

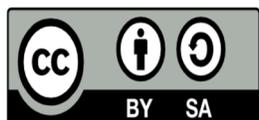
Morinigo, Luis Ezequiel

# Evaluación reológica de soluciones poliméricas y aplicación en medios porosos artificiales

2020

*Instituto: Ingeniería y Agronomía*

*Carrera: Ingeniería en Petróleo*



Esta obra está bajo una Licencia Creative Commons Argentina.  
Atribución – Compartir igual 4.0  
<https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/>

Documento descargado de RID - UNAJ Repositorio Institucional Digital de la Universidad Nacional Arturo Jauretche

*Cita recomendada:*

Morinigo, L.E. (2020) *Evaluación reológica de soluciones poliméricas y aplicación en medios porosos artificiales* [Informe de la Práctica Profesional Supervisada] Universidad Nacional Arturo Jauretche

Disponible en RID - UNAJ Repositorio Institucional Digital UNAJ <https://biblioteca.unaj.edu.ar/rid-unaj-repositorio-institucional-digital-unaj>

---

# PRACTICA PROFESIONAL SUPERVISADA

---

Evaluación reológica de soluciones poliméricas y aplicación en medios  
porosos artificiales

---

Juan Manuel Soria  
Docente Supervisor

---

Morinigo Luis Ezequiel  
Estudiante

---

Marcelo Cabrera  
Tutor Organizacional

## Contenido

<b>1</b>	Introducción .....	2
<b>1.1</b>	Objetivos .....	2
<b>1.2</b>	Empresa.....	2
<b>2</b>	Marco teórico.....	3
<b>2.1</b>	Introducción a “Polymer flooding” .....	3
<b>2.2</b>	Relación de movilidad y mecanismos de recuperación polimérica .....	3
<b>2.3</b>	Tipos de polímeros y limitaciones del polymer flooding .....	5
<b>2.4</b>	Conceptos básicos de petrofísica.....	7
2.4.1	Porosidad y saturación .....	7
2.4.2	Permeabilidad .....	8
<b>2.5</b>	Conceptos básicos de reología.....	11
<b>3</b>	Ensayos.....	20
<b>3.1</b>	Preparación de soluciones .....	22
<b>3.2</b>	Prueba de filtrado .....	28
<b>3.3</b>	Ensayo con viscosímetro .....	31
<b>3.4</b>	Resultados de Prueba de filtrado.....	35
<b>3.5</b>	Resultados de Ensayo con Viscosímetro .....	36
<b>3.6</b>	Ensayos adicionales.....	39
3.6.1	Ensayo en celda visual .....	40
3.6.2	Ensayo en sand-pack .....	43
3.6.3	Medición de la concentración de poliacrilamidas por el método “bleach” .....	45
3.6.4	Resultados Estudio en sand-pack.....	47
3.6.5	Resultados Estudios en celda visual .....	49
3.6.6	Resultados Concentración de polímeros en celda visual y sand pack .....	52
<b>4</b>	Conclusiones.....	54
<b>5</b>	Anexos .....	56
<b>6</b>	Referencias.....	62

---

## 1 Introducción

### 1.1 Objetivos

La selección de polímeros es de vital importancia en la toma de decisiones en los proyectos de recuperación mejorada de petróleo (EOR). Ya que el comportamiento de estos al ser inyectados en los reservorios define el éxito de los proyectos.

Durante estas prácticas se prepararán y evaluarán a escala laboratorio dos soluciones poliméricas diferentes, siguiendo los protocolos de la norma API-RP 63 (“recommended Practices for Evaluation of Polymers Used in Oil Recovery Operations”).

El objetivo es observar el comportamiento reológico de ambas soluciones y determinar si se encuentran dentro de los estándares de calidad definidos por la norma antes mencionada.

Adicionalmente se seleccionará una de estas soluciones poliméricas para ser utilizada en estudios de flujo en medios porosos artificiales, en estos se busca visualizar el impacto de la inyección de polímeros sobre los volúmenes de hidrocarburos recuperados de los mismos.

### 1.2 Empresa

Las prácticas profesionales que se describirán en este documento se realizaron en las instalaciones de la empresa InLab S.A.

Es una empresa de servicios ubicada en la localidad de Quilmes, con más de 40 años de trayectoria, que se dedica estudios e investigación, sobre muestras obtenidas de reservorios (rocas y fluidos), y ofrece soluciones integrales para la explotación de estos, a través de la generación de datos de laboratorio confiables y de modelos de optimización, basándose en mediciones sobre muestras de subsuelo e información específica.

Además, capacita profesionales involucrados en la evaluación de reservorios y difunde conocimientos técnicos, mediante cursos y publicaciones. Inlab, dentro de sus diferentes sectores, cuenta con un laboratorio denominado “Ensayos Especiales” en el cual se realizan estudios específicos requeridos por las operadoras, como los ensayos referidos a polímeros.

## 2 Marco teórico

En este capítulo se hará una breve descripción de los conceptos relevantes para el desarrollo de estas prácticas, desde una introducción de inyección de polímeros para recuperación de hidrocarburos, pasando por conceptos como relación de movilidad y estabilidad de soluciones poliméricas, hasta propiedades petrofísicas necesarias para describir las capacidades de almacenamiento y flujo en los reservorios de hidrocarburos; también se mostrarán conceptos utilizados específicamente para el estudio de propiedades reológicas de las soluciones.

### 2.1 Introducción a “Polymer flooding”

En la etapa temprana de la vida de un reservorio, cuando se lo pone en producción, la depletación es generalmente primaria. La energía para llevar los fluidos a superficie viene dada por la compresibilidad de los materiales del reservorio y esta hace que se mantenga la producción.

Cuando la presión cae por debajo de la presión de saturación del hidrocarburo existirán dos fases en el reservorio, esta situación puede hacer que la producción se vea perjudicada.

Para mantener la presión del reservorio y además barrer petróleo con un desplazamiento más eficiente, la inyección de agua o “waterflooding” se volvió una práctica frecuente en muchos reservorios. Dependiendo del balance económico del proyecto, los ingenieros de reservorios pueden incorporar estrategias de recuperación mejorada (EOR - Enhanced Oil Recovery) dentro de las cuales se encuentra la inyección de soluciones acuosas de polímeros tanto sintéticos como naturales.

### 2.2 Relación de movilidad y mecanismos de recuperación polimérica

Para entender como el waterflooding puede ser mejorado u optimizado usando polímeros, es necesario introducir el concepto de relación de movilidad, M, que se define como:

$$M = \frac{\lambda_o}{\lambda_w} = \frac{\mu_o}{\mu_w} \cdot \frac{k_w}{k_o}$$

Dónde:

$\lambda$  = movilidad

$\mu$  = viscosidad

k = permeabilidad relativa

Los subíndices w y o se refieren a los fluidos petróleo y agua respectivamente.

Durante la recuperación secundaria hay un volumen de petróleo que es dejado atrás por el agua debido al efecto de fuerzas capilares y se conoce como petróleo residual; también puede ocurrir que el agua simplemente pase por alto al petróleo en algún proceso de canalización preferencial.

El objetivo de hacer fluir polímeros al reservorio es barrer el petróleo móvil que no fue barrido por el agua durante la secundaria, esto no incluye al petróleo residual.

El petróleo puede quedarse rezagado por un  $M$  desfavorable o porque hay una gran escala de heterogeneidades presente en el reservorio.

Para flujo lineal (1-D), solo es necesario considerar la eficiencia de desplazamiento para casos de  $M > 1$ . Para  $M \leq 1$  el flujo en el reservorio será de tipo “pistón”, en el cual se puede recuperar la mayor cantidad de petróleo al momento del breakthrough<sup>1</sup>.

Cuando  $M \geq 1$  la inyección de polímeros es muy recomendable para mejorar la situación. En este desfavorable valor de  $M$  la teoría de Buckley-Leverett, predice una baja saturación de agua en el frente de choque y una larga cola de producción de dos fases luego del breakthrough, es decir que se producirá agua más petróleo con un aumento de la saturación de agua en el pozo productor.

El rol del polímero aquí es mejorar la eficiencia de desplazamiento disminuyendo el valor de  $M$ , esto puede lograrse incrementando el valor de  $\mu_w$ , pero hasta cierto punto. También puede lograrse bajando la permeabilidad de la fase acuosa  $K_w$  (bloqueo de poros).

Cuando el polímero se agrega a la solución de agua y sal en un flujo donde  $M$  es alto, este se reduce y es conducido a un flujo más de tipo pistón, aumentando la eficiencia de la recuperación.

En un caso más realista, considerando un flujo 2-D en un reservorio homogéneo, el cual tiene sección areal y vertical, la situación es similar al caso 1-D, para bajos valores de  $M$  hay un buen barrido areal y buena eficiencia de desplazamiento, aunque para  $M = 1$  no se recuperará tanto petróleo en el momento del breakthrough, el barrido areal mejora en el momento de la irrupción del agua cuando  $M$  tiene valores más bajos que la unidad, lo cual no es el caso en el barrido 1-D.

Cuando  $M$  incrementa, la eficiencia de desplazamiento puede reducirse como antes y además puede desarrollarse una inestabilidad que conduce al fenómeno de fingering viscoso dando como resultado un muy ineficiente barrido areal.

Nuevamente el rol del polímero es reducir  $M$  y estabilizar el flujo areal y al mismo tiempo mejorar la eficiencia de desplazamiento.

Las heterogeneidades del reservorio pueden conducir a un pobre barrido vertical incluso si la relación de movilidad es favorable ( $M = 1$ ), pueden existir canales muy permeables en que se transformen en caminos preferenciales del agua y lo que ocurre es que se pasa por alto canales menos permeables que contienen petróleo. En este caso el polímero actúa aumentando la viscosidad del agua y evitando que se formen estos canales preferenciales y homogeneizando el barrido forzando el flujo de petróleo de los canales menos permeables. En estas situaciones el valor de  $M$  necesario para mejorar el barrido siempre es menor que la unidad.

En resumen, durante el waterflooding podemos tener una baja eficiencia lineal, areal, y vertical a causa de un valor desfavorable de  $M$ , y el rol del polímero es remediar esta situación reduciendo ese valor. Siempre que el valor de  $M$  disminuya la recuperación mejorará.

---

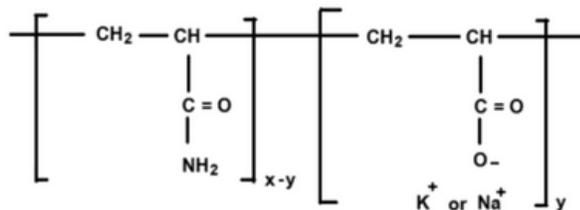
<sup>1</sup> Es el momento en el que el agua inyectada para la recuperación secundaria irrumpe en el pozo productor.

## 2.3 Tipos de polímeros y limitaciones del polymer flooding

El objetivo principal de la inyección de polímeros es solucionar problemas del waterflooding a raíz de un M desfavorable o por heterogeneidades del medio poroso. Los polímeros se utilizaron por primera vez en 1960 para reducir M incrementando la viscosidad del agua y además disminuyendo la permeabilidad de la formación.

Existen dos tipos de familias de polímeros que se utilizan comúnmente en proyectos de EOR:

- **Polímeros sintéticos**, como la poli(acrilamida parcialmente hidrolizada) (HPAM). Son los más utilizados para EOR y los que se utilizaron para los estudios realizados en estas prácticas. HPAM es un polímero sintético de cadena recta de monómeros de acrilamida, algunos de los cuales están hidrolizados.



La molécula HPAM es una estructura de cadena flexible conocida como “random coil” en química de polímeros. Esta molécula es un poli electrolito, y como tal, interactúa de forma fuerte con los iones de las soluciones. Como la cadena de la poli(acrilamida) es flexible, puede responder mucho más a la fuerza iónica del solvente acuoso y esto tiene impacto en la hidratación de los polímeros al preparar las soluciones.

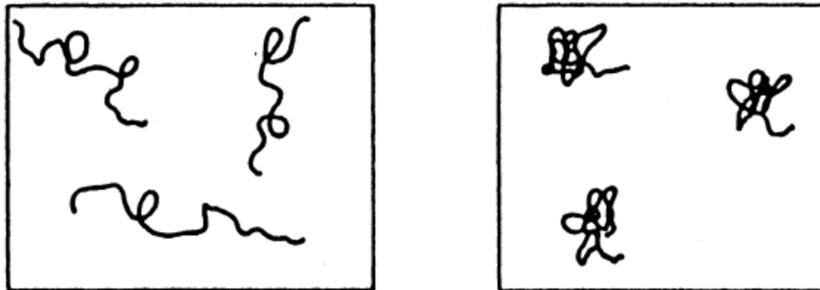
- **Biopolímeros**, como el biopolímero xanthan, este tipo de polímero no será estudiado para estas prácticas, sin embargo, algunas de sus propiedades se nombrarán a continuación. El xanthan es un biopolímero microbiano, producido por la fermentación de glucosa, sacarosa o lactosa por la bacteria *Xanthomonas campestris*. El xanthan exhibe alta viscosidad a una baja fuerza de corte. Su adelgazamiento por cizallamiento se recupera rápidamente una vez que se elimina la fuerza que lo produce, y tiene una resistencia alta a la degradación mecánica. Su buena estabilidad al corte y su poder espesante son las principales ventajas del xanthan sobre el HPAM. Este biopolímero tiene algunas características que lo hacen superior al HPAM en algunos aspectos, sin embargo, es muy atractivo para las bacterias, con lo cual se deberán agregar bactericidas y esto requerirá un balance económico que defina si es aplicable o no al proyecto.

## Limitaciones

Aquí veremos distintas limitaciones relacionadas con los polímeros que es necesario tener en cuenta para evaluar su aplicabilidad en los proyectos de EOR. A continuación, se mencionan estas limitaciones:

- **Limitaciones Ambientales:** Los polímeros sintéticos poseen bajo nivel de bio degradabilidad. Las HPAM naturalmente se degradan en el monómero acrilamida, este es toxico para el ecosistema. En la actualidad, legislaciones más restrictivas respecto al manejo de estas sustancias (como la europea) incurren en la evaluación del uso de esta tecnología. Ver referencia 6.
- **Aditivos:** Para el óptimo funcionamiento de las soluciones poliméricas durante la inyección y barrido es necesario agregar productos adicionales que eviten o mitiguen distintas situaciones que puedan afectar el proceso, por ejemplo, se suelen agregar: Bactericidas, inhibidores de oxígeno e inhibidores de hierro y secuestrantes.
- **Salinidad:** Los polímeros interactúan de forma fuerte con los iones presentes en las soluciones. La cadena principal de la poli(acrilamida) es flexible y es mucho más sensible en solución a la dureza y contenido de sales que el xanthan.

En la siguiente imagen se puede ver lo que ocurre con la cadena del polímero en presencia de sal, a la izquierda el contenido de sal es bajo, y la cadena está estirada, esto favorece a la hidratación del polímero, en el caso contrario, si el contenido de sal es muy alto la cadena tiende a cerrarse como en la imagen de la derecha, perjudicando el proceso de hidratación.



- **Composición del agua:** Se refiere a la dureza del agua, es decir a la presencia de iones  $\text{Ca}^+$  y  $\text{Mg}^+$ . Estos afectan contra el desarrollo de la viscosidad.
- **Temperatura:** La temperatura del reservorio es muy importante ya que el HPAM se degrada a temperaturas mayores a  $70\text{ }^\circ\text{C}$ .
- **Permeabilidad de la capa:** La permeabilidad del medio es muy importante ser tomada en cuenta, si el medio poroso es muy poco permeable el polímero no entrará al mismo ya que los tamaños moleculares pueden ser del orden del diámetro de las gargantas porales, con lo cual no es una posibilidad en esos casos.

## 2.4 Conceptos básicos de petrofísica

Algunos de los ensayos que se realizarán para estas prácticas estarán enfocados en el estudio del flujo de distintos fluidos en medios porosos, es por eso que resulta conveniente recordar algunas propiedades petrofísicas importantes para caracterizar la capacidad de almacenamiento y flujos en los medios porosos.

### 2.4.1 Porosidad y saturación

La porosidad es el cociente entre el volumen ocupado por poros (denominado volumen poral,  $V_p$ ) y el volumen total ( $V_t$ ) en un dado elemento macroscópico de un medio poroso, es una magnitud adimensional y se la nota con la letra griega  $\phi$ :

$$\phi = \frac{V_p}{V_t}$$

La porosidad solo depende de la geometría del medio poroso y es una de las propiedades fundamentales a la hora de caracterizarlo. La medición de la porosidad es uno de los ensayos más comunes que se realizan sobre las rocas reservorio.

Se define además el volumen de grano  $V_g$  como el volumen que ocupa el sólido que compone el medio poroso, es decir, el volumen del medio poroso que no corresponde a los poros. De esta forma se tiene:

$$V_t = V_p + V_g$$

Esto permite expresar la porosidad en función del volumen de grano y el volumen total, ya que combinando las ecuaciones anteriores:

$$\phi = \frac{V_t - V_g}{V_t} = 1 - \frac{V_g}{V_t}$$

Cabe destacar que, si en el medio poroso hay poros aislados, es decir, que no están comunicados con ningún otro poro, los mismos contarán como parte del volumen de grano en los métodos tradicionales de medición de la porosidad. Los únicos poros de interés para el movimiento de los fluidos son los poros interconectados.

Un volumen elemental dado del medio poroso puede estar ocupado por uno o más fluidos. En los reservorios de petróleo, por ejemplo, el agua y el petróleo coexisten en los poros, e incluso puede pasar que además de estas dos fases líquidas también haya gas. Definiremos la saturación de una fase “ $i$ ” como el porcentaje de volumen de esa fase sobre el volumen total disponible. Como este último es el volumen poral del elemento en cuestión, la saturación de la fase  $i$  queda:

$$S_i = \frac{V_i}{V_p}$$

$V_i$  es el volumen ocupado por la fase  $i$ .

### 2.4.2 Permeabilidad

La permeabilidad es una propiedad del medio poroso, y es una medida de la capacidad del medio para transmitir fluidos.

La medición de la permeabilidad es una medida de la conductividad del fluido en un material. Se puede hacer una analogía con conductores eléctricos, la permeabilidad representa el recíproco de la resistencia que el medio ofrece al paso del fluido.

#### Ley de Darcy

La ley que lleva su nombre fue obtenida por Darcy en forma experimental, trabajando con medios homogéneos y con un solo fluido. Sin embargo, la formulación más simple de dicha ley (para sistemas lineales) puede considerarse casi "intuitiva": El caudal de un fluido que circula por un medio poroso lineal depende de:

1. Las propiedades geométricas del sistema: Área (**A**) y Longitud (**L**).
2. Las características del fluido: Principalmente su Viscosidad ( **$\mu$** ).
3. Las condiciones de flujo: Diferencia de Presión (**DP**) entre los extremos del sistema.

De este modo resulta casi "evidente" que, a igualdad de las otras variables del sistema, el caudal (**Q**) que circula por el medio poroso crece en forma directa con la diferencia de presión aplicada y con el área de flujo disponible y decrece cuando aumenta la longitud y la viscosidad del fluido.

En forma analítica, para flujo laminar, incompresible y en estado estacionario, esta dependencia se expresa en la siguiente fórmula:

- $Q = K.A. DP / (\mu \cdot L) \dots\dots\dots [1]$

Donde la constante que vincula ambos términos de la ecuación se conoce como **Permeabilidad** del medio poroso y constituye una propiedad de dicho medio. Expresado en otras palabras: Cualquier cambio en las variables que se encuentran en el lado derecho de la expresión produce un acomodamiento en las otras variables, o en el caudal, pero la Permeabilidad permanece inalterada.

Una vez aceptado que la Permeabilidad es una propiedad del medio poroso (no depende del fluido, ni de la geometría del sistema ni de las condiciones de flujo) cabe definir dicha propiedad de la siguiente forma:

La Permeabilidad es una medida de la capacidad de un medio poroso para conducir fluidos.

En la práctica, dicha capacidad de **conducir** fluidos se mide por medio de un registro del caudal entrante o saliente del sistema.

En el modelo empleado para la medición y cálculo de la permeabilidad de un medio poroso se asume que la capacidad de *conducir* fluidos es la misma que la capacidad de **inyectar** y que la capacidad de *producir* fluidos.

Dicho modelo (Conducción = Inyección = Producción) es absolutamente válido en las condiciones planteadas por Darcy (flujo de un fluido incompresible, lineal y monofásico).

Sin embargo, en los Reservorios reales, casi nunca se está en condiciones de flujo monofásico. Por el contrario, es frecuente el flujo bifásico o trifásico. En estos casos se continúa respetando la ecuación de Darcy, a la que se agrega un factor de corrección. Este factor de corrección toma la forma de una curva, cuyo valor depende de la saturación de fluidos en el sistema. En estos casos, tomando como ejemplo el flujo simultáneo de agua y petróleo, la ecuación [1] adquiere la forma:

- $Q_w = K \cdot K_{rw} \cdot A \cdot DP_w / (\mu_w \cdot L) \dots\dots\dots[2]$
- $Q_o = K \cdot K_{ro} \cdot A \cdot DP_o / (\mu_o \cdot L) \dots\dots\dots[3]$

Donde los subíndices "w" y "o" hacen referencia al agua y al petróleo respectivamente. La validez de esta generalización queda demostrada si el caudal de cada fase es proporcional a la diferencia de presión aplicada a cada una de ellas para una determinada saturación de fases.

Los términos " $K \cdot K_{rw}$ " y " $K \cdot K_{ro}$ " se reemplazan regularmente por " $K_w$ " (permeabilidad efectiva al agua) y " $K_o$ " (permeabilidad efectiva al petróleo)

#### Tipos de permeabilidad

- **Permeabilidad Absoluta:** Está referida a un medio poroso que se encuentra saturado al 100% por un fluido.
- **Permeabilidad Efectiva ( $K_i$ ;  $i= w, g, o$ ):** Es la facilidad con la que una roca permite el movimiento de un fluido en presencia de otros.  
Cuando dos o más fases están fluyendo en simultaneo en un medio poroso, la permeabilidad efectiva a una fase es menor que la absoluta y es función de la saturación de la fase.

$$K_i < K_{abs}$$

- **Permeabilidad Relativa ( $K_{ri}$ ;  $i=w, g, o$ ):** Es la relación entre la permeabilidad efectiva y una permeabilidad de referencia que puede ser:  
 **$K_o$  ( $s_{wirr}$ )**  
 **$K_w$  ( $s_{ro}$ )**  
 **$K_{abs}$**

Comúnmente se utiliza como permeabilidad de referencia a  $K_{0(Sw_{irr})}$

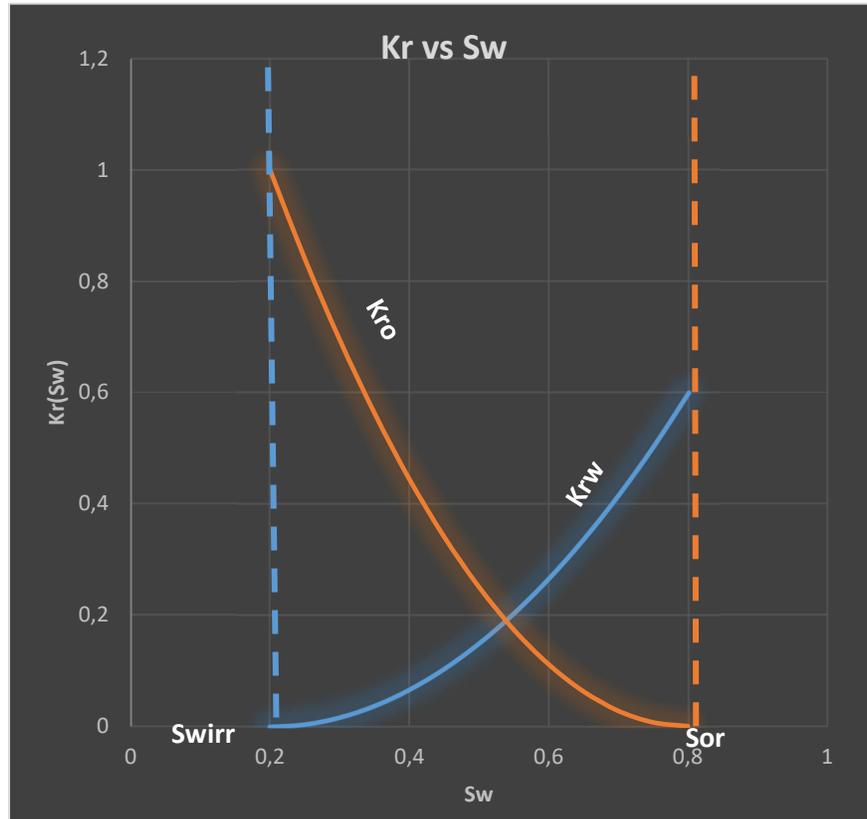


Figura 1 Permeabilidad relativa petróleo-agua

En el gráfico anterior tenemos un gráfico de permeabilidad relativa agua-petróleo. En un punto donde la saturación de agua es igual a la saturación de agua irreductible ( $S_{wirr}$ ) la permeabilidad relativa al agua ( $K_{rw}$ ) es cero y la permeabilidad relativa al petróleo ( $K_{ro}$ ) es máxima. A medida que la saturación de agua se incrementa se ve una disminución en la capacidad de flujo del petróleo. Con lo que la  $K_{rw}$  se incrementa mientras que la  $K_{ro}$  disminuye.

## 2.5 Conceptos básicos de reología

Se define a la reología como "el estudio del cambio de la forma y flujo de la materia, que abarca la elasticidad, la viscosidad y la plasticidad". En esta sección hablaremos de la viscosidad, definida además como "la fricción interna de un fluido, causada por la atracción molecular, lo que ocasiona una resistencia a la tendencia a fluir".

Un viscosímetro mide esta fricción y, por lo tanto, funciona como una herramienta de reología. Entonces, en esta sección se mostrarán los diferentes tipos de comportamiento de flujo y el uso del viscosímetro como instrumento reológico para poder realizar un análisis detallado de prácticamente cualquier fluido.

### Viscosidad

La viscosidad es la medida de la fricción interna de un fluido. Esta fricción se hace evidente cuando se hace que una capa de fluido se mueva en relación con otra capa. Cuanto mayor es la fricción, mayor es la cantidad de fuerza necesaria para provocar este movimiento, lo que se denomina "cizallamiento". El cizallamiento ocurre cada vez que el fluido se mueve o distribuye físicamente, como al verter, esparcir, pulverizar, mezclar, etc. Fluidos altamente viscosos, por lo tanto, requerirán más fuerza para moverse que los materiales menos viscosos.

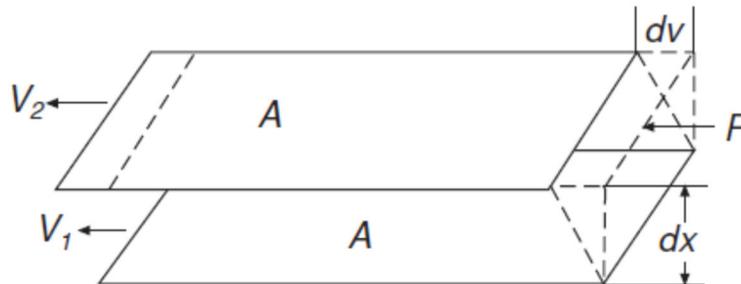


Figura 2 Modelo conceptual de definición de Viscosidad

Isaac Newton definió la viscosidad considerando el modelo representado en la *Figura 2*. Dos áreas planas paralelas de fluido del mismo tamaño "A" están separadas por una distancia "dx" y se mueven en la misma dirección a diferentes velocidades "V1" y "V2". Newton asumió que la fuerza requerida para mantener esta diferencia en la velocidad es proporcional a la diferencia de velocidad a través del líquido, o el gradiente de velocidad. Esto se expresa como:

$$\frac{F}{A} = \eta \frac{dv}{dx}$$

Donde  $\eta$  es una constante para un material dado y se conoce como "viscosidad".

El gradiente de velocidad,  $dv/dx$ , es una medida del cambio en la velocidad a la que se mueven las capas intermedias entre sí. Describe el cizallamiento que experimenta el líquido y, por lo tanto, se denomina "velocidad de cizallamiento o shear rate" que se simbolizará como " $\dot{\gamma}$ " y su unidad de medida es "sec<sup>-1</sup>". El término  $F/A$  indica la fuerza por unidad de área requerida para producir la

acción de corte que se conoce como “esfuerzo cortante o shear stress” y se simbolizará con “ $\tau$ ”, su unidad de medida es “dinas por centímetro cuadrado” (dinas / cm<sup>2</sup>) o Newton por metro cuadrado (N / m<sup>2</sup>). Usando estos términos simplificados, la viscosidad queda:

$$\eta = \text{Viscosity} = \frac{\tau}{\dot{\gamma}} = \frac{\text{Shear Stress}}{\text{Shear Rate}}$$

La unidad fundamental de medición de viscosidad es el “poise”. Un material que requiere un esfuerzo cortante de una dina por centímetro cuadrado para producir una velocidad de corte de un segundo recíproco tiene una viscosidad de un poise, o 100 centipoise.

Newton asumió que todos los materiales tienen, a una temperatura dada, una viscosidad que es independiente de la velocidad de corte. En otras palabras, el doble de la fuerza movería el fluido el doble de rápido.

Como veremos, Newton solo tenía razón en parte.

### Fluidos newtonianos

Este tipo de comportamiento de flujo que Newton asumió para todos los fluidos se llama "newtoniano". Sin embargo, es solo uno de los varios tipos de comportamiento de flujo que se pueden encontrar. Un fluido newtoniano se representa gráficamente en la *Figura 3*. El gráfico A muestra que la relación entre el esfuerzo cortante ( $\tau$ ) y la velocidad de corte ( $\dot{\gamma}$ ) es una línea recta. El gráfico B muestra que la viscosidad del fluido permanece constante a medida que varía la velocidad de corte. Los fluidos newtonianos típicos pueden ser agua y algunos aceites delgados de motor.

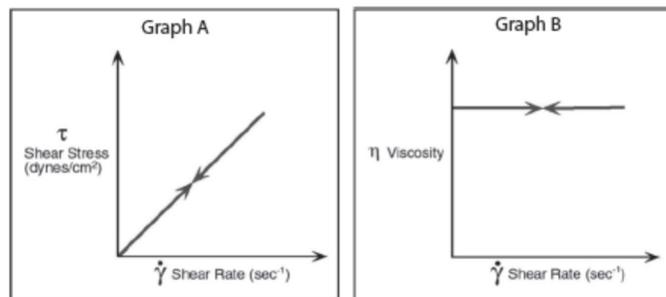


Figura 3 Fluido newtoniano

Lo que esto significa en la práctica es que a una temperatura dada la viscosidad de un fluido newtoniano se mantendrá constante, independientemente del modelo, eje de rotación o velocidad del viscosímetro que se utilice para medirlo.

Para las practicas se utilizará el viscosímetro “Brookfield DVii + Pro”. Los newtonianos son obviamente los fluidos más fáciles de medir, ellos no son, por desgracia, tan comunes como los fluidos no newtonianos, que se mencionarán a continuación.

## Fluidos no newtonianos

Un fluido no newtoniano se define como aquel para el cual la relación " $\tau / \dot{\gamma}$ " no es una constante. En otras palabras, cuando la velocidad de corte varía, el esfuerzo de corte no varía en la misma proporción (o incluso necesariamente en la misma dirección).

La viscosidad de tales fluidos, por lo tanto, cambiará a medida que varíe la velocidad de corte. Por lo tanto, los parámetros experimentales del modelo, el eje y la velocidad del viscosímetro tienen un efecto sobre la viscosidad medida de un fluido no newtoniano. Esta viscosidad medida se denomina "viscosidad aparente" del fluido y es precisa solo cuando se proporcionan y se cumplen parámetros experimentales explícitos.

El flujo no newtoniano se puede imaginar al pensar en cualquier fluido como una mezcla de moléculas con diferentes formas y tamaños. A medida que pasan uno al lado del otro, como sucede durante el flujo, su tamaño, forma y cohesión determinarán cuánta fuerza se requiere para moverlos. En cada velocidad de corte específica, la alineación puede ser diferente y se puede requerir más o menos fuerza para mantener el movimiento.

Existen varios tipos de comportamiento de flujo no newtoniano, caracterizados por la forma en que cambia la viscosidad de un fluido en respuesta a las variaciones en la velocidad de corte. Los tipos más comunes de fluidos no newtonianos que puede encontrar incluyen:

- **PSEUDOPLÁSTICO:** Este tipo de fluido mostrará una viscosidad decreciente con una velocidad de corte creciente, como se muestra en la *Figura 4*.

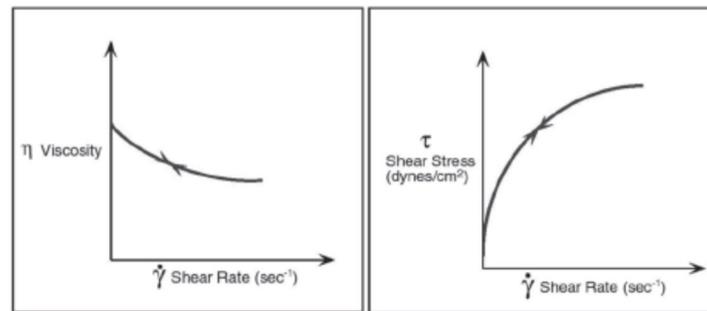


Figura 4 Fluido pseudoplástico

Probablemente el más común de los fluidos no newtonianos, los pseudoplásticos incluyen pinturas, emulsiones y dispersiones de muchos tipos. Este tipo de comportamiento de flujo a veces se denomina "adelgazamiento por cizallamiento".

- **DILATANTE:** El aumento de la viscosidad con un aumento en la velocidad de corte caracteriza el fluido dilatante; como se ve en la siguiente figura.

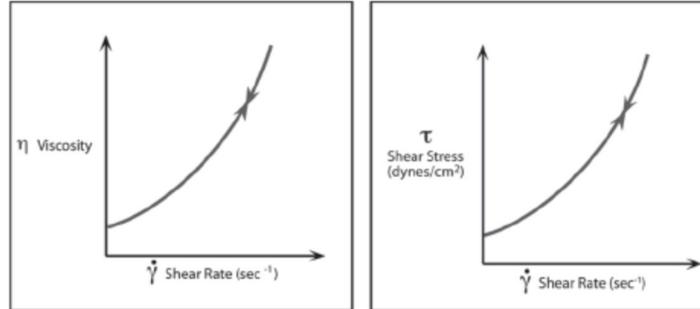


Figura 5 Fluido dilatante

Aunque es más raro que la pseudoplasticidad, la dilatación se observa con frecuencia en fluidos que contienen altos niveles de sólidos desfloculados, como lodos de arcilla, almidón de maíz en agua y mezclas de arena / agua. La dilatación también se conoce como comportamiento de flujo de "engorde".

- **PLÁSTICO:** Este tipo de fluido se comportará como un sólido en condiciones estáticas, ver figura 6. Se debe aplicar una cierta cantidad de estrés al fluido antes de inducir cualquier flujo; Este estrés se denomina "estrés de fluencia o yield stress" ( $f'$ ). La salsa de tomate es un buen ejemplo de este tipo de líquido, su valor de estrés de fluencia a menudo hará que se niegue a verterse de la botella hasta que la botella se agite o golpee, permitiendo que fluya el producto. Una vez que se excede el valor de  $f'$  y comienza el flujo, los fluidos plásticos pueden mostrar características de flujo newtoniano, pseudoplástico o dilatante.

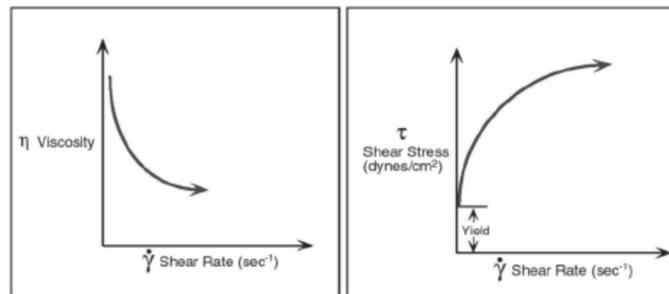
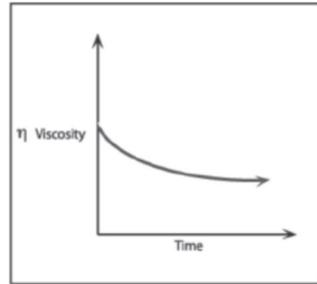


Figura 6 Fluido plástico

Hasta ahora solo se discutió el efecto de la velocidad de corte en fluidos no newtonianos. ¿Qué sucede cuando se considera el elemento del tiempo? Esta pregunta nos lleva al examen de dos tipos más de flujo no newtoniano: "tixotrópico" y "reopectivo".

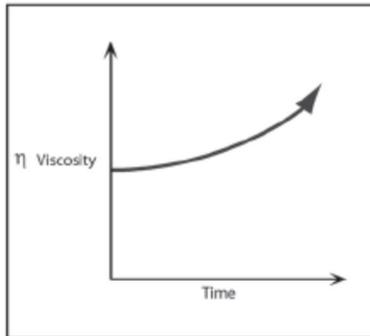
Algunos fluidos mostrarán un cambio en la viscosidad con el tiempo en condiciones de velocidad de corte constante. Hay dos categorías a considerar:

- **TIXOTROPÍA:** Como se muestra en la *Figura 7*, un fluido tixotrópico sufre una disminución de la viscosidad con el tiempo, mientras se somete a una velocidad de cizallamiento constante.



*Figura 7 Fluido tixotrópico*

- **REOPEXIA:** Esto es esencialmente lo contrario del comportamiento tixotrópico, ya que la viscosidad del fluido aumenta con el tiempo a medida que se corta a una velocidad constante.



*Figura 8 reopexia*

Tanto la tixotropía como la reopexia pueden ocurrir en combinación con cualquiera de los comportamientos de flujo discutidos anteriormente, o solo a ciertas velocidades de corte. El elemento tiempo es extremadamente variable, bajo condiciones de cizallamiento constante, algunos fluidos alcanzarán su valor de viscosidad final en unos pocos segundos, mientras que otros pueden demorar hasta varios días.

Los líquidos reopéxicos rara vez se encuentran. La tixotropía, sin embargo, se observa frecuentemente en materiales tales como grasas, tintas de impresión pesadas, y pinturas. Cuando se somete a velocidades variables de cizallamiento, un fluido tixotrópico reaccionará como se ilustra en la *Figura 9*. Se realizó una gráfica de shear stress vs shear rate (gráfico de la derecha), en el mismo se ve que el shear rate aumenta y luego disminuye hasta el punto de partida, se ve que el valor de shear stress no es el mismo para cada camino. Este "ciclo de histéresis" es causado por la disminución de la viscosidad del fluido con el aumento del tiempo de cizallamiento. Tales efectos pueden o no ser

reversibles, algunos fluidos tixotrópicos, si se dejan reposar durante un tiempo, recuperarán su viscosidad inicial, mientras que otros nunca lo harán.

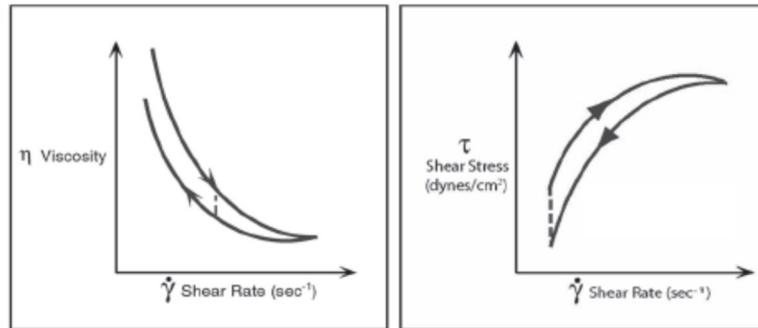


Figura 9 Comportamiento de fluido reopexico

### Efectos del flujo laminar y turbulento en la medición de viscosidad

La definición misma de viscosidad implica la existencia de lo que se llama "flujo laminar", se trata del movimiento de una capa de fluido sobre otra sin transferencia de materia de una a otra. La viscosidad es la fricción entre estas capas.

Dependiendo de varios factores, hay una cierta velocidad máxima a la que una capa de fluido puede moverse con relación a otra, más allá de la cual ocurre una transferencia real de masa entre las capas. Esto se llama "turbulencia". Las moléculas o partículas más grandes saltan de una capa a otra y disipan una cantidad sustancial de energía en el proceso. El resultado neto es que se requiere una mayor entrada de energía para mantener este flujo turbulento que para un flujo laminar a la misma velocidad.

El aumento de la entrada de energía se manifiesta como un esfuerzo de corte aparentemente mayor que el observado en condiciones de flujo laminar a la misma velocidad de corte. Esto da como resultado una lectura de viscosidad erróneamente alta.

El punto en el que el flujo laminar evoluciona a flujo turbulento depende de otros factores además de la velocidad a la que se mueven las capas. La viscosidad y la gravedad específica de un material, así como la geometría del eje del viscosímetro y el recipiente de muestra, influyen en el punto en el que se produce esta transición.

Se debe tener cuidado para distinguir entre las condiciones de flujo turbulento y el comportamiento del flujo dilatante. En general, los materiales dilatantes mostrarán una viscosidad constantemente creciente con una velocidad de cizallamiento creciente. El flujo turbulento se caracteriza por un aumento relativamente repentino y sustancial de la viscosidad por encima de una cierta velocidad de corte. El comportamiento del flujo del material puede ser newtoniano o no newtoniano por debajo de este punto.

Debido a las tasas de cizallamiento relativamente bajas a las que operan la mayoría de los viscosímetros Brookfield, es poco probable encontrar flujo turbulento. Cuanto mayor sea la

viscosidad de un fluido, es menos probable que experimente turbulencia. Si se observa turbulencia al medir fluidos de baja viscosidad, a menudo se puede eliminar utilizando un adaptador.

### ¿Qué afecta a la propiedad reológica?

El comportamiento reológico de un fluido puede tener un profundo efecto en la técnica de medición de la viscosidad, en esta sección se analizarán algunos de estos efectos y las formas de tratarlos.

Los datos de viscosidad a menudo funcionan como una "ventana" a través de la cual se pueden observar otras características de un material. La viscosidad se mide más fácilmente que algunas de las propiedades que la afectan, lo que la convierte en una herramienta valiosa para la caracterización de materiales. Anteriormente en esta sección se nombraron varios tipos de comportamientos reológicos y cómo identificarlos. Después de haber identificado un comportamiento reológico particular en un material, podemos preguntarnos qué implica esta información sobre sus otras características.

#### ▪ Temperatura

Uno de los factores más obvios que pueden tener un efecto sobre el comportamiento reológico de un material es la temperatura. Algunos materiales son bastante sensibles a la temperatura, y una variación relativamente pequeña dará como resultado un cambio significativo en la viscosidad. Otros son relativamente insensibles.

La consideración del efecto de la temperatura sobre la viscosidad es esencial en la evaluación de materiales que estarán sujetos a variaciones de temperatura en el uso o el procesamiento, como aceites de motor, grasas y adhesivos termofusibles.

#### ▪ Velocidad de corte

Los fluidos no newtonianos tienden a ser la regla más que la excepción en el mundo real, por lo que una apreciación de los efectos de la velocidad de corte es una necesidad para cualquier persona involucrada en la aplicación práctica de datos reológicos. Sería, por ejemplo, desastroso intentar bombear un fluido dilatante a través de un sistema, solo para que se solidifique dentro de la bomba, deteniendo abruptamente todo el proceso. Si bien este es un ejemplo extremo, no se debe subestimar la importancia de los efectos de la velocidad de corte.

Cuando un material debe someterse a una variedad de velocidades de corte en el procesamiento o uso, es esencial conocer su viscosidad a las velocidades de corte proyectadas. Si no se conocen, se debe hacer una estimación. Las mediciones de viscosidad se deben realizar a velocidades de corte lo más cercanas posible a los valores estimados.

Con frecuencia es imposible aproximar los valores proyectados de la velocidad de corte durante la medición porque estos valores están fuera del rango de la velocidad de corte del viscosímetro. En este caso, es necesario realizar mediciones a varias velocidades de corte y extrapolar los datos a los valores proyectados. Este no es el método más preciso para obtener esta información, pero a menudo es la única alternativa disponible, especialmente cuando las tasas de corte proyectadas

son muy altas. De hecho, siempre es aconsejable realizar mediciones de viscosidad a varias velocidades de corte para detectar el comportamiento reológico que puede tener un efecto en el procesamiento o uso. Cuando los valores de velocidad de corte son desconocidos o no son importantes, a menudo es suficiente un gráfico de muestra de viscosidad versus RPM.

- **Condiciones de medición**

La condición de un material durante la medición de su viscosidad puede tener un efecto considerable en los resultados de dicha medición. Por lo tanto, es importante conocer y controlar tanto como sea posible el entorno de cualquier muestra que se esté analizando.

Primero, se deben tener en cuenta las recomendaciones de los fabricantes de los viscosímetros para la configuración de los elementos que componen el equipo.

Segundo, deben considerarse otros factores menos obvios que pueden afectar la viscosidad. Por ejemplo, el material de muestra puede ser sensible a la atmósfera, como es el caso de los materiales de impresión dental, escoria de alto horno, sangre y moco. Es posible que deba proporcionarse una atmósfera controlada favorable a los objetivos de la prueba.

Otro factor que puede afectar las mediciones de viscosidad es la homogeneidad de la muestra. Por lo general, es deseable tener una muestra homogénea para que se puedan obtener resultados más consistentes. A veces, sin embargo, la tendencia de un material a separarse en capas no homogéneas es la característica de mayor interés. Se debe tener cuidado en tales casos para no perturbar lo que desea estudiar mezclando o agitando la muestra.

- **Tiempo**

El tiempo transcurrido bajo condiciones de cizallamiento obviamente afecta los materiales tixotrópicos y reopécticos (dependientes del tiempo). Pero los cambios en la viscosidad de muchos materiales pueden ocurrir con el tiempo a pesar de que el material no se está cortando.

Se deben considerar los fenómenos de envejecimiento al seleccionar y preparar muestras para la medición de la viscosidad. Además, se debe tener en cuenta que muchos materiales sufrirán cambios en la viscosidad durante el proceso de una reacción química, de modo que una medición de viscosidad realizada en un momento de la reacción puede diferir significativamente de una realizada en otro momento.

- **Presión**

La presión no se experimenta con tanta frecuencia como otros parámetros. La presión comprime los fluidos y, por lo tanto, aumenta la resistencia intermolecular. Los líquidos son compresibles bajo la influencia de presiones muy altas, similares a los gases, pero no en la misma magnitud. Los aumentos de presión tienden a incrementar la viscosidad.

---

- Historia previa

Lo que le sucedió a una muestra antes de una medición de viscosidad puede afectar significativamente el resultado, especialmente en fluidos sensibles al calor o al envejecimiento.

Por lo tanto, las condiciones de almacenamiento y las técnicas de preparación de muestras deben diseñarse para minimizar su efecto en las pruebas de viscosidad posteriores. Los materiales tixotrópicos en particular son sensibles a la historia previa, ya que su viscosidad se verá afectada por la agitación, mezcla, vertido o cualquier otra actividad que produzca cizallamiento en la muestra.

- Composición y aditivos

La composición de un material es un factor determinante de su viscosidad. Cuando se altera esta composición, ya sea cambiando las proporciones de las sustancias componentes o mediante la adición de otros materiales, es muy probable un cambio en la viscosidad. Por ejemplo, la adición de solvente a la tinta de impresión reduce la viscosidad de la tinta; y aditivos de muchos tipos se usan para controlar las propiedades reológicas de las pinturas.

### 3 Ensayos

En la primera etapa de la PPS se realizaron varios ensayos de los llamados “ensayos de rutina” de laboratorio, donde los mismos consisten en evaluar distintos polímeros según las prácticas recomendadas por la API RP 63, y permiten determinar si las soluciones poliméricas cumplen un estándar mínimo de calidad para poder ser utilizadas en proyectos de EOR.

En el desarrollo de los proyectos de inyección de polímeros, la etapa inicial consiste en la selección de estos polímeros, es decir, se ensayan distintos polímeros de diferentes proveedores que podrían ser inyectados y el laboratorio, actuando como un parte independiente, realiza las pruebas necesarias ("Screening") para determinar el comportamiento que estos tendrán durante la inyección en el reservorio.

Una vez que las muestras llegan al laboratorio y se identifican, lo primero que se realiza es un control de humedad que puedan contener los polímeros (el procedimiento será detallado más adelante). Luego se procederán a preparar las soluciones poliméricas que se utilizarán durante los ensayos, una solución madre (o solución concentrada) y una disolución de la solución madre, sobre esta última es que se realizaran los ensayos o pruebas que determinaran si los polímeros pasan o no los controles.

La primera prueba consiste en determinar el factor de filtrado, es el primer ensayo que puede determinar si el polímero funciona o no, es decir, si esta prueba no es superada el polímero es descartado para el proyecto debido a que es indicativo de que la hidratación del polímero no ha sido correcta.

Luego del ensayo de filtrado se realizó la medición de las propiedades reológicas del polímero, sobre una muestra de solución polimérica sin filtrar y a una muestra post filtrado, con esto se busca ver el comportamiento de parámetros como lo es la viscosidad y se espera que la variación entre las muestras sea inferior al 10%.

Es importante mencionar que en el caso de que estos ensayos de rutina no sean superados no se descarta el polímero de inmediato, lo que se hace es volver atrás y revisar que cosas pudieron haber salido mal, preparar nuevamente la solución madre y repetir los ensayos.

En el Diagrama 1 se tiene un resumen de lo mencionado anteriormente, ayudará a entender cuáles son los pasos involucrados en la evaluación de los polímeros desde su recepción en el laboratorio hasta que se aprueban o se descartan para ser utilizados en proyectos de EOR,

Para estos ensayos se usaron dos polímeros diferentes, polímero A y polímero B, con el objetivo de (además de evaluar si el polímero pasa o no las pruebas de rutina) observar cómo se comporta cada uno de ellos en el desarrollo de la viscosidad.

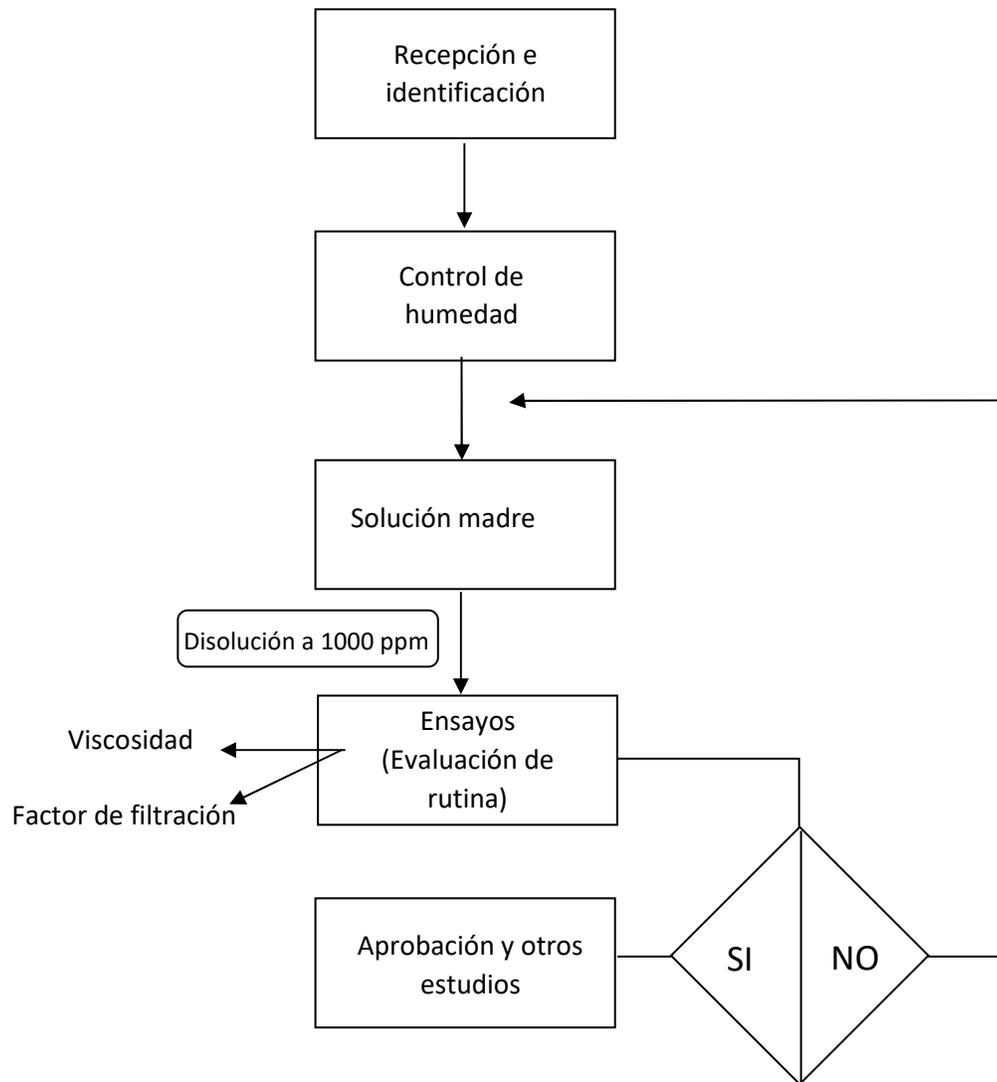


Diagrama 1 Flujo de trabajo - Ensayos de rutina- Evaluación de polimeros

A continuación, se describirán los procedimientos y equipos involucrados en cada uno de los ensayos realizados.

### 3.1 Preparación de soluciones

Antes de realizar los ensayos es necesario mencionar cuales son las soluciones que se utilizarán en los mismos, estos son: Solución salina, solución polimérica concentrada (solución madre), y dilución de la solución madre, los procedimientos para prepararlas son los recomendados por la API RP 63, es esencial prestar atención a estos procedimientos para obtener propiedades optimas de las soluciones.

Los tiempos de disolución variarán según el tipo de producto. Los factores importantes a considerar en la preparación de las soluciones son el esfuerzo de corte de las mezclas, la concentración inicial de la mezcla, la composición del agua y el tiempo de hidratación. Para los polímeros, cada proveedor debe ser consultado para obtener recomendaciones adicionales específicas para sus productos. Es decir, se deben especificar (o así debería ser idealmente) cuales son todos los requerimientos que el producto necesita en su preparación para pasar las pruebas de rutina.

Algunos polímeros requieren un periodo corto de mezcla de alto esfuerzo de corto seguido de un periodo más largo de mezcla de bajo esfuerzo de corte. Los tiempos de hidratación pueden variar desde unos minutos hasta varias horas.

La salinidad puede afectar a la hidratación del polímero, en general, para las poliacrilamidas a medida que aumenta la salinidad se vuelven más difíciles de hidratar.

Las concentraciones de polímeros se expresan comúnmente como partes por millón (ppm). En los procedimientos de laboratorios descritos las concentraciones en ppm siempre se usan en peso / peso, es decir, el peso del polímero por el peso total de la solución.

A continuación, estarán enumerados los procedimientos para preparar las distintas soluciones que serán usadas en los ensayos.

- **Preparación de Solución de 20 g/l de NaCl**

Para los ensayos utilizaremos la misma concentración de solución salina, para preparar la solución de 20g/l de NaCl se debe seguir el siguiente procedimiento:

1. Pesar el cloruro de sodio necesario para lograr la concentración deseada.
2. Diluir la sal en un poco de agua e introducirlo en el matraz.
3. Seguir agregando el agua al frasco y de este al matraz, para asegurar que se diluya toda la sal, repetir hasta el enrase del matraz.
4. Filtrar la solución, filtro de 8 micrones.

Los sólidos en suspensión que pueda tener el agua pueden atentar a invalidar el ensayo de filtración dado que las partículas sólidas pueden obstruir los poros del papel de filtro. Se utiliza agua destilada y se realiza un filtrado de la solución salina a través de un filtro de 8 micrones (recomendado por la API RP 63) para reducir los sólidos en suspensión que pueda contener el agua.

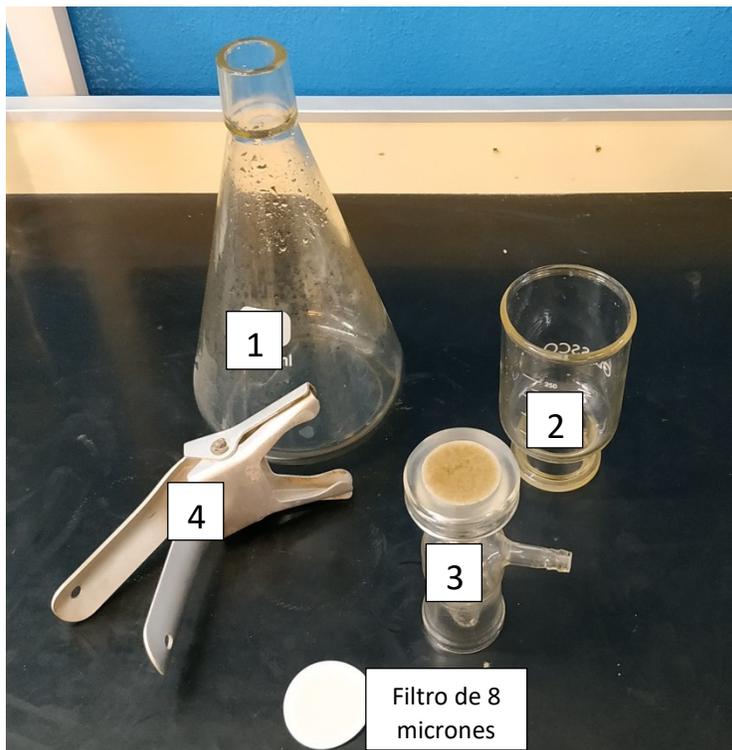


Figura 10 Equipo de filtrado de solución salina

Se utiliza el equipo de filtrado de la *Figura 10* compuesto por matraz (1), embudo de filtrado (2), pieza intermedia con placa filtrante (3) y pinza de acero inoxidable (4). Se coloca el filtro entre la sobre la pieza intermedia y se conecta el equipo a una línea de vacío, el ensamblado final se puede ver en la *Figura 11* luego se procede a introducir la solución salina, una vez finalizado el procedimiento se reserva el agua en una botella con tapa y se lavan todos los elementos del equipo de filtrado.

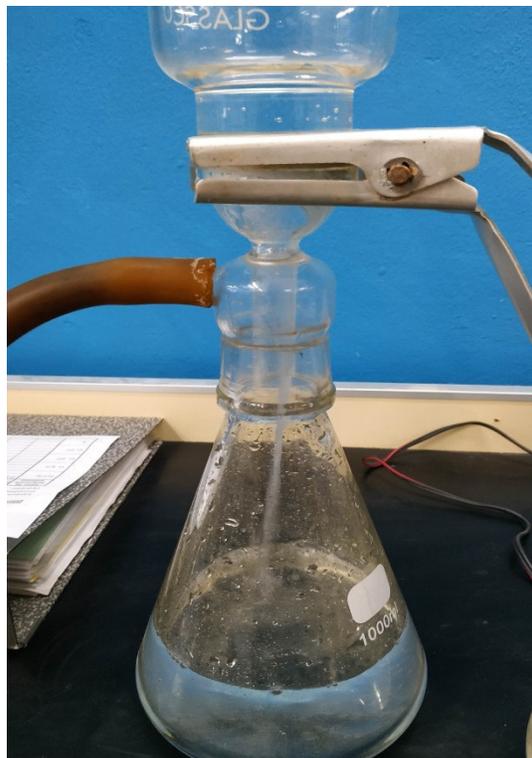


Figura 11 Equipo de filtrado ensamblado

### Preparación de la solución madre

Las soluciones de poliacrilamida en polvo generalmente se preparan como una solución madre (3000 ppm) y se diluyen para evaluar las concentraciones según sean necesario. Es necesaria una agitación vigorosa para la dispersión inicial del polímero en polvo, se puede utilizar un agitador magnético o un agitador de paletas como los que se muestran en las *Figuras 12 y 13*.

La velocidad del agitador se debe ajustar de forma que en la solución salina se genere un vórtice del 75% de la altura de la solución. El polímero seco se debe adicionar de forma uniforme en el hombro del vórtice en 30 segundos. Después de agregar todo el polímero se debe bajar la velocidad del agitador de forma que se mantengan las partículas en suspensión, se debe usar la velocidad más baja posible para evitar la degradación mecánica de la solución de polímero. Se debe continuar agitando la solución a baja velocidad el tiempo especificado por el fabricante, si no se está especificado las normas API recomiendan agitar durante 2 o 3 horas a baja velocidad y luego dejar reposar durante una noche.

Las soluciones concentradas pueden almacenarse durante 2-3 semanas sin pérdida de sus propiedades, las soluciones diluidas en cambio deben prepararse el día que serán usadas.



*Figura 12 Agitador magnético*



Figura 13 Agitador vertical de paletas

- **Equipo de laboratorio:**

1. Balanza de precisión.
2. Agitador
3. Vaso de precipitado de 600 ml

- **Cálculos para preparar la solución madre:**

$$W_p = \frac{C_s * W_A * 10^{-4}}{A_p}$$

Donde:

$W_p$ = Peso de polímero en polvo para lograr la concentración deseada [g].

$C_s$ = Concentración deseada de la solución [ppm].

$W_A$ = Peso del volumen de agua para preparar la solución [g].

$A_p$ = Polímero activo [%], es un factor que tiene en cuenta la humedad del polímero en polvo.

Como vemos en la ecuación, aparece un término denominado  $A_p$ , y se trata del factor de polímero activo. El polímero en polvo puede absorber humedad del ambiente, por lo tanto, necesitamos conocer la cantidad de agua contenida en el producto para poder calcular la cantidad necesaria para preparar un volumen de solución concentrada (es decir, la concentración de polímero activo o "real"), para esto se realiza un procedimiento de secado en un horno a 120°C.

El procedimiento es el siguiente:

- 1- Introducir una cantidad de polímero en un vial y registrar el peso del polímero ( $P_i$ ).
- 2- Introducir el vial en el horno a 120°C durante 30 minutos.
- 3- Pesar el vial y controlar cuanto se redujo el peso.
- 4- Introducir nuevamente en el horno y repetir los pasos hasta que en dos mediciones consecutivas se registre el mismo peso ( $P_f$ ).
- 5- El factor  $A_p$  será:

$$AP = \frac{P_f}{P_i} * 100$$

- **Procedimiento para preparar la solución madre:**

1. Registrar el peso de 500ml de la solución salina.
2. Pesar la cantidad calculada de polímero.
3. Poner los 500ml de solución en el agitador y generar un vórtice del 75% de la altura del recipiente.
4. Introducir el polímero en el hombro del vórtice durante un periodo de 30 segundos. Observar la solución, no deben formarse grumos o aglomeraciones de polímero, si estuvieran presentes hay que comenzar de nuevo.
5. Agitar la solución en agitador a baja velocidad (60-80 rpm) durante 2-3 horas.
6. Dejar que la solución repose al menos durante una noche antes de diluir a la concentración deseada.
7. Comprobar si hay partículas no disueltas, si así fuera hay que comenzar de nuevo.

- **Preparación de solución diluida**

Las soluciones concentradas de poliacrilamida son líquidos altamente viscosos con un contenido de polímero que varía entre el 0.3 y 2 por ciento en peso. Para preparar la solución diluida se debe manipular adecuadamente la solución concentrada y agregar la cantidad adecuada de agua.

En los ensayos se agregará agua a las soluciones concentradas de los polímeros A y B hasta lograr una concentración diluida de 1000 ppm.

---

- **Procedimiento:**

1. Pesar la cantidad de solución madre que se quiere disolver.
2. Calcular la cantidad de agua a agregar para lograr la concentración de 1000 PPM, usando:

$$C_1 \cdot V_1 = C_2 \cdot V_2$$

Donde  $V_1$  es el volumen inicial de la solución,  $V_2$  el volumen final,  $C_1$  y  $C_2$  son las concentraciones inicial y final respectivamente.

3. Hacer los cálculos en peso para tener un mejor control. En lugar de los volúmenes usar las masas (se pesa el volumen 1 y se calcula el peso del volumen 2)
4. Agregar el agua calculada ( $V_2 - V_1$ ) y registrar el peso final.
5. Las normas API recomiendan agitar la solución a velocidad moderada en agitador magnético durante 16 horas.
6. La solución debe parecer uniforme cuando se vierte de un recipiente a otro. No debe haber polímero visible no disuelto. Si está presente, se debe comenzar de nuevo.

### 3.2 Prueba de filtrado

Las pruebas de filtrado se usan para medir variaciones en la filtrabilidad debido a sólidos no disueltos. Los factores que afectan la calidad de la solución de polímero son: 1) Calidad del agua de mezcla, 2) calidad del polímero, 3) contaminación bacteriana, 4) condiciones de la mezcla y esfuerzo de corte. Estas pruebas son confiables como indicadores de cambios en la calidad de la solución de polímero o para control de calidad de la misma, pero no se pueden usar de forma rutinaria para comparar diferentes polímeros o para predecir la inyectividad del reservorio.

Los medios filtrantes utilizados para estos ensayos son filtros de membrana de policarbonato de 0.22 micrones, son membranas hidrofóbicas, translúcidas, con una superficie muy lisa y poros cilíndricos, de gran estabilidad química y térmica.

Las soluciones de diferentes tipos de polímero pueden variar ampliamente en la capacidad de filtración y debido a esto se pueden requerir diferentes tamaños de poro de los filtros. Debido a estas variaciones no hay una fórmula de evaluación que pueda aplicarse de forma general, en este caso utilizaremos para las dos soluciones poliméricas el mismo tamaño de poro por recomendación de los fabricantes de ambos polímeros.

Se medirán los tiempos que se tardan en filtrar distintos volúmenes de solución, que son: 60 ml, 80 ml, 180 ml y 200 ml y con estos datos podremos establecer una relación que permita calcular el factor de filtrado como se ve en la ecuación que se muestra a continuación:

$$FF = \frac{(t_{200} - t_{180})}{(t_{80} - t_{60})}$$

El valor que se espera de este factor es 1, esto indicaría que la calidad de la solución es óptima, se permite una variación de +/- 10% como valor límite de este factor, en caso contrario la muestra no pasará el ensayo y será descartada de los proyectos.

- **Equipo necesario para la prueba**

- En la imagen tal podemos ver el aparato utilizado para la prueba de filtración ya ensamblado, este se compone de un espacio para contener los filtros de membrana de policarbonato de 47 mm de diámetro, y un cilindro que tiene una capacidad de 600 ml.
- Soporte de filtros de membrana: pantalla de acero inoxidable.
- Suministro de presión, tanque de nitrógeno, capaz de mantener una presión constante de 20 psi.
- Filtros de membrana: de 47 mm de diámetro, tamaño de poro apropiado, de policarbonato.
- Cronometro.
- Probeta de 250 ml.

- **Procedimiento**

1. Preparar soluciones diluidas de 1000 ppm con cada polímero y dejar hidratar el tiempo recomendado.
2. Preparar el aparato de filtración, colocando un filtro de membrana de 0.22 micrones. Se debe tener en cuenta que la membrana no esté arrugada.
3. Colocar 500ml de la solución de 1000 ppm en el aparato y conectar la línea de presión mientras se mantiene tapada la salida y aplicar una presión de 20 psi.
4. Colocar la probeta de 250 ml debajo de la salida del aparato. Destapar la salida e iniciar en simultaneo el cronometro. La presión de 20 psi debe mantenerse constante durante todo el ensayo.
5. Registrar el tiempo acumulado en segundos, los tiempos de interés corresponden a los siguientes volúmenes de filtrado: 60 ml, 80 ml, 180 ml, 200 ml.
6. Una vez registrados todos los tiempos continuar filtrando hasta que el deposito quede vacío.

El proceso de filtrado puede ser muy rápido, lo que dificulta mucho el registro de datos cuando el ensayo es realizado por una sola persona, por lo que es una buena práctica filmar con una cámara el proceso de llenado de la probeta para luego corroborar el tiempo en el que cada volumen de filtrado fue alcanzado.



Figura 14 Equipo de filtrado



Figura 15 Residuo ensayo de filtrado

En la *figura 14* se puede ver el equipo de filtrado ensamblado y listo para ser utilizado, el tablero que se encuentra en el fondo de la imagen es el encargado de proveer la presión necesaria para realizar el ensayo, el mismo cuenta con válvulas de alta, media y baja presión, con presiones de hasta 3000, 100 y 15 psi respectivamente. Para este ensayo se abrirá la válvula de media presión ya que trabajaremos con 20 psi.

En la *figura 15* se puede ver el residuo de la filtración, se trata de polímero que no se hidrató de forma óptima, en general, cuanto más residuo tengamos, menos eficiente es la solución polimérica y el factor de filtrado tenderá a ser mayor que 1. La expresión del factor de filtración definida anteriormente puede entenderse como varía el caudal de polímero filtrado en el tiempo. Dado que la variación de volumen considerada (20 ml) es la misma, solo queda evaluar el tiempo transcurrido en colectar dicha cantidad. Como el caudal en los primeros instantes del ensayo es al menos mayor que al finalizar el ensayo, ese cociente es mayor que la unidad debido a la retención de material insolubilizado en el medio filtrante.

$$FF = \frac{(t_{200} - t_{180})}{(t_{80} - t_{60})} = \frac{(Q_{80/60})}{(Q_{200/180})}$$

### 3.3 Ensayo con viscosímetro

Este ensayo consiste en medir las propiedades reológicas de las soluciones poliméricas diluidas a 1000 ppm y luego comparar los resultados. Las mediciones se realizaron con un viscosímetro Brookfield DV-II+ Pro, estas mediciones deben comenzar a rpm más bajas (bajas velocidad de corte) y avanzar a mayores rpm, estas mediciones nos darán información sobre la dependencia entre el esfuerzo de corte y la viscosidad de la solución polimérica en un conjunto dado de condiciones.

Este ensayo se debe hacer sobre muestras antes y después del ensayo de filtrado, la viscosidad luego del filtrado puede diferir en no más del 10% respecto de la solución sin filtrar.

Para evaluar un polímero como candidato potencial para un proyecto de inyección de polímeros, el comportamiento reológico de este debe ser medido bajo ciertas condiciones. El ensayo que se realizará para estas PPS será simple, se preparará una solución con un tipo de agua y concentración de polímero determinada y mediremos su comportamiento mediante un viscosímetro, si la viscosidad varía más de un 10% entre la muestra filtrada y sin filtrar entonces el polímero será descartado para los proyectos de EOR. Las pruebas de reología están diseñadas para evaluar los efectos de la velocidad de corte, temperatura, salinidad y dureza, y concentración de polímero en la solución. Para este ensayo utilizaremos una temperatura fija de 25 °C y se tomarán varios puntos de velocidad de corte fijándolos en el viscosímetro.

- **Equipo necesario**

- Viscosímetro Brookfield, en la imagen tal se muestran las partes del viscosímetro.
- Muestras de solución diluida, 16 ml de cada muestra a ensayar.
- Baño de temperatura constante
- Cilindro graduado de 25 ml

- **Procedimiento**

1. Configurar el viscosímetro, se deben fijar los rpm a las que se quieren tomar los datos.
2. Encender el baño de temperatura.
3. Transferir 16 ml de muestra al vaso adaptador.
4. Sumergir lentamente el cilindro dentro del vaso.
5. Fijar la copa al cuerpo del adaptador principal.
6. Encender el motor. El viscosímetro tiene dos opciones para registrar los datos, una manual y una automática mediante un software.
7. Permitir que la temperatura se equilibre dejando circular el agua por al menos 10 minutos antes de comenzar a registrar los datos.



Figura 16 Viscosímetro Brookfield DV-ii + Pro

En la *figura 16* podemos ver el Viscosímetro utilizado para este ensayo, se utiliza un recipiente para muestras pequeñas, de 16 ml. Se utilizará un eje cilíndrico que estará conectado al viscosímetro y girará a distintas velocidades establecidas por el usuario.

A cada velocidad se registrará la viscosidad, el shear rate, el shear stress y el torque, el procedimiento puede ser manual o automático a través de un software que guarda en la computadora todos los datos requeridos para el análisis de las soluciones poliméricas, realizaremos la mayoría de las mediciones de forma manual y una será de forma automática, simplemente para utilizar las dos funciones.

Es interesante saber cómo funciona el viscosímetro, tanto el recipiente como el eje son instrumentos calibrados para ofrecer resultados de alta precisión, a continuación, se pueden observar cuales son las ecuaciones y parámetros físicos que utiliza el equipo para arrojar los datos de interés, esto está extraído de la referencia 5, sección 5.2.2:

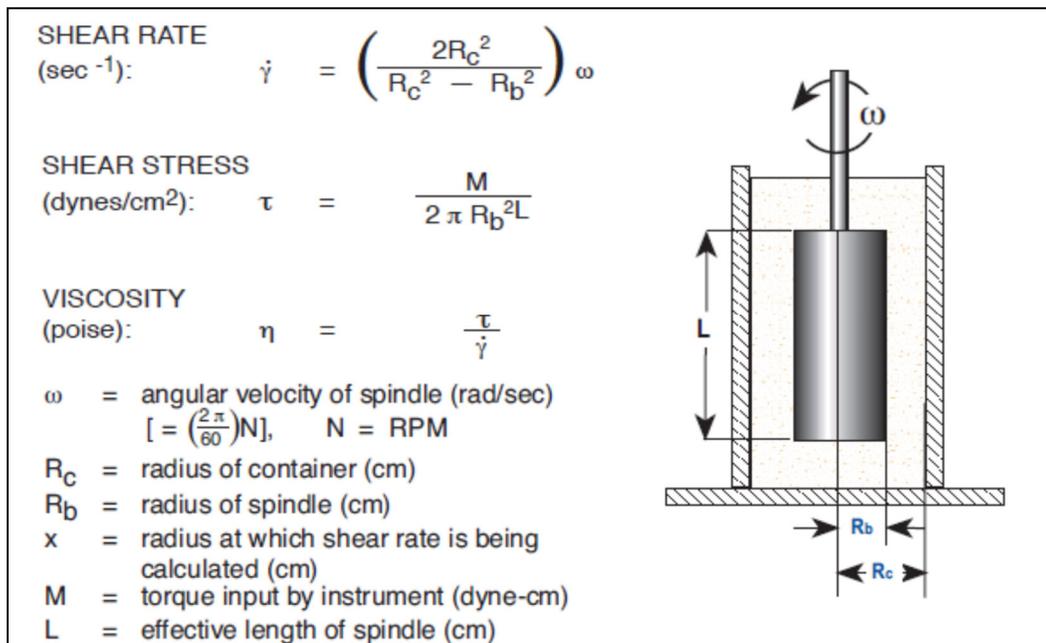


Figura 17 Esquema de viscosidad del viscosímetro, extraído de referencia 5, sección 5.2.2.

Finalmente, el análisis de los datos del viscosímetro puede mejorarse mediante el uso de modelos matemáticos. Esto puede ser útil si se quiere estudiar más detalladamente el comportamiento de los fluidos estudiados a partir de los resultados que arroja el viscosímetro.

El flujo newtoniano se define por una respuesta proporcional en el esfuerzo cortante para un cambio en la velocidad de corte (una relación lineal). Los fluidos no newtonianos exhibirán una relación tensión / velocidad no lineal. La ecuación de Newton para la viscosidad se ha modificado muchas veces para intentar caracterizar el comportamiento no newtoniano.

Una de las ecuaciones más utilizadas es la ley de la potencia, que se define como:

$$\tau = k\gamma^n$$

Donde:

$\tau$  = Shear Stress

$n$  = Coeficiente de flujo

$\gamma$  = Shear rate

$k$  = Coeficiente de consistencia

Como vimos anteriormente la viscosidad se puede expresar como  $\eta = \tau/\gamma$ . Combinando esta definición con la ecuación anterior tenemos que:

$$\eta = \frac{k}{\gamma} \cdot \gamma^n = k\gamma^{(n-1)}$$

Esta es la forma de la ley de potencia para la viscosidad en función del shear rate, y puede interpretarse como una recta en un gráfico doble logarítmico ya que podemos expresar la ecuación anterior de la siguiente forma:

$$\log(\eta) = \log(k) + (n - 1)\log(\gamma)$$

Como vemos, la ecuación es la de una línea recta:  $Y = A + XB$

Y las variables son las siguientes:

$Y = \log(\eta)$

$X = (n - 1)$

$A = \log(k)$

$B = \log(\gamma)$

En la *figura 18* se puede ver un gráfico doble logarítmico de la viscosidad en función del shear rate, allí se observa que su comportamiento es el de una línea recta, de la cual podemos extraer los parámetros que permiten construir el modelo matemático que describe el comportamiento de la viscosidad de las soluciones poliméricas, lo cual permite estudiar en profundidad los datos obtenidos del Viscosímetro.

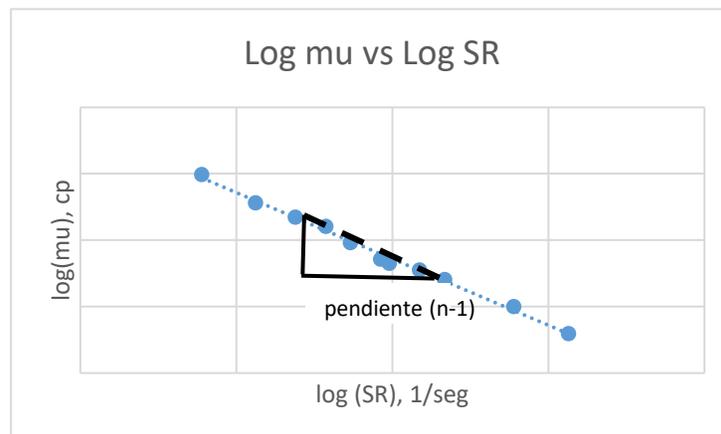


Figura 18 grafico log-log de viscosidad vs shear rate

En esta sección se presentarán los resultados de los ensayos descriptos en la Sección 3.

Como se mencionó, para las pruebas de filtrado y ensayo reológico con el Viscosímetro se utilizarán dos polímeros: Polímero A y Polímero B. Se presentarán los resultados de cada uno y se realizará una comparación entre ellos.

### 3.4 Resultados de Prueba de filtrado

- Polímero A

Volumen filtrado ml	Hora	Min	Seg
60	-		45
80	-	1	3
180	-	2	33
200	-	2	53

Tabla 1 Resultados de ensayo de filtrado (polímero A)

$$FF = (t_{200} - t_{180}) / (t_{80} - t_{60})$$

$$FF = 1,1$$

- Polímero B

Volumen filtrado ml	Hora	Min	Seg
60	-	1,00	10
80	-	1	36
180	-	3	52
200	-	4	18

Tabla 2 Resultados de ensayo de filtrado (polímero B)

$$FF = (t_{200} - t_{180}) / (t_{80} - t_{60})$$

$$FF = 1$$

Ambas soluciones poliméricas pasaron la prueba de filtrado, en el caso del polímero A el resultado está al borde del límite permitido, con un valor de factor de filtrado de 1,1. En la *figura 15* se puede ver el residuo del ensayo de filtrado, es por esto que hay diferencias entre los deltas tiempo en los que se alcanzan los volúmenes de filtrado objetivos.

El polímero B logró un resultado óptimo, un valor de factor de filtrado igual a 1, no se observaron residuos al finalizar el filtrado.

### 3.5 Resultados de Ensayo con Viscosímetro

A continuación, se presentarán los resultados del estudio reológico de las soluciones poliméricas a través del viscosímetro. El viscosímetro proporciona un valor de viscosidad referente a la geometría del cilindro, lo que hace es medir la resistencia mecánica de un líquido que actúa en contra del movimiento de rotación del cilindro, las medidas de viscosidad aceptadas deben estar dentro del porcentaje equivalente del Rango de Torque de 10% a 100%.

- Resultados del polímero A

Solución 1000ppm previo filtrado-polímero A				
RPM	cp	SR [1/Seg]	Torque %	SS [N/m <sup>2</sup> ]
2,00	12,60	2,45	4,20	0,31
3,00	11,80	3,67	5,80	0,45
4,00	10,90	4,89	7,60	0,56
5,00	10,60	6,12	8,90	0,65
6,00	10,30	7,34	10,30	0,76
7,50	9,68	9,17	11,90	0,90
8,00	9,52	9,78	12,70	0,93
10,00	9,12	12,20	15,30	1,11
12,00	8,75	14,70	17,40	1,28
20,00	7,89	24,50	26,20	1,91
30,00	7,16	36,70	35,70	2,63

Solución 1000ppm post filtrado-polímero A				
RPM	cp	SR [1/Seg]	Torque %	SS [N/m <sup>2</sup> ]
2,00	10,20	2,45	3,30	0,24
3,00	9,40	3,67	5,10	0,37
4,00	9,30	4,89	6,20	0,48
5,00	9,24	6,12	7,60	0,56
6,00	8,90	7,34	9,20	0,65
7,50	8,48	9,17	10,80	0,79
8,00	8,40	9,78	11,50	0,84
10,00	8,34	12,20	13,80	1,02
12,00	8,00	14,70	15,80	1,17
20,00	7,20	24,50	24,00	1,75
30,00	6,58	36,70	32,80	2,41

figura 19 Estudio reológico (polímero A pre y post filtrado)

La figura 19 presenta los resultados del viscosímetro sobre muestras de la solución preparada con el polímero A, para la muestra no filtrada la viscosidad máxima dentro del rango de torque es de 10,3 cp a 6 RPM, para el caso de la muestra filtrada la viscosidad máxima es de 8,48 cp a 7,5 RPM. Sin embargo, si tomamos el rango de validez de la muestra filtrada y observamos la desviación entre los resultados, recordando que la variación permitida es del 10% vemos que la solución polimérica tiene un resultado positivo, encontrándose al límite de esta desviación permitida. Ver figura 20.

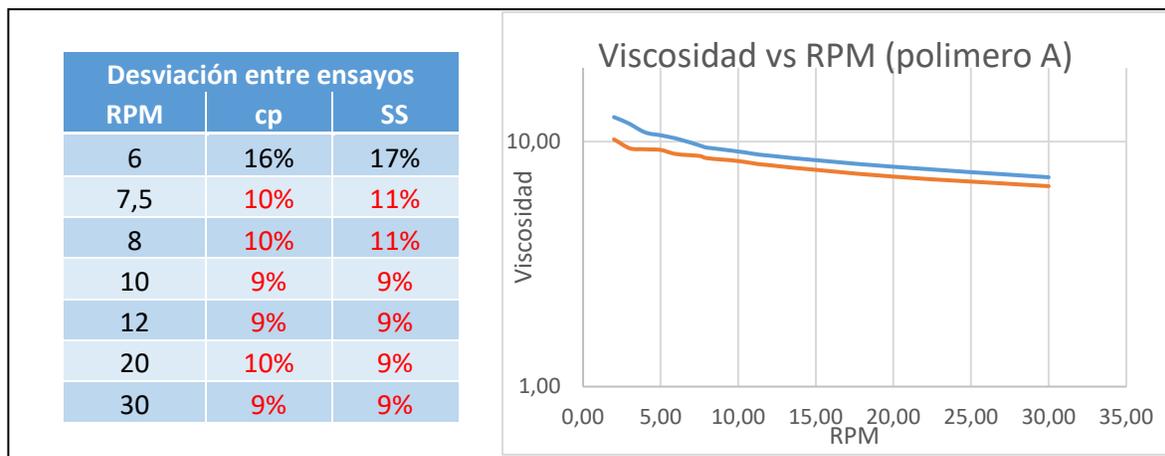


Figura 20 Desviación pre y post filtrado (polímero A)

### Resultados del polímero B

En la figura 21 se presentan los resultados obtenidos para el polímero B, la máxima viscosidad, 5.58 cp, se desarrolla a 10 RPM para las muestras pre y post filtrado, ya que es el primer valor de viscosidad que entra al rango de torque.

Solución 1000ppm previo filtrado-polimero B				
RPM	cp	SR [1/Seg]	Torque %	SS [N/m <sup>2</sup> ]
2,00	6,60	2,45	2,20	0,15
3,00	6,20	3,64	3,10	0,23
4,00	6,15	4,89	4,10	0,30
5,00	5,88	6,12	4,90	0,36
6,00	5,80	7,34	5,80	0,43
7,50	5,76	9,17	7,10	0,52
8,00	5,62	9,78	7,50	0,55
10,00	5,58	12,20	9,90	0,68
12,00	5,45	14,70	10,90	0,80
20,00	5,16	24,50	17,30	1,27
30,00	4,90	36,70	24,50	1,83

Solución 1000ppm post filtrado-polimero B				
RPM	cp	SR [1/Seg]	Torque %	SS [N/m <sup>2</sup> ]
2,00	6,30	2,45	2,10	0,15
3,00	6,00	3,64	3,00	0,21
4,00	5,85	4,89	3,90	0,29
5,00	5,76	6,12	4,80	0,35
6,00	5,60	7,34	5,60	0,41
7,50	5,44	9,17	6,80	0,50
8,00	5,40	9,78	7,20	0,53
10,00	5,34	12,20	9,60	0,65
12,00	5,25	14,70	10,50	0,77
20,00	5,01	24,50	16,80	1,23
30,00	4,78	36,70	24,10	1,78

Figura 21 Estudio reológico (polímero B pre y post filtrado)

Las desviaciones observadas entre los ensayos se pueden ver en las figuras 31 y 32, como se observa en la figura 22 estas son bajas y están dentro del 10% permitido.

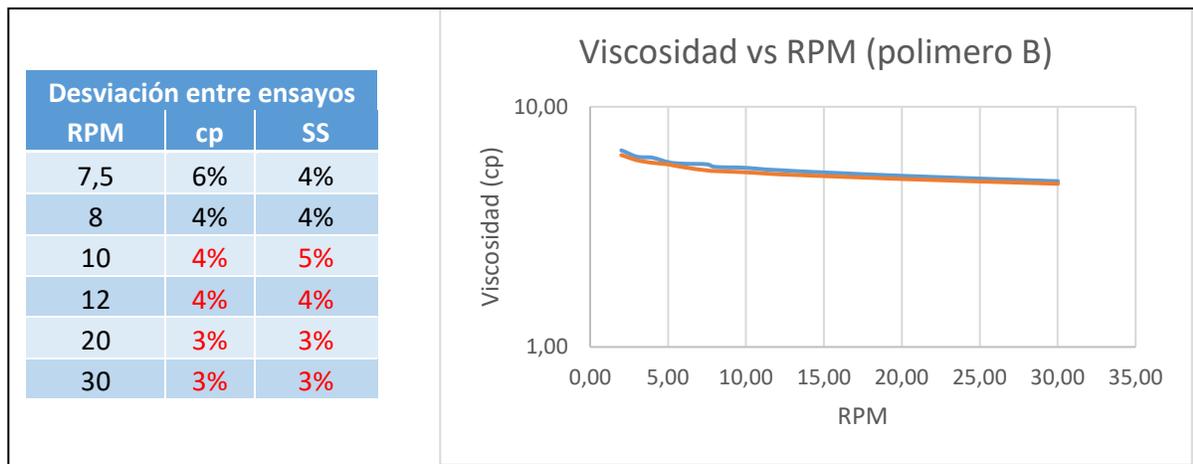


Figura 22 desviación pre y post filtrado (polimeros B)

### Modelos matemáticos

Como se mencionó en la sección 3.3, se pueden utilizar modelos matemáticos para estudiar con mayor detalle las curvas de viscosidad, vimos que una de las ecuaciones más utilizadas para esto es la de la ley de potencia, que para la viscosidad es:  $\eta = k\dot{\gamma}^{(n-1)}$ .

A continuación, en las *figuras 23 y 24* vemos las rectas resultantes de los datos obtenidos con el viscosímetro, de las cuales se obtuvieron los coeficientes necesarios para el modelo de viscosidad de los polímeros A y B.

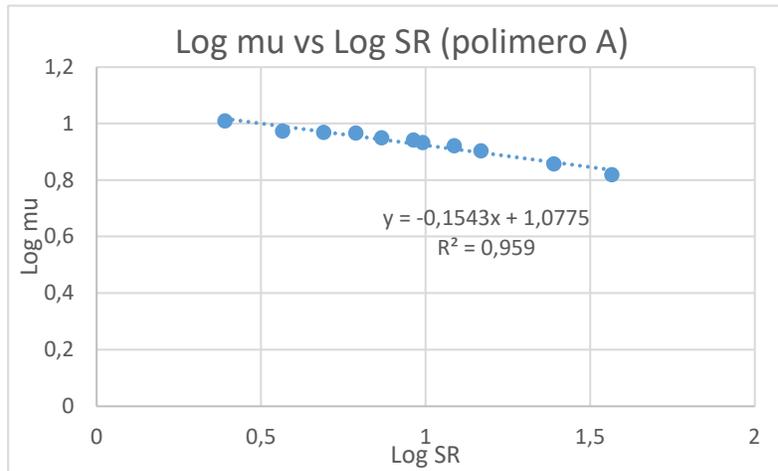


Figura 23 log-log viscosidad vs shear rate (polímero A)

Coeficientes del modelo	
K	11,9536
n-1	-0,1543

#### Modelo de viscosidad - Polímero A

$$\eta = 11.9536 * \dot{\gamma}^{(-0.1543)}$$

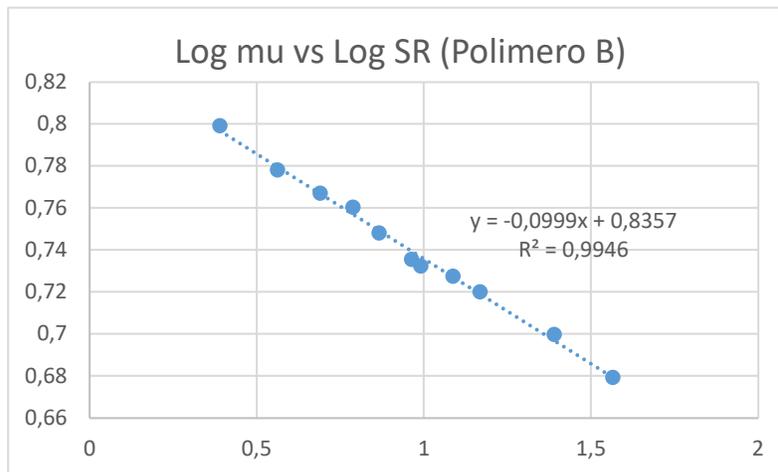


Figura 24 log-log viscosidad vs shear rate (polímero B)

Coeficientes del modelo	
K	6,8501
n-1	-0,0999

#### Modelo de viscosidad - Polímero B

$$\eta = 6.8501 * \dot{\gamma}^{(-0.0999)}$$

### 3.6 Ensayos adicionales

Como se mencionó en la sección de objetivos, se realizaron, de forma adicional al objetivo principal de caracterizar reológicamente las soluciones poliméricas, su aplicación en medios porosos artificiales de diferentes geometrías.

Un esquema corresponde a una celda visual areal y otro corresponde a un medio lineal (sand pack). En estos se realizarán varias etapas de inyección de fluidos y producción, y alcanzado un 99% de corte de agua, y al alcanzar dicho punto, se inyectará una de las soluciones caracterizadas, y observar el impacto del polímero en la recuperación del hidrocarburo.

Por último, se realizó también un ensayo denominado “Bleach” el mismo consiste en medir con un espectrofotómetro la absorbancia de una muestra de solución polimérica. Con esto podemos obtener una relación entre la absorbancia y la concentración del polímero, y es útil para detectar y determinar la concentración del mismo.

Tanto los estudios de flujo en medios porosos como el ensayo de concentración, fueron realizados con el objetivo de estudiar un poco más en profundidad a las soluciones poliméricas y observar su impacto y comportamiento en situaciones de flujo en medios porosos. Al final, en la sección de las conclusiones se realizarán algunas recomendaciones respecto de estos ensayos.

El polímero elegido para realizar estos ensayos ha sido el polímero A, si bien los resultados obtenidos de los estudios reológicos no fueron tan buenos como los obtenidos por el polímero B lo cierto es que ambos pasaron las pruebas, y la viscosidad desarrollada por el polímero A fue más alta (de 10.3 cp a 6 RPM).

### 3.6.1 Ensayo en celda visual

Este tipo de ensayo forma parte de los llamados ensayos especiales, se lo realiza por pedido del cliente para ver el comportamiento de distintos fluidos en un medio poroso homogéneo o heterogéneo y en determinadas condiciones de presión y temperatura, uno de los objetivos por los cuales se piden de estos ensayos es ajustar simuladores numéricos mediante la caracterización de los desplazamientos con distintos fluidos (agua, polímeros, surfactantes) y en distintos medios porosos artificiales y distintas condiciones operativas.

En particular para estas PPS el ensayo se eligió porque proporciona una forma visual para apreciar lo que ocurre con las eficiencias de desplazamiento al pasar del barrido con agua a un barrido con polímero, con lo cual, se realizará una adquisición de imágenes fotográficas durante todas las etapas de inyección de fluidos. Para mejorar el contraste en las imágenes, algunas de las fases serán teñidas, esto no afectará su comportamiento en el flujo.

Además de las imágenes se medirán también los volúmenes de producción y la presión de inyección en cada etapa de barrido.

### Plan de trabajo

El ensayo consistirá en distintas etapas que luego serán descriptas, se eligió un modelo físico heterogéneo compuesto por arenas de tres permeabilidades diferentes, no se intenta replicar ninguna heterogeneidad conocida, en la *figura 25* podemos ver un esquema de la celda en donde se observa la geometría y secuencia de arenas de diferentes permeabilidades. Los puntos de inyección y producción elegidos están ubicados en las arenas de mayor permeabilidad, con el sentido de flujo indicado con la flecha roja.

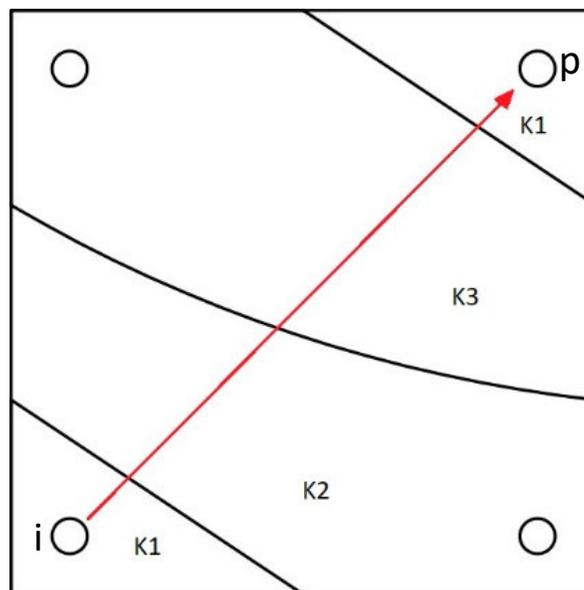


Figura 25 Esquema de celda visual

A continuación, se enumeran las etapas de trabajo:

#### a. Armado de la celda

La celda que contendrá el medio poroso artificial es una celda cuadrada de 27 cm x 27 cm con una altura de 1.2cm, con lo cual tiene un volumen de aproximadamente 875 cm<sup>3</sup>. Para llenar este volumen utilizaremos tres arenas de diferentes permeabilidades, utilizaremos las siguientes arenas: AB1, AB2 y AB3 las cuales tienen 30 mD, 3 mD, Y 1 mD respectivamente (en la celda: K1=AB3; K2=AB1; K3=AB2).

El llenado de las celdas con las diferentes arenas es un proceso que debe realizarse con mucho cuidado, asegurando que la arena está bien distribuida y que no queden espacios vacíos ya que estos pueden generar canalizaciones que afectaran la distribución de los fluidos que se inyectaran posteriormente pudiendo llegar al punto de desarmar y armar nuevamente la celda. Una vez que las arenas están cargadas se cierra la celda con dos tapas de acrílico y se utilizan tornillos para fijarla y ejercer presión sobre el medio poroso.

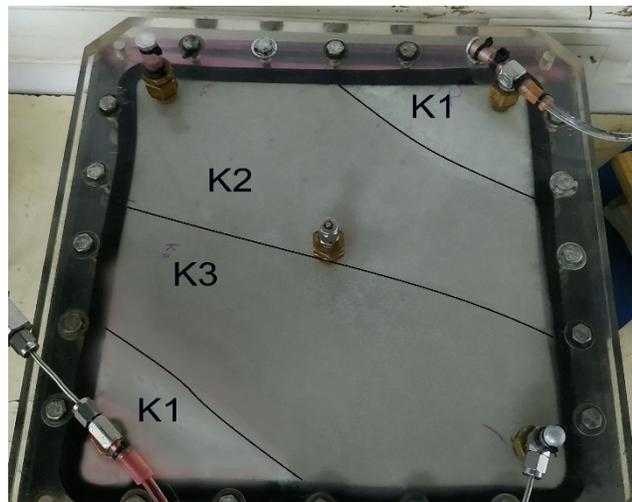


Figura 26 Celda llenada con las arenas artificiales

#### b. Preparación de fluidos

Se realizarán 4 etapas de inyección de fluidos, en primer lugar, se inyectará agua con 20g/L de NaCl hasta saturar al 100% al medio poroso. En segundo lugar, se inyectará un petróleo de 20cp a temperatura ambiente, del cual se realizó un estudio de viscosidad el cual se puede ver en la tabla 1. La inyección se hará hasta llegar a la saturación de agua irreductible. Una vez que la celda se encuentre llena con petróleo en Swirr se comenzará la producción secundaria inyectando agua con 20g/L de NaCl. Finalmente se inyectará una solución polimérica preparada con el “polímero A”, ya que éste es el que desarrolló una mayor viscosidad para las mismas condiciones de preparación (10 cp a temperatura ambiente).

T[°C]	Mu [g/cm <sup>3</sup> ]	Rho (g/ml)
15	24,15	0,8348
20	20,137	0,8315
25	19,69	0,8251
30	16,061	0,8218
40	11,996	0,8186
45	10,3736	0,8154

Tabla 3 Viscosidad del petróleo a inyectar

#### **c. Inyección de agua hasta $S_w=100\%$**

Durante el proceso de inyección de agua se utilizarán 2 litros de solución de 20 g/l de NaCl, se quiere saturar por completo al medio poroso, para esto controlaremos mediante un balance de masa el agua que queda en la celda y el agua que sale de la misma, haciendo esto podremos detectar el momento en que la saturación de agua en la celda deja de aumentar, cuando pase esto estará en Swirr. Esta etapa es crítica, no deben usarse caudales de inyección muy altos para no generar canalizaciones, que de todas formas pueden aparecer por errores en el armado de la celda, si estas canalizaciones ocurren y en función de cómo afecten al barrido puede llegar a ser necesario desarmar y volver a armar la celda. Para este ensayo utilizamos un trazador para ver el avance del agua en el medio poroso y detectar canalizaciones que puedan afectar el ensayo, el mismo arrojó un resultado positivo ya que el agua avanzó sin problemas desde el inyector hacia el productor.

#### **d. Inyección de petróleo hasta saturación de agua irreductible (Swirr)**

Una vez que el medio poroso se encuentra saturado al 100% por agua se comienza la inyección del petróleo de 16 cp hasta llegar a la saturación residual de petróleo (Sor). La inyección se realiza al mismo caudal con el que se inyectó el agua y registraremos las cantidades de fluidos que salen de la celda, al principio saldrá solo agua y luego comenzará a salir agua y petróleo, este último está teñido de rojo, la inyección se realiza hasta que a la salida solo obtenemos petróleo. Desde que se registró la última salida de agua se circularon 250 ml de petróleo para asegurar que ya no salía más agua.

#### **e. Secundaria: Inyección de agua hasta un corte de agua del 97%**

Esta etapa consiste en producir petróleo y controlar a la salida el corte de agua, la bomba inyectará agua a un caudal constante de 7 ml/h, además de la captura de imágenes fotográficas se pondrá un sensor de presión en la entrada para monitorear la presión durante toda la producción, esto permitirá calcular las permeabilidades relativas. La inyección se hará hasta que a la salida se obtenga un corte de agua del 97%, la jornada laboral es de 8 a 17 hs, durante este rango horario se toman muestras de 25ml, y se deja toda la noche con una probeta de 500ml ya que no habrá personal que pueda tomar muestras.

#### **f. Polymer flooding: inyección de polímero hasta saturación residual de petróleo (Sor)**

En la última etapa de inyección de fluidos utilizaremos el polímero A, ya que para la misma concentración desarrolló más viscosidad en los ensayos. Se prepararon 500 ml de polímero, se volvió a medir la viscosidad y se obtuvo un valor de unos 10 cp a un torque del 11% y un factor de filtración de 1. El polímero se inyectará a un caudal constante de 7 ml/h y se controlará la presión de inyección y el corte de agua, el comportamiento que se espera es que el corte de agua disminuya y aumente la cantidad de petróleo producida, además de un barrido más eficiente que se podrá identificar en las imágenes, para esto último y lograr un contraste en las imágenes el petróleo será coloreado de un tono amarillo/naranja.

### 3.6.2 Ensayo en sand-pack

Este ensayo se realizó antes que el ensayo en la celda visual, se eligió presentar primero el ensayo de la celda visual ya que lo que hacemos es armar el sand pack de una forma tal que la distribución de permeabilidades sea lo más parecida posible a la elegida para la celda. Aquí, a diferencia del barrido 2D que experimenta la celda visual, ocurre un barrido 1D en un medio poroso artificial. La razón por la que este ensayo se realiza primero es que por sus dimensiones es un ensayo mucho más rápido que la celda y nos otorga una evaluación preliminar que nos dará una idea de cómo se podría comportar la misma.

El sand pack consta de un tubo cilíndrico transparente de acrílico que contendrá un medio poroso artificial, se utilizarán las mismas arenas que en el ensayo anterior y con una distribución tal que represente la distribución que tenemos desde el pozo inyector al productor en la celda visual, para esto solo necesitamos medir como se distribuyen las arenas sobre una línea recta sobre la dirección de flujo entre los pozos, en la *figura 27* se observan estas medidas. Con estos datos y conociendo las dimensiones del cilindro podremos saber cuánta arena de cada tipo colocar en él para que el barrido 1D ocurra en un medio poroso de características similares al de la celda visual. En la *figura 28* se muestra un esquema del sand pack con las longitudes correspondientes que debe ocupar cada arena. El objetivo con esto es tratar de aproximar el medio poroso del sand pack al medio poroso que tenemos en la celda visual, para luego hacer una comparación de los resultados obtenidos de cada ensayo, principalmente sobre los volúmenes finales de petróleo recuperado.

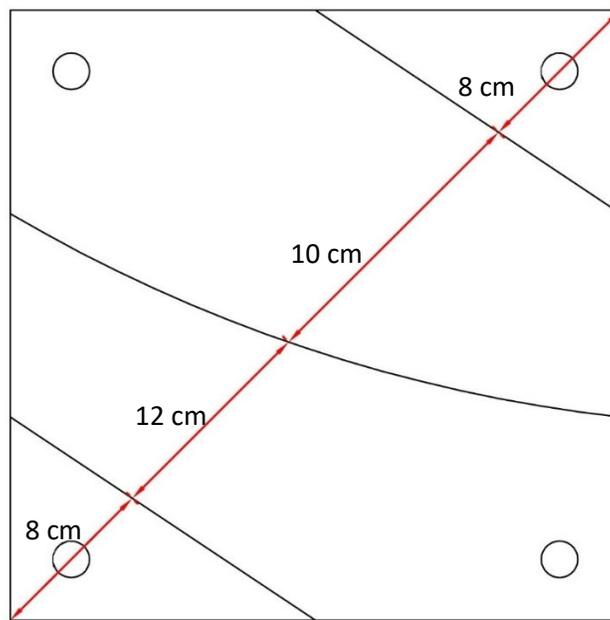


Figura 27 Distribución de arenas sobre la línea de flujo

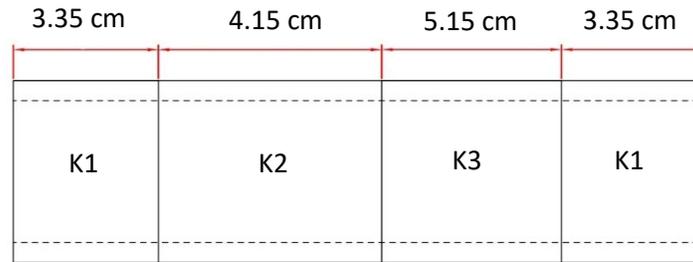


Figura 28 Esquema del sand pack, distribución de arenas

Como se describió para la celda visual, el ensayo en el sand pack constará de una serie de etapas de inyección de fluidos, que serán los mismos que se utilizaron para ese ensayo.

El plan de trabajo será el siguiente:

1. Armado del sand pack, se introduce la arena en las proporciones necesarias.
2. Inyección de agua hasta  $S_w=100\%$
3. Inyección del petróleo hasta  $S_w=S_{wirr}$
4. Barrido con agua, producción secundaria hasta un corte de agua elevado.
5. Barrido con polímero, inyección de 500 ml de solución polimérica.
6. Barrido con agua hasta  $S_o=S_{or}$

Los tiempos de cada etapa de inyección son mucho más cortos que los del ensayo en la celda visual debido a que el volumen del medio poroso es mucho menor y la distancia entre los puntos de inyección y producción también es menor.

Las etapas de inyección de agua hasta  $s_w=100\%$  e inyección de petróleo hasta  $s_{wirr}$  no necesitan de un control estricto, constan de un día cada una con la bomba inyectando a un caudal de 25 ml/h, por lo que en 24hs se inyectarán unos 600 ml de cada fluido.

Para las etapas de producción secundaria e inyección de polímero es necesario que los ensayos comiencen temprano dentro de la jornada laboral para tener la mayor cantidad de muestras posibles durante todo el día ya que las etapas de barrido ocurrirán relativamente rápido, y si no se toman muchas muestras al principio se perderá información importante para el análisis de los resultados.



Figura 29 Sand pack con sensor de presión instalado

En la *figura 29* tenemos el sand pack listo para que se inicie la etapa de inyección de agua, el sensor de presión debe estar lo más alineado posible con los puntos de inyección y producción, cambios mínimos en su posición ocasionaran lecturas erróneas en la lectura de presión.

### 3.6.3 Medición de la concentración de poliacrilamidas por el método “bleach”

Este método se basa en la reacción de poliacrilamidas con hipoclorito de sodio y la formación resultante de cloramida insoluble como producto de la reacción que genera una turbidez en la muestra. La turbidez se mide y tiene una relación directa con la concentración de polímero en solución.

#### Reactivos y equipos necesarios para el ensayo:

1. Ácido acético.
2. Cloruro de sodio.
3. Hipoclorito de sodio, solución acuosa, 5.25% en peso.
4. Espectrofotómetro.
5. Balanza de precisión.
6. Cronometro

Este método se debe usar en muestras que no contengan hidrocarburos ni materiales coloreados, se debe conocer la concentración de sal de la solución y deben contener de 10 a 500 ppm de polímero.

#### Procedimiento para preparar las muestras para medir la turbidez:

1. Preparar una solución que contenga un 6% en peso de ácido acético y un 20% en peso de una solución de hipoclorito de sodio al 5.25% en peso. Usar agua destilada. Esta solución tiene una vida útil de aproximadamente dos días.
2. Por medidas de seguridad todas las operaciones deben realizarse en una campana extractora para evitar la acumulación de vapores peligrosos. Es muy importante también agregar primero el agua y luego los demás componentes para evitar salpicaduras debidas a la intensa generación de calor.
3. Filtrar un volumen de solución de polímero incoloro a través de membranas de 8 micrones. Membranas más finas pueden provocar retención de polímero.
4. Preparar diluciones de la solución concentrada del polímero A con las siguientes concentraciones: 50 ppm, 100 ppm, 200 ppm y 400 ppm.
5. Agregar a las muestras la solución de hipoclorito de sodio y ácido acético de la siguiente forma: 5 gr de solución de polímero más 4.5 gr de reactivo. Hacer la mezcla en viales.
6. Tapar el recipiente y mezclar invirtiendo varias veces el frasco, no se debe sacudir ya que la agitación puede provocar la floculación del producto de reacción.
7. Para cada muestra, desde el paso 4 se debe cronometrar, a los dos minutos se debe transferir la mezcla a una cubeta de muestra que se coloca en el espectrofotómetro.
8. Fijar una longitud de onda de 470 nm y medir la transmitancia.

---

**Procedimientos para medir la transmitancia:**

1. Establecer una longitud de onda de 470 nm.
2. Llenar la cubeta de referencia con agua destilada y verificar que la absorbancia sea menor a 0.002 unidades. En caso contrario limpiar la cubeta y volver a llenar la cubeta con agua destilada.
3. Insertar la cubeta de referencia y configurar el instrumento a 100 por ciento de transmitancia.
4. Insertar la cubeta con la muestra de polímero y registrar el porcentaje de transmitancia.

Este ensayo nos permite obtener una curva estándar de transmitancia vs concentración de polímero, midiendo la transmitancia de cada una de las soluciones con concentración conocida, que va de 50 a 400 ppm.

### 3.6.4 Resultados Estudio en sand-pack

El sand pack está construido para representar lo mejor posible el medio poroso de la celda visual, aquí ocurrirá un flujo 1D mientras que en la celda ocurre un flujo 2D.

Como se mencionó, este ensayo se realizó antes que el de la celda visual, y la información obtenida de él nos dará un panorama de lo que puede ocurrir en la celda, a continuación, se presentan los resultados.

Datos	
Po [g]	717,08
Psat [g]	777,12
Pagua [g]	60,04
Agua extraída [ml]	45
Swirr	0,25

Tabla 4 Datos del sand pack

En la *tabla 4* vemos que el volumen poral del medio poroso en el sand pack es 60,04 ml de agua. Este dato se obtiene por diferencia de peso entre el medio poroso vacío y el medio poroso saturado al 100% por agua. En este caso se utilizó agua destilada para saturar al medio poroso.

Luego de la inyección de petróleo se extrajo un volumen de agua de 45 ml, y este volumen representa el petróleo original in situ (POIS). Con esto se tiene que la saturación de agua irreductible del 25 %.

Se tomaron muestras de producción, como se ve en la *figura 30*, las mismas corresponden a las etapas de producción secundaria e inyección de polímero.

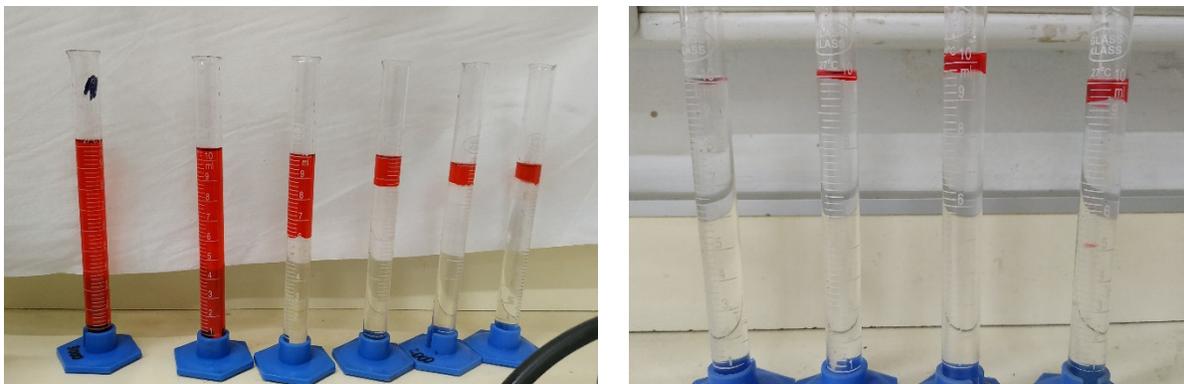


Figura 30 Producción del sand pack – Producción secundaria (izquierda) e Inyección de polímeros (derecha)

Con el análisis de estas muestras se puede ver lo siguiente:

- Corte de agua al final de la secundaria es **99%**
- Producción acumulada de petróleo en este punto: **32.8 ml**
- Porcentaje recuperado del POIS al finalizar la secundaria: **72.8 %**
- Al inyectar polímero se observa una leve reducción del corte de agua
- Al final de la producción se recuperaron en total **38.9 ml** de petróleo (**86.44 % del POIS**)
- Volumen de petróleo producido durante la inyección del polímero: **6.1 ml**
- Incremento en el factor de recobro del **13.5 %**
- El breakthrough ocurre aproximadamente a los 8400 segundos de iniciada la inyección de agua, ver *figura 32*.

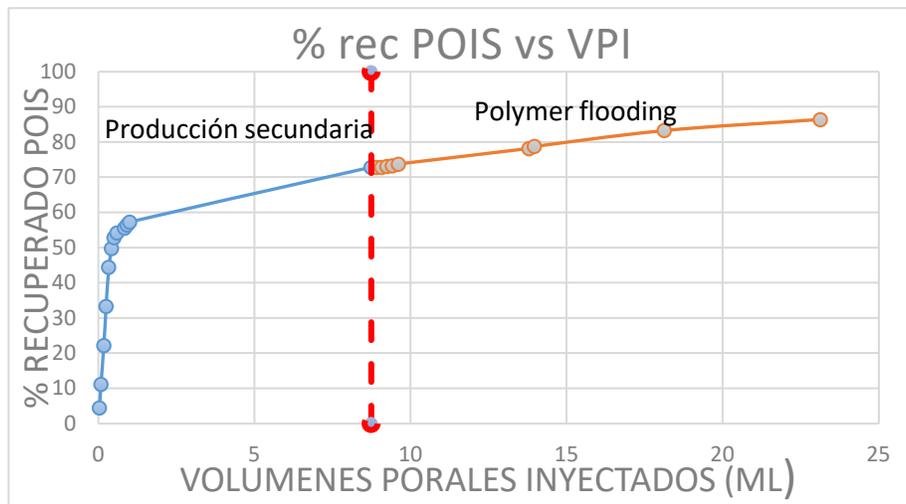


Figura 31 Grafico datos de producción- Sand pack

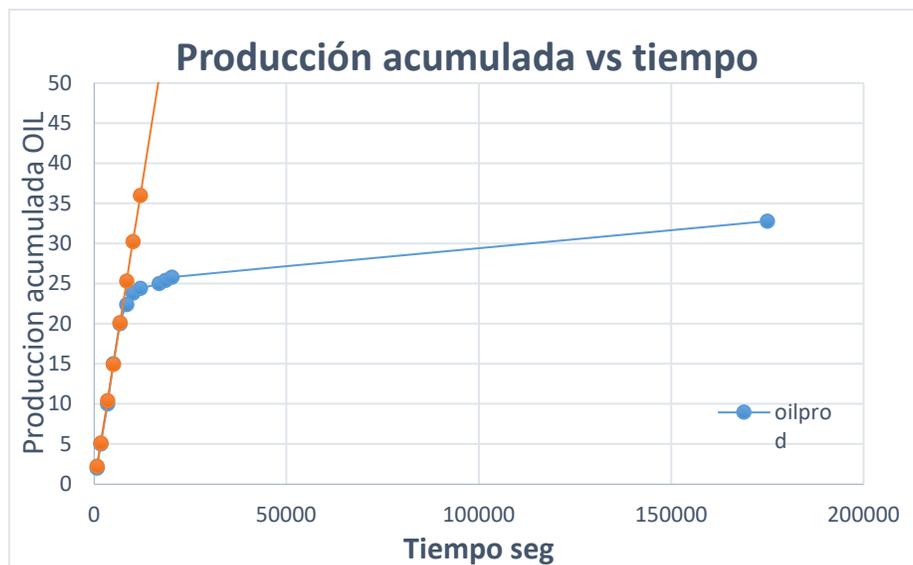


Figura 32 Producción acumulada vs tiempo

### 3.6.5 Resultados Estudios en celda visual

En esta sección se presentarán los resultados obtenidos en el ensayo de la celda visual, se realizó un control fotográfico para visualizar el barrido durante la producción secundaria y durante la inyección de polímeros, y también se realizó un control de los líquidos producidos. Comenzaremos viendo los resultados del monitoreo de la producción.

Previo a la etapa de producción, durante la etapa de saturación de agua hasta el 100% se realizó un control para conocer la cantidad de agua alojada en la celda al llegar a esta saturación. Se pesaron los volúmenes de solución salina preparados para la inyección y se pesaron los volúmenes de agua extraídos de la celda. Al final de la etapa de inyección, haciendo un balance de masa y restando el agua recuperada de la celda al agua inicial disponible para inyectar se tiene una cantidad de 455,38 gramos de agua dentro de la celda y esta cantidad, conociendo la densidad del agua representa el volumen poral inicial. Ver *tabla 5*.

Balance de masa	
Agua inyectada (grs)	Agua recuperada (grs)
2503,76	2048,38
Agua en la celda = Agua inyectada - agua recuperada	
Agua en la celda (grs)	<b>455,38</b>

Volumen Poral Inicial (VPI)	
Masa (grs)	455,38
Volumen (ml)	425,59
<b>densidad del agua = 1,07 g/ml</b>	

Tabla 5 Balance de masa- VPI celda visual

Durante el proceso de inyección de petróleo hasta la saturación de agua irreductible (Swirr) se extrajo de la celda un volumen de agua de 269,37 ml. Con este dato y el dato del volumen poral inicial obtenemos el petróleo original in situ (POIS):

$$POIS = VPI - 251,74 \text{ ml}$$

$$POIS = 238,95 \text{ ml}$$

Con esto también vemos que la saturación de agua irreductible es 41%.

Durante las etapas de inyección de agua (producción secundaria) e inyección de polímero se realizó un control tomando muestras a la salida de la celda, en la *figura 33* se ven las muestras obtenidas durante la producción secundaria (izquierda) y las muestras obtenidas a partir de la inyección de polímero (derecha).



Figura 33 Muestras de celda visual - producción secundaria (izquierda) e inyección de polímeros (derecha)

Con el análisis de estas muestras se puede ver lo siguiente:

- Corte de agua al final de la secundaria es **99%**
- Producción acumulada de petróleo: **164.5 ml**
- Porcentaje recuperado del POIS al finalizar la secundaria: **65.34 %**
- Al inyectar polímero se observa una leve reducción del corte de agua
- Al final de la producción se recuperaron en total **202.8 ml** de petróleo (**80.56 % del POIS**)
- Volumen de petróleo producido durante la inyección del polímero: **38.3 ml**
- Incremento en el factor de recobro del **15.2%**

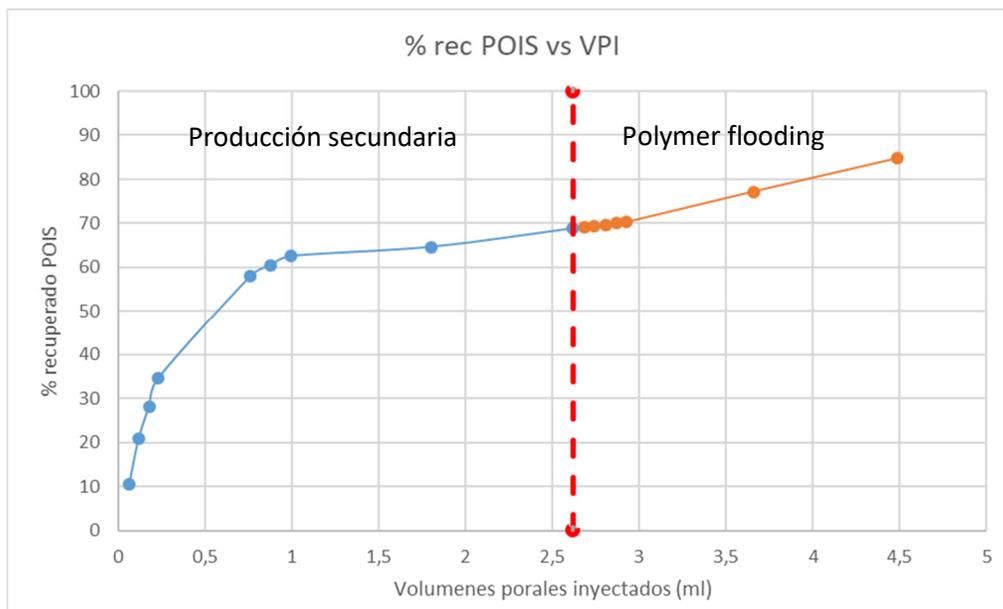


Figura 34 Información de muestras de producción - FR vs VPI

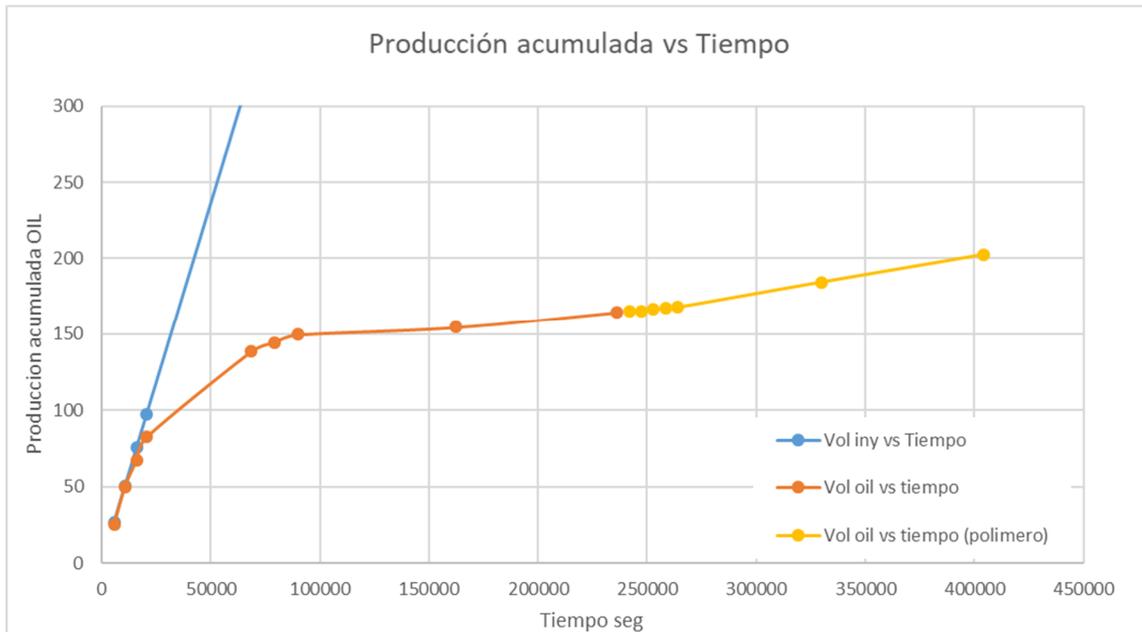


Figura 35 Producción acumulada de petróleo vs tiempo

En la figura 35 podemos ver un gráfico de producción acumulada vs tiempo, la línea azul representa al volumen inyectado de agua, existe un punto aproximadamente a los 10600 segundos de comenzada la inyección en el que las líneas se separan, este es el punto donde ocurre el breakthrough y comienza a aumentar el corte de agua.

### 3.6.6 Resultados Concentración de polímeros en celda visual y sand pack

A continuación, se presentan los datos obtenidos del ensayo de concentración de polímero para muestras del sand pack y celda visual.

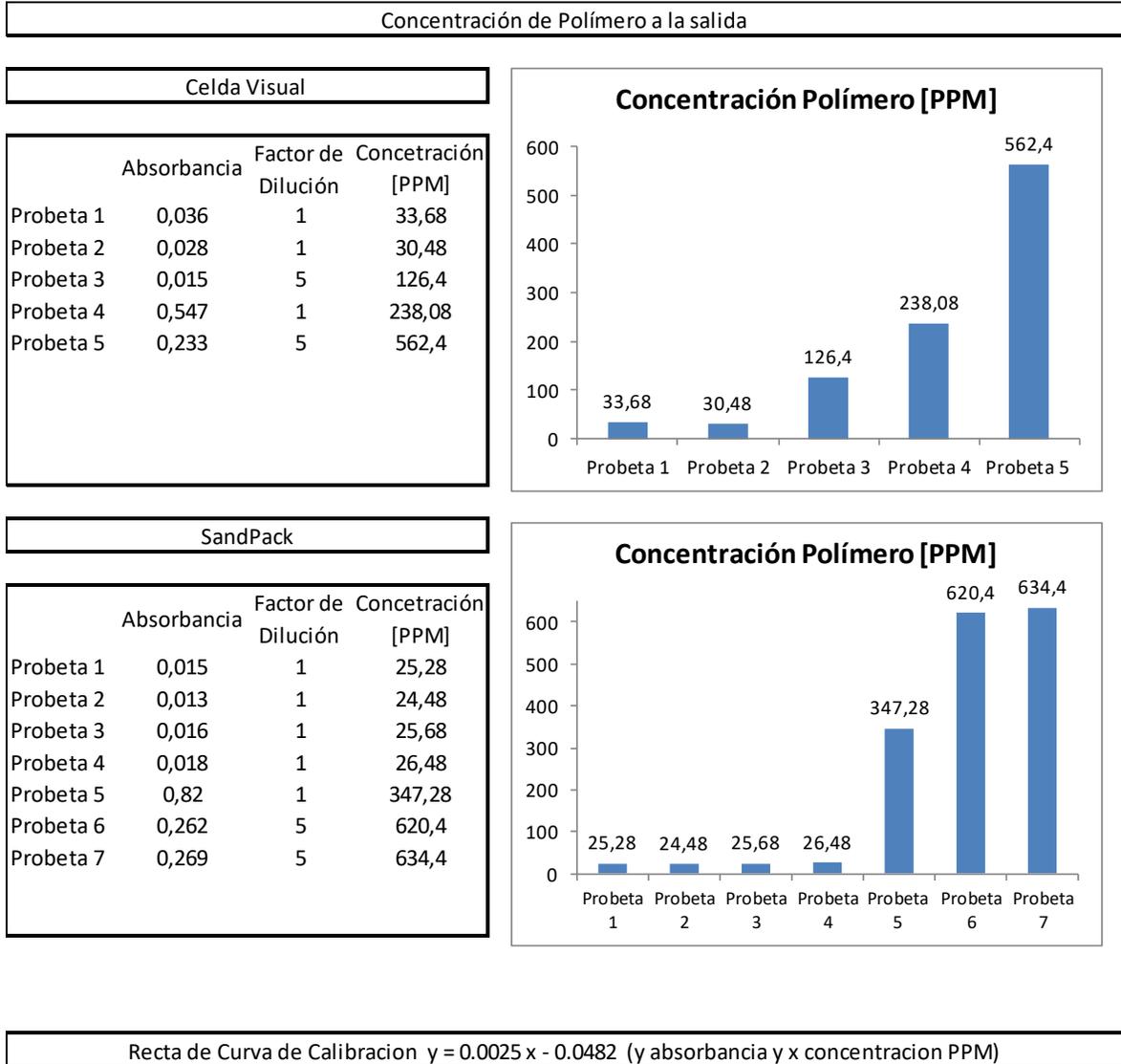
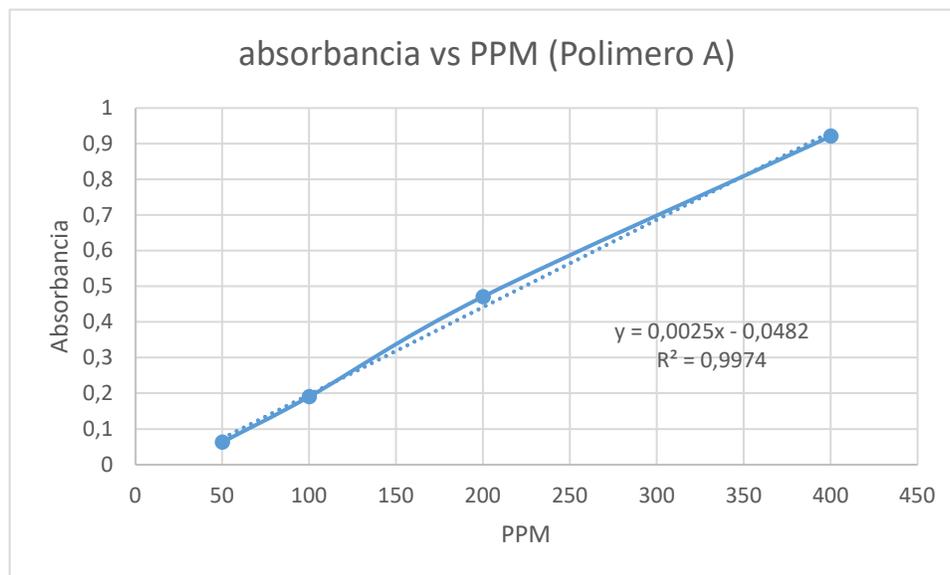


Figura 36 Resultados de ensayo de concentración de sand pack y celda visual

En los resultados presentados en la *figura 36* vemos que las concentraciones más altas obtenidas, tanto para el sand pack como para la celda están alrededor de las 600 PPM, se esperaba que sean de alrededor de 1000 PPM. Una explicación puede ser que las últimas muestras son de volúmenes grandes, entonces esas muestras contienen varias concentraciones de las cuales 600 PPM representa su promedio.

Para obtener los datos presentados anteriormente fue necesario trazar una curva de calibración con muestras del polímero A, que fue el elegido para ser inyectado en ambos medios porosos.

A continuación, se presenta la curva de calibración:



*Figura 37* Curva de calibración del polímero A

El objetivo de este ensayo fue determinar el momento en el que el polímero comienza a producirse. En el caso del sand pack (muestras en *figura 30*) vemos la primera presencia de polímero en la muestra de la probeta 3 que se obtuvo a los 0.65 volúmenes porales inyectados de polímero.

En la celda visual vemos que hay presencia de polímero en la muestra de la probeta 5 que se obtuvo a los 0.45 volúmenes porales inyectados de polímero.

## 4 Conclusiones

En la primera etapa de ensayos, se evaluaron dos soluciones poliméricas siguiendo los protocolos de la norma API-RP 63, estableciéndose los ensayos de rutina básicos que permiten evaluar si los polímeros podrían ser utilizados en proyectos de recuperación mejorada de petróleo.

Estos ensayos permitieron conocer cuáles son las etapas involucradas en la preparación de las soluciones poliméricas y reconocer los factores que pueden afectar a la calidad de dicha solución, como pueden ser errores humanos en alguna de las etapas o una calidad pobre del polímero, y en algunos casos, falta de información sobre requerimientos específicos para la preparación de algunas soluciones poliméricas por parte de los proveedores.

Estos conjuntos de determinaciones sobre las soluciones de polímeros tuvieron resultados positivos, dando una de ellas, valores al límite de especificación. El polímero B obtuvo mejores resultados en lo que respecta al factor de filtración y desviación de parámetros reológicos. Sin embargo, los valores de viscosidad alcanzados por el polímero A en el ensayo con viscosímetro fueron mayores a los obtenidos por el polímero B.

Durante el desarrollo de las practicas se decidió realizar algunos ensayos adicionales que permitan observar el comportamiento de alguna de las soluciones poliméricas al ser inyectadas en medios porosos, emulando una situación de producción de petróleo. Se efectuaron esquemas de producción secundaria y terciaria en medios porosos artificiales 1D y 2D. En estos medios porosos se procuró obtener valores de las condiciones de análisis análogos (distribución de heterogeneidades y velocidades de flujo) para realizar la comparación en la recuperación de hidrocarburos.

Para estos desplazamientos se seleccionó el polímero A, por sus altos valores de viscosidad.

El ensayo en el sand pack se realizó en primer lugar para obtener valores de referencia que den una idea de cómo se comportará la celda visual, de este barrido 1D se obtuvo que el incremental de recuperación fue del 13.5% (respecto al valor final de la secundaria) con un SOR del 13.55%. Y del barrido 2D en la celda visual se tiene que el incremental de recuperación fue del 15.21% (respecto al valor final de la secundaria) con un SOR del 19.4%.

Si bien los resultados en estas celdas son similares esto puede deberse a errores experimentales, siendo la principal conclusión que se puede extraer es que en ambos casos la inyección de polímeros tuvo un impacto positivo en la recuperación de hidrocarburos, obteniendo incrementales de producción de hidrocarburos de más del 10% respecto al valor final de la secundaria, correspondiente a un corte de agua del 99%.

Es importante destacar, que estos ensayos adicionales, permiten llevar un paso más adelante el objetivo principal de caracterizar los polímeros (“screening”), evaluándose el impacto final del uso de estas soluciones en la recuperación final de hidrocarburos.

---

Mientras fueron avanzando estos ensayos se han detectado oportunidades de estudios que por cuestiones de tiempo no podían llevarse a cabo:

- En primer lugar, la utilización del polímero B para hacer comparaciones del comportamiento de cada uno en situaciones de flujo en medios porosos artificiales.
- También sería interesante repetir cada uno de los ensayos al menos una vez, ya que pueden existir canalizaciones por un error en el armado de los medios porosos, estas canalizaciones afectarán los resultados obtenidos.
- La última recomendación es profundizar en el ensayo de concentración de polímeros. Se detectó que el mismo puede arrojar información importante que permita conocer cuál es el comportamiento del frente del polímero durante el barrido usando los datos de concentración de polímero en conjunto con los volúmenes porales inyectados. Además del mencionado cálculo de retención que requiere inyectar un trazador al medio poroso y se menciona en el Anexo B.

Finalmente, quiero resaltar las principales materias presentes en el plan de estudios de la carrera de ingeniería en petróleo en la Universidad Nacional Arturo Jauretche y que aportaron los conocimientos principales que ayudaron al desarrollo de estas prácticas, las cuales son:

- Química
- Mecánica de los fluidos
- Reservorios 1
- Reservorios 2
- Petrofísica
- Geología
- Producción de petróleo

## 5 Anexos

### Anexo A: API RP 63, Sección 7, "Prácticas recomendadas para la evaluación de retención de polímeros"

#### 7.1 INTRODUCTION

The purpose of this section is to describe four methods of determining the amount of polymer lost during flow of a water soluble polymer solution through porous media. The four methods are: large slug method, multiple slug retention method, recirculation method, and static method. The relative merits of each are discussed within the portion describing the method.

In any retention method utilizing cores, the data will be only as good as the core material used. Available core logs should be studied to determine the permeability range of the field. The majority of the polymer flow occurs in a higher permeability section of the field, so the cores from the upper half of the permeability range should be chosen. Generally speaking, retention tests are very much a function of the wettability and contamination of the rock surface. Cores which are used for determining the amount of loss of polymer should be drilled with neutral pH drilling fluid not containing water soluble polymers or surfactants, as both of these can occupy sites which would otherwise be occupied by polymer. Cleaning and drying the cores prior to making retention measurements may change the wettability and thereby alter the affinity of the rock surface for the polymer. The best core material to avoid biasing these tests is native state, i.e., drilled with surfactant-free, oil-base drilling fluid which contains no surfactant or water soluble polymer. However, if fresh or native state cores are unavailable and unpreserved cores are used, they should be cleaned and dried. Restoring the cores to field conditions is critical to obtaining representative results.

In the event a nonreservoir porous medium (such as a fired core or Ottawa sand) is being used to select among polymers, it should be uncontaminated by polymer or surfactants and should be as similar as possible from specimen to specimen.

Field brines may be used for the studies but synthetic brines are often preferable because in many cases field brines are unstable and may cause plugging of the cores. If a field brine is used, it should not contain additives such as oxygen scavengers, biocides, or scale inhibitors. The samples should be bubbled with air to precipitate any polysulfide or iron and then filtered through a 0.22-micron filter. *API RP 45: Recommended Practice for Analysis of Oil-Field Waters*,\* Second Edition, November 1968, (Reissued July 1981), Section 1.5, discusses the preparation of stable synthetic brines. *NOTE:* Some high salinity brines are corrosive to metals (even 316 stainless steel) and care must be used in proper selection of materials for lines, parts, etc., to avoid corrosion products in the test apparatus.

\*Available from American Petroleum Institute, Publications and Distribution Section, 1220 L St., N. W., Washington, D.C. 20005.

While polymer retention is not a strong function of molecular weight, a very high molecular weight polymer can be too large to propagate through a low permeability core leading to artificially high retention losses.

Pre-filtering the polymer through microporous media will remove incompletely solubilized polymer and reduce the chances of face plugging. Any particles removed in the filtration process would not propagate through the reservoir so the filtration should not affect the validity of the determination (refer to Par. 3.7).

#### 7.2 LARGE SLUG RETENTION METHOD

**7.2.1 General.** The particular method described in this section uses a large slug of polymer containing a non-adsorbing tracer. The amount of polymer retained is determined by examining the differences between the tracer and polymer concentration profiles. Although this method is probably the most rigorous in determining the polymer loss it is also the most time-consuming and probably requires the most analyses. This method also yields the inaccessible pore volume for a particular set of conditions, whereas the others do not.

In this test method a large slug of polymer containing water soluble tracer is injected through the core and displaced by brine. The slug is chosen to be large enough so that the produced concentration will eventually equal the injected concentration. If the injected concentration is not achieved, the loss measured will not be the equilibrium loss for that case. This is important since in the reservoir a large portion of the rock surface will see injected concentration due to the large slug sizes normally used. Unless injected concentrations are achieved, a scaled experiment would have to be used and this is beyond the state-of-the-art at the present time.

Injecting a large volume of polymer plus tracer (such as tritiated water or iodide or thiocyanate ions) does not necessarily lead to the error usually associated in measuring a small difference between large numbers. This is because in this test method the entire amount of polymer that is produced is not taken into consideration. What is examined closely and analyzed is the transition zone at the front of the polymer/tracer bank and the transition zone at the end of the polymer/tracer bank. By examining these two transition zones, the loss can be determined. If the plateau region between the transition zones is large enough, both components will be at their injected concentration. In some instances, this plateau region is a good check on the accuracy of the analytical method in the presence of any interfering material which may be eluted from the core.

#### 7.2.2 Apparatus and Materials.

1. Selected core (refer to Par. 7.1).
2. An appropriate core holder, preferably including at least one pressure tap near the entrance face.

3. Pressure demodulators, transducers, and strip chart recorder to monitor the pressure drop from the entrance line to each tap and tap-to-exit line. More pressure taps can be used depending on the length of the core and the details of the test design.
4. Constant rate pump.
5. Transfer cylinders.
6. Alternatively, a noncontaminating pump such as Cheminert® Model CP-2, or equivalent, can be used to pump solutions directly without a transfer cell.
7. Heated cabinet to house the cores and holder if reservoir temperature is above room temperature.
8. Fraction collector and suitable test tubes; tubes may be volumetrically calibrated or may be tared if unmarked tubes are used.
9. Filter with small enough pore size to filter out extraneous material but large enough to avoid filtering out polymer (refer to Section 4).

#### 7.2.3 Procedure.

##### 7.2.3.1 Core Preparation.\*

1. Measure dimensions of core.
2. Mount core in a holder. If a native state core is to be used, it may be appropriate to skip Steps 3 through 9.
3. Weigh core and holder.
4. Install core and holder in test system.
5. Evacuate core and check for leaks.
6. Measure air permeability of core, if desired.
7. Evacuate core.
8. Again, check for leaks, then saturate with filtered test brine.
9. Reweigh holder and core and calculate pore volume.
10. Inject core with brine and determine brine permeability over all pressure tap intervals.
11. Flood core with a heavy refined oil at a high pressure drop and calculate oil permeability.
12. Replace refined oil with light refined oil and then crude oil, if desired.

\*Refer to *API RP 27: Recommended Practice for Determining Permeability of Porous Media*, and *API RP 40: Recommended Practice for Core-Analysis Procedure*, for detailed recommended core preparation procedures. Available from American Petroleum Institute, Publications and Distribution Section, 1220 L St., N.W., Washington, D.C. 20005.

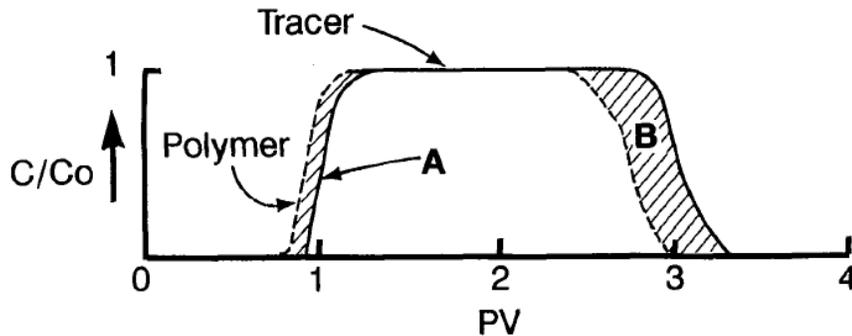
13. Flood core with water until residual oil saturation ( $S_{or}$ ) is established and calculate brine permeability at  $S_{or}$ .
14. Maintain brine flow at a low rate until ready for the polymer.

##### 7.2.3.2 Polymer Preparation.

1. Prepare a selected polymer concentrate using standard procedures (refer to Section 2).
2. Dilute polymer stock solution to desired concentrations with filtered test brine.
3. Select tracer to use in polymer (for example, 100 ppm iodide using potassium iodide).
4. After an appropriate mixing time, measure the screen factor and viscosity of the diluted, traced polymer solution (refer to Section 3).
5. Pump the polymer through a selected porous medium for pre-shearing at reservoir determined rate, if desired.
6. Measure and record the flow rate and injection pressure during the shearing process.
7. Remeasure screen factor and viscosity after injecting all polymer through the core and determine the polymer concentration (refer to Section 5).

##### 7.2.3.3 Polymer Injection Procedure.

1. Set pump to correspond to the planned polymer injection rate.
2. Continue pumping brine until pressure stabilizes.
3. Start polymer injection using same pump rate as Step 2.
4. Switch to the higher calibrated transducers if pressures exceed the limits of the low pressure transducers.
5. Collect cuts and mark the test tubes to record events of the fluid and rate changes that occur.
6. Continue injecting polymer until pressure stabilizes (this usually requires several pore volumes for first polymer concentration).
7. Change pump rate if other injection velocities are needed and continue polymer injection until pressure again stabilizes. Continue this sequence until data is collected for the particular polymer concentration.
8. Switch to brine using the same pump rate as the final polymer injection rate. Continue until pressures are stabilized and the presence of polymer is undetectable as determined by polymer flocculation test (refer to Par. 5.7).
9. Have next polymer dilution ready for injection.



Given: 250 PPM Polymer Solution Injected  
Core Porosity = 0.2

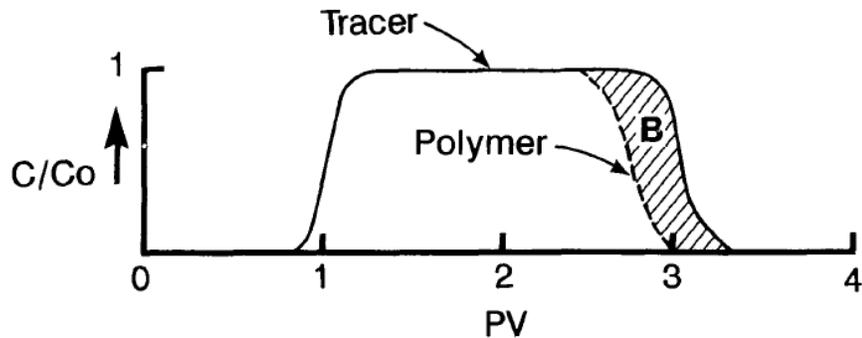
Determine Area A = 6% PV From Cut Analysis  
Area B = 25% PV From Cut Analysis

At Front Polymer Leads Tracer By 6% PV  
At Rear Polymer Leads Tracer by 25% PV

$$\text{Loss} = 25 - 6 = 19\% \text{ PV}$$

$$\text{Loss} = 250 \text{ PPM} \times .19 = 47.5 \text{ mg}/(\ell \text{ of PV}) \cong 26 \text{ LBS/ACRE-FT}$$

FIGURE 7-2  
EXAMPLE CALCULATION



Given: 250 PPM Polymer Solution Injected  
Core Porosity = 0.2

Determine Area B = 25% PV From Cut Analysis

At Front Polymer Coincides With Tracer  
At Rear Polymer Leads Tracer By 25% PV

$$\text{Loss} = 25\% \text{ PV}$$

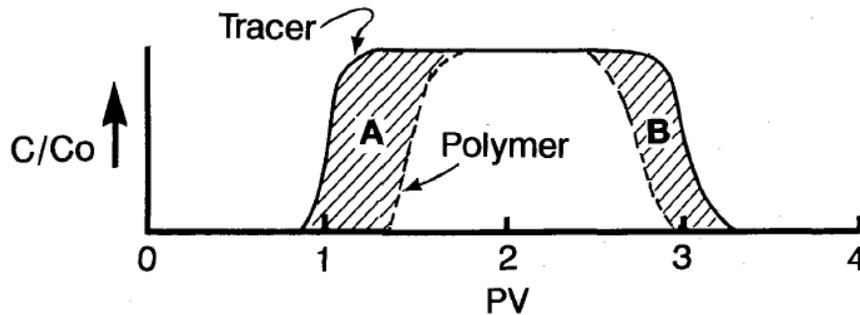
$$\text{Loss} = 250 \text{ PPM} \times .25 = 62.5 \text{ mg}/(\ell \text{ of PV}) \cong 34 \text{ LBS/ACRE-FT}$$

FIGURE 7-3  
EXAMPLE CALCULATION

10. To obtain a retention isotherm, Steps 1-9 can be repeated for any increasing polymer concentrations.

**7.2.3.4 Calculation Procedure.** After the locations of the transition zones have been determined by analysis and the maximum number of cuts have been analyzed through the transition zones, note the concentration of each component in each of the cuts through the transition zone. There are three cases to consider. In the first case, the polymer curve lags the tracer curve of the first transition zone. In addition, in most instances there is an inaccessible pore volume (IPV) to the polymer molecules and the polymer leads the tracer at the rear transition zone (refer to Figure

7-1 for an example calculation). In Figure 7-2, at the first transition zone, if the polymer leads the tracer it means that the loss of polymer expressed in percent pore volume is less than the inaccessible pore volume. The loss would be the IPV area minus the area between the polymer and the tracer in the front transition zone. In Figure 7-3, at the front transition zone, the polymer and tracer profiles are superimposed. This means that the loss equals the inaccessible pore volume area as determined at the rear transition zone. The integral under the tracer curve in Figures 7-1, 7-2, and 7-3 should equal the number of pore volumes of polymer injected. This calculation provides a consistency check on the core pore volume, cut volumes, and the tracer analysis.



Given: 250 PPM Polymer Solution Injected  
Core Porosity = 0.2

Determine Area A = 48% PV From Cut Analysis  
Area B = 25% PV From Cut Analysis

At Front Polymer Lags Tracer By 48% PV

At Rear Polymer Leads Tracer By 25% PV

$$\text{Loss} = 48 + 25 = 73\% \text{ PV}$$

$$\text{Loss} = 250 \text{ PPM} \times .73 = 182 \text{ mg}/(\ell \text{ of PV}) \cong 100 \text{ LBS/ACRE-FT}$$

FIGURE 7-1  
EXAMPLE CALCULATION

## Anexo B: Evaluación de retención de polimeros

Los datos obtenidos del ensayo de concentración de polimeros sirve para evaluar la retención de polimeros de un medio poroso, esta evaluación requiere además un ensayo de concentración de tritio. El tritio se utiliza como trazador y se inyecta junto con el polímero, la medición de la concentración de tritio se realiza en otro laboratorio, por esta razón no se realizó una evaluación de retención de polimeros para los ensayos en medios porosos realizados en estas prácticas. De todas formas, a continuación, se presentarán más detalles de este estudio ya que tiene mucha utilidad para los proyectos de EOR.

La práctica habitual para realizar este ensayo involucra una celda y una muestra de medio poroso que será estudiada, como podemos ver en la *figura 38*. Las etapas de inyección de fluidos son las mismas que vimos para el sand pack y la celda visual, con la diferencia de que junto con el polímero se inyecta también el trazador. Las tomas de muestras comienzan desde que se inyecta el polímero y se toma una muestra cada 3 minutos. Luego de haber inyectado una cantidad determinada de polímero se procede a inyectar agua sin trazador y se toman muestras cada 3 minutos.

Entonces, tanto en la etapa de inyección de polímero (con tritio como trazador) como en la inyección posterior de agua (sin trazador), se toman muestras de efluente sistemáticamente (muestras de 1 ml aproximadamente) para la determinación de la concentración de polímero por el método turbidímetro "Bleach" y del trazador utilizado. Los resultados que se obtienen, se expresan en concentración relativa a la muestra de entrada (tanto en concentración de polímero como en concentración de tritio). En la *figura 39* se pueden ver las curvas que se obtienen de estos datos.



*Figura 38 Celda y medio poroso para estudio de retención de polímero.*

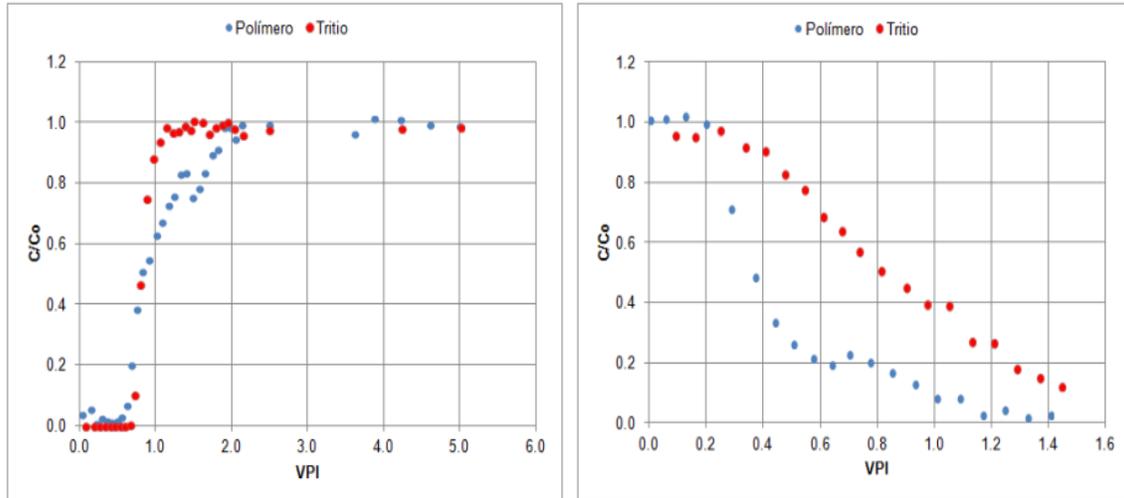


Figura 39 Curvas de trazador/polímero- "Subida" (Derecha) y "Bajada" (Izquierda).

Las áreas bajo las curvas normalizadas representan la cantidad de polímero retenido en el medio poroso (API RP63 sección 7.2.3.4). El cálculo de las mismas se efectúa realizando una integración numérica básica a partir de los datos de concentración.

---

## 6 Referencias

1. Transporte, D. E. De transporte.
2. Sorbie, K. S. & Phil, D. *Polymer-Improved Oil Recovery*.
3. API RP 63 - Recommended Practices for Evaluation of Polymers Used in Enhanced Oil Recovery Operations. (1990).
4. Instructions, O. *BROOKFIELD DV-II + Pro Viscometer*.
5. More Solutions to Sticky Problems, AMETEK Brookfield.
6. Mutai Bao, Qingguo Chen, Yiming Li, Guancheng Jiang - Biodegradation of partially hydrolyzed polyacrylamide by bacteria isolated from production water after polymer flooding in an oil field.