17: Diagrama de flujo del procedimiento experimental para la caracterización del empaque no consolidado de la celda de desplazamiento.

Medición de las propiedades petrofísicas absolutas del empaque al gas nitrógeno: La medición de la permeabilidad para cada celda se basó en el principio de la Ley de

Darcy para flujo lineal horizontal de un fluido incompresible, como se muestra en la ecuación 3.11, en unidades de laboratorio:

$$q = \frac{K_f \times A \times \Delta P}{\mu_f \times L} \quad (3.11)$$

Donde:

q: Tasa de flujo,  $\text{cm}^3/\text{s}$ .

$K_f$ : Permeabilidad del fluido, Darcies.

A: Área de la sección transversal,  $\text{cm}^2$ .

$\Delta P$ : Caída de presión en los extremos del empaque, atm.

L: Longitud del empaque, cm.

$\mu_f$ : Viscosidad del fluido, cp.

Se conectó la celda de desplazamiento previamente empacada al equipo para la determinación experimental de la permeabilidad absoluta del empaque al gas nitrógeno, tal como se muestra en la figura 3.18. Se utilizó un flujómetro que mide el flujo del gas que pasa a través de éste, un transductor de diferencial de presión y un transductor digital, los cuales miden la tasa de flujo del gas nitrógeno ( $\text{N}_2$ ), el porcentaje de deformación de la placa y las señales emitidas por el transductor de diferencial de presión, respectivamente. La placa del transductor se seleccionó dependiendo del diferencial máximo de presión que se iba a manejar en la medición. Se hizo pasar caudales de gas nitrógeno de 50 en 50  $\text{cc}/\text{min}$  hasta llegar a 450  $\text{cc}/\text{min}$ , para cada flujo estabilizado se registró la caída de presión. Se graficó estos valores en un gráfico 2D (X-Y) con la ayuda de una hoja de cálculo y con el valor de la pendiente “m” se calculó el valor de permeabilidad siguiendo el comportamiento de la ecuación de Darcy.



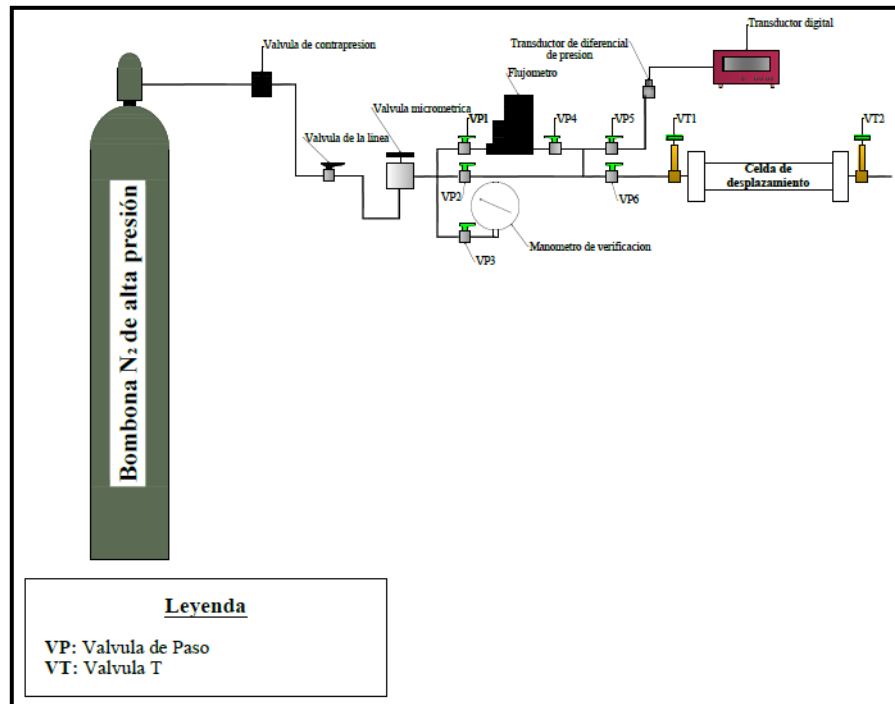


Figura 3.18: Equipo para la medición de la permeabilidad absoluta del empaque al gas nitrógeno (N<sub>2</sub>).

### 3.4.7. Saturación de la celda con agua sintética de formación y con crudo vivo hasta la saturación de agua irreducible

La saturación de las celdas consiste en inyectar un fluido a una tasa constante para saturar el empaque de arena contenido en la celda, el cual representa el medio poroso donde los fluidos pueden moverse. Primeramente, se saturó con agua de inyección sintética para determinar las propiedades petrofísicas efectivas del empaque como la permeabilidad efectiva al agua, la porosidad y el volumen poroso efectivo, para luego realizar la prueba de drenaje primario con el crudo vivo hasta la saturación de agua irreducible y así determinar la permeabilidad efectiva al crudo y la relación gas petróleo (RGP) a condiciones de yacimiento, en donde se obtuvo el punto extremo de la curva de permeabilidad relativa crudo-agua.

La saturación de las celdas con el agua sintética de formación se realizó inyectando el agua con una bomba de jeringa ISCO 500D desde el fondo de la celda a una tasa de 0,1 cc/min para asegurar la completa saturación de la misma y evitar que se formaran canales preferenciales al flujo dentro del empaque. La saturación finaliza cuando el diferencial de presión de la celda permanece constante en el tiempo. Se conectó la celda al equipo para la determinación de la permeabilidad efectiva al agua (figura 3.19), variando las tasas de flujo de 0,5 en 0,5 cc/min hasta llegar a 3 cc/min con una bomba de jeringa ISCO y se registró la caída de presión para cada flujo estabilizado. Se aplicó el procedimiento descrito anteriormente para la determinación de la permeabilidad absoluta del empaque.

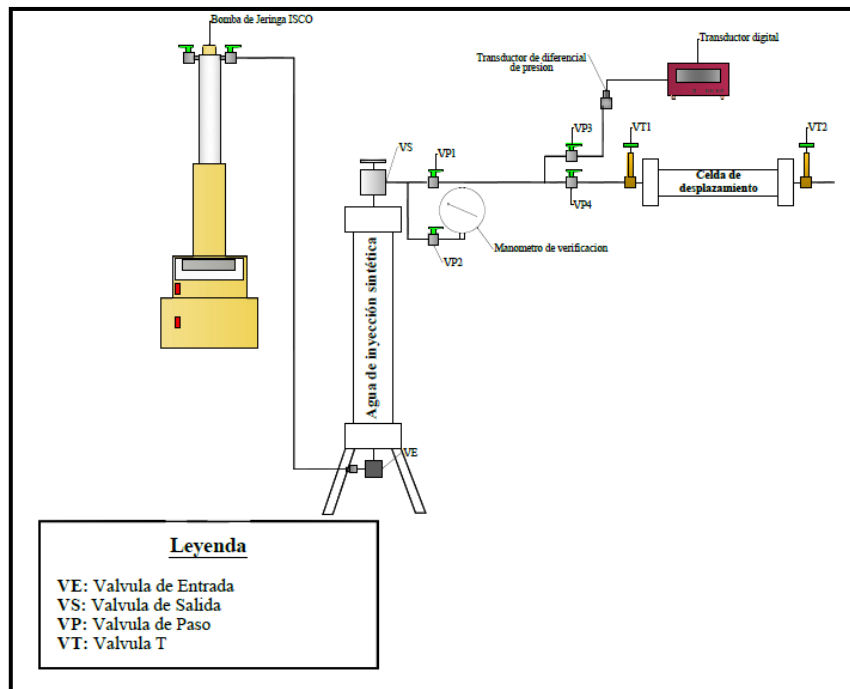


Figura 3.19: Equipo para la medición de la permeabilidad efectiva del empaque al agua sintética de formación.

La saturación de la celda con crudo vivo se realizó después de que la celda se saturó con agua sintética de formación, la cual se conectó al equipo de inyección del solvente, como se muestra en la figura 3.20, en posición vertical. Se calibró el

transductor de presión con el agua sintética de formación a la presión de trabajo (350 lpc). Una vez que se aseguró de que el sistema no presentara fugas y que la presión se mantuviera constante, se procedió a inyectar el crudo vivo contenido en un cilindro *Ruska* desde el tope de la celda a una tasa de 0,5 cc/min para asegurar un frente uniforme del crudo vivo y lograr un barrido eficiente del agua contenida en la celda hasta la saturación de agua irreducible (proceso de drenaje). Se determinó la permeabilidad efectiva del empaque al crudo, inyectándolo a tasas de flujo constantes de 0,1 cc/min hasta llegar a 0,5 cc/min con pasos de 0,1 cc/min con una bomba de jeringa ISCO y se registró las caídas de presión correspondientes para cada tasa de flujo estabilizado. De esta forma se obtuvo el punto extremo de permeabilidad relativa del crudo a la saturación de agua irreducible ( $K_{ro} @ S_{wir}$ ).

Se asumió un valor de viscosidad dinámica de 3668 cp. @  $\gamma = 20 \text{ s}^{-1}$  (tasa o velocidad de corte en tubería) medida a una presión de 350 lpc y temperatura de 46 °C. Este dato se tomó del análisis termodinámico (PVT) representativo de un pozo del bloque de estudio. Se inyectó un cierto volumen de crudo vivo en el cilindro de contrapresión para crear un colchón de crudo para efectos de la prueba de desplazamiento con el solvente.

Los volúmenes inyectados y producidos sirvieron para calcular el volumen de los fluidos contenidos en la celda y por ende la saturación promedio de los fluidos en la celda. El flujo de gas en la celda se depreció ya que la RGP a las condiciones de yacimiento para un crudo extrapesado es bastante baja. Este sistema representa la base inicial para realizar el proceso de inyección de los solventes ya que se desea extraer el mayor volumen de crudo posible a las condiciones de yacimiento.

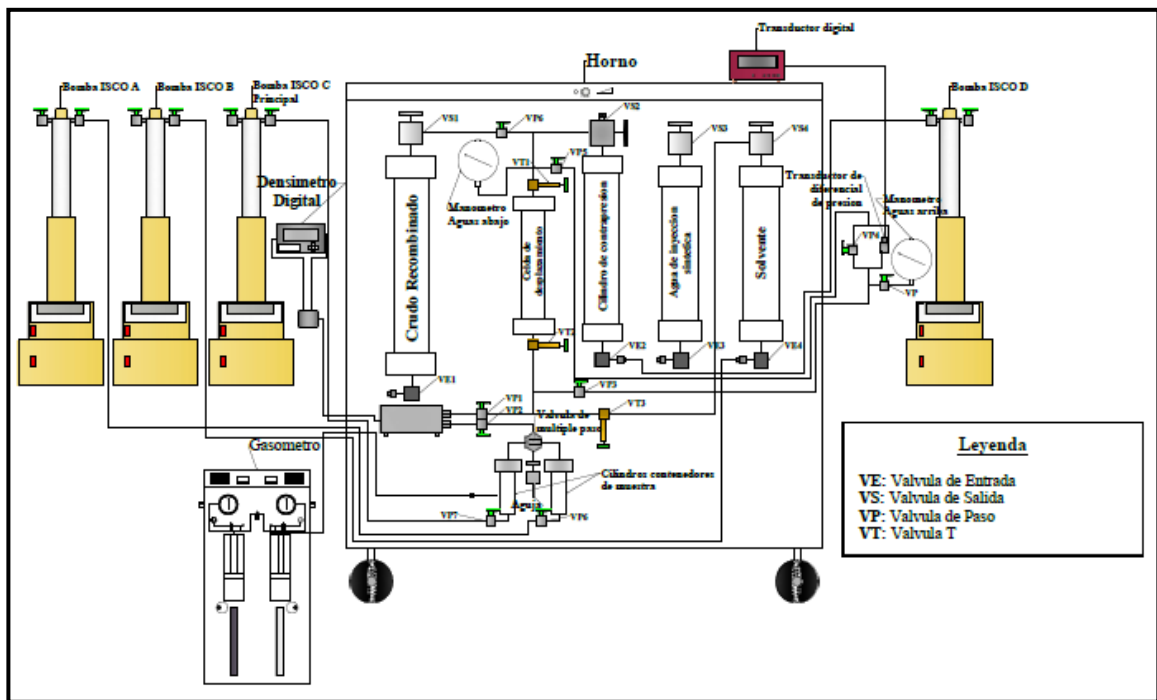


Figura 3.20: Equipo de inyección del solvente para realizar la prueba de desplazamiento en dinámico.

### 3.4.8. Simulación experimental del proceso ICS a través de la prueba de desplazamiento en dinámico con el solvente

Consistió en realizar físicamente la prueba de inyección cíclica del solvente en la celda de desplazamiento previamente acondicionada con los fluidos del yacimiento (agua, crudo y gas), ya que en teoría, representa un diferencial de yacimiento de un bloque de la FPO. Esta celda se colocó en el equipo de inyección del solvente (figura 3.19) en posición vertical para tomar en cuenta el efecto de la gravedad y poder simular la sección superior del área de drenaje de un pozo horizontal. Este elemento diferencial mantiene las condiciones iniciales de presión y temperatura del yacimiento, 120 °F y 350 lpc, respectivamente, ya que en comparación al volumen total del yacimiento las variaciones de estas dos propiedades en dicho diferencial son relativamente imperceptibles. Se registró los valores de caída de presión “drawdown” en los extremos de la celda, lectura de los manómetros Bourdon ubicados a los

extremos de la celda, volúmenes de inyección de las bombas de jeringa ISCO y volúmenes acumulados de los efluentes producidos, a cada paso de tiempo en forma manual. La prueba se realizó a presión cercana a la de yacimiento y temperatura constante (proceso isotérmico) ya que a escala de yacimiento, las variaciones de estas dos propiedades son relativamente imperceptibles. La finalidad de esta prueba es evaluar la eficiencia de recuperación del solvente en base a los volúmenes de efluentes producidos en cada ciclo de producción.

Los pasos que se siguieron para realizar la prueba experimental de desplazamiento con el solvente se muestra esquemáticamente en la figura 3.21:

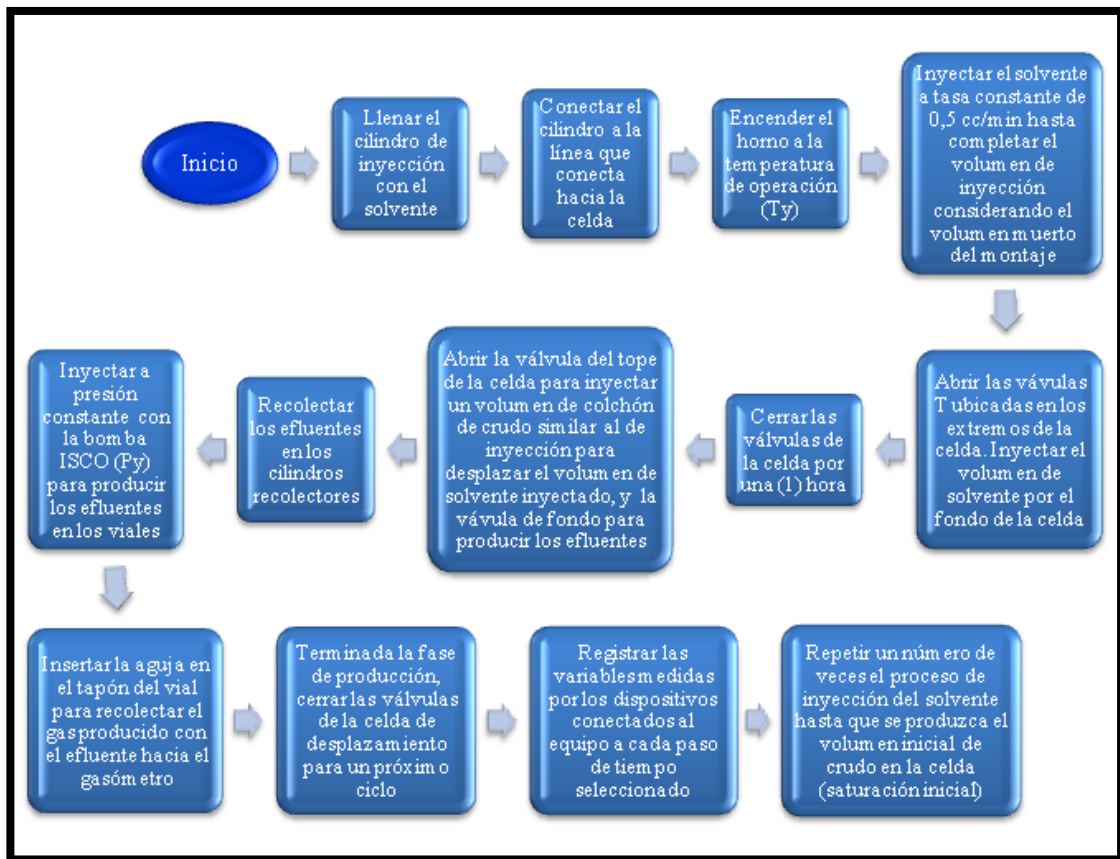


Figura 3.21: Diagrama de flujo del procedimiento experimental para la realización de la prueba experimental de desplazamiento con el solvente.

Etapas de la inyección cíclica del solvente en la prueba de desplazamiento en dinámico: El proceso ICS consta de las mismas etapas de la inyección alterna de vapor como se explica a continuación:

Etapa de inyección del solvente: Se inyectó el solvente en el fondo de la celda a una tasa de 0,5 cc/min hasta bombear el volumen de solvente calculado en función de la curva de calibración de gravedad API de la mezcla versus el porcentaje de relación másica para obtener una calidad de mezcla de 17 °API (criterio de inyección del solvente), como típicamente se hace en los campos de la Faja Petrolífera del Orinoco. El porcentaje de relación másica requerido para la nafta y el gasoil es de 24,7 % y 42,6 %, respectivamente. El tiempo de inyección depende del volumen de solvente inyectado en la celda calculado con la relación másica anterior para cada solvente.

Etapa de remojo: Se cerró los extremos de la celda por un tiempo de una (1) hora a fin de agilizar la prueba. Se fijó este tiempo para darle seguimiento a la prueba en las sucesivas etapas y que la misma se pudiera realizar en un solo día por razones de jornada laboral.

Etapa de producción: Esta etapa consistió en abrir los extremos de la celda y colocar en producción la celda a presión constante con ayuda de un cilindro de contrapresión que contiene un volumen de colchón de crudo vivo inyectándolo a una tasa constante de 0,5 cc/min, de forma tal de producir el mismo volumen inyectado en la celda y evitar la despresurización de la celda. Se monitoreó la presión a la entrada y a la salida de la celda por medio de los manómetros *Bourdon* colocados aguas abajo y aguas arriba en el montaje. Los efluentes se recolectaron en viales de vidrio y se realizó la prueba de liberación instantánea (*flash*) para medir el volumen de gas producido a través de un gasómetro conectado con una aguja al vial recolector del efluente. Se realizó varios cortes de producción para analizar el efluente producido y medir la densidad de cada uno de ellos utilizando un densímetro digital, a fin de

garantizar un volumen de producción equivalente al de inyección de solvente para luego aplicar la correlación de ajuste de la curva de calibración de gravedad API de la mezcla para determinar el volumen de solvente en cada efluente.

Número de ciclos: Dependen del volumen recuperado de crudo en cada ciclo de producción, ya que no se puede producir un volumen mayor que el volumen original en la celda (saturación de crudo inicial), el cual se determinó de la prueba de saturación con el crudo vivo.

El porcentaje de recuperación del crudo y del solvente para cada ciclo de producción se calculó con las ecuaciones 3.12 y 3.13, respectivamente:

$$\%R_o = \frac{N_{pf}}{V_o} \times 100 \quad (3.12)$$

Donde:

$\%R_o$ : Porcentaje de recuperación del crudo.

$N_{pf}$ : Producción acumulada de crudo al final de cada ciclo de producción.

$V_o$ : Volumen de crudo original en la celda de desplazamiento.

$$\%R_s = \frac{N_{sf}}{I_s} \times 100 \quad (3.13)$$

Donde:

$\%R_s$ : Porcentaje de recuperación de solvente.

$N_{sf}$ : Producción acumulada de solvente al final de cada ciclo de producción.

$I_s$ : Volumen de inyección del solvente.

### 3.4.9. Construcción del modelo de los fluidos (crudo muerto, crudo vivo, nafta y gasoil)

Comprendió la creación de los pseudocomponentes del crudo y de los solventes y la regresión de sus propiedades físicas y termodinámicas y de las propiedades físicas de la mezcla crudo-solventes tomando como referencia el tutorial de CMG [63]. En la figura 3.22 se muestra el diagrama esquemático de la fase de construcción del modelo de los fluidos:

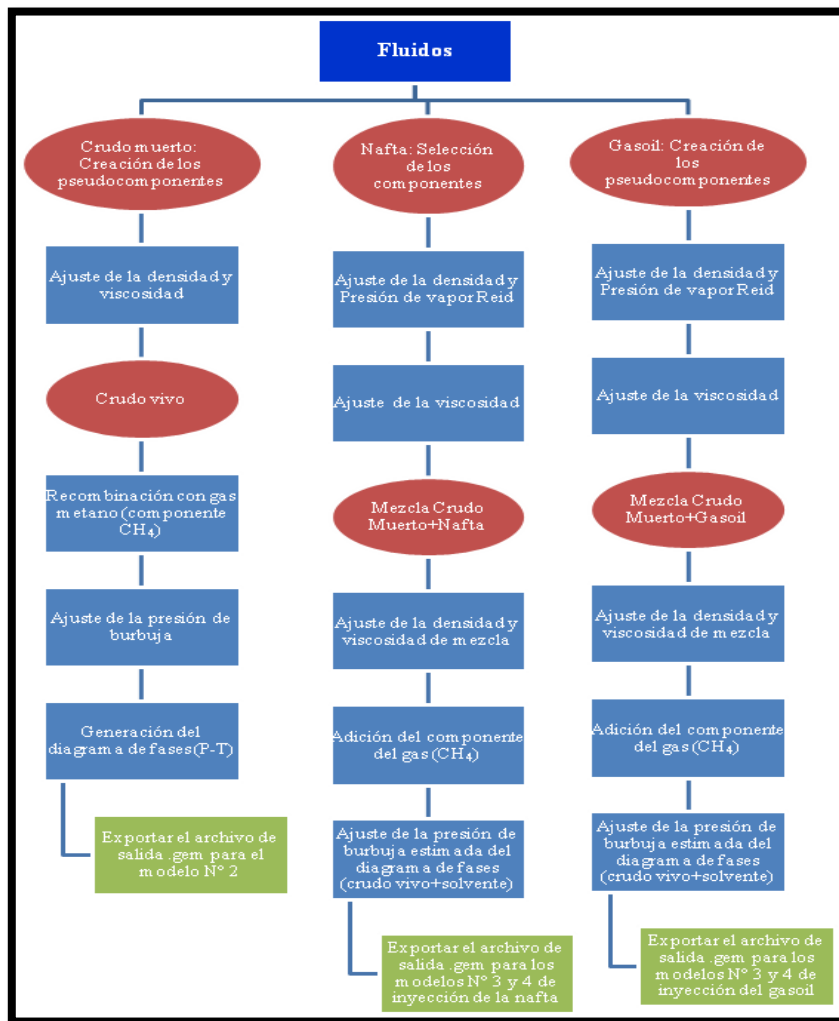


Figura 3.22: Diagrama esquemático de la fase de construcción del modelo de fluidos.



El modelo de fluidos se construyó con el simulador de comportamiento de fases y propiedades del fluido *WinProp* (CMG, 2012.1), cuya descripción aparece en el apéndice 1, y las formas empleadas se explican en el apéndice 2, en función del análisis composicional y de las propiedades físicas de densidad y viscosidad de los tres (3) fluidos de interés; crudo, nafta y gasoil, y de las propiedades de las mezclas crudo-solventes obtenidas de la prueba en estático, y termodinámicas de presión de burbuja para el crudo y presión de vapor Reid para los dos (2) solventes. Se estimó las presiones de burbuja de las mezclas crudo vivo-solvente a distintas fracciones molares primarias para ajustar el exponente de interacción binaria entre los componentes del solvente con el gas y con los componentes del crudo muerto, en este caso se seleccionó la presión de burbuja de la mezcla a una fracción molar primaria de 80 % (crudo vivo); el 20 % corresponde a la fracción molar del solvente.

Para generar los pseudocomponentes del crudo extrapesado y del gasoil se utilizó el simulador *WinProp* ingresando en la forma de separación “*splitting*” el peso molecular, la gravedad específica y fracción molar (igual a 1) de los fluidos, en los casillas correspondientes de la pestaña *Sample 1*. Para el crudo extrapesado se seleccionó como método de separación de los componentes el tipo de distribución función exponencial de 2 etapas, el cual es conveniente para los fluidos tipo “*Blackoil*”, y para el gasoil se seleccionó el tipo de distribución exponencial, como lo sugiere la guía para el usuario del simulador *WinProp*. Los pseudocomponentes de ambos fluidos fueron determinados internamente por el simulador usando el método de agrupamiento de Log(k) en base al primer carbono de la fracción plus y de las fracciones del número de carbono simple determinadas de la prueba de destilación simulada para estos dos fluidos, donde k es la constante de equilibrio inicial del componente calculada con la ecuación 3.14 o ecuación de Wilson (1981), el cual define los pseudocomponentes que tienen iguales rangos de Log(K) para cualquier tipo de distribución. Este método no se aplicó para la nafta.

$$Lnk_i = 5,37 \times (1 + \omega_i) \times \left(1 - \frac{T_{ci}}{T}\right) + Ln\left(\frac{P_{ci}}{P}\right) \quad (3.14)$$

Donde:

$k_i$ : Constante de equilibrio inicial del componente i, adim.

$\omega_i$ : Factor acéntrico del componente i, adim.

$T_{ci}$ : Temperatura crítica absoluta del componente i, °R.

$P_{ci}$ : Presión crítica del componente i, psia.

El modelo de crudo vivo se obtuvo y su fracción molar de 1 en la composición secundaria, ya que es el fluido a inyectar, para realizar el mezclado de este componente con los pseudocomponentes del crudo extrapesado a través de la forma de Recombinación.

Se realizó regresiones de las propiedades de los componentes creados y de los exponentes de interacción binaria entre pares de componentes a fin ajustar los parámetros de la ecuación de estado de Peng Robinson, cuya expresión se muestra en la ecuación 3.16, y de la correlación de viscosidad de estados correspondientes de Pedersen (ecuación 3.21), y minimizar el error entre el valor medido y el valor calculado por el programa, las cuales se seleccionaron por ser las más utilizadas y convenientes para modelar el crudo pesado. Se seleccionó el cambio de volumen de cada componente del fluido como parámetro de regresión para ajustar la densidad de líquido, el cual se calcula con la ecuación 3.24 o técnica de translación de volumen de Peneloux (1982). Una vez construido el modelo de fluidos, se exportó el archivo de salida para cargar los datos de la sección “componentes” de la interfaz gráfica del pre-procesador *Builder* para el simulador *GEM*.

La regresión se realiza al minimizar la función objetivo F, cuya expresión se muestra en la ecuación 3.15:

$$F = \sum_i \left[ \frac{w_i \times (x_{i,calc} - x_{i,medida})}{x_{i,medida}} \right]^2 \quad (3.15)$$

Donde:

$w_i$ : Peso asociado con cada grupo de datos, por defecto es igual a 1.

$x_{i, calc}$ : Valor calculado.

$x_{i,medida}$ : Valor medido.

La Ecuación de Estado de Peng Robinson (1978) o ecuación 3.16, se expresa matemáticamente como:

$$P = \frac{RT}{v - b} - \frac{a}{(v + \delta_1 b)(v + \delta_2 b)} \quad (3.16)$$

Donde:

$$\delta_1 = 1 - \sqrt{2}$$

$$\delta_1 \delta_2 = -1$$

Para mezclas de componentes los parámetros  $a$  y  $b$  se calculan con las ecuaciones 3.17, 3.18, 3.19 y 3.20:

$$a = \sum_i^n x_i S_i \quad (3.17)$$

$$S_i = \sqrt{a_i} \sum_i^n x_j (1 - d_{ij}) \sqrt{a_j} \quad (3.18)$$

$$b = \sum_i^n x_i b_i \quad (3.19)$$

Donde:

$a$ : Fuerzas intermoleculares.

$b$ : Volumen molar, lts/mol.

$x_i$ : Fracción molar del componente  $i$ , mol.

$x_j$ : Fracción molar del componente  $j$ , mol.

$$d_{ij} = 1 - \left[ \frac{2V_{ci}^{\frac{1}{6}} \times V_{cj}^{\frac{1}{6}}}{V_{ci}^{\frac{1}{3}} + V_{cj}^{\frac{1}{3}}} \right]^{PCV3} \quad (3.20)$$

Donde:

$d_{ij}$ : Coeficiente de interacción binaria entre los componentes  $i$ - $j$ .

$V_{ci}$ : Volumen crítico del componente  $i$ .

$V_{cj}$ : Volumen crítico del componente  $j$ .

PCV3: Exponente de interacción hidrocarburo-hidrocarburo, el cual debe ser ajustado por datos experimentales, por ejemplo datos de presión de saturación de los fluidos o cálculos de equilibrio líquido-vapor, cuyas siglas en inglés son “VLE”. Un valor de 1,2 ajusta el  $d_{ij}$  entre parafina-parafina. Generalmente, toma un valor comprendido entre 0 a 1,8.

Los coeficientes de interacción binaria distintos de cero entre parejas de hidrocarburos son, sin embargo, con frecuencia usados para propósitos de regresión (ajuste de los parámetros).

La ecuación de estados correspondientes de Pedersen (1987) o ecuación 3.21 se expresa matemáticamente como:

$$\frac{\mu_{mix}(P, T)}{\mu_o(P_o, T_o)} = \left( \frac{T_{c,mix}}{T_{c,o}} \right)^{-\frac{1}{6}} \left( \frac{P_{c,mix}}{P_{c,o}} \right)^{\frac{2}{3}} \left( \frac{MW_{mix}}{MW_o} \right)^{\frac{1}{2}} \left( \frac{\alpha_{mix}}{\alpha_o} \right) \quad (3.21)$$

Donde:

$\mu$ : Viscosidad.

$T_c$ : Temperatura crítica.

$P_c$ : Presión crítica.

$MW$ : Peso molecular.

$\alpha$ : Coeficiente de acoplamiento rotacional.

El subíndice “o” indica el fluido de referencia (metano), cuyas propiedades se calculan de la EOS de BWR (Benedict–Webb–Rubin) y correlaciones de muchos términos.

$$MW_{mix} = MU_1(MW_w^{MU_2} - MW_n^{MU_2}) + MW_n \quad (3.22)$$

Donde:

$MW_w$ : Peso molecular ponderado por fracción peso.

$MW_n$ : Peso molecular ponderado por fracción molar.

$$\alpha = 1 + MU_3 \rho_r^{MU_4} MW^{MU_5} \quad (3.23)$$

Donde:

$\alpha$ : Coeficiente de acoplamiento rotacional.

$\rho_r$ : Densidad reducida de la sustancia de referencia.

$MU_1$ : Coeficiente de regla de mezclado del peso molecular, adim.

$MU_2$ : Exponente de regla de mezclado del peso molecular, adim.

$MU_3$ : Coeficiente de factor de correlación de acoplamiento, adim.

$MU_4$ : Exponente de factor de correlación de densidad de acoplamiento, adim.

$MU_5$ : Exponente de factor de correlación del peso molecular de acoplamiento, adim.

Los coeficientes de la correlación de viscosidad se pueden ajustar al modificar los límites de las variables, conocidas en inglés como “*variables bounds*”.

Técnica de translación de volumen de Peneloux (1982) o parámetro de cambio de volumen se muestra en la ecuaciones 3.24, 3.25, 3.26 y 3.27:

$$V^t = V^o - \tilde{V} \quad (3.24)$$

Donde:

Los superíndices o y t corresponden a los resultados antes y después de la translación del volumen, respectivamente.

$$\tilde{V} = \sum_i^n x_i r_i \quad (3.25)$$

$$r_i = t_i \times B_{ci} \quad (3.26)$$

Donde:

$t_i$ : Valor de translación individual de cada componente, adim.

$$B_{ci} = \Omega_b \times \frac{RT_c}{P_c} \quad (3.27)$$

Donde:

$B_{ci}$ : Volumen molecular de núcleo duro del componente i.

#### **3.4.10. Generación de los modelos de simulación**

Esta última fase consistió en generar cuatro (4) modelos de simulación donde se representó tanto de las pruebas de laboratorio de saturación con agua, con crudo vivo y la prueba de desplazamiento en dinámico con el solvente como los modelos de predicción del número de ciclos con los solventes considerando el efecto de difusión molecular de los componentes en fase oleica y gaseosa, los cuales se explican en el diagrama mostrado en la figura 3.21:

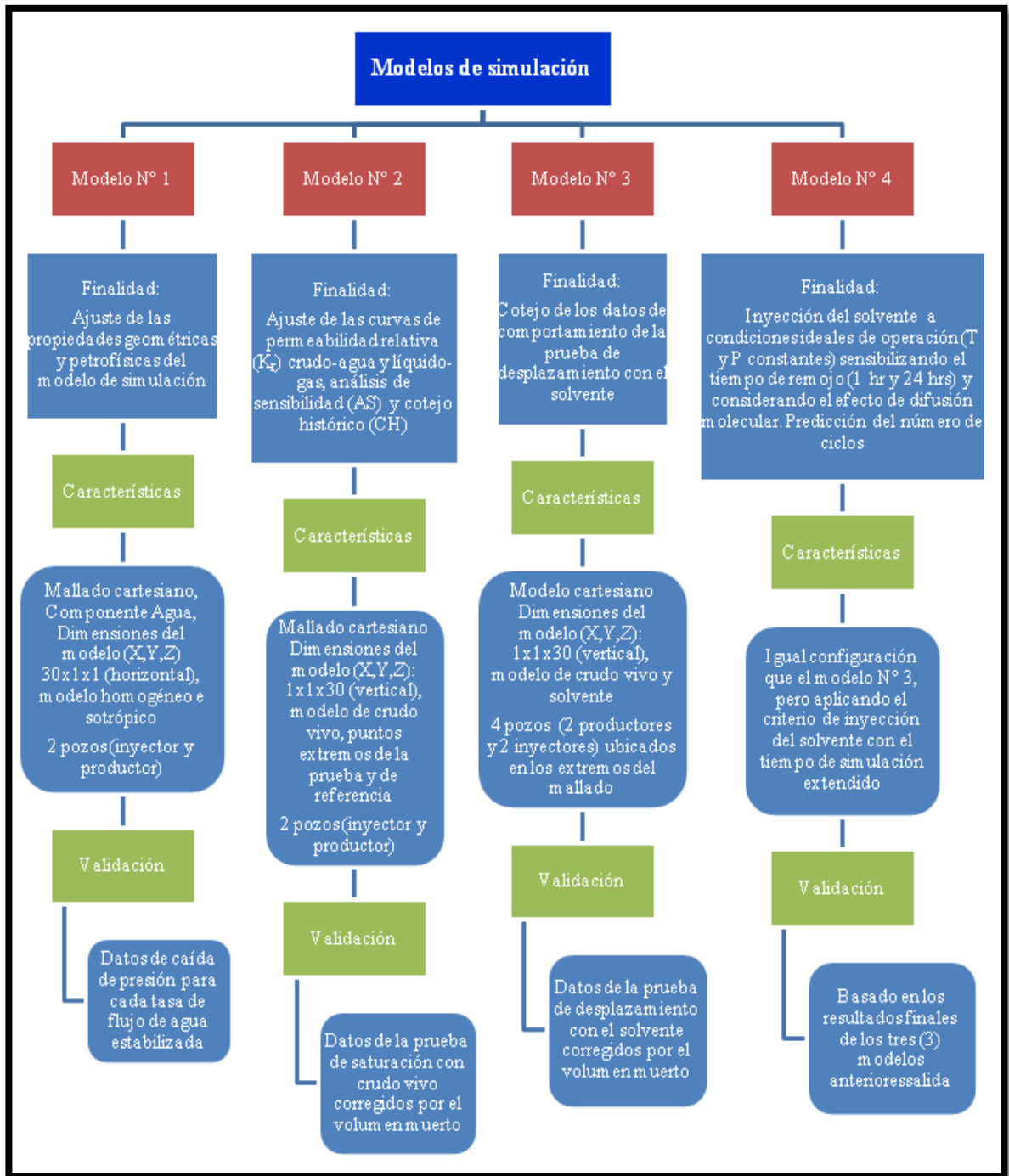


Figura 3.23: Diagrama de los modelos generados en la fase de simulación.

### 3.4.10.1. Simulación numérica de las pruebas de saturación de la celda para el ajuste de las propiedades geométricas y petrofísicas del modelo de simulación, análisis de sensibilidad (AS) y cotejo histórico (CH) de los datos de laboratorio

Esta fase consistió en crear los modelos de simulación de las pruebas de saturación de la celda de desplazamiento con agua sintética de formación y con el crudo vivo hasta la saturación de agua irreducible, denominados modelo N° 1 y modelo N° 2, respectivamente, usando la interfaz gráfica del pre-procesador *Builder*, ingresando los parámetros requeridos en las secciones respectivas para construir el *dataset*, cuya descripción aparece en el apéndice 3, y realizar las corridas con el simulador composicional *GEM* (CMG, 2012.1), ya que el proceso se asume que es isotérmico por lo que no se requiere las constantes de equilibrio de los componentes del sistema. El simulador *GEM* tiene la ventaja de poder representar mejor los cambios de transferencia de masa entre los componentes de los fluidos en fase oleica y gaseosa. Se seleccionó la unidad de campo para los cuatro (4) modelos de simulación.

Se realizó el análisis de sensibilidad (AS) y el cotejo histórico (CH) de los resultados de salida del modelo de simulación con la aplicación *CMOST* (CMG, 2012.1), donde se sensibilizaron los parámetros de entrada que ajustan el comportamiento de los datos de laboratorio. Para realizar el cotejo histórico (CH) se asignó un conjunto de valores candidatos para la compresibilidad de la roca, los parámetros de la correlación generalizada de Corey para las tres fases, las cuales están expresadas por las ecuaciones 3.28, 3.29, 3.30, 3.31, 3.32 y 3.33, usando el código generado con el lenguaje de programación *Javascript* (ver apéndice 6), y el número de iteraciones newtonianas.

$$K_{rw} = K_{rwiro} \times \left( \frac{S_w - S_{wcrit}}{1 - S_{wcrit} - S_{oirw}} \right)^{nw} \quad (3.28)$$



$$K_{row} = K_{rocw} \times \left( \frac{1 - S_w - S_{orw}}{1 - S_{wcon} - S_{orw}} \right)^{n_o} \quad (3.29)$$

$$K_{rog} = K_{rogcg} \times \left( \frac{S_l - S_{lrg}}{1 - S_{gcon} - S_{lrg}} \right)^{n_{og}} \quad (3.30)$$

$$K_{rg} = K_{rgcl} \times \left( \frac{1 - S_l - S_{gcrit}}{1 - S_{gcon} - S_{lcon}} \right)^{n_g} \quad (3.31)$$

Donde:

$S_w$ : Saturación de agua, fracción.

$S_{wcon}$ : Saturación de agua connata, fracción.

$S_{wcrit}$ : Saturación crítica del agua, fracción.

$S_{orw}$ : Saturación de crudo residual para la tabla crudo-agua.

$S_{oirw}$ : Saturación irreducible de crudo para la tabla crudo-agua.

$S_{gcon}$ : Saturación de gas connato, fracción.

$S_{gcrit}$ : Saturación crítica del gas, fracción.

$K_{rw}$ : Permeabilidad relativa al agua, fracción.

$K_{rwiro}$ :  $K_{rw}$  al crudo irreducible, fracción.

$K_{row}$ : Permeabilidad relativa del crudo al agua, fracción.

$K_{rocw}$ :  $K_{ro}$  al agua connata, fracción.

$K_{rog}$ : Permeabilidad relativa del crudo al gas, fracción.

$K_{rogcg}$ :  $K_{rog}$  al gas connato, fracción. Este parámetro es igual al  $K_{rocw}$ .

$K_{rg}$ : Permeabilidad relativa al gas, fracción.

$K_{rgcl}$ :  $K_{rg}$  al líquido connato, fracción.

$n_w$ : Exponente para calcular  $K_{rw}$ , adim.

$n_o$ : Exponente para calcular  $K_{row}$ , adim.

$n_{og}$ : Exponente para calcular  $K_{rog}$ , adim.

$n_g$ : Exponente para calcular  $K_{rg}$ , adim.

Por definición:

$$S_{lcon} = S_{wcon} + S_{oirg} \quad (3.32)$$

$$S_{lrg} = S_{wcon} + S_{org} \quad (3.33)$$

Donde:

$S_l$ : Saturación de líquido, fracción.

$S_{lcon}$ : Saturación de líquido connato, fracción.

$S_{lrg}$ : Saturación de líquido residual al gas, fracción.

$S_{oirg}$ : Saturación de crudo irreducible para la tabla líquido-gas, fracción.

$S_{org}$ : Saturación de crudo residual para la tabla líquido-gas, fracción.

Para efectos de simplificar el uso de la correlación de Corey, se hicieron las siguientes suposiciones:

1.  $S_{wcon} = S_{wcrit}$
2.  $S_{orw} = S_{oirw}$
3.  $S_{gcon} = 0$
4.  $S_{oirg} = 0$
5.  $K_{rocw} = K_{rogcg}$

Los dos (2) primeros modelos generados se explican a continuación:

Modelo N° 1. Ajuste de las propiedades geométricas y petrofísicas del modelo de simulación: Este primer modelo consistió en simular la prueba de saturación de la celda de desplazamiento con agua de inyección sintética de formación para determinar el número de celdas del modelo e introducir las propiedades petrofísicas de los bloques que ajustan el volumen poroso y el agua contenida en la celda, a fin de cotejar las caídas de presión registradas por el transductor para cada flujo estabilizado en función del tiempo, ya que las variables que emplea el simulador son de tipo

transitorias. Se ingresaron las propiedades del agua sintética de formación en la opción “modelo” de la sección de yacimiento, tales como la densidad, la presión de referencia, la viscosidad dinámica y la compresibilidad del agua, calculada con la ecuación 3.4, y las demás propiedades requeridas en las secciones de la interfaz gráfica del pre-procesador *Builder*, cuya descripción aparece en el apéndice 3. Como se trata de una prueba de desplazamiento para saturar un núcleo se usó un mallado cartesiano de dimensiones de 30x1x1 (modelo lineal horizontal 1D), para representar el cuerpo cilíndrico de la celda. Se aseguró que el modelo tuviera un área rectangular igual que el área de la sección transversal circular de la celda. El espesor de los bloques del mallado en la dirección de X es de 1,03 cm (0,03379 pies) cada uno. Se agregaron 2 pozos; 1 inyector y 1 productor, ubicados en los extremos del mallado, los cuales representan la entrada y la salida de la celda de desplazamiento respectivamente. El modelo es homogéneo, es decir la permeabilidad es igual en todas las direcciones (X, Y y Z), ya que se trata de un núcleo con el mismo tipo de grano. La compresibilidad de la roca, el cual es un dato requerido en la sección “yacimiento”, se calculó con la ecuación de Halls (1953) o ecuación 3.34, quien correlacionó la compresibilidad de los poros con la porosidad:

$$c_f = \left( \frac{1,782}{\Phi^{0,438}} \right) \times 10^{-6} \quad (3.34)$$

Donde:

$c_f$ : Compresibilidad de la formación,  $Lpc^{-1}$ . Valores típicos para la compresibilidad de la formación varía de  $3 \times 10^{-6}$  a  $2,5 \times 10^{-5} lpc^{-1}$ .

$\Phi$ : Porosidad, fracción.

La caída de presión del modelo de simulación se calculó con la ecuación 3.35:

$$\Delta P = WBHP_{inyector} - WBHP_{productor} \quad (3.35)$$

Donde:

WBHP: Son las siglas en inglés de Presión de fondo del hoyo del pozo (*Well Bottom Hole Pressure*).

Se creó el archivo de extensión .fhf (*field history file*) obtenido del archivo inicial de extensión .prd, el cual contiene los resultados de los diferenciales de presión medidos de la prueba de saturación de la celda con agua sintética de formación. El formato del archivo se muestra en el apéndice 5.

Modelo N° 2. Ajuste de las curvas de permeabilidad relativa ( $K_r$ ) crudo-agua y líquido-gas para el modelo de simulación a través de los resultados de la prueba de saturación de la celda con crudo vivo hasta el  $S_{wir}$ : El propósito de este modelo fue sensibilizar los parámetros de entrada que mejor ajustan los resultados de la prueba de saturación de la celda de desplazamiento con crudo vivo. Se empleó la misma configuración del modelo de simulación N° 1, pero en este caso la orientación de las celdas fue en dirección vertical (Z), las cuales tienen el mismo espesor que las celdas en la dirección horizontal (X), y en la sección de componentes se importó el modelo de fluido del crudo vivo generado en el simulador *WinProp*. En la prueba real se obtuvo el punto extremo de  $K_{ro} @ S_{wir}$  y se tomaron los puntos extremos que no fueron determinados experimentalmente de otras áreas de la FPO para generar las curvas de permeabilidad relativa para dos fases (crudo-agua y líquido-gas) con el uso de las correlaciones de Corey y el exponente por defecto para el tipo de roca en el yacimiento, que en este caso es arena no consolidada pobremente escogida.

Los datos de comportamiento de la prueba utilizadas para validar la corrida del modelo fueron la producción acumulada de crudo, agua y de gas y la presión de fondo de los pozos inyector y productor, obtenidas del diferencial de presión medido por el transductor digital y la lectura de la presión en los manómetros aguas arriba y aguas abajo del montaje experimental, cuyos datos fueron introducidos en los archivos de extensión .fhf, de acuerdo al formato admitido por el post-procesador

*Results Graph* (ver apéndices 4 y 5), a fin de ajustar las volúmenes en sitio de los fluidos en la celda con los obtenidos de la prueba.

Los parámetros de entrada con amplio rango de variabilidad como las curvas de permeabilidad relativa para dos fases; la incertidumbre con los puntos extremos y los exponentes para calcular las permeabilidades relativas de las fases presentes, y la compresibilidad de la roca, los cuales no se midieron experimentalmente, son los parámetros que tuvieron mayor impacto en los resultados de la corrida del modelo de simulación de la prueba de saturación con crudo vivo. Se empleó la aplicación *CMOST* para sensibilizar estos parámetros de entrada y considerar sus efectos en los resultados de la corrida para así determinar cual caso es el que mejor ajusta los resultados experimentales. También se sensibilizó el valor del control numérico de número de iteraciones newtonianas, ya que los resultados de salida revelan problemas de convergencia en ciertos pasos de tiempo calculados por el simulador *GEM*. Una vez que concluyó el AS, se determinó cuales parámetros se deberían considerar en el cotejo histórico.

Se debe tener en cuenta la calidad de los diseños experimentales disponibles en la aplicación *CMOST* para el conjunto de parámetros seleccionados en el *dataset*, la cual depende de los siguientes parámetros estadísticos:

- ✓ Correlación máxima por pareja, en inglés *Maximum Pairwise Correlation* (MPC): Debe ser lo más cercano a cero, si es cero es perfectamente ortogonal.
- ✓ Distancia mínima simple, en inglés *Minimum Simple Distance* (MSD): Debe ser lo mayor posible, típicamente mayor que 1 <sup>[30]</sup>.

El análisis de sensibilidad (SA) se realizó seleccionando el diseño experimental de dos niveles factorial fraccional para identificar los principales efectos principales (lineales) de los parámetros sobre la función objetivo, determinada por el

algoritmo interno del programa, utilizando el máximo y mínimo de los valores candidatos de cada parámetro.

El cotejo histórico (CH) se realizó seleccionando el optimizador EDEC (Exploración diseñada y evolución controlada) de CMG, el cual admite un máximo número de valores candidatos para cada parámetro de 26. La optimización EDEC se define como un proceso de optimización iterativo que aplica la etapa de exploración diseñada y la etapa de evolución controlada consecutivamente <sup>[30]</sup>.

#### **3.4.10.2. Simulación numérica de la prueba experimental de desplazamiento con el solvente**

La finalidad de este modelo es simular las condiciones operacionales bajo las cuales se realizó la prueba de desplazamiento con el solvente tomando en cuenta los parámetros operacionales del ciclo de producción experimental, con la finalidad de considerar los efectos involucrados en la física del experimento para cotejar los datos de comportamiento de la prueba real. El modelo se construyó conceptualmente igual que la prueba de desplazamiento, para ello se agregaron dos pozos adicionales al modelo N° 2, cuyos nombres son *productorCC* e *InyectorCC*, ya que la celda se abrió por ambos extremos durante la etapa de inyección del solvente y la etapa de producción del efluente, y se importó el modelo de fluidos de crudo vivo con el solvente. Este modelo se denominó modelo N° 3. Se tomó en cuenta el efecto de difusión molecular de los componentes tanto en fase oleica como gaseosa usando el método de Sigmund (ecuaciones 3.36, 3.37, 3.38, 3.39, 3.40, 3.41, 3.42, 3.43, 3.44 y 3.45), calculados internamente por el simulador *GEM* y la forma de las curvas de permeabilidad relativa para dos fases para realizar el cotejo histórico con la aplicación *CMOST* usando el código *Javascript* para variar los parámetros de la correlación de Corey. También, se incrementó el número de iteraciones de Newton en

la sección “numérica” para que el simulador convergiera en los sucesivos pasos de tiempo que calcula en cada corrida.

$$D_{ij} = \frac{\rho_k^0 D_{ij}^0}{\rho_k} \times (0,99589 + 0,096016\rho_{kr} - 0,22035\rho_{kr}^2 + 0,032874\rho_{kr}^3) \quad (3.36)$$

Donde:

$D_{ij}$ : Coeficiente de difusión binaria entre el componente i y j en la mezcla,  $\text{cm}^2/\text{s}$ .

$$\rho_{kr} = \rho_k \times \left( \frac{\sum_{i:1}^{n_c} y_{ik} V_{ci}^{\frac{5}{3}}}{\sum_{i:1}^{n_c} y_{ik} V_{ci}^{\frac{3}{2}}} \right) \quad (3.37)$$

$$\rho_k^0 D_{ij}^0 = \frac{0,0018583 T^{\frac{1}{2}}}{\sigma_{ij}^2 \Omega_{ij} R} \times \left( \frac{1}{M_i} + \frac{1}{M_j} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (3.38)$$

$$D_{ik} = \frac{1 - y_{ik}}{\sum_{j:1} y_{ik} D_{ij}^{-1}} \quad (3.39)$$

Donde:

$D_{ik}$  : Difusión del componente i en la mezcla.

$$\sigma_i = (2,3551 - 0,087\omega_i) \times \left( \frac{T_{ci}}{P_{ci}} \right)^{\frac{1}{3}} \quad (3.40)$$

$\sigma_i$  : Diámetro de colisión.

$$\varepsilon_i = \kappa_B (0,7915 + 0,1963\omega_i) T_{ci} \quad (3.41)$$

$$\sigma_{ij} = \frac{\sigma_i + \sigma_j}{2} \quad (3.42)$$

$$\varepsilon_{ij} = \sqrt{\varepsilon_i \varepsilon_j} \quad (3.43)$$

$$T_{ij}^* = \frac{\kappa_B}{\varepsilon_{ij}} \quad (3.44)$$

$$\Omega_{ij} = 1,06306(T_{ij}^*)^{-0.15610} + 0,19300e^{-0,47635T_{ij}^*} + 1,03587e^{-1,52996T_{ij}^*} + 1,76474e^{-3,89411T_{ij}^*} \quad (3.45)$$

Donde:

$\Omega_{ij}$  : Integral de colisión del potencial de Lennard-Jones.

$k_B$  : Constante de Boltzmann ( $1,3805 \times 10^{-6}$  ergs/°K).

La producción acumulada del solvente se determinó en función de los moles de los componentes y/o pseudocomponentes en fase oleica que constituyen al solvente, tal como se muestra en la ecuación 3.46:

$$N_s = \frac{MW_s}{\rho_s} \times \sum_{i:1}^{n_s} x_{i(fase\ oleica)} \quad (3.46)$$

Donde:

$N_s$ : Producción acumulada de solvente, pies<sup>3</sup>.

$MW_s$ : Peso molecular del solvente, g/gmol.

$\rho_s$ : Densidad del solvente, g/cc.

$x_i$ : moles acumulados de cada componente de los solventes en la fase oleica, moles.

Cotejo histórico (HM) de los parámetros de entrada del modelo de simulación de la prueba de desplazamiento en dinámico: Esta fase consistió en emplear la aplicación *CMOST* para realizar el cotejo de los resultados de la prueba de desplazamiento con la nafta con los resultados de la corrida del modelo de simulación.



### **3.4.10.3. Modelo de simulación de predicción del número de ciclos, sensibilización del tiempo de remojo y efecto de difusión molecular de los componentes en fase oleica y gaseosa**

En este último modelo, denominado modelo N° 4, se aplicó el criterio de inyección del solvente a condiciones ideales de operación (T y P constantes) y de producción de la celda para ambos solventes, y de este modo predecir el número de ciclos posibles en el proceso, tomando como datos iniciales los parámetros de entrada que mejor ajustaron el modelo N° 3. Se evaluó dos (2) tiempos de remojo para los dos solventes (nafta y gasoil) de 1 hora y 24 horas y se comparó con los modelos donde se toma en cuenta el efecto de difusión molecular de los componentes en fase oleica y gaseosa (método de Sigmund) para así analizar el impacto de este efecto sobre el tiempo de remojo del solvente.

El número de ciclos para cada modelo de inyección del solvente se definieron en la simulación en base a la restricción del volumen de crudo contenido en la celda, ya que la producción acumulada de crudo no debe exceder el volumen de crudo original en la celda. Esto se hizo activando el comando Accionador (*Trigger*) de la sección “pozos y recurrentes”, cuya condición es:

$$\text{Si } N_p (\text{Productor}) > \text{POES (crudo inicial)} \Rightarrow \text{Cierre del pozo inyectorCC}$$

El pozo inyectorCC representa el pozo de inyección del colchón de crudo vivo en la prueba de desplazamiento real.

### **3.5. Técnicas de procesamiento de los datos**

Las técnicas de procesamiento a utilizar son el registro y la tabulación de los datos obtenidos de la medición de las propiedades fisicoquímicas del crudo muerto, nafta, gasoil y agua de inyección sintética, al igual que los datos de las pruebas pre-experimentales y de la prueba experimental de desplazamiento con la nafta, para utilizar estos resultados para validar el modelo de fluidos y las corridas de los modelos de simulación de las pruebas experimentales. La contabilización de los volúmenes acumulados de los fluidos considerando el volumen muerto del montaje y la presiones de inyección y de producción en función del tiempo son de suma importancia para validar las corridas del modelo de simulación y realizar el cotejo histórico sensibilizando los parámetros de entrada de mayor incertidumbre.

## CAPÍTULO IV

### Análisis y Discusión de Resultados

La finalidad de este capítulo es presentar los resultados obtenidos durante el desarrollo de la investigación, el cual permite dar una posible respuesta al problema planteado y una posible solución, cuyas fases alcanzadas se explican a continuación:

#### 4.1. Medición de las propiedades fisicoquímicas y termodinámicas de los fluidos

Se presenta los valores de las propiedades fisicoquímicas de los cuatro fluidos de muestra; el crudo muerto, la nafta, el gasoil y el agua de inyección sintética formulada en base al análisis del agua contenida en el crudo, provenientes de un bloque de la FPO, cuyas propiedades físicas sirvieron para modelar los fluidos en el simulador *WinProp* y como parámetros de entrada para el simulador *GEM*. El agua sintética de formación se utilizó para saturar las celdas de desplazamiento y medir su permeabilidad efectiva, el volumen poroso efectivo de la celda y por ende la porosidad efectiva, y finalmente para presurizar las líneas del montaje de la prueba de desplazamiento para poder calibrar el transductor de presión a la presión de yacimiento.

Los valores de las propiedades fisicoquímicas y propiedad termodinámica del crudo muerto deshidratado se muestran en la tabla 4.1:

Tabla 4.1: Propiedades fisicoquímicas y termodinámica de la muestra de crudo muerto deshidratado.

<b>Propiedades fisicoquímicas</b>	<b>Valores</b>
Densidad, $\rho_o$ (g/cm <sup>3</sup> ) @ T = 60 °F	1,0046
Gravedad Específica, $\gamma_o$ (adim) @ C.S.	1,0056
Gravedad API, °API (adim) @ C.S.	9,21
Peso Molecular, $M_o$ (g/gmol)	433,3
<b>Fracciones SARA (% p/p)</b>	
% Saturados (S)	16,29
% Aromáticos (A)	39,19
% Resinas (R)	34,87
% Asfaltenos (A)	9,65
<b>Propiedad termodinámica</b>	
Presión de burbuja, $P_b$ (lpca)	603

Las propiedades fisicoquímicas del crudo muerto deshidratado mostradas en la tabla 4.1, revelan que el crudo de muestra de un bloque de la FPO es un crudo extrapesado (de acuerdo a la escala API de los crudos). El análisis SARA indica que este crudo posee un alto contenido de fracciones aromáticas, siendo de 39,19 % en peso, seguidas en orden de magnitud por las fracciones resínicas, saturadas y asfálticas. La aromaticidad del crudo le da una mayor estabilidad frente a las corrientes saturadas por lo que los asfaltenos se mantendrán en suspensión. La presión de burbuja de este crudo se obtuvo del reporte de un análisis PVT representativo de un pozo ubicado en el yacimiento del bloque en estudio, la cual es baja, como se esperaría para un yacimiento de la FPO por ser el crudo de un ambiente deltaico.

En la figura 4.1 se observa gráficamente el comportamiento de la viscosidad dinámica del crudo frente a las temperaturas evaluadas:

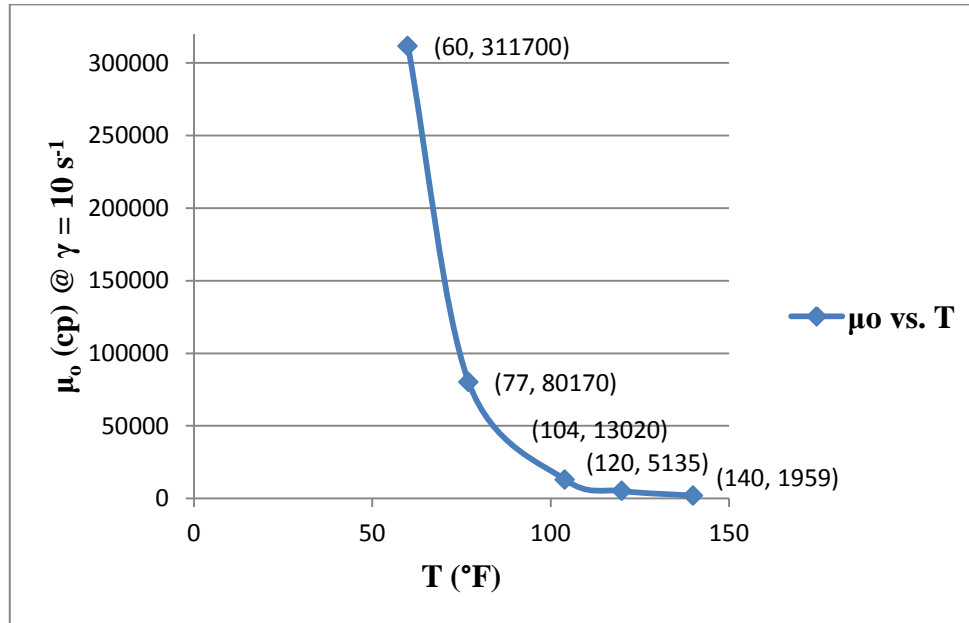


Figura 4.1: Gráfico de viscosidad dinámica del crudo muerto versus la temperatura.

Como se observa en la figura 4.1, las viscosidades dinámicas del crudo son elevadas a bajas temperaturas de 60 °F y 77 °F, cuya viscosidad es de 5135 cp. a la temperatura de yacimiento, evaluada a una tasa de corte ( $\gamma$ ) de  $10 \text{ s}^{-1}$ , ya que este es el valor de velocidad de corte promedio de mezcla y agitación de fluidos en el medio poroso (Hans-Michael Petri, 2007).

Los valores de las propiedades fisicoquímicas y propiedad termodinámica de la nafta se muestran en la tabla 4.2:

Tabla 4.2: Propiedades fisicoquímicas y termodinámica de la nafta.

<b>Propiedades fisicoquímicas</b>	<b>Valores</b>
Densidad, $\rho_n$ (g/cm <sup>3</sup> ) @ T = 60 °F	0,7794
Gravedad Específica, $\gamma_n$ (adim) @ C.S.	0,7801
Gravedad API, °API (adim) @ C.S.	49,89
Peso Molecular, $M_n$ (g/gmol)	112,167
<b>Fracciones SARA (% p/p)</b>	
% Saturados (S)	47,08
% Aromáticos (A)	51,79
% Resinas (R)	1,13
% Asfaltenos (A)	0,0
<b>Propiedad termodinámica</b>	
Presión de vapor Reid (@ T = 100 °F), lpca	1,0980

En la tabla 4.2 se puede observar que la nafta es pesada, cuya gravedad específica es mayor que 0,70. Posee un alto contenido de fracciones aromáticas, con un porcentaje de 51,79 % en peso, seguida por las fracciones saturadas y resínicas, y no contiene fracciones asfálticas (compuestos más pesados). Su presión de saturación es de 1,0980 lpca, a la temperatura de 100 °F, inferior a la presión atmosférica.

En la figura 4.2 se muestra el comportamiento de la viscosidad dinámica de la nafta a las tres temperaturas evaluadas:

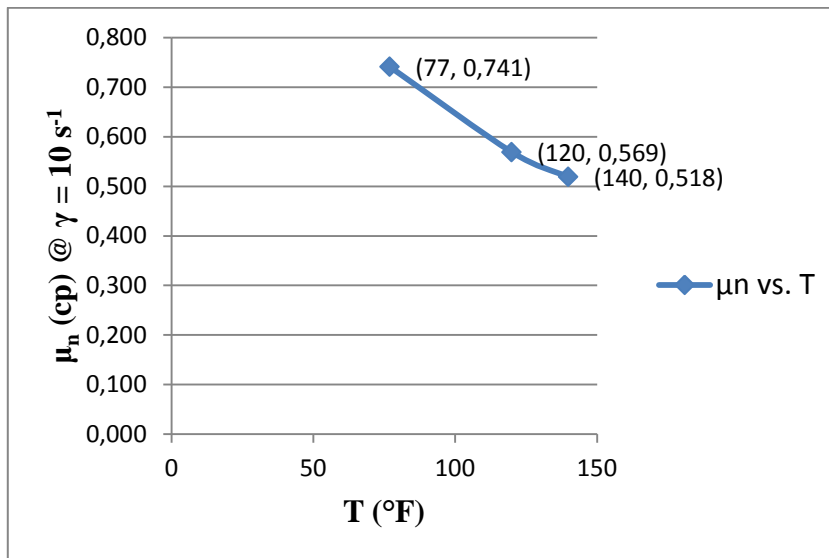


Figura 4.2: Gráfico de viscosidad dinámica de la nafta versus la temperatura.

Como se observa en la figura 4.2 la viscosidad dinámica de la nafta es de 0,569 cp a la temperatura de yacimiento de 120 °F, evaluada a  $\gamma = 10 \text{ s}^{-1}$ . La viscosidad dinámica se reportó a este valor de velocidad de corte ya que la nafta exhibe un comportamiento de un fluido dilatante.

Los valores de las propiedades fisicoquímicas y propiedad termodinámica del gasoil se muestran en la tabla 4.3:

Tabla 4.3: Propiedades fisicoquímicas y termodinámica del gasoil.

<b>Propiedades fisicoquímicas</b>	<b>Valores</b>
Densidad, $\rho_{go}$ (g/cm <sup>3</sup> ) @ T = 60 °F	0,8575
Gravedad Específica, $\gamma_{go}$ (adim) @ C.S.	0,8582
Gravedad API, °API (adim) @ C.S.	33,38
Peso Molecular, $M_{go}$ (g/gmol)	225,004
<b>Fracciones SARA (% p/p)</b>	
% Saturados (S)	70,51
% Aromáticos (A)	27,61
% Resinas (R)	1,88
% Asfaltenos (A)	0,0
<b>Propiedad termodinámica</b>	
Presión de vapor Reid (@ T = 100 °F), lpca	0,01087

La tabla 4.3 revela los valores de las propiedades medidas del solvente gasoil, el cual se clasifica como un corte ligero. Posee un alto contenido de fracciones saturadas, con un 70,51 % en peso, seguida por las fracciones aromáticas y resínicas, y no contiene fracciones asfálticas (compuestos más pesados). Este corte destila completamente a la temperatura de 838,40 °F. La presión de saturación es de 0,01087 lpca a la temperatura de 100 °F, menor que la de la nafta pesada.

En la figura 4.3 se muestra gráficamente la viscosidad del gasoil frente a las tres temperaturas evaluadas:



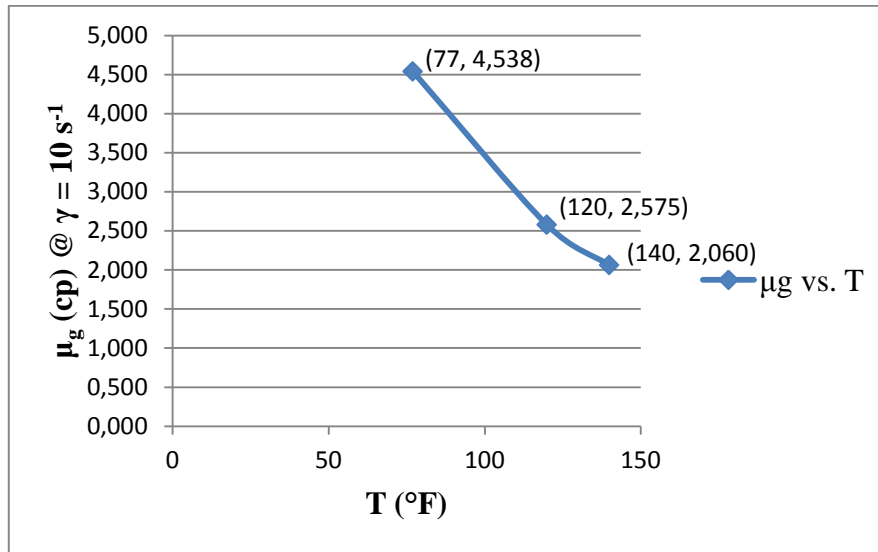


Figura 4.3: Gráfico de viscosidad dinámica del gasoil versus la temperatura.

Como se puede apreciar en la figura 4.3 la viscosidad del gasoil es de 2,575 cp a la temperatura de yacimiento de 120 °F. Este solvente exhibe un comportamiento no newtoniano, por lo que la viscosidad se evaluó a  $\gamma = 10 \text{ s}^{-1}$ .

Los resultados de la formulación del agua sintética de formación en base a la norma API R-45, y las medidas realizadas y calculadas por correlaciones empíricas se muestran en la tabla 4.4:

Tabla 4.4: Propiedades físicas del agua de inyección sintética de formación.

Propiedades físicas	Valores
Densidad, $\rho_w$ (g/cm <sup>3</sup> ) @ T = 77 °F	1,002915
Gravedad Específica, $\gamma_{go}$ (adim) @ T = 77 °F	1,0059
Densidad, $\rho_w$ (g/cm <sup>3</sup> ) @ T = 120 °F	0,99422
Gravedad Específica, $\gamma_{go}$ (adim) @ T = 120 °F	1,0058
Peso Molecular, $M_w$ (g/gmol)	18,0153
Viscosidad cinemática, $\nu_w$ (mm <sup>2</sup> /s) @ T = 77 °F	0,9728
Viscosidad dinámica, $\mu_w$ (cp) @ T = 77 °F	0,97566
Viscosidad dinámica, $\mu_w$ (cp) @ T = 120 °F	0,55653
Compresibilidad del agua, $C_w$ (1/lpc) @ C.Y.	$3,153 \times 10^{-6}$

Las propiedades mostradas en la tabla 4.4 sirvieron para calcular la permeabilidad efectiva de la celda de desplazamiento al agua, el volumen poroso y por ende la porosidad efectiva, en la prueba de saturación de la celda realizada a la temperatura de 77 °F. Las propiedades medidas y calculadas como la compresibilidad del agua a la temperatura de 120 °F con la ecuación 3.3 (Capítulo III), se usaron como parámetros de entrada de los modelos de simulación.

#### 4.2. Análisis composicional de los fluidos en fase oleica (crudo muerto deshidratado, nafta y gasoil)

Se muestra las composiciones del crudo muerto y de los dos solventes; las propiedades de gravedad específica y del peso molecular de la fracción plus se calcularon con las ecuaciones 3.4 y 3.5 del capítulo III.

El ajuste de la curva de destilación simulada para el crudo muerto deshidratado se muestra en la figura 4.4:

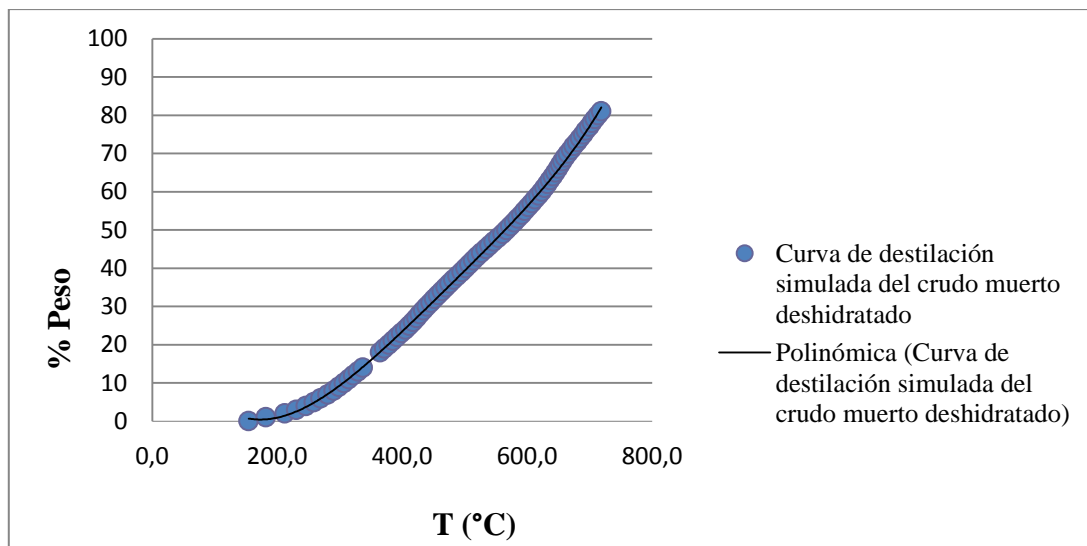


Figura 4.4: Curva de destilación simulada del crudo muerto deshidratado.

La técnica de destilación simulada revela que el crudo no destila completamente, con un residuo de vacío de 18,76 % en peso, debido a que las fracciones pesadas se solidifican y no logran evaporarse a la máxima temperatura permisible de 1328 °C, empleada por el cromatógrafo. Se debe señalar que el punto de ebullición normal o factor de caracterización Watson generalmente no está disponible para las muestras de crudo pesado y extrapesado (Li, Zheng y Yang, 2011).

La tendencia de los puntos de la figura 4.4 se ajustó con un polinomio de quinto grado, debido a la curvatura de la tendencia dada por la ecuación 4.1:

$$\% \text{ Peso} = 6,393096E-13T^5 + 4,710697E-11T^4 - 1,528775E-06T^3 + 1,454190E-03T^2 - 3,690955E-01T + 2,855042, \text{ con } R^2 = 0,9997 \quad (4.1)$$

El análisis composicional del crudo muerto deshidratado en términos de las fracciones de los números de carbonos simples (NCS) se muestra en la tabla 4.5:

Tabla 4.5: Análisis composicional del crudo muerto deshidratado.

N° Carbono	Tb (°F)	SG (adim)	MW (g/gmol)	Xi (%)
<b>C10</b>	330,53	0,7820	134	1,54
<b>C11</b>	370,13	0,7930	147	0,38
<b>C12</b>	407,93	0,8040	161	1,90
<b>C13</b>	442,13	0,8150	175	2,65
<b>C14</b>	476,33	0,8260	190	3,27
<b>C15</b>	510,53	0,8360	206	3,68
<b>C16</b>	542,93	0,8430	222	3,72
<b>C17</b>	571,73	0,8510	237	3,42
<b>C18</b>	595,13	0,8560	251	2,81
<b>C19</b>	616,73	0,8610	263	2,59
<b>C20</b>	641,93	0,8660	275	3,01
<b>C21</b>	663,53	0,8710	291	2,53
<b>C22</b>	686,93	0,8760	300	2,73
<b>C23</b>	706,73	0,8810	312	2,27
<b>C24</b>	726,53	0,8850	324	2,22
<b>C25</b>	748,13	0,8880	337	2,36
<b>C26</b>	766,13	0,8920	349	1,92
<b>C27</b>	784,13	0,8960	360	1,88
<b>C28</b>	802,13	0,8990	372	1,83
<b>C29</b>	816,53	0,9020	382	1,43
<b>C30+</b>	834,53	1,0785	592,3	51,86
<b>Total</b>				100

Se puede observar en la tabla 4.5 que el primer componente del crudo es la fracción de 10 carbonos, ya que la temperatura de ebullición inicial, conocida en inglés como “*initial boiling point*” (IBP) del crudo es de 309,74 °F, y es a partir de esta temperatura que comienzan a aparecer sus componentes. Dicha temperatura se compara con la temperatura de ebullición normal de la fracción del número de

carbono sencillo (NCS), cuyos valores se muestran en el anexo 1, la cual debe ser mayor que el IBP del crudo.

El análisis composicional de la nafta se obtuvo del análisis PIONA (Parafinas-Iso-Parafinas-Olefinas-Naftenos-Aromáticos), (ver anexo 2), agrupando los componentes de estos cinco grupos de hidrocarburos en base al número de carbonos como se aprecia en la tabla 4.6. Los componentes desconocidos fueron excluidos de la composición final, normalizando la fracción molar de cada uno de los componentes de los grupos mencionados. Para el caso de las iso-parafinas de cuatro y cinco carbonos se agruparon las fracciones molares de los componentes del grupo de los naftenos, iso-parafinas y olefinas.

Tabla 4.6: Análisis composicional de la nafta en base al análisis PIONA.

N° Carbono	SG	MW (g/gmol)	Xi (%)
<b>i-C4</b>	0,5629	58,1	0,01
<b>n-C4</b>	0,584	58,1	0,10
<b>i-C5</b>	0,6244	72,2	1,52
<b>n-C5</b>	0,6311	72,2	1,59
<b>n-C6</b>	0,664	86,2	10,85
<b>C7+</b>	0,7975	117,0	85,92
<b>Total</b>			100

El análisis composicional del gasoil se proporciona en la tabla 4.7, el cual se obtuvo ingresando los datos de peso molecular, gravedad específica y fracción molar (valor igual a 1), del gasoil en la forma de separación “*Splitting*” del simulador *WinProp* seleccionando como tipo de distribución la función exponencial cuando no se cuenta con el análisis extendido experimental, apropiada para fluidos livianos. El número de carbonos simples de este solvente se determinó en base al ajuste de la curva de destilación simulada, como se muestra en la figura 4.5.

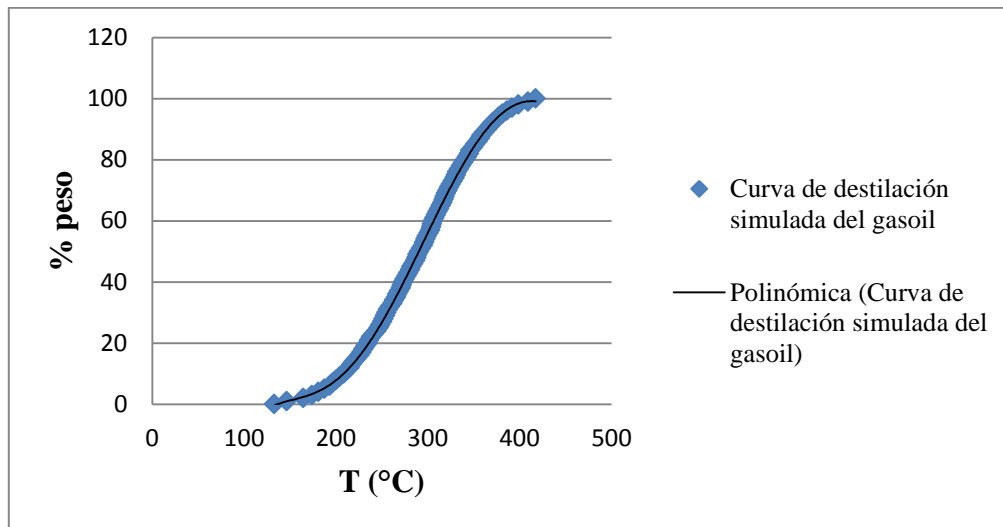


Figura 4.5: Curva de destilación simulada del gasoil.

De acuerdo con la figura 4.5 este corte destila completamente a la temperatura de 838,40 °F. Su rango de puntos de ebullición es mayor que la de la nafta debido a que sus componentes son de mayor peso molecular para poder ser arrastrados por el gas hidrógeno circulante por el cromatógrafo durante su separación.

La tendencia de los puntos del gráfico se ajustó con un polinomio de quinto grado, para ajustar de forma más precisa la curvatura de la tendencia, es dada por la ecuación 4.2:

$$\% \text{ Peso} = 2,351362E-10T^5 - 3,578427E-07T^4 + 1,988408E-04T^3 - 4,945292E-02T^2 + 5,728054T - 2,530475E+02, \text{ con } R^2 = 0,9998033 \quad (4.2)$$

El análisis composicional del gasoil determinado por la distribución molar exponencial de la fracción plus seleccionada por el simulador *WinProp* se muestra en la tabla 4.7:

Tabla 4.7: Análisis composicional del gasoil.

<b>N° Carbono</b>	<b>Tb (°F)</b>	<b>SG (adim)</b>	<b>MW (g/gmol)</b>	<b>Xi (%)</b>
<b>C9</b>	292,046	0,7717	124,6	12,26
<b>C10</b>	334,886	0,7861	138,6	10,75
<b>C11</b>	374,504	0,7989	152,6	9,44
<b>C12</b>	411,458	0,8105	166,7	8,28
<b>C13</b>	446,162	0,8212	180,7	7,26
<b>C14</b>	478,958	0,831	194,7	6,37
<b>C15</b>	510,062	0,84	208,8	5,59
<b>C16</b>	539,726	0,8485	222,8	4,91
<b>C17</b>	568,094	0,8565	236,8	4,31
<b>C18</b>	595,346	0,864	250,8	3,78
<b>C19</b>	621,572	0,8711	264,9	3,32
<b>C20</b>	646,88	0,8778	278,9	2,91
<b>C21</b>	671,378	0,8842	292,9	2,55
<b>C22</b>	695,12	0,8904	306,9	2,24
<b>C23</b>	718,196	0,8963	321,0	1,97
<b>C24</b>	740,66	0,9019	335,0	1,72
<b>C25</b>	762,566	0,9074	349,0	1,51
<b>C26</b>	783,95	0,9127	363,0	1,33
<b>C27+</b>	943,754	0,9502	477,5	9,50
<b>Total</b>				100

Como se puede apreciar en la tabla 4.7 el primer componente del gasoil es la fracción de 9 carbonos, el cual se determinó con la temperatura de ebullición inicial (IBP) del gasoil, la cual es de 271,4 °F, a partir de esta temperatura comienza a ebullición el primer componente del gasoil.

### 4.3. Resultados de la prueba de compatibilidad crudo-solvente en estático

Se realizó con la finalidad de estudiar la interacción fisicoquímica entre el crudo muerto deshidratado con los dos solventes a los diferentes porcentajes de relaciones máscas solvente/crudo fijadas de 3%, 5%, 11%, 17%, 25%, 33%, 43% y 66% y medir sus propiedades fisicoquímicas de densidad, gravedad API, viscosidad y fracciones SARA, y así obtener las curvas de calibración de gravedad API de la mezcla en función de la relación máscas solvente/crudo para determinar el volumen de solvente recuperado en los efluentes obtenidos de las pruebas de desplazamiento en dinámico.

Las curvas de calibración de la densidad y gravedad API de las mezclas nafta-crudo y gasoil-crudo a los distintos porcentajes de relación máscas evaluados se muestran en las figuras 4.6, 4.7, 4.8 y 4.9, respectivamente:

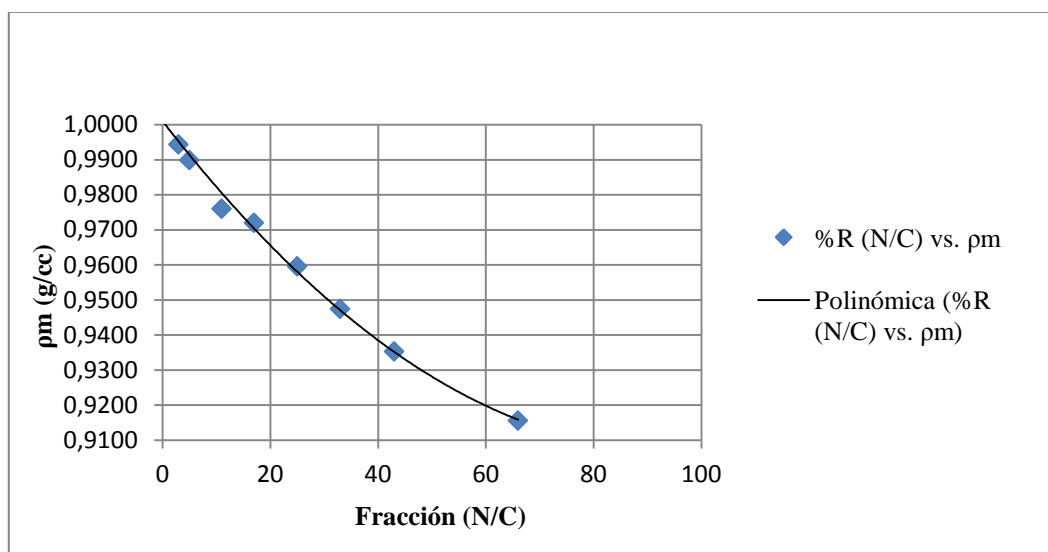


Figura 4.6: Gráfico del porcentaje de relación máscas nafta/crudo versus la densidad de la mezcla.



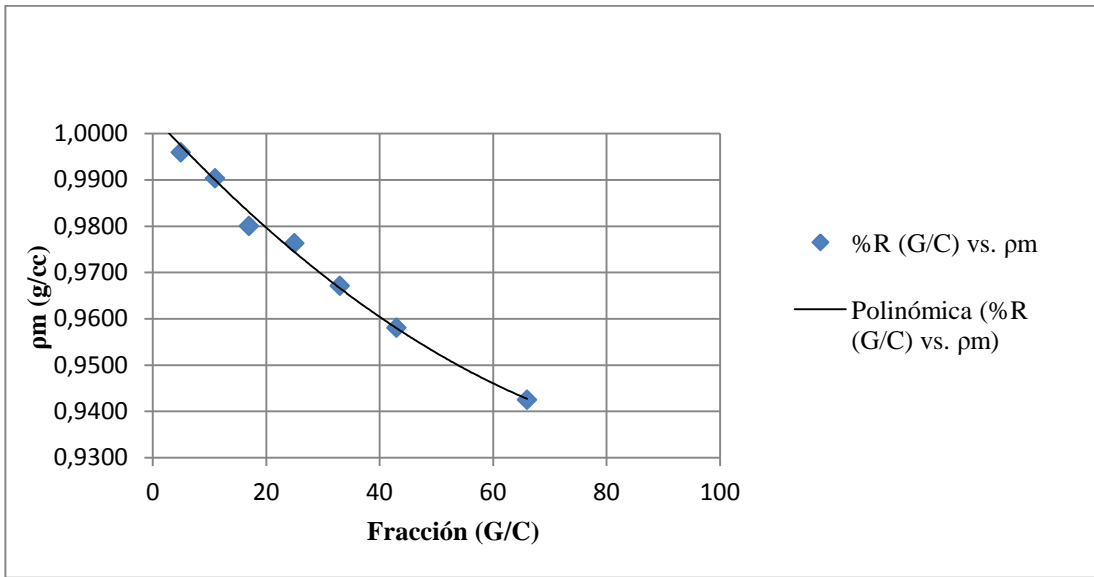


Figura 4.7: Gráfico del porcentaje de relación másica gasoil/crudo versus la densidad de la mezcla.

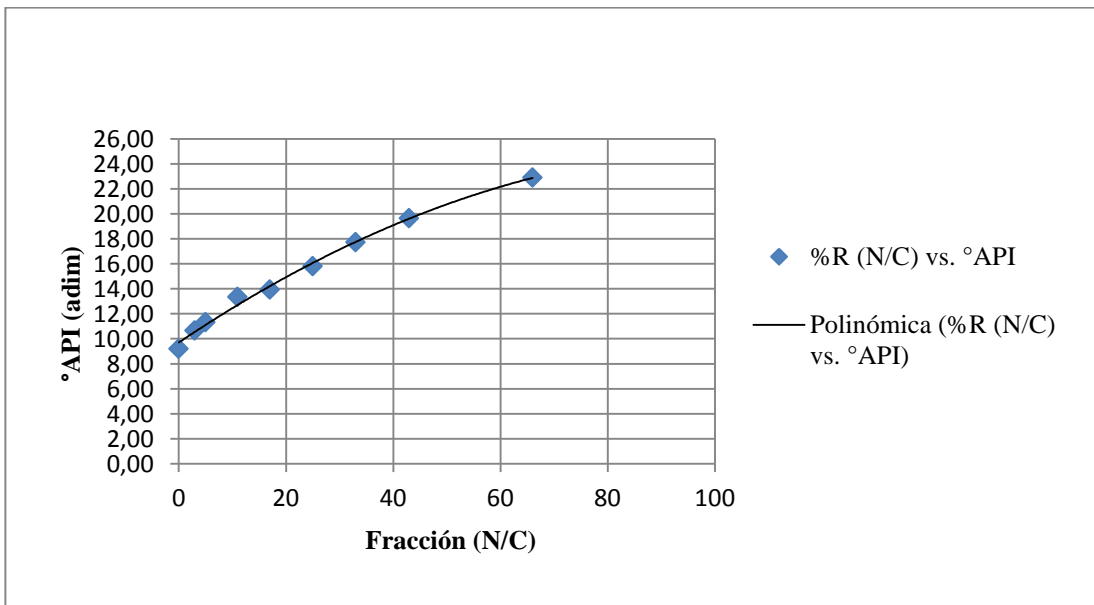


Figura 4.8: Gráfico del porcentaje de relación másica nafta/crudo versus la gravedad API de la mezcla.

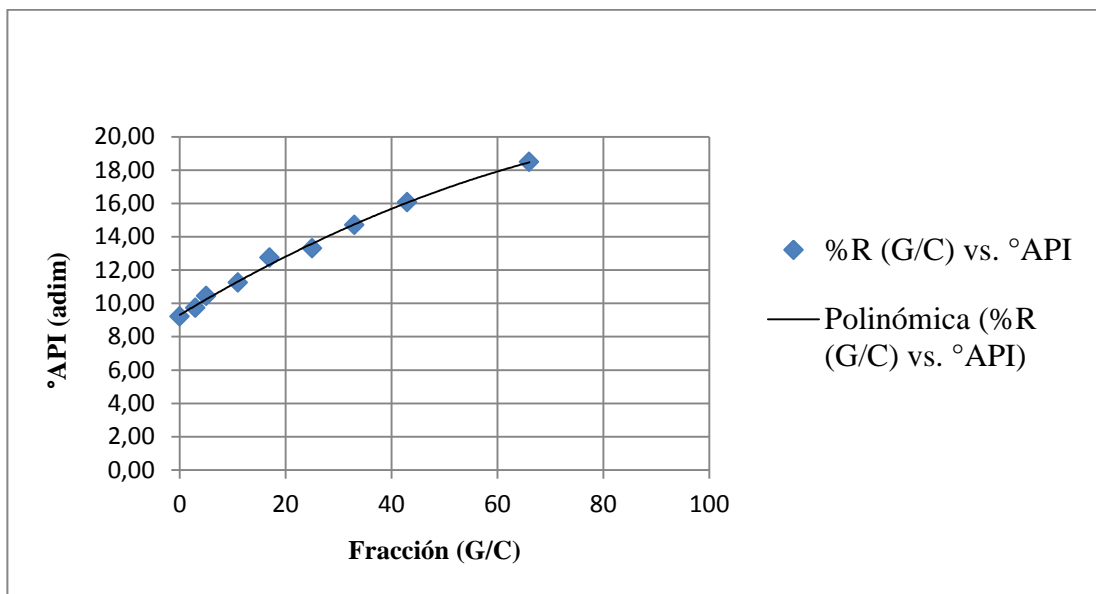


Figura 4.9: Gráfico del porcentaje de relación másica gasoil/crudo versus la gravedad API de la mezcla.

Se puede notar que la densidad de mezcla nafta-crudo a los distintos porcentajes de relación másica es menor que de las mezclas gasoil-crudo, al igual que la gravedad API, debido a que la nafta tiene una menor gravedad específica por los compuestos livianos que la componen, en comparación con el gasoil. En cambio, el gasoil está constituido por compuestos más pesados que la nafta por lo que la mezcla resultante tendrá un mayor peso específico y por ende menor gravedad API.

Al analizar los cuatro (4) gráficos anteriores se observa que la tendencia de los puntos no es lineal, es decir siguen una tendencia polinómica de segundo grado, ya que el factor de ajuste o correlación es aceptable ( $R^2 > 0,98$ ). Las correlaciones de ajuste de los puntos de los gráficos de gravedad API de las mezclas nafta-crudo y gasoil-crudo (ecuaciones 4.3 y 4.4) son las siguientes:

$$^{\circ}\text{API} = -1,346309\text{E-}03 \times \%R(\text{N/C})^2 + 2,885615\text{E-}01 \times \%R(\text{N/C}) + 9,701401, \text{ con } R^2 = 0,9947. \quad (4.3)$$

$$^{\circ}\text{API} = -7,863229\text{E-}04 \times \%R(\text{G/C})^2 + 1,905643\text{E-}01 \times \%R(\text{G/C}) + 9,314058, \text{ con } R^2 = 0,9956. \quad (4.4)$$

Para obtener un crudo diluido de 16-17 °API como típicamente se realiza en los campos de la FPO con opción a los mejoradores, se requiere unos porcentajes de relación másica nafta/crudo y gasoil/crudo de 24,7 % y 42,6 %, respectivamente.

Las curvas de calibración de viscosidad dinámica de las mezclas nafta-crudo y gasoil-crudo se muestran en las figuras 4.10 y 4.11, respectivamente:

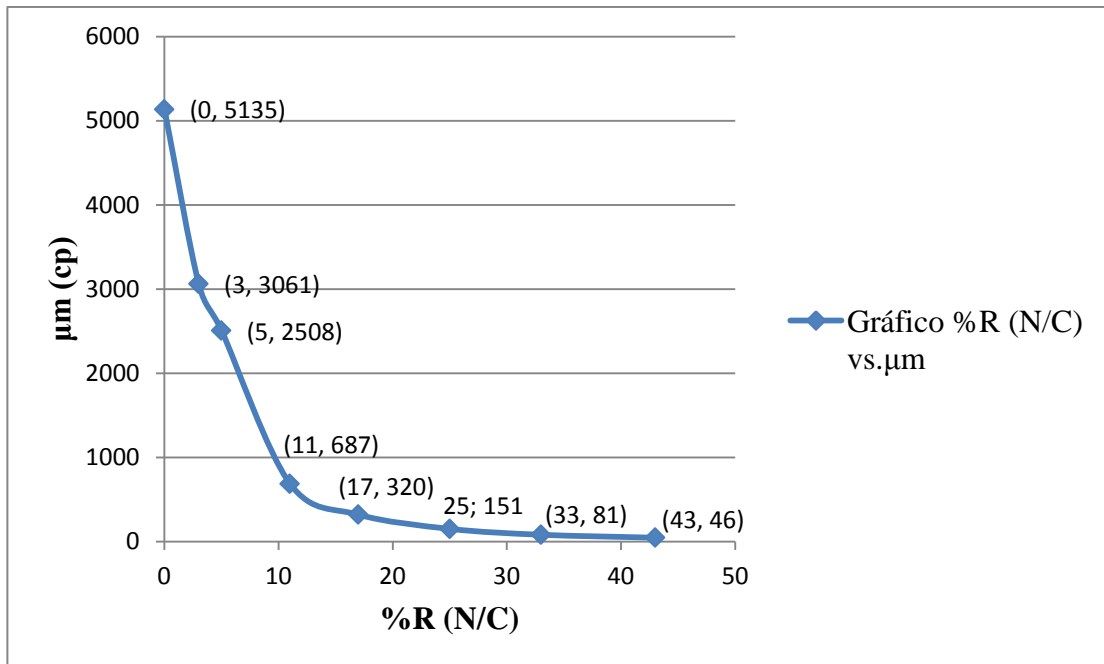


Figura 4.10: Gráfico del porcentaje de relación másica nafta/crudo versus la viscosidad de la mezcla.

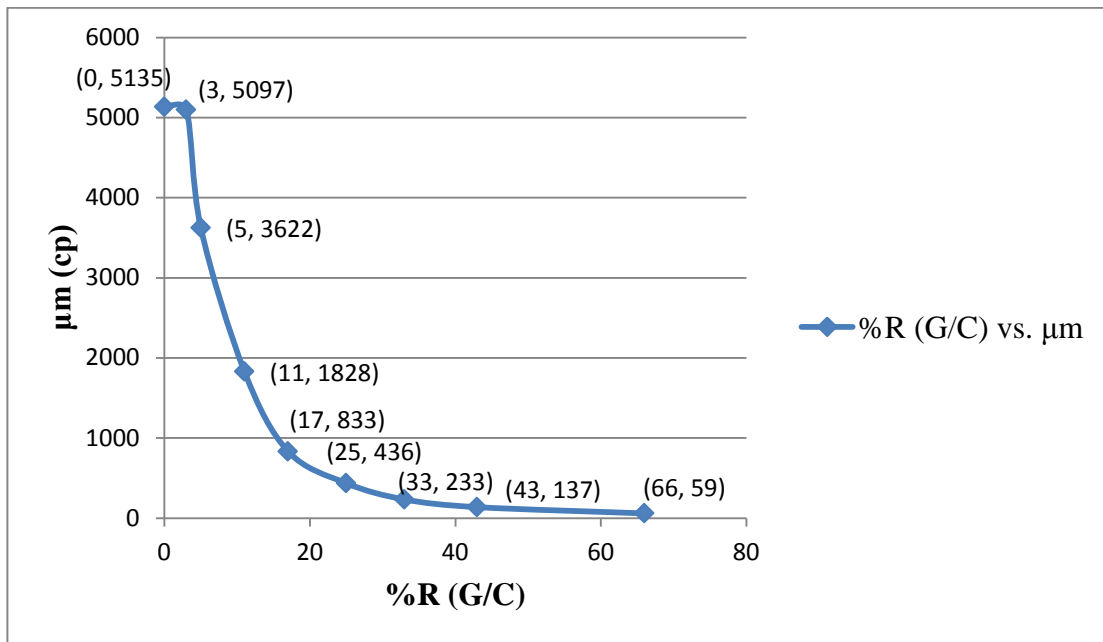


Figura 4.11: Gráfico del porcentaje de relación másica gasoil/crudo versus la viscosidad de la mezcla.

Como se muestra en los gráficos 4.10 y 4.11 la viscosidad de la mezcla nafta-crudo a los distintos porcentajes de relación másica es menor que la de la mezcla gasoil-crudo, puesto que la capacidad de dilución de la nafta es mucho mayor que la del gasoil por los componentes livianos que contiene.

La tendencia de los puntos de ambos es de tipo inversa, es decir la viscosidad para ambas mezclas: nafta-crudo y gasoil-crudo, es inversamente proporcional a los distintos porcentajes de relación másica. No se realizó ningún tipo de ajuste para las dos tendencias ya que en el criterio de calidad del crudo diluido con opción a los mejoradores no toma en cuenta esta propiedad.

Análisis de las fracciones SARA (Saturados-Aromáticos-Resinas-Asfaltenos) de las mezclas nafta-crudo y gasoil-crudo a las distintos porcentajes de relación másica evaluados.

A continuación se presentan en las tablas 4.8 y 4.9 los resultados del análisis SARA de las mezclas nafta-crudo y gasoil-crudo, respectivamente:

Tabla 4.8: Fracciones SARA de la mezcla nafta-crudo.

<b>%R (N/C)</b>	<b>Saturados, S (%p/p)</b>	<b>Aromáticos, A (%p/p)</b>	<b>Resinas, R (%p/p)</b>	<b>Asfaltenos, A (%p/p)</b>
0	16,29	39,19	34,87	9,65
3	14,84	34,86	40,60	9,69
5	14,60	35,45	39,91	10,04
11	15,19	35,41	39,73	9,67
17	15,19	34,65	41,14	9,02
25	16,02	36,23	39,04	8,70
33	16,49	36,04	39,45	8,02
43	16,09	35,18	40,58	8,16
66	16,83	36,30	40,42	6,45

Tabla 4.9: Fracciones SARA de la mezcla gasoil-crudo.

<b>%R (G/C)</b>	<b>Saturados, S (%p/p)</b>	<b>Aromáticos, A (%p/p)</b>	<b>Resinas, R (%p/p)</b>	<b>Asfaltenos, A (%p/p)</b>
0	16,29	39,19	34,87	9,65
3	14,97	34,76	40,05	10,22
5	16,01	34,14	40,20	9,65
11	18,81	34,73	37,34	9,12
17	21,23	34,59	35,77	8,41
25	23,29	33,48	34,89	8,34
33	26,28	34,05	32,18	7,48
43	29,28	32,39	30,84	7,49
66	31,67	33,12	28,78	6,43

Como se puede observar en las tablas 4.8 y 4.9 las fracciones SARA de la mezcla nafta-crudo y gasoil-crudo variaron respecto de la fracción original del crudo muerto deshidratado.

Para las mezclas nafta-crudo el porcentaje en peso de resinas se mantiene relativamente constante, mientras que las fracciones aromáticas aumentan de 34,86 % a 36,30 % con el porcentaje de concentración de la nafta en la mezcla, debido a que ésta posee un mayor contenido de aromáticos (ver tabla 4.2), al igual que las fracciones saturadas de 14,84 % a 16,83 % ocasionando una reducción de las fracciones asfálticas de las mezclas. Esto es debido a que los asfaltenos son insolubles en compuestos saturados de bajo peso molecular, como los que contiene la nafta, ver tabla 4.6. Para el caso de las mezclas gasoil-crudo el porcentaje en peso de los aromáticos se mantiene relativamente constante, mientras que las fracciones resínicas disminuyen levemente de 40,05 % a 28,78 %. Las fracciones saturadas de las mezclas aumentan sustancialmente de 14,97 % a 31,67 % debido al alto contenido de compuestos saturados del gasoil (ver tabla 4.3), lo que ocasiona una reducción de las fracciones asfálticas de las mezclas con el aumento de la concentración de este solvente.

#### **4.4. Resultados de la prueba de estabilidad de la mezcla mediante el método de la mancha**

Se aplicó esta técnica cualitativa a cada una de las mezclas obtenidas de la prueba de compatibilidad de fluidos con el objetivo de estudiar la estabilidad de las mismas y determinar el porcentaje de concentración máxima del solvente en el cual la mezcla sigue siendo estable. Para todos los porcentajes evaluados, las mezclas resultaron bastantes estables de acuerdo al valor del grado IFP (Instituto Francés de Petróleo) de la correlación de estabilidad (tabla 3.3 del capítulo III). La figura 4.12

muestra la evidencia del método de la mancha y los resultados del cálculo de estabilidad se muestran en la tabla 4.10.

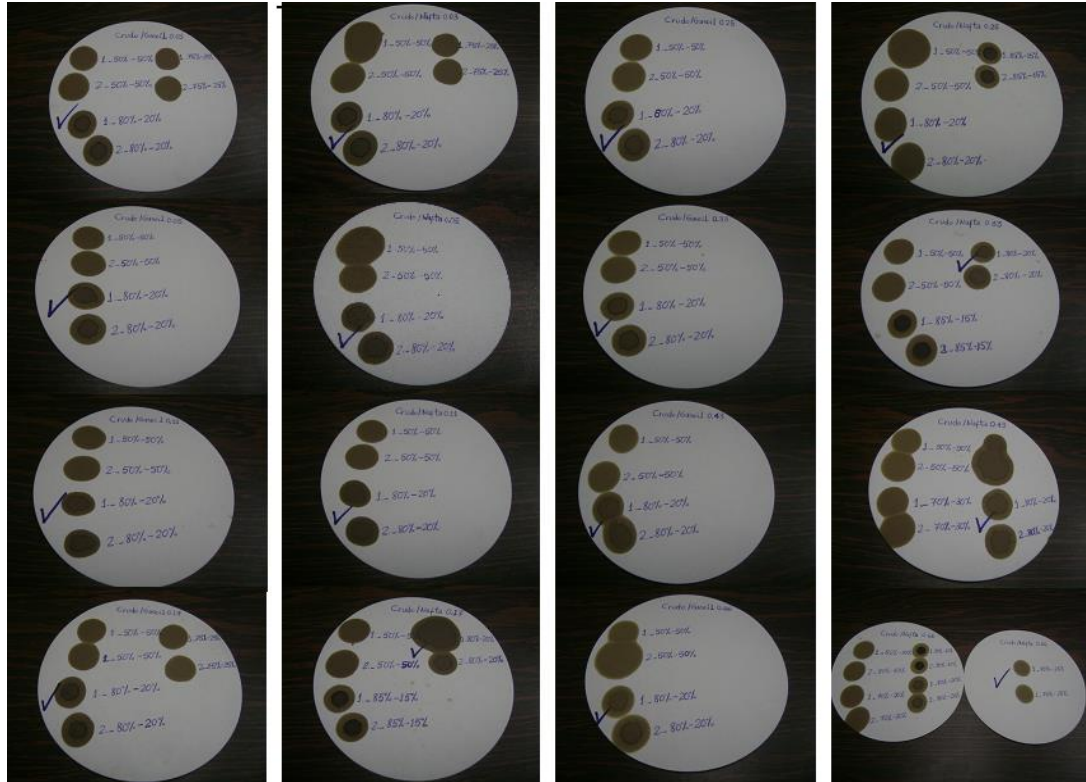


Figura 4.12: Muestras de papel de filtro que evidencian el punto de floculación de los asfaltenos de las mezclas nafta-crudo y gasoil-crudo.

Tabla 4.10: Cálculo de estabilidad de las mezclas crudo-solventes en función del grado IFP.

<b>% R (Solvente/Crudo)</b>	<b>% Xileno</b>	<b>Grado IFP</b>	<b>Estabilidad</b>
Nafta/Crudo 3 %	20	2	Bastante estable
Nafta/Crudo 5 %	20	2	Bastante estable
Nafta/Crudo 11 %	20	2	Bastante estable
Nafta/Crudo 17 %	20	2	Bastante estable
Nafta/Crudo 25 %	20	2	Bastante estable
Nafta/Crudo 33 %	20	2	Bastante estable
Nafta/Crudo 43 %	20	2	Bastante estable
Nafta/Crudo 66 %	25	2,5	Bastante estable
Gasoil/Crudo 3 %	20	2	Bastante estable
Gasoil/Crudo 5 %	20	2	Bastante estable
Gasoil/Crudo 11 %	20	2	Bastante estable
Gasoil/Crudo 17 %	20	2	Bastante estable
Gasoil/Crudo 25 %	20	2	Bastante estable
Gasoil/Crudo 33 %	20	2	Bastante estable
Gasoil/Crudo 43 %	20	2	Bastante estable
Gasoil/Crudo 66 %	20	2	Bastante estable

Al analizar los resultados de la tabla 4.14, se puede decir que las mezclas nafta-crudo y gasoil-crudo son altamente estables a los distintos porcentajes de relación másica, comparando los resultados del cálculo de grado de estabilidad con la tabla de correlación de estabilidad (ver tabla 3.3), inclusive con una alta concentración de los solventes de 66 %, a pesar de que el crudo es mezclado con el gasoil que contienen un alto porcentaje de fracciones saturadas. Esto se corrobora con el análisis de las fracciones SARA del crudo muerto (tabla 4.1) ya que éste presenta un alto porcentaje en peso de aromáticos que mantienen los asfaltenos suspendidos o en solución. Sin embargo, la mezcla de nafta-crudo de porcentaje de relación másica de 66 %, considerada como límite de proporción para las pruebas de compatibilidad por la cantidad de solvente añadido, tiene un valor IFP levemente mayor con respecto a las demás mezclas, indicando que a partir de esta concentración del solvente la



estabilidad de la mezcla comienza a descender causando la precipitación de los asfaltenos.

#### 4.5. Resultados de la prueba de recombinación del crudo muerto con gas metano

Los resultados de la prueba de separación “*flash*” de una muestra de crudo recombinado para corroborar la RGP y la prueba de purga del gas del crudo recombinado contenido en el cilindro *Ruska* a la presión de yacimiento de 350 lpc, se muestra en la tabla 4.11:

Tabla 4.11: Prueba de recombinación del crudo muerto con gas metano.

<b>Separación Flash</b>	
Relación Gas-Petróleo de campo, $RGP_c$ (PCN/BN)	57
Relación Gas-Petróleo experimental, $RGP_{exp}$ (PCN/BN)	52,7
<b>Prueba de purga del gas</b>	
Relación Gas-Petróleo experimental, $RGP_{exp \text{ en sitio}}$ (PCY/BY)	1,7

Como se puede apreciar en la tabla 4.15, el crudo posee una RGP de 52,73 PCN/BN, menor al del valor en campo, con un error relativo de 7,50 %. La prueba de purga del gas se realizó para bajar la presión del cilindro *Ruska* hasta la presión de operación del experimento de 350 lpca, en este caso la RGP alcanzó un valor de 36,79 PCN/BN. El volumen corregido de gas se calculó en función de la ley combinada de los gases reales, asumiendo que los factores de compresibilidad a condiciones normales y a condiciones de laboratorio son iguales a 1, debido a que la temperatura y la presión son bajas. El volumen de gas a condiciones de yacimiento se calculó con la ley de los gases reales usando las constantes críticas de presión y temperatura del gas metano (*GPSA Engineering Data Book*, sección 23, pág. 2),

obteniendo el factor de compresibilidad del gráfico de factores de compresibilidad Z de los gases entrando con las propiedades reducidas (ver anexo 3).

Como la presión de yacimiento está por debajo de la presión de burbuja, el crudo es incompresible por lo que su volumen es igual al volumen de yacimiento y un determinado volumen de gas permanece en solución, por lo que la RGP en sitio, es decir a condiciones de yacimiento es muy baja en comparación a la RGP a condiciones normales, ya que un mayor volumen de gas permanece disuelto en el crudo. Este valor es de suma importancia para calcular las saturaciones promedios de crudo y de gas en la celda de desplazamiento.

#### **4.6. Caracterización del empaque no consolidado de la celda de desplazamiento**

Esta etapa consistió en reproducir las propiedades petrofísicas del yacimiento obtenidas a partir de un análisis de núcleo de un bloque confidencial de la FPO, mediante el empaquetamiento de una celda de desplazamiento con arena silboca no reactiva de tamaño de grano de 50 – 70 mesh, representando un núcleo no consolidado como lo son las arenas de los yacimientos de la FPO y medir la permeabilidad absoluta del empaque al gas nitrógeno, la cual se relaciona directamente con la porosidad.

En la figura 4.13 se muestra gráficamente la tendencia de los datos de la tasa de flujo versus la caída de presión en los extremos del empaque de los datos de la tabla de valores del anexo 8:

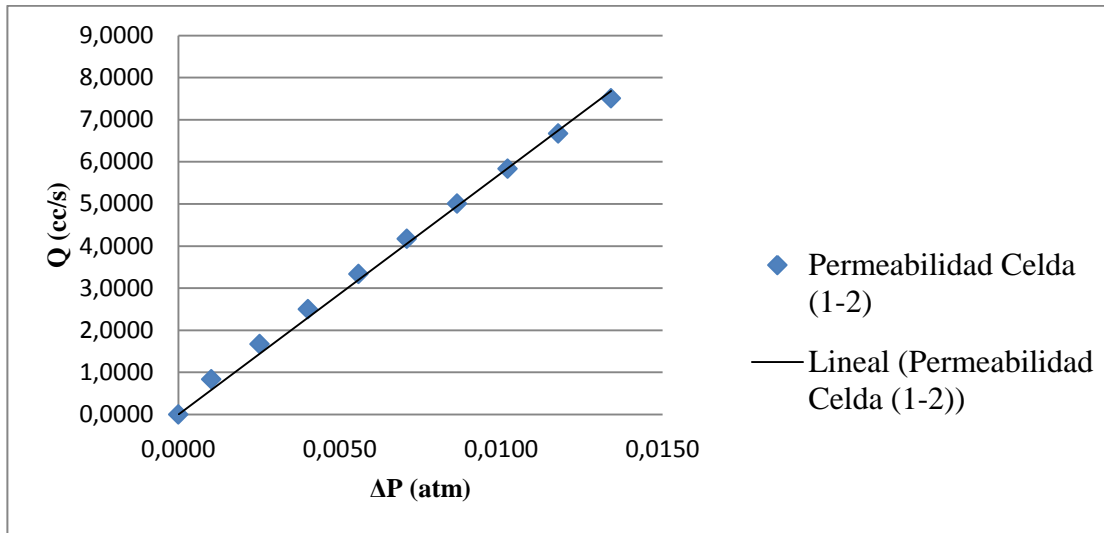


Figura 4.13: Gráfico de tasas de flujo versus la caída de presión correspondiente en los extremos del empaque para determinar la permeabilidad absoluta al nitrógeno.

Claramente se observa en la figura 4.13 que la tendencia de los datos es lineal y se ajusta satisfactoriamente con la siguiente correlación (ecuación 4.5):

$$Q = 573,1 \times \Delta P, \text{ con } R^2 = 0,996085 \quad (4.5)$$

Igualando la pendiente de la correlación con los coeficientes de la Ley de Darcy para flujo horizontal se despeja el valor de la permeabilidad absoluta del empaque al gas nitrógeno.

Las propiedades petrofísicas del empaque de la celda de desplazamiento en función del peso de arena y asumiendo una densidad de grano de arena de  $2,65 \text{ g/cm}^3$ , y los datos petrofísicos de un núcleo de un yacimiento del bloque de estudio se muestran en la tabla 4.12:

Tabla 4.12: Propiedades petrofísicas del empaque de la celda de desplazamiento.

Propiedad	Valor
Permeabilidad absoluta, $K_{abs}$ (mD) (Núcleo)	27507
Permeabilidad absoluta, $K_{abs}$ al $N_2$ (mD)	28324
Porosidad, $\Phi$ (%) (Núcleo)	38
Porosidad, $\Phi$ (%)	39
Volumen poroso, VP ( $cm^3$ )	134,11

Si se compara los valores de las propiedades petrofísicas de permeabilidad absoluta y porosidad del núcleo con los valores del empaque de arena, se puede decir que son muy cercanos y se encuentran dentro del rango establecido de  $\pm 1$  de los valores de referencia del núcleo, cuyos errores relativos son de 2,97% y 2,77%, respectivamente. La viscosidad del gas nitrógeno ( $N_2$ ) para la determinación experimental de la permeabilidad absoluta del empaque usando la ley de Darcy para flujo horizontal (ecuación 3.11), se obtuvo del anexo 6, el cual es de 0,01766 cp a la temperatura de laboratorio de 76,1 °F. Las dimensiones de la celda, el volumen muerto asociado al orificio de las tapas y niples conectados en los extremos de la celda y su peso antes y después de ser empacada con la arena silboca seleccionada se muestran en los anexos 9, 10 y 11.

#### **4.7. Saturación de la celda de desplazamiento con agua de inyección sintética de formación a flujo constante**

Las propiedades petrofísicas efectivas de la celda de desplazamiento se determinaron en función de la saturación de la misma con agua de inyección sintética de formación, la cual se presurizó con el volumen de inyección de la bomba a 525 lpca (1,5 de la presión de trabajo). Se realizó este procedimiento hasta que la diferencia de volúmenes de la bomba fuera constante, tal como se muestra en el

anexo 12, donde se puede decir que el agua ha alcanzado todo el espacio poroso accesible del empaque.

En la figura 4.14 se muestra gráficamente la tendencia de los datos de la tasa de flujo versus la caída de presión en los extremos del empaque de la tabla de valores del anexo 13:

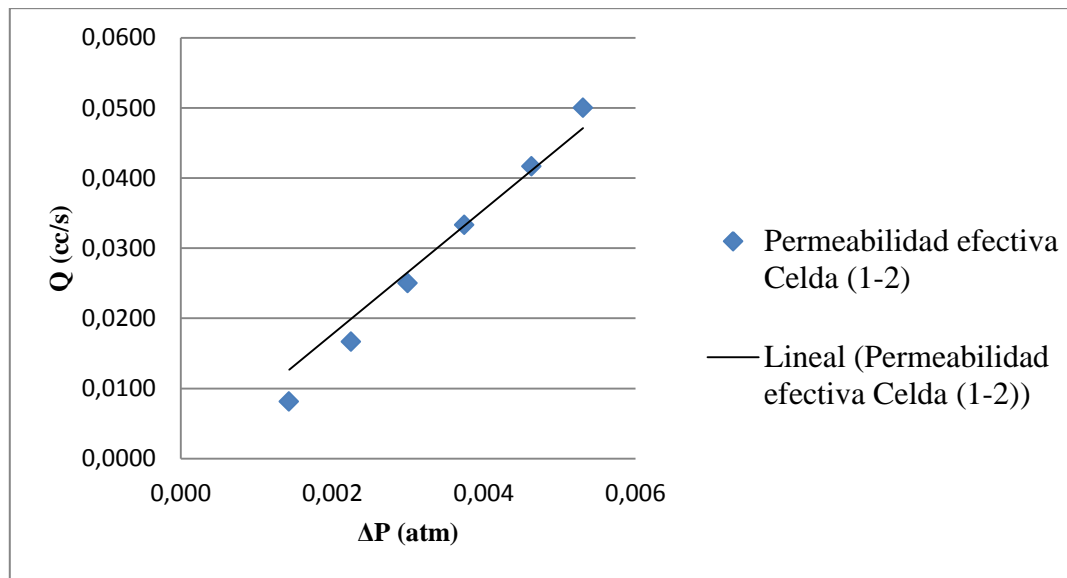


Figura 4.14: Gráfico de tasas de flujo versus la caída de presión correspondiente en los extremos del empaque para determinar la permeabilidad efectiva al agua.

Como se aprecia en la figura 4.11, la tendencia de los puntos es lineal pero se desvía levemente del origen del gráfico, esto puede deberse al movimiento de los granos dentro del empaque que no están firmemente compactados, los cuales son arrastrados por el frente de agua. La correlación lineal de los datos (ecuación 4.6) cuya intersección pasa por el origen, asumiendo un régimen de flujo laminar, es:

$$Q = 8,9 \times \Delta P, \text{ con } R^2 = 0,965173 \quad (4.6)$$

Igualando la pendiente de la correlación con los coeficientes de la Ley de Darcy para flujo horizontal (ecuación 3.11) se despeja el valor de la permeabilidad efectiva del empaque al agua.

Los valores de las propiedades petrofísicas efectivas se muestran en la tabla 4.13:

Tabla 4.13: Propiedades petrofísicas efectivas del empaque de la celda de desplazamiento.

Propiedad	Valor
Permeabilidad efectiva al agua, $K_w$ (mD)	24237
Porosidad efectiva, $\Phi_e$ (%)	38
Volumen poroso efectivo, $VP_e$ (cm <sup>3</sup> )	128,91

Como se puede observar en la tabla 4.13, las propiedades petrofísicas efectivas del empaque son menores que las absolutas debido a que las primeras solo consideran los poros interconectados penetrados por el agua sintética, sin tomar en cuenta el espacio poroso no interconectado por donde el agua no puede circular. La viscosidad del agua de inyección sintética de formación para la determinación experimental de la permeabilidad efectiva al agua se muestra en la tabla 4.4, medida a 77 °F. El volumen de agua en la celda se determinó como la diferencia en peso de la celda antes y después de ser saturada con agua, el cual corresponde al volumen poroso efectivo del empaque (ver anexo 14).

#### 4.8. Saturación de la celda de desplazamiento con crudo recombinado a flujo constante hasta la saturación de agua irreducible ( $S_{wir}$ )

Esta prueba se realizó con la celda de desplazamiento conectada al montaje para la prueba de desplazamiento en dinámico (figura 3.20 del capítulo III) colocada en posición vertical, a las condiciones actuales que se encuentra el yacimiento del bloque en estudio, es decir en condiciones saturadas ( $P_y < P_b$ ).

El drenaje primario de la celda con el crudo recombinado sirvió para determinar experimentalmente el punto extremo de la curva de permeabilidad relativa crudo-agua, asumiendo que el flujo del crudo es monofásico, esto es sin considerar el flujo segregado del crudo con el gas (flujo bifásico) en la celda, ya que el valor de la RGP a condiciones de yacimiento (ver tabla 4.11) es bastante bajo.

En la figura 4.15 se muestra gráficamente la tendencia de los datos de la tasa de flujo de crudo versus la caída de presión en los extremos del empaque de la tabla de valores del anexo 15:

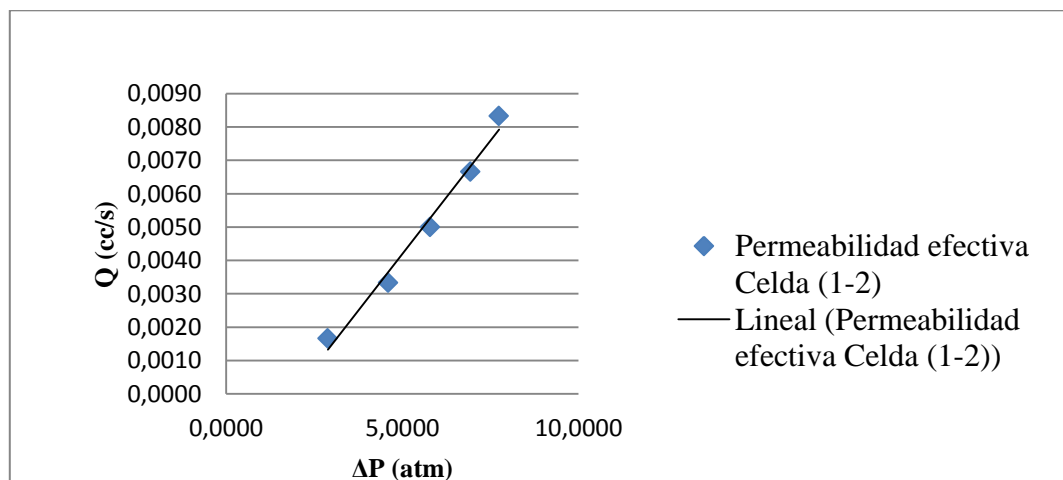


Figura 4.15: Gráfico de tasas de flujo versus la caída de presión correspondiente en los extremos del empaque para determinar la permeabilidad efectiva al crudo.

Como se aprecia en la figura 4.12, la tendencia de los puntos es lineal pero no pasa por el origen, esto es porque la inyección del crudo se hizo en forma vertical desde el tope de la celda hasta su extremo inferior, donde el gradiente del crudo tiene un efecto importante en el flujo inicial. El ajuste de los datos con una línea recta que pasa por el origen es dado por la siguiente correlación (ecuación 4.7):

$$Q = 0,0014x\Delta P - 0,0026, \text{ con } R^2 = 0,9825 \quad (4.7)$$

Igualando la pendiente de la correlación con los coeficientes de la Ley de Darcy se despeja el valor de la permeabilidad efectiva del empaque al crudo.

La viscosidad dinámica del crudo vivo ( $\mu_o$ ) se tomó como dato del análisis representativo PVT de un crudo proveniente del bloque confidencial en estudio, cuyo valor es de 3668 cp., determinado por el viscosímetro capilar a la presión y temperatura de 350 lpca y 115 °F, respectivamente. Este instrumento respeta las características de flujo natural de una muestra de crudo vivo (Li, Zheng y Yang, 2011). Se estima que la tasa de corte ( $\gamma$ ) de este instrumento es de 20 s<sup>-1</sup> que corresponde al flujo en tuberías.

Los resultados de la permeabilidad efectiva del empaque al crudo, los volúmenes y saturaciones promedios de los fluidos en la celda de desplazamiento y la permeabilidad relativa del crudo a la saturación de agua irreducible ( $K_{ro} @ S_{wir}$ ) se muestran en la tabla 4.14:



Tabla 4.14: Propiedades petrofísicas de la celda acondicionada con los fluidos del yacimiento.

Propiedad	Valor
Permeabilidad efectiva al crudo, $K_o$ (mD)	14367
<b>Volúmenes de fluidos en la celda</b>	
Volumen de crudo, $V_o$ (cm <sup>3</sup> )	98,5
Volumen de gas, $V_g$ (cm <sup>3</sup> )	28,9
Volumen de agua irreducible, $V_{wir}$ (cm <sup>3</sup> )	1,5
<b>Saturaciones promedios de los fluidos</b>	
Saturación de crudo, $S_o$ (%)	76,4
Saturación de gas, $S_g$ (%)	22,4
Saturación de agua irreducible, $S_{wir}$ (%)	1,2
<b>Punto extremo experimental de la prueba de drenaje primario</b>	
$K_{ro}$ @ $S_{wir}$ (fracción)	0,507

Se puede observar en la tabla 4.14 que la saturación de crudo es bastante alta, la cual representa el porcentaje de crudo a recuperar con el solvente en las pruebas de desplazamiento en dinámico. La saturación de agua irreducible de la celda calculada en función del agua recolectada en los viales, la cual fue corregida por el volumen muerto del montaje, cuyo volumen es de aproximadamente 9 cm<sup>3</sup> (ver anexo 16), es casi insignificante, es decir el crudo recombinado barrió el agua contenida en la celda como un desplazamiento tipo pistón. La saturación de gas se determinó con el valor de la RGP a condiciones de yacimiento (ver tabla 4.11). El punto final de la prueba de drenaje primario servirá como parámetro de entrada para construir las curvas de permeabilidad relativa del modelo de simulación de esta prueba.

Los datos adquiridos de la prueba de saturación de la celda con el crudo recombinado hasta la saturación de agua irreducible sin corregir por el volumen muerto del montaje se muestran en el anexo 17. Los volúmenes acumulados de fluidos corregidos por el volumen muerto y las presiones medidas por los manómetros mostrados en el anexo 18, se utilizaron como datos iniciales para el

archivo de extensión .fhf (*field history file*), a fin de validar la corrida del modelo de simulación de esta prueba y ajustar las curvas de permeabilidad relativa crudo-agua y líquido-gas.

#### 4.9. Resultados de la prueba de desplazamiento en dinámico con el solvente

Consistió en simular físicamente el proceso de inyección cíclica del solvente (ICS), el cual posee los mismos principios de la inyección alterna de vapor, usando la celda de desplazamiento, previamente acondicionada con los fluidos del yacimiento, conectada al equipo de inyección de solventes. El solvente se inyectó por el extremo inferior de la celda, una vez cumplido el tiempo de remojo, se abrió la válvula produciendo los efluentes por efecto del desplazamiento del colchón de crudo vivo inyectado a tasa constante para evitar la despresurización de la celda. Cabe destacar que solo se pudo realizar la prueba de desplazamiento con la nafta, ya que no se contó con el tiempo suficiente para poder realizar la prueba con todas las celdas de desplazamiento destinadas para este experimento por falta de planificación de las actividades del laboratorio.

El criterio de inyección de la nafta se basó en la premisa de obtener un crudo diluido de 16-17 °API como típicamente se realiza en los campos de la FPO. En la tabla 4.15 se muestra el porcentaje de relación másica nafta/crudo (obtenido al aplicar la ecuación 4.3), en función del cual se calculó el volumen de nafta a inyectar con la densidad de la nafta (tabla 4.2) y el tiempo de inyección:

Tabla 4.15: Parámetros de inyección de la nafta en la celda de desplazamiento.

Solvente	%R (N/C)	$Q_{iny}$ (cm <sup>3</sup> /min)	$V_{iny}$ (cm <sup>3</sup> )	$t_{iny}$ (min)
Nafta	24,7	0,5	30,2	60,46

El tiempo de remojo de la celda fue de 1 hora para efectos de poder realizar el experimento en un solo día por razones de jornada laboral y así monitorear los sucesivos ciclos, sin embargo en el segundo ciclo de producción no se previó que el colchón de crudo vivo en el cilindro de contrapresión fuera suficiente para desplazar el volumen de inyección, por lo que este ciclo de producción no se pudo concluir satisfactoriamente.

En la etapa de producción de la celda se trató de producir el mismo volumen de inyección de la nafta en la celda, pero no se contabilizó de forma precisa el volumen de efluente en las líneas del montaje, por lo que se produjo un mayor volumen que el esperado. Los datos adquiridos de la prueba de desplazamiento en dinámico de la nafta en el 1er ciclo de producción se muestran en el anexo 19.

Los efluentes recolectados en los viales en la etapa de producción se muestran en la tabla 4.16:

Tabla 4.16: Análisis de los efluentes producidos en el 1er ciclo de producción con la inyección de la nafta.

Vial	Masa efluente (g)	$\rho_m$ (g/cm <sup>3</sup> ) @ T = 60 °F	°API	%R (N/C)	Masa nafta (g)	Volumen nafta (cm <sup>3</sup> )	Masa crudo (g)	Volumen crudo (cm <sup>3</sup> )
1	8,15	0,928	20,97	51,4	2,77	3,55	5,38	5,36
2	16,47	0,8895	27,57	84,2	7,53	9,66	8,94	8,90
3	15,94	0,9126	23,56	72,7	6,71	8,60	9,23	9,19
4	13,72	0,9245	21,55	55,4	4,89	6,27	8,83	8,79

Como se puede apreciar en la tabla 4.16, a cada efluente recolectado en los viales se les midió la densidad y su valor de gravedad API. Cada valor se sustituyó en la ecuación 4.3 para calcular el porcentaje de la nafta en la mezcla, y así poder determinar el volumen de nafta y de crudo por separado en la producción de la celda.

Los datos corregidos por el volumen muerto de los volúmenes de crudo y nafta se muestran en el anexo 20.

Los parámetros de la inyección cíclica de este primer ciclo de producción se muestran en la tabla 4.17:

Tabla 4.17: Parámetros operacionales para el 1er ciclo de producción de la inyección cíclica de la nafta.

<b>Parámetros operacionales</b>	
Tasa de inyección, $Q_{iny}$ (cm <sup>3</sup> /min)	0,5
Tiempo de inyección, $t_{iny}$ (min)	71,883 = 01:11:53
Tiempo de remojo, $t_{remojo}$ (min)	60 = 1 hora
Tiempo de producción, $t_{prod}$ (min)	86,221 = 01:26:13
Volumen inyectado de nafta, $I_s$ (cm <sup>3</sup> )	36,46
Volumen producido de efluente, $V_{efluente}$ (cm <sup>3</sup> )	60,324

En la tabla 4.17, se puede apreciar que el volumen producido de efluente es mayor que el volumen inyectado de la nafta, siendo 1,65 veces el volumen de inyección, lo que no cumple con la condición del criterio de producción de la celda. No obstante, estos resultados se emplearon para cotejar la corrida del modelo de simulación de inyección de la nafta.

Los resultados para el primer ciclo de producción de la celda se muestran en la tabla 4.18:

Tabla 4.18: Resultados del primer ciclo de producción de la celda de desplazamiento.

<b>Solvente</b>	<b>1er Ciclo</b> $N_{efluente}$ (cm <sup>3</sup> )	<b>Producción acumulada total de los fluidos (cm<sup>3</sup>)</b>			<b>% <math>R_o</math></b>	<b>% <math>R_s</math></b>
		<b><math>N_p</math> (cm<sup>3</sup>)</b>	<b><math>N_s</math> (cm<sup>3</sup>)</b>	<b><math>G_p</math> (cm<sup>3</sup>) @ C.S</b>		
<b>Nafta</b>	60,3				33	77
		32,2	28,1	327		

Los porcentajes de recuperación para el crudo y el solvente reportados en la tabla 4.18 se calcularon con las ecuaciones 3.12 y 3.13 del capítulo III.

#### 4.10. Resultados del modelo de fluidos

Se empleó la ecuación de estado de Peng Robinson (1978), cuya expresión se muestra en la ecuación 3.16 del capítulo III, para representar el comportamiento de los tres fluidos en fase oleica; crudo muerto, nafta y gasoil, y del crudo vivo (crudo + gas).

##### 4.10.1. Pseudocomponentes de los fluidos

Las fracciones molares de los pseudocomponentes determinados por el programa para el crudo y el gasoil se muestran en las tablas 4.19 y 4.20, respectivamente:

Tabla 4.19: Pseudocomponentes del crudo extrapesado determinados internamente por el simulador *WinProp*.

Pseudocomponentes	Fracción molar (%)
C10-C17	31,07
C18-C24	19,16
C25-C29	10,33
C30+	39,44
$\Sigma X$	100

Tabla 4.20: Pseudocomponentes del crudo gasoil determinados internamente por el simulador *WinProp*.

Pseudocomponentes	Fracción molar (%)
C09-C12	40,73
C13-C16	24,14
C17-C20	14,31
C21-C24	8,48
C25+	12,34
$\sum X$	100

Las tablas 4.19 y 4.20 muestran la distribución molar de los pseudocomponentes del crudo y del gasoil, cuyas fracciones molares plus, C30+ y C25+, respectivamente, son mayores que la fracción molar del penúltimo pseudocomponente.

No se agruparon los componentes de la nafta en pseudocomponentes, ya que este método aplica para agrupar las fracciones pesadas a partir de la fracción C7+, por lo que las fracciones molares iniciales se dejaron igual como se muestra en la tabla 4.6.

Las fracciones molares de los componentes del crudo vivo (agregando el componente metano (CH<sub>4</sub>)) se muestran en la tabla 4.21:

Tabla 4.21: Componentes del crudo vivo resultante de la forma de Recombinación de *WinProp*.

Pseudocomponentes	Fracción molar (%)
CH <sub>4</sub>	14,60
C10-C17	26,54
C18-C24	16,36
C25-C29	8,82
C30+	33,69
$\sum X$	100

#### 4.10.2. Regresiones de las propiedades físicas y termodinámica de los fluidos, y de las propiedades físicas de las mezclas crudo-solventes para ajustar los parámetros de la ecuación de estado y la correlación de viscosidad seleccionada

En los anexos 21 y 22 se muestran las regresiones realizadas en el simulador *WinProp* para ajustar las propiedades físicas de los fluidos y de las propiedades de mezcla crudo-solvente junto con las propiedades seleccionadas de los pseudocomponentes/componentes para lograr el ajuste.

Las presiones de burbuja de las mezclas crudo vivo-solvente se obtuvieron en base a los diagramas de fases generados por el simulador *WinProp*, leyendo el valor aproximado a la temperatura de yacimiento de 120 °F. Los valores leídos de las presiones de burbujas estimadas de las mezclas se muestran en las tablas 4.22 y 4.23:

Tabla 4.22: Presiones de burbujas estimadas de la mezcla nafta-crudo a las diferentes fracciones molares primarias del crudo vivo.

<b>Mezcla crudo vivo-nafta</b>	
Fracción molar primaria	$P_b @ T_y = 120 \text{ °F (lpca)}$
0	1,098
0,1	48
0,2	107
0,3	160
0,4	216
0,5	271
0,6	336
0,7	389
0,8	459
0,9	527
1	603

Tabla 4.23: Presiones de burbujas estimadas de la mezcla gasoil-crudo a las diferentes fracciones molares primarias del crudo vivo.

<b>Mezcla crudo vivo-gasoil</b>	
Fracción molar primaria	$P_b @ T_y = 120 \text{ }^\circ\text{F (lpca)}$
0	0,01087
0,1	57
0,2	113
0,3	171
0,4	227
0,5	287
0,6	344
0,7	405
0,8	470
0,9	535
1	603

De las tablas 4.22 y 4.23 se puede concluir que la presión de burbuja estimada de la mezcla crudo vivo-solvente disminuye con el aumento de la fracción molar del solvente. La obtención de las presiones de burbuja en función de los diagramas de fases generados por el programa, resulta válido ya que la presión de burbuja del crudo vivo y de los solventes fueron cotejados inicialmente por los datos experimentales de las presiones de saturación. Claro está que los valores de la presión de saturación de la mezcla deben ser obtenidos experimentalmente. Se usó la presión de burbuja que corresponde a una fracción molar primaria de 0,8 para efectos de ajustar el exponente de interacción binaria entre los pseudocomponentes del crudo vivo con los componentes o pseudocomponentes de los dos solvente. Las regresiones de la presión de burbuja para las mezclas crudo vivo-nafta y crudo vivo-gasoil se presentan en la tabla 4.24:



Tabla 4.24: Regresión de la presión de burbuja de las mezclas crudo vivo-solvente.

Mezcla	Fración molar primaria	Presión de burbuja estimada, $P_b$ (lpca)	Valor calculado de $P_b$ (lpca)	% Error relativo
Crudo vivo-nafta	0,8	459	466	1,53
Crudo vivo-gasoil	0,8	470	469,97	0,01

Tal como se observa en la tabla 4.24, la presión de burbuja calculada por el simulador para la mezcla crudo vivo-nafta es mayor que la estimada ya que alcanza el valor límite superior que puede tomar el valor del exponente de interacción binaria de 1,8, como lo señala el manual <sup>[28]</sup>, pero sigue siendo menor que el porcentaje de error de 5%, considerado como aceptable. Para la mezcla crudo vivo-gasoil se logró un buen ajuste de la presión de burbuja estimada con un error bastante pequeño.

#### 4.11. Modelos de simulación de las pruebas de laboratorio

Se generaron tres modelos de simulación usando la interfaz gráfica del pre-procesador *Builder* para lograr la configuración final del modelo de la prueba de desplazamiento en dinámico con la nafta, y un cuarto modelo para predecir el número de ciclos del modelo, evaluar los tiempos de remojo en consideración y tomar en cuenta el efecto de difusión molecular. Los cuatro (4) modelos fueron corridos con el simulador *GEM*, los cuales se describen a continuación:

#### 4.11.1. Modelo N° 1. Ajuste de las propiedades geométricas y petrofísicas del modelo de simulación

La figura 4.16 muestra la representación gráfica en vista 3D del modelo construido:

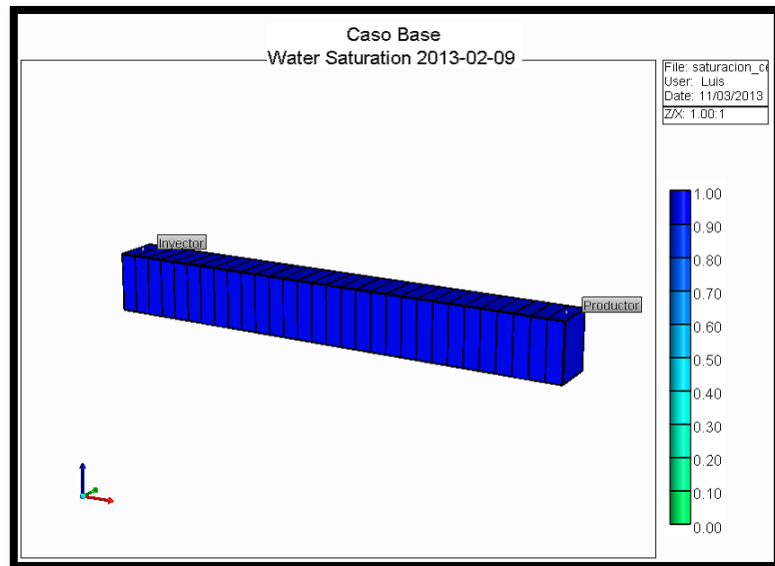


Figura 4.16: Representación gráfica en vista 3D del modelo de simulación N° 1 (30x1x1).

Este modelo consistió en definir el número de celdas del mallado y las propiedades petrofísicas de entrada del modelo de simulación en función del ajuste del volumen total, el volumen poroso y el volumen de agua en la celda de desplazamiento, y las caídas de presión registradas a cada tasa de flujo estabilizado durante la determinación experimental de la permeabilidad efectiva del empaque al agua. Se calculó la compresibilidad de la roca con la ecuación 3.33, cuyo valor aparece en la tabla 4.25:

Tabla 4.25: Compresibilidad de la roca calculada con la correlación de Halls (ecuación 3.34).

Propiedad	Valor
Compresibilidad de la roca, $c_f$ ( $\text{lpc}^{-1}$ )	$2,7097 \times 10^{-6}$

Los resultados de los volúmenes calculados del modelo construido con el simulador *GEM* se muestran en la tabla 4.26:

Tabla 4.26: Volúmenes calculados de la corrida del modelo de simulación N° 1.

Saturación de la celda con agua de inyección sintética			
Volúmenes	Celda	Modelo	% Error relativo
Vt (pies <sup>3</sup> )	1,21E-02	1,21E-02	0,00
Vp (pies <sup>3</sup> )	4,55E-03	4,55E-03	0,01
Vw (Bbls)	8,11E-04	8,12E-04	0,20

Se puede decir en base a los resultados mostrados en la tabla 4.36 que los volúmenes calculados por el simulador se ajustan muy bien a los volúmenes reales de la celda introduciendo como parámetros de entrada las propiedades petrofísicas efectivas de la celda.

El número de celdas del modelo se determinó en base al ajuste de las caída de presión de la celda, la cual en el modelo de simulación la presión de fondo del inyector menos la presión de fondo del pozo productor. En la figura 4.17 se muestra la gráfica de caída de presión de la corrida del modelo versus la caída de presión real:

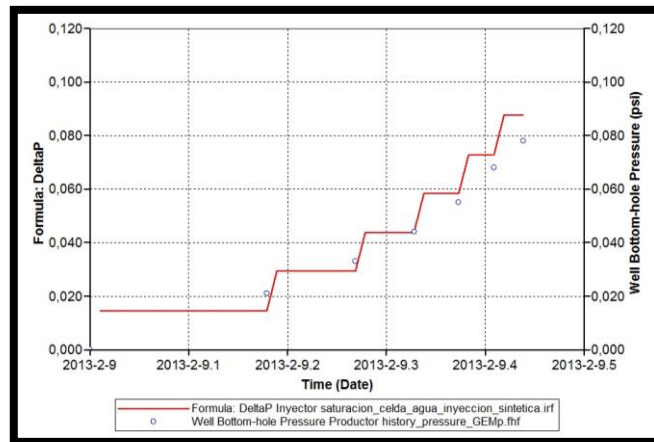


Figura 4.17: Caídas de presión del modelo de simulación para cada flujo estabilizado versus la caída de presión real de la celda.

Como se observa en la figura 4.17 las caídas de presión de la corrida del modelo de simulación se aproximan a las caídas de presión real de la celda, indicando que el número de celdas en la dirección de x resulta apropiado para el modelo. Los valores de caída de presión calculados por el programa en comparación con los valores reales se muestran en la tabla 4.27:

Tabla 4.27: Caídas de presión reales y calculadas por la corrida del simulador *GEM*.

$\Delta P$ calculado (lpc)	$\Delta P$ medido (lpc)	% Error relativo
0,0145	0,0210	31
0,0293	0,0330	11,2
0,0444	0,0440	0,9
0,0583	0,0550	6
0,0728	0,0680	7
0,0876	0,0780	12,3

#### 4.11.2. Modelo N° 2. Ajuste de las curvas de permeabilidad relativa ( $K_r$ ) crudo-agua y líquido-gas para el modelo de simulación a través de los resultados de la prueba de saturación de la celda con crudo vivo hasta el $S_{wir}$

La figura 4.18 muestra la representación gráfica en vista 3D del modelo construido:

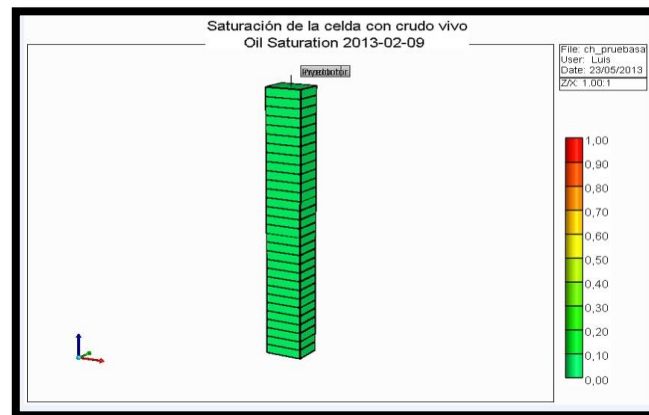


Figura 4.18: Representación gráfica del modelo de simulación N° 2 (1x1x30).

Los puntos extremos utilizados para generar las curvas kr para dos fases se muestran en la tabla 4.28:

Tabla 4.28: Puntos extremos para generar las curvas de permeabilidad relativa crudo-agua y líquido-gas para el modelo de simulación N° 2.

Puntos extremos	Valor
$S_{wcon} = S_{wcrit}$	0,0119
$S_{oirw} = S_{orw}$	0,4971
$S_{oirredg} = S_{org}$	0,5081
$S_{gcon} = S_{gcrit}$	0,09
$K_{ro} @ S_{wcon} = K_{ro} @ S_{gcon}$	0,507
$K_{rw} @ S_{oirw}$	0,0061
$K_{rg} @ S_{lc}$	0,4

Los puntos extremos mostrados en la tabla 4.28 fueron tomados de las siguientes fuentes: para las tablas de permeabilidad relativa crudo-agua se tomó como referencia el punto extremo de  $K_{ro} @ S_{wir}$  de la prueba de drenaje primario y el punto extremo  $K_{rw} @ S_{or}$  se tomó de una prueba de imbibición realizada en un núcleo no consolidado donde se empleó el mismo crudo del bloque confidencial de estudio. Por último, para las tablas líquido-gas, se tomó como referencia los puntos extremos del bloque Carabobo ( $S_{lc}$  y  $K_{rg} @ S_{lc}$ ) y del área de Morichal ( $S_{gc}$ ).

#### 4.11.2.1. Análisis de Sensibilidad (AS) de los parámetros de entrada del modelo N° 2

La tabla 4.29 muestra los resultados del diseño experimental factorial fraccional seleccionado con 128 patrones realizados, la cual contiene los parámetros sensibilizados y su porcentaje de efecto con respecto de la función objetivo principal, que en este caso es la presión de fondo fluyente del pozo inyector (determinada por el algoritmo del programa):

Tabla 4.29: Análisis de Sensibilidad de los parámetros de entrada que tienen efectos sobre la función objetivo principal.

Parámetros	Piny	Porcentaje de efecto (%)
Máximo	350,63	
Objetivo	353	
Mínimo	279,46	
Sorw(0.1)	-0,062946	-0,02
Krocw(0.34, 0.7)	0,056991	0,02
Krwiro(0.006, 0.2)	0,14344	0,04
Cf(3E-06, 2.5E-05)	0,33732	0,1
NEWTONCYC(50, 100)	-0,086355	-0,03
Swcon(0.05, 0.25)	-4,7662	-1,35
Sorg(0.05, 0.25)	-0,058702	-0,02
nw(1.5, 4)	-0,15641	-0,04
nog(1.5, 4)	0,16151	0,05
ng(1.5, 4)	60,288	17,08
Sgcrit(0.00, 0.06)	8,0458	2,28
Krgcl(0.3, 0.8)	-5,9789	-1,69
no(1.5, 4)	-0,062307	-0,02

En la tabla 4.29 se puede observar que el exponente para calcular la permeabilidad relativa del gas, resaltada en amarillo, tiene el mayor porcentaje de efecto sobre la función objetivo principal en comparación con el resto de los parámetros considerados, cuyos efectos pueden despreciarse, sin embargo, éstos serán incluidos en el cotejo histórico ya que el exponente de gas es uno de los parámetros de la correlación de Corey programada en *CMOST* y pueden ser necesarias para ajustar los datos de comportamiento de producción acumulada de los fluidos y de presión registradas en la prueba de saturación.

#### 4.11.2.2. Cotejo Histórico (CH) de los resultados de la corrida del modelo N° 2

Los resultados del mejor caso seleccionado por el método de optimización Exploración Diseñada y Evolución Controlada (EDEC) de la opción de optimizadores de la aplicación *CMOST*, el cual admite un máximo de 26 valores candidatos para el parámetro seleccionado, está representado por los siguientes valores de los parámetros considerados:

- ✓ Compresibilidad de la roca ( $C_f$ ) =  $1,3 \times 10^{-5} \text{ lpc}^{-1}$
- ✓  $S_{wcon} = S_{wcrit} = 0,06$
- ✓  $S_{orw} = S_{oirw} = 0,1$
- ✓  $S_{gcon} = 0$
- ✓  $S_{gcrit} = 0,02$
- ✓  $S_{oirg} = 0$
- ✓  $S_{org} = 0,3$
- ✓  $K_{rocw} = K_{rogcg} = 0,42$
- ✓  $K_{rwiro} = 0,006$
- ✓  $K_{rgcl} = 0,4$
- ✓ Exponente para  $K_{rw}$  (nw) = 2,5
- ✓ Exponente para  $K_{row}$  (no) = 3
- ✓ Exponente para  $K_g$  (ng) = 3.5
- ✓ Exponente para  $K_{rog}$  (nog) = 1,5
- ✓ Número de iteraciones de Newton (NEWTONCYC) = 50

Al analizar los valores de los parámetros que mejor ajustan los datos de la prueba de saturación, se puede decir que la saturación de agua irreducible es mayor que la experimental, la saturación de crudo residual es bastante baja en comparación a la registrada en pruebas de laboratorio, sin embargo este valor de referencia es para la prueba de desplazamiento del crudo muerto con agua (proceso de imbibición), y no del crudo vivo. La permeabilidad relativa del agua al crudo irreducible es muy baja debido a la diferencia de movilidades entre el agua y el crudo. El número de iteraciones de newton debe fijarse en 50, mayor que el valor por defecto en la sección “numérica” de 5.

Las curvas de permeabilidad relativa para dos fases que ajustan el comportamiento de la prueba real se muestran en la figura 4.19:

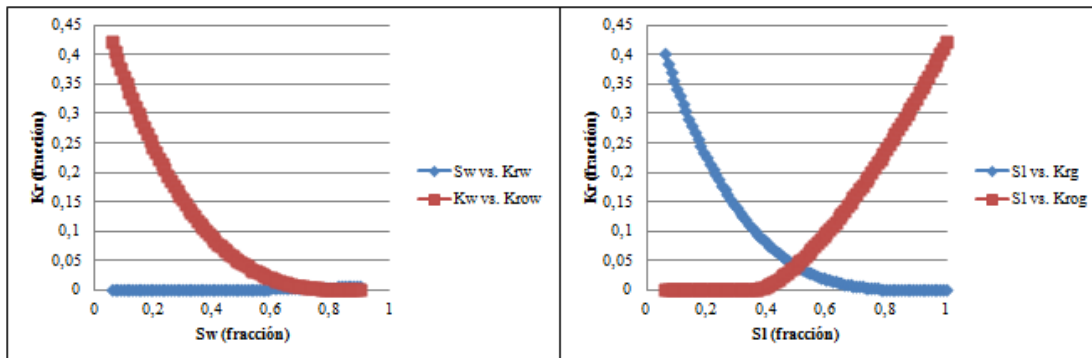


Figura 4.19: Curvas de permeabilidad relativa crudo-agua (izquierda) y líquido-gas (derecha) generadas por el código *Javascript* de la correlación de Corey para tres fases.

En la figura 4.19 se puede apreciar las curvas de permeabilidad relativa que mejor representan los datos de comportamiento de la prueba de saturación con crudo vivo, y se puede observar que el sistema es mojado al agua. El flujo del agua es bastante bajo ya que el crudo es altamente viscoso y no puede ser desplazado fácilmente por el agua. El gas tiene una mayor movilidad que el crudo por lo que puede formar un patrón de flujo continuo si la relación gas en solución ( $R_s$ ) es considerable a condiciones de yacimiento.

Los resultados de los volúmenes de fluido original en sitio y del medio poroso simulado con el mallado, calculados del modelo construido con el simulador *GEM* se muestran en la tabla 4.30:



Tabla 4.30: Volúmenes calculados de la corrida del modelo de simulación N° 2.

<b>Saturación de la celda con crudo recombinado @ <math>S_{wir}</math></b>				
<b>Celda</b>	<b>S (fracción)</b>	<b>(1-2)</b>	<b>Modelo</b>	<b>% Error relativo</b>
<b>V<sub>t</sub> (pies<sup>3</sup>)</b>	-	1,21E-02	1,21E-02	0,00
<b>V<sub>p</sub> (pies<sup>3</sup>)</b>	1,0000	4,55E-03	4,56E-03	0,09
<b>V<sub>w</sub> (Bbls)</b>	0,0119	9,61E-06	9,67E-06	0,59
<b>V<sub>o</sub> (Bbls)</b>	0,7641	6,20E-04	6,99E-04	12,90
<b>V<sub>g</sub> (pies<sup>3</sup>)</b>	0,2241	2,28E-02	4,02E-02	76,15

Se puede decir en base a los resultados mostrados en la tabla 4.30 que el volumen de agua y volumen poroso calculados por el simulador se ajustan muy bien a los volúmenes reales de la celda, en cambio los volúmenes de crudo y gas difieren notablemente de los volúmenes reales, sobre todo el volumen de gas original en sitio con un 76,15 % de error relativo. Esto puede deberse posiblemente a la forma de agrupación de los componentes del crudo y/o a las fracciones molares de los componentes del crudo vivo determinadas por la forma de recombinación del simulador *WinProp*, los cuales pueden afectar los cálculos de separación instantánea realizados internamente por el simulador *GEM*, error en la obtención de la RGP experimental a condiciones de yacimiento para calcular las saturaciones promedios de los fluidos en la celda.

Los resultados de la producción acumulada de los fluidos y presiones de fondo de los pozos del modelo de simulación y los datos experimentales corregidos por el volumen muerto del anexo 18, se muestra en la figura 4.20:

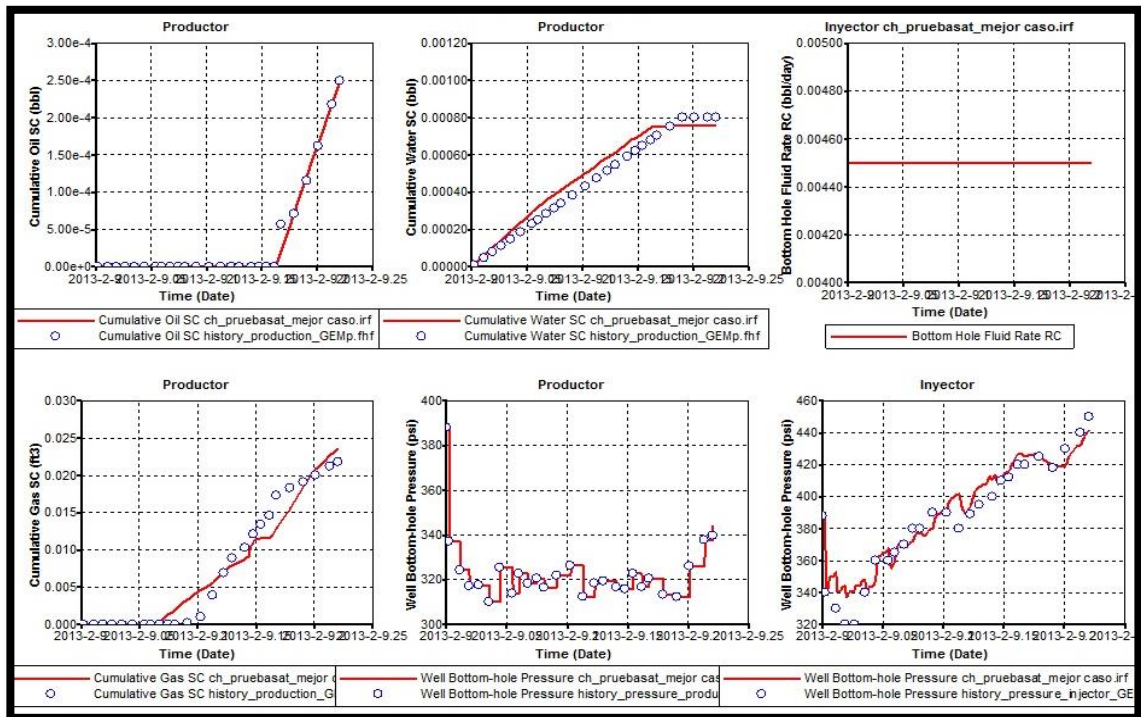


Figura 4.20: Producciones acumuladas de los fluidos, tasa de inyección y presiones de fondo de los pozos del modelo de simulación y de los datos experimentales.

Como se observa en los gráficos de la figura 4.20, el cotejo de las producciones acumuladas de crudo, gas y de agua (gráficos superior izquierdo y central e inferior izquierdo) se ajustan muy bien a los datos de producción acumulada de la prueba real (puntos azules), al igual que la presión de fondo fluyente del pozo productor (gráfico inferior central), la cual se ajusta con la presión a la salida de la celda por medio del *keyword* ALTER, el cual cambia el valor de la restricción primaria por los valores ingresados en cada paso de tiempo en el archivo .fhf. La restricción primaria del pozo inyector (gráfico superior derecho) de tasa de inyección constante de crudo vivo de 0,0045 Bls/día, se cumple a lo largo del tiempo de la simulación y la presión de fondo, la cual se asemeja a la presión de inyección, sigue la tendencia de los datos de presión de la prueba real.

Se seleccionó el método de comparación “% Area Between” del post-procesador *Results Graph* entre los archivos históricos de extensión .fhf y de simulación de extensión .irf, el cual arrojó los resultados mostrados en la tabla 4.31:

Tabla 4.31: Comparación entre la corrida del modelo y los resultados experimentales.

Comparación con los archivos .fhf	Np (% área)	Gp (% área)	Wp (% área)	Pf productor (% área)	Pf inyector (% área)
Corrida del modelo (.irf)	6,3	17,5	11,6	1,3	2,1

#### 4.11.3. Modelo N° 3. Cotejo del 1er Ciclo de producción de la prueba de desplazamiento con la nafta

La figura 4.21 muestra la representación gráfica en vista 3D del modelo construido:

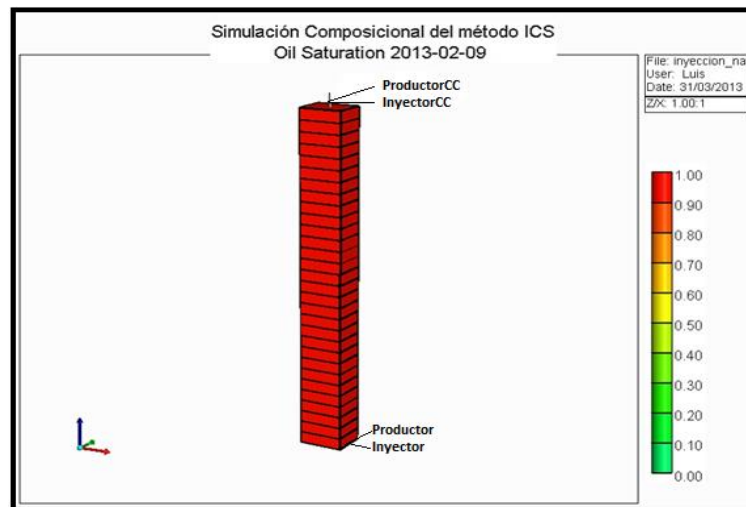


Figura 4.21: Representación gráfica en vista 3D del modelo de simulación N° 3 (1x1x30).

Los resultados de la producción acumulada de los fluidos; crudo, gas y solvente, y la presión del pozo inyector del modelo de simulación (inyector del

solvente) y los datos experimentales corregidos por el volumen muerto del anexo 20, se muestra en la figura 4.22:

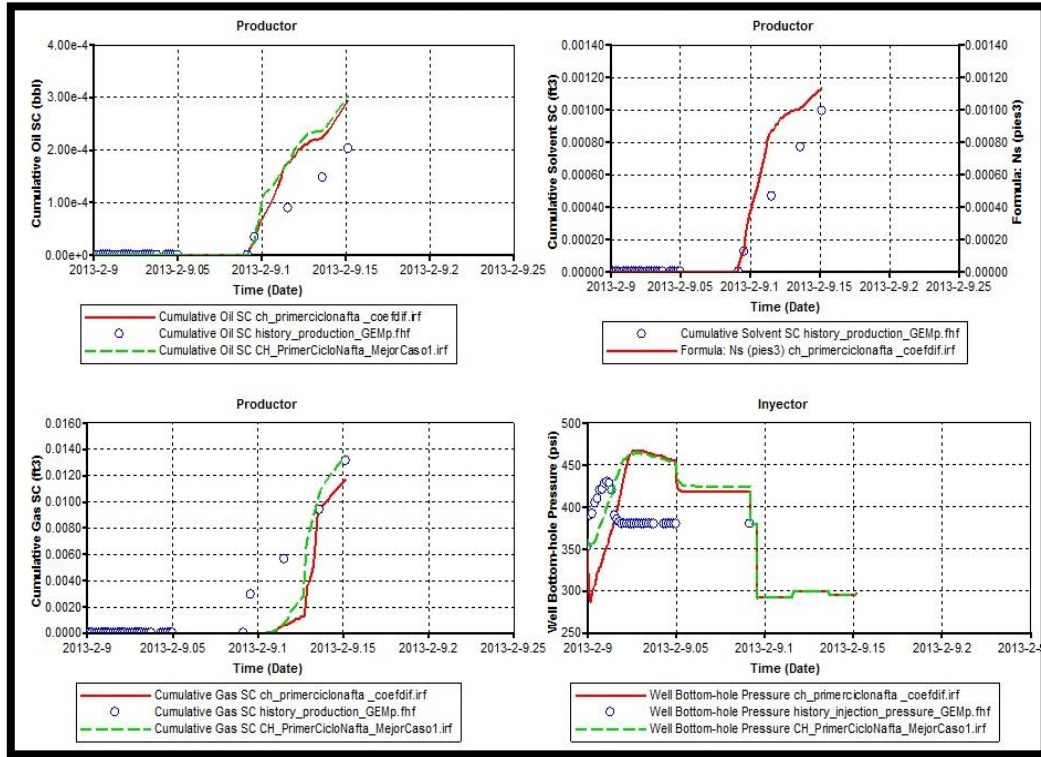


Figura 4.22: Perfil de producción y de presión de los resultados de la corrida del modelo de simulación y de los datos de la prueba para el 1er ciclo de producción.

Como se observa en los gráficos de la figura 4.22, el cotejo de las producciones acumuladas de crudo, gas y del solvente, considerando el efecto de difusión molecular, (gráficos superior izquierdo, inferior izquierdo y superior derecho) se aproximan a los datos de producción acumulada de la prueba real (puntos azules) siguiendo la misma tendencia. El efecto considerado predice una menor producción de gas (líneas rojas) que el modelo base (líneas verdes), sin embargo las curvas de permeabilidad relativa líquido-gas para el modelo con el efecto de difusión resultan ser más lógicas ya que indican que el sistema es mojado al crudo y no al gas como se observó en el segundo modelo. Por el otro lado, la presión de fondo del pozo inyector (gráfico inferior derecho) difiere notablemente al principio de la inyección

de la corrida de la experimental. Esto puede deberse a errores en los valores medidos por el transductor de presión de la prueba real o por problemas numéricos con las fracciones molares de los componentes individuales de los fluidos en las celdas del mallado.

Las curvas de permeabilidad resultantes se muestran en la figura 4.23, donde se observa que la curva líquido-gas cambia notablemente por la presencia de los componentes de la nafta, los cuales se encuentran en fase oleica, los cuales se mantienen en esta fase por las condiciones de presión y temperatura del sistema, por lo que se modelan con la curva de permeabilidad relativa del crudo.

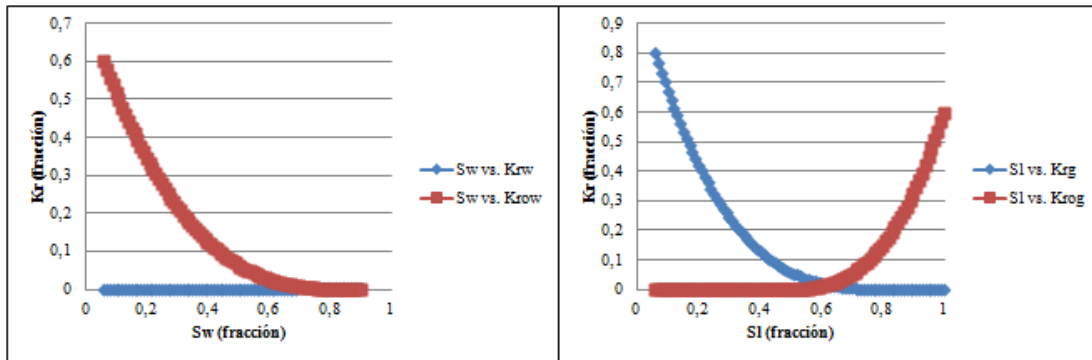


Figura 4.23: Curvas de permeabilidad relativa crudo-agua y líquido-gas del modelo que considera el efecto de difusión molecular.

La tabla 4.32 muestra la comparación de los resultados de la corrida del modelo de simulación con los datos de producción y de presión de la prueba real:

Tabla 4.32: Resultados de la corrida del modelo N° 3 y su comparación con los datos de comportamiento del 1er ciclo de producción con la nafta.

Celda	Solvente	1er Ciclo	Producción acumulada total			%R <sub>o</sub>	%R <sub>s</sub>
			Np (Bbls)	Ns (pies <sup>3</sup> )	Gp (pies <sup>3</sup> )		
Laboratorio	Nafta	0,0004	Np (Bbls)	Ns (pies <sup>3</sup> )	Gp (pies <sup>3</sup> )	32,7	77
			0,000203	0,000992	0,013137		
Simulación	Nafta	0,0005	Np (Bbls)	Ns (pies <sup>3</sup> )	Gp (pies <sup>3</sup> )	47,7	88
			0,000296	0,001135	0,01175		
V <sub>o</sub> (Bbls)	0,0006	%Error	45,9 %	14,4 %	10,5 %		
V <sub>s</sub> (pies <sup>3</sup> )	0,0013						

Una de las aplicaciones más importantes de la simulación composicional es el análisis de los componentes de los efluentes producidos en la simulación, cuyos resultados pueden compararse con el análisis composicional de la muestra. En la tabla 4.33 se muestra la composición del efluente producido de los resultados de la corrida de simulación, el cual está enriquecido con la fracción C<sub>7+</sub> de la nafta:

Tabla 4.33: Composición del efluente producido en la simulación.

Composición del efluente producido		
Componente	Moles acumulados, n (gmol)	Fracción molar, X <sub>i</sub> (%)
CH <sub>4</sub>	0,000E+00	0,00
IC <sub>4</sub>	2,870E-05	0,01
NC <sub>4</sub>	2,078E-04	0,08
IC <sub>5</sub>	3,317E-03	1,30
NC <sub>5</sub>	3,477E-03	1,36
NC <sub>6</sub>	2,419E-02	9,44
<b>C<sub>7+</sub></b>	<b>1,921E-01</b>	<b>75</b>
C <sub>10-C17</sub>	1,024E-02	4
C <sub>18-C24</sub>	6,290E-03	2,46
C <sub>25-C29</sub>	3,385E-03	1,32
C <sub>30+</sub>	1,291E-02	5,04
Σ	2,56E-01	1

#### 4.11.4. Modelo N° 4. Predicción del número de ciclos, sensibilización del tiempo de remojo de los solventes y efecto de difusión molecular de los componentes en fase oleica y gaseosa

En este último modelo se aplicó el criterio establecido de inyección de los dos solventes; nafta y gasoil a condiciones ideales de operación (T y P constantes), y de producción de la celda, dejando por defecto los parámetros de entrada del modelo cotejado de la nafta, tal como se muestra en la tabla 4.34, y se consideró en ambos modelos el efecto de difusión molecular de los componentes en fase oleica y gaseosa (ecuaciones 3.36 – 3.45) y se analizó su relación con los dos tiempos de remojo evaluados de 1 hora y 24 horas.

Tabla 4.34: Criterio de inyección de los solventes en el modelo de simulación N° 4.

<b>Solvente</b>	<b>%R (S/C)</b>	<b>Q<sub>iny</sub> (cm<sup>3</sup>/min)</b>	<b>V<sub>iny</sub> (cm<sup>3</sup>)</b>	<b>t<sub>iny</sub> = t<sub>prod</sub> (min)</b>
<b>Nafta</b>	24,7	0,5	30,231	60,463
<b>Gasoil</b>	42,6	0,5	47,3939	94,7877

Los resultados del modelo de inyección cíclica de la nafta considerando el método de Sigmund a condiciones ideales de operación (T y P constantes) para los tiempos de remojo de 1 hora y 24 horas se muestran en la figura 4.24 y 4.25:

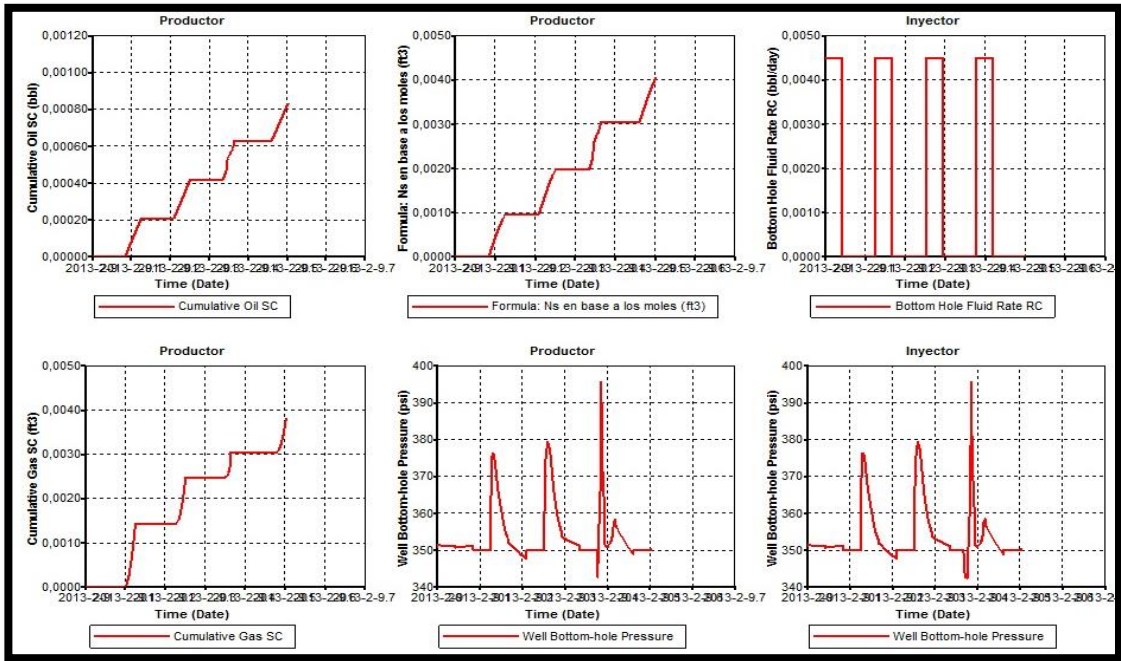


Figura 4.24: Perfiles de producción y de presión del proceso de inyección cíclica de la nafta para un tiempo de remojo de 1 hora.

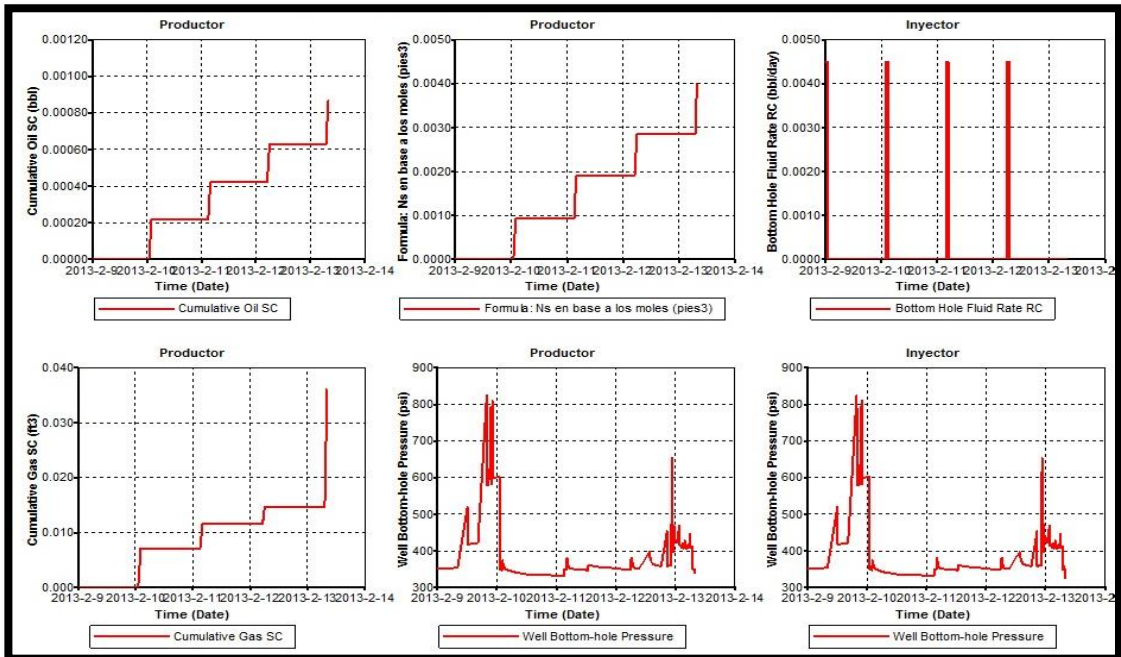


Figura 4.25: Perfiles de producción y de presión del proceso de inyección cíclica de la nafta para un tiempo de remojo de 24 horas.



En las figuras 4.24 y 4.25 se observa que el máximo número de ciclos de producción con la nafta es de tres (3) ciclos, aunque los perfiles de presión (gráficos inferior central y derecho) de los pozos: productor e inyector, para ambas figuras, presentan mucha dispersión y se evidencia presiones muy elevadas al final del primer ciclo de producción. Sin embargo, el régimen de tasa de inyección del solvente (gráfico superior derecho), el cual es la restricción primaria del pozo inyector, se cumple para todo el tiempo de simulación.

Los valores de las producciones acumuladas del crudo, solvente y gas (gráficos superior derecho, central e inferior izquierdo) son presentados en las tablas 4.35 y 4.36:

Tabla 4.35: Producciones acumuladas de los fluidos para un tiempo de remojo de la nafta de 1 hora.

Celda	Solvente inyectado	1er Ciclo		2do Ciclo		3er Ciclo	
		Np (Bbls)	Ns (pies <sup>3</sup> )	Np (Bbls)	Ns (pies <sup>3</sup> )	Np (Bbls)	Ns (pies <sup>3</sup> )
Simulación	Nafta	0,000208	0,00096	0,0004	0,002	0,0006	0,00304
V <sub>o</sub> (Bbls)	0,00062	%R <sub>o</sub>	%R <sub>s</sub>	%R <sub>o</sub>	%R <sub>s</sub>	%R <sub>o</sub>	%R <sub>s</sub>
V <sub>n</sub> (pies <sup>3</sup> )	0,001068	33,6	90,3	67,4	94,4	101,7	100,0

Tabla 4.36: Producciones acumuladas de los fluidos para un tiempo de remojo de la nafta de 24 horas.

Celda	Solvente inyectado	1er Ciclo		2do Ciclo		3er Ciclo	
		Np (Bbls)	Ns (pies <sup>3</sup> )	Np (Bbls)	Ns (pies <sup>3</sup> )	Np (Bbls)	Ns (pies <sup>3</sup> )
Simulación	Nafta	0,0002	0,00093	0,00042	0,00191	0,00063	0,0029
V <sub>o</sub> (Bbls)	0,00062	%R <sub>o</sub>	%R <sub>s</sub>	%R <sub>o</sub>	%R <sub>s</sub>	%R <sub>o</sub>	%R <sub>s</sub>
V <sub>n</sub> (pies <sup>3</sup> )	0,001068	35,2	87,0	68,2	92,1	101,7	89,1

Se puede observar en las tablas 4.44 y 4.45 que el porcentaje de recuperación del crudo aumenta y la recuperación de la nafta disminuye con el tiempo de remojo de 24 horas en cada ciclo de producción en comparación al tiempo de remojo de 1 hora, por lo que se puede deducir que a mayor tiempo de remojo más crudo se puede recuperar por el efecto de dilución del solvente nafta.

Los resultados del modelo de inyección cíclica del gasoil considerando el método de Sigmund a condiciones ideales de operación (T y P constantes) para los tiempos de remojo de 1 hora y 24 horas se muestran en la figura 4.26 y 4.27:

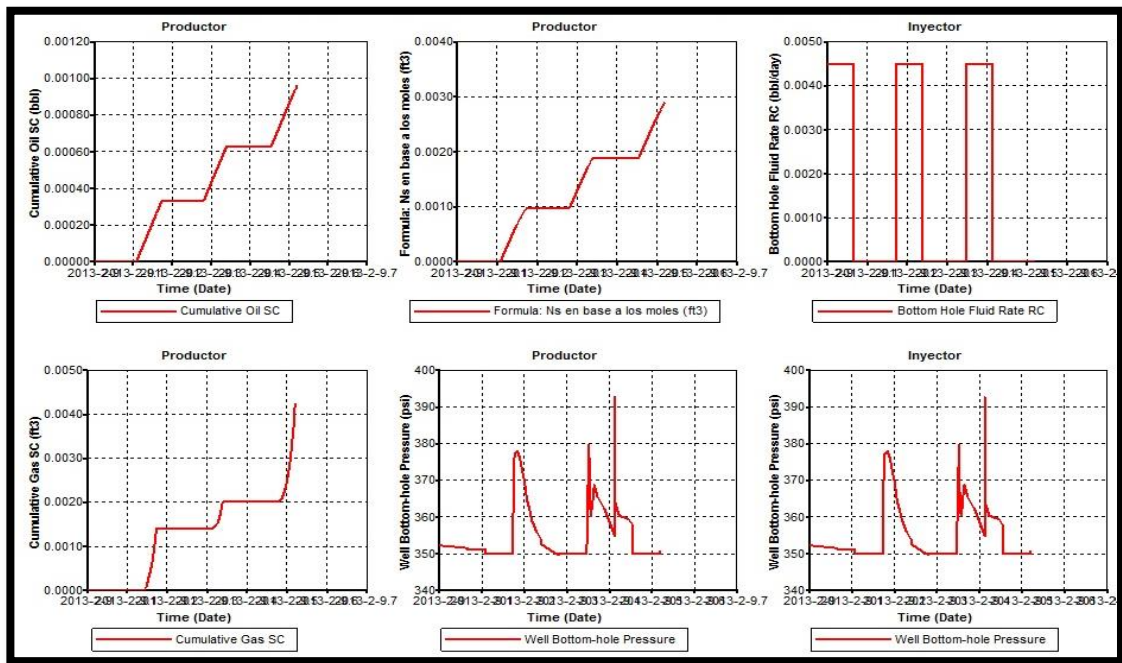


Figura 4.26: Perfiles de producción y de presión del proceso de inyección cíclica del gasoil para un tiempo de remojo de 1 hora.

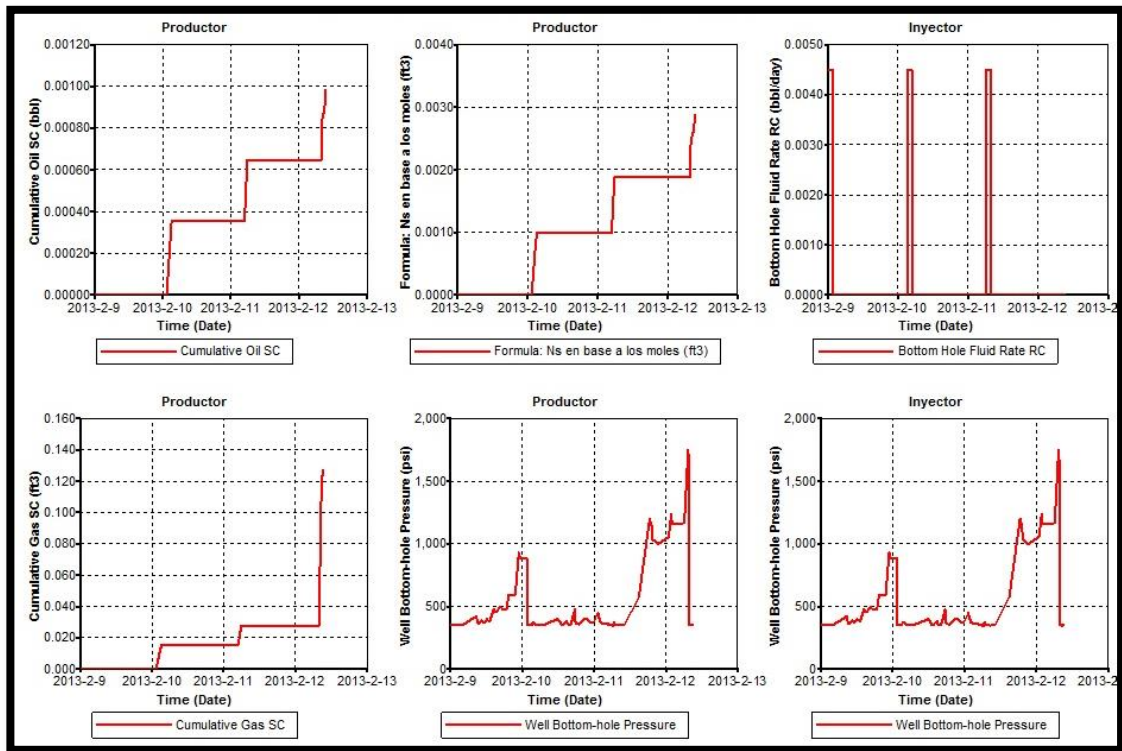


Figura 4.27: Perfiles de producción y de presión del proceso de inyección cíclica del gasoil para un tiempo de remojo de 24 horas.

En las figuras 4.26 y 4.27 se observa que el máximo número de ciclos de producción con el gasoil es de dos (2) ciclos, aunque los perfiles de presión (gráficos inferior central y derecho) de los pozos: productor e inyector, para ambas figuras, presentan mucha dispersión, evidenciándose presiones muy elevadas al final del segundo ciclo de producción. Sin embargo, el régimen de tasa de inyección del solvente (gráfico superior derecho), el cual es la restricción primaria del pozo inyector, se cumple para todo el tiempo de simulación.

Los valores de las producciones acumuladas del crudo, solvente y gas (gráficos superior derecho, central e inferior izquierdo) son presentados en las tablas 4.37 y 4.38:

Tabla 4.37: Producciones acumuladas de los fluidos para un tiempo de remojo del gasoil de 1 hora.

Celda	Solvente inyectado	1er Ciclo		2do Ciclo	
Simulación	Gasoil	Np (Bbls)	Ns (pies <sup>3</sup> )	Np (Bbls)	Ns (pies <sup>3</sup> )
		0,00033	0,000974	0,00063	0,001888
V <sub>o</sub> (Bbls)	0,00061952	%R <sub>o</sub>	%R <sub>s</sub>	%R <sub>o</sub>	%R <sub>s</sub>
V <sub>g</sub> (pies <sup>3</sup> )	0,00167370	53,6	58,2	101,4	54,6

Tabla 4.38: Producciones acumuladas de los fluidos para un tiempo de remojo del gasoil de 24 horas.

Celda	Solvente inyectado	1er Ciclo		2do Ciclo	
Simulación	Gasoil	Np (Bbls)	Ns (pies <sup>3</sup> )	Np (Bbls)	Ns (pies <sup>3</sup> )
		0,000354	0,000993	0,000648	0,001879
V <sub>o</sub> (Bbls)	0,00061952	%R <sub>o</sub>	%R <sub>s</sub>	%R <sub>o</sub>	%R <sub>s</sub>
V <sub>g</sub> (pies <sup>3</sup> )	0,00167370	57,1	59,3	104,7	53

Se puede observar en las tablas 4.37 y 4.38 que el porcentaje de recuperación del crudo aumenta con el tiempo de remojo de 24 horas en los dos (2) ciclos de producción en comparación al tiempo de remojo de 1 hora. Sin embargo, para el gasoil se observa que para el primer ciclo de producción para un tiempo de 24 horas se recupera un mayor volumen, y en el siguiente ciclo disminuye el porcentaje de recuperación. Esta observación debe ser comprobada experimentalmente con la prueba de desplazamiento con este solvente.

## Conclusiones

1. La caracterización fisicoquímica de los fluidos y el análisis composicional representan los pasos iniciales antes de realizar cualquier experimento ya que son de suma importancia para el diseño y operación de una prueba de laboratorio. Esta información es la base fundamental para construir el modelo de fluidos en la simulación composicional de un proceso de inyección de hidrocarburos miscibles o de solventes.
2. Las pruebas en estático sirven para determinar la interacción fisicoquímica de la mezcla crudo-solvente a las condiciones de yacimiento y el análisis de sus propiedades permite obtener las curvas de calibración para determinar el volumen de inyección del solvente y su concentración en los efluentes producidos en las pruebas en dinámico.
3. La prueba de la mancha es un análisis cualitativo que determina el grado de estabilidad de una mezcla de hidrocarburos en base a la dilución con un agente precipitante (iso-octano) y un solvente (xileno).
4. El exponente de interacción binaria (PVC3) es un parámetro que relaciona la interacción entre los componentes de los fluidos, el cual se ajusta comúnmente con la presión de saturación o de vapor de un fluido, el cual es susceptible al valor de presión que se le asigne.
5. Los resultados de la simulación de un proceso dependerán de la calidad de los datos experimentales, ya que están fuertemente condicionados al comportamiento observado y su interpretación se basará en el conocimiento y experiencia del ingeniero de yacimientos.
6. De acuerdo al modelo N° 4 el número de ciclos de producción para la nafta es de 3 ciclos y para el gasoil es de 2 ciclos, por la diferencia de volúmenes requeridos de inyección de los solventes para lograr una calidad de mezcla de 17 °API.
7. El porcentaje de recuperación del crudo para el modelo de inyección cíclica de la nafta fue mayor del 30 % y para el solvente fue mayor del 87 % en cada ciclo de producción, siendo este porcentaje para el tiempo de remojo de 24 horas. Para el modelo de inyección del gasoil el porcentaje de recuperación del crudo fue mayor del 50 % y para el solvente mayor del 53 % en cada ciclo de producción.

8. Para los procesos de inyección de solventes, el principal mecanismo de recuperación del crudo es la difusión molecular de los componentes del solvente con el crudo, la cual puede ser evaluada por distintas correlaciones, en este caso se empleó el método de Sigmund para las fases oleica y gaseosa.
9. Los controles numéricos de un modelo de simulación composicional deben ser seleccionados cuidadosamente ya que de lo contrario, no se podrá ejecutar la corrida del modelo y/o pueden incidir en los resultados de salida.

## Recomendaciones

- ✓ Se debe realizar la prueba de saturación de la celda de desplazamiento con crudo recombinado a una presión por encima de la presión de burbuja ( $P_{operación} > P_b$ ), si se conoce su valor experimental para la muestra de crudo, a fin de evitar el flujo segregado del crudo y del gas en el celda, ya que los valores de caída de presión registrados por el transductor de presión pueden verse afectados por el flujo bifásico y por ende el cálculo de la permeabilidad efectiva.
- ✓ El volumen muerto del montaje experimental debe ser minimizado lo más posible ya que se puede presentar desajustes del cálculo de los volúmenes desplazados de fluidos dentro del volumen de control, el cual está representado por el empaque o medio poroso de la celda de desplazamiento y por lo tanto puede alterar de manera significativa el cálculo de las saturaciones promedios de los fluidos y de los volúmenes producidos.
- ✓ Obtener los datos de las pruebas experimentales mediante un sistema de adquisición de datos, ya que éste registrará a tiempo real las variaciones de los parámetros de los equipos que están enlazados a este sistema, en lugar de registrar los valores en forma manual.
- ✓ Se sugiere emplear en las curvas de calibración, un parámetro de caracterización más específico del fluido como el índice refractivo o de refracción, el cual es dependiente del cambio de presión y temperatura de la sustancia, en lugar de la densidad ya que las variaciones de esta propiedad no son muy significativas.
- ✓ Hacer un estudio más profundo del modelo de fluidos a fin de representar de forma más precisa el comportamiento de fases, el cual debe ser validado con el análisis extendido experimental, empleando el tipo de distribución Gamma para agrupar los componentes en la distribución de número de carbono simple extendido para formar los pseudocomponentes, que serán utilizados en la simulación composicional.
- ✓ Emplear un esquema de agrupamiento de las fracciones pesadas del crudo y de los solventes distinto al propuesto en este trabajo, ya que la forma de agrupación de los componentes puede incidir en el comportamiento de las fases en los resultados de salida del modelo de simulación. También, se sugiere usar un mayor número de componentes para el crudo y el solvente, con la finalidad de modelar con mayor exactitud el comportamiento de las fases y comparar ambos resultados.

- ✓ Introducir un segundo modelo de ecuación de estado (EOS), la cual se puede aplicar para los cálculos realizados a condiciones de superficie (separador), de forma tal que el primer modelo se utilice para los cálculos a condiciones de yacimiento.
- ✓ Los resultados experimentales de la prueba de desplazamiento con los dos solvente deben utilizarse para validar la corrida del modelo de simulación a fin de analizar los parámetros de entrada del simulador que afectan y/o impactan los resultados de la corrida de los modelos realizados, y posiblemente considerar otros efectos que puedan estar presentes en el experimento tales como los efectos capilares, la tensión interfacial entre el crudo y el gas, la dispersión dependiente de la velocidad, entre otros.
- ✓ Analizar el impacto de los valores de las palabras claves de la sección control numérico del *dataset* del modelo de simulación de la prueba de desplazamiento en dinámico con los solventes, ya que los resultados de la corrida son susceptibles al tamaño de paso de tiempo seleccionado y el criterio de convergencia para el método de Newton.
- ✓ Emplear otro tipo de mallado como el radial para evaluar los efectos en las cercanías de los pozos ubicados en los extremos de la celda y comparar los resultados de salida con el modelo cartesiano.
- ✓ Tomar en cuenta el modelo de precipitación de asfaltenos en términos de los cambios en la presión y composición para la simulación del proceso de inyección cíclica del solvente, y comparar ambos escenarios.
- ✓ Realizar una evaluación económica del solvente más apropiado en función del volumen de inyección a escala de campo y su costo en el mercado.



## Bibliografía

1. Akbarzadeh, K. y cols. (2007). Los asfaltenos: Problemáticos pero ricos en potencial. *Oilfield Review*, otoño de 2007, 24 – 47 p. Extraído el 3 de Enero de 2012 desde [http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/spanish07/aut07/p22\\_43.pdf](http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish07/aut07/p22_43.pdf)
2. Alayon, M. (2004). Asfaltenos Ocurrencia y floculación. Módulo de enseñanza en fenómenos interfaciales en español. Cuaderno FIRP S369-P. Ministerio de Ciencia y Tecnología PPGEA-FONACIT. Universidad de los Andes. Mérida-Venezuela.
3. Alboudwarej, H. y cols (2006). La importancia del petróleo pesado. *Oilfield Review*, otoño de 2006, 38 – 59 p. Extraído el 3 de Enero de 2012 desde [http://www.slb.com/services/industry\\_challenges/heavy\\_oil.aspx](http://www.slb.com/services/industry_challenges/heavy_oil.aspx)
4. Argillier, J. y otros (2005). Dilución del crudo pesado. SPE/PS-CIM/CHOA 97763. Obtenido el 12 de Septiembre de 2012 de la base de datos Onepetro.
5. Álvarez, C. (2006). Introducción a los mecanismos implícitos en procesos de recuperación mejorada. Gerencia Técnica de Esquemas de Explotación PDVSA Intevep. 110 p.
6. Aziz, K. y Setarri, A. (1979). *Petroleum Reservoir Simulation*. Applied Science Publishers Ltd. London. p. 476.
7. Baker Energy de Venezuela. Taller sobre Mejoramiento, Refinación y Economía de crudos: pesados, extrapesados. Mayo, 2006. p. 3, 7-8, 11.
8. Behrouz, T., Kharrat, R. y Ghazanfari, M. (2007). Estudio experimental de los factores que afectan el recobro de crudo pesado en inyecciones de solvente. SPE 2007-006, Sociedad Petrolera, Conferencia Petrolera Internacional Canadiense.
9. Boone, T. y otros (2011). Un plan de desarrollo tecnológico integrado para el recobro de crudo pesado basado en solventes. SPE 150706, Sociedad de Ingenieros de Petróleo. Obtenido el 12 de Diciembre de 2011 de la base de datos Onepetro.
10. Castro, Y., Veliz, A., Sánchez, D., Rodríguez, M., Rondón, N., Rivero, S. y Cortez, M. (2010). Inyección cíclica de vapor con solventes como Método de Recobro Térmico para crudos pesados y extrapesados: Pruebas de laboratorio.

CSUG/SPE 137547, 15 p. Obtenido el 16 de Diciembre de 2011 de la base de datos Onepetro.

11. Cengel, Yunus. (2008) Termodinámica. Sexta edición. 928 p.
12. Censi, P. (2009). Tecnología: El camino hacia la recuperación del petróleo pesado. Petroleum La Revista Petrolera de América Latina. Junio 2009, p. 27-28. Extraído el 12 de Enero de 2012 desde [http://www.slb.com/~media/Files/industry\\_challenges/heavy\\_oil/industry\\_articles/200906\\_petm\\_el\\_camino\\_hacia.ashx](http://www.slb.com/~media/Files/industry_challenges/heavy_oil/industry_articles/200906_petm_el_camino_hacia.ashx)
13. Chang, J. & Ivory, J. (2011, Diciembre). Proceso de inyección cíclica de solventes para recobro de crudo pesado: Exploration & Production Publications, Volumen 9 issue II, p. 36. Extraído el 9 de Enero de 2012 desde <http://www.touchoilandgas.com/ebooks/A1uau5/EPOGReview92/resources/46.htm>
14. Colina, F. (2009). Evaluación del proceso de inyección alterna de vapor con solventes en pozos horizontales en el yacimiento jobo 01, campo jobo 02, a través de la simulación numérica. Tesis de Grado, Universidad de Oriente, Anzoátegui, p. 51. Extraída el 6 de Enero de 2012 desde <http://ri.biblioteca.udo.edu.ve/bitstream/123456789/1563/1/13TESIS.IP009.C27.pdf>
15. Compressibility of reservoir rock. (s.f.). Obtenido el 01 de enero de 2013, de [http://faculty.ksu.edu.sa/arefi/Lectures/PGE%20361%20lecture%206%20Rock%20compressibility%20\[Compatibility%20Mode\].pdf](http://faculty.ksu.edu.sa/arefi/Lectures/PGE%20361%20lecture%206%20Rock%20compressibility%20[Compatibility%20Mode].pdf)
16. Conferencia de La Faja del Orinoco “Del yacimiento de la Faja hasta el combustible comercial”, dictada por el Ing. Daniel Dumas de la Compañía Total, 29/04/2012.
17. Curtis, C. y cols (2002/2003). Yacimientos de petróleo pesado. Oilfield Review, invierno de 2002/2003, 32 – 55 p. Extraído el 3 de Enero de 2012 desde <http://es.scribd.com/doc/18685854/Yacimientos-de-Petroleo-Pesado>.
18. Das, S. (1997). VAPEX: Un proceso eficiente para el recobro de crudo pesado y bitumen. SPE 50941, Sociedad de Ingenieros de Petróleo. Obtenido el 12 de Diciembre de 2011 de la base de datos Onepetro.
19. Das, S. (1995). Recobro in situ del crudo pesado y bitumen usando solventes hidrocarburos vaporizados. Canadá: Universidad de Calgary. 318 p.
20. Dauba, C. y otros (2002). Un acercamiento experimental y numérico integrado para evaluar el comportamiento de la inyección de solvente en el crudo pesado.

SPE 77459, Sociedad de Ingenieros de Petróleo. Obtenido el 12 de Diciembre de 2011 de la base de datos Onepetro.

21. De Ferrer, M. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2da Ed. Maracaibo, Ediciones Astro Data S.A. 390 p.
22. Fanchi, J. (2006). Principles of Applied Reservoir Simulation. 3ra edición. UK. p. 511.
23. Fiorillo, G. (1988). Exploration and evaluation of the Orinoco Oil Belt: final results. Proceedings 3 rd UNITAR/UNDP International Conference on Heavy Crudes & Tar Sands (Long Beach, 1985), 221-237, UNITAR, Nueva York.
24. Fonseca, M. (2012). Daños a la Formación por depósitos orgánicos. Depósitos de Asfaltenos. Pericia de Propiedades de los Fluidos PDVSA-Intevep. Publicación inédita.
25. Ghorayeb, K. y Firoozabadi, A. (2000). Modelado multicomponente de la difusión y la convección en medios porosos. SPE 62168, Sociedad de Ingenieros de Petróleo. Obtenido el 12 de Diciembre de 2011 de la base de datos Onepetro.
26. Glosario de la Oilfield-Schlumberger. Disponible en <http://www.glossary.oilfield.slb.com>.
27. González, D. (2006, Mayo 21). El futuro de la Faja Petrolífera del Orinoco, Soberanía. Extraído el 8 de Enero de 2012 desde [http://www.soberania.org/Articulos/articulo\\_2032.html](http://www.soberania.org/Articulos/articulo_2032.html)
28. Guía para el usuario de *WinProp*, Computer Modelling Group (CMG) – Versión 2012.10.
29. Guía para el usuario de *GEM*, Computer Modelling Group (CMG) – Versión 2012.10.
30. Guía para el usuario de *CMOST*, Computer Modelling Group (CMG) – Versión 2012.10.
31. Hernández, N. (2008). La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO). Material Post grado “Economía y Políticas Energéticas (UNIMET). Extraído el 12 de Enero de 2013 desde <http://www.slideshare.net/energia/faja-petrolifera-del-orinoco>.
32. Ivory, J., Chang, J. Coates, R. y Forshner, K. (2010). Investigación del Proceso de Inyección Cíclica de Solventes para Recobro de crudo pesado. SPE 140662-PA, Revista de Tecnología Petrolera Canadiense JPCT, p. 22, 26-27. Obtenido el 12 de Diciembre de 2011 de la base de datos Onepetro.

33. Kraus, R. (s.f.). Petróleo y gas natural. Proceso de refinado del petróleo. Enciclopedia de salud y seguridad en el trabajo. 33 p.
34. Kumar, M. y otros (2001). Evaluación de métodos IOR para el campo Boscán. SPE 69723, Sociedad de Ingenieros de Petróleo. Obtenido el 9 de Enero de 2012 de la base de datos Onepetro.
35. Layrisse, I. (1999). Producción de petróleo pesado en Venezuela: crónica histórica y escenarios para próximo siglo. SPE 53464 presentado en el Simposio 1999 de la SPE Internacional de Química celebrada en Campos Petroleros de Houston, Texas, 16-19 de febrero de 1999, p. 1-3. Obtenido el 9 de Enero de 2012 de la base de datos Onepetro.
36. Mansoori, G. y Chorn, L. (1989). Advances in Thermodynamic  $C_{7+}$  Fraction Characterization. Volume 1. Taylor & Francis New York Inc. 77 p.
37. Martelo, M. y Delgado G. (2006). Sistemas de completación en procesos térmicos en la Faja Petrolífera del Orinoco. Tesis de grado, Universidad Central de Venezuela. Caracas, p. 17.
38. Masschelein, L. (2004). Los Solventes. Centro Nacional de Conservación y Restauración-Chile, 142 p.
39. Mattax, C. y Dalton, R. (1990). Reservoir Simulation. SPE Monograph Volume 13. 173 p.
40. McMillen, J. (1985, Julio 30). Método de estimulación con solventes en yacimientos de crudo pesado. Patente de Estados Unidos N° 4.531.586, 3 p. Extraído el 4 de Enero de 2012 desde <http://www.google.pl/patents/US4531586>
41. Mejoradores de crudo de la FPO vs refinación de crudo. (Noviembre de 2011). PDVSA-Intevep.
42. Memoria y Cuenta (2010). Caracas: MENPET.
43. Mommer, B. (2004). La valorización del crudo extrapesado de la Faja Petrolífera del Orinoco: Revista Venezolana de Economía y Ciencias Sociales, Mayo-Agosto, año/Vol. 10, número 002. p. 33-50. UCV-Caracas, Venezuela. Extraído el 3 de Enero de 2012 desde <http://redalyc.uaemex.mx/pdf/177/17710203.pdf>
44. Páez, J. y otros (1963). Aspectos de la industria petrolera en Venezuela. Primer Congreso Venezolano de Petróleo, Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleo, Editorial Sucre.

45. Página oficial de PDVSA: [http://: www.pdvsa.com](http://www.pdvsa.com), consultada el 30 de Abril de 2012.
46. Pathak, V. (2010). Recobro de bitumen y de crudo pesado por la inyección de solvente caliente: Una investigación experimental y computacional. SPE 152374-STU, Sociedad de Ingenieros de Petróleo. Obtenido el 12 de Diciembre de 2011 de la base de datos Onepetro.
47. Pedersen, K. y Christensen, P. (2007). Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids. Taylor & Francis Group. 406 p.
48. Perkins, T. y Johnston, O. (1963). Una revisión de la difusión y dispersión en el medio poroso. SPE 480 presentado en Atlantic Refining Co. Dallas, Texas, p. 82-83. Obtenido el 6 de Enero de 2012 de la base de datos de Onepetro.
49. PDVSA – CVP (Noviembre 2008). “Bloque Carabobo 1: Área Central y Área Norte. Plan de Desarrollo”. Caracas 125 p.
50. PDVSA – CVP y CNPC (Mayo 2010). “Bloque Junín 4. Plan de Desarrollo”. Caracas 182 p.
51. PDVSA – CVP y PETROVIETNAM (Octubre 2008). “Bloque Junín 2 Norte. Plan de Desarrollo”. Caracas 182 p.
52. PDVSA – CVP (s.f.). “Estudio de Impacto Ambiental para la toma de muestras y prueba de producción de los pozos B1-6 y B5-15 de los bloques Boyacá 1 y Boyacá 5. Área Boyacá. Faja Petrolífera del Orinoco. Estado Guárico”. Caracas. 47 p.
53. PDVSA – CVP (2006). “Memoria Descriptiva, Proyecto Orinoco Magna Reserva Área Ayacucho”. Caracas. 83 p.
54. PDVSA – CVP (2007). “Memoria Descriptiva, Orinoco Proyecto Magna Reserva Área Boyacá”. Caracas. 126 p.
55. Polikar, J. (2005). Solvente óptimo y geometría del pozo para la producción de crudo pesado por inyección cíclica del solvente. Paper 2005-194, Sexta Conferencia Petrolera Internacional Canadiense de la Sociedad Petrolera (Petroleum Society), Universidad de Alberta. Obtenido el 12 de Diciembre de 2011 de la base de datos Onepetro.
56. Riazi, M. (2005). Characterization and Properties of Petroleum Fractions. ASTM International Standards Worldwide – Stock Number: MNL50. 407 p.
57. Rondón, N. y Castro, Y. (2011). Procedimientos básicos ensayos para pruebas en dinámico para crudo pesados y extrapesados (CP/XP) a condiciones

- operacionales de presión y temperatura utilizando equipo de inyección cíclica de solvente. Procedimientos técnicos de laboratorio, PDVSA-INTEVEP. 12 p.
58. Salama, D. y Kantzas, A. (2005). Observaciones experimentales del desplazamiento miscible de crudos pesados con solventes hidrocarburos. SPE/PS-CIM/CHOA 97854. Obtenido el 12 de Diciembre de 2011 de la base de datos Onepetro.
  59. Satter, A., Iqbal, G. y Buchwalter, J. (2007). Practical Enhanced Reservoir Engineering Assisted with Simulation Software. PennWell Corporation, 688 p.
  60. Schumacher, M. (1978). Enhanced Oil Recovery secondary and tertiary methods. New Jersey Noyes Data. p. 221.
  61. Taylor, G. (1953). Dispersión de material soluble en solvente que fluye lentamente a través de un tubo. Proc., Roy. Soc. Vol. 219. 186 p.
  62. Teixeira, J. (2011). Factibilidad técnica de la inyección de solvente para un crudo de la Faja Petrolífera del Orinoco. Trabajo especial de grado no publicado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
  63. Tutorial 2010 “Caracterización de un Modelo de crudo pesado y Modelo de crudo pesado con Solvente usando *WinProp*”. Publicación inédita. Computer Modelling Group, Ltd.
  64. Ullmann, F. (2005). Ullmann’s Encyclopedia of Industrial Chemistry: Solvents. Wiley-VCH, p. 1-19.
  65. Veliz, A. (2011). Procedimiento básicos ensayos de pruebas en estáticos para crudo pesados y extrapesados (CP/XP) a condiciones operacionales de presión y temperatura utilizando reactores tipos *Batch*. Procedimientos técnicos de laboratorio, PDVSA-INTEVEP. 14 p.
  66. Vidrio, V. y cols (n.d.). Diccionario Términos de Pemex Refinación. 176 p. Extraído el 11 de Diciembre de 2011 desde <http://www.itek.com.mx/INDUSTRIA/DICCIONARIO%20PEMEX.pdf>

## Nomenclatura

Lista de símbolos:

$C_f$ : Compresibilidad de la roca, Campo:  $\text{lpc}^{-1}$ .

$G/C$ : Relación másica gasoil-crudo,  $\text{g/g}$ .

$G_p$ : Producción acumulada de gas; unidad de laboratorio:  $\text{cm}^3$ , unidad de campo:  $\text{pies}^3$ .

$I_p$ : Inyección acumulada de crudo, Lab:  $\text{cm}^3$ , Campo: Bbls.

$I_s$ : Volumen de inyección de solvente, Lab:  $\text{cm}^3$ , Campo:  $\text{pies}^3$ .

$k$ : Constante de equilibrio inicial del componente, adim.

$K_{\text{abs}}$ : Permeabilidad absoluta del empaque al nitrógeno ( $\text{N}_2$ ), mD.

$K_o$ : Permeabilidad efectiva del empaque el crudo, mD.

$K_w$ : Permeabilidad efectiva del empaque al agua, mD.

$n$ : moles, Lab:  $\text{gmol}$ , Campo:  $\text{gmol}$ .

$N/C$ : Relación másica nafta-crudo,  $\text{g/g}$ .

$N_{\text{efluente}}$ : Producción acumulada de efluente (crudo+solvente),  $\text{cm}^3$ .

$ng$ : Exponente de Corey para el gas, adim.

$nog$ : Exponente de Corey para el sistema crudo-gas, adim.

$now$ : Exponente de Corey para el sistema crudo-agua, adim.

$N_p$ : Producción acumulada de crudo, Lab:  $\text{cm}^3$ , Campo: Bbls.

$N_{\text{pf}}$  = Producción acumulada de crudo al final de cada ciclo de producción, Lab:  $\text{cm}^3$ , Campo: Bbls.

$N_s$ : Producción acumulada de solvente, Lab:  $\text{cm}^3$ , Campo:  $\text{pies}^3$ .

$nw$ : Exponente de Corey para el agua, adim.

$P_b$ : Presión de burbuja,  $\text{lpc}$ .

$P_f$ : Presión de fondo o de salida de la celda,  $\text{lpc}$ .

$P_{\text{iny}}$ : Presión de inyección,  $\text{lpc}$ .

$P_{\text{operación}}$ : Presión de operación,  $\text{lpc}$ .

$q$ : Tasa de flujo,  $\text{cm}^3/\text{min}$ .

$Q_o$ : Tasa de inyección de crudo,  $\text{cm}^3/\text{min}$ .  
 RGP: Relación gas-petróleo, Lab:  $\text{Scm}^3/\text{Scm}^3$ , Campo: PCN/BN.  
 $S_g$ : Saturación de gas, %.  
 $S_o$ : Saturación de crudo, %.  
 $S_{wir}$ : Saturación de agua irreducible, %.  
 $t_{iny}$ : Tiempo de inyección, min.  
 $t_{prod}$ : Tiempo de producción, min.  
 $t_{remojo}$ : Tiempo de remojo, min.  
 $V_g$ : Volumen de gas, Lab:  $\text{cm}^3$ , Campo:  $\text{pies}^3$ .  
 $V_{iny}$ : Volumen de inyección.  
 $V_m$ : Volumen de la matriz,  $\text{cm}^3$ .  
 $V_o$ : Volumen de crudo, Lab:  $\text{cm}^3$ , Campo: Bbls.  
 $V_o$ : Volumen de crudo, Lab:  $\text{cm}^3$ , Campo: Bbls.  
 VP: Volumen poroso, Lab:  $\text{cm}^3$ , Campo:  $\text{pies}^3$ .  
 $VP_e$ : Volumen poroso efectivo, Lab:  $\text{cm}^3$ , Campo:  $\text{pies}^3$ .  
 $V_t$ : Volumen total o bruto, Lab:  $\text{cm}^3$ , Campo:  $\text{pies}^3$ .  
 $V_w$ : Volumen de agua, Lab:  $\text{cm}^3$ , Campo: Bbls.  
 $W_p$ : Producción acumulada de agua, Lab:  $\text{cm}^3$ , Campo: Bbls.  
 $\%R_o$ : Porcentaje de recuperación del crudo, %.  
 $\%R_s$ : Porcentaje de recuperación del solvente, %.

Símbolos griegos:

$\gamma$ : Tasa de corte,  $\text{s}^{-1}$ .  
 $\mu$ : Viscosidad dinámica, cp.  
 $\mu_m$ : Viscosidad dinámica de mezcla, cp.  
 $\rho_{go}$ : Densidad del gasoil, Lab:  $\text{g}/\text{cm}^3$ , Campo:  $\text{lb}/\text{pies}^3$ .  
 $\rho_n$ : Densidad de la nafta, Lab:  $\text{g}/\text{cm}^3$ , Campo:  $\text{lb}/\text{pies}^3$ .  
 $\rho_m$ : Densidad de mezcla, Lab:  $\text{g}/\text{cm}^3$ , Campo:  $\text{lb}/\text{pies}^3$ .

$\Phi$  = Porosidad, %.



Subíndices:

b: burbuja.

c: crítico.

e: efectivo.

g: gas.

o: crudo.

s: solvente.

w: agua.

y: yacimiento.

n: nafta.

go: gasoil.

Conversiones de unidades:

$$^{\circ}F = \frac{9}{5} \times ^{\circ}C + 32$$

$$^{\circ}C = \frac{5}{9} \times (^{\circ}F - 32)$$

$$^{\circ}R = ^{\circ}F + 459,67$$

$$1 \text{ pie}^3 = 0,1781076067 \text{ Bbls.}$$

$$1 \text{ cm}^3 = 0,0000353147 \text{ pies}^3.$$

$$1 \text{ cm}^3 = 0,0000062898 \text{ Bbls.}$$

## Glosario

**Agrupamiento (“Lumping” o “Grouping”):** Esta técnica consiste en agrupar algunos componentes en grupos simples a fin de reducir el número de componentes de tal manera que los cálculos se puedan realizar más rápido y eficientemente (Riazi, 2005). Aplica cuando se tiene muchos componentes los cuales pueden alargar los cálculos de equilibrio de fases en el simulador.

**Aromáticos:** Son hidrocarburos cíclicos pero insaturados que comienzan con la molécula de benceno ( $C_6H_6$ ) y contienen enlaces dobles carbono-carbono alternados. El nombre aromático se refiere al hecho de que tales hidrocarburos tienen comúnmente olores fragantes. Los más comunes son el benceno, el tolueno ( $C_7H_8$ ), el orto-xileno ( $C_8H_{10}$ ) y el naftaleno ( $C_{10}H_8$ ). Generalmente, las series aromáticas con solo un anillo de benceno son también llamados monoaromáticos (MA) o aromáticos mononucleares (Riazi, 2006).

**Asfaltenos:** Son la fracción de crudo que contiene más heteroátomos (nitrógeno, oxígeno, azufre) y metales como el níquel y el vanadio. Es la fracción más polar y de mayor peso molecular, la cual es insoluble en parafinas de bajo peso molecular como propano, butano, pentano, hexano y heptano, y soluble en compuestos aromáticos, tales como benceno, tolueno, xileno (Fonseca, 2012).

**Coefficiente de interacción binaria:** Es un factor de corrección usado para representar los componentes desiguales en la mezcla de hidrocarburos (Mansoori y Chorn, 1989).

**Compresibilidad de la formación:** Se define como el cambio fraccional en el volumen poroso de la roca por unidad de cambio de la presión, la cual es igual a la compresibilidad de poro (“Compressibility of reservoir” s.f. p. 12).

**Constante de equilibrio:** Es un parámetro adimensional, definida como el cociente entre la fracción molar del componente líquido y la fracción molar del gas de ese mismo componente. Con esta relación, los simuladores pueden simular los datos PVT del fluido sin tener que utilizar las tablas que siempre se deben suministrar en el simulador *Blackoil* (Fanchi, 2006).

**Contenido de metales:** Se refiere a la cantidad de metales en forma de sales o como complejos órgano-metálicos, los cuales son difíciles de remover. Los principales metales son el Vanadio y el Níquel (“Taller sobre Mejoramiento” 2006, p.11).

**Coquificación retardada:** Es una forma enérgica de craqueo térmico utilizada para obtener gasolina de destilación directa y diversas fracciones de destilación intermedia, que se utilizan como materiales para craqueo catalítico. Por este proceso, el hidrógeno de la molécula de hidrocarburo se reduce de forma tan completa, que el residuo es una forma de carbono casi puro, denominado coque. En este proceso primero se carga el material en un fraccionador para separar los hidrocarburos más ligeros y después se combina con el petróleo pesado reciclado (Kraus, (s.f), p. 12).

**Corte de refinería:** Grupo de hidrocarburos o componentes del petróleo que poseen propiedades o características similares y que se separan en el proceso de la destilación primaria, cuyo rango de destilación confiere las propiedades básicas para su empleo o posterior refinación. Las fracciones de la destilación del crudo gradualmente se dividen en cinco que son: gas licuado, nafta o gasolina, kerosene, gasoil o diesel y residuo. Cada una de estas fracciones puede a su vez dividirse en subfracciones, por ejemplo: nafta ligera, nafta media y nafta pesada (Vidrio, 2011).

**Crudo Extrapesado:** Es un crudo pesado con una gravedad API por debajo de 10 °API. Este tipo de crudo, si bien fluye en las condiciones naturales del yacimiento, en la superficie, a la temperatura ambiental y a la presión atmosférica, se vuelve pastoso como un bitumen.

**Crudo pesado:** Es un crudo que tiene una gravedad API comprendida en el rango de 10 – 21,9 °API.

**Crudo:** Consiste de una serie estrechamente relacionada de compuestos hidrocarburos complejos que varían desde un gas ligero, metano, hasta una serie de sólidos pesados. Las distintas mezclas que comprenden el petróleo líquido o crudo se separan por destilación bajo temperaturas crecientes. Los componentes de la mezcla, clasificados de ligero hasta pesado, son los gases, gasolina, querosén, gasoil, aceite lubricante, petróleo combustible residual, y, finalmente, asfalto y parafina.

**Densidad:** Es la relación entre la masa por unidad de volumen de una sustancia.

**Factor acéntrico:** Representa la desviación de la conformación molecular de una esfera (Mansoori y Chorn, 1989).

**Función de densidad de probabilidad (FDP):** Es una función matemática que describe la intensidad de cantidad de un número de carbonos, o valor de peso molecular, o punto de ebullición para compuestos con  $N_c \geq 6$ . Esta función se puede obtener de una función de distribución que describe como varios componentes o sus propiedades son distribuidos en una mezcla (Riazi, 2006).

**Gravedad API:** Es la escala de gravedad establecida por el Instituto Americano de Petróleo (API) la cual se basa en el agua pura con una gravedad API asignada arbitrariamente de 10°; Los crudos de densidad progresivamente inferior tienen los valores más altos de gravedad API. Es la propiedad fundamental para la comercialización y el refinado de petróleo (“Taller sobre Mejoramiento” 2006, p.7).

**Gravedad específica:** Es un valor adimensional y se define como la razón de la densidad del crudo a determinada presión y temperatura y la densidad del agua dulce (1 g/cc) ambas a condiciones estándar (CS); 60 °F y 14,7 lpc.

**Hidrocarburos:** Son compuestos químicos con diferentes estructuras conteniendo solamente hidrógeno y carbono (“Taller sobre Mejoramiento” 2006, p.2).

**Interdigitación (adedamiento) viscosa:** Este fenómeno es atribuido al alto contraste en la viscosidad (aproximadamente seis (6) órdenes de magnitud) entre el solvente y el crudo. Este proceso es desventajoso ya que resulta en un área de superficie de contacto grande entre los dedos con alta concentración del solvente y el crudo inicial del yacimiento (Boone y otros, 2011).

**Mejorador:** Es una instalación en la cual se utilizan diferentes procesos para convertir un crudo pesado o extrapesado en un crudo comercial denominado crudo sintético o mejorado, sin llegar a producir productos de petróleo.

**Movilidad:** Se define como la relación entre la permeabilidad absoluta del crudo a su viscosidad, la cual relacionada la velocidad y el gradiente de presión del fluido.

**Naftenos:** También llamados cicloalcanos, son anillos o hidrocarburos saturados cíclicos con la fórmula general  $C_nH_{2n}$ . Entre ellos se tienen el ciclopentano ( $C_5H_{10}$ ), ciclohexano ( $C_6H_{12}$ ) (Riazi, 2006).

**Olefinas:** Son otras series de hidrocarburos acíclicos pero son insaturados y tiene por lo menos un enlace doble entre átomos de carbono-carbono. Los compuestos con un enlace doble son llamados monoolefinas o alquenos, tales como el eteno, propeno y propileno, tienen la fórmula general  $C_nH_{2n}$ .

**Parafinas:** Son también llamadas alcanos y tienen la fórmula general de  $C_nH_{2n+2}$ , donde n es el número de átomos de carbono. Las parafinas se dividen en dos grupos: el primer grupo son las parafinas normales o alcanos normales, escritas simplemente como n-parafinas o n-alcanos y son hidrocarburos saturados de cadenas lineales abiertas. Las parafinas son las series más grande de hidrocarburos y comienzan con el metano ( $CH_4$ ), el cual es también representado por C1, y el segundo grupo son las isoparafinas, estas son hidrocarburos tipo ramificadas y comienzan con el isobutano (metil-propano), el cual tiene la misma fórmula como el n-butano ( $C_4H_{10}$ ). Los compuestos de diferentes estructuras pero la misma fórmula cerrada son llamados isómeros (Riazi, 2006).

**Peso molecular:** Es un número (M) que 1 mol de cualquier sustancia tiene una masa equivalente de M g. El peso molecular es representado por el mismo número en todos los sistemas de unidades sin considerar el sistema usado. Se utiliza para convertir las cantidades molares en base masa necesaria para aplicaciones prácticas (Riazi, 2006).

**Petróleo:** Mezcla de hidrocarburos y de otros compuestos en menor proporción que contienen cantidades variables de azufre, nitrógeno, oxígeno, metales y sales (“Taller sobre Mejoramiento” 2006, p.3).

**Permeabilidad relativa:** Es la razón de la permeabilidad efectiva, cuando más de un fluido está presente, a la permeabilidad absoluta.

**Presión de burbuja:** Es la presión a la cual comienza a liberarse la primera burbuja de gas disuelta en el crudo. También es conocida generalmente como presión de saturación.

**Presión de saturación:** Se conoce como presión de vapor para los solventes, la cual es menor que la presión atmosférica (1 atm), y como presión de burbuja para el crudo. Es la fuerza ejercida por unidad de área de las paredes por la porción vaporizada del

líquido. También se define como la presión a la cual las fases de vapor y líquido de una sustancia pura están en equilibrio mutuamente (Riazi, 2005).

**Presión de vapor Reid:** Es la presión absoluta ejercido por una mezcla a 37,8 °C (100 °F) a una relación de volumen líquido a vapor de 4. Se conoce en sus siglas en inglés como RVP, es una de las propiedades más importantes de las gasolinas y combustibles jet y se usa como criterio de mezclado de productos. También es un parámetro útil para la estimación de las pérdidas de tanques de almacenamiento durante el llenado o drenaje (Riazi, 2005).

**Pseudocomponente:** Es una mezcla de componentes puros que es tratado como un componente individual en la formulación de las ecuaciones de flujo de los fluidos. (Fanchi, p. 151).

**Razón de movilidad:** Es el cociente entre la movilidad de la fase desplazante o de empuje por la movilidad de la fase desplazada o residente. Para desplazamientos miscibles es habitual suprimir los términos de permeabilidad relativa de la movilidad de los fluidos y expresarla en términos de las viscosidades.

**Refinación:** Conjunto de procesos industriales empleados para transformar los crudos en productos derivados; nafta, gasoil, kerosene, solventes, lubricantes, asfalto, etc.

**Refinería:** Complejo de instalaciones en el que el crudo se separa en fracciones ligeras y pesadas, las cuales se convierten en productos aprovechables o insumos.

**Reservas de Hidrocarburos:** Volúmenes de hidrocarburos líquidos y gaseosos existentes en el subsuelo y que han sido objeto de evaluación.

**Resinas:** Son una clase de solubilidad, y se asemejan un tanto a los asfaltenos. Constituyen el componente polar no volátil del petróleo crudo que es soluble en n-alcenos e insoluble en propano líquido. Las resinas son oscuras, semisólidas, muy adhesivas, de peso molecular alto, y su composición depende del precipitante empleado, proveen una transición entre las fracciones polares (asfaltenos) y las no polares del petróleo, por lo tanto previenen la acumulación de agregados polares que no pueden dispersarse en el crudo. (Alayon, 2004).

**Saturados:** Saturado significa que la molécula contiene el número máximo de átomos de hidrógeno posibles, con enlaces dobles o triples entre los átomos de carbono e hidrógeno. Los saturados también se denominan alcanos o parafinas. La más simple de esas moléculas es el metano (Akbarzadeh, 2007).

**Separación (“*Splitting*” o “*Pseudoization*”):** Es una técnica que consiste en dividir la mezcla, es decir, la fracción plus ( $C_{7+}$ ) en un número de pseudocomponentes con fracción molar, peso molecular, temperatura de ebullición normal y gravedad específica determinada. Esto se logra con la distribución molar de los componentes conocida a través de una ecuación. Es ampliamente usada para caracterizar las fracciones plus de hidrocarburos, fluidos del yacimiento, y fracciones petroleras de rango amplio de ebullición (Riazi, 2005).

**Temperatura de Ebullición:** Se define como la temperatura que corresponde a la presión de vapor que es igual a la presión exterior sobre el líquido, comúnmente la presión atmosférica, en este caso se denomina la temperatura de ebullición normal (Masschelein, 2004).

**Viscosidad dinámica:** Es la propiedad física fundamental del transporte de los crudos y sus derivados. Es una medida de la resistencia interna al flujo que ofrece el crudo o el derivado en particular a fluir a través de una apertura fija a una temperatura dada (“Taller sobre Mejoramiento” 2006, p.8). Su unidad es el centipoise (mPa.s) y se



requiere generalmente para los cálculos en el yacimiento y las tuberías. La viscosidad del petróleo se determina principalmente por la cantidad de gas disuelto que contiene y la temperatura del fluido; mientras mayor sea el gas en solución y más alta la temperatura, la viscosidad será menor.

## **Anexos**

Anexo 1. Formulación del agua de inyección sintética de formación.

Formulación	Valores
Calcio, Ca <sup>+2</sup> (ppm)	41,6
Magnesio, Mg <sup>+2</sup> (ppm)	54,4
Sodio, Na <sup>+1</sup> (ppm)	2586
Bicarbonatos, HCO <sub>3</sub> <sup>-1</sup> (ppm)	2600
Carbonatos, CO <sub>3</sub> <sup>-2</sup> (ppm)	0
Sulfatos, SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup> (ppm)	8
Cloruros, Cl <sup>-1</sup> (ppm)	2750
Potasio, K <sup>+1</sup> (ppm)	44
Sólidos Totales Disueltos, STD (ppm)	8084
Salinidad, S (ppm equivalentes de NaCl)	6171,52
% peso de NaCl	0,0062

Anexo 2. Propiedades de los componentes de la biblioteca del simulador *WinProp* [28]

Componentes	Peso Molecular MW, g/gmol	Gravedad específica SG, adim	Temperatura de ebullición normal T <sub>b</sub> , °F	Presión crítica P <sub>c</sub> , atm	Temperatura crítica T <sub>c</sub> , °K
H <sub>2</sub> S	34,08	0,801	-76,63	88,2	373,2
CO <sub>2</sub>	44,01	0,818	-109,21	72,8	304,2
N <sub>2</sub>	28,013	0,809	-320,35	33,5	126,2
CH <sub>4</sub>	16,043	0,3	-258,61	45,4	190,6
C <sub>2</sub>	30,07	0,356	-127,57	48,2	305,4
C <sub>3</sub>	44,097	0,507	-43,69	41,9	369,8
iC <sub>4</sub>	58,124	0,563	10,67	36	408,1
nC <sub>4</sub>	58,124	0,584	31,19	37,5	425,2
iC <sub>5</sub>	72,151	0,625	82,13	33,4	460,4
nC <sub>5</sub>	72,151	0,631	96,89	33,3	469,6
nC <sub>6</sub>	86,178	0,664	155,75	29,3	507,4
nC <sub>7</sub>	100,205	0,688	209,21	27	540,2
nC <sub>8</sub>	114,232	0,707	258,17	24,5	568,8
nC <sub>9</sub>	128,259	0,722	303,53	22,8	594,6
nC <sub>10</sub>	142,286	0,734	345,47	20,8	617,6
nC <sub>16</sub>	226,448	0,777	548,33	14	717
FC <sub>6</sub>	86	0,69	146,93	32,46	507,5
FC <sub>7</sub>	96	0,727	199,13	30,97	543,2
FC <sub>8</sub>	107	0,749	242,33	29,12	570,5
FC <sub>9</sub>	121	0,768	289,13	26,94	598,5
FC <sub>10</sub>	134	0,782	330,53	25,01	622,1
FC <sub>11</sub>	147	0,793	370,13	23,17	643,6
FC <sub>12</sub>	161	0,804	407,93	21,63	663,9
FC <sub>13</sub>	175	0,815	442,13	20,43	682,4
FC <sub>14</sub>	190	0,826	476,33	19,33	700,7
FC <sub>15</sub>	206	0,836	510,53	18,25	718,6
FC <sub>16</sub>	222	0,843	542,93	17,15	734,5
FC <sub>17</sub>	237	0,851	571,73	16,35	749,2
FC <sub>18</sub>	251	0,856	595,13	15,65	760,5

Continuación del anexo 2

FC <sub>19</sub>	263	0,861	616,73	15,06	771
FC <sub>20</sub>	275	0,866	641,93	14,36	782,9
FC <sub>21</sub>	291	0,871	663,53	13,83	793,3
FC <sub>22</sub>	300	0,876	686,93	13,26	804,4
FC <sub>23</sub>	312	0,881	706,73	12,83	814
FC <sub>24</sub>	324	0,885	726,53	12,38	823,2
FC <sub>25</sub>	337	0,888	748,13	11,84	832,7
FC <sub>26</sub>	349	0,892	766,13	11,48	841,2
FC <sub>27</sub>	360	0,896	784,13	11,13	849,6
FC <sub>28</sub>	372	0,899	802,13	10,76	857,7
FC <sub>29</sub>	382	0,902	816,53	10,49	864,3
FC <sub>30</sub>	394	0,905	834,53	10,118	872,53
FC <sub>31</sub>	404	0,909	850,73	9,88	880
FC <sub>32</sub>	415	0,912	866,93	9,59	887,3
FC <sub>33</sub>	426	0,915	881,33	9,36	893,9
FC <sub>34</sub>	437	0,917	895,73	9,09	900
FC <sub>35</sub>	445	0,92	908,33	8,91	905,9
FC <sub>36</sub>	456	0,922	922,73	8,66	912,1
FC <sub>37</sub>	464	0,925	933,53	8,53	917,3
FC <sub>38</sub>	475	0,927	947,93	8,29	923,4
FC <sub>39</sub>	484	0,929	958,73	8,13	928,2
FC <sub>40</sub>	495	0,931	973,13	7,9	934,3
FC <sub>41</sub>	502	0,933	982,13	7,78	938,5
FC <sub>42</sub>	512	0,934	992,93	7,6	942,8
FC <sub>43</sub>	521	0,936	1003,73	7,46	947,6
FC <sub>44</sub>	531	0,938	1018,13	7,25	953,7
FC <sub>45</sub>	539	0,94	1027,13	7,14	957,8
C <sub>7</sub> H <sub>8</sub> (Tolueno)	92,141	0,874	231,17	40,6	591,7
C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> (Benceno)	78,114	0,883	176,27	48,3	562,1
CC6 (Ciclo-Hexano)	84,162	0,784	177,35	40,2	553,4
H <sub>2</sub> O	18,015	1	212	217,6	647,3

Las propiedades para los primeros 20 componentes se obtuvieron de Reid et al (1977). Los siguientes 30 componentes, FC<sub>6</sub> al FC<sub>45</sub> representan las fracciones

hidrocarburos típicas del C<sub>6</sub> al C<sub>45</sub>. Sus propiedades críticas se calcularon con las correlaciones de Lee y Kesler (1976), usando los puntos de ebullición normal promediados y las gravedades específicas del C<sub>6</sub> al C<sub>45</sub> reportadas por Whitson (Whitson, 1983; Katz and Firoozabadi, 1978). Estos componentes pueden ser usados para cálculos robustos si no hay otra información sobre los componentes finales pesados, en inglés “*heavy ends*”, están disponibles. Los puntos de corte se determinan de los puntos de ebullición de las parafinas normales.

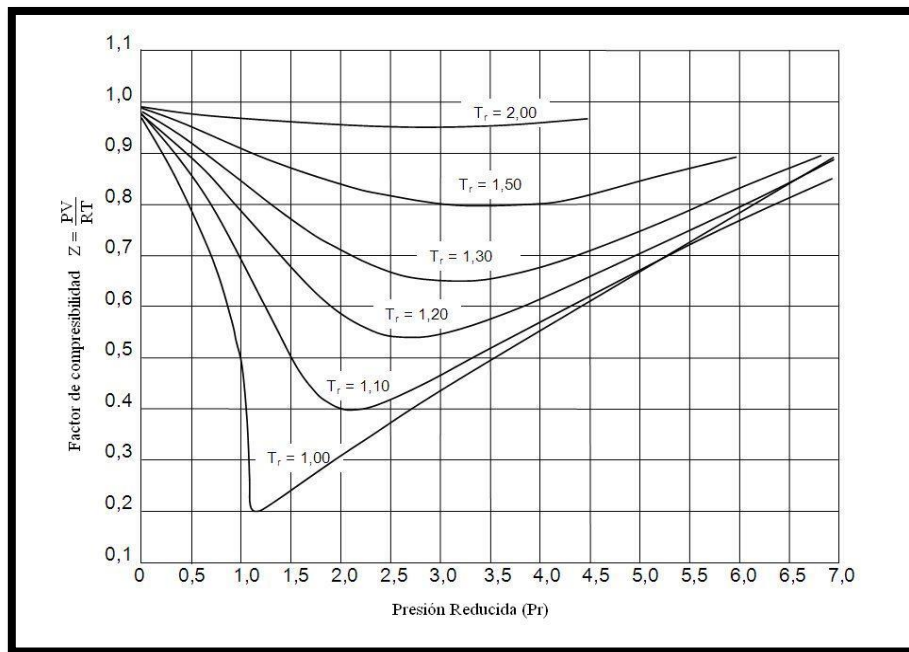
Anexo 3. Reporte del análisis PIONA (tipo de grupo y número de carbonos) para la nafta en porcentaje molar.

	Paraffins	I-Paraffins	Olefins	Napthenes	Aromatics	Unknowns	Total
C1	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
C2	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
C3	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
C4	0.09301	0.01304	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.10605
C5	1.50324	0.80182	0.00000	0.63987	0.00000	0.00000	2.94494
C6	3.50672	2.89489	0.00000	3.42742	0.44238	0.05305	10.32447
C7	5.43736	5.66113	0.00000	7.13241	2.34356	0.11331	20.68777
C8	5.18111	7.48272	0.00000	7.42822	5.09357	0.73672	25.92233
C9	3.96987	5.65538	0.00000	7.90499	4.16862	1.16498	22.86384
C10	2.14307	5.44301	0.00000	3.14011	1.32475	2.41338	14.46432
C11	0.16594	1.34277	0.00000	0.22814	0.05322	0.82398	2.61404
C12	0.00000	0.00767	0.00000	0.00000	0.01741	0.04717	0.07225
C13	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Total:	22.00032	29.30244	0.00000	29.90116	13.44351	5.35258	94.64742
	Oxygenates	0.00000		Total C14+:	0.00000		
	Total Unknowns:	5.35258		Grand Total:	100.00000		

Anexo 4. Datos de la prueba de recombinación del crudo muerto con gas metano industrial.

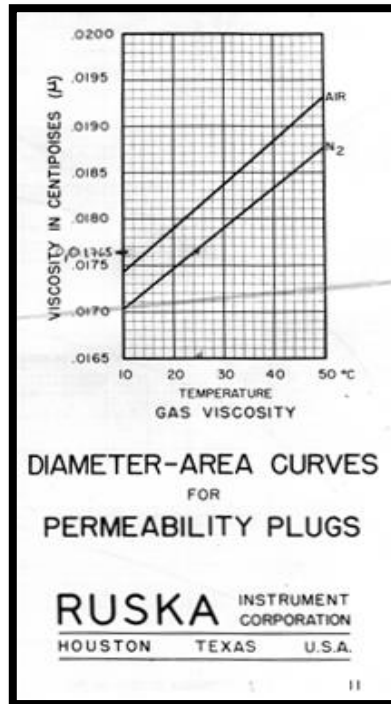
Recombinación del crudo muerto	
Relación Gas-Petróleo (RGP) de campo, (PCN/BN)	57
Tasa de inyección de gas, $Q_g$ (cc/min)	0,1
Volumen de crudo muerto, $V_o$ (lts.)	3
Volumen de gas metano, $V_g$ (lts.)	1,7
Temperatura de trabajo, $T_L$ (°C)	49
Presión de trabajo, $P_L$ (lpca)	600

Anexo 5. Gráfico de factores de compresibilidad Z de los gases.



Tomado del libro Cengel, Yunus. (2008) Termodinámica. Sexta edición. p – 65.

Anexo 6. Gráfico de viscosidad del gas nitrógeno (N<sub>2</sub>) versus la temperatura.



Anexo 7. Datos de la separación instantánea y de la purga de gas del crudo recombinado.

<b>Separación Flash</b>	
Peso del vial vacío (g)	102,60
Peso del vial lleno (g)	114,33
Masa de crudo, m <sub>o</sub> (g)	11,72
Volumen recolectado de crudo, V <sub>o</sub> (cm <sup>3</sup> )	11,67
Volumen recolectado de gas, V <sub>g</sub> (cm <sup>3</sup> )	125,00
Volumen corregido de gas @ C.S., V <sub>gc</sub> (cm <sup>3</sup> )	108,26
Relación Gas-Petróleo experimental, RGP <sub>exp</sub> (PCN/BN)	52,73



Continuación del anexo 7

<b>Prueba de purga del gas</b>	
Masa de crudo recolectado, $m_o$ (g)	36,47
Volumen de crudo recolectado, $V_o$ (ml)	36,29
Volumen recolectado de gas, $V_g$ (cm <sup>3</sup> )	275,00
Volumen corregido de gas @ C.S., $V_{gc}$ (cm <sup>3</sup> )	237,90
Presión crítica, $P_c$ (lpca)	667,00
Temperatura crítica absoluta, $T_c$ (°R)	343,01
Factor de compresibilidad del gas @ C.Y, $z$ (adim)	0,97
Volumen de gas @ C.Y. ( $T = 120$ °F y $P = 350$ lpca)	10,64
Relación Gas-Petróleo experimental, $RGP_{exp}$ (PCY/BY)	1,65

Anexo 8. Valores de la tasa de flujo y la caída de presión correspondiente para determinar la permeabilidad absoluta del empaque.

<b>%<math>\Delta P</math> (%)</b>	<b><math>\Delta P</math> (lpc)</b>	<b><math>\Delta P</math> (atm)</b>	<b><math>q</math> (cm<sup>3</sup>/min)</b>	<b><math>q</math> (cm<sup>3</sup>/s)</b>	<b><math>K_{abs}</math> (D)</b>
0,0000	0,0000	0,0000	0	0,0000	-
0,1500	0,0150	0,0010	50	0,8333	40,9156
0,3700	0,0370	0,0025	100	1,6667	33,1844
0,5900	0,0590	0,0040	150	2,5000	31,2979
0,8200	0,0820	0,0056	200	3,3333	30,0314
1,0400	0,1040	0,0071	250	4,1667	29,6025
1,2700	0,1270	0,0086	300	5,0000	29,0911
1,5000	0,1500	0,0102	350	5,8333	28,7451
1,7300	0,1730	0,0118	400	6,6667	28,4901
1,9700	0,1970	0,0134	450	7,5000	28,1480

Anexo 9. Dimensiones de la celda de desplazamiento.

<b>Dimensiones de la celda de desplazamiento</b>	
Diámetro interno, $D_i$ (cm)	3,75
Longitud, $L$ (cm)	30,9
Área de la sección transversal, $A$ (cm <sup>2</sup> )	11,04
Volumen total, $V_t$ (cm <sup>3</sup> )	341,28

Anexo 10. Volumen muerto asociado al orificio de las tapas y niples conectados en los extremos de la celda de desplazamiento.

<b>Número</b>	<b>Tapas de la celda</b>	
1	Radio interno, $R_i$ (cm)	0,3
	Grosor, $G$ (cm)	1,5
	Altura, $h^*$ (cm)	0,7
2	Radio interno, $R_i$ (cm)	0,3
	Grosor, $G$ (cm)	1,6
	Altura, $h^*$ (cm)	0,7
<b>Número</b>	<b>Niples</b>	
1	Diámetro interno, $D_i$ (cm)	0,3
	Longitud, $L$ (cm)	2,8
2	Diámetro interno, $D_i$ (cm)	0,3
	Longitud, $L$ (cm)	3,4
<b>Volumen muerto</b>		
Volumen muerto de las tapas, (cm <sup>3</sup> )		1,272
Volumen muerto de los niples, (cm <sup>3</sup> )		0,4383
Volumen muerto total, $V_m$ (cm <sup>3</sup> )		1,7106

Nota: La altura ( $h^*$ ) corresponde a la longitud desde la parte superior de la tapa hasta el extremo inferior del niple conectado al orificio de la tapa. El volumen muerto total

corresponde a la suma de los volúmenes muertos de la tapas y de los niples asumiendo una geometría cilíndrica.

Anexo 11. Peso de la celda de desplazamiento antes y después de ser empacada con la arena silboca seleccionada.

<b>Celda de desplazamiento</b>	
Peso armada, (g)	5123
Peso empacada, (g)	5672
Peso empacada y vaciada, (g)	5672
Masa de arena, $M_a$ (g)	549
Volumen de la matriz, $V_m$ (cm <sup>3</sup> )	207,17

Nota: La masa de arena contenida en la celda de desplazamiento se calculó como la diferencia del peso de la celda empacada y vaciada menos el peso de la celda armada.

Anexo 12. Saturación de la celda de desplazamiento con agua de inyección sintética de formación.

<b>Saturación de la celda con agua de inyección sintética de formación</b>		
<b>Volumen inicial de la bomba, <math>V_i</math> (cm<sup>3</sup>)</b>	<b>Volumen final de la bomba, <math>V_f</math> (cm<sup>3</sup>)</b>	<b>Volumen inyectado a la celda, <math>\Delta V</math>, (cm<sup>3</sup>)</b>
450,02	438,35	11,67
438,35	427,32	11,03
427,32	416,3	11,02
416,3	405,45	10,85
405,45	394,62	10,83
394,62	383,8	10,82

Anexo 13. Valores de la tasa de flujo y la caída de presión correspondiente para determinar la permeabilidad efectiva del empaque al agua.

<b>%<math>\Delta P</math> (%)</b>	<b><math>\Delta P</math> (lpc)</b>	<b><math>\Delta P</math> (atm)</b>	<b><math>Q</math> (cm<sup>3</sup>/min)</b>	<b><math>Q</math> (cm<sup>3</sup>/s)</b>	<b><math>K_w</math> (D)</b>
0,2100	0,0210	0,0014	0,5	0,0081	15,5228
0,3300	0,0330	0,0022	1	0,0167	20,2600
0,4400	0,0440	0,0030	1,5	0,0250	22,7925
0,5500	0,0550	0,0037	2	0,0333	24,3119
0,6800	0,0680	0,0046	2,5	0,0417	24,5801
0,7800	0,0780	0,0053	3	0,0500	25,7146

Anexo 14. Peso de la celda antes y después de ser saturada con agua de inyección sintética de formación.

<b>Celda de desplazamiento</b>	
Peso empacada y vaciada, (g)	5672
Peso saturada de agua, (g)	5803
Masa de agua, $M_w$ (g)	131
Volumen de agua, $V_w$ (cm <sup>3</sup> )	130,62
Volumen de agua corregido, $V_{wcor}$ (cm <sup>3</sup> ) = $VP_e$	128,91

Anexo 15. Valores de la tasa de flujo y la caída de presión correspondiente para determinar la permeabilidad efectiva del empaque al crudo.

<b>%<math>\Delta P</math> (%)</b>	<b><math>\Delta P</math> (lpc)</b>	<b><math>\Delta P</math> (atm)</b>	<b><math>Q</math> (cm<sup>3</sup>/min)</b>	<b><math>Q</math> (cm<sup>3</sup>/s)</b>	<b><math>K_o</math> (D)</b>
0,0000	0,0000	0,0000	0	0,0000	-
12,1000	42,3500	2,8817	0,1	0,0017	5,94
19,3000	67,5500	4,5965	0,2	0,0033	7,44
24,3000	85,0500	5,7873	0,3	0,0050	8,87
29,1000	101,8500	6,9305	0,4	0,0067	9,87
32,5000	113,7500	7,7402	0,5	0,0083	11,05

Anexo 16. Determinación del volumen muerto del montaje experimental.

Parámetros	Valores
Volumen total de agua desplazada, (cm <sup>3</sup> )	136,40
Volumen poroso efectivo, VP <sub>e</sub> (cm <sup>3</sup> )	128,909
Volumen muerto de la celda, (cm <sup>3</sup> )	1,711
Tasa de inyección del crudo vivo, Q <sub>o</sub> (cm <sup>3</sup> /min)	0,5
Tiempo para desplazar el volumen de agua en la celda, t <sub>d</sub> (min)	263,133
Volumen de inyección interpolado, (cm <sup>3</sup> )	127,381
Volumen muerto del montaje, (cm <sup>3</sup> )	9,0195

Nota: Para la determinación del volumen muerto del montaje se comparó el tiempo que tarda el crudo en desplazar el agua del volumen poroso efectivo y del volumen muerto de la celda con el intervalo de tiempo del volumen de inyección de crudo acumulado de la bomba A (conectada al cilindro que contiene el crudo recombinado) y se interpoló linealmente el volumen acumulado de inyección para ese tiempo. La diferencia entre el volumen total de agua recolectado y el volumen interpolado da como resultado el volumen de agua remanente en la celda.

Anexo 17. Datos adquiridos de la prueba de saturación de la celda de desplazamiento con crudo recombinado hasta la saturación de agua irreducible ( $S_{wir}$ ).

Vial #	t (min)	Bomba A (cm <sup>3</sup> )	I <sub>p</sub> Bomba A (cm <sup>3</sup> )	%ΔP (%)	ΔP (lpc)	P <sub>iny</sub> (lpca)	P <sub>f</sub> (lpca)	W <sub>p</sub> (cm <sup>3</sup> )	N <sub>p</sub> (cm <sup>3</sup> )	G <sub>p</sub> (cm <sup>3</sup> )
<b>Inicio</b>	0	491,16	0	0	0	388	388	0	0	0
<b>1</b>	6,18	488,07	3,09	0,8	2,8	340	337,2	2,87	0	0
<b>1</b>	11	486,11	5,05	1,63	5,705	330	324,3	5,105	0	0
<b>1</b>	15,17	483,56	7,6	0,79	2,765	320	317,2	7,039	0	0
<b>1</b>	22,5	479,89	11,27	0,68	2,38	320	317,6	10,442	0	0
<b>1</b>	35,6	473,34	17,82	8,55	29,925	340	310,1	16,522	0	0
<b>1</b>	46,58	467,78	23,38	9,87	34,545	360	325,5	21,62	0	0
<b>1</b>	58	462,17	28,99	13,18	46,13	360	313,9	26,918	0	0
<b>1</b>	70,17	456,06	35,1	12,07	42,245	365	322,8	32,565	0	0
<b>1</b>	83	449,75	41,41	14,78	51,73	370	318,3	38,521	0	0
<b>1</b>	97,98	442,65	48,51	16,97	59,395	380	320,6	45,474	0	0
<b>1</b>	105,77	438,24	52,92	18,16	63,56	380	316,4	49,087	0	0
<b>1</b>	116,58	432,82	58,34	19,47	68,145	390	321,9	54,107	0	0
<b>1</b>	127,08	427,67	63,49	18,19	63,665	390	326,3	58,98	0	0
<b>1</b>	135,72	424,12	67,04	19,32	67,62	380	312,4	62,987	0	0
<b>1</b>	150,73	416,62	74,54	20,16	70,56	389	318,4	69,956	0	6
<b>1</b>	167,28	408,34	82,82	21,6	75,6	395	319,4	77,637	0	32
<b>2</b>	182,15	400,86	90,3	23,8	83,3	400	316,7	84,537	0	129
<b>2</b>	195,83	394,25	96,91	26,9	94,15	410	315,9	90,887	0	230
<b>2</b>	206,33	388,82	102,34	25,5	89,25	412	322,8	95,76	0	294
<b>2</b>	222	380,95	110,21	29,5	103,25	420	316,8	103,031	0	340
<b>2</b>	232,32	375,83	115,33	28,4	99,4	420	320,6	107,819	0	401
<b>2</b>	241,57	371,19	119,97	31,9	111,65	425	313,4	112,112	0	443
<b>2</b>	252,28	365,79	125,37	30,2	105,7	418	312,3	117,086	0	482
<b>2</b>	260,58	365,65	125,51	29,7	103,95	430	326,1	120,938	0	574
<b>3</b>	277,48	353,25	137,91	29,2	102,2	440	337,8	128,781	2,24	605
<b>4</b>	293,9	345,02	146,14	31,5	110,25	450	339,8	136,4	9,296	633
<b>5</b>	309,75	337,08	154,08	32,7	114,45	457	342,6	136,4	16,697	661
<b>6</b>	325,48	327,73	163,43	33	115,5	458	342,5	136,4	25,559	703
<b>7</b>	337,53	323,21	167,95	33,8	118,3	460	341,7	136,4	30,593	722

Nota: Los volúmenes acumulados de crudo y agua reportados en el anexo 9 no están corregidos por el volumen muerto. Las filas sombreadas en amarillo corresponden al intervalo de tiempo donde se presume que el crudo inyectado por la bomba A ha desplazado el agua del medio poroso del empaque y del volumen muerto de la celda.

Anexo 18. Datos de tiempo y producción de fluidos corregidos por el volumen muerto de la prueba de saturación de la celda de desplazamiento con crudo vivo en unidades de laboratorio y de campo.

t (min)	W <sub>p</sub> (cm <sup>3</sup> )	W <sub>p</sub> (bbls)	N <sub>p</sub> (cm <sup>3</sup> )	N <sub>p</sub> (bbls)	G <sub>p</sub> (cm <sup>3</sup> ) @ C.S.	G <sub>p</sub> (pies <sup>3</sup> ) @ C.S.
0	0	0,00E+00	0	0	0	0
3,066	1,423	8,95E-06	0	0	0	0
16,166	7,503	4,72E-05	0	0	0	0
27,149	12,6	7,93E-05	0	0	0	0
50,733	23,545	1,48E-04	0	0	0	0
63,566	29,501	1,86E-04	0	0	0	0
86,333	40,067	2,52E-04	0	0	0	0
97,15	45,087	2,84E-04	0	0	0	0
116,284	53,967	3,39E-04	0	0	0	0
131,3	60,937	3,83E-04	0	0	5,17	0,0002
147,851	68,617	4,32E-04	0	0	27,395	0,001
162,717	75,517	4,75E-04	0	0	110,416	0,0039
176,401	81,868	5,15E-04	0	0	196,792	0,0069
186,901	86,741	5,46E-04	0	0	251,505	0,0089
202,568	94,012	5,91E-04	0	0	290,802	0,0103
212,885	98,8	6,21E-04	0	0	342,975	0,0121
222,135	103,093	6,48E-04	0	0	378,828	0,0134
232,851	108,066	6,80E-04	0	0	412,178	0,0146
241,151	111,918	7,04E-04	9,019	5,67E-05	490,851	0,0173
258,052	119,762	7,53E-04	11,26	7,08E-05	517,265	0,0183
274,468	127,381	8,01E-04	18,316	1,15E-04	541,204	0,0191
289,376	127,381	8,01E-04	25,716	1,62E-04	565,144	0,02
307,229	127,381	8,01E-04	34,578	2,17E-04	601,276	0,0212
317,37	127,381	8,01E-04	39,612	2,49E-04	617,641	0,0218

Nota: El volumen acumulado de gas medido por el gasómetro se transformó en volumen de gas a condiciones estándar (14,696 lpc y 60 °F) a fin de utilizar estos datos para validar los resultados de la producción de gas del modelo de simulación.

Anexo 19. Datos adquiridos de la prueba de desplazamiento en dinámico del 1er ciclo de producción con la nafta.

Periodo	t (min)	Volumen Bomba A (cm <sup>3</sup> )	Volumen Bomba C (cm <sup>3</sup> )	%ΔP (%)	ΔP (lpc)	P <sub>iny</sub> (lpc)	P <sub>salida</sub> (lpc)	G <sub>p</sub> (cm <sup>3</sup> )	T (°F)	N <sub>effluente</sub> (cm <sup>3</sup> )
Inyección	0	18,17	246,61							
	2	18,17	244,62	-21,4	-74,9	353	278			
	4	18,17	243,65	-9,3	-32,55	390	357			
	6	18,17	242,64	-9,26	-32,41	392	360			
	8	18,17	241,64	-11,56	-40,46	405	365			
	10	18,17	240,65	-11,4	-39,9	410	370			
	12	18,17	239,65	-10,98	-38,43	420	382			
	14	18,17	238,65	-8,93	-31,26	421	390			
	16	18,17	237,65	-7,34	-25,69	428	402			
	18	18,17	236,65	-6,46	-22,61	430	407			
	20	18,17	235,65	-8,14	-28,49	428	400			
	22	18,17	234,65	-7,03	-24,61	420	395			
	24	18,17	233,65	-1,31	-4,59	390	385			
	26	18,17	232,65	-0,24	-0,84	385	384			
	28	18,17	231,65	-0,03	-0,11	382	382			
	30	18,17	230,65	0,07	0,25	380	380			
	32	18,17	229,65	0,16	0,56	380	381			
	34	18,17	228,65	0,21	0,74	380	381			
	36	18,17	227,65	0,25	0,88	380	381			
	38	18,17	226,65	0,26	0,91	380	381			
40	18,17	225,65	0,28	0,98	380	381				
42	18,17	224,65	0,29	1,02	380	381				
44	18,17	223,65	0,31	1,09	380	381				



	46	18,17	222,65	0,31	1,09	380	381			
	48	18,17	221,65	0,31	1,09	380	381			
	50	18,17	220,65	0,32	1,12	380	381			
	52	18,17	219,65	0,32	1,12	380	381			
	54	18,17	218,65	0,33	1,16	380	381			
	62	18,17	214,65	0,34	1,19	380	381			
	64	18,17	213,65	0,35	1,23	380	381			
	66	18,17	212,65	0,35	1,23	380	381			
	68	18,17	211,65	0,35	1,23	380	381			
	70	18,17	210,65	0,36	1,26	380	381			
	71,88333	18,17	209,72	0,36	1,26	380	381			
<b>Remojo</b>	131,88333	18,16	209,72	0,36	1,26	380	381	0	75,2	0
<b>Producción</b>	148,05	20	209,72	0,83	2,91	290,1	293	97	75,9	13,329
	176,48333	24	209,72	0,77	2,7	297,31	300	186	76,4	33,637
	206,21667	25	209,72	4,32	15,12	284,88	300	310	76,6	53,565
	228,3	26,8	209,72	7,35	25,73	264,28	290	433	76,6	67,284

Nota: Las caídas de presión negativas indican que el fluido de inyección estaba ejerciendo una mayor presión en el lado contrario de la placa del transductor, el cual fue calibrado en cero a la presión de yacimiento.

Anexo 20. Datos corregidos de los volúmenes de crudo y nafta obtenidos del 1er ciclo de producción.

Periodo	t (min)	$G_p$ (cm <sup>3</sup> ) @ C.S.	$G_p$ (pies <sup>3</sup> ) @ C.S.	$N_p$ (cm <sup>3</sup> )	$N_p$ (bbls)	$N_s$ (cm <sup>3</sup> )	$N_s$ (pies <sup>3</sup> )
Remojo	131,883	0	0	0	0	0	0
Producción	137,854	83,44	2,95E-03	5,36	3,37E-05	3,548	1,25E-04
	166,288	159,86	5,65E-03	14,258	8,97E-05	13,209	4,67E-04
	196,021	266,33	9,41E-03	23,445	1,48E-04	21,813	7,70E-04
	218,104	372	1,31E-02	32,237	2,03E-04	28,086	9,92E-04

Nota: El volumen de nafta en el efluente se obtuvo mediante la medición de la densidad de los efluentes recolectados en los viales con el densímetro digital y con la correlación de °API en función del %R (N/C) se calculó el porcentaje en peso de la nafta.

Anexo 21. Regresiones realizadas de las propiedades de los componentes creados con el simulador *WinProp*.

Fluido	Propiedad	Regresión por	Peso ( $w_i$ )	Valor calculado	Valor medido	% Error relativo
<b>Crudo extrapesado</b>	Densidad	Parámetro de cambio de volumen dependiente de T de los pseudocomponentes	10	62,717 lb/pies <sup>3</sup>	62,7149 lb/pies <sup>3</sup>	7,2E-05
	Viscosidad	Coeficientes de la correlación de Estados Correspondientes de Pedersen y modificación de los límites de las variables	1	268100 cp	311700 cp	14,00
			1	75782 cp	80170 cp	5,47
			1	13568 cp	13020 cp	4,21
			1	5632 cp	5135 cp	9,67
1	2122 cp	1959 cp	8,34			
<b>Crudo +gas (crudo vivo)</b>	Presión de burbuja	Exponente de interacción binaria entre los pseudocomponentes del crudo y el componente gas	10	603 lpca	603 lpca	4,82E-06
<b>Nafta</b>	Densidad	Parámetro de cambio de volumen dependiente de T de los componentes iniciales	10	48,656 lb/pies <sup>3</sup>	48,656 lb/pies <sup>3</sup>	1,95E-06
	Presión de saturación (vapor Reid)	Exponente de interacción binaria, presión crítica y temperatura crítica de los componentes de la nafta	10	1,098 lpca	1,098 lpca	7,98E-06
	Viscosidad	Coeficientes de la correlación de Estados Correspondientes de Pedersen y modificación de los límites de las variables	1	0,7401 cp	0,741 cp	0,12
			1	0,5715 cp	0,569 cp	0,43
1			0,5164 cp	0,518 cp	0,31	

Continuación del anexo 21

<b>Gasoil</b>	<b>Densidad</b>	<b>Parámetro de cambio de volumen dependiente de T de los pseudocomponentes</b>	<b>10</b>	<b>53,532 lb/pies<sup>3</sup></b>	<b>53,528 lb/pies<sup>3</sup></b>	<b>6,34E-03</b>
	Presión de saturación (vapor Reid)	Exponente de interacción binaria, presión crítica y temperatura crítica de los componentes de la nafta	1	0,01087 lpca	0,01087 lpca	5,04E-04
	Viscosidad	Coeficientes de la correlación de Estados Correspondientes de Pedersen y modificación de los límites de las variables	1	4,5438 cp	4,538 cp	0,13
			1	2,5628 cp	2,575 cp	0,47
1			2,0671 cp	2,06 cp	0,34	

Anexo 22. Regresiones de las propiedades de mezcla crudo-solvente realizadas con el simulador *WinProp*.

Mezcla	Propiedad	%R(S/C)	Fración molar primaria	Valor calculado	Valor medido	% Error relativo
Nafta-crudo	Densidad, $\rho_m$ (lb/pies <sup>3</sup> )	0	1	62,7174	62,7149	0,00
		3	0,9004	62,1622	62,0719	0,15
		5	0,8416	61,7963	61,791	0,01
		11	0,7157	60,8959	60,9233	0,05
		17	0,6133	60,0165	60,6798	1,09
		25	0,528	59,1533	59,9057	1,26
		33	0,4562	58,3107	59,1441	1,41
		43	0,3949	57,4877	58,3887	1,54
	66	0,2955	57,9764	57,1526	1,44	
	Viscosidad, $\mu_m$ (cp)	0	1	4417	5135	13,98
		3	0,9004	3098	3061	1,21
		5	0,8416	2254	2508	10,13
		11	0,7157	898	687	30,71
		17	0,6133	348	320	8,75
25		0,528	142	151	5,96	
33		0,4562	63	81	22,22	
Gasoil-crudo	Densidad, $\rho_m$ (lb/pies <sup>3</sup> )	0	1	62,7152	62,7149	0,00
		3	0,9077	62,1307	62,4963	0,59
		5	0,8524	61,7592	62,1793	0,68
		11	0,7324	60,8914	61,8295	1,52
		17	0,6327	60,0983	61,1888	1,78
		25	0,5489	59,374	60,9553	2,59
		33	0,477	58,7052	60,3778	2,77
		43	0,415	58,0896	59,8127	2,88
		66	0,3132	56,991	58,8447	3,15
	Viscosidad, $\mu_m$ (cp)	0	1	3377	5135	34,24
		5	0,8524	1478	3622	59,19
		11	0,7324	703	1828	61,54
		17	0,6327	364	833	56,30
		25	0,5489	204	436	53,21
33	0,477	122	233	47,64		

		43	0,415	78	137	43,07
		66	0,3132	36	59	38,98

Nota: La fracción molar primaria corresponde a la fracción molar del crudo extrapesado en la mezcla solvente-crudo, determinada en función del peso molecular y la masa de crudo utilizada.

## **Apéndices**

Apéndice 1. Descripción de las herramientas usadas de la plataforma de CMG  
(*Computer Modeling Group Ltd.*)

- 1.1. Simulador *WinProp* (*Windows version of CMGPROP*): Es el simulador de comportamiento de fases y propiedades del fluido. Permite modelar y ajustar el comportamiento de los fluidos presentes en el yacimiento. Simula los procesos PVT para obtener los parámetros que son necesarios para ajustar las ecuaciones de estado, y la regresión de propiedades para obtener un mejor ajuste de las propiedades termodinámicas de los fluidos. Este programa genera un archivo que rellena los campos de la sección de propiedades en el archivo .data construido con el pre-procesador *Builder*.
- 1.2. Pre-procesador *Builder*: Es una herramienta computacional que se usa para crear los archivos de entrada de simulación (*datasets*) para los simuladores de CMG. Facilita la introducción de los datos de entrada del yacimiento de una forma más dinámica y sencilla seleccionando previamente el tipo de simulador a emplear y su interfaz gráfica es de fácil manejo y uso para el usuario.
- 1.3. Simulador *GEM* (*Generalized Equation-of-State Model Compositional Reservoir Simulator*) constituye un simulador de composición eficiente y multidimensional de la ecuación de estado (EOS) con la capacidad de simular todos los mecanismos importantes del proceso de inyección de gas miscible, es decir, la vaporización y el hinchamiento de petróleo, la condensación de gas, la viscosidad y reducción de la tensión interfacial y la formulación de un banco de solvente miscible a través de contactos múltiples. Realiza las corridas del modelo creado con la interfaz de *Builder*.
- 1.4. Post-procesador *Results Graph*: Es una aplicación típicamente usada para graficar las curvas de las propiedades de los pozos. Permite visualizar los resultados arrojados por los simuladores en gráficos 2D y tablas (reportes) para su mejor comprensión y análisis (Post-procesador).
- 1.5. Aplicación *CMOST* (*Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool*): Es la herramienta de análisis de sensibilidad (AS), cotejo histórico (CH), Optimización y evaluación de incertidumbre (EI). Permite el estudio del modelo de simulación propuesto y verificar su validez cuando se compara con los datos registrados en campo del yacimiento a ser desarrollado y determinar las mejores estrategias de explotación. También analizar los parámetros de entrada que tienen un alto grado de incertidumbre, los cuales se pueden ajustar en base al comportamiento histórico del campo.



Apéndice 2. Formas utilizadas para construir el modelo de fluidos con el simulador *WinProp*.

- 2.1. Forma *Titles/EOS/Units Selection*: Esta forma es preseleccionada por *WinProp* y aparece como la primera forma en todos los archivos de datos de *Winprop*. Se usa para documentar la corrida, seleccionar el sistema de unidades y para elegir la ecuación de estado, cuyas siglas en inglés es EOS, a ser usada para todos los cálculos incluidos en el archivo de datos.
- 2.2. Forma *Component Selection/Properties*: Esta forma es preseleccionada por *WinProp* para ingresar los componentes del fluido que se desea modelar, bien sea creando uno propio; en este caso se introduce el nombre del componente y se ingresa las propiedades requeridas, o seleccionando la lista de componentes de la biblioteca del programa. La ecuación de estado requiere las siguientes propiedades para cada componente: presión crítica ( $P_c$ ), temperatura crítica ( $T_c$ ), volumen crítico ( $V_c$ ) y el peso molecular (MW) para calcular la densidad; calculados con las correlaciones de Twu (1984), factor acéntrico ( $\omega$ ) y los exponentes de los coeficientes de interacción binaria entre componentes diferentes ( $d_{ij}$ ), los cuales se pueden fijar de acuerdo a los grupos creados. Además, los factores adicionales como los parámetros de cambio de volumen,  $\Omega_a$  y  $\Omega_b$  se pueden usar para mejorar las predicciones de la ecuación de estado. En esta forma se especifica el tipo de correlación de viscosidad a ser utilizada en los cálculos de regresión.
- 2.3. Forma *Composition*: En esta forma se introduce la composición en moles o unidades de fracción másica, especificadas como fracción o como porcentaje. Los valores siempre se normalizarán internamente cuando se corre la simulación, o se puede hacer click en el botón “*normalize*”. La tabla en la forma composición contiene dos columnas para la entrada de la composición. La composición primaria corresponde generalmente a la composición del crudo o del gas en sitio, los cuales se deben ingresar. La composición secundaria corresponde normalmente al fluido inyectado, la cual no necesita ser introducida y será por defecto cero.
- 2.4. Forma *Plus Fraction Splitting*: En español, significa separación de la fracción plus, se emplea cuando no se cuenta con un análisis extendido completo del fluido. Permite definir una función de distribución que relaciona las fracciones molares con los pesos moleculares de la fracción  $C_{7+}$ . Se especifica el número de fracciones de número de carbono simple. Tres tipos de distribución están disponibles en *WinProp*: distribución exponencial, exponencial de dos etapas y distribución gamma. La implementación de las funciones de distribución depende de los datos experimentales disponibles. El número de pseudocomponentes se puede determinar internamente con el

método de agrupamiento de  $\log(k)$  para el caso de los dos tipos de distribución exponencial y por el método de la cuadratura gaussiana para la distribución exponencial.

- 2.5. Forma *Recombination*: Es una forma de cálculo de laboratorio. Se especifica las condiciones de presión y temperatura del separador y el valor de la relación gas-petróleo a condiciones estándar. Se debe especificar un valor para la determinación de la densidad de la fase oleica y gaseosa, ya sea por la ecuación de estado o por el valor de densidad ingresada directamente.
- 2.6. Forma *Regression Parameters*: Se emplea junto con otras formas de laboratorio o de cálculos de equilibrio líquido-vapor para ajustar las propiedades de los componentes y los exponentes de interacción binaria entre componentes diferentes. De los parámetros especificados, el procedimiento de regresión de *WinProp* los ordena tal que los parámetros más sensitivos son usados primero. Si el valor calculado por el programa está fuera del límite razonable del valor experimental, se modifican los límites de las variables de la correlación utilizada o las propiedades de los componentes utilizados en la regresión, así como el exponente de interacción binaria de acuerdo a la propiedad que se desea ajustar. Típicamente, la densidad de líquido se ajusta por la regresión del cambio de volumen de los componentes, la viscosidad del líquido con los parámetros de la correlación de viscosidad seleccionada y la presión de saturación con el exponente de interacción binaria entre grupos de componentes definidos por el usuario.
- 2.7. Forma *Two-Phase Flash*: Los cálculos de la separación instantánea son realizados a la presión y temperatura especificados en la pestaña de cálculos. En esta forma se ingresa el valor experimental de la densidad y viscosidad de un fluido que esté en fase líquida o vapor, el cual se empleará en las regresiones de las propiedades de los componentes. Se usa junto con la forma *Regression Parameters* para ajustar el valor experimental con el calculado por el programa.
- 2.8. Forma *Saturation Pressure*: Esta forma corresponde a los cálculos de límite de fase. Se especifica la temperatura a la cual la presión de saturación se calcula y la presión de saturación estimada y su valor experimental.
- 2.9. Forma *Two-Phase Envelope*: Es una forma de cálculo de límite de fases en forma gráfica. Se especifica el tipo de envolvente (PT, PX, o TX) a ser calculada al seleccionar las variables para los ejes X y Y en la pestaña. La composición se determina de los datos introducidos en la forma *Composition*. Se puede obtener el diagrama de fases de la mezcla de la composición primaria con la composición secundaria especificando un valor entre 0 a 1 de la fracción molar primaria.

2.10. Forma CMG GEM EOS *Model*: Esta forma se selecciona del menú del programa para exportar en un archivo de salida de extensión .gem, las propiedades de los componentes, los parámetros de la ecuación de estado y los coeficientes de la correlación de viscosidad seleccionada en un formato conveniente para el simulador *GEM*.

Apéndice 3. Descripción de las secciones donde se ingresan los parámetros de entrada para generar el *dataset* con el pre-procesador *Builder*.

- 3.1. Control de Entrada/Salida, “*I/O Control*”: Controla varios aspectos de los datos de simulador: Títulos e identificación del caso (solo 8 caracteres), el dimensionamiento del tiempo de la corrida (normalmente no se modifica), reinicio, resultados de la salida de la simulación, salida de texto, y misceláneos. Mientras que todos estos pueden ser establecidos a valores por defecto, se debe como mínimo, ingresar los títulos de la corrida de la simulación y una identificación del caso.
- 3.2. Yacimiento, “*Reservoir*”: Se crea o importa la malla o las propiedades de la malla de simulación que describen el volumen de un yacimiento mediante el pre-procesador *Builder*, el cual tiene herramientas para la creación de modelos 3D desde mapas 2D del tope de la estructura, espesor bruto, y otras propiedades, como la compresibilidad de la roca. Se especifica las propiedades de los bloques del mallado como el espesor, la saturación de agua inicial, las permeabilidades absolutas en las tres direcciones (x,y,z), la composición global inicial de los componentes ingresados y la presión de los bloques.
- 3.3. Propiedades de los componentes, “*Component Properties*”: Se especifica el modelo de fluidos seleccionando la ecuación de estado (EOS) a emplear, la temperatura del yacimiento y las propiedades del agua. Los componentes se pueden seleccionar de la lista de componentes de la biblioteca del programa o definidos por el usuario y se especifica las propiedades del componente puro o pseudocomponente, los coeficientes de interacción, viscosidad y solubilidades, o se importa de los datos del modelo de fluidos generados usando el simulador *WinProp*.
- 3.4. Roca-fluido, “*Rock-Fluid*”: Se usa principalmente para especificar la permeabilidad relativa, la presión capilar y la información para varios tipos de roca en el yacimiento, las cuales son introducidas como tablas de valores. Las tablas de permeabilidad relativa para dos fases (crudo-agua y líquido-gas) se pueden generar usando la correlación generalizada de Corey introduciendo los valores de los puntos extremos y los exponentes que dependen del tipo de roca en el yacimiento.
- 3.5. Condiciones iniciales, “*Initial Condition*”: Permite introducir la información con respecto al estado del yacimiento en el tiempo inicial. Antes de ingresar los datos en esta sección, se debe seleccionar el modelo de fluido del componente. El simulador *GEM* actualmente proporciona diez (10) formas para inicializar el yacimiento, de los cuales se empleó la forma \*VERTICAL \*OFF (entrada por el usuario “*User’s Input*”) para el modelo de simulación de las pruebas de laboratorio. Se especifica la presión, la saturación de agua y

la composición global de los componentes para cada bloque del mallado. Las saturaciones del crudo y del gas son luego determinadas de los cálculos de separación instantánea.

- 3.6. Control de los métodos numéricos, “*Numerical Control*”: Normalmente no se necesita introducir ningún valor en esta sección, como todos los valores por defectos son suministrados. Los controles numéricos son suministrados en tres secciones: control del paso de tiempo, control del método de solución y el control solucionador lineal.

Dentro de las palabras claves empleadas, se tienen:

**DTWELL:** identifica el primer tamaño de paso de tiempo para ser usado inmediatamente después del cambio del pozo actual. Esta palabra clave es requerida para especificar el tamaño del primer paso de tiempo en la simulación y el paso de tiempo inmediatamente después del cambio del pozo actual. Esta palabra clave es parte de los datos recurrentes, y puede cambiarse durante la corrida de simulación.

**NORM:** especifica los cambios típicos en las variables básicas durante un paso de tiempo. El tamaño del paso de tiempo es ajustado internamente tal que el cambio medio en la presión, saturación, o la fracción molar global durante un paso de tiempo iguale el valor ingresado.

**MAXCHANGE:** La palabra clave NORM identifica los cambios típicos en las variables básicas sobre un paso de tiempo. El tamaño del paso de tiempo es reducido, si el cambio máximo en la presión o la saturación es mayor que el especificado por esta palabra clave.

**NEWTONCYC:** Se usa a especificar el número máximo de iteraciones newtonianas admisibles. Si una solución dentro de las tolerancias de convergencia no es lograda en pocas iteraciones, el simulador reduce el tamaño del paso de tiempo y lo repite.

**CONVERGE:** Se usa para especificar el criterio de convergencia para el método de Newton al resolver las ecuaciones de conservación no lineales en el simulador. Se requiere una subpalabra clave: \*LOOSER, \*LOOSE, \*NORMAL, \*TIGHT, o \*TIGHTER, para el caso de las corridas se introdujo TIGHT cuyo valor de tolerancia es de 0,0005.

**SOLVER:** Se selecciona el solucionador de ecuaciones no lineales a usar, solo hay dos opciones: AIMSOL o PARASOL. Se empleó el solucionador AIMSOL iterativo no paralelo de CMG.

- 3.7. Geomecánica, “*Geomechanics*”: Se ingresa los datos geomecánicos del modelo de simulación como el tipo de roca geomecánica y las condiciones de borde. Hay dos opciones de modelos separados: el primero es el modelo de deformación elástico no lineal y plástico, y el segundo el modelo de descarga de límite de un solo pozo. Puede ser considerado en las corridas del simulador *GEM* si se cuenta con los datos.
- 3.8. Datos recurrentes y de pozo, “*Well and Recurrent Data*”: En esta última sección se definen los pozos y los grupos, el conjunto de restricciones de producción/inyección, las completaciones de los pozos y otras propiedades en función del tiempo. Para el caso de las pruebas de laboratorio el pozo productor que simula la salida de la celda de desplazamiento opera a una determinada presión de fondo fluyente, y el pozo inyector opera a tasa de inyección constante de la fase que se inyecta.

Apéndice 4. Formato de los archivos especiales de extensión .fhf (*Field History File*) que contienen los datos de producción.

```

** Rate values (e.g. oil rate) apply to the previous period. Non-Rate values (e.g. pressure) are instantaneous.
2013-02-10
'Production Data Field History File'
2013 02 09
'ISO_DATE_FORMAT'
3 ← Número de columnas de datos de comportamiento (sin considerar la columna de tiempo)
'cumulative oil SC' 'cumulative gas SC' 'cumulative water SC'
'Bbl' 'ft3' ← Número de tablas de tipo de origen
1 ←
'Productor' ← Nombre del pozo
2013-02-09T00:00:00 0.000 0.0000 0.0000E+00
2013-02-09T00:03:03 0.000 0.0000 8.9495E-06
2013-02-09T00:16:09 0.000 0.0000 4.7190E-05
2013-02-09T00:27:08 0.000 0.0000 7.9252E-05
2013-02-09T00:38:33 0.000 0.0000 1.1258E-04
2013-02-09T00:50:43 0.000 0.0000 1.4809E-04
2013-02-09T01:03:33 0.000 0.0000 1.8556E-04
2013-02-09T01:18:33 0.000 0.0000 2.2929E-04
2013-02-09T01:26:19 0.000 0.0000 2.5202E-04
2013-02-09T01:37:09 0.000 0.0000 2.8359E-04
2013-02-09T01:47:39 0.000 0.0000 3.1424E-04
2013-02-09T01:56:17 0.000 0.0000 3.3944E-04
2013-02-09T02:11:18 0.000 0.0002 3.8328E-04
2013-02-09T02:27:51 0.000 0.0010 4.3159E-04
2013-02-09T02:42:43 0.000 0.0039 4.7499E-04
2013-02-09T02:56:24 0.000 0.0069 5.1493E-04
2013-02-09T03:06:54 0.000 0.0089 5.4558E-04
2013-02-09T03:22:34 0.000 0.0103 5.9131E-04
2013-02-09T03:32:53 0.000 0.0121 6.2143E-04
2013-02-09T03:42:08 0.000 0.0134 6.4843E-04
2013-02-09T03:52:51 0.000 0.0146 6.7972E-04
2013-02-09T04:01:09 5.6731E-05 0.0173 7.0394E-04
2013-02-09T04:18:03 7.0851E-05 0.0183 7.5328E-04
2013-02-09T04:34:28 1.1532E-04 0.0191 8.0120E-04
2013-02-09T04:49:24 1.6196E-04 0.0200 8.0120E-04
2013-02-09T05:07:17 2.1781E-04 0.0212 8.0120E-04
2013-02-09T05:17:27 2.4954E-04 0.0218 8.0120E-04

```

Apéndice 5. Formato de los archivos especiales de extensión .fhf (*Field History File*) que contienen los datos de presión.

```

** Rate values (e.g. oil rate) apply to the previous period. Non-Rate values (e.g. pressure) are instantaneous.
2013-03-11
'Pressure Data Field History File'
2013 2 9
'ISO_DATE_FORMAT'
1 ← Número de columnas de datos de comportamiento (sin considerar la columna de tiempo)
'well Bottom-hole Pressure'
'psi' ← Número de tablas de tipo de origen
1|
'Producer' ← Nombre del pozo
2013-02-09T00:00:00 388
2013-02-09T00:03:03 337.2000122
2013-02-09T00:16:09 324.2950134
2013-02-09T00:27:08 317.2349854
2013-02-09T00:38:33 317.6199951
2013-02-09T00:50:43 310.0750122
2013-02-09T01:03:33 325.4549866
2013-02-09T01:18:33 313.8699951
2013-02-09T01:26:19 322.7550049
2013-02-09T01:37:09 318.2699889
2013-02-09T01:47:39 320.605011
2013-02-09T01:56:17 316.4400024
2013-02-09T02:11:18 321.855011
2013-02-09T02:27:51 326.3349915
2013-02-09T02:42:43 312.3800049
2013-02-09T02:56:24 318.4400024
2013-02-09T03:06:54 319.3999939
2013-02-09T03:22:34 316.7000122
2013-02-09T03:32:53 315.8500061
2013-02-09T03:42:08 322.75
2013-02-09T03:52:51 316.75
2013-02-09T04:01:09 320.6000061
2013-02-09T04:18:03 313.3500061
2013-02-09T04:34:28 312.2999878
2013-02-09T04:49:24 326.0499878
2013-02-09T05:07:17 337.7999878
2013-02-09T05:17:27 339.75

```



Apéndice 6. Código *Javascript* para generar las curvas de permeabilidad relativa crudo-agua y líquido-gas usando la correlación generalizada de Corey con *CMOST*.

```
Keyword SWT
<cmost>OilWaterTable</cmost> ← Sintaxis de la variable a cambiar
var swmin=swcon;
var swmax=1-soirw;
var kwlines="**$ Sw   krw   krow";
var sw=swmin;
var krw, kro;
while (sw<=swmax+0.0000001)
{
  if (sw<=swcrit)
  {
    krw=0;
  }
  else
  {
    krw=krwiro*Math.pow((sw-swcrit)/(1-soirw-swcrit),nw);
  }
  var nextSw=sw+0.01;
  if (sw>1-sorw||nextSw>swmax+0.000001)
  {
    kro=0;
  }
  else
  {
    kro=krocw*Math.pow((1-sorw-sw)/(1-sorw-swcon),no);
  }
  kwlines+="\r\n"+" "+sw.toFixed(3)+" "+krw.toFixed(8)+"
"+kro.toFixed(8);
  sw=sw+0.01;
}
kwlines;
```

```
Keyword SLT
<cmost>LiquidGasTable</cmost> ← Sintaxis de la variable a cambiar
var Slcon=swcon+soirg;
var Slrg=swcon+sorg;
var slmin=Slcon;
var slmax=1-sgcon;
var kwlines="**$ SL   krg   krog";
var sl=slmin;
var krg, krog;
while (sl<=slmax+0.000001)
{
  if (sl<=Slrg)
  {
    krog=0;
  }
  else
  {
    krog=krogcg*Math.pow((sl-Slrg)/(1-sgcon-Slrg),nog);
  }
  var nextSl=sl+0.01;
  if (sl>1-sgcrit|| nextSl>slmax+0.000001)
  {
    krg=0;
  }
  else
  {
    krg=krgcl*Math.pow((1-sgcrit-sl)/(1-sgcrit-Slcon),ng);
  }
  kwlines+="\r\n"+" "+sl.toFixed(3)+" "+krg.toFixed(8)+"
"+krog.toFixed(8);
  sl=sl+0.01;
}
kwlines;
```