

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

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

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Parra P. Ambar W.,
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2018

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

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

TUTOR ACADÉMICO: Lic. Rojas René

TUTOR INDUSTRIAL: Msc. Márquez Richard

Lic. Marbelia Cabrera

Ing. Darío Delfín

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela

Por el Br. Parra P. Ambar W.

Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2018

Caracas, Junio 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 Parra Ambar, 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”

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. Sandro Gasbarri

Jurado

Prof. René Rojas

Tutor Académico

DEDICATORIA

A Dios por guiar mis pasos y mostrarme su infinita bondad cada día de mi vida.

A mis padres Yajaira y Guido por tanta entrega y dedicación, por demostrarme cada día de mi vida lo infinito que es el amor de madre y de padre, por estar conmigo en cada momento, por creer en mí y apoyarme incondicionalmente.

AGRADECIMIENTOS

A Dios por acompañarme, guiarme, y brindarme tantas oportunidades maravillosas.

A mi Universidad Central de Venezuela por haberme abierto sus puertas para formarme profesionalmente y haberse convertido en mi segundo hogar, que viva mi amada UCV, por siempre la casa que vence las sombras.

A todos los profesores que me enseñaron y me brindaron su apoyo durante toda la carrera, en especial a los profesores de la escuela de ingeniería de petróleo.

A mis padres, que han dado todo y más por mí, por el infinito amor que me brindan, por sus consejos, enseñanzas y apoyo incondicional.

A mi familia, a mis hermanas y especialmente a mi sobrino Angelo por regalarme tantas sonrisas y tanto cariño.

A mi hermano de la vida Luis Eduardo por haberme acompañado durante todo este camino, por tantas sonrisas compartidas, por estar en todo momento apoyándome, por sus palabras de aliento y por la amistad única e incondicional que me ha brindado desde el inicio de la carrera.

A Brian por su apoyo incondicional en todo momento, por su gran ayuda y por estar ahí para decirme que si se puede.

A Anieska, Alonso, Luis Gustavo, Alfonso, Lesly y Astrid por haber formado parte de esta etapa de mi vida.

A mis tutores industriales Richard Márquez, Marbelia Cabrera y Darío delfín por el aporte de sus conocimientos y dedicación para la realización de este trabajo.

A mi tutor académico el Profesor René Rojas por su ayuda y apoyo en este trabajo. Por su excelencia como docente, todos los que hemos tenido el honor de ser sus alumnos somos conocedores de su esmero, humildad, dedicación, paciencia, entrega y compromiso con lo que hace.

A PDVSA-INTEVEP por permitirme desarrollar mi TEG en sus instalaciones y a los trabajadores de esta institución, en especial a Jesús Carrero y Jesús Luque.

Gracias a todas las personas que de una u otra manera contribuyeron a la realización de este trabajo y me ayudaron a alcanzar esta meta, a todas muchas gracias.

Parra P., Ambar W.

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

Tutor Académico: Lic. René Rojas. Tutores Industriales: Msc. Richard Márquez, Lic. Marbelia Cabrera e Ing. Darío Delfín. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2018, 107 pág.

Palabras claves: Caída de presión, permeabilidad relativa, relación gas-petróleo, Faja Petrolífera del Orinoco

Resumen: En este Trabajo Especial de Grado se ejecutaron pruebas de agotamiento de presión a condiciones de yacimiento para sistemas compuestos por arena no consolidada y crudo extrapesado representativos de la FPO utilizando un equipo de desplazamiento de laboratorio. Los experimentos se realizaron con la finalidad de evaluar diferentes metodologías experimentales, el comportamiento del sistema, la eficiencia de producción, la relación gas-petróleo, el factor de recobro y la generación de las curvas de permeabilidad relativa. Durante los ensayos se ejecutaron caídas de presión a la salida de la celda dando lugar a la puesta en producción del sistema. En un primer experimento, las caídas de presión fueron abruptas exponiendo la salida de la celda a presión atmosférica, en el segundo ensayo las caídas de presión fueron controladas por un cilindro recolector conectado a una bomba y en un tercer experimento, se empleó una válvula de contrapresión (VCP). Así mismo, los tiempos de estabilización en el agotamiento de presión variaron para cada uno de los experimentos. De los ensayos realizados se evidenció que con caídas de presión controladas y mayores tiempos de estabilización se logró un mejor aprovechamiento de la energía del sistema, lo que implica en un aumento del factor de recobro. Se evidenció además, que la VCP proporcionó el mejor control de la presión, permitiendo establecer satisfactoriamente las caídas de presión deseadas. También, pudieron ser obtenidas las curvas de permeabilidad relativa gas-petróleo a partir de la data obtenida de la prueba.

ÍNDICE DE CONTENIDO

ÍNDICE DE TABLAS	xiii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xiv
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1: EL PROBLEMA	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 de la investigación.....	4
1.4 Justificación.....	5
1.5 Limitaciones de la investigación.....	5
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO	7
2.1 Antecedentes de la investigación	7
2.2 Bases teóricas	9
2.2.1 Yacimiento	9
2.2.2 Arenas no consolidadas.....	10
2.2.3 Hidrocarburo	11
2.2.4 Petróleo	11
2.2.5 Gas natural	12
2.2.6 Agua de formación.....	12
2.2.7 Agotamiento.....	13

2.2.8 Recuperación primaria	13
2.2.9 Recuperación secundaria.....	15
2.2.10 Recuperación terciaria.....	15
2.2.11 Porosidad.....	15
2.2.12 Tipos de porosidad	16
2.2.13 Factores que afectan la porosidad	19
2.2.14 Saturación.....	19
2.2.15 Saturación irreducible (Swirr).....	20
2.2.16 Saturación residual (Sxr).....	20
2.2.17 Saturación de petróleo residual (Sor).....	20
2.2.18 Permeabilidad.....	21
2.2.19 Tipos de permeabilidad.....	22
2.2.20 Permeabilidad a dos fases	23
2.2.21 Correlación para la realización de las curvas de permeabilidad relativa ...	27
2.2.22 Relación Gas-Petróleo.....	29
CAPÍTULO III: MARCO METODOLÓGICO	31
3.1 Nivel de la investigación.....	31
3.2 Tipo de investigación	32
3.3 Población y muestra	32
3.4 Metodología	33
3.4.1 Revisión bibliográfica, recopilación de información y estudio de las bases teóricas que fundamentan las pruebas de agotamiento de presión.....	33
3.4.2 Adiestramiento en el laboratorio.....	33
3.4.3 Metodología experimental de trabajo.....	33

Recombinación del crudo	33
Secado de arena	44
Caracterización de muestras de núcleos y fluidos de yacimientos a ser empleados en las pruebas en el medio poroso	45
Preparación del agua sintética de formación	45
Diseño del diagrama del equipo para pruebas de agotamiento (equipo de desplazamiento de laboratorio)	47
Acondicionamiento de la celda portamuestra	49
Empaque de la arena	49
Determinación de la permeabilidad al gas (Kg)	50
Montaje y acondicionamiento del equipo de desplazamiento de laboratorio	50
Establecimiento de las condiciones de la prueba	52
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DE RESULTADOS	57
4.1 Caracterización de los fluidos y la arena	57
4.2 Caracterización del medio poroso	61
4.3 Agotamiento de presión	63
4.3.1 Experimento 1	63
4.3.2 Experimento 2	67
4.3.3 Experimento 3	74
CONCLUSIONES	83
RECOMENDACIONES	84
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	85
APÉNDICE	88

Apéndice A. Tabla y correlación para obtener el factor de compresibilidad.....	88
Apéndice B. Recombinación del crudo.....	90
Apéndice C. Cálculos y correlaciones para la obtención de la permeabilidad y la porosidad.....	94
Apéndice D. Cálculo tipo para la obtención de la relación gas petróleo	101
Apéndice E. Presiones tras cada punto de despresurización en las 3 pruebas	103
Apéndice F. Data y cálculos asociados a la generación de la curva de permeabilidad relativa gas petróleo.	105

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2. 1. Calidad del petróleo.	12
Tabla 2. 2 Calidad de la porosidad (Paris, 2009)	18
Tabla 3. 1 Composición del agua de formación.....	46
Tabla 4. 1 Composición físico-químico del agua de formación.....	57
Tabla 4. 2 Resultados de análisis SARA.....	58
Tabla 4. 3 Composición del gas del yacimiento	58
Tabla 4. 4 Composición de la mezcla de gases preparada	58
Tabla 4. 5 Propiedades roca-fluido de interés.....	60
Tabla 4. 6 Dimensiones de la celda portamuestra.....	61
Tabla 4. 7 Características de los 3 medios porosos.....	62
Tabla 4. 8 Tiempos de estabilización de la prueba 1 por caída de presión	64
Tabla 4. 9 Resultados de la prueba de agotamiento 1	64
Tabla 4. 10 Tiempos de estabilización por caída de presión de la prueba 2	68
Tabla 4. 11 Resultados de la prueba de agotamiento 2.....	68
Tabla 4. 12 Tiempos de estabilización por caída de presión de la prueba 3	75
Tabla 4. 13 Resultados de la prueba de agotamiento 3.....	76
Tabla 4. 14 Resumen de resultados de los 3 experimentos.....	80

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2. 1 Los yacimientos de hidrocarburos	10
Figura 2. 2 Porosidad efectiva, no efectiva y porosidad total	18
Figura 2. 3 Representación de la Ley de Darcy	21
Figura 2. 4 Modelo capilar en sistema mojado por agua	24
Figura 2. 5 Comportamiento típico del flujo de dos fases. Sistema mojado al agua. ...	25
Figura 2. 6 Relación Gas-Petróleo Instantánea	30
Figura 3. 1 Factor de compresibilidad de los gases Z	37
Figura 3. 2 Reactor utilizado para la recombinación del crudo	38
Figura 3. 3 Equipo utilizado para la inyección de crudo hacia el reactor	39
Figura 3. 4 Bomba ISCO.....	39
Figura 3. 5 Gasómetro utilizado para cuantificar el gas.....	40
Figura 3. 6 Vial usado para almacenar la muestra de crudo	42
Figura 3. 7 Arena impregnada de crudo.....	43
Figura 3. 8 Muestra en el dedal de celulosa	43
Figura 3.9 Equipo de limpieza de muestras de roca basado en el proceso de destilación-extracción Dean-Stark	43
Figura 3. 10 Horno de Secado.....	45
Figura 3. 11 Preparación de agua de formación sintética de formación	47
Figura 3. 12 Diagrama del equipo para pruebas de agotamiento	48
Figura 3. 13 Equipo de desplazamiento de laboratorio.....	51
Figura 3. 14 Etapas de una prueba de agotamiento de presión	52
Figura 4. 1 Roca total (% peso).....	59

Figura 4. 2	Minerales de arcilla en fracción < 2 micras	59
Figura 4. 3	Producción de crudo en función de la presión.....	65
Figura 4. 4	Factor de recobro de petróleo	66
Figura 4. 5	Comportamiento de la RGP	67
Figura 4. 6	Producción de crudo en función de la presión.....	70
Figura 4. 7	Factor de recobro de petróleo	72
Figura 4. 8	Comportamiento de la RGP	73
Figura 4. 9	Producción de crudo en función de la presión.....	77
Figura 4. 10	Porcentaje de recobro de petróleo.....	78
Figura 4. 11	Comportamiento de la RGP.....	79
Figura 4. 12	Curvas de permeabilidad relativa gas-petróleo del experimento 3.....	81

INTRODUCCIÓN

Existen diversas fuentes de energía en el mundo, pero son los combustibles fósiles, los que siguen encabezando la industria energética, siendo el petróleo el más importante de estos recursos, por lo que impera la necesidad de mantener la producción, llevando a las empresas del área a explorar nuevas fuentes de recursos (yacimientos no tradicionales), en este caso asociadas a crudos extrapesados, dado que las reservas de los yacimientos tradicionales de crudo mediano y liviano, se encuentran en su mayoría en una etapa productiva prácticamente agotada. Así pues, la producción de este tipo de crudo ha venido a representar un nuevo reto para la industria petrolera, ya que sus propiedades difieren en gran medida de los sistemas convencionales (tradicionales) ampliamente conocidos y estudiados.

En el caso particular de Venezuela, actualmente se manejan grandes acumulaciones asociadas a crudos pesados y extrapesados, ubicadas en la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), con aproximadamente 270.703 millones de barriles (MMBls) netos de crudo, de los cuales 2 MMBls corresponden a gas húmedo, 76 MMBls a crudo condensado, 1.609 MMBls a crudo liviano, 1.202 MMBls a crudo mediano, 8.299 MMBls a crudo pesado y 259.515 MMBls a crudo extrapesado, posicionándose con esto, como una de las mayores reservas probadas de crudo en el mundo. (PDVSA, 2015).

Es por ello que dada la demanda energética surge la necesidad de dirigir esfuerzos a fin de profundizar en la caracterización de dichos yacimientos, a través de la aplicación de técnicas confiables que brinden información certera del comportamiento de estos fluidos que permitan optimizar el aprovechamiento de la energía natural arrojando un pronóstico de la capacidad de producción en frío, y a su vez determinar cuándo se deben aplicar métodos de recuperación adicionales, entre otros aspectos.

En este trabajo, serán evaluadas propiedades de un sistema roca-fluido asociado a la FPO, entre las cuales destacan: porosidad, permeabilidad, densidad, viscosidad, saturaciones residuales de fluidos y relación gas petróleo, haciendo uso de un equipo de desplazamiento de laboratorio, con el propósito de emular el comportamiento real del yacimiento durante un proceso de producción en frío mediante una prueba de agotamiento de presión.

CAPÍTULO 1

EL PROBLEMA

1.1 Planteamiento del problema

Como es sabido, la explotación de los yacimientos de crudos pesados y extrapesados se ha convertido actualmente en una de las actividades de mayor relevancia para la industria petrolera, debido a que los yacimientos convencionales de crudos medianos y livianos se han ido agotando a nivel mundial.

La explotación de petróleo puede llevarse a cabo mediante recuperación primaria, secundaria o terciaria. La recuperación primaria es aquella obtenida por medio de la energía natural del yacimiento, esto es la expansión roca y fluidos, empuje por gas en solución, influjo de agua, capa de gas y drenaje por gravedad. Por otra parte, 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). Finalmente, la recuperación mejorada se refiere a aquellas técnicas que alteran las condiciones originales del yacimiento con el fin de prolongar la vida económica del mismo. (Álvarez, 2006)

Dado que lo más económico y práctico, entre otros aspectos, sería lograr el máximo aprovechamiento de la energía natural que posee el yacimiento, resulta de vital importancia conocer en qué momento el yacimiento ameritaría la aplicación de un mecanismo de recuperación mejorada de manera oportuna, es necesario entonces, estudiar el comportamiento del yacimiento desde las primeras etapas, lo cual permitiría caracterizar de manera apropiada el sistema así como su comportamiento ante el escenario de agotamiento de la energía natural, por lo que las pruebas de agotamiento de presión planteadas en esta investigación, contribuirían a predecir el comportamiento físico del yacimiento, garantizando una óptima planificación del proceso de explotación y a su vez aumentando la rentabilidad del mismo.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

Evaluar a través de una prueba de agotamiento el impacto de la caída de presión en la eficiencia de producción de un yacimiento asociado a crudo extrapesado.

1.2.2 Objetivos específicos

- Realizar el levantamiento de la información publicada relacionada con las diferentes metodologías experimentales para evaluar el agotamiento de presión en un medio poroso asociado a crudos extrapesados.
- Caracterizar muestras de núcleos y fluidos de yacimientos a ser empleados en las pruebas en el medio poroso (Arena, agua, gas y petróleo).
- Plantear metodología para ejecutar la caída de presión a través de pruebas dinámicas a condiciones de yacimiento.
- Ejecutar la caída de presión a través de pruebas dinámicas a condiciones de yacimiento.
- Evaluar el comportamiento de la relación gas-petróleo por caída de presión mediante la realización de pruebas de liberación flash.
- Estudiar la factibilidad de la generación de las curvas de permeabilidad relativa con la data generada durante la prueba de agotamiento.
- Analizar el comportamiento del sistema de yacimiento de roca no consolidada y crudo extrapesado a través del estudio de caída de presión.

1.3 Alcance de la investigación

Esta investigación persigue llevar a cabo la predicción del comportamiento de un sistema de yacimiento compuesto de arena no consolidada y crudo extrapesado, a través de una prueba de agotamiento de presión, considerando para ello, las condiciones de presión y temperatura originales del sistema, así como las caídas de

presión experimentadas en el mismo como consecuencia de su puesta en producción de manera natural, con lo que se pronostica un período de vida lucrativa del activo sin la implementación de ningún método de recuperación adicional, contribuyendo así mismo, a una optimización del plan de explotación.

1.4 Justificación

La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) posee una de las reservas de petróleo pesado y extrapesado más grandes del mundo, lo cual le da un potencial muy valioso al país, las empresas en operación tienen la necesidad de crear planes de explotación óptimos que permitan aumentar el factor de recobro de los yacimientos, para ello es indispensable conocer el comportamiento de los yacimientos durante su recuperación primaria.

Así mismo, la generación de las curvas de permeabilidad relativa que se plantea en esta investigación para el sistema de estudio (sistema de arena no consolidada crudo extrapesado) a partir de los datos experimentales de la prueba de agotamiento permitirá tener una visión de las propiedades de flujo a través del medio poroso.

De esta manera, se podrá conocer el comportamiento del sistema, siendo esto indispensable para evaluar la factibilidad económica de cualquier técnica o proyecto que se planifique realizar.

1.5 Limitaciones de la investigación

Entre los factores que afectan el desarrollo de esta investigación se pueden listar:

- Disponibilidad del crudo, se posee una cantidad limitada de este, y al agotarse, la prueba se verá detenida hasta que nuevas muestras sean solicitadas y estas se encuentren en las instalaciones de PDVSA-INTEVEP.

- Recombinación del crudo, la disponibilidad de los reactores a utilizar para recombinar crudo, es limitada por la cantidad de proyectos que requieren la utilización de estos equipos.
- Limpieza de la arena, debido a la cantidad de arena requerida para la realización de la prueba y la disponibilidad de los equipos de limpieza, este proceso limita el comienzo de la misma.
- Preparación del agua de formación, disponibilidad de las sales necesarias para preparar el agua sintética de formación que será utilizada para la saturación de la celda.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes de la investigación

Huerta, M. (1995) realizó un experimento de agotamiento natural para evaluar aisladamente el efecto espumante de un crudo pesado de la Faja Petrolífera del Orinoco sobre el comportamiento de producción. Durante el mismo, saturó un empaque de la celda a presión y temperatura de yacimiento con crudo recombinado, cerrando uno de los extremos del empaque y efectuando el agotamiento de presión de dos maneras: Con una reducción drástica de presión a la salida del empaque (experimento rápido) y con una reducción controlada (experimento lento). En ambos, determinó la cantidad de gas y crudo producido durante la prueba de agotamiento natural. El comportamiento de presión en ambas pruebas fue seguido a través de seis transductores de presión colocados a lo largo del empaque.

En el experimento rápido obtuvo aproximadamente un 25% de recobro mientras que a través del experimento lento logró solo un 5% de recobro. Observó que, el comportamiento de producción depende de la forma en que se reduce la presión a la salida del empaque.

Con los resultados experimentales obtenidos con el experimento rápido, concluyó que la mejor forma de aprovechar el mecanismo de crudo espumante es someter el sistema a producción con alta caída de presión.

Rico, Chiaravallo y Andarcia (1998) realizaron un trabajo para comparar los resultados entre dos pruebas de agotamiento volumétrico en medio poroso. Realizaron dichas pruebas para cuantificar el comportamiento de presión, producción, relación gas-petróleo (RGP) y saturación móvil de gas. Las mismas fueron ejecutadas a tasa constante y a dos temperaturas diferentes. La primera a temperatura de yacimiento (60°C) y la segunda elevando la temperatura a 100°C.

Determinaron a través de los experimentos que el factor de recobro de la prueba realizada a mayor temperatura tiene un porcentaje adicional de 4%, debido al

aumento de la movilidad del petróleo como consecuencia del incremento de la temperatura. Por otro lado, observaron un comportamiento en la RGP muy similar en ambas pruebas, también apreciaron que la tasa de declinación de presión presentó una tendencia similar, a pesar de que los experimentos fueron iniciados a presiones distintas.

Andarcia, Camacho y Kamp (2000) realizaron cuatro pruebas de agotamiento volumétrico en un medio poroso. Representaron el sistema roca-fluido con arena de yacimiento de un determinado campo de la FPO, agua sintética de formación y crudo recombinado. Evaluaron el efecto de la tasa de agotamiento, la relación inicial de gas en solución y la saturación inicial de gas libre sobre el comportamiento de producción mediante empuje interno por gas en solución, compararon los resultados experimentales de las cuatro pruebas y estudiaron las diferencias que presentaron sistemas con diferentes valores en las variables anteriormente mencionadas. Pudieron apreciar que, la tasa de agotamiento era la única variable que afectaba significativamente la recuperación final dentro de los límites impuestos en la actividad realizada.

Amaya y Muñoz (2012) realizaron pruebas de agotamiento de presión, con las cuales estudiaron la influencia de la disminución de presión en la reducción de la permeabilidad por precipitación de asfáltenos.

Representaron el medio poroso a través de un tapón de núcleo real y el sistema fluidos-medio poroso fue acoplado dentro de un horno de calentamiento a la presión y temperatura de yacimiento, con unos lectores de diferenciales de presión entre la entrada y salida del mismo. Realizaron dos etapas de despresurización, la primera de 5700 a 4500 psia y la segunda de 5700 a 3450 psia. Para obtener la despresurización en cada etapa fueron disminuyendo la presión del sistema en intervalos de 50 lpc de presión y tomaron registro cada 200 psia hasta alcanzar la condición de presión pautada en cada etapa.

Después de interpretar los resultados de las pruebas experimentales concluyeron que, la cantidad de asfáltenos precipitados no genera cambios desfavorables en la

permeabilidad de la roca del sistema estudiado, observaron una mejora de la movilidad del crudo, lo cual conllevó a inferir en 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.

Muñoz, Amaya, Colmenares y Fonseca (2012) realizaron pruebas de agotamiento en núcleo con el propósito de determinar la influencia de la disminución de la presión en la reducción de la permeabilidad por la precipitación de asfáltenos. Emplearon un equipo de desplazamiento constituido por una celda porta-núcleo, cilindros contenedores de fluidos (agua, crudo y gas), sistema de medición de diferencial de presión, bombas de inyección y válvula de contrapresión para mantener la presión dentro del sistema. Las etapas de despresurización fueron de 5500 a 4800 psia y 4800 a 4300 psia. El agotamiento se llevó a cabo en etapas de 200 psia con intervalos pequeños de 50 psia a presión constante. Observaron una disminución del contenido de asfáltenos en solución y de la viscosidad del crudo. A través de los resultados experimentales concluyeron que la reducción de la permeabilidad por efecto de la adsorción de los asfáltenos prevalece sobre la disminución de la viscosidad del crudo para la primera etapa de despresurización. Sin embargo, no lograron establecer el mecanismo prevaleciente durante la segunda fase de despresurización, infirieron en que la presión dentro del núcleo cayó por debajo de la presión de saturación y eso afectó la medida de los diferenciales de presión.

2.2 Bases teóricas

A continuación se presentan una serie de conceptos teóricos que facilitan la comprensión de este trabajo.

2.2.1 Yacimiento

Un yacimiento se define como una unidad geológica de volumen limitado, porosa y permeable, capaz de contener hidrocarburos líquidos y/o gaseosos, a través de la cual estos fluidos pueden desplazarse para ser recuperados, bajo presiones existentes o

aplicadas externamente. Está constituido por dos elementos fundamentales: el medio recipiente y los fluidos almacenados en ese medio. En la figura 2.1 se muestra la distribución (Paris, 2009).

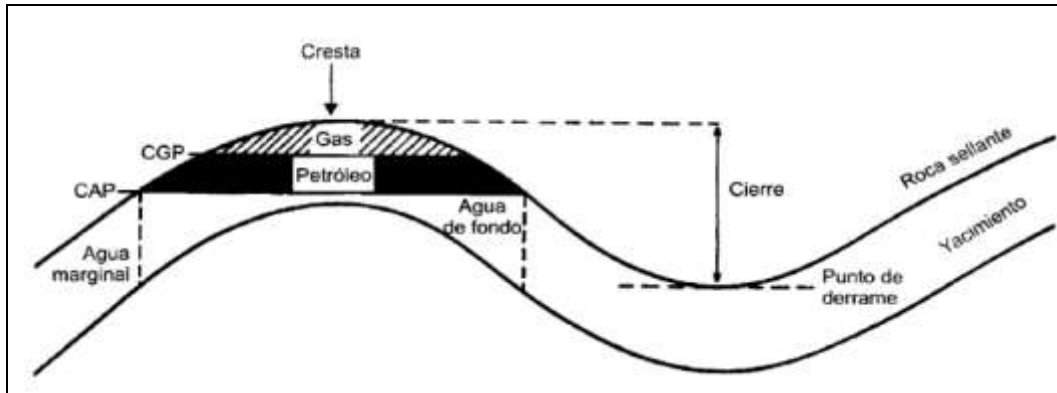


Figura 2. 1 Los yacimientos de hidrocarburos

Fuente: Paris (2009)

Los fluidos existentes en un yacimiento son: el agua y los hidrocarburos en estado líquido (petróleo) o en estado gaseoso (gas natural). El gas, por ser más liviano se entrapa en la parte más alta de la estructura, directamente por debajo de los hidrocarburos esta la zona de agua de fondo, la cual coincide generalmente con la superficie de un acuífero denominada contacto agua-petróleo, CAP. Cuando en una misma trampa se encuentran una acumulación segregada de gas y otra de petróleo, el límite entre ellas es una superficie teóricamente horizontal, el contacto gas-petróleo, CGP (Paris, 2009).

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, también se conoce con el nombre de arenas poco consolidadas. (Tarbuck & Lutgens, 1999)

2.2.3 Hidrocarburo

Un compuesto orgánico natural, que comprende el hidrógeno y el carbono. Los hidrocarburos pueden ser tan simples como el metano [CH₄], pero en muchos casos corresponden a moléculas altamente complejas y pueden presentarse como gases, líquidos o sólidos. Las moléculas pueden tener forma de cadenas, cadenas ramificadas, anillos u otras estructuras. El petróleo es una mezcla compleja de hidrocarburos. Los hidrocarburos más comunes son el gas natural, el petróleo y el carbón. (Schlumberger Oilfield Glossary, 2017)

2.2.4 Petróleo

Una mezcla compleja de compuestos de hidrocarburos naturales que se encuentran en las rocas. El petróleo puede variar entre sólido y gaseoso, pero el término se utiliza generalmente para hacer alusión al petróleo crudo líquido. Las impurezas, tales como el azufre, el oxígeno y el nitrógeno, son comunes en el petróleo. Además existe un grado considerable de variación en lo que respecta al color, la gravedad, el olor, el contenido de azufre y la viscosidad en los petróleos provenientes de áreas diferentes. (Schlumberger Oilfield Glossary, 2017)

Según la gravedad API los crudos petrolíferos se clasifican de acuerdo con la escala que se presenta en la tabla 2.1.

Tabla 2. 1. Calidad del petróleo.

Fuente: Araujo (2004)

Tipo de crudo	°API
Extrapesados	< 10,0
Pesados	10,0 – 22,3
Medianos	22,3 – 31,1
Livianos	31,1 - 39
Condensados	>39

2.2.5 Gas natural

Una mezcla natural de hidrocarburos gaseosos, que es altamente compresible y expansible. El metano [CH₄] es el componente principal de la mayor parte del gas natural (constituye un 85% de algunos gases naturales), con cantidades menores de etano [C₂H₆], propano [C₃H₈], butano [C₄H₁₀] y pentano [C₅H₁₂]. Además, pueden existir impurezas presentes en grandes proporciones, incluyendo dióxido de carbono, helio, nitrógeno y ácido sulfhídrico. (Schlumberger Oilfield Glossary, 2017)

2.2.6 Agua de formación

Es un fluido que normalmente se encuentra 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 volumen de la acumulación del petróleo y, por consiguiente, el volumen total de producción de agua también es mayor que la producción de petróleo.

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^- , SO_4^- y HCO_3^- aunque CO_3^- , NO_3^- , Br^- , I^- , BO_3^- y S^- a menudo están presentes. En estas salmueras tan complejas, pueden encontrarse con frecuencia rastros de más de 30 a 40 iones (Paris, 2009).

Las aguas connatas tienen la propiedad de flocular las arcillas. Por eso, cuando se encuentran arcillas en un yacimiento junto con agua de alta salinidad, éstas ocupan un espacio mínimo dentro de los poros. Si el agua de formación es reemplazada por agua dulce, las arcillas se hinchan y reducen el espacio poroso, incluso pueden llegar a eliminar por completo la permeabilidad a los fluidos. (Araujo, 2004).

2.2.7 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, 2017).

2.2.8 Recuperación primaria

La recuperación primaria es aquella obtenida por medio de la energía natural del yacimiento, esto es la expansión roca y fluidos, empuje por gas en solución, influjo de agua, capa de gas y drenaje por gravedad. (Álvarez, 2006)

De la recuperación primaria serán definidos solo los mecanismos de interés para el presente trabajo.

- **Expansión de fluidos y/o roca**

Ocurre cuando existe una sola fase, es el resultado combinado de la expansión de la roca y los fluidos. En el caso de yacimientos de petróleo el recobro es bajo (no mayor al 12%) debido a la baja compresibilidad del crudo (Co).

Se caracteriza por una rápida declinación de la presión y la RGP (Relación Gas-Petróleo) permanece constante hasta alcanzar el yacimiento la presión de burbujeo (Pb). A partir de ese momento se hace presente el empuje por gas en solución. (Mannucci, 2010)

- **Empuje por gas en solución**

Ocurre por la expansión del gas disuelto que sale de la solución cuando disminuye la presión, predomina cuando no hay otras fuentes naturales de energía como un acuífero o capa de gas.

Es de bajo factor de recobro de crudo (alrededor del 25%), excepto si el efecto gravitacional es de importancia. Sus principales indicadores son rápida declinación de la presión y de la tasa de producción. La relación gas-petróleo se eleva rápidamente por cierto período y luego baja también rápidamente. (Mannucci, 2010)

- **Drenaje gravitacional**

Es un mecanismo de producción en el cual la fuerza de gravedad empuja los hidrocarburos fuera del yacimiento.

La fuerza de gravedad está siempre presente en el yacimiento pero su efecto es mayor en yacimientos de gran espesor que tienen una buena comunicación vertical y en los que tienen un marcado buzamiento. El drenaje por gravedad es un proceso lento porque el gas debe migrar a la parte más alta de la estructura o al tope de la formación para llenar el espacio formalmente ocupado por el petróleo y crear una capa de gas. (Paris, 2001)

Un aspecto común a todos los mecanismos de agotamiento o de recuperación primaria es el hecho de que para que los mismos actúen debe existir una reducción de presión en el yacimiento. (Paris, 2001)

2.2.9 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, s. f.).

2.2.10 Recuperación terciaria

Existen otros procesos de desplazamiento los cuales se desarrollaron para cuando los procesos secundarios no resultan efectivos. Adicional a la inyección de energía al yacimiento, este proceso considera cambios en las propiedades de la roca (como la mojabilidad) o del fluido (como la viscosidad o la tensión interfacial). Sin embargo, el mismo proceso se considera para casos donde el recobro primario no se utilizó por el bajo potencial de recobro (Escobar, s. f.).

2.2.11 Porosidad

La porosidad representa el porcentaje del espacio total que puede ser ocupado por líquidos o gases. Dicha propiedad determina la capacidad de acumulación o de depósito de la arena y generalmente se expresa como porcentaje, fraccional o decimal. La porosidad es la característica física más conocida de un yacimiento de petróleo. (Rivera, 2004).

Usualmente está definida como la relación del volumen poroso y el volumen total del medio (Ecuación 2.1):

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_t} = \frac{V_t - V_s}{V_t} \quad \text{Ec. (2.1)}$$

Donde:

\emptyset = Porosidad (adimensional)

V_p = Volumen de poroso (cm^3)

V_t = Volumen total (cm^3)

V_s = Volumen de sólidos (cm^3)

La proporción de los espacios porosos en la roca depende del tamaño y empaquetamiento de los granos que la forman. Así, la porosidad es mayor en los sedimentos no consolidados (arena, grava) que en aquellos sometidos a litificación (areniscas, conglomerados), ya que la conversión de los sedimentos en roca sedimentaria origina la pérdida de la porosidad como consecuencia de la compactación (espacios destruidos debido a que los granos se aprietan entre sí) y la cementación (espacios llenos de material cementante para que los granos se junten) (Paris, 2009).

2.2.12 Tipos de porosidad

La porosidad de una roca yacimiento puede clasificarse según la comunicación de los poros que tiene que ver con el aislamiento que experimentan algunos poros cuando se forma la roca, proceso conocido como litificación. Esto es, a medida que se fueron depositando los sedimentos y las rocas se fueron formando, algunos de los espacios vacíos quedaron aislados de los otros debido a la excesiva cementación, mientras que otros quedaron interconectados (Paris, 2009). La porosidad se clasifica de la siguiente manera:

- **Porosidad absoluta o total:** se define como la razón entre el espacio poroso total y el volumen bruto. Se define en la ecuación 2.2.

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_t} = \frac{V_t - V_s}{V_t} \quad \text{Ec. (2.2)}$$

Donde:

\emptyset = Porosidad absoluta (adimensional)

V_t = Volumen total de la roca (cm^3)

V_s = Volumen neto ocupado por los sólidos o volumen de los granos (cm^3)

V_p = Volumen poroso (cm^3) (Paris, 2009).

- **Porosidad efectiva:** se define como el porcentaje del espacio poroso que se encuentra interconectado con respecto al volumen total de la roca, la cual se puede observar en la ecuación 2.3:

$$\emptyset = \frac{V_{pi}}{V_t} \quad \text{Ec. (2.3)}$$

Donde:

\emptyset = Porosidad (adimensional)

V_{pi} = Volumen poroso interconectado (cm^3)

V_t = Volumen total (cm^3)

La porosidad efectiva es la que se mide con la mayoría de los porosímetros, y es en realidad la que interesa para las estimaciones de petróleo y gas en sitio, ya que solo los volúmenes de hidrocarburos almacenados en los poros interconectados pueden ser extraídos parcialmente del yacimiento. Esta porosidad normalmente representa un 90% a 95% de la porosidad total (Paris, 2009).

En la figura 2.2 se muestran las porosidades antes descritas, además en la tabla 2.2 se muestra la calidad de la misma según su valor.

- **Porosidad no efectiva:** se refiere al espacio poroso no interconectado, por lo tanto es la diferencia que existe entre la porosidad absoluta y la porosidad efectiva.

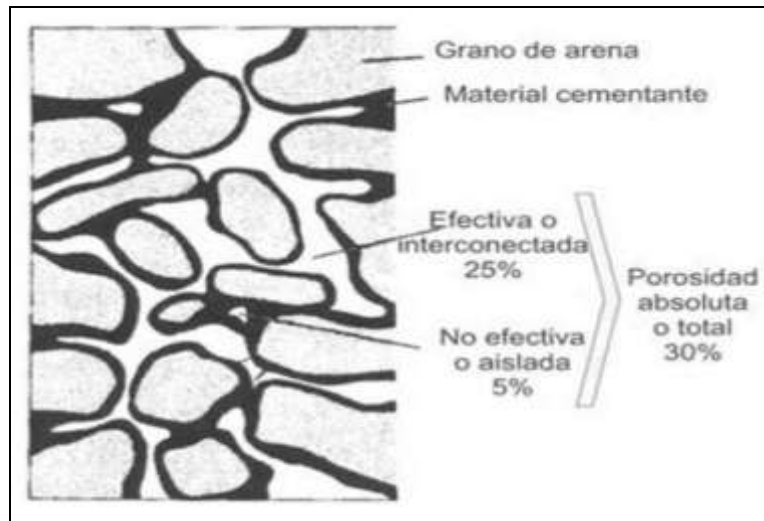


Figura 2. 2 Porosidad efectiva, no efectiva y porosidad total

Fuente: Paris (2009)

Tabla 2. 2 Calidad de la porosidad

Fuente: Paris (2009)

Calidad	Porosidad (%)
Muy buena	> 20
Buena	15 – 20
Moderada	10 – 15
Pobre	5 - 10
Muy pobre	< 5

Un yacimiento que posea una porosidad menor al 5% no se considera comercial, a menos que posea otros factores que la compensen, entre otros: fracturas, fisuras o grandes espacios vacíos (Paris, 2009).

2.2.13 Factores que afectan la porosidad

La porosidad se ve afectada por los siguientes factores:

- Escogimiento de los granos: mientras los granos de la roca sean más uniformes mayor será la porosidad.
- Arreglo de los granos: la simetría influye en el valor de la porosidad, mientras menos simetría exista más afecta la porosidad.
- Cementación: los granos están “pegados” entre sí mediante una cementación natural, esto resta el espacio poroso a ser ocupado por los hidrocarburos.
- Presencia de grietas y cavidades: son factores que favorecen la porosidad.
- Consolidación: la presión de sobrecarga de un estrato crea acercamiento entre las rocas. Mientras sea menor su efecto, mayor será el valor de porosidad (La Comunidad Petrolera, 2017).

2.2.14 Saturación

La saturación es el porcentaje del volumen poroso ocupado por un determinado fluido (La Comunidad Petrolera, 2017), y está definido en la ecuación 2.4 como:

$$S_{fluido} = \frac{V_f}{V_p} * 100 = \% \quad \text{Ec. (2.4)}$$

Donde:

S_{fluido} = Porcentaje del fluido que satura el espacio poroso (adimensional)

V_f = Volumen del fluido dentro del espacio poroso (cm³)

V_p = Volumen poroso (cm³)

Si se considera que básicamente el volumen poroso de una roca que contiene hidrocarburos, está saturada con petróleo, gas y agua ecuación 2.5 se tiene que:

$$S_w + S_o + S_g = 1 \quad \text{Ec. (2.5)}$$

Donde:

S_w = Saturación de agua (adimensional)

S_o = Saturación de petróleo (adimensional)

S_g = Saturación de gas (adimensional)

2.2.15 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 a las condiciones necesarias el agua no puede fluir por el sistema cuando se aplican diferencias de presión (La Comunidad Petrolera, 2017).

2.2.16 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, 2017).

2.2.17 Saturación de petróleo residual (S_{or})

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, 2017).

2.2.18 Permeabilidad

Es la propiedad que posee la roca para permitir que los fluidos se puedan mover a través de la red de poros interconectados. Es un factor muy importante en el flujo de los fluidos en un yacimiento, ya que representa la facilidad con que los fluidos se desplazan a través del medio poroso, no obstante, no existe una determinada relación de proporcionalidad entre porosidad y permeabilidad (Rivera, 2004).

La permeabilidad se mide en unidades Darcy, en honor al ingeniero hidráulico francés Henry Darcy, quien formuló la ecuación que lleva su nombre, la cual dice: “la velocidad del flujo de un líquido a través del medio poroso, debido a la diferencia de presión, es proporcional al gradiente de presión en la dirección del flujo” (Ver figura 2.3). En la industria petrolera, las normas API para determinar la permeabilidad (K) de las rocas definen permeabilidad como “el régimen de flujo en mililitros por segundo de un fluido de 1 centipoise de viscosidad que pase a través de una sección de 1 cm² de roca, bajo un gradiente de presión de una atmósfera (760mmHg) por centímetro cuadrado, y en condiciones de flujo viscoso” (Rivera, 2004).

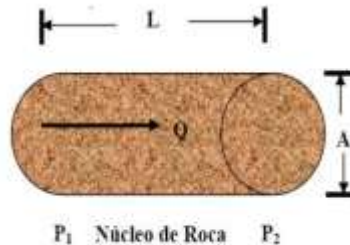


Figura 2. 3 Representación de la Ley de Darcy

Fuente: Rivera (2004)

La permeabilidad (K) se representa de la siguiente manera (Ecuación 2.6):

$$K = \frac{Q * \mu * L}{A * \Delta P} \quad \text{Ec. (2.6)}$$

Donde:

K = Permeabilidad (Darcys)

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

L = Distancia que recorre el fluido (cm)

A = Sección transversal (cm²)

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

Q = Tasa de producción (cm³/s)

2.2.19 Tipos de permeabilidad

Existen tres tipos de permeabilidad: absoluta, efectiva y relativa (Escobar, s. f.)

- **Permeabilidad absoluta:** es aquella permeabilidad que se mide cuando un fluido satura 100% el espacio poroso. Normalmente, el fluido de prueba es aire o agua.
- **Permeabilidad efectiva:** es la medida de la permeabilidad a un fluido que se encuentra en presencia de otro u otros fluidos que saturan el medio poroso. La permeabilidad efectiva es función de la saturación de fluidos, y por ende siempre las permeabilidades efectivas son menores que la permeabilidad absoluta. Se representa por K_o (permeabilidad al crudo), K_w (permeabilidad al agua) y K_g (permeabilidad al gas).
- **Permeabilidad relativa:** es la relación existente entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. Esta medida es muy importante en ingeniería de yacimientos, ya que da una medida de la forma como un fluido se desplaza en el medio poroso. La sumatoria de las permeabilidades relativas es menor de 1.0. A la saturación residual de crudo (S_{or}) o a la saturación de agua connata (S_{wc}) se tiene que $k_f \approx k_{abs}$. Si un 2-3 % de fase no mojante se introduce, esta entra en los poros grandes y se obstaculiza el flujo de la fase

mojante. Las permeabilidades de los fluidos que se pueden encontrar en un yacimiento son (Ecuaciones 2.7, 2.8 y 2.9):

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K} \quad \text{Ec. (2.7)}$$

$$K_{rw} = \frac{K_w}{K} \quad \text{Ec. (2.8)}$$

$$K_{rg} = \frac{K_g}{K} \quad \text{Ec. (2.9)}$$

Donde:

K = Permeabilidad absoluta (Darcy)

Kro = Permeabilidad relativa al petróleo (Adimensional)

Krw = Permeabilidad relativa al agua (Adimensional)

Krg = Permeabilidad relativa al gas (Adimensional)

Ko = Permeabilidad efectiva al petróleo (Darcy)

Kw = Permeabilidad efectiva al agua (Darcy)

Kg = Permeabilidad efectiva al gas (Darcy)

2.2.20 Permeabilidad a dos fases

La existencia de dos o más fluidos en una roca porosa requiere de términos como presión capilar, permeabilidad relativa y mojabilidad bien definida. Cuando solo existe un fluido, habrá solo un conjunto de fuerzas a ser considerada que es la atracción entre las rocas y el fluido. Cuando más de un fluido está presente, existen al menos tres fuerzas activas afectando la presión capilar y la movilidad. Es necesario considerar la fuerza interactuando en la interface de los fluidos inmiscibles que se encuentran en contacto. (Rivera, 2004)

La permeabilidad relativa se determina, por lo general, para sistemas bifásicos agua-petróleo y gas-petróleo, con agua connata inmóvil, y se representa gráficamente mediante un par de curvas comúnmente referidas como curva de permeabilidad relativa para la fase no mojante (K_{nm}) y curva de permeabilidad relativa para la fase

mojante (K_m). Cuando una fase mojante y otra no mojante fluye simultáneamente en un medio poroso, cada una de ellas siguen un camino separado y distinto de acuerdo con sus características mojantes, lo cual da como resultado la permeabilidad relativa para la fase mojante y la no mojante. Se considera el modelo capilar mostrado en la figura 2.4 se observa que las fuerzas capilares hacen que la fase mojante se encuentre dentro del espacio poroso cercano a las paredes, ocupando los canales de flujo de los poros más pequeños. Estos canales no contribuyen al flujo, y por lo tanto, la presencia de saturaciones bajas de la fase mojante afectará la permeabilidad de la fase no mojante solo hasta cierto punto (Paris, 2009).

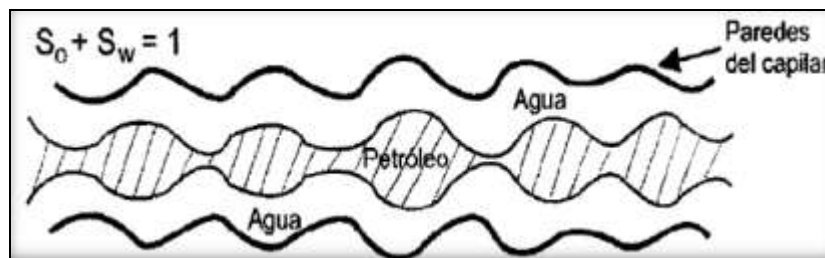


Figura 2. 4 Modelo capilar en sistema mojado por agua

Fuente: Paris (2009)

Si la fase no mojante se localiza en la parte central, ocupa el espacio poroso más grande, contribuyendo así al flujo del fluido a través del yacimiento y, por lo tanto, las bajas saturaciones de la fase no mojante podrán reducir drásticamente la permeabilidad de la fase mojante. La figura 2.5 presenta un par de curvas típicas de permeabilidades relativas para un sistema agua-petróleo, considerando el agua como la fase mojante.

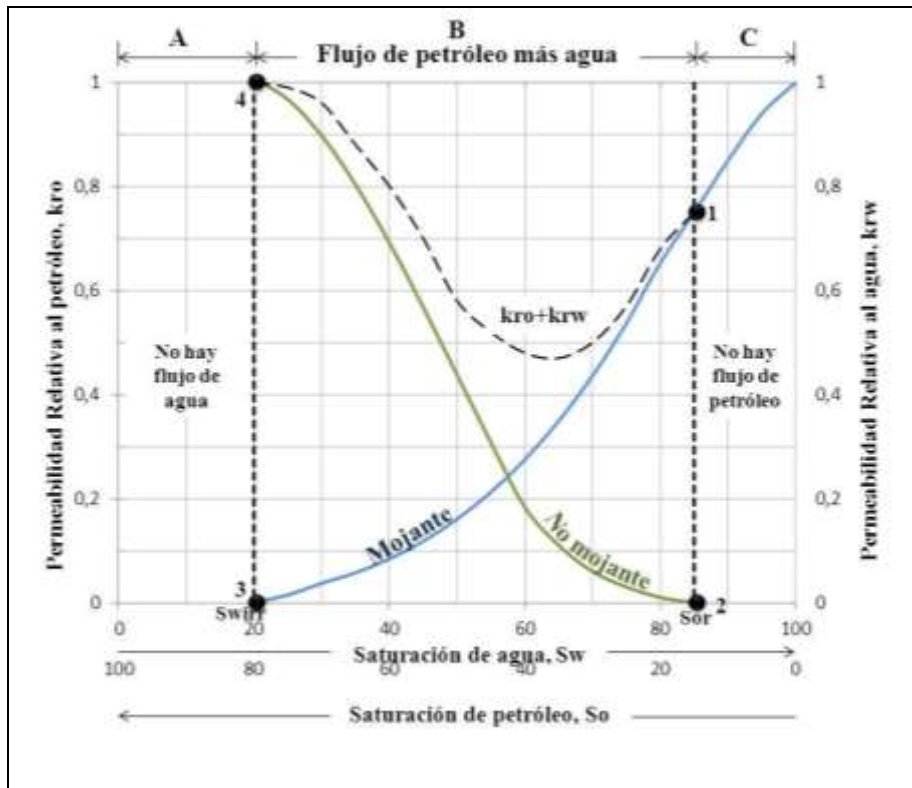


Figura 2. 5 Comportamiento típico del flujo de dos fases. Sistema mojado al agua.

Fuente: Paris (2009)

En la figura anteriormente mostrada se ilustran cuatro puntos de interés:

- **Punto 1:** en la curva de permeabilidad relativa de la fase mojanete muestra que una saturación pequeña de la fase no mojanete reducirá drásticamente la permeabilidad relativa de la fase mojanete. La razón de esto es que la fase no mojanete ocupa los espacios de los poros más grandes, lo cual facilitará el flujo de dicha fase.
- **Punto 2:** en la curva de permeabilidad relativa de la fase no mojanete muestra que esta comienza a fluir a saturaciones relativamente bajas.
En el caso de que ésta sea petróleo, la saturación en este punto se denomina saturación de petróleo crítica (S_{oc}).
- **Punto 3:** en la curva de permeabilidad relativa de la fase mojanete muestra que esta cesa de fluir a saturaciones relativamente grandes. Esto se debe a que dicha fase ocupa preferencialmente los espacios porosos más pequeños, donde

las fuerzas capilares son mayores. La saturación de agua en este punto se refiere como a saturación de agua irreducible (S_{wirr}) o saturación de agua connata (S_{wc}) (ambos términos son intercambiables).

- **Punto 4:** en la curva de permeabilidad relativa de la fase no mojante muestra que, a bajas saturaciones de la fase mojante, los cambios en la saturación de esta última tienen poco efecto en la magnitud de dicha curva. La razón es que, a bajas saturaciones, el fluido de la fase mojante ocupa los espacios porosos más pequeños y materialmente no contribuye al flujo, por lo tanto, al cambiar la saturación de éstos su efecto en el flujo de la fase no mojante es mínimo. Esto indica que una porción del espacio poroso disponible, aunque esté interconectado, contribuye poco a la capacidad conductiva de los fluidos. Este proceso puede visualizarse en reverso. En la figura anterior se ha considerado que la fase no mojante es el petróleo y la fase mojante es el agua. Las curvas mostradas, que son típicas para las fases mojante y no mojante, se pueden invertir para visualizar el comportamiento de un sistema donde el petróleo sea la fase mojante (Paris, 2009).

Además, existen 3 regiones características, zona A, zona B y zona C reflejadas en la figura anterior:

- **Región A:** representa el valor de la saturación de agua que varía desde cero a la saturación de agua irreducible (S_{wirr}) o saturación de agua connata (S_{wc}), valor mínimo de saturación de agua que se puede encontrar en un yacimiento.
- **Región B:** varía entre la S_{wirr} y $1-S_{or}$, mostrando la relación existente entre ambas fases, en esta zona la suma de la permeabilidad relativa al petróleo y la permeabilidad relativa al agua es menor que uno, ya que cuando hay dos fases inmiscibles en un medio poroso se obstaculizan el flujo entre ellas.
- **Región C:** representa la S_{or} , y muestra el petróleo que queda atrapado en la roca después de un flujo normal inmisible en un sistema agua/petróleo durante un proceso de desplazamiento.

A su vez, hay factores determinantes que ayudan a estudiar las curvas de permeabilidad relativa, uno de ellos es la saturación de la muestra, de ella depende si el proceso de desplazamiento será por drenaje o imbibición. En la figura anterior donde la fase mojante es el agua e inicia saturando la roca, los datos de permeabilidad relativa se obtendrán disminuyendo la saturación de la misma mientras fluye el fluido no mojante que en este caso es el petróleo, este proceso será llamado drenaje. Por el contrario, si los puntos de permeabilidad relativa se obtienen aumentando la saturación de agua, el proceso será llamado imbibición (Paris, 2009).

2.2.21 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, 2008).

Al referirse al crudo extrapesado asociado a yacimientos de arena no consolidadas son pocas las metodologías aplicadas con resultados satisfactorios. Es por esto que la pericia de Interacción Roca Fluido de PDVSA INTEVEP ha venido trabajando en el diseño de una metodología para la generación de curvas de permeabilidad relativa asociadas a este tipo de sistema, especialmente orientados a la Faja Petrolífera del Orínoco (FPO).

Para este trabajo en específico, de acuerdo al número y tipo de fases influyentes en el medio poroso han desarrollado varios métodos y correlaciones para la estimación de permeabilidades relativas. Sin embargo, algunas de estas correlaciones no representan de forma satisfactoria la dinámica de fluidos asociada a crudos pesados y extrapesados. Una correlación básica que es empleada para los cálculos de K_r en estos sistemas es la de Corey, indicada a continuación:

- **Correlación de Corey (Corey, 1954)**

Corey propuso algunas expresiones matemáticas para generalizar los datos de permeabilidades relativas.

Para el caso bajo estudio (sistema gas-petróleo), la construcción de la curva de permeabilidad relativa se llevará a cabo a partir de las fracciones de volumen de petróleo recolectado, lo cual permite la obtención de la saturación de petróleo, para posteriormente obtener la saturación efectiva de crudo (S_{oe}) de acuerdo a lo propuesto por Corey en 1954:

$$S_{oe} = \frac{S_o - S_{or}}{1 - S_{or}} \quad \text{Ec. (2.10)}$$

Donde:

S_{oe} = saturación efectiva de crudo en fracción (adimensional)

S_o = saturación de crudo en fracción (adimensional)

S_{or} = saturación de crudo residual en fracción (adimensional)

Posteriormente, se evalúan los valores de permeabilidad relativa al petróleo y gas respectivamente a través de las siguientes ecuaciones:

$$K_{ro} = (S_{oe})^{n_o} \quad \text{Ec. (2.11)}$$

$$K_{rg} = [1 - (S_{oe})]^{n_g} [1 - (S_{oe})^{m_g}] \quad \text{Ec. (2.12)}$$

Donde:

K_{ro} = permeabilidad relativa al crudo

K_{rg} = permeabilidad relativa al gas

n_o, n_g, m_g = parámetros de ajuste

Lo anteriormente mostrado, es un modelo para obtener experimentalmente de las pruebas de desplazamiento, los valores relacionados con las saturaciones de fluidos y a partir de éstos, haciendo uso de la correlación antes presentada, determinar las permeabilidades relativas al crudo y gas, respectivamente.

2.2.22 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 y Hawkins, 1977)

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

Gas en solución (a condiciones normales), generalmente en PCN, por unidad volumétrica de petróleo (a condiciones normales), generalmente BN. (Craft y Hawkins, 1977)

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

También se le conoce con el nombre de razón gas producido-petróleo o razón gas-petróleo de producción. Es la RGP producida (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. (Craft y Hawkins, 1977)

- **Relación Gas-Petróleo Acumulada (Rp)**

A veces denominada razón gas petróleo acumulativa. Es el resultado de dividir la cantidad de gas producida acumulada por la cantidad de petróleo producida acumulada, ambas a un mismo tiempo. (Craft y Hawkins, 1977).

En la figura 2.6 se representa el comportamiento de la Relación Gas-Petróleo Instantánea durante el agotamiento de presión.

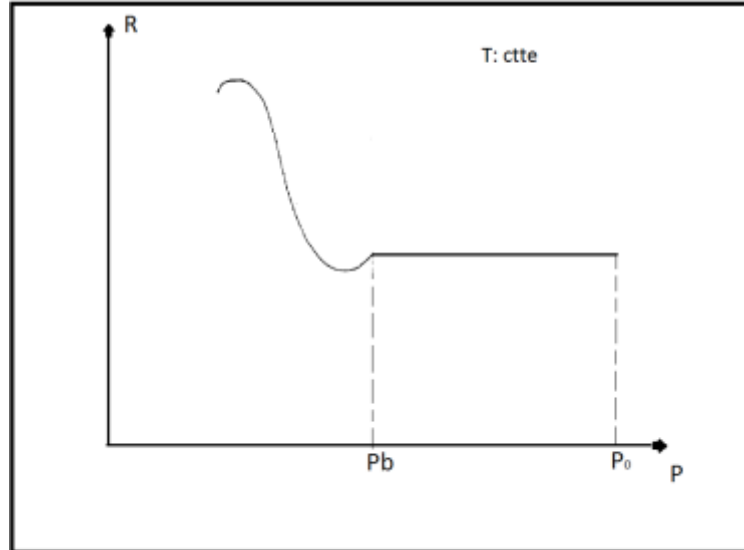


Figura 2. 6 Relación Gas-Petróleo Instantánea

Fuente: Rodríguez (1980)

Para presiones iguales o mayores a la presión de burbuja (P_b) se tiene una relación gas-petróleo instantánea (R) igual a la relación gas en solución-petróleo (R_s), porque el gas que se produce es solamente el que está disuelto en el aceite. Al bajar la presión de por debajo de la P_b , al principio el gas que se libera se queda en el yacimiento, por lo cual disminuye R . Una vez que se alcanza la saturación de gas crítica, el gas libre empieza a fluir, iniciándose el incremento de R hasta llegar a un máximo (Rodríguez, 1980).

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

En este capítulo se describe la metodología aplicada para el cumplimiento de los objetivos propuestos en el presente Trabajo Especial de Grado. El mismo comprende: la definición del nivel de investigación, del tipo de investigación, de la población y de la muestra, así como la descripción de la metodología experimental de trabajo.

3.1 Nivel de la investigación

Según Arias (1999), el nivel de la investigación se refiere al grado de profundidad con que se aborda un objeto o fenómeno. Según el autor, el nivel de investigación se clasifica de tres maneras:

- a) **Investigación exploratoria:** es aquella que se efectúa sobre un tema u objeto poco conocido o estudiado, por lo que sus resultados constituyen una visión aproximada de dicho objeto.
- b) **Investigación descriptiva:** consiste en la caracterización de un hecho o fenómeno con la finalidad de establecer su estructura o comportamiento.
- c) **Investigación explicativa:** se encarga de buscar el porqué de los hechos mediante el establecimiento de relaciones causa-efecto.

El presente Trabajo Especial de Grado constó de un nivel de investigación descriptivo ya que establece el comportamiento de un sistema de yacimiento de roca no consolidada y crudo extrapesado debido al impacto generado por la caída de presión en el mismo. Con la data obtenida a través las pruebas experimentales se pudieron conocer el comportamiento de la producción, la relación gas-petróleo, el factor de recobro y la curvas de permeabilidad relativa.

3.2 Tipo de investigación

Según Arias (1999), el tipo de investigación es la estrategia que adopta el investigador para responder al problema planteado. Según el autor, se clasifican de tres maneras:

- a) **Investigación documental:** es aquella que se basa en la obtención y análisis de datos, provenientes de materiales impresos u otros tipos de documentos.
- b) **Investigación de campo:** consiste en la recolección de datos directamente de la realidad donde ocurren los hechos, sin manipular o controlar variable alguna.
- c) **Investigación experimental:** consiste en someter a un objeto o grupo de individuos a determinadas condiciones o estímulos (variable independiente), para observar los efectos que se producen (variable dependiente).

Para el Trabajo Especial de Grado se desarrolló una investigación del tipo experimental ya que se sometió un sistema de yacimiento de roca no consolidada y crudo extrapesado proveniente de la Faja Petrolífera del Orinoco a caídas de presión (variable independiente) a través de pruebas dinámicas a condiciones de yacimiento, para conocer el comportamiento del sistema de estudio (variable dependiente).

3.3 Población y muestra

Según Arias (1999) la población o universo se refiere al conjunto para el cual serán válidas las conclusiones que se obtengan: a los elementos o unidades (personas, instituciones o cosas) involucradas en la investigación. La población objeto de estudio en esta investigación fue un determinado yacimiento de la Faja Petrolífera del Orinoco.

Según Arias (1999) la muestra es un subconjunto representativo de un universo o población. Para el Trabajo Especial de Grado la muestra fue representada por la arena no consolidada y los fluidos provenientes del yacimiento, los cuales en conjunto

permitieron representar el sistema de yacimiento de roca no consolidada y crudo extrapesado.

3.4 Metodología

Para llevar a cabo esta investigación, se planteó la siguiente metodología:

3.4.1 Revisión bibliográfica, recopilación de información y estudio de las bases teóricas que fundamentan las pruebas de agotamiento de presión

Se llevó a cabo la búsqueda de información relacionada con pruebas de agotamiento de presión, ya que para el cumplimiento de los objetivos planteados fue necesaria la creación de una base teórica que proporcionará la comprensión de todos los aspectos relacionados con la investigación, para ello se consultaron bibliografías, trabajos especiales de grado y el archivo técnico de PDVSA INTEVEP para la búsqueda de información en el área, desarrollada en Venezuela.

3.4.2 Adiestramiento en el laboratorio

Consistió en la familiarización con los procesos y equipos de medición en el laboratorio.

3.4.3 Metodología experimental de trabajo

- **Recombinación del crudo**

Se llevó a cabo el acondicionamiento de un crudo muerto (Crudo que debido a un cambio de presión y temperatura ha perdido todo gas asociado a él). La recombinación consiste en disolver una mezcla de 90% gas metano y 10% dióxido de carbono en el crudo muerto a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento

(570 psi y 50° C). El parámetro que se desea igualar a las condiciones de yacimiento es la Relación Gas – Petróleo (RGP) la cual posee un valor de 42 PCN/BN.

A continuación, se describe el procedimiento seguido para lograr este objetivo.

- Definición del volumen de crudo a recombinar

De acuerdo a las dimensiones del reactor se establece un volumen de crudo apropiado para su capacidad y en base al mismo, se procede a la determinación del volumen de gas necesario para alcanzar la RGP deseada.

- Definición del volumen de gas para la recombinación

En base a la RGP objetivo y el volumen de crudo definido se empleó la ecuación 3.1 de la cual se despejó el volumen de gas a condiciones normales ecuación 3.2 para posteriormente llevar este volumen a las condiciones de la mezcla mediante la ley de gases reales.

$$RGP = 5,6146 * \frac{V_i}{V_c} \quad \text{Ec. (3.1)}$$

$$V_i = RGP * \frac{V_c}{5,6146} \quad \text{Ec. (3.2)}$$

Donde:

V_i : volumen de gas a utilizar para la recombinación a condiciones normales (cm³)

V_c : volumen de crudo definido para la recombinación (cm³)

RGP: Relación Gas – Petróleo (PCN/BN)

Factor de conversión a PCN/BN = 5,6146

- Factor de compresibilidad del gas (Z)

Es calculado a través de las ecuaciones de Standing y Katz.

Se inició con el cálculo de la temperatura pseudocrítica y la presión pseudocrítica de la mezcla de gases mediante las ecuaciones 3.3 y 3.4 respectivamente.

$$T_{sc} = \sum_1^N y_i * T_{ci} \quad \text{Ec. (3.3)}$$

Donde:

T_{sc} : Temperatura pseudocrítica de la mezcla (°R)

y_i : Fracción molar (adimensional)

T_{ci} : Temperatura crítica del gas obtenida de la Tabla A.1, apéndice A (psia)

$$P_{sc} = \sum_1^N y_i * P_{ci} \quad \text{Ec. (3.4)}$$

Donde:

P_{sc} : Presión pseudocrítica de la mezcla (psia)

y_i : Fracción molar (adimensional)

P_{ci} : Presión crítica del gas obtenida de la tabla A.1, apéndice A (psia)

Como la mezcla contiene CO₂ se empleó el factor de corrección de Wichert y Aziz para la presencia de contaminantes, dicho factor viene dado por la ecuación 3.5.

$$F_{sk} = 120[(y_{CO_2} + y_{H_2S})^{0.9} - (y_{CO_2} + y_{H_2S})^{1.6}] + 15(y_{H_2S}^{0.5} + y_{H_2S}^4) \quad \text{Ec. (3.5)}$$

Donde:

F_{sk} : Factor de corrección por presencia de contaminantes (adimensional)

y_{CO_2} : Fracción molar de CO₂ (adimensional)

y_{H_2S} : Fracción molar de H₂S (adimensional)

Se corrigió la temperatura pseudocrítica y la presión pseudocrítica a través de las ecuaciones 3.6 y 3.7:

$$T_{sc}^* = T_{sc} - F_{sk} \quad \text{Ec. (3.6)}$$

Donde:

T_{sc}^* : Temperatura pseudocrítica de la mezcla corregida ($^{\circ}R$)

T_{sc} : Temperatura pseudocrítica de la mezcla ($^{\circ}R$)

F_{sk} : Factor de corrección por presencia de contaminantes (adimensional)

$$P_{SC}^* = \frac{P_{sc}(T_{SC} - F_{SK})}{T_{SC} + [y_{H_2S}(1 - y_{H_2S})F_{SK}]} \quad \text{Ec. (3.7)}$$

Donde:

P_{sc}^* : Presión pseudocrítica de la mezcla corregida (psia)

P_{sc} : Presión pseudocrítica de la mezcla (psia)

T_{sc} : Temperatura pseudocrítica de la mezcla ($^{\circ}R$)

F_{sk} : Factor de corrección por presencia de contaminantes (adimensional)

y_{H_2S} : Fracción molar de H_2S (adimensional)

Posteriormente se calculó la temperatura pseudoreducida y la presión pseudoreducida a través de las ecuaciones 3.8 y 3.9

$$T_{sr} = \frac{T}{T_{sc}^*} \quad \text{Ec. (3.8)}$$

Donde:

T_{sr} : Temperatura pseudoreducida de la mezcla (adimensional)

T : Temperatura de la mezcla de gases ($^{\circ}R$)

T_{sc}^* : Temperatura pseudocrítica de la mezcla corregida ($^{\circ}R$)

$$P_{sr} = \frac{P}{P_{sc}^*} \quad (3.9)$$

Donde:

P_{sr} : Presión pseudoreducida de la mezcla (adimensional)

P : Presión de la mezcla de gases (psia)

Psc*: Presión pseudocrítica de la mezcla corregida (psia)

Con estos dos valores (Psr y Tsr) se utiliza la Figura 3.1 para hallar el valor del factor de compresibilidad de la mezcla de gases (Z).

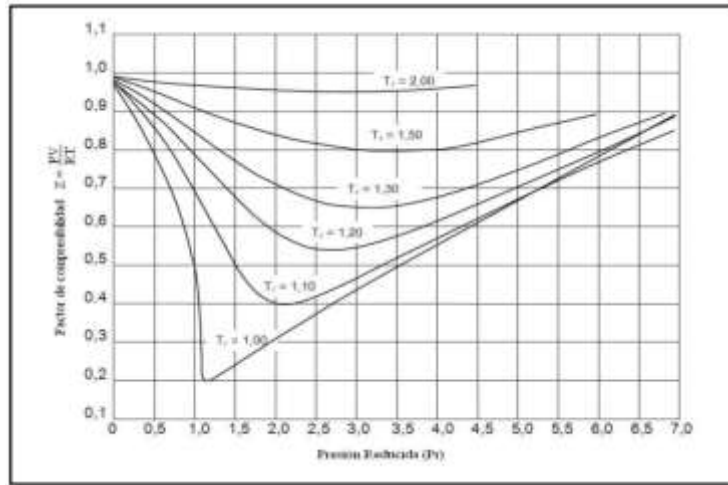


Figura 3. 1 Factor de compresibilidad de los gases Z

Fuente: Cengel (2008)

- Volumen de gas para la recombinación a condiciones de la mezcla

Debido a que la mezcla de gases estaba contenida en un cilindro a temperatura de laboratorio y presión de yacimiento se aplicó la ley de gases reales, mediante las ecuaciones 3.10 y 3.11 las cuales representan el gas a condiciones normales y a condiciones de la mezcla de gases respectivamente.

$$P_1 V_1 = Z_1 n_1 R T_1 \quad \text{Ec. (3.10)}$$

$$P_2 V_2 = Z_2 n_2 R T_2 \quad \text{Ec. (3.11)}$$

Partiendo del principio de conservación de la masa se generan 2 ecuaciones expresadas en términos del número de moles (n), y a su vez simplificando el factor R en cada una de ellas se obtiene la ecuación (3.12):

$$\frac{P_1 V_1}{Z_1 T_1} = \frac{P_2 V_2}{Z_2 T_2} \quad \text{Ec. (3.12)}$$

Como $Z_1 = 1$ (condiciones normales) y despejando el volumen del gas a condiciones de la mezcla (V_2), finalmente se obtiene la ecuación (3.13):

$$V_2 = \frac{Z_2 P_1 V_1 T_2}{P_2 T_1} \quad \text{Ec. (3.13)}$$

Donde:

V_2 : Volumen a condiciones de la mezcla de gases (cm^3)

V_1 : Volumen a condiciones normales, obtenido a partir del RGP del yacimiento (cm^3)

P_2 : Presión de la mezcla de gases (Psi)

P_1 : Presión a condiciones normales, (14,7 psi) según normas API.

T_2 : Temperatura de la mezcla de gases (K)

T_1 : Temperatura a condiciones normales, (288,71 K) según normas API.

Al calcular el volumen de gas a condiciones de la mezcla, se procede a inyectar los fluidos al reactor (Figura 3.2).



Figura 3. 2 Reactor utilizado para la recombinación del crudo

Fuente: Texeira (2010)

- Uso del reactor para la recombinación del crudo

Para la inyección del crudo se utilizó un cilindro pistón tipo Ruska envuelto en una manta de calentamiento (50 °C) además de cintas de calentamiento para las líneas de flujo (Figura 3.3) para facilitar la movilidad del mismo.



Figura 3. 3 Equipo utilizado para la inyección de crudo hacia el reactor

Fuente: Texeira (2010)

La inyección de crudo se controló a través de las bombas ISCO (Figura 3.4) tratando de no exceder la presión de inyección en un máximo de 3000 psi.



Figura 3. 4 Bomba ISCO

Se desmontó el cilindro y se inyectó el gas previamente almacenado en otro cilindro a una tasa de $0,01 \text{ cm}^3/\text{min}$ hasta alcanzar el volumen requerido para la recombinación del mismo siguiendo la metodología utilizada para la inyección de crudo, pero sin el uso de la manta de calentamiento.

Se dejó agitando el reactor durante 24 horas, para que ambos fluidos se mezclaran de una manera estable y a presión y temperatura constante (condiciones de yacimiento: 570 psi y 50°C).

Al finalizar el proceso de recombinación, se preparó el sistema para la realización de una prueba de liberación flash, y así corroborar que la recombinación alcanzó la RGP deseada.

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 (Figura 3.5) donde se mide su volumen.



Figura 3. 5 Gasómetro utilizado para cuantificar el gas

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.

Cálculos

✓ Corrección del volumen de gas (V_i):

Para calcular el RGP es importante llevar todos los valores obtenidos a condiciones de laboratorio a condiciones normales:

$$\frac{P_a V_a}{T_a} = \frac{P_i V_i}{T_i} \Rightarrow V_i = \frac{P_a V_a T_i}{P_i T_a} \quad \text{Ec. (3.14)}$$

Donde:

V_i : Volumen de gas, corregido a condiciones normales (cc)

V_a : Volumen de gas (medido en el gasómetro) (cc)

P_a : Presión del laboratorio (medida en el barómetro) (mmHg)

T_a : Temperatura de laboratorio (K)

P_i : 750,0617 mmHg según normas API

T_i : 288,71 K según normas API

✓ Cálculo del volumen de crudo (V_c):

$$M_c = M_{vf} - M_{vi} \quad \text{Ec. (3.15)}$$

$$V_c = \frac{M_c}{\rho_{\text{Crudo}}} \quad \text{Ec. (3.16)}$$

Donde:

M_c : masa del crudo recolectado en el vial (g)

M_{vf} : masa final del vial (g) (Figura 3.6)

M_{vi} : masa inicial del vial (g) (Figura 3.6)

ρ_{Crudo} : densidad del crudo (g/cc)



Figura 3. 6 Vial usado para almacenar la muestra de crudo

Fuente: Texeira (2010)

✓ Cálculo de la RGP

Se calcula aplicando la ecuación 3.1. Si al finalizar los cálculos, el valor de la RGP no es el esperado, se le debe agregar más gas o crudo al reactor dependiendo del caso y realizar el mismo procedimiento descrito anteriormente.

- **Limpieza de la arena**

Dado que la muestra de arena real de yacimiento (núcleo, figura 3.7) suministrada inicialmente se encuentra impregnada con crudo y fluidos de perforación es necesario realizar la limpieza de la misma para llevarla a condiciones originales. Para ello, una porción del núcleo es disgregada y separada en diferentes fracciones a fin de completar la cantidad de arena requerida para el empaque de la celda en la que se llevaría a cabo la prueba de desplazamiento. En este caso, la arena de yacimiento se coloca dentro de unos dedales de celulosa (figura 3.8) que retienen los granos y permiten la limpieza por reflujo de un solvente (figura 3.9). La metodología de limpieza seguida está documentada bajo el procedimiento ASTM G120-95.



Figura 3. 7 Arena impregnada de crudo



Figura 3. 8 Muestra en el dedal de celulosa



Figura 3. 9 Equipo de limpieza de muestras de roca basado en el proceso de destilación-extracción Dean-Stark

Fuente: Ureña (2011)

Las muestras de arena contenidas en los dedales de extracción son introducidas en el sistema conocido como “soxhlet”, que forma parte del sistema de destilación Dean-Stark, el cual va conectado a un balón de destilación, donde se coloca el solvente a utilizar (tolueno); a su vez, dicho balón se encuentra sobre una manta de calentamiento. 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 (soxhlet) 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 de arena de yacimiento. Este proceso de limpieza concluye cuando el líquido (solvente) que atraviesa la muestra (en este caso, ubicada en el dedal) antes de caer nuevamente al balón aforado es cristalino.

El proceso de limpieza tiene un rango de duración determinado en función del tipo de muestra, debido a que depende de la saturación y el tipo de fluido presente, así como de la estructura interna de la muestra de arena (porosidad y permeabilidad). En este trabajo, el proceso de limpieza (destilación-extracción) de las arenas tomó un promedio de 8 horas continuas.

- **Secado de arena**

Una vez que las muestras se encuentran libres de impurezas son colocadas dentro de un horno para eliminar cualquier cantidad de solvente que todavía esté presente en la muestra. El horno usado es un modelo Memmert UFP 800 (apreciación +/- 1°C) ajustado a una temperatura de 70°C. Para este proceso de secado se estipula un tiempo de 48 horas.

La figura 3.10 ilustra el horno utilizado.



Figura 3. 10 Horno de Secado

- **Caracterización de muestras de núcleos y fluidos de yacimientos a ser empleados en las pruebas en el medio poroso**

Una vez que se tuvo la arena limpia y seca, se recolectó una cantidad de esta, para someterla a un análisis mineralógico por difracción de rayos X, el cual se realizó siguiendo la norma ASTM C323.

El crudo fue sometido a un análisis SARA (Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfáltenos) bajo las normas ASTM D2007 e IP-143, el gas a cromatografía de gases siguiendo la norma ASTM D1945-14 y el agua de formación a análisis composicional bajo las normas ISO 11885, ASTM D4327-11 Y SMWW 2320B.

- **Preparación del agua sintética de formación**

Para la preparación del agua de formación se siguió el procedimiento establecido por los laboratorios de la Pericia Interacción Roca Fluido de PDVSA-INTEVEP el cual está basado en la Norma Internacional API 45 RP.

Se debe conocer la composición del agua original del campo, en la tabla 3.2 se muestra los gramos de las sales requeridas para la preparación de dos litros de solución de agua de formación sintética.

Tabla 3. 1 Composición del agua de formación

Sales	Gramos
NaHCO ₃	8.374
Na ₂ SO ₄	0.160
NaCl	2.489
CaCl ₂ x2H ₂ O	0.734
MgCl ₂ x6H ₂ O	0.853
BaCl ₂ x2H ₂ O	0.270

Se requiere de una balanza analítica, sales inorgánicas requeridas, una plancha de agitación magnética, un agitador magnético, un balón aforado, agua destilada y papel para pesar las sales.

Para la preparación de dos litros de agua de formación sintética, el método consiste en una disolución de las sales inorgánicas, en agua destilada previamente burbujeada con dióxido de carbono (CO₂), de acuerdo al siguiente orden de adición: bicarbonato de sodio, sulfato de sodio, cloruro de sodio, cloruro de calcio, cloruro de magnesio y carbonato de sodio. Al finalizar la disolución de las sales se afora con agua destilada hasta la marca de volumen final del balón (2 L), y se somete nuevamente la disolución a burbujeo constante con dióxido de carbono por 30 min más, para favorecer el equilibrio de las sales en solución y evitar la precipitación de los carbonatos.



Figura 3. 11 Preparación de agua de formación sintética de formación

Fuente: Carrero (2012)

- **Diseño del diagrama del equipo para pruebas de agotamiento (equipo de desplazamiento de laboratorio)**

Se define el diagrama del equipo utilizado para la prueba de agotamiento de acuerdo con ciertos criterios de modelos pre-existentes y anteriormente utilizados en este tipo de evaluaciones.

La figura 3.12 ilustra un diagrama representativo en donde se observan los arreglos y la interrelación de cada uno de los elementos que conforman al equipo.

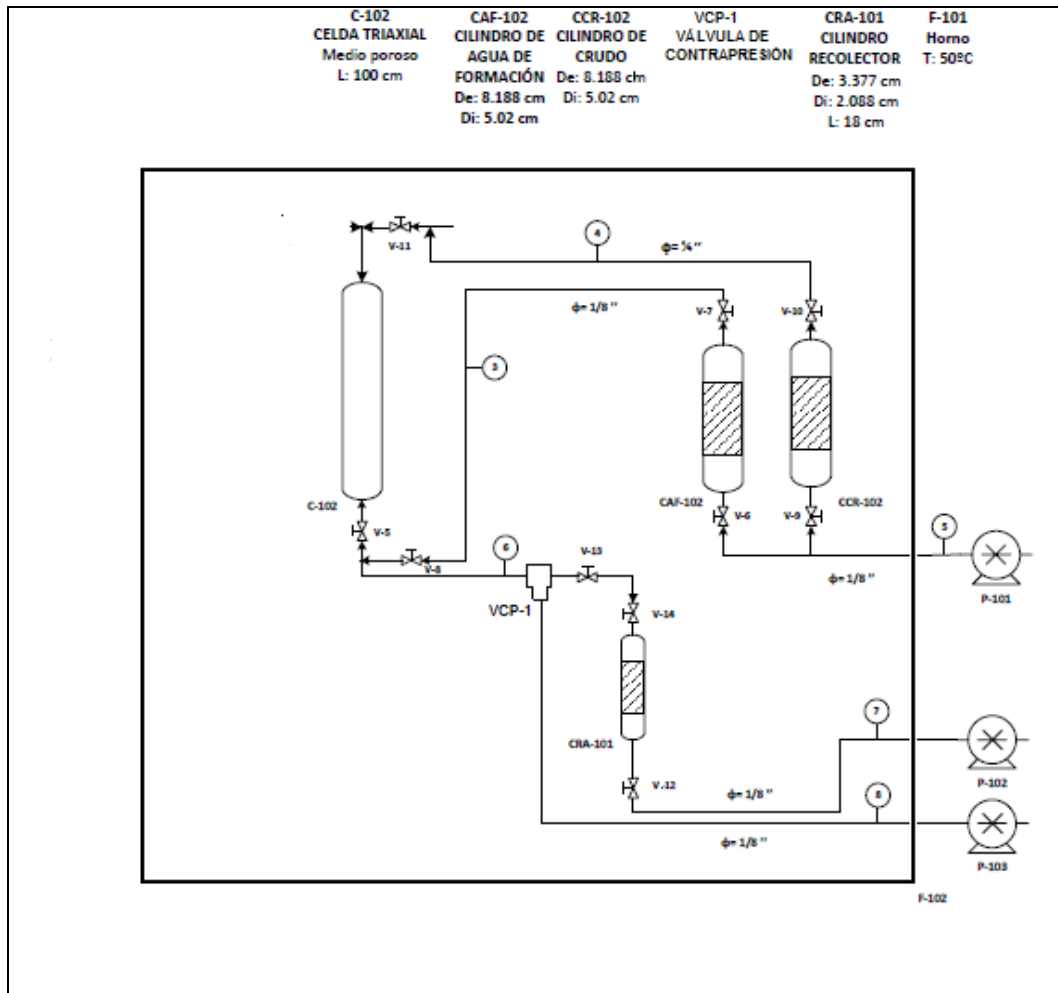


Figura 3. 12 Diagrama del equipo para pruebas de agotamiento

El equipo constó de una celda portamuestra en donde se representaría el medio poroso, cilindros recolectores para el almacenamiento de los efluentes, cilindros contenedores para almacenar los fluidos a inyectar en el medio poroso, un horno para suministrarle temperatura al sistema, bombas hidráulicas para controlar presiones, contabilizar volúmenes contenidos en los cilindros y controlar la inyección de fluidos, válvulas para controlar la dirección del flujo en el sistema, válvula VCP para un mejor control de la presión a la salida de la celda, manómetros para conocer presiones, líneas de flujo para conectar todo el sistema y permitir el desplazamiento de los fluidos a través de estas.

- **Acondicionamiento de la celda portamuestra**

Se preparó la celda para el empaque de la arena, para ello se verificó el estado de esta (tapas, conectores, válvulas y mallas).

Se le determinó la longitud de la celda empleando como instrumento de medición una cinta métrica y el diámetro interno de la celda fue determinado con un vernier.

Se procedió a colocar la celda en un soporte universal, se colocó la tapa del extremo inferior y se ajustó con un alicate de presión de cadena, se llenó la celda con agua destilada, se colocó la tapa superior y esta se ajustó de la misma manera que la inferior. Se realiza un test de fuga el cual consistió en conectar la tapa superior a una bomba de desplazamiento positivo para verificar que no existieran pérdidas en el sistema, para ello se incrementó la presión lentamente hasta un valor máximo de 1,5 veces la presión de trabajo.

Una vez que no fueron identificadas fugas en el sistema, se retiró el agua y se dejó secar la celda por un lapso de 4 horas en un horno con una temperatura mayor a los 50°C, en caso de que existan fugas se debe verificar el estado de las tapas y de las demás conexiones.

- **Empaque de la arena**

Para el empaque de la arena se emplearon porciones de 500gr, cada medida agregada se fue compactando con la ayuda de un embolo y un martillo de goma, se golpeó en las paredes de la celda con la misma intensidad y cantidad de golpes (10 golpes) para contribuir al arreglo uniforme de los granos.

Se repitió este paso hasta que la celda estaba 100% empacada con arena. Una vez empacada, se le colocó la tapa y se ajustó con el alicate de presión de cadena.

La masa se determina a través del recuento de la masa de arena utilizada durante el empaquetamiento de la celda.

- **Determinación de la permeabilidad al gas (Kg)**

Una vez que se tuvo la arena empacada dentro de la celda portamuestra, antes de incorporar la misma al equipo de desplazamiento de laboratorio, se realizó la prueba de permeabilidad absoluta al gas, para asegurar que el valor arrojado, sea el del yacimiento de estudio o muy próximo a este, logrando de esta manera que el medio poroso ubicado dentro de la celda emulara correctamente esta propiedad del yacimiento en cuestión.

Para la ejecución de esta prueba se hizo pasar a través del medio poroso un gas inerte (Nitrógeno) a diferentes tasas de flujo, las cuales generaron distintos diferenciales de presión, que fueron medidos mediante manómetros ubicados en la entrada y la salida de la celda. Posteriormente es obtenida la permeabilidad conociendo parámetros adicionales como longitud, área del medio poroso, viscosidad del fluido inyectado y basándose en el principio de la ley de Darcy que dice que la velocidad de avance de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional a la permeabilidad y al gradiente de presión e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido (De Ferrer, M. 2001 p.49). Fue elaborada una tabla de tasas de flujo (Q) y diferenciales de presión (ΔP), valores con los que se elaboró una gráfica de Q vs ΔP , la cual mostró una tendencia lineal cuya pendiente de recta de mejor ajuste representa la relación entre las tasas de flujo y el diferencial de presión.

Si el valor de la permeabilidad al gas (Kg) no se aproxima a la permeabilidad del yacimiento, se debe abrir la celda para realizar nuevamente el empaque. Una vez conseguido el valor esperado, la celda se encuentra lista para ser incorporada al sistema.

- **Montaje y acondicionamiento del equipo de desplazamiento de laboratorio**

En base al diagrama del equipo de desplazamiento se realizó el montaje del mismo y se acondicionó todo el sistema para ejecutar la prueba de agotamiento.

Se inició con el acondicionamiento del horno, se aseguró el óptimo funcionamiento del mismo, verificando que alcanzara la temperatura de trabajo y el correcto cierre de sus puertas.

Se realizó un test de fuga a los cilindros tipo pistón utilizados para el almacenamiento del agua sintética de formación y la recolección de los fluidos.

Una vez verificado el correcto funcionamiento de los cilindros, se procedió al ensamblaje y montaje del equipo, acoplando dentro del horno la celda portamuestra, el cilindro de crudo recombinedo, el de agua de formación sintética, una válvula de contrapresión en la salida de la celda y seguidamente un cilindro recolector como se ilustra en la figura 3.13.



Figura 3. 13 Equipo de desplazamiento de laboratorio

Todos los cilindros se conectaron en su extremo inferior a una bomba tipo jeringa, se integraron dos manómetros al sistema, uno conectado a la parte superior de la celda y uno a la parte inferior.

Los arreglos y la interrelación de cada uno de los elementos que conforman el equipo se realizó con el menor y más reducido número de conexiones, con el fin de disminuir el volumen muerto implicado.

Igualmente se agregaron solo las válvulas necesarias para controlar la dirección del flujo y restringir el mismo, así como para aislar la celda y los cilindros cuando fuese necesario.

- **Establecimiento de las condiciones de la prueba**

Las condiciones iniciales del ensayo se alcanzaron llevando a cabo procesos de desplazamiento en el medio poroso con la finalidad de tener el escenario que más emulara las condiciones reales del yacimiento para posteriormente ejecutar las caídas de presión a la salida de la celda. En esta etapa se trabajó con caudales de inyección de $0,1 \text{ cm}^3/\text{min}$, temperatura de 50°C y presión inicial de 200 psi por encima de la presión del yacimiento para garantizar el estado monofásico.

En la figura 3.14, se muestra un esquema de cada una de las etapas alcanzadas durante el experimento.

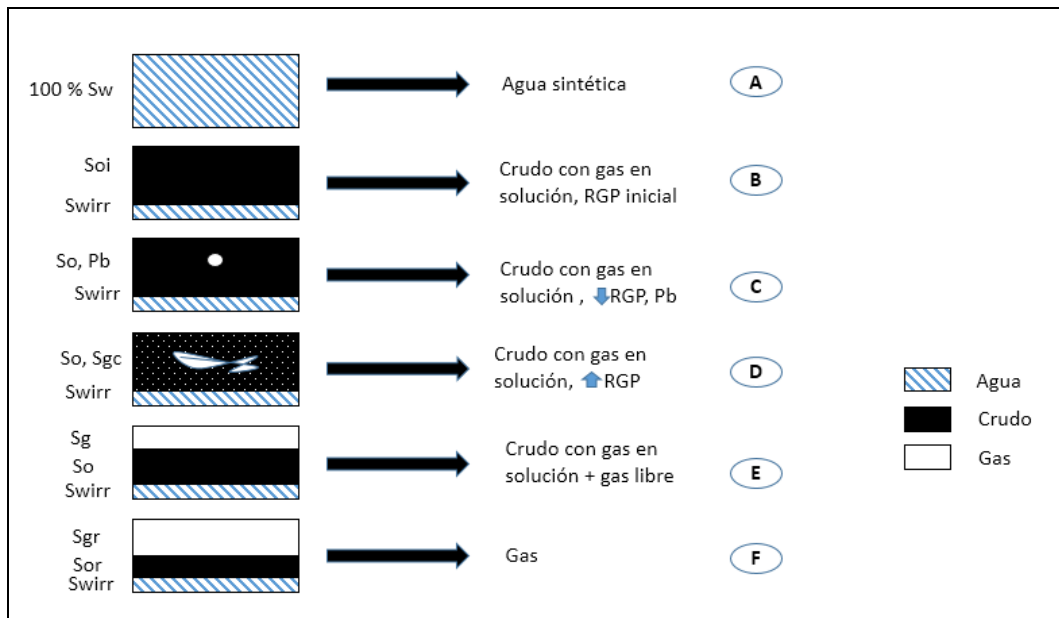


Figura 3. 14 Etapas de una prueba de agotamiento de presión

A continuación, se describe el paso a paso de la prueba de agotamiento:

- Manipulando las válvulas se inició la inyección de agua de formación sintética (contenida en uno de los cilindros tipo pistón del equipo de desplazamiento) hacia el interior de la celda, contabilizando los volúmenes inyectados y recolectados.
- El volumen poroso es equivalente al volumen inicial de agua, el cual se obtuvo al recolectar la primera gota de agua en el otro extremo de la celda, alcanzándose la S_{wi} (punto A, figura 3.14).

Para el cálculo de la porosidad se empleó la ecuación 2.3.

En donde el volumen total se calculó a través de las dimensiones de la celda, mediante la siguiente ecuación:

$$V_t = \pi * r^2 * h \quad \text{Ec. (3.18)}$$

Donde:

V_t = Volumen total (cm^3)

r = Radio interno de la celda (cm)

h = Altura de la celda (cm)

- Se establecieron las condiciones de las pruebas, con una presión constante de 800 psi y temperatura 50 °C.
- Se verificó que no se presentaran fugas de fluidos y que la presión se mantuviese constante.
- Se variaron las tasas de inyección de la bomba y se registraron los distintos diferenciales de presión originados para mediante la ley de Darcy determinar la permeabilidad al agua.

- Se manipularon las válvulas para iniciar la inyección de crudo.
- Se inició el proceso de inyección de crudo recombinado (contenido en el otro cilindro tipo pistón del equipo de desplazamiento) para desplazar el agua contenida en el volumen poroso de la muestra hasta producir únicamente crudo, recolectando a la salida del sistema una cantidad de crudo igual a tres veces el volumen poroso de la muestra para garantizar su saturación, simultáneamente se recolectó el agua desplazada utilizando el volumen para el cálculo de saturación de agua irreducible (S_{wirr}) y la saturación de petróleo inicial (S_{oi}) (Punto B, figura 3.14)
- Se cerró la salida de la celda, se inyectó crudo hasta que el sistema alcanzó la presión inicial de trabajo, y manipulando la bomba que controla la VCP (válvula de contrapresión) se generó una contrapresión igual a la presión actual de la celda.
- Se dejó estabilizar el sistema durante 24 horas, contabilizando el volumen de la bomba de inyección para corregir el valor de S_{oi} (saturación de petróleo inicial) y se cerró el suministro de crudo para dar inicio al agotamiento de la presión.
- Para iniciar con las caídas de presión que permitieron alcanzar las etapas que van del punto B al punto F ilustradas en la figura 3.14, se abrió la salida de la celda y se programó la bomba que controla la VCP para que disminuyera 1 psi por hora hasta alcanzar el límite inferior de la primera caída de presión, causando que parte del crudo contenido en el medio poroso se desplazara hacia el cilindro recolector.

- Se monitorearon los manómetros de entrada y de salida de la celda hasta que registraran aproximadamente la presión de la VCP, indicando que se ha estabilizado el sistema.
- Se registraron las lecturas de los manómetros y los valores de la bomba del cilindro recolector.
- Los volúmenes de los fluidos (petróleo y gas) contenidos en el cilindro recolector fueron desplazados hacia un vial previamente sellado y pesado, al cual se le conectó un gasómetro, para la medición del volumen de gas. Posteriormente el vial fue pesado mediante una balanza electrónica para cuantificar la masa de crudo muerto.
- Este procedimiento se repitió con cada una de las caídas de presión hasta agotar completamente la presión del sistema.

Es importante acotar que el tiempo de ejecución del ensayo dependió del tiempo de estabilización de las presiones dentro de la celda, las cuales fueron monitoreadas a través de los manómetros.

Toda la data de la prueba fue digitalizada, la cual está constituida por las dimensiones y propiedades petrofísicas del empaque, viscosidades de los fluidos, volúmenes de los fluidos desplazados y el diferencial de presión en cada uno de los puntos de recolección de muestra a la salida del sistema.

Fue calculada la RGP para cada caída de presión con la ecuación 3.17, donde el volumen de gas recolectado por el gasómetro a condiciones de laboratorio, fue llevado a condiciones normales según API, mediante la ecuación 3.14 y para determinar el volumen de crudo primeramente se calculó su masa a través de la ecuación 3.15, y posteriormente se aplicó la ecuación 3.16 para obtener su volumen.

La data experimental fue ingresada a la hoja de cálculo aplicando el método descrito en el marco teórico en el apartado correlación para la realización de las curvas de permeabilidad relativa para obtener las curvas correspondientes.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se presentan los análisis de los diferentes resultados obtenidos durante el desarrollo de la investigación.

A continuación, se mostrarán los resultados correspondientes a la caracterización de los fluidos, la arena y el medio poroso, así como los obtenidos del agotamiento de presión y la curva de permeabilidad relativa generada a partir de la data del agotamiento.

4.1 Caracterización de los fluidos y la arena

4.1.1. Agua de formación

El agua de formación fue caracterizada a través de un análisis composicional, con el objetivo de emplear el mismo para preparar el agua de formación sintética.

Se obtuvieron los resultados mostrados en la tabla 4.1

Tabla 4.1 Composición físico-químico del agua de formación

Especie	mg/L
Calcio, Ca ⁺⁺	70,00
Magnesio, Mg ⁺⁺	50,00
Sodio, Na ⁺	1331,00
Bicarbonato, HCO ₃ ⁻	2200,00
Sulfato, SO ₄ ⁼	49,40
Cloruro, Cl ⁻	786,00

4.1.2 Crudo

El crudo bajo estudio fue sometido a través de un análisis SARA (Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos). Obteniendo los resultados mostrados en la tabla 4.2.

Tabla 4.2 Resultados de análisis SARA

Saturados, S (%)	3
Aromáticos, A (%)	45
Resinas, R (%)	40
Asfaltenos, A (%)	12

4.1.3 Gas

Fue suministrada la composición original del gas del yacimiento la cual se muestra en la tabla 4.3, en base a esta se realizó la mezcla de gases a utilizar para la recombinación del crudo.

Tabla 4.3 Composición del gas del yacimiento

CH ₄ (% p/p)	90
CO ₂ (% p/p)	10

Una vez se obtuvo la mezcla preparada, se sometió la misma a una cromatografía de gases. La cual arrojó los resultados mostrados en la tabla 4.4.

Tabla 4.4 Composición de la mezcla de gases preparada

CH ₄ (% p/p)	89,30
CO ₂ (% p/p)	10,70

Con los resultados obtenidos se puede apreciar que la composición de la mezcla utilizada para la recombinación posee una variación con respecto a los valores originales bastante aceptable desde el punto de vista experimental, garantizando con esto que la mezcla de gases sea representativa del gas del yacimiento.

4.1.4 Arena

La arena proveniente del yacimiento, la cual pasó por un proceso de limpieza y secado como se describió en la metodología experimental, fue sometida a un análisis mineralógico por difracción de rayos X. A continuación, en las figuras 4.1 y 4.2, se muestran los resultados de dicho análisis.

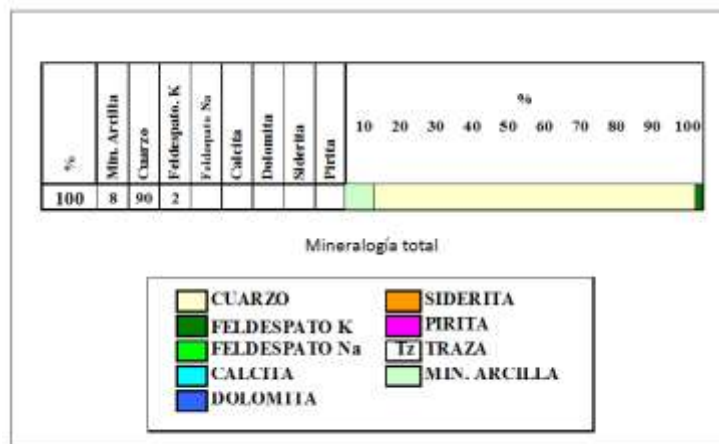


Figura 4. 1 Roca total (% peso)

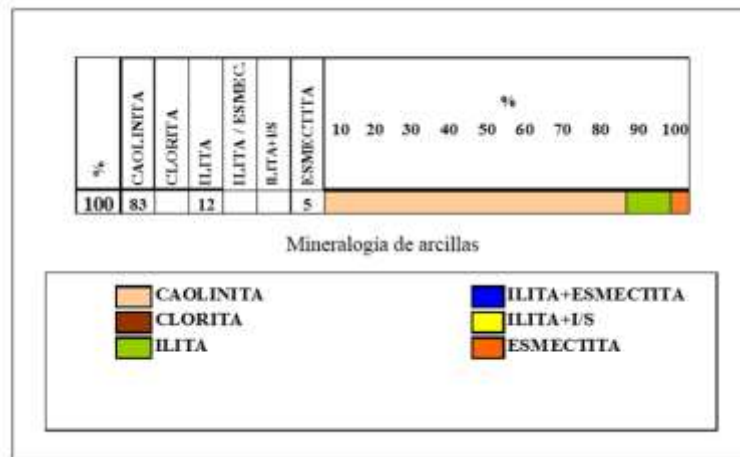


Figura 4. 2 Minerales de arcilla en fracción < 2 micras

El análisis realizado permitió identificar el porcentaje de minerales constituyentes para las muestras de arena del yacimiento de estudio. Del total de la roca (Figura 4.1) se tiene que los minerales presentes son 90% de cuarzo, 2 % feldespato potásico y un 8% de minerales arcillosos, divididos en un 83% de caolinita, un 12% de illita y un 5% de esmectita (Figura 4.2). Por ser la esmectita la única arcilla hinchable presente y debido al bajo porcentaje de la misma, se descarta el hinchamiento de arcillas como un factor influyente en el experimento.

Adicionalmente, fue suministrada una data con propiedades roca-fluido de interés para el presente experimento.

Estos valores son mostrados en la tabla 4.5:

Tabla 4.5 Propiedades roca-fluido de interés

Gravedad API del crudo a 60 ° F	8,25
Relación gas-petróleo RGP (PCN/BN)	42
Viscosidad del crudo vivo a 50 °C (cP)	10000
Densidad del agua (gr/cm ³) a 60 ° F	1,0010
Densidad del crudo (gr/cm ³) a 60 ° F	1,0125
Factor volumétrico de formación del crudo (BY/BN)	1,0432
Presión de burbuja Pb (Psi)	408
Porosidad (%)	24,62
Permeabilidad absoluta al gas (Darcies)	3,4
Permeabilidad absoluta al agua (Darcies)	1,38

Con los valores anteriormente mostrados se pudo conocer ciertas características de los fluidos utilizados, así como establecer rangos aceptables de porosidad y permeabilidad absoluta para la ejecución de las pruebas que fuesen representativos del yacimiento de estudio.

Debido a que no había una metodología preestablecida para este tipo de evaluación en crudos extrapesados se realizaron tres pruebas en busca de unos mejores resultados.

Dichas pruebas fueron ejecutadas de forma subsecuente, y para la realización de estas fueron realizados tres empaques de arena utilizando la misma celda portamuestra e incorporándola al sistema tal como se describe en la metodología experimental.

En la tabla 4.6 se muestran las dimensiones de la celda portamuestra.

Tabla 4. 6 Dimensiones de la celda portamuestra

Longitud (cm)	100
Diámetro interno (cm)	5,86

Los tres experimentos se llevaron a cabo bajo las mismas condiciones de trabajo, la diferencia entre ellos estuvo dada por los tiempos de estabilización del sistema y el sistema de contrapresión implementado para cada uno.

4.2 Caracterización del medio poroso

Las características de los medios porosos utilizados y las condiciones iniciales para realizar las pruebas experimentales se muestran en la tabla 4.7.

Tabla 4. 7 Características de los 3 medios porosos

M_p	M_a (gr)	V_p (cm ³)	Φ (%)	K_a (D)	K_g (D)	S_{wirre} (%)	S_{oi} (%)	POES (cm ³)	RGP_{ini} (PCN/BN)
1	3700	687,14	25,47	1,46	3,57	12,56	87,44	600,81	42,38
2	3685	677,80	25,13	1,37	3,32	11,91	88,09	597,08	42,38
3	3687	681,24	25,25	1,35	3,04	12,18	87,82	598,26	42,38

M_p = medio poroso

M_a = masa de arena utilizada

V_p = volumen poroso

Φ = porosidad

K_a = permeabilidad al agua

K_g = permeabilidad al gas

S_{wirre} = saturación de agua irreducible

S_{oi} = saturación de petróleo inicial

POES = petróleo original en sitio

RGP_{ini} = relación gas-petróleo inicial

Para los tres experimentos, se emularon las condiciones del yacimiento a estudiar, obteniendo valores representativos de permeabilidad y porosidad del yacimiento de estudio. (Ver tabla 4.5)

Como se puede observar los tres empaques presentaron valores de porosidad y permeabilidad similares, con un rango de variación bastante aceptable desde el punto de vista experimental.

La similitud en las características de los tres medios porosos utilizados en este trabajo, permite establecer comparaciones en los resultados de los experimentos.

En el apéndice C se encuentran los cálculos relacionados a la obtención de la permeabilidad y la porosidad.

4.3 Agotamiento de presión

A continuación, se muestran los resultados obtenidos durante la realización de los tres agotamientos de presión en el medio poroso, explicando detalladamente la evolución de la metodología base a medida que se fueron obteniendo los resultados de cada una de las pruebas.

Se dan a conocer los resultados generados a partir de los experimentos de agotamiento a fin de evaluar los efectos y fenómenos que se presentan durante la producción en frío tras la disminución de la presión. Los resultados presentados a continuación incluyen datos de presión de trabajo, producción de crudo, producción de gas, relación gas-petróleo (RGP) y factor de recobro, así mismo se presenta la curva de permeabilidad relativa construida a partir de los datos experimentales del agotamiento de presión.

Cabe destacar que para el caso de las presiones durante la ejecución de las pruebas de agotamiento, se evidenció una diferencia de presión entre el tope y la base de la celda de trabajo, motivo por el cual fue empleada la presión promedio para la elaboración de los gráficos, considerándose este valor como el más representativo del sistema. En el apéndice E son mostradas todas las presiones del sistema para cada experimento.

4.3.1 Experimento 1

Una vez establecidas las condiciones iniciales de la prueba (ver tabla 4.7), se dio inicio al agotamiento cuando la celda presentaba una presión promedio de 745 psi hasta alcanzar 12 psi en la misma. Siendo estas consideradas como la presión promedio inicial y final respectivamente para este experimento.

Esta prueba tuvo un tiempo de estabilización total de 10 horas.

En la tabla 4.8 son mostrados los tiempos de estabilización de la prueba por caída de presión.

Tabla 4. 8 Tiempos de estabilización de la prueba 1 por caída de presión

Nº de Flash	Presión estabilizada (psi)	Tiempo de estabilización cerrado (días)
1	705	2
2	594	2
3	366	2
4	312	2
5	12	2
Tiempo total de estabilización del experimento (horas)		10

Los resultados generados a partir de este agotamiento de presión son mostrados en la tabla 4.9.

Tabla 4. 9 Resultados de la prueba de agotamiento 1

Nº _f	P (psi)	M _{vi} (grs)	M _{vf} (grs)	M _c (grs)	V _c (cm ³)	V _{gr} (cm ³)	RGP (PCN/BN)	V _{cA} (cm ³)	FR (%)
1	705	89,33	90,16	0,83	0,82	7	41,21	0,82	0,14
2	594	90,16	91,36	1,20	1,19	9	36,51	2,00	0,35
3	366	91,36	93,97	2,61	2,58	22	41,16	4,58	0,81
4	312	93,97	98,69	4,72	4,66	109	112,91	9,24	1,63
5	12	90,84	91,10	0,26	0,25	1203	22334,20	9,49	1,65

Nº_f = número de flash

P = presión promedio final

M_{vi} = masa inicial del vial

M_{vf} = masa final del vial

M_c = masa de crudo recolectada en el vial

V_c = volumen de crudo recolectado en el vial

V_{gr} = volumen de gas recolectado en el gasómetro

RGP = relación gas-petróleo

V_{cA} = volumen de crudo acumulado

FR = factor de recobro

Cabe destacar que en esta prueba las caídas de presión fueron realizadas de forma manual, a través de la manipulación de la válvula ubicada en la salida de la celda portamuestra visualizando el comportamiento de la presión en los manómetros y contabilizando los volúmenes de crudo y gas recolectados para cada caída de presión. Este ensayo permitió mostrar el comportamiento del sistema al ser sometido a una despresurización abrupta, debido a que se generaban caídas de presión no controladas con la apertura de la válvula porque la salida quedaba expuesta a presión atmosférica, lo que además hacía imposible fijar la presión deseada y dejar produciendo el sistema hasta estabilizarse.

Para este agotamiento se obtuvo un total de volumen de crudo producido de $9,49 \text{ cm}^3$, representando esto un factor de recobro de 1,65 %.

En la figura 4.3 se muestra la producción de crudo en función de la presión.

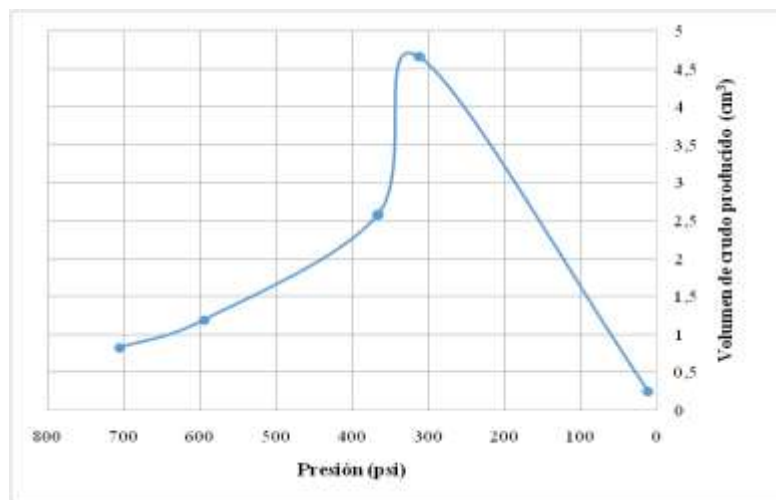


Figura 4. 3 Producción de crudo en función de la presión

En la figura 4.3 se visualiza el comportamiento de la producción de crudo durante el agotamiento de presión.

Se aprecia como la producción aumenta a medida que se va depletando la presión, alcanzando una producción máxima a los 312 psi. Estando por debajo del punto de burbuja ($P_b=408$ psi) el gas comienza a liberarse y tiende a expandirse creando un empuje que conlleva al aumento de la producción.

Se observa como el mayor aporte a la producción de crudo ocurre cuando las presiones descienden entre 366 psi y 312 psi, donde alcanza un máximo hasta que el sistema deja de producir crudo por la canalización del gas.

Además, en la figura 4.4 visualiza el comportamiento del factor de recobro de petróleo en términos de la presión.

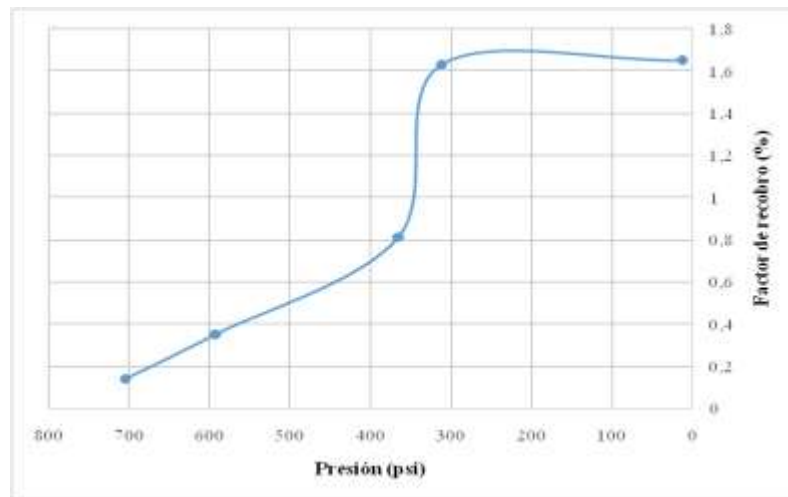


Figura 4. 4 Factor de recobro de petróleo

Se aprecia un aumento en el factor de recobro de crudo con el agotamiento de la presión. Presentándose los mayores valores entre el intervalo de presiones que va de 366 psi a 312 psi, rango en el cual se aporta aproximadamente el 50% del factor de recobro final observándose como a partir de la presión de 312 psi se mantiene casi constante hasta la finalización de la prueba alcanzando un recobro total de 1,65 %.

Adicionalmente en la figura 4.5 se muestra la evolución de la relación de gas-petróleo en función de la presión para este experimento.

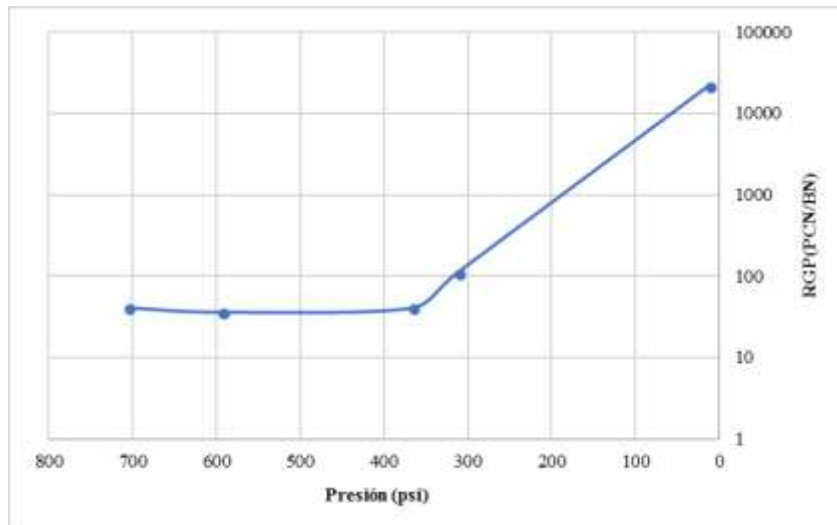


Figura 4. 5 Comportamiento de la RGP

En la figura 4.5 se observa como la RGP tiende a conservar un valor similar al de la RGP inicial para los tres primeros puntos de la prueba (705, 594 y 366 Psi) y luego se aprecia que la RGP experimenta un aumento brusco por debajo de 366 psi, como resultado de la movilización del gas libre en el medio poroso, lo cual es análogo al incremento que se genera en el volumen de gas producido (Ver tabla 4.15).

La RGP tiende a conservar su valor inicial por debajo del punto de burbuja ($P_b=408$ psi), esto podría evidenciar un comportamiento espumante debido a las bruscas caídas de presión efectuadas, ya que un crudo espumante se caracteriza por permitir que las burbujas de gas formadas se muevan junto con el crudo manteniendo por más tiempo la RGP hasta alcanzar una saturación de gas que permita formar una fase continua de gas.

Se realizaron más evaluaciones para obtener resultados con una menor incertidumbre asociada.

4.3.2 Experimento 2

En busca de lograr un mejor control de la presión, se realizó una segunda prueba de agotamiento, en la cual se incorporó un cilindro recolector, conectado a una bomba

tipo pistón con la cual se lograron establecer caídas de presión de forma controlada en la salida de la celda.

Una vez establecidas las condiciones iniciales de la prueba (ver tabla 4.7), se dio inicio al agotamiento cuando la celda presentaba una presión promedio de 770 psi hasta alcanzar 11 psi en la misma. Siendo estas consideradas como la presión promedio inicial y final respectivamente para este experimento.

Esta prueba tuvo un tiempo total de estabilización de 18 días.

En la tabla 4.10 son mostrados los tiempos de estabilización de la prueba por caída de presión.

Tabla 4. 10 Tiempos de estabilización por caída de presión de la prueba 2

Nº de Flash	Intervalo de presión (psi-psi)	Tiempo de estabilización (días)
1	770-710	1
2	710-598	1
3	598-406	2
4	406-358	3
5	358-262	3
6	262-112	4
7	112-11	4
Tiempo total de estabilización del experimento (días)		18

Los resultados generados a partir de este agotamiento de presión son mostrados en la tabla 4.11.

Tabla 4. 11 Resultados de la prueba de agotamiento 2

N ^o _f	P (psi)	M _{vi} (grs)	M _{vf} (grs)	M _c (grs)	V _c (cm ³)	V _{gr} (cm ³)	RGP (PCN/BN)	V _{cA} (cm ³)	FR (%)
1	710	52,86	54,10	1,24	1,23	11	43,17	1,23	0,21
2	598	54,13	55,41	1,28	1,27	12	45,61	2,50	0,44
3	406	55,44	55,91	0,47	0,46	4	41,08	2,96	0,52
4	358	89,19	92,47	3,28	3,24	46	68,53	6,20	1,08
5	262	92,54	140,19	47,65	47,06	1332	136,63	53,27	9,31
6	112	92,4	152,94	60,54	59,79	1654	133,53	113,06	19,75
7	11	87,32	89,88	2,56	2,53	897	1711,39	115,59	20,20

N^o_f = número de flash

P = presión promedio final

M_{vi} = masa inicial del vial

M_{vf} = masa final del vial

M_c = masa de crudo recolectada en el vial

V_c = volumen de crudo recolectado en el vial

V_{gr} = volumen de gas recolectado en el gasómetro

RGP = relación gas-petróleo

V_{cA} = volumen de crudo acumulado

FR = factor de recobro

Es importante resaltar que los diferenciales de presión fueron generados estableciendo en la bomba la presión actual del sistema y programando la misma para disminuirla hasta alcanzar la caída de presión deseada como se especifica en la metodología experimental.

A pesar de haber logrado un mejor control de la presión en esta prueba, en ocasiones los pistones de los cilindros recolectores tendían a atorarse en las paredes del mismo por lo que se necesitó crear diferenciales de presión temporales que eran mayores a los de interés para iniciar su movimiento esto debido a la fricción que se generaba entre el pistón y las paredes. Una vez iniciado el movimiento se restablecía lo más pronto posible el diferencial de presión de interés.

Los diferenciales de presión temporales requeridos para iniciar el movimiento del pistón alcanzaron hasta 300 psi, lo que ocasionaba que momentáneamente el manómetro de la parte inferior de la celda mostrara como esta sección sufría una caída de presión mayor a la deseada, lo que podría ocasionar una liberación del gas en esta sección de la celda.

Con este experimento se obtuvo un total de crudo producido de 115,59 cm³, representando esto un factor de recobro de 20,20 %.

En la figura 4.6 Se muestra la producción de crudo en función de la presión

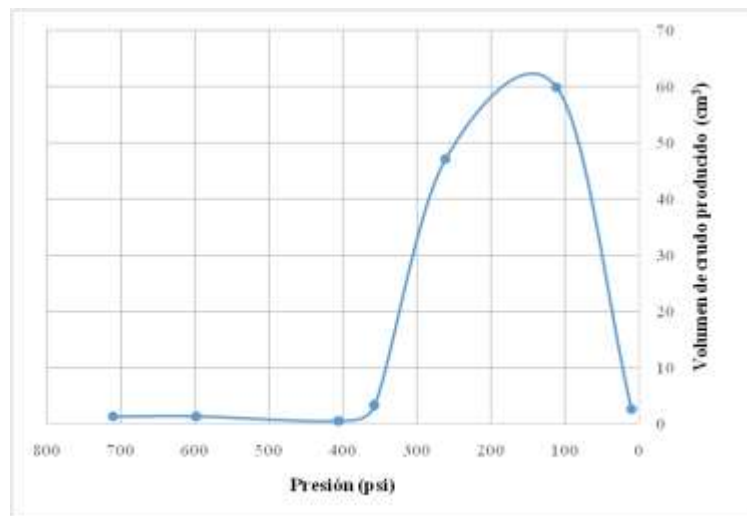


Figura 4. 6 Producción de crudo en función de la presión

En la figura 4.6 se aprecia que entre las dos primeras caídas de presión (710 psi y 598 psi), el aporte de crudo se mantiene casi constante y relativamente bajo (1,23 cm³ y

1,27 cm³). Luego para la siguiente caída de presión (598 psi a 406 psi) se observa un descenso en el aporte de crudo que llega a los 0,46 cm³.

Lo expuesto anteriormente es debido a que inicialmente la energía aportada para la producción proviene de la expansión de los fluidos (Agua y crudo), la cual se caracteriza por una rápida declinación de la presión lo que genera un bajo aporte en la producción.

En el intervalo comprendido entre 406 psi y 112 psi aumenta considerablemente la producción llegando a un máximo de 59,79 cm³, lo cual es atribuido a los mecanismos de producción que actúan en el sistema por debajo de la presión de burbuja (P_b=408 psi), inicialmente el gas liberado se expande y al alcanzar su saturación crítica parte de este comenzó a migrar al tope de la celda desplazando el crudo hacia la parte inferior de la misma por efecto del drenaje gravitacional, resultando esto en una acumulación de gas en la parte superior, la cual se iba expandiendo, contribuyendo al desplazamiento del crudo en conjunto con el drenaje gravitacional. Constituyendo esto a un aporte de energía adicional que permitía mantener la presión. Así como un mejor control de la presión que permitió el aprovechamiento de la energía.

Subsecuentemente a esto se aprecia una declinación drástica en la producción, siendo esto resultado del agotamiento de la energía.

Al igual que en el experimento anterior se observó un aumento de la producción con el agotamiento de la presión, logrando las mayores producciones para presiones menores a 400 psi en ambas pruebas. Sin embargo este experimento mostró mayores volúmenes de crudo producido, atribuyéndose esto a un mejor control de las caídas de presión y a los tiempos de estabilización.

A demás en la figura 4.7 se visualiza el comportamiento del factor de recobro de petróleo en términos de la presión.

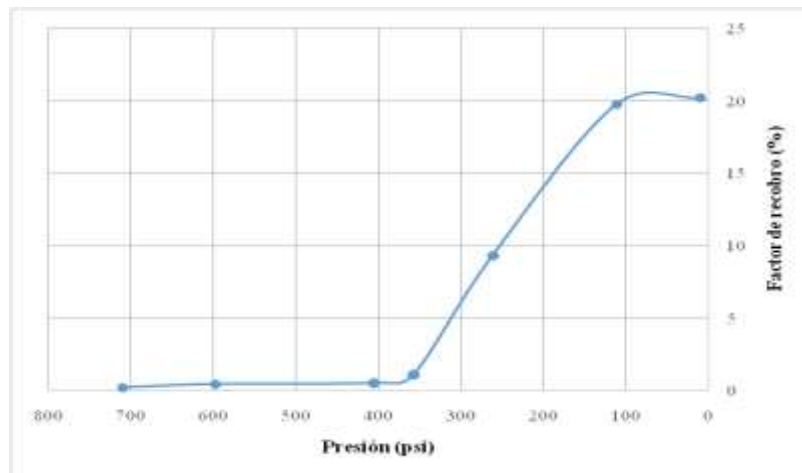


Figura 4. 7 Factor de recobro de petróleo

Con respecto al recobro final se observa un factor de recobro bajo en el intervalo de presión que va desde 710 psi hasta 358, aumentando para presiones por debajo de esta, hasta alcanzar un valor máximo de 20,20 %.

Los valores más altos de recobro son observados en los intervalos en los cuales intervienen como mecanismos de recuperación el gas en solución y el drenaje gravitacional en conjunto con una acumulación de gas en el tope de la celda. A diferencia del experimento 1 estos mecanismos de recuperación fueron aprovechados debido a un mejor control de la presión y a los tiempos de estabilización. Lo cual conllevó a que el presente experimento lograra un recobro considerablemente superior (20,20 %) al del experimento 1 (1,65 %).

Adicionalmente en la figura 4.8 se muestra la evolución de la relación de gas/petróleo en función de la presión para este experimento.

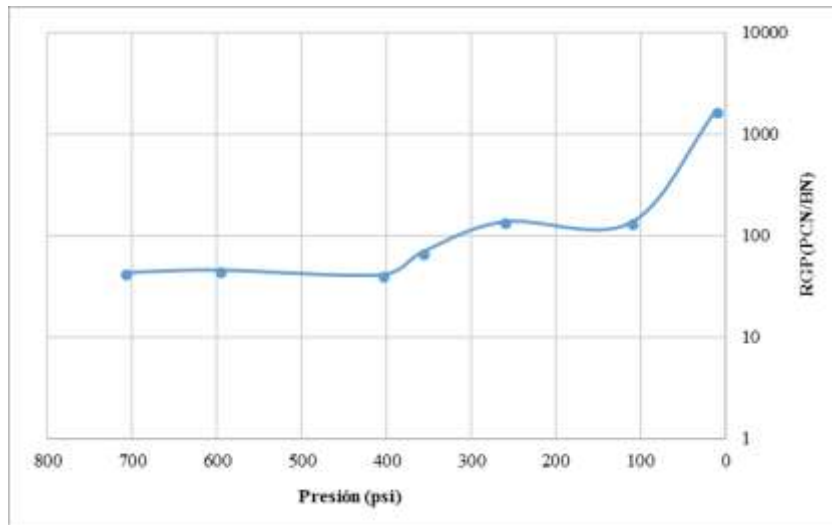


Figura 4. 8 Comportamiento de la RGP

En la figura 4.8 se aprecia como la relación gas-petróleo tiende a mantener un comportamiento constante en el intervalo de presión comprendido entre 710 psi y 406 psi, evidenciándose así el estado monofásico conservado en el mismo.

Este comportamiento en la RGP es característico del mecanismo al cual le fue atribuida la producción desde el inicio de la prueba hasta los 406 psi, validando así la expansión de los fluidos (Agua y crudo) como mecanismo de recuperación en este intervalo.

Para presiones por debajo de 406 psi se observa como la RGP empieza a aumentar producto de la movilización del gas liberado el cual se mueve hacia la salida de la celda y otra parte hacia el tope de la misma desplazando el crudo hacia la parte inferior de la celda por efecto del drenaje gravitacional.

Para este experimento la RGP presenta un comportamiento similar a la RGP del experimento anterior. Ambas muestran una tendencia a conservar la RGP inicial hasta que experimentan un aumento abrupto, la diferencia radica en el valor para cual se presenta dicho aumento, destacando que en el experimento 2 la RGP sufre el incremento brusco a una presión mayor (Por debajo de los 406 psi) que la del experimento 1 (Por debajo de los 366 psi), dando soporte al comportamiento

espumante interpretado en el experimento 1 generado por la brusca caída de presión que mantuvo la RGP por más tiempo.

4.3.3 Experimento 3

Para esta prueba fueron desincorporados los pitones que actuaban como mecanismo de contrapresión y reemplazados por una VCP (Válvula de contrapresión), esta fue controlada por una bomba tipo pistón la cual permitía establecer la contrapresión deseada en la salida de la celda como fue especificado en la metodología experimental de este Trabajo Especial de Grado.

Con esta válvula se logró controlar adecuadamente la presión, además fue eliminado el problema presentado con los pistones del cilindro recolector del experimento 2, ya que la válvula incorporada (VCP) posee un diafragma que se deforma cuando hay un delta de presión mayor a 0 Psi entre la salida de la celda y la contrapresión impuesta, creando así un canal que permite el paso del fluido sin requerir un desplazamiento constante para su funcionamiento como era en el caso del ensayo anterior.

Igual que en el experimento anterior estos deltas de presión fueron generados estableciendo en la bomba una presión inicial y programando la misma para disminuirla hasta el valor inicial del siguiente paso de presión como se especifica en la metodología experimental, la diferencia radica en que el levantamiento del diafragma era el que permitía la circulación de efluentes hacia un cilindro tipo pistón, el cual cumplió únicamente la función de contenedor ya que el mismo se encontraba a presión atmosférica. Solucionando así el atascamiento de los pistones y la necesidad de establecer deltas mayores a los deseados.

Una vez establecidas las condiciones iniciales de la prueba (ver tabla 4.7), se dio inicio al agotamiento cuando la celda presentaba una presión promedio de 770 psi hasta alcanzar 53 psi en la misma. Siendo estas consideradas como la presión promedio inicial y final respectivamente para este experimento.

Esta prueba se llevó a cabo en un tiempo total de estabilización de 94 días.

En la tabla 4.12 son mostrados los tiempos de estabilización de la prueba por caída de presión.

Tabla 4. 12 Tiempos de estabilización por caída de presión de la prueba 3

Nº de Flash	Intervalo de presión (psi-psi)	Tiempo de estabilización (días)
1	770-642	3
2	642-573	3
3	573-505	3
4	505-455	9
5	455-422	10
6	422-398	10
7	398-302	10
8	302-205	10
9	205-101	16
10	101-53	20
Tiempo total de estabilización del experimento (días)		94

Los resultados generados a partir de este agotamiento de presión son mostrados en la tabla 4.13.

Tabla 4. 13 Resultados de la prueba de agotamiento 3

N°_f	P (psi)	M_{vi} (grs)	M_{vf} (grs)	M_c (grs)	V_c (cm^3)	V_{gr} (cm^3)	RGP (PCN/BN)	V_{cA} (cm^3)	FR (%)
1	642	102,45	105,35	2,90	2,86	25	42,13	2,86	0,50
2	573	103,32	106,11	2,79	2,76	27	47,30	5,62	0,98
3	505	102,46	105,03	2,57	2,54	24	45,64	8,16	1,42
4	455	102,46	104,67	2,21	2,18	20	44,23	10,34	1,80
5	422	107,27	109,05	1,78	1,76	17	46,68	12,10	2,11
6	398	114,07	116,62	2,55	2,52	22	42,17	14,62	2,55
7	302	120,26	143,73	23,47	23,18	770	160,35	37,80	6,59
8	205	102,48	145,12	42,64	42,11	1571	180,07	79,91	13,93
9	101	102,58	181,15	78,56	77,59	810	50,39	157,50	27,47
10	53	102,54	127,48	24,93	24,63	918	179,94	182,13	31,76

N°_f = número de flash

P = presión promedio final

M_{vi} = masa inicial del vial

M_{vf} = masa final del vial

M_c = masa de crudo recolectada en el vial

V_c = volumen de crudo recolectado en el vial

V_{gr} = volumen de gas recolectado en el gasómetro

RGP = relación gas-petróleo

V_{cA} = volumen de crudo acumulado

FR = factor de recobro

Con este experimento se obtuvo un total de crudo producido de 182,13 cc, representando esto un factor de recobro de 31,76 %.

Adicionalmente en la figura 4.9 se muestra la producción de crudo en función de la presión.

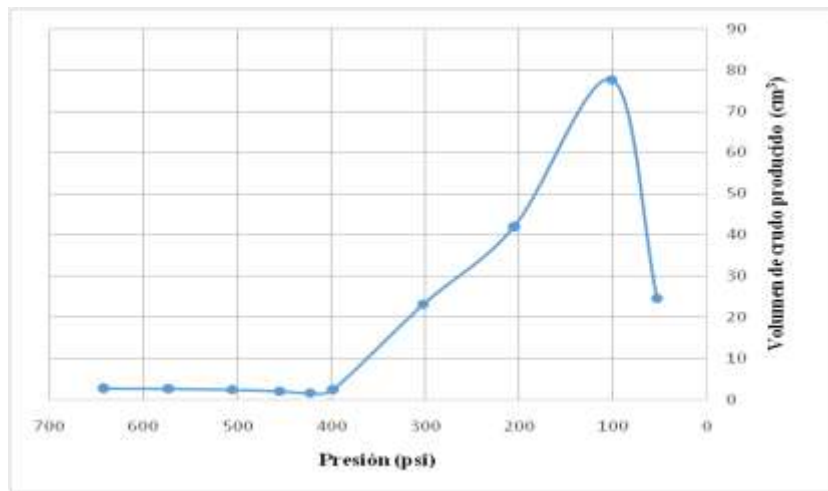


Figura 4. 9 Producción de crudo en función de la presión

En la figura 4.9 se observa el comportamiento de la producción de crudo a medida que se agota la presión, se aprecia como el intervalo que va desde 642 psi hasta 398 psi presenta un comportamiento casi constante, mostrando una producción baja con respecto a los puntos siguientes, lo cual es alusivo a la energía aportada por la expansión de los fluidos (Agua y crudo) la cual genera poco aporte a la producción. Subsecuentemente en el intervalo que va desde 398 psi hasta 101 psi se observa un incremento considerable de la producción de crudo, llegando a un máximo de 77,59 cc, lo cual es atribuido a los mecanismos de producción que actúan en el sistema por debajo de la presión de burbuja ($P_b=408$ psi), inicialmente el gas liberado se expande y al alcanzar su saturación crítica parte de este comenzó a migrar al tope de la celda desplazando el crudo hacia la parte inferior de la misma por efecto del drenaje gravitacional, resultando esto en una acumulación de gas en la parte superior, la cual se iba expandiendo, contribuyendo al desplazamiento del crudo en conjunto con el drenaje gravitacional. Constituyendo esto a un aporte de energía adicional que permitía mantener la presión. Así como un mejor control de la presión que permitió el aprovechamiento de la energía.

Luego se evidencia una caída de la producción en el intervalo que va de 101 psi a 53 psi como resultado del agotamiento de la energía.

La producción en este experimento presentó un comportamiento semejante al observado en la prueba 2, ya que en ambas pruebas la presión pudo ser controlada de manera similar, sin embargo, en el presente experimento se alcanzaron las mayores producciones atribuyendo esto a que esta prueba conto con los tiempos de estabilización más largo.

A demás en la figura 4.10 se visualiza el comportamiento del factor de recobro de petróleo en términos de la presión.

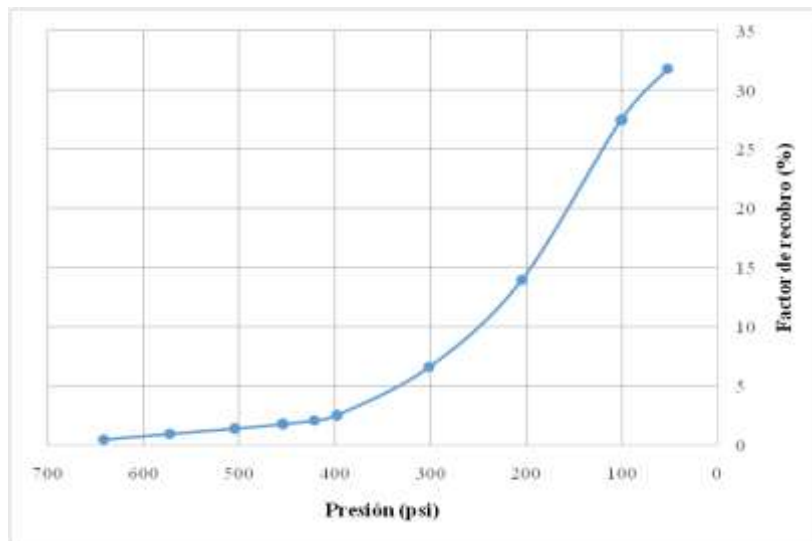


Figura 4. 10 Porcentaje de recobro de petróleo

En la figura 4.10 se observa un porcentaje de recobro bajo en el intervalo de presión que va desde 642 psi hasta 398 psi, aumentando considerablemente para presiones por debajo de esta, hasta alcanzar un valor máximo de 31,76 %.

Los valores más altos de recobro son observados en los intervalos en los cuales intervienen como mecanismos de recuperación el gas en solución y el drenaje gravitacional en conjunto con una acumulación de gas en el tope de la celda. Al igual que en el experimento 2 estos mecanismos de recuperación fueron aprovechados, pero se obtuvo en el presente experimento un recobro considerablemente superior

(31,76 %) al del experimento 2 (20,20 %) gracias a un mejor control de la presión y a mayores tiempos de estabilización.

Así mismo, en la figura 4.11 se muestra la evolución de la relación de gas/petróleo en función de la presión para este experimento.

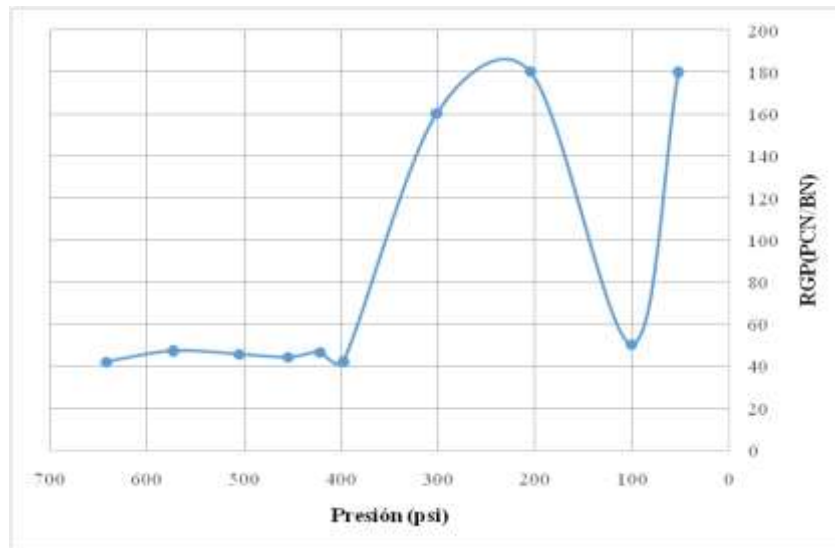


Figura 4. 11 Comportamiento de la RGP

En la figura 4.11 se aprecia como la relación gas-petróleo tiende a mantener un comportamiento constante en el intervalo de presión comprendido entre 642 psi y 398 psi, evidenciándose así el estado monofásico conservado en el mismo.

Este comportamiento en la RGP es característico del mecanismo al cual le fue atribuida la producción desde el inicio de la prueba hasta los 398 psi, validando así nuevamente la expansión de los fluidos (Agua y crudo) como mecanismo de recuperación en este intervalo.

Para presiones por debajo de 398 psi se observa como la RGP comienza a aumentar producto de la movilización del gas liberado el cual se mueve hacia la salida de la celda y otra parte hacia el tope de la misma desplazando el crudo hacia la parte inferior de la celda por efecto del drenaje gravitacional.

Al igual que en el experimento 2 la RGP se incrementa bruscamente alrededor de los 400 psi, lo que indica que la saturación crítica de gas es alcanzada rápidamente

cuando se está por debajo de la presión de burbuja ($P_b=408$ psi) descartando a través de la RGP un comportamiento espumante bajo estas condiciones de trabajo, a diferencia de lo observado en el experimento 1, en el cual esta tiende a mantenerse constante hasta los 366 psi, validando esto la formación de espumas en dicho experimento, provocada por los grandes diferenciales de presiones presentes durante el agotamiento de la misma.

En este experimento a diferencia del experimento 2 la RGP presenta una caída alrededor de los 100 psi, esto se le atribuye a tiempos de estabilización mayores en la prueba 3, los cuales permitieron que el gas libre migrara hacia el tope de la celda por un mayor tiempo, permitiendo el reacomodo del crudo en la parte inferior de la celda el cual ocupó los canales preestablecidos por el gas libre bloqueando así gran parte de la producción de gas, lo que permitió mantener la producción hasta alcanzar una presión alrededor de los 50 psi donde el gas alcanza nuevamente la salida de la celda y deja de ser efectivo como mecanismo de empuje.

Adicionalmente en la tabla 4.14 se muestra un resumen de los resultados obtenidos en los 3 experimentos.

Tabla 4. 14 Resumen de resultados de los 3 experimentos

Prueba N°	V_{ctp} (cm^3)	S_{or} (%)	FR (%)
1	9,49	86	1,65
2	115,59	71	20,20
3	182,13	61	30,76

V_{ctp} = volumen total de crudo producido

S_{or} = saturación de crudo residual

FR = factor de recobro

- **Curva de permeabilidad relativa gas-petróleo**

Debido a que la metodología aplicada para el experimento 3 fue considerada la más apropiada para la ejecución de una prueba representativa de un agotamiento de presión natural, la data obtenida fue utilizada para generar las curvas de permeabilidad relativa gas-petróleo, haciendo uso de la correlación de Corey, obteniéndose así la figura 4.12. Los datos y cálculos tipo para la generación de estas curvas son mostrados en el apéndice F.



Figura 4. 12 Curvas de permeabilidad relativa gas-petróleo del experimento 3

La figura 4.24 muestra las curvas de permeabilidad relativa gas-petróleo en las que se observa que el gas logra iniciar su movimiento desde bajas saturaciones ($S_{gc}=2,15\%$) mostrando que para pequeños aumento en la saturación del gas, la permeabilidad relativa al crudo (K_{ro}) desciende rápidamente lo que refleja como el gas va dejando el crudo atrás, hasta que es alcanzada la saturación de líquido residual ($S_{lr}= 72\%$)

punto en el cual el gas es el único fluido que se logra desplazar en el medio poroso por agotamiento natural de presión, alcanzando un factor de recobro final de 30,76 %. Cabe acotar que la gráfica está representada en función de la saturación de la fase líquida ($S_{wirr}+S_o$) partiendo de la condición de saturación de gas crítico al moverse de derecha a izquierda en el eje de las abscisas.

CONCLUSIONES

- Las pruebas realizadas evidenciaron que caídas de presión controladas y largos tiempos de estabilización conllevaron a un mejor aprovechamiento de la energía natural del sistema bajo estudio, lo que se ocasionó un incremento en la producción y por ende en el factor de recobro.
- Se realizó el levantamiento de la información relacionada con las metodologías experimentales para evaluar un agotamiento de presión en un medio poroso, permitiendo esto tener una visión general de las mismas lo cual jugó un papel fundamental para el desarrollo de las pruebas.
- Fueron caracterizadas las muestras de núcleos y fluidos de manera satisfactoria.
- Los resultados obtenidos con las tres metodologías utilizadas para ejecutar las caídas de presión pusieron de manifiesto que la incorporación de una válvula de contrapresión (VCP) al sistema proporciona un adecuado control de la presión en la salida celda, permitiendo esta establecer satisfactoriamente las caídas de presión deseadas.
- Estudiar el comportamiento de la RGP permitió verificar los mecanismos de recuperación primaria que actúan en los diferentes intervalos de presión, siendo estos expansión de los fluidos (agua y crudo), gas en solución y drenaje gravitacional.
- Rápidas caídas de presión conservaron la RGP constante para presiones por debajo de la presión de burbuja, lo cual podría interpretarse como un posible comportamiento espumante del crudo bajo estudio.
- Resultó factible la generación de las curvas de permeabilidad relativa con la data generada durante la prueba de agotamiento.
- En el sistema estudiado constituido por arena no consolidada y crudo extrapesado inicialmente subsaturado las mayores producciones fueron obtenidas para presiones por debajo de la presión de burbuja.

RECOMENDACIONES

- Realizar el experimento siguiendo la metodología propuesta en este trabajo estableciendo caídas de presión más pequeñas, con el fin de obtener una mejor definición de la curva de RGP y apreciar mejor el comportamiento de la misma.
- Hacer el estudio colocando la celda en posición horizontal para evaluar que tanto influyen las fuerzas gravitacionales en el sistema e incorporar varios sensores de presión a lo largo de toda la celda con el fin de obtener presiones promedio aún más representativa del mismo durante el experimento.
- Desarrollar un estudio que permita corroborar un posible comportamiento espumante del crudo bajo estudio.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Álvarez, C. (2006). *“Introducción a los mecanismos implícitos en procesos de recuperación mejorada”*. PDVSA-INTEVEP.

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.

Andarcia, L., Camacho, M., y Kamp, A. (2000). *Estudio experimental sobre el efecto de la tasa de agotamiento, relación inicial de gas en solución y saturación inicial de gas libre en el comportamiento volumétrico del crudo CI-210 del Campo Cerro Negro*. Los Teques: PDVSA-INTEVEP.

Araujo, Y.C. (2004). *Interacciones roca-fluido para yacimientos*. Segunda Edición. Los Teques: PDVSA-INTEVEP.

Arias, F. (1999). *El proyecto de investigación. Guía para su elaboración*. Tercera edición. Caracas, Venezuela: Editorial Episteme.

Bear, J. (1972). *“Dynamics of Fluids in Porous Media”*. Dover publications. Toronto

Cengel, Yunus. (2008) *Termodinámica*. Sexta edición. Mc Graw Hill.

Craft, B. y Hawkins, M. (1977). *“Ingeniería Aplicada de Yacimiento Petrolíferos”*. Madrid: TECNOS S.A.

Corey, A. T. (1954) *“The interrelation between gas and oil relative permeabilities”*

Escobar, F. (2000). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*

Glover, P. (2013). *Formation y Evaluation*

Halliburton. (s.f). *Recopilación técnica Ingeniería de Yacimientos*.

Huerta, M. (1995). *Resultados experimentales y simulación de pruebas de agotamiento natural con crudo MFB-317 de Hamaca de la trampa 15 del campo Bare de la Faja Petrolífera del Orinoco*. Los Teques: PDVSA-INTEVEP.

Labrador, E. y Peñaloza C. (2004) Modelaje de crudos espumantes en yacimientos de petróleo pesado. Tesis de pregrado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.

La Comunidad Petrolera. (2012). Recuperado el Noviembre de 2017, de <https://www.lacomunidadpetrolera.com/>

Mannucci, J. (2010). *Caracterización Física de Yacimientos*. Venezuela: Mannyron Consultores.

Márquez, R., Díaz, L. y Cabrera, M. (2014) “*Methodology for Determining Relative Permeability Curves in unconsolidated systems in heavy and extra heavy oils*”. HOLA 2014 Memory, HOLA14-128. Margarita-Venezuela.

Meaño, A. (2012). *Determinación experimental en crudos espumantes de la Faja Petrolífera del Orinoco, del rango de la pseudo presión de burbuja y su efecto sobre las variables termodinámicas*. Tesis de pregrado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.

Muñoz, M., Amaya, I., Colmenares, R., y Fonseca, 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 San Juan, Pozo MUC-135*. Los Teques: PDVSA-INTEVEP.

Tarback, E. y Lutgens, F. (1999) CIENCIAS DE LA TIERRA. Madrid: Prentice may.

Teixeira, J. (2011). *Factibilidad Técnica de la inyección de solvente para un crudo de la Faja Petrolífera del Orinoco*. Tesis de pregrado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.

Villa, J. (2006). “Fundamentos de Ingeniería de Yacimiento”. PDVSA-Intevep

Schlumberger Oilfield Glossary. (2010). Recuperado el Noviembre de 2017, de <http://www.glossary.oilfield.slb.com>

Paris, M. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Maracaibo: Ediciones Astro Data S.A.

Paris, M. (2001). *Inyección de Gas y Agua en Yacimientos Petrolíferos*. Maracaibo: Ediciones Astro Data S.A.

PDVSA. (2015). *Informe de Gestión Anual*. Reservas Disponible en: <http://www.pdvsa.com/images/pdf/RELACIONCONINVERSIONISTAS/InformesAnuales/informedegestion/2015/InformeGestionAnual2015.pdf>

Rico, A., Chiaravallo, N., y Andarcia, L.(1998). *Determinación del comportamiento volumétrico del crudo MFA-207 a tasa constante para dos temperaturas*. Los Teques: PDVSA-INTEVEP.

Rivera, J. (2004). *Prácticas de ingeniería de yacimientos petrolíferos*. Puerto La Cruz, Venezuela: Editorial Geopeca.

Rodríguez, R. (1980). *Apuntes de principios de mecánica de Yacimientos*. México: FI-DICT.

APÉNDICE

Apéndice A. Tabla y correlación para obtener el factor de compresibilidad

Tabla A.1 Propiedades del punto crítico de algunos gases

Fuente: Cengel (2008)

Sustancia	Propiedades del punto crítico	
	Temperatura (°R)	Presión (psia)
Agua	165,3	3204
Aire	38,5	547
Alcohol etílico	929	926
Alcohol metílico	923,7	1154
Amoníaco	729,8	1636
Argón	272	705
Benceno	1012	714
Bromo	1052	1500
Cloro	751	1120
Cloroformo	965,8	794
Cloruro metílico	749,3	968
Diclorodifluorometano (R-12)	692,4	582
Diclorofluorometano (R-21)	813	749
Dióxido de azufre	775,2	1143
Dióxido de carbono	547,5	1071
Etano	549,8	708
Etileno	508,3	742
Helio	9,5	33,2
Hidrógeno	59,9	188,1
Kriptón	376,9	798
Metano	343,9	673
Monóxido de carbono	240	507
n -butano	765,2	551
Neón	80,1	395
Nitrógeno	227,1	492
n - hexano	914	439
Óxido nitroso	557,4	1054
Oxígeno	278,6	736
Propano	665,9	617
Propileno	656,9	670
Tetracloruro de carbono	1001,5	661
Tetrafluoroetano (R-134a)	673,7	589,9
Triclorofluorometano (R-11)	848,1	635
Xenón	521,5	852

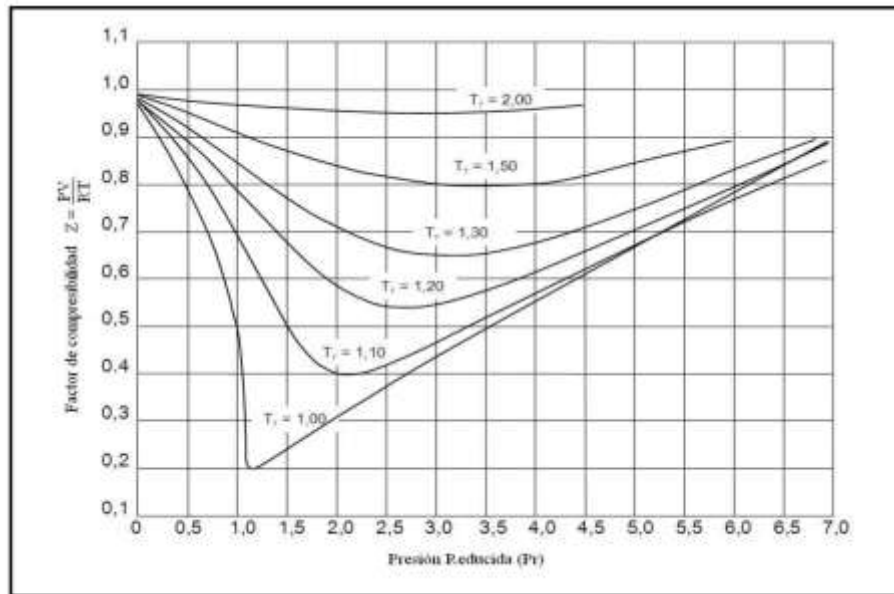


Figura A.1 Factor de compresibilidad de los gases Z

Fuente: Cengel (2008)

Apéndice B. Recombinación del crudo

- Definición del volumen de crudo a recombinar

3200 cm³ de crudo sin gas en solución

- Definición del volumen de gas para recombinar 3200 cm³ de crudo

Se emplea la ecuación 3.2 para obtener el volumen de gas a utilizar para la recombinación a condiciones normales

$$V_i = \frac{42 * 3200}{5.6146} = 23937,59 \text{ cc}$$

En donde:

RGP= 42 PCN/BN

Factor de conversión = 5.6146

- Cálculo del factor de compresibilidad de la mezcla de gases (Z)

Tabla B.1 Composición del gas

Composición del Gas			
Componente	Yi	Tc(R)	Pc(Psia)
CH ₄	0,9	343,9	673
CO ₂	0,1	547,5	1071

Conociendo la composición del gas y la temperatura crítica y presión crítica de cada componente (Tabla B.1) se emplean las ecuaciones 3.3 y 3.4 para obtener la temperatura pseudocrítica y la presión pseudocrítica respectivamente.

Temperatura pseudocrítica

$$T_{sc} = 0.9 * 343.9 + 0.1 * 547.5 = 364.26 R$$

Presión Pseudocrítica

$$P_{sc} = 0.9 * 673 + 0.1 * 1071 = 712.8 Psia$$

Se emplea la corrección de Wichert y Katz (Ecuación 3.5)

$$F_{sk} = 120 * (0.1^{0.9} - 0.1^{1.6}) = 12.09$$

Se corrige la temperatura pseudocrítica y la presión pseudocrítica empleando las ecuaciones 3.6 y 3.7 respectivamente

Temperatura pseudocrítica corregida

$$T_{sc}^* = 364.26 - 12.09 = 352.17 R$$

En donde:

Fsk: 12.09

Tsc: 364.26 R

Presión pseudocrítica corregida

$$P_{sc}^* = \frac{712.8 * (364.26 - 12.09)}{364.26} = 689.13 Psia$$

En donde:

Fsk: 12.09

Tsc: 364.26 R

Psr: 712.8 Psia

Para posteriormente obtener la temperatura pseudoreducida y presión pseudoreducida empleando las ecuaciones 3.8 y 3.7 respectivamente

Temperatura pseudoreducida

$$T_{sr} = \frac{534,87}{352,17} = 1,51$$

En donde:

$$T_{sc}^* = 352,17$$

Temperatura de la mezcla de gases: Temperatura de laboratorio: 24°C: 534,87 R

Presión pseudoreducida

$$P_{sr} = \frac{584,7}{689,13} = 0,84$$

En donde:

Presión de la mezcla de gases: 584,7 Psia

$$P_{sc}^*: 689,13$$

Con estos dos valores (Psr y Tsr) se utiliza la Figura 3.1 para hallar el valor del factor de compresibilidad de la mezcla de gases (Z).

Obteniendo un factor Z de 0,93.

- Se emplea la ecuación 3.13 para obtener el volumen requerido de gas a condiciones de la mezcla para obtener la RGP deseada

$$V_2 = \frac{0,93 * 14,7 \text{ psi} * 23937,59 \text{ cc} * 297,15}{570 \text{ psi} * 288,71 \text{ K}} = 590,91 \text{ cc}$$

En donde:

V2: volumen a condiciones de la mezcla de gases (cc)

V1: 23.937,59 cc

P2: 570 psi

P1: 14,7 psi según normas API.

T2: 24 ° C = 297,15 K

T1: 288,71 K según normas API.

Apéndice C. Cálculos y correlaciones para la obtención de la permeabilidad y la porosidad

Para obtener la permeabilidad al gas se utilizó gas nitrógeno con una viscosidad de 0,0173 cP a 24 ° C. Tal como se describe en la metodología experimental, con los diferenciales de presión (psi) obtenidos a través de la diferencia de los manómetros y las tasas de flujo medidas por el flujometro (cm³/min) se elaboraron las Tablas C.1, C.2 y C.3 con el objetivo de realizar los gráficos ilustrados en las figuras C.1, C.2 y C.3 para los empaques 1, 2 y 3 respectivamente. De estos gráficos se obtuvieron los valores de las pendientes de las rectas de mejor ajuste para posteriormente emplear dichos valores y la Ec 2.6 para el cálculo de la permeabilidad absoluta al gas de cada empaque.

Se desarrollaran los resultados correspondientes a la permeabilidad al gas del empaque 1, mientras que para los 2 empaques restantes se mostraran directamente las tablas con los valores para la medición y las correlaciones para su obtención.

Las conversiones utilizadas para realizar las tablas 4.8, 4.9 y 4.10 se muestran en las ecuaciones 4.1 y 4.2

$$Q \left(\frac{cc}{seg} \right) = Q \left(\frac{cc}{min} \right) * \frac{1 min}{60 seg} \tag{Ec. (C.1)}$$

$$\Delta P(atm) = \Delta P(psi) \frac{1 atm}{14,7 psi} \tag{Ec. (C.2)}$$

Tabla C.1 Valores para la medición de la permeabilidad al gas para la prueba 1

Q(cm ³ /min)	Q(cm ³ /seg)	ΔP(psi)	ΔP(atm)
600	10,00	2,62	0,18
580	9,67	2,55	0,17
452	7,53	1,98	0,13
324	5,40	1,40	0,10
203	3,38	0,89	0,06

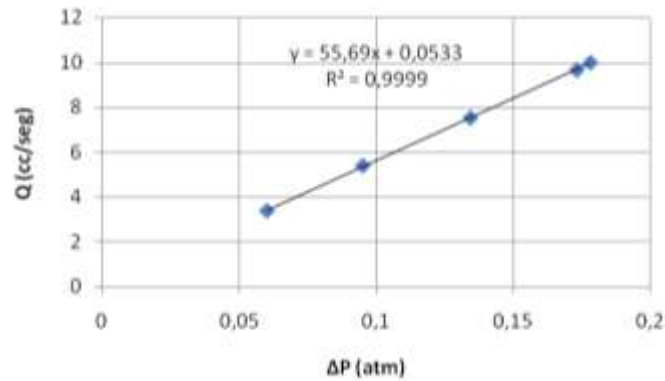


Figura C.1 Correlación para la obtención de la permeabilidad al gas en la prueba 1

Basándose en la ley de Darcy (ecuación 2.6) y sabiendo que la pendiente de la recta obtenida con el gráfico (Figura C.1) es la relación entre las tasas de flujo y el diferencial de presión, se calcula la permeabilidad al gas.

Sabiendo que la pendiente de la recta es $m = \frac{Q}{\Delta P} = 51,69$, que la celda posee una longitud de 100 cm y un área transversal al flujo de 26,97 cm², se sustituyen los valores en la ecuación 2.6 y se obtiene el valor de la permeabilidad como se muestra a continuación:

$$K = \frac{55,69 * 0,0173 * 100}{26,97} = 3,57 D$$

Tabla C.2 Valores para la medición de la permeabilidad al gas para la prueba 2

Q(cc/min)	Q(cc/seg)	ΔP (psi)	ΔP (atm)
530	8,83	2,49	0,17
420	7,00	2,01	0,14
360	6,00	1,69	0,12
270	4,50	1,27	0,09
115	1,92	0,54	0,04

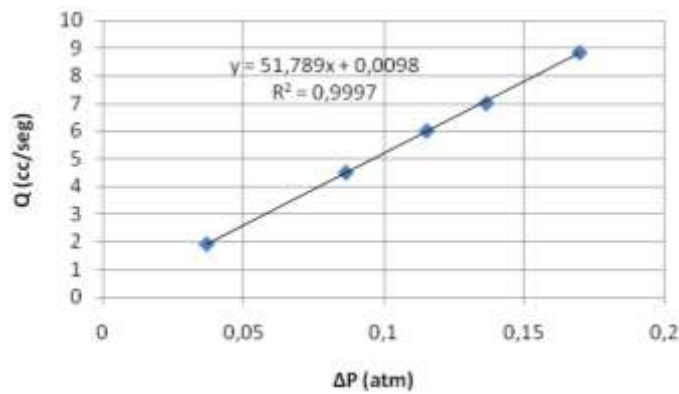


Figura C.2 Correlación para la obtención de la permeabilidad al gas en la prueba 2

Tabla C.3 Valores para la medición de la permeabilidad al gas para la prueba 3

Q(cm ³ /min)	Q(cm ³ /seg)	ΔP (psi)	ΔP (atm)
683	11,38	3,61	0,25
456	7,60	2,31	0,16
243	4,05	1,28	0,09
122	2,03	0,71	0,05
56	0,93	0,33	0,02

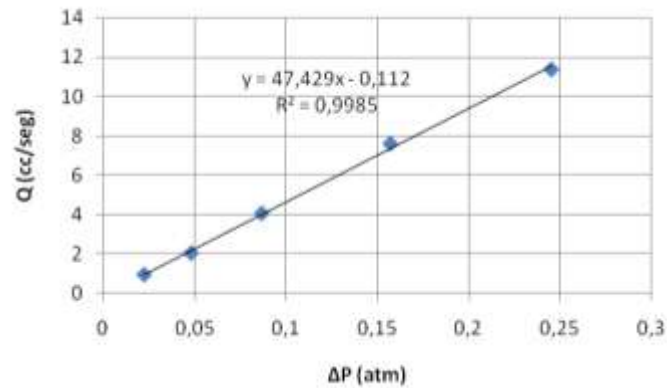


Figura C.3 Correlación para la obtención de la permeabilidad al gas en la prueba 3

Seguidamente son mostradas en las tablas C.4, C.5 y C.6 los valores para la medición de la permeabilidad absoluta al agua de los 3 empaques y las correlaciones para su obtención en las figuras C.4, C.5 y C.6. Estas permeabilidades fueron obtenidas siguiendo el mismo procedimiento experimental y realizando los mismos cálculos desarrollados para permeabilidad absoluta al gas.

Tabla C.4 Valores para la medición de la permeabilidad al agua para la prueba 1

$Q(\text{cm}^3/\text{min})$	$Q(\text{cm}^3/\text{seg})$	$\Delta P(\text{psi})$	$\Delta P(\text{atm})$
0,5	0,01	0,31	0,02
2	0,03	1,30	0,09
3,5	0,06	2,27	0,15
5	0,08	3,24	0,22
8	0,13	5,34	0,36
10	0,17	6,52	0,44

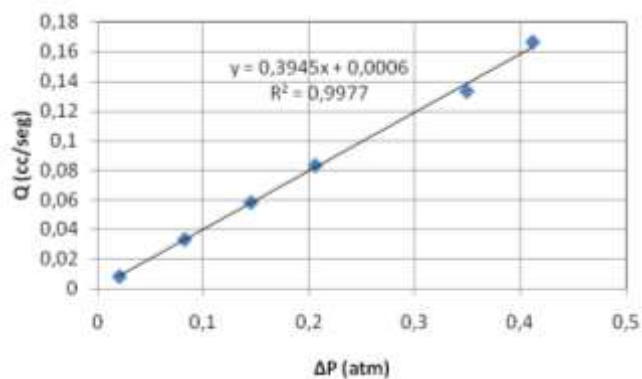


Figura C.4 Correlación para la obtención de la permeabilidad al agua en la prueba 1

Tabla C.5 Valores para la medición de la permeabilidad al agua para la prueba 2

Q(cm ³ /min)	Q(cm ³ /seg)	ΔP(psi)	ΔP(atm)
0,5	0,01	0,30	0,02
2	0,03	1,21	0,08
3,5	0,06	2,13	0,15
5	0,08	3,03	0,21
8	0,13	5,14	0,35
10	0,17	6,06	0,41

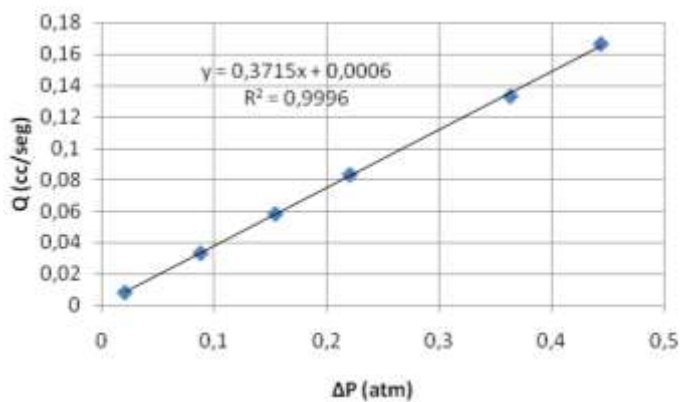


Figura C.5 Correlación para la obtención de la permeabilidad al agua en la prueba 2

Tabla C.6 Valores para la medición de la permeabilidad al agua para la prueba 3

Q (cm ³ /min)	Q(cm ³ /seg)	ΔP (psi)	ΔP (atm)
0,5	0,01	0,36	0,02
2	0,03	1,38	0,09
3,5	0,06	2,38	0,16
5	0,08	3,42	0,23
8	0,13	5,48	0,37
10	0,17	6,68	0,45

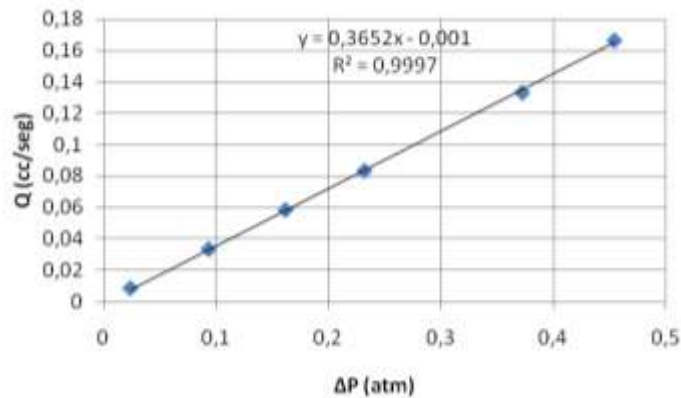


Figura C.6 Correlación para la obtención de la permeabilidad al agua en la prueba 3

Adicionalmente fue obtenido el valor de la porosidad de los tres empaques, empleando la ecuación 2.3.

Se desarrollarán los cálculos para la obtención de la porosidad del empaque 1

$$\emptyset = \frac{687,14 \text{ cm}^3}{2697,02 \text{ cm}^3} = 25,47\% \quad \text{Ec. (2.3)}$$

El volumen total requerido para el cálculo de la porosidad se obtiene a través de la ecuación 3.18 y el volumen poroso como se describe en la metodología experimental.

$$Vt = \pi * (2,93cm)^2 * 100cm = 2697,02 cm^3$$

Los valores de la porosidad de los empaques 2 y 3 fueron obtenidos a través de los mismos cálculos.

Apéndice D. Cálculo tipo para la obtención de la relación gas petróleo

A continuación, se mostrarán los cálculos para la obtención de la RGP correspondiente al flash 1 (Realizado a 705 Psi) de la primera prueba de agotamiento.

El volumen de gas recolectado por el gasómetro (En este caso 7 cc), el cual se encuentra a condiciones de laboratorio, es llevado a condiciones normales a través de la ecuación 3.14

$$V_i = \frac{664 * 7 * 288,71}{750,0617 * 297,15} = 6,02$$

Donde:

Va: 7 cm³

Pa: 664 mmHg

Ta: 24 ° C = 297,15 K

Pi: 750,0617 mmHg según normas API

Ti: 288,71 K según normas API

La masa de crudo se obtiene a través de la ecuación 3.15

$$M_c = 90,16 - 89,33 = 0,83 \text{ gr}$$

Donde:

Mvi: 89,33 gr

Mvf: 90,16 gr

Para el volumen de crudo se emplea la ecuación 3.16

$$Vc = \frac{0,83}{1,0125} = 0,82 \text{ cc}$$

Donde:

Mc: 0,83 gr

ρ_{Crudo} : 1,0125 grs/ cm³ (60 ° F)

Finalmente se obtiene la RGP con la ecuación 3.17

$$RGP = 5,6146 * \frac{6,02}{0,82} = 41,21$$

Donde:

Vi: 6,02 cm³

Vc: 0,82 cm³

Factor de conversión a PCN/BN = 5,6146

Apéndice E. Presiones tras cada punto de despresurización en las 3 pruebas

Tabla E.1 Presiones obtenidas tras cada punto de despresurización en la prueba 1

Nº de Flash	P _{tope} (psi)	P _{base} (psi)	P _{prom} (psi)	Δp (psi)
1	716	694	705	22
2	607	581	594	26
3	389	343	366	46
4	332	292	312	40
5	15	9	12	6

Tabla E.2 Presiones obtenidas tras cada punto de despresurización en la prueba 2

Nº de Flash	P _{VCP} (psi)	P _{tope} (psi)	P _{base} (psi)	P _{prom} (psi)	Δp (psi)
1	685	715	705	710	10
2	585	603	593	598	10
3	387	411	401	406	10
4	340	366	351	358	15
5	240	270	255	262	15
6	90	119	105	112	14
7	10	19	4	11	15

Tabla E.3 Presiones obtenidas tras cada punto de despresurización en la prueba 3

Nº de Flash	P _{VCP} (psi)	P _{tope} (psi)	P _{base} (psi)	P _{prom} (psi)	Δp (psi)
1	620	645	640	642	5
2	540	576	571	573	5
3	490	508	503	505	5
4	440	459	452	455	7
5	410	426	419	422	7
6	390	401	395	398	6
7	290	306	299	302	7
8	195	209	201	205	8
9	94	104	99	101	5
10	45	55	51	53	4

P_{VCP} = Presión de trabajo asociada a la válvula de contrapresión

P_{base} = Presión en la base que se establece en la cara productora tras una caída de presión una vez culminada la producción.

P_{tope} = Presión que se establece en el tope de la celda o cara no productora tras una caída de presión una vez culminada la producción.

P_{prom} = Presión promedio. Promedio aritmético entre la presión base y tope. Esta presión es la empleada para los cálculos dependientes de la presión.

Δp = Delta de presión, generado con la diferencia de presión entre tope y la base de la celda

Apéndice F. Data y cálculos asociados a la generación de la curva de permeabilidad relativa gas petróleo.

Tabla F.1. Data empleada para generar la curva de permeabilidad relativa gas petróleo

N°_F	V_o (cm^3)	V_{cA} (cm^3)	V_1 (cm^3)	S_o (fr)	S_1 (fr)	S_g (fr)	S_{oe} (fr)	K_{ro}	K_{rg}
0	0,0000	0,0000	681,2400	0,8782	1,0000	0,0000	0,6870	0,3242	0,0025
1	2,8641	2,8641	678,3759	0,8740	0,9958	0,0042	0,6762	0,3092	0,0031
2	2,7555	5,6196	675,6204	0,8699	0,9918	0,0082	0,6658	0,2951	0,0036
3	2,5382	8,1578	673,0822	0,8662	0,9880	0,0120	0,6562	0,2826	0,0042
4	2,1827	10,3404	670,8996	0,8630	0,9848	0,0152	0,6480	0,2721	0,0048
5	1,7580	12,0984	669,1416	0,8604	0,9822	0,0178	0,6414	0,2638	0,0053
6	2,5184	14,6169	666,6231	0,8567	0,9785	0,0215	0,6319	0,2523	0,0061
7	23,1797	37,7965	643,4435	0,8227	0,9445	0,0555	0,5444	0,1614	0,0187
8	42,1123	79,9088	601,3312	0,7609	0,8827	0,1173	0,3856	0,0573	0,0868
9	77,5917	157,5005	523,7395	0,6470	0,7688	0,2312	0,0929	0,0008	0,6142
10	24,6253	182,1259	499,1141	0,6108	0,7327	0,2673	0,0000	0,0000	1,0000

N°_F = número de flash

V_o = volumen de crudo obtenido en cada flash

V_{cA} = volumen de crudo producido acumulado

V_l = Volumen de líquido

S_o = Saturación de crudo

S_l = Saturación de fase líquida (crudo + agua)

S_g = Saturación de gas

S_{oe} = Saturación efectiva de crudo en fracción

K_{rg} = Permeabilidad relativa al gas

K_{ro} = Permeabilidad relativa al petróleo

Cálculos tipo para la obtención de volúmenes, saturaciones y permeabilidades relativas con la data generada durante la prueba de agotamiento. Se muestran los cálculos para la fracción de crudo recolectada en el sexto flash..

- Volumen de líquido

$$V_l = V_p - V_{cA} = 681,2400 \text{ cm}^3 - 14,6200 \text{ cm}^3 = 666,6231 \text{ cm}^3$$

Donde

V_p = Volumen poroso del empaque 3 = 681,2400 cm³

- Saturación de crudo

$$S_o = \frac{POES - V_{cA}}{V_p} = \frac{598,2600 \text{ cc} - 14,6200 \text{ cc}}{681,2400 \text{ cc}} = 0,8567$$

Donde

POES: 598,26 (Del medio poroso 3)

- Saturación de fase líquida (petróleo + agua)

$$S_l = \frac{V_l}{V_p} = \frac{666,6231 \text{ cc}}{681,2400 \text{ cc}} = 0,9785$$

- Saturación de gas

$$S_g = 1 - S_l = 1 - 0,9785 = 0,0215$$

- Saturación efectiva de crudo

Se emplea la ecuación 2.10

$$S_{oe} = \frac{0,8567 - 0,6108}{1 - 0,6108} = 0,6318$$

Donde:

$$S_o = 0,8567$$

$$S_{or} = 0,6108$$

- Permeabilidad relativa al petróleo y gas

Se emplean las ecuaciones 2.11 y 2.12 respectivamente

$$K_{r_o} = (0,6318)^{n_o} = 0,2523$$

$$K_{r_g} = [1 - (0,6318)]^{n_g} [1 - (0,6318)^{m_g}] = 0,0061$$

Donde:

n_o , n_g y m_g = Parámetros de ajuste.

