

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LA LONGITUD DE CELDAS
TUBULARES EN PRUEBAS DE AGOTAMIENTO DE PRESIÓN A NIVEL DE
LABORATORIO PARA SISTEMAS DE YACIMIENTOS REPRESENTATIVOS
DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Araujo R. Oriana A.,
Para optar al Título de
Ingeniera de Petróleo

Caracas, octubre de 2018

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LA LONGITUD DE CELDAS
TUBULARES EN PRUEBAS DE AGOTAMIENTO DE PRESIÓN A NIVEL DE
LABORATORIO PARA SISTEMAS DE YACIMIENTOS REPRESENTATIVOS
DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

TUTOR ACADÉMICO: Lic. Rojas René

TUTOR INDUSTRIAL: Msc. Márquez Richard

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Araujo R. Oriana A.,
Para optar al Título de
Ingeniera de Petróleo

Caracas, octubre de 2018

Carcas, Octubre del 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 la bachiller Oriana Araujo, titulado:

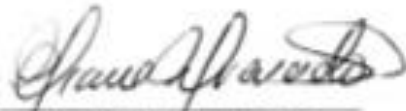
“EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LA LONGITUD DE CELDAS TUBULARES EN PRUEBAS DE AGOTAMIENTO DE PRESIÓN A NIVEL DE LABORATORIO PARA SISTEMAS DE YACIMIENTOS REPRESENTATIVOS DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO”

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



Prof. Edgar Hernández

Jurado



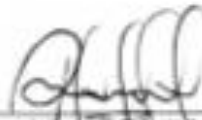
Prof. Eliana Alvarado

Jurado



Prof. René Rojas

Tutor Académico



Msc. Richard Márquez

Tutor Industrial





ACTA

Quienes suscriben, integrantes de la totalidad del jurado examinador del Trabajo Especial de Grado, titulado: "EVALUACION DEL IMPACTO DE LA LONGITUD DE CELDAS TUBULARES EN PRUEBAS DE AGOTAMIENTO DE PRESION A NIVEL DE LABORATORIO PARA SISTEMAS DE YACIMIENTOS REPRESENTATIVOS DE LA FAJA PETROLIFERA DEL ORINOCO", presentado por la Br. **ORIANA ARAUJO**, titular de la Cédula de Identidad No. 24.463.464. Para optar al título de Ingeniero de Petróleo, acordaron por unanimidad solicitarles a las autoridades correspondientes de la Facultad de Ingeniería, tengan a bien otorgar **MENCIÓN HONORÍFICA** al Trabajo de Grado antes mencionado.

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

Se levanta la presente Acta en Caracas, a los trece (13) día del mes de noviembre del año dos mil dieciocho.

Prof. Edgar Hernández
Jurado Principal

Prof. Eliana Alvarado
Jurado Principal

Prof. René Rojas
Tutor Académico



DEDICATORIA

*A mis padres
Orglays y Gilbert,
por jamás desampararme
y hacer de esto posible.*

AGRADECIMIENTOS

A mi Universidad Central de Venezuela, por acogerme en su seno y hacer de mí la persona que soy hoy en día.

A los profesores de mi escuela de Petróleo, que cada día dieron lo mejor de sí, apostando siempre a lo más importante de todo: el capital humano.

A mi papá, Gilbert Araujo, porque todo lo que tengo que agradecerle no cabe en estas páginas.

A mi mamá, Orglays Riquezes, por creer siempre en mí, por ver las cosas que no se ven a simple vista, por ser madre y amiga, porque estar agradecida no es gesto suficiente para retribuirte.

A mi querido Pedro Díaz, por estar presente con su característica sinceridad y apoyo incondicional, por convertirse en maestro de vida, porque estuviste, estás y estarás.

A mi querido Oliver Moreno, por estar detrás de cada paso y cada letra de este trabajo con su infinito apoyo, paciencia y entrega desinteresada.

A Daniela Breidenbach, Dubraska Montes, Gianna Montagna y Milagros Rodriguez, porque este camino no lo recorrimos solas chicas, lo logramos.

Gracias a mi profesor, Bernardo Bohórquez, por todos los conocimientos que nos diste en tan corto tiempo en la escuela, y porque realmente, nunca te fuiste de ella.

A mi madrina, Scarlet Castro, mi inspiración y modelo a seguir.

A mis abuelos, Marina y Luis Castro, que de bien cerquita cuidaron mis pasos hasta que pude darlos sola, y de ahí, seguían vigilando de lejos y velando por mí.

A mi tutor industrial, Richard Márquez y a mi tutor académico, René Rojas por su apoyo tan necesario.

A mi querido señor Luque, Jorge Jiménez y Darío Delfín, sin ellos, nada de esto habría sido posible.

A PDVSA INTEVEP, por permitirme desarrollarme en esta etapa tan importante como lo es la elaboración de mi Trabajo Especial de Grado.

Gracias a todas las personas que estuvieron presentes y que, de una u otra manera hicieron de esto una realidad. Gracias totales.

Araujo R., Oriana A.

**EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LA LONGITUD DE CELDAS
TUBULARES EN PRUEBAS DE AGOTAMIENTO DE PRESIÓN A NIVEL DE
LABORATORIO PARA SISTEMAS DE YACIMIENTOS REPRESENTATIVOS
DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

Tutor Académico: Lic. René Rojas. Tutor Industrial: Msc. Richar Márquez.

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

Año 2018.

**Palabras clave: Agotamiento de presión, yacimientos, permeabilidad relativa, Faja
Petróliera del Orinoco, medio poroso.**

Resumen: En el siguiente trabajo especial de grado se ejecutaron pruebas de agotamiento de presión en un sistema de interacción roca-fluido compuesto por arena no consolidada y crudo extrapesado representativos de un yacimiento de la FPO. La ejecución de dichas pruebas tiene como finalidad evaluar el impacto de la longitud del medio poroso en las respuestas obtenidas, utilizando como referencia los resultados experimentales del experimento que se realiza actualmente en los laboratorios de PDVSA INTEVEP, correspondiente a un medio poroso de 100 cm de longitud. Para la simulación física se emplearon celdas tubulares de 100, 30 y 15 cm de longitud, manteniendo las condiciones experimentales constantes para los tres escenarios de estudio. La comparación de los resultados se realizó en función de parámetros como relación gas-petróleo, punto de burbuja, factor de recobro y curvas de permeabilidad relativa, donde se estableció que es posible obtener resultados satisfactorios en celdas de menor longitud, resultando factible determinar para todos los casos puntos de interés como la presión de burbuja con un margen de error aceptable. Por otra parte, se determinó que mientras menor es la longitud del sistema, el factor de recobro incrementa debido a que el tiempo de estabilización para alcanzar el equilibrio entre las fases presentes es menor, lo que facilita la movilidad del crudo al tener cantidades importantes de gas disueltas en la fase continua, generando un efecto de flujo espumante. Dicho comportamiento se evidenció en la comparación de las curvas de permeabilidad relativa donde a medida que el sistema es de menor tamaño, la saturación de gas crítica se alcanza a una saturación mayor, sin embargo, el comportamiento espumante observado no descarta la reproducibilidad del experimento, lo cual permite optimizar el proceso al requerirse menos arena y fluidos de formación, así como se presenta una disminución considerable en los tiempos de duración de la prueba.

ÍNDICE

ÍNDICE DE TABLAS	xi
ÍNDICE DE FIGURAS	xiii
ÍNDICE DE GRÁFICOS.....	xi
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I.....	2
1.1 Planteamiento del problema.....	2
1.2 Objetivos	3
1.1.1 Objetivo General.....	3
1.1.2 Objetivos específicos.....	3
1.3 Alcance de la investigación	4
1.4 Justificación	4
1.5 Limitaciones de la investigación.....	5
CAPÍTULO II.....	6
2.1 Antecedentes de la investigación.....	6
2.2 Bases teóricas.....	9
2.2.1 Yacimiento.....	9
2.2.2 Yacimientos de arenas no consolidadas	9
2.2.3 Agotamiento de Presión.....	10
2.2.4 Prueba de agotamiento de Presión.....	10
2.2.5 Recuperación primaria.....	10
2.2.6 Recuperación mejorada	11
2.2.7 Crudo Vivo	11
2.2.8 Crudo Muerto	11
2.2.9 Relación gas-petróleo	11
2.2.10 Prueba de liberación instantánea a nivel de separador	12
2.2.11 Propiedades de la roca	12

2.2.12 Saturación	13
2.2.13 Permeabilidad	14
2.2.14 Permeabilidad relativa a dos fases.....	16
2.2.15 Correlación para construir curvas de permeabilidades relativas	18
2.2.16 Correlación de Corey (1954)	19
CAPÍTULO III	20
3.1 Diseño de investigación.....	20
3.4.1 Investigación documental	20
3.4.2 Investigación de campo	20
3.4.3 Investigación experimental.....	20
3.2 Nivel de la investigación	20
3.4.1 Investigación exploratoria	20
3.4.2 Investigación descriptiva	21
3.4.3 Investigación explicativa	21
3.3 Población y muestra.....	21
3.4 Metodología.....	21
3.4.1 Revisión Bibliográfica y elaboración del estado de arte sobre la aplicación de pruebas de agotamiento de presión.....	22
3.5 Metodología experimental.....	22
3.5.1 Caracterización del sistema roca-fluido de estudio	22
3.5.2 Acondicionamiento de los fluidos para saturar la muestra.....	23
3.5.3 Preparación de agua sintética de formación	23
3.5.4 Recombinación de crudo	24
3.5.5 Factor de compresibilidad del gas (Z)	25
3.5.6 Prueba de agotamiento de presión	29
CAPÍTULO IV	40
4.1 Caracterización de la roca.....	40

4.2 Caracterización de los fluidos de formación	41
4.2.1 Agua de Formación	41
4.2.2 Crudo	41
4.2.3 Gas	42
4.2.4 Caracterización del sistema roca-fluido de estudio	43
4.3 Prueba de agotamiento.....	44
4.3.1 Prueba de agotamiento con celda de 100 cm.....	45
4.3.2 Prueba de agotamiento con celda de 30 cm.....	51
4.3.3 Prueba de agotamiento con celda de 15 cm.....	56
4.4 Comparación de los resultados obtenidos en los tres procedimientos experimentales	61
4.4.1 RGP vs Presión	61
4.4.2 Factor de Recobro.....	62
4.4.3 Curvas de Permeabilidad Relativa.....	63
CONCLUSIONES	65
RECOMENDACIONES	67
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	68
APÉNDICE	69
Apéndice A. Cálculo tipo de porosidad del sistema.....	69
Apéndice B. Cálculo tipo de la permeabilidad absoluta.....	71
Apéndice C. Recombinación de crudo y factor de compresibilidad del gas	72
Apéndice D. Registro de presiones para las pruebas de agotamiento	72

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1 Sales requeridas para preparar dos litros de agua de formación.....	23
Tabla 4.1 Composición mineralógica de la roca en base al peso total.....	40
Tabla 4.2 Minerales de arcilla en fracción menor a dos micras.....	41
Tabla 4.3 Composición físico-química del agua de formación.....	41
Tabla 4.4 Análisis SARA.....	42
Tabla 4.5 Propiedades del crudo de estudio.....	42
Tabla 4.6 Cromatografía de gases.....	42
Tabla 4.7 Características de los sistemas roca- fluido de estudio.....	43
Tabla 4.8 Condiciones de trabajo.....	44
Tabla 4.9 Tiempo de estabilización de prueba de agotamiento de 100 cm.....	45
Tabla 4.10 Datos de producción de prueba de agotamiento de 100 cm.....	46
Tabla 4.11 Relación Gas-Petróleo instantánea y Factor de recobro de prueba de agotamiento de 100 cm.....	47
Tabla 4.12 Datos de saturación y permeabilidad relativa para prueba de 100 cm.....	50
Tabla 4.13 Tiempos de estabilización de prueba de agotamiento de 30 cm.....	51
Tabla 4.14 Datos de producción de prueba de agotamiento de 30 cm.....	51
Tabla 4.15 Relación gas-petróleo y factor de recobro de prueba de agotamiento de 30 cm.....	52
Tabla 4.16 Datos de saturación y permeabilidad de prueba de 30 cm.....	55
Tabla 4.17 Tiempo de estabilización de prueba de agotamiento de 15 cm.....	56
Tabla 4.18 Datos de producción de prueba de agotamiento de 15 cm.....	57

Tabla 4.19 Relación gas-petróleo y factor de recobro de prueba de agotamiento de 15 cm.....	57
Tabla 4.20 Datos de saturación y permeabilidad de prueba de 15 cm.....	60
Tabla 4.21 Tasa de declinación para los tres escenarios.....	63

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Distribución de columna de fluidos en un yacimiento.....	9
Figura 2.2 Relación gas-petróleo producido típica.....	12
Figura 2.3 Prueba de liberación instantánea.....	12
Figura 2.4 Matriz rocosa y espacio poroso.....	13
Figura 2.5 Esquema del experimento de la ley de Darcy.....	14
Figura 2.6 Permeabilidades relativas de un sistema agua-petróleo.....	17
Figura 2.7 Permeabilidades relativas de un sistema gas-petróleo.....	18
Figura 3.1 Carta de compresibilidad generalizada de Nelson-Obert.....	27
Figura 3.2 Diagrama de equipo de desplazamiento.....	31
Figura 3.3	32
Figura 3.4.....	32
Figura 3.5.....	32
Figura 3.6.....	32
Figura 3.7 Esquema de saturación de agua de formación.....	35
Figura 3.8 Saturación del sistema con crudo vivo.....	36
Figura 3.9 Esquema de prueba de liberación instantánea.....	37

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 4.1 RGP vs. Presión de prueba de agotamiento de 100 cm.....	48
Gráfico 4.2 Volumen producidos vs. Presión de prueba de agotamiento de 100 cm..	49
Gráfico 4.3 Factor de recobro de prueba de agotamiento de 100 cm.....	49
Gráfico 4.4 Curvas de permeabilidad relativa gas-petróleo de prueba de agotamiento de 100 cm	51
Gráfico 4.5 RGP vs. Presión de prueba de agotamiento de 30 cm.....	53
Gráfico 4.6 Volumen producido vs. De prueba de agotamiento de 30 cm.....	54
Gráfico 4.7 Factor de recobro de prueba de agotamiento de 30 cm.....	55
Gráfico 4.8 Curva de permeabilidad relativa de prueba de agotamiento de 30 cm...	56
Gráfico 4.9 RGP vs presión de prueba de agotamiento de 15 cm.....	58
Gráfico 4.10 Volumen producido de prueba de agotamiento de 15 cm.....	59
Gráfico 4.11 Factor de recobro de prueba de agotamiento de 15 cm.....	60
Gráfico 4.12 Curvas de permeabilidad relativa para prueba de 15 cm.....	61
Gráfico 4.13 RGP vs. Presión para los tres experimentos de agotamiento.....	62
Gráfico 4.14 Factor de recobro para los tres experimentos de agotamiento.....	62
Gráfico 4.15 Tasa de declinación de presión para los tres experimentos de agotamiento.....	63
Gráfico 4.16 Curvas de permeabilidad relativa para sistema gas petróleo para los tres experimentos.....	64

INTRODUCCIÓN

Actualmente existe un creciente interés económico asociado al combustible fósil, que trae como consecuencia el agotamiento de los recursos asociados a hidrocarburos livianos y medianos, por lo cual se persigue con creciente interés el aprovechamiento de recursos provenientes de yacimientos no tradicionales cuyas características suponen mayores retos para la producción, como los son en este caso de estudio los asociados a sistemas roca-fluido conformados por arenas no consolidadas saturadas de crudo pesado y extrapesado que, en el caso de Venezuela, lo encontramos en yacimientos asociados a la Faja Petrolífera del Orinoco, lo cual representa un 27% de las reservas a nivel mundial (J.C. Chen et al, 2005), porcentaje que posiciona a Venezuela como el país con las reservas de crudo pesado mas grandes del mundo.

Para lograr satisfacer la demanda energética y aprovechar de manera óptima no solo el recurso que representan los hidrocarburos en esta industria sino también el hecho de que se dispone de una de las reservas de crudos pesados y extrapesados más cuantiosas a nivel mundial, es importante conocer el comportamiento que tendrá un yacimiento bajo un esquema de explotación determinado y para ello, se debe estimar su potencial energético, es decir, determinar hasta qué punto es capaz de producir bajo el esquema de recuperación primaria aprovechando de manera óptima esta etapa productiva del yacimiento. Una manera de dar respuesta a esta interrogante, es mediante una caracterización del sistema roca-fluido, donde conociendo propiedades inherentes a la roca y a los fluidos que contiene, se logra mediante una simulación física caracterizar la respuesta de dicho sistema que en este caso estudia la etapa de producción en frío. Ahora bien, se canalizan dos factores importantes a considerar: el tiempo requerido para la ejecución de dicha simulación física (prueba de agotamiento de presión), que suele ser extenso (entre dos a tres meses de duración), y de la cantidad de recursos que se necesita tener a disposición para la ejecución de la misma, por lo que se plantea en la siguiente investigación estudiar el impacto de la dimensión física (longitud) del sistema poroso en ensayos de agotamiento de presión en términos de optimizar recursos y tiempos de respuesta, evaluando si se pueden garantizar resultados representativos y reproducibles.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 Planteamiento del problema

Las pruebas de agotamiento de presión representan una herramienta de gran utilidad para la industria, debido a que mediante la ejecución de dichas pruebas se logra simular físicamente el comportamiento de un yacimiento bajo un esquema de recuperación primaria. Además, la data generada a partir de pruebas de agotamiento permite generar curvas de permeabilidad relativa, cuya importancia radica en que las mismas rigen el comportamiento de flujo multifásico de un yacimiento.

Actualmente, en los laboratorios de PDVSA INTEVEP se ejecutan pruebas de agotamiento de presión estudiando sistemas de interacción roca fluido representativos del yacimiento de interés, para lo cual se utilizan celdas tubulares de 100 cm de longitud donde va contenido el medio poroso saturado de los fluidos originales de formación. Debido a la dimensión del sistema a escala de laboratorio, la ejecución conlleva requerimientos de grandes volúmenes de arena, crudo recombinado y agua de formación, así como tiempos de respuesta experimental de larga duración, que en promedio es mayor a tres meses, por lo cual se busca optimizar el proceso experimental en términos de emplear menor cantidad de recursos y disminuir los tiempos de ejecución, que reduciría los costos asociados. En tal sentido, esta optimización pretende lograrse disminuyendo las dimensiones del medio poroso de estudio, es por ello que en el presente trabajo se busca evaluar si la respuesta obtenida en las pruebas de agotamiento empleando medios porosos de dimensiones inferiores a la prueba original (celda de 100 cm de longitud) es representativa y reproducible, generando una mejora en la tecnología existente actualmente en la pericia de interacción roca-fluido de PDVSA INTEVEP.

1.2 Objetivos

1.1.1 Objetivo General

Estudiar la influencia de la longitud del medio poroso sobre los resultados de pruebas de agotamiento de presión para sistemas de yacimientos representativos de la Faja Petrolífera del Orinoco.

1.1.2 Objetivos específicos

- a) Elaborar un estado de arte sobre la aplicación de pruebas de agotamiento de presión para sistemas de yacimientos de crudos extrapesados.
- b) Caracterizar la roca y los fluidos a utilizar para las pruebas de agotamiento de presión.
- c) Plantear la metodología para la ejecución de las pruebas de caída de presión reproduciendo las condiciones de yacimiento.
- d) Ejecutar las simulaciones físicas del agotamiento de presión considerando diferentes longitudes del medio poroso.
- e) Construir a partir de los datos generados en las pruebas en medios porosos, las curvas de permeabilidad relativa correspondientes.
- f) Estimar el efecto de la variación de las dimensiones del medio poroso empleando celdas tubulares de 15, 30 y 100 cm de longitud sobre los resultados obtenidos en las pruebas de agotamiento de presión.

1.3 Alcance de la investigación

Este trabajo de investigación pretende evaluar la respuesta del mecanismo de agotamiento de presión para sistemas de yacimientos representativos de la Faja Petrolífera del Orinoco al variar la longitud del medio poroso bajo estudio, con el propósito de determinar si es posible garantizar la obtención de resultados representativos en dimensiones inferiores a la prueba original que corresponde a la celda tubular de un metro de longitud, ello con la intención de optimizar del tiempo experimental de respuesta, los recursos requeridos para ejecutar el experimento (arena, crudo recombinado) y por ende los costos asociados a dicho estudio.

1.4 Justificación

En la industria del petróleo actual, la estimación de parámetros de yacimiento que permitan realizar predicciones del comportamiento de la producción a lo largo del tiempo es sumamente importante. Parámetros tales como el esquema productivo, estimaciones económicas y otros factores asociados, permiten tomar decisiones respecto al esquema de explotación de un yacimiento, el cual es uno de los objetivos que persigue la ingeniería de yacimientos, donde comprender el comportamiento de un sistema de interacción roca-fluido es de suma importancia para la toma de decisiones.

Las pruebas de agotamiento de presión permiten simular a escala de laboratorio el comportamiento de un sistema roca-fluido a condiciones de trabajo, simulando físicamente la producción en frío y permitiendo estimar parámetros tales como: factor de recobro, relación gas-petróleo y permeabilidades relativas, donde estas últimas pueden considerarse como uno de los parámetros más importantes debidos a que gobiernan el comportamiento de flujo multifásico. En este trabajo se pretende optimizar el proceso experimental que supone ejecutar una prueba de agotamiento de presión, evaluando si se pueden estimar los parámetros antes mencionados disminuyendo tiempos experimentales y costos asociados al proceso.

1.5 Limitaciones de la investigación

Entre las limitaciones que pudieran afectar el desarrollo de las actividades contempladas para el cumplimiento de los objetivos del presente trabajo se tienen las siguientes:

1. Disponibilidad de cantidad suficiente de los fluidos (crudo y agua de formación) para la ejecución de los ensayos planificados.
2. Disponibilidad de cantidad suficiente de la muestra de arena no consolidada para su correcto empaque en las celdas tubulares de diferentes longitudes.
3. Garantía de condiciones óptimas del equipo de desplazamiento (simulador físico) en el cual se llevarán a cabo las pruebas de agotamiento de presión: que el mismo no presente fugas, que se disponga del correcto funcionamiento del horno, las bombas de inyección, de los cilindros contenedores de los fluidos, de la celda portamuestra, sistema de monitoreo de presiones, así como de cualquier otro elemento que complete la configuración del equipo de desplazamiento para la ejecución de la prueba.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes de la investigación

2.1.1 Wong, Guo, Weaver y Barr (1999) en su trabajo de investigación “*Heavy Oil Flor Under Solution-gas Drive: Pressure Depletion Tests*” presentaron resultados de pruebas de agotamiento de presión en un sistema de arena no consolidada y crudo extrapesado con el propósito de estudiar experimentalmente el comportamiento de la producción bajo el mecanismo de empuje por gas en solución y el impacto del efecto espumante del crudo.

Para ello utilizaron un tapón de 8,9 cm de diámetro y 15 cm de longitud empacado en una celda de presión triaxial, donde la presión de confinamiento fue proporcionada por una bomba que inyecta aceite mineral a la cámara de la celda mientras que otra bomba de desplazamiento fue utilizada para inyectar el fluido al medio poroso, primero agua de formación, y posteriormente crudo recombinado que correspondiera con la relación gas-petróleo del yacimiento. La temperatura era controlada por tres bandas calentadoras ubicadas en la parte externa de la celda y todo el sistema fue conectado a un sistema de monitoreo para controlar las condiciones del experimento, el petróleo y el gas producido eran recolectados y pesados en jeringas para determinar la producción durante el agotamiento.

Este estudio experimental fue diseñado para evaluar los efectos de la duración de cada punto de presión (conjunto con la temperatura) y concluyeron que el efecto espumante en el crudo ocurre en un rango comprendido entre la presión de burbuja y cuando la saturación de gas crítica es alcanzada. Dicho efecto es menos evidente en pruebas de larga duración debido a que el crecimiento de las burbujas de gas como producto de la coalescencia puede inhibir el flujo de gas a través de las gargantas porales, sin embargo, se observó un alto recobro a bajas tasas de declinación de presión, lo que indica que en el sistema influyen otros factores no relacionados con la espumidad del crudo que genera un alto factor de recobro. Concluyeron también que el mantenimiento de la presión en yacimientos de crudo extrapesado es similar a los de crudo convencional: liberación de gas en solución y empuje por expansión de la capa de gas libre. En este caso, los efectos de segregación gravitacional y redistribución de la columna de fluidos en el medio poroso no se hacen evidentes debido a la pequeña longitud del espécimen estudiado (15cm).

2.1.2 Akin y Kovscek (2002) en su trabajo de investigación “*Heavy-oil solution gas drive: a laboratory study*” llevaron a cabo una prueba de agotamiento de presión para examinar fenómenos en la producción de crudo extrapesado por empuje de gas, se utilizó mineral-oil y crudo extrapesado proveniente de la región Hamaca de la Faja Petrolífera del Orinoco.

En este caso, se utilizó una celda tubular de 40,6 cm de longitud con 12 puertos de presión a lo largo de la misma controlados por un único transductor de presión, la temperatura era proporcionada por una chaqueta de agua conectada a un baño de circulación térmico y el crudo fue recombinado antes de la inyección al medio poroso mediante una cámara presurizada ubicada en la entrada de la celda. A la salida de la misma se encuentra una celda de visualización que permite monitorear y controlar el tamaño de las burbujas de gas durante la producción con ayuda de un escáner CT (rayos X) permitiendo definir los fenómenos de nucleación, coalescencia y expansión de las burbujas de gas. Al llevar a cabo el procedimiento experimental, los resultados mostraron la formación de una fase continua de gas al tope de la celda producto de segregación gravitacional cuya expansión moviliza el crudo, así mismo se evidenciaron algunos aspectos atribuidos al denominado efecto espumante, donde en la celda de visualización se observó que las burbujas de gas se hallaban dispersas en el petróleo y que se movía junto a la fase continua, esto como producto de una tasa de declinación de presión alta junto con un gradiente de presión inducido a lo largo del empaque de arena.

2.1.3 Zhou, Zeng, Zhang y Wang (2016) en su trabajo de investigación “*Foamy oil Flow in heavy-oil solvent systems tested by pressure depletion in a sandpack*” estudiaron los efectos de la tasa de declinación de presión en 4 sistemas diferentes de crudos espumantes mediante pruebas de declinación de presión en una celda de un metro de longitud. El procedimiento experimental incluye el proceso de recombinación del crudo a condiciones de RGP iniciales para llevar a cabo el agotamiento, la saturación de la celda con agua de formación, posterior inyección de crudo vivo correspondiente a cada uno de los 4 escenarios de estudio: crudo-metano, crudo-propano, uno mixto y un sistema crudo-solvente, donde todas las válvulas conectadas a la celda fueron cerradas a excepción de la válvula de producción, donde se declinó la presión linealmente para realizar el agotamiento. Concluyeron que antes de alcanzar la presión crítica del flujo espumante, la producción de crudo y gas fue casi nula para los sistemas estudiados, y que para la mezcla de crudo-metano y crudo-propano se observaba una tendencia lineal entre la presión crítica del flujo espumante y la tasa de declinación de presión, a diferencia del

sistema mixto. Concluyeron de igual manera que a una menor tasa de declinación de presión, se presentaba menos formación de crudo espumante, debido a que el tiempo de estabilización era suficiente para permitir la redistribución de fluidos, generándose dos fases, por lo cual, una tasa de declinación mayor permitiría aprovechar de mejor manera el efecto de flujo espumante, sin embargo, si la tasa de declinación era muy alta, se generaban burbujas de gas de mayor tamaño que disminuían la producción de crudo.

2.2.4 Sun, Zhang y colaboradores (2013) realizaron la investigación “*A Case Study on Foamy Oil Characteristics of the Orinoco Belt, Venezuela*” donde se llevó a cabo una prueba de agotamiento de presión para determinar el efecto de la tasa de declinación en la producción de crudo espumante, el experimento se llevó a cabo en una celda de 50 cm de longitud, donde se concluyó que se alcanzó mayor eficiencia en la recuperación del crudo a altas tasas de declinación de presión, debido a que permitía que el gas se mantuviera disperso en la fase continua del crudo aumentando su movilidad mientras que producía menor cantidad de gas libre.

2.1.5 Ámbar Parra (2018) en su trabajo de investigación “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” realizó un estudio mediante pruebas de agotamiento de presión a condiciones de yacimiento para un sistema roca-fluido representativo de la FPO con equipos de desplazamiento, utilizando una celda de 100 cm de longitud, con la finalidad de evaluar diferentes metodologías experimentales y el comportamiento del sistema durante cada experimento en función de la eficiencia de la producción, la relación gas-petróleo, el factor de recobro y la generación de curvas de permeabilidad relativa. En los experimentos sometió el sistema a tres escenarios diferentes: el primero de ellos consistió en caídas de presión abruptas donde la producción era realizada en la salida de la celda expuesta a presión atmosférica, en el segundo las caídas de presión fueron controladas mediante la conexión de un cilindro recolector conectado a una bomba y en el tercer y último escenario, empleó una válvula de contrapresión para controlar las caídas de presión del sistema. Parra concluyó que la metodología experimental con mejores resultados correspondía al tercer escenario, donde las caídas de presión eran controladas y los tiempos de estabilización mayores, arrojando como resultado un mejor aprovechamiento de la energía del sistema, incrementando el factor de recobro.

2.2 Bases teóricas

2.2.1 Yacimiento

Los yacimientos de hidrocarburos son trampas subterráneas compuestas por una unidad de roca porosa y permeable capaz de almacenar en sus espacios porosos volúmenes de hidrocarburos de interés comercial. Generalmente en un yacimiento se encuentra una columna de tres fluidos distribuidos a lo largo del medio poroso: gas natural, petróleo y agua, cuya separación viene dada gracias a la diferencia de densidades. Los fluidos con menor densidad, como el gas, se encuentran hacia el tope del yacimiento, seguido de la acumulación de petróleo y, por último, la sección del yacimiento saturada completamente por agua (Paris, 2009).

2.2.2 Yacimientos de arenas no consolidadas

El grado de consolidación de una arena es un factor geológico que depende básicamente de dos elementos: el grado de compactación de la roca y el material cementante de la matriz. Una arena no consolidada es aquella unidad de roca cuyo grado de compactación es bajo, generalmente debido a profundidades someras: al estar más cercano a la superficie, el yacimiento tiene menos capas de roca suprayacentes a las que se le atribuye la presión de sobrecarga que contribuye a la compactación del medio poroso. Por otra parte, la presencia de poco material cementante que mantiene unidos los granos que componen la roca (factor dependiente de la mineralogía de la roca) ocasiona que la misma tenga un grado de consolidación menor a las rocas con mayor material de cementación (Halliburton, 2001).

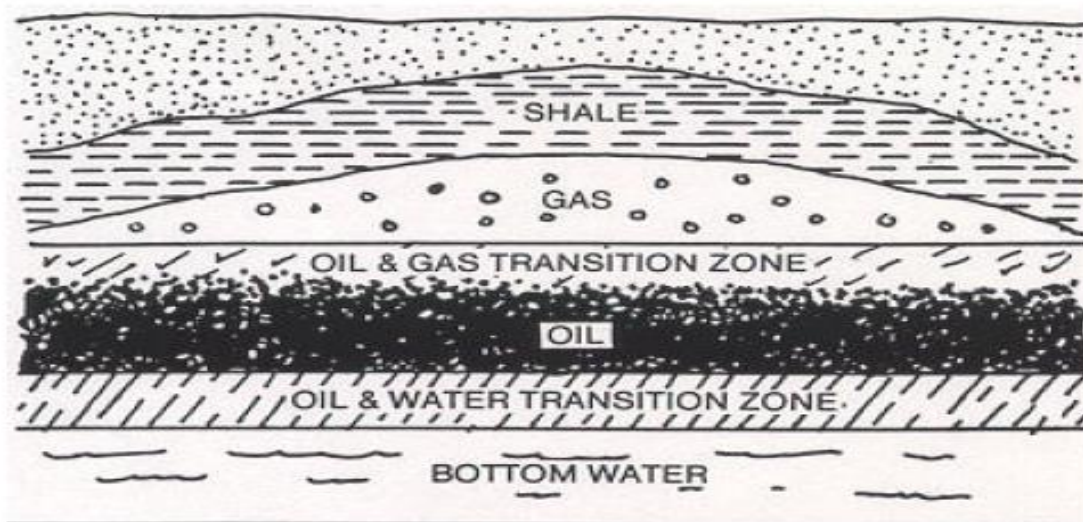


Figura 2.1. Distribución de columna de fluidos en un yacimiento.
Fuente: Basic Petroleum Geology. (Halliburton, 2001)

2.2.3 Agotamiento de Presión

El agotamiento de presión asociado a un yacimiento viene dado por la caída de presión promedio del mismo a medida que se producen los fluidos contenidos en el reservorio (Schlumberger, 2018).

2.2.4 Prueba de agotamiento de Presión

Es un procedimiento experimental que se lleva a cabo a escala de laboratorio, donde mediante una celda tubular que contiene arena saturada con fluidos de yacimiento (sistema roca-fluido del yacimiento de estudio) se simula el agotamiento de presión que tendrá el yacimiento bajo un esquema de producción natural (o en frío en caso de crudos pesados y extrapesados) con las condiciones de presión, temperatura y relación gas-petróleo originales (PDVSA INTEVEP, s. f).

2.2.5 Recuperación primaria

Es la primera etapa productiva de un yacimiento en la cual la energía natural del mismo desplaza los hidrocarburos del yacimiento hacia el pozo y hacia la superficie. Esto ocurre debido al diferencial de presión que existe entre el pozo y la presión del yacimiento. A medida que la presión inicial del yacimiento disminuye debido a la producción, trae como consecuencia que la energía natural del yacimiento ya no sea suficiente para producir los hidrocarburos que contiene.

Existen distintos mecanismos de producción que se dan a lo largo de la vida productiva del yacimiento, dichos mecanismos pueden dividirse en cuatro y pueden ocurrir simultáneamente (Schlumberger, 2018):

- Empuje por gas en solución: a medida que disminuye la presión, las burbujas de gas disueltas en el petróleo fomentan su movilidad al disminuir la viscosidad de la fase continua y por lo tanto su producción, por lo cual, en este caso, la energía para transportar y producir los fluidos de un yacimiento se deriva del gas disuelto en el petróleo.
- Empuje por acuífero asociado: este mecanismo de empuje se produce por la apreciable expansión de agua del acuífero asociado al sistema, donde a medida que se reduce la presión, el agua invade el yacimiento, reemplazando parcialmente los fluidos extraídos del mismo.

- Empuje por capa de gas: Este mecanismo de empuje se produce a medida que se reduce la presión, donde la capa de gas se expande causando un desplazamiento inmisible del petróleo hacia la zona productora.
- Segregación gravitacional: Este mecanismo de empuje se produce cuando existe suficiente permeabilidad vertical permitiendo que las fuerzas gravitacionales sean mayores que las fuerzas viscosas, lo que fomenta la producción.

2.2.6 Recuperación mejorada

Es la segunda etapa productiva del yacimiento en la cual se inyecta un fluido externo a través de pozos de inyección con el propósito de mantener la presión del yacimiento y desplazar los hidrocarburos hacia el pozo productor. Esta etapa de recuperación secundaria alcanza su límite cuando el fluido inyectado, sea agua o gas, comienza a producirse en grandes cantidades en los pozos productores, ocasionando que la producción ya no sea rentable (Schlumberger, 2018).

2.2.7 Crudo Vivo

También conocido como petróleo vivo, es aquel que contiene gas disuelto en solución, el cual puede ser liberado cuando es sometido a una disminución de presión (PDVSA INTEVEP, s. f).

2.2.8 Crudo Muerto

Se refiere al crudo que ha perdido todo gas asociado debido a un cambio de condiciones (presión y temperatura) (PDVSA INTEVEP, s. f).

2.2.9 Relación gas-petróleo

Es la relación de volumen de gas respecto al volumen de petróleo a razón de pies cúbicos normales sobre barriles normales. La relación gas-petróleo puede ser (Paris, 2009):

- Relación petróleo-gas en solución, la cual corresponde a la relación de gas en solución por unidad volumétrica de petróleo a condiciones normales.
- Relación gas-petróleo producido (RGP), que corresponde al cociente entre el volumen de gas y de petróleo producido, también conocida como RGP instantánea, puesto que dicha RGP corresponderá a un punto de presión instantáneo asociado a la producción contabilizada.

- Relación gas-petróleo acumulada, que corresponde a la relación entre volúmenes de petróleo y gas acumulado para un tiempo de producción determinado.

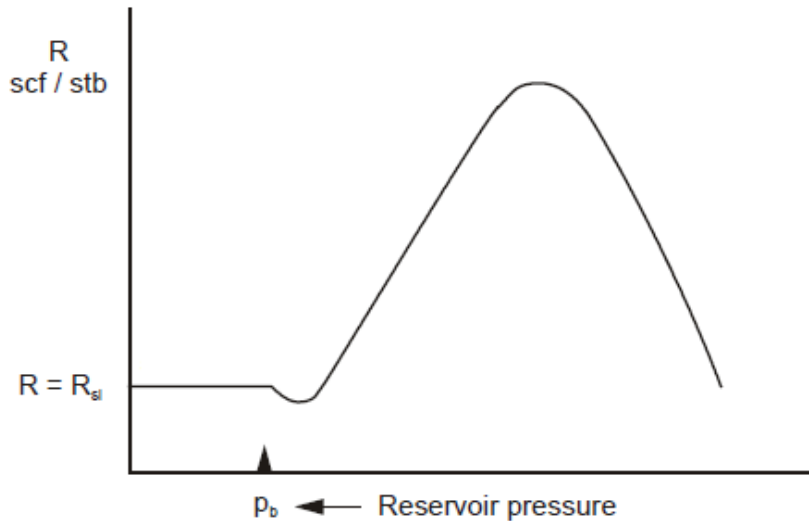


Figura 2.2. Relación gas-petróleo producido típica
Fuente: Fundamentals of Reservoir Engineering (Dake, 2011)

2.2.10 Prueba de liberación instantánea a nivel de separador

La prueba de liberación instantánea consiste en la producción de fluidos donde la composición del sistema permanece constante, es decir, el volumen se mantiene constante en el separador durante el agotamiento de presión.

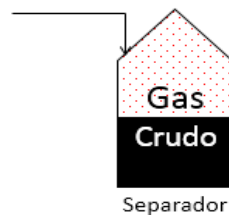


Figura 2.3. Prueba de liberación instantánea

2.2.11 Propiedades de la roca

a) Porosidad

Es la relación que existe entre el espacio vacío en la roca con respecto a su volumen total (Halliburton , 2001).

$$\text{Porosidad } \phi = \frac{\text{Volumen de espacios vacíos}}{\text{Volumen total de la roca}} \quad (2.1)$$

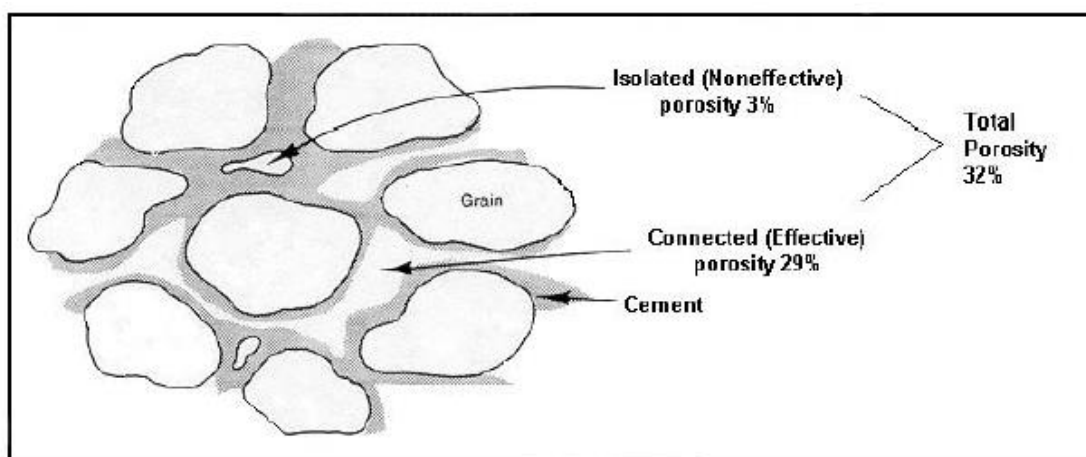


Figura 2.4. Matriz rocosa y espacio poroso
Fuente: (Halliburton, 2011)

Existen diferentes tipos de porosidad que se clasifican de la siguiente manera:

b) Porosidad absoluta

Es la relación que existe entre el espacio poroso total y el volumen bruto de la roca:

$$\phi_{abs} = \frac{\text{Volumen total} - \text{Volumen de granos}}{\text{Volumen total}} \quad (2.2)$$

c) Porosidad efectiva

Es la relación entre el espacio poroso interconectado y el volumen total de la roca.

d) Porosidad no efectiva

Relación entre la porosidad no interconectada y el volumen total de la roca, puede por lo tanto obtenerse mediante la diferencia entre la porosidad absoluta y la efectiva.

2.2.12 Saturación

La saturación es la fracción del volumen poroso ocupado por los fluidos presentes en la roca. Matemáticamente esta propiedad viene dada por la siguiente relación (Schlumberger, 2018):

$$\text{Saturación del fluido} = \frac{\text{Volumen del fluido}}{\text{Volumen Poroso}} \quad (2.3)$$

Si aplicamos este concepto a cada fluido presente en el yacimiento tenemos que:

$$S_o = \frac{V_o}{V_t} \quad (2.4)$$

$$S_w = \frac{V_w}{V_t} \quad (2.5)$$

$$S_g = \frac{V_g}{V_t} \quad (2.6)$$

a) Saturación de agua irreducible (Swirr)

En todo sistema roca-fluido existe un valor determinado de saturación de agua contenida en la roca que quedará atrapada por la presión capilar o tensión superficial. A este valor de saturación, será imposible mover el agua de los espacios porosos y la producción de crudo estará libre de agua (Halliburton , 2001).

b) Saturación de petróleo residual (Sor)

Es la fracción del volumen poroso ocupada por petróleo al final del proceso de desplazamiento (Schlumberger, 2018).

c) Saturación de gas crítica (Sgc)

Es la saturación necesaria para que el gas forme una fase continua y movable (Schlumberger, 2018).

2.2.13 Permeabilidad

Es la capacidad que posee el medio poroso para dejar pasar los fluidos a través de sus poros interconectados. Matemáticamente está definida por la Ley de Darcy, creada por el ingeniero Henry Darcy, quien mediante un experimento en el que hizo transitar un fluido (agua) a lo largo de un empaque de arena no consolidada, concluyó que, para cualquier tasa de flujo, la velocidad del mismo era directamente proporcional a la diferencia en las alturas manométricas (ver figura 2.5) llegando a la siguiente expresión matemática (Dake, 2011):

$$K = \frac{Q * \mu * L}{A * \Delta P} \quad (2.7)$$

Donde:

K = permeabilidad [darcys]

μ = viscosidad [cP]

L = longitud del medio poroso [cm]

A = área de la sección transversal [cm²]

ΔP = diferencial de presión ($P_2 - P_1$) [atm]

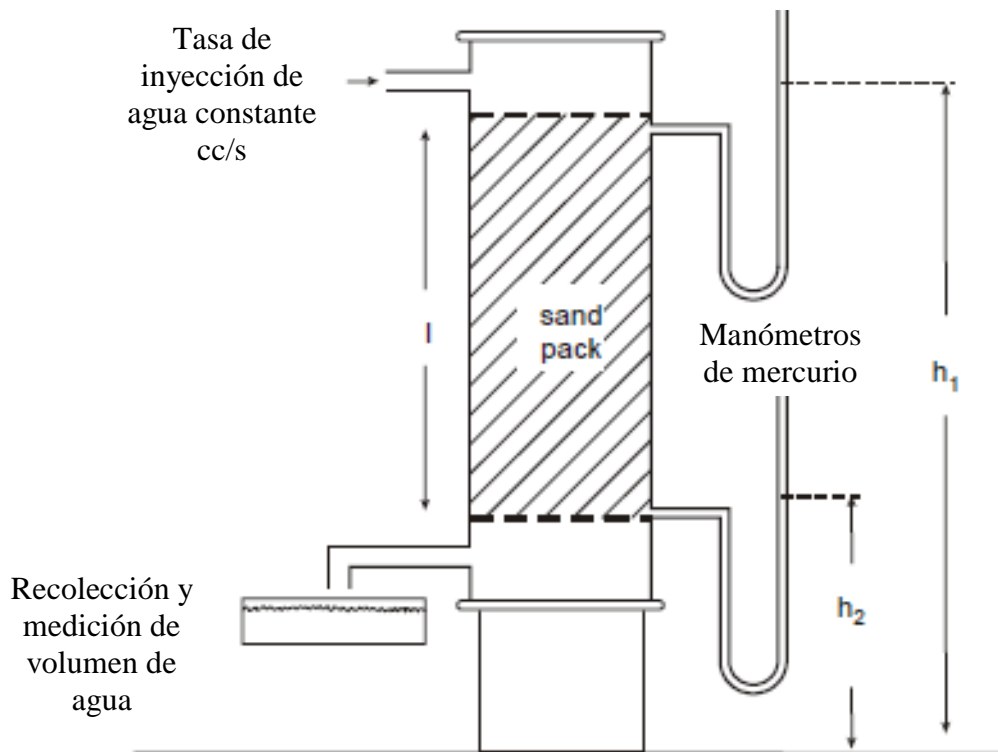


Figura 2.5. Esquema del experimento de la ley de Darcy
Fuente: Fundamentals of Reservoir Engineering (Dake, 2011)

Tipos de permeabilidad

a) Permeabilidad absoluta:

La permeabilidad absoluta de un medio poroso es una característica inherente a la roca y mide su capacidad de dejar pasar un fluido a través de sus poros interconectados si el mismo se encuentra 100% saturado de un solo fluido (Dake, 2011).

b) Permeabilidad efectiva

Es la capacidad que tiene la roca para permitir el flujo de determinado fluido cuando la saturación del mismo es menor al 100% y por ende es menor a la permeabilidad absoluta. Se designa como K_o , K_w y K_g , que representa la permeabilidad efectiva del petróleo, agua y gas respectivamente y depende de la saturación y características de humectabilidad de la formación (Dake, 2011).

c) Permeabilidad relativa

Es la relación que existe entre la permeabilidad efectiva y la absoluta a una saturación determinada, y se da cuando dos o más fluidos fluyen al mismo tiempo en el medio poroso. Este tipo de permeabilidad se determina generalmente para sistemas bifásicos agua-petróleo y gas-petróleo, donde vienen representadas por las denominadas curvas de permeabilidad relativa para fase mojante y no mojante (Dake, 2011).

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K} \quad (2.8)$$

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

$$K_{rw} = \frac{K_w}{K} \quad (2.10)$$

2.2.14 Permeabilidad relativa a dos fases

Cuando se tiene presencia de dos fluidos en el medio poroso, cada fase sigue un camino específico según sus características de mojabilidad, lo cual da como resultado la permeabilidad relativa para la fase mojante y la no mojante, donde las fuerzas capilares hacen que la fase mojante se encuentre adherida a las paredes de la roca, creando un canal central para la fase no mojante. Debido a que la fase no mojante se localizará en la parte central del canal de flujo de los poros de mayor tamaño, contribuirá al flujo del fluido no mojante a través del yacimiento, por lo cual la saturación de la fase mojante afectará directamente la permeabilidad relativa de la fase no mojante.

En la siguiente figura se muestran curvas características de permeabilidades relativas de un sistema agua-petróleo, donde se pueden apreciar cuatro puntos a considerar para describir el comportamiento de dos fluidos que saturan el mismo medio poroso (Paris, 2009):

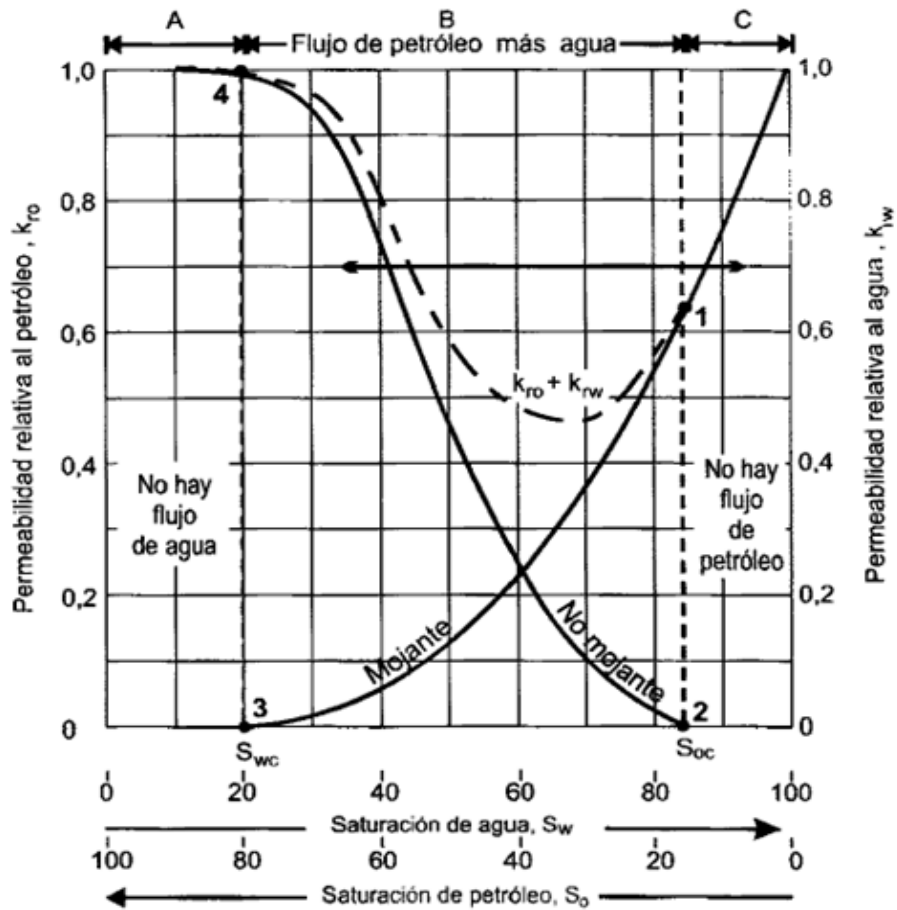


Figura 2.6. Permeabilidades relativas de un sistema agua-petróleo.
Fuente: Fundamentos de ingeniería de yacimientos. (Paris, 2009)

En el punto 1 se aprecia que incluso en presencia de bajas saturaciones del fluido no mojante, que ocupará el mayor espacio del canal de flujo, se verá disminuida considerablemente la permeabilidad relativa de la fase mojante, puesto a que esta última tenderá a adherirse a las paredes de la roca.

En el punto 2 se ve como la fase no mojante comienza a fluir incluso a bajas saturaciones del mismo (Saturación crítica del fluido no mojante).

El punto 3 ilustra el momento en el que la fase mojante deja de fluir a una saturación mínima determinada, debido a que ocupa los poros más pequeños donde las fuerzas capilares son mayores y, por lo tanto, impiden el flujo de dicha fase.

En el punto 4, como se ha alcanzado la mínima saturación del fluido no mojante y este se acumula en los poros más pequeños, deja de contribuir al flujo de la fase no mojante, por lo cual, si existe un cambio de saturación de la fase mojante, no supone mayor cambio a las curvas de permeabilidades relativas de ambas fases.

Este comportamiento puede extrapolarse a un sistema gas-petróleo, donde el petróleo se comportará como la fase mojante y el gas como la no mojante.

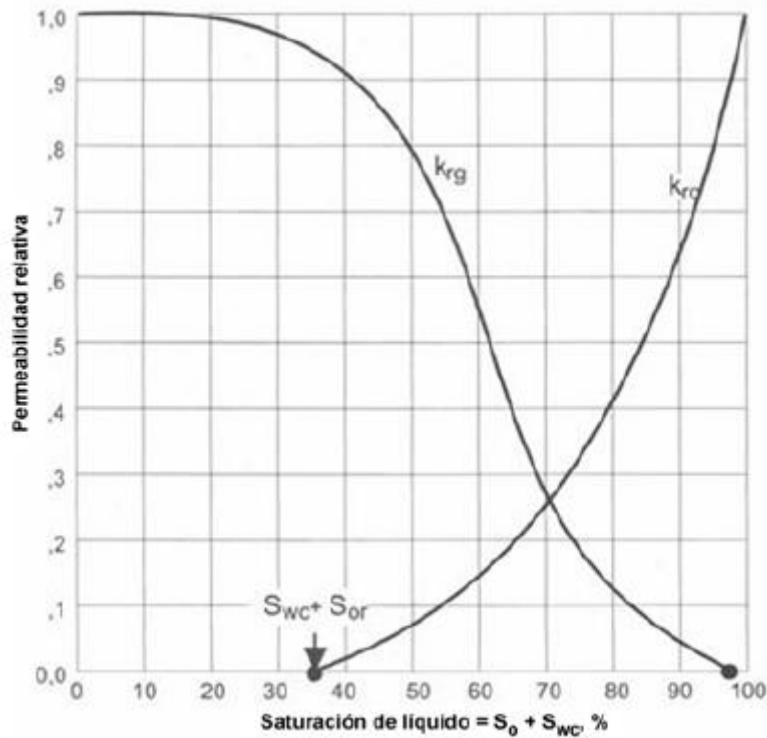


Figura 2.7. Permeabilidades relativas de un sistema gas-petróleo.
Fuente: Fundamentos de ingeniería de yacimientos. (Paris, 2009)

2.2.15 Correlación para construir curvas de permeabilidades relativas

Tradicionalmente, tenemos que las permeabilidades relativas gobiernan el comportamiento del flujo multifásico en un medio poroso, y son necesarias para diversas aplicaciones de ingeniería de yacimientos, es por ello que son fundamentales para la comprensión del comportamiento de un reservorio (Cocco, 2002). Existen diversos métodos mediante los cuales se correlacionan las permeabilidades relativas con otras propiedades del yacimiento con el fin de estimar a través de expresiones empíricas las permeabilidades de cada fluido en función de las saturaciones.

En este trabajo, en función de las características del sistema (número y tipo de fluidos que saturan el medio poroso) se aplicaron varios métodos para la estimación de permeabilidades relativas, sin embargo, la que mejor se ajustó a las características del sistema fue la correlación de Corey descrita a continuación:

2.2.16 Correlación de Corey (1954)

Corey, en su trabajo de investigación “The Interrelation Between Gas and Oil Relative Permeabilities” estableció un método para calcular la permeabilidad relativa del petróleo y del gas estableciendo una relación entre ambas, producto de numerosas mediciones en laboratorio mediante la técnica de presión capilar, partiendo de ecuaciones generadas anteriormente por Purcell y Kozeny-Carman, Corey llegó a la siguiente correlación (Paris, 2009):

$$S_{oe} = \frac{S_o - S_{or}}{1 - S_{or}} \quad (2.11)$$

Donde:

S_{oe} = Saturación efectiva de crudo en fracción

S_o = Saturación de crudo en fracción

S_{or} = Saturación de crudo residual en fracción

A partir del cálculo de la saturación efectiva de crudo, se calcula la permeabilidad relativa del petróleo y del gas como sigue:

$$K_{ro} = S_{oe}^{n_o} \quad (2.12)$$

$$K_{rg} = (1 - S_{oe})^{n_g} * (1 - S_{oe}^{m_g}) \quad (2.13)$$

Donde:

n_o , n_g y m_g = Parámetros de ajuste

K_{ro} = permeabilidad relativa del petróleo

K_{rg} = permeabilidad relativa del gas

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

En el siguiente capítulo se describen los métodos, estrategias y procedimientos empleados para llevar a cabo los estudios experimentales y análisis correspondientes necesarios para el cumplimiento de los objetivos planteados.

3.1 Diseño de investigación

El diseño de la investigación hace referencia a la estrategia adoptada por el investigador para responder una interrogante, dificultad o problema planteado en el caso de estudio, Existen tres tipos de diseño de investigación (Arias, 1999):

3.4.1 Investigación documental

Se basa en la obtención y análisis de datos que provienen de materiales impresos u otro tipo de documentos.

3.4.2 Investigación de campo

En ella, se recolectan los datos directamente de la realidad donde ocurren los hechos, estos últimos no son manipulados o controlados por el investigador mediante variable alguna.

3.4.3 Investigación experimental

Consiste en someter a un objeto o grupo de individuos a ciertas condiciones o estímulos (variable independiente) para observar los efectos que producen (variable dependiente). Se diferencia de la investigación de campo por la manipulación y control de variables. En el caso de este trabajo especial de grado, se adoptó una estrategia de investigación experimental, donde se somete un sistema de interacción roca-fluido a un cambio de longitud de medio poroso como variable independiente, para evaluar que efecto produce en la respuesta del mismo en términos de factor de recobro, RGP, curvas de permeabilidades relativas, entre otros, como variable dependiente.

3.2 Nivel de la investigación

Se refiere al grado de profundidad con la que se aborda la investigación, existen tres tipos generales (Arias, 1999):

3.4.1 Investigación exploratoria

Es aquella que se efectúa sobre un tema u objeto poco conocido o estudiado.

3.4.2 Investigación descriptiva

Caracteriza un hecho o fenómeno con el propósito de establecer la estructura del mismo o su comportamiento.

3.4.3 Investigación explicativa

Busca el porqué de los hechos mediante el establecimiento de relaciones causa-efecto. En el caso de este trabajo, el nivel de investigación es explicativa, debido a que se establecerá una relación entre la variación de la longitud de un medio poroso (causa) y la respuesta del sistema sometido a un agotamiento de presión bajo los mismos parámetros experimentales (efecto) con el propósito de determinar el impacto de la dimensión del sistema en los resultados obtenidos, determinando si es posible obtener resultados representativos en sistemas de menor tamaño.

3.3 Población y muestra

La población o universo se refiere al conjunto para el cual serán válidas las conclusiones obtenidas, mientras que la muestra es un “subconjunto representativo de un universo o población” (Arias, 1999).

En el caso de estudio, el universo corresponde a un yacimiento de la Faja Petrolífera del Orinoco, mientras que la muestra viene dada por un sistema de interacción roca-fluido con arena representativa de la faja y los fluidos asociados originalmente a ella.

3.4 Metodología

Para llevar a cabo el presente trabajo de investigación, se fijaron tres escenarios de estudio que permitirán evaluar el impacto de la longitud de un medio poroso en los resultados obtenidos mediante una prueba de agotamiento de presión, se fijaron tres longitudes de medio poroso a trabajar: el primer escenario corresponde a la prueba original, donde se trabaja con una longitud de medio poroso igual a 100 cm. El segundo escenario corresponde a un medio poroso de 30 cm de longitud y el último, de 15 cm.

Para cada escenario se mantuvieron las mismas condiciones experimentales, la única variante son las dimensiones de las celdas tubulares según la longitud de arena que se desea empacar, y en el último escenario planteado se utilizó una celda cuya configuración incluye un sistema de presión de confinamiento. Para la ejecución de cada prueba de agotamiento de presión, se manejó la metodología como se presenta a continuación:

3.4.1 Revisión Bibliográfica y elaboración del estado de arte sobre la aplicación de pruebas de agotamiento de presión

Se realizó una investigación a nivel bibliográfico donde se consultaron diferentes artículos de investigación, trabajos especiales de grado e informes técnicos de PDVSA INTEVEP para levantar un respaldo teórico de los puntos a desarrollar a lo largo de la investigación, así como definir antecedentes relacionados al trabajo que pudieran aportar mejoras, lineamientos de metodología experimental, entre otros, que facilitaran el cumplimiento de los objetivos subsiguientes.

3.5 Metodología experimental

3.5.1 Caracterización del sistema roca-fluido de estudio

Para caracterizar el sistema de interacción roca-fluido con la cual se llevó a cabo la prueba de agotamiento de presión, se caracterizaron la roca y los fluidos representativos de determinado yacimiento de la faja petrolífera del Orinoco. Para ello fue necesario la limpieza de la muestra, que fue entregada originalmente impregnada de crudo y fluido de perforación, este procedimiento es necesario para llevar la muestra a condiciones originales.

a. Limpieza de la arena

Se seleccionó una porción del núcleo según la cantidad requerida para empacar en la celda tubular que forma parte de la configuración de la prueba de desplazamiento, esta porción es disgregada, separada en porciones y dispuesta en dedales de celulosa para conservar los granos que componen la roca, que fue sometida a una limpieza por flujo de solvente (tolueno en este caso) según el procedimiento ASTM G120-95, donde las muestras de arena son introducidas en un sistema conectado a un balón de destilación con el solvente apropiado, que será calentado mediante una manta de calentamiento, la muestra se somete a una circulación repetitiva de solvente evaporado que asciende a través de ella hasta depositarse en un condensador para luego circular de forma líquida en la arena, arrastrando cualquier fluido presente en la misma, dándose por terminado el proceso cuando el solvente que se deposita nuevamente en el balón es cristalino al condensarse. Posterior a la limpieza, la arena es colocada en un horno a una temperatura de 70°C por un tiempo promedio de 48 horas hasta garantizar que la muestra esté libre de solvente.

b. Caracterización de la roca

La roca es sometida a un análisis mineralógico por difracción de rayos X según la norma ASTM C323 para obtener la composición de la misma.

c. Caracterización de los fluidos

El agua de formación es sometida a un análisis físico-químico bajo las normas ISO 11885, ASTM D4327-11 y SMWW 2320B para conocer su composición, en el caso del crudo, una porción es enviada a los laboratorios que química analítica donde son sometidos a un análisis SARA para conocer el porcentaje de saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos que componen el crudo del caso de estudio, bajo las normas IP-143 y ASTM D2007.

Para la caracterización del gas, se somete el gas liberado mediante una prueba de liberación diferencial (también denominada prueba Flash) a una cromatografía de gases en los laboratorios de PVT bajo la norma ASTM D1945-14.

3.5.2 Acondicionamiento de los fluidos para saturar la muestra

Para ejecutar la prueba de agotamiento, se debe disponer de los fluidos que saturan el mismo a condiciones originales, para ello, si no se cuenta con suficiente agua de formación para ejecutar la prueba, como es el caso en este trabajo, se debe preparar agua sintética de formación con las características arrojadas por el análisis composicional a la cual fue sometida, por otra parte, en el caso del crudo, el mismo pierde condiciones al ser producido, liberando el gas en solución a medida que se ve sometido a una caída de presión (crudo muerto), por lo cual debe ser recombinado para llevarlo a condiciones originales.

3.5.3 Preparación de agua sintética de formación

A partir de la caracterización físico-química realizada al agua de formación proveniente del yacimiento de estudio, se determinan las sales que deben ser agregadas a un volumen determinado de agua destilada, a continuación, se presenta una tabla con la cantidad de sal, en gramos, requerida para preparar dos litros de agua de formación (tabla 3.1).

Tabla 3.1 Sales requeridas para preparar dos litros de agua de formación.

Sales	Masa [gr]
NaHCO₃	8.374

Tabla 3.1 Sales requeridas para preparar dos litros de agua de formación (continuación)

Sales	Masa [gr]
Na₂SO₄	0.16
NaCl	2.489
CaCl₂ + 2 H₂O	0.734
MgCl₂ + H₂O	0.853
BaCl₂ + 2 H₂O	0.270

Para la preparación del agua, se requiere de un balón aforado de capacidad volumétrica igual al agua de formación que se requiere preparar (dos litros en este caso), una balanza analítica para el pesaje de las sales a agregar, una plancha de agitación magnética, un agitador magnético, y CO₂ para burbujear el agua antes y después de la dilución de sales para garantizar la homogeneidad.

Se procede a llenar el balón aforado con un volumen menor al de su capacidad total, se introduce el agitador y se coloca en la plancha de agitación magnética, se procede a agregar las sales en el orden correspondiente (tabla 3.1), al finalizar, se agrega el agua hasta llegar a la marca que indica el volumen total del balón aforado, posteriormente se burbujea con CO₂ para garantizar una disolución óptima.

Es importante señalar que las sales deben ser agregadas en el mismo orden en el que son presentadas, debido a que una alteración en su agregación puede generar la precipitación de las mismas.

3.5.4 Recombinación de crudo

El objetivo de este procedimiento es llevar el crudo a sus condiciones de yacimiento (presión y temperatura) a escala de laboratorio, disolviendo metano y dióxido de carbono en crudo muerto. Para ello se deben tener definidas las siguientes variables: presión y temperatura de trabajo (condiciones de yacimiento), RGP y °API (PDVSA INTEVEP, s. f).

Para llevar a cabo la recombinación, se ponen en contacto volúmenes conocidos de crudo y gas en un reactor con agitación para homogeneizar la muestra hasta que alcance la relación gas-petróleo deseada, que en este caso es de 43 PCN/BN.

Dependiendo del volumen de crudo a recombinar, se establece el volumen de gas necesario: conociendo la RGP que se desea obtener, se calcula el volumen de gas a condiciones normales mediante la ecuación (3.2) que no es más que un despeje de la ecuación (3.1).

$$RGP = 5.6146 * \frac{V_g}{V_c} \quad (3.1)$$

$$V_g = \frac{RGP * V_c}{5.6146} \quad (3.2)$$

Donde:

RGP = Relación gas-petróleo

V_g = volumen de gas inicial a recombinar a condiciones normales [cm^3]

V_c = volumen de crudo determinado a recombinar a condiciones normales [cm^3]

Factor de conversión de cm^3/cm^3 a PCN/BN = 5,6146

3.5.5 Factor de compresibilidad del gas (Z)

Conociendo el volumen de gas a recombinar a condiciones normales, se debe definir el volumen de gas a condiciones de yacimiento, para ello se necesita conocer el factor de compresibilidad del gas, utilizando el método de Standing y Katz tenemos que:

Se calcula la presión y temperatura pseudocrítica mediante las ecuaciones (3.4) y (3.5)

$$T_{sc} = \sum_1^n y_i * T_{ci} \quad (3.4)$$

$$P_{sc} = \sum_1^n y_i * P_{ci} \quad (3.5)$$

Donde:

T_{sc} = Temperatura pseudocrítica [$^{\circ}\text{R}$]

P_{sc} = Presión pseudocrítica [psi]

Y_i = fracción molar [adimensional]

T_{ci} = Temperatura crítica del gas

P_{ci} = Presión crítica del gas

Como consecuencia de la presencia de dióxido de carbono en la composición del gas a recombinar, se debe realizar la corrección pertinente mediante la ecuación (3.6)

$$F_c = 120 * [(y_{CO_2} + y_{H_2S})^{0.9} - (y_{CO_2} + y_{H_2S})^{1.6}] + 15 * (y_{H_2S}^{0.5} + y_{H_2S}^4) \quad (3.6)$$

Donde:

F_c = Factor de corrección por presencia de contaminantes

Y_{CO_2} = Fracción molar de dióxido de carbono [adimensional]

Y_{H_2S} = Fracción molar de ácido sulfúrico [adimensional]

Aplicando el factor de corrección a la temperatura y presión pseudocríticas previamente calculadas en las ecuaciones (3.4) y (3.5) tenemos que:

$$T_{sc}^* = T_{sc} - F_c \quad (3.7)$$

$$P_{sc}^* = \frac{P_{sc} * (T_{sc} - F_c)}{T_{sc} + [y_{H_2S} * (1 - y_{H_2S}) * F_c]} \quad (3.8)$$

Donde:

T_{sc}^* = temperatura pseudocrítica corregida [°R]

P_{sc}^* = Presión pseudocrítica corregida [psi]

Hallamos la presión y temperatura pseudoreducida mediante las ecuaciones (3.9) y (3.10)

$$T_{sr} = \frac{T}{T_{sc}^*} \quad (3.9)$$

$$P_{sr} = \frac{P}{P_{sc}^*} \quad (3.10)$$

Donde:

T_{sr} = temperatura pseudoreducida [adimensional]

T = Temperatura de la muestra [°R]

P_{sr} = presión pseudoreducida [adimensional]

P = presión del gas [psi]

Conociendo los valores de la presión y temperatura pseudoreducida, se utiliza el gráfico presentado a continuación (figura 3.1) para conocer el factor de compresibilidad del gas

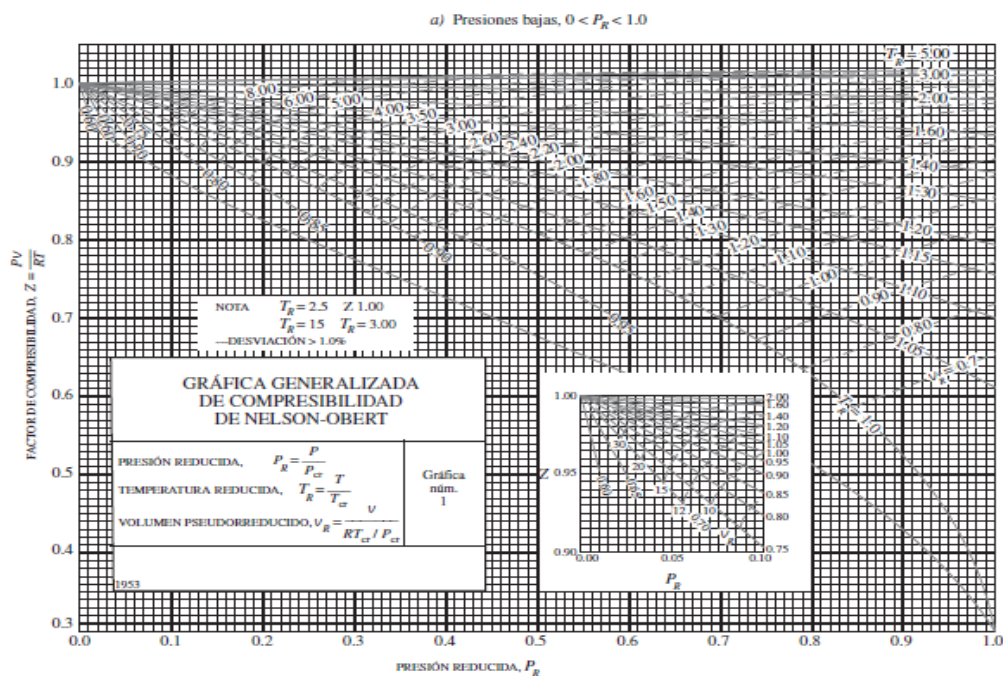
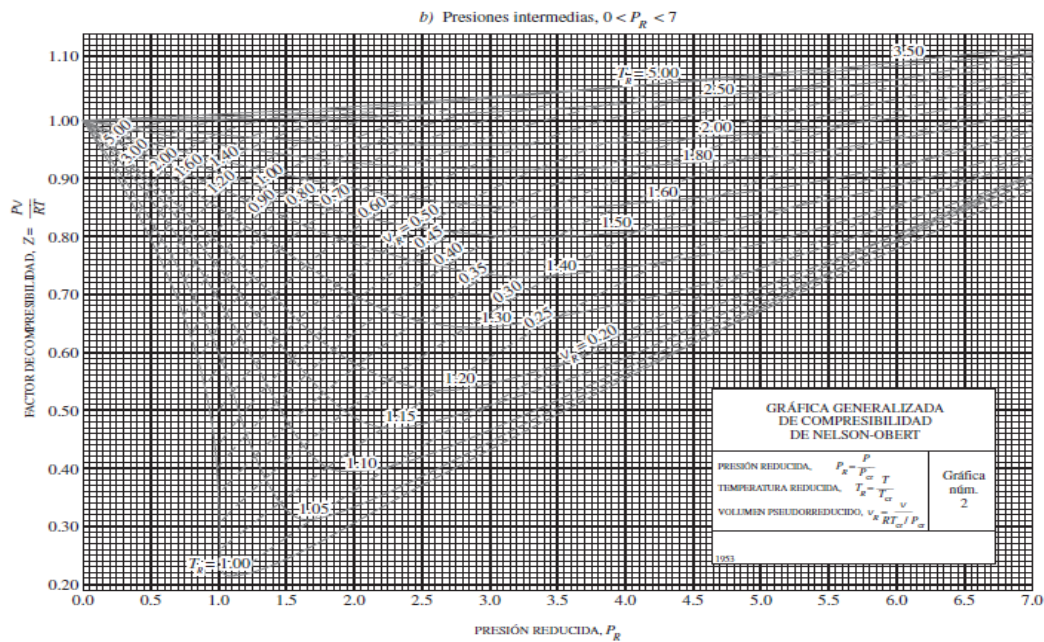


Figura 3.1 Carta de compresibilidad generalizada de Nelson-Obert
Fuente: Termodinámica (Yunes A. Cengel, 2012)

Conociendo el factor de compresibilidad y el volumen de gas a recombinar a condiciones normales (obtenido conociendo el valor de la RGP, el volumen de crudo y aplicando la ecuación (3.2)) se procede a calcular el volumen de gas a condiciones de trabajo, partiendo de la ley de los gases ideales como sigue en la ecuación (3.11)

$$PV = nZRT \quad (3.11)$$

Donde:

P = presión [atm]

T = Temperatura [°K]

n = número de moles

R = constante de los gases ideales [atm*cc/mol*K]

Z = factor de compresibilidad de los gases

Teniendo dos condiciones a trabajar el gas: normal y de trabajo, plantearemos la ecuación para cada caso, la condición normal será representada por el subíndice número 1, y la de trabajo será representada por el subíndice número 2:

$$P_1V_1 = n_1Z_1RT_1 \quad (3.12)$$

$$P_2V_2 = n_2Z_2RT_2 \quad (3.13)$$

Partiendo de que la masa de gas se mantendrá constante para ambas condiciones y que por lo tanto el número de moles también, se despejan las ecuaciones (3.12) y (3.13) dejando n_1 y n_2 en función de la presión, volumen y temperatura como se expresa a continuación:

$$n_1 = \frac{P_1V_1}{RT_1} \quad (3.14)$$

El factor de compresibilidad del gas a condiciones normales generalmente es considerado igual a 1, por lo tanto, no se ve reflejado en la ecuación (3.14)

$$n_2 = \frac{P_2V_2}{Z_2RT_2} \quad (3.15)$$

Igualando las ecuaciones (3.14) y (3.15) tenemos que:

$$\frac{P_1V_1}{RT_1} = \frac{P_2V_2}{RZ_2T_2} \quad (3.16)$$

Se despeja V_2 (volumen de gas a condiciones de trabajo) de la ecuación (3.16), donde la constante de gases ideales es igual en ambas condiciones y por lo tanto al realizar el despeje se anulan, quedando la siguiente expresión:

$$V_2 = \frac{P_1 V_1 Z_2 T_2}{T_1 P_2} \quad (3.17)$$

Donde finalmente tenemos:

V_1 = volumen de gas a condiciones normales (obtenido a partir de la ecuación 3.2) [cc]

V_2 = volumen de gas a condiciones de trabajo [cc]

P_1 = presión a condiciones normales (14.7 atm) [atm]

P_2 = presión a condición de trabajo [atm]

T_1 = Temperatura a condiciones normales (288,71 °K) [K]

T_2 = Temperatura a condiciones de trabajo [°K]

Ya conocido el volumen de gas a inyectar, se procede a recombinar los fluidos en el reactor hasta obtener la RGP deseada, que será medida a partir de una prueba de liberación diferencial del fluido recombinado, para ello, se requiere de un gasómetro y un vial, donde se conectará este último a dos líneas: la del reactor y la del gasómetro. Dicho vial debe ser pesado antes y después de la prueba, para contabilizar la masa de crudo producida durante la misma. El gasómetro contabiliza el volumen de gas a condiciones normales, posteriormente, conociendo la masa de crudo obtenida, se puede obtener el volumen de crudo mediante la ecuación (3.18), seguidamente podemos calcular la RGP a través la ecuación (3.1) para determinar si se ha alcanzado la condición deseada.

$$V_c = \frac{m_c}{\rho_c} \quad (3.18)$$

V_c = Volumen de crudo [cc]

M_c = masa de crudo [gr]

P_c = densidad del crudo [gr/cc]

3.5.6 Prueba de agotamiento de presión

Para llevar a cabo la prueba de agotamiento de presión y evaluar el impacto del cambio de longitud del medio poroso en los resultados, fue necesario completar las siguientes etapas para los tres experimentos:

- Acondicionamiento de los equipos que componen el equipo de desplazamiento

- Empaque de la arena en la celda porta muestra (varía para el tercer escenario por el tipo de celda)
- Montaje del equipo de desplazamiento
- Acondicionamiento de la prueba a condiciones de trabajo (presión y temperatura)
- Proceso de saturación con agua de formación
- Proceso de saturación de crudo
- Inicio de la prueba de agotamiento

- **Acondicionamiento de equipos para ejecutar prueba de agotamiento de presión**

El equipo de desplazamiento donde se ejecutará la prueba de agotamiento de presión se puede ver representado en la figura 3.2 y está compuesto por un horno encargado de proporcionar la temperatura al sistema, una celda tubular porta muestra donde se encuentra empacado el medio poroso de estudio, dos cilindros de inyección de fluidos, válvulas reguladoras, cilindro recolector para acumular la producción y bombas encargadas de: la inyección de fluidos, control de la válvula de contrapresión y por último, la bomba que regula la presión del cilindro recolector. Además, la celda de 100 cm cuenta con cuatro manómetros distribuidos de manera equidistante a lo largo de la celda para monitorear la presión del sistema a lo largo de la prueba de agotamiento.

En el caso de los dos escenarios restantes, se colocaron únicamente dos manómetros (entrada y salida) debido a la pequeña longitud de los sistemas.

Para los tres experimentos se verificó que el equipo no presentase fugas en las líneas, conexiones, y en las tapas tanto de las celdas porta muestra como de los cilindros. Así mismo, se verificó que las bombas desplazaran agua correctamente y que el horno alcanzara la temperatura de trabajo deseada.

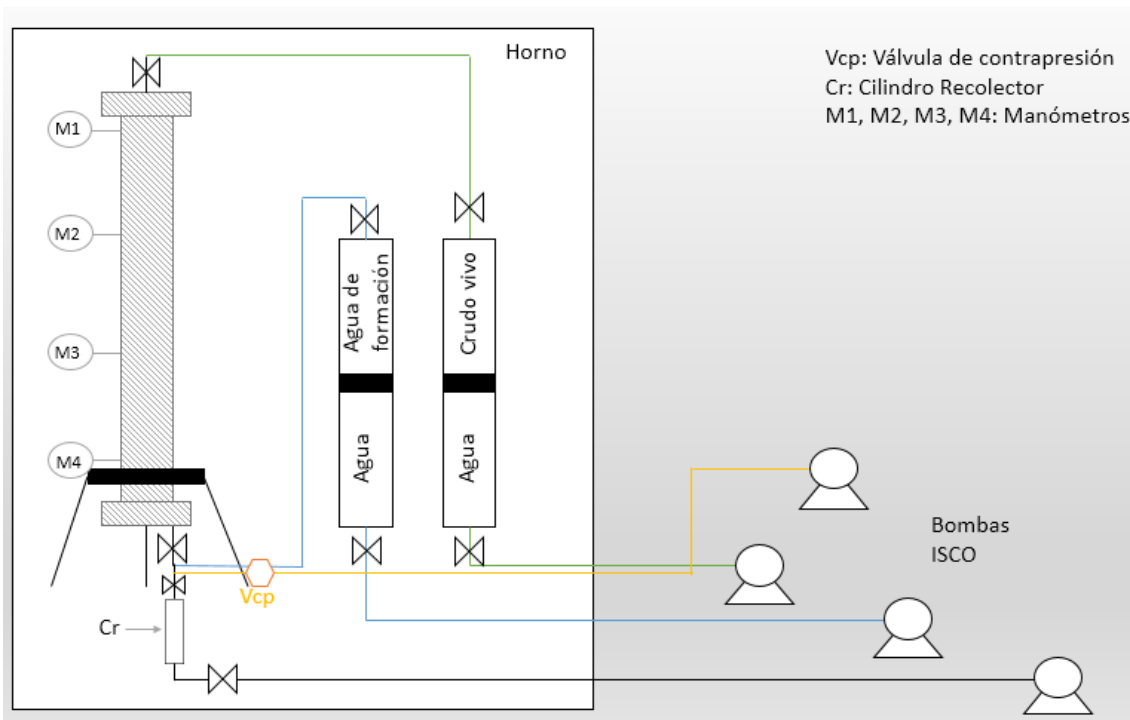


Figura 3.2. Diagrama de equipo de desplazamiento

- **Empaque de arena en celda tubular porta muestra**

Se determinan las dimensiones de la celda tubular en la cual se empaquetará la muestra de arena limpia (longitud y diámetro) y se verifica que se tenga a disposición las válvulas, mallas que impiden el filtrado de arena, tapas y conexiones necesarias. Se dispone la celda en un soporte o prensa, se procede a colocar la tapa inferior y se rellena con arena en fracciones, mientras es compactada mediante la ayuda de un empaquímetro (que hace las veces de un émbolo) y un martillo de goma con el cual se golpea la parte externa de la celda para garantizar la adecuada compactación y distribución uniforme de los granos. La masa total utilizada para empaquetar la arena será contabilizada mediante las fracciones utilizadas. Una vez completado el empaque, se procede a colocar la tapa superior y se ensamblan las válvulas de entrada y salida del sistema en cada extremo de la celda (tapa superior e inferior respectivamente), posteriormente se mide la permeabilidad al aire (Kg).

En el caso del tercer escenario, debido a la configuración de la celda, es necesario realizar un empaque previo de la arena, para ello, se corta una sección de papel aluminio que corresponda a la longitud deseada de la muestra y se configura cilíndricamente mediante un tubo de acero que hace las veces de molde (figura 3.3), se coloca una malla al extremo inferior del cilindro de papel aluminio y se procede a agregar la arena en el interior

mediante pequeñas fracciones, compactando con un embolo hasta completar la longitud deseada (figura 3.4), luego se coloca una malla en el extremo superior y se fija el empaque. Posteriormente, se le agrega un cilindro de plástico termo encogible (figura 3.5) y una manga de goma que une el núcleo a la base y tope de la celda tubular (figura 3.6). Una vez realizado el empaque, se procede de igual manera a medir la permeabilidad al aire para garantizar que tenga las mismas propiedades del sistema original.



Figura 3.3

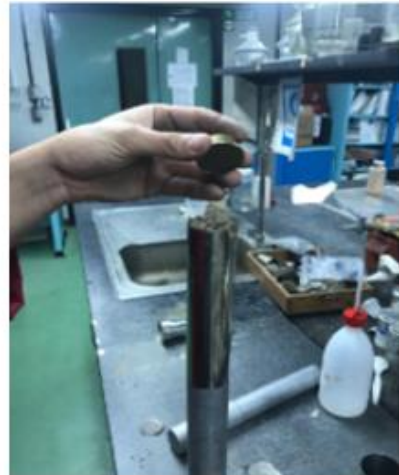


Figura 3.4



Figura 3.5

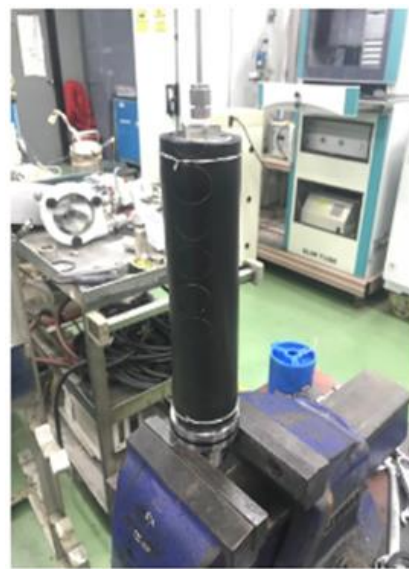


Figura 3.6

- **Permeabilidad al aire (Kaire)**

Una vez completado el empaque y teniendo la arena confinada en la celda tubular, se procede a medir la permeabilidad absoluta de la roca mediante el tránsito de un fluido (en este caso gas nitrógeno) verificando que la misma sea una representación efectiva del yacimiento de estudio, en este caso particular, un yacimiento de la Faja Petrolífera del

Orinoco. Como se mencionó anteriormente, se hace transitar gas nitrógeno a varias tasas de flujo, para la cual cada una tendrá asociada un diferencial de presión correspondiente que será medido mediante un manómetro ubicado a la entrada de la celda y sabiendo que la presión a la salida de la misma corresponde a la presión atmosférica. Con los valores obtenidos se realiza un gráfico de la tasa vs. diferencial de presión, se obtiene una recta cuya pendiente corresponde a la relación entre la tasa de flujo y el diferencial obtenido y conociendo los parámetros correspondientes a la viscosidad del fluido, longitud del medio poroso y área de la sección transversal, se determina la permeabilidad absoluta a través de la ley de Darcy como se muestra en la ecuación (3.19)

$$K = \frac{m * \mu * L}{A} \quad (3.19)$$

Donde:

$m = Q/\Delta P$ [(cc/s)/psi]

K = permeabilidad [Darcy]

μ = viscosidad [cP]

L = longitud [cm]

A = área [cm²]

- **Montaje del equipo de desplazamiento**

Una vez acondicionado el equipo de desplazamiento y empacada la muestra de arena, se procede a realizar el montaje del mismo con todos los elementos que lo constituyen de acuerdo al diagrama presentado en la figura 3.2. Se coloca la celda porta muestra verticalmente en el horno, se disponen los cilindros tanto de crudo como de agua de formación y se procede a realizar las conexiones necesarias para comunicar el sistema. Se coloca un cilindro recolector donde se almacenarán los fluidos producidos, así como una válvula de contrapresión que controla la producción y los manómetros para el monitoreo de la caída de presión.

- **Acondicionamiento de la prueba a condiciones de trabajo (presión y temperatura)**

Una prueba de agotamiento se lleva a cabo bajo condiciones de presión y temperatura de yacimiento, de igual manera, se debe simular el proceso mediante el cual la roca es

saturada por los fluidos de formación. Para poder iniciar la prueba de agotamiento, se deben garantizar el cumplimiento de estas condiciones, para ello, el horno es fijado a una temperatura de 45°C correspondiente a la presión de yacimiento (113°F) y se inicia la saturación de agua de formación al empaque de arena, seguidamente, se fija la presión en la celda por encima de la presión de yacimiento para garantizar un estado monofásico al momento de saturar la arena con crudo, que desplazará el agua de formación hasta alcanzar la saturación de agua irreducible.

- **Saturación de la arena con agua de formación**

La celda es saturada con agua de formación de base a tope, para garantizar que todos los poros sean invadidos con agua, para ello, se inyecta a una tasa de 0.5 cc/min hasta recolectar la primera gota de agua en un vial dispuesto al tope de la celda como se presenta en la figura 3.8. El volumen inyectado es monitoreado mediante los volúmenes de inyección de la bomba. Una vez que se visualiza agua en el vial, la válvula del tope de la celda es cerrada y se presuriza progresivamente la celda, purgando la misma hasta garantizar que no existe presencia de aire en los poros y es llevada 300 psi por encima de la presión de yacimiento, que corresponde a 470 psi. Esto último con el propósito de garantizar un estado monofásico al momento de saturar la arena con crudo recombinado a la RGP de trabajo.

- **Cálculo del volumen poroso**

Con los volúmenes de inyección de la bomba desde que se inicia la saturación hasta que se alcanza la presión de yacimiento, se realiza un balance mediante la ecuación (3.19). Conociendo el volumen de agua recolectado en el vial, tenemos que el volumen poroso corresponderá al volumen de agua inyectada menos el volumen de agua producida, como se expresa en la ecuación (3.20).

$$V_{iny} = V_{ib} - V_{fb} \quad (3.19)$$

$$V_p = V_{iny} - V_{prod} \quad (3.20)$$

Donde:

V_{iny} = Volumen inyectado [cc]

V_{ib} = Volumen inicial de la bomba [cc]

V_{fb} = Volumen final de la bomba [cc]

V_p = Volumen poroso [cc]

$V_{\text{prod}} = \text{Volumen de agua producido (vial) [cc]}$

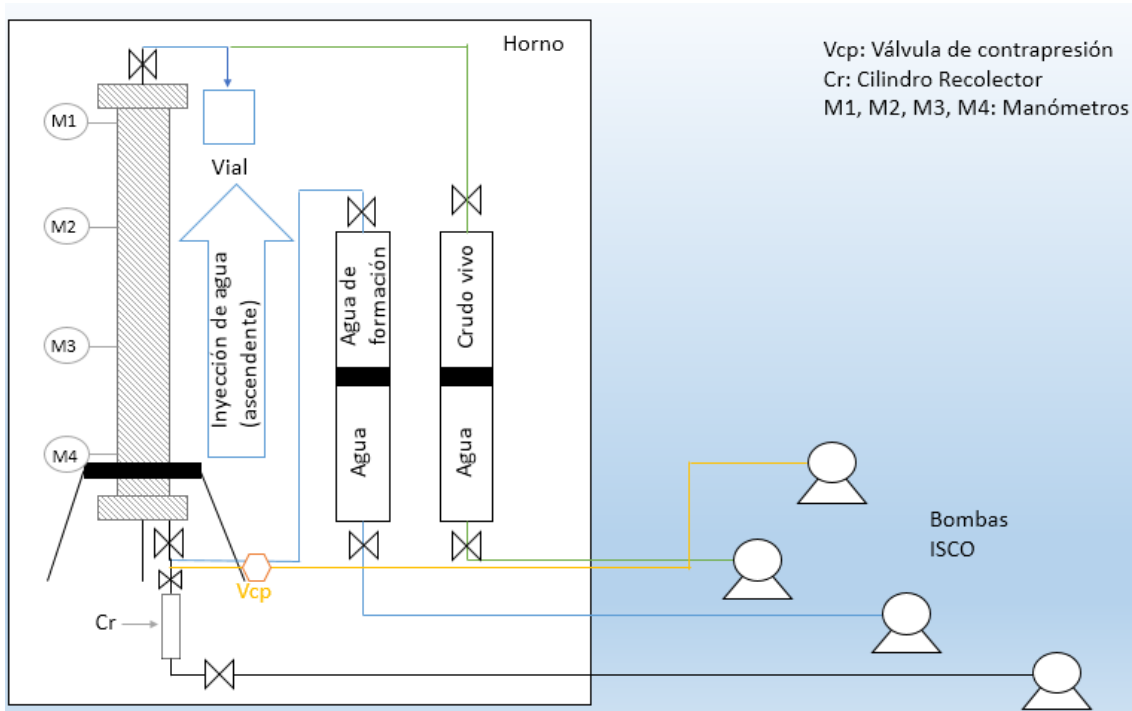


Figura 3.7. Esquema de Saturación de agua de formación.

- **Porosidad de la roca**

La porosidad de la roca se calculó mediante la ecuación (2.1) donde se conoce el volumen poroso y el volumen total que viene dado por la ecuación (3.21).

$$V_t = \pi * r^2 * L \quad (3.21)$$

Donde:

$V_t = \text{Volumen total [cc]}$

$r = \text{Radio de la sección transversal de la celda [cm]}$

$L = \text{longitud de la celda [cm]}$

- **Saturación de crudo**

Una vez la arena esta 100% saturada con agua de formación y debidamente presurizada, se inicia la inyección de crudo de tope a base de la celda, donde el agua desplazada se acumulará en el cilindro recolector indicado en el diagrama, monitoreando la producción y asegurando que se alcanzó la saturación de agua irreducible cuando la producción acumulada en el cilindro sea 100% de crudo.

Aplicando la ecuación (3.19) se calcula el volumen de crudo inyectado. Conociendo el volumen de crudo inyectado y el producido, se determina el volumen de crudo que saturó el medio poroso como se representa en la ecuación (3.22), que corresponde al POES del sistema de estudio.

$$POES = V_{ciny} - V_{cprod} \quad (3.22)$$

Donde:

V_{ciny} = Volumen de crudo inyectado [cc]

V_{cprod} = Volumen de crudo producido (vial) [cc]

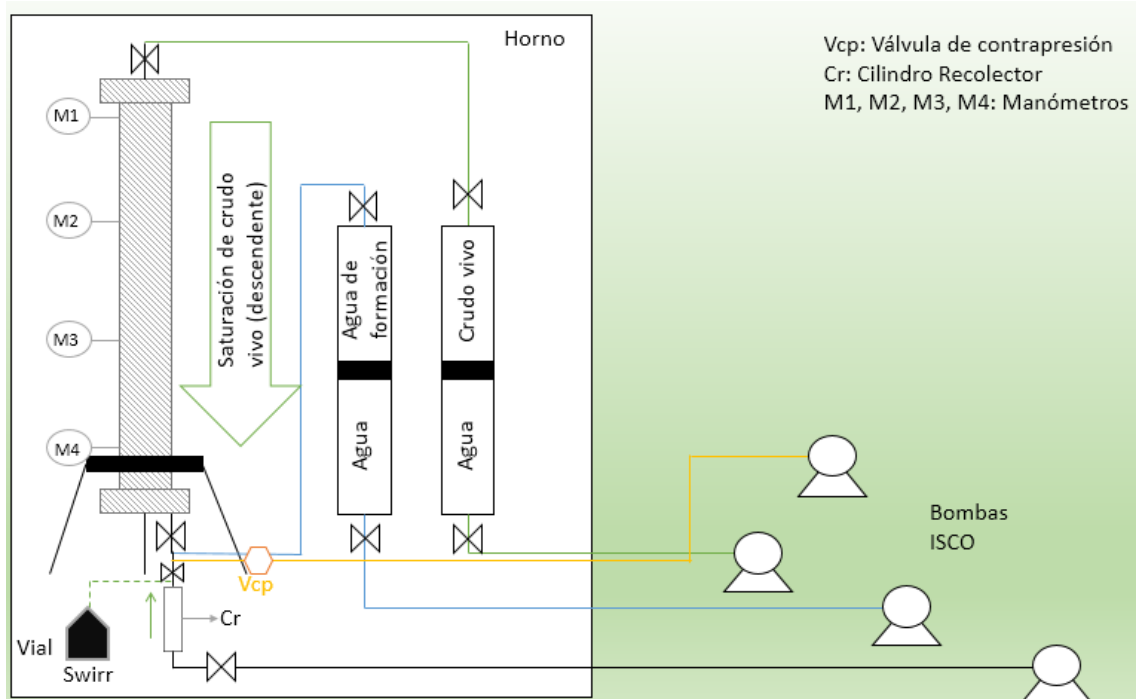


Figura 3.8. Saturación del sistema con crudo vivo

- **Inicio de la prueba de agotamiento de presión**

Una vez se tiene el medio poroso saturado de crudo, se procede a cerrar todas las válvulas del sistema, garantizando que el mismo esté confinado. La válvula a la base de la celda es abierta y la de contrapresión es controlada para que genere un diferencial de presión determinado, controlando de esta manera la producción. La válvula del cilindro recolector es abierta y se inicia la prueba de agotamiento, la cual consiste en producir los fluidos con la energía natural del yacimiento (conociéndose como producción en frío en el caso de crudo extrapesado). Para efecto de los cálculos de este trabajo, se tomaron los datos cada

100 psi de declinación cuando el sistema se encontraba por encima del punto de burbuja, y cada 20 psi por debajo de la misma.

La capacidad del cilindro recolector es de 40 cc, por lo cual, una vez alcanzada su capacidad máxima de almacenamiento, se realiza una prueba flash (figura 3.8), donde la masa de crudo es recibida en un vial sellado y conectado a un gasómetro que cuantifica el volumen de gas producido. La masa de crudo producida es calculada mediante un balance de masa presentado en la ecuación (3.23) que no es más que la diferencia de masa entre el vial lleno y el peso del vial vacío. El volumen se calcula conociendo la densidad del crudo como se expresa en la ecuación (3.24).

$$m_c = m_{vial\ lleno} - m_{vial\ vacío} \quad (3.23)$$

$$V_{crudo} = \frac{m_{crudo}}{\rho_{crudo}} \quad (3.24)$$

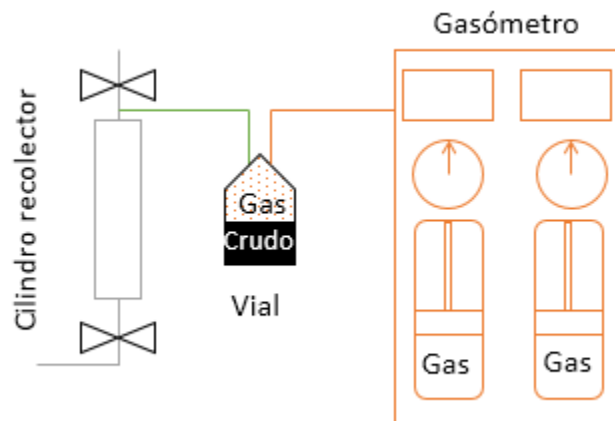


Figura 3.9. Esquema de prueba de liberación instantánea

- **RGP instantánea**

Conociendo el volumen de gas y de petróleo producido para cada punto de presión establecido, es posible calcular la RGP instantánea mediante la ecuación (3.1). La prueba flash es repetida para cada punto de declinación de presión hasta agotar el sistema.

- **Factor de recobro**

Calcular el factor de recobro para cada punto de caída de presión del sistema depende del volumen producido acumulado en cada etapa. Dicho volumen producido para cada presión es calculado mediante las ecuaciones (3.23) y (3.24), luego, se tiene que la

producción de crudo acumulada no es más que el volumen de crudo producido en el punto de presión actual, más el crudo producido en el punto de presión anterior, como se expresa en la ecuación (3.25)

$$V_{ca(t=i)} = V_{p(t=i)} + V_{p(t=i-1)} \quad (3.25)$$

Donde:

$V_{ca(t=i)}$ = Volumen de crudo acumulado a un tiempo i [cc]

$V_{p(t=i)}$ = Volumen producido a un tiempo i [cc]

$V_{p(t=i-1)}$ = Volumen producido a un tiempo anterior al tiempo i [cc]

Finalmente, el factor de recobro es calculado en porcentaje como la razón del volumen acumulado entre el volumen total o POES como se expresa en la ecuación (3.26)

$$F_r = \frac{V_{acum}}{POES} * 100 \quad (3.26)$$

- **Curvas de permeabilidad relativa gas-petróleo**

A medida que se agota el sistema, es posible, mediante el conocimiento de los volúmenes producidos y los que quedan en el sistema, calcular la saturación de los fluidos en el medio poroso, y mediante la correlación de Corey descrita en el capítulo anterior, determinar la permeabilidad relativa del gas y petróleo para cada punto de saturación, para posteriormente generar el gráfico característico.

La saturación de crudo es calculada conociendo la diferencia entre el volumen producido y el POES según la siguiente ecuación:

$$S_o = \frac{POES - V_{ca}}{POES} \quad (3.27)$$

Donde:

S_o = Saturación de crudo

V_{ca} = Volumen producido acumulado [cc]

La saturación de gas será conocida mediante el principio de que la suma de las saturaciones de los fluidos contenidos en el medio poroso es igual a uno, es importante considerar que en la ecuación (3.27) no se considera la contribución del volumen

producido por encima del punto de burbuja, puesto que en esta etapa el yacimiento se encuentra en estado subsaturado y no habrá saturación de gas.

$$S_{liq} = S_o + S_{wirr} \quad (3.28)$$

$$S_g = 1 - S_{liq} \quad (3.29)$$

Donde:

S_{liq} = Saturación de líquido

S_o = Saturación de crudo

S_{wirr} = Saturación de agua irreducible

S_g = Saturación de gas

Conociendo la saturación de crudo para cada etapa y la saturación de crudo residual, se calcula la saturación de crudo efectiva mediante la ecuación (2.11), de la cual dependerá la permeabilidad relativa de las fases de interés. (Ver ecuación (2.12) y (2.13))

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

En el siguiente capítulo se presentan los resultados obtenidos a lo largo del desarrollo de la investigación con sus respectivos análisis. Dichos resultados van comprendidos desde la caracterización de la roca y los fluidos que componen el sistema de interacción roca-fluido, hasta las curvas características de permeabilidad relativa generadas a partir de la data experimental.

4.1 Caracterización de la roca

En la tabla 4.1 y 4.2 se muestran los resultados correspondientes al análisis mineralógico realizado a la roca del sistema de estudio mediante difracción de rayos X.

Tabla 4.1 Composición mineralógica de la roca en base al peso total

Minerales	% Peso
Minerales de Arcilla	8
Cuarzo	89
Feldespato K	3
Feldespato Na	-
Calcita	-
Dolomita	-
Siderita	-
Pirita	-

Tabla 4.2 Minerales de arcilla en fracción menor a dos micras

Minerales de arcilla	%
Caolinita	89
Clorita	-
Ilita	9
Ilita / Esmectita	-
Ilita + I/S	-
Esmectita	5

Según los resultados arrojados, se tiene que la arena del yacimiento de estudio está compuesta por 89% de cuarzo, 3% de feldespato potásico y un 8% de minerales arcillosos, de los cuales 89% son de caolinita, 9% de ilita y 5% de esmectita. Si bien la caolinita y la ilita pueden causar problemas de taponamiento de los poros por migración de finos y representan un alto porcentaje respecto a los minerales de arcilla presentes en la roca, su porcentaje respecto al peso total es bajo, por lo cual no se consideró como un factor influyente en los resultados obtenidos. La esmectita, responsable del hinchamiento de las arcillas, cuya proporción másica respecto al peso total de la roca es baja, no representa un elemento de impacto para el desarrollo del experimento de agotamiento.

4.2 Caracterización de los fluidos de formación

4.2.1 Agua de Formación

El agua de formación se sometió a un análisis físico químico con el propósito de determinar los iones presentes en la misma y determinar cuáles son sales necesarias y su proporción para la preparación del agua sintética. Los resultados de dicho análisis se presentan en la tabla 4.3.

Tabla 4.3 Composición físico-química del agua de formación

Especie	mg/L
Calcio [Ca⁺⁺]	70.00
Magnesio [Mg⁺⁺]	50.00
Sodio [Na⁺]	1331.00
Bicarbonato [HCO₃⁻]	2200.00
Sulfato [SO₄⁻]	49.40
Cloruro [Cl⁻]	786.00

La densidad del agua de formación a 60°F es de 1.00535 gr/cc.

4.2.2 Crudo

A continuación, se presentan los resultados obtenidos mediante un análisis SARA, siendo el porcentaje de saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos los presentados en la tabla 4.4. El alto porcentaje de resinas puede interpretarse como un factor influyente en la posible presencia de un flujo espumante debido a ser un surfactante natural presente en el

petróleo, que, combinado con su alta viscosidad, podría generar el efecto de espumabilidad (Arturo Borges, PDVSA INTEVEP, 2018).

Tabla 4.4 Análisis SARA

Saturados [%]	3
Aromáticos [%]	45
Resinas [%]	40
Asfaltenos [%]	12

Tabla 4.5 Propiedades del crudo de estudio

Densidad @ 60°F	1.01758
°API	7.42
Viscosidad crudo vivo @ 113°F [cP]	15,117.25
Viscosidad crudo muerto @ 113°F [cP]	48,585.00
Bo @ Pb [BY/BN]	1.0606

Como se puede observar en la tabla 4.5, el crudo del yacimiento de estudio es un crudo extrapesado, con alta viscosidad a la temperatura de trabajo (113°F, 45°C).

4.2.3 Gas

El gas fue sometido a una cromatografía de gases que presentó los siguientes resultados expresados en porcentaje molar (tabla 4.6), a partir de la cual fue realizada la mezcla de gases para la recombinación de crudo a una proporción de 96% Metano y 4% CO₂.

Tabla 4.6 Cromatografía de gases

Componentes	% Molar
Nitrógeno	0.761
Metano	96.004
CO₂	4.000
Etano	0.294
Propano	0.062
I-Butano	0.007
N-Butano	0.013
I-Pentano	0.034

Tabla 4.6 Cromatografía de gases (continuación)

Componentes	% Molar
N-Pentano	0.069
Hexanos	0.078
Heptanos	0.000
Octanos	0.000
Nonanos	0.000
Decanos	0.000
Undecanos+	0.000
Total	100

4.2.4 Caracterización del sistema roca-fluido de estudio

El sistema roca-fluido fue caracterizado luego del debido empaque de la arena en las celdas tubulares de 100, 30 y 15 cm respectivamente, presentando las siguientes características:

Tabla 4.7 Características de los sistemas roca-fluido de estudio

Sistema	1	2	3
Longitud [cm]	100	30	15
P. de conf. [psi]	No	No	Si
Diam. MP [cm]	5.86	3.6	3.8
Masa de arena [gr]	4214.36	576.24	280.78
Volumen Poroso	776.30	85.43	45.43
Porosidad ϕ [%]	28.50	27.99	26.71
Kaire [Darcy]	4.40	4.81	4.90
Swirr [%]	13	13	14
Soi [%]	87	87	86
POES [cc]	675.21	74.22	39.17

Swirr= Saturación de agua irreducible

Soi = Saturación de petróleo inicial

Diam. MP = Diámetro del medio poroso

Para los tres escenarios experimentales se utilizaron las mismas condiciones de trabajo presentadas en la tabla 4.8, variando únicamente la dimensión del medio poroso en los tres escenarios planteados según los objetivos. En el último caso de estudio, las celdas de 15 centímetros que se disponen en los laboratorios de PDVSA Intevep cuentan con un sistema de confinamiento característico de este tipo de celda de desplazamiento, dicha presión fue fijada con un diferencial de 500 psi por encima de la presión de trabajo y de cada punto de presión estabilizado, garantizando de este modo que el diferencial de presión se mantuviera constante durante el agotamiento.

Como se puede observar en la tabla 4.7, los parámetros como porosidad, permeabilidad y condiciones iniciales de saturación de los tres sistemas tienen valores similares y un rango de variación muy pequeño, lo cual permite establecer un factor de comparación entre ellos a la hora de evaluar el impacto del cambio de longitud del sistema.

Las condiciones de trabajo para los tres experimentos se reportan en la tabla 4.8

Tabla 4.8 Condiciones de trabajo

Presión de yacimiento[psi]	470
Temperatura de yacimiento [°F]	113
RGP [PCN/BN]	43

El punto de burbuja previamente determinado mediante el estudio PVT fue fijado en 420 psi, siendo la presión del yacimiento la reflejada en la tabla 4.8, se aprecia que el yacimiento de estudio se encuentra en estado subsaturado.

4.3 Prueba de agotamiento

Los resultados obtenidos a lo largo de la prueba de agotamiento de presión para los tres escenarios experimentales planteados, serán presentados a continuación. Para cada caso, se recolectaron cuidadosamente los volúmenes de crudo y gas producidos mientras que la presión del sistema fue cuidadosamente monitoreada a medida que el agotamiento de presión se llevaba a cabo. A partir de esta data se generaron los gráficos correspondientes de factor de recobro, relación gas-petróleo instantánea, volumen de crudo producido y curvas de permeabilidad relativa, ello con el objetivo de recopilar y comparar los resultados de los tres escenarios experimentales y establecer su reproducibilidad en dimensiones físicas inferiores a las pruebas de agotamiento ejecutadas en los laboratorios

de PDVSA Intevep, que corresponden originalmente a celdas tubulares de un metro de longitud y aproximadamente 5 cm de diámetro interno. Las tres pruebas de agotamiento de producción se ejecutaron con una tasa de declinación de presión de 0.01 psi/min y con las condiciones de trabajo presentadas en la tabla 4.8.

4.3.1 Prueba de agotamiento con celda de 100 cm

Una vez establecidas las condiciones de trabajo, el sistema se presurizó y se dejó estabilizar a 800 psi, una presión por encima de la presión de yacimiento para garantizar el estado monofásico de los fluidos y asegurar que el sistema sea representativo del estado subsaturado del yacimiento de estudio.

La presión reportada en la tabla 4.9 corresponde a la presión promedio del sistema, medida mediante cuatro manómetros colocados de manera equidistantes a lo largo de la celda.

Tabla 4.9. Tiempo de estabilización de prueba de agotamiento de 100 cm

N° Flash	Presión promedio [psi]	Tiempo de estabilización [días]
1	808	8
2	778	6
3	768	8
4	616	8
5	601	8
6	473	7
7	367	6
8	370	2
9	306	7
10	221	7
12	214	7
13	174	1
14	173	1
15	144	2
16	125	5
17	110	9

El tiempo total de estabilización para este experimento fue de 93 días, la producción fue controlada por la válvula de contrapresión instalada a la salida de la celda para garantizar caídas de presión controladas con la tasa de declinación deseada como se especificó en la metodología experimental planteada.

A continuación, en la tabla 4.10, se presentan los datos de producción correspondientes a cada punto de presión estabilizado durante la prueba, se acota que el flash número 11 no tuvo producción, por lo tanto, no se reporta en la tabla.

Tabla 4.10 Datos de producción de prueba de agotamiento de 100 cm

N°	P [psi]	M₁ [gr]	M₂ [gr]	Mc [gr]	Vc [cm³]	Vca [cm³]	Vg [cm³]	Vgc [cm³]
1	808	40.58	41.68	1.10	1.08	1.08	10	8.42
2	778	40.68	41.68	1.00	0.98	2.06	9	7.58
3	768	40.62	41.61	1.00	0.98	3.04	9	7.58
4	616	40.57	41.67	1.10	1.09	4.13	10	8.42
5	601	53.82	54.82	1.00	0.98	5.11	9	7.58
6	473	53.83	54.83	1.00	0.98	6.09	9	7.58
7	367	53.83	54.94	1.12	1.10	7.19	10	8.42
8	370	53.95	57.93	3.98	3.91	11.10	60	50.52
9	306	53.33	88.36	35.04	34.43	45.53	283	238.28
10	221	137.78	168.88	31.10	30.56	76.10	789	664.32
12	214	106.26	112.87	6.60	6.49	82.59	38	32.00
13	174	112.87	120.37	7.50	7.37	89.96	574	483.30
14	173	121.37	122.36	0.99	0.97	90.93	12	10.10
15	144	122.36	124.06	1.70	1.67	92.60	512	431.09
16	125	104.02	108.85	4.83	4.75	97.34	326	274.49
17	110	93.41	106.14	12.73	12.51	109.86	1504	1266.34

N° = Número de flash

M₁ = Masa del vial vacío [gr]

M₂ = Masa del vial lleno [gr]

Mc = Masa de crudo [gr]

Vc = Volumen de crudo [cc]

Vg = Volumen de gas [cc]

Vgc = Volumen de gas corregido [cc]

Tabla 4.11 Relación Gas-petróleo instantánea y Factor de recobro de prueba de agotamiento de 100 cm

N° Flash	Presión [psi]	RGP [PCN/BN]	Fr [%]
1	808	43.75	0.16
2	778	43.41	0.31
3	768	43.39	0.45
4	616	43.54	0.61
5	601	43.28	0.76
6	473	43.28	0.90
7	367	43.00	1.06
8	370	72.42	1.64
9	306	38.84	6.74
10	221	121.98	11.27
12	214	27.66	12.23
13	174	368.14	13.32
14	173	58.28	13.47
15	144	1451.83	13.71
16	125	324.43	14.42
17	110	567.96	16.27

En la tabla 4.11 se presentan los resultados de la prueba de agotamiento correspondientes a factor de recobro y relación gas-petróleo instantánea. Se aprecia claramente en el flash número 8 un incremento de la RGP producto de que la presión de burbuja ha sido alcanzada a 370 psi, lo cual genera un aumento importante en el factor de recobro en el siguiente punto de producción debido al empuje por gas en solución.

En este procedimiento experimental se recuperaron 109.85 cc de crudo de un POES de 675.21, representando un factor de recobro de 16%.

En el gráfico 4.1 se aprecia claramente un comportamiento constante de la relación gas-petróleo por encima de la presión de burbuja, presentando un incremento característico cuando la presión cae por debajo de la misma, generándose un mecanismo de producción

por empuje de gas en solución y segregación gravitacional. A medida que se disminuye la presión, se observaron fluctuaciones en los valores de la RGP consecuencia de canalizaciones de gas generadas: siendo los tiempos de estabilización extensos, las burbujas de gas tienen tiempo suficiente de formarse, crecer y coalescer con burbujas vecinas mientras que el petróleo, que ya va liberando cada vez mayor volumen de gas a medida que se disminuye la presión del sistema, se vuelve más viscoso y forma colchones de crudo que impiden la redistribución característica de los fluidos esperada correspondiente al gas en el tope de la celda y el crudo muerto a la base de la misma, al inhibirse esta distribución de la columna de fluidos, el gas genera un canal de flujo preferencial hacia la salida de la celda por tener esta fase mayor movilidad, produciéndose así en mayor proporción a bajas presiones.

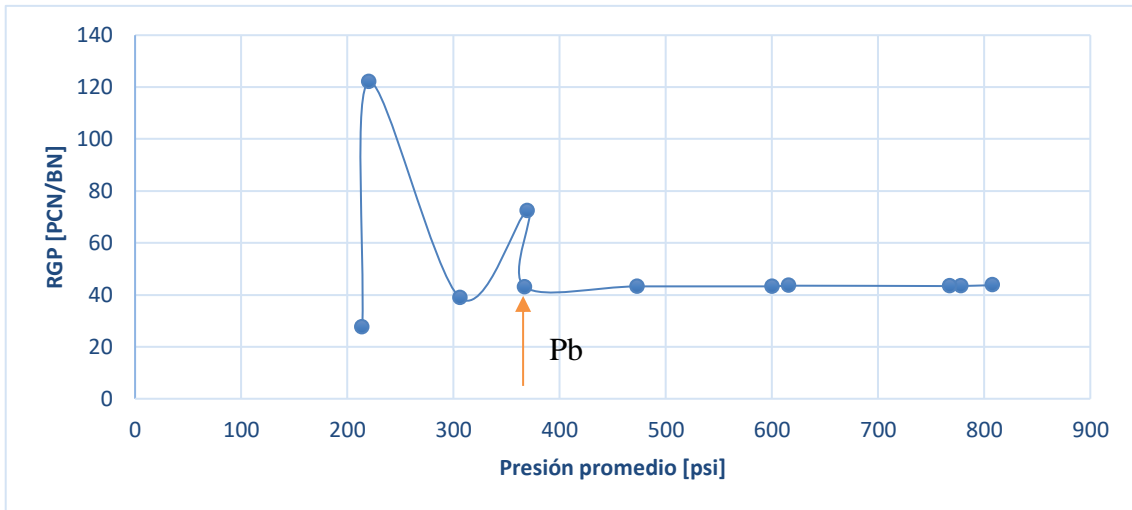


Gráfico 4.1 RGP vs. Presión de prueba de agotamiento de 100 cm

El comportamiento descrito anteriormente puede apreciarse de igual manera en el gráfico 4.2, donde la mayor producción de crudo se presenta luego de alcanzarse la presión de burbuja, punto en el cual se presenta un aumento en el factor de recobro (ver gráfico 4.3). El volumen de petróleo producido aumenta hasta alcanzar una presión de 300 psi, a partir de la cual el volumen producido es cada vez menor como consecuencia del agotamiento de energía del sistema, donde se ha liberado la mayor parte de gas por lo cual la viscosidad del crudo se ve incrementada y su movilidad disminuye, un ejemplo de ello se aprecia en la tabla 4.5, donde se evidencia el aumento considerable de la viscosidad del crudo muerto respecto al crudo vivo.

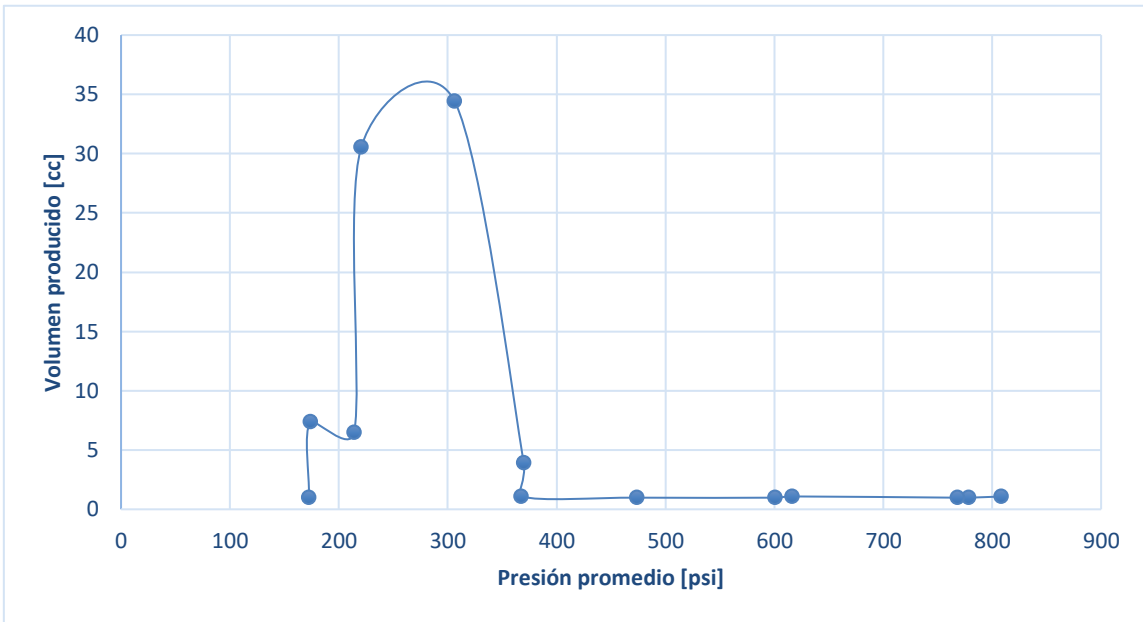


Gráfico 4.2 Volumen producido vs Presión de prueba de agotamiento de 100 cm

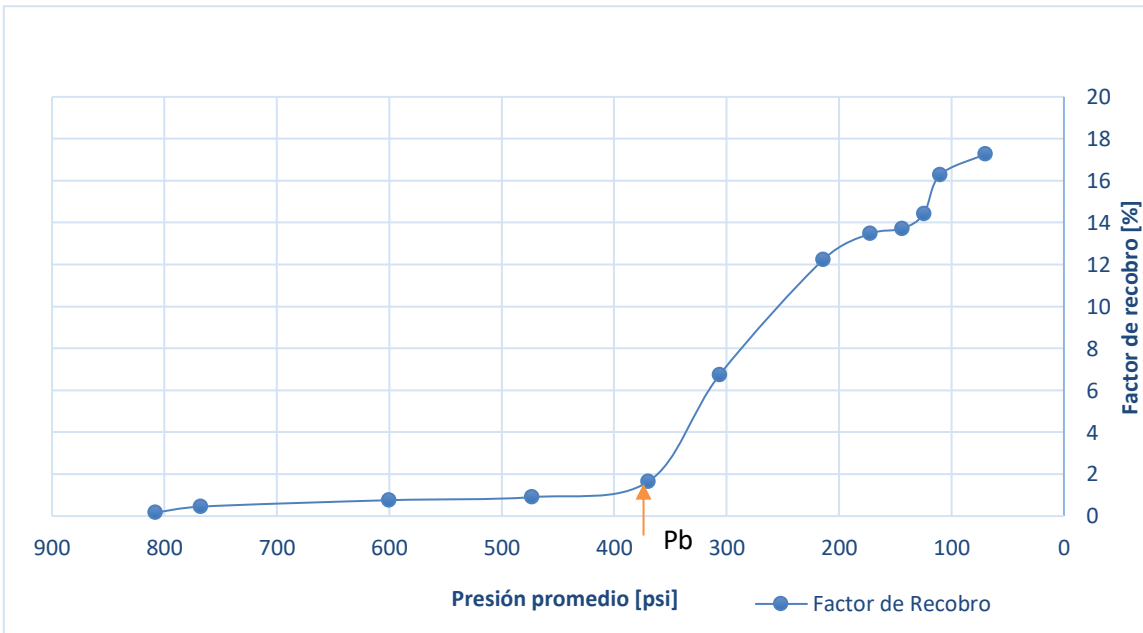


Gráfico 4.3 Factor de recobro de prueba de agotamiento de 100 cm

Tabla 4.12 Datos de saturación y permeabilidad relativa para prueba de 100 cm

N°Flash	Vol crudo producido [cm3]	Vol crudo acum [cm3]	Vol líquido [cm3]	So [fr]	Sliq [fr]	Sg [fr]	Soe [fr]	Kro	Krg
-	0.00	0.00	770.22	0.8619	1.0000	0.0000	0.4919	0.2420	0.0044
7	1.10	1.10	775.21	0.8605	0.9986	0.0014	0.4867	0.2369	0.0048
8	3.91	5.01	771.30	0.8555	0.9935	0.0065	0.4681	0.2191	0.0064
9	34.43	39.44	736.87	0.8111	0.9492	0.0508	0.3049	0.0930	0.0545
10	30.56	70.01	706.30	0.7717	0.9098	0.0902	0.1600	0.0256	0.2478
12	6.49	76.50	699.81	0.7634	0.9015	0.0985	0.1293	0.0167	0.3304
13	7.37	83.87	692.44	0.7539	0.8920	0.1080	0.0943	0.0089	0.4526
14	0.97	84.84	691.47	0.7526	0.8907	0.1093	0.0897	0.0081	0.4714
15	1.67	86.50	689.80	0.7505	0.8886	0.1114	0.0818	0.0067	0.5051
16	4.75	91.25	685.06	0.7444	0.8825	0.1175	0.0593	0.0035	0.6131
17	12.51	103.77	672.54	0.7283	0.8663	0.1337	0.0000	0.0000	1.0000

So = Saturación de crudo

Sliq = Saturación de líquido

Sg =Saturación de gas

Soe = Saturación de petróleo efectiva

Kro, Krg = Permeabilidad relativa del petróleo y gas respectivamente

La celda representada en amarillo corresponde al punto donde se alcanza la saturación de gas crítica

En el gráfico 4.4 se presenta el comportamiento de la permeabilidad relativa a dos fases, siendo estas gas y petróleo, donde la saturación de gas crítica se alcanza a una saturación de baja ($S_{gc}=0.6\%$). La saturación de gas crítica es determinada gráficamente, considerando que la misma corresponde a la zona del gráfico donde la curva presenta un incremento de permeabilidad relativa respecto al comportamiento previo, lo que indica que a esa saturación, la fase estudiada ha alcanzado una condición de fase móvil, comenzando a disminuir significativamente la permeabilidad relativa del petróleo a este punto, evidenciando la buena movilidad del gas respecto a la fase mojante, mientras que esta última alcanza una saturación de petróleo irreducible de 72% que no puede ser producido con la energía natural del sistema.

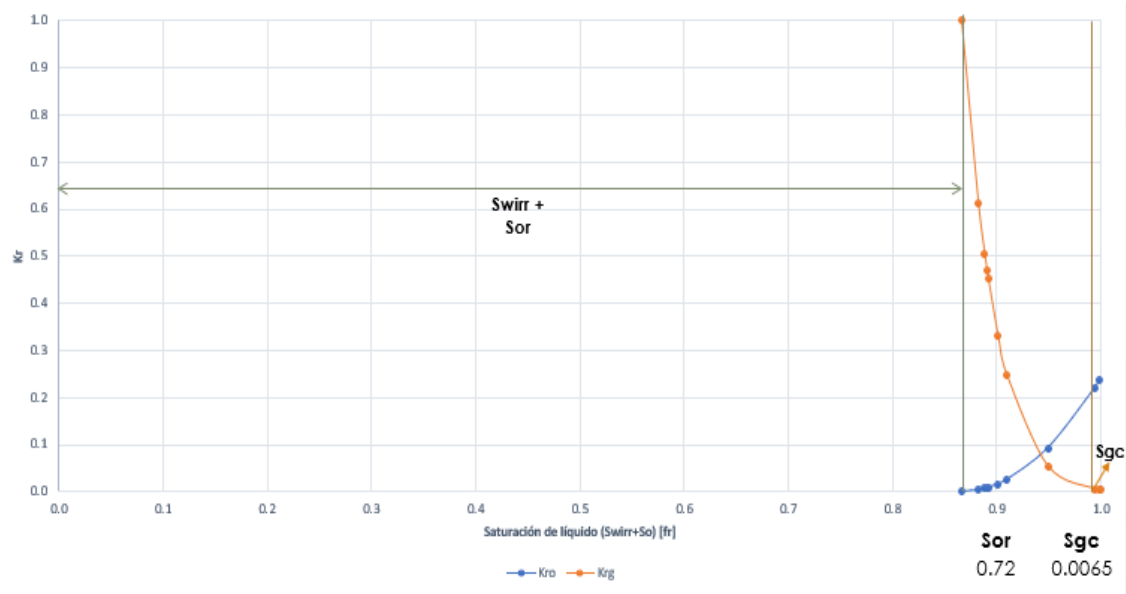


Gráfico 4.4 Curvas de permeabilidad relativa gas-petróleo de prueba de agotamiento de 100 cm

4.3.2 Prueba de agotamiento con celda de 30 cm

Para la ejecución de la prueba de agotamiento de 30 cm de longitud, se fijaron las mismas condiciones de trabajo establecidas para el primer experimento, ello incluyendo la presión y temperatura del yacimiento, se mantuvo la tasa de declinación de 0.01 psi/min, variando únicamente las dimensiones del medio poroso, obteniéndose los resultados reportados en las tablas 4.13, 4.14 y 4.15.

La presión estabilizada reportada para cada punto de agotamiento corresponde a la presión promedio del sistema, medida únicamente con dos manómetros ubicados al tope y base de la celda debido a la menor longitud del medio poroso.

Tabla 4.13 Tiempos de estabilización de prueba de agotamiento de 30 cm

N° de Flash	Presión [psi]	Tiempos de estabilización [días]
1	738	5
2	521	5
3	434	6
4	357	1

Tabla 4.13 Tiempos de estabilización de prueba de agotamiento de 30 cm (continuación)

N° de Flash	Presión [psi]	Tiempos de estabilización [días]
5	308	5
6	303	4
7	265	4
8	237	3
9	209	5

El tiempo total de estabilización para esta prueba fue de 38 días, cada punto de presión estabilizado presentó los datos de producción reflejados en la tabla 4.13, en función de los cuales se construyeron los gráficos correspondientes.

Tabla 4.14 Datos de producción de prueba de agotamiento de 30 cm

N°	P [psi]	M ₁ [gr]	M ₂ [gr]	Mc [gr]	Vc [cm ³]	Vca [cm ³]	Vg [cm ³]	Vgc [cm ³]
1	738	89.57	90.57	1	0.98	0.98	9	7.58
2	521	89.7	90.76	1.06	1.04	2.02	8	6.74
3	434	90.51	93.92	3.41	3.35	5.38	20	16.84
4	357	53.55	62.68	9.13	8.97	14.35	78	65.67
5	308	89.3	91.96	2.66	2.61	16.96	81	68.20
6	303	53.86	53.92	0.06	0.06	17.02	15	12.63
7	265	53.94	54.34	0.4	0.39	17.41	85	71.57
8	237	53.23	53.43	0.2	0.20	17.61	90	75.78
9	209	88.86	89.01	0.15	0.15	17.76	90	75.78

N° = Número de flash

M₁ = Masa del vial vacío [gr]

M₂ = Masa del vial lleno [gr]

Mc = Masa de crudo [gr]

Vc = Volumen de crudo [cc]

Vg = Volumen de gas [cc]

Vgc = Volumen de gas corregido [cc]

Tabla 4.15 Relación Gas-petróleo instantánea y Factor de recobro de prueba de agotamiento de 30 cm

N° Flash	Presión [psi]	RGP [PCN/BN]	Fr [%]
1	738	43.28	1.32
2	521	36.29	2.73
3	434	28.20	7.24
4	357	41.08	19.33
5	308	146.42	22.85
6	303	1202.09	22.93
7	265	1021.77	23.46
8	237	2163.75	23.73
9	209	2885.01	23.92

En la tabla 4.15 se presentan los resultados de la prueba de agotamiento correspondientes a factor de recobro y relación gas-petróleo instantánea. Se aprecia claramente en el flash número 4 un incremento de la RGP producto de que la presión de burbuja ha sido alcanzada a 357 psi, punto que se refleja claramente en el gráfico 4.5, donde además se genera un aumento importante en el factor de recobro de manera análoga a la observada previamente en el experimento con la celda de 100 cm.

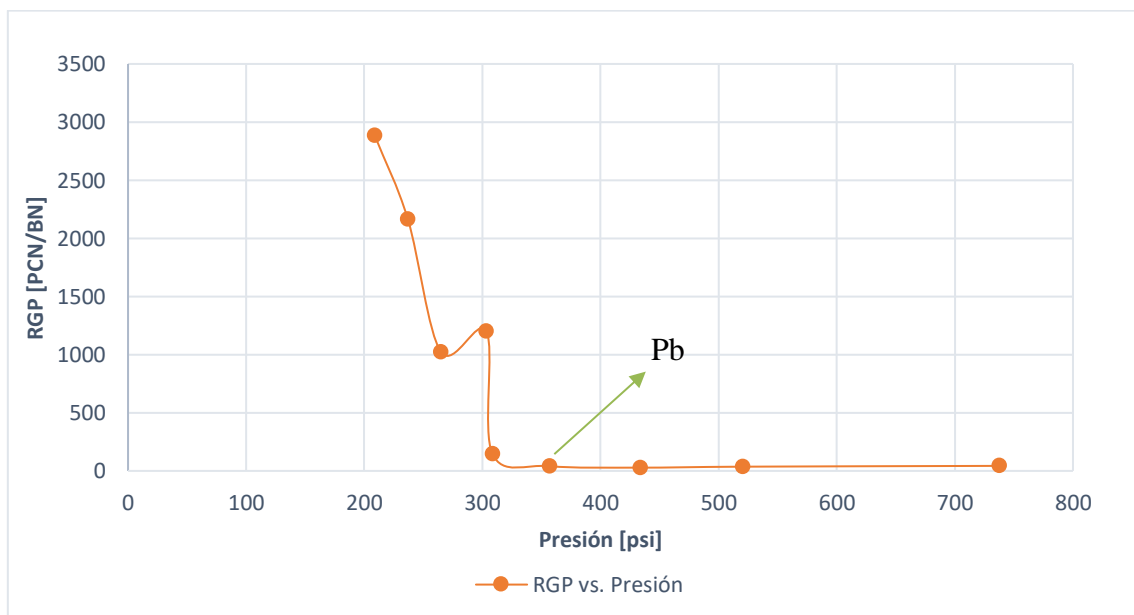


Gráfico 4.5 RGP vs. Presión de prueba de agotamiento de 30 cm

En el gráfico 4.6 se aprecia un fenómeno similar al observado en la prueba de agotamiento ejecutada en la celda de 100 cm de longitud. En este caso, el punto de mayor producción de crudo se presenta en el punto de burbuja, que podría atribuirse a un posible efecto de espumabilidad, el mismo suele evidenciarse más claramente en el periodo de flujo comprendido entre la presión de burbuja y la presión a la que la saturación de gas crítica es alcanzada, combinado con el principal mecanismo de producción asociado al sistema que es el de empuje por gas en solución, es de esperar el aumento en la producción que se presenta en los resultados en el punto en el cual la presión promedio del sistema cae por debajo de la presión de burbuja.

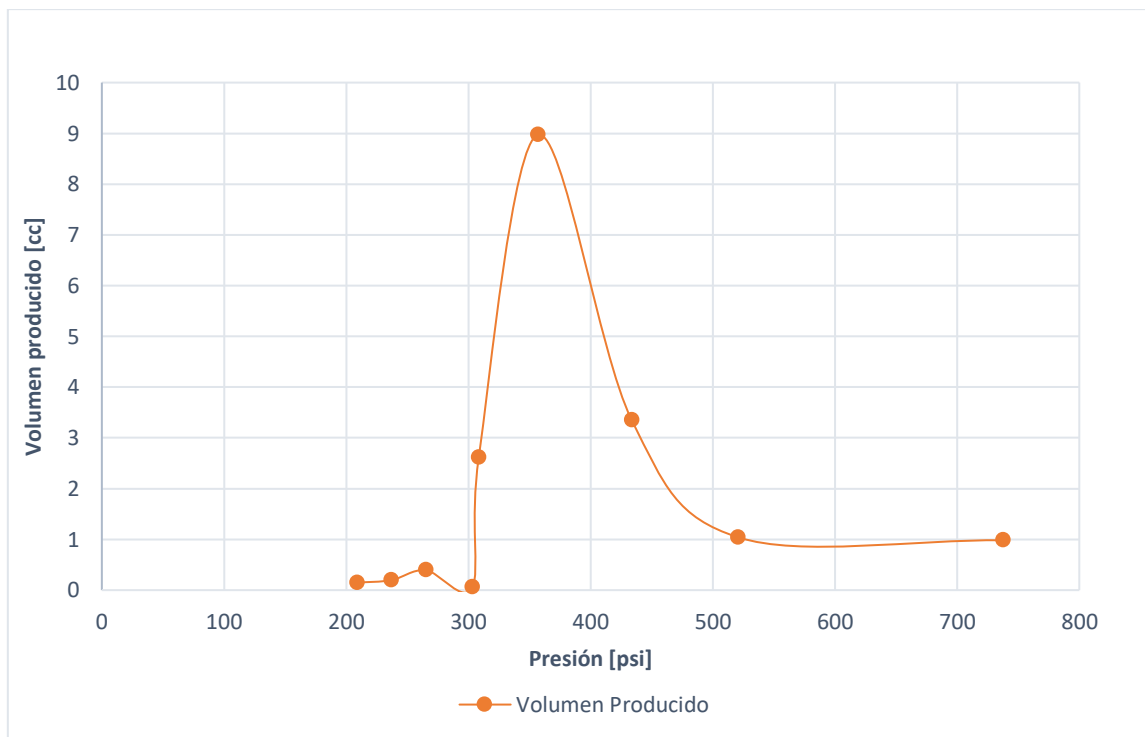


Gráfico 4.6 Volumen producido vs presión de prueba de agotamiento de 30 cm

En este procedimiento experimental se recuperaron 17.75 cc de crudo de un POES de 74.22, representando un factor de recobro de 24% como se presenta en el gráfico 4.7.

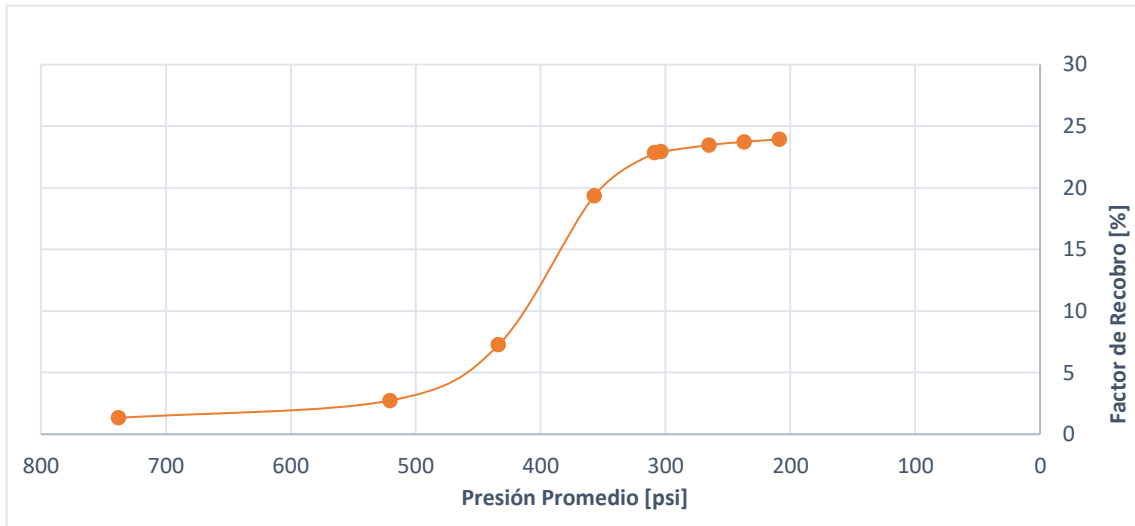


Gráfico 4.7 Factor de recobro de prueba de agotamiento de 30 cm

Tabla 4.16 Datos de saturación y permeabilidad relativa para prueba de 30 cm

N°Flash	Vol crudo producido [cc]	Vol crudo acum [cc]	Vol líquido [cc]	So [fr]	Sliq [fr]	Sg [fr]	Soe [fr]	Kro	Krg
-	0.00	0.00	85.43	0.8450	1.0000	0.0000	0.5430	0.2949	0.0041
3	3.35	3.35	82.08	0.8058	0.9608	0.0392	0.4274	0.1826	0.0202
4	8.97	12.32	73.11	0.7008	0.8557	0.1443	0.1177	0.0139	0.4162
5	2.61	14.94	70.49	0.6702	0.8252	0.1748	0.0275	0.0008	0.8228
6	0.06	15.00	70.43	0.6695	0.8245	0.1755	0.0254	0.0006	0.8350
7	0.39	15.39	70.04	0.6649	0.8199	0.1801	0.0119	0.0001	0.9198
8	0.20	15.59	69.84	0.6626	0.8176	0.1824	0.0051	0.0000	0.9649
9	0.15	15.73	69.70	0.6609	0.8158	0.1842	0.0000	0.0000	1.0000

En el gráfico 4.8 se presenta el comportamiento de la permeabilidad relativa a dos fases para el caso del agotamiento con una celda de 30 cm, donde la saturación de gas crítica se alcanza a una saturación mayor que el experimento anterior ($S_{gc}=3.9\%$) comenzando a disminuir significativamente la permeabilidad relativa del petróleo a este punto, evidenciando el mismo comportamiento descrito anteriormente en el experimento previo, aunque se necesita mayor cantidad de gas para generar una fase móvil, lo cual podría influir en la producción debido a que se tiene mayor cantidad de gas disuelto, incluso por encima de la saturación de gas crítica obtenida en el experimento de 100 cm. La saturación de petróleo residual para este caso de estudio fue de 66%.

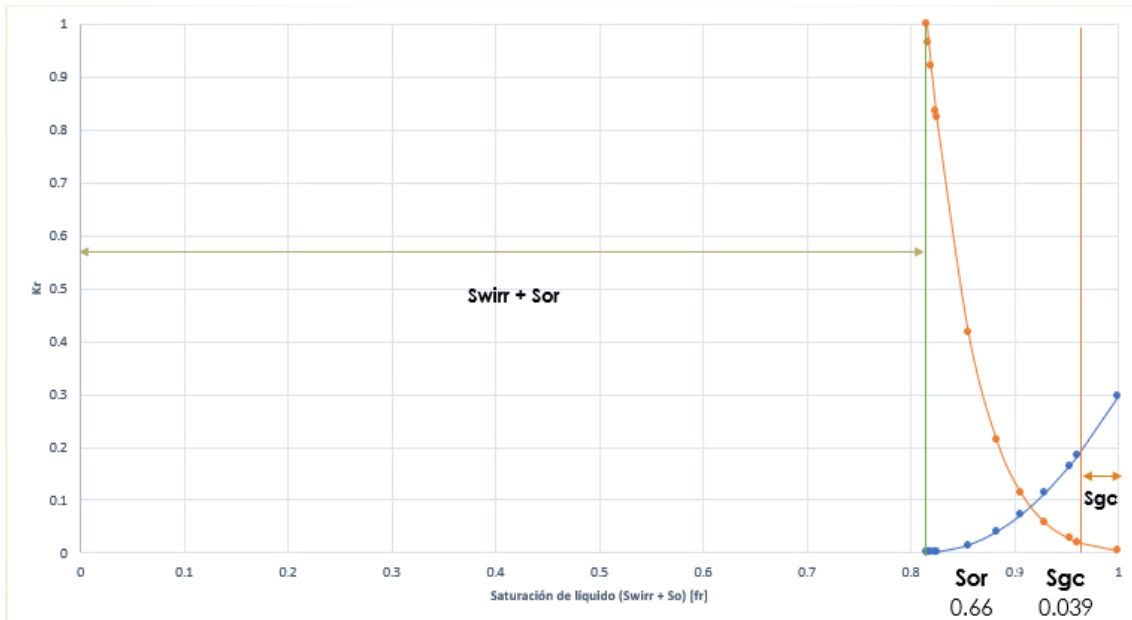


Gráfico 4.8 Curva de permeabilidad relativa de prueba de agotamiento de 30 cm

4.3.3 Prueba de agotamiento con celda de 15 cm

A continuación, se presentan los resultados correspondientes a la prueba de agotamiento ejecutada con una celda tubular de 15 cm de longitud y con 3.8 cm de diámetro de medio poroso, esta celda cuenta adicionalmente con presión de confinamiento, cuyo diferencial se mantuvo constante a lo largo de todo el proceso de agotamiento, dicho diferencial corresponde a 500 psi por encima del punto presión estabilizado. Las presiones reportadas en la tabla no documentan la presión de confinamiento, reflejan únicamente la presión promedio del sistema medida mediante dos manómetros ubicados a la entrada y la salida de la celda.

Tabla 4.17 Tiempos de estabilización para prueba de agotamiento de 15 cm

N° de Flash	Presión [psi]	Tiempos de estabilización [días]
1	698	4
2	470	6
3	424	2

Tabla 4.17 Tiempos de estabilización para prueba de agotamiento de 15 cm (continuación)

N° de Flash	Presión [psi]	Tiempos de estabilización [días]
4	370	2
5	311	5
6	250	1

La prueba tuvo un tiempo de estabilización total de 20 días.

Tabla 4.18 Datos de producción de prueba de agotamiento de 15 cm

N°	P [psi]	M ₁ [gr]	M ₂ [gr]	Mc [gr]	Vc [cm ³]	Vca [cm ³]	Vg [cm ³]	Vgc [cm ³]
1	698	89.24	93.89	4.65	4.57	4.57	43	36.21
2	470	93.89	95.43	1.54	1.51	6.08	13	10.95
3	424	95.42	97.2	1.78	1.75	7.83	14	11.79
4	370	97.2	100.74	3.54	3.48	11.31	25	21.05
5	311	100.73	104.73	4	3.93	15.24	20	16.84
6	250	104.73	107.49	2.76	2.71	17.95	88	74.09

N° = Número de flash

M₁ = Masa del vial vacío [gr]

M₂ = Masa del vial lleno [gr]

Mc = Masa de crudo [gr]

Vc = Volumen de crudo [cc]

Vg = Volumen de gas [cc]

Vgc = Volumen de gas corregido [cc]

Tabla 4.19 Relación Gas-petróleo instantánea y Factor de recobro de prueba de agotamiento de 15 cm

N° Flash	Presión [psi]	RGP [PCN/BN]	Fr [%]
1	698	44.46	10.05
2	470	40.59	13.38

Tabla 4.19 Relación Gas-petróleo instantánea y Factor de recobro de prueba de agotamiento de 15 cm (continuación)

N° Flash	Presión [psi]	RGP [PCN/BN]
3	424	37.82
4	370	33.96
5	311	24.04
6	250	153.31

En el caso de este experimento, se observa un comportamiento similar al observado en las pruebas anteriores, resultando el punto de burbuja a una presión de 370 psi como se observa en el gráfico 4.9. Durante la ejecución de esta prueba, la producción de crudo fue importante desde el inicio del agotamiento como se observa en el gráfico 4.10, donde el punto de presión inicial tuvo la mayor producción, probablemente atribuido al factor adicional de la existencia de presión de confinamiento que favorece la misma, lo cual resulta consecuentemente en un aumento considerable del factor de recobro respecto a los dos experimentos anteriores.

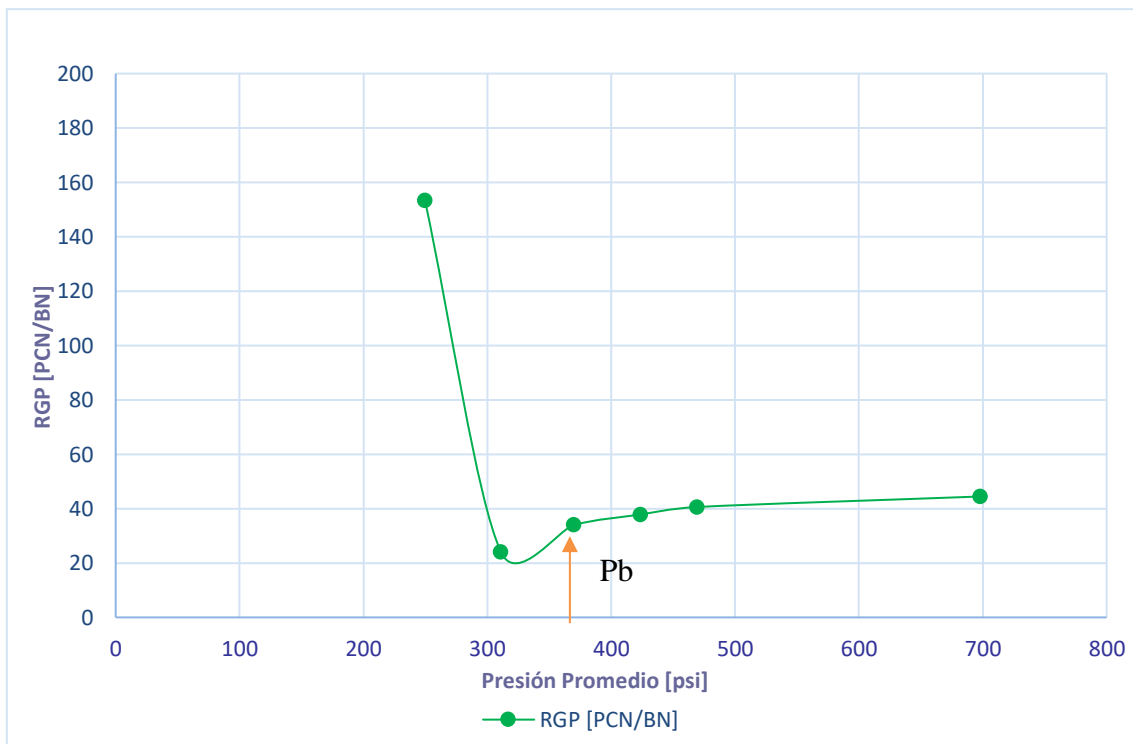


Gráfico 4.9 RGP vs Presión de prueba de agotamiento de 15 cm

En este experimento, si bien el volumen de gas producido aumenta a medida que se disminuye la presión del sistema, siendo este el comportamiento esperado. No se observó el fenómeno de baches de gas presentado en las pruebas anteriores, ello puede deberse a que debido a la pequeña dimensión del sistema de estudio, no se aprecian los fenómenos de redistribución de fluidos por segregación gravitacional, por lo cual debe existir otro mecanismo que afecte a la producción, el mismo podría ser atribuido a la espumabilidad del crudo, se observa en el gráfico 4.12 un amplio rango de saturación crítica de gas, donde se presentará una etapa de flujo de mayor rango con un crudo menos viscoso por contener gran cantidad de gas disuelto en su fase continua, mejorando la movilidad y favoreciendo la producción, cabe acotar que está presente el factor de presión de confinamiento que aporta una presión adicional al sistema, cosa que no ocurre en los escenarios previos.

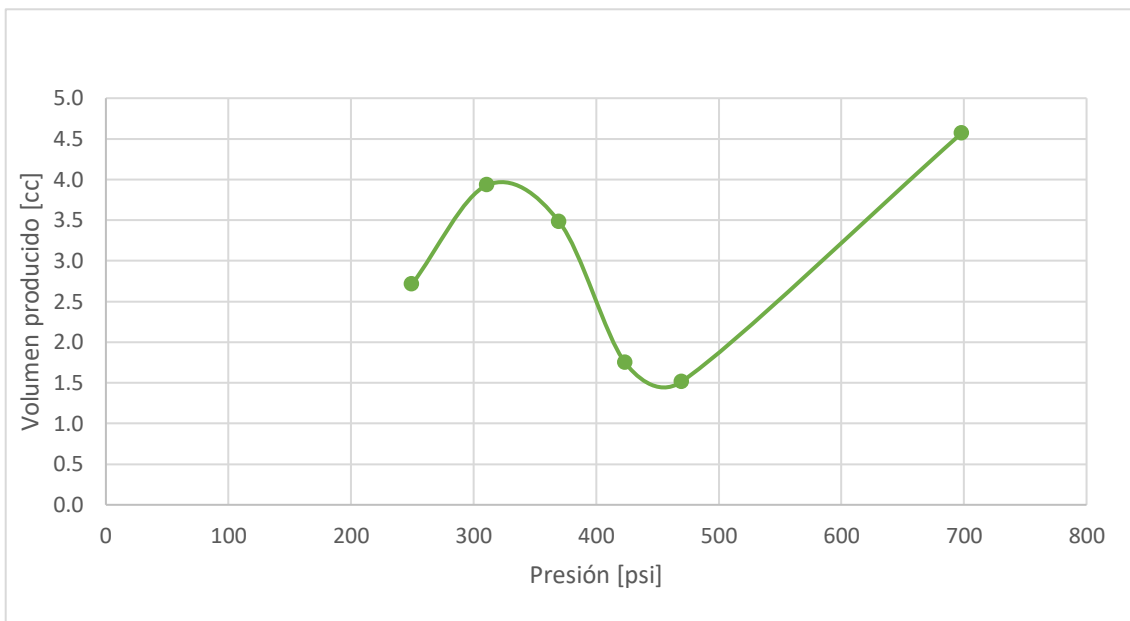


Gráfico 4.10 Volumen producido de prueba de agotamiento de 15 cm

Para este experimento se recuperaron 17.95 cc de crudo de un POES de 45.48 cc, con un factor de recobro de 39% como se observa en el gráfico 4.11.

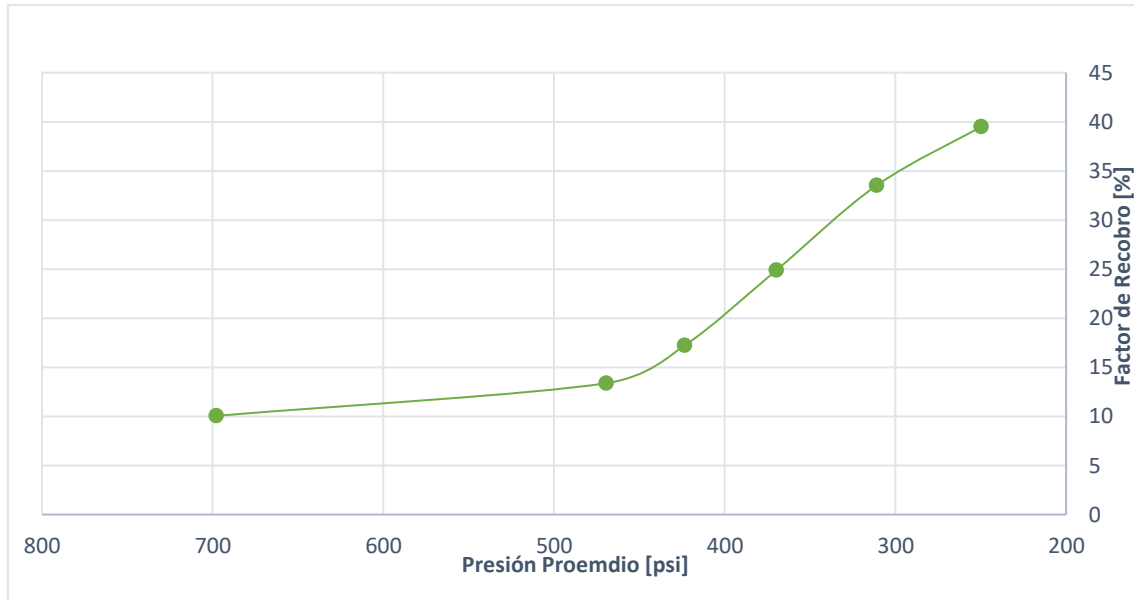


Gráfico 4.11 Factor de recobro de prueba de agotamiento de 15 cm

Tabla 4.20 Datos de saturación y permeabilidad relativa para prueba de 15 cm

N°Flash	Vol crudo producido[cc]	Vol crudo acum [cc]	Vol líquido [cc]	So [fr]	Sliq [fr]	Sg [fr]	Soe [fr]	Kro	Krg
0	0.00	0.00	52.80	0.7460	1.0000	0.0000	0.4696	0.2205	0.0033
3	1.75	1.75	51.05	0.7129	0.9669	0.0331	0.4004	0.1603	0.0167
4	3.48	5.23	47.57	0.6470	0.9010	0.0990	0.2628	0.0690	0.0873
5	3.93	9.16	43.64	0.5726	0.8265	0.1735	0.1073	0.0115	0.4034
6	2.71	11.87	40.93	0.5212	0.7752	0.2248	0.0000	0.0000	1.0000

En el gráfico 4.12 se presenta el comportamiento de la permeabilidad relativa a dos fases para el caso del agotamiento con una celda de 15 cm, donde la saturación de gas crítica se alcanza a una saturación mayor que en los experimentos anteriores ($S_{gc}=9.9\%$) y la saturación residual de la fase mojante alcanza un valor menor a las saturaciones residuales previas, con un valor del 52%, el rango de saturaciones para este experimento es mucho más amplio y tiene una mayor producción, ello debido posiblemente, como se mencionó con anterioridad, al factor de la presión de confinamiento combinado a que se tiene un menor volumen de fluidos a desplazar, y que por lo tanto se requiere de menos energía para producir los fluidos que saturan el medio poroso.

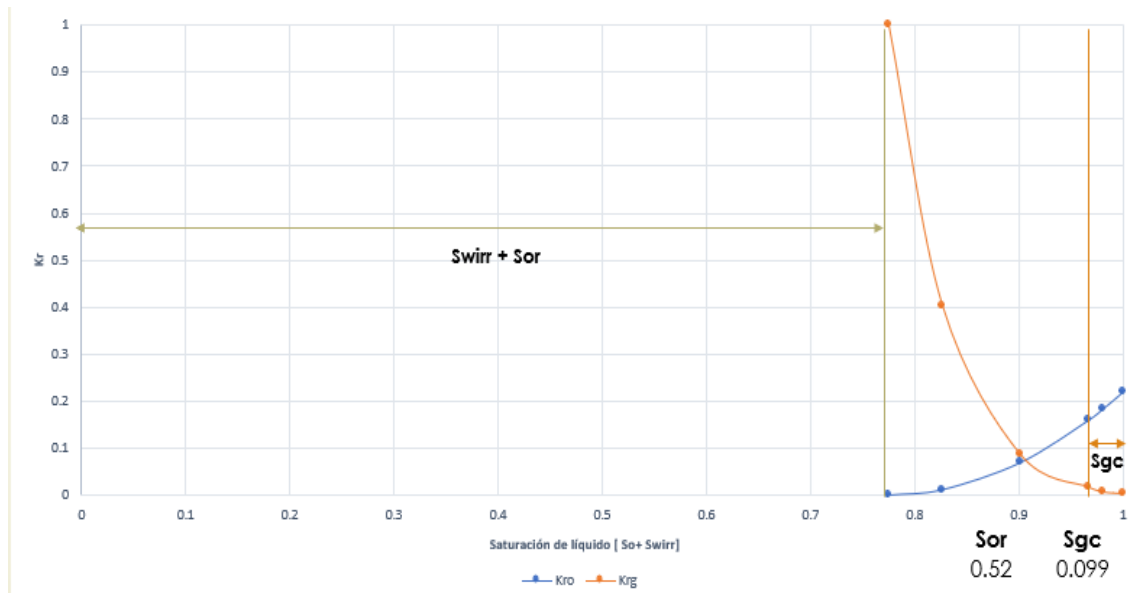


Gráfico 4.12 Curvas de permeabilidad relativa para prueba de 15 cm

4.4 Comparación de los resultados obtenidos en los tres procedimientos experimentales

Una vez presentados los resultados obtenidos para cada experimento de agotamiento realizado con tres longitudes de medio poroso, se presenta a continuación los gráficos conjuntos que permiten establecer una comparación inmediata respecto a los puntos de interés de la prueba, que corresponderían a punto de burbuja, factor de recobro y curvas de permeabilidades relativas de cada sistema.

4.4.1 RGP vs Presión

En el gráfico 4.13 se presentan las curvas de RGP instantánea para los tres experimentos, observando un comportamiento similar en cada caso, obteniendo una presión de burbuja de 370 psi para las pruebas de 100 y 15 cm, y de 357 psi para la prueba de 30 cm, lo cual indica que es posible determinar para los tres casos la presión de burbuja del sistema de forma adecuada y que el resultado es reproducible respecto al experimento original correspondiente a la celda tubular de 100 cm de longitud.

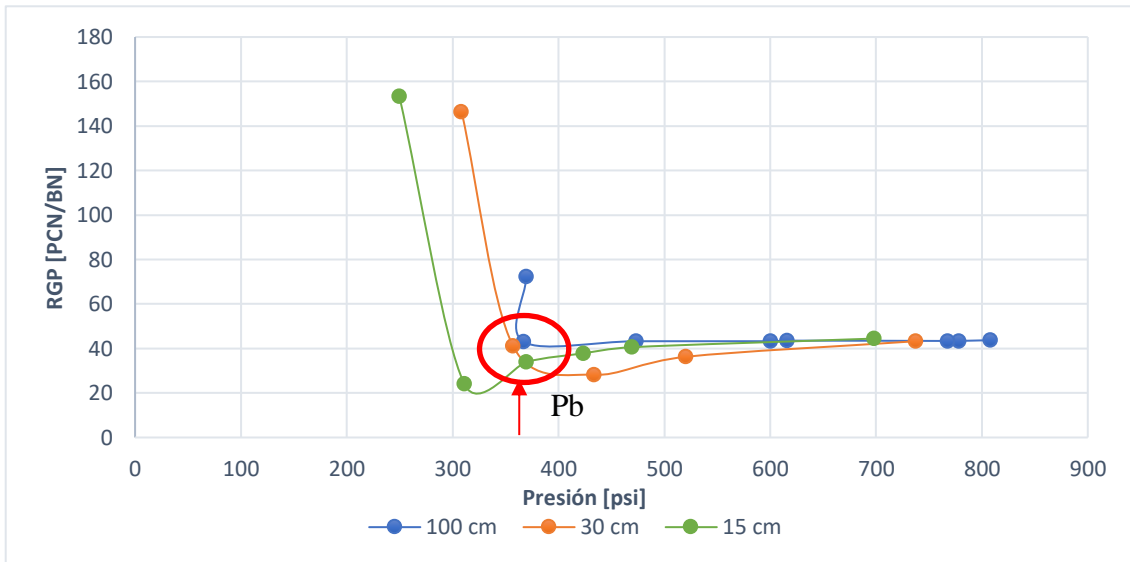


Gráfico 4.13 RGP vs presión para los tres experimentos de agotamiento

4.4.2 Factor de Recobro

En el gráfico 4.14 se presentan los gráficos correspondientes a factor de recobro, donde hay un aumento considerable del volumen recuperado respecto al volumen de petróleo inicial a medida que se disminuye la longitud de la prueba, sin embargo esto no es considerado un factor que descarte la reproducibilidad del procedimiento experimental en longitudes inferiores a 100 cm, debido a que el factor de recobro es un parámetro de referencia que es sometido a un análisis de sensibilidad en estudios de simulación, con el conocimiento de que el mismo no representa la realidad de lo que se recupera en campo a condiciones operacionales reales en la mayoría de los casos.

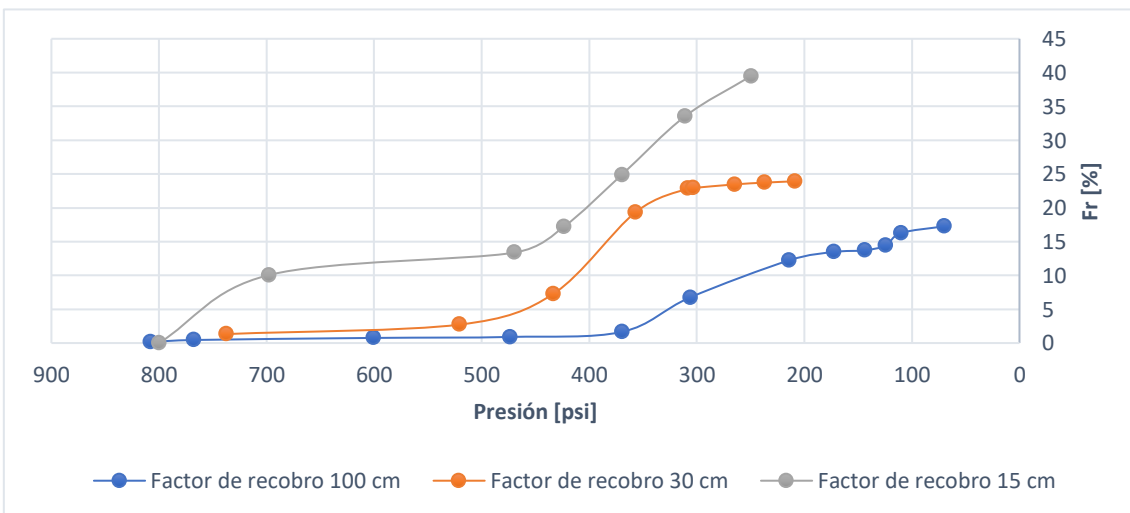


Gráfico 4.14 Factor de recobro para los tres experimentos de agotamiento

Para ilustrar de una mejor manera el impacto de la disminución del sistema en el incremento del factor de recobro, se presenta en el gráfico 4.15 el comportamiento del sistema a lo largo de las caídas de presión en función del tiempo de estabilización. La tasa de declinación en psi/día para cada escenario estudiado se presenta en la tabla 4.21, evidenciando que a medida que se disminuye la longitud, la entropía en el sistema incrementa, lo cual se aprecia en la tasa de declinación, dicho fenómeno favorece el efecto espumante en el crudo al inhibir la separación de las fases presentes, disminuyendo la viscosidad del fluido y de esa manera favoreciendo la producción.

Tabla 4.21 Tasa de declinación para los tres escenarios

Sistema	Tasa de declinación [psi/día]
100 cm	9.70
30 cm	14.21
15 cm	25.73

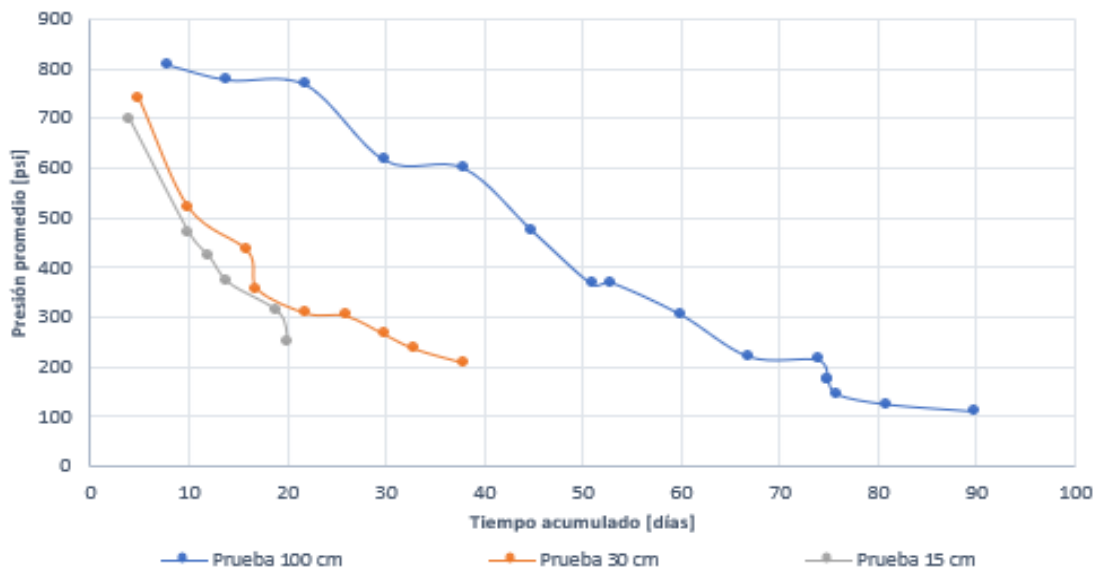


Gráfico 4.15 Tasa de declinación de presión para los tres experimentos de agotamiento

4.4.3 Curvas de Permeabilidad Relativa

En el gráfico 4.16 se presentan las curvas de permeabilidades relativas para cada sistema de interacción roca-fluido con sus respectivas longitudes de medio poroso definidas para el caso de estudio, es posible generar dichas curvas para los tres escenarios planteados y observar claramente el comportamiento que indica la facilidad de desplazamiento de los

fluidos presentes a medida que existe un cambio de saturación, la diferencia entre ellas radica en la cantidad de petróleo residual al finalizar cada fase experimental, que disminuye a medida que se tiene un sistema de medio poroso más pequeño, dicha saturación de petróleo residual depende de la cantidad de fluido que se logró recuperar para cada escenario. La saturación de gas necesaria para formar una fase continua y móvil aumenta en los escenarios de 30 y 15 cm respectivamente, esto puede deberse a que el sistema no cuenta con tiempos de estabilización prolongados para alcanzar el equilibrio donde el gas y el crudo se separan completamente a medida que disminuye la presión, de manera que, aumenta el rango de flujo en la cual todavía se tiene una cantidad de gas disuelta en el crudo en forma de burbujas que fomenta la producción disminuyendo la viscosidad del crudo.

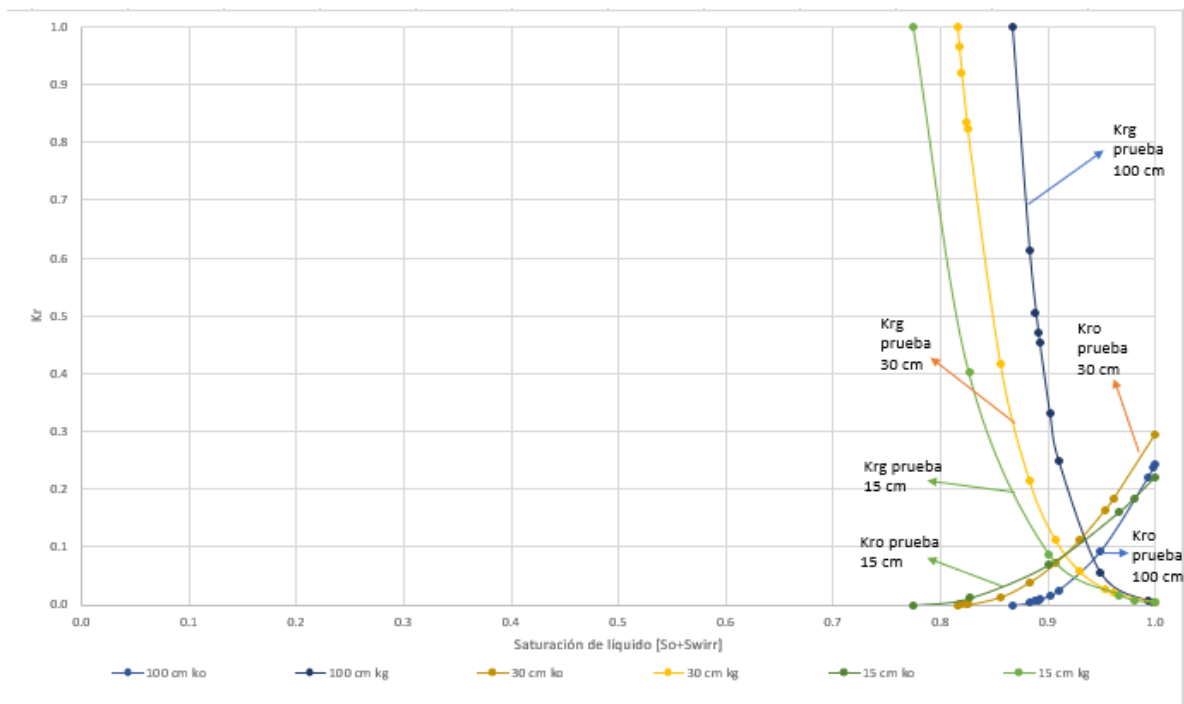


Gráfico 4.16 Curvas de permeabilidad relativa para sistema gas-petróleo

CONCLUSIONES

- Las pruebas de agotamiento realizadas en medios porosos de diferentes longitudes evidenciaron que dicho parámetro no tiene efecto significativo en el comportamiento de la RGP, por lo tanto, los resultados son representativos en experimentos de desplazamiento con celdas tubulares de longitudes menores a 100 cm para determinar el punto de burbuja con un margen de error de 13 psi respecto al experimento original.
- Se construyeron satisfactoriamente las curvas de permeabilidades relativas de gas-petróleo para los tres sistemas estudiados, demostrando la factibilidad de generar dichas curvas mediante pruebas de agotamiento de presión con diferentes dimensiones, donde las variaciones en la saturación de gas crítica y saturación de petróleo residual se debe al efecto de espumosis del crudo que es más evidente en longitudes menores de medio poroso al incrementar la entropía del sistema.
- Mediante la elaboración del estado de arte de los estudios que involucran pruebas de agotamiento de presión se determinó la metodología a seguir para la simulación física del agotamiento, así como la mínima longitud de medio poroso a utilizar para evaluar el impacto de dicha variable.
- En especímenes inferiores a 30 cm de longitud no se aprecian los efectos de redistribución de fluidos por drenaje gravitacional.
- Se determinó que mientras menor es la longitud del sistema, menor es el tiempo de estabilización para alcanzar el equilibrio entre las dos fases presentes (separación del gas y el petróleo), lo que puede incrementar el factor de recobro al facilitar la movilidad del crudo que aún tiene cantidades importantes de gas disueltas.
- El gráfico de RGP y volumen de petróleo producido vs. Presión permite identificar para los tres escenarios que el principal mecanismo de producción es por gas en solución y segregación gravitacional.
- La diferencia entre el punto de burbuja obtenido mediante el PVT y los tres procedimientos experimentales de agotamiento de presión puede deberse al efecto de espumosis del crudo, que arroja una presión de pseudoburbuja. Se considera también un margen de error asociado a que los estudios PVT constituyen únicamente ensayos de tubo, donde el fluido no está en contacto con el medio

poroso, en consecuencia, no se presentan los fenómenos de interacción roca-fluido.

- Se caracterizaron de manera satisfactoria las propiedades de los fluidos que componen el sistema de interacción roca-fluido, garantizando que el mismo fuera representativo de yacimientos de arenas no consolidadas y crudo extrapesado de la Faja Petrolífera del Orinoco.
- La presión de confinamiento constituye un factor influyente en el aumento de la producción de la prueba de agotamiento ejecutada con una celda tubular de 15 cm de longitud.
- Se reducen los costos al disminuir la longitud de la celda debido a que se reduce el requerimiento de masa de arena con su respectivo acondicionamiento para la ejecución de la prueba, se requiere de menor volumen de agua sintética de formación y de crudo recombinado, y los tiempos de ejecución del experimento disminuyen significativamente, por ende, se optimiza el proceso experimental.

RECOMENDACIONES

- Realizar un estudio para determinar el efecto de flujo espumante en la producción de sistemas de crudo pesado y extrapesado a diferentes tasas de declinación de presión.
- Realizar el estudio con una tasa de declinación mayor a 0.01 psi/min y evaluar el impacto que tiene de la tasa de declinación en la producción del sistema.
- Se propone la elaboración en los talleres mecánicos de PDVSA INTEVEP, una celda tubular de 15 cm de longitud cuya configuración no incluya sistema de confinamiento, para evaluar la producción del sistema sin esta presión adicional.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Arias, F. G. (1999). *El proyecto de investigación, guía para su elaboración*. Caracas: Episteme.
- Arturo Borges, PDVSA INTEVEP. (2018). *Consecuencias del comportamiento espumante en crudos Pesados y Extra Pesados de FPOHC*. Caracas.
- Cocco, M. J. (2002). *Effects of Relative Permeability on Parameter Estimation*.
- Corey, A. (1954). *The Interrelation Between Gas and Oil Relative Permeabilities*.
- Dake, L. (2011). *Fundamentals of Reservoir Engineering*.
- E.F Johnson, D.P Bossler, V.O Naumann. (1959). *Calculation of Relative Permeability from Displacement Experiments*.
- Halliburton . (2001). *Basic Petroleum Geology and Log Analysis*.
- Paris, M. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Maracaibo : Ediciones Astro Data.
- PDVSA INTEVEP. (s. f). *Procedimiento para Recombinar Crudo*. Los Teques.
- Pérez, A. G. (2005). *Guía Metodológica para Anteproyectos de Investigación*. FEDUPEL.
- Real Academia de Ingeniería*. (23 de septiembre de 2018). Obtenido de www.diccionario.raing.es
- Santa Paella Stracuzzi, F. M. (2010). *Metodología de la investigación cualitativa*. Caracas.
- Schlumberger. (13 de Septiembre de 2018). *Schlumberger Oil Field Glossary* . Obtenido de https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/residual_oil_saturation.aspx
- SEG wiki. (13 de septiembre de 2018). *SEG wiki*. Obtenido de https://wiki.seg.org/wiki/Dictionary:Irreducible_water_saturation/es
- Yunes A. Cengel, M. A. (2012). *Termodinámica*.

APÉNDICE

Apéndice A. Cálculo tipo de porosidad del sistema

La porosidad para cada sistema fue calculada mediante la ecuación 2.1, para ello, se necesita conocer el volumen poroso (ecuación 3.20) y el volumen total del sistema (ecuación 3.21). En la tabla A.1 se presentan los datos de inyección necesarios para calcular el volumen poroso y volumen total del sistema

Tabla A.1 Volumen de agua inyectado y producido para cálculo tipo de porosidad (celda 100 cm)

Volumen Poroso al Agua					
Densidad del agua	1.00535	[gr/cc]			
Bomba de inyección		Viales			
Presión [psi]	Vol inyectado [cc]	Peso vacío [gr]	Peso lleno [gr]	Peso agua[gr]	Vol de agua [cc]
0	65.02				
0	99.95				
0	99.59				
0	86.98				
0	94.09				
0	99.79				
0	100.19				
0	52.59	19.20	58.26	39.06	38.85
0	0.00				
469	57.80	19.46	29.95	10.49	10.44
470	98.68				
470	48.40	19.10	62.54	43.44	43.21
470	48.40				
470	0.00	19.10	80.44	61.34	61.02
470	75.14				
705	0.00				

Vol agua iny [cc]	Vol agua recolectado [cc]	Vol agua celda [cc]
929.82	153.51	776.31

El volumen de agua inyectado corresponderá a la suma de todos los volúmenes inyectados por la bomba, mientras que el volumen de agua en la celda corresponderá a los fluidos inyectados menos los producidos, obteniendo así el volumen poroso.

Aplicando la ecuación 3.20 se tiene:

$$V_p = 929.82 \text{ cc} - 153.51 \text{ cc} = 776.30 \text{ cc}$$

El volumen total corresponderá a las dimensiones del medio poroso, aplicando la ecuación 3.21 se tiene:

$$Vt = \pi * (2.945cm)^2 * 100 cm = 2723.33 cc$$

Aplicando la ecuación 2.1 nos queda que:

$$\emptyset = \frac{776.30}{2723.33} * 100 = 28.51\%$$

El mismo cálculo es aplicado para los medios porosos de 30 y 15 cm con los datos de longitud y diámetro (mediante el cual se puede conocer el radio) reportados en la tabla 4.6.

Apéndice B. Cálculo tipo de la permeabilidad absoluta

Para el cálculo de la permeabilidad absoluta de los tres sistemas, se empleó gas nitrógeno, que posee una viscosidad de 0.0175cP a una temperatura de 24°C y se aplicó el procedimiento descrito en la metodología experimental, aplicando la ecuación 3.19. En la tabla B.1 se presentan los datos a emplear para la elaboración del gráfico B.1, donde conociendo la pendiente, se halla el valor de la permeabilidad absoluta. El mismo procedimiento fue empleado para los sistemas de 30 y 15 cm respectivamente.

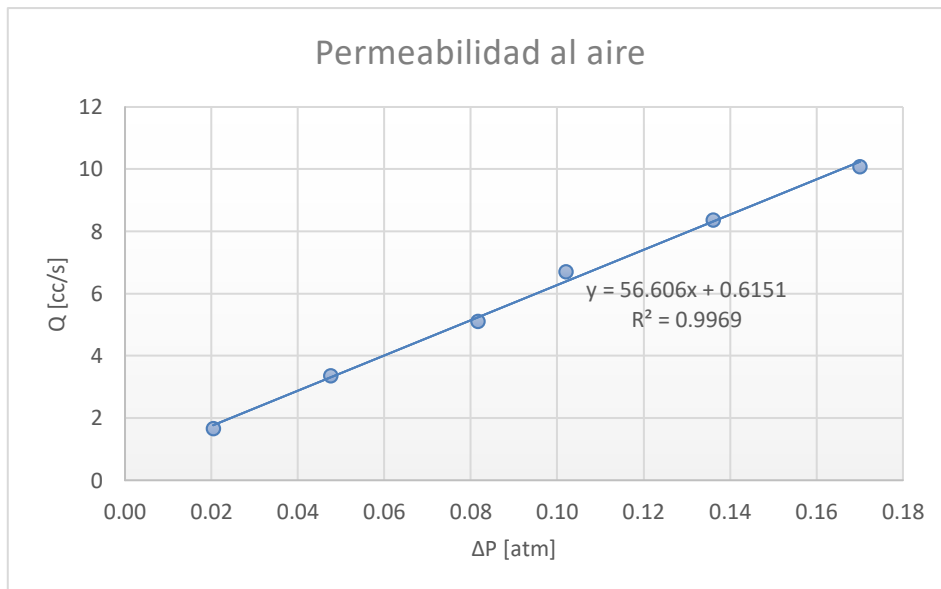
Tabla B.1 Datos para cálculo tipo de permeabilidad absoluta (celda 100 cm)

ΔP [%]	ΔP [atm]	Q [cc/min]	Q [cc/s]
0.3	0.02	100	1.67
0.7	0.05	201	3.35
1.2	0.08	306	5.10
1.5	0.10	402	6.70
2	0.14	502	8.37
2.5	0.17	605	10.08
3.4	0.23	701	11.68

Mediante la data reportada se genera el gráfico B.1, cuya pendiente es sustituida en la ecuación 3.19 como sigue:

$$K = \frac{56.606 * 0.0175cP * 100cm}{22.5cm^2} = 4.40 \text{ darcy}$$

Gráfico B.1 Caudal vs. ΔP para cálculo de permeabilidad absoluta al aire



Apéndice C. Recombinación de crudo y factor de compresibilidad del gas

A continuación, se presentan los cálculos tipo para la recombinación de crudo a la RGP de trabajo.

El volumen de crudo a recombinar corresponde a un valor preestablecido de 3000 cm³, y mediante la ecuación 3.2 se determina el volumen de gas a condiciones de superficie:

$$V_{gi} = \frac{43 \text{ PCN}/_{BN} * 3000 \text{ cc}}{5.6146} = 22975 \text{ cc}$$

Donde el 5.6146 corresponde a un factor de conversión.

Para el cálculo del factor de compresibilidad del gas, se define la temperatura y presión pseudoreducida a partir del procedimiento planteado en la metodología experimental.

Tabla C.1 Condiciones de trabajo

Condiciones De Trabajo	
T (°C)	45
P (Psi)	470

Tabla C.2 Composición del gas

Composición del Gas			
Componente	Yi	Tc(R)	Pc(Psi)
CH4	0.96	343.9	673
CO2	0.04	547.5	1071

Mediante las ecuaciones 3.4 y 3.5 se calculan la temperatura y presión pseudocrítica

$$T_{sc} = 0.96 * 343.9 + 0.04 * 547 = 352$$

$$P_{sc} = 0.96 * 673 + 0.11071 = 689$$

Tabla C.3 Presión y temperatura pseudocrítica

Tsc (R)	Psc (Psi)
352.044	688.92

Corrección por contaminantes (ecuación 3.6):

$$F_c = 120 * (0.04^{0.9} - 0.04^{1.6}) = 5.92$$

Calculando temperatura y presión pseudocrítica corregida mediante las ecuaciones 3.7 y 3.8 se tiene que:

$$T_{sc}^* = 352 - 5.92 = 346.11$$

$$P_{sc}^* = \frac{688.92 * 346.11}{352.04} = 677.32$$

Empleando la ecuación 3.9 y 3.10 nos queda que:

$$P_{sr} = \frac{470 + 14.7}{677} = 0.7$$

$$T_{sr} = \frac{(45 + 273.5) * \left(\frac{9}{5}\right)}{346} = 1.6$$

Utilizando la figura 3.1, y entrando con los valores de presión y temperatura pseudoreducida, se tiene un factor de compresibilidad de 0.95.

Conociendo el factor de compresibilidad, se determina el volumen de gas a inyectar a condiciones de trabajo, según la ecuación 3.17, a continuación, el cálculo tipo.

$$V_2 = \frac{0.95 * 14.7psi * 22975cc * 318.15}{470 * 288.71} = 751.90 cc$$

Apéndice D. Registro de presiones para las pruebas de agotamiento

Tabla D.1 Registro de presiones para prueba de agotamiento de 100 cm

RGP Presiones Finales (al momento del Flash)										
Flash	Presiones [psi]					Presiones corregidas [psi]				Presion promedio [psi]
	Bomba	1	2	3	4	1	2	3	4	
1.0	850	810	810	815	810	808	808	812	805	808
2.0	800	780	780	785	785	777	777	781	779	778
3.0	700	770	770	780	770	766	766	776	763	768
4.0	600	550	530	520	520	538	517	508	503	516
5.0	500	610	610	615	610	600	600	606	597	601
6.0	400	490	485	490	490	475	470	477	471	473
7.0	330	385	385	385	390	366	366	369	367	367
8.0	300	390	385	390	390	371	366	374	367	370
9.1	280	370	365	370	370	351	345	353	346	349
9.2	275	355	350	360	360	335	330	343	336	336
9.3	275	340	335	345	345	319	314	328	320	320
9.4	275	345	340	345	350	325	319	328	326	324
9.5	275	340	330	340	340	319	309	323	315	317
9.6	275	335	325	335	335	314	304	317	310	311
9.7	275	330	325	330	330	309	304	312	305	307
9.8	275	325	325	330	330	304	304	312	305	306
10.0	237	300	295	300	300	278	273	281	273	276
10.1	237	295	285	295	300	273	262	276	273	271
10.2	237	220	220	230	225	195	195	209	195	199
10.3	237	245	240	245	250	221	216	225	221	221
12.0	191	240	245	240	230	216	221	219	201	214
13.0	187	200	190	200	210	174	164	178	180	174
14.0	185	200	190	200	205	174	164	178	175	173
15.0	185	185	175	185	190	158	148	163	159	157
15.1	185	175	160	170	180	148	132	147	148	144
15.2	185	170	165	170	180	143	138	147	148	144
16.0	137	160	170	165	170	132	143	142	138	139
16.1	135	150	155	160	170	122	127	137	138	131
16.2	135	150	145	155	160	122	117	132	128	125
17.0	125	130	120	130	135	101	91	106	102	100
17.1	125	125	100	115	130	96	70	91	96	88
17.2	125	110	9	100	120	81	-24	75	86	54
17.3	124	100	80	95	110	70	49	70	76	66
17.4	123	95	75	90	110	65	44	65	76	62
17.5	122	95	70	80	105	65	39	55	70	57
17.6	123	90	60	75	100	60	29	50	65	51
17.7	123	80	60	75	85	49	29	50	49	44

Tabla D.2 Registro de presiones para prueba de agotamiento de 30 cm

RGP Presiones Finales (al momento del Flash)						
Flash	Presiones [psi]			Presiones		Presion promedio [psi]
	Bomba	1	2	1	2	
1	700	690	710	721.688	753.823	737.7555
2	600	490	485	515.628	525.628	520.628
3	400	395	410	417.7495	449.563	433.65625
4	350	330	325	350.78	363.356	357.068
5	300	280	280	299.265	317.717	308.491
6	300	275	275	294.1135	312.646	303.37975
7	256	235	240	252.9015	277.149	265.02525
8	230	210	210	227.144	246.723	236.9335
9	210	185	180	201.3865	216.297	208.84175

Tabla D.3 Registro de presiones para prueba de agotamiento de 15 cm

RGP Presiones Finales (al momento del Flash)						
Flash	Presiones [psi]			Presiones		Presion promedio [psi]
	Bomba	1	2	1	2	
1	500	485	840	510	886	698
2	450	440	435	464	475	470
3	400	395	390	418	429	424
4	350	340	340	361	379	370
5	300	280	285	299	323	311
6	250	220	225	237	262	250