

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA TIERRA**



**TESIS**

**CARACTERIZACIÓN DE LITOLOGÍAS DEL NORESTE DE MÉXICO Y  
SU UTILIZACIÓN COMO ANÁLOGOS EN PRUEBAS DE  
DESPLAZAMIENTO DE HIDROCARBURO PARA RECUPERACIÓN  
MEJORADA**

**PRESENTA**

**ANGELO IVÁN CHÁVEZ GARCÍA**

**COMO REQUISITO PARCIAL PARA OBTENER EL GRADO DE  
MAESTRÍA EN CIENCIAS GEOLÓGICAS**

**NOVIEMBRE, 2017**

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA TIERRA**



**TESIS**

**CARACTERIZACIÓN DE LITOLOGÍAS DEL NORESTE DE MÉXICO Y  
SU UTILIZACIÓN COMO ANÁLOGOS EN PRUEBAS DE  
DESPLAZAMIENTO DE HIDROCARBURO PARA RECUPERACIÓN  
MEJORADA**

**PRESENTA**

**ANGELO IVÁN CHÁVEZ GARCÍA**

**COMO REQUISITO PARCIAL PARA OBTENER EL GRADO DE  
MAESTRÍA EN CIENCIAS GEOLÓGICAS**

**LINARES, NUEVO LEÓN, MÉXICO**

**NOVIEMBRE, 2017**



**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA TIERRA**



**LA TESIS**

**CARACTERIZACIÓN DE LITOLOGÍAS DEL NORESTE DE MÉXICO Y SU  
UTILIZACIÓN COMO ANÁLOGOS EN PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO DE  
HIDROCARBURO PARA RECUPERACIÓN MEJORADA**

**ELABORADA POR**

**ANGELO IVÁN CHÁVEZ GARCÍA**

**HA SIDO ACEPTADA COMO REQUISITO PARCIAL PARA OPTAR AL GRADO  
ACADÉMICO DE**

**Maestría en Ciencias Geológicas**

**Vo. Bo.**

**DIRECTOR DE TITULACIÓN**

  
**LÁZARO MOLINA ESPINOSA**

**Linares, Nuevo León, México**

**Noviembre, 2017**



**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA TIERRA**



**LA TESIS**

**CARACTERIZACIÓN DE LITOLOGÍAS DEL NORESTE DE MÉXICO Y SU  
UTILIZACIÓN COMO ANÁLOGOS EN PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO DE  
HIDROCARBURO PARA RECUPERACIÓN MEJORADA**

**ELABORADA POR**

**ANGELO IVÁN CHÁVEZ GARCÍA**

**HA SIDO ACEPTADA COMO REQUISITO PARCIAL PARA OPTAR AL GRADO  
ACADÉMICO DE**

**MAESTRÍA EN CIENCIAS GEOLÓGICAS**

**Vo. Bo.**

**ASESOR EXTERNO**

A handwritten signature in black ink, consisting of a stylized, circular scribble with a vertical line through it.

---

**SIMÓN LÓPEZ RAMÍREZ**



**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA TIERRA**



**LA TESIS**

**CARACTERIZACIÓN DE LITOLOGÍAS DEL NORESTE DE MÉXICO Y SU  
UTILIZACIÓN COMO ANÁLOGOS EN PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO DE  
HIDROCARBURO PARA RECUPERACIÓN MEJORADA**

**ELABORADA POR**

**ANGELO IVÁN CHÁVEZ GARCÍA**

**HA SIDO ACEPTADA COMO REQUISITO PARCIAL PARA OPTAR AL GRADO  
ACADÉMICO DE**

**MAESTRÍA EN CIENCIAS GEOLÓGICAS**

**Vo. Bo.**

**COMITÉ DE REVISIÓN DE TITULACIÓN**

  
\_\_\_\_\_  
**LÁZARO MOLINA ESPINOSA**

**DIRECTOR DE TITULACIÓN**

  
\_\_\_\_\_  
**VÍCTOR MATÍAS PÉREZ**

**CO-DIRECTOR DE TITULACIÓN**

  
\_\_\_\_\_  
**SIMÓN LÓPEZ RAMÍREZ**

**CO-DIRECTOR DE TITULACIÓN**

## **DEDICATORIA**

A mis abuelos (J Carmen Chávez y Paula Vargas), a mis papas (Saul Chávez Vargas y Estela García Cabrera), a mis hermanos (Aldo Saul Chávez García, Luis Felipe Chávez García y Mariela Chávez García), a mi novia (Julia Lesly Becerril Silva) y sus papas (Julián Becerril Chávez y Lourdes Silva Fernández) por ser mi motor, por confiar en mí, y por su apoyo incondicional, no lo hubiera logrado sin ustedes.

¡Gracias por todo!

## AGRADECIMIENTOS

A mis maestros, Catedráticos de la Facultad de Ciencias de la Tierra: Dr. Carlos Gilberto Aguilar Madera, Dr. Lázaro Molina Espinosa, Dr. Víctor Matías Pérez, Dr. José Valente Flores Cano, Dr. Sostenes Méndez Delgado, Dr. Ignacio Navarro De León, Dr. Juan Carlos Montalvo Arrieta, Dr. Fernando Velazco tapia, Dr. Gabriel Chávez Cabello, Mc. Efraín Alva Niño, Dr. Javier Aguilar Pérez, Dra. Yolanda Pichardo Barrón, Dra. Esther M. Cruz Gámez, Dr. José Rosbel Chapa Guerrero, Dr. Uwe Jenchenñ Dr. Oscar Mario Romero De La Cruz, Lic. Roberto Soto Villalobos y M.C. Veronika Dulmer por su grano de arena en mi formación.

Al Director de Tesis y mis asesores, Dr. Lázaro Molina Espinosa, el Dr. Víctor Matías Pérez y el Dr. Simón López Ramírez por su valiosa asesoría para el presente Trabajo de Tesis y por su paciencia y amistad. Al Dr. Fernando Velazco también por sus oportunas observaciones al Trabajo de Tesis.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) por el financiamiento de la Maestría en la Facultad de Ciencias de la Tierra de la Universidad Autónoma de Nuevo León. A la Facultad de Ciencias de la Tierra y su personal Administrativo.

Finalmente, a mis compañeros y amigos de “La mejor generación de la FCT” (Jesús Enrique Salazar Sánchez, José Salvador Flores Álvarez, Emanuel Alejandro Reyes Moreno, Xavier Jednnin Pérez Aguirre, Carlos Simón Reyes Martínez, José Jovani Rivera García, José Carlos Castillejo Carreón, Raúl Martínez Martínez, Jorge Luis Merlo Mejía, Christian Moreno Torres, Ana Julia Vigil Barrientos, Magdaleny Garza Pérez y Miriam Michelle García Lujan) por su apoyo incondicional, por su valiosa amistad y por ayudarme en los momentos más difíciles de la Geología.

## Tabla de contenido

ÍNDICE DE FIGURAS .....	III
ÍNDICE DE TABLAS.....	V
RESUMEN .....	VI
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. Objetivos.....	2
1.1.1. General.....	2
1.1.2. Específicos.....	3
1.2. Ubicación del área de estudio.....	3
2. ANTECEDENTES .....	5
2.1. Rocas sedimentarias .....	5
2.2. Petrofísica .....	6
2.2.1. Porosidad .....	6
2.2.2. Permeabilidad .....	7
2.3. Fractura.....	10
2.3.1. Fractura natural.....	11
2.4. Disolución.....	11
2.5. Yacimientos Heterogéneos .....	12
2.5.1. Anisotropía .....	13
2.6. Fenómeno de Canalización.....	14
2.7. Mojabilidad.....	15
2.8. Procesos de recuperación.....	16
2.8.1. Recuperación mejorada .....	17
2.9. Análogo .....	19
3. MARCO GEOLÓGICO .....	20
3.1. Noreste de México.....	22
3.1.1. Formación Cupido .....	23
3.2. Sureste de México .....	24
3.2.1. Formación Akal .....	25



3.3. Analogía de la Formación Cupido con la Formación Akal.....	26
4. METODOLOGÍA.....	30
4.1. Trabajo de campo .....	30
4.2. Trabajo de laboratorio .....	31
4.2.1. Determinación de porosidad efectiva .....	32
4.2.2. Permeabilidad .....	37
4.2.3. Prueba de desplazamiento .....	41
5. RESULTADOS Y DISCUSIÓN .....	45
5.1. Porosidad .....	45
5.2. Permeabilidad .....	48
5.3. Prueba de desplazamiento .....	50
6. CONCLUSIONES.....	55
7. BIBLIOGRAFÍA .....	57

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Mapa de ubicación del área de estudio. ....	4
Figura 2.1 Rangos de porosidad efectiva de diferentes tipos de rocas, donde se observa que la porosidad de las rocas carbonatadas va desde 1 hasta 40% (Schwartz & Zhang, 2003).....	7
Figura 2.2 Porosidad en rocas carbonatadas: A. Vugulos, B. Canales unidos, C. Canales planos a la estratificación, y D. Canales de solución (adaptada de Tiab & Donalson 2004).....	9
Figura 2.3 Permeabilidad media de diferentes tipos de rocas y sedimentos donde se observa que la permeabilidad de las calizas varía de 0.1 a 101.3 mD y de 1013250 a 10132500 mD para las calizas cársticas (Adaptada de Deming 2012). ....	10
Figura 2.4 Tapones de núcleos orientados paralelos y perpendiculares a las fracturas (adaptado de Tiab & Donalson 2004). ....	12
Figura 2.5 Permeabilidad horizontal (ejes x, y) Permeabilidad vertical (eje z) (adaptado de Tiab & Donalson 2004).....	13
Figura 2.6 Estabilidad del frente de desplazamiento según Habermann (Paris, 2001). ....	14
Figura 2.7 Etapas de recuperación de acuerdo a la Society of Petroleum Engineers (adaptado de Kokal & Al-Kaabi 2010). ....	16
Figura 3.1 Comparativa de la columna estratigráfica del Noreste de México con la de columna estratigráfica de la Sonda de Campeche (Adaptada de Michalzik, 1988 y de Angeles Aquino, 1996).....	27
Figura 3.2 Reconstrucción paleogeográfica del Cretácico Inferior de las zonas de estudio. (Adaptada de Schlumberger, 1984).....	28
Figura 3.3. Perfil idealizado de la zona de facies en una plataforma carbonatada (adaptado de Wilson, 1975) .....	29
Figura 4.1 Toma de muestras. A. Nucleadora portátil. B. Toma de núcleos con la nucleadora portátil.....	31
Figura 4.2 Dimensiones con las que debe contar el núcleo para poder ser analizado.....	32

Figura 4.3 Tapa del contenedor de alta presión armada con el núcleo dentro de la manga, (1. Tapón, 2. Abrazaderas, 3. Dispersores, 4. Conexión hecha con tubing, 5. Tapa del contenedor de alta presión, y 6. Manga porta núcleo).....	33
Figura 4.4 Conexiones del contenedor de alta presión y de la cámara de gas (1. Tapón, 2. Tapas del contenedor de alta presión, 3. Conexión de la bomba de desplazamiento positivo, 4. Conexión que comunica el núcleo dentro de la manga con la cámara de gas y con la bomba de vacío, 5. Conexión de la bomba de vacío y del compresor, 6. conexión que comunica la cámara de gas con el núcleo y el compresor, y 7. Sensor de presión). .....	34
Figura 4.5 Porosímetro empleado para determinar porosidad en los núcleos. ....	34
Figura 4.6. Diagrama de flujo del posímetro (1. Bomba manual de desplazamiento positivo, 2. Manga porta núcleo, 3. Contenedor de alta presión, 4. Cámara de gas, 5. Compresor, 6. Bomba de vacío; PI. Manómetro digital, PIT. Hardware para registrar la presión).....	35
Figura 4.7 Interfaz del software en donde se capturan los parámetros de entrada. ....	36
Figura 4.8 Interfaz del software después de haber realizado la medición de porosidad. ....	37
Figura 4.9 Permeámetro utilizado para pruebas en núcleos de la Formación Cupido. ....	38
Figura 4.10 Esquema del permeámetro. (1. Bomba de desplazamiento positivo, 2. Bala, 3. Contenedor de alta presión, 4. Manga porta núcleo, 5. Bomba automática, 6. Vial, y PIT. Hardware para registrar la presión). .....	39
Figura 4.11 Tapa armada del contenedor de alta presión. ....	40
Figura 4.12 Contenedor de alta presión armado con las líneas de entrada y salida del núcleo. ....	41
Figura 4.13 PPG hidratado y núcleo saturado con n-decano.....	42
Figura 4.14 Colocación de PPG en la fractura inducida en el núcleo. ....	42
Figura 4.15 Colocación de PPG en la fractura inducida en el núcleo después de colocarlo en la manga. ....	43
Figura 4.16 Núcleo saturado de n-decano dentro de la manga y fractura saturada de PPG hidratado.....	43
Figura 5.1 Muestras de núcleos obtenidas en la Formación Cupido. ....	45

Figura 5.2 Histograma de frecuencia.....	47
Figura 5.3 Porosidad vs permeabilidad de muestras con bajos valores de porosidad y de permeabilidad. ....	49
Figura 5.4 Resultados de porosidad contra permeabilidad de todas las muestras medidas..	50
Figura 5.5 derrame de PPG al quitar una conexión en la línea de salida. ....	51
Figura 5.6 Válvula tapada con PPG.....	51
Figura 5.7 Viales de recolección de la producción fluidos durante el desplazamiento.....	52
Figura 5.8 Factor de recuperación. ....	53

## **ÍNDICE DE TABLAS**

Tabla 1 Resultados de porosidad encontrados en los núcleos muestreados. ....	46
Tabla 2 Resultados de permeabilidad obtenidos en el laboratorio. ....	48
Tabla 3 Resultados obtenidos en los viales. ....	53

## RESUMEN

El estudio de los yacimientos carbonatados es de gran importancia en nuestro país debido a que la mayor parte de la producción de hidrocarburos proviene de estos yacimientos, los cuales son difíciles de producir porque poseen complejas litologías y heterogeneidades estructurales, por lo que, la información de dichos yacimientos es escasa y sólo un pequeño número de pozos cuenta con núcleos debido a la dificultad y el costo de la extracción de tales núcleos; es por tal motivo que se plantea el uso de análogos de las rocas carbonatadas, en particular las almacenadoras del Cretácico Inferior del Complejo Cantarell. Por otro lado, los afloramientos análogos nos permiten mejorar el modelado estático de yacimientos carbonatados y se emplean para investigar la interacción de los procesos de flujo con heterogeneidades geológicas a pequeña escala. En este trabajo se revisó la información tectónica, paleoambiental y sedimentológica de la Formación Cupido y de las rocas almacenadoras del Cretácico Inferior en el Complejo Cantarell, llamadas informalmente como la Formación Akal, todo esto con la finalidad de correlacionar sus estructuras y justificar la posibilidad de ser utilizadas como análogos. Se obtuvieron 25 muestras de núcleos de once sitios con diferentes litologías dentro del paquete sedimentario de la Formación Cupido y se encontró que la porosidad va desde 1% hasta 38%, mientras que en las rocas almacenadoras del Cretácico Inferior va desde 2 a 8%, por lo que las rocas de la Formación Cupido pueden ser utilizadas como análogos de las rocas almacenadoras del Cretácico Inferior. En cuanto a la permeabilidad se analizaron cuatro muestras, las cuales tenían las porosidades más altas, en estas rocas se encontraron las permeabilidades de 0.005, 0.118, 0.382 y 1000 milidarcies. Para las pruebas de desplazamiento se eligieron las muestras con más alta permeabilidad, para realizar las pruebas se indujo una fractura en los núcleos, se saturaron con n-decano y se colocó Gel de Partículas Preformadas (PPG) en la fractura, para finalmente desplazar con agua destilada el decano contenido en la matriz, en la primera prueba no se pudo desplazar porque el PPG taponeó las tuberías debido a la baja permeabilidad de la roca, mientras que en la segunda prueba se obtuvo una recuperación de casi 30% del n-decano contenido en la matriz con la inyección de 2.7 volúmenes porosos de agua.

## ABSTRAC

The study of carbonate reservoirs is of great importance in our country because most of the production of hydrocarbons comes from these deposits, which are difficult to produce because they have complex lithologies and structural heterogeneities, therefore, the information of said deposits are scarce and only a small number of wells have cores due to the difficulty and cost of extracting such cores; it is for this reason that the use of analogues of carbonate rocks, in particular the storage rocks of the Lower Cretaceous of the Cantarell Complex, is proposed. On the other hand, the similar outcrops allow us to improve the static modeling of carbonate reservoirs and are used to investigate the interaction of flow processes with small-scale geological heterogeneities. In this work we reviewed the tectonic, paleoenvironmental and sedimentological information of the Cupido Formation and the Lower Cretaceous storage rocks in the Cantarell Complex, informally called the Akal Formation, all this with the purpose of correlating their structures and justifying the possibility of be used as analogues. It was obtained 25 core samples from eleven sites with different lithologies within the sedimentary package of the Cupid Formation and found that the porosity ranges from 1% to 38%, while in the Lower Cretaceous storage rocks it ranges from 2 to 8%, so the rocks of the Cupid Formation can be used as analogues of the Lower Cretaceous storage rocks. In terms of permeability, four samples were analyzed, which had the highest porosities, in these rocks were found permeabilities of 0.005, 0.118, 0.382 and 1000 millidarcies. For the displacement tests, the samples with the highest permeability were chosen, in order to perform the tests, a fracture was induced in the nuclei, they were saturated with n-decane and Preformed Particle Gel (PPG) was placed in the fracture, to finally was displace with distilled water the dean contained in the matrix, in the first test could not be moved because the PPG plugged the pipes due to the low permeability of the rock, while in the second test was recovery of almost 30% of the n-decane contained in the matrix with the injection of 2.7 porous volumes of water.

### 1. INTRODUCCIÓN

Alrededor del 60% de las reservas mundiales de los recursos de hidrocarburos convencionales y no convencionales se almacena en los yacimientos carbonatados (Burchette 2012), en México la mayor parte de la producción de hidrocarburos proviene de dichos yacimientos, los cuales desde el punto de vista de Ingeniería de producción son difíciles de producir debido a sus complejas litologías y a sus heterogeneidades estructurales, por lo que el aumento de la recuperación requiere una mejor comprensión de cómo los diferentes procesos de recuperación responden a las heterogeneidades de estos yacimientos, esto contribuirá al diseño de soluciones de ingeniería apropiados que extiendan la vida de los campos maduros (Benson 2013). En formaciones de carbonatos, donde la heterogeneidad textural y los cambios estructurales son comunes, sólo un pequeño número de pozos tienen núcleos debido a la dificultad y el costo de la extracción de estos (Tiab & Donalson 2004).

La caracterización típica de yacimientos integra datos de múltiples fuentes, como sísmica, registros geofísicos, imágenes de pozo, petrofísica, pruebas y análisis de núcleos. Estos datos a menudo se complementan con información de afloramientos análogos, los cuales nos permiten mejorar el modelado estático de yacimientos carbonatados y se emplean cada vez más para investigar la interacción de los procesos de flujo con heterogeneidades geológicas a pequeña escala, por lo tanto las simulaciones de flujo basadas en afloramientos análogos nos permiten estudiar sistemáticamente cómo impactan en el flujo de fluidos y en la recuperación de hidrocarburos ciertas estructuras geológicas que normalmente no se consideran en las simulaciones de flujo de yacimientos a gran escala (Benson 2013).

En este trabajo se realizó la toma de muestras de núcleos en afloramientos de la Formación Cupido debido a la analogía de estas rocas con las rocas almacenadoras del Cretácico Inferior en el Complejo Cantarell, las cuales fueron llamadas informalmente por Angeles et. al., (1996) como la Formación Akal, ya que ambos paquetes de roca se depositaron en el Cretácico Inferior el cual fue un periodo de mucha estabilidad tectónica en la cuenca del Golfo de México en donde lo único que modificó la sedimentación fue la subducción y debido a esto la mayoría de las rocas depositadas conservaron características litológicas muy similares en toda la cuenca, además en el Cretácico Inferior en los bordes de

las plataformas se formaron largas franjas de arrecifes de rudistas alrededor de toda la cuenca del Golfo de México por lo que ambos paquetes se depositaron en un ambiente de plataforma restringida por un arrecife.

En los núcleos obtenidos en la Formación Cupido se determinó porosidad efectiva y permeabilidad para su utilización como análogos en pruebas de desplazamiento de hidrocarburo remanente en un medio fracturado con la aplicación de un Gel de Partículas Preformadas (PPG) para el control del agua a través de la fractura.

### **1.1. Justificación**

El estudio de yacimientos carbonatados es importante ya que alrededor del 60% de las reservas mundiales de los recursos de hidrocarburos convencionales y no convencionales se almacena en tales tipos de yacimientos (Burchette 2012). Los yacimientos carbonatados presentan una mala recuperación, que se estima por debajo del 35% en promedio (Montaron 2008). El 85% de la producción mundial de crudo se obtiene actualmente por métodos de recuperación primaria y secundaria con un recobro del 35% del petróleo *in situ*. Como esta recuperación es todavía baja, para incrementarla se han desarrollado métodos de Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR de sus siglas inglés) (Paris 2001). Por otro lado la utilización de análogos nos permite simular la interacción de los fluidos con las propiedades físicas de las rocas almacenadoras, para un mejor entendimiento del comportamiento de los fluidos en el medio poroso.

### **1.2. Objetivos**

Para la realización de este estudio se planteó un objetivo general y tres objetivos específicos, a continuación, se presentan estos objetivos.

#### **1.2.1. General**

Realizar la caracterización petrofísica de las rocas de la Formación Cupido para su utilización como análogos de las rocas almacenadoras de la Formación Akal del Complejo Cantarell y determinar la eficiencia del Gel de Partículas Preformadas (PPG), para mejorar el barrido áreal de fluidos desplazantes usados en las técnicas EOR.



### **1.2.2. Específicos**

Extraer núcleos de la Formación Cupido.

Determinar porosidad efectiva y permeabilidad de los núcleos.

Realizar pruebas de desplazamiento de hidrocarburos en los núcleos fracturados obtenidos con la aplicación de PPG.

Reportar los resultados obtenidos en una publicación científica.

### **1.3. Ubicación del área de estudio**

El área de estudio se encuentra ubicada en el municipio de Santa Catarina, en el estado de Nuevo León, se localiza dentro del Parque Ecológico la Huasteca el cual pertenece a este municipio, el primer afloramiento muestreado se encuentra aproximadamente a 5 kilómetros de la ciudad de Santa Catarina, y el otro se localiza aproximadamente a 17 kilómetros de la misma, en la figura 2 se muestra el mapa de ubicación en el cual se muestran los afloramientos donde se muestreo con un polígono de color rojo.

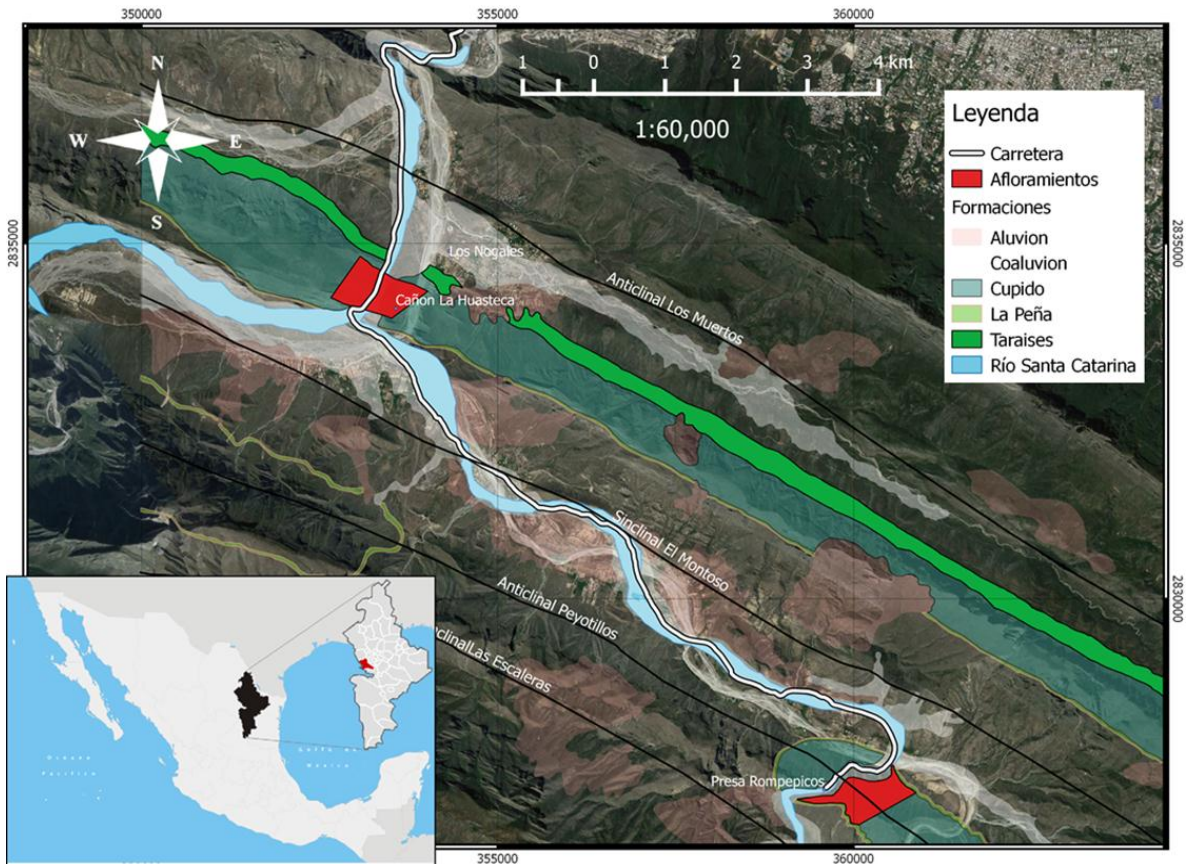


Figura 1.1 Mapa de ubicación del área de estudio.

En cuanto a la geomorfología el afloramiento que se localiza en el cañón La Huasteca se encuentra en el Anticlinal Los Muertos y el afloramiento que se localiza en la Presa Rompepicos se encuentra en el Anticlinal Peyotillos.

### 2. ANTECEDENTES

En este capítulo se presenta la descripción de conceptos básicos que son de suma importancia para la comprensión de este trabajo, el cual consiste generalmente en estudiar el comportamiento del flujo de fluidos en un medio poroso con el fin de probar en laboratorio un método de recuperación mejorada de hidrocarburos utilizando rocas de la Formación Cupido como análogos de las rocas almacenadoras del Cretácico Inferior del Complejo Cantarell y utilizando también un gel de partículas preformadas para el control de la movilidad del agua en fracturas, para esto es necesario el entendimiento de las propiedades físicas de las rocas, las etapas de recuperación y la utilización de análogos. A continuación, se describen las rocas sedimentarias ya que en este estudio se trabajó con rocas carbonatadas las cuales son un tipo de roca sedimentaria.

#### 2.1. Rocas sedimentarias

Las rocas sedimentarias son el resultado de la litificación (endurecimiento) de sedimentos que son productos de la meteorización mecánica y química de rocas existentes, estos sedimentos se depositan a partir de un fluido, las rocas sedimentarias se dividen en detríticas y químicas. Las rocas sedimentarias detríticas se forman con sedimento que puede ser una acumulación de material originado por la meteorización mecánica y química, y tal sedimento es transportado en forma de clastos sólidos, estas rocas pueden ser lutitas, areniscas, conglomerados y brechas; mientras que las rocas sedimentarias químicas se forman a partir de sedimento químico el cual es el material soluble producido mediante meteorización química, estas sustancias disueltas son precipitadas mediante procesos orgánicos (bioquímicos) o inorgánicos (químicos), las rocas sedimentarias química pueden ser caliza, dolomía, rocas silíceas (sílex), evaporitas y carbón. Una caliza es una roca carbonatada que se forma por medios químicos o como resultado de procesos bioquímicos y está compuesta fundamentalmente de mineral calcita ( $\text{CaCO}_3$ ). Una dolomía es una roca compuesta del mineral dolomita ( $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ ) que puede formarse por precipitación directa del agua del mar, probablemente la mayoría se origina cuando el magnesio del agua de mar reemplaza parte del calcio de la caliza (Tarbuck & Lutgens 2005).

## Capítulo II.- Antecedentes

---

El estudio de las propiedades físicas de estas rocas es fundamental en la industria petrolera para determinar la relación existente entre los fluidos y la roca (medio poroso), así como su movimiento a través de las rocas, dichas propiedades físicas se describen a continuación.

### 2.2. Petrofísica

La petrofísica es el estudio de las propiedades físicas de las rocas y sus interacciones con fluidos (gases, hidrocarburos líquidos y soluciones acuosas), el material geológico que forma un yacimiento para la acumulación de hidrocarburos en el subsuelo debe contener una red tridimensional de poros interconectados para almacenar los fluidos y permitir su movimiento dentro del yacimiento, debido a esto la porosidad y la permeabilidad de las rocas del yacimiento son las propiedades físicas más importantes con respecto al almacenamiento y la transmisión de los fluidos (Tiab & Donalson 2004). Por lo anterior se define el concepto de porosidad.

#### 2.2.1. Porosidad

La porosidad se define como la fracción o porcentaje de espacio vacío con respecto al volumen total de la roca, se representa por el símbolo  $\phi$ , y se expresa de la siguiente manera:

$$\phi = \frac{V_p}{V_r} \quad (1)$$

donde  $V_p$  es el volumen de poros ( $m^3$ ) y  $V_r$  es el volumen total de la roca ( $m^3$ ). Por otro lado, la porosidad efectiva ( $\phi_e$ ) es la cantidad de espacios vacíos que están interconectados, la cual se representa de la siguiente manera:

$$\phi_e = \frac{V_{pc}}{V_r} \quad (2)$$

## Capítulo II.- Antecedentes

donde  $V_{pc}$  es el volumen de poros conectados ( $m^3$ ) y  $V_r$  es el volumen total de roca ( $m^3$ ). En la figura 2.1 se muestran rangos de porosidad efectiva para algunas rocas, además en la figura se resalta el rango de porosidad de las rocas carbonatadas.

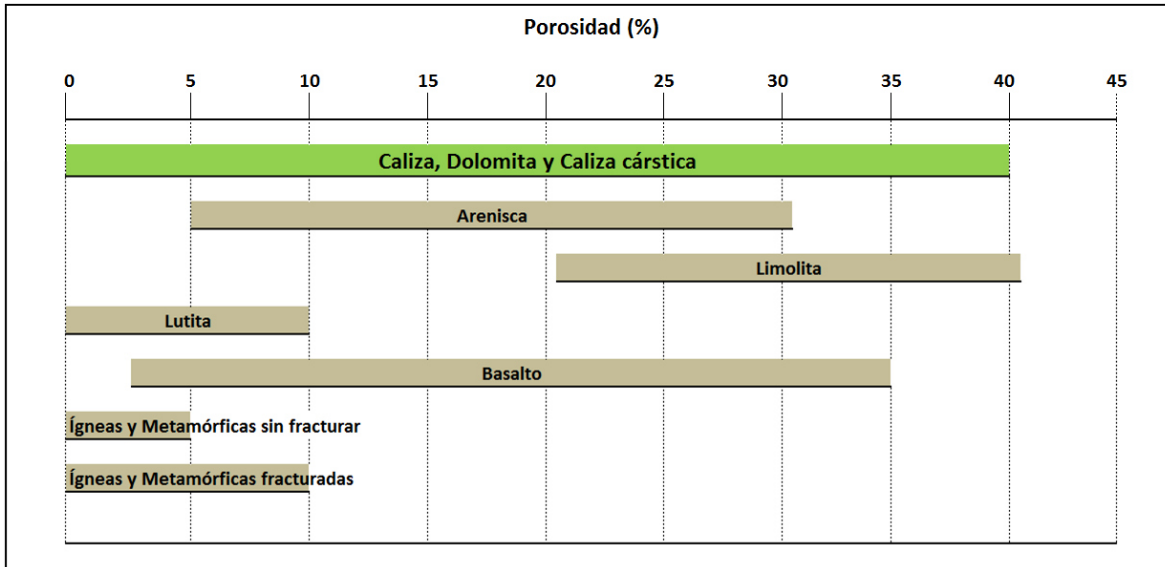


Figura 2.1 Rangos de porosidad efectiva de diferentes tipos de rocas, donde se observa que la porosidad de las rocas carbonatadas va desde 1 hasta 40% (Schwartz & Zhang, 2003).

### 2.2.2. Permeabilidad

La permeabilidad es la propiedad de una roca para transmitir fluidos en presencia de un gradiente de energía potencial y se representa por el símbolo  $K$ , la permeabilidad es una parte de la constante proporcional en la Ley de Darcy, que se relaciona con las diferencias de la velocidad del fluido y sus propiedades físicas (por ejemplo, su viscosidad) en un rango de presión aplicado al promedio de porosidad, a continuación se presenta la ecuación de la ley de Darcy:

$$u = \frac{q}{A} = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dl} \quad (3)$$

donde  $u$  es la velocidad del fluido,  $q$  es la tasa de flujo,  $k$  es la permeabilidad de la roca porosa,  $A$  área de la sección transversal,  $\mu$  es la viscosidad del fluido,  $l$  es la longitud de la muestra de roca y  $dp/dl$  es el gradiente de presión en la dirección del flujo.

## Capítulo II.- Antecedentes

---

La permeabilidad se puede determinar directamente mediante la Ley de Darcy con la siguiente ecuación:

$$K = \frac{Q\mu}{A\left(\frac{\Delta P}{L}\right)} \quad (4)$$

en donde  $Q$  es el flujo del fluido por unidad de tiempo ( $cm^3/s$ ),  $\mu$  es la viscosidad del fluido ( $cp$ ),  $A$  es la sección del área de la roca ( $cm^2$ ),  $L$  es la longitud de la roca ( $cm$ ), y  $\Delta P$  es la presión diferencial o caída de presión.

La permeabilidad ( $K$ ) en la ecuación anterior se denomina como permeabilidad absoluta si la roca está saturada al 100% con un solo fluido (agua, gas o aceite), mientras que la permeabilidad efectiva es cuando en una roca se encuentran más de un fluido y es la habilidad de la roca para transmitir un solo fluido en presencia de otro fluido cuando los dos son inmiscibles (siendo  $K_w$ ,  $K_o$ ,  $K_g$ , la permeabilidad efectiva del agua, del aceite y del gas), la suma de las permeabilidades efectivas de todas las fases será siempre menor que la permeabilidad absoluta.

La permeabilidad relativa ( $K_r$ ) es la relación entre la permeabilidad efectiva de un fluido a saturación parcial y la permeabilidad absoluta (Asquith & Charles 1982), y se representa de la siguiente manera para cada uno de los fluidos (agua, aceite y gas):

$$K_{rw} = \frac{K_w}{K} \leq 1 \quad (5)$$

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K} \leq 1 \quad (6)$$

$$K_{rg} = \frac{K_g}{K} \leq 1 \quad (7)$$

donde  $K_{rw}$  es la permeabilidad relativa del agua,  $K_{ro}$  es la permeabilidad relativa del aceite,  $K_{rg}$  es la permeabilidad relativa del gas,  $K_w$  es la permeabilidad efectiva del agua,  $K_o$  es la permeabilidad efectiva del aceite y  $K_g$  es la permeabilidad efectiva del gas.

## Capítulo II.- Antecedentes

Los yacimientos de petróleo pueden tener dos tipos de permeabilidad, la permeabilidad primaria que es la permeabilidad de la matriz la cual se originó en el momento de la depositación y litificación de las rocas sedimentarias, y la permeabilidad secundaria que es el resultado de la alteración de la matriz de la roca por compactación, cementación, fracturación y solución. La compactación y la cementación reducen la permeabilidad mientras que la fracturación y la solución tienden a incrementarla. La permeabilidad de una roca depende de su porosidad efectiva, en algunas rocas almacén como los carbonatos de baja porosidad la permeabilidad secundaria provee el principal conducto para la migración de hidrocarburos. Así, la relación entre la permeabilidad y porosidad en formaciones de rocas carbonatadas está relacionada con el tamaño de grano de la matriz de la roca, el tamaño del espacio de poro intergranular, la cantidad de cavidades individuales (fracturas y cavidades de disolución), y la presencia o ausencia de cavidades conectadas. En yacimientos carbonatos, la solución de minerales por percolación de aguas acidas superficiales y subsuperficiales a medida que pasan por los poros, fisuras, fracturas y planos de estratificación, aumentan la permeabilidad de la roca del yacimiento, en la figura 2.2 se ejemplifica la porosidad secundaria en las rocas carbonatadas.

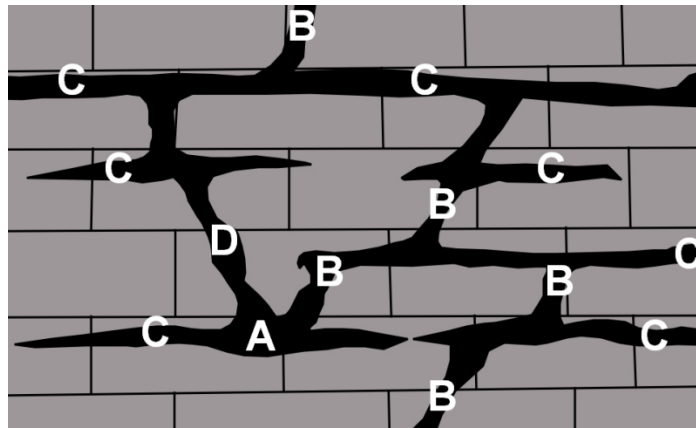


Figura 2.2 Porosidad en rocas carbonatadas: A. Vugulos, B. Canales unidos, C. Canales planos a la estratificación, y D. Canales de solución (adaptada de Tiab & Donalson 2004).

La permeabilidad tiene unidades de longitud cuadrada ( $m^2$ ), el Darcy ( $1 \text{ Darcy} = 10^{-12} m^2$ ) es otra unidad común para la permeabilidad y el mili-Darcy ( $1 \text{ mD} = 10^{-15} m^2$ ) es la unidad más común en la industria petrolera (Deming 2012)., a continuación en la figura 2.3 se muestra una tabla con los rangos de porosidad de algunos tipos de rocas y sedimentos, además se resaltan de color verde las rocas carbonatadas.



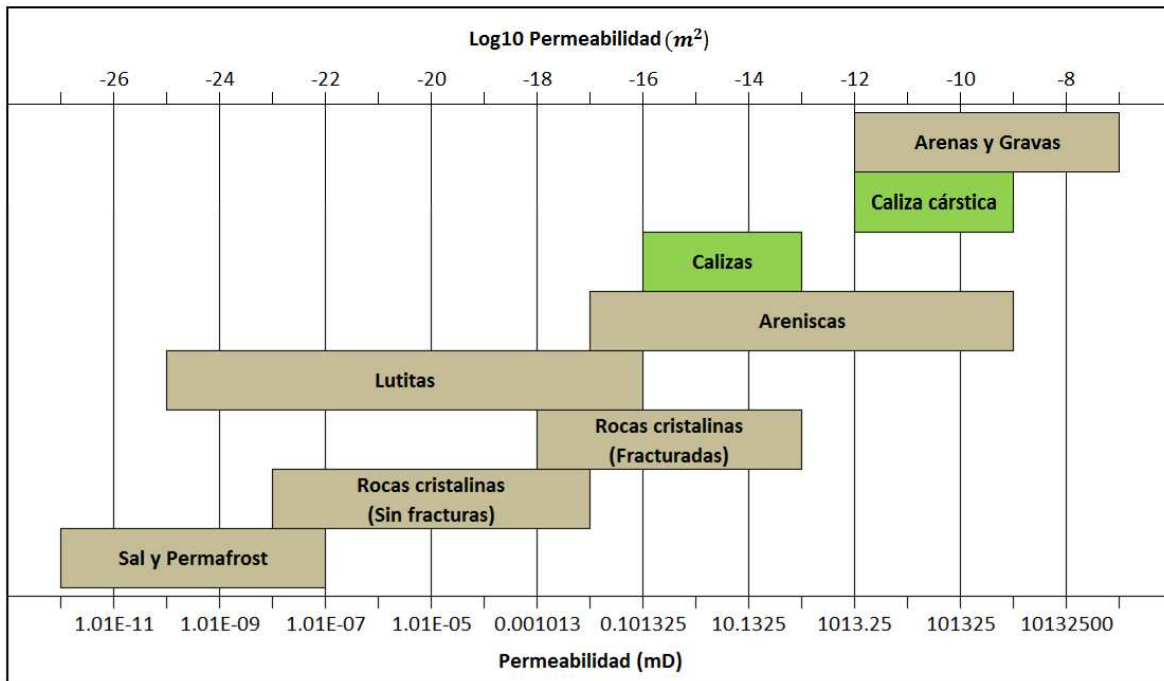


Figura 2.3 Permeabilidad media de diferentes tipos de rocas y sedimentos donde se observa que la permeabilidad de las calizas varía de 0.1 a 101.3 mD y de 1013250 a 10132500 mD para las calizas cársticas (Adaptada de Deming 2012).

### 2.3. Fractura

En términos geológicos, una fractura es cualquier discontinuidad plana o curvi-plana formada como resultado de un proceso de deformación frágil en la corteza de la tierra, las fracturas representan fallas mecánicas de la resistencia de la roca a tensiones geológicas naturales tales como los movimientos tectónicos, los cambios de presión litostática, las fuerzas de tensiones térmicas, la alta presión de fluido, la actividad de perforación, e incluso la extracción de fluido, ya que el fluido también soporta parcialmente el peso de la roca de sobrecarga. Las fracturas pueden aparecer como microfisuras con una extensión de sólo varios micrómetros, o como fracturas continentales con una extensión de varios miles de kilómetros. Pueden ser limitadas en una sola formación de roca o capa, o propagarse a través de muchas formaciones de roca o capas. Una fractura puede consistir en dos superficies de roca de forma irregular, estando más o menos en contacto entre sí y el volumen entre las superficies es el vacío de la fractura (Tiab & Donalson 2004). Haciendo un enfoque de las fracturas de los yacimientos a continuación se define una fractura natural, las cuales se encuentran en gran cantidad en los yacimientos carbonatados y no solo son causadas por deformación frágil sino también por diagénesis física.



### **2.3.1. Fractura natural**

Una fractura natural es una discontinuidad plana en la roca del yacimiento debido a la deformación o diagénesis física, la diagénesis (cambios químicos y físicos después de la deposición) modifica fuertemente las propiedades que poseía el yacimiento en el momento de la deposición. El proceso diagenético dominante consiste en cementación temprana, disolución selectiva de aragonita y reprecipitación como calcita, cementación de sepultamiento, dolomitización, y microfracturas derivadas de compactación. A continuación, se describe la disolución debido a que esta diagénesis aumenta la porosidad y por lo tanto la permeabilidad inicial de las rocas carbonatadas.

### **2.4. Disolución**

Los cambios químicos, generalmente la disolución en rocas carbonatadas, modifica la porosidad inicial. Los vugulos de alta permeabilidad, las fracturas naturales y cavernas en las rocas carbonatadas son el resultado de una intensa disolución, la disolución también es causada por diagénesis meteórica, que está relacionada con la exposición subaérea de rocas carbonatadas y se explica por la agresividad general de agua meteórica hacia los minerales sedimentarios de carbonato. La aragonita es metaestable, se disuelve y precipita en el cemento, mientras que la calcita es estable y se ve menos afectada por la disolución. La disolución provoca una variación significativa en la distribución de la porosidad y la permeabilidad en los yacimientos, definiendo la calidad del yacimiento. Aunque la porosidad absoluta proporcionada por las fracturas naturales es insignificante (<3%), la porosidad efectiva mejora considerablemente debido a que las fracturas conectan el volumen disponible de poros, por consiguiente, la permeabilidad del yacimiento y la recuperación de petróleo se incrementan considerablemente. La conectividad de las fracturas puede ser un factor decisivo en la explotación de un yacimiento en particular, por lo que se han propuesto muchos métodos para la estimación de la permeabilidad de las fracturas, como modelos de placa paralela, sistemas eléctricos analógicos, análisis de núcleos, registros de pozos, y las pruebas de presión transitoria (Tiab & Donalson 2004). La disolución puede modificar la permeabilidad en cualquier dirección, lo cual causa una heterogeneidad de la permeabilidad en el yacimiento, por lo que es importante describir los yacimientos heterogéneos en el siguiente párrafo.

## 2.5. Yacimientos Heterogéneos

En yacimientos homogéneos se asume que la permeabilidad es la misma en todas las direcciones, sin embargo, en yacimientos heterogéneos la permeabilidad en la dirección horizontal es considerablemente diferente que la permeabilidad en las direcciones “Y” y “Z”. El impacto de cómo cambia la permeabilidad en diferentes direcciones en la recuperación natural de un yacimiento y la eficiencia de un proyecto de inyección de agua puede ser de significativa importancia. El análisis de pruebas de pozos horizontales y las técnicas de pruebas de pozos en zonas selectivas proporcionan las estimaciones de la dirección de la permeabilidad más alta. Las muestras de núcleos también se analizan para determinar la dirección de mejor permeabilidad en el laboratorio, por lo general, se utilizan tapones de núcleo para la medición de la permeabilidad en el laboratorio los cuales se cortan paralelos al plano de estratificación, desde un núcleo principal tomado del pozo y para medir la permeabilidad vertical se tiene que cortar un tapón de núcleo perpendicular al plano de estratificación (figura 2.4).

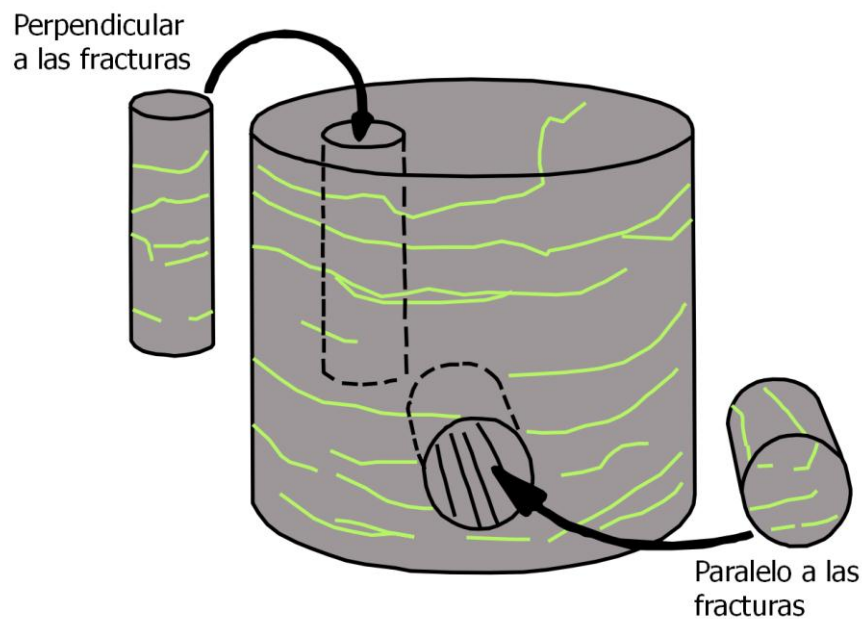


Figura 2.4 Tapones de núcleos orientados paralelos y perpendiculares a las fracturas (adaptado de Tiab & Donalson 2004).

En formaciones de carbonatos, donde la heterogeneidad texturales y cambios estructurales son comunes, sólo un pequeño número de pozos tienen núcleos debido a la dificultad y el costo de la extracción de núcleos (Tiab & Donalson 2004). La permeabilidad

direccional se utiliza frecuentemente para expresar el grado de heterogeneidad en la formación, desde el punto de vista de la ingeniería, el efecto de la anisotropía es la pérdida o ganancia en la permeabilidad efectiva de una roca almacén.

### 2.5.1. Anisotropía

Debido a la diagénesis (alteración) de la matriz puede haber pérdida o ganancia en la permeabilidad efectiva, esto puede ser debido al aumento de la permeabilidad en una dirección y a una permeabilidad reducida en otra dirección (Tiab & Donalson 2004), la anisotropía está relacionada a la variación de la permeabilidad con respecto a la dirección. Para la mayoría de las rocas sedimentarias, el plano de estratificación y su perpendicular son las direcciones principales de la anisotropía, donde las direcciones horizontales Y y X son paralelas a la estratificación, y la dirección vertical Z es perpendicular a la estratificación (figura 2.5), entonces, para la mayoría de las rocas sedimentarias se tiene que  $k_x = k_y \neq k_z$  (donde  $k$  es la permeabilidad efectiva en la dirección  $x$ ,  $y$  o  $z$ ), si la anisotropía se define como la relación adimensional de la permeabilidad horizontal a la vertical (Deming, 2012).

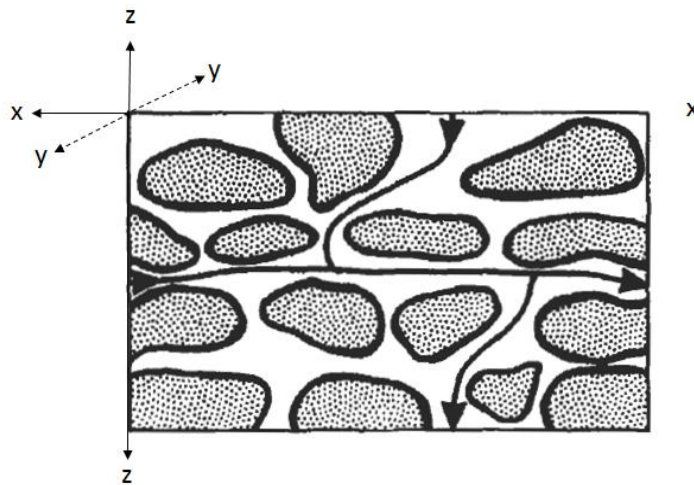


Figura 2.5 Permeabilidad horizontal (ejes x, y) Permeabilidad vertical (eje z) (adaptado de Tiab & Donalson 2004).

Esta variación de la permeabilidad provoca que el agua se produzca en los pozos cuando hay presencia de un acuífero en el yacimiento o cuando se implementa la técnica de inyección de agua para el recobro de hidrocarburo, este fenómeno es llamado canalización el cual se describe a continuación.

## 2.6. Fenómeno de Canalización

En yacimientos heterogéneos, donde las permeabilidades varían arealmente y verticalmente, el fluido desplazante no formara un frente de desplazamiento uniforme, y a medida que avanza la inyección se tenderá a canalizar hacia los estratos o áreas que tengan mayor razón de movilidad (Paris 2001), en la figura 2.6 se muestra esta idea ya que a medida que el desplazamiento progresa, la razón de movilidad sigue aumentando en las partes del yacimiento previamente conectadas por el fluido desplazante.

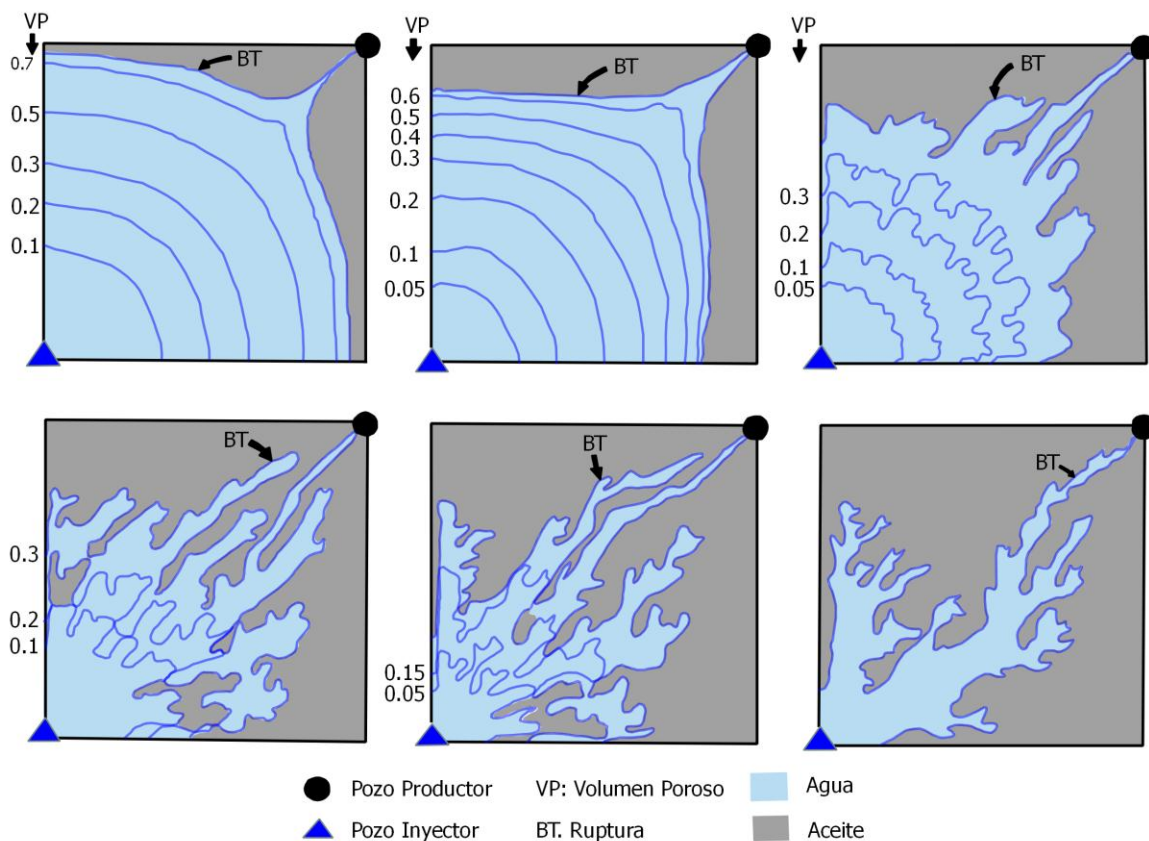


Figura 2.6 Estabilidad del frente de desplazamiento según Habermann (Paris, 2001).

Debido a esto es muy importante el estudio de estos yacimientos, la caracterización típica de yacimientos integra datos de múltiples fuentes, como sísmica, registros geofísicos, imágenes de pozo, petrofísica, pruebas y análisis de núcleos. Estos datos a menudo se complementan con información de afloramientos análogos, los cuales nos permiten mejorar el modelado estático de yacimientos carbonatados y se emplean cada vez más para investigar la interacción de los procesos de flujo con heterogeneidades geológicas a pequeña escala

observadas en el afloramiento, por lo tanto las simulaciones de flujo basadas en afloramientos análogos nos permiten estudiar sistemáticamente cómo impactan en el flujo de fluidos y en la recuperación de hidrocarburos ciertas estructuras geológicas como la canalización, que normalmente no se consideran en las simulaciones de flujo de yacimientos a gran escala (Benson 2013). Para entender el fenómeno de canalización es necesario entender la mojabilidad de las rocas del yacimiento.

### **2.7. Mojabilidad**

La evaluación de la mojabilidad relativa de agua-aceite de los poros de las rocas es un aspecto muy importante de la caracterización de yacimientos de petróleo, la mojabilidad tiene una influencia decisiva en las tasas de producción de aceite; sobre la relación de producción de agua-aceite después de la irrupción del agua; así como, las tasas de producción de aceite con tecnologías de producción mejorada; y finalmente sobre la saturación de aceite residual de un yacimiento en abandono. La recuperación primaria de petróleo se ve afectada por la mojabilidad del sistema, porque un sistema mojado por agua exhibirá mayor recuperación primaria de petróleo. Las composiciones químicas de los fluidos y de las superficies de las rocas determinan los valores de las energías superficiales específicas sólido-fluido y fluido-fluido. Por lo tanto, la mineralogía de la superficie de la roca tiene una influencia sobre las tensiones adhesivas relativas y contribuye a la mojabilidad global del sistema roca-fluido. Las superficies de las rocas carbonatadas son de carácter básico y reaccionan fácilmente con los compuestos ácidos de aceites crudos y exhiben características neutrales a mojadas por aceite. Puesto que las superficies de los carbonatos están cargadas positivamente y por lo tanto se comportan como bases débiles, son fuertemente afectados por los componentes ácidos en los aceites crudos, los cuales son ácidos carboxílicos, compuestos fenólicos, y estructuras de anillo que contienen azufre y oxígeno. Los compuestos ácidos son más frecuentes en los crudos que los compuestos básicos, lo que puede explicar el hecho de que las rocas carbonatadas exhiben un rango de mojabilidad de neutral a fuertemente mojado de aceite. Por otro lado se sabe que la recuperación de fluidos depende principalmente de la permeabilidad y porosidad de la formación y la viscosidad de los fluidos (Tiab & Donalson, 2004).

Si se requiere incrementar la producción de aceite en un yacimiento de hidrocarburo mediante alguna técnica de recuperación adicional se debe tener una mejor comprensión de cómo los diferentes procesos de recuperación responden a las heterogeneidades inherentes de estos yacimientos. Esto contribuirá al diseño de soluciones de ingeniería apropiados que extienden la vida de los campos maduros (Benson, 2013).

### 2.8. Procesos de Recuperación Mejorada

Los procesos de recuperación tradicionalmente se han dividido en tres categorías, de acuerdo a su orden cronológico: primaria, secundaria y terciaria (figura 2.6).

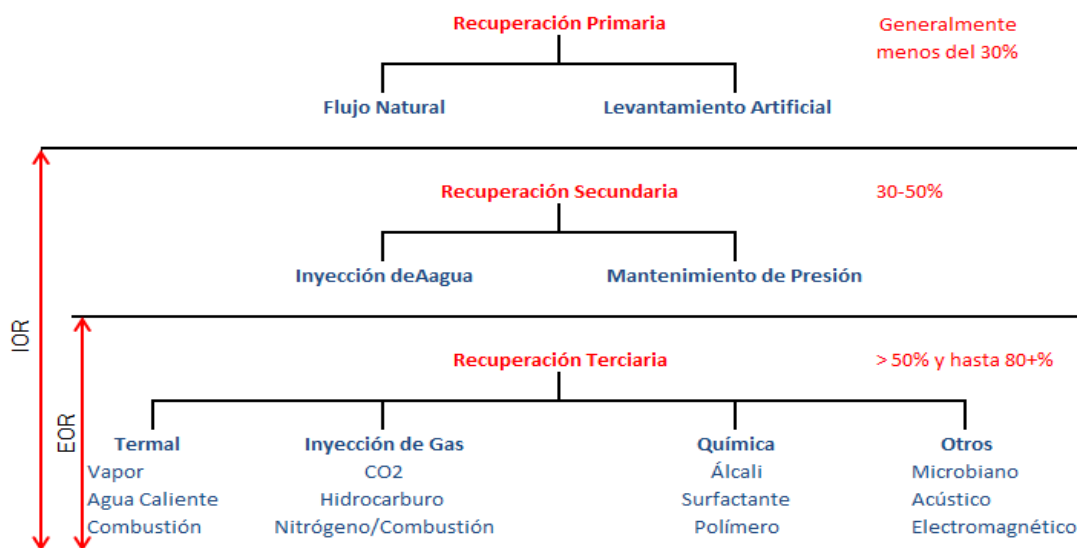


Figura 2.7 Etapas de recuperación de acuerdo a la Society of Petroleum Engineers (adaptado de Kokal & Al-Kaabi 2010).

Durante la recuperación primaria el hidrocarburo es producido con la energía natural del yacimiento. La recuperación secundaria consiste en inyectar otros fluidos como agua o gas para aumentar la presión existente en el yacimiento. La recuperación terciaria se refiere a una etapa de producción donde se pueden aplicar gases de forma miscible, productos químicos y/o energía térmica para desplazar aceite adicional una vez que la recuperación secundaria llega a su límite económico (Rangel, 2012).

### **2.8.1. Recuperación mejorada**

La recuperación mejorada se refiere a la recuperación de aceite que se obtiene al inyectar materiales que normalmente no están presentes en el yacimiento, o materiales que comúnmente están en el yacimiento pero que son inyectados a condiciones específicas con el fin de alterar considerablemente el comportamiento físico-químico de los fluidos del yacimiento. Estos métodos de recuperación permiten extraer volúmenes de aceite que normalmente no se podrían obtener económicamente por los métodos convencionales de recuperación (primaria y secundaria). Existen casos de éxito en donde el factor de recuperación ha superado el 70% del volumen original OOIP. Los métodos EOR pueden aplicarse casi en cualquier tipo de sistema roca-fluido y se pueden clasificar en dos grupos: térmicos (inyección de vapor, agua caliente y combustión) y no-térmicos (inyección de químicos como surfactantes, polímeros y álcalis e inyección de gases miscibles) Las condiciones del aceite en el yacimiento tales como la saturación, distribución y su composición, son algunos de los factores que deben considerarse en la implementación de los procesos de EOR. La inyección de químicos tiene un mayor grado de incertidumbre, pero si la formulación del químico es apropiadamente diseñada y controlada para las condiciones de flujo en el yacimiento, los químicos pueden llegar a tener un alto potencial para alcanzar excelentes recuperaciones de aceite (Rangel 2012).

En campos Mexicanos, la aplicación de los sistemas EOR para yacimientos naturalmente fracturados son limitados debido a la heterogeneidad de los yacimientos, los cuales deben ser adaptados o desarrollados para su aplicación *in-situ* (García, 2015). En los campos supergigantes y gigantes Cantarell y Ku-Maloob-Zaap se tienen cerca de 30 mil millones de barriles remanentes almacenados en la fracción menos permeable (no fracturada) de sus yacimientos, debido a que este volumen no podrá ser producido a través de métodos convencionales, se presenta la necesidad de iniciar la implementación de EOR (Rangel 2012).

#### **2.8.1.1. Polímeros**

Un polímero es una macromolécula en forma de cadenas construidas por la repetición de pequeñas unidades químicas simples llamadas monómeros que pueden ser incluso de distintos tipos, las cuales tienen al menos dos sitios reactivos en donde otro monómero pueda



unirse mediante enlaces covalentes para formar un polímero. Cada unidad monomérica se repiten ciento e incluso miles de veces en una molécula del polímero. La característica principal de los polímeros es su alto peso molecular debido a que es proporcional al número de monómeros presentes en su estructura (Billmeyer 2004).

En el caso de la inyección de polímeros, la reología es una propiedad muy importante para el desempeño del proceso de recuperación; por lo que, son fundamentales los experimentos de laboratorio que vinculen la viscosidad del polímero con las propiedades que principalmente definen su reología. Dichas propiedades son la concentración del polímero, la salinidad de la fase acuosa, el esfuerzo de corte y la temperatura del yacimiento. Adicionalmente, la presencia de polímeros en un medio poroso provoca un grado de reducción en la permeabilidad y un aumento en la viscosidad del fluido inyectado, lo que a su vez provoca una reducción en su movilidad. Los experimentos de flujo en núcleos son necesarios para estudiar el desempeño del proceso de desplazamiento en la roca del yacimiento, considerando las variaciones composicionales de los fluidos y el tipo de envolvente de fases que se desarrolle en la región de miscibilidad. Es muy importante determinar la cantidad de producto que será adsorbido por la roca. Para ello se debe realizar la inyección de una solución del químico, a una composición conocida, en un núcleo de roca del yacimiento (Rangel 2012).

En el presente trabajo se realizó en núcleos de roca la prueba de recobro de hidrocarburo con la presencia de gel de partículas preformadas para el control de la movilidad del agua a nivel laboratorio.

### **2.8.1.1.1. Gel de partículas preformado (PPG)**

El gel de partículas preformado (PPG) es un polímero de estructura molecular entrecruzada (enlaces cruzados en la química de polímeros sintéticos) súper absorbente en partículas que puede hincharse hasta 200 veces su tamaño original en salmuera. El uso de PPG como agente desviador de fluidos es un método rentable para corregir la heterogeneidad de permeabilidad de los yacimientos con fracturas o canales, los cuales se encuentran ampliamente en campos de petróleo maduros. Las propiedades del PPG físicas y químicas están influenciadas por las composiciones gelosas, la temperatura, la salinidad de la salmuera



y el pH por debajo de 6. La temperatura aumenta la capacidad de hinchamiento de PPG pero disminuye su fuerza de hinchamiento mientras que la salinidad disminuye la capacidad de hinchamiento del PPG pero aumenta su fuerza de gel hinchado. El PPG es resistente y controlado por el tamaño, es respetuoso con el medio ambiente y no es sensible a los minerales del yacimiento y la salinidad del agua de formación (Bai 2007). Como ya se había mencionado anteriormente debido a la dificultad y al elevado costo de obtención de núcleos en un yacimiento, en la mayoría de yacimientos no se cuentan con estos núcleos para realizar este tipo de pruebas, es por esto que en el presente trabajo se utilizan afloramientos análogos donde es más fácil obtener muestras para poder realizar estos estudios en el laboratorio.

### **2.9. Análogo**

De acuerdo con Álvarez & García (1996), los modelos analógicos tratan de representar las semejanzas con procesos o fenómenos naturales, en contextos espaciales y temporales más reducidos y condiciones físico-químicas análogas a las reales. Por lo que Harrison & Treagust (2000) mencionan que los términos analogía y modelo suelen usarse indistintamente debido a que en toda analogía hay un modelo, y a la vez, los modelos guardan cierta analogía (semejanzas o relaciones) con el sistema que representan, además mencionan que otros autores llaman modelos analógicos a los modelos científicos, porque son una representación simplificada o exagerada de un objeto o proceso. Por otro lado, Raviolo (2009) define a un modelo como una herramienta de investigación que se emplea para obtener información acerca del objeto de estudio, el cual no puede ser observado o medido directamente y tiene ciertas relaciones o analogías con el objeto de estudio. Mientras que Duit (1991) define a una analogía como una comparación de estructuras y/o funciones entre dos dominios: un dominio conocido y un dominio nuevo. Por lo tanto Raviolo et al. (2004) argumentan que el uso de una analogía consiste en la comparación de estructuras entre un análogo-base (dominio conocido) y un análogo-objetivo (dominio desconocido).

Para considerar una formación de rocas o paquete sedimentario como análogo de otro es necesario comprender los ambientes de depósito, las condiciones tectónicas y climáticas ya que esto impacta directamente o bien condiciona las propiedades físicas de las rocas.

### 3. MARCO GEOLÓGICO

El presente trabajo se enfoca en el Cretácico Inferior debido a que las formaciones estudiadas corresponden a este lapso de tiempo. En este capítulo se mostrará una síntesis de los eventos ocurridos durante la apertura del Golfo de México y sobre todo durante el Cretácico Inferior para el entendimiento del entorno ambiental mediante el cual se depositaron las rocas carbonatadas en el área de estudio y su evolución temporal. Además, se hace una descripción de los eventos tectónicos que controlaron la depositación en el Noreste y Suroeste de México en este lapso de tiempo, ya que el objetivo de este estudio es utilizar las rocas carbonatadas de la Formación Cupido que se encuentra en el Noreste de México como análogos de la Formación Akal en el Sureste de México debido a la importancia de esta formación como roca almacén en el Complejo Cantarell.

La apertura del Golfo de México dio origen a una gran variedad de rocas sedimentarias, este evento inició con la disgregación y separación de Pangea, la cual fue debido a una etapa de *rift* y está evidenciada por lechos rojos continentales que fueron depositados en depresiones continentales controladas por grabenes, estos depósitos indican el inicio de la sedimentación durante el Triásico Tardío y el Jurásico Temprano. Los grandes volúmenes de sal en la zona central de la cuenca indican el término de la etapa de *rift* y el comienzo de una etapa de margen pasiva con subsidencia lenta debido al enfriamiento del piso oceánico y a la carga litostática, esta subsidencia provoco una invasión por aguas marinas provenientes del Pacífico que cubrieron una extensa zona con poca circulación, poco tirante de agua y alta evaporación durante el Calloviano.

El Período Jurásico Tardío se caracterizó por ser una época de tranquilidad tectónica en la que la subsidencia lenta propició las condiciones para que se desarrollaran amplias plataformas de aguas someras en los bordes del protogolfo de México, en las que se depositaron grandes volúmenes de carbonatos, para el Tithoniano la velocidad de subsidencia se hizo más lenta y predominó la sedimentación de secuencias de estratificación delgada de lutitas y carbonatos, en las cuales aumentó la presencia de organismos, probablemente favorecido por un clima templado, a finales del Tithoniano continuaba la gran invasión de los mares en el Golfo de México y la mayoría de las islas del occidente del Golfo de México fueron cubiertas por los mares Jurásicos, solo permanecieron emergidas la parte noroeste de

### Capítulo III.- Marco Geológico

---

la Península de El Burro-Peyotes, las Islas de Tamaulipas, Coahuila, pequeñas islas en el área de Tampico, el Macizo de Teziutlán, el Macizo de Chiapas y el Bloque Yucatán.

Durante el Cretácico Temprano las condiciones tectónicas estables continuaron en la región, a la vez que las islas continuaban su lenta subsidencia y el mar las iba cubriendo progresivamente, por lo que el depósito de clásticos en los bordes de estos altos de basamento aún emergidos seguía disminuyendo y aumentaba el depósito de carbonatos, el área de las extensas plataformas seguía incrementándose y fueron depositados enormes volúmenes de carbonatos sobre la mayor parte de México, las condiciones tectónicas de estabilidad del Tihoniano se extendieron hasta todo el Neocomiano, y la proporción de lutitas intercaladas en las calizas de inicios del Cretácico fueron decreciendo hasta casi desaparecer a fines del Valanginiano. El evento tectónico llamado Orogenia Laramide a principios del Paleógeno fue una etapa de compresión en la cuenca del Golfo de México mediante el cual se formó la Sierra Madre Oriental (Padilla y Sanchez, 2007).

En el Cretácico Temprano y Medio predominaron los sedimentos carbonatados y se presentó una gran reducción del material arcilloso. Los espesores de las calizas y lutitas depositadas durante el Berriasiano y el Valanginiano, raramente exceden los 500 m en el noreste, centro y sureste de México. En las zonas más profundas de la cuenca se depositaron secuencias menos gruesas mientras que en los bordes de las plataformas se formaban largas franjas de arrecifes de rudistas alrededor de las áreas anteriormente emergidas así como alrededor de toda la cuenca del Golfo de México (Winker & Buffler, 1988).

Durante el Neocomiano Superior (Hauteriviano-Barremiano), aumentó la velocidad de subsidencia de las plataformas que bordeaban el Golfo de México, favoreciendo así el depósito de gruesos paquetes de carbonatos con menores cantidades de lutitas intercaladas y con espesores superiores a los 1,500 m en promedio. Durante este tiempo el Archipiélago de Tamaulipas fue totalmente cubierto por los mares y sólo quedaron emergidos los bloques altos de basamento de la Isla de Coahuila, el Macizo de Chiapas y parte del Bloque Yucatán, en cuyos litorales continuó la sedimentación clástica, durante el Aptiano ocurrió un cambio en la velocidad de subsidencia que favoreció el depósito de una mayor cantidad de lutitas intercaladas con capas delgadas de carbonatos en una sección condensada. (Padilla y Sanchez, 2007).

En el Golfo de México la estabilidad tectónica fue tan grande que las rocas depositadas conservaron características litológicas muy similares en toda la cuenca, debido a que fue una cuenca con márgenes estables donde el único efecto que la modificó y que la sigue modificando actualmente es la subsidencia, durante la etapa de margen pasiva los bloques de basamento emergidos estuvieron controlando la sedimentación de la región (Padilla y Sanchez, 2007).

### **3.1. Noreste de México**

Para inicios del Cretácico Temprano (Berriasiano), cesó la apertura del Golfo de México que se venía desarrollando desde el Jurásico Medio, por lo cual se comenzó a formar un margen pasivo en el noreste de México debido al enfriamiento de la placa de Norteamérica por desaceleración y subsidencia tectónica (Goldhammer, 1999). Desde el Berriasiano y hasta el Hauteriviano se puede correlacionar a las secuencias de litoral de la Formación La Casita y borde de plataforma de la Formación Taraises (Cuapio, 2009). Durante el Barremiano y el Aptiano temprano, un aumento en la velocidad de subsidencia tectónica, propició el desarrollo de una enorme plataforma carbonatada, con un ambiente lagunar de aguas someras bordeado por un arrecife de rudistas bien definido, a este depósito de rocas carbonatadas se le denominó como Formación Cupido (López, 2013). En el Aptiano tardío ocurrió otra transgresión marina mayor depositándose la Formación La Peña, la cual terminó con la Plataforma Cupido (Goldhammer, 1999).

En general en el noreste de México persistieron facies de plataforma, borde arrecifal y cuenca, con las formaciones Taraises, Cupido y Tamaulipas Inferior, la Formación Cupido comienza su depósito durante el Hauteriviano y continúa hasta la parte más temprana del Aptiano temprano, la cual consta de un banco carbonatado de bajo relieve que rodea a elementos someros y positivos (Goldhammer & Johnson, 2001).

La sedimentación de la plataforma Cupido se dio a los alrededores del bloque de Coahuila que se encontraba emergido, este bloque perteneció al basamento de composición granodiorítica y metasedimentario, formado después del proceso de rift del Mesozoico temprano (Winker & Buffler, 1988).

### 3.1.1. Formación Cupido

La Formación Cupido subyace a la Formación La Peña y sobreyace a la Formación Taraises (Imlay, 1937). La Formación Cupido contiene rocas dolomitizadas arrecifales que comúnmente se observan donde el arrecife se encuentra más cercano al bloque de Coahuila (Wilson y Ward, 1993).

La Caliza Cupido se diferencia en tres facies: 1) lagunar, constituida por “mudstone” a “packstone” ligeramente dolomitizados, con intercalaciones de “grainstone” oolítico y peletoides, “wackstone” bioclástico-peletoides con miliólidos y rudistas; 2) complejo arrecifal, formado por “boundstone” de rudistas (capríidos) y corales que constituyen el núcleo arrecifal; 3) el pre-arrecife o talud, compuesto de “wackstone” y “packstone” de bioclastos y litoclastos de color café, con fragmentos de rudistas, corales y algas (PEMEX, 1988).

La Formación Cupido fue dividida por Conklin & Moore (1977) en las siguientes unidades: A) ambiente de cuenca; B) ambiente de rampa de talud y antearrecife; C) margen arrecifal bioestromal; D) ante-margen de banco de arena; E) interior de plataforma perimareal cíclica; F) ante-margen de laguna submareal.

Cerca de Monterrey, Nuevo León; está dominada por arrecifes de rudistas con estromatoporoides y corales, dicho margen arrecifal hacia la parte oriental estaba en contacto con el mar abierto del Golfo de México. Depósitos de submarea somera de Cupido cubrieron un área desde el borde del bloque de Coahuila, hasta el margen de la plataforma Cupido antes de pasar a mar abierto dentro de facies lodosas de la Formación Tamaulipas inferior; durante el Aptiano medio a tardío el depósito de lutita y “mudstone” laminado con foraminíferos de la Formación La Peña marcó el punto de flujo y finalización de la plataforma Cupido (Lehmann et al., 1999).

Las edades que se atribuyen a esta formación son: del Hauteriviano superior al Barremiano con base al contenido fósil de las unidades adyacentes (Imlay, 1937); del Hauteriviano al Aptiano inferior, ambos autores se basan en el contenido fosilífero (PEMEX, 1988).

### 3.2. Sureste de México

A finales del Jurásico el Bloque de Yucatán se encontraba emergido y para el inicio del Cretácico alcanzó su posición actual, el Sureste de México y el Sur de Campeche fueron sometidos a enfriamiento cortical lo que provocó subsidencia flexural, esta subsidencia en un entorno de océano abierto causó una sedimentación de carbonatos y evaporitas en la Plataforma de Yucatán; este patrón de ambientes deposicionales continuó hasta el final del Albiano (Ángeles, et al. 1994). La Plataforma de Yucatán fue la fuente de suministro de las rocas del Cretácico, la cual actuó como un enorme cratón sedimentario dando origen a los carbonatos en la sonda de Campeche (Angeles, 1985).

Durante el Cretácico Inferior la invasión del mar sobre el continente aumentó cubriendo gran parte de este y permitiendo su comunicación con el pacífico formando en el continente mares muy someros que permitieron depósitos de calizas, evaporitas y dolomías típicas de un ambiente de sabkha en una etapa inicial y después como plataforma carbonatada, observados en la Sierra de Chiapas y Guatemala y, en la zona marina micritas, constituídas principalmente por nannoplancton calcáreo propio de zonas anóxicas. Durante el cretácico medio (albiano-cenomaniano) en lo que ahora es el continente predominaron los bancos de rudistas y calizas de miliólidos en facies de bancos y de laguna, graduando hacia lo que hoy es la zona marina en secuencias de talud y cuenca en facies pelágicas con presencia de hedebergellidos, globotruncánidos, tintínidos, etc. Es evidente que durante este período el mar invadió aún más el continente permitiendo una mayor comunicación con el pacífico. Posteriormente a finales de este período ya en el cretácico superior, se inicia un nuevo levantamiento que dió origen a una nueva zona de discordancia (Angeles, 1985).

En la Sonda de Campeche a partir del Titoniano superior existieron condiciones de mares abiertos mejor oxigenados, generándose lodos calcáreos que dieron lugar a las calizas bentoníticas que caracterizan el Cretácico Inferior en esta provincia. Posteriormente durante el Cretácico Medio existieron condiciones de reducción de estos mares por lo que se incrementaron las de zonas anóxicas depositándose rocas arcillosas y se inicia una regresión probablemente debido a una primera pulsación del evento laramidico que alcanzó su máximo período de intensidad en el Cretácico Superior constituyendo brechas basales e intraformacionales que dan inicio a un cambio en el depósito (Angeles Aquino 2016).

## Capítulo III.- Marco Geológico

---

La Sonda de Campeche, desde el punto de vista geológico, corresponde a la evolución de la apertura del rift en el Golfo de México en el Jurásico y después como un área de sedimentación de plataforma interna a externa durante el Cretácico; y finalmente, de acumulación de sedimentos clásticos durante el Cenozoico (Gutiérrez 2010). Las rocas almacenadoras del Cretácico inferior y Medio son dolomías y mudstone bentoníticos con porosidad secundaria como fracturas y cavidades de disolución (Ángeles, 1985).

### 3.2.1. Formación Akal

La Formación Akal fue llamada informalmente por Ángeles et. al., 1996 para la Sonda de Campeche, la cual está constituido principalmente por carbonatos dolomitizados con intercalaciones de calizas arcillosas bentoníticas, en esta formación, los procesos diagenéticos presentes son la dolomitización, silicificación y en menor grado, aunque no diagenético, la estilolitización.

La Formación Akal consiste en calizas bentoníticas, lutitas y dolomitas que varían de edad del Albiano al Turoniano (Ángeles et al., 1994). De acuerdo con 66 pozos que han cortado este nivel estratigráfico con un espesor promedio de 460 m, caracterizados por mudstone bentonítico de color verde y gris olivo ligeramente dolomitizado, dolomía microcristalina color gris verdoso, gris blanquizo y gris olivo, en su origen mudstone a wackstone de intraclastos y exoclastos tamaño rudita y arena, así como calizas cretáceas color crema. Existen también horizontes arcillosos caracterizados por lutitas oscuras y bentonitas verdes. Las estructuras sedimentarias observadas son las siguientes: líneas estilolíticas, estratificación graduada, microlaminación ondulada, perturbación mecánica, calcos de flujo, grumos, carpetas de algas, fracturas selladas por calcita, espectros de grano, bioclastos (briozoarios, miliólidos, y calciesferulidos), intraclastos, horadaciones biógenas, calcos de carga, microlentes de bentonita; como accesorios se tienen delgados lentes de pedernal, así como pirita, cuarzo y bentonita (Ángeles, 1985).

En el resto de México secuencias sedimentarias marinas del Cretácico Inferior están representadas por las Formaciones Cupido y La Peña, en el norte del país; por las formaciones Tamaulipas Inferior y Otates, en la porción centro y oriente de México.

## Capítulo III.- Marco Geológico

---

Los paleoambientes se caracterizan de lo más somero a lo más profundo, por: 1) plataforma carbonatada y sistemas de cañones, que constituyen una de las principales fuentes de transporte del material que proviene de la plataforma hacia las partes bajas; 2) el talud continental, donde se acumula la mayor cantidad de sedimentos provenientes de la plataforma, formando los cuerpos de brechas dolomitizadas; 3) el pie de talud continental, donde se deposita sedimento fino, de la plataforma, donde los tamaños de clastos son diversos y mal seleccionados; 4) los abanicos distales son flujos submarinos de intraclastos y bioclastos progradantes hacia el talud distal; 5) la cuenca oceánica con depósitos arcillosos pelágicos (Aquino et. al., 1988).

### **3.3. Analogía entre la Formación Cupido y la Formación Akal**

La Formación Cupido y la Formación Akal se depositaron a partir del Cretácico inferior en condiciones tectónicas muy similares ya que a partir del Jurásico Superior existieron condiciones de estabilidad tectónica en toda la cuenca del Golfo de México, donde lo único que modificó la sedimentación fue la subsidencia lenta de la cuenca. Tal sedimentación estuvo controlada, en ambas formaciones, por los altos del basamento en el noreste, por el Bloque de Coahuila, y en el sureste, por el Bloque de Yucatán. La subsidencia lenta propició las condiciones para que se desarrollaran amplias plataformas de aguas someras en los bordes del protogolfo de México, durante el Cretácico Inferior las condiciones estables del Jurásico Superior continuaron a la vez que las islas continuaban su lenta subsidencia y el mar las iba cubriendo progresivamente, por lo que aumentó el depósito de carbonatos y el área de las extensas plataformas seguía incrementándose. En la figura 3.1 se muestra una tabla comparativa en el dominio del tiempo (en horizontal), donde se puede observar que ambas formaciones son carbonatos. Además se observa que la Formación Cupido y la Formación Akal pertenecen al periodo Cretácico Inferior.



### Capítulo III.- Marco Geológico

Período	Época	Edad	Noreste de México		Sonda de Campeche	
			Formación	Representación	Formación	Representación
CRETÁCICO	Inferior	Cenomaniano	Cuesta del Cura		Akal	
		Albiano	Tamaulipas Superior			
		Aptiano	La Peña			
			Tamaulipas I./Cupido			
		Barremiano	Taraises			
		Huateriviano				
		Valanginiano				
		Berriciano				
JURÁSICO	Superior	Tithoniano	La Casita		Edzna	
		Kimmerigdiano			Akimpech	
			Zuloaga		Ek Balam	
		Oxfordiano				

Figura 3.1 Comparativa de la columna estratigráfica del Noreste de México con la de columna estratigráfica de la Sonda de Campeche (Adaptada de Michalzik, 1988 y de Angeles Aquino, 1996).

Durante el Berriasiano y el Valagaciano en los bordes de las plataformas se formaban largas franjas de arrecifes de rudistas alrededor de las áreas anteriormente emergidas así como alrededor de toda la cuenca del Golfo de México (Winker & Buffler 1988). Después durante el Neocomiano Superior (Hauteriviano-Barremiano), aumentó la velocidad de subsidencia de las plataformas que bordeaban el Golfo de México, favoreciendo así el depósito de gruesos paquetes de carbonatos, en las zonas más profundas de la cuenca continuó el depósito de secuencias menos gruesas, mientras que en los bordes de las plataformas seguían formándose largas franjas de arrecifes de rudistas, alrededor de las áreas anteriormente emergidas. En este tiempo el Archipiélago de Tamaulipas fue totalmente cubierto por los mares y sólo quedaron emergidos los bloques altos de basamento de la Isla de Coahuila, el Macizo de Chiapas y parte del Bloque Yucatán, en cuyos litorales continuó la sedimentación clástica. Durante el Aptiano, ocurrió un cambio en la velocidad de subsidencia que favoreció el depósito de una mayor cantidad de lutitas intercaladas con capas delgadas de carbonatos en una sección condensada. (Padilla y Sanchez 2007). A continuación, en la figura 3.2 se muestra la aproximación de un mapa paleogeográfico del Cretácico Inferior donde se observan, los bloques elevados, las plataformas carbonatadas y las cuencas. En esta imagen se representa la ubicación aproximada del área de estudio

### Capítulo III.- Marco Geológico

(Formación Cupido) y la ubicación aproximada de la Formación Akal con el fin de resaltar que ambas se depositaron en un ambiente de plataforma carbonatada.

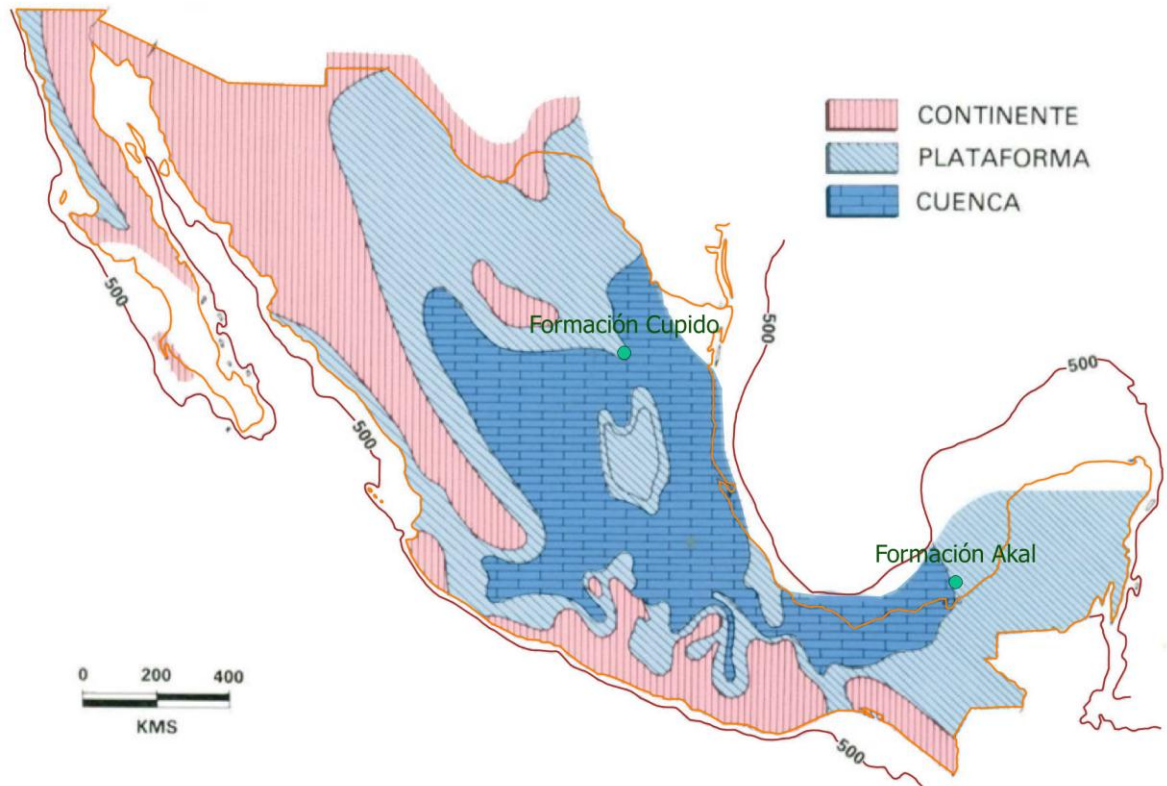


Figura 3.2 Reconstrucción paleogeográfica del Cretácico Inferior de las zonas de estudio. (Adaptada de Schlumberger, 1984).

De acuerdo a Conklin & Moore (1977), la Formación Cupido se depositó en los siguientes paleoambientes; ambiente de cuenca, ambiente de rampa de talud y antearrecife, margen arrecifal bioestromal, ante-margen de banco de arena, interior de plataforma perimareal cíclica y ante-margen de laguna submareal. En cambio, los depósitos del Cretácico inferior, que corresponden a la Formación Akal, fue dividida por Angeles (1988) en paleoambientes de lo más somero a lo más profundo, los cuales son; plataforma carbonatada y sistemas de cañones, talud continental, pie de talud continental, abanicos distales y cuenca oceánica. En la figura 3.3 se muestra un modelo idealizado de una plataforma carbonatada restringida por un arrecife propuesto por Wilson (1975), en este

### Capítulo III.- Marco Geológico

modelo se pueden ubicar las facies descritas anteriormente en las cuales se depositaron la Formación Cupido y la Formación Akal.

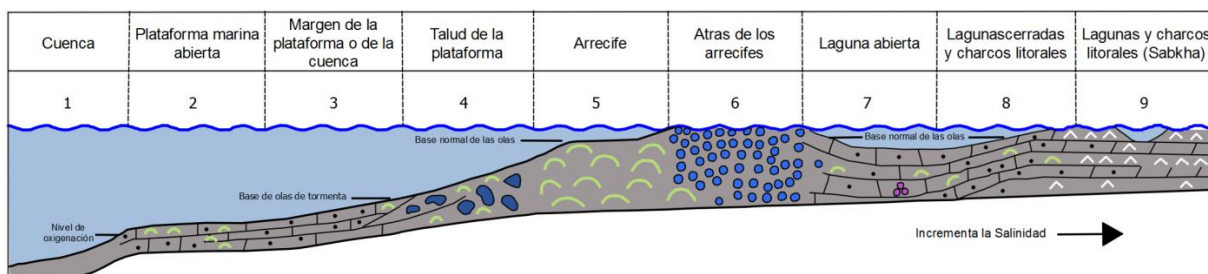


Figura 3.3. Perfil idealizado de la zona de facies en una plataforma carbonatada (adaptado de Wilson, 1975)

Por otro lado, la presencia de una intensa dolomitización y de texturas de mudstone-wackestone tanto en la Formación Akal como en la Formación Cupido nos indica que en ambas unidades predominaron las facies lagunares y de talud, en donde las condiciones ambientales o paleoambientales estuvieron caracterizadas por una alta tasa de evaporación debido a que la zona permaneció restringida por un arrecife en el margen de la plataforma (figura 3.3).

## **4. METODOLOGÍA**

El trabajo realizado se dividió en dos etapas; la primera es una etapa de campo con el fin de obtener núcleos de roca (muestras); y la segunda etapa se realizó en laboratorio para determinar propiedades petrofísicas de las muestras como: porosidad, permeabilidad. Así mismo durante la segunda etapa se realizaron pruebas de desplazamiento de hidrocarburo remanente con la aplicación de partículas de gel preformado para el control del agua a través de las fracturas.

### **4.1. Trabajo de campo**

El trabajo de campo consistió en un recorrido de los afloramientos en el área de estudio con la finalidad establecer los puntos de muestreo, durante este recorrido se tomaron muestras de roca las en los afloramientos de la Formación Cupido. Las muestras se obtuvieron con una nucleadora portátil la cual consiste de una barrena de perforación de punta de diamante, un motor de gasolina de cuatro tiempos el cual hace que gire la barrena y una bomba manual de agua que sirve para enfriar y lubricar la barrena: en la figura 4.1A se observa el equipo utilizado para la obtención de estas muestras y en la figura 4.1B la toma de una muestra con la nucleadora.



Figura 4.1 Toma de muestras. A. Nucleadora portátil. B. Toma de núcleos con la nucleadora portátil.

## 4.2. Trabajo de laboratorio

Los estudios de porosidad se realizaron en el laboratorio de mecánica de rocas de la FCT de la UANL y las pruebas de permeabilidad y de desplazamiento se realizaron en el laboratorio de la Unidad de Servicios para la Industria Petrolera de la Facultad de Química de la UNAM, a continuación, se describe la metodología que se realizó para cada uno de estos estudios.

La barrena con la que se cortaron los núcleos tiene un diámetro de 3.8 cm pulgadas por lo que los núcleos obtenidos cuentan con un diámetro de 3.8 cm de ancho, previo a la determinación de porosidad los núcleos se cortaron de manera que el núcleo mida aproximadamente 5 cm de longitud, a continuación, en la figura 4.2 se presenta una imagen que ejemplifica los núcleos obtenidos, así como las dimensiones que estos deben tener para poder ser analizado.



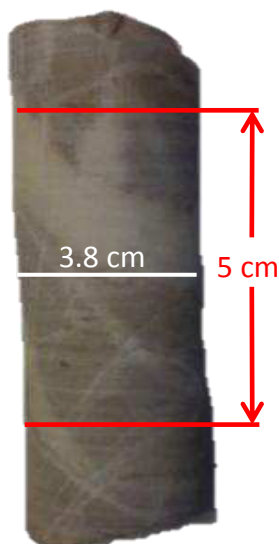


Figura 4.2 Dimensiones con las que debe contar el núcleo para poder ser analizado.

Después de ser cortados los núcleos, estos se secaron en un horno a 180 °C para eliminar el agua proveniente del proceso de corte, ya que se requiere de agua para enfriar y lubricar la barrena y el disco de corte.

### 4.2.1. Determinación de porosidad efectiva

El primer paso es colocar el núcleo dentro de una manga de viton, la cual se ilustra en la figura 4.3, después de haber colocado el núcleo se coloca un dispersor en cada extremo de la manga, en el dispersor superior (3) se coloca un tapón (1) y el otro extremo se conecta a la tapa del contenedor de alta presión (5) por medio de un tubing con sus respectivos adaptadores (4), posterior a la colocación de los dispersores se colocan unas abrazaderas (2) sobre la manga (6) y los dispersores (figura 4.3), esto para sellar la manga con los dispersores y evitar que el agua que se encontrara dentro del contenedor de alta presión y alrededor de la manga invada al núcleo y también para evitar que haya fugas del gas una vez que sea inyectado al núcleo, el cual quedará comunicado con el exterior del cilindro donde posteriormente se colocará otra conexión hacia la cámara de gas.

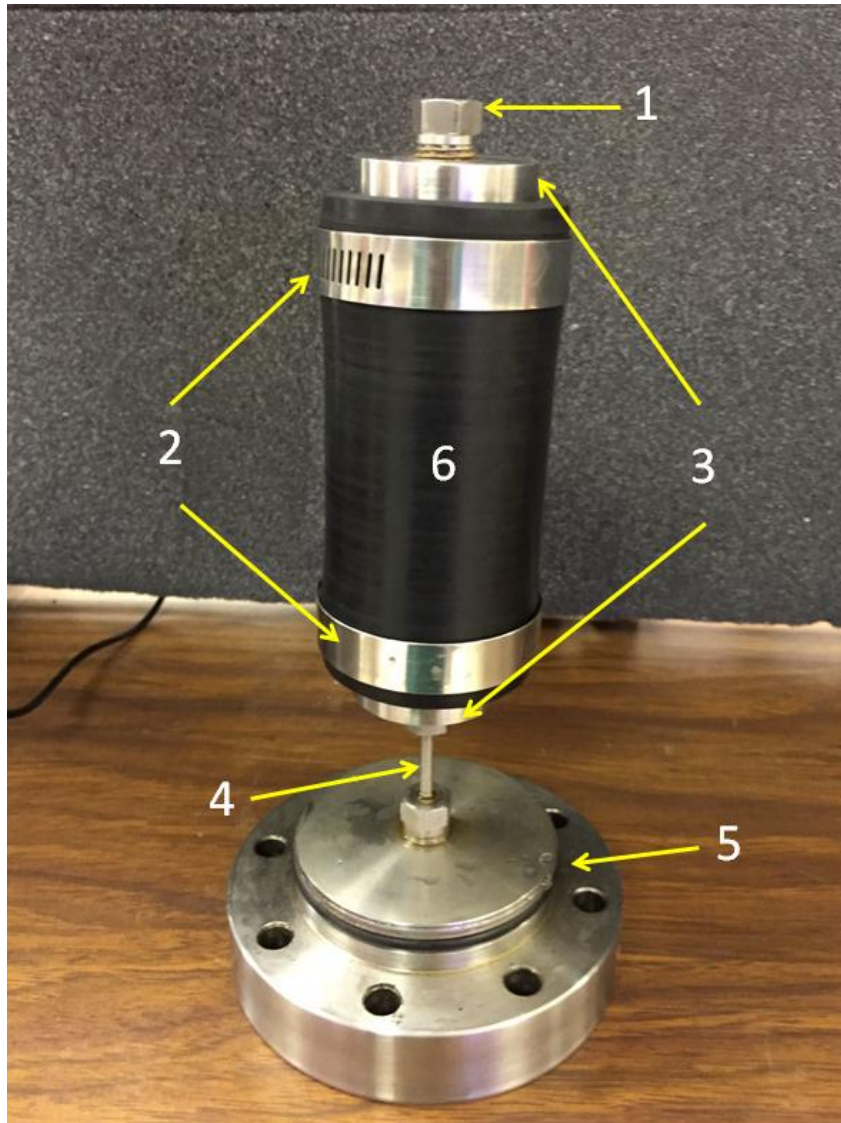


Figura 4.3 Tapa del contenedor de alta presión armada con el núcleo dentro de la manga, (1. Tapón, 2. Abrazaderas, 3. Dispersores, 4. Conexión hecha con tubing, 5. Tapa del contenedor de alta presión, y 6. Manga porta núcleo).

Después de haber armado la tapa del contenedor de alta presión (2), dicho contenedor se llena de agua para posteriormente colocar la tapa donde se encuentra el núcleo (figura 4.3), una vez armado el contenedor de alta presión se colocan las conexiones las cuales van una hacia una bomba manual de desplazamiento positivo (3) y la otra va hacia la cámara de gas (4) como se observa en la figura 4.5, donde también se aprecia la conexión hacia la bomba de vacío y hacia el compresor (5), así como la cámara de gas (6) con el sensor de presión (7) y la conexión hacia el compresor y el núcleo (8).

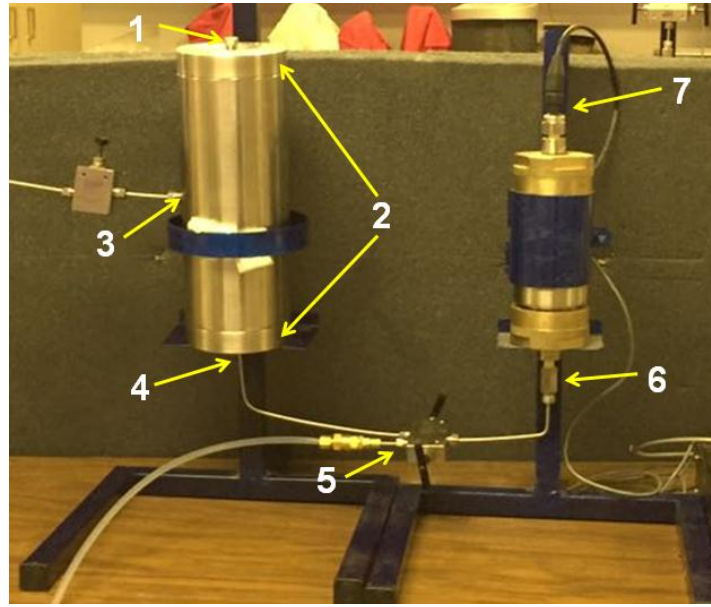


Figura 4.4 Conexiones del contenedor de alta presión y de la cámara de gas (1. Tapón, 2. Tapas del contenedor de alta presión, 3. Conexión de la bomba de desplazamiento positivo, 4. Conexión que comunica el núcleo dentro de la manga con la cámara de gas y con la bomba de vacío, 5. Conexión de la bomba de vacío y del compresor, 6. Conexión que comunica la cámara de gas con el núcleo y el compresor, y 7. Sensor de presión).

En la figura 4.5 se muestra el equipo utilizado para la determinación de porosidad efectiva en los núcleos obtenidos, a continuación, se explica el procedimiento para terminar de armarlo y para la obtención de resultados.



Figura 4.5 Porosímetro empleado para determinar porosidad en los núcleos.

Una vez armado el contenedor de alta presión (3) se conecta la bomba manual de desplazamiento positivo (1) y la cámara de gas (4) a la tapa del contenedor de alta presión donde se encuentra el núcleo dentro de la manga porta núcleo (2), también se conectan el



compresor (5) y la bomba de vacío (6) a la toma de aire que va conectada a la cámara de gas y al núcleo. La bomba manual de desplazamiento positivo va conectada a un manómetro digital para monitorear la presión de confinamiento. La cámara de gas va conectada de un lado a la tapa del contenedor de alta presión donde se encuentra el núcleo y del otro se conecta a un sensor, el cual va a un medidor digital en el cual se conecta una tarjeta de adquisición de datos y esta va conectada a un puerto usb de una computadora para la adquisición de datos (figura 4.6).

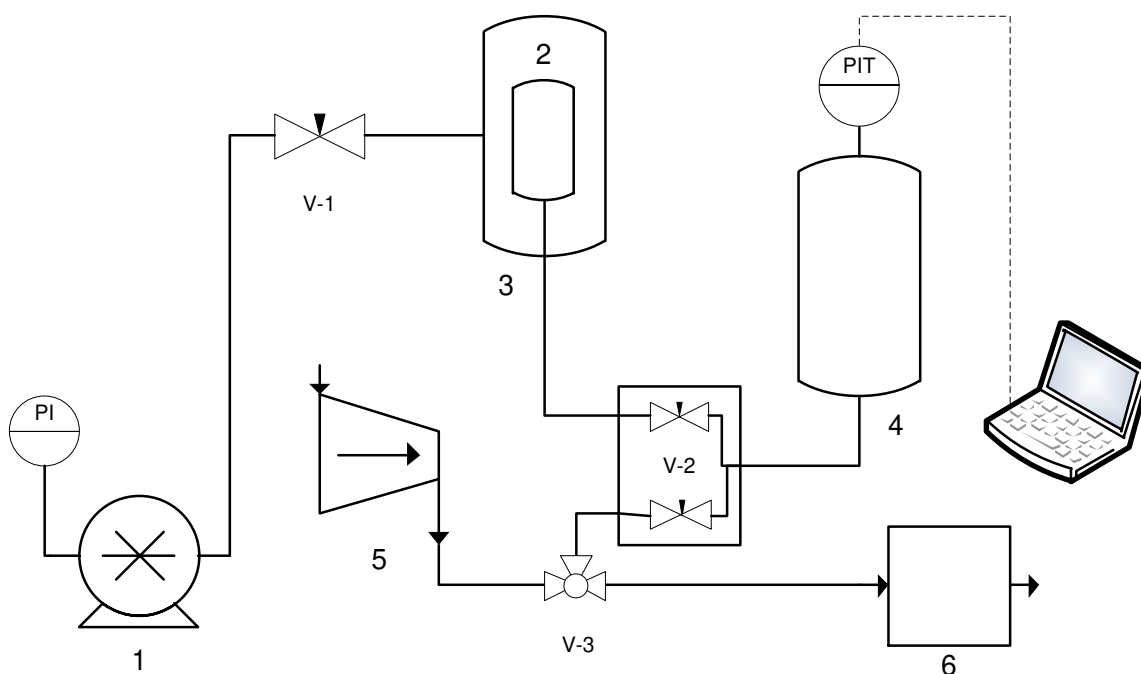


Figura 4.6. Diagrama de flujo del posímetro (1. Bomba manual de desplazamiento positivo, 2. Manga porta núcleo, 3. Contenedor de alta presión, 4. Cámara de gas, 5. Compresor, 6. Bomba de vacío; PI. Manómetro digital, PIT. Hardware para registrar la presión).

Al tener armado completamente el porosímetro como se muestra en la figura 4.6, el siguiente paso es elevar la presión de confinamiento a 500 psi con ayuda de la bomba manual de desplazamiento positivo, posteriormente se activa la bomba de vacío para sacar el aire contenido en el espacio poroso del núcleo y se cierra la válvula para que el núcleo se quede con el vacío, después se activa el compresor para llenar la cámara de gas, al tener llena la cámara de gas el hardware transmite la presión a la que se encuentra el gas, el siguiente paso es abrir la llave que conecta la cámara de gas con el núcleo, estos cambios de presión se registran por medio del sensor y se transmiten a la computadora para alimentar el software. En el software se capturan datos como el volumen de la cámara de gas para tener un volumen

conocido y el volumen del núcleo (figura 4.7) para que con el gradiente de presión pueda realizar los cálculos mediante la ecuación de Boyle.

$$V_2 = \frac{V_1 P_1}{P_2} \quad (7)$$

En las figuras 4.7 y 4.8 se muestra una interfaz del software utilizado para determinar porosidad, en la figura 4.7 se observa la configuración de la prueba en esta interfaz se capturan los datos de identificación de la muestra, así como sus dimensiones, también se captura el volumen de la cámara de gas y el volumen muerto el cual corresponde al volumen de la línea que comunica la cámara de gas y la muestra.

INFORMACIÓN DE POZO		INFORMACIÓN DE LA PRUEBA	
Compañía	FCT	Diámetro	3.8 cm
Campo	CP	Longitud	5 cm
ID Pozo	2	V Bulk	56.71 cc
ID Núcleo	CP-02	V recipiente	162.98 cc
		V muerto	0.5 cc

Figura 4.7 Interfaz del software en donde se capturan los parámetros de entrada.

El interfaz del software que se presenta en la figura 4.8 es después de haber realizado la medición de porosidad, aquí se presentan los datos capturados y los resultados calculados mediante la ley de Boyle, también se puede apreciar un gráfico que corresponde al registro de la presión durante la medición de porosidad, en el cual la parte superior del gráfico corresponde a la presión inicial, después hay una caída de presión la cual ocurre al comunicar la cámara de gas con la muestra y por último la parte inferior de la gráfica de la figura 4.8 corresponde a la presión final.

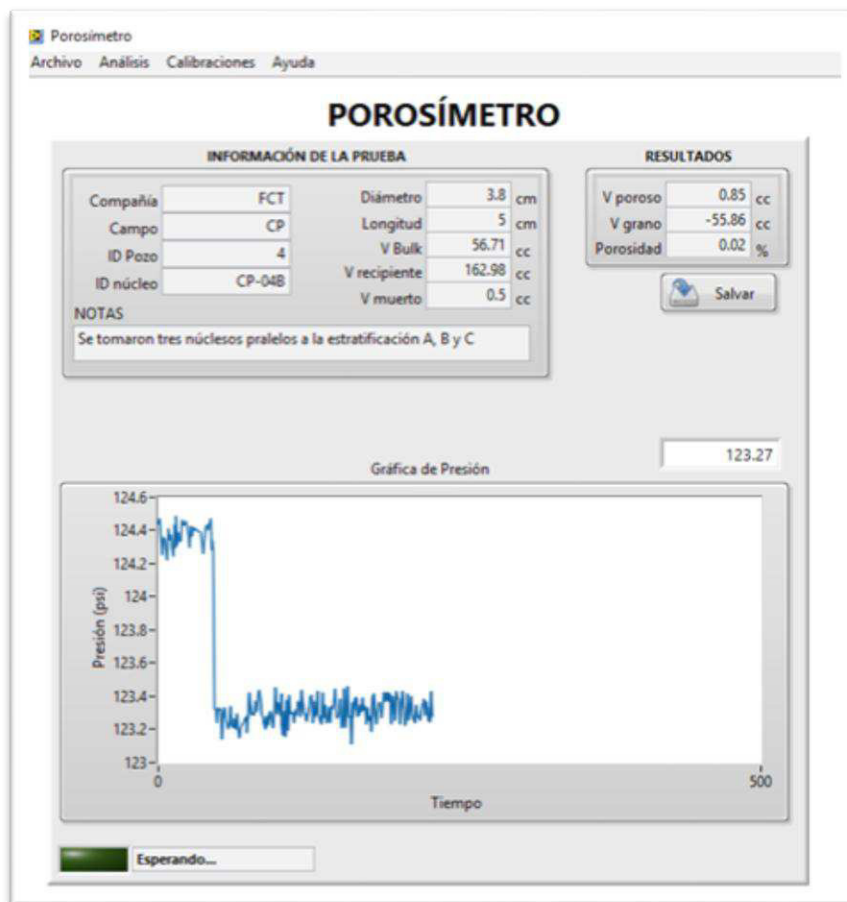


Figura 4.8 Interfaz del software después de haber realizado la medición de porosidad.

### 4.2.2. Permeabilidad

La permeabilidad en los núcleos se determinó mediante un permeámetro del Laboratorio de la Unidad de Servicios para la Industria Petrolera de la Facultad de Química de la Universidad Nacional Autónoma de México, la figura 4.9 corresponde al equipo utilizado para determinar la permeabilidad en los núcleos.



Figura 4.9 Permeámetro utilizado para pruebas en núcleos de la Formación Cupido.

En la figura 4.10 se ilustra el esquema del permeámetro, el cual está conformado por una de bomba manual de desplazamiento positivo (1), dos recipientes contenedores de fluido a alta presión con un pistón en su interior (2), un contenedor de fluido de alta presión (3), manga porta núcleo (4), bomba automática de inyección constante (5), hardware para registrar la presión (PIT) y hardware para registrar el diferencial de presión (DPIT).

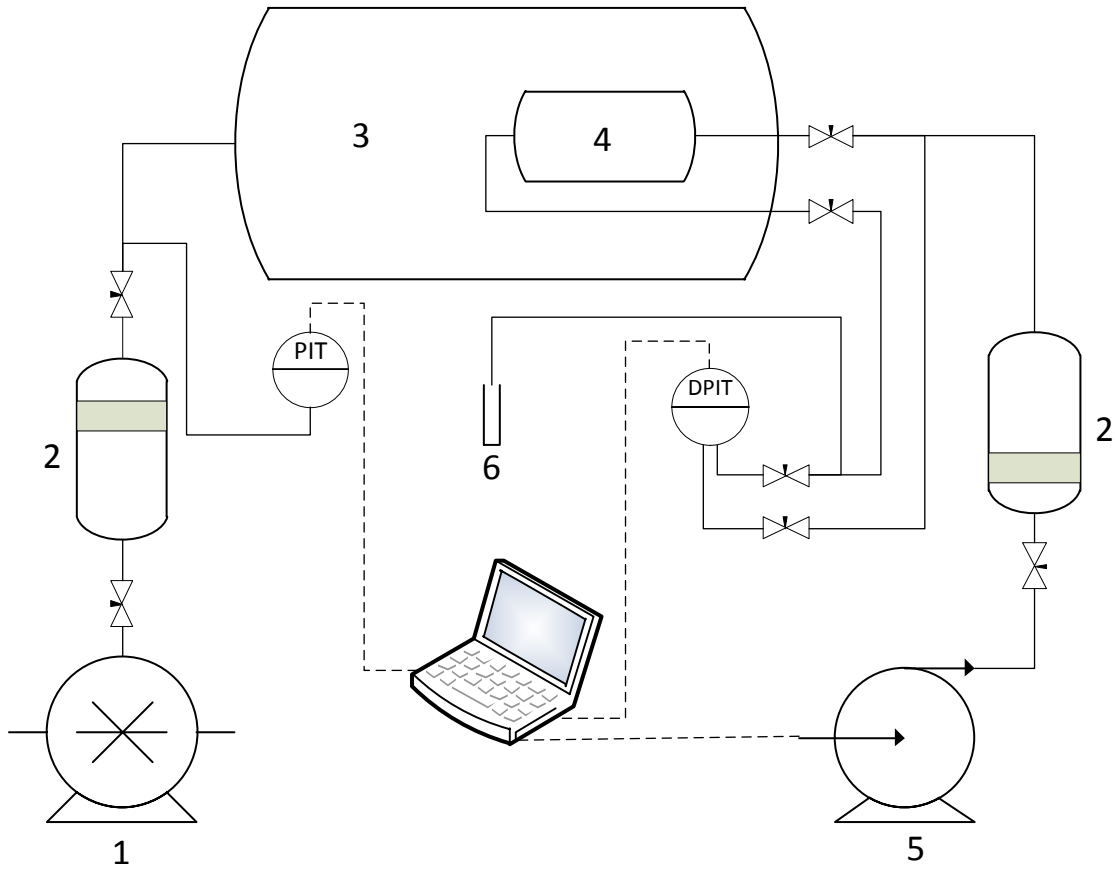


Figura 4.10 Esquema del permeámetro. (1. Bomba de desplazamiento positivo, 2. Bala, 3. Contenedor de alta presión, 4. Manga porta núcleo, 5. Bomba automática, 6. Vial, y PIT. Hardware para registrar la presión).

Las bombas funcionan con marcol 52 (1 y 5), por lo que las balas (2) llevan marcol del lado donde se conectan a la bomba y por el otro lado el fluido a desplazar. En la figura 4.11 se ilustra la tapa armada del contenedor de alta presión, esta se arma de manera muy similar a la tapa del contenedor de alta presión del porosímetro, dicho armado consiste en colocar el núcleo dentro de la manga, posteriormente se colocan los dispersores, después las abrazaderas y por último se conectan los dispersores a las conexiones de la tapa del contenedor de alta presión, estas conexiones comunicaran al núcleo con el exterior del contenedor de alta presión por lo que una se utilizará como entrada y la otra como salida de los fluidos.



Figura 4.11 Tapa armada del contenedor de alta presión.

Al tener la tapa armada, se llena el contenedor de alta presión con agua para después colocar la tapa y armar el contenedor, posteriormente se conecta el contenedor de alta presión a una de las balas, la cual fue previamente llenada con agua, entre la bala y el contenedor se encuentra un sensor que registra la presión de confinamiento, esta misma bala también va conectada a la bomba manual de desplazamiento positivo, con la cual se elevó la presión de confinamiento a 1500 psi. Después de tener el confinamiento se conectan las líneas de entrada y de salida del núcleo (figura 4.12), la línea de entrada va conectada a una de las líneas que se encuentran en la tapa del contenedor de alta presión a la otra bala, la cual se llenó previamente de nitrógeno, a la vez esta misma bala se conecta a la bomba automática de inyección constante, la línea de salida va conectada a la tapa del contenedor donde también se encuentra la conexión que comunica al núcleo y al final de la línea se coloca un vial, el cual sirve para coleccionar y medir el o los fluidos desplazados.

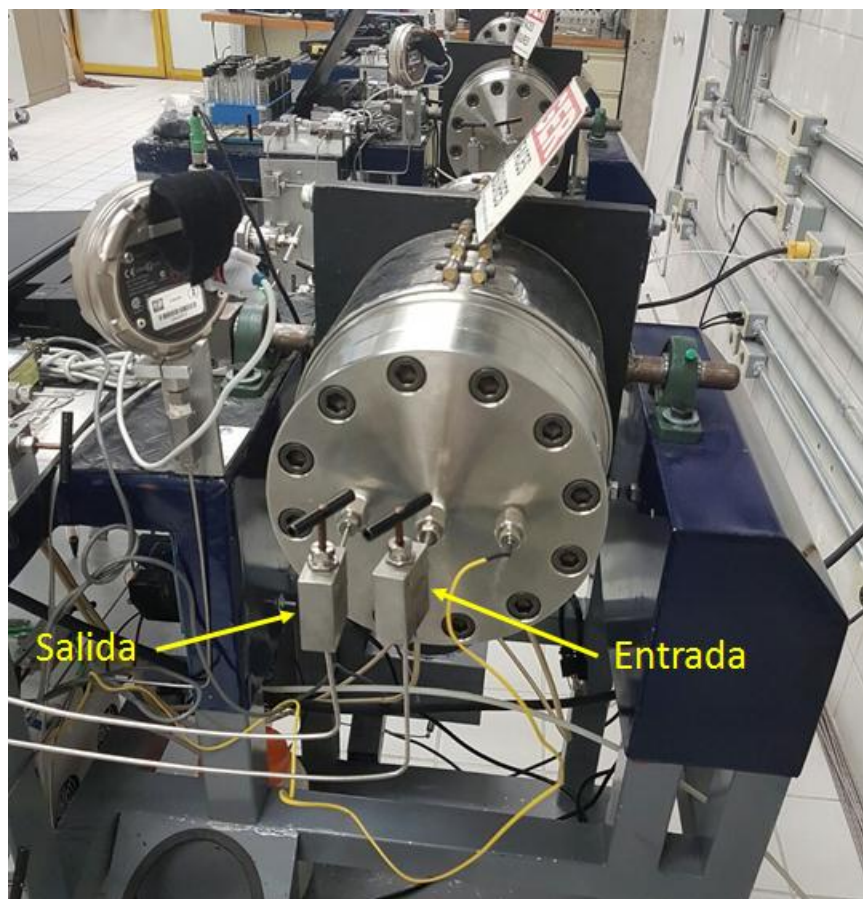


Figura 4.12 Contenedor de alta presión armado con las líneas de entrada y salida del núcleo.

Una vez ensamblado el permeámetro se comenzó a desplazar nitrógeno a través del núcleo activando la bomba automática a diferentes gastos, los gastos se controlaron desde la computadora y se cambiaron después de que el diferencial de presión se estabilizó en cada gasto. La permeabilidad se determinó mediante un software propio del laboratorio el cual emplea la ecuación de Darcy.

$$K = \frac{Q\mu}{A(\Delta P/L)} \quad (8)$$

#### 4.2.3. Prueba de desplazamiento

Para la prueba de desplazamiento el núcleo previamente cortado a la mitad como se observa en la parte derecha de la figura 4.13 se pesó antes de ser saturado, cuyo peso fue de 172.4 gramos, posteriormente se saturó con n-decano y después de haber sido saturado su peso fue de 174.6 gramos, de acuerdo a la densidad del n-decano se calculó que el núcleo almacena 3.01 ml de decano.





Figura 4.13 PPG hidratado y núcleo saturado con n-decano.

Posterior a la hidratación del PPG y a la saturación del núcleo con n-decano, el siguiente paso fue empacar o bien colocar el PPG hidratado en la fractura inducida como se muestra en la figura 4.14.



Figura 4.14 Colocación de PPG en la fractura inducida en el núcleo.

Después de colocar el PPG en la fractura inducida en el núcleo, se colocó el núcleo en la manga para posteriormente seguir acomodando el PPG en la fractura como se muestra en la figura 4.15.





Figura 4.15 Colocación de PPG en la fractura inducida en el núcleo después de colocarlo en la manga.

A continuación, en la figura 4.16 se observa el núcleo colocado dentro de la manga, dicho núcleo ya se encuentra saturado con n-decano y la fractura inducida está suficientemente saturada de PPG previamente hidratado.



Figura 4.16 Núcleo saturado de n-decano dentro de la manga y fractura saturada de PPG hidratado.

## Capítulo IV.- Metodología

---

Una vez teniendo el núcleo dentro de la manga y la fractura saturada de PPG hidratado, se colocaron los dispersores con sus respectivas abrazaderas para después colocarla en la tapa del contenedor de alta presión del permeámetro (figura 4.11), ya teniendo la tapa armada, esta se colocó en el contenedor de alta presión y se confino a 1500 psi para posteriormente comenzar a desplazar con agua destilada.

## 5. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En este capítulo se presentan los resultados de porosidad, permeabilidad y los resultados de la prueba de desplazamiento de hidrocarburo con la aplicación de PPG que se obtuvieron en este estudio, durante este estudio se obtuvieron 24 muestras de núcleos obtenidos de la Formación Cupido, en la figura 5.1 se muestran algunos de los núcleos obtenidos.



Figura 5.1 Muestras de núcleos obtenidas en la Formación Cupido.

A continuación, se presentan los resultados de porosidad obtenidos para cada una de las 24 muestras.

### 5.1. Porosidad

En la última columna de la tabla 1 se presentan los resultados de porosidad efectiva que fueron obtenidos con el equipo experimental, así mismo en la primera columna de la tabla 1 se muestran las localidades donde fueron extraídas las muestras, el tipo de roca y los resultados para cada uno de los núcleos obtenidos en los puntos de muestreo, también se aprecia que el valor más bajo de porosidad fue de 1% y el valor más alto fue de 38%.

Tabla 1 Resultados de porosidad encontrados en los núcleos muestreados.

Localidad	Tipo de roca	Núcleo	% Porosidad efectiva
Cañon Peyotillos	Caliza dolomitizada	CP-02	1
		CP-02 <sup>a</sup>	2
		CP-02B	3
		CP-04 <sup>a</sup>	2
		CP-04B	1
		CP-04C	2
		CP-04 <sup>a</sup>	3
		CP-04B	9
Cañon Huasteco	Brechada carbonatada	CH-02	13
		CH-02	8
		CH-04	38
	Caliza masiva	CH-03	1
		CH-03	2
	Caliza dolomitizada	CHD-01	2
		CHD-01	1
		CHD-02	1
		CHD-02	2
		CHD-03	7
		CHD-03	1
		CHD-04	1
		CHD-04	1
	Caliza Arrecifal	CHD-05	1
		CHD-05	2
		CHD-06	1
CHD-06		1	

Se elaboró un gráfico con los resultados obtenidos tomando en cuenta la orientación del núcleo, este grafico se realizó con la finalidad de analizar si las muestras presentaban un patrón, es decir, si la orientación del núcleo afectaba la porosidad, pero se encontró que los resultados son muy heterogéneos por lo que la orientación del núcleo no influye significativamente, este grafico se presenta a continuación en la figura 5.2.

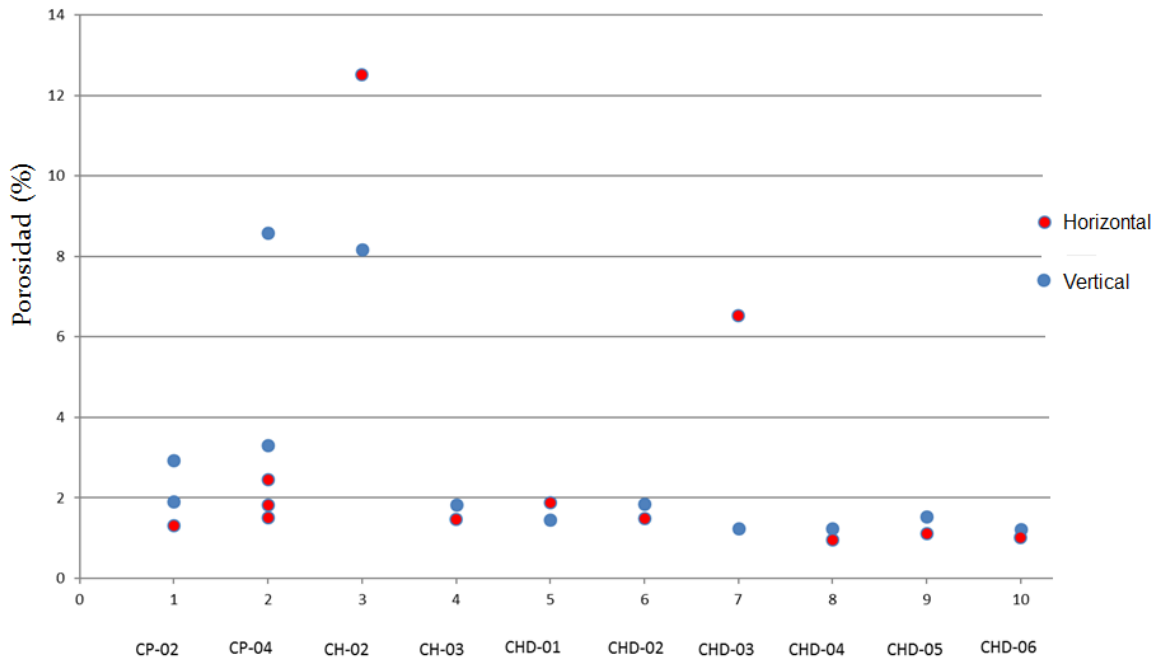


Figura 5.2 Grafico que presenta los resultados de porosidad obtenidos de acuerdo con la orientación del núcleo.

Los resultados obtenidos de porosidad para 24 núcleos se analizaron mediante un histograma de frecuencia (figura 5.3), en donde se encontró que la formación de caliza posee una porosidad promedio de 3.85%.

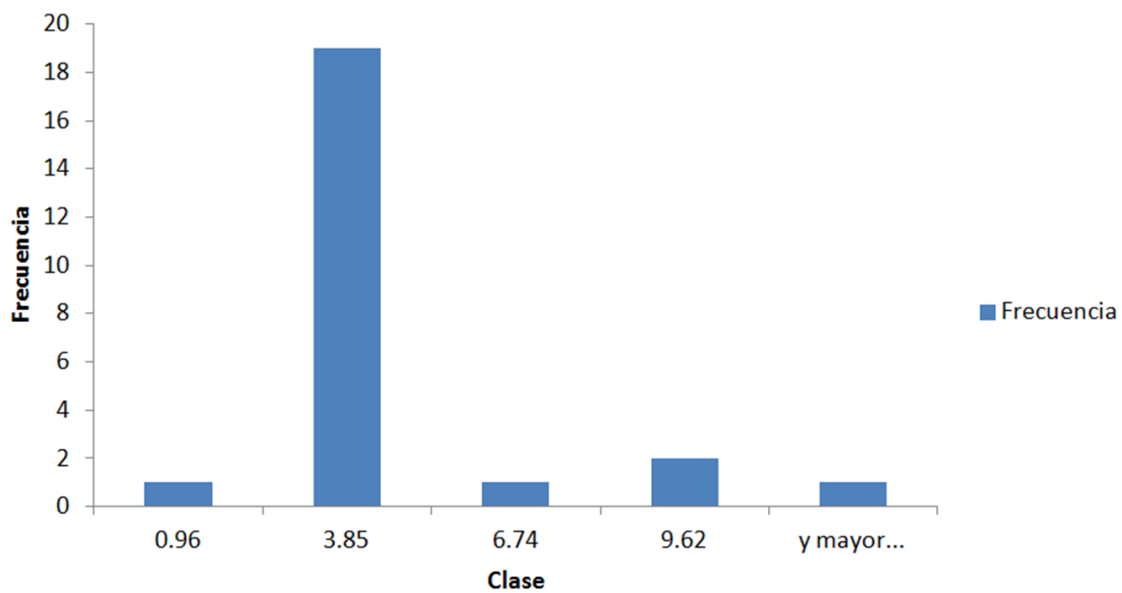


Figura 5.3 Histograma de frecuencia.

Para la determinación de permeabilidad se seleccionaron las muestras con los valores más altos de porosidad dado que se espera que posea la mayor permeabilidad, los resultados obtenidos se presentan a continuación.

### 5.2. Permeabilidad

La medición de permeabilidad se realizó en las muestras CP-04B, CH-02, CHD-03 y CH-04, debido a que estas muestras presentaron los valores más altos de porosidad. En la tabla 2 se aprecian los valores obtenidos para cada muestra, siendo la muestra CP-04B la de menor permeabilidad (0.01 Md) y la muestra CH-43 la de mayor permeabilidad (1000 Md).

Tabla 2 Resultados de permeabilidad obtenidos en el laboratorio.

Núcleo	Porosidad %	Permeabilidad (mD)
CP-04B	12	0.01
CH-02	10	0.12
CHD-03	8	0.38
CH-04	38	10000

En la figura 5.4 se muestra un gráfico de los resultados más bajos obtenidos de porosidad contra permeabilidad de las muestras CP-04B, CH-02 y CHD-03, en esta figura se observa que la muestra CP-04B tiene el valor más alto de porosidad y el valor más bajo de permeabilidad, mientras que la muestra CHD-03 tiene el valor más bajo de porosidad y el valor más alto de permeabilidad.

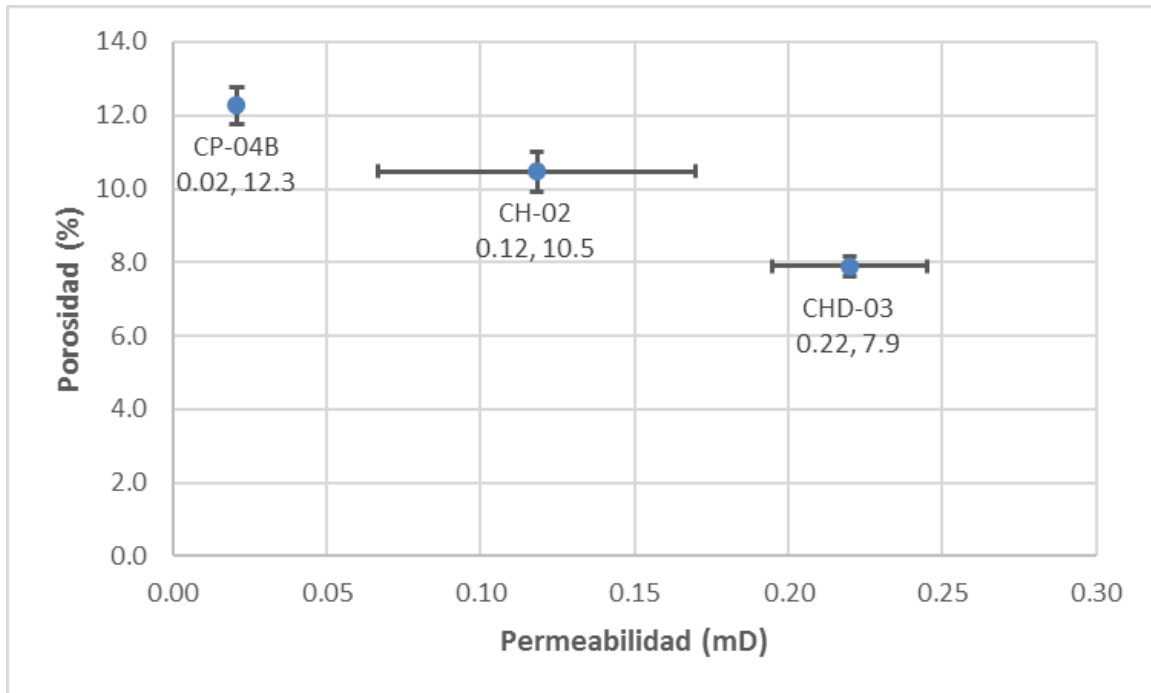


Figura 5.4 Porosidad vs permeabilidad de muestras con bajos valores de porosidad y de permeabilidad.

Por lo general la relación entre porosidad y permeabilidad, es lineal, es decir, al aumentar la porosidad se espera que aumente la permeabilidad, en este caso no fue así debido a la heterogeneidad de la formación y a la presencia de vóculos, los cuales aumentan la porosidad, pero debido a que no están conectados entre sí, no alteran la permeabilidad.

En la figura 5.5 se presentan los valores de porosidad contra permeabilidad de las cuatro muestras en las que se determinó permeabilidad, en este gráfico las muestras se pueden agrupar en tres clusters uno de muy baja permeabilidad, otro donde se agrupan las muestras CH-02 y CHD-03 con valores un poco más altos de permeabilidad y otro de alta porosidad y alta permeabilidad en donde se encuentra la muestra CH-04.

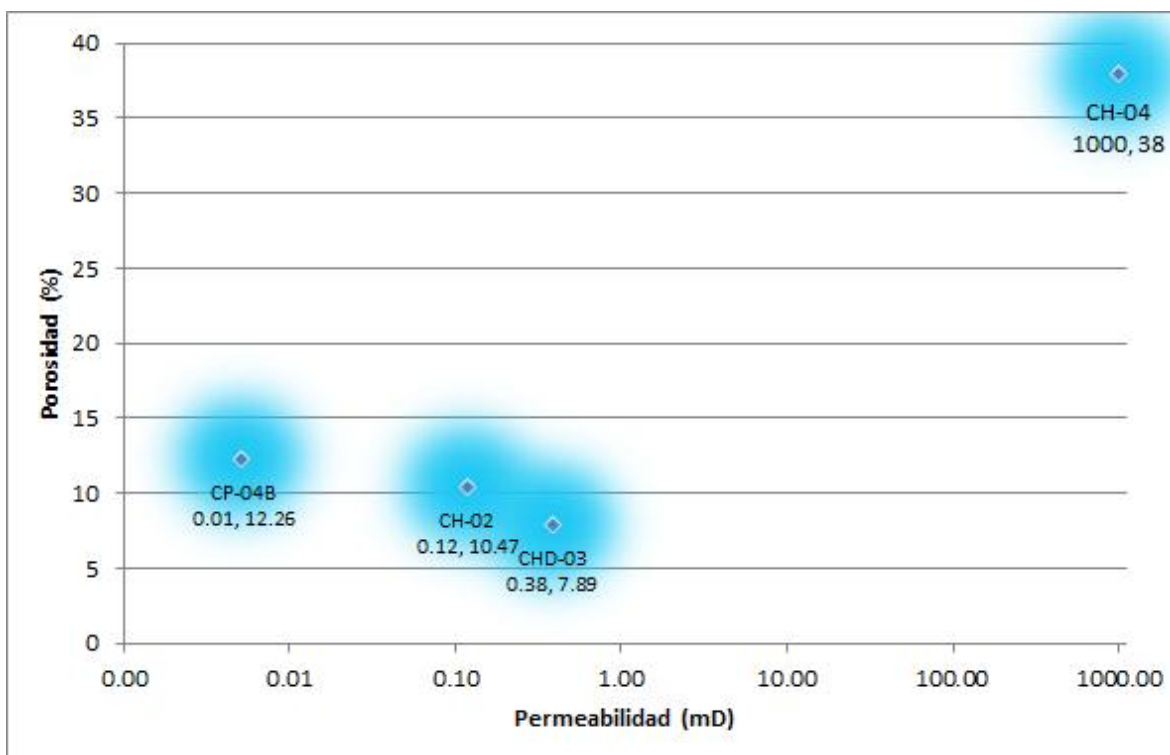


Figura 5.5 Resultados de porosidad contra permeabilidad de todas las muestras medidas.

Para la prueba de desplazamiento se seleccionaron los dos núcleos en donde se obtuvieron valores contrastantes en cuanto a permeabilidad, los cuales son el núcleo CHD-03 con porosidad de 7.89 % y permeabilidad de 0.38 mD y el CH-04 con 38 % de porosidad y 1,000 mD, los resultados obtenidos se discuten a continuación.

### 5.3. Prueba de desplazamiento

La primera prueba de desplazamiento se realizó en el núcleo CHD-03 cuyo valor de permeabilidad fue de 0.38 mD y el de porosidad fue de 7.89 %. En la figura 5.6 y 5.7 se muestran los resultados obtenidos en esta prueba.

La prueba de desplazamiento de hidrocarburo remanente en la matriz utilizando PPG para el control del flujo de agua a través de la fractura no resultó como se esperaba ya que el PPG se produjo por las tuberías, lo cual ocasionó el taponamiento de las mismas, en la figura 5.6 se observa el derrame de PPG al quitar una conexión de la línea de salida.





Figura 5.6 derrame de PPG al quitar una conexión en la línea de salida.

A continuación, en la figura 5.7 se observa una de las válvulas de la salida con una gran cantidad de PPG en su interior, el PPG encontrado en la tubería y en la válvula se tornó de un color amarillento y percibía un olor típico del n-decano, lo cual indica que el agua logro barrer parte de n-decano almacenado en la matriz del núcleo.

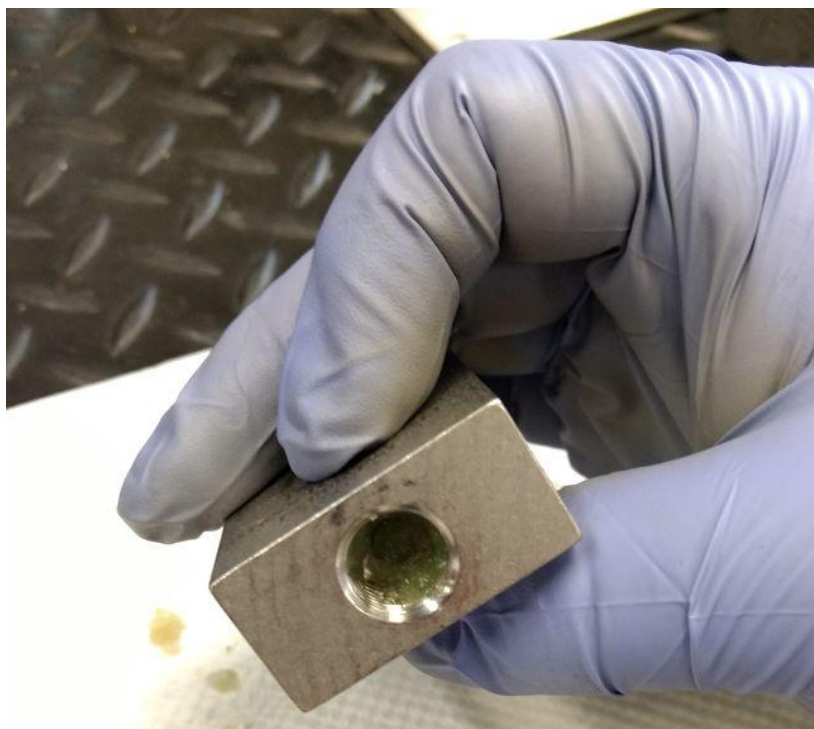


Figura 5.7 Válvula tapada con PPG.

## Capítulo V.- Resultados

---

Se realizó una segunda prueba de desplazamiento en el núcleo CH-04 con porosidad de 38% y permeabilidad de 1000 milidarcies, la muestra se saturó con 14.8 mililitros de n-decano, en la figura 5.8 se observan los resultados obtenidos.

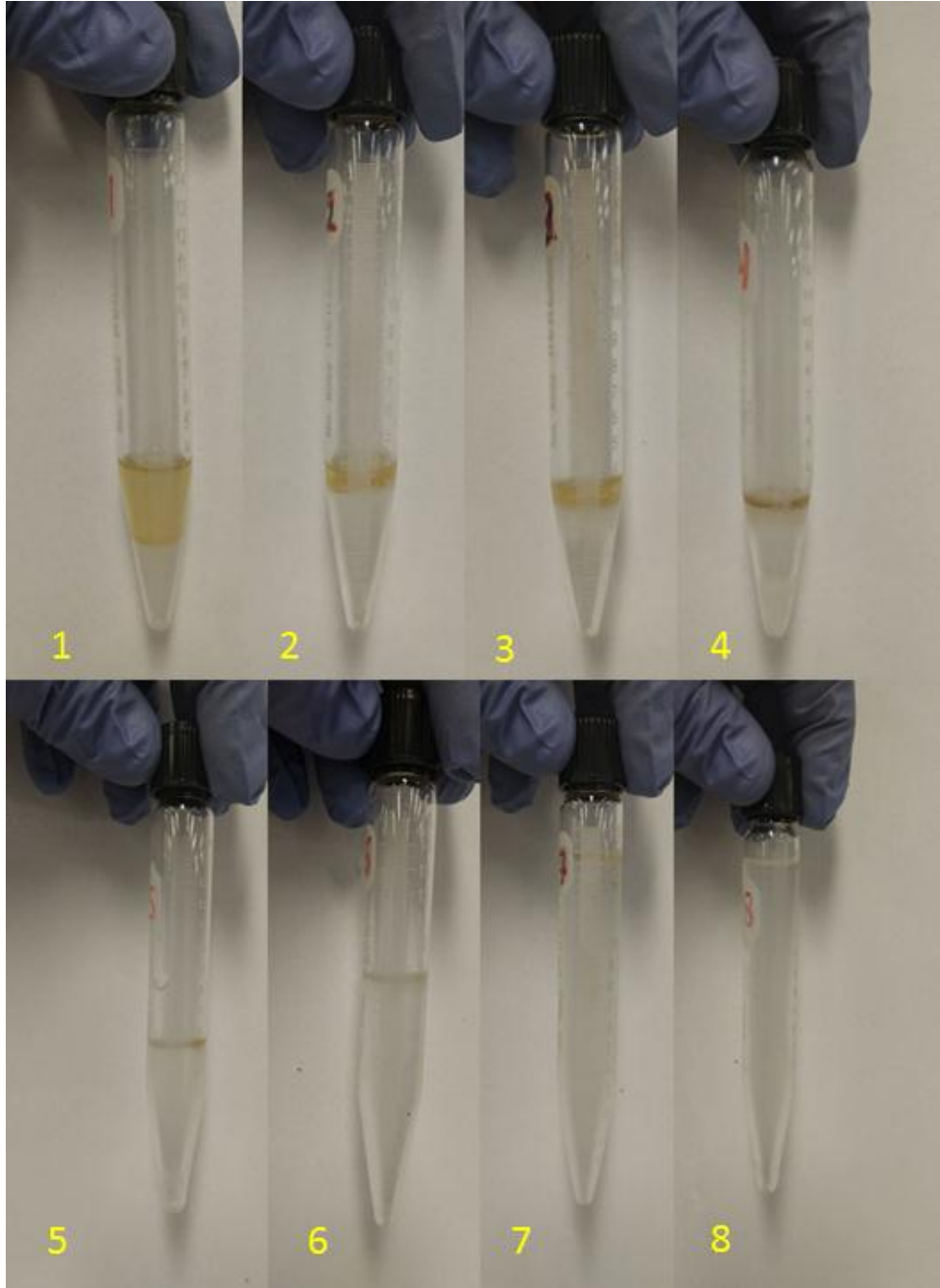


Figura 5.8 Viales de recolección de la producción fluidos durante el desplazamiento.

## Capítulo V.- Resultados

En la tabla 3 se presentan las mediciones del agua y del n-decano contenido en cada uno de los viales (figura 5.8).

Tabla 3 Resultados obtenidos en los viales.

Vial	Agua (ml)	Decano (ml)	Total (ml)
1	0.9	2.2	3.1
2	2.9	0.7	3.6
3	2.4	0.7	3.1
4	2.4	0.2	2.6
5	5.0	0.2	5.2
6	8.2	0.1	8.3
7	13.7	0.2	13.9
8	14.0	0.0	14.0

Con los datos presentados en la tabla 3 se realizó el gráfico de factor de recuperación el cual se presenta a continuación en la figura 5.9.

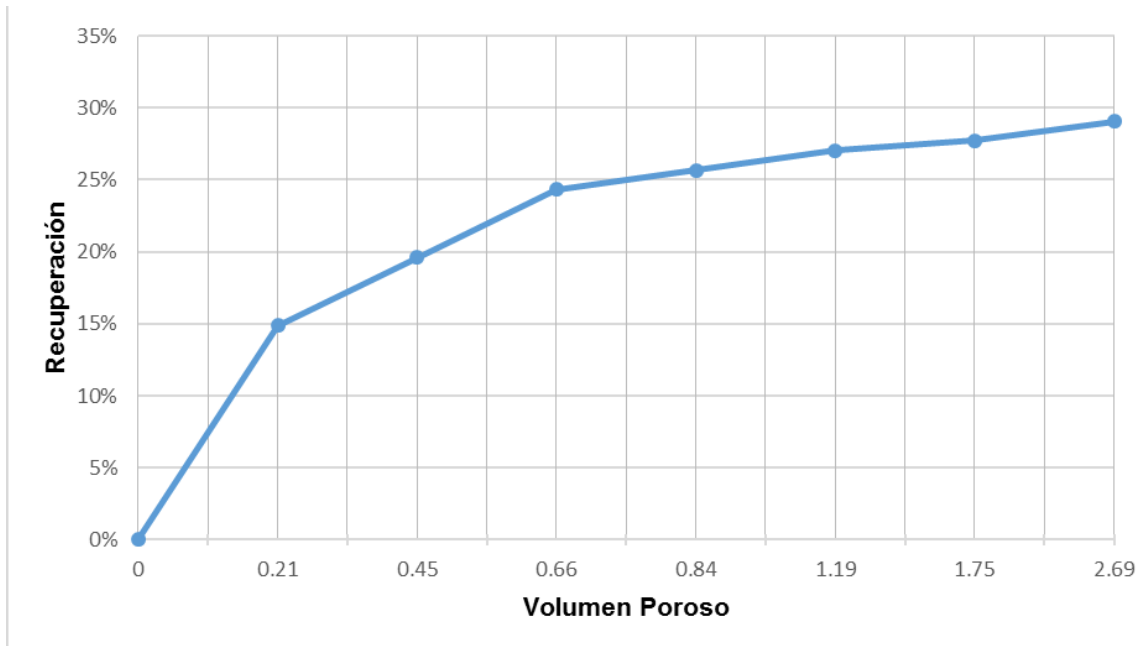


Figura 5.9 Factor de recuperación.

En la figura anterior se observa que se recuperó un 29% del n-decano contenido (14.8 mililitros = 100%) en la roca al inyectar 2.7 volúmenes porosos (1 volumen poroso

## Capítulo V.- Resultados

---

corresponde al volumen de decano almacenado en la matriz, es decir, 14.8 mililitros), mientras que con una inyección de 0.2 volúmenes porosos se recuperó el 15%.

Como podrá observarse la tecnología de PPG es aplicable en muestras de roca que posean una permeabilidad relativamente alta, debido a que al tapan el flujo de fluidos a través de la fractura con el PPG, es más fácil que el fluido inyectado fluya a través de los poros de la roca, en cambio con rocas de baja permeabilidad donde es más difícil que fluyan los fluidos a través de los poros, el PPG no puede detener el flujo a través de la fractura provocando que este se produzca por las líneas de salida. Sería recomendable realizar este experimento con rocas de variada permeabilidad para establecer un rango de permeabilidades en la que se puede utilizar esta tecnología del PPG.

### 6. CONCLUSIONES

Dada la gran similitud de la información tectónica, paleoambiental y sedimentológica revisada de ambos paquetes sedimentarios y a los resultados obtenidos se puede concluir que la Formación Cupido puede ser considerada en una primera instancia como análoga de las rocas almacenadoras de la Sonda de Campeche del Cretácico Inferior.

Por otro lado, los valores de porosidad obtenidos en la Formación Cupido (1 - 38%) se encuentran dentro del rango de valores de porosidad típicas para las rocas carbonatadas propuesto por Schwartz & Zhang (2003), en donde se muestran que los rangos de porosidad efectiva de las rocas carbonatada (1 - 40%, figura 2.1)

Los valores obtenidos de permeabilidad en los núcleos CH-02, CHD-03 y CH-04 cae dentro del rango de valores propuesto por Deming (2012) para las rocas carbonatadas, en la figura 2.3, dichos valores van desde 0.1 mD hasta 10132500 mD, mientras que el valor de permeabilidad del núcleo CP-04B es más bajo que los valores propuestos para las rocas carbonatadas.

De acuerdo con Morales Gil (2013), la porosidad en las rocas almacén del Cretácico Inferior de la Sonda de Campeche varía de 2 a 8%, mientras que la porosidad encontrada en la formación cupido varía desde 1% hasta 38%, en las rocas almacén del Cretácico Inferior de la Sonda de Campeche la porosidad está gobernadas principalmente por los procesos de dolomitización y fracturamiento que han afectado a estas rocas a lo largo de su historia de diagénesis, en la Formación Cupido también está presente la dolomitización y el fracturamiento.

Se esperaba que el comportamiento de porosidad y de permeabilidad en la figura 5.3 fuera lineal es decir al aumentar la porosidad aumentaría la permeabilidad, en la figura se observa que el núcleo CP-04 con más alta porosidad tiene más baja la permeabilidad y el núcleo CHD-03 con más baja porosidad tiene un valor de permeabilidad más alto que los otros dos núcleos medidos, esto debido a la heterogeneidad de la formación y a la presencia de vórgulos, los cuales aumentan la porosidad pero debido a que tales vórgulos no están conectados en su totalidad no alteran la permeabilidad.

## Capítulo VI.- Conclusiones

---

Las muestras obtenidas se pueden dividir en dos clusters o grupos, uno donde se localizan las muestras con bajos valores de porosidad y permeabilidad y el otro donde caen las muestras de altos valores de porosidad y permeabilidad.

Este resultado no satisfactorio obtenido en la primera prueba de desplazamiento fue debido a que la permeabilidad de la muestra era demasiado baja (0.38 mD), por lo que ofrecía más resistencia al paso del agua la matriz de la roca por su baja permeabilidad que el PPG en la fractura, aunque aun así se logró desplazar un poco de n-decano, el problema fue que no se pudo contabilizar debido a que se produjo con el PPG.

Por otro lado, los resultados obtenidos en la segunda prueba de desplazamiento fueron muy favorables ya que se demostró con buenos números la eficiencia del PPG para el control de agua a través de las fracturas en un medio poroso fracturado, ya que se llegó a recuperar cerca del 30% del n-decano contenido en la matriz con tan solo inyectar 2.7 volúmenes porosos.

## 7. BIBLIOGRAFÍA

- Álvarez, R.M. & García, E., 1996. Los Modelos Analógicos en Geología: Implicaciones Didácticas. Ejemplos Relacionados con el Origen de Materiales Terrestres. *Enseñanzas de las Ciencias de la Tierra*, 4(2), pp.133–139.
- Angeles Aquino, F.J., 2016. Bosquejo Geológico de la Sonda de Campeche. *Asociación de Ingenieros Petroleros de México A. C.*, XLIV(num. 11).
- Angeles Aquino, F.J., 1985. Monografía petrolera de la zona marina 8.
- Ángeles Aquino, F.J. et al., 1994. Tectonic evolution, structural styles and oil habitat in Campeche sound, Mexico. *GCAGS Trans.*, XLIV, pp.53–62.
- Asquith, G. & Charles, G., 1982. *Basic Well Log Analysis for Geologists* Second Ed. T. A. A. of P. Geologists, ed.,
- Bai, B., 2007. Preformed Particle Gel for Conformance Control: Factors Affecting Its Properties and Applications. *Society of Petroleum Engineers*, (October 2008), pp.1–11.
- Benson, G.S., 2013. Deciphering the Fundamental Controls of Flow in Carbonates Using Numerical Well-testing , Production Optimisation , & 3D High-resolution Outcrop Analogues for Fractured Carbonate Reservoir. *Society of Petroleum Engineers*, (June 2013), pp.10–13.
- Billmeyer, F.W., 2004. *Ciencia de los Polímeros* 2a Edición.,
- Burchette, T.P., 2012. Carbonate rocks and petroleum reservoirs : a geological perspective f. *Geological Society , London , Special Publications*.
- Conklin, J. & Moore, C., 1977. PALEOENVIRONMENTAL ANALYSIS OF THE LOWER CRETACEOUS CUPIDO FORMATION , NORTHEAST MEXICO. *American Association of Petroleum Geologists*.
- Cuapio, C.A., 2009. *Microfacies y paleoambientes en una sección estratigráfica del Cretácico en el Cañón La Boca, Nuevo León*. Universidad Nacional Autónoma de México.
- Deming, D., 2012. *Intro to Hydrogeology by Deming.pdf*, New York.
- Duit, R., 1991. On the role of analogies and metaphors in learning science. *Science Education*, 75(6), pp.649–672.
- García, G.H., 2015. *Estrategia de PEMEX para Optimización de Campos Maduros*,
- Goldhammer, R.K., 1999. Mesozoic Sequence Stratigraphy and Paleogeographic Evolution

- of Northeast Mexico. *Geological Society of America, Special Paper*, p.58.
- Goldhammer, R.K. & Johnson, C. a, 2001. Middle Jurassic–Upper Cretaceous paleogeographic evolution and sequence-stratigraphic framework of the northwest Gulf of Mexico Rim. *The western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, sedimentary basins, and petroleum systems: AAPG Memoir 75*, pp.45–81.
- Gutiérrez, G., 2010. *Play Sub-Salino (Pre-Jurásico) una Alternativa En la Exploración Petrolera de la Sonda de Campeche*. Universidad Nacional Autónoma de México.
- Harrison, A.G. & Treagust, D.F., 2000. A typology of school science models. *International Journal of Science Education*, 22(9), pp.1011–1026.
- Imlay, R.W., 1937. Geology of the Midle Part of the Sierra de Parras, Coahuila, Mexico. *Bulletin of the Geological Society of America*, 48, pp.587–630.
- Kokal, S. & Al-Kaabi, A., 2010. Enhanced oil recovery: challenges and opportunities. *Global Energy Solutions*, pp.64–69. Available at: [http://www.world-petroleum.org/docs/docs/publications/2010yearbook/P64-69\\_Kokal-Al\\_Kaabi.pdf](http://www.world-petroleum.org/docs/docs/publications/2010yearbook/P64-69_Kokal-Al_Kaabi.pdf).
- Lehmann, C. et al., 1999. Evolution of Cupido and Coahuila carbonate platforms, Early Cretaceous, northeastern Mexico. *GSA Bulletin*, 111(7), pp.1010–1029.
- López, P.A., 2013. *Microfacies y Paleoambientes de Dos Secciones Estratigráficas del Barremiano-Aptiano (Cretácico Inferior) en Nuevo León, México*. Universidad Nacional Autónoma de México.
- Montaron, B., 2008. Carbonate evolution. *Oil & Gas Middle East*, (August), pp.26–30.
- Morales Gil, C.A., 2013. Provincia Petrolera Sureste ( Salina del Istmo , Reforma-Akal y Macuspana ) Pemex Exploración y Producción Director de Pemex Exploración y Producción. , p.57. Available at: <http://www.cnh.gob.mx/rig/pdf/cuencas/sureste.pdf>.
- Padilla y Sanchez, J.R., 2007. Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México.
- Paris, M., 2001. *Inyección de agua y gas en yacimientos*,
- Rangel, E., 2012. *El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada*, México.
- Raviolo, A., 2009. Modelos, analogías y metáforas en la enseñanza de la química. *Educación química*, De Anivers, pp.55–60.
- Raviolo, A. et al., 2004. Utilización de un Modelo Analogico para Facilitar la Comprensión del Proceso de Preperación de Disoluciones. *Enseñanza de las Ciencias*, 22(3), pp.379–388.
- Tarbuck, E.J. & Lutgens, F.K., 2005. *Ciencias de la Tierra* 8th ed., Madrid: Pearson



Educación S. A.,

Tiab, D. & Donaldson, E.C., 2004. *Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties* 2da ed., Burlington: Gulf Professional Publishing.

Winker, C.D. & Buffler, R.T., 1988. Paleogeographic Evolution of Early Deep-Water Gulf of Mexico and Margins , Jurassic to Middle Cretaceous ( Comanchean ) ^. *American Association of Petroleum Geologists*, 72(3), pp.318–346.

PEMEX, Petroleos Mexicanos, 1988b, Estratigrafía de la República Mexicana: Mesozoico: México, D.F., Subdirección de producción primaria, Coordinación ejecutiva de exploración, Informe Inédito, 229 p.

Ángeles Aquino, F., 1996, “Estratigrafía del Jurásico Superior del subsuelo en la Sonda de Campeche (Golfo de México)”, México, Tesis de postgrado, Instituto Politécnico Nacional.

Schwartz, F.W. & H. Zhang. 2003. *Fundamentals of Ground Water*. John Wiley and Sons, Inc. New York, 583 p.

Anexos

Anexo 1. Definición de Símbolos

<b>Símbolo</b>	<b>Cantidad representada</b>	<b>Unidades físicas</b>
$\phi$	Porosidad	Adimensional
$V_p$	Volumen de poros	$m^3$
$V_r$	Volumen total de roca	$m^3$
$V_{pc}$	Volumen de poros conectados	$m^3$
$\phi_e$	Porosidad efectiva	Adimensional
$K$	Permeabilidad	Darcie ( $10^{-12} m^2$ ), mD
$Q$	Flujo por unidad de tiempo	$cm/s$
$u$	Viscosidad	$cp$
$A$	Sección del área	$cm^2$
$L$	Longitud de la roca	$cm$
$\Delta P$	Gradiente de presión	psi
$K_w$	Permeabilidad efectiva del agua	mD
$K_o$	Permeabilidad efectiva del aceite	mD
$K_g$	Permeabilidad efectiva del gas	mD
$K_{rw}$	Permeabilidad relativa del agua	mD
$K_{ro}$	Permeabilidad relativa del aceite	mD
$K_{rg}$	Permeabilidad relativa del gas	mD