

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DEL EFECTO DE LA DECLINACIÓN DE PRESIÓN EN UN SISTEMA ROCA-FLUIDO REPRESENTATIVO DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO SOBRE EL CRUDO MEDIANTE ANÁLISIS SARA

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Arenas E., Raquel S.
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, Noviembre de 2018

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DEL EFECTO DE LA DECLINACIÓN DE PRESIÓN EN UN SISTEMA ROCA-FLUIDO REPRESENTATIVO DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO SOBRE EL CRUDO MEDIANTE ANÁLISIS SARA

Tutor Académico: Lic. René Rojas

Tutores Industriales: Msc. Richard Márquez

Ing. Darío Delfín

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela

Por el Br. Arenas E., Raquel S.

Para optar al Título
De Ingeniero de Petróleo

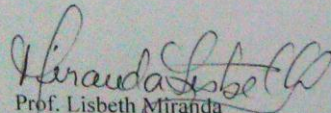
Caracas, Noviembre de 2018

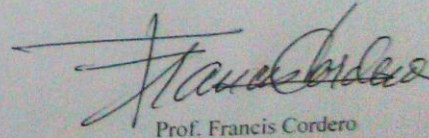
Caracas, Noviembre de 2018

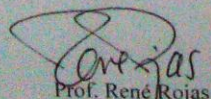
Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Arenas E., Raquel S. titulado:

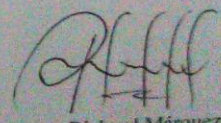
“ESTUDIO DEL EFECTO DE LA DECLINACIÓN DE PRESIÓN EN UN SISTEMA ROCA-FLUIDO REPRESENTATIVO DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO SOBRE EL CRUDO MEDIANTE ANÁLISIS SARA”

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


Prof. Lisbeth Miranda
Jurado


Prof. Francis Cordero
Jurado


Prof. René Rojas
Tutor Académico


Msc. Richard Márquez
Tutor Industrial



Escuela de Ingeniería de Petróleo
Facultad de Ingeniería-UCV

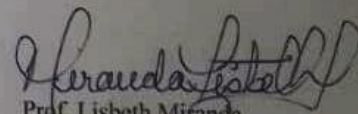
ACTA

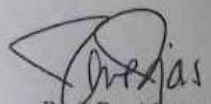
Quienes suscriben, integrantes de la totalidad del jurado examinador del Trabajo Especial de Grado, titulado: "ESTUDIO DEL EFECTO DE LA DECLINACION DE PRESION EN UN SISTEMA ROCA-FLUIDO REPRESENTATIVO DE LA FAJA PETROLIFERA DEL ORINOCO SOBRE EL CRUDO MEDIANTE ANALISIS SARA", presentado por la Br. RAQUEL ARENAS, titular de la Cédula de Identidad No. 84.422.217. Para optar al título de Ingeniero de Petróleo, acordaron por unanimidad solicitarles a las autoridades correspondientes de la Facultad de Ingeniería, tengan a bien otorgar **MENCIÓN HONORÍFICA** al Trabajo de Grado antes mencionado.

Esta solicitud se hace con base a la originalidad del enfoque utilizado para tratar el tema presentado y a la excelencia, tanto de su contenido como de su presentación formal, atributos que lo convierten en una fuente de referencia útil.

Se levanta la presente Acta en Caracas, a los veinte (20) días del mes de noviembre del año dos mil dieciocho.


Prof. Francis Cordero
Jurado Principal


Prof. Lisbeth Miranda
Jurado Principal


Prof. René Rojas
Tutor Académico

DEDICATORIA

A Dios, porque sin el nada en la vida es posible.

A mis padres Dennys y Orlando, quienes son el principal apoyo en mi vida.

A mis hermanas Dennys, Giomar y Carolina, que de una u otra manera siempre han estado ahí para colaborarme.

A mis abuelos Alexis y Carolina, personas especiales quienes son mi ejemplo de amor y unión familiar.

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por ser mi guía, iluminarme y darme la fortaleza necesaria en este largo camino.

A la Universidad Central de Venezuela, por ser mi segundo hogar durante todos los años de mi formación profesional y a todos los profesores que ahí laboran, quienes durante mis estudios transmitieron todos tus conocimientos para poder estar hoy en el punto que me encuentro.

A mi tutor académico René Rojas, por brindarme sus conocimientos, la orientación y la asistencia necesaria para culminar de manera satisfactoria mi TEG.

A mi tutor industrial Richard Márquez, quien siempre estuvo presto a colaborarme y asesorarme con sus oportunos aportes en el desarrollo de toda la investigación.

A Darío Delfín, quien se convirtió en mi cotutor industrial, padre y amigo. Muchas gracias porque de verdad que sin su apoyo y entrega el camino hubiese sido más difícil. Es un excelente profesional y con una calidad humana inigualable.

A mis padres Dennys y Orlando, por su acompañamiento, entrega y paciencia. A mis hermanas Dennys, Giomar y Carolina, por siempre preocuparse por mí, ser mis ejemplos a seguir y darme esos sobrinos maravillosos. A mis abuelos Alexis y Carolina, quienes siempre han confiado en mí. Al resto de mis familiares tíos, primos y cuñados, personas importantes en mi vida.

A mis amigas quienes he ido conociendo en este largo camino; Nani, Nora, Hemily, Nini, Joangrid, Angelica, Sasha, Johana, Emperatriz, Ámbar y Karina. Quienes más que amigas son como mis hermanas, mis confidentes y que siempre han estado conmigo en los buenos y gratos momentos, al igual que en los difíciles.

A mis amigos y compañeros de la universidad Luis, Miquel, Oriana y Elba, por su gran ayuda y acompañamiento.

A la familia Zarate, en especial a mi tercera abuela Neyla de la Rosa, gracias por abrirme las puertas de su casa, por la confianza y el cariño con que me han tratado.

A PDVSA-INTEVEP, por permitirme desarrollar este TEG en sus instalaciones y a todo el personal que ahí labora; en especial a Jesús Luque, Jesús Carrero, Marbelia Cabrera, Jorge Giménez, José Hernández y Geidy Navarro por su colaboración, asesoría y contribuciones.

Arenas E., Raquel S.

**ESTUDIO DEL EFECTO DE LA DECLINACIÓN DE PRESIÓN EN UN
SISTEMA ROCA-FLUIDO REPRESENTATIVO DE LA FAJA
PETROLÍFERA DEL ORINOCO SOBRE EL CRUDO MEDIANTE
ANÁLISIS SARA**

**Tutor académico: Lic. René Rojas. Tutores Industriales: Msc. Richard
Márquez e Ing. Darío Delfín. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería.
Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2018. 104 p.**

Palabras claves: Faja Petrolífera del Orinoco, petróleo, análisis SARA
(saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos).

Resumen: El petróleo en general varía su composición, pero esto depende del tipo de yacimiento de donde proviene. Cuando se trabaja con crudos pesados y extrapesados hay que tener en cuenta las características que estos presentan. Por esto, el objetivo principal de la presente investigación fue evaluar el efecto de la declinación de presión sobre el crudo, a través de una prueba de agotamiento en un sistema de yacimiento representativo de la FPO, mediante análisis SARA. Para poder alcanzar este, se desarrolló una investigación de tipo explicativa, con diseño experimental. Trabajando con dos muestras de roca (núcleos) pertenecientes a dos pozos representativos de la zona en estudio, crudo extra pesado recombinado, agua de formación sintética preparada según composición original y gas metano. Primero se ejecutaron dos pruebas de desplazamiento dinámico a diferentes tasas y bajo las condiciones originales del yacimiento, con las que se construyeron las curvas de permeabilidad relativa para el sistema agua-petróleo, obteniendo un mayor factor de recobro a la tasa de inyección menor. Luego se desarrolló la prueba de agotamiento de presión con el crudo recombinado y agua de formación sintética, en el que el sistema luego de estabilizado, se fue disminuyendo la presión por medio de una VCP y se fueron recolectando volúmenes de crudo para realizar los análisis SARA. Arrojando como resultado que, al variar la presión en el medio poroso, esta no influyó sobre la composición del crudo debido a que los rangos en porcentaje de las fracciones obtenidos no fueron muy amplios. Adicional a esto se realizó el estudio de biomarcadores a la fracción de los hidrocarburos saturados, encontrando que el crudo en estudio se encuentra biodegradado.

ÍNDICE DE CONTENIDO

Índice de Figuras.....	xii
Índice de Tablas.....	xiv
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I. FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN	3
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.2 OBJETIVOS	4
1.2.1 Objetivo General	4
1.2.2 Objetivos Específicos.....	4
1.3 ALCANCE.....	5
1.4 JUSTIFICACIÓN	5
1.5 LIMITACIONES	6
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO	7
2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.....	7
2.2 BASES TEÓRICAS.....	8
2.2.1 Yacimiento	8
2.2.2 Arenas No Consolidadas	9
2.2.3 Muestras de Rocas (Núcleos).....	9
2.2.4 Medio Poroso	10
2.2.5 Porosidad.....	10
2.2.5.1 Clasificación de la Porosidad en base al Volumen Poroso considerado	11
2.2.6 Saturación.....	12
2.2.6.1 Saturación Irreducible (Swirr).....	12
2.2.6.2 Saturación Residual (S _{xr})	12
2.2.6.3 Saturación de Petróleo Residual (S _{or})	13

2.2.7 Permeabilidad.....	13
2.2.7.1 Permeabilidad Absoluta	14
2.2.7.2 Permeabilidad Efectiva	14
2.2.7.3 Permeabilidad Relativa	14
2.2.7.4 Representación de las Permeabilidades Relativas.....	15
2.2.7.5 Características de las Curvas de Permeabilidad Relativa	15
2.2.8 Movilidad	16
2.2.9 Presión Capilar	16
2.2.10 Procesos de Imbibición y Drenaje.....	17
2.2.11 Pruebas de Desplazamiento Dinámico.....	18
2.2.12 Correlación para la Realización de las Curvas de Permeabilidad Relativa	18
2.2.12.1 Correlación de Corey y Asociados.....	18
2.2.13 Agua de Formación	19
2.2.14 Composición Química del Petróleo	20
2.2.15 Clasificación de los Crudos según su Gravedad API.....	20
2.2.16 Viscosidad	21
2.2.17 Relación Gas-Petróleo.....	22
2.2.18 Prueba PVT	23
2.2.19 Agotamiento	23
2.2.20 Clasificación del Crudo basada en la Composición SARA	23
2.2.20.1 Características de los Grupos Orgánicos obtenidos en la Separación SARA según su Polaridad	25
2.2.21 Técnicas de Recuperación de Crudos	27
2.2.22 Faja Petrolífera del Orinoco	29
2.2.23 Biomarcadores.....	29

2.2.23.1 Biomarcadores Saturados.....	29
CAPÍTULO III. METODOLOGÍA.....	30
3.1 TIPOS DE INVESTIGACIÓN	30
3.2 NIVEL DE LA INVESTIGACIÓN.....	30
3.3 DISEÑO DE INVESTIGACIÓN.....	30
3.4 POBLACIÓN Y MUESTRA.....	31
3.5 METODOLOGÍA	31
3.5.1 Etapa I: Revisión Bibliográfica.....	32
3.5.1.1 Inducción a las Actividades de Laboratorio.....	32
3.5.2 Etapa II: Limpieza y Preparación de Muestras	32
3.5.2.1 Preparación de las Muestras de Roca.....	32
3.5.2.2 Limpieza de las Muestras de Roca.....	33
3.5.2.3 Recombinación del Crudo.....	35
3.5.3 Etapa III: Caracterización de la Roca y los Fluidos.....	38
3.5.3.1 Caracterización de la Roca	38
3.5.3.2 Caracterización del Agua de Formación.....	39
3.5.3.2.1 Preparación del Agua de Formación Sintética	39
3.5.3.3 Caracterización del Crudo y Gas	39
3.5.4 Etapa IV: Montaje del Equipo de Desplazamiento y Ejecución de Pruebas	42
3.5.4.1 Permeabilidad al Aire (Gas Nitrógeno).....	42
3.5.4.2 Prueba de Desplazamiento en Medio Poroso.....	44
3.5.4.3 Prueba de Agotamiento de Presión sistema Roca-Fluido	46
3.5.5 Etapa V: Análisis SARA.....	51
3.5.6 Etapa IV: Interpretación de los Resultados.....	53
CAPÍTULO IV. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	54

4.1 ESTUDIO DEL ESTADO DEL ARTE.....	54
4.2 CARACTERIZACIÓN DE LAS MUESTRAS DE ROCA Y LOS FLUIDOS.....	55
4.2.1 Muestras de Roca del Yacimiento	55
4.2.2 Agua de Formación.....	57
4.2.3 Crudo y Gas	57
4.3 PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO DINÁMICO	61
4.4 PRUEBA DE AGOTAMIENTO DE PRESIÓN.....	64
4.5 ANÁLISIS SARA.....	68
4.6 BIOMARCADORES SATURADOS	72
CONCLUSIONES	74
RECOMENDACIONES	76
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	77
APÉNDICES.....	81
Apéndice A: Recombinación del crudo.	81
Apéndice B: Determinación del tipo de roca.	82
Apéndice C: Análisis PVT del fluido en estudio.	83
Apéndice D: Clasificación de los crudos a partir de su composición.	85
Apéndice E: Comportamiento de la viscosidad respecto a la temperatura a diferentes presiones.	85
Apéndice F: Prueba de desplazamiento dinámico.	86
Apéndice G: Prueba de agotamiento de presión.	87
Apéndice H: Estudio de la estabilidad coloidal.	90
Apéndice I: Determinación del tipo de biodegradación.....	91

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2. 1: Yacimiento de hidrocarburo.	9
Figura 2. 2: Ilustración de la porosidad de una unidad rocosa	10
Figura 2. 3: Representación de la ley de Darcy.	13
Figura 2. 4: Representación gráfica de las curvas de permeabilidad relativa.	15
Figura 2. 5: Curvas del proceso de imbibición y drenaje.....	18
Figura 2. 6: Estructura de los asfáltenos. (a) Química (b) Micelar.	27
Figura 2. 7: Clasificación métodos de recuperación de hidrocarburos.	28
Figura 3. 1: Esquema metodología de investigación.	31
Figura 3. 2: Tapón de núcleo representativo de la zona en estudio.	33
Figura 3. 3: Equipo dean-stark o soxhlet utilizado para la limpieza de muestras de roca	34
Figura 3. 4: Horno de secado de muestras Memmert UFP 800.	35
Figura 3. 5: Equipos y materiales utilizados para la recombinación del crudo. ...	35
Figura 3. 6: Bombas tipo Isco.	36
Figura 3. 7: Gasómetro ruska utilizado para contabilizar el gas.	36
Figura 3. 8: Equipo utilizado para realizar el PVT convencional.	40
Figura 3. 9: Densímetro DMA 4500M.....	41
Figura 3. 10: Equipo CRYETTE WR 5009.	41
Figura 3. 11: Muestras de gas recolectadas durante PVT.	42
Figura 3. 12: Celda triaxial donde se empaco la muestra de tapón.....	43
Figura 3. 13: Equipos utilizados para medir la permeabilidad al aire.....	43
Figura 3. 14: Proceso de llenado del cilindro con agua de formación sintética....	44
Figura 3. 15: Montaje de equipo para prueba de desplazamiento forzado.....	45
Figura 3. 16: Diagrama de prueba de agotamiento.	47
Figura 3. 17: Equipo de desplazamiento utilizado en prueba de agotamiento de presión en el medio poroso.	48
Figura 3. 18: Proceso de empaque del tapón de roca.	49
Figura 3. 19: Representación de la liberación flash.	50
Figura 3. 20: Viales recolectores con fracciones de crudo.....	51
Figura 3. 21: Muestras de crudo identificadas antes de análisis SARA.....	51

Figura 3. 22: Metodología para realizar separación SARA	52
Figura 3. 23: Montaje para proceso de filtración por gravedad.	52
Figura 3. 24: Muestra de crudo luego del proceso de separación asfáltenos- maltenos (saturados, aromáticos y resinas).	53
Figura 4. 1: Diagrama ternario para la clasificación del crudo.	59
Figura 4. 2: Viscosidad crudo muerto con respecto a la temperatura.	59
Figura 4. 3: Comportamiento de la viscosidad con respecto a la temperatura.	60
Figura 4. 4: Variación de la viscosidad con respecto a la presión a diferentes temperaturas.	61
Figura 4. 5: Curva de permeabilidad relativa sistema agua-petróleo.	62
Figura 4. 6: Curva de permeabilidad relativa sistema agua-petróleo.	63
Figura 4. 7: Comportamiento de la RGP durante la declinación de presión.	66
Figura 4. 8: Curva del factor de recobro.	67
Figura 4. 9: Permeabilidad relativa sistema gas-petróleo.	67
Figura C. 1: Volumen relativo con respecto al comportamiento de la presión del fluido en estudio.	84
Figura C. 2: Función Y del fluido en estudio.	84
Figura D. 1: Diagrama ternario de las composiciones SARA para la clasificación del crudo.	85
Figura E. 1: Viscosidad versus temperatura con la variación de las presiones.	85
Figura G. 1: Caudal versus diferencial de presión.	88

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2. 1: Clasificación del petróleo según su gravedad API .	21
Tabla 2. 2: Clasificación del crudo según su composición SARA .	24
Tabla 4. 1: Características físicas de la roca.	55
Tabla 4. 2: Propiedades de la roca.	56
Tabla 4. 3: Tipo de roca según el radio de garganta poral por Pittman 55.	56
Tabla 4. 4: Composición del agua de formación sintética.	57
Tabla 4. 5: Propiedades del fluido.	57
Tabla 4. 6: Resultados análisis SARA para el crudo original.	58
Tabla 4. 7: Características y propiedades del tapón AE1.	64
Tabla 4. 8: Condiciones iniciales de trabajo.	64
Tabla 4. 9: Resultados de la prueba de agotamiento de presión.	65
Tabla A. 1: Volumen de crudo y gas recombinado.	81
Tabla B. 1: Clasificación del tipo de roca por medio del radio de garganta poral.	82
Tabla C. 1: Composición del líquido y del gas del yacimiento.	83
Tabla F. 1: Características físicas del tapón AE1.	86
Tabla F. 2: Data obtenida para la construcción de las curvas de permeabilidad relativa, tapón AE1, prueba N°1.	86
Tabla F. 3: Data obtenida para la construcción de las curvas de permeabilidad relativa, tapón AE1, prueba N° 2.	87
Tabla G. 1: Mediciones de caudal y delta de presión para cálculo de permeabilidad.	87
Tabla G. 2: Presiones finales de trabajo durante la ejecución de la prueba de agotamiento en el medio poroso.	89
Tabla G. 3: Datos empleados para construir las curvas de permeabilidad relativa.	90
Tabla I. 1: Tipos de compuesto y orden de biodegradación.	91

INTRODUCCIÓN

Actualmente en Venezuela se han ido enfocando los procesos de exploración, producción, procesamiento y comercialización de petróleo principalmente en yacimientos de crudos pesados y extrapesados (CP/XP), como consecuencia de la disminución de las reservas de crudos livianos y medianos existentes en el país. Este interés se genera debido a que, este tipo de combustible fósil sigue siendo la principal fuente de energía a nivel mundial, que mantiene en constante aumento su demanda a pesar de existir otras fuentes energéticas.

Debido a que los CP/XP de la Faja Petrolífera del Orinoco presentan características particulares, entre éstas una alta viscosidad y por ende una baja movilidad, que dificulta su extracción y que además conlleva a que los procesos relacionados disten mucho de los aplicados al tratar crudos livianos y medianos, es imperativa la generación de nuevos estudios así como la implementación de tecnologías que faciliten todos los procesos inherentes a la cadena de valor del negocio petrolero con el fin de optimizar y garantizar la adecuada explotación de dichas reservas en aras de dar garantía a la demanda mundial.

En tal sentido, Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) a través de su filial tecnológica INTEVEP, y de la Gerencia Técnica de Estudios de Yacimientos (EYCY), se enfoca entre otros aspectos a la caracterización de yacimientos mediante la cuantificación de propiedades de la roca y fluidos, estableciendo a su vez distribución y volúmenes recuperables de hidrocarburos, integrando aspectos estructurales, estratigráficos, sedimentológicos, petrofísicos y de fluidos, en un modelo único, que permita establecer un plan de explotación que garantice la máxima recuperación económica de sus reservas.

Es por ello que, como parte de esta caracterización en el trabajo investigativo que se presenta se persigue ampliar el conocimiento en el área, llevando a cabo el estudio de los posibles cambios en la composición del fluido de interés (CP/XP) mediante la caracterización del mismo según análisis SARA (Saturados,

Aromáticos, Resinas y Asfáltenos) como consecuencia de un proceso de declinación de presión como mecanismo de producción primario, para esto ejecutando simulaciones físicas en un sistema de desplazamiento de fluidos en medios porosos a escala de laboratorio en el que se reproducen las condiciones de yacimiento.

CAPÍTULO I. FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN

El siguiente capítulo cuenta con la información necesaria para entender la problemática de la investigación, señalando claramente cada uno de los objetivos planteados. Así como el alcance, la justificación de la investigación y por último las posibles limitantes durante su desarrollo.

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El petróleo en general varía su composición, pero esto depende del tipo de yacimiento de donde proviene. Cuando se trabaja con crudos pesados y extrapesados hay que tener en cuenta las características que estos presentan, entre las que se encuentran alta viscosidad, baja gravedad API, bajas relaciones hidrógeno-carbono y alta acidez en la mayoría de los casos, además del alto contenido de asfáltenos, azufre, nitrógeno y metales pesados. Muchas de estas características conllevan a que, al momento de producir estos crudos los costos relacionados sean superiores, ya que deben ser aplicadas nuevas tecnologías y modificaciones comparadas con los procesos para los crudos convencionales. Si bien la gravedad API del petróleo es importante para evaluar el valor del recurso, la propiedad del fluido que más afecta la producibilidad y la recuperación es la viscosidad del petróleo. Cuanto más viscoso es el petróleo, más difícil resulta producirlo, sin embargo, dada la elevada demanda de energía en la actualidad, los CP/XP se hacen atractivos en el mercado.

Como es de conocimiento Venezuela cuenta con grandes reservas de crudo pesado y extrapesado ubicadas en la Faja Petrolífera del Orinoco. Si estamos en presencia de un crudo extrapesado, que es el caso en estudio, es deseable estudiar y analizar todas las variables que toman lugar durante el proceso de producción de este fluido. Al respecto, en este trabajo de investigación se propone caracterizar los posibles cambios en el fluido durante un proceso de caída de presión (controlada), considerando como condiciones de arranque, las originales del yacimiento, y a lo largo de la experiencia llevar a cabo la recolección de fracciones de crudo para efectuar luego el análisis correspondiente hasta alcanzar la condición de

agotamiento natural. El estudio de estas fracciones de hidrocarburo se llevaría a cabo a través de análisis de componentes SARA (Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfáltenos) para evaluar como varía su concentración durante el mecanismo de agotamiento de presión. La separación de los saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos (SARA) en una muestra de hidrocarburo, es un tipo de análisis que implica la separación de los crudos en cuatro clases químicas principales con base en las diferencias de solubilidad y polaridad (Fernández, Y.2017).

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo General

Evaluar el efecto de la declinación de presión sobre el crudo a través de una prueba de agotamiento en un sistema de yacimiento representativo de la Faja Petrolífera del Orinoco mediante análisis SARA.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Realizar el estudio del estado del arte relacionado con ensayos experimentales de agotamiento de presión y su efecto sobre la composición de crudos extrapesados.
- Caracterizar la muestra de roca y los fluidos a ser utilizados en la prueba dinámica en medio poroso.
- Plantear metodología para la ejecución del ensayo de caída de presión a través de pruebas dinámicas a condiciones de yacimiento considerando la recolección de fracciones de fluidos.
- Ejecutar el ensayo de caída de presión a través de pruebas dinámicas a condiciones de yacimiento.
- Analizar las fracciones de fluido producidas durante el ensayo a través de análisis SARA.
- Generar las curvas de permeabilidad relativa correspondientes para el sistema de yacimiento evaluado.
- Determinar los posibles cambios en el crudo extrapesado mediante análisis SARA generados por un proceso de agotamiento de presión.

1.3 ALCANCE

Por medio de esta investigación se pretende evaluar el impacto que tiene sobre la dinámica del fluido la variación en concentración de sus componentes SARA como consecuencia de la caída de presión que tiene lugar en el yacimiento durante su puesta en producción en frío. Para alcanzar esta meta, se plantea realizar un muestreo de la producción de crudo para cada una de las caídas de presión en consideración. En cada muestreo se realizará un análisis de fraccionamiento basado en la solubilidad de los componentes del hidrocarburo en diversos solventes utilizados en la prueba para ver cómo es la variación de la estructura original. Con esto se espera obtener resultados que permitan predecir o prevenir problemas asociados a la composición del crudo que puedan impactar finalmente sobre la dinámica del flujo de los fluidos en el medio poroso.

1.4 JUSTIFICACIÓN

Debido a la creciente demanda energética y a la declinación de los yacimientos en producción, se hacen atractivos los yacimientos no convencionales los cuales representan un número importante en las reservas probadas de Venezuela. Por esto los CP/XP deben ser estudiados cuidadosamente, ya que sus características hacen dispendioso su proceso de producción.

En esta investigación se evalúan los posibles cambios en la composición del fluido CP/XP mediante la caracterización del mismo según análisis SARA como consecuencia de un proceso de declinación de presión como mecanismo de producción primario, ejecutando simulaciones físicas en un medio poroso a escala de laboratorio representando las condiciones de yacimiento. También generando como parte de la caracterización del yacimiento, las curvas de permeabilidad relativa que representan una de las propiedades más importantes de conocer, ya que las mismas aportan información del movimiento y la distribución de los fluidos en el medio poroso. El conocimiento de los fluidos antes de iniciar un proceso de explotación en el yacimiento permitirá en el futuro evaluar la incidencia de aplicación de un método de recuperación adicional, así como detectar fenómenos

asociados a cambios de presión que afecten el comportamiento de los fluidos en el yacimiento.

1.5 LIMITACIONES

Entre las limitantes que pueden tomar lugar durante el desarrollo de esta investigación, se listan las siguientes:

- Disponibilidad de la muestra de núcleo para obtener los tapones con los que se van a realizar las pruebas en las instalaciones de PDVSA-INTEVEP.
- Disponibilidad del equipo de desplazamiento y todo el sistema que lo conforma para la realización de la prueba.
- Disponibilidad y adecuada ejecución de las bombas necesarias para controlar las diferentes caídas de presión durante la ejecución de la prueba de agotamiento.
- Disponibilidad de los solventes requeridos para el análisis SARA.

CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO

Este comprende una revisión acerca de los estudios previos sobre pruebas de agotamiento de presión, geoquímica de yacimientos y evaluación de curvas de permeabilidad relativa. Así como una serie de conceptos e información que se hacen necesarios para comprender de una mejor manera las experiencias que se realizan durante el desarrollo de esta investigación.

2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

Corey, A. (1954) realizó un trabajo titulado “Interrelación existente entre las permeabilidades relativas gas y petróleo”, donde propuso fórmulas matemáticas para obtener permeabilidades relativas en dos fases (gas-petróleo). Partiendo de mediciones de presión capilar a muestras de roca, comparando la permeabilidad relativa del petróleo y la del gas. Tomo como base las ecuaciones de Burdine para determinar permeabilidades relativas a dos fases de la curva de presión capilar. La aproximación realizada es buena para el proceso de drenaje (desplazamiento de la fase mojante por la no mojante).

Amaya y Muñoz (2012), estudiaron la influencia que tiene la disminución de presión en la reducción de la permeabilidad por la precipitación de asfáltenos, a través de una prueba de agotamiento. Donde trabajaron con muestras de tapón ensambladas en un horno a condiciones de yacimiento, controlando la presión a la entrada y la salida. La despresurización del sistema se llevó a cabo en dos etapas, la primera de 5700 a 4500 psia y la segunda de 5700 a 3450 psia. En cada etapa se despresurizo el sistema cada 50 psia y tomaron registros cada 200 psia hasta llegar a la presión final de cada etapa. Después de concluidas las pruebas, determinaron que la cantidad de asfáltenos precipitados no generó cambios desfavorables en la permeabilidad que presentaba el medio poroso ya que, observaron una mejora en la movilidad del fluido e infiriendo que la disminución de la viscosidad del mismo debido a la precipitación de asfáltenos, prevalece sobre la posible reducción de la permeabilidad por efecto de la adsorción de los asfáltenos.

Michinel, C. (2017), realizó un trabajo titulado “Aplicación de la geoquímica de yacimientos en la caracterización de crudos pertenecientes a las arenas D1/D2 de la formación oficina, bloque Junín, Faja Petrolífera del Orinoco”, en el que hizo un estudio geoquímico de yacimiento a dos muestras de crudo y un diluyente utilizado en dicho yacimiento. Para ello, se realizó la separación SARA de las muestras de crudo a través de cromatografía líquida de adsorción en columna. También estudio la fracción de los hidrocarburos aromáticos e identificó los biomarcadores y marcadores. Por último, realizó un estudio de los asfáltenos para ver el comportamiento de estos en el crudo. La composición SARA permitió distinguir las muestras eran de tipo aromáticos intermedios y no se presentó inicialmente precipitación de los asfáltenos.

Parra, A. (2018), realizó un trabajo titulado “Evaluación experimental de la caída de presión en un medio poroso no consolidado de la faja petrolífera del Orinoco a través de una prueba de agotamiento”, en el que realizó tres pruebas con arena no consolidada y crudo extrapesado a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento, utilizando un equipo de desplazamiento. En el primer experimento las caídas de presión fueron abruptas exponiendo la salida de la celda a presión atmosférica, el segundo tuvo las caídas de presión controladas por un cilindro recolector conectado a una bomba y en el tercero se utilizó una válvula de contrapresión. Se obtuvo como resultado que controlando las caídas de presión y mayores tiempos de estabilización se aprovechó mejor la energía del sistema, dando así un aumento en el factor de recobro. Adicional a esto se generaron las curvas de permeabilidad relativa (gas-petróleo) a partir de la data del tercer experimento.

2.2 BASES TEÓRICAS

2.2.1 Yacimiento

Se entiende por yacimiento una unidad geológica de volumen limitado, poroso y permeable que contiene hidrocarburos en estado líquido y/o gaseoso. Los cinco ingredientes básicos que deben estar presentes para tener un yacimiento de hidrocarburos son: fuente, camino migratorio, trampa, porosidad y permeabilidad

(Escobar, 2012). La figura 2.1 muestra las características principales de un yacimiento de hidrocarburos.

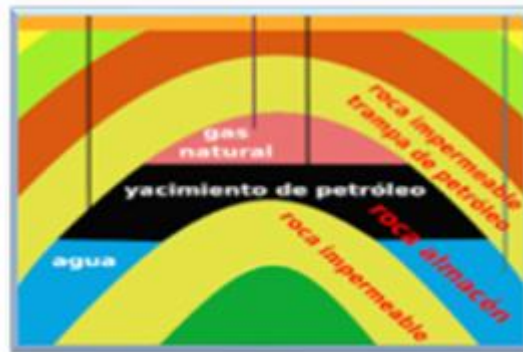


Figura 2. 1: Yacimiento de hidrocarburo (La comunidad petrolera, 2018).

2.2.2 Arenas No Consolidadas

Son aquellas que suelen poseer poco material de matriz (material de cementación) que mantenga unidos los granos de arena y por lo general, también se conoce con el nombre de arenas poco consolidadas, constituidas por formaciones terciarias jóvenes (Tarbuck y Lutgens, 1999).

2.2.3 Muestras de Rocas (Núcleos)

Un núcleo consiste en una muestra de roca tomada del pozo a una profundidad específica, por medios especiales, preservando su estructura geológica y sus características fisicoquímicas de la mejor manera posible, con la finalidad de realizar análisis petrofísicos y geológicos. Se obtienen generalmente mediante la perforación de la formación con un taladro rotatorio de sección transversal hueca, corte de porciones de paredes, corte con herramientas de cable y con fluidos de perforación. Se obtienen así, muestras en forma cilíndrica de más de 10 m de longitud y 11 cm de diámetro (Bear, 1972).

Cuando el núcleo llega al laboratorio procedente del yacimiento, se toman porciones más pequeñas del mismo, conocidas como tapones, que no son más que cilindros de menor dimensión que se adaptan a la longitud y diámetro de las celdas de los equipos donde se realizan los análisis convencionales y/o especiales. Las

muestras de rocas a ser analizadas, de acuerdo al grado de compactación de sus granos, pueden ser de dos tipos: muestras consolidadas, arenas cuyos granos se encuentran lo suficientemente comprimidos y muestras no consolidadas, donde no existen fuerzas resaltantes que unan los granos (Bear, 1972).

2.2.4 Medio Poroso

Un medio poroso puede visualizarse como una red tridimensional de oclusiones llamados poros, que pueden estar interconectados o no, de tamaños y formas diferentes, insertada en un medio que de otra manera sería continuo. Su morfología se relaciona con su origen, pero en muchos casos, especialmente en rocas porosas sedimentarias, la morfología es altamente desordenada. También es llamado matriz sólida heterogénea, donde como característica principal posee un área específica relativamente alta, en muchas estimaciones esta característica dicta el comportamiento del fluido en el medio (Bear, 1972).

2.2.5 Porosidad

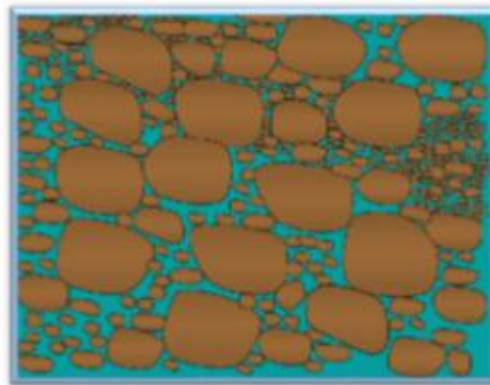


Figura 2. 2: Ilustración de la porosidad de una unidad rocosa (Halliburton, s.f).

La porosidad es la fracción del volumen bruto total de la roca que constituyen los espacios no sólidos (Halliburton, s.f), y está definido por las siguientes ecuaciones:

$$\emptyset = \frac{V_b - V_m}{V_b} * 100\% \quad \text{Ec. (2. 1)}$$

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_t} \times 100\% \quad \text{Ec. (2. 2)}$$

$$V_t = \frac{\pi \times D^2 \times L}{4} \quad \text{Ec. (2. 3)}$$

\emptyset =Porosidad Absoluta

V_b = Volumen Bruto

V_m =Volumen Matriz

Siendo el volumen poroso (V_p), la diferencia entre el volumen bruto y el de la matriz ($V_b - V_m$). La porosidad generalmente se expresa en porcentaje.

2.2.5.1 Clasificación de la Porosidad en base al Volumen Poroso considerado

- **Absoluta o Total:** Fracción del volumen total de la roca que no está ocupado por material denso o matriz.
- **Efectiva:** Fracción del volumen total de la roca que está compuesta por espacios porosos que se hallan comunicados entre sí.

La porosidad total siempre va a ser mayor o igual a la efectiva. Para el ingeniero de yacimientos la porosidad más importante es la efectiva, pues constituye los canales porosos interconectados, lo que supone que puede haber importantes saturaciones de hidrocarburos en dichos espacios (Halliburton, s.f).

La porosidad es considerada:

- Muy Baja cuando es $\leq 5\%$
- Baja cuando es $>5\%$ pero $\leq 10\%$
- Promedio cuando es $>10\%$ pero $\leq 20\%$
- Buena cuando es $>20\%$ pero $\leq 30\%$
- Excelente cuando $>30\%$

2.2.6 Saturación

La saturación es el porcentaje de un fluido ocupado en el espacio poroso (Halliburton, s.f), y está definido por la ecuación 2.4:

$$S_{\text{fluido}} = \frac{V_f}{V_p} * 100\% \quad \text{Ec. (2. 4)}$$

S_{fluido} = Porcentaje del Fluido que satura el espacio poroso

V_f = Volumen del Fluido dentro del espacio poroso

V_p = Volumen Poroso

Si consideramos que básicamente el volumen poroso de una roca que contiene hidrocarburos está saturada con petróleo, gas y agua, tenemos la ecuación 2.5:

$$S_w + S_o + S_g = 1 \quad \text{Ec. (2. 5)}$$

S_w =Saturación de Agua

S_o =Saturación de Petróleo

S_g =Saturación de Gas

2.2.6.1 Saturación Irreducible (S_{wirr})

Se define como la máxima saturación de agua que permanece como fase discontinua en el medio poroso. La discontinuidad son regiones con agua separadas por zonas sin agua, es decir que están aisladas, de tal manera que no hay las condiciones necesarias para que el agua pueda fluir por el sistema cuando se aplican diferencias de presión (La Comunidad Petrolera, 2018).

2.2.6.2 Saturación Residual (S_{xr})

La saturación residual de una fase, generalmente expresada como S_{xr} , donde x corresponde a la fase (petróleo, agua o gas), representa la saturación de dicha fase que queda en el yacimiento en la zona barrida, después de un proceso de desplazamiento (La Comunidad Petrolera, 2018).

2.2.6.3 Saturación de Petróleo Residual (Sor)

Es la mínima saturación de petróleo que se puede alcanzar bajo la combinación de fuerzas viscosas, capilares y gravitatorias. Se puede considerar para yacimientos hidrófilos como la fracción del fluido no mojante atrapado en el medio poroso después de un proceso de extracción de ese fluido. (La Comunidad Petrolera, 2018).

2.2.7 Permeabilidad

La permeabilidad es la facultad que tiene la roca para permitir que los fluidos se muevan a través de los espacios porosos interconectados, se tiene, por medio de La Ley de Darcy (Halliburton, s.f). La figura 2.3 ilustra la ley de Darcy que define el movimiento de los fluidos a través del medio poroso y se representa mediante la ecuación 2.6.

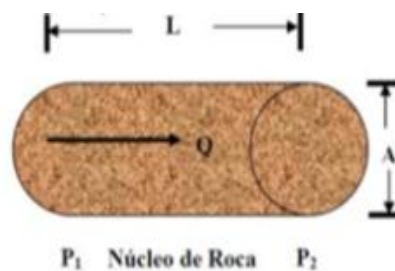


Figura 2. 3: Representación de la ley de Darcy (Rivera, 2004).

$$K = \frac{q\mu L}{A\Delta P} \quad \text{Ec. (2. 6)}$$

K = Permeabilidad (Darcy)

μ = Viscosidad en la dirección de recorrido del fluido (cps)

L = Distancia que recorre el fluido

A =Sección transversal (cm²)

ΔP = Diferencia de Presión (atm) ($P_2 - P_1$)

q = Tasa de producción (cm³/s)

2.2.7.1 Permeabilidad Absoluta

Es la conductividad de una roca o material poroso cuando está saturado completamente por un solo fluido (Rivera, 2004).

2.2.7.2 Permeabilidad Efectiva

Es la permeabilidad de una roca a un fluido en particular cuando la saturación de este es menor al 100% (Halliburton, s.f). De esta manera se representa por medio de la ecuación 2.7.

$$K_f = \frac{q_f \mu_f L}{A \Delta P} \quad \text{Ec. (2. 7)}$$

Donde el subíndice f indica el tipo de fluido.

K= Permeabilidad (Darcy)

q= Tasa de producción (cm³/s)

μ= Viscosidad en la dirección de recorrido del fluido (cps)

L= Distancia que recorre el fluido (cm)

A=Sección transversal (cm²)

ΔP = Diferencia de Presión (atm)

2.2.7.3 Permeabilidad Relativa

Es la relación entre la permeabilidad efectiva a la permeabilidad absoluta (Halliburton, s.f). Representada por la ecuación 2.8.

$$K_{rf} = \frac{K_f}{K} \quad \text{Ec. (2. 8)}$$

K_{rf}= Permeabilidad relativa al fluido f

K_f= Permeabilidad al fluido f

K= Permeabilidad absoluta

2.2.7.4 Representación de las Permeabilidades Relativas

El cálculo de las permeabilidades relativas es muy útil en la ingeniería de yacimientos. Como se identifica en la figura 2.4 las curvas de permeabilidad relativa que describen como varían con respecto a las saturaciones de los fluidos mostrando factores importantes en el yacimiento en estudio (Halliburton, s.f).

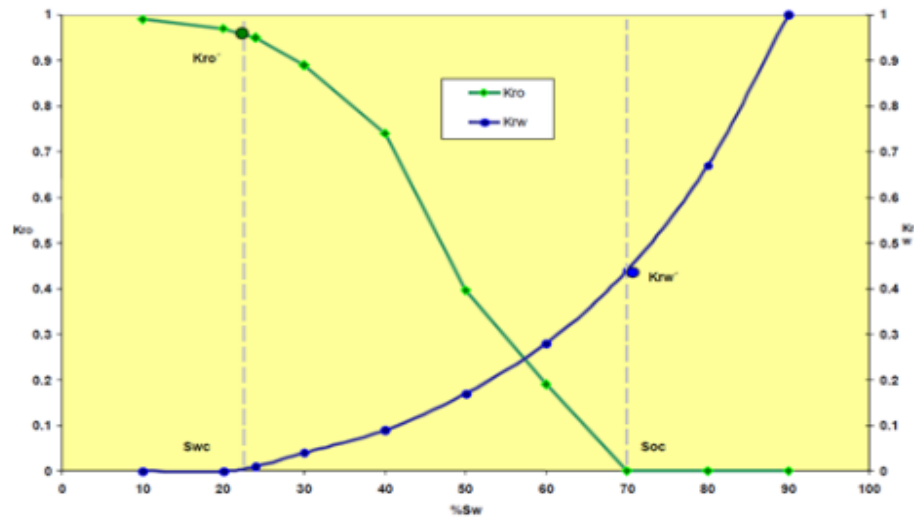


Figura 2. 4: Representación gráfica de las curvas de permeabilidad relativa (Halliburton, s.f).

2.2.7.5 Características de las Curvas de Permeabilidad Relativa

1. Para que un proceso de imbibición (desplazamiento de petróleo por agua) la fase mojante (fluido que tiende a adherirse a las paredes de la roca) comience a fluir se requiere alcanzar un cierto valor de saturación a fin de formar una fase continua. Esto se denomina Saturación Crítica o de Equilibrio (0 –30%).
2. De manera similar, existe una saturación crítica o de equilibrio para la fase no-mojante, solo que en este caso el radio de invasión es menor, entre 0 y 15% aproximadamente.
3. La permeabilidad relativa de la fase mojante se caracteriza por una rápida declinación para pequeñas disminuciones en saturaciones a valores altos de saturación de la fase mojante.

4. La permeabilidad relativa de la fase no mojante aumenta rápidamente para pequeños incrementos de saturación de dicha fase por encima de la saturación de equilibrio.
5. Las sumas de las permeabilidades relativas ($K_{ro} + K_{rw}$) ó ($K_{ro} + K_{rg}$) representan la interacción mutua entre las fases, lo cual hace disminuir la suma de las permeabilidades relativas a un valor menor de la unidad, para la mayoría de los valores de saturación.
6. En la producción de petróleo, el agua y el petróleo fluirán a saturaciones que estarán entre los dos puntos finales.
7. El punto de cruce entre las dos curvas en general no ocurre S_w iguales a 50% por lo que se tiene que:

Si en $S_w=50\% \Rightarrow K_{rw} < K_{ro} = \text{Agua es Fase Mojante}$
 $\Rightarrow K_{rw} > K_{ro} = \text{Petróleo es Fase Mojante}$

2.2.8 Movilidad

Es la relación que existe entre la permeabilidad efectiva y la viscosidad de un fluido. En un proceso de flujo multifásico, existe relación entre las movilidades de los fluidos, a esto se le conoce como relación de movilidad, M , normalmente se expresa como la relación entre el fluido desplazante sobre el desplazado (algunos autores consideran la definición contraria).

Si $M < 1$, significa que el crudo se mueve más fácilmente que el agua, si $M = 1$ significa que ambos fluidos tienen igual movilidad y si $M > 1$, significa que el agua es muy móvil con respecto al crudo (Escobar, 2012).

2.2.9 Presión Capilar

Se define como la diferencia de presión a través de la interfase que separa dos fluidos inmiscibles, uno de los cuales moja preferencialmente la roca. Si se toma positiva entonces es la presión de la fase no mojante menos la presión de la fase mojante (Ferrer, 2001), observado en la ecuación 2.9:

$$P_c = P_{nm} - P_m \quad \text{Ec. (2. 9)}$$

Donde, P_m es la presión de la fase mojante y P_{nm} es la presión de la fase no mojante. Así, para un sistema agua-petróleo tenemos las siguientes ecuaciones:

$$P_c = P_o - P_w \quad \text{Ec. (2. 10)}$$

$$P_c = P_g - P_o \quad \text{Ec. (2. 11)}$$

Donde:

P_c = Presión Capilar

P_o = Presión del petróleo

P_w = Presión del agua

P_g = Presión del gas

2.2.10 Procesos de Imbibición y Drenaje

Existen dos tipos de procesos de saturación de la fase mojante, los cuales son los siguientes:

- **Desplazamiento por drenaje:** en el cual la saturación de la fase mojante disminuye durante el proceso. Es un proceso forzado. Fuerzas capilares retienen la fase mojante. Existe presión de umbral.
- **Desplazamiento por imbibición:** en el cual la saturación de la fase mojante aumenta durante el proceso. Es un proceso espontáneo. No hay presión de umbral.

Por lo que hay una relación funcional inversa entre la presión capilar y la saturación de la fase mojante, también se puede decir que cuando se tiene una saturación muy pequeña se tendrá el más pequeño radio de curvatura y la fase mojante ocupará o existirá en los poros más pequeños del sistema, dejando los poros más grandes para la fase no mojante (Delgado, 2010).

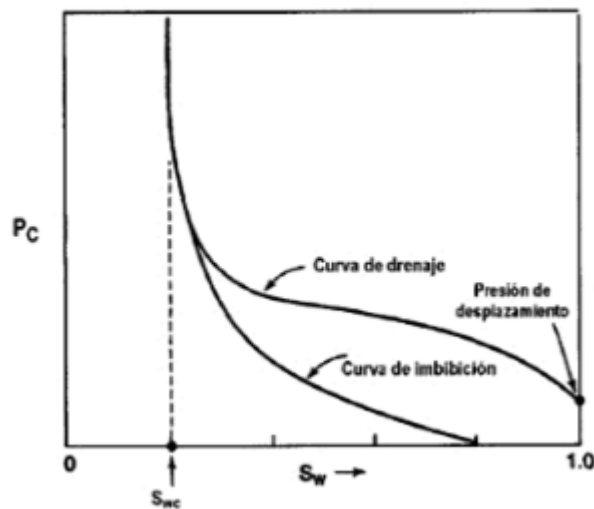


Figura 2. 5: Curvas del proceso de imbibición y drenaje (Forrest & Craig, 1982).

2.2.11 Pruebas de Desplazamiento Dinámico

Éstas son pruebas donde uno de los fluidos inmiscibles desplaza al otro. Es más rápido que el método estacionario; sin embargo, el análisis matemático es más complicado, generalmente se usa la teoría desarrollada por Buckley y Leverett y extendida por Welge para el análisis de los datos experimentales obtenidos con esta metodología (Plata L. & Sandoval H., 2005).

2.2.12 Correlación para la Realización de las Curvas de Permeabilidad Relativa

Las pruebas de desplazamiento de fluidos en medios porosos permiten obtener valiosos datos experimentales, entre éstos los que se procesan a través de un modelo matemático para construir las curvas de permeabilidad relativa, representando las permeabilidades relativas de ambas fases (mojante y no mojante) de acuerdo con el perfil de saturación de la fase mojante (Escobar, 2012).

2.2.12.1 Correlación de Corey y Asociados

Corey en 1954 propuso algunas expresiones matemáticas para generalizar los datos de permeabilidades relativas. Desarrollando las siguientes ecuaciones para arenas no consolidadas.

- Drenaje

$$K_{rw} = (1 - S)^2 \quad \text{Ec. (2. 12)}$$

$$K_{ro} = S^3 \quad \text{Ec. (2. 13)}$$

$$S = \frac{S_o}{1 - S_{wi}} \quad \text{Ec. (2. 14)}$$

- Imbibición

$$K_{rw} = S^3 \quad \text{Ec. (2. 15)}$$

$$K_{ro} = (1 - S)^3 \quad \text{Ec. (2. 16)}$$

$$S = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \quad \text{Ec. (2. 17)}$$

Donde:

S = es la saturación.

K_{rw} = es la permeabilidad relativa del agua.

K_{ro} = es la permeabilidad relativa del petróleo

Las ecuaciones deducidas por Corey y Asociados fueron obtenidas a partir de las ecuaciones deducidas por Burdine para determinar permeabilidades relativas a dos fases de las curvas de presión capilar, las cuales a su vez fueron deducidas a partir de la ecuación generalizada de Kozeny – Carman (Rivera, 2004).

2.2.13 Agua de Formación

Es un fluido que normalmente encontramos asociado a las acumulaciones de petróleo y, por eso, pocas veces se obtiene producción de petróleo sin la producción de agua. De hecho, en muchos casos el volumen de este fluido asociado a los yacimientos de hidrocarburos excede el de la acumulación del petróleo y, por

consiguiente, el volumen total de producción de agua también es mayor que la producción de petróleo (De Ferrer, 2009).

En general, todas las aguas de formación contienen sólidos disueltos, principalmente cloruro de sodio. Por esta razón, se les denomina algunas veces como salmuera, aunque no existe relación entre el agua de formación y el agua de mar, ni en la concentración de sólidos, ni en la distribución de iones presentes. Los cationes disueltos más comunes en las aguas de formación son: Na⁺, Ca⁺⁺ y Mg⁺⁺. Ocasionalmente K⁺, Ba⁺⁺, Li⁺, Fe⁺⁺ y Sr⁺⁺. Los aniones Cl⁻, SO₄²⁻ y HCO₃⁻ aunque CO₃²⁻, NO₃⁻, Br⁻, I⁻, BO₃⁻ y S²⁻ a menudo están presentes. En estas salmueras tan complejas, pueden encontrarse con frecuencia rastros de más de 30 a 40 iones (De Ferrer, 2009).

2.2.14 Composición Química del Petróleo

A pesar de la diversidad de crudos que existe a nivel mundial, resulta sorprendente que sus composiciones elementales normalmente son muy parecidas y están comprendidas en rangos relativamente estrechos: Carbono (83-87) %, Hidrógeno (10-14) %, Azufre (0.05-6) %, Nitrógeno (0.1-2) % y Oxígeno (0.05-1.5) % (Instituto Mexicano del Petróleo, 2018).

2.2.15 Clasificación de los Crudos según su Gravedad API

De acuerdo con los estándares del Instituto Americano del Petróleo (API por sus siglas en inglés) la gravedad API de un crudo como se muestra en la ecuación 2.12, denota la relación correspondiente de peso específico del crudo con respecto al agua (Carrillo, 2008). Está definida por la siguiente ecuación (Perry, 1992):

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{GE} - 131,5 \quad \text{Ec. (2. 18)}$$

El análisis de la fórmula demuestra que la gravedad API se comporta de manera inversa a la gravedad específica del material. El agua es la base para este sistema; de esta manera, el agua tiene una gravedad API de 10. Para los crudos y sus fracciones los

valores de gravedad API pueden variar de menos de 10 a más de 50 (Barberii, 1982). En la tabla 2.1 se muestra la clasificación de los crudos según su °API.

Tabla 2. 1: Clasificación del petróleo según su gravedad API (Barberii, 1982).

CRUDO	GRADOS API	DENSIDAD
Condensado	Mayor a 40°	-
Liviano	30-40°	0.87-0.83 gr/ml
Mediano	22-29.9°	0.92-0.87gr/ml
Pesado	10-21.9°	1.00-0.92 gr/ml
Extrapesado	Menor a 10°	Mayor a 1 gr/ml

2.2.16 Viscosidad

La viscosidad absoluta provee una medida de la resistencia interna de un fluido a fluir. Esta es una de las propiedades más importantes en cualquier cálculo que implique flujo de fluidos, tal como flujo en el yacimiento o en tuberías. Los fluidos newtonianos son fluidos que exhiben una viscosidad constante y al igual que en muchas propiedades el agua es el punto de referencia, ya que el agua posee una relación directamente proporcional entre la velocidad de flujo y el esfuerzo de corte usado para desplazar el fluido. La unidad de medida de la viscosidad en la industria petrolera es el centipoise (cp), teniendo en cuenta que por lo general el petróleo no suele ser un fluido newtoniano su viscosidad no es constante, la viscosidad a menores velocidades de flujo suele ser bastante alta en comparación con las altas velocidades de flujo.

Los principales factores que afectan la viscosidad son:

- Composición del Petróleo.
- Temperatura.
- Gas Disuelto.
- Presión.

Las fuerzas de atracción entre las moléculas que integran el crudo a mayor temperatura se hacen más débiles, lo cual facilita el flujo de estos, por lo que a

mayores temperaturas disminuye la viscosidad y ese mismo efecto lo tiene la presión, donde a menor presión es más fácil desplazar el crudo, por lo que a menor presión se tiene menor viscosidad. Otro factor de gran importancia es el gas disuelto, ya que al existir moléculas gaseosas dentro del crudo no solo se disminuye su peso (o densidad) sino que también son requeridos menores esfuerzos para movilizar el crudo, por lo que a mayor gas en solución se espera tener menor viscosidad.

La composición del petróleo juega un rol de gran relevancia, típicamente la composición es descrita solo con la gravedad API, pero es de gran importancia incorporar otro elemento, tal como el factor de caracterización Watson, que provee una mayor descripción o caracterización del crudo. A mayor gravedad API la viscosidad es baja (menor que 1 cp) y a baja gravedad API; tal como es el caso de los crudos pesados y extrapesados la viscosidad puede alcanzar valores por encima de los 1000 cp, pudiendo ser tan altos como 5000 cp para crudos pesados y hasta 10000000 cp en el caso del bitumen (Barberii, 1982).

2.2.17 Relación Gas-Petróleo

También conocida como GOR por sus siglas en inglés, es el resultado de dividir una cantidad de gas a condiciones normales por determinada cantidad de petróleo, también a condiciones normales. Generalmente se expresa en PCN/BN. Existen varios tipos de relación gas-petróleo) (Craft & Hawkins, 1977)

- **Relación Gas en Solución-Petróleo (Rs)**

Gas en solución (a condiciones normales), generalmente en PCN, por unidad volumétrica de petróleo (a condiciones normales), generalmente BN.

- **Relación Gas-Petróleo Instantánea (RGP)**

También se le conoce con el nombre de razón gas producido-petróleo o razón gas petróleo de producción. Es la RGP obtenida en un momento dado de allí el nombre de instantánea durante la vida de un yacimiento. Por lo tanto, es una cantidad que cambia constantemente.

2.2.18 Prueba PVT

Se define como análisis PVT (Presión, Volumen y Temperatura) al conjunto de pruebas que se realizan en el laboratorio para determinar las propiedades físicas de los fluidos: relación gas–petróleo en solución (R_s), factor volumétrico del petróleo (B_o) y del gas (B_g), compresibilidad (C_o), entre otros y su variación con respecto a la presión (Borges et al., 2011).

2.2.19 Agotamiento

Es la caída de la presión promedio del yacimiento debida a la producción de fluidos. Todos los yacimientos acotados tienen un agotamiento de presión (una caída en la presión promedio del yacimiento) asociada con la producción de fluidos. El influjo de agua contrarresta este efecto en yacimientos que están rodeados por acuíferos o están debajo de ellos. De la misma forma, la presencia de un casquete de gas puede demorar el agotamiento de presión. (Schlumberger Oilfield Glossary, 2018).

2.2.20 Clasificación del Crudo basada en la Composición SARA

Se fundamenta en el contenido de los varios tipos moleculares en el crudo; n-alcenos cicloalcenos (naftenos) y la suma de aromáticos, resinas y asfáltenos. También toma en cuenta el contenido de azufre (Tissot & Welte, 1984). Deben considerarse las siguientes premisas:

- La concentración de alcanos incluye parafinas normales y ramificadas.
- La de naftenos no incluye ciclos aromáticos.
- La de aromáticos si incluye los naftenoaromáticos.

En la tabla 2.2 se presenta los valores de los compuestos SARA que se deben considerar para poder clasificar los crudos.

Tabla 2. 2: Clasificación del crudo según su composición SARA (Tissot & Welte, 1984).

CRITERIOS	TIPOS	CARACTERÍSTICAS
Hidrocarburos Saturados > 50% p/p Aromáticos < 50% p/p Azufre < 1% p/p Saturados ± 50% p/p Aromáticos ± 50% p/p	Parafínicos	parafinas > 40% p/p > naftenos; (resinas + asfáltenos) < 10% p/p
	Parafínicos-Nafténicos	5% < (resinas + asfáltenos) < 15% p/p; 25% < aromáticos < 40%; azufre < 1%
	Nafténicos	Saturados < 50%; Naftenos > 40% > parafinas
	Aromáticos	Parafinas > 10%;
	Intermedios	Azufre > 1% p/p; 10% < (resinas + asfáltenos) < 30% y más 40% < aromáticos < 70% benzo y dibenzotiofenos (25 - 30% de los aromáticos)
	Aromáticos	Parafina < 10%
Asfálticos	Naftenos ± 25% 30% < (resinas + asfáltenos) < 60% 1% < azufre < 9% p/p	
Aromáticos	Parafinas < 10%	
Nafténicos	Naftenos ± 25% Azufre < 1% Resinas ± 25%	

2.2.20.1 Características de los Grupos Orgánicos obtenidos en la Separación SARA según su Polaridad

- **Saturados:** son hidrocarburos no polares formados principalmente por carbono e hidrógeno (además de oxígeno, azufre y nitrógeno en menor proporción), incluyen a los alcanos de cadenas lineales y ramificadas, así como a los cicloalcanos (Hunt, 1979). Todos los n-alcanos desde C₁ hasta C₄₀ se encuentran presentes en los crudos, usualmente en concentraciones de 15-20% pero su concentración es baja en crudos degradados (Tissot & Welte, 1984).
- **Aromáticos:** son compuestos insaturados de estructuras cíclicas con uno o varios anillos bencénico, cuyos átomos están unidos por dobles enlaces conjugados con una energía de resonancia inusualmente elevada. Existen diversos tipos de hidrocarburos aromáticos presentes en los crudos, estos son: el benceno, naftaleno, fenantreno y antraceno. Todos estos compuestos presentan anillos aromáticos (Hunt, 1979; Mullins et al., 2007).
- **Resinas:** Representan la fracción no coloidal del crudo, insoluble en propano líquido (21°C) pero completamente soluble en el crudo, incluyendo fracciones livianas (Hunt, 1979; Speight, 2007). Exhiben una estructura intermedia entre la fracción liviana del crudo y los asfáltenos; además, mantienen a estos últimos dispersos en el crudo, actuando como surfactante (Mullins et al., 2007).

Las moléculas de resinas contienen unidades básicas de anillos aromáticos, grupos alquilo (mayormente grupos metil y un menor número de cadenas largas), ramificados y cíclicos, además de algunos grupos polares que incluyen átomos de azufre, nitrógeno y oxígeno; contienen también una cantidad menor de ácidos, ésteres y éteres. Adicionalmente, las fracciones de resinas al igual que los asfáltenos poseen gran cantidad de metales como vanadio y níquel (Tissot y Welte, 1984).

- **Asfáltenos:** los asfáltenos constituyen una familia de sustancias químicas definidas como solubles en solventes aromáticos, tal como, el benceno o tolueno e insoluble en alcano como n-pentano, n-hexano o n-heptano (Alboudwarej et al., 2002; Mullins et al., 2007). Constituyen entre el 0 y 20% de la masa total del crudo, son sólidos friables e infusibles, de color marrón oscuro a negro y aunque la composición no está totalmente definida se establece que están constituidos por una mezcla compleja de componentes poliaromáticos, determinada principalmente por carbono e hidrogeno (90% o más de su peso total). Por lo tanto, son compuestos de alta masa molecular (700 a 2.000g/mol). Esta variación en masa molecular manifiesta la existencia del fenómeno de asociación en los asfáltenos. Comúnmente los asfáltenos tienen un punto de ebullición superior a 540°C y se encuentran suspendidos en el crudo mediante la formación de coloides estabilizada por moléculas de resinas (Tissot y Welte, 1984; Speight, 2007).

Consecuentemente, el estudio de esta fracción se ha incrementado en los últimos años debido a los problemas que representa en la industria petrolera y a pesar de este efecto negativo, los asfáltenos exhiben características estructurales y de composición que les hacen una herramienta valiosa para las investigaciones geoquímicas de los yacimientos petrolíferos (North, 1985). Por otro lado, la estructura química y las propiedades físico-químicas de los asfáltenos no están bien definidas y comprendidas como los hidrocarburos livianos. Esto es un reflejo del mayor valor económico que poseen los crudos con alto contenido de n-alcanos livianos a diferencia de los crudos que poseen mayor concentración de componentes con alto masa molecular (asfáltenos) (Hortal et al., 2006). La figura 2.6 muestra la estructura predominante en los asfáltenos.

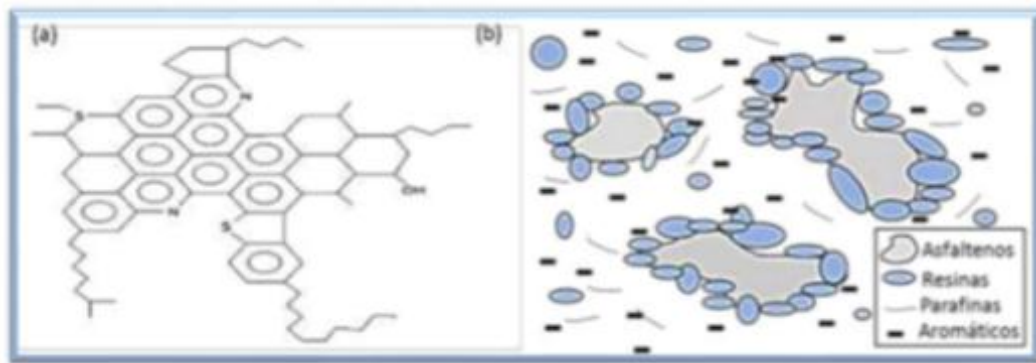


Figura 2. 6: Estructura de los asfáltenos. (a) Química (b) Micelar (Rojano et al., 2013; Chavarría et al., 2010).

2.2.21 Técnicas de Recuperación de Crudos

Son aquellas técnicas que son aplicadas en los yacimientos para extraer la mayor cantidad de crudo presente en la formación, existen dos tipos distintos de recuperación de crudo las cuales se clasifican en (Salager, 2005): En la figura 2.7 se ilustra la clasificación de los tres tipos de recuperación.

- **Recuperación Primaria:** Es la primera técnica aplicada en campo y consiste en aprovechar la energía natural del yacimiento para desplazar el crudo hacia los pozos productores bajo el efecto del gradiente de presión existente entre el fondo del pozo y el seno del yacimiento. En muchos yacimientos profundos la presión es mayor que la presión hidrostática, lo que hace que el crudo llegue a la superficie.

Esta técnica culmina cuando la presión del yacimiento ha bajado demasiado, o cuando se están produciendo grandes cantidades de otros fluidos, por ejemplo: gas y agua. El porcentaje de recuperación primaria del crudo en sitio está en el orden del 10 al 15% pero puede ser tan bajo como un 5% en yacimiento sin gas disuelto o alcanzar un 20% (Salager, 2005).

- **Recuperación Secundaria:** La recuperación secundaria es implementada cuando la energía natural del yacimiento ha descendido a niveles donde el recobro de petróleo no es económico, en cuyo caso se puede incrementar la

energía del yacimiento de manera artificial mediante la inyección de agua o gas hidrocarburo (gas natural). (Álvarez, 2006)

Por medio del uso de gas natural o inyección de agua se mantiene la presión del yacimiento (adición de energía), de modo que el término mantenimiento de presión normalmente se usa para describir procesos de recobro secundario. (Escobar, 2012).

- **Recuperación Mejorada:** Después de la recuperación primaria, el yacimiento contiene todavía un 60-80% (promedio 72%) del crudo originalmente en sitio. Esto se debe a que la eficiencia de los métodos de recuperación primaria y secundaria está limitada por dos factores (Salager, 2005):
 - ✓ A la escala de los poros, el crudo alcanza una saturación residual suficientemente baja para encontrarse en forma de glóbulos discontinuos, atrapados por las fuerzas capilares.
 - ✓ A la escala del yacimiento existen ciertas zonas en las cuales el fluido inyectado durante la recuperación secundaria no penetra, por la baja permeabilidad de estas zonas, porque siguen caminos preferenciales, o porque la geometría de implantación de los pozos no es favorable.

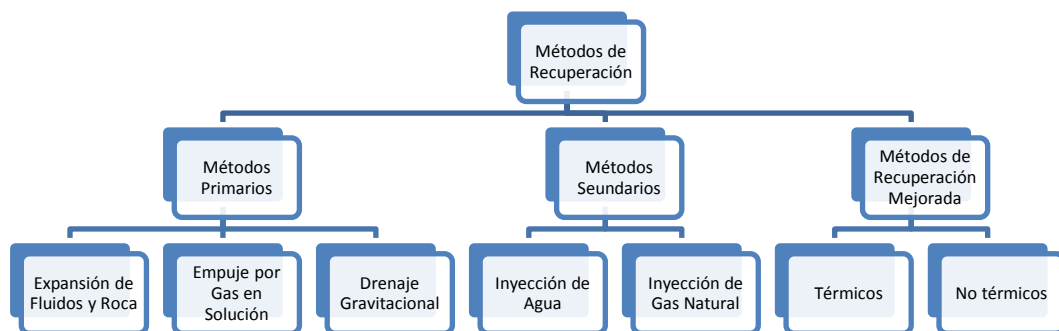


Figura 2. 7: Clasificación métodos de recuperación de hidrocarburos.

2.2.22 Faja Petrolífera del Orinoco

La Faja Petrolífera del Orinoco es una extensa zona rica en petróleo pesado y extra ubicada al norte de río Orinoco, en Venezuela. La Faja Petrolífera del Orinoco, fuente de reservas de hidrocarburos líquidos más grandes del mundo, comprende una extensión de 55.314 km² y un área de explotación actual de 11.593 km², ubicada al sur de los estados de Guárico, Anzoátegui y Monagas. Este gran reservorio petrolero fue dividido en 4 grandes áreas, siendo estas: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo (Petroblogger.com, 2018).

2.2.23 Biomarcadores

Los biomarcadores son compuestos orgánicos presentes en las geósferas, cuyas estructuras químicas están íntimamente relacionadas con las estructuras de las sustancias precursoras. Estas moléculas orgánicas complejas corresponden a productos naturales específicos constituidos por carbono, hidrogeno y otros elementos (O, S, N). Están presentes en extractos orgánicos obtenidos de sedimentos, rocas y crudos, y tienen una estructura similar al precursor biológico respectivo 20 (Peters et al., 2005).

2.2.23.1 Biomarcadores Saturados

Son utilizados en bitúmenes y crudos como indicadores de la fuente de la materia orgánica, las condiciones redox del ambiente de sedimentación y la madurez térmica de la roca generadora. Es importante destacar que se trabaja con las áreas de las señales, las cuales son proporcionales a las concentraciones de los compuestos.

CAPÍTULO III. METODOLOGÍA

Este capítulo describe las técnicas, métodos y procedimientos empleados durante el desarrollo del presente Trabajo Especial de Grado para el alcance de los objetivos planteados. Partiendo de la definición de investigación, tipo y diseño, la muestra y población de trabajo.

“Se define la investigación como una actividad encaminada a la solución de problemas. Su objetivo consiste en hallar respuestas a preguntas mediante el empleo de procesos científicos.” (Cervo y Bervian, 1989).

3.1 TIPOS DE INVESTIGACIÓN

En cuanto a los tipos de investigación, existen muchos modelos y diversas clasificaciones. Entre estos se identifican (Arias, 2012).

- Tipos de investigación según el nivel
- Tipos de investigación según el diseño
- Tipos de investigación según el propósito

3.2 NIVEL DE LA INVESTIGACIÓN

El nivel de investigación se refiere al grado de profundidad con que se aborda un fenómeno u objeto de estudio (Arias, 2012). Para el desarrollo del presente Trabajo Especial de Grado el nivel de investigación fue explicativa; ya que se buscó conocer el efecto sobre la composición SARA del crudo, a través de las caídas de presión controladas en el sistema roca-fluido.

Partiendo que la investigación explicativa se encarga de buscar el porqué de los hechos mediante el establecimiento de relaciones causa-efecto (Arias, 2012).

3.3 DISEÑO DE INVESTIGACIÓN

El diseño de investigación es la estrategia general que adopta el investigador para responder al problema planteado. En atención al diseño, la investigación se clasifica

en: documental, de campo y experimental. La investigación experimental es un proceso que consiste en someter a un objeto o grupo de individuos, a determinadas condiciones, estímulos o tratamiento (variable independiente), para observar los efectos o reacciones que se producen (variable dependiente), (Arias, 2012). Para esta investigación se trabajó con un diseño de investigación experimental en el que se tuvo como variable dependiente el análisis SARA del petróleo y variable independiente la prueba de agotamiento de presión.

3.4 POBLACIÓN Y MUESTRA

La población de estudio en esta investigación fue de un yacimiento en específico de la Faja Petrolífera del Orinoco y la muestra como subconjunto de la población para el desarrollo de esta investigación, fue representada por 2 núcleos de 2 pozos representativos de la zona y los fluidos provenientes del yacimiento en estudio, los cuales contribuyeron a la simulación física del yacimiento.

Definiendo claramente el tipo de investigación, se planteó un esquema metodológico de trabajo para poder cumplir con el objetivo general de la investigación, a través de los objetivos específicos previamente planteados.

3.5 METODOLOGÍA

Con el fin de dar cumplimiento a todos los objetivos planteados en la presente investigación se contempla el siguiente esquema metodológico por etapas:

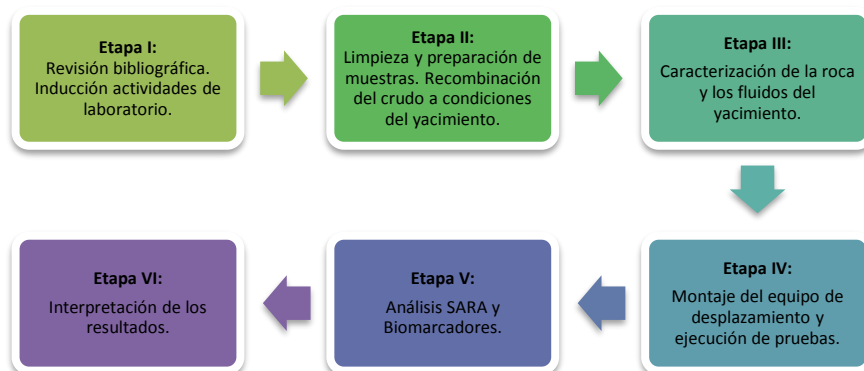


Figura 3. 1: Esquema metodología de investigación.

A continuación, se procede a explicar cada una de las etapas enunciadas en la figura 3.1 que dieron cumplimiento al marco metodológico.

3.5.1 Etapa I: Revisión Bibliográfica

En esta etapa se realizó la recopilación de la información bibliográfica publicada hasta la fecha en diferentes bases de datos documentales disponibles en la Red de Información Petrolera y Petroquímica de PDVSA (RIPPET) así como en la web y en libros, necesaria para la realización del estudio del arte sobre propiedades de la roca y los fluidos, pruebas de agotamiento de presión y su influencia sobre el crudo determinada a través de análisis SARA. Al igual que todos los conceptos, teorías y fundamentos relevantes que soportan la presente investigación.

3.5.1.1 Inducción a las Actividades de Laboratorio

Se realizó un proceso de familiarización con cada una de las labores que se desempeñan en los laboratorios a trabajar, respetando las normas de seguridad. Al igual que los equipos necesarios para la ejecución de las pruebas que serán descritos en el transcurso del presente capítulo.

3.5.2 Etapa II: Limpieza y Preparación de Muestras

Las muestras estudiadas en la presente investigación fueron proporcionadas por empresas mixtas que operan en la Faja Petrolífera del Orinoco. Las muestras de roca (núcleos) fueron tomadas de 2 pozos de la zona, se procedió a tomar 2 muestras de tapón a cada núcleo con profundidades cercanas correspondientes al mismo intervalo de la arena en estudio, para esto se utilizó un portanúcleos al cual se le aplicó presión y torque sobre las muestras de roca. Debido a que las muestras vienen impregnadas de los fluidos provenientes del yacimiento, estas fueron sometidas al proceso de limpieza y posterior secado para la correcta ejecución de las pruebas.

3.5.2.1 Preparación de las Muestras de Roca

Después de tener los tapones en el portanúcleos estos fueron encamisados con un papel acerico o metálico, el cual se cortó medio centímetro adicional a la medida de longitud de las muestras con la finalidad de colocar dos mallas en cada uno de

los extremos del tapón, como se puede observar en la figura 3.2. Las mallas van superpuestas en parejas ubicadas una de tipo fina en la parte interna y la otra de tipo gruesa en la parte externa, doblando el excedente del papel para asegurar las mallas de manera que atrape la arena y no la deje escapar. Estas mallas van ubicadas de esta forma, ya que tienen la propiedad de no dejar salir los granos más pequeños, pero si permiten el paso de los fluidos, lo que es ideal al momento de realizar los experimentos.



Figura 3. 2: Tapón de núcleo representativo de la zona en estudio.

Para adicionarles presión de confinamiento a las muestras estas se colocaron en una manga de confinamiento, la cual es un cilindro de caucho en el que se introduce el tapón de núcleo a cierta presión, evitando que el fluido de confinamiento invada el interior del núcleo. Esta manga se colocó dentro de la celda triaxial, la cual está conectada a una bomba marca Isco, a través de tuberías, con la que se inyectó agua destilada hasta alcanzar la presión requerida. El agua inyectada se aloja en el espacio interno vacío entre las paredes de la celda triaxial y la manga de confinamiento. La presión de confinamiento depende entre otros factores a la profundidad a la que fueron tomadas las muestras.

3.5.2.2 Limpieza de las Muestras de Roca

La muestra de roca procedente del yacimiento trae consigo crudo y fluido de perforación que puede afectar los resultados de los experimentos, por esto es necesario la limpieza de las muestras para llevarlas a sus condiciones originales.

Dicha limpieza se realizó por el método de destilación-extracción, bajo la norma ASTM G120-95.

Consiste en usar el equipo Dean-Stark o Soxhlet que se muestra en la figura 3.3, el cual contiene un balón aforado donde va el solvente con el que se limpia, en este caso tolueno. Encima del balón aforado va la celda donde se colocó una muestra a limpiar, insertando la trampa de recolección de agua arriba de la celda y acoplando el condensador. Se enciende la manta de calentamiento y la limpieza consiste básicamente en el lavado repetitivo de la muestra mediante la acción del solvente, el cual se evapora, ascendiendo a través del portamuestra hasta el condensador, para luego caer en forma líquida sobre la muestra, removiendo las fracciones de hidrocarburos y otros fluidos originalmente presentes en la muestra. Estas muestras se dejaron en el sistema durante 12 horas aproximadamente. Al finalizar la limpieza el solvente se debe ver cristalino y así se sabe que la muestra está limpia. Se dejaron enfriar las muestras a temperatura ambiente y se colocaron en el horno de secado (figura 3.4) por 24 horas quedando listas para los estudios posteriores.



Figura 3. 3: Equipo dean-stark o soxhlet utilizado para la limpieza de muestras de roca (Licon, 2017).



Figura 3. 4: Horno de secado de muestras Memmert UFP 800 (Licon, 2017).

3.5.2.3 Recombinación del Crudo

Debido a que la muestra de crudo que se tiene se encuentra sin gas disuelto, por el cambio de presión y temperatura (crudo muerto). Fue necesario realizar un proceso de recombicación del crudo para llevarlo a las condiciones originales de yacimiento (presión y temperatura) pero a nivel de laboratorio. Para ello se disolvieron volúmenes conocidos de gas metano en crudo muerto en un reactor que se mantiene en agitación para homogeneizar la mezcla hasta alcanzar la RGP deseada. Los materiales y equipos utilizados durante el proceso de recombicación fueron los siguientes (figura 3.5):

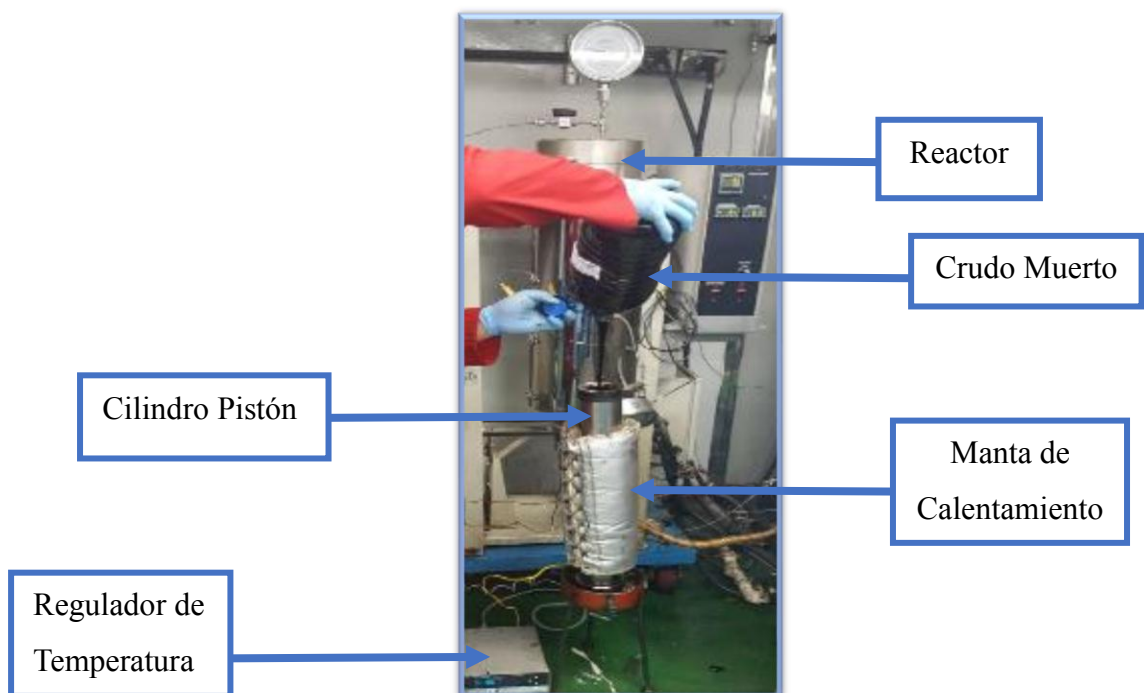


Figura 3. 5: Equipos y materiales utilizados para la recombicación del crudo.

- Bombas Tipo Isco (Figura3.6)
- Reactor con capacidad de 2 galones.
- Cilindro pistón con crudo muerto.
- Cilindro pistón con Gas Metano.
- Manta de calentamiento con reguladores de temperatura para los cilindros.
- Cintas de calentamiento con reguladores de temperatura para las líneas.
- Válvulas y líneas necesarias para conectar el sistema.
- Gasómetro para contabilizar el volumen de gas (Figura 3.7).
- Vial (botella donde se almacena la muestra de crudo).
- Balanza digital para medir la masa de crudo recolectada.



Figura 3. 6: Bombas tipo Isco.



Figura 3. 7. Gasómetro ruska utilizado para contabilizar el gas.

Para determinar el volumen de crudo a recombinar se establece de acuerdo a las dimensiones del reactor. Trabajando con estas dimensiones se determina el volumen de gas necesario para alcanzar la RGP deseada en la recombinación. Se empleó la ecuación 3.1 para despejar el volumen de gas a condiciones normales y posterior a esto emplear la ecuación 3.2 y llevar el volumen a las condiciones de la mezcla mediante la ley de gases reales.

$$RGP = \frac{V_i}{V_c} * 5,6146 \quad \text{Ec. (3. 1)}$$

$$V_i = \frac{RGP}{5,6146} * V_c \quad \text{Ec. (3. 2)}$$

Donde:

RGP: Relación Gas – Petróleo, en PCN/BN

Vi: volumen de gas, corregido a condición de gas ideal, (cm3)

Vc: volumen de crudo recolectado en el vial, (cm3)

Factor de conversión a PCN/BN = 5.6146

El procedimiento realizado fue el siguiente:

1. Verificar que el reactor se encuentre trabajando correctamente y ajustar los parámetros de presión de yacimiento 890 psi y temperatura de yacimiento de 49 °C.
2. Introducir un volumen de agua a la capacidad del reactor por medio de la bomba Isco conectada al reactor a presión constante de yacimiento.
3. Colocar en el cilindro pistón el crudo muerto y conectar las líneas verificando que las válvulas estén cerradas.
4. Realizar prueba de mantenimiento de presión en la línea del cilindro de crudo muerto al reactor.
5. Iniciar calentamiento del cilindro con crudo muerto lentamente con la manta de calentamiento y los reguladores de temperatura. Programar la bomba a presión constante.

6. Regular la válvula de alivio a una presión mayor que la de trabajo (aproximadamente 200 psi por encima de la de yacimiento).
7. Programar la bomba que va al cilindro con crudo muerto con una tasa de flujo constante y registrar el volumen inicial de la bomba.
8. Abrir las válvulas para ingresar la cantidad de crudo requerida al reactor. Cerrar las válvulas y desconectar el cilindro.
9. Conectar el cilindro con gas metano a las líneas y a la bomba de trabajo para iniciar el proceso de inyección de gas. Partiendo de la RGP de campo
10. El proceso de inyección del gas se realizará en baches de 20% del volumen a inyectar, ya que es necesario el tiempo de estabilización entre una inyección y otra.
11. Colocar el reactor en agitación para homogeneizar la mezcla. Monitoreando la presión del reactor con la bomba.
12. Al culminar la transferencia total del gas metano al crudo y tener la mezcla se procede a realizar una liberación flash para corroborar que la RGP es la deseada.
13. El proceso consiste en la extracción de una porción de la muestra proveniente del reactor hasta un vial en el que, debido a los cambios de presión, se desprende el gas que luego es llevado hacia el gasómetro donde se mide su volumen.
14. El líquido remanente en el vial es pesado y a través de su densidad se determina el volumen de crudo, para de esta manera calcular la Relación Gas – Petróleo.

3.5.3 Etapa III: Caracterización de la Roca y los Fluidos

Esta se hace necesaria para conocer las características y propiedades tanto de la roca en estudio como de los fluidos presentes en el yacimiento.

3.5.3.1 Caracterización de la Roca

Como se trabajó con dos núcleos diferentes se hizo necesario primero la identificación de las muestras de tapón tomadas de cada muestra de roca. También se midió su masa, diámetro, longitud y volumen a cada tapón. Para la determinación

de la masa se utilizó una balanza Mettler. Para las medidas de longitud y diámetro, se utilizó un vernier digital. Posterior a esto se determinó el tipo de roca por Pittman.

También se determinó el volumen poroso, la porosidad y permeabilidad absoluta utilizando para ello un equipo automatizado CMS-300; el cual consta de un panel donde se registran las lecturas, un porta-núcleos y un conjunto de válvulas y bombonas que controlan el suministro del gas. Adicional a esto el equipo trabaja con un software que se encarga de procesar la información y arrojar los resultados.

3.5.3.2 Caracterización del Agua de Formación

El agua de formación inicialmente fue sometida a un análisis composicional bajo las normas ISO 11885, ASTM D4327-11 y SMWW 2320B para determinar su composición química y poder así preparar el agua sintética necesaria durante la realización de las pruebas.

3.5.3.2.1 Preparación del Agua de Formación Sintética

Después de conocer la composición original del agua del yacimiento, se preparó el agua de formación sintética regidos por la Norma Internacional API 45 RP. El procedimiento consistió en pesar y agregar una a una en el orden estipulado las sales inorgánicas, en un volumen determinado de agua destilada con la ayuda de un balón aforado. Manteniendo el sistema en agitación, por medio de una plancha de agitación y seguidamente la mezcla se burbujeo con CO₂ para evitar precipitación.

3.5.3.3 Caracterización del Crudo y Gas

Antes de iniciar los estudios al crudo se le realizó un proceso de deshidratación donde por destilación se separó el agua que el contenía y luego si se recombino. Con la finalidad de determinar las propiedades de la muestra de crudo re combinado se realizó un análisis PVT convencional en la celda PVT (figura 3.8). Este consistió inicialmente en:

- Acondicionar la celda a la temperatura y presión de yacimiento.

- Inyectar la muestra a la celda con la ayuda de una bomba ISCO y dejar agitando hasta que estabilice el sistema a la presión de trabajo para realizar la liberación flash inicial.
- Realizar la prueba de expansión a composición constante la cual inicio con una presión mayor a la de saturación, seguidamente esta se fue disminuyendo hasta alcanzar la presión atmosférica. Cada vez que se bajaba la presión se realizaba la lectura de la bomba.
- Luego se realizó la liberación diferencial para estudiar los fluidos presentes en el yacimiento por debajo del punto de burbuja.
- Para finalizar se realizó un flash final, este se puede ejecutar al último punto de presión o cualquier presión por encima, esto debido a que el gas en solución ya ha sido liberado.



Figura 3. 8: Equipo utilizado para realizar el PVT convencional.

A las muestras de crudo del flash se les midió la densidad del fluido, gravedad específica y gravedad API a condiciones estándar (60°F) con el densímetro DMA 4500M mostrado en la figura 3.9. En el cual por medio de una inyectora se tomó una cantidad de muestra que posteriormente fue inyectada en el densímetro para obtener las propiedades anteriormente mencionadas.



Figura 3. 9: Densímetro DMA 4500M.

El peso molecular fue determinado con el equipo CRYETTE WR 5009 que se muestra en la figura 3.10, basando las mediciones en la técnica de crioscopia sustentada en el descenso crioscópico.



Figura 3. 10: Equipo CRYETTE WR 5009.

El crudo también fue sometido a un análisis SARA (Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfáltenos) bajo la Norma AE-0266, PDVSA AÑO 1999. Aparte se determinó la viscosidad al crudo vivo por medio del Viscosímetro electromagnético Vincy a diferentes temperaturas y al crudo muerto.

Las muestras de gas recolectadas (figura 3.11) fueron caracterizadas por medio de una cromatografía de gases.



Figura 3. 11: Muestras de gas recolectadas durante PVT.

3.5.4 Etapa IV: Montaje del Equipo de Desplazamiento y Ejecución de Pruebas

Antes de realizar la prueba de agotamiento de presión, se realizaron unas pruebas de desplazamiento forzado de fluidos en el medio poroso como aporte adicional al trabajo. Para esto primero se formaron dos tapones compuestos con las cuatro muestras que se tomaron inicialmente, debido a que trabajando como se tenían inicialmente sus dimensiones en longitud no serían representativas al momento de ejecutar las pruebas. A estos tapones compuestos se les determinó la masa, longitud, diámetro y volumen.

3.5.4.1 Permeabilidad al Aire (Gas Nitrógeno)

Para determinar la permeabilidad al aire (nitrógeno) los tapones fueron empacado de la siguiente manera: Se le colocó un recubrimiento con termoencogible el cual se adhiere a la superficie del tapón, al suministrarle calor con un secador. Luego se introdujo el tapón en una manga de caucho y se colocó dentro de la celda triaxial ajustando las tapas a cada lado como se ilustra en la figura 3.12.



Figura 3. 12: Celda triaxial donde se empaco la muestra de tapón.

Seguido se le agrego presión de confinamiento de 100 psi por medio de una bomba ISCO. Ya con el tapón listo en la celda se procedió a realizar la medición conectando en la entrada la bombona de gas nitrógeno y el manómetro digital para medir la presión, y en la salida el medidor digital de flujo volumétrico (figura 3.13). Se tomaron alrededor de siete registros de presión variando los caudales y se obtuvo la permeabilidad al aire aplicando la ley de Darcy. Lo que se buscó con esto fue corroborar que la medida de permeabilidad fuera lo más cercana a los parámetros del yacimiento.

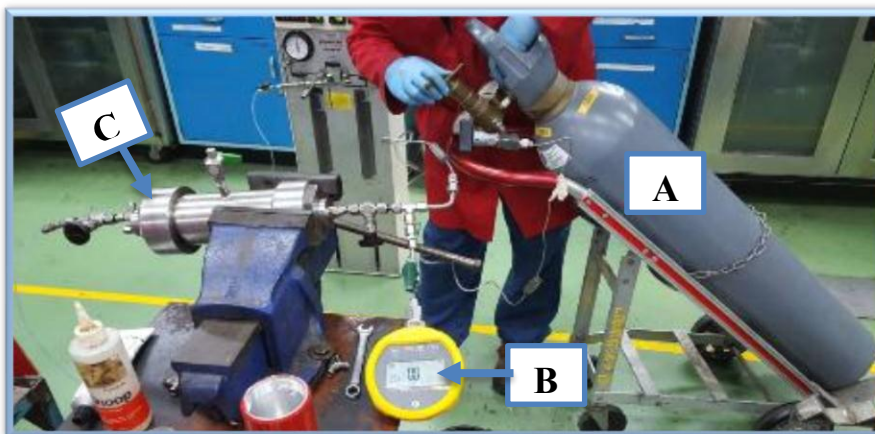


Figura 3. 13: Equipos utilizados para medir la permeabilidad al aire.

A: Bombona de Gas Nitrógeno

B: Manómetro Digital

C: Celda Triaxial

3.5.4.2 Prueba de Desplazamiento en Medio Poroso

Esta prueba se realizó bajo los siguientes parámetros:

1. Primero se introdujo dentro de cada uno de los cilindros tipo pistón las muestras de crudo recombinado, agua de formación sintética (figura 3.14) y gas. Teniendo los tres cilindros listos estos fueron acoplados en el equipo de desplazamiento.



Figura 3. 14: Proceso de llenado del cilindro con agua de formación sintética.

2. Se instalo la celda triaxial contenedora de la muestra de tapón con el mismo empaque que se realizó para medir la permeabilidad al aire.
3. Luego se colocaron las líneas, válvulas, cilindro recolector, vial y tres bombas (inyectora, confinamiento y recolectara) necesarias durante la prueba como se observa en la figura 3.15.

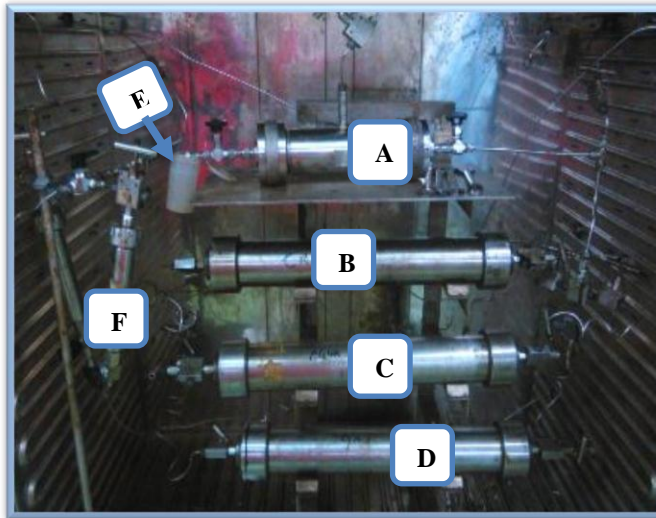


Figura 3. 15: Montaje de equipo para prueba de desplazamiento forzado.

Donde:

A: Celda Porta Muestra

B: Cilindro con Crudo Recombinado

C: Cilindro con Agua de Formación Sintética

D: Cilindro con Gas

E: Vial

F: Cilindro Recolector

4. Se empezó a confinar la celda con una presión de 100 psi, purgando varias veces el sistema hasta asegurarnos que ya se encuentra confinada y dejamos la bomba a presión constante.
5. Se inyectó agua para saturar las líneas hasta la entrada de la celda. Solo se contabiliza un volumen muerto de 3cc entre la entrada y la salida de la celda ya preestablecido.
6. Para la inyección de agua al sistema se tuvo en cuenta el volumen inicial de la bomba hasta que se tenga en el vial la primera gota. Contabilizando el volumen final, el peso del vial con agua y vacío para poder calcular la cantidad de agua recolectada. Luego de esto se cerró la válvula de salida al

vial y se presurizó. Con estos datos se determinó el volumen poroso y la saturación de agua inicial.

7. Se encendió el horno a la temperatura de yacimiento (49°C). Se realiza un test de fuga. Se deja estabilizar el sistema hasta llegar a las condiciones de trabajo.
8. Se inicio inyección de crudo para desplazar el agua de la celda hasta obtener la saturación de agua irreducible. Luego se inyecta agua nuevamente hasta alcanzar la saturación de petróleo residual. Con esto poder construir las curvas de permeabilidad relativa. Por último, se inyectó crudo nuevamente para proceder a la inyección del gas.

3.5.4.3 Prueba de Agotamiento de Presión sistema Roca-Fluido

Entre los equipos y materiales utilizados se encuentra:

- Horno
- Celda porta-núcleo
- Cilindros contenedores de petróleo y agua
- Cilindro recolector
- Válvula de contrapresión
- Bombas ISCO
- Lineas o tuberías
- Valvulas
- Manómetros
- Vial
- Gasómetro
- Balanza

Para generara el diagrama con los equipos utilizados durante la prueba, se basó en diagramas ya establecidos y utilizados en pruebas anteriores, que funcionaron de manera eficaz, pero con algunas modificaciones en su sistema (figura 3.16).

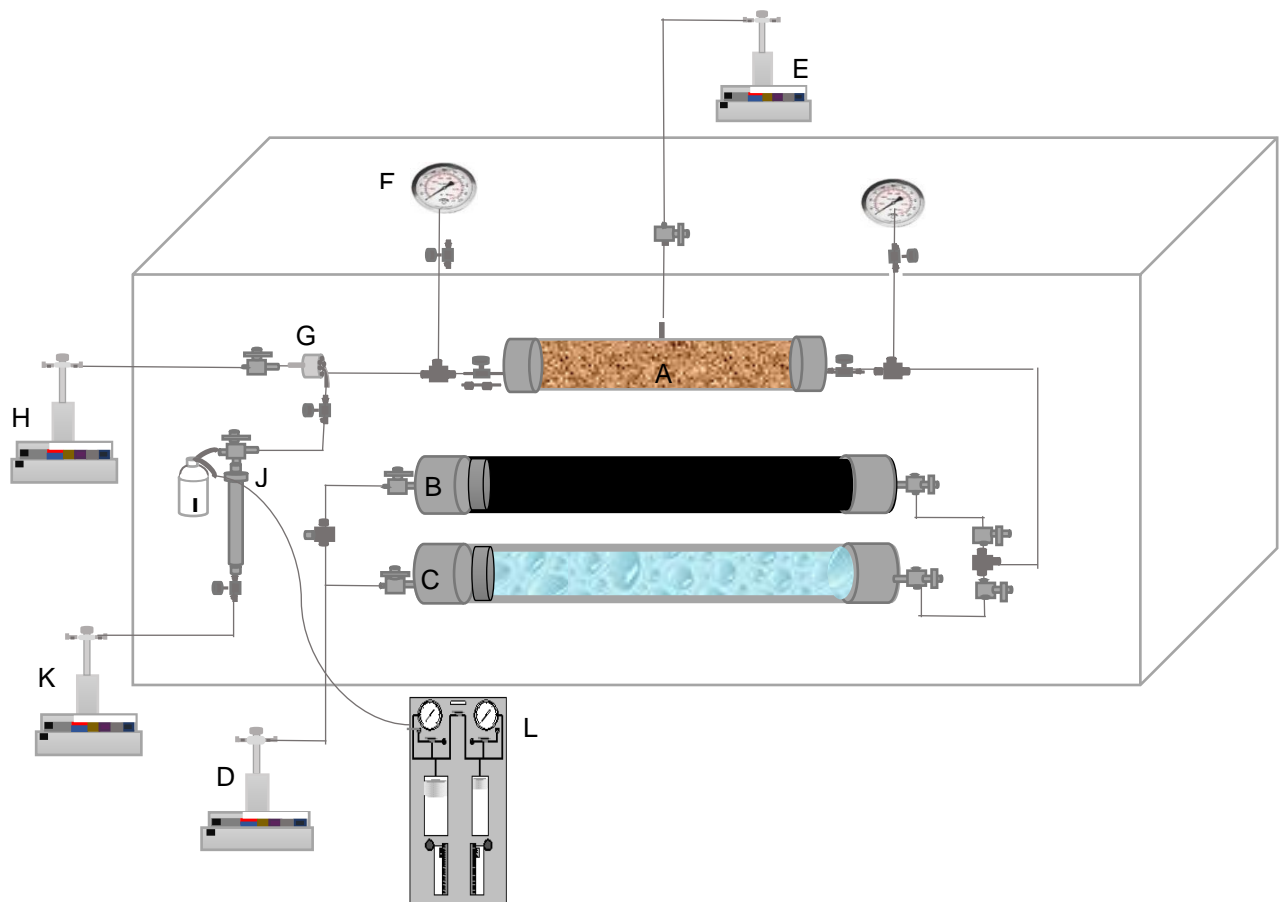


Figura 3. 16: Diagrama de prueba de agotamiento.

Donde:

A: Celda portamuestra

B: Cilindro con crudo recombinedo

C: Cilindro con agua de formación

D: Bomba de inyección de fluidos

E: Bomba de confinamiento

F: Manómetro

G: Válvula de contrapresión

H: Bomba de válvula de contrapresión

I: Vial

J: Cilindro recolector

K: Bomba recolectora

L: Gasómetro

El equipo de desplazamiento utilizado para la ejecución de la prueba de agotamiento es el mostrado en la figura 3.17.



Figura 3. 17: Equipo de desplazamiento utilizado en prueba de agotamiento de presión en el medio poroso.

La metodología que se utilizó durante el desarrollo de la prueba de agotamiento y la recolección de las fracciones de crudo fue la siguiente:

1. Se empaco la muestra de tapón de la siguiente manera: Se le colocó un recubrimiento con termoencogible el cual se adhiere a la superficie del tapón, al suministrarle calor con un secador. Luego se introdujo el tapón en una manga de caucho y se colocó dentro de la celda porta-núcleo ajustando las tapas (figura 3.18).

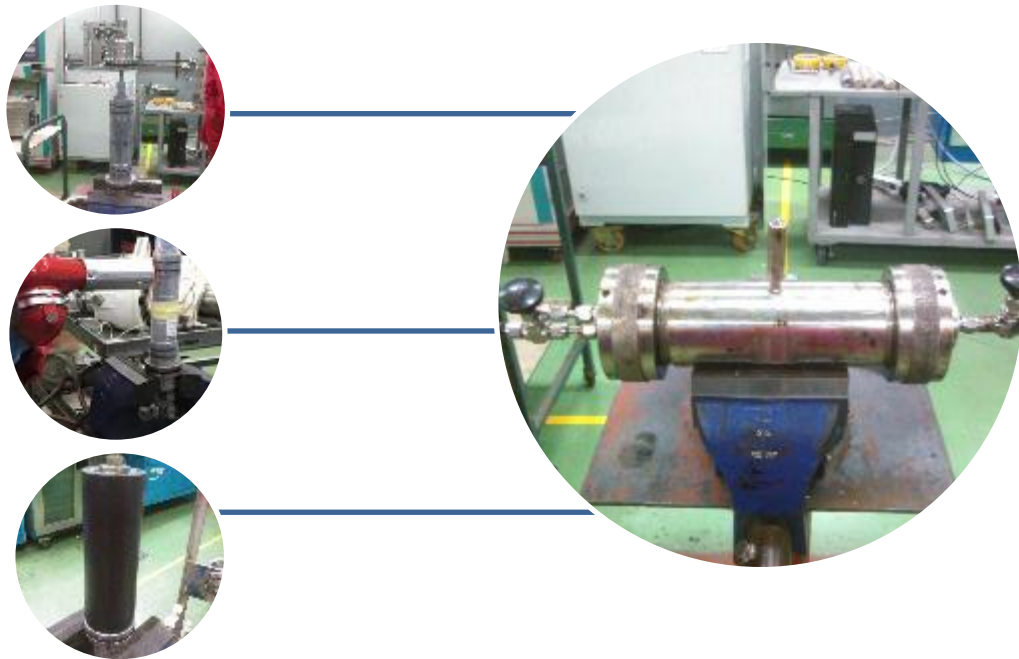


Figura 3. 18: Proceso de empaque del tapón de roca.

2. Se instaló en el horno la celda con la muestra previamente empacada. Seguido se le agrego presión de confinamiento de 100 psi por medio de una bomba marca Isco. Ya con el tapón listo en la celda se procedió a realizar la medición de la permeabilidad al aire.
3. Se prepararon los cilindros con los fluidos a utilizar crudo recombinado y agua de formación sintética. Estos fueron instalados dentro del horno.
4. Luego se colocaron las líneas, válvulas, cilindro recolector, vial y tres bombas (inyectora, confinamiento y recolectara) necesarias durante la prueba. Durante el agotamiento la bomba inyectora fue usada para la contrapresión.
5. Para la inyección de agua al sistema se tuvo en cuenta el volumen inicial de la bomba hasta que se tenga en el vial la primera gota. Luego de esto se cerró la válvula de salida al vial y se presurizó. Se sigue inyectando agua hasta que el medio poroso quede totalmente saturado con el agua.
6. La bomba inyectora se trabajó a una presión de 50 psi con una tasa de inyección de 0,05 cc/min y la bomba de confinamiento con una tasa de 0,5

cc/min. Al mismo tiempo que se satura con agua totalmente el medio poroso se va aumentando la presión de confinamiento hasta llevarla a 1400 psi.

7. Culminada la saturación de agua se inicia la estabilización del proceso a presión y temperatura de trabajo. Se fijó la temperatura del horno en 49°C.
8. Se inicio inyección de crudo para desplazar el agua de la celda hasta obtener la saturación de agua irreducible, garantizando que toda la muestra se encuentra totalmente saturada con crudo.
9. Se realizó montaje de la válvula de contrapresión para prueba de agotamiento controlada por una bomba Isco. Para iniciar las caídas de presión se tomó un valor por encima de la presión del yacimiento de 1100 psi y se fue bajando la presión con un ΔP de 100 lpc hasta el punto de burbuja, luego de este se bajó con un ΔP de 200 lpc y por último un ΔP de 50 lpc todo a una tasa de 0.01 cc/día.
10. Cada vez que se programaban las bombas de contrapresión y confinamiento para disminuir la presión estas se dejaban estabilizar y se procedía a realizar las liberaciones flash para recolectar el crudo y contabilizar el volumen de gas (figura 3.19). Las liberaciones flash se realizaron colocando un vial de vidrio con precinto en la salida del cilindro recolector para obtener la muestra de crudo y el gas se contabilizó con la ayuda de un gasómetro.



Figura 3. 19: Representación de la liberación flash.

11. Todas las fracciones recolectadas durante la prueba de agotamiento fueron colocadas en unos envases de muestra pequeños (figura 3.20), identificados para proceder con los análisis SARA en el laboratorio de geoquímica orgánica.

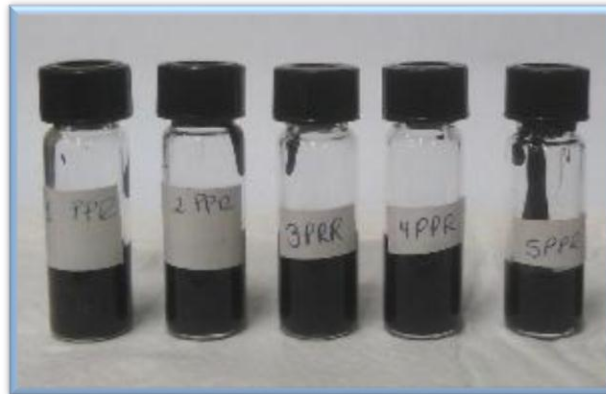


Figura 3. 20: Viales recolectores con fracciones de crudo.

3.5.5 Etapa V: Análisis SARA

Al tener las fracciones de crudo recolectadas (figura 3.21) durante la prueba de agotamiento de presión estas fueron sometidas al proceso de análisis de saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos.

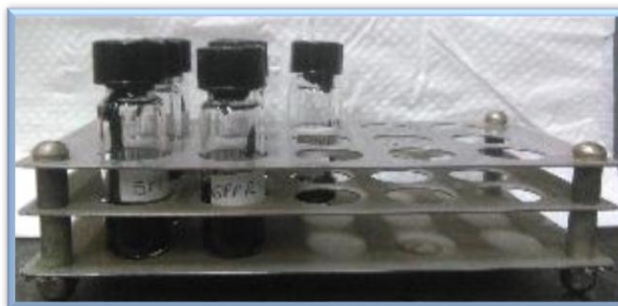


Figura 3. 21: Muestras de crudo identificadas antes de análisis SARA.

El proceso que se realizó para obtener las fracciones de saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos es descrito en la figura 3.22:

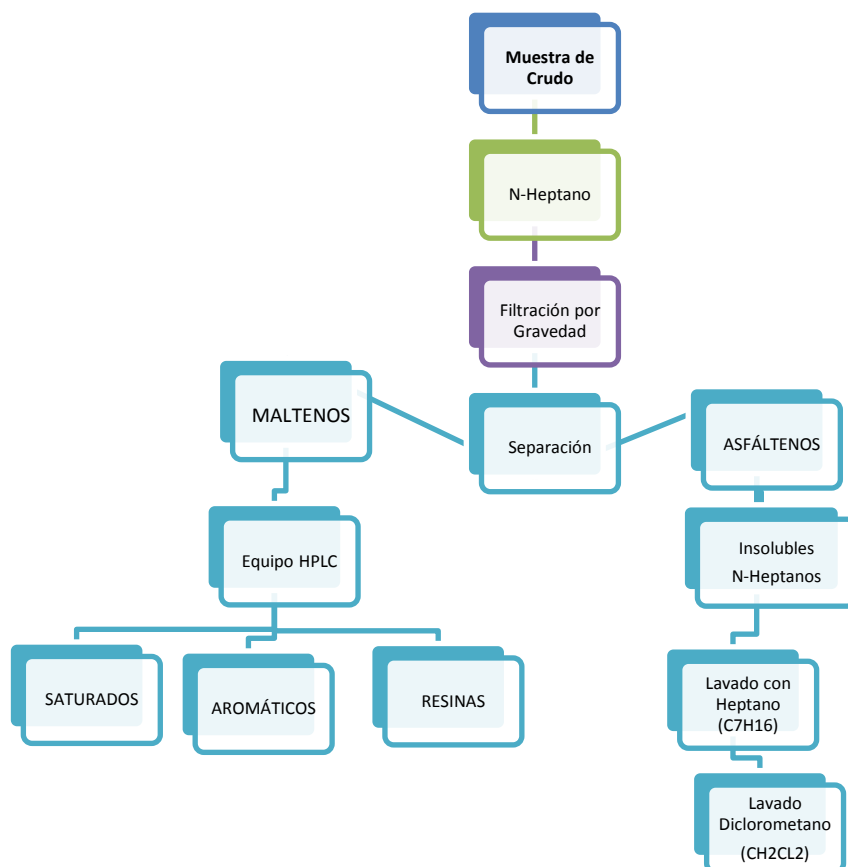


Figura 3. 22: Metodología para realizar separación SARA (Durán, 2015).

- Primero se agrega solvente N-Heptano a la muestra de crudo proporción 40:1 con relación al peso de la muestra y se realiza un proceso de filtración (con papel filtro) por gravedad a temperatura ambiente por un mínimo de 8 horas (figura, 3.23).



Figura 3. 23: Montaje para proceso de filtración por gravedad.

- La desasfaltación es con la finalidad de determinar el contenido de asfáltenos y para separarlos de los maltenos (figura 3.24).
- Los maltenos son sometidos al análisis de cromatografía líquida cuantitativa en el equipo Agilent modelo 1200.
- La separación de los compuestos saturados se verifica con un detector de Índice de Refracción (IR); mientras que la separación de los compuestos aromáticos se verifica con un detector de ultravioleta (UV).

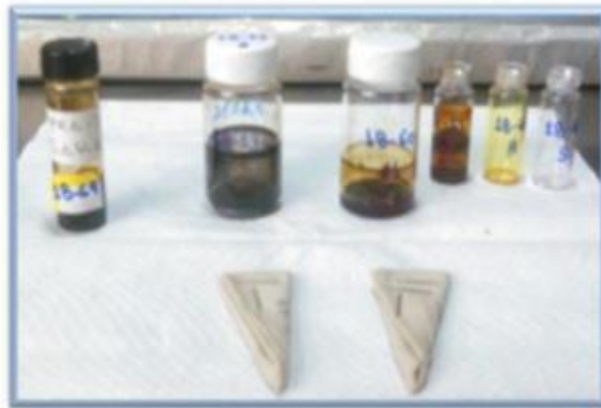


Figura 3. 24: Muestra de crudo luego del proceso de separación asfáltenos-maltenos (saturados, aromáticos y resinas).

Como aporte adicional luego de tener las fracciones de los maltenos se realizó un estudio de biomarcadores a la fracción de los saturados mediante la técnica analítica de cromatografía de gases o cromatografía de gases acoplada a espectrometría de masas que generalmente se lo conoce como (GC-MS).

3.5.6 Etapa IV: Interpretación de los Resultados

Se compararon los resultados de los análisis SARA a fin de evaluar sus variaciones tras las diferentes caídas de presión y evaluar sus implicaciones en la dinámica del flujo de fluidos en el medio poroso.

CAPÍTULO IV. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En la siguiente sección se presentan los resultados experimentales obtenidos respecto al efecto que causó la declinación de presión sobre el crudo mediante análisis SARA. Partiendo del estudio del estado del arte que fue necesario para el desarrollo de la presente investigación, al igual que las propiedades roca-fluido estudiadas y las curvas de permeabilidad relativa correspondientes para el sistema de yacimiento evaluado. Dando así cumplimiento a los objetivos que se establecieron en este Trabajo Especial de Grado.

4.1 ESTUDIO DEL ESTADO DEL ARTE

Después de realizar un estudio exhaustivo, recopilando la mayor información posible y pertinente en trabajos de investigación, artículos, tesis, trabajos especiales, entre otros. Estos fueron clasificados primero por tema tratado y segundo por año de publicación. Para efectos de este TEG los temas fueron: Pruebas de agotamiento de presión, geoquímica de yacimientos y curvas de permeabilidad relativa. De todas las investigaciones recopiladas se seleccionaron cuatro descritas en el capítulo II, que fueron:

- Interrelación existente entre las permeabilidades relativas gas y petróleo. Corey, A. (1954).
- Estudio para determinar la influencia de la disminución de la presión en la reducción de la permeabilidad por precipitación de asfáltenos bajo las condiciones de la formación Cretáceo, pozo FUC-54. Amaya, I., y Muñoz, M. (2012).
- Aplicación de la geoquímica de yacimientos en la caracterización de crudos pertenecientes a las arenas D1/D2 de la formación oficina, bloque Junín, faja petrolífera del Orinoco. Michinel C., (2017).
- Evaluación experimental de la caída de presión en un medio poroso no consolidado de la faja petrolífera del Orinoco a través de una prueba de agotamiento. Parra A., (2018).

4.2 CARACTERIZACIÓN DE LAS MUESTRAS DE ROCA Y LOS FLUIDOS

4.2.1 Muestras de Roca del Yacimiento

Luego de disponer de las muestras limpias y secas, se determinaron sus características y propiedades más importantes que fueron necesarias durante el desarrollo de los experimentos. Estas son especificadas en las tablas 4.1 y 4.2 respectivamente.

Tabla 4. 1: Características físicas de la roca.

Núcleo	Tapón	Profundidad (TVD) (pies)	Masa (gr)	Diámetro (cm)	Longitud (cm)	Volumen (cc)
MHF	A1	2.160,00	91,82	3,68	5,59	59,50
MHF	A2	2.164,00	94,11	3,68	5,49	58,43
E12	D1	2.770,00	129,34	3,78	6,32	70,86
E12	D2	2.990,00	118,25	3,70	6,35	68,30

En la tabla 4.1 se tienen reflejados cuatro tapones de los cuales dos pertenecen al núcleo MHF y dos al E12, pero correspondientes al mismo intervalo de la arena en estudio RS. Las muestras fueron tomadas de esas longitudes, a pesar que para las pruebas de desplazamiento y agotamiento se necesitaron de mayor dimensión (tapones compuestos). Debido a que al trabajar con crudos recombinados que tienden a emular el crudo vivo en consideración, los tapones por debajo de los 7 cm conducen a una irrupción prematura del frente de gas.

Tabla 4. 2: Propiedades de la roca.

Núcleo	Tapón	Profundidad (TVD) (pies)	Volumen Poroso (cc)	Porosidad (%)	Permeabilidad Absoluta (mD)	Permeabilidad Corregida (mD)
MHF	A1	2.160,00	21,52	36,17	8.859,23	5.962,43
MHF	A2	2.164,00	19,67	33,66	11.163,42	8.941,35
E12	D1	2.770,00	20,14	28,42	3.265,72	2.883,45
E12	D2	2.790,00	18,49	27,07	6.393,02	4.206,02

Se puede observar en la tabla 4.2 que los valores de porosidad para los tapones A1 y A2 es excelente ya que exceden el 30% de porosidad y para D1 y D2 es considerada buena estando en el rango de 20% a 30% de porosidad (Halliburton, s.f).

Una vez obtenidos los datos de la tabla 4.2, se calculó el radio de la garganta de poro a través de la ecuación de Pittman 55 descrita en la ecuación B.1 (Ver apéndice B), la cual se ajusta al yacimiento debido a resultados en estudios previos realizados en un Campo vecino al área estudiada. Para determinar el tipo de roca (Tabla 4.3) por medio de la garganta poral, se utilizó una escala dada por Coalso, Hartmann y Thomas en 1985 especificada en la tabla B.1 (Ver apéndice B).

Tabla 4. 3: Tipo de roca según el radio de garganta poral por Pittman 55.

Núcleo	Tapón	Permeabilidad Corregida (mD)	Porosidad (%)	K/Ø	R55 (µm) según Pittman	Tipo de Roca
MHF	A1	5.962,43	36,17	164,84	12,91	Megaporosa
MHF	A2	8.941,35	33,66	265,64	18,53	Megaporosa
E12	D1	2.883,45	28,42	101,46	11,57	Megaporosa
E12	D2	4.206,02	27,07	155,38	15,72	Megaporosa

El tipo de roca con que se trabajó es Megaporosa con radio de garganta poral >10µm, teniendo así una calidad de roca buena.

4.2.2 Agua de Formación

Después de realizar un análisis composicional al agua de formación para determinar su composición química, se preparó el agua de formación sintética con las cantidades de sales inorgánicas ilustradas en la tabla 4.4 para un litro de agua. La cual fue utilizada durante todas las pruebas en laboratorio. Con una densidad de 1,00535 gr/cc a 21°C.

Tabla 4. 4: Composición del agua de formación sintética.

Sales	Cantidad (gr)
NaHCO ₃	1,93
NaCl	1,91
CaCl ₂ x 2H ₂ O	0,32
BaCl ₂ x 2H ₂ O	0,09

4.2.3 Crudo y Gas

Para determinar las propiedades del fluido se realizó un PVT convencional, obteniendo los resultados de la tabla 4.5. Estas propiedades sirven para planificar de manera adecuada desde la explotación hasta la producción del yacimiento.

Tabla 4. 5: Propiedades del fluido.

Propiedad	
Peso molecular del fluido (gr/gr mol)	565,90
Relación gas-petróleo (PCN/BN)	53,00
Gravedad específica del gas a 60°F	1,498
Gravedad API del petróleo a 60°F	7,49
Factor volumétrico de formación del petróleo (BY/BN)	1,042
Densidad del petróleo (gr/cc)	1,017
Gravedad específica del liquido	1,018

Se trabajó para el desarrollo del análisis PVT con una muestra representativa del fluido en estudio recombina a presión de yacimiento de 890 lpc y temperatura de 49°C. Con el valor obtenido de gravedad API de 7,49 se corrobora que es un crudo

extrapesado (API<10). Este tipo de crudos a medida que tienen menor gravedad API su densidad volumétrica es mayor y se encuentra enriquecido de fracciones pesadas (resinas y asfáltenos).

Para los valores completos de la composición del gas y del líquido estos se encuentran descritos en la tabla C.1 (Ver apéndice C). El comportamiento de los volúmenes relativos de la muestra a presiones mayores al punto de burbuja y por debajo de él, se puede observar en la figura C.1 (Ver apéndice C). Donde el punto de burbuja se identifica a la presión de 800 lpc, obtenido a través de los volúmenes relativos y la Función Y como se representa en la figura C.2 (Ver apéndice C).

El crudo en estudio fue sometido a un análisis SARA, obteniendo los resultados de la tabla 4.6 donde este es separado en cantidades más pequeñas o fracciones con composiciones dadas, debido a su solubilidad en ciertos solventes.

Tabla 4. 6: Resultados análisis SARA para el crudo original.

% Saturados	12,48
% Aromáticos	32,84
% Resinas	45,56
% Asfáltenos	9,13

A partir de estos datos, se construyó el Diagrama Ternario (figura 4.1) para la composición SARA del crudo en estudio. De acuerdo a la ubicación del mismo este se clasifica como nafténico con porcentaje de saturados < 50% (Tissot & Welte, 1984). Este tipo de crudo está compuesto principalmente por naftenos y los hidrocarburos aromáticos, es muy viscoso y de coloración oscura.

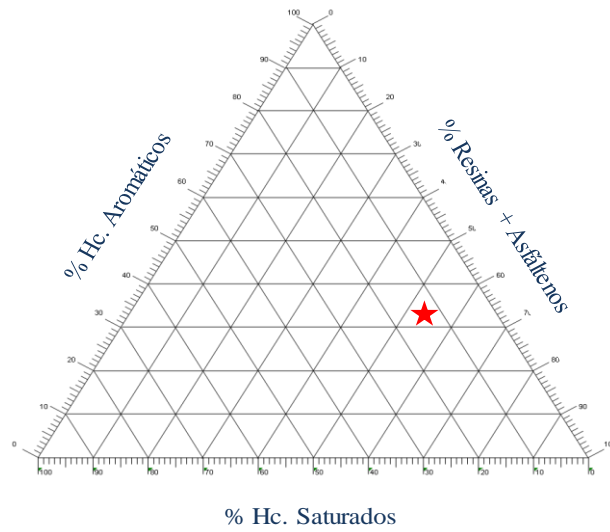


Figura 4. 1: Diagrama ternario para la clasificación del crudo.

El estudio de la viscosidad se realizó tanto al crudo muerto (sin gas asociado), como para el crudo vivo (recombinado). Obteniendo los resultados de las figuras 4.2 y 4.3 respectivamente.

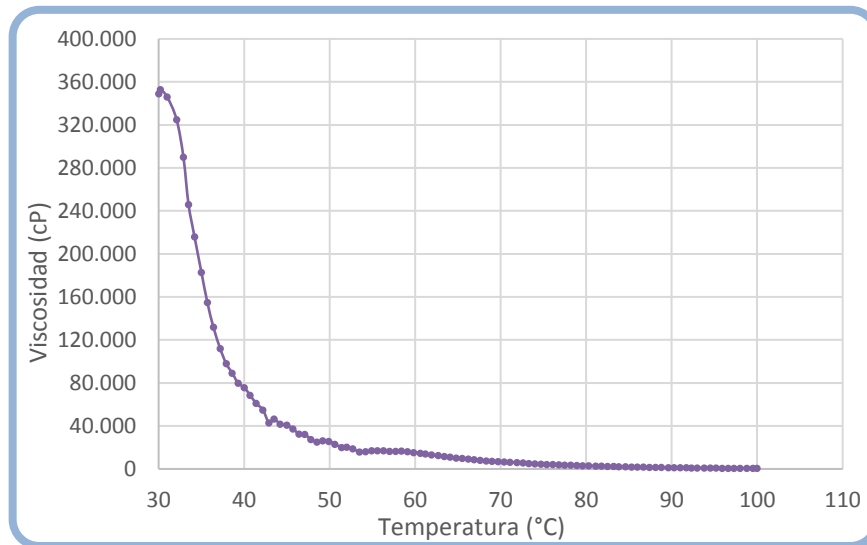


Figura 4. 2: Viscosidad crudo muerto con respecto a la temperatura.

En la figura 4.2 se puede observar el comportamiento de la viscosidad respecto a la temperatura para el crudo muerto. Donde a medida que disminuye la temperatura por debajo de la temperatura de yacimiento (49°C) la viscosidad aumenta. Para la temperatura de yacimiento la viscosidad tiene un valor aproximado de 25.000 cP.

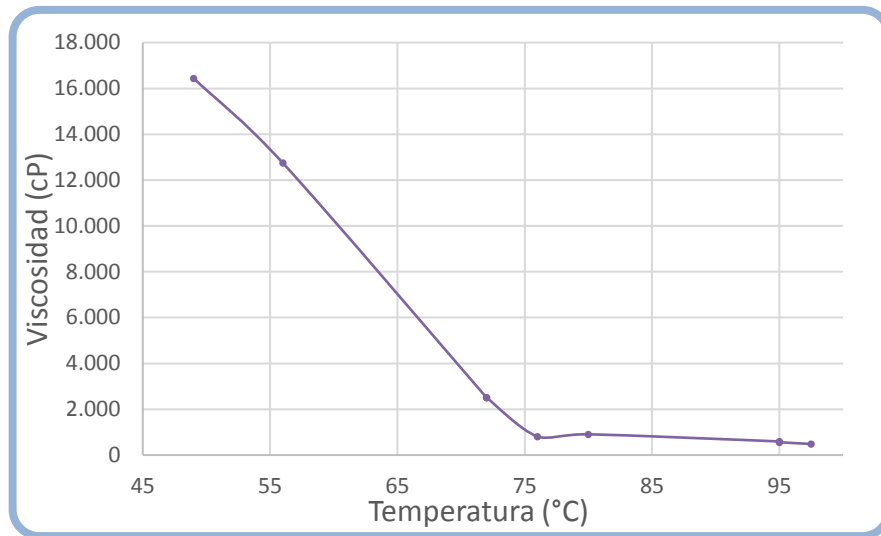


Figura 4. 3: Comportamiento de la viscosidad con respecto a la temperatura.

Para el caso del crudo recombinado (figura 4.3), se tiene que la viscosidad es 16.441 cP a la temperatura de yacimiento y a medida que la temperatura se incrementó por encima de los 49 °C la viscosidad empieza a disminuir. El comportamiento de la viscosidad respecto a la temperatura a diferentes presiones por debajo de la presión de yacimiento se puede comparar en la figura E.1 (Ver apéndice E).

En la figura 4.4 se tiene como es el comportamiento de la viscosidad del crudo recombinado con respecto a los cambios de presión. La propiedad del fluido que más afecta la producibilidad y recuperación es la viscosidad del crudo. Cuanto más viscoso es más difícil resulta producirlo, siendo este afectado no solo por la temperatura sino por la presión en el yacimiento.

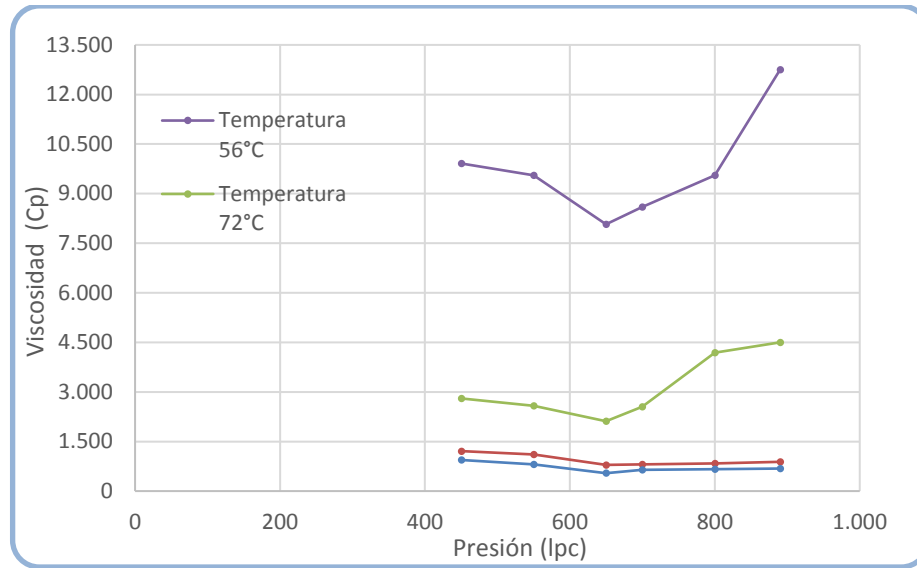


Figura 4. 4: Variación de la viscosidad con respecto a la presión a diferentes temperaturas.

4.3 PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO DINÁMICO

Después de contar con las muestras de roca caracterizadas, se formaron dos tapones compuestos ya que, al realizar la prueba con los tapones de muestra de roca inicialmente obtenidos, los resultados no serían representativos al yacimiento en estudio. El primer tapón compuesto fue el AE1 conformado por los tapones A1 y A2, y DM2 por los tapones D1 y D2.

Se ejecutaron las pruebas de desplazamiento forzado por medio de la metodología descrita en el capítulo III a la temperatura de yacimiento de 49 °C, presión de inyección de 950 lpc aproximadamente, presión de confinamiento de 1400 lpc, iniciando la inyección de fluido por el tapón de menor a mayor permeabilidad. Con los resultados experimentales se construyeron las curvas de permeabilidad relativa a través de la aplicación del modelo matemático descrito por Corey y Asociados.

Para el tapón AE1 se tienen las curvas de permeabilidad relativa (agua-petróleo) representadas en las figuras 4.5 y 4.6, debido a que se realizó la prueba dos veces a distintas tasas de inyección. Las curvas de permeabilidad relativa para el sistema gas-petróleo no pudieron ser generadas, porque al momento de la inyección del gas

este irrumpió muy rápido en el sistema generando un canal preferente y no se tuvo producción alguna asociada.

Las características del tapón AE1 para la prueba 1 y 2 se encuentran descritas en la tabla F.1 (Ver apéndice F) ya que, después de realizar la prueba N° 1 de desplazamiento el equipo fue desmontado y el tapón fue limpiado, secado y reempacado antes de realizar la prueba de desplazamiento N° 2. La permeabilidad al aire medida fue de 3,01 Darcy para la prueba N°1 y 2,83 Darcy para la prueba N°2, asegurando que manejan valores cercanos a las condiciones del yacimiento en estudio.

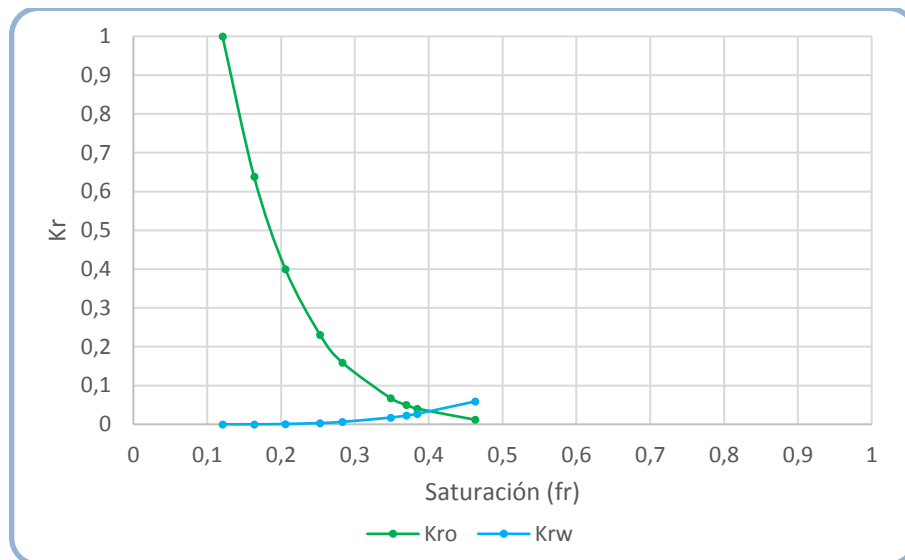


Figura 4. 5: Curva de permeabilidad relativa sistema agua-petróleo.

Para la prueba N° 1 de desplazamiento dinámico donde se generó las curvas de Kr descrita en la figura 4.5, se trabajó con una tasa de inyección de 0,05 cc/min obteniendo una data con la que se construyó las curvas, descrita en la tabla F.2 (Ver apéndice F). El punto de corte es de 0,4 con preferencia a la mojabilidad por petróleo. Con una saturación de agua irreducible de 0,12, saturación de petróleo residual de 0,53 y factor de recobro de 35%.

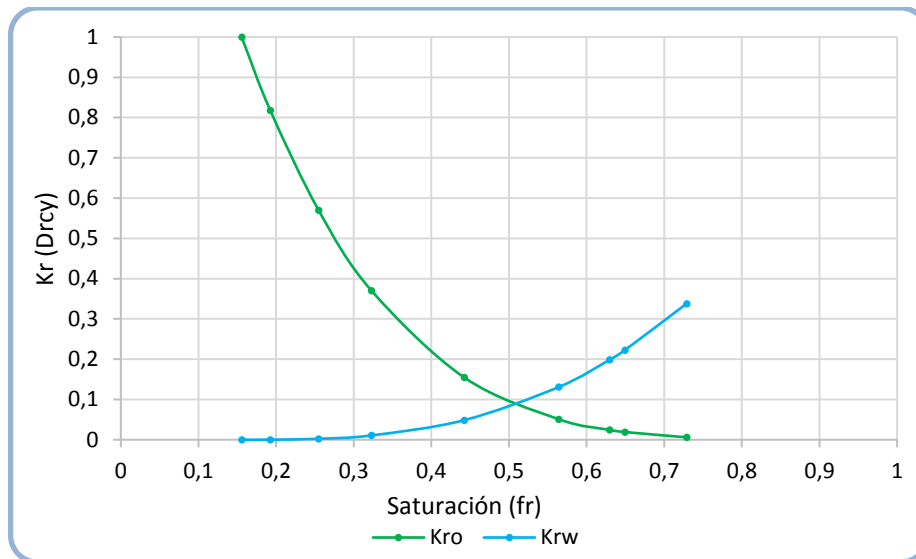


Figura 4. 6: Curva de permeabilidad relativa sistema agua-petróleo.

Para la prueba N° 2 de desplazamiento dinámico donde se utilizó el mismo tapón compuesto AE1 y se generó las curvas de Kr descrita en la figura 4.6, se trabajó con una tasa de inyección de 0,004 cc/min obteniendo una data con la que se construyeron las curvas, descrita en la tabla F.3 (Ver apéndice F). El punto de corte es de 0,56 con preferencia a la mojabilidad por agua. Con una saturación de agua irreducible de 0,16, saturación de petróleo residual de 0,33 y factor de recobro de 53%.

Analizando que para la prueba N° 1 se obtuvo un factor de recobro de 35%; mientras que para la prueba N° 2 el factor de recobro fue superior, con un valor de 53%. El sistema muestra una mejor movilidad del crudo a la menor tasa de inyección, obteniendo una mayor recuperación de petróleo asociada. Es importante destacar que al usar la menor tasa de inyección se tiene una mojabilidad preferente al agua, caso contrario al de la tasa mayor.

Para el tapón compuesto DM2 no se pudo llevar a cabo la prueba, debido a que presentaba intercalaciones de arcillas determinadas por interpretación macroscópica y al momento de saturar con el agua de formación sintética la muestra estas se hincharon afectando la permeabilidad en el medio poroso. Por consiguiente, el tapón DM2 también se descartó para la prueba de agotamiento de presión.

4.4 PRUEBA DE AGOTAMIENTO DE PRESIÓN

La prueba de agotamiento se ejecutó bajo las normas preestablecidas en la metodología descrita en el capítulo III. Con el tapón AE1 limpio y seco se determinaron sus características físicas antes de iniciar la prueba. Luego de empacar la muestra se determinó la permeabilidad al aire. Todos los datos iniciales se encuentran en la tabla 4.7. Los cálculos y correlaciones usados para determinar la permeabilidad al aire se encuentran en la tabla y figura G.1 (Ver apéndice G).

Tabla 4. 7: Características y propiedades del tapón AE1.

Masa del tapón (gr)	163,32
Longitud del tapón (cm)	8,30
Diámetro del tapón (cm)	3,80
Permeabilidad al aire (Darcy)	3,13

Después de tener la muestra saturada con el agua de formación sintética, se obtuvo el volumen poroso al agua y su respectivo valor de porosidad. Al desplazar el agua con el crudo se pudo obtener la saturación de agua irreducible, la saturación de petróleo y el petróleo original en sitio. Todo esto especificado en la tabla 4.8. En el apéndice G se encuentran los cálculos respectivos a la porosidad de la muestra.

Tabla 4. 8: Condiciones iniciales de trabajo.

Volumen poroso (cc)	38,458
Porosidad (%)	40,876
Saturación de agua irreducible	0,041
Saturación de petróleo	0,959
POES (cc)	36,870

Se inició el agotamiento con una presión promedio 1193 lpc por encima de la presión en el punto de burbuja, para garantizar el estado monofásico del fluido y se tuvo una presión promedio final de 81 lpc. El sistema fue controlado por una válvula de contrapresión (VCP) ubicada a la salida de la celda, la cual estaba conectada a una bomba tipo pistón marca Isco desde donde se programaron las caídas de

presión. Esta válvula contiene internamente un diafragma que se deforma cuando se reportan diferenciales de presión entre la salida de la celda y la VCP, permitiendo el paso del fluido hacia el cilindro recolector. El tiempo total de estabilización de esta prueba fue de 28 días y los resultados obtenidos se muestran en la tabla 4.9.

Tabla 4. 9: Resultados de la prueba de agotamiento de presión.

N° Flash	Volumen de Crudo [cc]	Volumen de Crudo Acum. [cc]	Volumen de Gas Corregido [cc]	RGP [PCN/BN]	Presión Promedio [lpc]	Factor de Recobro [%]
1	0,001	0,001	99,354	48,501	1193	0,003
2	0,199	0,200	233,229	45,516	893	0,542
3	0,926	1,126	20,208	122,523	828	3,053
4	0,052	1,178	4,210	453,394	795	3,194
5	2,836	4,016	18,524	36,623	355	10,894
6	2,521	6,537	15,998	35,619	300	17,731
7	2,285	8,822	11,788	28,950	255	23,929
8	3,634	12,456	191,971	296,473	83	33,786
9	0,384	12,840	6,736	98,382	81	34,828

Para esta prueba se obtuvo un total de volumen de crudo producido de 12,84 cc. Después de realizar el agotamiento de presión como mecanismo de producción primario, se construyeron las gráficas de Relación Gas-Petróleo (figura 4.7) y Factor de Recobro (figura 4.8), esto con los datos de volúmenes de crudo y gas producidos, al igual que los datos de presión. Debido a las diferencias presentadas entre los valores de presión reportados en los manómetros a la entrada y salida de la celda, se determinó una presión promedio de trabajo con la que se construyeron las respectivas gráficas. En la tabla G.2 (Ver apéndice G), se encuentran las presiones de la bomba que controlaba la válvula de contrapresión y las observadas en los manómetros durante la ejecución de la prueba al momento final del flash.

En la curva de la figura 4.7, se inicia con un comportamiento constante para las presiones por encima del punto de burbuja, donde aún no se ha empezado a liberar el gas y se tiene una RGP cercana a la inicial. No se presentó ninguna producción hasta pasar la presión del punto de burbuja (880 lpc), donde el gas libre se expande generando un empuje y se inicia la producción de crudo. Rápidamente se tiene un descenso de la producción, donde la RGP cae en el intervalo de presiones desde 795 lpc hasta 400 lpc debido a que se tiene un reacomodo de los fluidos y el gas libre está atrapado en la parte superior de la celda ubicada horizontalmente. Luego de esta etapa se tiene un leve aumento de la RGP hasta 82 lpc, donde se tiene producción posiblemente a la formación de una capa de gas secundaria. Finalmente se ha liberado todo el gas remanente, la producción declinó y la RGP cae hasta dar por terminada la prueba.

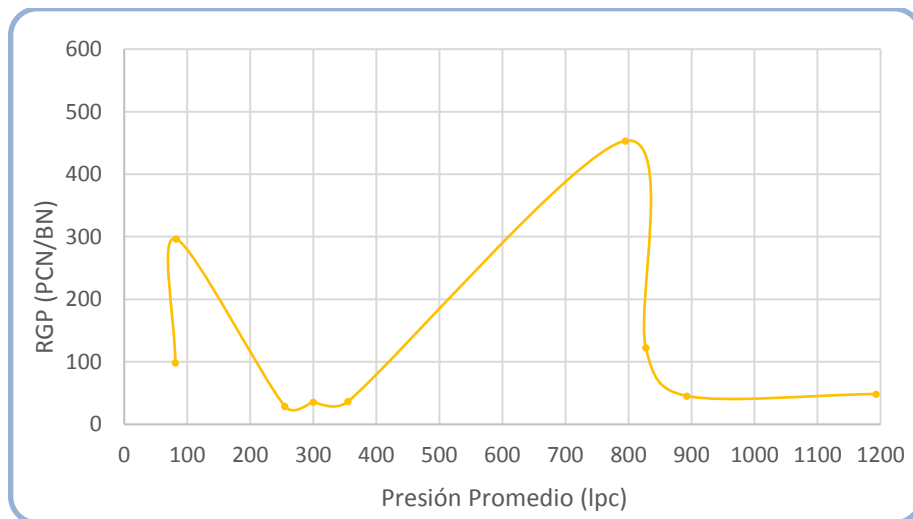


Figura 4. 7: Comportamiento de la RGP durante la declinación de presión.

En la figura 4.8 se puede observar como es el comportamiento del factor de recobro, a medida que la presión va disminuyendo. Entre 1200 lpc y 1000 lpc el factor de recobro es nulo ya que se sabe que en estos puntos no hubo producción alguna. Al llegar al punto de burbuja el factor de recobro se ubica en 3,19 % y empieza el ascenso hasta obtener un factor de 33%, luego este tiende a mantenerse constante debido a que de 150 lpc en adelante la producción de crudo mermo.

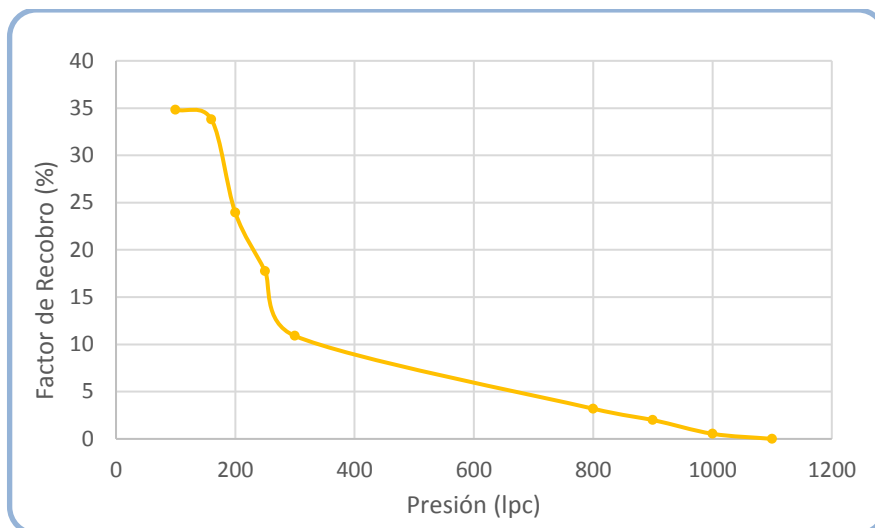


Figura 4. 8: Curva del factor de recobro.

Para este mismo sistema se generaron las curvas de permeabilidad relativa (gas-petróleo) de la figura 4.9, por medio del modelo matemático propuesto por Corey en 1954. Se obtiene buena aproximación para el proceso de drenaje.

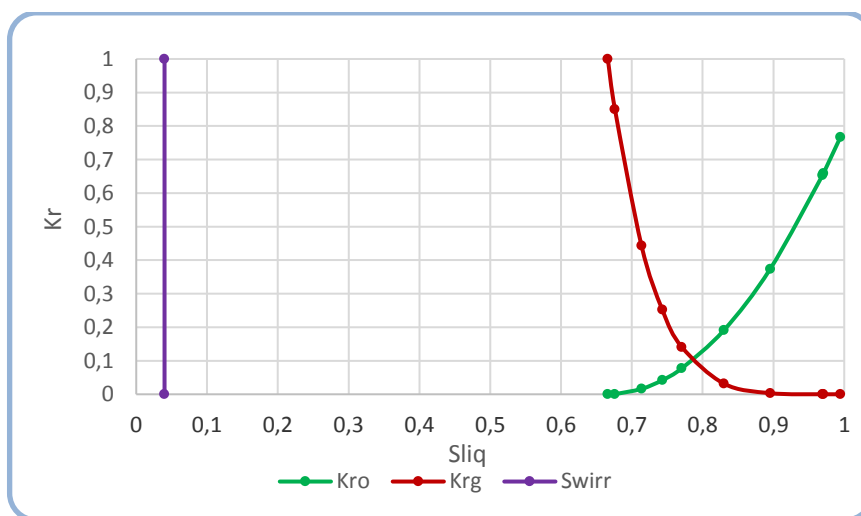


Figura 4. 9: Permeabilidad relativa sistema gas-petróleo.

Como se puede observar en la figura 4.9 se tiene la fase mojante representada por el petróleo y la fase no mojante representada por el gas, en presencia de agua irreducible ($Sw_{irr} = 0,04$). En el caso de la permeabilidad del crudo esta desciende rápidamente hasta llegar al punto de saturación del líquido residual (67%) y la permeabilidad del gas que comienza a fluir a saturaciones bajas donde se

obtiene rápidamente la saturación de gas crítica (1,20), redujo drásticamente la permeabilidad del crudo. El sistema tiene un factor de recobro de 34% y todos los datos utilizados para generar las curvas se encuentran en la tabla G.3 (Ver apéndice G). Cabe acotar que la gráfica está representada en función de la saturación de la fase líquida, partiendo de la condición de saturación de gas crítico al moverse de derecha a izquierda en el eje de las abscisas.

4.5 ANÁLISIS SARA

Luego de tener las fracciones de crudo recolectadas durante las diferentes caídas de presión y ser sometidas al análisis SARA, donde el crudo fue separado en cuatro grupos orgánicos definidos en base a su solubilidad y polaridad. Se tienen los resultados mostrados en la tabla 4.10.

Tabla 4. 10: Resultados análisis SARA del fluido en el medio poroso.

Presiones (lpc)	% Saturados	% Aromáticos	% Resinas	% Asfáltenos
890	12,48	32,84	45,56	9,13
355	11,15	31,35	42,27	15,23
300	12,07	33,12	42,56	12,25
225	12,44	34,56	42,23	10,78
83	11,41	31,63	43,75	13,21

En la tabla 4.10 se tienen los resultados de los análisis SARA solo para cuatro muestras de crudo, debido a que los volúmenes de crudo recolectados en la liberación instantánea (flash) para las otras caídas de presión, no fueron suficientes para poderlos someter a dicho análisis.

El comportamiento que presentan tanto los hidrocarburos saturados como los hidrocarburos aromáticos, siendo estas las fracciones más livianas del crudo, es que a medida que cae la presión desde 355 lpc hasta 225 lpc ellos van en aumento y después de 225 lpc hasta 83 lpc disminuyen casi al comportamiento que presentaban a la presión de 355 lpc. Según Tissot y Welter (1984), los n-alcanos

desde C₁ a C₄₀ usualmente se encuentran presentes en el crudo en concentraciones de 15 – 20 %, pero su concentración es baja para crudos degradados, como en el caso de nuestro estudio donde el porcentaje de saturados es menor al 15%.

Para las resinas quienes tienen una estructura intermedia entre las fracciones livianas del crudo y los asfáltenos, muestran un leve aumento en porcentaje en el rango de presión de 355 lpc a 300 lpc, luego a la presión de 225 lpc disminuyen con un valor cercano al inicial y por último vuelven a aumentar a la presión de 83 lpc. Siendo estas responsables de mantener dispersos a los asfáltenos, actuando, así como un surfactante natural (Mullins, et al 2007). Por esto el aumento que se tiene de las resinas va en mejora de la estabilidad en el fluido y evita posibles inconvenientes por la precipitación de los asfáltenos.

En la figura 4.50 se puede apreciar de manera gráfica el comportamiento que siguen las fracciones de saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos bajo los cambios de presión en el medio poroso.

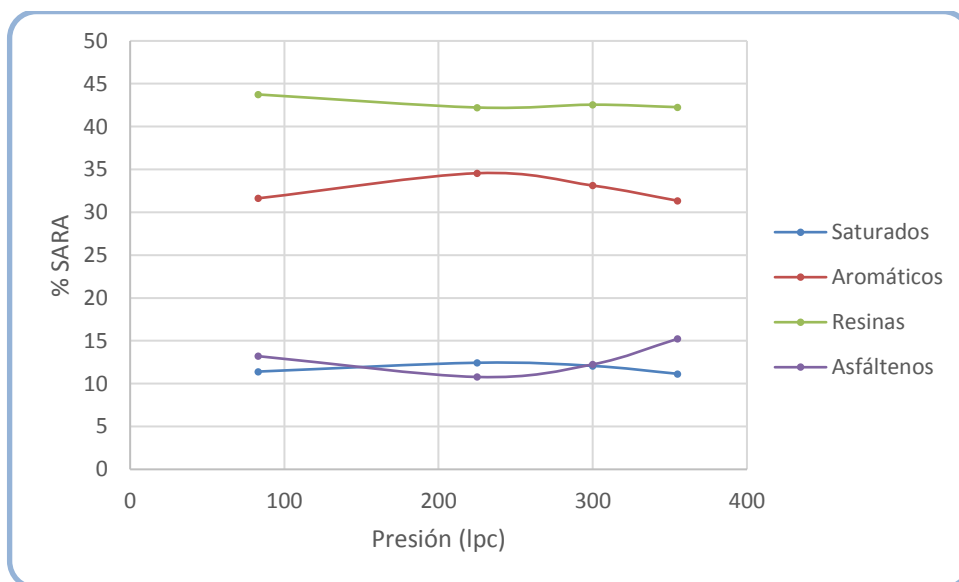


Figura 4. 10: Comportamiento SARA a diferentes presiones.

En el caso de los asfáltenos quienes se caracterizan por presentar una estructura compleja y con composición no completamente definida, sin embargo, su estudio se ha incrementado debido a los problemas que representan en la industria petrolera.

En la figura 4.10 se puede observar el comportamiento de los asfáltenos a medida que declina la presión teniendo un 15,23% a la presión de 355 lpc, luego un descenso a 10,78% a la presión de 225 lpc y por último un aumento a presiones por debajo de esta. Estos aumentaron su porcentaje comparándolo con el obtenido a la presión de yacimiento que fue de 9,13%.

Las resinas y los asfáltenos comprenden la fase dispersa del crudo, mientras que el resto de los maltenos la fase continua, por lo tanto, la precipitación de los asfáltenos dependen de la estabilidad coloidal. Asomaning (2003), estudió la estabilidad coloidal (su abreviatura en inglés CII) que considera al crudo como una solución coloidal formada por saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos. Este parámetro expresa la estabilidad de los asfáltenos en términos de esos compuestos. Para el crudo del yacimiento en estudio en esta investigación sometido a SARA por el método de cromatografía líquida de alta presión (HPLC), se tiene un índice de estabilidad coloidal de aproximadamente 0,3 (Ver apéndice H), donde con este valor se puede inferir que este es crudo es estable y de acuerdo al modelo coloidal del crudo a medida que el CII disminuye, el sistema se hace más estable debido al predominio de las fracciones peptizantes en la mezcla.

Adicional a esto se tienen resultados de los análisis SARA realizados al crudo en estudio sin presencia del medio poroso, estas muestras fueron recolectadas de un reactor en el que tenía el crudo recombinado en agitación a temperatura de yacimiento y las caídas de presión eran controladas por medio de una bomba tipo pistón. Los resultados obtenidos se muestran en la tabla 4.11 y están representados gráficamente en la figura 4.11.

Tabla 4. 11: Resultados SARA sin medio poroso.

Presiones	% Saturados	% Aromáticos	% Resinas	% Asfáltenos
300	14,00	34,17	42,03	9,8
250	14,69	34,73	41,18	9,41
200	12,41	31,73	43,8	12,06
160	11,98	31,16	43,73	13,12

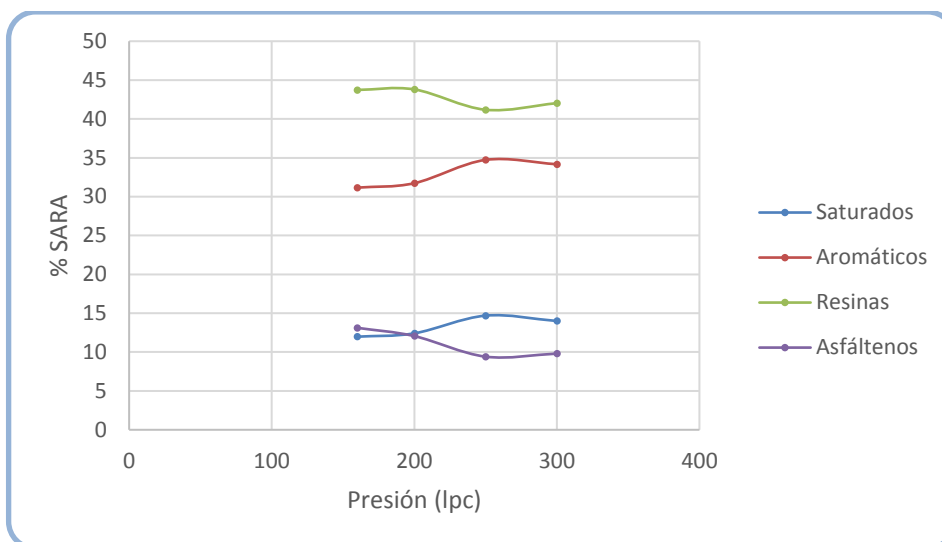


Figura 4. 11: Comportamiento análisis SARA sin medio poroso.

Estudiando el comportamiento presentado en la tabla y figura 4.11 para los resultados de los análisis SARA sin presencia del medio poroso, se puede apreciar mayor variación en la fracción de hidrocarburos saturados pasando de 14% con una presión de 300 lpc a 11,98% con presión de 160 lpc y la fracción de asfáltenos pasa de 9,8% con presión de 300 lpc a 13,12% con presión de 160 lpc. Sin embargo, los valores reportados son variables pero muy cercanos a los obtenidos en presencia del medio poroso, evidenciando que no se tiene una mayor variación en presencia o ausencia de este.

Luego de la perturbación física que sufrió el sistema como fue la variación de la presión para el posterior estudio de las fracciones recolectadas del crudo, se determinó que los cambios presentados en las fracciones de hidrocarburos saturados, hidrocarburos aromáticos, resinas y asfáltenos no son evidentes, ni representativos debido a que los rangos de variación en los porcentajes de las fracciones son muy pequeños como para concluir que se están presentando cambios en la composición del fluido de interés.

4.6 BIOMARCADORES SATURADOS

Luego de realizar los análisis de los biomarcadores a las fracciones de los saturados del crudo, se obtuvo el comportamiento representado en la figura 4.12 para el fluido a la presión de yacimiento (890 lpc).

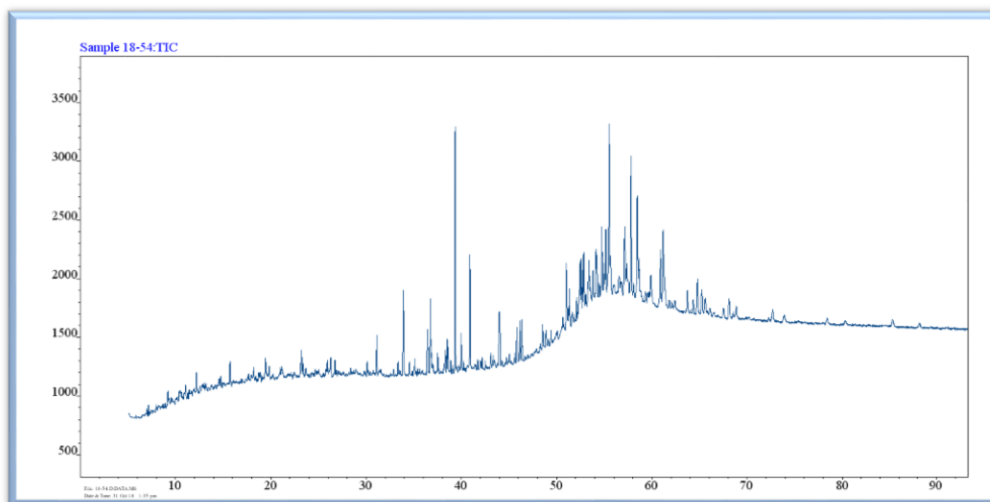


Figura 4. 12: Cromatograma para el crudo a presión de yacimiento.

Del comportamiento observado en la figura 4.12 donde se puede ver la pérdida de la línea base, el nivel de biodegradación para la muestra de crudo en la escala de Peters y Moldowan (1993) es de 6 (ver apéndice I), con alteración completa de los n-alcenos (figura 4.13), alteración de hopanos (con formación de 25-norhopanos) y alteración parcial de los esteranos (figura 4.14) (presencia en mayor proporción de pregnano y permanencia de los diasteranos).

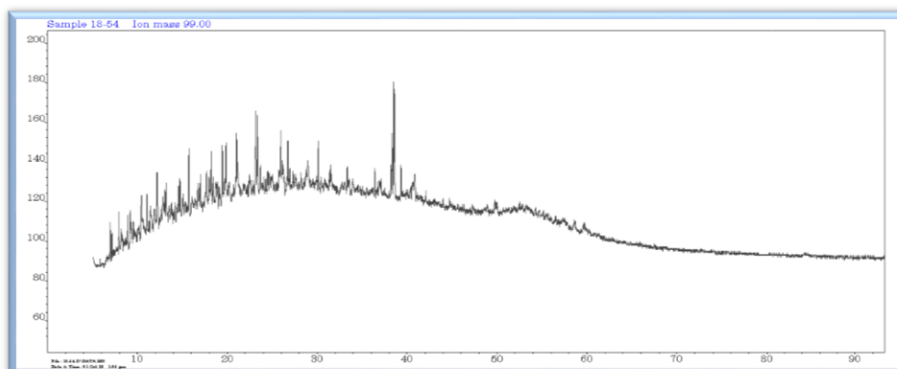


Figura 4. 13: n-alcenos, $m/z=99$.

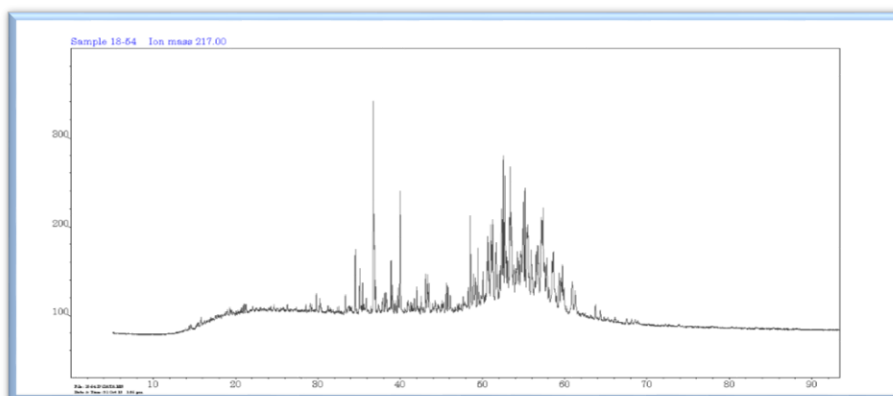


Figura 4. 14: Esteranos, $m/z=217$.

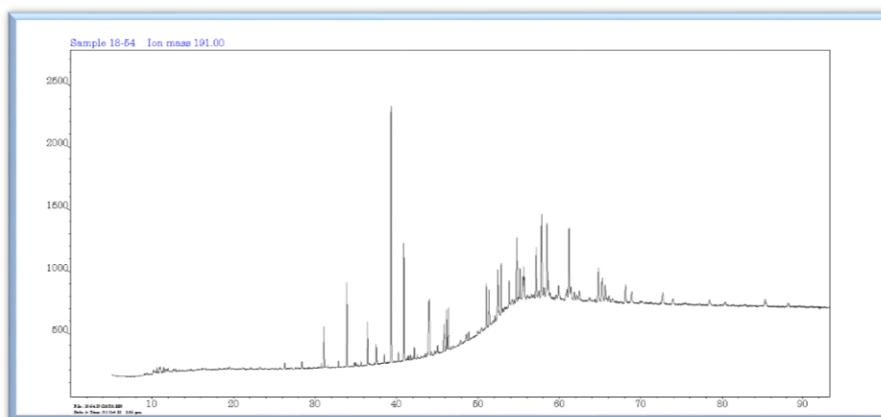


Figura 4. 15: Terpanos, $m/z=191$.

La figura 4.13, 4.14 y 4.15 muestran el comportamiento del fluido a la presión de yacimiento, para los n-alcanos, esteranos y terpanos. Cada una de las muestras analizadas a las presiones de 355, 300, 225 y por último 83 lpc, presentaron comportamiento similar al reportado a la presión de yacimiento con un proceso de biodegradación de 6. Teniendo así una mejor caracterización del crudo.

CONCLUSIONES

- Por medio de la realización del estudio de estado del arte; se pudo determinar la mejor metodología a aplicar en la prueba de agotamiento de presión, con las características necesarias para su estudio y recolección de las fracciones de crudo.
- La caracterización de la roca y los fluidos se llevó a cabo de manera satisfactoria. Identificando que se tiene una roca megaporosa con calidad de roca buena. Reportando un crudo con las características del yacimiento en estudio; RGP de 53 PCN/BN, gravedad API de 7,49 y viscosidad del crudo vivo de 16.441 cP. El agua de formación sintética preparada bajo la composición de los iones presentes en el agua original y gas con porcentaje molar de metano de 96%.
- Se evidencio el impacto que tiene la tasa de inyección en el sistema, mostrando una mejor movilidad del crudo a menor tasa de inyección, obteniendo así una mayor recuperación de petróleo asociada durante la prueba de desplazamiento forzado en el medio poroso.
- La válvula de contrapresión utilizada en la prueba de agotamiento proporciona un adecuado control de la presión a la salida celda, permitiendo establecer satisfactoriamente las caídas de presión deseadas.
- Los posibles mecanismos de producción primario evidenciados durante la prueba de agotamiento de presión fueron empuje por gas en solución y formación de capa de gas secundaria.
- Se generaron las curvas de permeabilidad relativa para el sistema gas-petróleo, obteniendo una buena aproximación para el proceso de drenaje.

- La separación SARA es altamente dependiente de la metodología empleada para su ejecución y por esto los resultados obtenidos por diferentes técnicas para la evaluación del crudo, no son comparables. Por consiguiente, es necesario definir la metodología que se ajusta más a la precisión y exactitud requerida en los resultados, en este caso se usó HPLC arrojando un crudo según composición SARA de tipo nafténico.
- No se puede asegurar que se presentaron cambios en la composición del crudo, debido a la declinación de presión realizada por medio de prueba de agotamiento de presión en sistema roca-fluido, ya que los rangos de variación obtenidos en los análisis SARA son muy bajos como para determinar dichos cambios.
- El estudio de biomarcadores para los hidrocarburos saturados permitió determinar el grado de biodegradación presente en el crudo, ubicándolo en (6) siendo esta una degradación fuerte y observar que, a pesar de variar la presión, los resultados obtenidos para el grado de biodegradación fue el mismo.

RECOMENDACIONES

- Realizar una caracterización mineralógica por medio de un análisis de difracción de rayos X, con el fin de evaluar la cantidad de minerales y arcilla presentes en las muestras de roca, que afectaron de alguna manera la permeabilidad del tapón compuesto DM2 y por ende la ejecución de la prueba de agotamiento.
- Trabajar la prueba de agotamiento de presión con crudos de diferentes grados API para analizar la influencia de este en los resultados. Adicional a esto ejecutar prueba con muestras de tapón de longitud superior a 8 cm.
- Realizar un estudio detallado de los asfáltenos para ver el comportamiento de éstos en la muestra de crudo en estudio. Ya que de los componentes del petróleo este es el que genera mayores problemas al momento de la exploración y producción.
- Realizar análisis de biomarcadores a las fracciones de hidrocarburos aromáticos, que permita visualizar las diferencias que no son apreciables al determinar parámetros más gruesos. Esto es necesario conocer para obtener una visión mas global del nivel de biodegradación del crudo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Alboudwarej H., Beck J., Svrcek W., Yarranton H., Akbarzadeh K., (2002). Sensitive of asphaltene properties to separation techniques. Energy Fuels. Vol. 2, 462-469.
- Amaya, I., y Muñoz, M. (2012). Estudio para determinar la influencia de la disminución de la presión en la reducción de la permeabilidad por precipitación de asfáltenos bajo las condiciones de la formación Cretáceo, pozo FUC-54. Los Teques: PDVSA-Intevep.
- Arias F., (2012). El proyecto de investigación. Introducción a la metodología científica. Sexta edición. Caracas, Venezuela. Editorial Episteme.
- Asomaning, S. (2003). Test Methods for Determining Asphaltene Stability in Crude Oils”; Petroleum Science and Technology. Vol. 21, 581-590p.
- Barberii E., (1982). El Pozo Ilustrado. Programa de educación petrolera. Ediciones Lagoven S. A.
- Bear J., (1972). Dynamics of Fluids in Porous Media. Toronto: Dover publications. Chilingar G, Langnes G, & Robertson O. (1997). Fundamental of surfaces and capillary forces.
- Borges A., Caraballo Y., Barrutia Y., (2011). Taller de análisis PVT para crudos pesados y extrapesados. PDVSA Intevep. Los Teques.
- Carrillo L., (2008). El petróleo y tipos de petróleo. Biodisol, Argentina. Vol. 32, 1-4.
- Cervo A. & Bervian P., (1989). Metodología científica. Bogotá: McGraw-Hill.
- Chavarría S., y Niño A., (2010). Evaluación del daño a la formación por precipitación de parafinas y asfáltenos en el campo colorado. Bucaramanga.
- Corey, A. (1954). Interrelación existente entre las permeabilidades relativas gas y petróleo.
- Craft B. y Hawkins M., (1977). “Ingeniería Aplicada de Yacimiento Petrolíferos”. Madrid: TECNOS S.A.

- De Ferrer M., (2009). Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo Venezuela: Ediciones Astro Data S.A.
- Delgado J., (2010). Medición de la Presión Capilar en muestras de diámetro completo con doble porosidad. México: Universidad Nacional Autónoma México.
- Escobar F., (2012). Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Neiva. Colombia: Editorial Universidad Surcolombiana.
- Faja petrolífera del Orinoco en la actualidad. Dirección URL: <http://www.ingenieriadepetroleo.com/faja-petrolifera-orinoco-actualidad/> Fecha de Consulta: 18 de septiembre de 2018.
- Fernández Y., (2017). “Caracterización de las fracciones SARA de crudo provenientes de hidrodesintegración”. Tesis de pregrado. Instituto Politécnico Nacional. Ciudad de México, México.
- Ferrer D., (2001). Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. Maracaibo. Venezuela. Ediciones Astro Data S.A.
- Forrest F., & Craig J., (1982). Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua.
- Gerencia departamental estudios de yacimientos, (2011). Limpieza de muestras por el método de destilación-extracción. PDVSA Intevep. Los Teques.
- Glosario petrolero Schlumberger. (2010). Dirección URL: <http://www.glossary.oilfield.slb.com>. Fecha de Consulta: 29 de septiembre de 2018.
- Halliburton. (s.f). Recopilación técnica Ingeniería de Yacimientos.
- Hortal R., Martínez B., Lobato M., Pedroa J., Lago S., (2006). On the determination of molecular weight distributions of asphaltenes and their aggregates in laser desorption ionization experiments. Journal of mass spectrometry. Vol. 7, 960-968.
- Hunt J., (1979). Petroleum geochemistry and geology. W. H. Freeman and Company, USA, 256pp.

- Instituto Mexicano del Petróleo. Acerca del Petróleo. Dirección URL: <http://www.imp.mx/petroleo/composicion.htm> Fecha de consulta: 16 de agosto de 2018.
- La Comunidad Petrolera. (2018). Características de los yacimientos. Dirección URL: <https://www.lacomunidadpetrolera.com/> Fecha de Consulta: 01 de octubre de 2018.
- Michinel C., (2017). Aplicación de la geoquímica de yacimientos en la caracterización de crudos pertenecientes a las arenas D1/D2 de la formación oficina, bloque Junín, faja petrolífera del Orinoco. Tesis de Pregrado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
- Mullins O., Sheu E., Hammami A., Marshall A., (2007). Asphaltenes, heavy oils and petroleomics. Springer, USA. 667pp.
- North F., (1985). Petroleum geology: Allen and Unwin, Londres, 607 pp.
- Parra A., (2018). Evaluación experimental de la caída de presión en un medio poroso no consolidado de la faja petrolífera del Orinoco a través de una prueba de agotamiento. Tesis de pregrado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
- Perry R., (1992). Manual del ingeniero químico. 6ta edición. México. McGraw-Hill.
- Petrowiki. Oil fluid Properties, Oil Viscosity, Oil Density, Specific Gravity. Dirección URL: http://petrowiki.org/Oil_fluid_properties. Fecha de consulta: 16 de septiembre de 2018.
- Plata D., Sandoval J., (2005). Diseño de un equipo de desplazamiento para realizar pruebas de análisis petrofísicos en núcleos de roca. Bucaramanga.
- Procedimiento para recombinación de crudo. PDVSA-Intevep.
- Rivera J., (2004). Prácticas de Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos. Puerto la Cruz: Geopeca.
- Rojano C., González D. y Galeana C., (2013). Aseguramiento de flujo en los pozos Trion-1 y supremus-1, cinturón plegado perdido. XXVII Jornadas Técnicas 2013 de la asociación de Ingenieros Petroleros de México, Golfo de México Norte.

- Salager J., (2005). Recuperación Mejorada de Petróleo. Cuaderno FIRP S357-C. Universidad de los Andes.
- Speight J., (2007). The chemistry and technology of petroleum. 4 edición. Boca ratón, CRC press. New York. 170pp.
- Tarbuck E. y Lutgens F., (1999). Ciencias de la tierra. Madrid: Prentice may.
- Tissot B., Welter D., (1984). Petroleum Formation and Occurrence (2nd edition): New York, Springer-Verlag, 669pp.

APÉNDICES

Apéndice A: Recombinación del crudo.

- En la tabla A.1 se contabilizó el volumen de crudo de la recombinación por medio de la resta de los volúmenes iniciales menos los finales y posterior suma de los totales.

Tabla A. 1: Volumen de crudo y gas recombinado.

Inyección de Crudo			
Cilindro (cc)			
Vi	410,15	Vi	488,28
Vf	0,1	Vf	88,74
Vi	497,1	Vi	497,77
Vf	0,56	Vf	0
Vi	435,1	Vi	493,25
Vf	0,56	Vf	115,15
Vi	455,48	Vi	438,45
Vf	0,12	Vf	380,93
Volumen total de Crudo			
3129,42			

En cuanto a la cantidad de gas metano utilizado durante la recombinación para 3.129,42 cc de crudo, se estimó:

$$V = \frac{53 \cdot 3129,42}{5,6146} = 29.541,38 \text{ cc}$$

Donde:

RGP=53 PCN/BN

Factor de Conversión: 5,6146 de cc a pies cúbicos y a barriles normales.

Apéndice B: Determinación del tipo de roca.

- Ecuación de Pittman 55 para determinar el radio de la garganta poral (Ec. B.1).

$$R_{55} = 10^{(0,778+0,626 \times \log_{10}(Perm) - 1,205 \times \log_{10}(\emptyset))} \quad \text{Ec. (B.1)}$$

Dónde:

P_{erm} = Permeabilidad absoluta (mD)

\emptyset = Porosidad efectiva (v/v)

- Cálculo realizado para cada uno de los cuatro tapones.

$$R_{55} = 10^{(0,778+0,626 \times \log_{10}(5.962,43) - 1,205 \times \log_{10}(36,17))} = 12,9 \mu m$$

Con la obtención del diámetro de la garganta de poro, se clasificó de las muestras por tipo de roca, siguiendo los parámetros de la tabla B.1.

Tabla B. 1: Clasificación del tipo de roca por medio del radio de garganta poral (Coalso et al., 1985).

Tipo de Roca	R (μ)
Megaporoso	>10.0
Macroporoso	2.5 – 10.0
Mesoporoso	0.5 – 2.5
Microporoso	0.1 – 0.5
Nanoporoso	< 0.1

Apéndice C: Análisis PVT del fluido en estudio.

- Composición de los fluidos del yacimiento especificado en la tabla C.1.

Tabla C. 1: Composición del líquido y del gas del yacimiento.

Componente	Gas (%molar)	Líquido (%molar)	Fluido total (%molar)
N ₂	2,761	0,002	0,602
CO ₂	0,674	0,003	0,149
Metano	96,004	0,999	21,645
Etano	0,294	0,009	0,071
Propano	0,062	0,008	0,019
I-Butano	0,007	0,002	0,003
N-Butano	0,014	0,006	0,008
I-Pentano	0,035	0,036	0,036
N-Pentano	0,070	0,096	0,091
N-Hexano	0,079	0,272	0,230
% Molar	21,70	78,30	100,0
Peso Molecular	43,40	711	565,9

- El comportamiento de los volúmenes relativos con respecto a la presión y su variación debido al punto de burbuja se puede observar en la figura C.1.

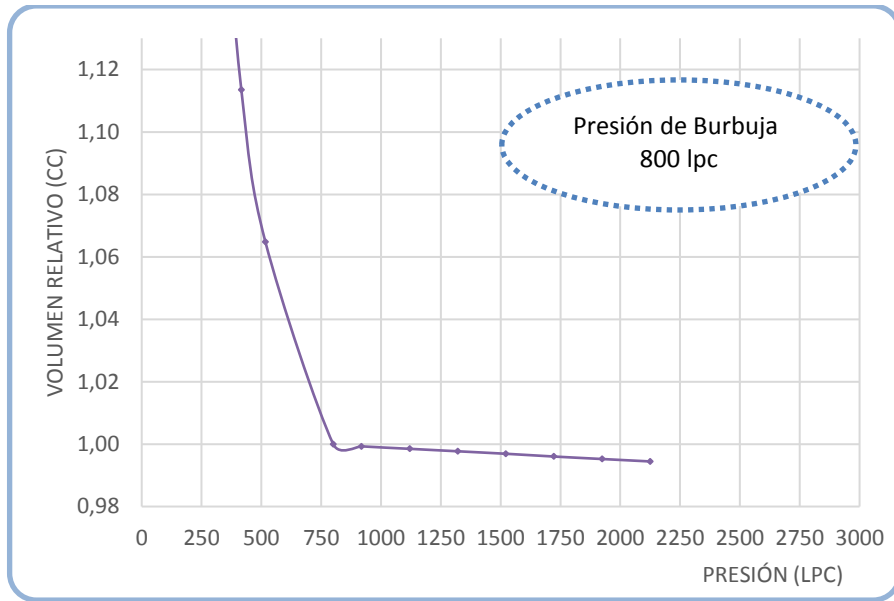


Figura C. 1: Volumen relativo con respecto al comportamiento de la presión del fluido en estudio.

La presión de burbuja cuyo valor es de 800 lpc fue obtenida a través de los volúmenes relativos y la Función Y (figura C.2).

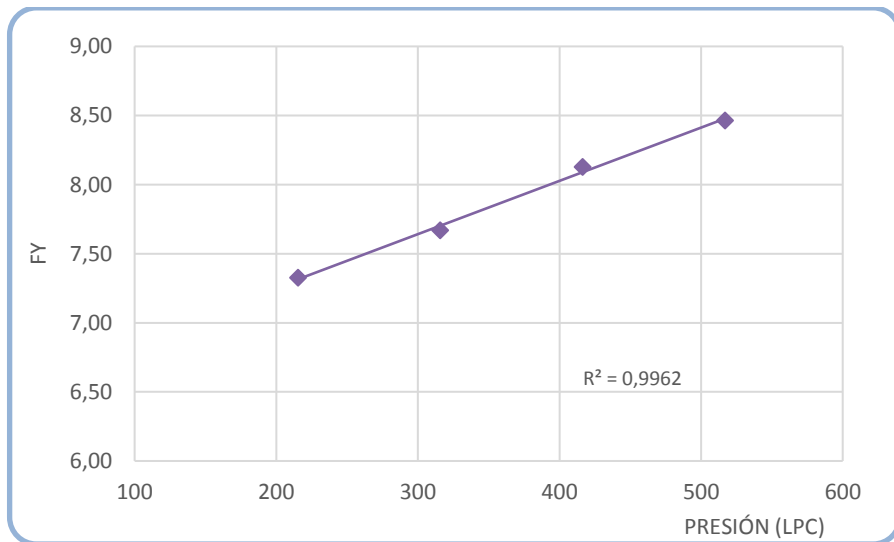


Figura C. 2: Función Y del fluido en estudio.

Apéndice D: Clasificación de los crudos a partir de su composición.

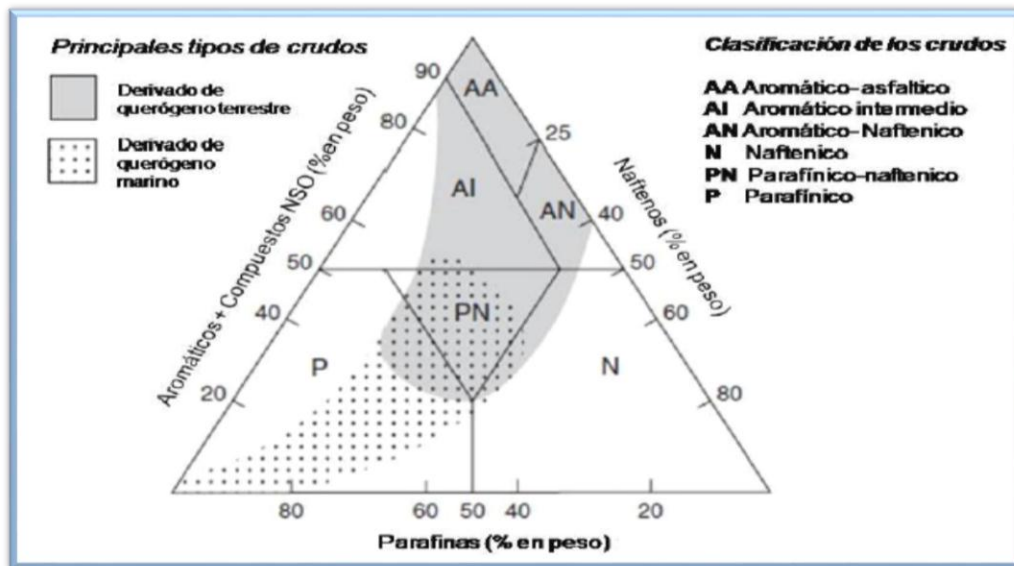


Figura D. 1: Diagrama ternario de las composiciones SARA para la clasificación del crudo (Tissot & Welte, 1984).

Apéndice E: Comportamiento de la viscosidad respecto a la temperatura a diferentes presiones.

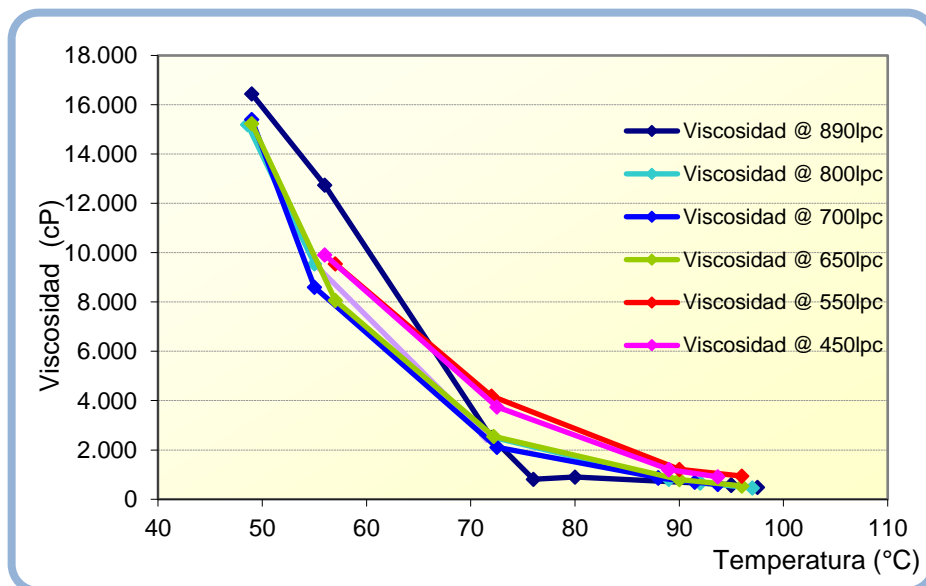


Figura E. 1: Viscosidad versus temperatura con la variación de las presiones.

Apéndice F: Prueba de desplazamiento dinámico.

- Características del tapón AE1 determinadas antes de realizar la prueba de desplazamiento en el medio poroso.

Tabla F. 1: Características físicas del tapón AE1.

Prueba N°	Tapón Compuesto	Masa (gr)	Diámetro (cm)	Longitud (cm)	Volumen (cc)
1	AE1	185,60	3,80	10,00	113,40
2	AE1	165,93	3,80	8,80	99,79

- Data necesaria para la construcción de las curvas de Kr vs Sw.

Tabla F. 2: Data obtenida para la construcción de las curvas de permeabilidad relativa, tapón AE1, prueba N°1.

Corey y Asociados - Imbibición		
Sw(i)	Kro	Krw
0,12	1	0,00
0,16	0,64	0,00
0,21	0,40	0,00
0,25	0,23	0,00
0,28	0,16	0,01
0,35	0,07	0,02
0,37	0,05	0,02
0,38	0,04	0,03
0,46	0,01	0,06

Tabla F. 3: Data obtenida para la construcción de las curvas de permeabilidad relativa, tapón AE1, prueba N° 2.

Corey y Asociados - Imbibición		
S_w(i)	K_{ro}	K_{rw}
0,156	1,000	0,000
0,193	0,818	0,000
0,255	0,570	0,003
0,323	0,371	0,011
0,442	0,155	0,049
0,564	0,051	0,131
0,629	0,024	0,199
0,649	0,019	0,223
0,729	0,006	0,338

Apéndice G: Prueba de agotamiento de presión.

- Cálculos y correlaciones para determinar la permeabilidad al aire (gas nitrógeno) a la muestra AE1.

Tabla G. 1: Mediciones de caudal y delta de presión para cálculo de permeabilidad.

Q(CC/MIN)	Q(CC/SEG)	ΔP(LPC)	ΔP(ATM)
102	1,70	0,1	0,007
203	3,38	0,2	0,014
310	5,17	0,3	0,020
411	6,85	0,4	0,027
510	8,50	0,5	0,034
611	10,18	0,6	0,041
695	11,58	0,7	0,048

Gráfica para obtener la recta de mejor ajuste y con la pendiente hacer el cálculo de la permeabilidad.

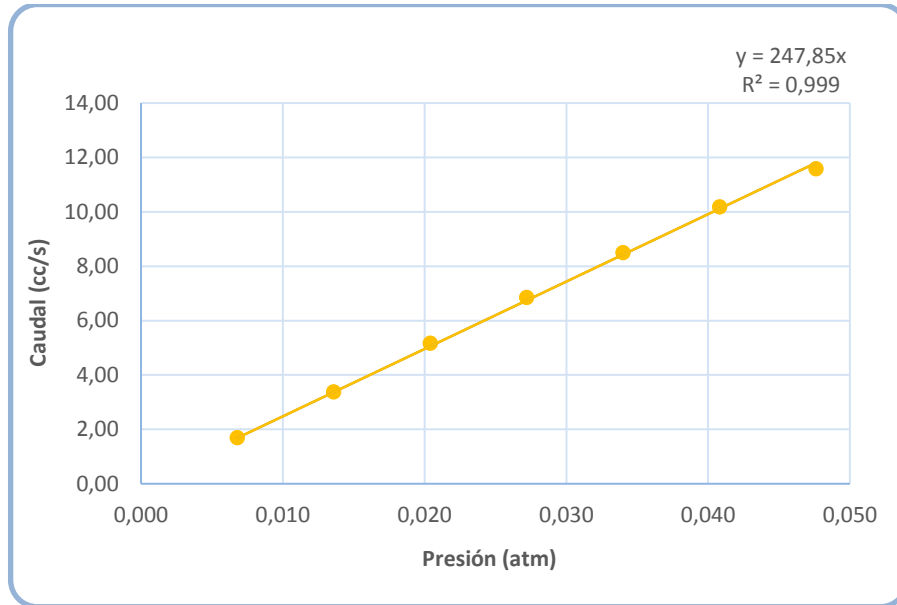


Figura G. 1: Caudal versus diferencial de presión.

Por medio de la Ley de Darcy:

$$K = \frac{m \times \mu \times L}{A} \quad \text{Ec. (G.1)}$$

$$K = \frac{247,85 \times 0,0173 \times 8,3}{11,34} = 3,13 \text{ Darcy}$$

Donde:

$$m = 247,85$$

$$\mu = 0,0173 \text{ cP}$$

$$L = 8,3 \text{ cm}$$

$$A = 11,34 \text{ cm}^2$$

- Cálculos para determinar la porosidad de la muestra AE1.

$$V_{\text{celda}} = \pi \times r^2 \times L \quad \text{Ec. (G.2)}$$

$$V_{celda} = \pi \times 1,9^2 \times 8,3 = 94,0838 \text{ cc}$$

$$\phi = \frac{V_P}{V_{celda}} \times 100 \quad \text{Ec. (G.3)}$$

$$\phi = \frac{38,4581}{94,0838} \times 100 = 40,876\%$$

- Datos de presión de la bomba controladora de la VCP, presión de los manómetros ubicados a la entrada y salida de la celda y la respectiva presión promedio utilizada en las curvas de FR y RGP

Tabla G. 2: Presiones finales de trabajo durante la ejecución de la prueba de agotamiento en el medio poroso.

Presión			
Bomba (lpc)	Manómetro 1 (lpc)	Manómetro 2 (lpc)	Promedio (lpc)
1100	1195	1190	1193
1000	895	890	893
900	840	815	828
800	795	795	795
300	360	350	355
250	310	290	300
200	255	255	255
160	85	80	83
100	83	79	81

- Data empleada para generar la curva de permeabilidad relativa Gas-Petróleo con crudo recombinado.

Tabla G. 3: Datos empleados para construir las curvas de permeabilidad relativa.

N° Flash	Volumen crudo producido [cc]	Volumen crudo Acum. [cc]	Volumen líquido [cc]	So [fr]	Sliq [fr]	Sg [fr]	Soe [fr]	Kro	Krg
1	0,001	0,001	38,457	0,959	1,000	0	0,890	0,792	9,96E-07
2	0,2	0,201	38,257	0,953	0,995	0,01	0,876	0,767	2,2E-06
3	0,926	1,127	37,332	0,929	0,971	0,03	0,812	0,659	3,4E-05
4	0,052	1,179	37,279	0,928	0,969	0,03	0,808	0,653	3,85E-05
5	2,839	4,017	34,441	0,854	0,896	0,1	0,612	0,374	0,003
6	2,521	6,538	31,920	0,789	0,830	0,17	0,437	0,191	0,032
7	2,285	8,823	29,635	0,729	0,771	0,23	0,278	0,078	0,141
8	3,634	12,457	26,001	0,635	0,676	0,32	0,027	0,001	0,850
9	0,384	12,841	25,617	0,625	0,666	0,33	0	0	1

Apéndice H: Estudio de la estabilidad coloidal.

- Cálculo tipo a la presión de yacimiento.

$$CII = \frac{(\%saturados + \%asfálenos)}{(\%resinas + \%aromáticos)} \quad \text{Ec. (H. 1)}$$

$$CII = \frac{12,48 + 32,84}{45,56 + 9,13} = 0,28$$

Apéndice I: Determinación del tipo de biodegradación.

Tabla I. 1: Tipos de compuesto y orden de biodegradación (Peters y Moldowan, 1993).

Nivel	Grado de Alteración
Suave	
1	<i>n</i> -alcanos de baja masa molecular
2	<i>n</i> -alcanos de baja y alta masa molecular
3	No se observan <i>n</i> -alcanos
Moderada	
4	No se observan <i>n</i> -alcanos, sin alteración de los isoprenoides acíclicos
5	No se observan los isoprenoides acíclicos
Fuerte	
6	Esteranos degradados parcialmente
(6)	Terpanos pentacíclicos alterados, presencia de 25-norhopanos (hopanos desmetilados)
7	Esteranos degradados, diasteranos no alterados
Muy fuerte	
8	Esteranos degradados, terpanos pentacíclicos degradados parcialmente, ausencia de 25-norhopanos
9	Terpanos pentacíclicos alterados, diasteranos alterados
Severa	
10	Alteración de los esteranos aromáticos (cadenas alifáticas para C26-C29)