



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Análisis de petrofísica básica
en núcleos de roca y pruebas
de desplazamiento**

INFORME DE ACTIVIDADES PROFESIONALES

Que para obtener el título de
Ingeniero Geofísico

P R E S E N T A

Rodrigo Galicia Pérez

ASESOR DE INFORME

Dr. Simón López Ramírez



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2019

Agradecimientos

A Dios por darme un plan de vida muy especial, así como por todas las bendiciones y experiencias de vida que me permite experimentar (Proverbios 2:6).

A la Universidad Nacional Autónoma de México por brindarme la oportunidad de realizar mis estudios profesionales, así como a la honorable Facultad de Ingeniería que me permitió tener una excelente formación académica.

A la empresa SIIPESA por darme la oportunidad de colaborar en este proyecto, así como por la capacitación y formación profesional.

Al proyecto SENER-CONACYT No.185183 por todo lo aprendido en la Unidad de Servicios Para la Industria Petrolera – Facultad de Química, así como el desarrollo profesional y la aplicación de los conocimientos adquiridos durante mi formación integral.

A Víctor Matías por todos los consejos, paciencia y sobre todo la oportunidad de trabajar en SIIPESA.

Al Dr. Simón López Ramírez por el apoyo, confianza, consejos brindados y oportunidades que me ha brindado en mi experiencia profesional, así como por la dirección de mi trabajo para titulación.

A mis sinodales, M.I. Ricardo Castrejón, Dra. Iza Canales, Ing. Javier Arellano e Ing. Israel Castro, por los consejos, tiempo y apoyo brindado en la revisión de este trabajo profesional.

A mis padres Socorro y Rolando, por todo su apoyo, consejos y amor incondicional que me fortalece, sin ustedes y su sabiduría no hubiera podido lograr nada.

A mi hermano Andrés por siempre apoyarme y alentarme a ser mejor; a mis primos Misael, Erick, Víctor, Migue y a mi familia cercana por ser apoyo incondicional y ejemplos para mi vida.

A Julieta Tapia por siempre ser un apoyo, inspiración, por su amor y todos los consejos que me brinda cada día.

A mis compañeros y amigos de la USIP-SIIPESA, Gricelda, Mena, Enrique, Alan, Angulo, Gloria, Luciano, Luisito, Roger, José, Mariano, Miguel, Rubén, Callejas, Niño, Rafa, Fernanda, Fernando, Gallardo, Gustavo, Dra. Cecilia; gracias por sus consejos, enseñanzas y experiencias.

A mis amigos de la Facultad, Leslie, Omar, Damián, Shamara, Rubén, Mari y Abigail; gracias por esos momentos inolvidables, así como por el apoyo y consejos brindados. A mis amigas de años Jennifer, Nohemí, Zaira y Elizabeth, que siempre están ahí apoyándome y aconsejándome con su valiosa amistad.



SERVICIOS INTEGRALES PARA
LA INDUSTRIA PETROLERA Y
ENERGETICA S. A. DE C. V.

Cd. Nezahualcoyotl a 20 de junio del 2019

Comité de titulación de la carrera de Ingeniería Geofísica
Facultad de Ingeniería
UNAM
PRESENTE

Por medio de la presente le informo que Rodrigo Galicia Pérez con RFC GAPR9209025F2 laboro en esta empresa en el periodo de septiembre del 2014 a enero 2016 en el cargo de técnico de laboratorio, realizando las siguientes actividades:

- Preparación y calibración de equipos de laboratorio para pruebas de petrofísica básica a núcleos de roca a condiciones de yacimiento.
- Determinación de porosidad a núcleos de roca.
- Determinación de permeabilidad absoluta y relativa a núcleos de roca.
- Pruebas de desplazamiento en núcleos de roca con agua, tensoactivo y polímero.
- Análisis y tratamiento de la información obtenida de las pruebas de desplazamiento.

La empresa avala la calidad de la información, así como los resultados obtenidos que son presentados en este informe para titulación, así mismo se hace constar que son datos sin problemas de confidencialidad y que están libres para su publicación en dicho trabajo exclusivamente.

Sin más por el momento y estando a sus órdenes para cualquier duda o comentario, queda de usted,

M. en I. Víctor Matías Pérez
Director General
SIIPESA



RFC: SI111028512
REG. PART. C42 39105107
Marquita Linda 122, Col. Benito Juárez, Mpio. Nezahualcoyotl, Estado de México, C.P. 57000
Cel. 5540620912
contacto@siipesa.com.mx
www.siipesa.com.mx

Índice

1. Introducción	7
2. Resumen	8
3. Objetivos.....	9
4. Antecedentes.....	9
4.1. Empresa SIIPESA.....	9
4.1.1 Misión.....	9
4.1.2 Visión	9
4.1.3 Puesto de trabajo	9
4.2 Caracterización de yacimientos	10
4.2.1 Escalas de caracterización	11
4.2.2 Caracterización estática	12
4.2.2.1 Caracterización Geológica.....	12
4.2.2.2 Caracterización Geofísica	14
4.2.2.3 Caracterización Petrofísica	14
4.2.3 Caracterización dinámica	21
4.2.3.1 Pruebas de variación de presión.....	22
4.2.3.2 Datos históricos de producción	23
4.2.3.3 Presión de fondo.....	23
4.2.3.4 Registro de molinete hidráulico y gradiomanómetro.....	23
4.2.3.5 Pruebas de trazadores.....	24
4.3 Métodos de recuperación de hidrocarburos	24
4.3.1 Conceptos básicos de desplazamiento	25
4.3.1.1 Eficiencia de barrido	25
4.3.1.2 Flujo fraccional.....	26
4.3.1.3 Movilidad de los fluidos	29
4.3.1.4 Curva capilar de desaturación.....	29
4.3.2 Recuperación primaria	30
4.3.3 Recuperación secundaria.....	31
4.3.4 Recuperación terciaria o mejorada (EOR)	32
4.3.4.1 Inyección de químicos.....	33

5.	Descripción del problema	34
5.1	Poza Rica	35
5.2	Participación profesional	38
6.	Metodología	38
6.1	Acondicionamiento de la roca	39
6.2	Determinación de porosidad	40
6.3	Determinación de permeabilidad absoluta	42
6.4	Calentamiento del Sistema	44
6.5	Saturación de aceite [Swirr]	45
6.6	Desplazamiento de aceite con agua [Sor].....	46
6.7	Cálculo de la permeabilidad relativa	47
6.8	Desplazamiento de tensoactivo	47
6.9	Desplazamiento de Polímero	49
7.	Resultados	50
7.1	Fluidos	50
7.1.1	Agua.....	50
7.1.2	Aceite	51
7.1.3	Químicos	51
7.2	Porosidad	52
7.3	Permeabilidad absoluta	53
7.4	Permeabilidad relativa (Kr).....	53
7.5	Factor de recuperación de aceite por medio de la inyección de agua	55
7.6	Factor de recuperación de aceite por medio de la inyección de tensoactivo	56
7.7	Factor de recuperación de aceite por medio de la inyección de polímero	58
7.8	Análisis de resultados	59
8.	Conclusiones	60
9.	Referencias.....	60
10.	Anexos.....	62
Anexo 1:	Volumen muerto	62
Anexo 2:	Criterio de Rapoport.....	63
Anexo 3:	Cálculo de Swirr.....	64
Anexo 4:	Cálculo de Sor	67

Anexo 5: Cálculo de permeabilidad relativa (Jones & Roszelle).....	70
Anexo 6: Cálculo del factor de recuperación con tensoactivo.	77
Anexo 7: Cálculo del factor de recuperación con polímero	79

1. Introducción

En este trabajo se encuentra documentada la experiencia profesional que he obtenido en “Servicios Integrales para la Industria Petrolera y Energética, S.A. de C.V.” (SIIPESA), así como los conocimientos que he adquirido a lo largo de mi formación profesional, tanto en la Facultad de Ingeniería como en la vida laboral; lo anterior con el objetivo de obtener mi título de Ingeniero Geofísico, en la modalidad de Titulación por Trabajo Profesional.

SIIPESA, es una empresa que nació con el objetivo de dar soluciones a problemas relacionados con la recuperación mejorada y avanzada de hidrocarburos, mediante pruebas de laboratorio, diseño de modelos físicos para la comprensión de los yacimientos petroleros y la implementación de nuevas metodologías de extracción.

En mi experiencia en SIIPESA, participé en el Proyecto “SENER-CONACyT 185183” con la Facultad de Química de la Universidad Nacional Autónoma de México, en donde realicé la revisión y mejoramiento de las metodologías que tenía desarrolladas la empresa SIIPESA, con esa versión final de la metodología realicé las actividades que se demuestran en este informe.

Una gran cantidad de las rocas almacenadoras de yacimientos petroleros de México son rocas carbonatadas, las cuales tienen una *mojabilidad* mixta o son *mojables* al aceite, agregando también que son yacimientos naturalmente fracturados. Además, existen yacimientos que no son fracturados, pero debido a su ambiente de depósito son altamente heterogéneos, lo que los hace muy difíciles de caracterizar por su variada permeabilidad y porosidad. Dada esta heterogeneidad, cuando se implementa la recuperación secundaria con inyección de agua, el barrido del aceite puede ser no tan eficiente, por lo que existe una gran cantidad de aceite remanente dentro de las rocas. Para dar solución a estos problemas, se determinan las propiedades petrofísicas básicas de una muestra de roca representativa de algún yacimiento; es decir, se mide la porosidad y permeabilidad absoluta, para después determinar el comportamiento de las permeabilidades relativas agua-aceite, además de medir el factor de recuperación de aceite, debido a la inyección de algún tensoactivo y/o polímero que ayudará a la extracción del aceite remanente, evaluando la eficiencia de los productos con la recuperación de aceite y comportamiento con el medio poroso.

Los resultados obtenidos son una metodología mejorada para determinar porosidad y permeabilidad absoluta, así como curvas de permeabilidad relativa, mojabilidad de la roca y posteriormente simular un proceso de recuperación secundaria y terciaria, evaluando los factores de recuperación de aceite a condiciones de yacimiento. En el caso de este estudio se logró recuperar el 97.98 % del aceite de la roca con la inyección de agua y productos químicos.

2. Resumen

El propósito principal de este trabajo es demostrar la experiencia profesional que he obtenido en SIIPESA, con el fin de obtener el título de Ingeniero Geofísico por la modalidad de Titulación por Trabajo Profesional. Como propósitos adicionales, están la obtención de la petrofísica básica y avanzada de un tapón de roca, y con los datos obtenidos calcular la curva de permeabilidad relativa agua-aceite, obtener la mojabilidad de la roca, y por último, evaluar el factor de recuperación de aceite con los distintos procesos, como lo son: inyección de agua, tensoactivo y polímero en baches a condiciones de yacimiento.

Parte de mi trabajo fue ayudar a revisar y mejorar los métodos básicos que se tenían en la empresa para determinar porosidad, permeabilidad absoluta, permeabilidad relativa y desplazamientos, por medio de la experimentación en laboratorio, así como capacitar al personal de la Facultad de Química en el manejo de los equipos y metodologías.

Determiné la petrofísica básica y avanzada de una muestra de roca estándar (caliza), con el uso de las metodologías mejoradas, superando complicaciones que hacían que la medición no fuera exacta, estas determinaciones las realice en un permeámetro de líquidos y gases, utilizando una bomba de alta presión para el desplazamiento, y un sistema de calentamiento para hacer las evaluaciones a condiciones de yacimiento (alta temperatura y presión), los resultados obtenidos fueron: porosidad de 39.15% y permeabilidad de 104.33 *mD*.

Calculé la curva de permeabilidad relativa de la muestra de roca por medio del método de Jones & Roszelle (1978), obteniendo una mojabilidad al agua debido al corto tiempo de añejamiento y a la falta de un desplazamiento adicional después de este, las mejoras del método fueron los gastos de inyección, así como muestreo de la producción y medición de los diferenciales de presión. La importancia de estas curvas es que ayudan a caracterizar el movimiento de los fluidos dentro del yacimiento, mejorando los modelos de simulación y dando información importante para la recuperación mejorada.

Los resultados de factores de recuperación de aceite mediante un proceso de recuperación secundaria (inyección de agua) muestran un factor de recuperación del 69%, el cual es típico de los pozos maduros en México. Para poder obtener un poco más de aceite, se recomienda el uso de tensoactivos y polímeros que facilitan la extracción del aceite remanente. En este caso se observa cómo se pudo reducir la saturación de aceite en un 14.84% con tensoactivo, que reduce los valores de tensión a ultra bajos; y en 14.14% con el polímero que aumenta la viscosidad del fluido y permite un mejor barrido de aceite en toda la cara del tapón. En total se recuperó el 97.98% del aceite de la roca sin dañar a la misma.

Los resultados obtenidos son una metodología para determinar porosidad y permeabilidad absoluta, así como curvas de permeabilidad relativa, mojabilidad de la roca, y posteriormente simular un proceso de recuperación secundaria y terciaria, evaluando la recuperación de aceite a condiciones de yacimiento.

3. Objetivos

Los objetivos de este trabajo con la metodología mejorada empleando como ejemplo una muestra de roca son los siguientes:

- Obtener los datos de porosidad efectiva y permeabilidad absoluta del núcleo de roca.
- Obtener la curva de permeabilidad relativa agua-aceite del núcleo de roca.
- Determinar la mojabilidad de la roca por medio de la curva de permeabilidad relativa.
- Medir la recuperación de aceite, debido a la inyección de agua al núcleo saturado de aceite.
- Medir la recuperación de aceite, debido a la inyección de tensoactivo adicional a la inyección de agua.
- Medir la recuperación de aceite, debido a la inyección de polímero al núcleo saturado de aceite, adicional a la inyección de agua y tensoactivo.

4. Antecedentes

4.1. Empresa SIIPESA

Servicios Integrales para la Industria Petrolera y Energética, S.A. de C.V. (SIIPESA), es una empresa creada con la intención de hacer converger a un grupo de personas con diversas especialidades que coadyuven en la solución de problemas relacionados con la recuperación mejorada y avanzada de hidrocarburos, mediante pruebas de laboratorio, diseño de modelos físicos para la comprensión de yacimientos petroleros y la implementación de nuevas metodologías de extracción.

Esta empresa me brindó la confianza necesaria para prepararme en el ámbito profesional, además de ayudarme a usar mi conocimiento adquirido en la Facultad de Ingeniería y aplicarlo para la industria.

4.1.1 Misión

“Proporcionar soluciones que permitan extender la vida productiva de los yacimientos petroleros.”

4.1.2 Visión

“Ser una empresa líder a nivel nacional e internacional en la recuperación mejorada y avanzada de hidrocarburos.”

4.1.3 Puesto de trabajo

Mi ingreso al puesto de trabajo fue debido a que hice el servicio social en la facultad de Química, donde SIIPESA estaba realizando servicios profesionales para el proyecto **SENER-CONACYT-Hidrocarburos 185183**, *“Proceso de recuperación mejorada con la tecnología de inyección*

de químicos (ASP) con la aplicación mediante prueba piloto en el campo Poza Rica". En mi servicio social realizaba distintas actividades, como apoyar en secciones geológicas estructurales, así como en la revisión de bibliografía para tener más información geológica de la zona de Poza Rica. Después entré a la parte de laboratorio, caracterizando algunos tapones de roca, en donde comencé a tratar con equipos a altas presiones y temperaturas manejando los permeámetros. Así comenzó mi experiencia profesional en pruebas de petrofísica básica en tapones de roca a escala de laboratorio; y al concluir mi servicio social, la empresa SIIPESA me ofreció un trabajo y me permitió seguir creciendo profesionalmente.

En este puesto de trabajo desarrollé distintas actividades con el cargo de "técnico de laboratorio", dentro de las cuales las más importantes fueron:

- Revisión y mejoramiento de métodos para el cálculo de propiedades petrofísicas a escala de laboratorio.
- Capacitación del personal de la Facultad de Química UNAM en la determinación de propiedades petrofísicas de las rocas y pruebas de desplazamiento.
- Acondicionamiento y calibración de equipos de laboratorio para pruebas de petrofísica básica a núcleos de roca a condiciones de yacimiento.
- Determinación de porosidad en núcleos de roca.
- Determinación de permeabilidad efectiva en núcleos de roca.
- Determinación de permeabilidad relativa agua-aceite en núcleos de roca.
- Pruebas de desplazamiento con agua, tensoactivo y polímero para determinar factores de recuperación de aceite y evaluación de productos a condiciones de yacimiento.
- Análisis de la información obtenida con pruebas de desplazamiento en núcleos de roca.

Posteriormente, al terminar el contrato que tenía SIIPESA con el proyecto, fui contratado directamente por la Facultad de Química de la UNAM como prestador de servicios profesionales, en donde actualmente sigo laborando en el proyecto **SENER-CONACYT- Hidrocarburos 185183**.

4.2 Caracterización de yacimientos

Un yacimiento petrolero es una acumulación natural de hidrocarburos en las rocas del subsuelo. Para caracterizar un yacimiento se necesita crear un modelo geocientífico incorporando información geológica e ingenieril a distintas escalas, desde micro hasta mega.

El objetivo principal de la caracterización de yacimientos petroleros es conocer las características de las rocas productoras de hidrocarburos, así como de los fluidos que están presentes en el yacimiento, tanto cuantitativamente como cualitativamente.

Caracterización cuantitativa

La caracterización cuantitativa permite cuantificar propiedades petrofísicas y geológicas a diferentes escalas de caracterización, esto con el fin de obtener propiedades como: porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos y compresibilidad de la formación.

Caracterización cualitativa

La caracterización cualitativa consiste en determinar parámetros para calificar diferentes propiedades petrofísicas y geológicas a diferentes escalas de caracterización. Los parámetros obtenidos son: litología, presencia de hidrocarburos e identificación de cuerpos permeables.

4.2.1 Escalas de caracterización

Una descripción detallada de las propiedades y características de los fluidos y roca e interacción entre ellos, es lo que se considera la caracterización del yacimiento. Las escalas de caracterización son las siguientes ^[18]:

a) Microscópica

Es el comportamiento de la roca a escala de granos y poros, así como su interacción como un conjunto de redes. Se realiza partir de análisis en microscopio por medio de recortes en núcleos pequeños y láminas delgadas.

b) Mesoscópica

Análisis de muestras a partir de 1 centímetro a 10 metros de longitud, basada principalmente en mediciones alrededor del pozo por medio de registros geofísicos y análisis de núcleos más grandes, con lo cual se pueden caracterizar estructuras geológicas de mediana escala y heterogeneidades mayores.

c) Macroscópica

Es el análisis de la interacción entre los pozos por medio de pruebas de presión, pruebas de trazador y correlación de sus parámetros.

d) Megascópica

Análisis de la configuración del yacimiento entre los pozos por distancia, hasta evaluar todo el yacimiento y obtener configuraciones de todos los parámetros geofísicos, petrofísicos y geológicos.

Al tener caracterizado el yacimiento a distintas escalas, se generan dos modelos que conformaran un estudio completo, los modelos son el estático y el dinámico, para que en conjunto expliquen el comportamiento del yacimiento.

Caracterización estática

La caracterización estática básicamente es la descripción de la capacidad de almacenamiento y pronóstico de producción, por medio de las propiedades geológicas, geofísicas y petrofísicas del sistema roca, fluidos, propiedades físicas, químicas y distribución. La información principal para este modelo es obtenida de campo y de análisis de muestras de roca y fluidos en laboratorio; esto involucra la identificación y evaluación de los elementos que constituyen un yacimiento.

Caracterización dinámica

La caracterización dinámica es el estudio y comprensión del movimiento de los fluidos en el yacimiento petrolero, partiendo del modelo estático. Se analiza con datos de pruebas de presión, pruebas de trazadores y datos de producción.

4.2.2 Caracterización estática

Como ya he mencionado, la caracterización estática es la descripción de la capacidad de almacenamiento y pronósticos de producción de un yacimiento petrolero. Se describe por medio de la caracterización geológica, geofísica y petrofísica del sistema roca fluidos, que a continuación se describen, haciendo énfasis en la petrofísica, ya que es el objeto de estudio de este informe ^[8].

4.2.2.1 Caracterización Geológica

Para poder explotar de forma adecuada un yacimiento petrolero, es necesario conocer las características geológicas de la roca almacenadora (sedimentología, estratigrafía y estructural). Dentro de los datos necesarios para la comprensión son: forma, tamaño, orientación, variaciones petrográficas, mineralógicas y sedimentológicas del yacimiento.

4.2.2.1.1 Sedimentología

La intención de la caracterización sedimentológica es conocer el ambiente donde se generó la roca, para identificar sus características distintivas necesarias para evaluar y explotar un yacimiento adecuadamente.

Se obtienen los siguientes puntos al estudiar sedimentológicamente un yacimiento petrolero:

- Origen del sedimento
- Ambiente sedimentario
- Geometría del cuerpo
- Extensión y distribución del cuerpo
- Secuencias verticales del cuerpo sedimentario

Existen tres ambientes sedimentarios o ambientes de depósito: continentales, transicionales y marinos, teniendo cada ambiente sus características específicas, así como más sub-ambientes. Las estructuras sedimentológicas se dividen en dos: inorgánicas y orgánicas.

La deposición más común es la de capas que se denomina estratificación, y éste es resultado de la energía del sistema sobre los sedimentos en el momento del depósito, esto involucrará: tamaño de grano y clasificación de granos por gravedad.

Los tipos de estratificación son: estratificación cruzada, rizaduras y estratificación laminar. Otro punto importante es la diagénesis, que se define como un conjunto de procesos geológicos mediante los cuales un sedimento se convierte en roca sedimentaria (cambios físicos, químicos y bioquímicos).

Estos eventos diagenéticos dan la forma de la roca, además de afectar la composición, textura y estructuras primarias. Están altamente relacionados con la porosidad y permeabilidad original de las rocas.

Los procesos diagenéticos principales son: compactación (reducción del volumen original), sedimentación (precipitación de sales minerales en los espacios de los sedimentos), recristalización (cambio de textura cristalina), remplazamiento (crecimiento de un nuevo mineral, reemplazando otro) y solución diferencial (destrucción y eliminación de minerales inestables por otros).

4.2.2.1.2 Estratigrafía

La estratigrafía es la ciencia que estudia e interpreta los estratos, sus relaciones espaciales (correlaciones estratigráficas verticales y horizontales) y sus relaciones temporales (edad) en rocas estratificadas.

Se divide en tres fases:

- Descripción de los estratos (estado local)
- Correlación local
- Interpretación de secuencias correlacionadas.

Los objetivos son:

- Identificación de los materiales
- Delimitación de unidades estratigráficas
- Orden geológico de estratos
- Interpretación genética de las unidades
- Levantamiento de secciones estratigráficas
- Correlación
- Introducción de la coordenada tiempo
- Análisis de cuencas

La información obtenida será la siguiente:

- Espesor, calidad, edad y distribución
- Columna estratigráfica
- Variaciones laterales en espesor y calidad de las rocas
- Discordancias, áreas de acuñamiento de los estratos
- Horizontes

Facies

Las facies se definen como un conjunto de características litológicas y paleontológicas que definen una unidad estratigráfica o conjunto de estratos que permiten diferenciar los de distintas unidades y eventos geológicos.

4.2.2.1.3 Estructurales

El análisis estructural del yacimiento es para conocer la estructura almacenadora de hidrocarburos, así como origen, época de su formación, geometría y relación con las demás estructuras; enfocándose en los siguientes aspectos:

- Plegamientos: tipo, geometría, dimensiones, orientación, relieve y cierre de las estructuras.
- Fallamientos: tipo, echado, rumbo y alcance.
- Fracturamiento: características de las fracturas.

4.2.2.2 Caracterización Geofísica

Es necesario tener datos geofísicos para poder caracterizar un yacimiento, ya que existen datos que facilitarán la toma de decisiones, como los levantamientos sísmicos y los registros geofísicos de pozo; los cuales tienen la finalidad de reducir significativamente los riesgos asociados a la perforación de pozos, así como la caracterización de cuerpos.

4.2.2.2.1 Caracterización sísmica

La prospección sísmica en la caracterización de yacimientos es esencial, debido a que nos permite obtener una imagen de las variaciones laterales de las formaciones de estudio, haciendo mapas en 2D, 3D y hasta 4D. Estos mapas están limitados por una resolución definida, limitada por el tipo de adquisición, procesamiento de datos y de las características del yacimiento.

La interpretación geológica-sísmica detecta las fallas principales, así como la correlación de estratos y plegamientos.

La resolución sísmica depende de la longitud de onda, frecuencia, fase y amplitud de la señal. Partiendo de esta señal se pueden obtener distintos atributos sísmicos.

Un atributo sísmico es una medición específica de características geométricas, cinemáticas, dinámicas o estadísticas obtenidas a partir de datos sísmicos básicos. Estos atributos están influenciados por las características físicas de las rocas. Los distintos atributos sísmicos son:

- Velocidad de las ondas P
- Velocidad de las ondas S
- Impedancia acústica
- Impedancia elástica
- Reflectividad

4.2.2.3 Caracterización Petrofísica

Las características petrofísicas del yacimiento petrolero las podemos obtener de dos formas:

La primera, por medio de registros geofísicos de pozo, dándonos litología, porosidad, saturación de fluidos, permeabilidad, profundidad, espesores, entre otras características.

La segunda forma de obtener datos petrofísicos y que nos enfocamos en este trabajo, es por medio de datos de laboratorio, estudiando el sistema roca-fluidos y su interacción, por medio de muestras de fluidos, roca del yacimiento o análogos.

Con los datos de laboratorio podemos tener información de presión de saturación, salinidad, densidad de roca, contenido de arcillas, porosidad, permeabilidad, saturaciones de roca, ángulo de contacto, tamaño de poro, de granos, litología, etc.

4.2.2.3.1 Porosidad [8]

La porosidad es la fracción de volumen de la roca que puede ser ocupada por algún fluido o gas. Este espacio es muy importante, ya que en los yacimientos petroleros está ocupado por agua, gas y aceite, siendo el aceite el fluido de interés para desplazarlo a la superficie.

$$\phi_{total} = \phi_{efectiva} + \phi_{no\ efectiva}$$

$$\phi_{efectiva} = \frac{V_{poroso}}{V_{roca\ total}}$$

Existen distintos tipos de porosidad:

Porosidad absoluta o total (ϕ_{total})

Se define como el volumen en la roca que no está ocupado por matriz, no importa que esté comunicado o no.

Porosidad efectiva ($\phi_{efectiva}$)

Se define como el volumen de la roca que puede ser ocupado por algún fluido o gas y está intercomunicado con otros espacios de la roca.

Porosidad no efectiva ($\phi_{no\ efectiva}$)

Se define como el volumen de la roca que puede contener fluidos, pero no está intercomunicado con otros espacios.

La forma de calcular la porosidad es directa en mediante el análisis de núcleos en laboratorio o indirectamente mediante el análisis de registros geofísicos.

En el análisis de laboratorio la porosidad se calcula por medio de la inyección de mercurio, aunque este daña la muestra de roca. Otro método es la inyección de gas o agua a presión para determinar la porosidad efectiva.

La porosidad se puede calificar de acuerdo con la tabla 4.1, dependiendo el porcentaje de almacenamiento o calidad que cuente la roca.

Porosidad (%)	Calidad
Muy buena	> 20
Buena	15 - 19
Moderada	10 - 14
Pobre	5 - 9
Muy pobre	> 5

Tabla 4. 1 Clasificación de la porosidad [8]

Los factores que afectan la porosidad son el tamaño de grano, clasificación, forma, empaquetamiento, contenido de arcilla, cementación y nivel de cementación.

En una roca con arreglo cúbico se tendrá mayor porosidad que un arreglo romboédrico, mientras que la clasificación, junto con el tamaño de grano serán de gran importancia, ya que, en un arreglo mal clasificado con distintos tamaños de grano, la porosidad se reduce; al igual que si aumentáramos la compactación y cementación. Sedimentos irregulares se acomodan de manera más desordenada y aumentarán los espacios, por lo tanto, la porosidad será mayor.

4.2.2.3.2 Permeabilidad [8]

La permeabilidad es la propiedad del medio poroso de transmitir fluidos. Esta propiedad es muy importante, ya que controla la dirección y gasto del flujo de los fluidos en la formación, por lo que es una propiedad dinámica.

La permeabilidad absoluta se calcula por medio de la *ecuación de Darcy* expresada en unidades del sistema internacional:

$$K[D] = \frac{q \left[\frac{cm^3}{s} \right] \mu [cp] L [cm]}{\Delta P [atm] A [cm^2]}$$

Darcy realizó una serie de experimentos sobre el efecto de fluir agua a través de arenas, de la cual se obtuvo la relación entre el gasto, viscosidad, longitud, diferencial de presión y área.

La permeabilidad se ve afectada como la porosidad por tamaño de partícula, empaquetamiento, forma, distribución y cementación.

Otros factores son los aspectos físicos de la roca, termodinámicos, mecánicos, saturaciones de roca y mojabilidad. Los tipos de permeabilidad que existen son:

Permeabilidad absoluta [Ka]

La permeabilidad absoluta se define como la propiedad de un medio poroso para transmitir fluidos cuando se encuentra saturado por un fluido al 100%.

La clasificación de la permeabilidad dependiendo la calidad de la roca se muestra en la tabla 4.2.

Calidad	Permeabilidad [mD]
Pobre	< 1
Regular	1 - 10
Moderada	10 – 50
Buena	50 -250
Muy buena	> 250

Tabla 4. 2 Clasificación de la permeabilidad [8]

Permeabilidad efectiva [Ke]

La permeabilidad efectiva se define como la propiedad de un medio poroso para transmitir fluidos cuando se encuentra saturado por más de un fluido.

Permeabilidad relativa [Kr]

La permeabilidad efectiva se define como la propiedad de un medio poroso para transmitir fluidos, cuantificando el flujo de cada líquido en un sistema multifásico, fluyendo simultáneamente dos fluidos inmiscibles en un medio poroso. En otras palabras, es la relación que existe entre la permeabilidad efectiva de un fluido y la permeabilidad absoluta variando las saturaciones.

$$Kr = \frac{Ke}{Ka}$$

Existen distintas formas de calcular los distintos tipos de permeabilidad, como son las pruebas de pozo, correlaciones empíricas y análisis de núcleos.

El cálculo de la permeabilidad por el análisis de núcleos es una manera puntual y directa de calcular esta propiedad, y se basa en el desplazamiento de un fluido para la permeabilidad absoluta y de varios fluidos para la relativa y efectiva, registrando los valores de diferencial de presión y sabiendo la longitud del medio poroso, gasto de inyección y viscosidad.

Craig (1971) presenta reglas para el cálculo de la mojabilidad, a partir de curvas de permeabilidad relativa a núcleos. Estas reglas se muestran en la tabla 4.3, en donde las curvas pegadas al lado izquierdo son mojadas al aceite, y las pegadas al lado derecho serán mojadas al agua.

Descripción	Mojabilidad al agua	Mojabilidad al aceite
Swi	Usualmente >20 a 25 %	Generalmente <15 a 10%
Sw @ K _{ro} =K _{rw}	>50 % de saturación de agua	<50% de saturación de agua
Sor	Generalmente <30 %	>50 % y acercándose a 100%

Tabla 4. 3 Reglas para determinar mojabilidad a partir de curvas de permeabilidad relativa w-o [26]

4.2.2.3.3 Saturación de fluidos [S_i]

La saturación de fluidos es la cuantificación en porcentaje de los volúmenes porosos ocupados por un fluido (agua, aceite y gas), se expresa con la siguiente fórmula:

$$S_f = \frac{\text{Volumen del fluido}}{\text{Volumen poroso}}$$

La saturación de fluidos es necesaria en caracterización de yacimientos, debido a que nos da información del contenido de hidrocarburos, así como saturaciones de los fluidos en el yacimiento.

Los fluidos que pueden existir en un yacimiento son tres, por lo cual se calcula: saturación al aceite [S_o], saturación al agua [S_w] y saturación al gas [S_g]. Un punto importante es que la suma de las saturaciones es igual a 1 en fracción, o al 100% en porcentaje:

$$S_g + S_w + S_o = 1$$

Las saturaciones también están en dependencia con el tiempo o proceso de explotación que se esté llevando a cabo en el yacimiento.

Al inicio, todo yacimiento está saturado al 100% de agua, posteriormente el aceite migra de la roca generadora a una trampa geológica saturada 100% de agua y se llena de aceite hasta condiciones de S_{wirr} . Posteriormente el sistema se entrapa y cuando es descubierto se generan pozos, comenzando a producir naturalmente por su presión; aquí se puede llegar a la S_{gc} y posteriormente se comienza la recuperación secundaria, que consiste en desplazar agua para barrer el aceite, dejando el yacimiento a condiciones de S_o .

La saturación de agua irreductible [S_{wirr}]

Es la saturación mínima de agua que puede tener el yacimiento o la roca y está afectado por las viscosidades, permeabilidad, temperatura y mojabilidad de la roca.

La saturación crítica de gas [S_{gc}]

Es la presión a la que el gas se empieza a separar del aceite (punto de burbuja), liberando gas del aceite vivo y generando un casquete del mismo.

La saturación de aceite residual [S_o]

Es la saturación de aceite mínima a la que se puede llegar con la recuperación secundaria o primaria.

4.2.2.3.4 Mojabilidad

La mojabilidad es la preferencia de un sólido por estar en contacto con un fluido, en lugar de otro, también puede definirse como la preferencia de un sólido para que un fluido se extienda sobre una superficie, en presencia de otro fluido inmiscible.

La mojabilidad es básicamente la interacción de fuerzas en un sistema roca-fluidos (roca-agua-aceite), está directamente relacionada con la presión capilar, S_{wirr} , S_o y permeabilidad relativa.

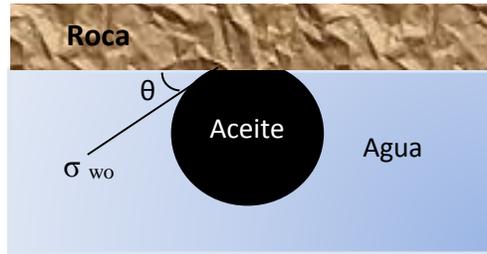


Figura 4. 1. Esquema de dos fluidos inmiscibles en contacto con un sólido.

La mojabilidad se calcula por medio del ángulo de contacto entre la superficie de la roca y el vector de la tensión interfacial agua aceite (σ_{wo}):

$$\sigma_{so} - \sigma_{sw} = \sigma_{ow} \cos \theta$$

La ecuación anterior denota el ángulo de contacto por medio de la relación de energías interfaciales, donde σ_{so} es la tensión interfacial entre el sólido y el aceite, σ_{sw} la tensión interfacial entre el sólido y el agua, y θ el ángulo de contacto entre el sólido y el vector de la tensión interfacial aceite agua σ_{wo} .

Los tipos de mojabilidad que existen son cuatro:

Mojabilidad al aceite

Es cuando el aceite se esparce completamente en la superficie de la roca y el agua se queda en el centro de los poros.

Mojabilidad al agua

Cuando el agua se esparce en la superficie de la roca y esta se queda en el centro de los poros.

Mojabilidad intermedia

La superficie de la roca tiene preferencia indistinta por ambos fluidos en todo el medio poroso.

Mojabilidad Mixta

Cuando la roca presenta preferencia al aceite en unas zonas y en otras al agua.

Angulo de contacto [°]	Mojabilidad
0 - 75	Agua
75 - 105	Intermedia
105 - 180	Aceite

Tabla 4. 4 Clasificación de la mojabilidad por ángulo de contacto

La mojabilidad se evalúa de dos distintas formas, la primera es por medio de una medición directa por el método de gota colocada (método cualitativo) y la segunda por métodos indirectos por medio de cálculos.

4.2.2.3.5 Viscosidad

La viscosidad es la resistencia a fluir que caracteriza a un fluido, es representada en poises. Existen distintos tipos de viscosidad que se describen a continuación:

Viscosidad dinámica, o la resistencia de un fluido a fluir.

Viscosidad cinemática, que es la relación entre la viscosidad dinámica y la densidad del fluido. Se expresa con la siguiente ecuación:

$$v = \frac{\mu_f}{\rho_f}$$

Viscosidad aparente, en donde η es el cociente del esfuerzo cortante y la velocidad de deformación para fluidos con comportamiento no lineal.

Viscosidad extensional, μ_e la viscosidad de un fluido no newtoniano al aplicar un esfuerzo de tracción sobre él.

La viscosidad se ve afectada por la temperatura, así como la presión y composición, los cuales son medidos de distintas formas en viscosímetros y reómetros.

4.2.2.3.6 Tensión

La tensión se define como las fuerzas que actúan en una interfaz de fluidos inmiscibles, como son los fluidos en el yacimiento. En un yacimiento petrolero tenemos tres tipos de fluidos, agua, aceite y gas. A las distintas interfaces que existen se les denomina tensión interfacial o superficial, dependiendo de los tipos de fluidos que estén en contacto.

Las distintas interfaces que existen son tres: agua-aceite, aceite-gas y agua-gas. Cuando la tensión se da entre gas y un líquido se denomina tensión superficial, y cuando es entre dos líquidos se denomina tensión interfacial; la condición es que los fluidos son inmiscibles entre sí a ciertas condiciones de temperatura y presión.

La tensión superficial e interfacial tiene unidades de fuerza por unidad de longitud [N/m , o $Dinas/cm$] y se denota con σ . La tensión se ve afectada principalmente por temperatura y presión, generalmente la tensión disminuye cuando aumentamos la temperatura y presión. La forma de calcular la tensión es por medio de tensiómetros, con el método de gota pendiente por medio de la siguiente ecuación:

$$\sigma = \frac{\Delta\rho g d_e^2}{H}$$

En donde σ es la tensión, $\Delta\rho$ es la diferencia de densidad en g/cm^3 , g la aceleración gravitacional en cm/s^2 , d es el máximo diámetro horizontal de la gota y H el factor de la forma de la gota en función de S .

$$S = \frac{d_s}{d_e}$$

En donde d_s es el diámetro medio de la gota y d_e es el diámetro de la gota pegado al capilar. Y a partir de S se saca de tablas el valor de H .

4.2.2.3.7 Presión capilar

La presión capilar es la diferencia de presiones que se presenta entre los fluidos inmiscibles en los poros de la roca (capilares). Estas fuerzas son producidas y afectadas en un yacimiento petrolero por las tensiones inter y superficiales, tamaño de poros, geometría y mojabilidad de la roca.

Estas fuerzas son importantes en el desplazamiento de fluidos y más para recuperación secundaria y terciaria.

$$P_c = P_{nm} - P_m$$

De la expresión anterior se tiene que *la presión del fluido no mojante (P_{nm}) menos la presión del fluido mojante (P_m) es igual a la presión capilar (P_c).*

La imbibición se ve afectada por dos procesos, imbibición y drene, donde en la imbibición se desplaza a la fase no mojante y en el drene se desplaza la fase mojante. De estos procesos se obtienen dos curvas que están en función de la saturación de agua y presión capilar. Mientras más permeable sea una roca, menor será la presión capilar necesaria para desplazar los fluidos.

4.2.3 Caracterización dinámica

La caracterización dinámica de un yacimiento se define como el proceso mediante el cual se identifican y evalúan los elementos que afectan la explotación de un yacimiento, a través del análisis de variables que indican el comportamiento del sistema (presión, temperatura, flujo y trazadores) [8].

Para lograr la caracterización dinámica, se toman en cuenta los resultados de la caracterización estática (geología geofísica y petrofísica), con el objetivo de la detección y evaluación de los elementos que afectan los procesos de flujo presentes en la explotación del yacimiento. Estas variables son, presión temperatura, flujo, entre otros.

Estas variables se obtienen por medio de las siguientes pruebas en campo bajo condiciones de explotación:

- Pruebas de variación de presión
- Datos históricos de producción
- Registro de molinete hidráulico, temperatura y gradiómetro
- Prueba de trazadores

4.2.3.1 Pruebas de variación de presión

Las pruebas de variación de presión permiten analizar el yacimiento, al conocer el comportamiento de explotación para optimizar lo que produce el pozo a corto plazo y maximizar la rentabilidad del yacimiento.

Estas pruebas se utilizan desde 1920, ya que es fácil medir la presión de un yacimiento con un manómetro Bourdon, para registrar las variaciones de presión.

Las pruebas de variación de presión consisten en dar una estimulación al pozo por medio de perturbaciones en los gastos de inyección y analizar las respuestas a la salida en pozos productores. Estas pruebas se hacen con uno o más pozos y su propósito es identificar o caracterizar al yacimiento por medio de las respuestas de presión.

En la siguiente tabla 4.5 se muestran los distintos tipos de pruebas de variación de presión:

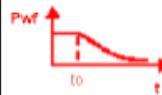
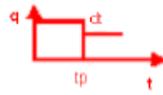
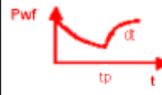
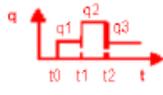
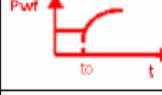
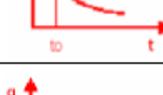
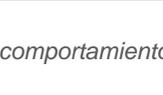
TIPO	GASTO	PRESIÓN
DECREMENTO		
INCREMENTO		
GASTO VARIABLE		
INYECCIÓN		
PRESIÓN CONSTANTE		
INTERFERENCIA VERTICAL		
PRUEBA DE FORMACIÓN		
INTERFERENCIA		
PULSOS		

Tabla 4. 5 Tipos de pruebas de presión, comportamiento del gasto de inyección y su respuesta en presión [8]

A mayor capacidad de flujo, la formación presenta una mejor y rápida recuperación de presión. Con la correcta interpretación de los resultados se puede obtener la siguiente información:

- Estimar parámetros petrofísicos.
- Confirmación de la interpretación geológica.
- Determinar el límite del yacimiento.
- Calcular presión promedio.
- Detectar las heterogeneidades del yacimiento.
- Grado de comunicación entre zonas del yacimiento.
- Estado de un pozo dañado.
- Estimar el volumen poroso del yacimiento.
- Estimar parámetros de doble porosidad.
- Determinar condiciones de entrada de agua.
- Confirmar presencia de casquete de gas.

4.2.3.2 Datos históricos de producción

El análisis de los datos de producción, no sólo determina el tipo de declinación, sino también da información del volumen poroso de drenaje, patrones de flujo, fronteras límite, y permite calcular la permeabilidad del yacimiento, así como daño a la formación.

El análisis de los datos se hace con el fin de obtener la evaluación del volumen original de hidrocarburos, así como el modelo de entrada de agua por medio de las curvas de Fetkovich, Blasingame, etc. Una curva histórica de producción es la de la gráfica 5.2 (campo de Poza Rica).

4.2.3.3 Presión de fondo

Es el registro de presión y temperatura a distintas profundidades, empezando por el árbol de válvulas y terminando al menos al final de la tubería de producción; estas pruebas se hacen en pozos fluyendo o en pozos cerrados, pero se tiene que tener en consideración que en pozos fluyendo se debe medir la fecha y hora, así como el gasto del pozo; mientras que para pruebas de pozo cerrado se deberá considerar el tiempo que tiene cerrado el pozo, así como las pruebas de incremento de presión tomadas en campo.

Tomar datos de presión de fondo nos sirve para caracterizar las presiones del yacimiento, así como determinar límites del yacimiento, entre otras.

4.2.3.4 Registro de molinete hidráulico y gradiomanómetro

El molinete es la herramienta con el diámetro más común de $1\frac{1}{16}$ " con un impulsor montado dentro. Se introduce al interior de la tubería con revestimiento para determinar el gasto a distintas profundidades para calcular la velocidad de fluidos y efectos del flujo multifásico.

Existen dos tipos de molinetes, los continuos y los desviadores. Funcionan por medio de un propulsor que rota por el movimiento relativo del fluido al impulsor, accionando magnetos que generan una corriente que es transformada en corriente, y convertida en velocidad de giro y velocidad de flujo; es decir, gasto.

Por otra parte, el gradiomanómetro es utilizado para medir la presión diferencial entre dos puntos para inferir la densidad del fluido entre dos sensores.

4.2.3.5 Pruebas de trazadores

Las pruebas de trazadores radioactivos se utilizan en yacimientos para monitorear el movimiento de fluidos entre pozos, con el fin de caracterizar los tiempos de viaje, así como la existencia de canales preferentes de flujo, tanto verticales como horizontales. Lo anterior se lleva a cabo mediante la inyección y monitoreo del trazador reactivo que se puede detectar en concentraciones muy pequeñas y con moléculas únicas.

4.3 Métodos de recuperación de hidrocarburos

Los procesos de recuperación mejorada se dividen en tres: recuperación primaria, secundaria y terciaria.

Explicándolo en orden cronológico, la recuperación primaria se basa en la producción de hidrocarburos con la energía natural del yacimiento. Esto sucede debido a que el yacimiento tiene presión, y este comienza a producir aceite en los pozos de manera natural, pero llega un punto en donde la presión no es suficiente para seguir desplazando los fluidos hacia los pozos productores, por lo cual se implementa la recuperación secundaria, que consiste en la inyección de agua o gas para aumentar la presión existente en el yacimiento. En promedio, con la recuperación primaria y secundaria recuperan entre un 20 % y 50 % del hidrocarburo existente, dependiendo de las propiedades del aceite, roca y la interacción entre estos.

Cuando los cortes de agua son muy grandes y la producción de aceite baja, se implementa un proceso de recuperación terciaria, en donde se aplica la inyección de gases de forma miscible, químicos y energía térmica para poder desplazar el aceite adicional.

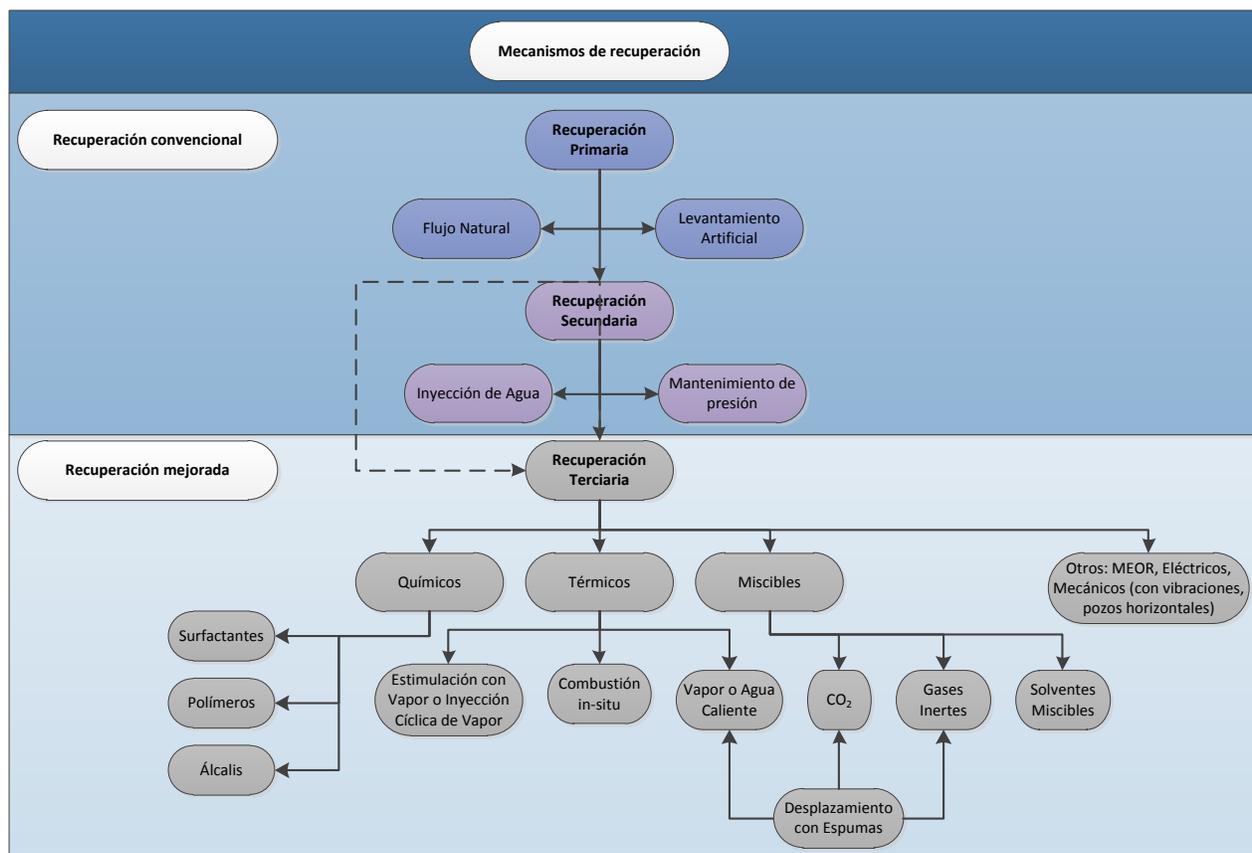


Tabla 4. 6 Diagrama de los distintos tipos de recuperación de hidrocarburos [23]

4.3.1 Conceptos básicos de desplazamiento

De acuerdo a las distintas etapas de explotación de un yacimiento petrolero que se pueden observar en la tabla 4.6, se deben tener claros varios conceptos para la recuperación secundaria y terciaria, con el fin de dar un proceso eficiente de recuperación de hidrocarburos sin dañar el yacimiento.

Los conceptos más importantes a tener claros son los de eficiencia de barrido, movilidad de los fluidos y flujo fraccional.

4.3.1.1 Eficiencia de barrido

La finalidad de implementar un proceso de recuperación secundaria o terciaria es inyectar fluidos para desplazar la mayor cantidad de aceite que se pueda hasta los pozos productores. Generalmente se considera que el medio poroso es homogéneo, pero en realidad esto no es cierto, ya que depende de las condiciones del yacimiento. La eficiencia de recuperación de aceite dependerá de la eficiencia de recuperación volumétrica y de la eficiencia de desplazamiento a nivel microscópico, esta eficiencia se expresa como:

$$RF = E_V * E_D$$

En donde:

E_V = Eficiencia de desplazamiento volumétrica (areal y vertical)

E_D = Eficiencia de desplazamiento

RF = Factor de recuperación

La eficiencia de desplazamiento E_D define como la fracción de aceite móvil que ha sido desplazado en la zona barrida a cualquier volumen poroso inyectado.

$$E_D = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}}$$

En donde:

S_w = promedio de saturación en el área desplazada (1- S_o), S_o = saturación de aceite.

S_{wi} = Saturación de agua inicial

La eficiencia de desplazamiento volumétrico se divide en dos:

Eficiencia de barrido vertical E_V , se define como la fracción de la sección vertical del espacio poroso ocupado por hidrocarburos que se contacta con los fluidos inyectados.

$$E_V = \frac{\text{Area vertical invadida}}{\text{Area vertical invadible}}$$

Eficiencia de barrido areal E_A , se define como la fracción del área horizontal ocupada por hidrocarburos que es barrida por el fluido inyectado.

$$E_A = \frac{\text{Area horizontal invadida}}{\text{Area horizontal invadible}}$$

La eficiencia de barrido dependerá de la heterogeneidad de la roca en el yacimiento, así como de las permeabilidades, viscosidades de los fluidos, etcétera.

4.3.1.2 Flujo fraccional

La ecuación de flujo fraccional está dada a partir de la ecuación de Darcy, pero mejorada por Buckley y Leverett (1941) [25]. Para dos fluidos inmiscibles (agua-aceite), el flujo fraccional de agua se representa por f_w y se representa de la siguiente forma:

$$f_w = \frac{1 + \frac{KK_{roA}}{q_t \mu_o} \left(\frac{dP_c}{dL} - g \Delta \rho \sin \alpha_d \right)}{1 + \frac{\mu_w K_o}{\mu_o K_w}}$$

En donde:

f_w = Fracción de agua en el flujo da una saturación de agua

K = Permeabilidad absoluta

K_{ro} = Permeabilidad relativa al aceite

K_o = permeabilidad efectiva al aceite

K_w = permeabilidad efectiva al agua

μ_o = viscosidad del aceite

μ_w = viscosidad del agua

q_i = gasto de inyección

P_c = presión capilar

L = distancia medida en la dirección de flujo

g = aceleración gravitacional

$\Delta\rho$ = diferencia de densidad entre el agua y el aceite

α_o = ángulo de buzamiento con respecto a la zona horizontal

Si expresamos el flujo fraccional del agua con respecto de los gastos y dividiendo entre q_w obtenemos la expresión:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{q_o}{q_w}}$$

Existen distintos factores que afectan la curva de flujo fraccional de agua a distintas saturaciones, tales como la mojabilidad, el ángulo de echado, el gasto de inyección, la viscosidad del aceite y el fluido desplazante.

El flujo fraccional tiene un comportamiento típico dependiendo de la mojabilidad del medio, este comportamiento se muestra en la figura 4.2., para dos curvas, una mojada al agua y otra al aceite a distintas saturaciones de agua. Dependiendo de la mojabilidad, indicará que fluido sea más fácil desplazar, haciendo más difícil desplazar el aceite en un medio con mojabilidad al aceite.

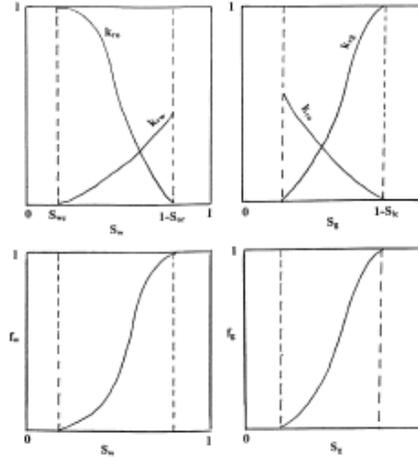


Figura 4. 2 Flujo fraccional dependiendo de la mojabilidad a distintas saturaciones de agua [25]

La viscosidad de los fluidos en el yacimiento es de vital importancia, ya que si el aceite es muy viscoso, este dificultará su desplazamiento; mientras que si el agua es muy viscosa, ayudará al desplazamiento del aceite. Está muy apegado a la mojabilidad y viscosidad de los fluidos (Figura 4.3).

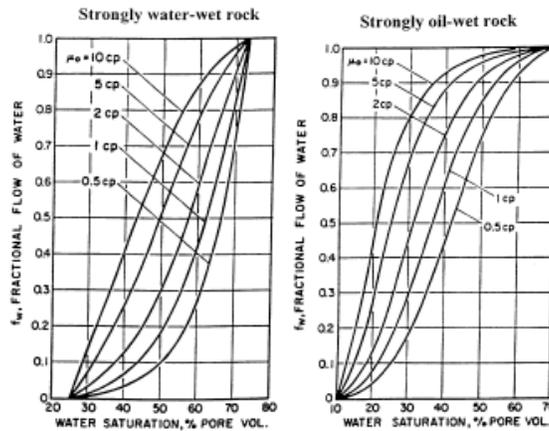


Figura 4. 3 Efecto de la viscosidad en el f_w dependiendo de la mojabilidad [25]

El ángulo de echado afecta al flujo fraccional, ya que hace que las fuerzas gravitacionales sean más fuertes, mejorando el desplazamiento de aceite con la inyección de agua si el buzamiento es hacia arriba.

El gasto de inyección es otro factor que afecta el flujo fraccional en el medio poroso, y está muy relacionado con el ángulo de buzamiento y la mojabilidad. Por lo anterior se recomienda inyectar a gastos altos para no formar canales preferentes de flujo por gravedad.

4.3.1.3 Movilidad de los fluidos

La relación de movilidad relativa es la razón de movimiento del fluido desplazante con respecto a la relación de movilidad del fluido desplazado.

La relación de movilidad se expresa de la siguiente manera:

$$\lambda_f = \frac{K_f}{\mu_f}$$

Y la relación de movilidad entre los fluidos se expresa de la siguiente manera:

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o}$$

Para los valores de M se dice que tiene una razón de movilidad favorable, cuando $M < 1$ y si $M > 1$ la razón de movilidad es desfavorable. Cuando se tiene un valor de $M=1$ los dos fluidos presentan las mismas propiedades y ambos fluidos tienen igual movilidad.

4.3.1.4 Curva capilar de desaturación

Esta curva describe la relación entre el número capilar y la saturación de aceite residual en el medio poroso. Esta es una curva esencial en el análisis y estudio de tecnologías de recuperación mejorada de hidrocarburos, ya que nos explica el movimiento de la saturación de aceite con respecto a los valores de número capilar; es decir, las condiciones requeridas para movilizar el aceite.

Lake (1989) define el número capilar como la relación entre fuerzas viscosas y fuerzas capilares, correlacionándolas con la S_{or} .

$$N_c = \frac{\vartheta \mu}{\sigma \cos \theta} = \frac{K \Delta p}{\sigma \cos \theta}$$

En la figura 4.4, se muestra la gráfica para movilizar la saturación de la fase mojante como la no mojante. Existe un número capilar crítico (N_{cc}) que es cuando se empieza a reducir la saturación de ese fluido. Al igual que se puede observar que se ve afectado por la mojabilidad, dependerá de cuál es el fluido mojante para comenzar a movilizar el aceite.

En la ecuación solo se jugará con la viscosidad (polímeros), tensión (tensoactivos) y ángulo de contacto (tensoactivos y aguas inteligentes), para ajustar el número capilar y comenzar a desplazar el aceite en cualquier yacimiento.

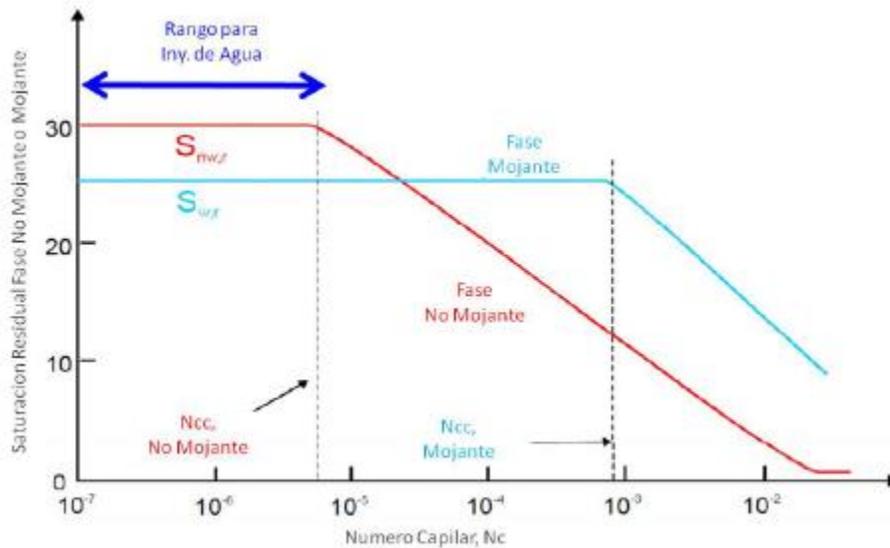


Figura 4. 4 Curva capilar de desaturación [25]

4.3.2 Recuperación primaria

La recuperación primaria se basa en la utilización de energía natural presente en el yacimiento, para el desplazamiento del petróleo hacia los pozos productores. Este comportamiento está regido por las fuerzas que intervienen en el flujo de fluidos a través del medio poroso: fuerzas viscosas, capilares, gravitacionales. La variación de la presión en el yacimiento es la característica de este proceso, así como los ritmos de producción, la relación gas-aceite, la expansión del casquete y la afluencia del acuífero.

Las características geológicas del yacimiento son factores importantes en el comportamiento del yacimiento, como las propiedades petrofísicas, roca-fluidos y mecánica de fluidos.

La eficiencia de desplazamiento depende de los mecanismos de producción, como lo son:

1. Expansión del sistema roca-fluidos

Este mecanismo genera una declinación rápida y continua en la presión del yacimiento. Mientras que el RGA permanece bajo y constante, la producción de agua es mínima y da una eficiencia de producción de 3% en promedio.

2. Empuje por gas disuelto

Este mecanismo genera una declinación rápida y continua en la presión del yacimiento. Mientras que el RGA permanece bajo, posteriormente es alto y cae de nuevo, la producción de agua es mínima y da una eficiencia de producción de 20% en promedio. Requiere bombeo al comienzo de la prueba.

3. Empuje por casquete de gas

Este mecanismo genera una declinación lenta y continua en la presión del yacimiento. Mientras que el RGA aumenta continuamente, la producción de agua es mínima y da una eficiencia de producción de 25% en promedio.

4. Empuje por acuífero

Este mecanismo genera una presión del yacimiento alta y es sensible a la producción de aceite, agua y gas. Mientras que el RGA permanece alto, la producción de agua aumenta considerablemente y la irrupción de agua es muy temprana. Da una eficiencia de producción de 50% en promedio.

5. Segregación gravitacional

Este mecanismo genera una declinación rápida y continua en la presión del yacimiento. Mientras que el RGA permanece bajo, la producción de agua es mínima y da una eficiencia de producción de 60% en promedio.

Los mecanismos pueden ser utilizados simultáneamente, pero dependerá de las características del yacimiento para ver cuál es más eficiente y económicamente más viable.

4.3.3 Recuperación secundaria

La recuperación secundaria es básicamente la inyección de energía al yacimiento cuando la energía natural (recuperación primaria) ya no da para desplazar el aceite a los pozos productores. La energía adicional al yacimiento se da mediante la inyección de fluidos en forma inmiscible (gas y agua), con el fin de proveer de empuje adicional al yacimiento.

En yacimientos bien administrados con la recuperación secundaria, se puede llegar a obtener del 50% en promedio de aceite. La inyección de agua es el método más utilizado en la industria como recuperación secundaria, pero dependerá de las características del yacimiento para elegir el más adecuado.

Existen cuatro tipos de inyección con distintas características que darán ventajas y desventajas, mismos que a continuación se mencionan:

1. Periférica o tradicional

Inyección en el acuífero, cerca del contacto agua-aceite. Las ventajas son que no se necesitan tantos pozos, no necesita descripción detallada del yacimiento, recuperación alta de aceite con poca producción de agua y esto reduce costos. La desventaja es que no toda el agua barre el aceite, no se conoce el seguimiento del frente de invasión, falla en yacimientos con comunicación preferente o fracturados, además de que la invasión es lenta.

2. Dispersa o en arreglos

Inyección en la zona de aceite. Empleado en yacimientos con poco echado y gran superficie, los pozos inyectoros se distribuyen entre los productores para tener un buen barrido. Las ventajas son que produce una invasión rápida, la respuesta de producción es rápida y se tiene buena eficiencia de barrido, del control de invasión y disminuye el efecto de heterogeneidades. Las desventajas son que requiere alta inversión económica, además de ser riesgosa, por lo que necesita un buen control y recursos humanos.

3. Interna o dispersa

Inyección en la zona de aceite, en yacimientos homogéneos con poco echado, sin capa de gas con permeabilidad relativa al gas baja. Las ventajas son que es posible dirigir el gas inyectado hacia la zona más apropiada. Las desventajas son que la eficiencia de recuperación es baja, así como la eficiencia de barrido, recuperación baja y demasiados pozos de inyección.

4. Externa

Inyección en el casquete de gas. Se aplica en yacimientos de alto relieve estructural, con altas permeabilidades. La ventaja es que tiene mejor eficiencia de barrido que la inyección interna. La desventaja es que requiere buena permeabilidad, así como control en la producción de gas libre y presenta problemas con barreras de lutita.

4.3.4 Recuperación terciaria o mejorada (EOR)

La recuperación mejorada de aceite se da al inyectar materiales que no son originales del yacimiento a condiciones específicas con el fin de modificar el comportamiento físico-químico del yacimiento, y así recuperar más aceite que no se pudo extraer con la recuperación primaria ni secundaria.

La recuperación mejorada no sólo se puede hacer como tercer proceso, sino como una alternativa para extraer el mayor volumen de aceite del yacimiento, considerando el rendimiento económico (costo-beneficio).

En pruebas exitosas, el factor de recuperación de hidrocarburo ha logrado superar el 70% del volumen original de aceite *in-situ*. La aplicación de los distintos procesos EOR dependerá de las características de cada yacimiento, debido a que se alteran ciertas propiedades que lograrán desplazar el aceite, así como entrar a zonas no barridas por el agua; jugando con las propiedades de viscosidad, tensión, mojabilidad, temperatura, presión, barrido, etcétera.

Los procesos de EOR se pueden dividir en dos grandes grupos: térmicos (vapor, agua caliente y combustión) y no térmicos (inyección de químicos y gases inmiscibles). Los métodos térmicos se ocupan generalmente en aceites pesados y en aceites de intermedios, a ligeros inyección de químicos y gases inmiscibles.

Para el caso de esta tesina, nos enfocamos en los métodos químicos como proceso de recuperación mejorada.

4.3.4.1 Inyección de químicos

El objetivo de la inyección de químicos como proceso de recuperación mejorada es el cambio de las propiedades fisicoquímicas del yacimiento, para comenzar a movilizar el aceite que no se pudo desplazar con la recuperación primaria y secundaria. Esto se hace por medio de la reducción de la tensión interfacial, el cambio de la mojabilidad, el aumento de la viscosidad (incrementar el número capilar) y/o la disminución de la relación de movilidad; con el fin de mejorar el control sobre la canalización del agua en el yacimiento.

En el caso de esta tesina, se enfoca la inyección de un tensoactivo y luego un polímero en bache, para comenzar a desplazar el aceite residual; todo esto después de la recuperación primaria y secundaria.

4.3.4.1.1 Inyección de tensoactivos

El objetivo de la inyección de tensoactivos o surfactantes es la reducción de la tensión interfacial hasta movilizar el aceite residual, con lo cual se crea un banco de aceite que permita fluir junto al agua, como dos fases continuas. La tensión interfacial se debe mantener en el frente de desplazamiento para evitar que el aceite movilizado se re-entrampe.

Un surfactante o tensoactivo es una sustancia que posee una actividad superficial o interfacial. Para que esto suceda, es necesario que sea una molécula equilibrada; es decir, que no sea ni muy hidrófila ni demasiado hidrófoba, con el fin de reducir la tensión entre ambos fluidos (agua-aceite). Se puede ver como un jabón o detergente que quita la grasa de las superficies al reducir la tensión.

La clasificación de los surfactantes se basa por la estructura de su molécula, o su forma de disociación en el agua. Existen tres tipos de surfactantes, que a continuación se mencionan:

Surfactantes aniónicos: Se disocian en un anión anfífilo y un catión (metal alcalino o amonio cuaternario). A este tipo pertenecen los detergentes sintéticos, como el aquil benceno sulfonatos, sales de sodio, agentes espumantes como el lauril sulfato.

Surfactantes no-iónicos: No se ionizan en solución acuosa, debido a que son grupos hidrofílicos del tipo alcohol, fenol, éter o amida.

Surfactantes catiónicos: Se disocian en solución acuosa en un catión orgánico anfífilo y un anión del tipo halogenuro; la mayoría de estos surfactantes están compuestos por nitrogenados del tipo sal de amina grasa o de amonio cuaternario. De aquí se derivan los surfactantes anfóteros, que son una mezcla de aniónico y catiónico. Ejemplos claros son los aminoácidos, betainas o los fosfolípidos.

4.3.4.1.2 Inyección de polímeros

El objetivo de la inyección de polímeros en el yacimiento es aumentar la viscosidad del medio, para que la relación de viscosidades disminuya, reduciendo la permeabilidad y aumentando el

número capilar; así como mejorar la movilidad de los fluidos, mejorando el frente de barrido. Es muy importante tomar en cuenta que el polímero no dañe el yacimiento, ya que las partículas pueden quedar atrapadas en los poros al ser de cadenas largas y alto peso molecular.

Un polímero se define como la sustancia de origen natural o artificial con alto peso molecular, formada por monómeros que son una cadena de moléculas de bajo peso molecular. El peso molecular promedio de los polímeros es de 50 000 a 200 000 g/mol ^[9]. Se clasifican de acuerdo a su estructura de la cadena, así como se ocupan para distintos fines:

Cadena corta: funcionan como dispersantes.

Cadena mediana: funcionan como viscosificadores y controladores de pérdida de fluido.

Cadena larga: Encapsuladores, fluoculantes y viscosificadores.

En la industria petrolera, se utilizan tres tipos de polímeros en específico, que a continuación se describen ^[9]:

Polisacaridos o biopolímeros: la goma Xantana es un polímero generado por bacterias durante la fermentación de la glucosa, tienen un peso molecular de 1 a 15 millones de *g/mol*, con estructura rígida que otorga resistencia a la ruptura mecánica, pero puede generar taponamiento en las cercanías de los pozos.

Poliacrilamida: Es una cadena lineal muy larga de monómeros de acrilamida, con un peso molecular de 20 millones de *g/mol*. Es una cadena muy flexible, por lo cual es susceptible a la ruptura mecánica degradación por corte.

Debido a que es adsorbida en las superficies minerales, es parcialmente hidrolizado para reducir la adsorción. Cuando la hidrólisis es alta la viscosidad aumenta, pero la estabilidad química es baja, por lo cual se tiene que encontrar un óptimo.

Copolímeros: molécula compuesta por dos o más monómeros en unidades repetitivas, para el caso de *AMPS (2-Acrilamida-2-Metil Propano-Sulfonato)* tolerante a la salinidad, solubilidad en agua y resistente a iones divalentes. Presenta buena viscosificación pero es sensible a la temperatura.

5. Descripción del problema

En México, existen grandes cuencas productivas de petróleo, como lo son Sabinas, Burgos, Tampico Misantla, Aguas profundas del Golfo de México, Veracruz, Cuencas del sureste y la plataforma de Yucatán. Sabemos que tienen una litología compleja, debido a que se generaron en distintos tipos de ambientes de depósito; donde podemos tener, desde rocas carbonatadas, areniscas, brechas, entre otras. En ellas, el petróleo se ha acumulado durante una gran cantidad

de tiempo, y ahora por tratar de obtener todos estos recursos, se han atrofiado los distintos yacimientos por su mala administración.

Una gran cantidad de las rocas almacenadoras de México son rocas carbonatadas, las cuales tienen una mojabilidad mixta o son mojables al aceite, agregando que son yacimientos naturalmente fracturados. También tenemos yacimientos que no son fracturados, pero debido a su ambiente de depósito son altamente heterogéneos, con lo cual son muy difíciles de caracterizar por su variada permeabilidad y porosidad. Debido a esta heterogeneidad, cuando se implementa la recuperación secundaria con inyección de agua, el barrido del aceite puede ser no tan eficiente y por lo tanto existe una gran cantidad de aceite remanente dentro de las rocas. Para dar solución a estos problemas, se plantea determinar las propiedades petrofísicas básicas de una muestra de roca representativa de algún yacimiento; es decir, medir porosidad y permeabilidad absoluta, para después determinar el comportamiento de las permeabilidades relativas agua-aceite, además de medir el factor de recuperación de aceite debido a la inyección de algún tensoactivo y/o polímero que ayudará a la extracción del aceite remanente.

5.1 Poza Rica

El campo Poza Rica está ubicado a 51 Km de Tuxpan, Veracruz. La producción de hidrocarburos del campo está dada por caliza del Cretácico (Albiano-Cenomaniano) a unos 2200 m de profundidad ^[19].

La formación Tamabra está formada principalmente por turbiditas calcáreas pertenecientes al talud medio y distal (brecha calcárea), todo ello producto de la erosión de zonas arrecifales de la plataforma Tuxpan. La porosidad promedio de la roca es de 14% y se deriva de procesos diagenéticos, identificando 4 etapas diferentes. La permeabilidad absoluta ronda los 6.5 [mD] en promedio con saturaciones de agua del 21 % y salinidades de 37,000 ppm. El aceite es mediano de 28 a 31° API con temperatura de 92 ° C ^[19].

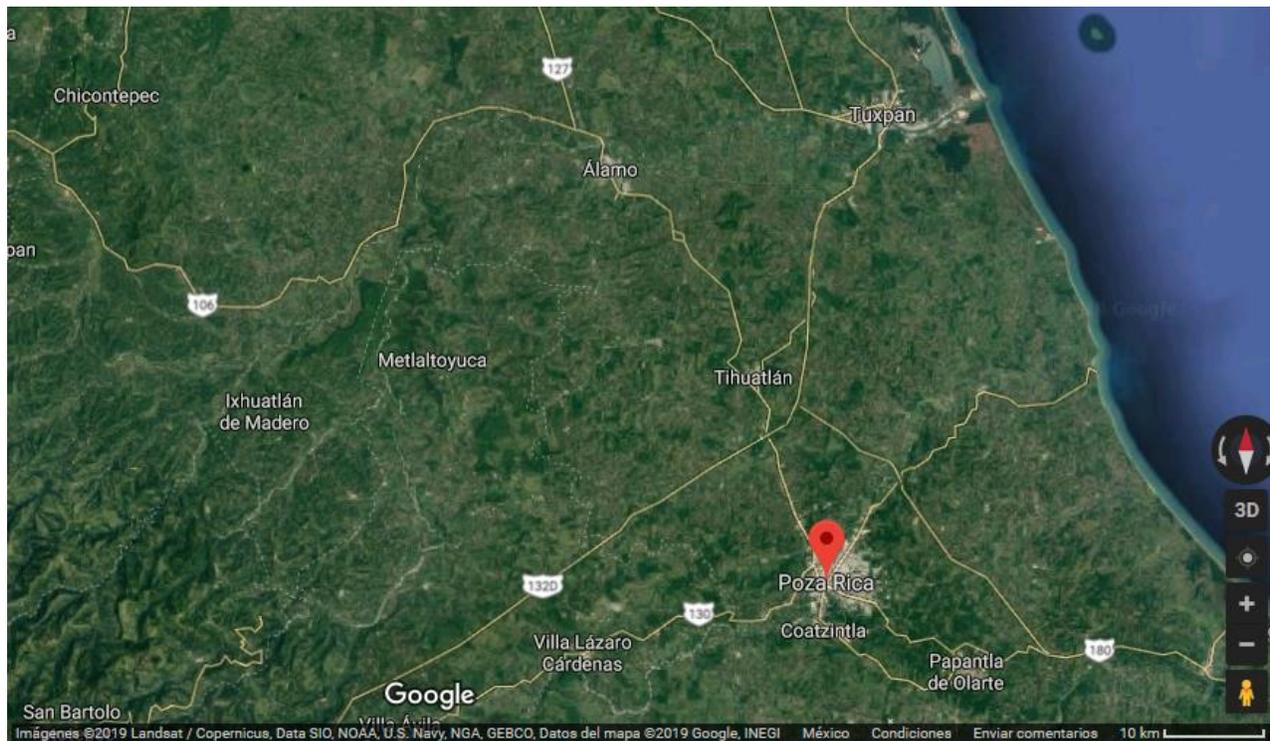
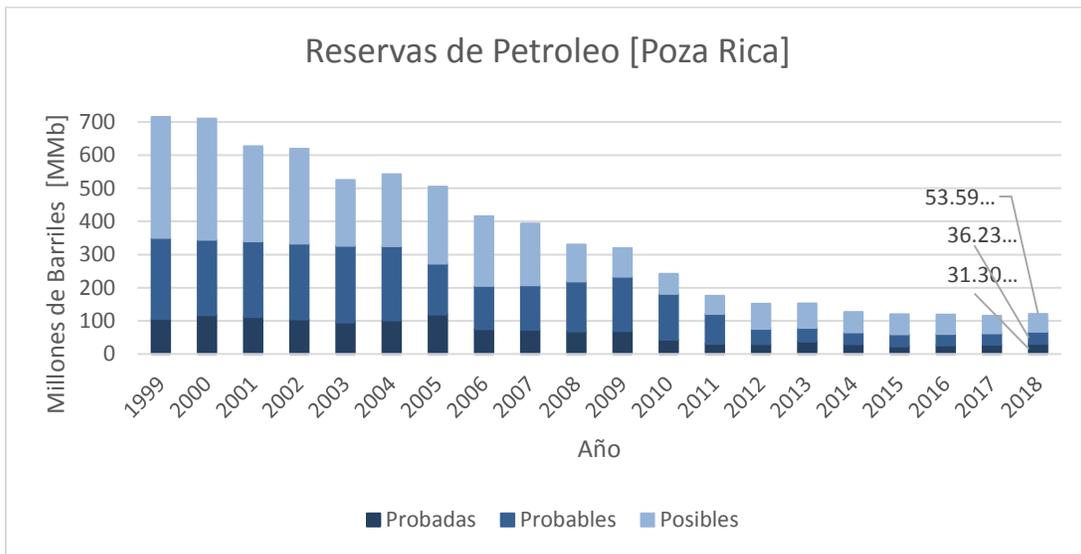
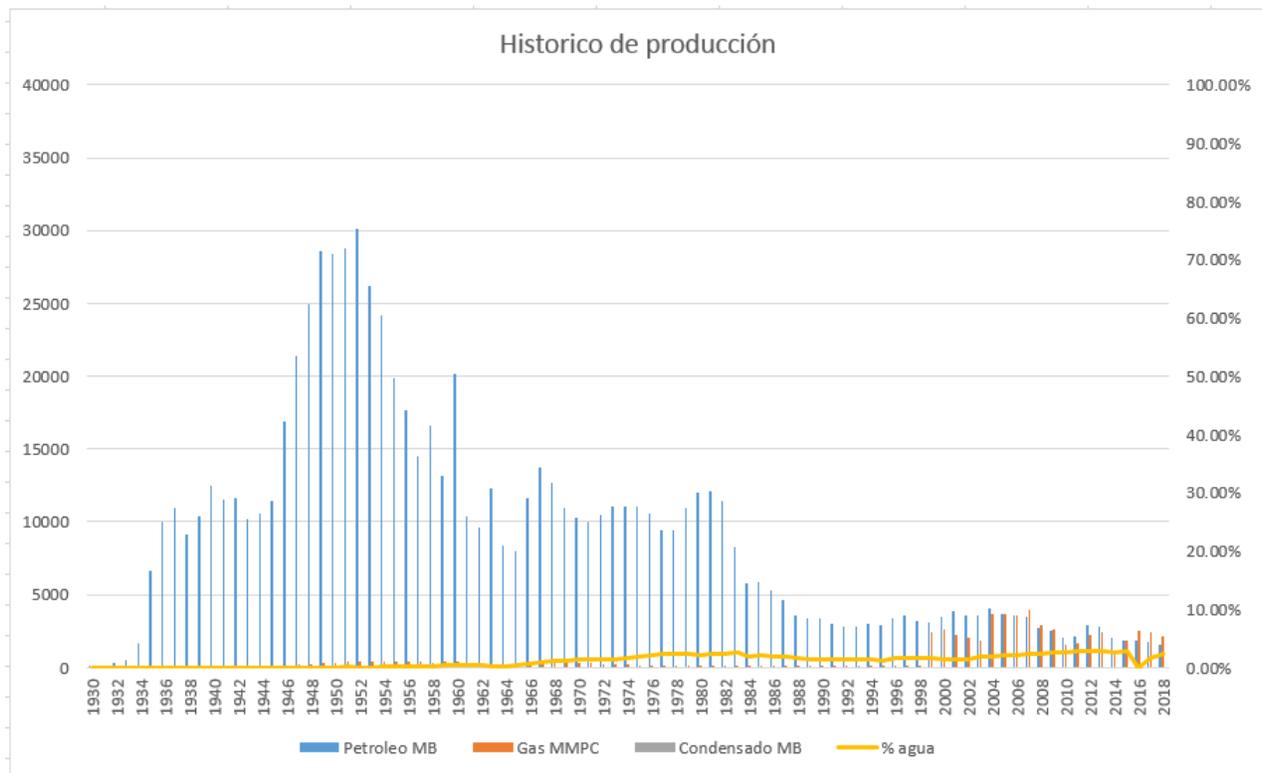


Figura 5. 1. Mapa de ubicación del campo Poza Rica (foto tomada de Google maps).

El campo Poza Rica ha tenido un decremento importante tanto en la producción como en la estimación de reservas desde 1999. Los datos que se muestran en las gráficas 5.1 y 5.2, fueron sacados de la Base Nacional de Hidrocarburos que presenta la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), en los cuales se puede observar que las reservas de hidrocarburos probadas han bajado de 106 MMb en 1999, a 31.30MMb en 2018; mientras que en la curva histórica de producción se ve el decremento de 30,143.68Mb en 1952 a sólo 1,563.18Mb al año en 2018. Esto indica que la producción por desplazamiento de agua ya no es eficiente, por lo cual se tienen que implementar técnicas de recuperación de hidrocarburos más eficientes, como lo son la inyección de productos químicos.



Gráfica 5. 1. Reservas de petróleo del campo Poza Rica (tomado de la base nacional de hidrocarburos).



Gráfica 5. 2. Histórico de producción del campo Poza Rica (datos tomados de la Base Nacional de Hidrocarburos).

Para poder diseñar y evaluar una prueba de recuperación terciaria en el campo, es importante primero caracterizarlo y por medio de pruebas de laboratorio evaluar los productos químicos para

definir cuál puede ser el más eficiente, así como observar que el producto no genere daños en la formación. Esto se hace por medio de estudios de laboratorio a núcleos de roca y diseño de productos químicos en la Facultad de Química de la UNAM.

5.2 Participación profesional

Mi experiencia profesional me permite caracterizar muestras representativas o del yacimiento, con el fin de conocer por medio de estudios de laboratorio la porosidad y permeabilidad absoluta como parámetro inicial. Posteriormente, se calcula la permeabilidad relativa, así como la saturación de agua irreducible (*Swirr*) y saturación de aceite residual (*Sor*) de la roca; y con esto simular un proceso de recuperación secundaria. Por último, se evalúa un proceso de recuperación terciaria con recuperación de hidrocarburos por medio de la inyección de productos químicos.

Como parte de SIIPESA, mi trabajo consiste en evaluar distintos productos químicos para ver cuál es el más eficiente al extraer aceite, así como conocer cuál no genera daños en la roca. Otro aspecto importante es caracterizar las muestras de roca por medio de su petrofísica básica e interacción roca fluidos. Con estos datos se alimentan modelos de simulación, que posteriormente servirán para evaluar a nivel de yacimiento.

Un punto importante dentro de mi trabajo en SIIPESA fue la revisión y mejoramiento de los métodos con los que contaba la empresa, ya que tenían deficiencias. Después de familiarizarme con los métodos comencé a experimentar y ver como podíamos mejorarlos, los resultados fueron las metodologías finales que se presentan en este informe.

Dentro de las mejoras esta como ejemplo quitar volúmenes muertos para el cálculo de la porosidad y factores de recuperación de aceite en las pruebas de desplazamiento. El añejamiento más prolongado y la forma de cuidarlo durante los 30 días que pasa el tapón a condiciones de yacimiento, el muestreo más específico de la producción de aceite para las pruebas de desplazamiento, esto con el fin de tener una curva de K_r más detallada, así como las curvas de producción de aceite. Un mejoramiento en los gastos con el criterio de Rapoport^[17], debido a que presentábamos efectos de borde, ajuste de las bombas y mejoramiento de los equipos cambiando líneas y sensores de presión.

6. Metodología

La metodología empleada fue desarrollada en la Unidad de Servicios para la Industria Petrolera (USIP) de la Facultad de Química UNAM, con los motivos mencionados en la definición del problema. En este desarrollo de metodologías participé como parte de mi trabajo en la revisión y mejoramiento de los distintos métodos.

Los equipos utilizados en la metodología se presentan en la tabla 6.1:

Equipo	Marca	Características
Permeámetro	UNAM	5,000 psi
Bomba Quizix	Ametek	6,000 psi
Bomba manual	HIP	10,000 psi
BPR	Vinci	10,000 psi
Transductor diferencial	Validyne	5,00 psi
Manómetro Crystal	Ametek	5,000 psi
Controlador de temperatura	Luxor	250 °C
Sistema de adquisición de datos	UNAM	-
Computadora	DELL	-
Cilindro pota muestra	DBR	10,000 psi
Balanza de precisión	Ohaus	250 g

Tabla 6. 1. Equipos utilizados en las pruebas, así como sus características.

Los materiales utilizados para el desarrollo de la metodología se muestran en la tabla 6.2:

Cantidad	Material	Capacidad
2	Vaso de precipitados	500 ml
40	Viales	15 ml
1	Jeringa	10 ml
1	Tubing de plástico	10 cm
1	Manga de viton de 1.5"	15 cm

Tabla 6. 2. Materiales utilizados en las pruebas, así como sus características.

Para llegar a determinar la permeabilidad relativa de las rocas, así como los factores de recuperación de aceite, se pasa por todo un proceso para caracterizar las propiedades de la roca a las condiciones operativas del yacimiento, temperatura y presión, así como con los fluidos originales.

6.1 Acondicionamiento de la roca

Como primer paso se acondicionó la roca, esto es un proceso de lavado en el caso que la roca sea de núcleos de la formación. Pero como aquí utilizamos rocas estándar compradas, el acondicionamiento fue realizado por la empresa que las vende.

El proceso de acondicionamiento que da la empresa es que, a los núcleos obtenidos del bloque de roca con propiedades conocidas, son extraídos usando *KCl* al 3% como líquido de corte. Posteriormente se lavan con agua desionizada, ya que esta roca no está impregnada de aceite ni de aguas con alto contenido de sal, y por último son secados en un horno a 180° F. Al tener la roca limpia y cortada al tamaño, el proceso se documenta con fotos, así como con una caracterización geológica visual.

Las características que reporta el fabricante se describen en la tabla 6.3:

Edwars Brown	
<i>Producto ID</i>	<i>B-106</i>
<i>Formación</i>	<i>Edwars Plateau</i>
<i>Permeabilidad</i>	<i>90 mD permeabilidad a la salmuera 306 mD permeabilidad al gas</i>
<i>Porosidad</i>	<i>40 %</i>
<i>Presión de fractura</i>	<i>4 000 psi</i>
<i>Dimensiones</i>	<i>L=7cm D=1.5"</i>

Tabla 6. 3. Características de las rocas Edwars Brown vendidas, reportadas por el proveedor.

Las características que reporta el fabricante de porosidad y permeabilidad pueden variar un poco, ya que sólo se mide una parte del bloque de roca cortado, y ese valor se da a los demás núcleos.

6.2 Determinación de porosidad

La porosidad está definida como la cantidad de fluido o gas que puede almacenar la roca entre sus poros, y es muy importante en la caracterización, ya que me ayuda a saber la saturación del fluido total que la roca tiene, y de ahí saber la saturación de aceite y agua que tendrá en los desplazamientos.

En la figura 6.1 se muestra el diagrama que se utiliza para la determinación de porosidad y se parte de que todas las válvulas están cerradas.

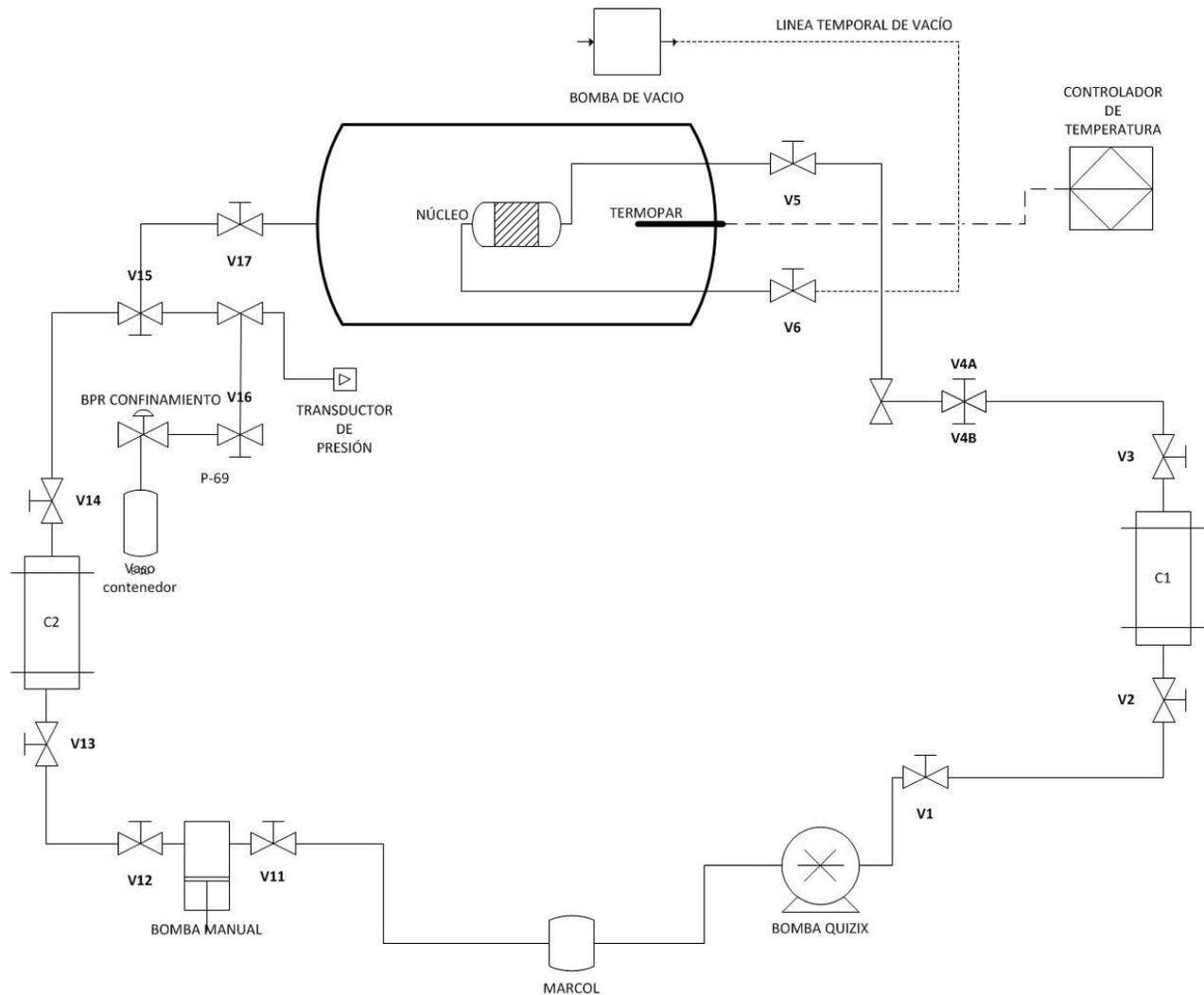


Figura 6. 1. Diagrama experimental del permeámetro para la determinación de porosidad.

Para determinar la porosidad, se hace en dos partes, la porosidad al gas y posteriormente al agua.

1. Armado de permeámetro:

- Meter la roca en una manga de vitón.
- Colocar dispersores a las orillas del tapón que ayudarán a que la entrada del fluido no sea puntual sino en toda la cara de la roca.
- Conectar a la tapa del permeámetro válvula V5 y V6.

2. Confinamiento de la muestra:

- Abrir la válvula V11 y cargar el pistón de la bomba manual completamente de Marcol 82.
- Abrir el software "Permeabilidad UNAM", donde se lee la presión de confinamiento del permeámetro por el sensor transductor de presión.

- c. Cerrar la válvula *V11* y se abren las válvulas *V12*, *V13*, *V14*, *V15*, *V16* y *V17*. Posteriormente se presuriza con la bomba manual hasta llevar la presión de confinamiento a *1000 psi*.

3. Acondicionamiento de la roca:

- a. Abrir la válvula *V6* y se cierra la válvula *V5*.
- b. Aplicar vacío por 15 min con la bomba de vacío conectada a la válvula *V6*.
- c. Cerrar la válvula *V6* y la roca ya está al vacío.

4. Inyección de Nitrógeno:

- a. Abrir el software “*Quizix PumpWorks*” y se define la presión de seguridad.
- b. Correr la bomba en modo presión constante a *500psi*.
- c. Abrir las válvulas *V1*, *V2*, *V3* y *V4A*.
- d. Esperar a que la presión de la bomba estabilice a *500psi*, se reinicia el volumen acumulado y se comienza a grabar los datos de la bomba.
- e. Abrir *V5* y se espera a que la bomba vulva a estabilizar a *500PSI*.

5. Repetir el proceso 5 veces del paso 3 al 4.

6. Inyección de Salmuera:

- a. Cargar el cilindro porta muestra *C1* con agua de formación y se repite el paso 3 y 4.

7. Procesamiento de datos:

- a. Se cargan los archivos en la plantilla de *Excel*.
- b. Se restan los volúmenes muertos internos del permeámetro a los volúmenes inyectados por la bomba [**Anexo 1**].
- c. Se obtiene la porosidad y el volumen poroso de la roca.

6.3 Determinación de permeabilidad absoluta

La permeabilidad absoluta se define como la propiedad de un medio poroso para permitir el paso de algún fluido a través de sus poros interconectados. Es importante saber el valor de permeabilidad absoluta para predecir los diferenciales de presión que se generaran en la roca al inyectar los distintos fluidos para las pruebas de desplazamiento, y posteriormente saber qué le pasa o cómo cambió la roca al inyectar ciertos productos.

La determinación de permeabilidad se hace en los permeámetros, después de la determinación de porosidad, y se muestra el diagrama en la figura 6.2, partiendo de la medición de porosidad.

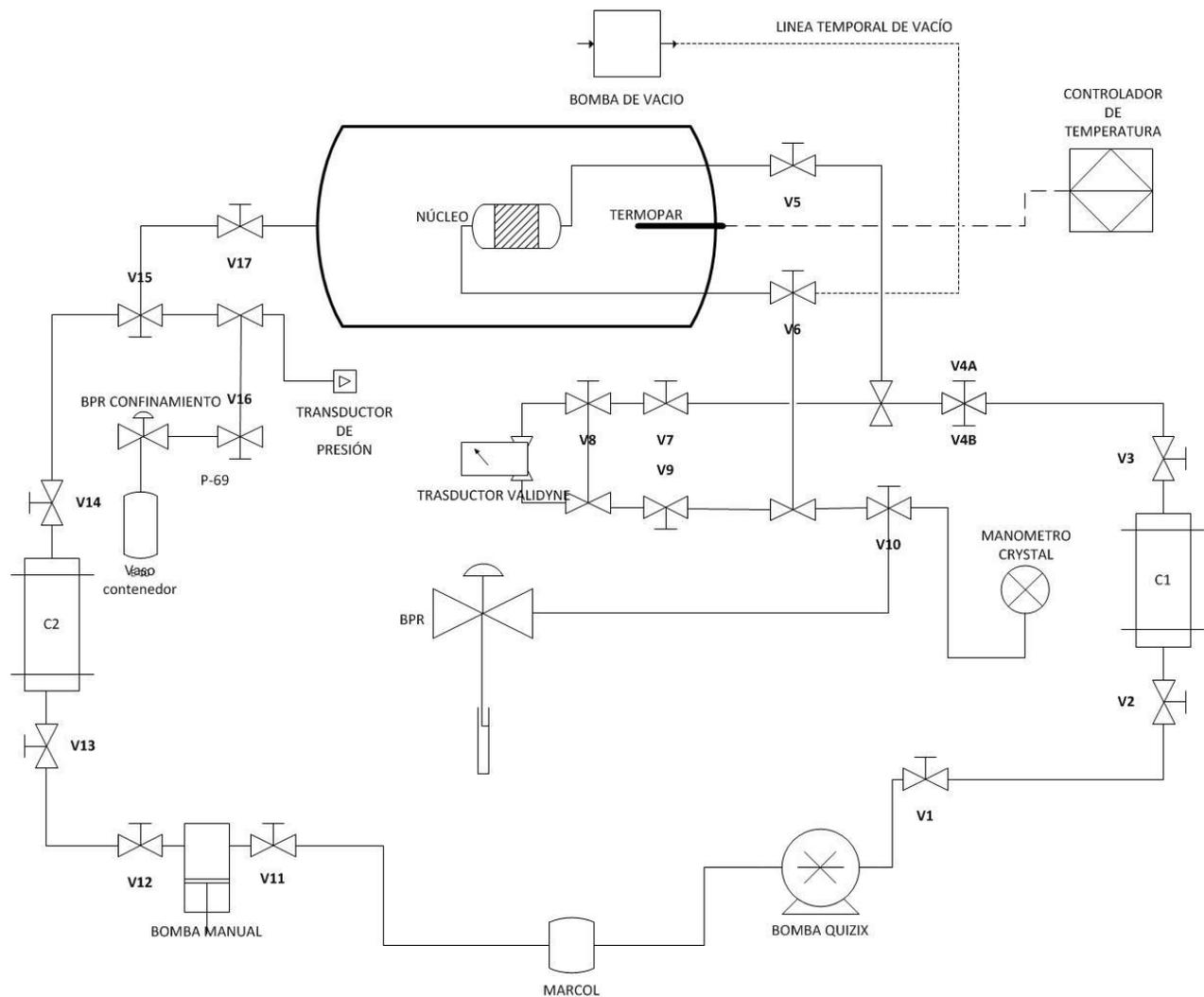


Figura 6. 2. Diagrama experimental del permeámetro para la determinación de permeabilidad absoluta y pruebas de desplazamiento.

La determinación de permeabilidad absoluta se hace al agua de formación previamente acondicionada:

1. Partiendo de cómo se midió la porosidad.

2. Confinamiento de la muestra.

- a. Abrir la válvula V11 y cargar el pistón de la bomba manual completamente de Marcol 82.
- b. Abrir el software "Permeabilidad UNAM", donde se leerán los datos de permeabilidad y la presión de confinamiento del permeámetro por el sensor transductor de presión.
- c. Cerrar la válvula V11 y se abren las válvulas V12, V13, V14, V15, V16 y V17, posteriormente se presuriza con la bomba manual hasta llevar la presión de confinamiento a 1500 psi.

3. **Calibrar la BPR a 1000 psi con Nitrógeno.**
4. **Abrir la válvula V6 y V10, llevar la presión del sistema a 1000 psi, manteniendo abiertas las válvulas V1, V2, V3 V4 y V5.**
5. **Apertura del diferencial de presión.**
 - a. Abrir la válvula V7 y V9, cerrar la válvula V8.
6. **Comenzar a desplazar.**
 - a. Cambiar el modo de la bomba a gasto constante.
 - b. Colocar un recipiente a la salida de la BPR.
 - c. Comenzar a desplazar a 0.5ml/min.
 - d. Esperar hasta que establezca el diferencial de presión y se toma el valor de permeabilidad absoluta.
 - e. Cambiar el gasto al doble.
 - f. Repetir el paso 6.d. y 6.e. hasta llegar a un gasto de 8 ml/min.
7. **Terminar.**
 - a. Detener la bomba.
 - b. Cerrar válvulas V7 y V9 y abrir la V8 para aislar el diferencial de presión.
 - c. Cerrar las válvulas V5, V3 y V2.
 - d. Cerrar el software "Permeabilidad UNAM".
8. **Procesamiento de datos.**
 - a. Cargar el archivo del software "Permeabilidad UNAM" en la plantilla de Excel.
 - b. Dividir datos por Gasto [0.5, 1, 2, 4 y 8 ml/min].
 - c. Hacer un promedio de la permeabilidad estabilizada en cada gasto.
 - d. Graficar Q vs Ka.
 - e. Dar la permeabilidad absoluta obtenida.

6.4 Calentamiento del Sistema

La determinación de porosidad y permeabilidad de la roca se lleva a cabo a temperatura ambiente 22 °C, pero el desplazamiento de los fluidos se tiene que hacer a las condiciones del yacimiento. En mi caso, las condiciones del yacimiento son 100 °C y es importante considerar la temperatura, ya que las viscosidades de los fluidos cambian y afectan considerablemente varios aspectos químicos y físicos.

A continuación, se describe como se calentó el sistema a 100 °C utilizando el diagrama de la figura 6.2.

1. **Partiendo del sistema después de medir permeabilidad.**
2. **Confinamiento de la muestra.**
 - a. Abrir el software "Permeabilidad UNAM" donde se leerán los datos de permeabilidad, y la presión de confinamiento del permeámetro por el sensor transductor de presión.
 - b. Monitorear que la presión de confinamiento se mantenga entre 1500 y 1800 psi.
3. **Calentar el sistema.**
 - a. Encender el controlador de temperatura.

- b. Calibrar a 100 °C el controlador de temperatura.
- c. Calibrar la BPR confinamiento a 1800 psi.
- d. Colocar un recipiente a la salida de la BPR confinamiento.
- e. Esperar a que la temperatura suba hasta 100 °C (aproximadamente 8 horas).
- f. Cuando la presión de confinamiento estabilice llevar el confinamiento a 1500psi.

6.5 Saturación de aceite [Swirr]

La saturación de aceite a la roca se lleva acabo después de tener el tapón saturado completamente de agua. En mi caso, después de determinar permeabilidad absoluta, el punto de desplazar el agua congénita con aceite es la determinación de la saturación final de aceite y la saturación de agua irreductible que queda en el tapón de roca, simulando las condiciones iniciales de un yacimiento petrolero. Para la saturación de aceite, partimos de cómo quedo el sistema después de calentar el permeámetro y el mismo diagrama de la figura 6.2.

- 1. Partiendo del sistema después de calentar el permeámetro y medir permeabilidad con agua congénita.**
- 2. Confinamiento de la muestra.**
 - a. Abrir el software "Permeabilidad UNAM" donde se leerán los datos de permeabilidad y la presión de confinamiento del permeámetro por el sensor transductor de presión.
 - b. Monitorear que la presión de confinamiento se mantenga en 1500psi.
- 3. Acondicionamiento de cilindro porta muestra C1.**
 - a. Cargar el C1 con el aceite a utilizar.
 - b. Calentar el C1 a 100 °C.
 - c. Levantar la presión con la bomba Quizix a 1000PSI y esperar la estabilización.
- 4. Inicio de la prueba.**
 - a. Abrir válvulas V3, V4 y V5.
 - b. Abrir V7 y V9, cerrar V8 para comenzar a medir el diferencial de presión con el transductor validyne.
 - c. Reiniciar el volumen acumulado de la bomba.
 - d. Poner la bomba a gasto constante de 5ml/min [Anexo 2].
- 5. Desplazamiento.**
 - a. Revisar que el diferencial de presión Validyne no sobre pase su límite máximo de presión (125 psi entre la entrada y la salida, si es el caso abrir la válvula V8 cerrar las válvulas V9 y V7).
 - b. Comenzar a muestrear en viales a la salida de la BPR el líquido desplazado.
 - c. El primer vial será el volumen muerto total de las líneas del permeámetro [Anexo 1].
 - d. Los siguientes viales se cambiarán a los 14ml y se desplazara hasta que ya no se produzca agua, salga puro aceite.
- 6. Término de la prueba.**
 - a. Detener la bomba Quizix.
 - b. Cerrar el diferencial de presión, cerrando las válvulas V7 y V9, posteriormente abrir V8.

- c. Cerrar V5 y el software de “Permeabilidad UNAM”.

7. Añejamiento.

- a. Añejar a condiciones de yacimiento (presión y temperatura durante 1 semana) para el cambio de mojabilidad por los carboxilatos naturales del aceite en contacto con la roca.

8. Procesamiento de datos [Anexo 3].

- a. Vaciar los datos obtenidos con el software “Permeabilidad UNAM” en una plantilla de Excel.
- b. Graficar diferencial de presión vs tiempo.
- c. Ver la producción de agua y de aceite en cada vial y calcular la saturación de agua y de aceite que quedó dentro de la roca.
- d. Obtener nuestra Swirr y la saturación de aceite original de la roca.

6.6 Desplazamiento de aceite con agua [Sor]

El desplazamiento de aceite con agua se lleva a cabo en la roca como proceso de recuperación secundaria con agua, esto es para poder ver la recuperación de aceite con agua y poder dejar la roca a condición de saturación de aceite residual. Otro objetivo con este desplazamiento es poder obtener la curva de permeabilidad relativa agua aceite.

Para el desplazamiento, partimos después de la saturación de aceite al núcleo teniendo los valores de Swir y saturación de aceite original, utilizando el diagrama del permeámetro de la figura 6.2.

1. Partiendo del sistema después de saturar con aceite.

2. Confinamiento de la muestra.

- a. Abrir el software “Permeabilidad UNAM” donde se leerán los datos de permeabilidad y la presión de confinamiento del permeámetro por el sensor transductor de presión.
- b. Monitorear que la presión de confinamiento se mantenga en 1500psi.

3. Acondicionamiento de cilindro porta muestra C1.

- a. Cargar el C1 con el agua congénita a utilizar.
- b. Calentar el C1 a 100°C.
- c. Levantar la presión con la bomba Quizix a 1000PSI y esperar la estabilización.

4. Inicio de la prueba.

- a. Abrir válvulas V3, V4 y V5.
- b. Abrir V7 y V9, cerrar V8 para comenzar a medir el diferencial de presión con el transductor validyne.
- c. Reiniciar el volumen acumulado de la bomba.
- d. Poner la bomba a gasto constante de 5ml/min [Anexo 2].

5. Desplazamiento.

- a. Revisar que el diferencial de presión Validyne no sobre pase su límite máximo de presión (125 psi entre la entrada y la salida, si es el caso abrir la válvula V8 cerrar las válvulas V9 y V7).
- b. Comenzar a muestrear en viales a la salida de la BPR el líquido desplazado.

- c. El primer vial será el volumen muerto total de las líneas del permeámetro [**Anexo 1**].
- d. Los siguientes 10 viales se cambiarán a los *5ml*.
- e. Los siguientes 4 viales se cambiarán a los *10ml*.
- f. Los siguientes viales se cambiarán a los *14ml* y se desplazara hasta que ya no se produzca aceite, salga pura agua.

6. Término de la prueba.

- a. Detener la bomba *Quizix*.
- b. Cerrar el diferencial de presión, cerrando las válvulas *V7* y *V9*, posteriormente abrir *V8*.
- c. Cerrar *V5* y el *software de "Permeabilidad UNAM"*.

7. Procesamiento de datos [Anexo 4].

- a. Vaciar los datos obtenidos con el *software de "Permeabilidad UNAM"* en una plantilla de *Excel*.
- b. Graficar diferencial de *presión vs tiempo*.
- c. Ver la producción de agua y de aceite en cada vial, y calcular la saturación de agua y de aceite que quedó dentro de la roca.
- d. Obtener la *Sor* y la Saturación de aceite en la roca.

6.7 Cálculo de la permeabilidad relativa

Para el cálculo de la permeabilidad relativa ocupamos el método grafico de *Jones Roszelle*^[17]. Me base en los cálculos que hacen en el artículo, tomando los datos obtenidos en los pasos anteriores.

1. Datos ocupados.

- a. Porosidad.
- b. Permeabilidad absoluta.
- c. Diferencial de presión al agua a un gasto.
- d. *Swirr* (de saturación de aceite).
- e. Volumen de agua inyectado (desplazamiento de aceite con agua).
- f. Volumen de aceite producido (desplazamiento con agua).
- g. Volúmenes porosos inyectados (desplazamiento con agua).
- h. Diferencial de presión en cada punto (desplazamiento con agua).

2. Procesamiento de datos.

- a. A partir de los datos experimentales se genera una curva de permeabilidad relativa agua aceite [**Anexo 5**].
- b. Se genera un ajuste al modelo experimental con *Corey*.
- c. Se obtiene la curva *Kr* agua-aceite, así como la mojabilidad.

6.8 Desplazamiento de tensoactivo

En la industria petrolera, la mayoría de los pozos ya están sobre explotados por la recuperación secundaria (inyección de agua), por lo cual producen más agua que aceite. Una alternativa a este problema es la inyección de tensoactivos como recuperación terciaria y mejorada, la cual tiene

como funciones ya sea cambiar la mojabilidad o reducir la tensión a ultra bajos valores para extraer el aceite que estaba atrapado en los poros de la roca.

Al desplazar el tensoactivo se busca extraer aceite adicional a la inyección de agua, por lo cual después de tener el tapón de roca a condiciones de *Sor*, se inyecta el tensoactivo y se mide la recuperación de aceite adicional.

Para el desplazamiento partimos después de tener el tapón de roca a condiciones de saturación de aceite residual, utilizando el diagrama del permeámetro de la figura 6.2.

- 1. Partiendo del sistema después de desplazar agua.**
- 2. Confinamiento de la muestra.**
 - a. Abrir el *software* “Permeabilidad UNAM” donde se leerán los datos de permeabilidad y la presión de confinamiento del permeámetro por el sensor transductor de presión.
 - b. Monitorear que la presión de confinamiento se mantenga en *1500psi*.
- 3. Acondicionamiento de cilindro porta muestra C1.**
 - a. Cargar el *C1* con el tensoactivo a utilizar.
 - b. Calentar el *C1* a *100 °C*.
 - c. Levantar la presión con la bomba *Quizix* a *1000 PSI* y esperar la estabilización.
- 4. Inicio de la prueba.**
 - a. Abrir válvulas *V3, V4* y *V5*.
 - b. Abrir *V7* y *V9*, cerrar *V8* para comenzar a medir el diferencial de presión con el transductor *Validyne*.
 - c. Reiniciar el volumen acumulado de la bomba.
 - d. Poner la bomba a gasto constante de *5ml/min* [**Anexo 2**].
- 5. Desplazamiento.**
 - a. Revisar que el diferencial de presión *Validyne* no sobre pase su límite máximo de presión (*125 psi* entre la entrada y la salida, si es el caso abrir la válvula *V8* cerrar las válvulas *V9* y *V7*).
 - b. Comenzar a muestrear en viales a la salida de la *BPR* el líquido desplazado.
 - c. Cambiar los viales cada *10ml* y se desplazara hasta que ya no se produzca aceite, salga pura agua o tensoactivo.
- 6. Término de la prueba.**
 - a. Detener la bomba *Quizix*.
 - b. Cerrar el diferencial de presión, cerrando las válvulas *V7* y *V9*, posteriormente abrir *V8*.
 - c. Cerrar *V5* y el *software* de “Permeabilidad UNAM”.
- 7. Procesamiento de datos [**Anexo 6**].**
 - a. Vaciar los datos obtenidos con el *software* de “Permeabilidad UNAM” en una plantilla de *Excel*.
 - b. Graficar diferencial de presión vs tiempo.
 - c. Ver la producción de tensoactivo y de aceite en cada vial; y calcular la saturación de agua y de aceite que quedó dentro de la roca.
 - d. Obtener el factor de recuperación de aceite adicional con tensoactivo.

6.9 Desplazamiento de Polímero

En la industria petrolera, la mayoría de los pozos ya están sobre explotados por la recuperación secundaria (inyección de agua), por lo cual producen más agua que aceite. Otra alternativa a este problema es la inyección de polímeros como recuperación terciaria y mejorada, la cual tiene como función aumentar la viscosidad del agua y así mejorar el barrido de aceite para extraerlo de los poros de la roca.

Al desplazar el polímero, se busca extraer aceite adicional a la inyección de agua, por lo cual después de tener el tapón de roca a condiciones de *Sor*, se inyecta el tensoactivo; y en nuestro caso, el polímero al final, midiendo la recuperación de aceite adicional.

Para el desplazamiento, partimos después de tener el tapón de roca a condiciones de saturación de aceite residual después de tensoactivo; utilizando el diagrama del permeámetro de la figura 6.2.

- 1. Partiendo del sistema después de desplazar tensoactivo.**
- 2. Confinamiento de la muestra.**
 - a. Abrir el *software* "Permeabilidad UNAM" donde se leerán los datos de permeabilidad y la presión de confinamiento del permeámetro por el sensor transductor de presión.
 - b. Monitorear que la presión de confinamiento se mantenga en *1500psi*.
- 3. Acondicionamiento de cilindro porta muestra C1.**
 - a. Cargar el *C1* con el polímero a utilizar.
 - b. Calentar el *C1* a *100°C*.
 - c. Levantar la presión con la bomba *Quizix* a *1000PSI* y esperar la estabilización.
- 4. Inicio de la prueba.**
 - a. Abrir válvulas *V3*, *V4* y *V5*.
 - b. Abrir *V7* y *V9*, cerrar *V8* para comenzar a medir el diferencial de presión con el transductor *Validyne*.
 - c. Reiniciar el volumen acumulado de la bomba.
 - d. Poner la bomba a gasto constante de *5ml/min* [**Anexo 2**].
- 5. Desplazamiento.**
 - a. Revisar que el diferencial de presión *Validyne* no sobre pase su límite máximo de presión (*125psi* entre la entrada y la salida. Si es el caso, abrir la válvula *V8*, cerrar las válvulas *V9* y *V7*).
 - b. Comenzar a muestrear en viales a la salida de la *BPR* el líquido desplazado.
 - c. Cambiar los viales cada *10ml* y se desplazará hasta que ya no se produzca aceite, salga pura agua o polímero.
- 6. Término de la prueba.**
 - a. Detener la bomba *Quizix*.
 - b. Cerrar el diferencial de presión, cerrando las válvulas *V7* y *V9*, posteriormente abrir *V8*.
 - c. Cerrar *V5* y el *software* de "Permeabilidad UNAM".

7. Procesamiento de datos [Anexo 7].

- Vaciar los datos obtenidos con el software de "Permeabilidad UNAM" en una plantilla de Excel.
- Graficar diferencial de presión vs tiempo.
- Ver la producción de polímero y de aceite en cada vial y calcular la saturación de agua y de aceite que quedó dentro de la roca.
- Obtener el factor de recuperación de aceite adicional con polímero.

7. Resultados

7.1 Fluidos

Los fluidos utilizados fueron caracterizados por el equipo de Ingeniería Química, dándonos propiedades características que se necesitan para poder hacer la caracterización petrofísica, así como las pruebas de desplazamiento.

7.1.1 Agua

La caracterización del agua es muy importante para poder saber la composición y características del fluido.

Condición inicial		PARÁMETRO																																																																						
ID	Origen	Volumen (L)	Tipo de muestra	S&DSI	[-]	1.26	K ⁺	mg/L	696	Na ⁺	mg/L	8,937	SDT	mg/L	29,765	SST	mg/L	19.5	ST	mg/L	29,784	Salinidad	[-]	30.78	Densidad	g/cm ³	1.02	Densidad	[-]	1.0221	SO ₄ ²⁻	mg/L	96.54	Cl ⁻	mg/L	24,484	Mg ²⁺	mg/L	316	Dureza Mg	Mg CaCO ₃ /L	1,300	Ca ²⁺	mg/L	1,481	Dureza Ca	Mg CaCO ₃ /L	3,699	Dureza Tot.	Mg CaCO ₃ /L	4,999	Alcalinidad	mg CaCO ₃ /L	1,136	HCO ₃ ⁻	mg/L	1,386	CO ₃ ²⁻	mg/L	0	OH ⁻	mg/L	0	Conductivida	mS/cm	47.73	pH	[-]	8.1	Temperatura	°C	21.67
				Original	Lavada/Filtr	x	1	CAB	M222																																																															

Tabla 7. 1. Caracterización del agua de inyección del campo Poza Rica.

Viscosidad a distintas condiciones		
Agua de la CAB	22°C y 0 PSI	100°C y 1000 PSI
μ	1.08 cp	0.3728 cp

Tabla 7. 2. Densidad y viscosidad del agua y del aceite del campo Poza Rica.

7.1.2 Aceite

La caracterización del aceite es muy importante para poder saber las condiciones a las que se puede realizar el experimento con aceite, así como sus características.

Muestra (ID)	Procedencia	Parámetros																		
		Porcentaje de agua y sedimentos	Porcentaje de agua	Viscosidad	Densidad		°API	Cond de Yacimiento		Número Ácido	Número Básico	Tensión superficial	Tensión interfacial M222	Tensión interfacial M174i	Tensión interfacial Q473-1	Análisis elemental				
					@ 22°C	@ 22°C		Presión	μ							ρ	C	H	N	S
M224a	PR-295	--	--	24.351	0.8784	0.867	29.1	1000	2.79	0.00117	0.1074	-	27.89	27.28	26.02	25.31	84.805	13.1	1.24	2.5
M224a	PR-295	--	--	12.054	0.8784	0.867	29.1	1000	2.79	0.00117	0.1074	-	27.89	27.28	26.02	25.31	84.805	13.1	1.24	2.5

Tabla 7. 3. Caracterización del aceite M224a del campo Poza Rica.

7.1.3 Químicos

Los productos químicos preparados para recuperación terciaria fueron desarrollados en la Facultad de Química UNAM, con las características para ser eficientes y compatibles a las condiciones de Poza Rica (temperatura, presión y con los fluidos del yacimiento).

En la siguiente tabla se muestran algunas propiedades de caracterización de los productos:

Producto	Concentración	μ @ 100°C y 1000 PSI	Característica
Tensoactivo	0.1 % w	0.3728 cp	Tensión interfacial 0.002 [Din/cm]
Polímero	0.5 % w	3 cp	Rapidez de corte 1 a 100 [s ⁻¹]

Tabla 7. 4. Características de los productos químicos inyectados.

7.2 Porosidad

La determinación de la porosidad se realizó al nitrógeno y al agua de formación. Las condiciones a las que fueron medidas se muestran en la tabla 7.5.

Condiciones Experimentales	
Temperatura (°C)	20
Presión (PSI)	500
Presión de Confinamiento (PSI)	1000

Tabla 7. 5. Condiciones experimentales para la determinación de porosidad.

Los resultados con nitrógeno se pueden observar en la tabla 7.6.

Prueba	V ϕ	ϕ %
1	24.78	31.05
2	31.44	39.40
3	31.28	39.19
4	31.36	39.30
5	32.12	40.25
Promedio	31.55	39.54

Tabla 7. 6. Resultados de la determinación de porosidad con nitrógeno.

Los resultados con agua de formación se pueden observar en la tabla 7.7.

Cálculo de Porosidad	
V roca (cc)	79.80
V inyectado (cc)	33.08
V muerto (cc)	1.84
V poroso (cc)	31.24
Porosidad	0.39
	39.15%

Tabla 7. 7. Resultados de la determinación de porosidad con agua de inyección del campo Poza Rica.

7.3 Permeabilidad absoluta

La determinación de permeabilidad absoluta al agua de formación fue obtenida a las condiciones que se muestran en la tabla 7.8, mientras que en la tabla 7.9 se observan los resultados.

Condiciones Experimentales	
Temperatura (°C)	22
Presión (PSI)	1000
Presión de Confinamiento (PSI)	1500

Tabla 7. 8. Condiciones experimentales para la determinación de la permeabilidad absoluta.

Q (ml/min)	ΔP (psi)	Q (ml/s)	ΔP (atm)	k
1.0	1.53042713	0.01666667	0.1055467	111.651746
2.0	3.16779256	0.03333333	0.21846845	103.955504
4.0	6.35632835	0.06666667	0.43836747	101.943662
8.0	12.5781085	0.13333333	0.86745576	102.263577
10.0	15.7557387	0.16666667	1.08660267	101.868163
K promedio				104.336531

Tabla 7. 9. Resultados de la determinación de permeabilidad absoluta con agua de inyección del campo Poza Rica a distintos gastos.

7.4 Permeabilidad relativa (Kr)

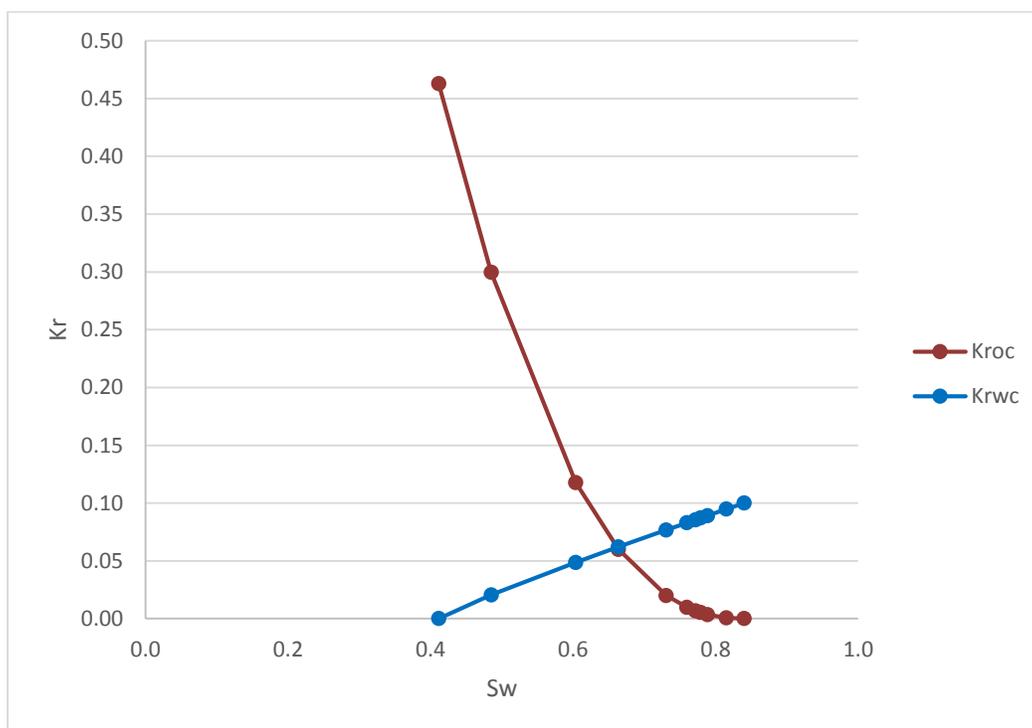
La permeabilidad relativa se obtuvo por medio del método de *Jones and Roszelle* y fue corregida con el método de *Corey* [Anexo 5]. Las condiciones experimentales se muestran en la tabla 7.10. El experimento se realizó con aceite (muerto) y agua de formación, y los resultados se muestran en la tabla 7.11, así como en la gráfica 7.1.

Condiciones Experimentales	
Temperatura [°C]	100
Presión [PSI]	1000
Presión de Confinamiento [PSI]	1500
Gasto [ml/min]	5

Tabla 7. 10. Condiciones experimentales para el cálculo de la permeabilidad relativa.

Permeabilidad relativa (W-O)		
Sw2	Krw	Kro
%		
0.4113	0.000	0.463
0.4113	0.000	0.463
0.4852	0.024	0.282
0.6037	0.050	0.122
0.6637	0.063	0.063
0.7307	0.088	0.022
0.7596	0.103	0.011
0.7715	0.103	0.006
0.7788	0.104	0.005
0.7886	0.104	0.003
0.8149	0.104	0.000
0.8400	0.104	0.000

Tabla 7. 11. Resultados del cálculo de la curva de permeabilidad relativa w-o.



Gráfica 7. 1. Curva de permeabilidad relativa w-o ya ajustada con Corey.

7.5 Factor de recuperación de aceite por medio de la inyección de agua

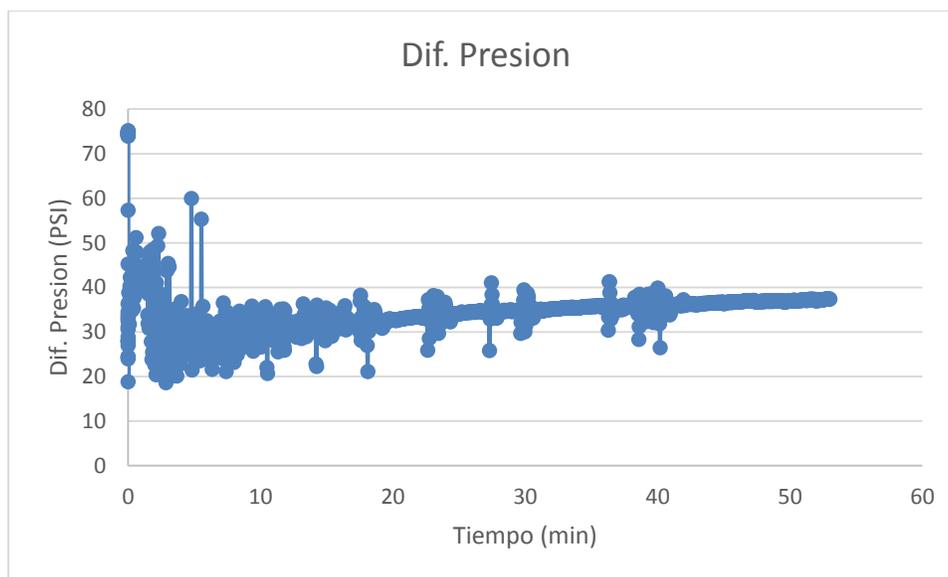
El cálculo del factor de recuperación de aceite por medio de la inyección de agua fue calculado por medio de los **Anexos 3 y 4**.

En la tabla 7.12 se muestran las condiciones a las cuales se llevó acabo el experimento, mientras que en la tabla 7.13 se muestran los resultados.

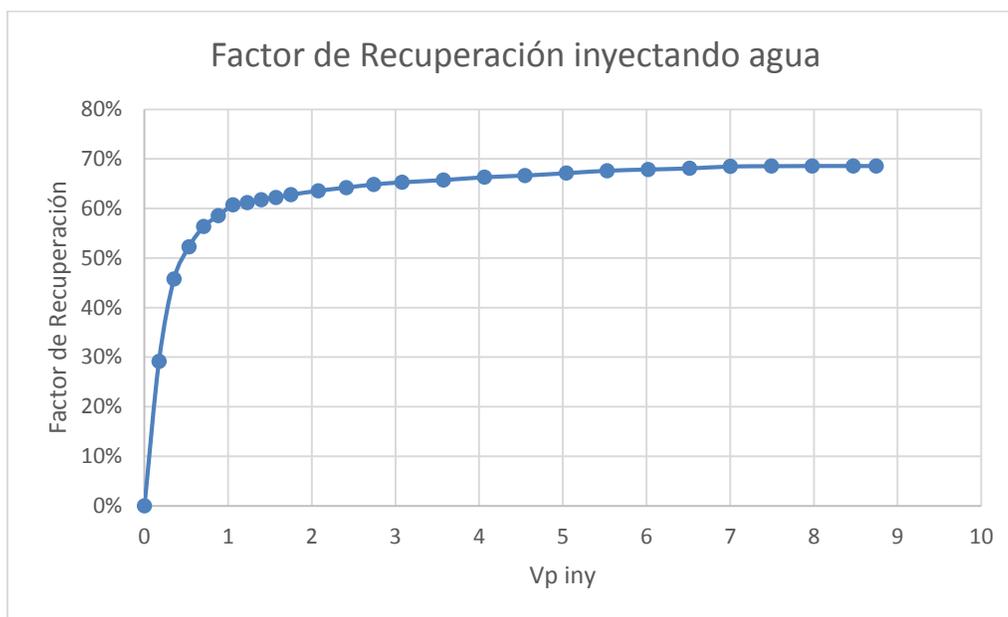
En la gráfica 7.3 se muestra el factor de recuperación de aceite con respecto de los volúmenes porosos inyectados, mientras que en la gráfica 7.2 se muestra el comportamiento de la presión con respecto al tiempo.

Vomp	18.39	<i>Volumen de aceite en el medio poroso Swirr</i>
Vop	12.61	<i>Volumen de aceite producido</i>
Vot	5.78	<i>Volumen de aceite en el núcleo</i>
%Fr	69%	<i>Factor de recuperación de aceite</i>
Sor	19%	

Tabla 7. 12. Resultados del desplazamiento de agua de inyección del campo Poza Rica para simular una recuperación secundaria.



Gráfica 7. 2. Diferencial de presión en el núcleo por la inyección de agua.



Gráfica 7. 3. Factor de recuperación de aceite por el desplazamiento de agua de inyección del campo Poza Rica, simulando un proceso de recuperación secundaria.

7.6 Factor de recuperación de aceite por medio de la inyección de tensoactivo

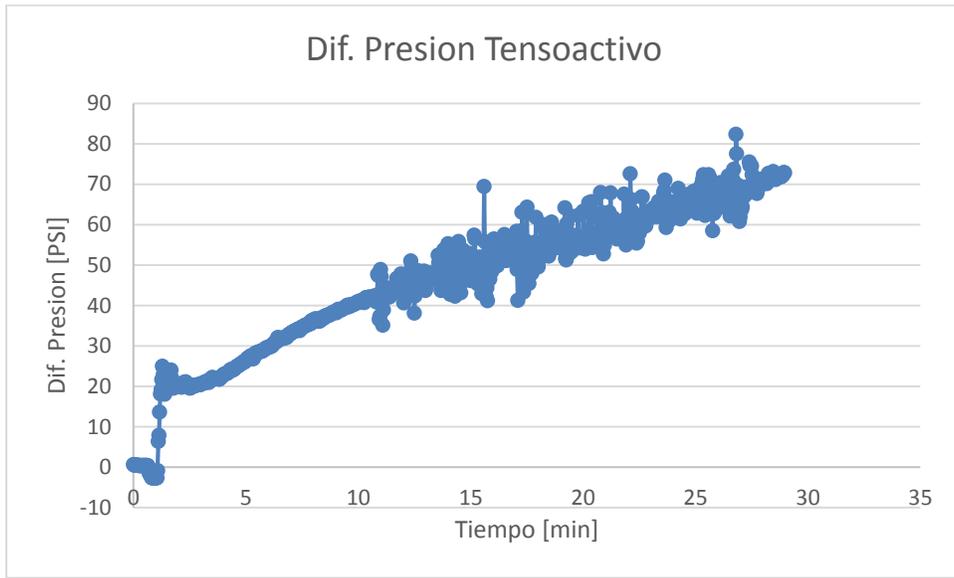
El cálculo del factor de recuperación de aceite por medio de la inyección de agua fue calculado por medio del **Anexo 6**.

En la tabla 7.10 se muestran las condiciones a las cuales se llevó acabo el experimento, mientras que en la tabla 7.13 se muestran los resultados.

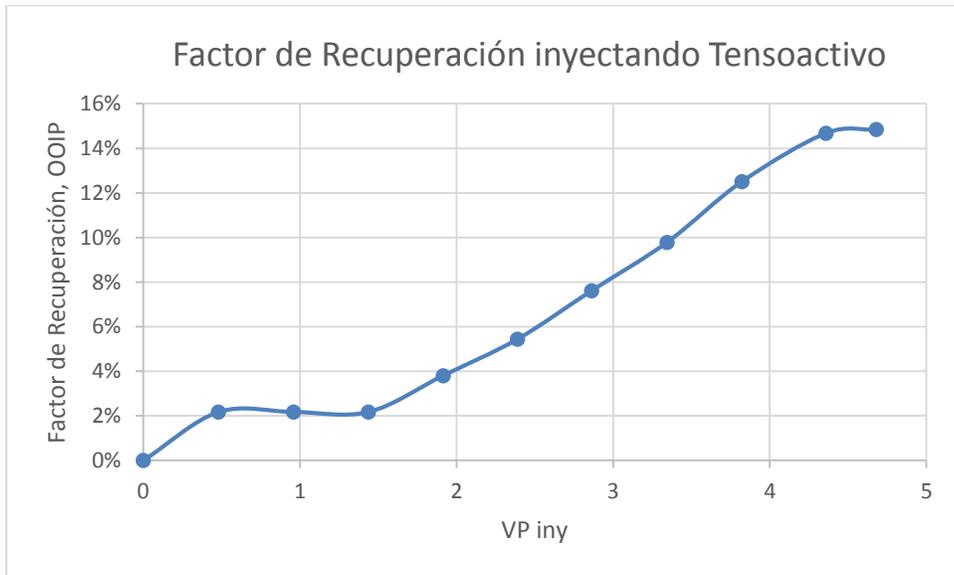
En la gráfica 7.5 se muestra el factor de recuperación de aceite con respecto de los volúmenes porosos inyectados, mientras que en la gráfica 7.4 se muestra el comportamiento de la presión con respecto del tiempo.

Vomp	18.39	Volumen de aceite en el medio poroso Swirr
Vop	2.73	Volumen de aceite producido
Vot	3.05	Volumen de aceite en el núcleo
%Fr	14.84%	Factor de recuperación de aceite

Tabla 7. 13. Resultados del desplazamiento de tensoactivo para simular una recuperación terciaria.



Gráfica 7. 4. Diferencial de presión en el núcleo por la inyección de tensoactivo.



Gráfica 7. 5. Factor de recuperación de aceite por el desplazamiento de tensoactivo, simulando un proceso de recuperación terciaria.

7.7 Factor de recuperación de aceite por medio de la inyección de polímero

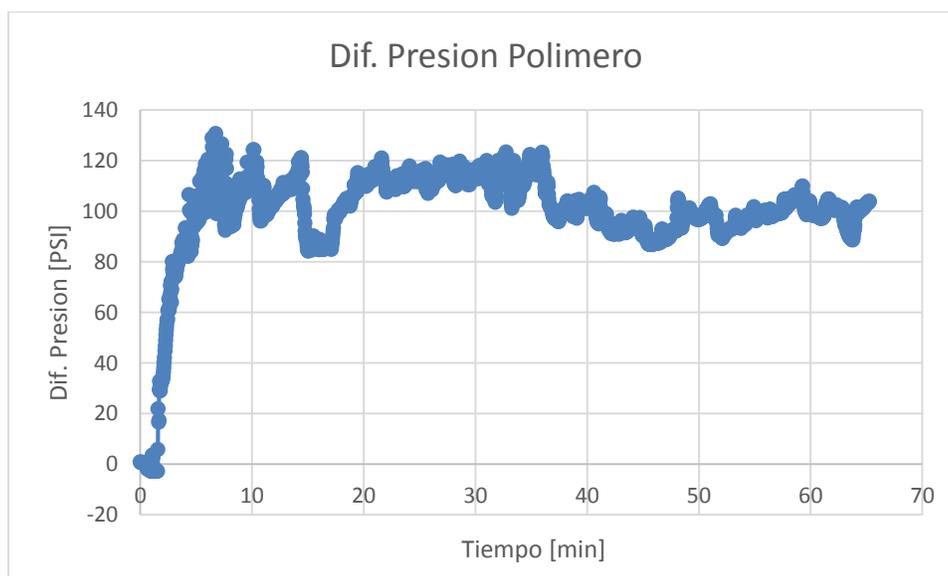
El cálculo del factor de recuperación de aceite por medio de la inyección de agua fue calculado por medio del **Anexo 7**.

En la tabla 7.10 se muestran las condiciones a las cuales se llevó acabo el experimento, mientras que en la tabla 7.14 se muestran los resultados.

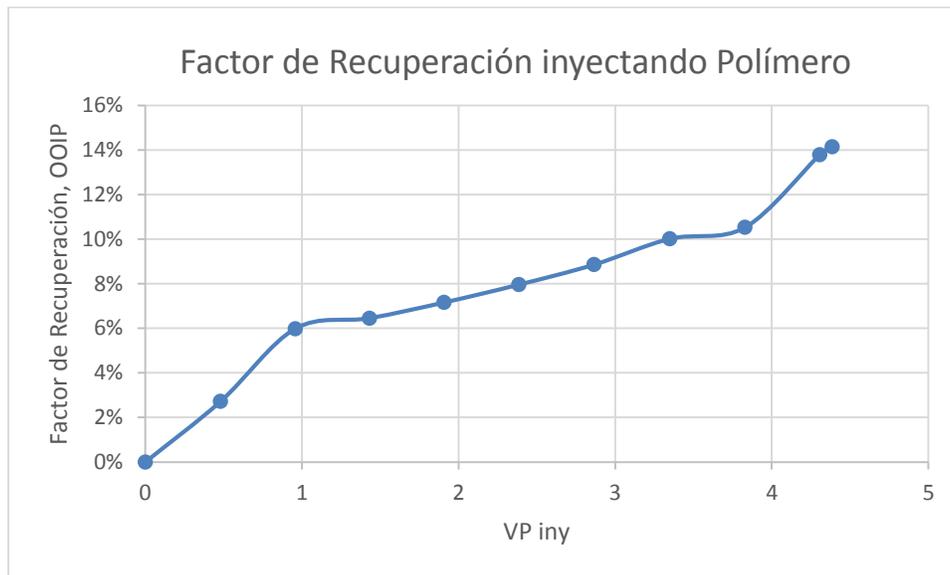
En la gráfica 7.7 se muestra el factor de recuperación de aceite con respecto de los volúmenes porosos inyectados, mientras que en la gráfica 7.6 se muestra el comportamiento de la presión con respecto del tiempo.

Vomp	18.39	<i>Volumen de aceite en el medio poroso Swirr</i>
Vop	2.6	<i>Volumen de aceite producido</i>
Vot	0.45	<i>Volumen de aceite en el núcleo</i>
%Fr	14.14%	<i>Factor de recuperación de aceite</i>

Tabla 7. 14. Resultados del desplazamiento de polímero para simular una recuperación terciaria después de tensoactivo.



Gráfica 7. 6. Diferencial de presión en el núcleo por la inyección de polímero.



Gráfica 7. 7. Factor de recuperación de aceite por el desplazamiento de polímero, simulando un proceso de recuperación terciaria después de tensoactivo.

7.8 Análisis de resultados

De acuerdo con los resultados de porosidad, el 39.15% de la roca cuenta con una porosidad muy buena (Archie, 1952; Sander, 1967). Se observó que la permeabilidad absoluta alta es de $104.33mD$, lo cual indica que es permeable, y permite el paso de los fluidos sin mayor dificultad.

Del cálculo de la permeabilidad relativa obtenemos su curva de $K_r w-o$, la cual tiene la $Swirr$ mayor a 25%, el cruce de las curvas es mayor al 50% y la máxima saturación de agua está por arriba del 70%, lo cual indica que tenemos una roca mojada por agua (Craig F.F. TX. 1971).

Al llevar al tapón de roca a condiciones de $Swirr$, obtenemos que la saturación de aceite inicial es de 18.39cc o 58.87% del volumen poroso, mientras que el agua quedó en 12.85cc o 41.13% de saturación. Posteriormente, al desplazar agua para llevar a condiciones de Sor (recuperación secundaria con agua), se logró sacar 12.61cc. En otras palabras, el 69% del volumen de aceite, quedando 31% de aceite dentro de la roca.

El desplazamiento de tensoactivo fue exitoso, ya que recuperó 14.84% del 31% de aceite restante en la roca, quedando 16.16% de aceite en el medio poroso. Los diferenciales de presión aumentaron debido a la generación de emulsiones de aceite en agua, que posteriormente se rompieron a las 16hrs.

El desplazamiento de polímero después del tensoactivo nos da una recuperación del 14.14% del 16.16% que quedaba de aceite en la roca, dejando una saturación de aceite de 2.02%. El comportamiento de la presión fue bueno, ya que se mantuvo en 100PSI entre la entrada y la salida, lo anterior debido al aumento de la viscosidad del polímero. Después de la recuperación secundaria con agua, y la recuperación terciaria con baches de polímero y tensoactivo, se logró recuperar el 97.98% del volumen de aceite original de la roca.

8. Conclusiones

La experiencia profesional que obtuve en SIIPESA me permitió la revisión y el mejoramiento de los métodos que se tenían para las determinaciones petrofísicas, y pruebas de desplazamiento, dándome los conocimientos necesarios, así como habilidades que complementan mi formación académica y adentrándome en la investigación en un ambiente multidisciplinario.

Con los métodos mejorados se lograron los objetivos dando los siguientes resultados:

La roca tiene propiedades petrofísicas altas, ya que cuenta con una porosidad del 39.15% y permeabilidad de 104.33mD. Esto se traduce en un buen almacenamiento y permite el paso de los fluidos sin mayor dificultad.

De la curva de permeabilidad relativa obtenida, se observa que la roca es mojada por agua. Esto se explica debido a que faltó más tiempo de añejamiento, así como un desplazamiento de aceite después de este tiempo para poder mover el agua adicional que se libera por la interacción de los ácidos carboxílicos naturales del aceite con la roca carbonatada.

Con la recuperación secundaria (inyección de agua), se obtiene un factor de recuperación de aceite del 69%, el cual es típico de los pozos maduros en México. Para poder obtener un poco más de aceite, se recomienda el uso de tensoactivos y polímeros que facilitan la extracción del aceite remanente. En este caso, se observa cómo se pudo reducir la saturación de aceite en un 14.84% con tensoactivo, que reduce los valores de tensión a ultra bajos, y en 14.14% con el polímero que aumenta la viscosidad del fluido y permite un mejor barrido en toda la cara del tapón. En total se recuperó el 97.98% del aceite de la roca sin dañar a la misma.

9. Referencias

1. Anderson, W.G.: "Wettability Literature Survey-Part 1: Wettability Measurement," JPT (Nov. 1986) 1125-60.
2. Anderson, W.G.: "Wettability Literature Survey-Part 2: Rock/oil/brine interacciones and the effects of core handling on wettability" JPT (Oct. 1986) 1246-62.
3. Anderson, W.G.: "Wettability Literature Survey-Part 3: The Effects of Wettability on the Electrical Properties of Porous Media," JPT (Dec.1986) 1371-78.
4. Anderson, W.G.: "Wettability Literature Survey-Part 4: The Effects of Wettability on Capillary Pressure," JPT (Oct. 1987) 1283-1300.
5. Anderson, W.G.: "Wettability Literature Survey-Part 5: The Effects of Wettability on Relative Permeability," JPT(Nov. 1987) 1453-68.
6. Anderson, W.G.: "Wettability Literature Survey-Part 6: The Effects of Wettability on Waterflooding," JPT(Dec. 1987) 1605-68.

7. A.T. Corey, C.H. Rathjens, J.H. Henderson y M.R.J. Wyllie. Three-phase relative permeability. Gulf research & development Co., SPE-737-G, Journal of Petroleum Technology, 1956. Recuperado de <https://doi.org/10.2118/737-G>
8. Carmona, Gabriela y Fernández, Víctor. Caracterización integrada de yacimientos petroleros. Tesis (Ingeniero Petrolero). México, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, 2014. 144 p.
9. Díaz, Paulino y Solano, Alan. Desarrollo y evaluación a escala de laboratorio de un trazador químico para determinar la heterogeneidad en yacimientos carbonatados. Tesis (Ingeniero Petrolero). México, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, 2016. 165 p.
10. Djebbar Tiab and Erle C. Donaldson. Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. 2da Ed. USA: Ed. Elsevier, Inc, 2004. 889 p. ISBN: 0-7506-7711-2.
11. Estrada, Gerardo y Pérez, José. Estudio Experimental de recuperación adicional de aceite por un método termoquímico en un modelo físico de un sistema matriz fractura. Tesis (Ingeniero Petrolero). México, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, 2014. 119 p.
12. Frykman, P., Geological Survey of Denmark and Greenland (GEUS) Deutsch, C.V., University of Alberta. 56822-MS, SPE. Conference Paper, 1999. Recuperado de <https://doi.org/10.2118/56822-MS>
13. González Espinosa Juan M. Daño a la formación en pozos petroleros. Tesis (ingeniero Petrolero). México, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, 2014. 114 p.
14. H.M. Goda y P. Behrenbruch. Using a modified Brooks-Corey model to study oil-water relative permeability for diverse pore structures. The university of Adelaide, SPE-88538-MS. Conference and exhibition peaper, 2004. Recuperado de <https://doi.org/10.2118/88538-MS>
15. I. Fatt and H. Dykstra. Relative permeability studies. California research corp. SPE-951249-G, Journal of Petroleum Technology, 1951. Recuperado de <https://doi.org/10.2118/951249-G>
16. Jiménez Duran, Jimena. Determinación de permeabilidades relativas en laboratorio en un sistema liquido-liquido. Tesis (Ingeniero Petrolero). México, D.F. Instituto Politécnico Nacional, Escuela superior de ingeniería y arquitectura unidad Ticomán, 2010. 93 p.
17. Jones, S.C. and Roszelle, W.O.: "Graphical Techniques for Determining Relative Permeability From Displacement Experiments." JPT (May 1978) 807-17; Trans., SPE-AIME, 6045-PA. Recuperado de <https://doi.org/10.2118/6045-PA>
18. Lake, W.L., "Reservoir Characterization II", Proceeding of the Second International Reservoir Characterization, 1989.
19. Marhx Rojano Mario A., Análisis de la distribución geológica y expectativas petroleras de la formación Tamabra. Tesis (Maestro en ingeniería). México, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de ingeniería, 2010. 62 p.

20. Meza Constantino Karen E. Parámetros petrofísicos compuestos en la caracterización de yacimientos. Tesis (Ingeniero Petrolero). México, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, 2013. 138 p.
21. Nander Mosavat, Ostap Zarivnyy and Farshid Torabi. Developing new corey-based Water/oil relative permeability correlations for heavy oil systems. The university of Regina, SPE-165445-MS. Conference paper, 2013. Recuperado de <https://doi.org/10.2118/165445-MS>
22. Paris de Ferrer, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 1ª Ed. Maracaibo, Venezuela: Ed. Astro Dala, 2001. 390 p. ISBN: 980-296-792-0.
23. Rangel German Edgar. El futuro de la producción de aceite en México, recuperación avanzada y mejorada (IOR-EOR). Publicación CNH, 2012.
24. Royal Eugene Collins. Flow of fluids. 1ª Ed. London: Ed. Charles R., 1957. 264 p. LCCCN: 61-14593.
25. Tarek Ahmed. Reservoir Engineering Handbook. 4ª Ed. USA: Ed. Elsevier, Inc, 2010. 1463 p. ISBN: 978-1-85617-803-7.
26. Trejo Núñez Rafael J., Determinación de las curvas de permeabilidad relativas para el sistema agua-aceite a partir de datos de saturación de agua y de presión capilar. Tesis (Ingeniero Petrolero). México, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, 2010. 139 p.

10. Anexos

Anexo 1: Volumen muerto

Los permeámetros cuentan con una serie de líneas para poder comunicar el fluido de un punto a otro a presión y temperatura, por lo cual el volumen que inyecta la bomba al medir porosidad o el volumen que se produce al desplazar los fluidos hasta la *BPR*, no es totalmente de la roca, si no que una parte pertenece al volumen de estas líneas, y es necesario contabilizarlo.

En el laboratorio se contabilizó este volumen muerto tomando la figura 6.2. Se calcularon dos volúmenes, el volumen muerto interno (comprende de la válvula *V5* a *V6* sin muestra de roca), y el externo que comprende de la válvula *V6* a la salida (*BPR*).

La prueba consistió en medir el volumen de agua que inyecta la bomba en los tramos de *tubing* seleccionados, sin muestra de roca dentro del permeámetro. Los resultados se muestran en la tabla 10.1.

Volumen muerto		
Interno (V5-V6)	1.84	ml
Externo (V6-BPR)	2.61	ml
Volumen m. Total	4.45	ml

Tabla 10. 1. Volúmenes muertos del sistema.

Anexo 2: Criterio de Rapoport

El *criterio de Rapoport*^[17] nos habla de que se debe calcular un número adimensional que nos dice a qué gasto se eliminarán los efectos de borde en estudios de desplazamiento de fluidos en medios porosos a escala de laboratorio, en el cual se involucra la longitud del tapón, la viscosidad del fluido utilizado y la velocidad de *Darcy*, que es el gasto sobre área.

Al variar los gastos observé que el gasto óptimo para agua salada da un número adimensional que debe ser mayor que uno.

$$L\mu\vartheta \geq 1$$

En donde:

L = longitud del medio poroso [cm]

μ = viscosidad [cP]

ϑ = gasto [cc/min] entre área del medio poroso [cm^2]

El cálculo para nuestro tapón se presenta en la tabla 10.2:

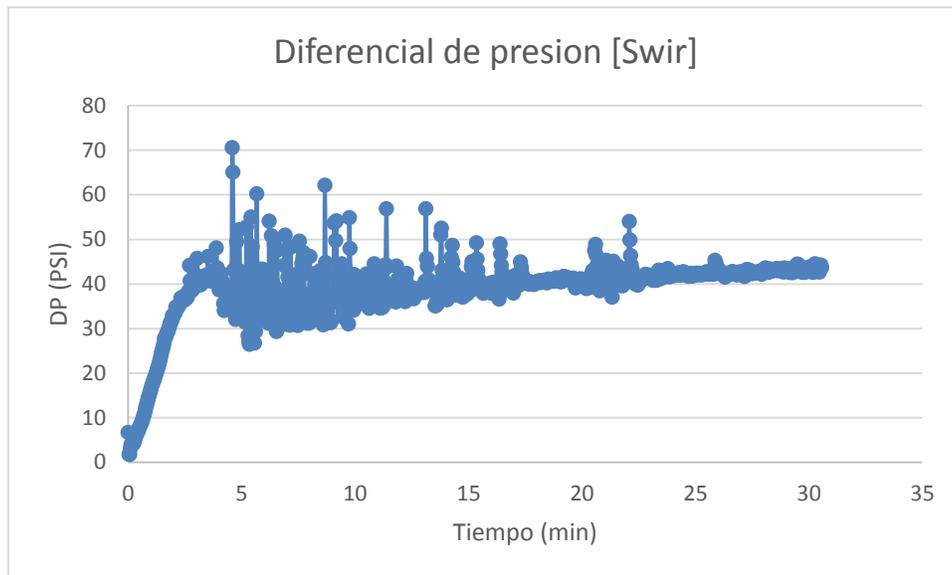
Para determinar Criterio de Rapoport		
	Water	
L	7.00	cm
m	0.37	cP
q	5.00	cc/min
A	11.40	cm^2
v	0.44	cm/min
C. Rapoport	1.14	-

Tabla 10. 2. Cálculo del criterio de Rapoport

Anexo 3: Cálculo de Swirr

Para el cálculo de la saturación de agua irreductible, se utiliza el archivo de datos que se grabó durante la prueba de *Swirr* con el Software “*Permeabilidad UNAM*” (desarrollado en la USIP). El objetivo de este punto es obtener las saturaciones de agua irreductible, así como de saturación de aceite inicial a partir del volumen poroso.

Como primer paso se grafica la presión diferencial contra tiempo. Los dos datos son directos del archivo de texto como se muestra en la gráfica 10.1.



Gráfica 10. 1 Diferencial de presión en el núcleo por la inyección de aceite para llevar a *Swirr*.

Posteriormente, se llena la siguiente tabla con los datos de los viales recolectados del paso 5 y 8 de saturación de aceite *Swirr*.

Q (ml/min)	Vial	Total	Vol water	Vol oil	Vol t acumulado	Vol w acumulado	Vol o acumulado	Tiempo (min)
5	0	4.45	4.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	1	10.35	10.35	0.00	10.35	10.35	0.00	2.07
5	2	14.10	6.50	7.60	24.45	16.85	7.60	4.89
5	3	15.30	0.45	14.85	39.75	17.30	22.45	7.95
5	4	15.10	0.35	14.75	54.85	17.65	37.20	10.97
5	5	15.00	0.28	14.72	69.85	17.93	51.92	13.97
5	6	15.00	0.20	14.80	84.85	18.13	66.72	16.97
5	7	14.9	0.1	14.80	99.75	18.23	81.52	19.95
5	8	15	0.04	14.96	114.75	18.27	96.48	22.95
5	9	14.8	0.08	14.72	129.55	18.35	111.20	25.91
5	10	15	0.02	14.98	144.55	18.37	126.18	28.91
5	11	14.2	0.02	14.18	158.75	18.39	140.36	31.75
	Total	158.75	18.39	140.36				

Voiny	18.39
So	58.87%

Swirr	41.13%
Vwmp	12.85

Tabla 10. 3. Resultados del cálculo de la Swirr por vial.

En la tabla 10.3 se pone directamente el gasto que se utilizó en la primera columna. Posteriormente de cada vial recolectado se reporta el número de vial, el volumen total de fluidos, volumen de agua y de aceite que contiene. Luego, se calcula el volumen total acumulado de fluidos producidos en los viales, sumando la cantidad total producida en cada vial.

Se calcula el volumen total acumulado de agua producida en los viales, sumando la cantidad de agua producida en cada vial. Se calcula el volumen total acumulado de aceite producido en los viales, sumando la cantidad de aceite producido en cada vial. Se Calcula el tiempo transcurrido al final de cada vial, que se hace dividiendo el volumen total acumulado entre el gasto.

Se calcula el volumen de aceite inyectado al tapón (*Voiny*) con la suma del volumen de agua producida de cada vial. Se calcula la saturación de aceite inicial, mediante la siguiente fórmula, la cual es el volumen de aceite inyectado, entre volumen poroso:

$$S_o = \frac{V_{oiny}}{V_{poroso}}$$

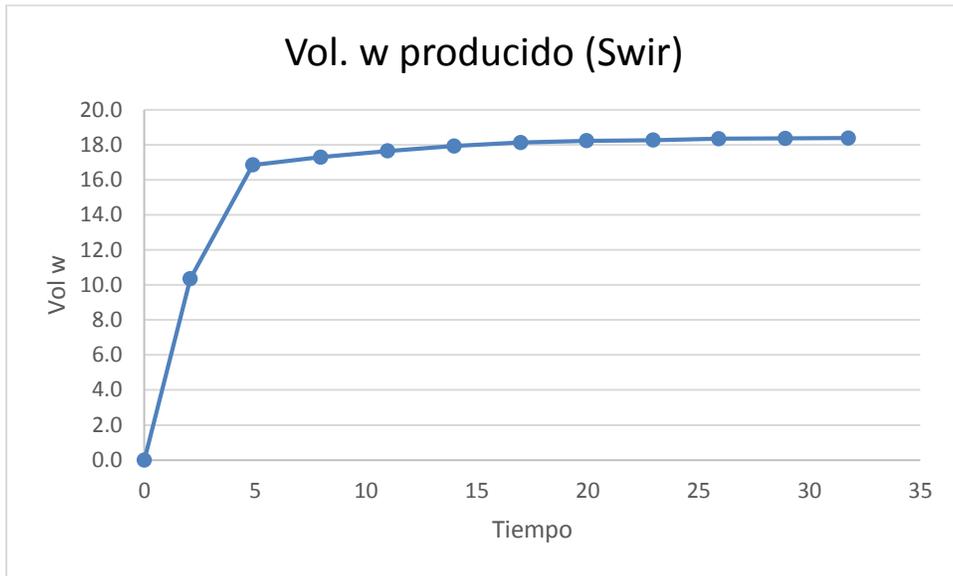
Se calcula la saturación de agua irreductible (*Swirr*) con la siguiente fórmula:

$$Swirr = 1 - S_o$$

Se calcula el volumen de agua en el medio poroso (*Vwmp*) con la siguiente ecuación, “saturación de agua irreductible (*Swirr*) por volumen poroso”:

$$Vwmp = Swirr * V_{poroso}$$

Como último paso, se grafica el volumen de agua producido contra el tiempo, tal como se muestra en la gráfica 10.2.

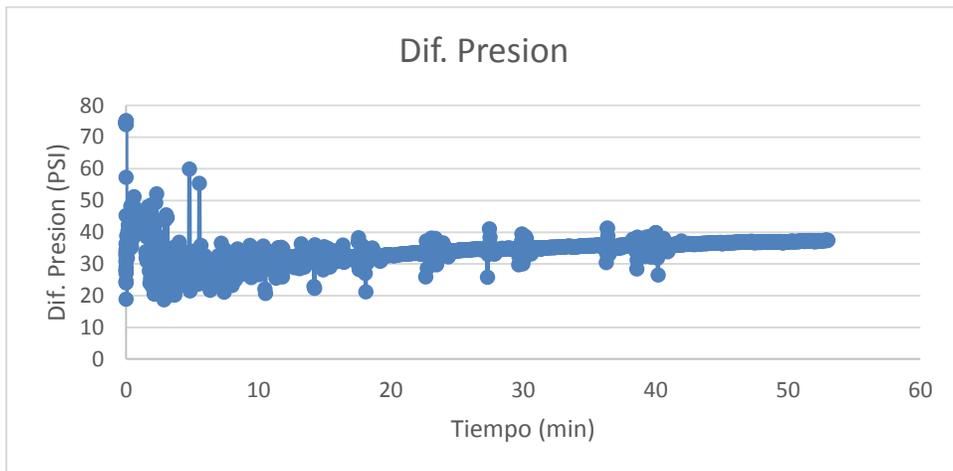


Gráfica 10. 2. Volumen de agua producido por la inyección de aceite para llevar al núcleo a Swirr.

Anexo 4: Cálculo de Sor

Para el cálculo de la saturación de aceite residual, se utiliza el archivo de datos que se grabó durante la prueba de *Sor* con el software “Permeabilidad UNAM” (desarrollado en la USIP). El objetivo de este punto, es el de obtener las saturaciones de aceite irreducible con el desplazamiento de agua, así como el factor de recuperación de aceite con respecto al del volumen original de aceite inicial (*Sor*) calculado en *Swir*.

Como paso inicial, se grafica la presión diferencial contra tiempo, ambos datos son directamente tomados del archivo de texto tal y como se muestra en la siguiente gráfica:



Gráfica 10. 3. Diferencial de presión en el núcleo por el desplazamiento de agua del campo Poza Rica, para simular un proceso de recuperación secundaria y dejar a condiciones de *Sor*.

Posteriormente se llena la tabla 10.4 con los datos de los viales recolectados del paso 5, desplazamiento con agua, para llegar a Sor.

Q (ml/min)	Vial	Total	Vol water	Vol oil	W v+o	W v	W o	Vol oil	Vol o acum	VP	FR	Vol t acom	Tiempo (min)
5	0	4.45	0.1	4.4	-	-	-	0	0	0	0	0	0
5	1	5.40	0.04	5.36	-	-	-	5.36	5.36	0.17	0.29	5.40	1
5	2	5.60	2.55	3.05	-	-	-	3.05	8.41	0.35	0.46	11.00	2
5	3	5.60	4.40	1.20	-	-	-	1.20	9.61	0.53	0.52	16.60	3
5	4	5.50	4.75	0.75	-	-	-	0.75	10.36	0.71	0.56	22.10	4
5	5	5.40	5.00	0.40	-	-	-	0.40	10.76	0.88	0.59	27.50	5
5	6	5.50	5.10	0.40	-	-	-	0.40	11.16	1.06	0.61	33.00	6
5	7	5.40	5.31	tr	13.7921	13.7151	0.077	0.09	11.25	1.23	0.61	38.40	7
5	8	5.20	5.10	tr	13.2512	13.1624	0.0888	0.10	11.35	1.40	0.62	43.60	8
5	9	5.50	5.41	tr	14.2474	14.1697	0.0777	0.09	11.44	1.57	0.62	49.10	9
5	10	5.50	5.40	tr	13.8441	13.7540	0.0901	0.10	11.54	1.75	0.63	54.60	10
5	11	10.30	10.16	tr	13.3287	13.2036	0.1251	0.14	11.69	2.08	0.64	64.90	12
5	12	10.40	10.28	tr	14.2923	14.1869	0.1054	0.12	11.81	2.41	0.64	75.30	14
5	13	10.30	10.19	tr	13.2928	13.1933	0.0995	0.11	11.92	2.74	0.65	85.60	16
5	14	10.55	10.47	tr	13.7183	13.649	0.0693	0.08	12.00	3.08	0.65	96.15	18
5	15	15.4	15.32	tr	13.8149	13.7416	0.0733	0.08	12.09	3.57	0.66	111.55	21
5	16	15.4	15.30	tr	13.7517	13.6608	0.0909	0.10	12.19	4.06	0.66	126.95	24
5	17	15.1	15.04	tr	14.2481	14.1935	0.0546	0.06	12.25	4.55	0.67	142.05	27
5	18	15.4	15.31	tr	13.7789	13.7027	0.0762	0.09	12.34	5.04	0.67	157.45	30
5	19	15.3	15.21	tr	13.2382	13.1589	0.0793	0.09	12.43	5.53	0.68	172.75	33
5	20	15.3	15.25	0.02	14.2136	14.1737	0.0399	0.05	12.48	6.02	0.68	188.05	36
5	21	15.4	15.36	tr	13.7313	13.6964	0.0349	0.04	12.52	6.51	0.68	203.45	39
5	22	15.3	15.23	tr	13.7048	13.6424	0.0624	0.07	12.59	7.00	0.68	218.75	42
5	23	15.3	15.29	0.01	-	-	-	0.01	12.60	7.49	0.69	234.05	45
5	24	15.2	15.192	0.008	-	-	-	0.008	12.61	7.98	0.69	249.25	48
5	25	15.3	15.3	0	-	-	-	0	12.61	8.47	0.69	264.55	51
5	26	8.6	8.6	0	-	-	-	0	12.61	8.74	0.69	273.15	52.6
	Total	273.15	260.54	12.61				12.61					

Densidad oil	0.87	
Vomp	18.39	Volumen de aceite en el medio poroso Swirr
Vop	12.61	Volumen de aceite producido
Vot	5.78	volumen de aceite en el núcleo
%Fr	69%	Factor de recuperación
Sor	19%	

Tabla 10. 4. Resultados del desplazamiento de agua de inyección del campo Poza Rica para simular un proceso de recuperación secundaria.

En la tabla 10.4, se pone directamente el gasto que se utilizó en la primera columna. Posteriormente de cada vial recolectado, se reporta el número de vial, el volumen total de fluidos, así como el volumen de agua y de aceite que contiene.

Para los viales que tienen trazas de aceite, es decir que sólo son manchas de aceite que no cubren todo el espacio, se calcula con pesos, que se hace sacando el agua que tiene el vial dejado embarrado en las paredes el aceite. Posteriormente el vial se pesa con aceite y se registra en la tabla. En la siguiente columna, se registra el peso del vial completamente limpio; y en la siguiente, se hace la resta para calcular el peso del aceite. El volumen del aceite por traza se calcula con la fórmula de la densidad, despejando el volumen:

$$V_o = \frac{W_o}{\rho_o}$$

En donde W_o es el peso del aceite y ρ_o es la densidad del aceite.

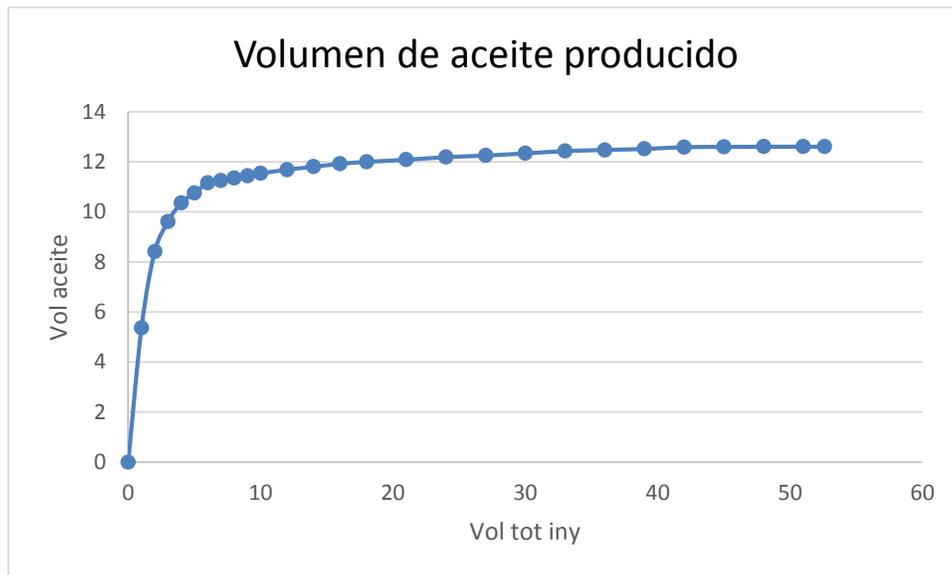
En la tabla 10.4 se llena la siguiente columna con el volumen de aceite de cada vial, no importando si es traza o volumen medido de forma visual del vial. El volumen acumulado de aceite se calcula sumando lo producido en cada vial. El volumen poroso inyectado (VP) se calcula con la siguiente fórmula:

$$VP = \frac{Vol\ inyectado\ total}{Volumen\ poroso}$$

El factor de recuperación de aceite con el desplazamiento de agua (FR) se calcula con la siguiente fórmula:

$$FR = \frac{Volumen\ de\ aceite\ recuperado\ acumulado}{Volumen\ de\ aceite\ en\ el\ medio\ poroso\ Swir\ (Vomp)}$$

El volumen total acumulado de los viales se calcula sumando el total producido de agua y aceite en cada vial ($Vol\ t\ acom$). Se calcula el tiempo transcurrido al final de cada vial, dividiendo el volumen total acumulado, entre el gasto. Finalmente, se grafica el volumen de aceite producido (VP) contra el tiempo como se muestra en la gráfica 10.4:



Gráfica 10. 4. Volumen de aceite producido por el desplazamiento de agua, para dejar a condiciones de Sor.

Anexo 5: Cálculo de permeabilidad relativa (Jones & Roszelle)

El cálculo de permeabilidad relativa agua-aceite que a continuación se presenta, fue tomado del artículo “*Graphical techniques for determining relative permeability from displacement experiments*”, de S.C. Jones y W.O. Roszelle (1978) ^[17].

La técnica presentada en el artículo, es una forma fácil de calcular la permeabilidad relativa indirectamente por medio de una prueba de desplazamiento, con el cálculo del flujo fraccional, así como de las curvas de saturación en varios puntos del desplazamiento. Esta técnica ignora efectos de gravedad y de presión capilar, además de que se limita a desplazar a un gasto y presión constante.

Los datos previos que se necesitan son:

- Porosidad (Φ)
- Volumen poroso (V_p)
- Gasto (Q)
- Permeabilidad absoluta (K_a)
- Viscosidad (agua y aceite) (μ)
- Saturación de agua irreductible (S_{wirr})

Considerando que tenemos nuestro tapón de roca a condiciones de saturación de agua irreductible (S_{wirr}), se desplaza agua en el medio poroso (Ver “*desplazamiento de aceite con agua*” [Metodología]) y de esta prueba obtenemos los siguientes datos a distintos tiempos:

- Volumen de agua inyectada (W_i)

- Volumen de aceite producido (Np)
- Diferencial de presión (DP)

A partir de estos valores se hacen una serie de cálculos:

Calcular los volúmenes porosos inyectados (Q_i) para cada punto.

$$Q_i = \frac{W_i}{V_p}$$

Calcular la saturación de agua (S_w) a distintos tiempos.

$$S_w = S_{wi} + Np/V_p$$

Calcular la Viscosidad efectiva (λ^{-1}) por el cambio de viscosidad por el movimiento de los fluidos comparando $\Delta p/q$ y $\Delta p_b/q_b$ que sería la diferencia de presión a un gasto entre la presión, contra la diferencia de presión entre un gasto en una simple fase de líquido.

$$\lambda^{-1} = \mu_b \frac{\Delta p}{q} / \frac{\Delta p_b}{q_b}$$

En donde $\Delta p_b/q_b$ se obtiene de la determinación de permeabilidad absoluta a un fluido con ley de Darcy.

$$\frac{\Delta p_b}{q_b} = \frac{L\mu_b}{Ak}$$

Calcular la viscosidad efectiva a la salida del núcleo (λ_2^{-1}).

$$\lambda_2^{-1} = \lambda^{-1} - Q_i \frac{d\lambda^{-1}}{dQ_i}$$

Calcular la saturación de agua a la salida del núcleo (S_{w_2}) por medio del método grafico que se encarga de sacar una derivada de la S_w para obtener un punto de saturación.

$$S_{w_2} = S_w - Q_i \frac{dS_w}{dQ_i}$$

Calcular el flujo fraccional del aceite (f_{o_2}) que es igual a la pendiente de la tangente de la curva de S_w (método gráfico).

$$f_{o_2} = (S_w - S_{w_2})/Q_i$$

Calcular el flujo fraccional de agua (f_{w_2}) que será el reciproco del flujo fraccional de aceite.

$$f_{w_2} = 1 - f_{o_2}$$

Con los cálculos anteriores, finalmente se calcula la permeabilidad relativa al aceite y la permeabilidad relativa al agua, con las siguientes ecuaciones:

$$k_{rw} = \mu_w f w_2 / \lambda_2^{-1}$$

$$k_{ro} = \mu_o f o_2 / \lambda_2^{-1}$$

En mi caso de estudio de la roca M297. Los datos que se tenían desde un inicio del cálculo se muestran en la tabla 10.5:

Datos		
Vp	31.24	ml
Swi	0.4113	%
Q	300	ml/hr
K	104.33	mD
Φ	39.15	%
μ _o	2.84	cp
μ _w	0.37	cp

Tabla 10. 5. Datos necesarios para el cálculo de la curva de permeabilidad relativa por el método de Jones & Roszelle.

Para el cálculo de $\Delta p_b / Q_b$ se hizo lo siguiente de la determinación de permeabilidad absoluta con agua.

De la ecuación de *Darcy* tenemos:

$$K = \frac{\mu_b L Q_b}{A \Delta p_b}$$

Despejando obtenemos:

$$\frac{\Delta p_b}{Q_b} = \frac{\mu_b L}{AK}$$

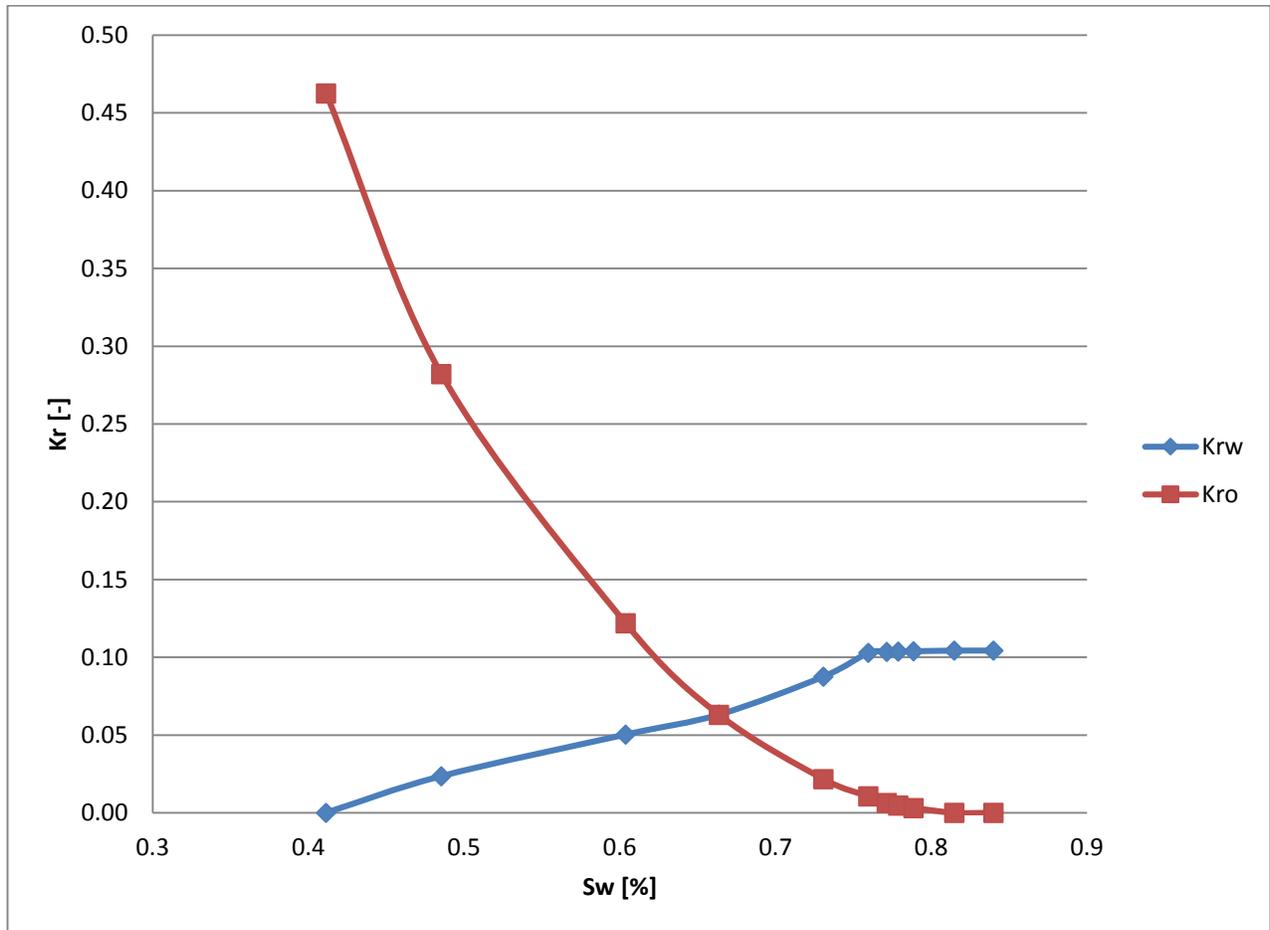
El resultado se muestra en la tabla 10.6. Posteriormente se calcula lo anterior mencionado por el método gráfico *Jones and Roszelle* tal y como se muestra en la tabla 10.6.

No. Datos	Wi	Np	DP	Qi	Sw avg	Dp/Q	Dpb/Qb	$\lambda^{-1} \text{ avg}$	$D\lambda/DQ_i$	$\lambda^{-1} \text{ avg}^2$	1/Qi	Dswavg/Dqi	Sw2	fo2	fw2	Krw	Kro
	ml	ml	psi	-	%	(psiml/hr)	(psi/ml/hr)	cp	cp	cp	-	%	%				
1	0	0	45.0	0.000	0.411	0.150	0.00904	6.139	0.00	6.14	-	-	0.4113	1.00	0.00	0.000	0.463
2	5	5.360	40.0	0.160	0.583	0.133	0.00904	5.457	-4.26	6.14	6.248	1.07	0.4113	1.00	0.00	0.000	0.463
3	10	8.410	35.0	0.320	0.681	0.117	0.00904	4.775	-4.26	6.14	3.124	0.61	0.4852	0.61	0.39	0.024	0.282
4	15	9.610	32.0	0.480	0.719	0.107	0.00904	4.366	-2.56	5.59	2.083	0.24	0.6037	0.24	0.76	0.050	0.122
5	25	10.760	28.0	0.800	0.756	0.093	0.00904	3.820	-1.70	5.18	1.250	0.12	0.6637	0.12	0.89	0.063	0.063
6	50	11.543	26.0	1.601	0.781	0.087	0.00904	3.547	-0.34	4.09	0.625	0.03	0.7307	0.03	0.97	0.088	0.022
7	70	11.808	26.0	2.241	0.789	0.087	0.00904	3.547	0.00	3.55	0.446	0.01	0.7596	0.01	0.99	0.103	0.011
8	105	12.087	26.0	3.361	0.798	0.087	0.00904	3.547	0.00	3.55	0.298	0.01	0.7715	0.01	0.99	0.103	0.006
9	165	12.433	26.0	5.282	0.809	0.087	0.00904	3.547	0.00	3.55	0.189	0.01	0.7788	0.01	0.99	0.104	0.005
10	210	12.608	26.0	6.722	0.815	0.087	0.00904	3.547	0.00	3.55	0.149	0.00	0.7886	0.00	1.00	0.104	0.003
11	263	12.608	26.0	8.419	0.815	0.087	0.00904	3.547	0.00	3.55	0.119	0.00	0.8149	0.00	1.00	0.104	0.000
Infinito	1000000	12.608	26.0	32010.243	0.840	0.087	0.00904	3.547	0.00	3.55	0.000	0.00	0.8400	0.00	1.00	0.104	0.000

Datos		
L	7	cm
D	1.5	ln
μ_w	0.375	cp
A	11.4	cm2
Q	0.08	ml/seg
K	0.10433	D
DP_b/Q_b	2.20706564	atm/(cm/seg)
DP_b/Q_b	0.00901218	psi/(ml/hr)

Tabla 10. 6 Resultados del cálculo de la permeabilidad relativa por medio del método de Jones & Roszelle.

Graficando las curvas de k_{ro} y k_{rw} con respecto de la Sw_2 tenemos nuestra curva de permeabilidad relativa.



Gráfica 10. 5. Curva de permeabilidad relativa w-o, obtenida por el método de Jones & Roszelle.

Teniendo la curva de Kr calculada por el método gráfico, le hace un ajuste con los parámetros de Corey, en donde tenemos que calcular una Sw promedio con la siguiente fórmula:

$$Sw_p = \frac{Sw - Sw_i}{1 - Sor_w - Sw_i}$$

Con esta saturación obtenida, calculamos la permeabilidad relativa para cada punto de la Sw_p con estas fórmulas:

$$Krw = Krw_{MAX} S^{ewd}$$

$$Kro = Krow_{MAX} (1 - S)^{eod}$$

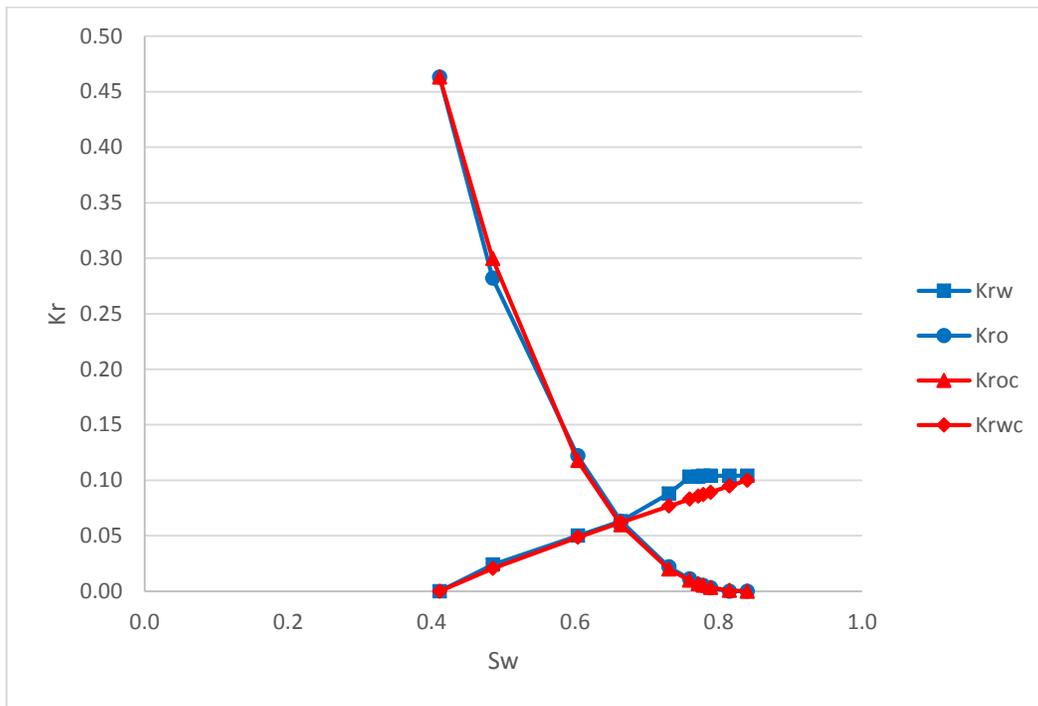
En donde ewd y eod son los exponentes de Corey que se van variando hasta ajustar a la curva de Kr obtenida experimentalmente con el método gráfico.

El ajuste se muestra en la gráfica 10.6 así como los cálculos en la tabla 10.7.

Parametros de Corey					
ewD	0.9				
eoD	2.3				
Swi	0.41				
Sorw	0.16				
KrwMAX	0.1				
KrowMAX	0.463				

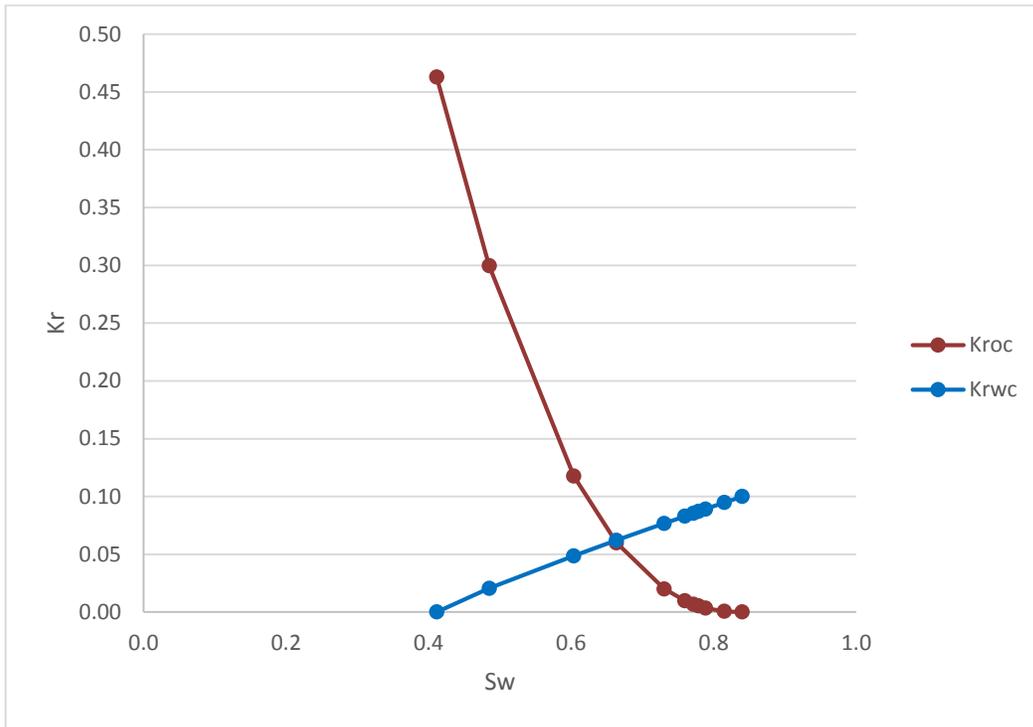
Sw exp	Krw exp	Kro exp	Swp	Krw	Kro
0.4113	0	0.463	0.000	0.000000	0.4630
0.4852	0.024	0.282	0.172	0.020551	0.2996
0.6037	0.05	0.122	0.449	0.048624	0.1177
0.6637	0.063	0.063	0.589	0.062079	0.0600
0.7307	0.088	0.022	0.745	0.076730	0.0200
0.7596	0.103	0.011	0.812	0.082951	0.0099
0.7715	0.103	0.006	0.840	0.085497	0.0068
0.7788	0.104	0.005	0.857	0.087055	0.0053
0.7886	0.104	0.003	0.880	0.089142	0.0035
0.8149	0.104	0	0.941	0.094715	0.0007
0.84	0.104	0	1.000	0.100000	0.0000

Tabla 10. 7 Resultados del ajuste de Corey para la curva de permeabilidad relativa w-o.



Gráfica 10. 6. Curvas de permeabilidad relativa w-o, la azul obtenida experimentalmente y la roja por el ajuste de Corey.

Los parámetros utilizados para el ajuste son los que se muestran en la tabla 10.7, y en la gráfica 10.6 se puede ver cómo ajusta perfectamente, mientras que en la gráfica 10.7 se muestran la curva final de K_r ajustada con Corey.

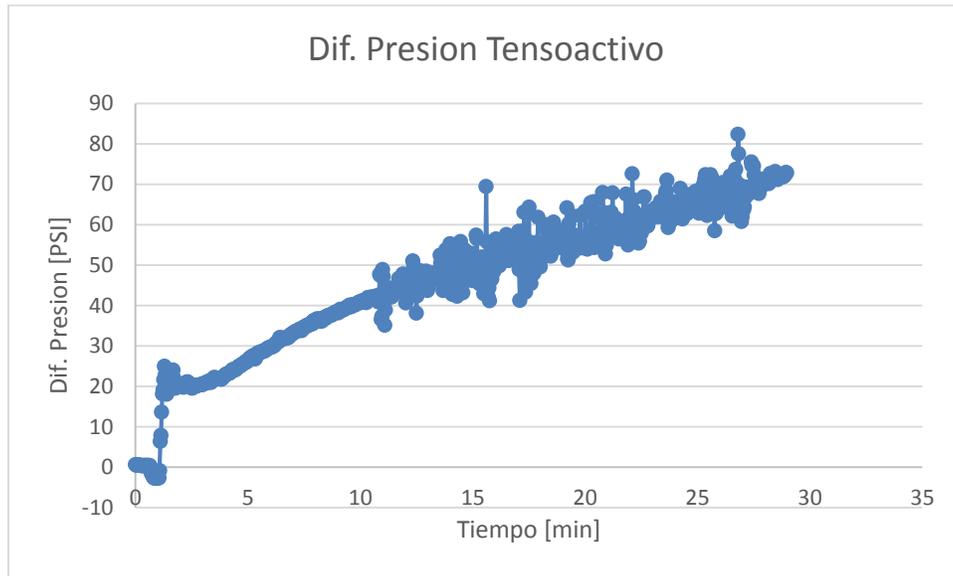


Gráfica 10. 7 Curva de permeabilidad relativa w-o, ajustada por Corey, a partir de los datos originales.

Anexo 6: Cálculo del factor de recuperación con tensoactivo.

Para el cálculo del factor de recuperación de aceite con desplazamiento de tensoactivo, se utiliza el archivo de datos que se grabó durante la prueba de desplazamiento con tensoactivo y con el software "Permeabilidad UNAM". El objetivo de este punto es obtener las saturaciones de aceite recuperadas con el desplazamiento de tensoactivo con respecto al volumen original de aceite inicial (S_{or}) calculado en Sw_{irr} .

Se grafica la presión diferencial contra tiempo; los dos datos son directos del archivo de texto, tal y como se muestra en la gráfica 10.8.



Gráfica 10. 8. Diferencial de presión en la roca por la inyección de tensoactivo.

Posteriormente, se llena la siguiente tabla con los datos de los viales recolectados del paso 5 de desplazamiento con tensoactivo.

Vial	Total	Vol water	Vol oil	Vo acum	FR	VP
0	0.00	0.00	0.00	0.00	0%	0.0000
1	15.00	14.60	0.40	0.4000	2%	0.4802
2	15.00	15.00	0.00	0.4000	2%	0.9603
3	14.90	14.90	0.00	0.4000	2%	1.4373
4	14.90	14.60	0.30	0.7000	4%	1.9142
5	14.80	14.50	0.30	1.0000	5%	2.3880
6	14.80	14.40	0.40	1.4000	8%	2.8617
7	15.1	14.7	0.4	1.8000	10%	3.3451
8	14.9	14.4	0.5	2.3000	13%	3.8220
9	16.8	16.4	0.4	2.7000	15%	4.3598
10	10	9.97	0.03	2.7300	15%	4.6799

Vol. Poroso	31.24	ml
So	18.39	ml

FR	0.1485
	14.8450
	%

Tabla 10. 8. Resultados de la inyección de tensoactivo, para simular un proceso de recuperación terciaria.

La tabla 10.8 se llena comenzando por el número de vial, el total de fluido producido en cada uno, el volumen de agua, el volumen de aceite producido y por último se calcula el volumen de aceite acumulado en los viales.

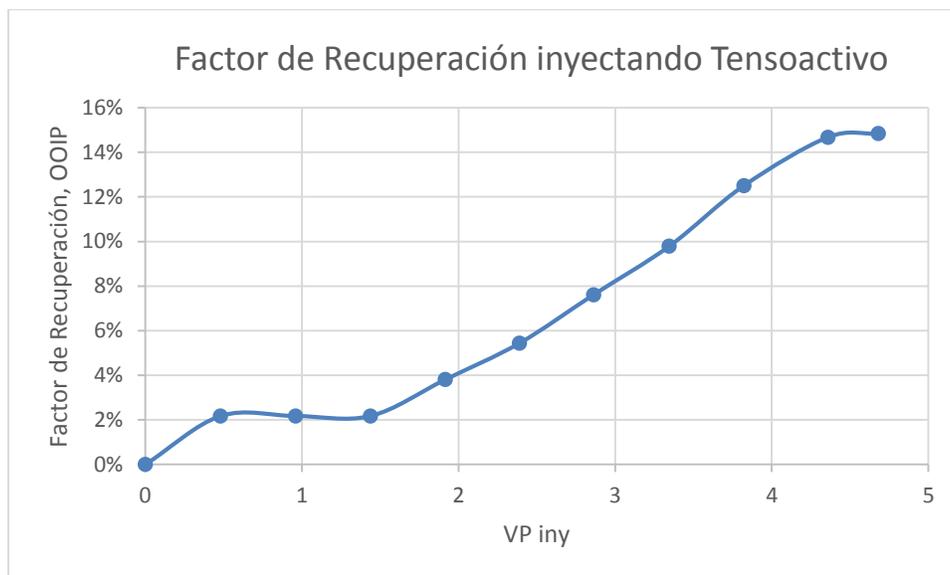
Se calcula el factor de recuperación de aceite con el desplazamiento de tensoactivo (FR) con la siguiente fórmula:

$$FR = \frac{\text{Volumen de aceite recuperado acumulado}}{\text{Volumen de aceite en el medio poroso Swir (Vomp)}}$$

Se calcula el volumen poroso inyectado (VP) con la fórmula siguiente:

$$VP = \frac{\text{Vol inyectado total}}{\text{Volumen poroso}}$$

Se grafica el factor de recuperación de aceite contra el volumen poroso inyectado (Gráfica 10.9).

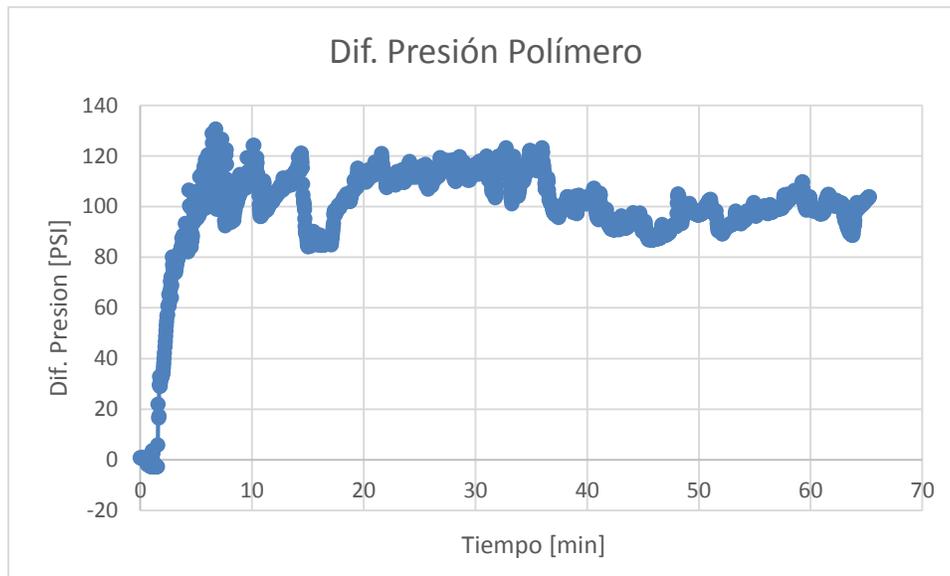


Gráfica 10. 9. Factor de recuperación por la inyección de tensoactivo, simulando un proceso de recuperación terciaria.

Anexo 7: Cálculo del factor de recuperación con polímero

Para el cálculo del factor de recuperación de aceite con desplazamiento de polímero, se utiliza el archivo de datos que se grabó durante la prueba de desplazamiento con polímero y con el software “Permeabilidad UNAM”. El objetivo de este punto es el de obtener las saturaciones de aceite recuperadas con el desplazamiento de polímero con respecto del volumen original de aceite inicial (S_{or}) calculado en Swirr.

Se grafica la presión diferencial contra tiempo. Ambos datos se obtienen directos del archivo de texto, como se muestra en la gráfica 10.10.



Gráfica 10. 10. Diferencial de presión en la roca por la inyección de polímero.

Posteriormente, se llena la tabla 10.9 con los datos de los viales recolectados del paso 5 de desplazamiento con polímero:

Vial	Total	Vol water	Vol oil	W v+o	W v	W o	Vol oil	Vo acum	FR	VP
0	0	0	0	-	-	-	0	0	0.00%	0.00
1	15.00	14.50	0.50	-	-	-	0.50	0.50	2.72%	0.48
2	14.90	14.30	0.60	-	-	-	0.60	1.10	5.98%	0.96
3	14.80	14.80	tr	13.752	13.6762	0.0758	0.09	1.19	6.45%	1.43
4	14.90	14.80	tr	13.3193	13.2051	0.1142	0.13	1.32	7.16%	1.91
5	14.90	14.50	tr	13.8548	13.7257	0.1291	0.15	1.46	7.96%	2.38
6	15.00	14.40	tr	13.4598	13.3149	0.1449	0.16	1.63	8.85%	2.86
7	15.10	14.7	tr	13.7775	13.5905	0.187	0.21	1.84	10.01%	3.35
8	15.00	14.4	tr	13.7789	13.6964	0.0825	0.09	1.93	10.52%	3.83
9	14.90	14.3	0.6	-	-	-	0.60	2.53	13.78%	4.31
10	2.50	2.43	tr	13.7445	13.6864	0.0581	0.07	2.60	14.14%	4.39

Vol. Poroso	31.24	ml
So	18.390	ml
γo	0.879	

FR	0.1414	
	14.1434	%

Tabla 10. 9. Resultados de la inyección de polímero, para simular un proceso de recuperación terciaria después de tensoactivo.

La tabla 10.9 se llena comenzando por el número de vial, el total de fluido producido en cada uno, el volumen de agua, el volumen de aceite producido y por último se calcula el volumen de aceite acumulado en los viales.

Para los viales que tienen trazas de aceite, es decir, que sólo son manchas de aceite que no cubren todo el espacio, se calcula con pesos. Esto se hace sacando el agua que tiene el vial dejado embarrado en las paredes el aceite, posteriormente se pesa el vial con aceite y se registra en la tabla.

En la siguiente columna se registra el peso del vial completamente limpio, y en la siguiente se hace la resta para calcular el peso del aceite.

El volumen del aceite por traza se calcula con la fórmula de la densidad, despejando el volumen:

$$V_o = \frac{W_o}{\rho_o}$$

En donde W_o es el peso del aceite y ρ_o es la densidad del aceite.

En la tabla se llena la siguiente columna con el volumen de aceite de cada vial, no importando si es traza o volumen obtenido de forma visual del vial.

Se calcula el volumen acumulado de aceite, sumando lo producido en cada vial.

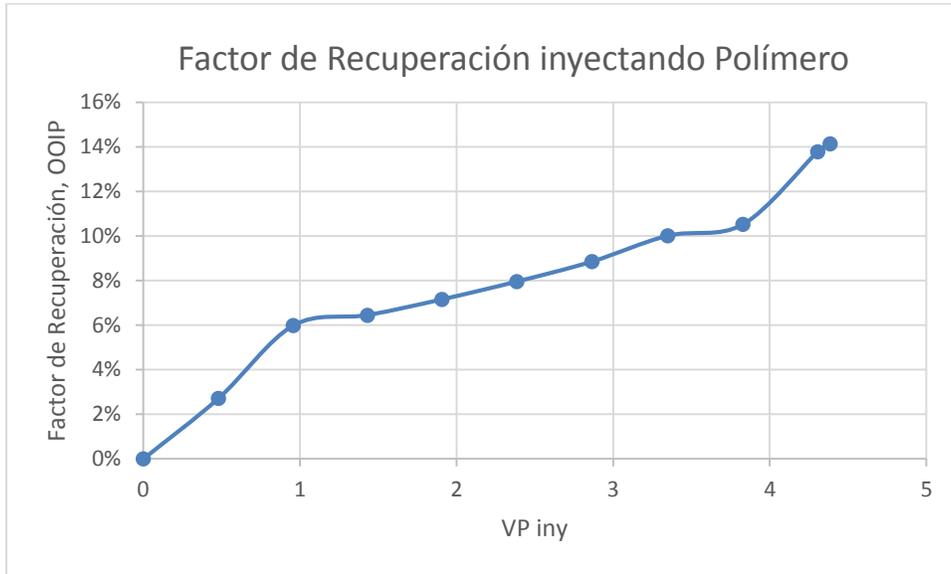
Se calcula el factor de recuperación de aceite, con el desplazamiento de tensoactivo (FR) mediante la siguiente fórmula:

$$FR = \frac{\text{Volumen de aceite recuperado acumulado}}{\text{Volumen de aceite en el medio poroso Swir (Vomp)}}$$

Se calcula el volumen poroso inyectado (VP) mediante la fórmula siguiente:

$$VP = \frac{\text{Vol inyectado total}}{\text{Volumen poroso}}$$

Finalmente, se grafica el factor de recuperación de aceite contra el volumen poroso inyectado (gráfica 10.11).



Gráfica 10. 11. Factor de recuperación de aceite por la inyección de polímero después de tensoactivo, simulando un proceso de recuperación terciaria.