

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL COMAHUE

FACULTAD DE INGENIERÍA

DEPARTAMENTO DE GEOLOGÍA Y PETRÓLEO



“Medición de retención de polímero de alto peso molecular en muestras de areniscas: berea, sandpack, usando trazadores químicos: Tritio, 2-FBOH y Variación de salinidad; con salmuera de 20 g/l”

Autores: Malisani, Nicolás Agustín

Jara, Leandro Agustín

Director: Mg. Sergio A. Abrigo

Co-Directora: Dra. Paola Esteves

Agradecimientos

Nicolás Malisani:

Agradezco a Dios por darme la guía y el apoyo para superar los desafíos de este camino. Sin Su presencia, este logro no habría sido posible.

A mis padres, Marcelo y Nely, por el apoyo constante en todas mis decisiones y por haber estado a mi lado durante todos estos años. Su paciencia, sacrificio y confianza en mí han sido fundamentales para llegar hasta aquí. No tengo palabras suficientes para expresar mi gratitud hacia ustedes.

A Ari, por haber sido un gran apoyo durante gran parte de mi carrera. Su compañía y confianza en mí fue clave en momentos cruciales de este arduo proceso. Agradezco profundamente su ayuda, su motivación y su constante respaldo, que me inspiraron a dar lo mejor de mí y a alcanzar este importante logro en mi vida.

A nuestro tutor de tesis, Mg. Sergio Abrigo, por su predisposición y visión. Esta tesis no podría haber sido posible sin su apoyo y tiempo. Gracias por guiarnos y ayudarnos a despejar todas las dudas.

A Esteban González, por su dedicación siempre hacia los alumnos. Su compromiso y conocimiento han sido inspiradores y fundamentales en mi formación académica.

A mis abuelos, familiares y amigos, gracias por haberme apoyado siempre.

A la Universidad Nacional del Comahue, por formar tantos profesionales con calidad y brindar una educación de excelencia. Estoy orgulloso de ser parte de esta institución y agradecido por todo lo aprendido. No tengo dudas de que este es el gran primer paso en todo lo que el futuro me depara.

A todos ustedes, mi más profundo agradecimiento.

Agustín Jara:

Primero y, ante todo, agradezco a Dios, quien me ha dado la fortaleza y sabiduría para superar cada obstáculo en este camino. Sin Su guía y bendición, esta etapa no habría sido posible.

A mis padres, Alma y Abel, por su amor y sacrificios constantes, que me han permitido crecer y perseguir mis metas. Ellos son mi inspiración y ejemplo de esfuerzo y dedicación, y por eso les debo mucho más de lo que puedo expresar en palabras. Esto es pura y únicamente para ustedes.

Especialmente a mi novia, Zahira, quien ha estado a mi lado en las noches de estudio con su amor y apoyo inagotables, siempre creyendo en mí. Su presencia ha sido mi refugio y mi impulso en los días más difíciles.

A mis hermanos, Brisa, Cristian y Soraya, quienes han sido un apoyo incondicional en cada momento. Su compañía y presencia han sido esenciales para mantenerme firme en cada desafío.

A mis amigos, con quienes he compartido risas, experiencias y aprendizajes. Nuestro grupo de estudio facilitó enormemente este proceso.

A nuestro tutor, Sergio Abrigo, por su disposición y guía, que hizo esta tarea mucho más agradable.

Y finalmente, a nuestra Universidad del Comahue y a todos los docentes comprometidos de la institución, quienes nos transmitieron sus conocimientos y experiencias, demostrando dedicación y profesionalismo en cada clase. A través de su vocación y esfuerzo, nos inspiraron a ser mejores y a enfrentar con pasión los desafíos que tenemos por delante. Gracias por haber sido parte fundamental de nuestra formación académica y personal.

A todos ustedes, mi más profundo agradecimiento.

Resumen

Este trabajo se realizó con el objetivo de cuantificar la retención de polímero de alto peso molecular en medios porosos (MP), específicamente en muestras de Berea y Sandpack. Además, se buscó caracterizar la aplicación de trazadores químicos alternativos al Tritio (HTO) comúnmente utilizado en ensayos de laboratorio.

La retención de polímeros en el MP puede causar problemas técnicos y económicos, ya que parte del polímero inyectado no alcanza su destino debido al entrapamiento en los canales del MP y la adsorción en el mismo. Para abordar esta cuestión, se utilizó el polímero lineal FLOPAAM FP3630s, con un peso molecular de 18 MMDalton, y se evaluó el uso de un trazador salino y del trazador particionable 2-FBOH, en comparación con el trazador Tritio (HTO). Las muestras ensayadas incluyeron Berea y Sandpack, con permeabilidades del orden de 100 mD y 40 Darcy, respectivamente. Las muestras fueron saturadas con salmuera de salinidad 18 g/l.

Se realizaron experimentos en el laboratorio de petrofísica de la Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional del Comahue, La metodología incluyó la inyección de salmuera de salinidad 20 g/l, tritiada y aditivada con 2-FBOH, seguida de la inyección de una salmuera de salinidad de 18 g/l, para obtener curvas de variación de concentración de los trazadores. Se midió la salinidad con un equipo conductímetro, la concentración de tritio con un equipo de centelleo y la concentración de 2-FBOH con un espectrofotómetro UV-Vis.

El análisis de los resultados permitió determinar el volumen poral de las muestras y calcular la cantidad de polímero retenido. Este estudio busca, además, optimizar futuros ensayos de laboratorio y proporcionar una alternativa viable al uso de trazadores radiactivos en la caracterización de medios porosos.

PALABRAS CLAVES: RETENCIÓN DE POLÍMEROS, TRAZADORES QUÍMICOS, TRAZADOR 2-FBOH, TRITIO (HTO), BEREА, SANDPACK, FLOPAAM FP3630S, ADSORCIÓN, VOLUMEN PORAL, ALTERNATIVAS A TRAZADORES RADIATIVOS.

Abstract

This study was conducted with the objective of quantifying the retention of high molecular weight polymer in porous media (PM), specifically in sandstone samples such as Berea and Sandpack. Additionally, it aimed to characterize the application of alternative chemical tracers to Tritium (HTO), which is commonly used in laboratory tests.

Polymer retention in PM can cause technical and economic issues, as a portion of the injected polymer fails to reach its destination due to entrapment in the channels of the PM and adsorption within the porous medium. To address this issue, the linear polymer FLOPAAM FP3630s, with a molecular weight of 18 MMDalton, was used. The study evaluated the use of a saline tracer and the partitionable tracer 2-FBOH, in comparison to the Tritium (HTO) tracer. The tested samples included Berea and Sandpack sandstones, with permeabilities of approximately 100 mD and 40 Darcy, respectively. The samples were saturated with brine at a salinity of 18 g/L.

Experiments were carried out in the petrophysics laboratory of the Faculty of Engineering at the National University of Comahue. The methodology included the injection of brine with a salinity of 20 g/L, enriched with tritium and 2-FBOH, followed by the injection of brine with a salinity of 18 g/L, to obtain concentration variation curves for the tracers. Salinity was measured using a conductivity meter, tritium concentration with a scintillation counter, and 2-FBOH concentration with a UV-Vis spectrophotometer.

The analysis of the results allowed for the determination of the pore volume of the samples and the calculation of the amount of retained polymer. This study also seeks to optimize future laboratory tests and provide a viable alternative to the use of radioactive tracers in the characterization of porous media.

KEYWORDS: POLYMER RETENTION, CHEMICAL TRACERS, TRACER 2-FBOH, TRITIUM (HTO), BEREA, SANDPACK, FLOPAAM FP3630S, PORE VOLUME, ALTERNATIVE TO RADIOACTIVE TRACERS.

Contenido

1	CONCEPTOS BÁSICOS.....	9
1.1	POROSIDAD	10
1.1.1	POROSIDAD ABSOLUTA.....	10
1.1.2	POROSIDAD EFECTIVA.....	10
1.1.3	POROSIDAD PRIMARIA.....	11
1.1.4	POROSIDAD SECUNDARIA.....	11
1.1.5	FACTORES PRINCIPALES QUE AFECTAN LA POROSIDAD	12
1.2	PERMEABILIDAD	15
1.2.1	LEY DE DARCY	16
1.2.2	UNIDADES DE LA LEY DE DARCY	18
1.2.3	TIPOS DE PERMEABILIDADES	19
1.2.4	FACTORES QUE AFECTAN LA PERMEABILIDAD.....	19
1.3	MOJABILIDAD.....	19
1.4	TENSIÓN INTERFACIAL	20
1.5	PRESIÓN CAPILAR.....	20
1.6	INTERACCIÓN ROCA-FLUIDO	20
1.7	ESPECIFICACIONES DE LA ROCA EN ESTUDIO	22
1.8	PROPIEDADES DE LA LUZ	23
1.8.1	TRANSMITANCIA.....	23
1.8.2	ABSORBANCIA	24
1.8.3	MEDICIÓN DE TRANSMITANCIA Y ABSORBANCIA	24
1.8.4	LEY DE LAMBERT-BEER.....	25
1.8.5	EQUIPO UV-VIS.....	25
2	TRAZADORES.....	27
2.1	CARACTERÍSTICAS DEL TRITIO	27
2.1.1	MEDICIÓN DEL TRITIO	28
2.2	TRAZADOR 2-FBOH.....	29
2.2.1	MÉTODO DE MEDICIÓN.....	29
2.3	TRAZADOR SALMUERA.....	30
2.3.1	MÉTODO DE MEDICIÓN.....	31
2.4	VOLUMEN PORAL INYECTADO.....	31
3	POLÍMEROS.....	33
3.1	Introducción	33

3.2	Proceso de recuperación mejorada de petróleo (CEOR)	34
3.3	RETENCIÓN DE POLÍMERO	35
3.3.1	ADSORCIÓN	36
3.3.2	ATRAPAMIENTO MECÁNICO	37
3.3.3	RETENCIÓN HIDRODINÁMICA	37
3.3.4	VOLUMEN DE PORO INACCESIBLE	38
3.3.5	UNA COMBINACIÓN ENTRE ADSORCIÓN Y VOLUMEN DE PORO INACCESIBLE	38
3.4	MÉTODO DE CÁLCULO DE RETENCIÓN DE POLÍMERO	39
3.4.1	USO DE TRAZADOR	39
3.5	POLÍMERO FP-3630s	40
3.5.1	MEDICIÓN DE LA CONCENTRACIÓN DEL POLÍMERO 3630s EN SOLUCIÓN 41	41
4	METODOLOGÍA DE TRABAJO	43
4.1	API RP 63	43
4.2	LAVADO Y SECADO	43
4.3	MEDICIÓN DE VOLUMEN PORAL	45
4.4	PREPARACIÓN DE SALMUERA	47
4.4.1	PROCEDIMIENTO DE FILTRADO	49
4.5	SATURACIÓN DE LA MUESTRA	50
4.6	ENSAYOS DE LABORATORIO	50
4.6.1	MÉTODO ENSAYO EN SANDPACK	51
4.6.2	MÉTODO DE ENSAYO EN BEREAL	52
4.7	ADQUISICIÓN DE DATOS	53
5	CÁLCULOS	54
5.1	OBTENCIÓN DE GRÁFICOS	54
5.2	LIMPIEZA DE DATOS	54
5.3	EXTRAPOLACIÓN DE DATOS	55
5.4	CÁLCULOS DE ÁREA	57
6	ENSAYOS EN SANDPACK	58
6.1	CARACTERIZACIÓN DE TRAZADORES	58
6.1.1	TRAZADOR SALINO	58
6.1.2	TRAZADOR TRITIO	59
6.1.3	TRAZADOR 2FBOH	60
6.1.4	TRAZADORES	60
6.1.5	VOLUMEN PORAL A PARTIR DE LOS TRAZADORES	61

6.1.6	CONCLUSIONES.....	61
6.2	RETENCIÓN DE POLÍMERO Y VOLUMEN DE PORO INACCESIBLE.....	62
6.2.1	POLÍMERO 3630s.....	62
6.2.2	TRAZADORES Y POLIMERO.....	63
6.2.3	RETENCIÓN DE POLÍMERO.....	64
6.2.4	VOLUMEN DE PORO INACCESIBLE.....	64
6.2.5	CONCLUSIONES.....	64
7	ENSAYOS EN BERE A 9.....	66
7.1	CARACTERIZACIÓN DE TRAZADORES.....	66
7.1.1	TRAZADOR TRITIO.....	66
7.1.2	TRAZADOR 2-FBOH.....	67
7.1.3	TRAZADOR SALINO.....	68
7.1.4	TRAZADORES.....	68
7.1.4	VOLUMEN PORAL A PARTIR DE LOS TRAZADORES.....	69
7.1.5	CONCLUSIONES.....	69
7.2	RETENCIÓN DE POLÍMERO Y VOLUMEN DE PORO INACCESIBLE.....	70
7.2.1	POLÍMERO 3630s.....	70
7.2.2	TRAZADORES Y POLIMERO.....	71
7.2.3	RESULTADOS DE RETENCIÓN DE POLÍMEROS.....	72
7.2.4	VOLUMEN DE PORO INACCESBLE.....	72
7.2.5	CONCLUSIONES.....	72
8	Bibliografía.....	74

1 CONCEPTOS BÁSICOS

Una roca constituye un reservorio de hidrocarburos explotable comercialmente cuando presenta dos propiedades principales. La primera es la capacidad para acumular y almacenar fluidos definida como porosidad de la roca. Pero, para poder extraer los fluidos almacenados, debe ser posible moverlos hacia los pozos productores bajo un pequeño gradiente de potencial. La segunda propiedad es entonces, la capacidad para hacer mover (transferir) los fluidos. Se la define como permeabilidad de la roca.

- La porosidad requiere espacios vacíos en la roca-reservorio.
- La permeabilidad necesita que dichos espacios vacíos estén interconectados.

Siguiendo con nuestra descripción, en el medio poroso se tiene que poder intercambiar fluido entre caminos adyacentes. Especialmente este aspecto está relacionado con el flujo en tres dimensiones, lo cual requiere una distribución espacial de canales dentro del dominio. (Bidner, 1997)

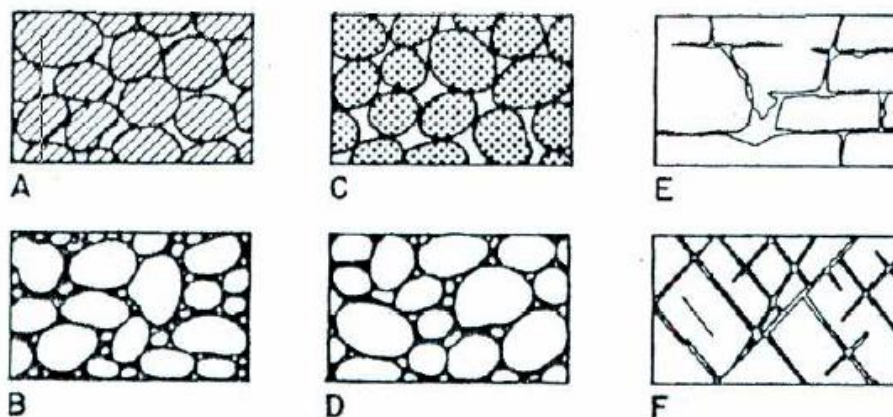


Figura 1. Depósitos sedimentarios. (D'Onofrio; 2000)

En la **Figura 1** se puede ver diferentes tipos de depósitos sedimentarios:

A: Depósito sedimentario bien seleccionado con una alta porosidad. B: Depósito sedimentario pobremente seleccionado, baja porosidad. C: Depósito sedimentario bien seleccionado en los cuales los granos son en algunos casos porosos. D: Depósito sedimentario bien seleccionado en el cual la porosidad es disminuida por poseer depósito de material en los intersticios. E: Roca afectada por algún tipo de disolución. F: roca fracturada. (D'Onofrio, 2000).

1.1 POROSIDAD

La porosidad de una roca es una medida de la capacidad de almacenamiento que es capaz de retener fluidos. Cuantitativamente, la porosidad es la relación entre el volumen de poros y el volumen total. Esta importante propiedad de la roca está determinada matemáticamente por la siguiente relación generalizada (Ec.1, Ec.2, Ec.3) (Ahmed, 2010).

$$\text{Porosidad} = \phi = \frac{V_p}{V_b} \quad (\text{Ec.1})$$

$$\text{Porosidad} = \phi = \frac{V_b - V_{gr}}{V_b} \quad (\text{Ec.2})$$

$$\text{Porosidad} = \phi = \frac{V_p}{V_{gr} + V_p} \quad (\text{Ec.3})$$

Donde:

V_p = volumen poral

V_b = volumen bruto

V_{gr} = volumen de grano

(Ahmed, 2010).

A medida que los sedimentos se depositaron y las rocas se formaron durante épocas geológicas pasadas, algunos espacios vacíos que se desarrollaron quedaron aislados de los otros por varios factores, entre ellos una cementación excesiva. Así, muchos de los espacios vacíos están interconectados mientras que algunos de los espacios porosos están completamente aislados. Esto conduce a dos tipos distintos de porosidad.

- Porosidad absoluta
- Porosidad efectiva

1.1.1 POROSIDAD ABSOLUTA

La porosidad absoluta se define como la relación entre el espacio poroso total y el volumen total de la roca. Una roca puede tener considerable porosidad absoluta y sin embargo no tener conductividad al fluido por falta de poros interconectados. (Bidner, 1997).

1.1.2 POROSIDAD EFECTIVA

Se refiere a la fracción del volumen total de una roca o medio poroso que está formada por poros interconectados, permitiendo el flujo de fluidos a través de ellos. A diferencia

de la porosidad total, la porosidad efectiva excluye los poros aislados que no están conectados entre sí y, por lo tanto, no contribuyen al movimiento de fluidos. Este parámetro es crucial en la caracterización de reservorios de petróleo y gas, así como en estudios de acuíferos, ya que determina la capacidad de una roca para almacenar y transmitir fluidos. En la Figura 2 se representa la porosidad efectiva o interconectada de aproximadamente un 25% y la aislada o no efectiva de un 5% de la porosidad total. (Bidner, 1997).

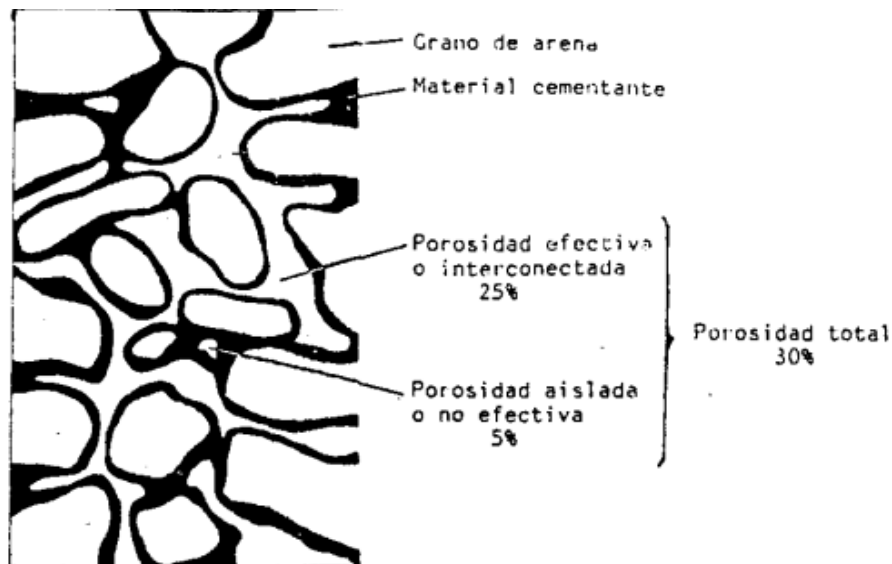


Figura 2. Porosidad efectiva, no efectiva y total. (Bidner, 1997)

1.1.3 POROSIDAD PRIMARIA

Es el espacio vacío o el volumen de poros que se forma durante la deposición y compactación inicial de los sedimentos en una roca. Este tipo de porosidad está asociada a la textura original del material, es decir, proviene de la manera en que los granos de los sedimentos se acumulan y cómo se disponen unos sobre otros antes de la consolidación en roca.

En términos simples, se refiere al espacio que existe entre los granos de una roca sedimentaria en el momento en que esta se forma, antes de que otros procesos posteriores, como la cementación o la compactación adicional, alteren este espacio. Es una propiedad inherente de las rocas que se genera de manera natural en el ambiente de deposición). (Bidner, 1997).

1.1.4 POROSIDAD SECUNDARIA

La porosidad secundaria se refiere a la porosidad que se genera en una roca después de su formación inicial, como resultado de procesos geológicos posteriores. Estos procesos pueden incluir disolución, fracturación o dolomitización, entre otros. A

diferencia de la porosidad primaria, que se forma durante la deposición y compactación de los sedimentos, la porosidad secundaria se desarrolla por alteraciones en la textura y composición original de la roca.

En ocasiones se presentan los dos tipos en la misma formación geológica (Porosidad Dual). (Bidner, 1997).

1.1.5 FACTORES PRINCIPALES QUE AFECTAN LA POROSIDAD

- Tipos de empaque

El empaquetamiento cúbico representa el límite superior de porosidad, donde cada esfera está en contacto solo con otras seis esferas, y la porosidad es independiente de sus diámetros.

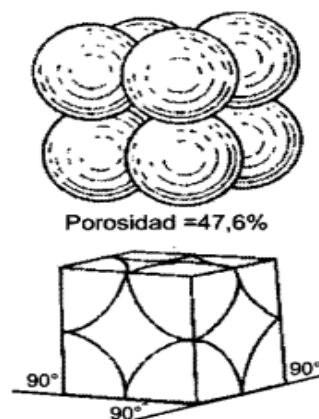


Figura 3. Empaquetamiento Cubico. (Paris de Ferrer, 2009)

El empaquetamiento romboédrico cada esfera está en contacto con otras 12 esferas. Este tipo de empaquetamiento tiene importantes implicaciones en la capacidad de un medio poroso para transmitir fluidos, ya que afecta directamente la porosidad efectiva y la permeabilidad del material.

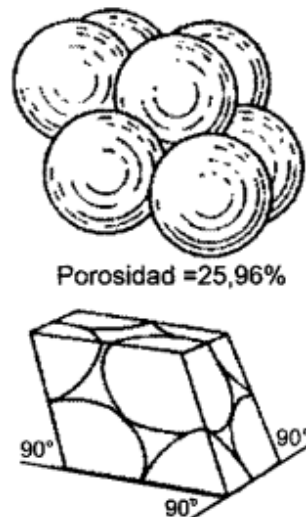


Figura 4. Empaquetamiento Romboédrico. (Paris de Ferrer, 2009)

- Material cementante

El material cementante une los granos entre sí y está compuesto principalmente por sílice, carbonato de calcio y arcilla autígena.

A medida que aumenta la cantidad de material cementante, la porosidad disminuye debido a que este material se aloja en los espacios disponibles para la acumulación de los fluidos.

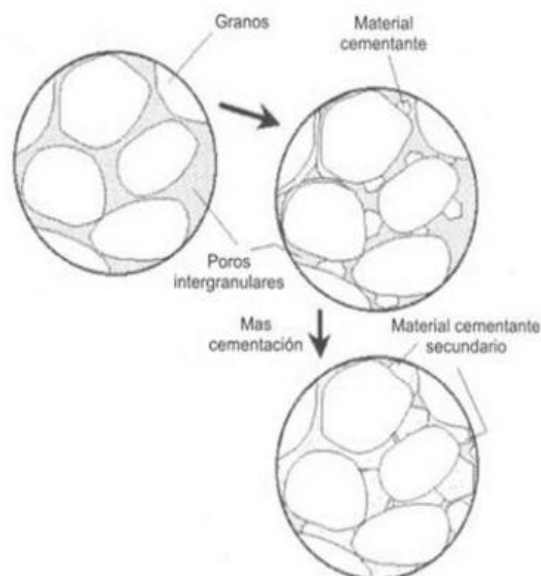


Figura 5. Material Cementante. (Paris de Ferrer, 2009)

- Geometría y distribución de los granos

Los materiales que forman las rocas están compuestos por una variedad de partículas de diferentes tamaños y formas, lo que se debe a la sedimentación, grado de erosión al que han sido sometidos y las acciones de compresión y trituramiento de las rocas.

Para el estudio de la textura, forma y distribución de los granos, se tiene en cuenta su redondez, en relación con el grado de angularidad que presentan las aristas y los vértices de un grano, y la esfericidad, definida como el grado en que se aproxima a una esfera.

En general, se puede concluir que granos pequeños, de grandes angularidades, tienden a aumentar la porosidad, mientras que un aumento del tamaño de las partículas tiende a disminuirla.

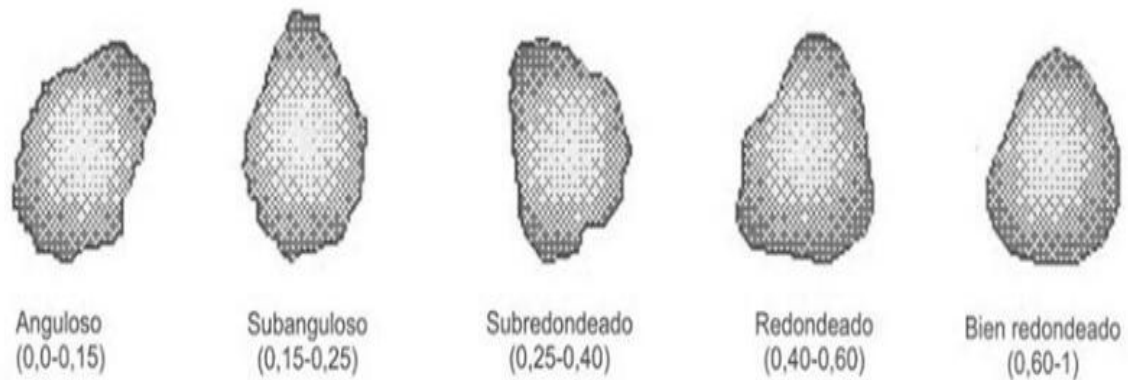


Figura 6. Geometría y distribución de los granos. (Paris de Ferrer, 2009)

- Presencia de partículas finas de arcilla

Conforme aumenta la proporción de material intersticial, se reduce el espacio disponible en el medio poroso. El material arcilloso se manifiesta de diversas maneras, ya sea como granos individuales, integrados en la matriz o actuando como cemento. Cuando se deposita simultáneamente con los granos de arena, las arcillas forman parte de la matriz detrítica de la roca. Sin embargo, si su formación es el resultado de procesos diagenéticos que alteran la matriz o los granos, pueden funcionar como cemento. En todos estos escenarios, la presencia de material arcilloso entre los granos contribuye a la disminución de la porosidad del medio.

- Presión de las capas suprayacentes y confinantes. Fracturamiento.

La porosidad de un medio poroso puede ser afectada significativamente por la presión de las capas suprayacentes y confinantes. Cuando estas capas ejercen presión sobre el medio poroso, tienden a comprimirlo, reduciendo así el espacio disponible para los poros. Este fenómeno, conocido como compactación, puede resultar en una disminución de la porosidad total del medio. Además, la presión de las capas confinantes puede influir en la capacidad de los poros para mantener su forma y tamaño originales, lo que también puede contribuir a una disminución de la porosidad efectiva. En resumen, la presión de las capas suprayacentes y confinantes puede jugar un papel crucial en la modulación de la porosidad de un medio poroso, lo que a su vez afecta sus propiedades de flujo y almacenamiento de fluidos.

Otro fenómeno producto de la presión, en este caso por fenómenos tectónicos es el fracturamiento. Este proceso genera porosidad de tipo secundaria, donde las fisuras, microfisuras, y fracturas aumentan la porosidad preexistente o en algunos casos (ej. Reservorios de rocas carbonáticas, ígneas o areniscas muy cementadas) son los únicos canales de almacenamiento y flujo de fluidos.

1.2 PERMEABILIDAD

La permeabilidad, denotada K , es la capacidad del medio poroso para dejar pasar los fluidos a través de él. Matemáticamente se expresa por la ley de Darcy y es una medida del grado y tamaño en que los espacios porosos están interconectados. Además, es una medida de la conductividad de los fluidos.

Se encuentra en la bibliografía varias formas de relacionar K con las propiedades del medio poroso. Algunas puramente empíricas se desarrollan mediante análisis adimensional y se verifican experimentalmente. Otras puramente teóricas se obtienen de la aplicación de la ecuación de Navier-Stokes en medios porosos. Finalmente están las relaciones semiempíricas donde el análisis teórico da una ecuación con coeficientes que deben determinarse experimentalmente.

Todas estas expresiones tienen una forma como la que expresa la ecuación 4:

$$k = f_1(s)f_2(\phi)d^2 \quad (\text{Ec.4})$$

Donde s es un parámetro adimensional que expresa el efecto de la forma de los granos (o poros). Habitualmente se refiere a $f_1(s)$ como factor de forma, (ϕ) es la porosidad ya definida y $f_2(s)$ es también adimensional. Por último, d es el diámetro medio de los granos.

La **Figura 7** representa un esquema de la permeabilidad del medio poroso (Paris de Ferrer, 2009).

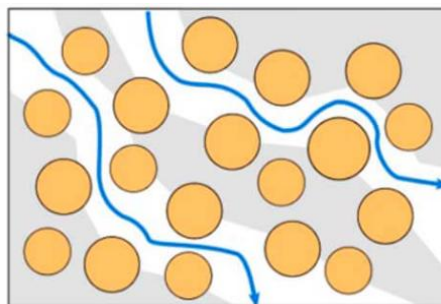


Figura 7. Esquema de permeabilidad (Barreña, 2023).

1.2.1 LEY DE DARCY

La ecuación que determina la permeabilidad se conoce como ley de Darcy (Ec.5). Esta fue definida por Henry Darcy, y surgió al investigar el flujo de agua a través de filtros de arena (**Figura 8**) con lo que se llegó a la siguiente ecuación.

$$q = K \cdot A \cdot \frac{\Delta H}{L} \quad (\text{Ec.5})$$

Donde:

q = Tasa de flujo en cm^3/s .

l = Longitud del empaque en cm .

A = Area transversal en cm^2 .

h_1, h_2 =

Alturas de agua en los manómetros colocados en la entrada y salida del empaque.

k = Constante de proporcionalidad que depende de las características de la arena.

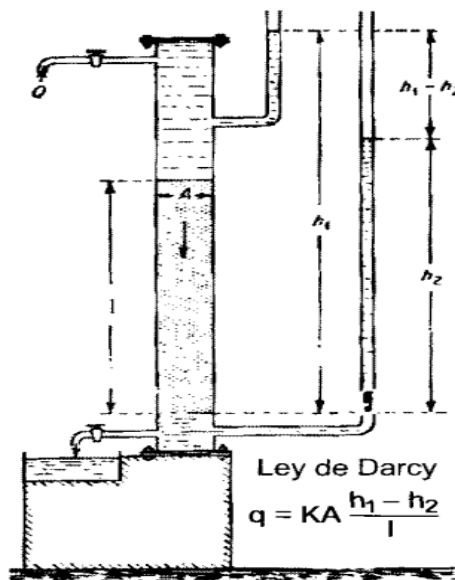


Figura 8. Equipo experimental utilizado por Darcy (Paris de Ferrer, 2009).

Consideraciones:

- Empaques de arena saturados 100% con agua
- viscosidad igual a 1cP
- Darcy no considero la viscosidad del fluido
- Solo se alteró la constante k al variar el tipo de empaque de arena
- cilindro en posición vertical

Luego repitió el experimento en cilindros inclinados, demostrando que, la ley experimental de Darcy es independiente de la dirección del flujo del campo gravitacional (**Figura 9**).

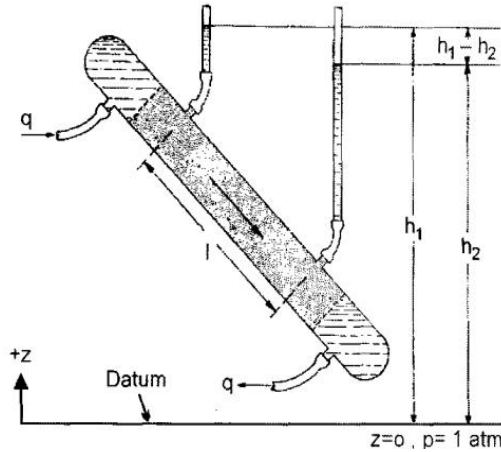


Figura 9. Orientación del equipo experimental utilizado por Darcy en relación con el campo gravitacional de la tierra (Paris de Ferrer, 2009).

Más adelante, Muskat mostró que la ecuación de Darcy podría ser extendida a otros fluidos siempre y cuando no reaccionen con el medio poroso, en este caso la constante de proporcionalidad es k/μ siendo μ la viscosidad del fluido y k la permeabilidad, una constante que solo depende de la roca, resultando la ecuación 6:

$$v = -\frac{kA}{\mu} \frac{d\phi}{dl} \quad (\text{Ec.6})$$

Para flujo lineal, la distancia se mide positivamente en la dirección del flujo, entonces el gradiente de potencial debe ser negativo en la misma dirección, ya que los fluidos se mueven desde el potencial más alto al potencial más bajo. Donde Q es el caudal, k es la permeabilidad (Darcy), A sección transversal del flujo, μ es la viscosidad, ϕ es el potencial del flujo de fluido, y se puede expresar como la ecuación 7:

$$\phi = P + \rho g h \quad (\text{Ec.7})$$

Donde:

- P: es la presión ejercida sobre la superficie del líquido
- h: es la diferencia de altura respecto a una cota de referencia
- ρ : es la densidad del fluido
- g: es la aceleración de la gravedad

Diferenciando la ecuación anterior, respecto a la distancia x , resultan las ecuaciones 8 y 9:

$$\frac{\partial \phi}{\partial x} = \frac{\partial p}{\partial x} + \rho g \frac{\partial h}{\partial x} \quad (\text{Ec.8})$$

$$\frac{\partial h}{\partial x} = \text{sen } \alpha \quad (\text{Ec.9})$$

Por lo que la ley de Darcy generalizada para flujo lineal resulta (Ec.10):

$$q = - \frac{kA}{\mu} \left[\frac{\partial p}{\partial x} + \rho g \operatorname{sen}(\alpha) \right] \quad (\text{Ec.10})$$

1.2.2 UNIDADES DE LA LEY DE DARCY

Aplicando un análisis dimensional se obtiene que $[k] = [L^2]$, cm^2 o m^2 , ambas unidades son muy grandes y resultan imprácticas para las rocas yacimiento. Por eso se concibió un conjunto de unidades denominadas Darcy, donde la unidad de permeabilidad tiene una medida más conveniente; el Darcy

En ese sentido, considerando el flujo de un fluido incompresible en un sistema lineal horizontal, al aplicar la ley de Darcy se obtiene (Ec.11):

$$V = \frac{q}{A} = \frac{-k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial l} \quad (\text{Ec.11})$$

Donde:

v : es la velocidad aparente del fluido a través de la arena en cm/s .

q : la tasa de flujo en cm^3/s .

A : el área transversal en cm^2 .

l : la longitud del empaque de arena en cm .

μ : la viscosidad en centipoise, cP.

$\frac{\partial p}{\partial l}$: el gradiente de presión en atm/cm .

k : la permeabilidad de la arena, Darcy.

Esto es, una roca con una permeabilidad de 1Darcy es aquella en la cual un fluido con una viscosidad de 1cP, se moverá a una velocidad de $1\text{cm}/\text{s}$ bajo un gradiente de presión de $1\text{atm}/\text{cm}$, a través de una sección transversal de 1cm^2 (Paris de Ferrer, 2009).

Consideraciones por cumplirse:

- Formación homogénea
- No existe interacción entre la roca y el fluido
- 100% saturado con una sola fase
- Fluido newtoniano
- Flujo incompresible, laminar y continuo
- Temperatura constante

1.2.3 TIPOS DE PERMEABILIDADES

Permeabilidad Absoluta o Específica: es la conductividad de una roca o material poroso cuando está saturado completamente por un sólo fluido.

Permeabilidad Efectiva: Es la conductividad de un material poroso a una fase cuando dos o más fases inmiscibles están presentes y también se mide en Darcy. Cuando dos o más fases están fluyendo simultáneamente en un medio poroso permeable, como por ejemplo en un proceso de desplazamiento, la permeabilidad efectiva a una fase dada es menor que la permeabilidad absoluta y es función de la saturación de la fase.

Permeabilidad Relativa: Es la razón entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta, es adimensional (Paris de Ferrer, 2009).

1.2.4 FACTORES QUE AFECTAN LA PERMEABILIDAD

El tamaño de grano de la roca tiene una gran influencia en la permeabilidad, aunque su efecto es pequeño en la porosidad. El tamaño de grano está relacionado con la superficie mojada, a mayor tamaño de partícula, menor superficie de contacto sólido-fluido (Figura 10).

Debido a la fricción del fluido contra la superficie en el contacto sólido-fluido, la velocidad es nula y el esfuerzo de corte es máximo. Hay mayor pérdida por fricción para hacer pasar un fluido a través de un lecho rocoso de grano fino que a través de un lecho de grano grueso (Bidner, 1997).

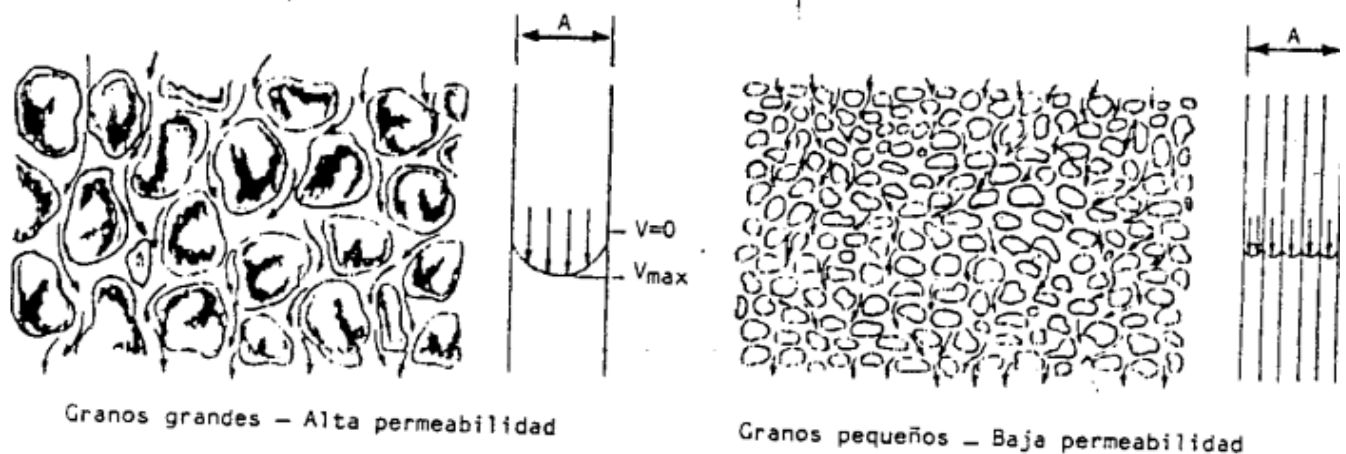


Figura 10 Tamaños de granos y variación de permeabilidad (Bidner; 1997).

1.3 MOJABILIDAD

Un líquido moja a un sólido cuando la adhesión del líquido al sólido es mayor que la cohesión de las partículas líquidas entre sí.

La mojabilidad depende del fluido, del tipo de material y de las condiciones de su superficie (Bidner, 1997).

1.4 TENSION INTERFACIAL

La tensión interfacial se refiere a la medida de la energía requerida para aumentar la superficie de separación entre dos fases de un sistema, como entre un líquido y un gas o entre dos líquidos inmiscibles. Esta propiedad está determinada por las fuerzas de atracción y repulsión entre las moléculas en la interfaz, influyendo en fenómenos como la formación de gotas, la capilaridad y la estabilidad de emulsiones (Smith, 2005).

1.5 PRESIÓN CAPILAR

La presión capilar es la diferencia de presión entre dos fluidos inmiscibles (como agua y petróleo o agua y gas) dentro de un medio poroso, causada por la tensión Interfacial en la interfaz de ambos fluidos. Esta presión depende del tamaño y la forma de los poros, así como de las propiedades de los fluidos, como la tensión superficial y la mojabilidad. En el contexto de reservorios, la presión capilar influye en la distribución y el desplazamiento de los fluidos dentro de la roca, afectando la saturación de cada fluido en los poros y, por tanto, la eficiencia de la recuperación de hidrocarburos. Un mayor tamaño de los poros tiende a reducir la presión capilar, lo que permite que los fluidos se muevan más fácilmente, mientras que, en poros pequeños, la presión capilar es más alta, reteniendo el fluido menos mojante (por lo general, el petróleo) (Bidner, 1997).

1.6 INTERACCIÓN ROCA-FLUIDO

La interacción roca-fluido se refiere a los procesos físicos y químicos que ocurren entre los fluidos presentes en los poros de una roca y la propia matriz rocosa. Esta interacción puede influir en diversas propiedades del reservorio, como la permeabilidad, porosidad y capacidad de almacenamiento de fluidos. Los fluidos (agua, petróleo, gas, o incluso fluidos de inyección) pueden reaccionar con los minerales de la roca, disolviéndolos, precipitando nuevos minerales o generando incrustaciones, lo que puede modificar la estructura del medio poroso.

- Taponamiento por arena:

La producción de partículas sólidas, ya sean pequeñas o grandes, junto con los fluidos extraídos de los yacimientos petrolíferos, se debe a la baja consolidación de la formación productora. Las areniscas frágiles o poco consolidadas son especialmente susceptibles a este fenómeno. Los casos de migración y taponamiento de arenas son más graves y frecuentes en estratos deleznales, es decir, aquellos que se rompen,

disgregan o deshacen fácilmente. El taponamiento de los poros por partículas sólidas es uno de los mecanismos más agresivos y puede tener diversas fuentes (Figura 11).



Figura 11. Interacción Roca-Fluido. (E. López, 2017)

- Taponamiento por finos:

La formación de finos y su adhesión a los poros puede derivar de varios procesos geológicos y operativos. Las partículas finas, a menudo generadas por la fragmentación de minerales y rocas bajo condiciones de estrés, se desplazan dentro del yacimiento y se depositan en las superficies porosas, reduciendo la permeabilidad del medio. Este fenómeno es particularmente problemático en formaciones de arenisca poco consolidadas, donde la estructura porosa es más susceptible a la acumulación de finos.

El taponamiento por finos puede ser inducido también por operaciones de campo, como la inyección de fluidos para mejorar la recuperación de hidrocarburos, que movilizan partículas previamente estables. La acumulación de estas partículas en las gargantas porales puede llevar a una reducción significativa en la capacidad de flujo del yacimiento, afectando negativamente la producción.

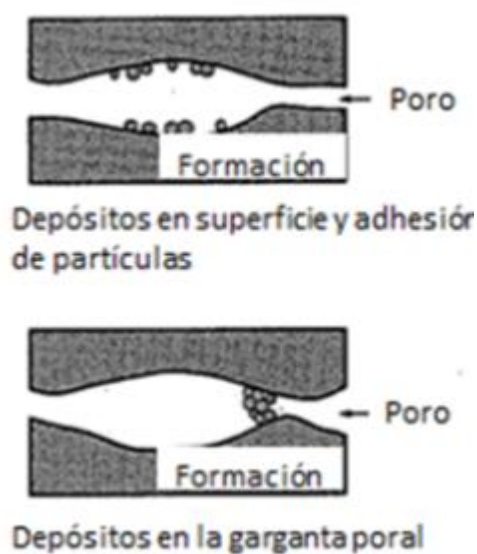


Figura 12. Taponamiento de Poro. (E. López, 2017)

Los diagramas incluidos en la **Figura 12** muestran dos escenarios comunes de deposición de finos: uno en la superficie del poro y otro dentro de la garganta poral. En ambos casos, la presencia de finos actúa como una barrera física, impidiendo el libre paso de fluidos y aumentando la presión de operación requerida para mantener los niveles de producción deseados.

La comprensión de estos mecanismos es crucial para el diseño de estrategias de manejo y mitigación de problemas relacionados con los finos en la industria petrolera. Técnicas como la selección de fluidos de inyección adecuados, el uso de aditivos químicos y la implementación de procedimientos de limpieza de pozos son algunas de las soluciones adoptadas para minimizar el impacto de los finos en la producción de hidrocarburos (E. López, 2017).

1.7 ESPECIFICACIONES DE LA ROCA EN ESTUDIO

Roca sedimentaria: Arenisca-Berea

La arenisca es una roca sedimentaria cuyos granos son predominantemente del tamaño arena.

Esta roca ha sido ampliamente utilizada en la industria petrolera como el mejor tipo de roca para ensayar la eficiencia de los surfactantes químicos, inyección de CO₂ y otros estudios referidos al mecanismo del flujo de fluidos en medios porosos (Apuntes cátedra de Petrofísica, 2018).

Las Bereas son areniscas que se utilizan para ensayos debido a que tiene propiedades petrofísicas constantes, un contenido de arcilla homogéneo, mineralogía no reactiva (en general silícea). Se elige la berea a utilizar de acuerdo con las propiedades de la roca del reservorio a estudiar. Generalmente los parámetros que guían su elección son su porosidad, permeabilidad, mineralogía y tipo y contenido de material arcilloso.

Generalidades del Sandpack

Los sandpacks son muestras de arena compactada, con tamaños de partículas que varían entre 0.0525 mm y 2 mm, y se utilizan en la industria de hidrocarburos para modelar la heterogeneidad litológica de los yacimientos y estudiar su interacción con fluidos, soluciones inyectadas y microorganismos. Su propósito principal es analizar el efecto de las características del yacimiento, como la cementación, el contenido de arcillas, sales, material orgánico y minerales, sobre el comportamiento de los fluidos y la recuperación de petróleo.

Aunque los sandpacks no replican todas las propiedades del material real, como la compactación y la permeabilidad exacta, son una herramienta económica y rápida para obtener datos aplicables en el desarrollo de yacimientos. Son especialmente

útiles en el diseño de proyectos de recuperación mejorada de petróleo (EOR), ya que permiten evaluar la retención y el comportamiento de químicos y polímeros inyectados.

Los sandpacks se construyen de manera sencilla, con tamaños típicos de 152 mm de largo y 38 mm de diámetro para celdas triaxiales. Pueden ser homogéneos, heterogéneos o canalizados según el modelo del yacimiento. Un desafío en su construcción es asegurar una distribución uniforme del material dentro de las celdas para evitar zonas con partículas de tamaños variados. El método más común para compactar la arena es la vibración, que se realiza en dos etapas: primero a baja frecuencia de vibración mientras se llena la celda y luego a alta frecuencia de vibración durante un par de horas. También se puede compactar el material aplicando un flujo de agua de saturación después del llenado (Apuntes cátedra de Petrofísica, 2018).

1.8 PROPIEDADES DE LA LUZ

Durante muchos años, el color se ha usado para identificar sustancias químicas. Al utilizar detectores de radiación en lugar del ojo humano, se puede estudiar la absorción de sustancias no solo en el espectro visible, sino también en el ultravioleta y el infrarrojo. La espectrofotometría es la medición de la energía radiante absorbida por un sistema químico según la longitud de onda de la radiación.

La teoría ondulatoria de la luz sostiene que un haz de luz es un flujo de fotones, que son cuantos de energía. La luz de una determinada longitud de onda está asociada con fotones, cada uno con una cantidad específica de energía (Skoog, 2006) (Ing.Carlos Brunatti, 2011).

1.8.1 TRANSMITANCIA.

La Figura 14 muestra un haz de radiación paralela antes y después de que ha pasado a través de una capa de solución con un determinado espesor (b) y una concentración (c) de una especie absorbente. Como consecuencia de las interacciones entre los fotones y las partículas absorbentes, la potencia del haz se atenúa. La transmitancia (T) de la solución es entonces la fracción de la radiación incidente que es transmitida por la solución.

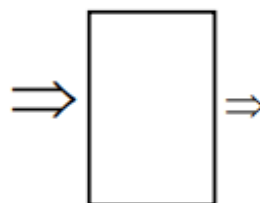


Figura 13: Representa la transmitancia de una solución.

$$T = \frac{I}{I_0} \quad (\text{Ec.12})$$

donde:

I_0 es la intensidad de la luz incidente sobre la muestra, W/m^2

I es la intensidad de la luz que atraviesa la muestra, W/m^2

La transmitancia se expresa a menudo como porcentaje.

1.8.2 ABSORBANCIA

La absorbancia, también conocida como absorción óptica, es una medida que indica cuánto una sustancia puede absorber luz o radiación electromagnética en una longitud de onda específica. Se calcula como el logaritmo de la razón entre la intensidad de la luz que llega a una muestra y la intensidad de la luz que pasa a través de ella. Matemáticamente, se expresa como:

$$A = \log (I_0 / I) \quad (\text{Ec.13})$$

La absorbancia es una cantidad adimensional y es una medida clave en diversas técnicas analíticas porque proporciona información sobre las propiedades de la sustancia que absorbe la luz. Esta medida es fundamental en campos como la química, la biología y la física, ya que permite determinar la presencia y concentración de ciertos compuestos en una muestra (Skoog, 2006).

1.8.3 MEDICIÓN DE TRANSMITANCIA Y ABSORBANCIA

La medición de transmitancia y absorbancia se realiza comúnmente utilizando un espectrofotómetro. Un espectrofotómetro es un instrumento que mide la cantidad de luz que una muestra absorbe en diferentes longitudes de onda. Los componentes básicos de un espectrofotómetro incluyen una fuente de luz, un monocromador (para seleccionar la longitud de onda específica de la luz), una celda de muestra, un detector y un sistema de lectura. **Figura 15.**

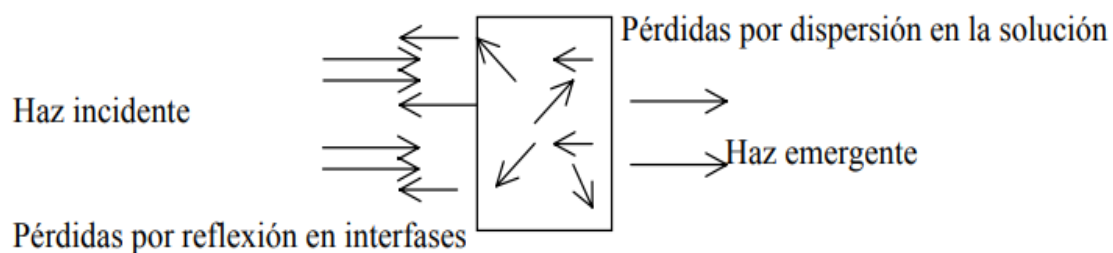


Figura 14: Esquema de medición de transmitancia y absorbancia.

1.8.4 LEY DE LAMBERT-BEER

La Ley de Lambert-Beer, también conocida como la Ley de Beer-Lambert, describe la relación entre la absorbancia de la luz y las propiedades del material a través del cual pasa. Es fundamental en la espectroscopía y se utiliza para cuantificar la concentración de una sustancia en una solución.

La ley establece que la absorbancia (A) de una solución es directamente proporcional a la concentración (c) de la sustancia que absorbe la luz y a la longitud del camino óptico (b), que es la distancia que recorre la luz a través de la solución. La ecuación se expresa como:

$$A = \varepsilon \cdot b \cdot c \quad (\text{Ec.14})$$

Donde:

Absorbancia (A): Es una medida de la cantidad de luz que una sustancia absorbe. No tiene unidades.

Coefficiente de absorción molar (ε): Es una constante que depende de la sustancia específica y la longitud de onda de la luz utilizada. Representa la eficacia con la que una sustancia absorbe la luz a una longitud de onda particular.

Longitud del camino óptico (b): Es la distancia que la luz recorre a través de la solución. Generalmente, se mide en centímetros.

Concentración (c): Es la cantidad de sustancia presente en un volumen específico de solución, expresada en moles por litro (mol l^{-1}).

La Ley de Lambert-Beer es ampliamente utilizada en química analítica para determinar la concentración de una sustancia en una solución mediante la medición de la absorbancia en una longitud de onda específica utilizando un espectrofotómetro (Skoog, 2006) (Ing. Carlos Brunatti, 2011).

1.8.5 EQUIPO UV-VIS

El espectrofotómetro UV-VIS es un dispositivo utilizado para medir la absorbancia de una solución en la región ultravioleta-visible del espectro electromagnético, utilizando el principio de la ley de Lambert-Beer. Este instrumento evalúa la intensidad de la luz que pasa a través de una muestra en una celda y la compara con la intensidad de la luz antes de atravesar la muestra.

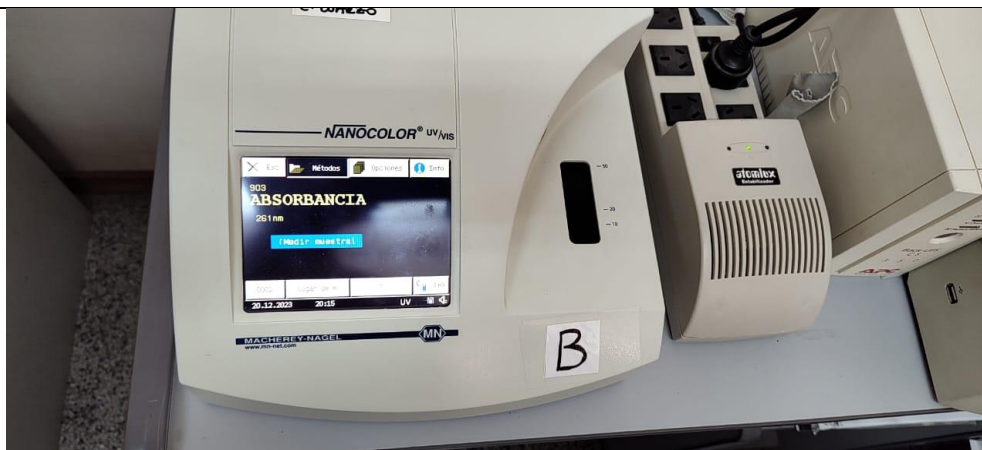


Figura 15 Tomado del laboratorio de Química, Universidad Nacional del Comahue.

Especificaciones técnicas:

Datos técnicos

Tipo de aparato:	espectrofotómetro UV/VIS con tecnología RDT (detector de referencia)
Fuentes de luz:	lámpara halógena (rango visible) y lámpara de deuterio (rango UV)
Sistema óptico:	monocromador
Rango de longitudes de onda:	190-1100 nm
Exactitud de la longitud de onda:	± 1 nm
Resolución de la longitud de onda:	0,3 nm
Calibración de la longitud de onda:	automática
Selección de la longitud de onda:	automática, código de barras, manual
Velocidad de barrido:	900 nm / 1 barrido completo en menos de 1 min
Ancho de banda espectral:	< 4 nm
Rango fotométrico:	± 3,0 A entre las longitudes de onda de 200-900 nm
Exactitud fotométrica:	0,005 A con 0,0-0,5 A; 1 % con 0,5-2,0 A
Linealidad fotométrica:	< 0,5 % con 2 A; ≤ 1 % con > 2 E
Luz difusa:	< 0,05%
Modos de medición:	más de 200 tests preprogramados, 100 protocolos libremente programables absorbancia, transmitancia, medición con factor, cinética, calibración de 2 puntos por barrido, medición nefelométrica de turbidez
Portacubetas:	cubetas redondas de 16 mm Ø, cubetas cuadradas de 2, 10, 20 y 50 mm
Capacidad de memoria:	1.000 grupos de datos, en conformidad con las GLP
Pantalla:	LCD táctil a color con iluminación de fondo
Operación:	código de barras, guía por menú, pantalla táctil
Idiomas:	de, en, fr, es, nl, it, hu, pl, pt, cz
Sensibilidad a la luz externa:	nula, portacubetas sin tapa
Puertos:	USB y RS 232 serie bidireccional
Actualización:	a través de Internet / PC / lápiz USB (incluido)
Condiciones de servicio:	10-40°C, humedad relativa máx. 80% (sin condensación)
Alimentación:	110-240 V~, 50/60 Hz, 60 VA
Dimensiones (L / A / H):	390 / 285 / 155 mm
Peso:	6,5 kg
Garantía :	2 años



Este aparato ha sido fabricado en conformidad con las siguientes directivas:
 - 2006/95/CE - Directiva de baja tensión
 - 2004/108/CE - Directiva CEM



Figura 16: Especificaciones técnicas del equipo UV-VIS (Macgerey-Nagel, 2015).

2 TRAZADORES

Cuando se decide un replanteo o la implementación de una nueva técnica de producción se debe poseer información confiable acerca del estado actual del reservorio. Los métodos tradicionales de evaluación de reservorios, principalmente los análisis de testigos y perfilajes, dan información “localizada” de sus parámetros. El ensayo de trazadores en cambio brinda información representativa de todo el espacio entre pozos. La faz operativa de un ensayo de trazadores se inicia generalmente durante la etapa de recuperación secundaria, mediante la inyección de una sustancia fácilmente identificable, en el conducto que transporta agua al interior de una formación petrolera (**Figura 18**). Se espera que la sustancia inyectada fluya invadiendo los espacios porales ocupados por el agua y pueda ser extraída en los pozos productores. Su detección y medición a lo largo del tiempo, debiera permitir la obtención de información estructural y de distribución de los fluidos.

Para interpretar las curvas de salida del trazador (concentración vs. tiempo) se requiere simular convenientemente los procesos de transporte que ocurren en el medio poroso, lo que conduce habitualmente a la formulación de ecuaciones diferenciales del tipo convección-difusión (CDE). (Somaruga, 2020)

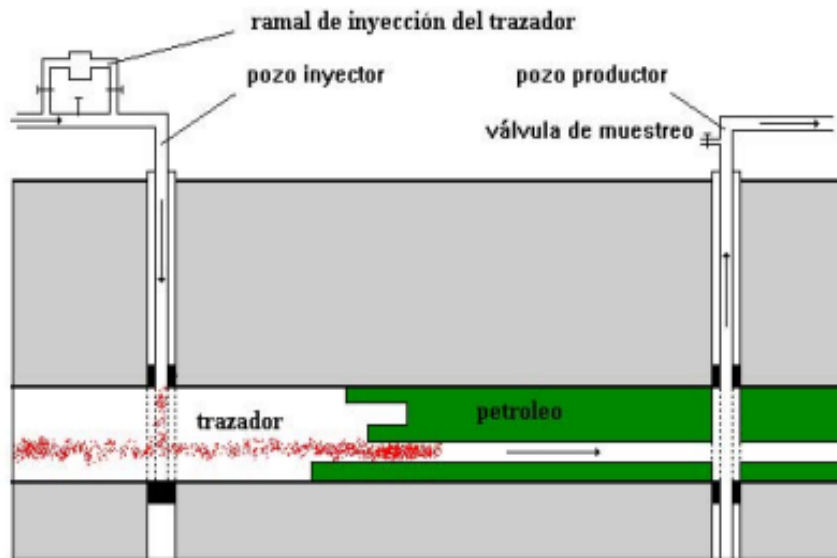


Figura 17: Esquema de invasión del trazador en un reservorio tipo (Somaruga, 2020).

2.1 CARACTERÍSTICAS DEL TRITIO

El Tritio (^3H o T), es el isótopo radioactivo (NO estable) del Hidrógeno (^1H).

El principio de las técnicas isotópicas se basa en la determinación del isótopo radioactivo presente naturalmente en el agua con una abundancia natural del 1×10^{-6} % (trazas). Por lo tanto, este isótopo es un trazador natural ideal, pues forma parte de

la molécula del agua y, de esta forma, la acompaña en todos los procesos del Ciclo Hidrológico.

Este isótopo se forma en concentraciones muy bajas en la atmósfera y puede aparecer en los reservorios de agua subterránea gracias a la infiltración del agua de precipitación.

Normalmente la concentración de tritio en muestras obtenidas en la naturaleza es muy baja, por ello su resultado se expresa en Unidades de Tritio (U.T.); donde una U.T. representa un átomo de Tritio por cada 10¹⁸ átomos de Hidrógeno.

Por esta misma razón es necesario someter a las muestras a una preparación especial donde se la concentra a través del enriquecimiento electrolítico, previo a su medición en el Espectrómetro de Centelleo Líquido.

El período de semidesintegración de este isótopo es de aproximadamente 12,5 años. Por lo tanto, se puede estimar el tiempo de residencia del agua hasta valores no mayores de 60 años. Si un reservorio no contiene Tritio, se puede decir que tiene una edad mayor a 60 años y que no está conectado con fuentes de recarga (Eduardo Daniel Ibarra, 2014).

2.1.1 MEDICIÓN DEL TRITIO

La medición de tritio (³H) se lleva a cabo utilizando técnicas de detección basadas en la radiación beta que emite durante su desintegración radiactiva, transformándose en helio-3. Esta técnica de centelleo aprovecha la interacción de la radiación beta con un material centellador, que produce luz visible (centelleo). El tritio, con una vida media de aproximadamente 12.5 años, emite electrones beta que ionizan el material centellador, generando fotones de luz

Un contador de centelleo ya sea de líquido o sólido, se emplea para detectar esta luz. Los contadores están diseñados para amplificar la señal, convirtiéndola en un conteo electrónico. En el procedimiento experimental, las muestras de tritio, como el agua tritiada, pueden ser concentradas y luego mezcladas con un material centellador que emite luz al ser excitado por la radiación beta.

El contador se calibra utilizando estándares de tritio con concentraciones conocidas, lo que permite correlacionar la intensidad del centelleo (en conteos por tiempo) con la actividad radiactiva (en Bq/L) de la muestra. Tras la medición, el número de conteos se registra y se utiliza para calcular la concentración de tritio.

Esta técnica es valiosa en aplicaciones ambientales, nucleares y en el monitoreo de fuentes de agua contaminadas. A pesar de la baja radiotoxicidad del tritio, se deben seguir normas de seguridad rigurosas al manipularlo para evitar exposiciones

innecesarias. En general, la metodología de centelleo es efectiva y sensible para cuantificar tritio en diversas matrices (Matthew Douglas, 2016).

2.2 TRAZADOR 2-FBOH.

El 2-fluoro-bencilalcohol (2-FBOH) es un compuesto químico con la fórmula $FC_6H_4CH_2OH$, que se utiliza como trazador en la industria petrolera. Este líquido a temperatura ambiente es soluble en agua y en la mayoría de los solventes orgánicos, y puede detectarse mediante técnicas analíticas como la cromatografía de gases, ésta, acoplada a espectrometría de masas (GC-MS), es una técnica que permite detectar y cuantificar moléculas orgánicas en muestras líquidas o gaseosas, debido a su distintivo grupo flúor y estructura alcohólica, entre otras técnicas.

El 2-FBOH se emplea para diversas aplicaciones, incluyendo el monitoreo del flujo de fluidos. Se inyecta en el sistema, donde se mezcla con el fluido a ser rastreado. Su progreso puede ser monitoreado mediante la toma de muestras en diferentes puntos y su análisis utilizando (GC-MS), lo que permite determinar la dirección, velocidad y patrón del flujo del fluido.

Además, se utiliza para evaluar la eficiencia de los métodos de inyección de agua o gas en la recuperación mejorada de petróleo (EOR). El 2-FBOH ayuda a identificar zonas de barrido ineficiente y a ajustar las estrategias de inyección para maximizar la recuperación de hidrocarburos. También es valioso en la caracterización de yacimientos, proporcionando datos sobre la conectividad y la heterogeneidad del yacimiento, lo que permite una mejor planificación y optimización de la producción.

El 2-FBOH ofrece varias ventajas como trazador, incluyendo su alta detectabilidad gracias a su estructura química distintiva, su estabilidad en diversas condiciones de presión y temperatura, y su compatibilidad con los componentes del yacimiento y el equipo, minimizando el riesgo de contaminación o daño (Marc A. Wehle, 2013).

2.2.1 MÉTODO DE MEDICIÓN

La cuantificación del **2-FBOH** mediante espectroscopia de fluorescencia se basa en la capacidad del compuesto para emitir luz fluorescente después de absorber energía en forma de radiación. Este proceso implica la excitación de las moléculas del compuesto al ser irradiadas con una longitud de onda específica, lo que eleva su energía a un estado excitado. Al retornar al estado fundamental, las moléculas emiten luz fluorescente a una longitud de onda mayor que la de excitación, ya que parte de la energía se disipa en forma de calor.

Para determinar la concentración de **2-FBOH** en una muestra, se construye una curva de calibración utilizando soluciones estándar con concentraciones conocidas del compuesto. La intensidad de fluorescencia de cada estándar se mide con un fluorímetro, que registra la intensidad de luz emitida perpendicularmente al haz incidente. Este método sigue la ley de Beer-Lambert, que establece que la intensidad

de fluorescencia es proporcional a la concentración en rangos bajos, siempre que no se presenten fenómenos de quenching (apagamiento de fluorescencia) por interacciones moleculares.

La selección de las longitudes de onda de excitación y emisión es fundamental para maximizar la sensibilidad. La longitud de onda de excitación se selecciona en el máximo de absorción del **2-FBOH**, mientras que la longitud de onda de emisión se escoge en el máximo de fluorescencia, garantizando la mayor intensidad posible. Estas longitudes de onda se determinan previamente mediante espectros de excitación y emisión.

Aunque los espectrofotómetros UV-VIS miden principalmente la absorbancia de luz en la región UV y visible (200-800 nm), algunos equipos especializados pueden medir fluorescencia. Sin embargo, los fluorímetros o espectrofotómetros de fluorescencia son los instrumentos más adecuados para este análisis.

Una vez construida la curva de calibración, se mide la intensidad de fluorescencia de la muestra bajo las mismas condiciones experimentales. La concentración del **2-FBOH** se calcula utilizando la ecuación obtenida de la curva de calibración, la cual tiene una relación lineal en condiciones ideales.

$$y = mx + b \quad (\text{Ec.15})$$

Donde:

y : es la intensidad de fluorescencia (UA)

x : es la concentración.

Para asegurar la precisión, es fundamental controlar la pureza de los estándares utilizados, mantener la linealidad dentro del rango de concentraciones y garantizar la ausencia de interferencias fluorescentes. La fluorescencia tiene, además, aplicaciones destacadas en la detección de petróleo, ya que este emite fluorescencia en un rango de colores que varía del marrón al azul, dependiendo de su composición química (Skoog, 2006).

2.3 TRAZADOR SALMUERA

Una solución salina con una concentración determinada de sal se utiliza para estudiar el comportamiento de fluidos en medios porosos, como en yacimientos petroleros o en hidrogeología. Esta salmuera permite rastrear el movimiento del agua y otros fluidos, ya que su composición iónica o concentración puede ser detectada y cuantificada en el medio. Estos trazadores permiten rastrear el movimiento del agua y otros fluidos, ya que su composición iónica o concentración puede ser detectada y cuantificada en el medio. Los trazadores salinos comunes incluyen cloruros, bromuros y yoduros, debido a su alta solubilidad y facilidad de detección.

En ensayos de laboratorio, los trazadores salinos pueden emplearse para estudiar fenómenos como la dispersión, la velocidad de flujo y la retención en los medios porosos, proporcionando información valiosa sobre la dinámica del sistema.

2.3.1 MÉTODO DE MEDICIÓN.

La medición de un trazador salino mediante conductividad eléctrica se basa en la capacidad de los iones en solución para conducir electricidad. Este método es eficiente y ampliamente utilizado en aplicaciones como estudios de transporte de fluidos y análisis de calidad del agua.

El proceso comienza con la calibración del medidor de salinidad, utilizando soluciones estándar de sal con concentraciones conocidas para asegurar lecturas precisas. A continuación, se preparan soluciones con trazadores salinos, comúnmente cloruro de sodio (NaCl), en diversas concentraciones expresadas en g/l.

El medidor de salinidad se utiliza directamente para medir la conductividad de la muestra, y el instrumento calcula automáticamente la concentración de sal en g/l, eliminando la necesidad de construir una curva de calibración. Este enfoque simplifica el procedimiento y permite obtener resultados inmediatos.

Es importante tener en cuenta factores como la temperatura, que puede influir en la conductividad, así como la presencia de otros iones que podrían interferir con la medición. Así, la medición de trazadores salinos con este método proporciona resultados precisos y confiables en diversas aplicaciones (Lijuan Gu, 2024).

2.4 VOLUMEN PORAL INYECTADO

Para determinar el volumen poral inyectado, se utilizan las áreas sobre la curva de subida y 1, y bajo la curva de bajada en un gráfico de concentración normalizada C/C_0 versus volumen poral V_p inyectado. La curva de subida ilustra la cantidad de trazador inyectado y acumulado en el medio poroso. En condiciones ideales, esta área se puede calcular integrando la curva de concentración hasta alcanzar una meseta, generalmente a $C/C_0 = 1$. Esta área representa la cantidad total de trazador que ha penetrado en el volumen poral, proporcionando información clave sobre la capacidad del medio para recibir el trazador. Por otro lado, la curva de bajada representa la cantidad de trazador que se desorbe o se recupera del medio poroso una vez interrumpida la inyección. En un sistema ideal, donde no existen retenciones ni pérdidas significativas, el área entre la curva de subida y 1, debería ser igual al área bajo de la curva de bajada, indicando que la misma cantidad de trazador inyectada es recuperable.

El volumen poral invadido se calcula al determinar el área sobre la curva de subida y 1, que se relaciona con el volumen poral del medio. Si V_p es el volumen poral del medio, se puede expresar teóricamente como (ecuación 16):

$$V_p = A_{subida} = A_{bajada} \quad (\text{Ec.16})$$

Donde:

A_{subida} : es el área sobre la curva de subida y 1.

A_{bajada} : es el área bajo la curva de bajada.

En un sistema ideal y bien comportado, las áreas sobre la curva de subida y 1, y bajo la curva de bajada deberían ser iguales; sin embargo, en la práctica, pueden presentarse diferencias debido a la retención del trazador en el medio poroso o pérdidas de trazador durante el proceso o a volumen poral inaccesible.

Al analizar los datos experimentales, es fundamental calcular ambas áreas y compararlas para evaluar la eficiencia del sistema y la efectividad del trazador utilizado.

3 POLÍMEROS

3.1 Introducción

La producción de petróleo se divide en tres etapas principales: primaria, secundaria y terciaria, cada una con diferentes métodos y niveles de eficiencia en términos de recobro.

En la producción primaria, se utiliza la presión natural del yacimiento para extraer el petróleo. Este proceso puede incluir el flujo natural del crudo hacia la superficie o el uso de bombas mecánicas para facilitar la extracción. El factor de recobro en esta etapa es relativamente bajo, generalmente del 30% del petróleo original presente en el yacimiento (OOIP), debido a la dependencia exclusiva de las fuerzas naturales, esencialmente de la presión del reservorio, el tipo de empuje y de fluido, y la utilización de métodos básicos de extracción.

A medida que la presión del yacimiento disminuye y la producción primaria se vuelve menos efectiva, se recurre a la producción secundaria. En esta etapa, se inyecta agua o gas en el yacimiento para aumentar la presión y empujar el petróleo hacia los pozos de producción. Este método mejora considerablemente el factor de recobro, llevándolo a un rango de aproximadamente el 60% o más del OOIP. La eficiencia aumenta porque la presión adicional facilita la movilización de una mayor cantidad de petróleo hacia la superficie. (Yerbes, 2022) (Paris de Ferrer, 2009)

Cuando las técnicas primarias y secundarias ya no son suficientes para mantener niveles económicos de producción, se implementa la producción terciaria, también conocida como recuperación mejorada de petróleo (EOR). Esta etapa emplea métodos avanzados, como la inyección de sustancias químicas, gases miscibles (como el dióxido de carbono) o técnicas térmicas (como la inyección de vapor). Estos métodos alteran las propiedades del petróleo, reduciendo su viscosidad y mejorando su movilidad, lo que permite recuperar petróleo que no podía ser extraído con los métodos anteriores. En consecuencia, el factor de recobro en la producción terciaria puede aumentar hasta el 75% del OOIP, lo que representa una notable mejora en la eficiencia de la recuperación del yacimiento. (Yerbes, 2022) (Paris de Ferrer, 2009)

Entre los métodos de inyección química se encuentra la invasión con polímeros, que es una variante de la inyección de agua que implica la adición de un tapón de polímeros al agua de inyección. Estos polímeros se añaden en concentraciones de 200 a 1000 partes por millón (ppm) y tienen un alto peso molecular, que varía entre 2MM y 10MM. Estas soluciones son muy viscosas, incluso cuando están altamente diluidas, lo que mejora la relación de movilidad entre el agua y el petróleo. Esto resulta en un desplazamiento más eficiente y un barrido más completo del yacimiento en comparación con la inyección de agua convencional. Al utilizar polímeros, se crea un banco de petróleo que es empujado de manera similar a como se hace en la inyección

de agua tradicional. La Figura 19 muestra un esquema de este proceso. (Yerbes, 2022) (Paris de Ferrer, 2009)



Figura 18: Proceso de invasión con Polímeros. (BLOGSPOT, 2013)

3.2 Proceso de recuperación mejorada de petróleo (CEOR)

La recuperación de petróleo mediante el uso de polímeros puede verse afectada por factores como la salinidad del agua, la temperatura, el envejecimiento, la formación de geles y los altos esfuerzos de corte. La etapa de inyección de agua en la que se inicia la invasión con polímeros también es crucial para el éxito del proceso. La **Tabla 1** presenta los criterios de diseño para este proceso.

Los polímeros mejoran el perfil de barrido vertical y la conformación al aumentar la resistencia al flujo del agua en zonas ya barridas, lo que incrementa el flujo en estratos no barridos y controla la movilidad del agua. Aunque ha habido fallos debido a diseños inadecuados, se ha logrado un aumento promedio del 5% en la recuperación de petróleo, especialmente con crudos de viscosidad moderada (5 a 200 cP), alta permeabilidad (>20 mD) y temperaturas por debajo de 180 °F. En etapas avanzadas de inyección de agua, los polímeros pueden ser ineficaces debido a la baja saturación de petróleo móvil. Por ello, es esencial realizar pruebas de laboratorio y una selección geológica adecuada para garantizar el éxito del proceso. (Paris de Ferrer, 2009)

Tabla 1: Criterios para el diseño de recuperación de petróleo a partir de la inyección de polímeros. (Paris de Ferrer, 2009)

Criterios de Diseño	
Petróleo	Gravedad > a 25 API
	Viscosidad < 150cp (preferentemente <100)
	Composición: No crítica
Yacimiento	Saturación de Petróleo < 10% del VP de petróleo móvil
	Espesor neto: no crítico

PROYECTO INTEGRADOR PROFESIONAL

Malisani, Nicolás Agustín

Jara, Leandro Agustín

	Profundidad < 9000ft
	Razón de movilidad 2-40
	Permeabilidad > 20mD
	Factor de heterogeneidad 0.5-0.85
	Temperatura < 175°F (algunos polímeros son estables a temperaturas mayores)
Agua	Salinidad preferiblemente baja
Litología	Areniscas preferiblemente, pero pueden ser usados en carbonatos
	Se deben evitar calizas con alta porosidad
Factores favorables	Condiciones apropiadas para la inyección de agua
	Alta saturación de petróleo móvil
	Alto ϕh
Factores desfavorables	Fracturas extensivas
	Empuje fuerte de agua
	Capas de gas
	Alto contraste de permeabilidad
	Agua de formación altamente salina
	Problema de inyección severo
	Alto contenido de arcilla y calcio

3.3 RETENCIÓN DE POLÍMERO

La retención de polímeros influye significativamente en la velocidad de propagación de los polímeros a través de medios porosos durante la inundación de polímeros, lo que a su vez afecta la recuperación de petróleo. Este fenómeno impacta considerablemente el transporte y el rendimiento de las soluciones poliméricas en medios porosos. Una alta retención de polímeros puede retrasar notablemente el movimiento del polímero y la recuperación del petróleo. En la **Figura 20** se puede ver el efecto del factor de retraso para un mismo sistema poral, donde varía la concentración de polímero y la retención.

Por ejemplo, para una retención baja de 10 μ g/g y una concentración de polímero de 2000 ppm, el factor de retraso es del 3%. Sin embargo, con una retención moderada de 100 μ g/g y una concentración de 1500 ppm, el factor de demora alcanza el 35%, lo que implica que se debe inyectar un 35% más de polímero para lograr la formación deseada. Si la retención de polímero es extremadamente alta, como 200 μ g/g o más, podría tener un impacto crítico en las tasas de desplazamiento de petróleo y en la viabilidad económica de la inyección de polímero.

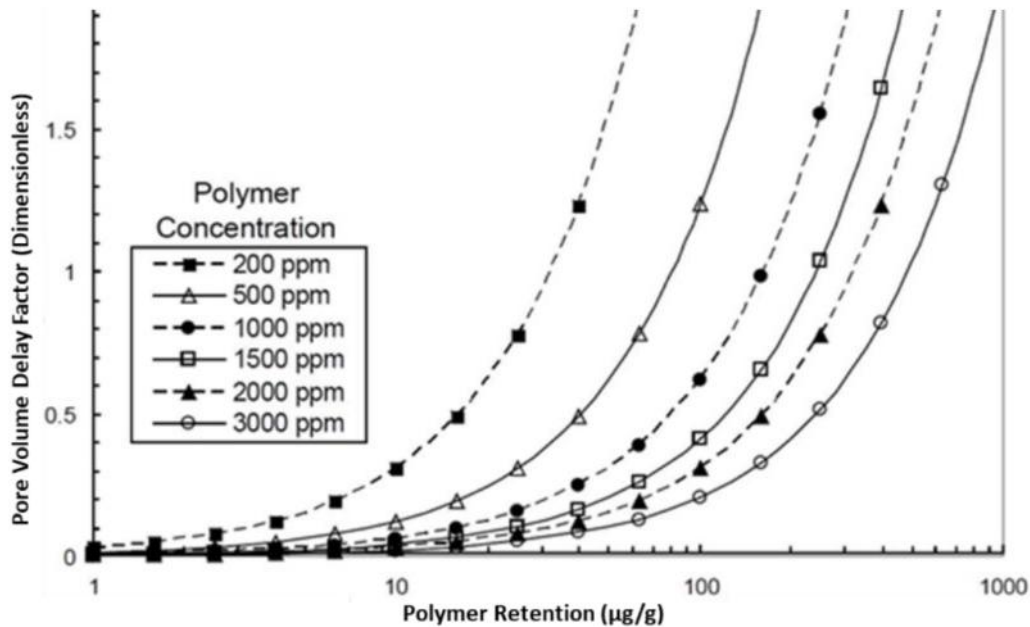


Figura 19: Factor de retraso del banco de polímeros causado por la retención de polímeros. (Sameer Al-Hajri, 2018)

La retención de polímeros se ha identificado como una de las principales preocupaciones en el proceso operativo de inundación de polímeros. La retención de polímeros incluye adsorción, atrapamiento mecánico y retención hidrodinámica como se muestra en la **Figura 21**.

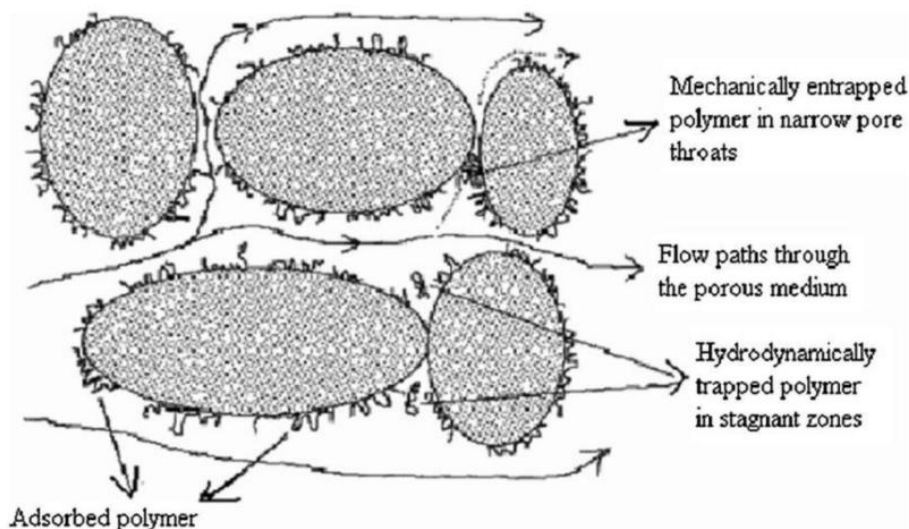


Figura 20: Mecanismo de retención de polímeros en medios porosos. (Sameer Al-Hajri, 2018)

3.3.1 ADSORCIÓN.

La adsorción es la interacción entre las moléculas de polímero y la superficie sólida de la roca, principalmente a través de enlaces físicos como los de Van der Waals e hidrógeno, en lugar de enlaces químicos completos. Las moléculas de polímero se

unen a la superficie de la roca con una energía libre baja, como se muestra en la **Figura 22**.

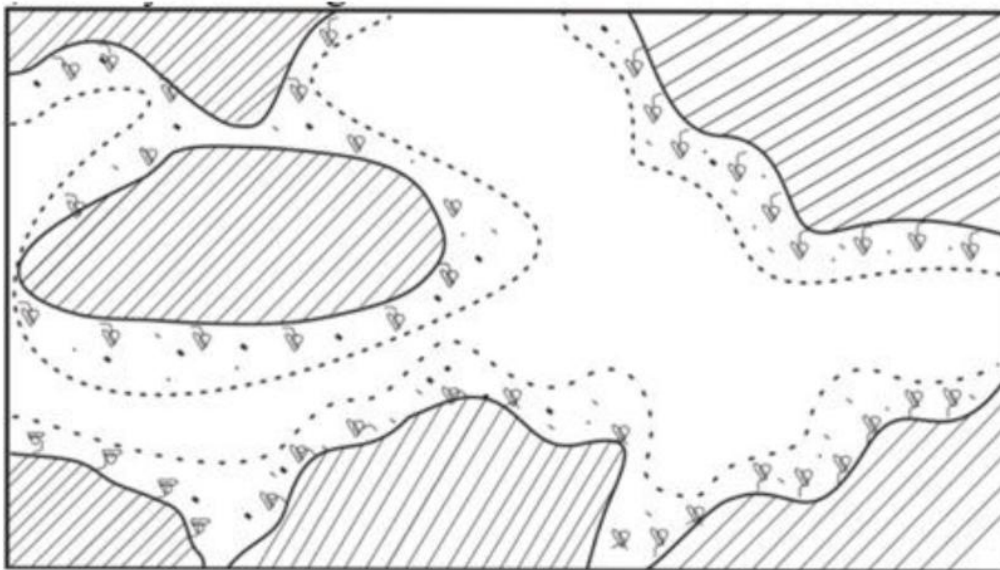


Figura 21: Adsorción de polímeros en medios porosos. (Sameer Al-Hajri, 2018)

Los polímeros, con sus cadenas largas y pesos moleculares altos, contienen grupos polares que se adhieren a los puntos polares de la superficie de la roca, lo que genera un alto nivel de adsorción. Dado que esta adsorción es irreversible, el polímero ocupa permanentemente los sitios de adsorción y, si cubre una gran parte del volumen poroso, puede dificultar la recuperación de petróleo. Además, esto reduce la permeabilidad de la formación, resultando en un menor factor de recuperación. (Sameer Al-Hajri, 2018) ; (Li, 2016) (Sorbie, 1991)

3.3.2 ATRAPAMIENTO MECÁNICO

El atrapamiento mecánico de polímeros en medios porosos ocurre debido al tamaño relativamente grande de las moléculas de polímero en comparación con el tamaño de los poros. Este fenómeno, estudiado por varios investigadores, se produce cuando las moléculas de polímero bloquean pequeños poros, impidiendo su paso (y el de otros fluidos) y acumulándose en ellos. En rocas de baja permeabilidad, el atrapamiento mecánico es el factor dominante, mientras que, en arenas de alta permeabilidad, la adsorción puede ser más significativa. Para optimizar el rendimiento de la inyección de polímeros, se prefiere implementarla en yacimientos con una permeabilidad superior a 200 mD.

3.3.3 RETENCIÓN HIDRODINÁMICA.

Otro tipo de retención de polímeros es la retención hidrodinámica. Este fenómeno fue observado experimentalmente durante un experimento de inundación de núcleos con HPAM, donde se notó que la retención de polímeros variaba con las tasas de flujo. Al aumentar la tasa de flujo, se perdía más polímero en los medios porosos, lo que se

reflejaba en una disminución de la concentración del efluente. Al reducir nuevamente la tasa de flujo, la concentración del polímero en el efluente superaba la de entrada, indicando una reducción en la retención. Se cree que este mecanismo se debe a fuerzas hidrodinámicas que atrapan temporalmente las moléculas de polímero en regiones estancadas, y estas pueden difundirse nuevamente al flujo principal cuando la velocidad disminuye, resultando en un pico de concentración al reiniciar el flujo (Sameer Al-Hajri, 2018) (Li, 2016) (Sorbie, 1991).

3.3.4 VOLUMEN DE PORO INACCESIBLE

El volumen de poro inaccesible (IPV) se refiere a los poros en un medio poroso que son demasiado pequeños para permitir el paso de moléculas de polímero. Como resultado, estos poros se llenan de agua (salmuera) sin polímero, lo que hace que la concentración de polímero se propague más rápido que el agua a través de los medios porosos. El IPV depende del tamaño del polímero, la permeabilidad del medio, la porosidad y la distribución del tamaño de los poros, y puede llegar a representar hasta el 30% del espacio poroso total en algunos casos (Sameer Al-Hajri, 2018) (Li, 2016) (Sorbie, 1991).

3.3.5 UNA COMBINACIÓN ENTRE ADSORCIÓN Y VOLUMEN DE PORO

INACCESIBLE.

El volumen de poro inaccesible (IPV) disminuye el volumen del medio poroso a través del cual puede fluir el polímero, lo que a su vez reduce la adsorción del polímero, ya que menos solución entra en contacto con la superficie de la roca. Dawson y Lantz ilustraron este efecto, mostrando cuatro posibles escenarios en los que el IPV influye en la adsorción de polímeros, como se muestra en la **Figura 23** (Sameer Al-Hajri, 2018) (Li, 2016) (Sorbie, 1991).

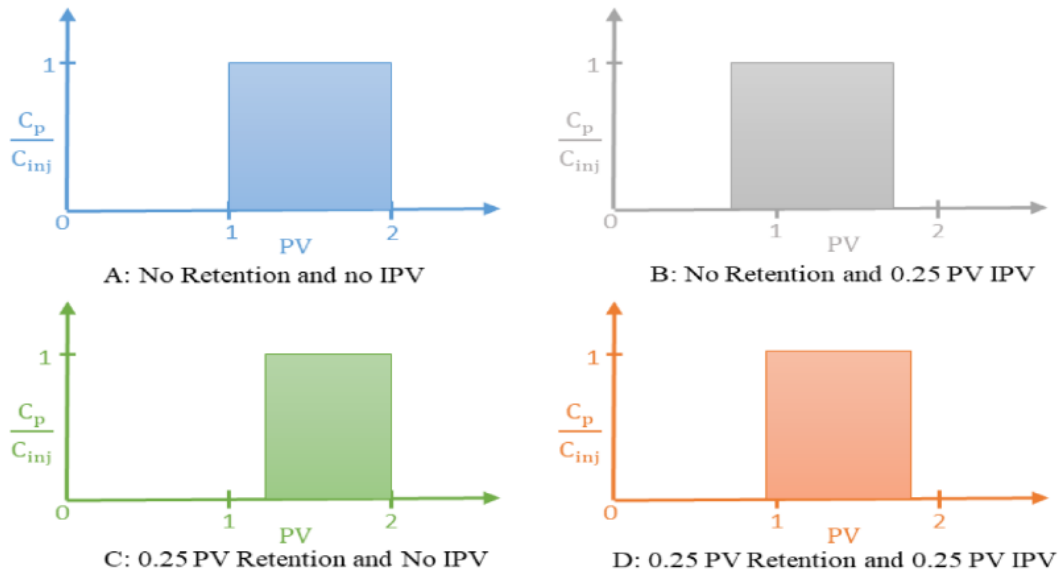


Figura 22. Curvas de ruptura ideales (Sameer Al-Hajri, 2018).

Escenario A: sin retención ni IPV. La ruptura del polímero será a un PV.

Escenario B: sin retención, el IPV representa el 0.25 del volumen total de poros. El polímero se abrirá paso a 0.75 PV.

Escenario C: la retención es del 0.25 PV y no hay IPV. La ruptura será a 1.25 PV.

Escenario D: la retención es de 0.2 PV, el IPV es de 0.25 PV. El polímero se romperá a 0.95 PV.

En el caso de que no haya retención ni IPV, idealmente, esperamos que el polímero se rompa después de inyectar un PV del polímero como se muestra en el escenario A. El banco de polímero emerge temprano como se muestra en el escenario B en el caso del volumen de poro inaccesible y la curva de ruptura se desplazará hacia adelante. Por el contrario, el borde delantero se verá afectado y la ruptura se retrasará por la adsorción. Además, el borde posterior no se ve afectado; por lo tanto, el banco de polímero se vuelve más pequeño como se muestra en el escenario C. La combinación de adsorción e IPV en medios porosos desplaza el banco de polímero hacia adelante y reduce la cantidad de polímero en el efluente como resultado de la adsorción en los medios porosos como se muestra en la **Figura 23** Escenario D (Sameer Al-Hajri, 2018) (Li, 2016) (Sorbie, 1991).

3.4 MÉTODO DE CÁLCULO DE RETENCIÓN DE POLIMERO.

3.4.1 USO DE TRAZADOR

Uno de los primeros métodos utilizados para estimar la retención de polímeros en medios porosos se basó en el cálculo de la concentración de polímero restante en medios porosos después de medir el polímero efluente.

En este método, el polímero se inyecta a través de muestras plugs o sandpack, junto con un trazador. Se realiza un cálculo de balance de materiales para los perfiles de

concentración de efluentes a fin de determinar el nivel de retención, como se muestra en la ecuación (17).

$$\text{Polímero retenido} = A_{\text{subida}} - A_{\text{bajada}} \quad (\text{Ec.17})$$

La retención de polímero se calcula a partir de la diferencia entre el área bajo las curvas del polímero entre la subida y la bajada. Además, el volumen de poro inaccesible (IPV) se puede estimar a partir del área del borde posterior entre las dos curvas, como se muestra en la **Figura 24**.

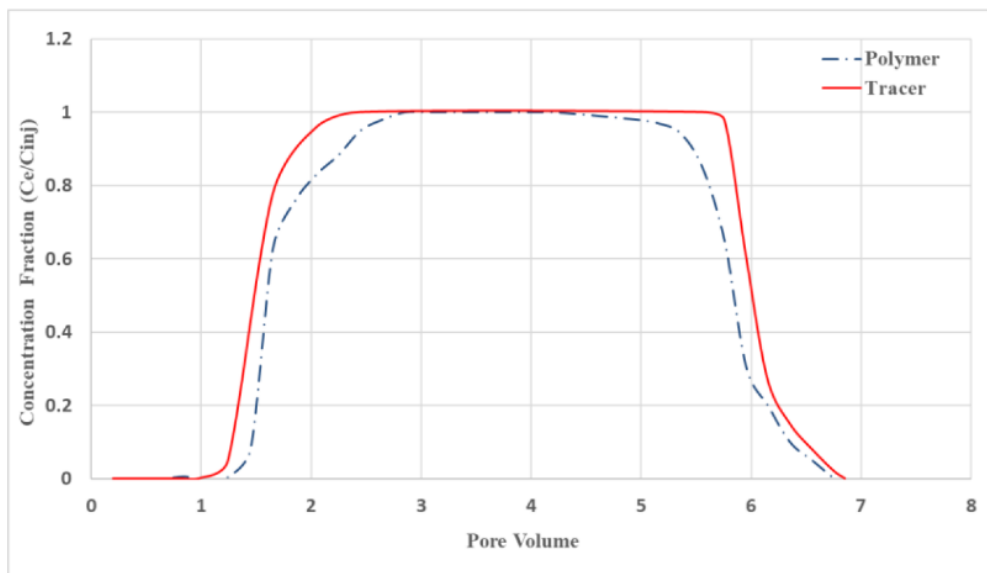


Figura 23. Medición de la retención de polímero utilizando un trazador. (Sameer Al-Hajri, 2018)

Es difícil recuperar el polímero de los medios porosos con la inyección de unos pocos volúmenes de poro, por lo que la cantidad de polímero retenido en los medios porosos puede sobreestimarse. Por lo tanto, se requiere una inyección prolongada de salmuera para recuperar el polímero. Esto es resultado del desplazamiento desfavorable. Sin embargo, es importante indicar que una concentración muy baja de polímero en el efluente estará asociada con errores de detección de polímero que nuevamente sobreestimarán la cantidad de polímero retenido (Sameer Al-Hajri, 2018).

3.5 POLÍMERO FP-3630s.

En cuanto al polímero FP-3630s, es una poliacrilamida de alto peso molecular utilizada en la EOR para mejorar la eficiencia del desplazamiento del petróleo. Al aumentar la viscosidad del agua de inyección, el 3630s mejora la movilidad del petróleo hacia los pozos de producción, lo que resulta en un barrido más completo del yacimiento. Aunque efectivo, su uso puede verse limitado por condiciones extremas como alta salinidad y temperatura, lo que puede degradar el polímero. Por lo tanto, se requiere un diseño adecuado del proceso y pruebas de laboratorio para garantizar su éxito en

proyectos de EOR. En resumen, el polímero 3630s es una herramienta eficaz para mejorar la recuperación de petróleo en proyectos de EOR, siempre que se gestionen adecuadamente sus limitaciones.

3.5.1 MEDICIÓN DE LA CONCENTRACIÓN DEL POLÍMERO 3630s EN SOLUCIÓN

Método Bleach

Para determinar la concentración de HPAM (Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada) en este proyecto, se utilizó el método Bleach, tal como lo recomienda la norma API RP 63. Este método se basa en una medición espectrofotométrica tras inducir una reacción química en la muestra, cuyos resultados se comparan con una curva de calibración específica.

La espectrofotometría permite analizar la concentración de un compuesto mediante su absorción de luz, ya que cada sustancia tiene un espectro de absorción característico. En este contexto, se aplicó la Ley de Lambert-Beer, una relación empírica que describe la conexión entre la transmisión de luz a través de una sustancia, su concentración y la longitud del trayecto que la luz recorre.

El procedimiento consistió en tomar 2,5 ml de la muestra y mezclarlos con 2,25 ml del reactivo Bleach, agitando suavemente la solución durante 3 minutos para permitir que la reacción se desarrolle. A continuación, se midió la absorbancia de la mezcla en el espectrofotómetro de forma inmediata. El reactivo Bleach utilizado estaba compuesto por 6 g de ácido acético, 20 g de hipoclorito de sodio (58 g/l) y agua destilada, completando un total de 100 g de solución.

Este método es utilizado específicamente para medir la concentración del polímero 3630s en muestras de salmuera que estén libres de hidrocarburos o materiales coloreados. La medición se realiza determinando la turbidez y la transmitancia de la muestra con el reactivo Bleach, compuesto por ácido acético e hipoclorito de sodio en proporciones controladas, y preparado con agua destilada. Esta solución reactiva debe usarse dentro de los dos días posteriores a su preparación.

Antes de la medición, la muestra de polímero se filtra para asegurar que esté libre de hidrocarburos y materiales coloreados. En caso de contener sulfuros, deben realizarse procedimientos adicionales. Una vez filtrada, se pesa una cantidad exacta de la muestra y se agrega la solución reactiva hasta alcanzar el peso total necesario. La mezcla se homogeneiza cuidadosamente, evitando la agitación para prevenir floculación.

Después de preparar la muestra, se coloca en una cubeta para medir la transmitancia a una longitud de onda de 470 nm, dentro de los cinco minutos posteriores a su preparación, asegurando un tiempo de espera constante de tres minutos antes de la medición.

PROYECTO INTEGRADOR PROFESIONAL

Malisani, Nicolás Agustín

Jara, Leandro Agustín

Para obtener la concentración de polímero en la muestra, se genera una curva de calibración con soluciones de concentración conocida de polímero FP-3630s. La concentración de la muestra se calcula comparando la transmitancia medida con la curva estándar, tomando en cuenta cualquier dilución previa. Este procedimiento permite medir con precisión la concentración del polímero FP-3630s en soluciones de salmuera y resulta aplicable en procesos industriales donde se requiere un control específico de esta concentración. (Institute, 1990) (RP63, 1990)

4 METODOLOGÍA DE TRABAJO.

En este capítulo se presentan las normas y procedimientos que se tuvieron en cuenta para llevar a cabo los ensayos de laboratorio.

4.1 API RP 63

Para estandarizar los ensayos realizados, se adoptó la norma API RP 63, la cual establece prácticas recomendadas para evaluar y comparar el desempeño de polímeros solubles en agua empleados como agentes de control de movilidad en operaciones de recuperación mejorada de petróleo (Enhanced Oil Recovery, EOR).

La API RP 63 nos describe aspectos para tener en cuenta durante los ensayos de laboratorios, en particular:

- Preparación de la muestra.
- Equipos utilizados.
- Procedimiento de pruebas de flujo lineal en el plug.
- Prácticas recomendadas para evaluar la retención de polímero.
- Procedimiento de inyección de polímeros, entre otros.

4.2 LAVADO Y SECADO

La limpieza o Lavado de Muestras es un proceso que se realiza con la finalidad de que los resultados no se vean influenciados con los fluidos nativos (agua, gas y petróleo), ni por las sales disueltas o precipitados de minerales que puedan estar presentes en la muestra.

La técnica de limpieza a utilizar en la muestra va a depender de:

- Del tamaño de la muestra.
- Del estudio a realizar.
- Del equipo disponible.
- De los fluidos a limpiar de la muestra

Se describirá el procedimiento de lavado teniendo en cuenta el equipo SOXHLET, y como fluido de lavado tolueno, el cual tiene la particularidad de disolver los hidrocarburos que puedan estar alojados en la roca, y metanol, con el cual se extraen las sales. El equipo SOXHLET se puede dividir en tres partes, el matraz, el extractor o Soxhlet, y el condensador, como se ve en la **Figura 25**.

Procedimiento de lavado:

1° Se coloca el solvente elegido en la matraz o balón.

2° Se coloca la muestra a limpiar dentro del Extractor o Soxhlet (utilizar pinza adecuada)

3° Se coloca el refrigerante y se lo conecta a la fuente de alimentación de agua.

4° Se coloca el conjunto sobre el calentador.

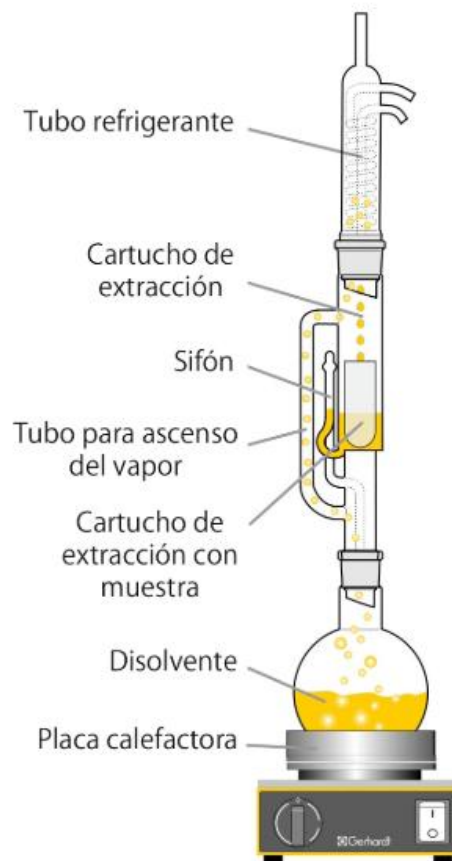


Figura 24. Esquema del equipo SOXHLET (Gerhardt, 2024).

A medida que el solvente contenido en el balón empieza a hervir, los vapores se elevan por el brazo lateral del Soxhlet hasta el condensador (enfriado por una corriente de agua). El solvente ahora líquido, cae sobre la muestra y disuelve los fluidos contenidos en ella, así como las sales solubles u otros compuestos presentes en la matriz de la muestra.

Cuando el nivel del disolvente líquido alcanza la parte superior del tubo sifón, la mezcla disolvente-soluto se desvía del extractor y vuelve al matraz o balón, donde el ciclo comienza de nuevo. Cuando se verifica que el color del disolvente se mantiene constante, se puede decir que la muestra está lavada. En caso de que el solvente se encuentre muy oscuro, no puede verse la variación de color, por lo que hay que cambiar el solvente hasta que este salga limpio.

Una vez lavada la muestra, es llevada a un horno, donde se eleva su temperatura con el cuidado que esta no supere los 70°C para evitar la deshidratación de arcillas.

Se espera que en el horno se evapore todo el líquido contenido, y la forma de verificarlo es con una balanza, controlando la variación del peso (Abrigo S. , 2023).

4.3 MEDICIÓN DE VOLUMEN PORAL

El método desarrollado se fundamenta físicamente en la Ley de Boyle para la expansión isotérmica, la cual establece que el producto de la presión y el volumen permanece constante, siempre que la temperatura y la cantidad de materia se mantengan constantes. Esto se expresa en la ecuación 18.

$$P_1 * V_1 = P_2 * V_2 = cte \quad (\text{Ec.18})$$

Donde, en este caso particular:

$$P_1 = 100 \text{ psi}$$

V_1 : supongamos conocido (válvulas, cañerías, etc) (“NO LO CONOZCO REALMENTE”)

V_2 : lo suponemos conocido, idem V_1

P_2 : variable a medir.

Inicialmente tenemos un volumen de gas “ V_1 ” a una presión prefijada conocida P_1 , el gas es expandido isotérmicamente, debido a que se conecta este volumen inicial con la celda de medición también de un volumen conocido. En esta celda se encuentra un testigo con gas a presión P_{atm} , cuya porosidad es la que queremos averiguar.

Como realmente no conocemos el volumen V_1 y tampoco V_2 debemos independizarnos de los volúmenes, para esto utilizamos la calibración.

Para realizar la medición de la porosidad utilizamos el porosímetro LN-P.B.2 el cual se encuentra en el laboratorio, cuyo fluido de trabajo es Helio. El mismo se ve en la figura 26.



Figura 25. Porosímetro de helio, junto a tubos de nitrógeno y helio.



Figura 26. Celda de medición.



Figura 27. Testigo y calibres de diferentes volúmenes.

PROCEDIMIENTO.

1. Se establece una presión inicial (P_1) en la cámara del porosímetro, considerando las líneas y válvulas del sistema.
2. Se determina el volumen (V_2) en la configuración inicial de la cámara.
3. La muestra se coloca en la cámara de medición, la cual está a presión atmosférica.
4. Al conectar las dos cámaras, se obtiene una nueva presión (P_2) resultante de la expansión del gas en la cámara de medición.

La presión obtenida (P_2) se utiliza para entrar a la curva de calibración del equipo y determinar el volumen de sólidos presente en la celda.



Figura 28. Conexiones.

CURVA DE CALIBRACIÓN: se realizan distintas mediciones de volúmenes conocidos (calibres) para luego obtener una curva de calibración que nos servirá para independizarnos de los volúmenes desconocidos de V_1 y V_2 . Para esta medición nuestro fluido de trabajo puede ser Helio o Nitrógeno, lo que se busca es un gas que no interactúe con el medio poroso, especialmente con las arcillas, ya que estas pueden hincharse. El helio es ideal debido a su completa inercia, sin interacciones con las arcillas. En cambio, el nitrógeno, aunque mayormente inerte, puede reaccionar ligeramente bajo ciertas condiciones, pero sigue siendo una opción comúnmente utilizada debido a su disponibilidad y costo. (Abrigo S. , NT Petrofísica Básica Porosidad 2023)

4.4 PREPARACIÓN DE SALMUERA

Para la preparación de la salmuera, se necesitan diferentes equipos y compuestos, en particular:

- Cloruro de sodio (NaCl): 25 g
- Bicarbonato de sodio (NaHCO_3): 0,62 g
- Cloruro de potasio (KCl): 10,45 g
- Cloruro de magnesio hexahidratado ($\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$): 7,496 g

- Cloruro de calcio ($\text{CaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$): 2,18 g
- Agua destilada
- Matraz de 2 litros
- Agitador y barra magnéticos
- Kitasato
- Embudo Büchner
- Papel de filtro de 8 micrones y 0,2 micrones
- Bomba de vacío

Procedimiento:

1. Pesado de Sólidos:

- NaHCO_3 : Pesa 0,62 g.
- NaCl : Pesa 25 g.
- KCl : Pesa 10,45 g.
- $\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$: Pesa 7,496 g.
- $\text{CaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$: Pesa 2,18 g.

2. Preparación Inicial de la Solución:

- Coloca 0,62 g de NaHCO_3 en un matraz de 2 litros.
- Añade 400 ml de agua destilada al matraz.
- Agita con una barra magnética durante 15 minutos utilizando un agitador magnético para disolver completamente el NaHCO_3 .

3. Adición y Disolución de Sales:

- Agrega 25 g de NaCl al matraz.
- Continúa la agitación por otros 15 minutos para asegurar que el NaCl se disuelva completamente.
- Añade 10,45 g de KCl al matraz.
- Agita durante 15 minutos adicionales para disolver el KCl .
- Incorpora 7,496 g de $\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ al matraz.
- Agita durante 15 minutos más para disolver el $\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$.
- Finalmente, añade 2,18 g de $\text{CaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ al matraz.
- Agita la mezcla durante 45 minutos para asegurar la disolución completa de todas las sales.

4. Enrasado del Volumen:

- Completa el volumen del matraz hasta llegar a los 2 litros con agua destilada.
- Agita la solución nuevamente con el agitador magnético durante 45 minutos para asegurar una mezcla homogénea.

5. Filtrado Inicial:

- Coloca un embudo Büchner en la boca de un kitasato y coloca un papel de filtro de 8 micrones.
- Conecta la salida lateral del kitasato a una bomba de vacío.

- Enciende la bomba de vacío para filtrar la solución a través del filtro de 8 micrones, eliminando las impurezas de mayor tamaño.

6. Filtrado Fino:

- Reemplaza el papel de filtro en el orden descendiente de la siguiente manera 8 μm , 5 μm , 1.2 μm , 0.45 μm , 0.2 μm
- Realiza el filtrado nuevamente para eliminar los sólidos disueltos más pequeños y obtener una salmuera más pura.

7. Almacenamiento:

- Transfiere la salmuera filtrada a un recipiente adecuado.
- Etiqueta el recipiente con el nombre de la solución (salmuera), fecha, concentración de sales, filtrado y cualquier otra información relevante.

Este procedimiento garantiza la preparación de una salmuera de alta calidad con la concentración adecuada y libre de impurezas, cumpliendo con los estándares de pureza necesarios para aplicaciones específicas. (Institute, 2016) - (International, 2021) - (Hedges, 2018)

4.4.1 PROCEDIMIENTO DE FILTRADO

1. Se arma el equipamiento, conectando el kitasato a la trampa de líquidos y esta última a la bomba de vacío.
2. Se coloca un filtro de 8 μm en el porta filtros.
3. Se prende la bomba de vacío, se agita el fluido y se vierte sobre el filtro lentamente hasta que la solución haya pasado por completo.
4. Se lava con agua destilada el recipiente original y el filtro.
5. Se trasvasa la salmuera filtrada desde el kitasato hasta el recipiente original
6. Se lava con agua destilada el kitasato
7. Estos pasos se repiten para filtros de menor granulometría (8 μm , 5 μm , 1.2 μm , 0.45 μm , 0.2 μm).



Figura 29. Imagen de filtrado de la salmuera con un Kitasato.

4.5 SATURACIÓN DE LA MUESTRA.

Para comenzar con los ensayos, es necesario que la muestra este saturada con salmuera de 18 g/l.

A continuación, se describe el procedimiento de saturación de las muestras:

1. Lavar y pesar la muestra seca (P). Medir la porosidad y permeabilidad al gas.
2. Colocar la muestra en un recipiente apropiado para hacer vacío. Colocar entre la bomba de vacío y el recipiente una "**trampa criogénica**" para evitar el retroceso del aceite que contiene la bomba y garantizar un mejor vacío y preservación de la misma.
3. Efectuar vacío por un período no inferior a 7 h. El vacuómetro debe indicar 20 mb.
4. Transcurrido el período indicado, cesar el vacío e incorporar el fluido de saturación filtrado y desgasificado hasta sumergir las muestras.
5. Incrementar paulatinamente la presión hidráulica teniendo en cuenta el grado de consolidación de las muestras. Dejar presurizado el saturador durante 2 h.
6. Ventear el recipiente a presión atmosférica y reiniciar el vacío por un período no inferior a 2 h.
7. Ventear a presión atmosférica y pesar las muestras (P) saturadas por defecto utilizando un vidrio de reloj.

4.6 ENSAYOS DE LABORATORIO

A continuación, se describen los métodos y los equipos utilizados para generar el flujo de la solución a través de las muestras elegidas.

4.6.1 MÉTODO ENSAYO EN SANDPACK

Para el ensayo de inyección, se montó el sandpack en un trípode universal para su estabilidad durante el experimento. Se estableció un gradiente hidráulico ascendente constante utilizando un reservorio de suministro situado a una altura fija por encima del sandpack. Esta configuración asegura que el nivel de la solución esté por encima de la válvula de salida, generando el diferencial de presión necesario para el flujo.

El fluido se introdujo en el sandpack, y se aplicó la Ley de Darcy para determinar la relación entre el flujo, la presión diferencial y la permeabilidad del medio. La presión diferencial a lo largo del sandpack se calculó a partir de la altura del reservorio y la altura del punto de medición, ya que no se utilizaron transductores de presión, como se ve en la **Figura 31**.

Se utilizó una ampolla de decantación para contener el fluido desplazado, garantizando que el flujo a través del sandpack fuera lo suficientemente lento para evitar el movimiento de finos. Esta configuración permitió un flujo ascendente estable y homogéneo a través del medio poroso, minimizando los efectos de canalización.

El nivel de fluido en el reservorio se mantuvo constante para asegurar una presión hidrostática uniforme, y la presión diferencial se estimó a partir de las alturas medidas.

Ampolla de decantación

Sandpack



Figura 30. Equipo de medición

Se empleó un conjunto de tubos de plástico transparente, previamente pesados y numerados, para obtener resultados precisos. La muestra se introdujo en los tubos hasta desplazar tres veces el volumen poral del sandpack. Utilizando un volumen de solución de aproximadamente 9 cm^3 por tubo, se realizó la recolección necesaria para el ensayo. Con el objetivo de recolectar un volumen total de $278,4 \text{ cm}^3$, se utilizaron

aproximadamente 31 tubos por ensayo. El volumen poral del sandpack se estableció en 90 cm³ durante la fase de saturación con la solución.

Tras la recolección de las muestras en los 31 tubos, se llevaron a cabo mediciones detalladas de las propiedades de la solución. Se analizaron parámetros como el peso del tubo lleno, la salinidad, la concentración de polímero y la presencia de trazador según sea necesario. Estas mediciones fueron cruciales para evaluar las características de la solución y su interacción con el sandpack. Luego de esto se realiza la bajada donde se inyectan 3 volúmenes porales de salmuera con concentración de 18 g/l, siguiendo los pasos y el procedimiento descrito anteriormente.

4.6.2. MÉTODO DE ENSAYO EN BEREА

El ensayo se llevó a cabo mediante barridos o pruebas roca-fluido en una celda triaxial con Berea, a la cual se le dio una presión de confinamiento de 500 psi, y mediante unas cintas calefactoras (tracing) se mantuvo a temperatura constante de 38 °C, tratando de simular las condiciones de reservorio. Además de estas variables, se fijó y controló cuidadosamente la velocidad de inyección para evitar la canalización y el movimiento de finos. Esto se logró fijando el caudal constante con una bomba de desplazamiento positivo.

La configuración del equipo para el ensayo en el laboratorio incluyó varios dispositivos claves. Se utilizó una bomba de desplazamiento positivo, una celda triaxial, donde se introdujo la berea y se le dio presión de confinamiento de 5000 psi, una cinta calefactora, que mantuvo la temperatura constante, tubos de ensayos, limpios, vacíos y pesados y un colector de fracciones, que contaba la cantidad de gotas que caían en un tubo y luego de un valor seteado pasaba a llenar el siguiente tubo, como se ve en la **Figura 32**.



Figura 31: Tomado de Laboratorio de petrofísica, Universidad Nacional del Comahue.

4.7 ADQUISICIÓN DE DATOS

Con el objetivo de medir la retención de polímero en muestras de arenisca y de caracterizar los trazadores, tritio, 2-FBOH y trazador salino, se llevaron a cabo diversos ensayos de flujo en medios porosos. A continuación, se describen las tareas realizadas para obtener estas mediciones.

1. El tipo de muestra seleccionada para realizar los ensayos fueron un sandpack disponibles en el laboratorio de petrofísica conformados por arenas (mallas ASTM) 425-355 μ m (40-45) y la Berea número 9. Las muestras ya se encontraban lavadas y saturadas con salinidad de 18 g/l según los procedimientos descriptos.
2. Se inicio con el montaje de los equipos según punto 4.6. Para la Berea, se mantuvo un caudal constante a partir de la bomba. En el caso del Sandpack se mantuvo una altura Δh constante, esto con el fin de evitar canalizaciones y el movimiento de finos.
3. Se preparan 3 volúmenes porales de la solución y se inyectan en la muestra, de acuerdo con cada configuración (Berea, Sandpack). Luego se hace la "bajada" donde se inyecta salmuera de 18 g/l (sin trazadores ni polímero) siguiendo los mismos pasos descriptos arriba.
4. Se obtiene el fluido desplazado del medio poroso en tubos de ensayo con tapa que impiden la evaporación del líquido, para que se mantenga una concentración constante.
5. Se pesan los tubos y se miden sus propiedades de interés, que pueden ser salinidad, temperatura, concentración de trazadores y concentración de polímeros, según se describe en el capítulo 2 y el capítulo 3.
6. Se anotan las mediciones en una planilla. Para obtener las concentraciones de trazadores y polímero, solo se utilizaron tubos impares (curva de bajada y subida).
7. Se obtiene el volumen poral de la muestra a través de las curvas de inyección de los distintos trazadores, como se describe en el capítulo 2. Al comparar estos volúmenes porales con el volumen real de la muestra que nos fue proporcionado, se puede concluir el grado de efectividad de cada uno de ellos.
8. Se grafica la curva de inyección del polímero y se determina su retención como se describe en el capítulo 3 (esto se desarrolla en el capítulo 5).

5 CÁLCULOS

5.1 OBTENCIÓN DE GRÁFICOS.

Los ensayos de laboratorio descritos en el capítulo anterior proporcionaron datos sobre el desplazamiento del polímero y los trazadores en función del volumen poral (concentración versus volumen poral inyectado). El objetivo de este capítulo es utilizar estas relaciones para determinar la retención del polímero y analizar los diferentes trazadores para la estimación del volumen poral.

Para determinar la retención del polímero, se empleará la diferencia de volumen invadido durante los ensayos de subida y bajada. Este se calcula la diferencia del área bajo la curva de la subida y la bajada de polímero.

El cálculo del volumen poral de la muestra, basado en el área bajo la curva del polímero, permitirá caracterizar los trazadores y medir su grado de efectividad. Este método se detalló en el Capítulo 2.

5.2 LIMPIEZA DE DATOS

Una vez obtenidos todos los datos de los experimentos, fue necesario procesarlos para asegurar su calidad y confiabilidad. Este paso fue crucial para poder aplicar los métodos de análisis mencionados anteriormente. El proceso de limpieza de datos consistió en los siguientes pasos:

1. Revisión inicial de los datos:
Se examinaron cuidadosamente todos los datos recopilados para identificar cualquier valor que pareciera fuera de lo común o que no tuviera sentido en el contexto de los experimentos realizados.
2. Eliminación de valores atípicos:
Se identificaron y eliminaron aquellos valores que se desviaban significativamente del resto de los datos. Estos valores atípicos podrían haber sido causados por errores en la medición o por fluctuaciones inusuales durante el experimento.
3. Normalización de concentraciones:
Para poder comparar los resultados de diferentes experimentos, se normalizaron las concentraciones de polímeros y trazadores. Esto implicó convertir las concentraciones medidas a una escala común, donde la concentración inicial o máxima se consideró como 0 y 1 respectivamente. Para

esto, se le restó a cada concentración, el valor de la menor concentración y luego este valor se dividió por el valor de la máxima concentración.

4. Suavizado de curvas:

Se aplicaron técnicas simples de suavizado a los datos para reducir el "ruido" en las mediciones y obtener curvas más uniformes. Esto facilitó la interpretación visual de los resultados.

5. Verificación final:

Se realizó una última revisión de los datos procesados para asegurar que todos los ajustes tuvieran sentido y no hubieran introducido errores adicionales.

Una vez completado este proceso de limpieza, los datos estaban listos para ser analizados. Se procedió a graficar las diferentes variables en función del volumen poral inyectado, lo que permitió visualizar claramente el comportamiento de los polímeros y trazadores a lo largo de los experimentos. Este proceso de limpieza fue fundamental para garantizar que los análisis posteriores fueran precisos y confiables, proporcionando una base sólida para las conclusiones del estudio.

5.3 EXTRAPOLACIÓN DE DATOS

Como se describió en el capítulo 4, las mediciones se realizaron en tubos de ensayo con un volumen de 9 cm³, lo cual resultó en un conjunto discreto de datos de concentración en función del volumen poral. Para obtener una descripción continua de este comportamiento y poder extrapolar a puntos no medidos directamente, se utilizó un software de ajuste de curvas (Curvas EXPERT). El proceso consistió en los siguientes pasos:

1. Ingreso de datos: Se introdujeron en el software EXPERT los pares de datos (volumen poral, concentración) obtenidos experimentalmente.
2. Generación de modelos: El software analizó los datos y propuso varias funciones matemáticas que podrían describir la relación entre la concentración y el volumen poral.
3. Evaluación de ajustes: Para cada función propuesta, el software proporcionó indicadores de la calidad del ajuste, como el coeficiente de determinación (R^2) y el error cuadrático medio.
4. Selección del mejor modelo: Se evaluaron las diferentes funciones propuestas, considerando no solo los indicadores estadísticos, sino también la coherencia

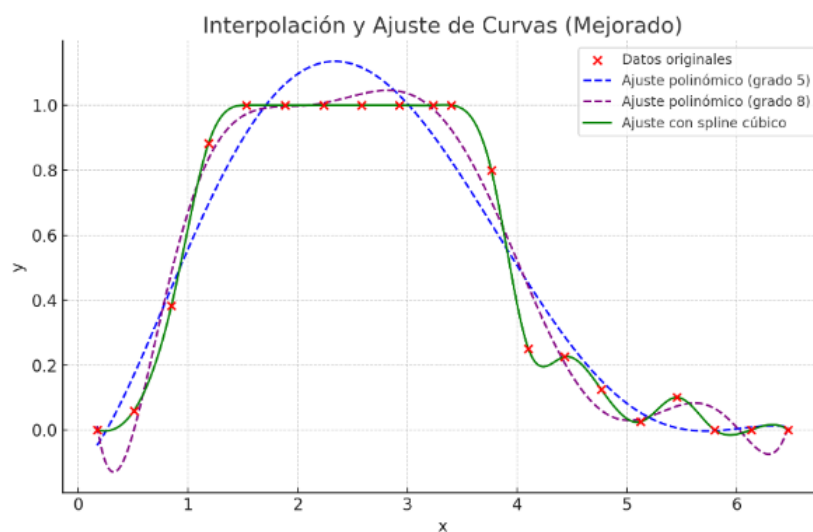
con el comportamiento físico esperado del sistema. Se seleccionó la función que mejor representaba la tendencia de los datos experimentales.

- Obtención de la ecuación: Una vez elegido el modelo óptimo, el software proporcionó la ecuación matemática correspondiente, que relaciona la concentración con el volumen poral inyectado.

Otra alternativa que pudimos aplicar en algunos casos es el uso de IA web ChatGPT, que, de igual manera al ingresar las coordenadas de los puntos en formato de chat, nos devuelve una curva y su fórmula de interpolación, un ejemplo de esto se puede ver en la **Figura 33**.



Procederé a realizar ajustes adicionales, explorando polinomios de grado superior o métodos avanzados para asegurar una mejor representación de los datos. Revisaré los errores y la calidad del ajuste.



He realizado un ajuste polinómico de grado 8 para mejorar la precisión en la representación de los datos. Además, calculé los errores para comparar la calidad del ajuste.

Fórmula del ajuste polinómico (grado 8):

$$y = 0.00136x^8 - 0.03704x^7 + 0.4146x^6 - 2.4556x^5 + 8.2773x^4 - 15.8577x^3 + 15.95496x^2 - 6.3302x + 0.7025$$

Figura 32: devolución de IA web ChatGPT a partir de una petición de interpolación, proporcionando valores de x e y de los puntos.

Estas ecuaciones permitieron interpolar y extrapolar valores de concentración para volúmenes porales no medidos directamente, proporcionando una descripción continua del comportamiento del sistema en todo el rango de interés.

5.4 CÁLCULOS DE ÁREA

Para el cálculo del área bajo la curva, se utilizó la función proporcionada por el software EXPERT en conjunto con el Método del Trapecio. Este enfoque permitió una aproximación numérica precisa del área, especialmente útil cuando la integral analítica es compleja o no tiene una solución cerrada.

Procedimiento:

1. Obtención de la función: Se empleó la función matemática devuelta por el software EXPERT, que describe la relación entre la concentración y el volumen poral inyectado.
- 2.
3. Aplicación del Método del Trapecio: Este método consiste en dividir el área bajo la curva en una serie de trapecios y calcular la suma de sus superficies. El procedimiento se realizó de la siguiente manera: a) Se definió un intervalo de integración $[a, b]$ correspondiente al rango de volumen poral de interés. b) Se dividió este intervalo en n subintervalos iguales, donde n es un número suficientemente grande para asegurar la precisión deseada. c) Para cada subintervalo, se calculó el área del trapecio formado por la curva y las líneas verticales en los extremos del subintervalo. d) Se sumaron las áreas de todos los trapecios para obtener el área total bajo la curva.

4. Fórmula utilizada

División del intervalo de integración:

$$\Delta x = \frac{b-a}{n} \quad (\text{Ec.19})$$

Calcular el área de cada trapecio

$$\text{Área de un trapecio} = \frac{\Delta x}{2} (f(x_i) + f(x_i + 1)) \quad (\text{Ec.20})$$

Donde: $f(x_i)$ y $f(x_i + 1)$, son valores de la función en los extremos del intervalo.

Entonces la suma de áreas queda:

$$A \approx \frac{\Delta x}{2} [f(a) + 2 \sum_{i=1}^{n-1} f(x_i) + f(b)] \quad (\text{Ec.21})$$

Nota: El método proporciona una buena aproximación cuando la función es suave o tiene pocos cambios abruptos en el intervalo dado.

6 ENSAYOS EN SANDPACK

En este capítulo se analizarán las curvas de inyección obtenidas durante el ensayo. Primero, se graficarán y evaluarán los datos correspondientes a los distintos trazadores, con el objetivo de caracterizar su comportamiento y determinar el volumen poral del sandpack. Luego, se presentarán los análisis relacionados con el polímero, incluyendo los cálculos de retención y el volumen poral inaccesible.

Los métodos y procedimientos empleados para medir las concentraciones corresponden a los descritos en los capítulos 2 y 3, mientras que para la limpieza de datos y la generación de curvas se siguieron los lineamientos establecidos en los capítulos 4 y 5.

La solución utilizada para los ensayos contenía polímero 3630s, el trazador tritio (HTO) y el trazador 2-FBOH, todos disueltos en salmuera con una salinidad de 20 g/L. Los valores empleados en los cálculos se presentan en la tabla X. Para la bajada solo se usó salmuera de concentración 18 g/l.

Tabla 2: valores relacionados al ensayo del sandpack.

	Unidad	Valor
ρ 3630s	g/cm ³	1.01175
Vp sandpack	cm ³	90
C ₀ 3630s	PPM	1163
C ₀ 2-FBOH	PPM	200
C ₀ Salmuera	g/l (subida)	20
C ₀ Salmuera	g/l (bajada)	18

6.1 CARACTERIZACIÓN DE TRAZADORES

6.1.1 TRAZADOR SALINO.

Esta curva surge de la inundación de la solución descrita anteriormente, donde en particular se midió la salinidad. A continuación, se presenta el Gráfico 1 donde los valores ya han sido rectificados y normalizados, junto con los valores medidos normalizados.

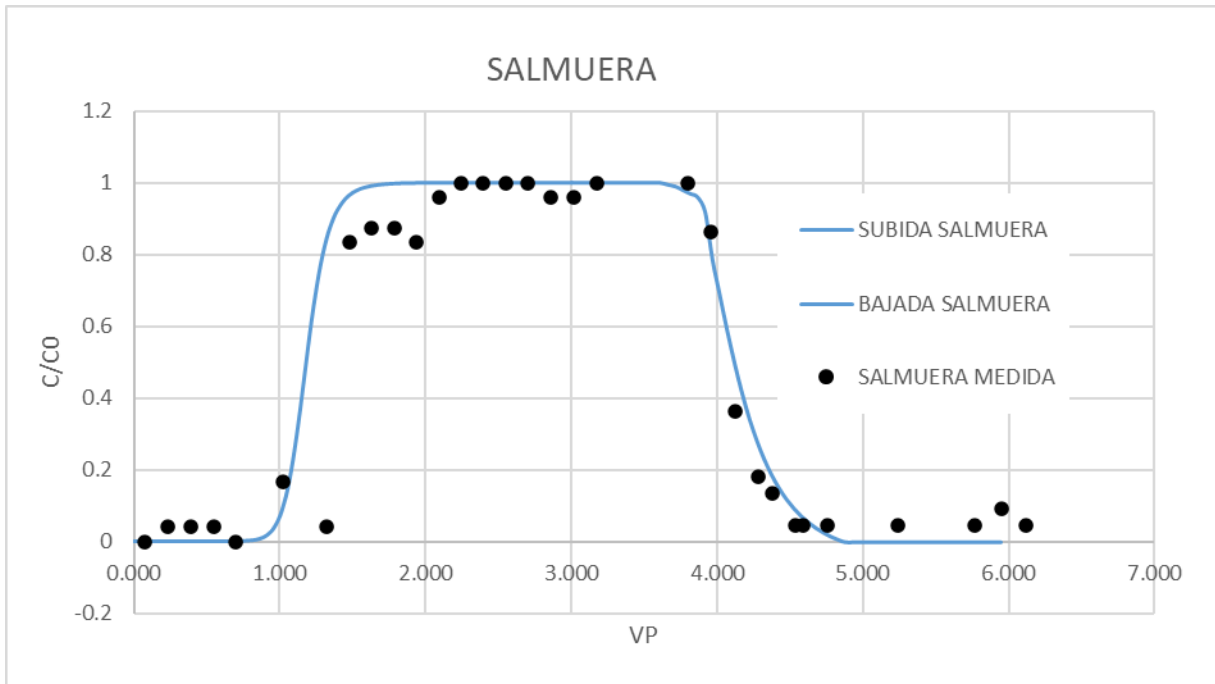
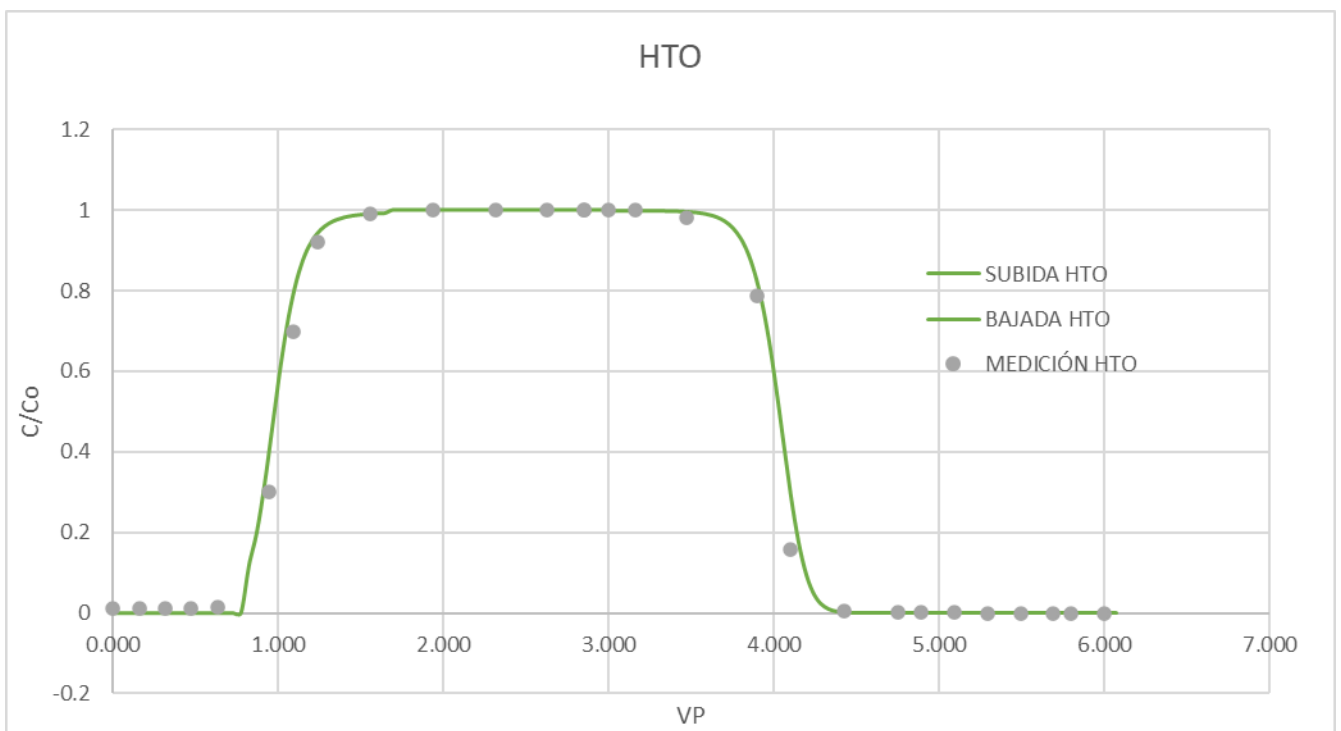


Gráfico 1: Curva normalizada de la variación de salinidad.

6.1.2 TRAZADOR TRITIO

A continuación, se muestran las curvas de inyección de Tritio en función del volumen poral inyectado. Adicionalmente, se muestran los valores medidos normalizados del tritio, los cuales fueron proporcionados tal cual se graficaron.



Gráfica 2: curvas de inyección de trazador Tritio.

6.1.3 TRAZADOR 2FBOH.

El Gráfico 3, muestra las curvas de subida y bajada del trazador 2-FBOH, junto con los valores medidos normalizados.

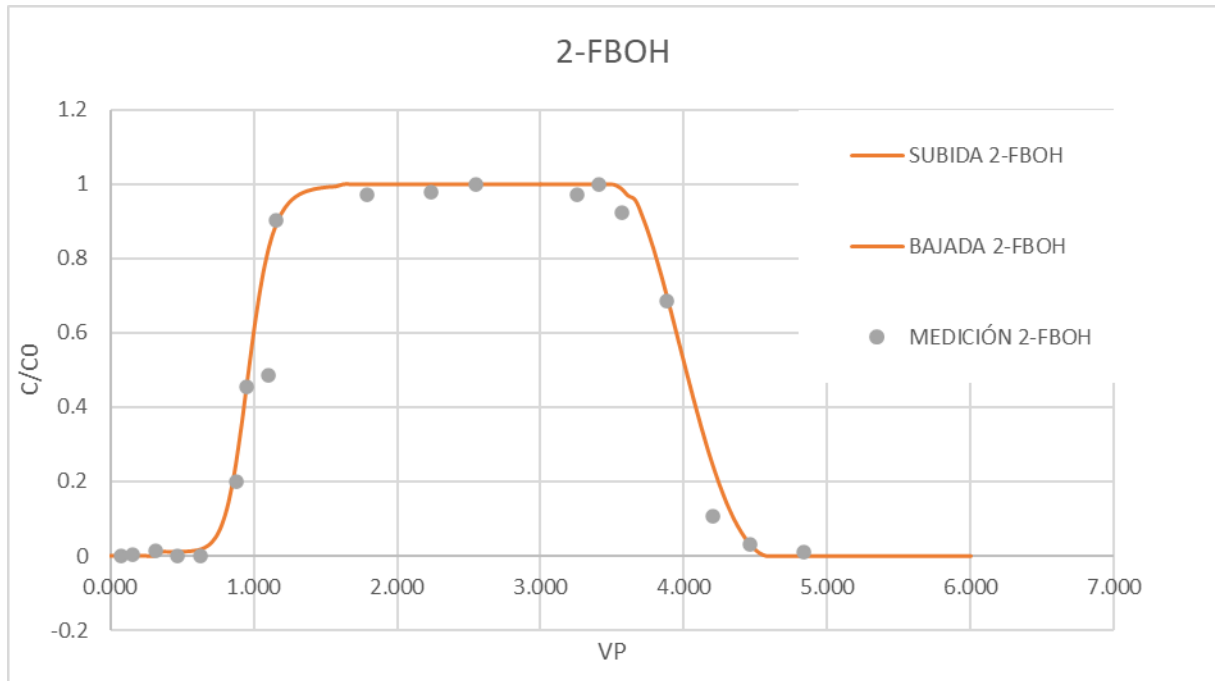


Gráfico 3: variación normalizada del alcohol 2-FBOH y salmuera en función del volumen poral.

6.1.4 TRAZADORES.

A continuación, se presentan las curvas de los trazadores tritio, 2-FBOH y la salmuera, los cuales fueron superpuestos para facilitar su análisis.

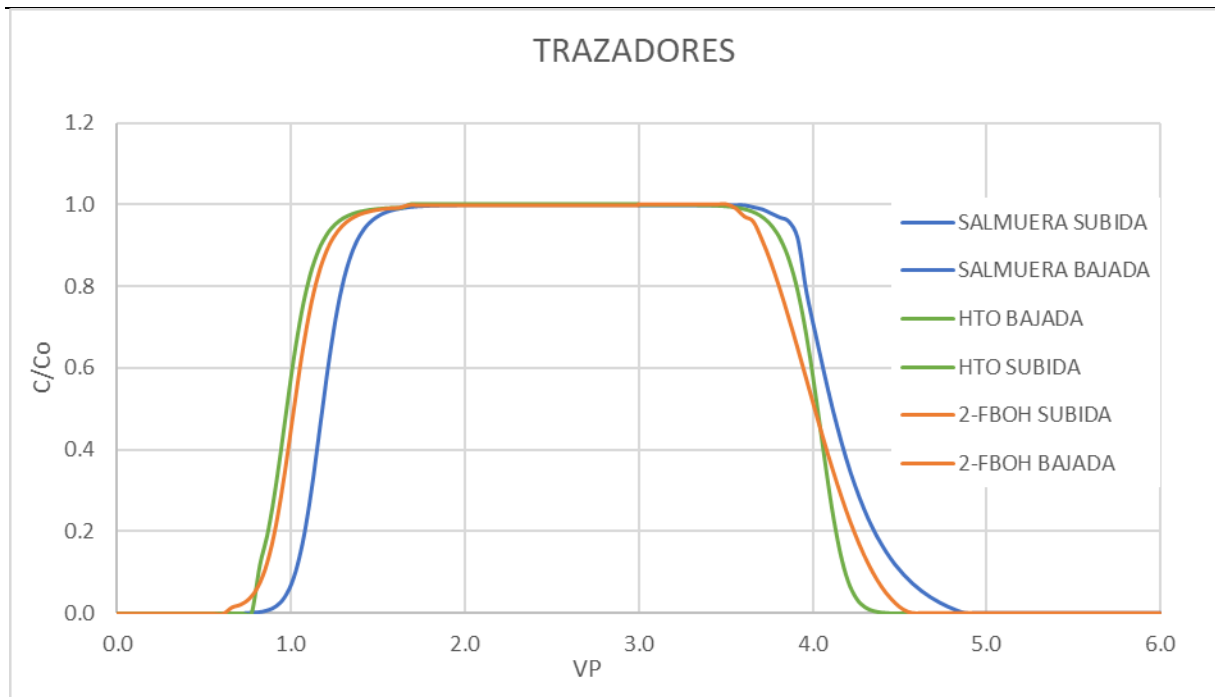


Gráfico 4: variación normalizada del alcohol 2-FBOH; HTO y salmuera en función del volumen poral sin polímero

6.1.5 VOLUMEN PORAL A PARTIR DE LOS TRAZADORES.

Se presenta la Tabla 5, donde se detallan los valores de volumen poral obtenidos a partir de los diferentes trazadores. Estos resultados fueron calculados siguiendo los procedimientos descritos en el Capítulo 2. Asimismo, se incluye el error relativo respecto al volumen poral real del sandpack, el cual es de 90 cm³ (este fue proporcionado).

Tabla 2: volumen poral en cm³ obtenido a partir del trazador salino, el trazador alcohol 2-FBOH y el trazador tritio.

	Vp subida cm ³	Vp bajada cm ³	Error Subida	Error Bajada	Error relativo Subida %	Error relativo Bajada %
HTO	89.33	91.72	0.67	1.72	0.75%	1.92%
2-FBOH	92.29	92.07	2.29	2.07	2.55%	2.30%
SALMUERA	107.14	104.67	17.14	14.67	19.05%	16.29%

6.1.6 CONCLUSIONES.

El análisis de las curvas de inyección y los resultados obtenidos permitió identificar diferencias significativas en el comportamiento de los trazadores utilizados para determinar el volumen poral del sandpack. El tritio (HTO) demostró ser el trazador más confiable, ya que los valores obtenidos en las fases de subida (89.33 cm³) y bajada (91.7 cm³) presentaron errores relativos muy bajos, de 0.75% y 1.92%, respectivamente, en comparación con el volumen poral real de 90 cm³. Este comportamiento refleja interacciones mínimas con el medio poroso, posicionándolo como la opción ideal para este tipo de ensayos.

Por otro lado, el alcohol 2-FBOH mostró un desempeño razonable, con errores relativos de 2.55% en la subida y 2.30% en la bajada. Aunque estos valores son mayores que los del HTO, los volúmenes obtenidos (92.22 cm³ y 92.07 cm³) se mantienen cercanos al valor real, lo que lo convierte en una alternativa viable, aunque con una ligera pérdida de precisión debido a una mayor interacción con el medio poroso.

En contraste, la salmuera presentó los mayores errores relativos, con 19.65% en la subida y 16.29% en la bajada, lo que resultó en volúmenes significativamente más altos que el real (107.14 cm³ y 104.67 cm³). Esto sugiere una mayor interacción con el medio poroso, lo que afecta su capacidad para medir con precisión el volumen poral. A pesar de estas limitaciones, la salmuera sigue siendo una opción económica y fácilmente accesible, especialmente para aplicaciones preliminares o menos rigurosas.

6.2 RETENCIÓN DE POLÍMERO Y VOLUMEN DE PORO

INACCESIBLE

Ahora procederemos con los cálculos de retención de polímero y de volumen poral inaccesible. El cálculo de retención se realizará a partir de un balance de materiales, mientras que el cálculo del volumen poral inaccesible se efectuará utilizando el área bajo las curvas, tal como se detalla en el capítulo 3.

6.2.1 POLÍMERO 3630s

En el siguiente gráfico, se presenta la curva del polímero 3630s, junto con los valores medidos normalizados

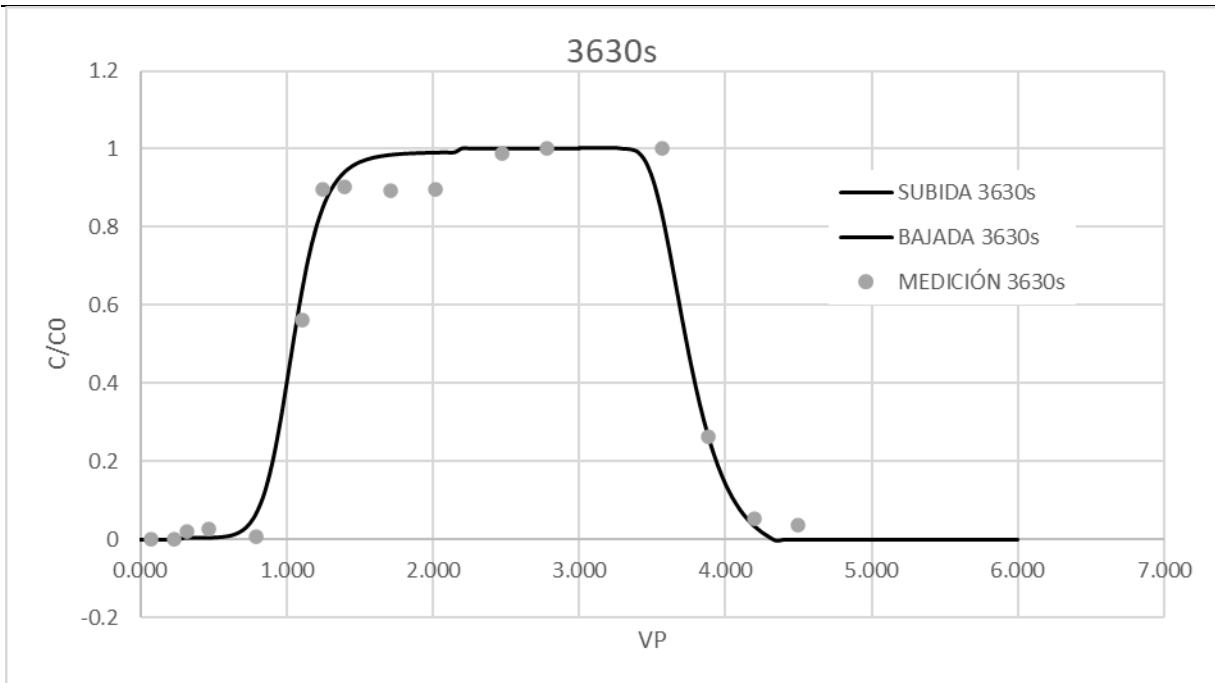


Gráfico 5: curva de elución del polímero 3630s, junto con los valores medidos normalizados.

6.2.2 TRAZADORES Y POLIMERO

El Gráfico 6 es una réplica del Gráfico 4 de trazadores, con la diferencia de que ahora hemos incluido la curva del polímero.

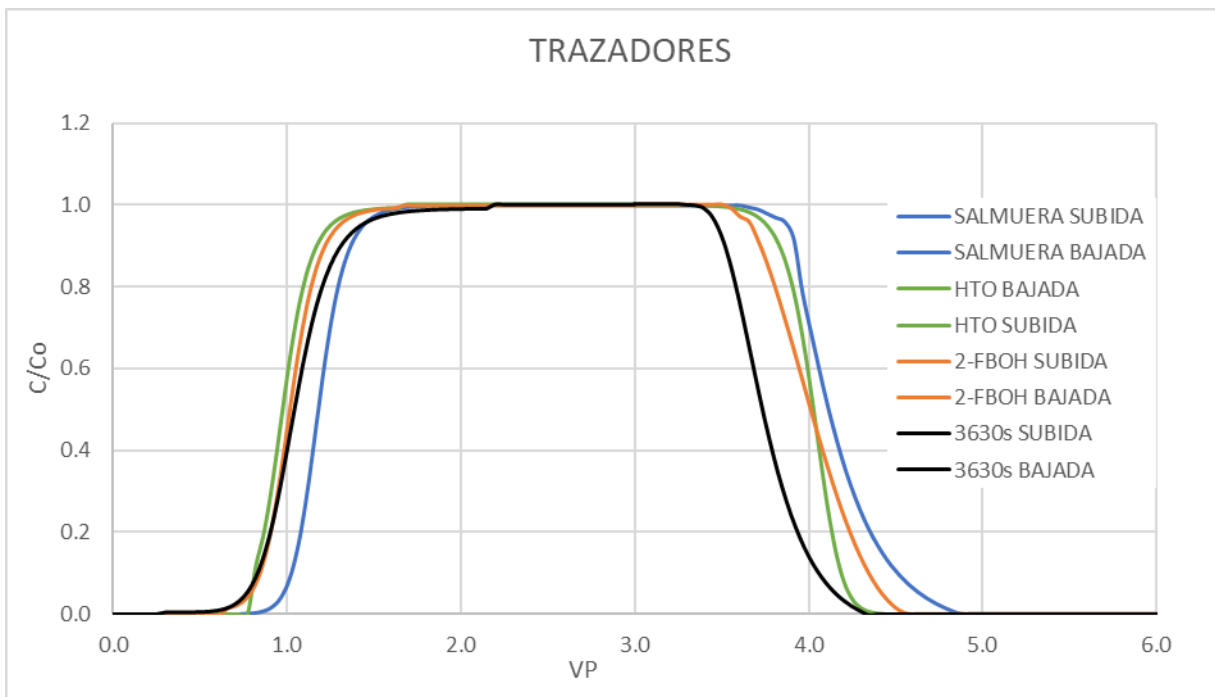


Gráfico 6: variación de polímero 3630s junto con los trazadores inyectados.

6.2.3 RETENCIÓN DE POLÍMERO

La Tabla 3, muestra la retención del polímero 3630, el mismo se calculó según lo descrito en el capítulo 3, considerando el método de balance de materiales.

Tabla 3: volumen retenido de polímero 3630s a partir del método de balances de materiales y diferencias de áreas con un trazador.

	A bajo la curva	Vol Recuperado	Pol Recuperado	Pol Inyectado	Pol Retenido	Pol Retenido
		cm ³	g	g	g	µg/g
3630s	2.699562276	242.9606048	0.285883301	0.317699618	0.03181632	89.3716761

6.2.4 VOLUMEN DE PORO INACCESIBLE

Los resultados del volumen poral inaccesible, obtenidos a partir de las diferencias de áreas entre el polímero 3630s y los distintos trazadores evaluados, se presentarán en la tabla 4, tal como se explicó en el capítulo 3.

Tabla 4: volumen de poro inaccesible a partir de los diferentes polímeros.

	A bajo la curva	Dif de Area con Polímero	Vol Poral Inaccesible
			fr
3630s	2.700		
HTO	3.027	0.327	0.108
2-FBOH	2.998	0.298	0.099
SALMUERA	2.972	0.273	0.092

6.2.5 CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos sobre el volumen poral inaccesible y la retención del polímero 3630s en el medio poroso analizado permiten extraer las siguientes conclusiones. En cuanto al volumen poral inaccesible, al calcularlo a partir de los tres trazadores utilizados, se observó que con el tritio (HTO) presentó el mayor IPV, seguido que con el alcohol y, por último, el calculado con la salmuera. Dado que el tritio fue el trazador más representativo en los resultados obtenidos anteriormente, se puede concluir que las diferencias observadas en los valores de volumen poral inaccesible se deben principalmente a las características de los trazadores utilizados. El tritio, debido a su pequeña molécula, es capaz de penetrar en un mayor número de poros pequeños, lo que genera una mayor diferencia en el área comparado con los otros trazadores. En cambio, el alcohol y la salmuera, al no poder ingresar a los mismos tamaños de poros que el tritio, presentan una diferencia de área menor, ya que el polímero tampoco logra acceder a esos poros. Esto solo puede ser uno de muchos fenómenos que pueden estar ocurriendo en el medio poroso.

Respecto a la retención del polímero 3630s, el cálculo del balance de materiales revela una retención de 89.37 µg/g. Este valor indica que la retención del polímero es moderada y puede estar asociada principalmente a mecanismos de adsorción y, lo que limita la movilidad del polímero en el medio poroso.

PROYECTO INTEGRADOR PROFESIONAL

Malisani, Nicolás Agustín

Jara, Leandro Agustín

Los resultados gráficos corroboran estos hallazgos, ya que las curvas de los trazadores (HTO, 2-FBOH y salmuera) muestran patrones similares, pero con diferencias evidentes en las áreas bajo las curvas con relación al polímero, lo que valida los cálculos sobre el volumen poral inaccesible. En contraste, las curvas del polímero 3630s presentan un desplazamiento y una forma diferente, indicando que su movilidad está restringida por mecanismos complejos.

7 ENSAYOS EN BEREJA 9.

En este capítulo se analizarán las curvas de inyección obtenidas durante el ensayo. Inicialmente, se graficarán y evaluarán los datos correspondientes a los distintos trazadores, con el propósito de caracterizar su comportamiento y determinar el volumen poral de la muestra de Berea. Posteriormente, se abordarán los análisis relacionados con el polímero, incluyendo la retención y el volumen poral inaccesible.

Los métodos y procedimientos aplicados para la medición de las concentraciones son los descritos en los capítulos 2 y 3 respectivamente, al mismo tiempo se siguieron los procedimientos de los capítulos 4 y 5 para realizar la limpieza de datos y la generación de estas curvas.

Para la realización de los ensayos, se trabajó con una solución previamente preparada que contenía polímero 3630s, el trazador tritio (HTO) y el trazador 2-FBOH, todos disueltos en una salmuera con una salinidad de 20 g/L. En la tabla 5 se listan los valores utilizados en los cálculos pertinentes.

Tabla 5: datos utilizados en los cálculos de este capítulo.

	Unidad	Valor
ρ 3630s	g/cm ³	1.01175
Vp sandpack	cm ³	38
C ₀ 3630s	PPM	1163
C ₀ 2-FBOH	PPM	200
C ₀ Salmuera	g/l (subida)	20
C ₀ Salmuera	g/l (bajada)	18
Q	cm ³ /min	0.1
T	°C	38
Pconf	psi	500

7.1 CARACTERIZACIÓN DE TRAZADORES

7.1.1 TRAZADOR TRITIO

El Gráfico 7 muestra los resultados correspondientes al trazador tritio. Para ello, se inyectó en la muestra de Berea, saturada previamente con salmuera de 18 g/l, una solución de 270 cm³ que contenía tritio. Los valores obtenidos fueron rectificadas y normalizados, permitiendo observar el comportamiento de este trazador en el medio poroso. Junto con la curva, se presentan los valores medidos utilizados para su construcción.

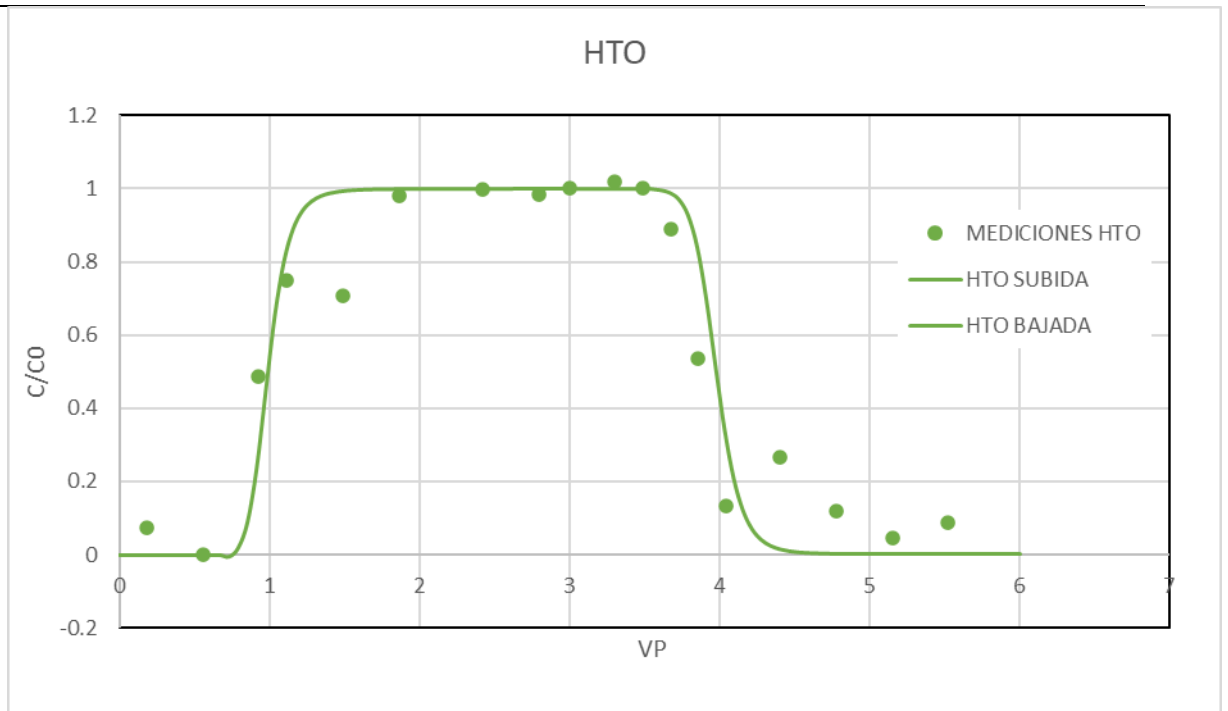


Gráfico 7: Inyección del trazador tritio.

7.1.2 TRAZADOR 2-FBOH

Por su parte, el Gráfico 8 presenta los resultados del ensayo con el trazador 2-FBOH. Al igual que con el trazador HTO, los valores fueron rectificadas y normalizados, construyendo así la curva representativa del comportamiento de este trazador. También se incluyen los valores medidos que sustentan esta curva.

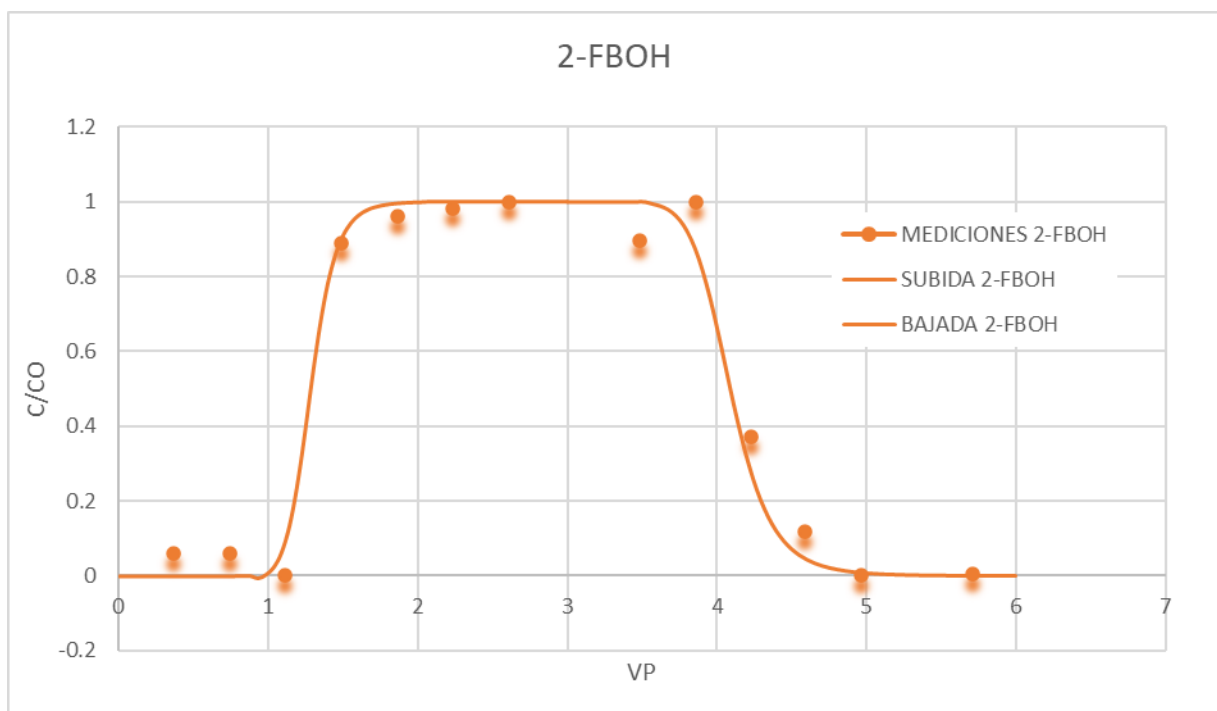


Gráfico 8: variación normalizada del Trazador 2FBOH.

7.1.3 TRAZADOR SALINO

En el Gráfico 9 se muestran los valores obtenidos del cambio de salinidad de la solución. Los datos fueron limpiados según el procedimiento descrito en el capítulo 5, obteniendo así la curva resultante. Adicionalmente, se incluyeron los valores medidos y normalizados.

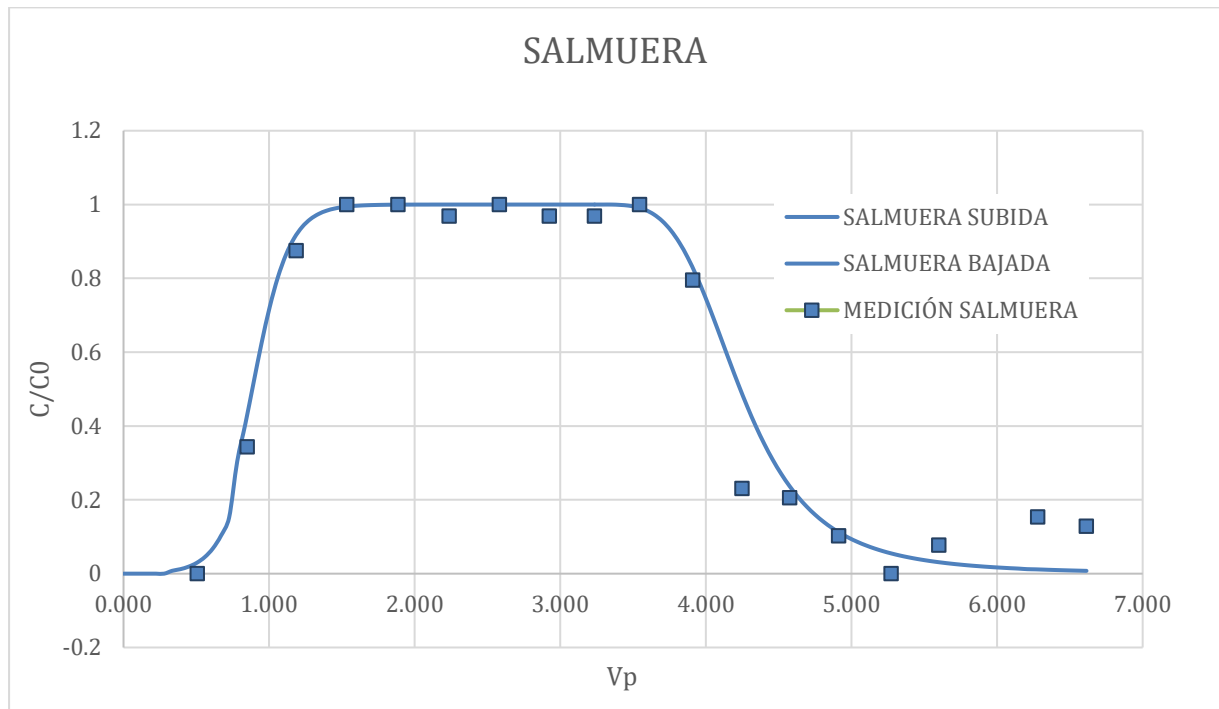


Gráfico 9: variación normalizada de la concentración de salinidad de la solución.

7.1.4. TRAZADORES.

Finalmente, el Gráfico 10 presenta las tres curvas obtenidas para los trazadores tritio, 2-FBOH y la salmuera, lo que permite realizar un análisis comparativo de los tres comportamientos en el medio poroso.

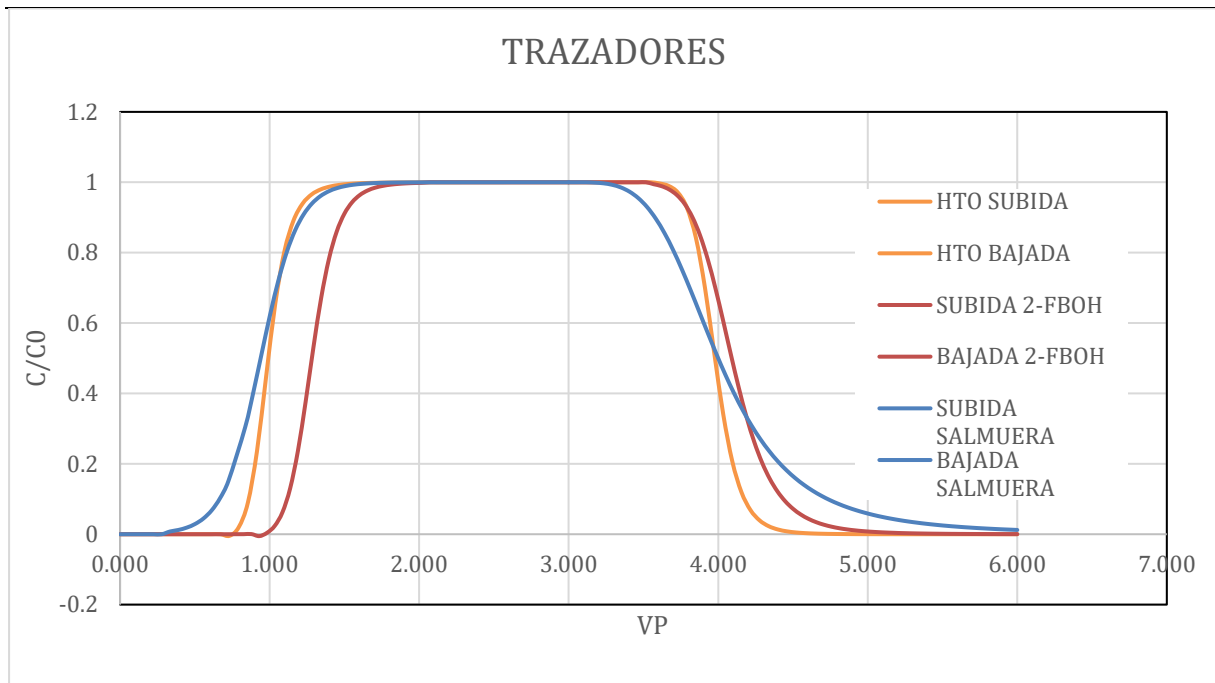


Gráfico 10: Curvas de subida y bajada del trazador HTO, 2-FBOH y SALMUERA..

7.1.4 VOLUMEN PORAL A PARTIR DE LOS TRAZADORES.

Se presenta la Tabla 6, donde se detalla el volumen poral obtenido a partir de los diferentes trazadores. Estos valores fueron calculados conforme a los procedimientos descritos en el Capítulo 2. Además, se incluye el error relativo con respecto al valor real del volumen poral, el cual fue proporcionado y es de 38 cm³.

Tabla 6: volumen poral obtenido a partir del trazador salino, el trazador alcohol 2-FBOH y el trazador tritio.

	Vp subida cm ³	Vp bajada cm ³	Error Subida	Error Bajada	Error relativo Subida %	Error relativo Bajada %
HTO	38.31	37.61	0.31	0.39	0.81%	1.03%
2-FBOH	49.29	40.72	11.29	2.72	29.71%	7.17%
SALMUERA	35.74	41.88	2.26	3.88	5.94%	10.21%

7.1.5 CONCLUSIONES

El trazador de tritio (HTO) presentó una alta consistencia entre los valores de volumen poral obtenidos en las fases de subida y bajada, con errores relativos bajos (0.81% en la subida y 1.03% en la bajada), lo que lo posiciona como el más confiable para este ensayo. Su comportamiento indica que tiene mínimas interacciones con el medio poroso, lo que permite una medición precisa del volumen poral.

En comparación, el 2-FBOH mostró una mayor discrepancia entre las mediciones de subida y bajada, con errores relativos de 29.71% en la subida y 11.91% en la bajada. Este error en la subida, se puede atribuir a errores en la medición, extrapolación o contaminación de las muestras ya que no corresponde a lo esperado. A pesar de estos

errores más elevados, sigue siendo una opción razonable para este tipo de estudios, aunque con mayor susceptibilidad a las interacciones con el medio poroso.

Por otro lado, la salmuera presentó los errores relativos más altos (5.94% en la subida y 10.21% en la bajada), lo que indica una mayor retención e interacción con la roca. En el gráfico 13, se observa que la salmuera no sigue la forma típica de los otros trazadores en la bajada, lo que confirma que su comportamiento es más complejo. No obstante, a pesar de estas variaciones, la salmuera ofrece un buen resultado promedio en las mediciones.

Aunque la salmuera es el trazador menos confiable en cuanto a precisión, su principal ventaja es que es fácil y rápido de medir, más económico y accesible que los otros trazadores.

7.2 RETENCIÓN DE POLÍMERO Y VOLUMEN DE PORO

INACCESIBLE

En este apartado se analiza la retención de polímero y el cálculo del volumen poral inaccesible utilizando trazadores. Los gráficos a continuación muestran cómo el polímero interactúa con el trazador, permitiendo determinar el volumen de polímero retenido, que no contribuyen al flujo de fluidos

7.2.1 POLÍMERO 3630s.

A continuación, se presentan las curvas correspondientes al polímero 3630s en el gráfico 11, junto con los valores medidos durante el ensayo. Los valores medidos complementan esta información, permitiendo un análisis más detallado de la retención y el volumen poral inaccesible en función de la interacción del polímero con el medio.

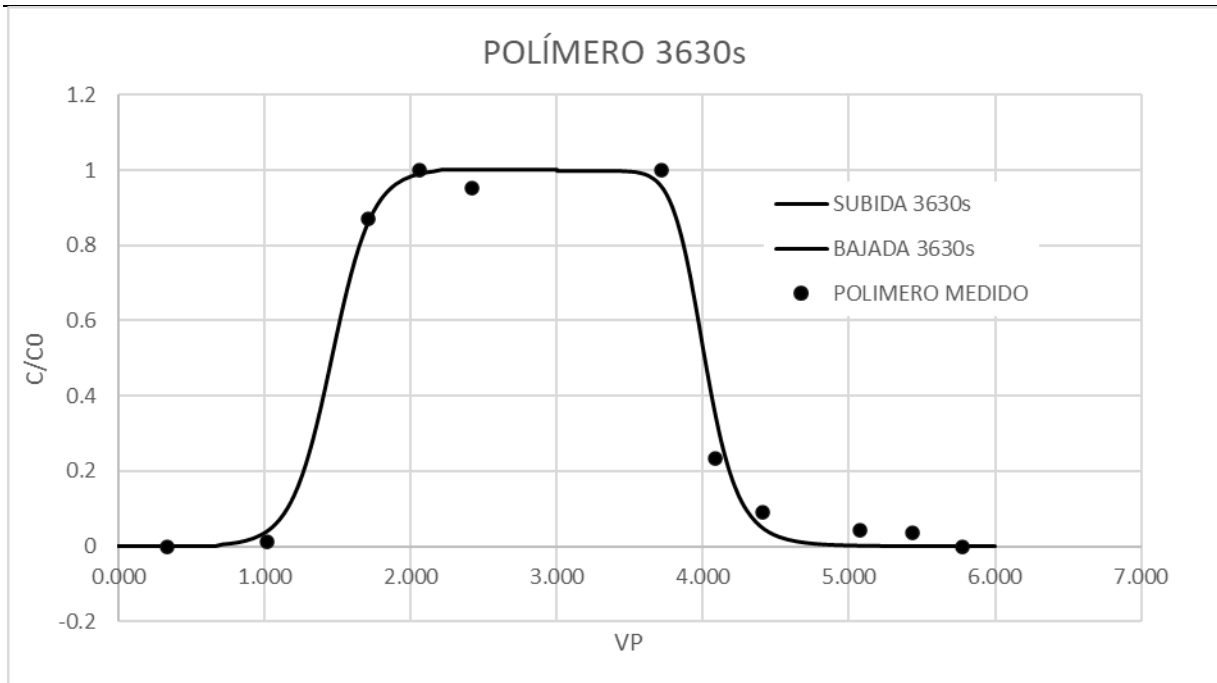


Gráfico 11: Curvas de subida y bajada del polímero 3630s, en contraste con valores medidos normalizados.

7.2.2 TRAZADORES Y POLIMERO.

Siguiendo la presentación anterior, ahora se muestran los gráficos que combinan las curvas de los trazadores y el polímero. Esta comparación permite evaluar cómo ambos interactúan en el medio poroso, proporcionando una visión más completa de la retención de polímero y su influencia en el volumen poral inaccesible.

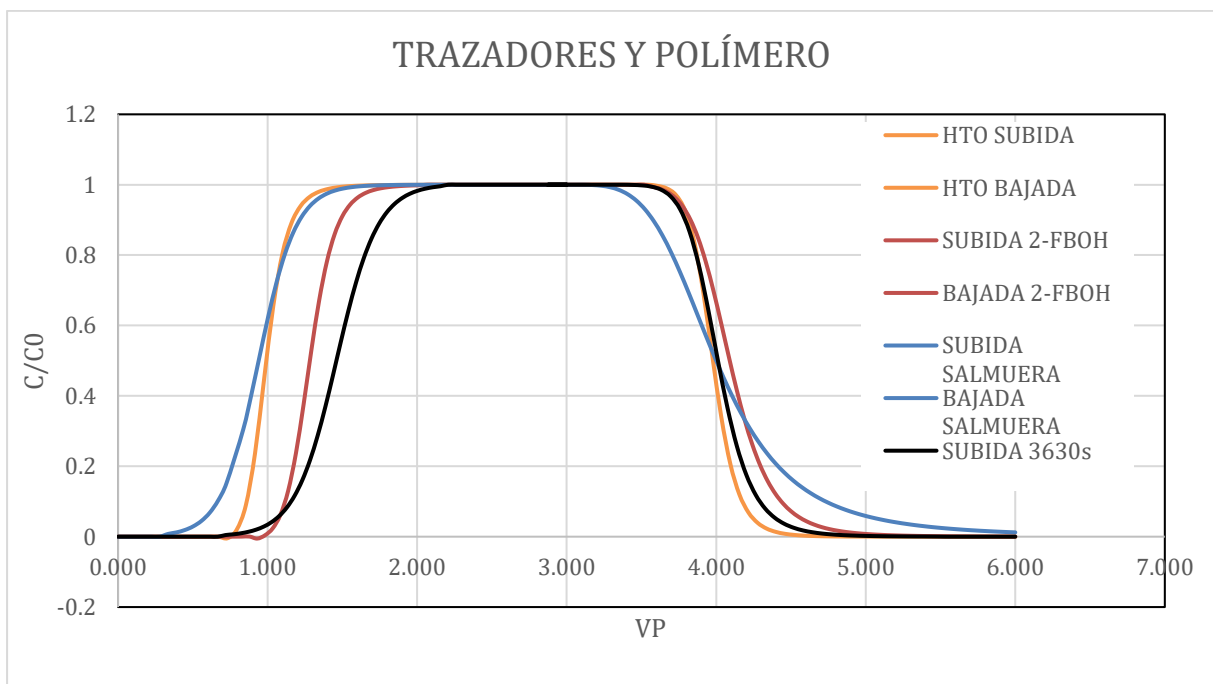


Gráfico 12: variación normalizada de los trazadores con Polímero 3630s en función del volumen poral inyectado.

7.2.3 RESULTADOS DE RETENCIÓN DE POLÍMEROS.

La Tabla 7 muestra los valores de polímero 3630s retenidos en el medio. Estos valores resultan del método de balance de materiales descrito en el capítulo 3.

Tabla 6: resultados del volumen retenido en el medio.

	A bajo la curva	Vol Recuperado	Pol Recuperado	Pol Inyectado	Pol Retenido	Pol Retenido
		cm ³	g	g	g	µg/g
3630s	2.25288035	85.60945331	0.088434287	0.11776163	0.029327342	64.0334988

7.2.4 VOLUMEN DE PORO INACCESBLE

No aplica cálculo de volumen poral inaccesible, ya que en relación con las curvas del tritio y el polímero 3630s (grafico 12), no se puede distinguir cuantitativamente este efecto respecto al efecto de retención.

7.2.5 CONCLUSIONES.

A partir de los datos obtenidos y el análisis del comportamiento de los trazadores y el polímero 3630s, se pueden sacar conclusiones importantes sobre el volumen poral inaccesible y la retención del polímero en el medio poroso.

Teniendo en cuenta el grafico 12, se concluye que no se puede determinar el volumen de poro inaccesible, esto es porque en la subida el polímero se encuentra atrasado respecto de los trazadores y en la bajada no se observa una diferencia de áreas significativas. Se puede decir que el efecto predominante es el de retención por sobre el IPV, en caso de que este exista.

Respecto a la retención del polímero 3630s, se observó que fue de manera moderada. La retención podría estar asociada principalmente a la adsorción del polímero en las superficies del medio, a la exclusión en ciertas regiones inaccesibles o a una retención mecánica.

Es importante notar una inconsistencia en cuanto a los cálculos de retención de polímero entre el sandpack y la berea. Contrario a lo que se esperaba, se evidencia una mayor retención de polímero en el sandpack, aunque se espere que este tenga mayor tamaño de gargantas porales.

El análisis de las curvas de concentración relativa frente al volumen poroso también brindó información valiosa sobre el comportamiento de los trazadores y el polímero. El HTO mostró una curva más simétrica y con menos dispersión, lo que confirma su alta movilidad y baja interacción con el medio. En contraste, el 2-FBOH y la salmuera presentaron curvas con más dispersión y un desplazamiento más evidente, lo que coincide con sus mayores interacciones en el medio poroso. Por último, la curva del polímero 3630s mostró un desplazamiento notable y una asimetría, lo que confirma

PROYECTO INTEGRADOR PROFESIONAL

Malisani, Nicolás Agustín

Jara, Leandro Agustín

su menor movilidad debido a efectos complejos que pueden ser adsorción y exclusión por tamaño.

8 Bibliografía

- Abrigo. (2020). Clasificación de los metodos de recuperacion terciaria, Cátedra de Recuperación Asistida UNCo. Neuquén, Neuquén: Catedra de Recuperacion Asistida.
- Abrigo, S. (2023). *NT Mediición de Saturación de muestras LabPetro I 2023*. Neuquén.
- Abrigo, S. (2023). *NT Petrofísica Básica Porosidad 2023*. Neuquén.
- Ahmed, T. (2010). *Reservoir engineering handbook*.
- Barreña, D. H. (29 de Septiembre de 2023). <https://geologicalmanblog.wordpress.com/2023/09/29/petroleo/>. Obtenido de geological man: <https://geologicalmanblog.wordpress.com/2023/09/29/petroleo/>
- Bidner, M. S. (Marzo de 1997). *Propiedades de la roca y los fluidos en reservorios de Petroleo*.
- BLOGSPOT. (29 de MARZO de 2013). *BLOGSPOT*. Obtenido de <https://tecnicasderecuperacionmejorada.blogspot.com/2013/03/>
- D'Onofrio, A. (2000). *Dispersión de trazadores en flujos de soluciones poliméricas en medios porosos*. Buenos Aires. Obtenido de http://digital.bl.fcen.uba.ar/Download/Tesis/Tesis_3278_DOnofrio.pdf
- E. López, L. G. (19 de Mayo de 2017). Interacción roca-fluido. Obtenido de <https://prezi.com/p/4ux1sqm8fnid/interaccion-roca-fluido/>
- Eduardo Daniel Ibarra, M. (2014). *Informe del Laboratorio de Tritio INGEIS*. CONICET. Obtenido de <https://www.conicet.gov.ar/buscador-cyt>
- Gerhardt. (2024). *Gerhardt Analytical Systems*. Obtenido de <https://www.gerhardt.de/es/know-how/metodos-analiticos/metodos-de-extraccion-en-el-analisis-de-grasas/>
- Hedges, J. E. (2018). *Laboratory techniques in electrochemical engineering*. Springer.
- Ing.Carlos Brunatti, L. M. (2011). Introduccion a la espectroscopia de Absorción Molecular Ultravioleta, Visible e infrarrojo cercano. (37709798). Obtenido de https://www.academia.edu/12531457/Introducci%C3%B3n_a_la_Espectroscop%C3%ADa_de_Absorci%C3%B3n_Molecular_Ultravioleta_Visible_e_Infrarrojo_Cercano
- Institute, A. P. (1990). *Recommended Practices for Evaluation of Polymers Used in Enhanced Oil Recovery Operatios*. Washington DC.
- Institute, A. P. (2016). *Recommended practice for field testing water-based drilling fluids*. API RP 13B-1.
- International, A. (2021). *Standard test method for density and relative density of water-containing solids*. ASTM D4378-21.
- Journal, S. (2016). How Much Polymer Should Be Injected During a Polymer Flood. (SPE-179543-PA).
- Li, Z. &. (2016). *Improved polymer flooding efficiency with hydrophobically associating polyacrylamide*.
- Lijuan Gu, X. H. (2024). *Multidisciplinary Digital Publishing Institute*. Obtenido de Multidisciplinary Digital Publishing Institute.
- Macgerey-Nagel. (2015). *Manual Nanocolor UV/VIS*.
- Marc A. Wehle, B. (2013). *Treatment of Polymer Containing Oilfield Water for Re-injection – Field Tests with a Pilot Plant*. Viena.
- Matthew Douglas, B. E. (2016). *OSTI.GOV*.

PROYECTO INTEGRADOR PROFESIONAL

Malisani, Nicolás Agustín

Jara, Leandro Agustín

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

Petrofísica, C. d. (2018). *Apuntes cátedra de Petrofísica*. Universidad Nacional del Comahue, Geología y Petróleo, Neuquén.

RP63, A. (1990). *Recommended Practices for evaluation of Polymers used in enhanced oil recovery operations*. Washington, DC 20005.

Sameer Al-Hajri, S. M. (8 de Agosto de 2018). *MDPI*. Obtenido de <https://www.mdpi.com/1996-1073/11/10/2751>

Skoog, D. A. (2006). *Principles of instrumental analysis*. Belmont, Estados Unidos.

Smith, J. (2005). *Fundamentos de tensión interfacial*. Tecnológica.

Somaruga, C. (2020). *Utilización de Tritio para la evaluación de proyectos de recuperación de petróleo en la cuenca Neuquina*. Neuquén.

Sorbie, K. S. (1991). *Polymer-improved oil recovery*. Springer Science & Business Media (ilustrada ed.). (2. Springer Science & Business Media, Ed.)

Yerbes, H. (3 de MAYO de 2022). *Técnicas de Recuperación Mejoradas*. Obtenido de INNOVA: <https://innovamas.nakasawaresources.com/tecnicas-de-recuperacion-mejorada-de-petroleo-eor/>

YPF, F. (2015). *GEOLOGÍA DE LA CUENCA NEUQUINA Y SUS SISTEMAS PETROLEROS*. Ciudad Autónoma de Buenos Aires.