

Evaluación del daño a la formación por retención de polímeros en pozos inyectoros para  
un caso estudio de un campo colombiano

Brayan Steven Aguirre Parra, Yiseth Marcela Escalante Posso

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniero de Petróleos

Director

Cristian Alejandro Murcia Blanco

M.Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos

Codirector

José Carlos Cárdenas Montes

M.Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2023

### **Dedicatoria**

*A DIOS por su infinito amor, por nunca dejarme sola y acompañarme en cada paso que doy.*

*A mi mami, MARTHA CECILIA, por apoyarme en absolutamente todo y creer en mi cuando ni yo misma creía, por su entrega y amor para mí y para mi hermana, esto es todo tuyo, sin ti no lo hubiese logrado.*

*A mi abuela, ETELINDA, por ser pilar fundamental, por su resiliencia y fuerza, por ser referente y ejemplo para mí.*

*A mi hermana, ANY, por ser mi compañera de vida, por estar siempre a pesar de los miles de kilómetros que puedan separarnos.*

*A mis segundos padres, LILIANA y RAFAEL GUSTAVO, por nunca dejar caer, por los consejos y por darme como hermanos a JOSE y a GISSELL, su apoyo incondicional ha sido motor para seguir.*

*A EMI, mi gorda hermosa, por darme la mayor alegría desde que llegó a mi vida, por hacerme mejor y más humana, ojalá algún día pueda llegar a ser la persona que ella ve en mí.*

*A mis amigos en esta etapa, este camino fue más bonito y especial gracias a ellos.*

*Yiseth Marcela*

### **Agradecimientos**

A la Universidad Industrial de Santander, por permitirnos ser parte de esta prestigiosa institución y por nuestra formación como profesionales.

A nuestro director de proyecto de grado, Alejandro Murcia, por su paciencia y dedicación para con nosotros en este largo, largo proceso. Gracias por confiar en nosotros.

## Tabla de contenido

Introducción .....	16
1 Objetivos.....	18
1.1 Objetivo General .....	18
1.2 Objetivos Específicos.....	18
2 Metodología .....	19
3 Generalidades del campo de estudio.....	22
3.1 Cuenca de los Llanos Orientales.....	22
3.1.1 Localización.....	22
3.1.2 Geología de los Llanos Orientales .....	23
3.1.3 Producción de los Llanos Orientales.....	24
3.2 Campo estudio.....	27
3.2.1 Historia de producción del campo .....	27
4 Daño a la formación.....	30
4.1 Factor de daño.....	32
4.2 Tipos de daño a la formación .....	33
5 Generalidades de la inyección de polímeros.....	38
5.1 Métodos de recuperación de petróleo .....	38
5.1.1 Recuperación primaria .....	39
5.1.2 Recuperación secundaria.....	44
5.1.3 Recuperación terciaria.....	51
5.2 Generalidades de los polímeros .....	52

Daño a la formación por retención de polímeros en pozos inyectoros	5
5.2.1 Clasificación de los polímeros usados en la industria.....	52
5.2.2 Inyección de polímeros .....	54
5.2.3 Retención de polímeros.....	61
6 Descripción de las evaluaciones para la determinación del daño a la formación por retención de polímeros en pozos inyectoros .....	68
6.1 Determinación de la estabilidad térmica y la compatibilidad del polímero .....	68
6.2 Pruebas de solubilidad.....	68
6.3 Pruebas de compatibilidad fluido – fluido .....	69
6.4 Pruebas de adsorción estática.....	69
6.5 Pruebas de adsorción dinámica .....	70
6.5.1 Evaluación roca – fluido o pruebas coreflooding .....	70
6.6 Procedimiento experimental propuesto para el análisis (línea base): .....	71
6.7 Medición de adsorción dinámica .....	72
6.8 Determinación de daño por inyección de polímero .....	73
7 Resultados.....	74
7.1 Caracterización del polímero .....	74
7.2 Selección de pozos con daño a la formación .....	76
7.3 Caracterización fisicoquímica de la salmuera de formación.....	79
7.4 Caracterización del petróleo.....	80
7.5 Análisis petrofísico básico .....	81
7.6 Evaluación fluido - fluido .....	81
7.7 Evaluación roca - fluido .....	83
7.7.1 Prueba de adsorción estática .....	83

7.7.2	Evaluación roca – fluido (Coreflooding) .....	85
7.7.3	Evaluación adsorción dinámica .....	86
8	Conclusiones .....	90
9	Recomendaciones .....	92
10	Referencias bibliográficas.....	93

**Lista de Tablas**

Tabla 1 Producción de petróleo en cuencas maduras .....	26
Tabla 2 Propiedades petrofísicas del campo de estudio.....	29
Tabla 3 Propiedades del petróleo del campo de estudio .....	29
Tabla 4 Tipos de daño a la formación.....	33
Tabla 5 Rango de productos para diferentes condiciones de campo .....	58
Tabla 6 Polímeros compañía SICHUAN GUANGYA.....	59
Tabla 7 Pilotos de inyección de polímeros .....	60
Tabla 8 Evaluación térmica del polímero .....	75
Tabla 9 Composición fisicoquímica de la salmuera de formación del campo de estudio .....	79
Tabla 10 Viscosidad del crudo Campo de estudio.....	80
Tabla 11 Propiedades petrofísicas básicas de la muestra 1.....	81
Tabla 12 Compatibilidad del polímero M versus salmuera de formación.....	82
Tabla 13 Compatibilidad del polímero versus petróleo de formación.....	82
Tabla 14 Curva de adsorción estática tratamiento Polímero M 24 horas .....	84
Tabla 15 Curva de adsorción estática tratamiento Polímero M 90 días .....	84
Tabla 16 Resultados evaluación prueba coreflooding del Polímero M en la Muestra 1 .....	85
Tabla 17 Resultados de adsorción e IPV en la Muestra 1 con el Polímero M.....	87
Tabla 18 Rango de retención de polímero a partir de su concentración .....	89

**Lista de Figuras**

Figura 1	Mapa de localización de la Cuenca de Los Llanos Orientales .....	22
Figura 2	Área de la cuenca de los Llanos Orientales donde se encuentra actividad petrolera ....	24
Figura 3	Columna estratigráfica de los Llanos Orientales.....	25
Figura 4	Patrones designados como pilotos de inyección de polímero .....	30
Figura 5	Caída de presión del pozo.....	31
Figura 6	Factor de daño .....	32
Figura 7	Mecanismos de recuperación de aceite y gas .....	38
Figura 8	Eficiencias de recuperación en % del OOIP de los métodos de recuperación primaria.	40
Figura 9	Drenaje gravitacional.....	41
Figura 10	Empuje por capa de gas .....	41
Figura 11	Empuje hidráulico .....	42
Figura 12	Expansión roca-fluido .....	43
Figura 13	Gas en solución.....	44
Figura 14	Inyección de agua.....	45
Figura 15	Esquema del desplazamiento de petróleo por agua en un canal de flujo .....	46
Figura 16	Inyección de agua externa o periférica.....	47
Figura 17	Inyección de agua en un arreglo de 5 pozos.....	47
Figura 18	Inyección de gas .....	48
Figura 19	Desplazamiento de petróleo por gas en el medio poroso .....	49
Figura 20	Selección de diferentes patrones de 5 pozos para la inyección de gas dispersa.....	50
Figura 21	Inyección de gas externa .....	50
Figura 22	Estructura de poliacrilamidas .....	54

Figura 23 Proceso de inyección de polímeros .....	56
Figura 24 Representación esquemática de eficiencias macroscópicas de inyecciones.....	57
Figura 25 Representación esquemática del flujo de la salmuera a través de la garganta de poro	65
Figura 26 Modificación de las permeabilidades relativas de agua y aceite después de la inyección de Polisacárido G .....	66
Figura 27 Modificación de las permeabilidades relativas de agua y aceite después de la inyección de PAM.....	67
Figura 28 Diagrama esquemático del equipo para la prueba de coreflooding.....	71

**Lista de Gráficas**

Gráfica 1 Histórico reservas probadas, producción e incorporación anual de petróleo.....	26
Gráfica 2 Historia de producción del campo estudio.....	28
Gráfica 3 Espectro IFTR del polímero inyectado en el campo de estudio .....	74
Gráfica 4 Variación de concentración y viscosidad en la evaluación de estabilidad térmica.....	75
Gráfica 5 Prueba de termogravimetría Polímero M.....	76
Gráfica 6 Inyección de polímero en el pozo C1 .....	77
Gráfica 7 Inyección de polímero en el pozo C2 .....	77
Gráfica 8 Inyección de polímero en el pozo C3 .....	78
Gráfica 9 Inyección de polímero en el pozo C4 .....	78
Gráfica 10 Resultados prueba coreflooding Polímero M .....	86
Gráfica 11 Curva de concentración relativa del Polímero M y el trazador tiocianato de potasio	87

## Glosario

**Absorción:** “Propiedad de algunos líquidos o sólidos de absorber agua u otros fluidos” (Schlumberger, 2023a).

**Adsorción:** “Propiedad de algunos sólidos y líquidos de atraer a un líquido o a un gas hacia sus superficies” (Schlumberger, 2023b).

**API RP 42:** “Prácticas recomendadas para la evaluación de laboratorio de agentes tensoactivos para la estimulación de pozos” (American Petroleum Institute, 1990).

**API RP 63:** “Guía para la evaluación de polímeros utilizados en operaciones de recuperación mejorada de petróleo” (American Petroleum Institute, 2000).

**Calorimetría de diferencial de barrido (TGA-DSC):** “La calorimetría diferencial de barrido es una técnica analítica utilizada para medir la cantidad de calor liberado o absorbido por una muestra durante el calentamiento o enfriamiento en un rango de temperatura” (Slough, 2022).

**Cuenca:** “Una depresión de la corteza terrestre, formada por la actividad tectónica de las placas, en la que se acumulan sedimentos. La persistencia de la depositación puede producir un grado adicional de depresión o subsidencia. Las cuencas sedimentarias, o simplemente cuencas, pueden tener forma de cubeta o de fosa alargada. Si las rocas ricas generadoras de hidrocarburos se combinan con condiciones adecuadas de profundidad y duración de sepultamiento, pueden generarse hidrocarburos en la cuenca” (Schlumberger, 2023c).

**Gas efluente:** “Gas generado por la combustión de hidrocarburos con el aire; a veces, se utiliza como un inyectable para la recuperación de petróleo mejorada (EOR). La composición consta principalmente de nitrógeno, dióxido de carbono, vapor de agua y exceso de oxígeno con

algunas impurezas, tales como monóxido de carbono, óxidos de nitrógeno y óxidos de azufre” (Schlumberger, 2023d).

**Espectro IFTR:** “La espectroscopía infrarroja (espectroscopía IR o espectroscopía vibracional) es la medida de la interacción de la radiación infrarroja con la materia por absorción, emisión o reflexión. Se utiliza para estudiar e identificar sustancias químicas o grupos funcionales en forma sólida, líquida o gaseosa” (Wikipedia, 2023).

**Factor de recobro:** “El Factor de Recobro representa la fracción del volumen de hidrocarburos originales en sitio que puede extraerse (o que ha sido extraído) de un yacimiento” (Madrid, 2021).

**Hidrolisis:** “Cualquier reacción química con agua (H<sub>2</sub>O), tal como la degradación del lignito por descarboxilación del ácido húmico (un componente principal del lignito), que es promovida por la hidrólisis a pH alto y comienza a temperatura moderada.” (Schlumberger, 2023e).

**Métodos EOR:** “Abreviatura de recuperación mejorada de petróleo, un método para mejorar la recuperación de petróleo que usa técnicas sofisticadas que alteran las propiedades originales del petróleo” (Schlumberger, 2023f).

**Permeabilidad:** “La capacidad, o medición de la capacidad de una roca, para transmitir fluidos, medida normalmente en darcies o milidarcies” (Schlumberger, 2023g).

**Solución polimérica:** “Las soluciones de polímeros son mezclas líquidas de largas cadenas de polímeros y pequeñas moléculas de disolvente” (Fernández, 2019).

**Subsidencia:** “El hundimiento relativo de la superficie terrestre. La actividad tectónica de las placas (especialmente la extensión de la corteza, que favorece el adelgazamiento y el

hundimiento), la carga de sedimentos y la remoción del fluido de los yacimientos son procesos por los cuales la corteza puede deprimirse” (Schlumberger, 2023h)

**Termogravimetría:** “La termogravimetría es una técnica que da información tanto cualitativa como cuantitativa y todo el proceso se representa en un termograma, es decir, una gráfica de peso vs temperatura. Mide la pérdida de peso de un material cuando se le aplica temperatura, para así determinar la composición del material” (González, 2022).

**Trazador:** “Sustancia química u otro material colocado en el fluido del pozo y luego detectado para inferir información sobre el pozo o las formaciones perforadas. Los dos tipos principales de trazadores utilizados durante la perforación son el trazador de lodo y el trazador de filtrado” (Schlumberger, 2023i).

**Viscosidad:** “Una propiedad de los fluidos y las lechadas que indica su resistencia al flujo, definida como la relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte” (Schlumberger, 2023j).

## Resumen

**Título:** Evaluación del daño a la formación por retención de polímeros en pozos inyectoros para un caso estudio de un campo colombiano<sup>1\*</sup>

**Autor:** Brayan Steven Aguirre Parra y Yiseth Marcela Escalante Posso<sup>2\*3\*</sup>

**Palabras Clave:** Daño a la formación, EOR, inyección de polímeros

**Descripción:** La inyección de polímero ha sido una de las alternativas más frecuentes para mejorar la recuperación de crudo en un pozo donde su presión ya no permite un flujo natural, al ser un proceso dinámico entre fluidos y el yacimiento puede presentar daño a la formación por lo cual es necesario tener en cuenta cada detalle del proceso. Al realizar una revisión bibliográfica de los diferentes tipos de daños que se presentan en pozos inyectoros, se encuentra la retención de polímeros, estos tienden a quedarse adsorbidos en la roca, lo que implica una reducción de la permeabilidad y de los patrones de inyección o producción.

Este trabajo presenta la evaluación del daño en el near wellbore por retención de un polímero para un caso estudio de un campo colombiano en la cuenca de los Llanos Orientales iniciando por la caracterización de los polímeros utilizados en los pozos inyectoros en los campos colombianos, adicionando también polímeros fabricados a nivel mundial, debido a la información confidencial respecto a Colombia, seguido de una evaluación estática y dinámica (coreflooding) del polímero usado en el campo estudio en conjunto de núcleos de algunos pozos que presentaron incremento de presión en el proceso de inyección.

Los resultados arrojados de las pruebas evidencian que el aumento de presión fue debido a una adsorción excesiva del polímero en la roca, logrando cuantificar el pseudo daño generado por la inyección.

---

<sup>1\*</sup> Trabajo de Grado

<sup>2\*3\*</sup> Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Programa académico. Director: Cristian Alejandro Murcia Blanco. M.Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos. Codirector: José Carlos Cárdenas Montes. M.Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos.

### Abstract

**Title:** Evaluation of formation damage due to polymer retention in injection wells for a case study of a Colombian field<sup>4\*</sup>

**Author(s):** Brayan Steven Aguirre Parra y Yiseth Marcela Escalante Posso<sup>5</sup>

**Key Words:** Formation damage, EOR, polymer flooding.

**Description:** Polymer flooding has been one of the most frequent alternatives to improve the recovery of crude oil in a well where its pressure no longer allows a natural flow, as it is a dynamic process between fluids and the reservoir can present damage to the formation, which is why It is necessary to take into account every detail of the process. When carrying out a bibliographic review of the diverse types of damage that occur in injection wells, the retention of polymers is found; these tend to remain adsorbed in the rock, which implies a reduction in permeability and injection or production patterns.

This work presents the evaluation of the damage in the nearby well due to retention of a polymer for a case study of a Colombian field in the Llanos Orientales basin, starting with the characterization of the polymers used in the injection wells in the Colombian fields, also adding produced worldwide, due to confidential information regarding Colombia, followed by a static and dynamic evaluation (coreflooding) of the polymer used in the field, joint study of cores from some wells that presented an increase in pressure in the injection process.

The results obtained from the tests show that the increase in pressure was due to excessive adsorption of the polymer in the rock, making it possible to quantify the pseudo damage generated by the injection.

---

<sup>4\*</sup> Degree Work

<sup>5</sup>Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Cristian Alejandro Murcia Blanco. M.Sc. In Production Engineering. Co-director: José Carlos Cárdenas Montes. M.Sc. In Production Engineering.

## Introducción

El sector de hidrocarburos se ha visto en la necesidad de implementar diferentes técnicas que mantengan la producción y faciliten el desplazamiento del petróleo residual. Entre estas técnicas se encuentra la inyección de polímeros; sin embargo, este método puede presentar pérdidas de inyectividad, debido a que se genera un taponamiento en los pozos inyectoros, este daño se le atribuye a la retención de polímero que se pueda presentar. Esta retención se debe a la adsorción causada sobre la superficie del medio poroso, lo que conlleva a la reducción de la permeabilidad. Es por esto que, mediante este trabajo se evalúa el daño en el near wellbore por retención de un polímero para un caso estudio de un campo colombiano en la cuenca de los llanos orientales por medio de pruebas dinámicas.

Este trabajo de investigación está compuesto por 10 capítulos. El capítulo 3 corresponde a las generalidades del campo estudio; historia de producción del campo y sus propiedades petrofísicas y, de igual manera, se abarca información con respecto a la cuenca de los Llanos Orientales, debido a que en ella se encuentra el campo estudiado en este proyecto. Los capítulos 4 y 5 hacen referencia al marco teórico del proyecto, iniciando con una breve descripción de qué es el daño a la formación y los diferentes tipos que existen, luego se explican los tres métodos de recuperación de petróleo: primaria, secundaria y terciaria, finalizando con las generalidades de los polímeros, en donde se mencionan los usados en la industria de los hidrocarburos y la inyección y retención de polímeros, la cual es objeto de investigación en este proyecto.

Posteriormente, el capítulo 6 describe todas las evaluaciones realizadas para la determinación del daño a la formación por retención de polímeros en pozos inyectoros, partiendo

de la determinación de la estabilidad térmica y la compatibilidad del polímero mediante ensayos de termogravimetría y calorimetría diferencial de barrido, las pruebas de solubilidad, de compatibilidad fluido-fluido, de adsorción estática y de adsorción dinámica, esta última hace referencia a las pruebas coreflooding. Luego de esto, se explica el procedimiento experimental propuesto para el análisis y cómo se realiza la medición de la adsorción dinámica, esto con el propósito de estimar la cantidad de polímero que se adhiere al medio poroso por efectos de adsorción y, por último, el procedimiento para determinar el daño por inyección de polímero.

En el capítulo 7 se presentan todos los resultados obtenidos de las pruebas mencionadas en el capítulo anterior, obteniendo así la adsorción de la roca y el volumen poroso inaccesible, los cuales son  $59.7 \mu\text{g polímero/g roca}$  y  $19\%$ , respectivamente, resaltando por medio de estas pruebas que el polímero M es estable térmicamente para el estudio, en la prueba de Coreflooding se evidencia una reducción de la permeabilidad de un  $36,31\%$  debido a la adherencia del polímero a la roca, concluyendo así que esta adherencia está cuantificada como el daño en este campo.

## **1 Objetivos**

### **1.1 Objetivo General**

Evaluar el daño a la formación por retención de polímeros en pozos inyectoros para un caso estudio de un campo colombiano.

### **1.2 Objetivos Específicos**

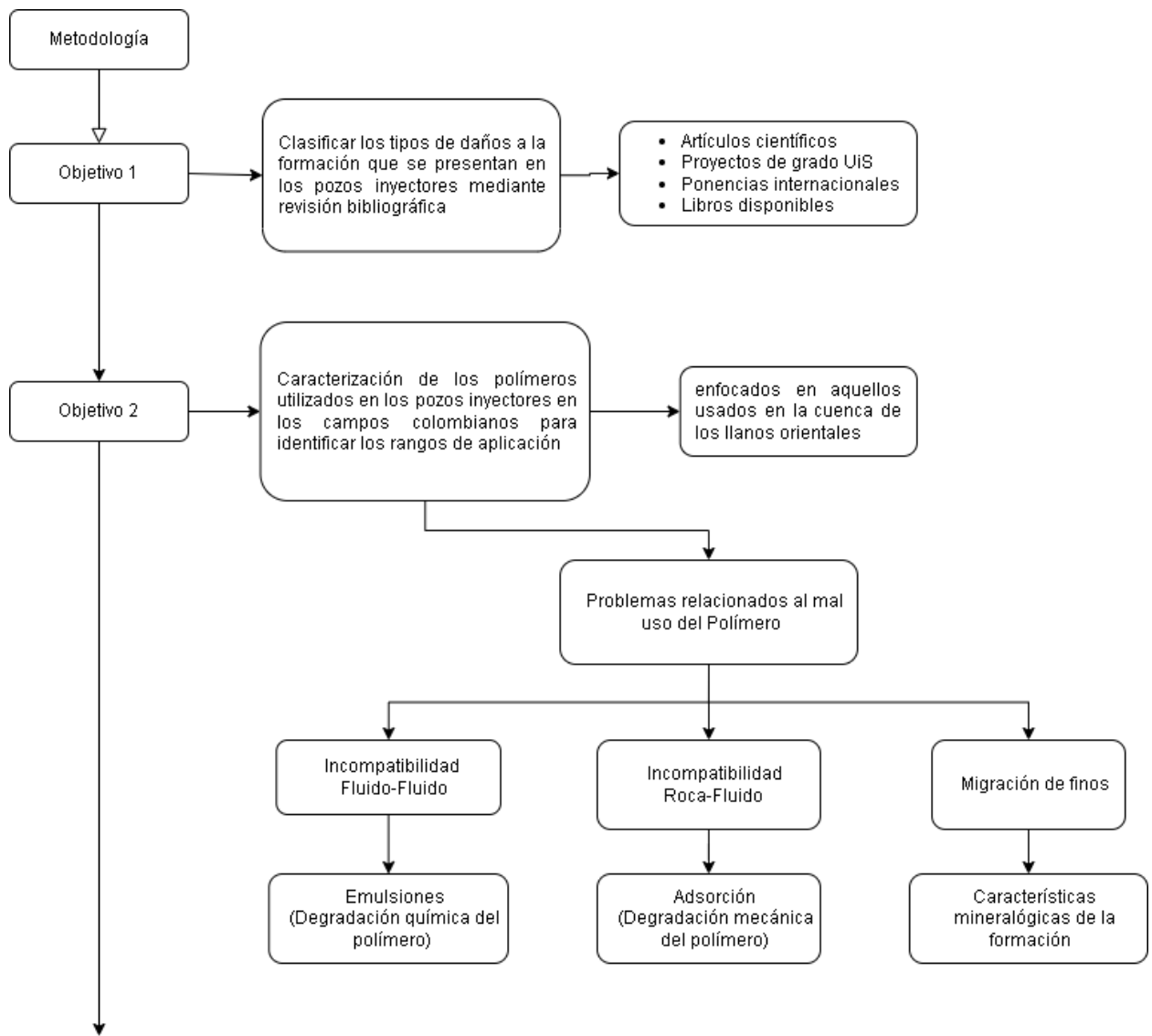
Clasificar los tipos de daños a la formación que se presentan en los pozos inyectoros mediante revisión bibliográfica.

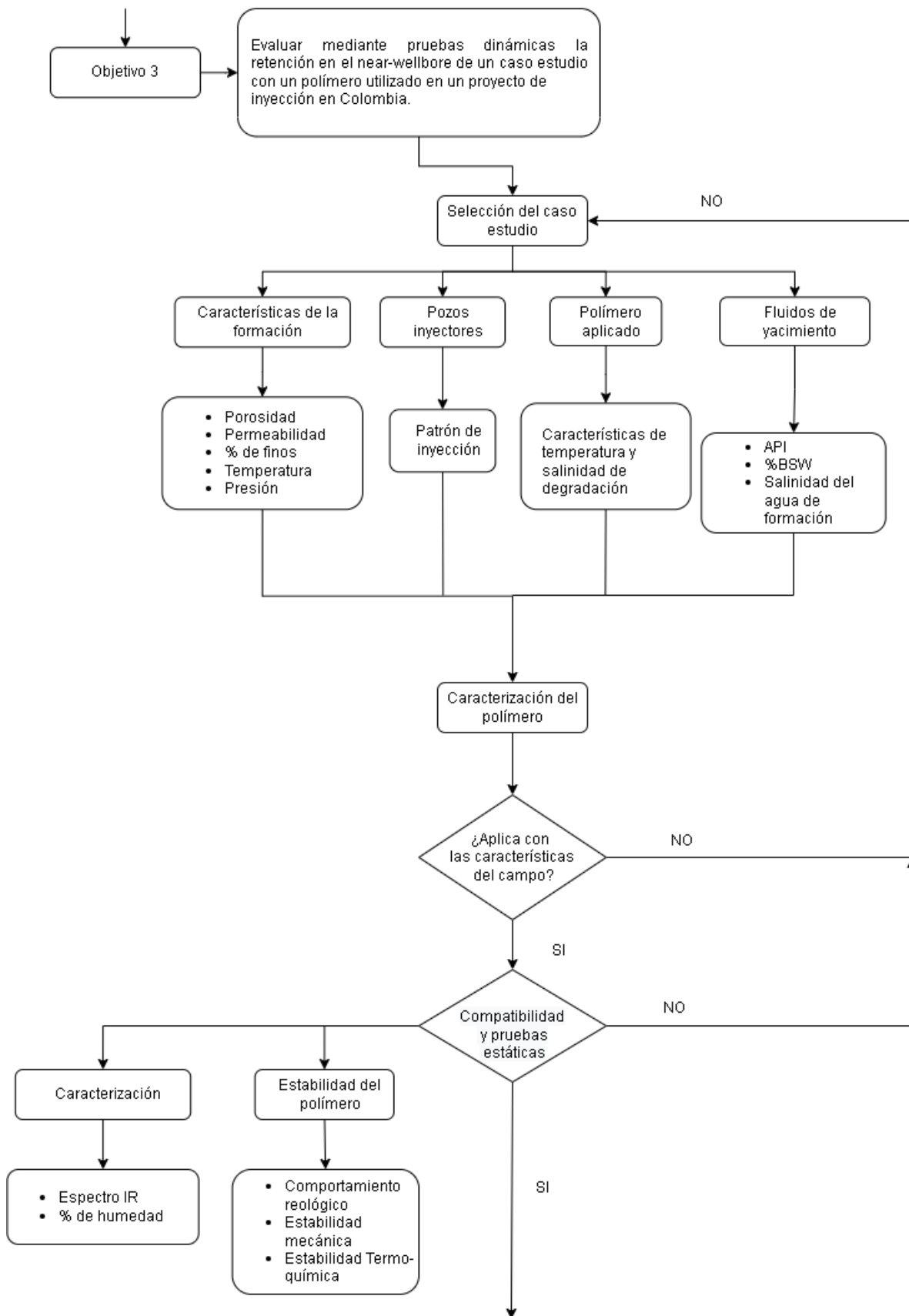
Caracterizar los polímeros utilizados en los pozos inyectoros en los campos colombianos para identificar los rangos de aplicación.

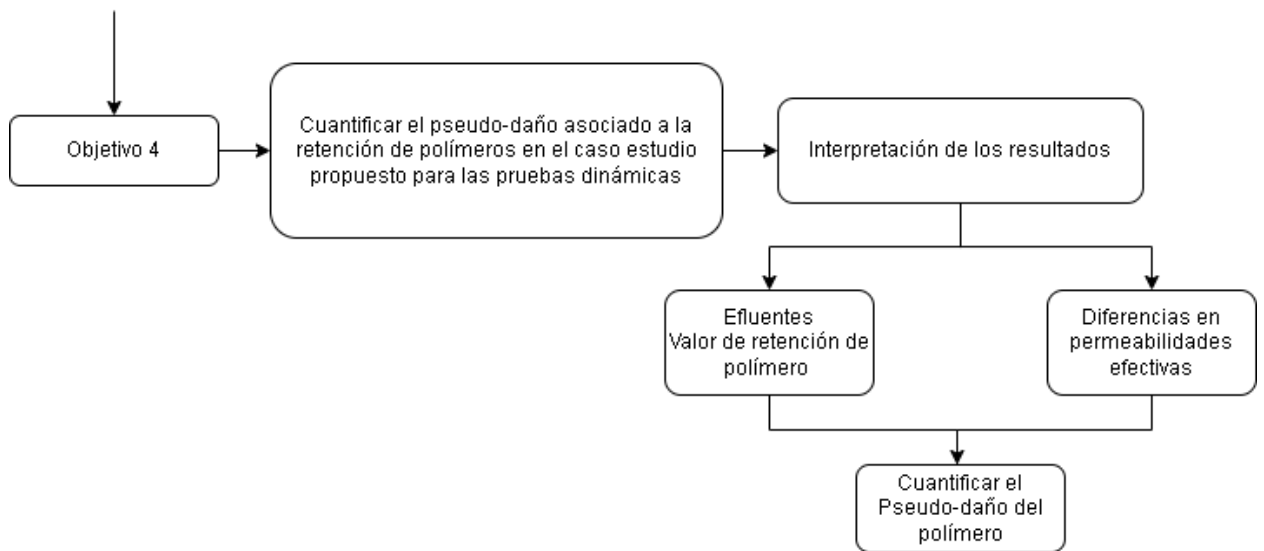
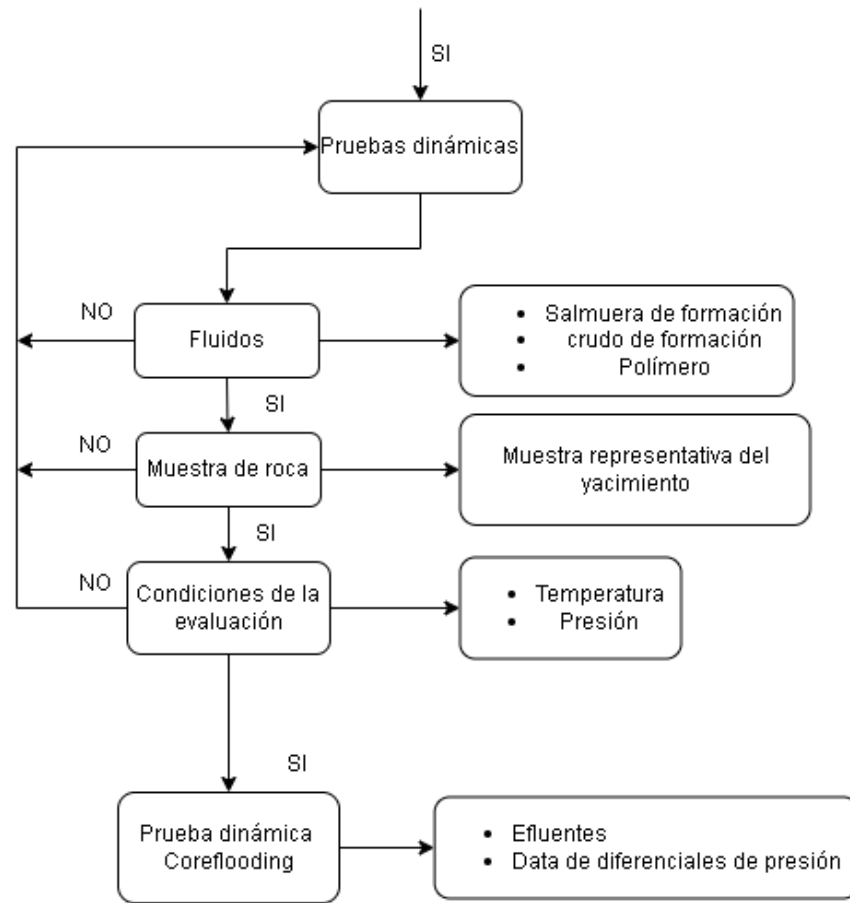
Evaluar mediante pruebas dinámicas el daño que se presenta en el near wellbore de un caso estudio con un polímero utilizado en un proyecto de inyección en Colombia.

Cuantificar el pseudo-daño asociado a la retención de polímero en el caso estudio propuesto para las pruebas dinámicas.

## 2 Metodología







### 3 Generalidades del campo de estudio

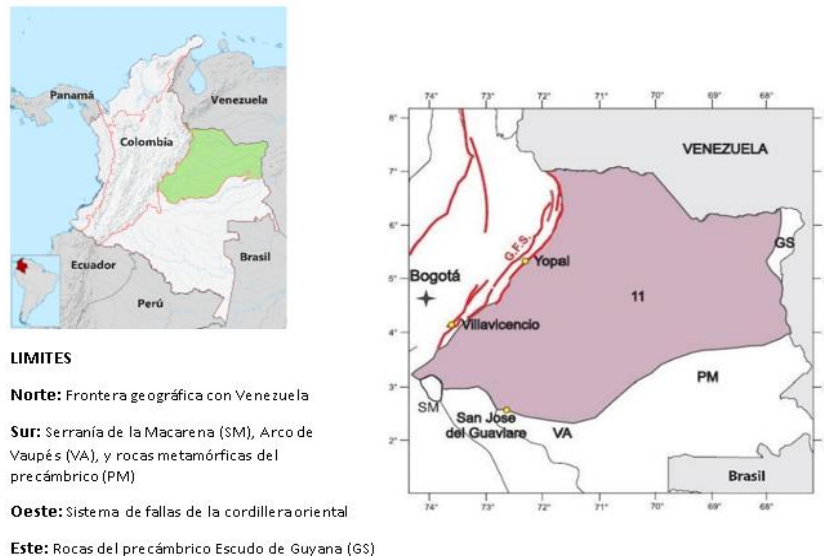
#### 3.1 Cuenca de los Llanos Orientales

##### 3.1.1 Localización

La cuenca de los Llanos Orientales se encuentra ubicada en el este colombiano, comprendiendo los departamentos de Casanare, Arauca, Meta y Vichada. Sus límites geomorfológicos son la Cuenca de Barinas del territorio venezolano al norte, el escudo de Guyana al este, el sistema de fallas de Guaicáramo de la cordillera oriental al oeste y la Serranía de la Macarena y el arco de Vaupés al sur (Figura 1) (Lozano & Zamora, 2014). Es la segunda cuenca con mayor área en Colombia con 225.603 km.

#### Figura 1

*Mapa de localización de la Cuenca de Los Llanos Orientales*



*Nota.* A la izquierda se muestra la ubicación de la cuenca en Colombia. A la derecha los límites estructurales de la cuenca. Tomado de Servicio Geológico Colombiano, 2014.

### **3.1.2 Geología de los Llanos Orientales**

La cuenca de los Llanos Orientales es de tipo antepaís retroarco. Se relaciona con las cuencas del Valle Medio del Magdalena y Cordillera Oriental tanto estructural como estratigráficamente, esto gracias a que comparten la misma historia geológica y los procesos que las originaron. En la Figura 2 se presenta la columna estratigráfica generalizada para la Cuenca de los Llanos Orientales.

**3.1.2.1 Evidencia de Hidrocarburos.** Por diversos estudios realizados se cree que el volumen de petróleo que falta por descubrir ronda los 124 000 MMBP. Se han descubierto más de 80 campos petroleros en esta cuenca (ANH, 2010).

**3.1.2.2 Roca Generadora.** Tiene como principal roca generadora a las lutitas marino-continenciales de la Formación Gachetá, las cuales se encuentran ubicadas debajo del flanco oriental de la Cordillera Oriental. Estas lutitas tienen un kerógeno tipo II y III, los rangos de TOC varían entre 1-3% y poseen un espesor efectivo de 150-300 pies (ANH, 2010).

**3.1.2.3 Migración.** Se han documentado dos pulsos de migración: uno durante el Eoceno superior-Oligoceno y el segundo empezó en el Mioceno y aún continúa en la actualidad (ANH, 2010).

**3.1.2.4 Roca Reservorio.** En las formaciones Carbonera, C-3, C-5 y C-7, se encuentran arenitas que son buenas almacenadoras de hidrocarburos. Tienen porosidades que varían entre el 10 y el 30%.

**3.1.2.5 Roca Sello.** La Formación León es el sello regional de la cuenca y Las unidades C-2, C-4, C-6 y C-8 de la Formación Carbonera son reconocidas como sellos locales (ANH, 2010).

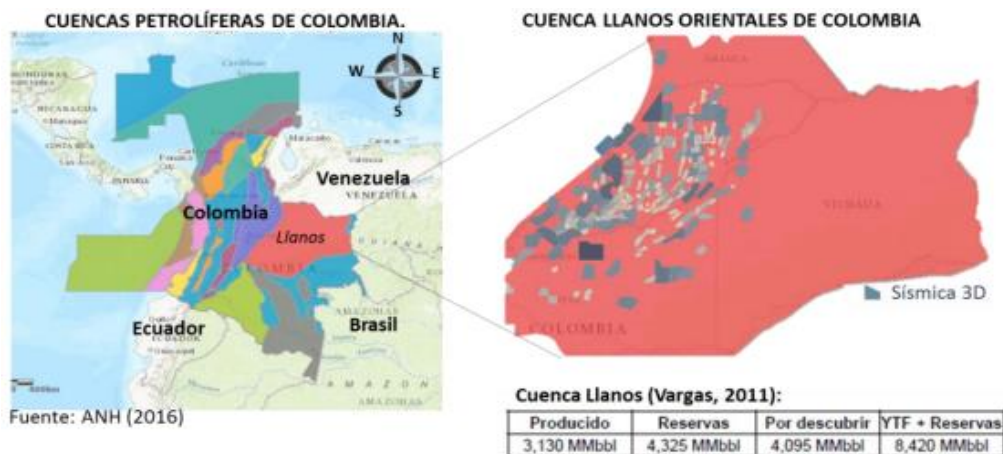
**3.1.2.6 Trampas.** Hasta la fecha, la exploración se ha concentrado en las fallas normales antitéticas. Sin embargo, las trampas estratigráficas, así como los anticlinales asociados a fallas inversas y estructuras de bajo relieve pueden representar un importante objetivo exploratorio (ANH, 2010).

### 3.1.3 Producción de los Llanos Orientales

Se presentan altas tasas de acumulación y subsidencia (Bayona et al., 2008) hacia el sector del piedemonte oriental y, además, aquí se ha concentrado la mayor cantidad de información debido a la actividad petrolera (ver Figura 3).

#### Figura 2

*Área de la cuenca de los Llanos Orientales donde se encuentra actividad petrolera*



*Nota.* A la izquierda las cuencas sedimentarias de Colombia. A la derecha el área donde hay actividad petrolera en la cuenca de los Llanos Orientales. Tomado de ANH, 2016.

La cuenca de los Llanos Orientales ha sido históricamente una de las más productivas de Colombia. Según la ANH, tuvo una participación del 67.62% de la Producción Total Nacional,

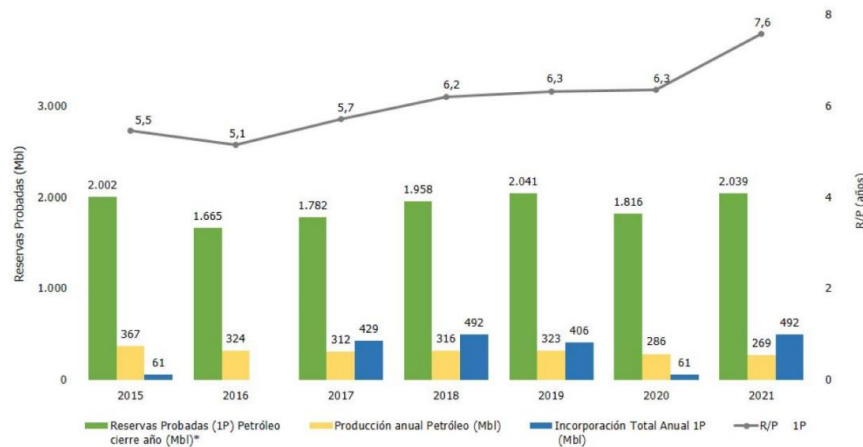


**Tabla 1***Producción de petróleo en cuencas maduras*

Cuenca	Área (Km2)	Producción actual (BOPD)	Porcentaje Producción Nacional	No. Campos Petróleo	No. Campos Gas	Campos crudo liviano	Campos crudo medio	Campos crudo pesado	Campos crudo extrapesado
Llanos Orientales	225 603	537 311	67.66%	146	1	61	44	39	2
Valle Medio del Magdalena	32 949	116 160	14.63%	63	21	10	22	31	0
Valle Superior del Magdalena	21 513	76 684	9.66%	46	16	12	17	17	0
Putumayo-Caguán	110 304	20 981	2.64%	26	0	10	14	1	1
Catatumbo	7 715	3 393	0.43%	6	1	4	2	0	0
Cordillera Oriental	71 766	39 637	4.99%	5	1	3	1	1	0
<b>Total</b>	<b>469.850</b>	<b>794.166</b>	<b>100%</b>	<b>292</b>	<b>40</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>89</b>	<b>3</b>

*Nota.* Información de producción de petróleo en las cuencas maduras de Colombia. Tomado de

ANH. Información General cuencas sedimentarias de Colombia. 2010

**Gráfica 1***Histórico reservas probadas, producción e incorporación anual de petróleo*

*Nota.* La gráfica muestra el histórico de reservas probadas, producción e incorporación anual de petróleo de la cuenca de los Llanos Orientales. Tomado de ANH. Reservas de Hidrocarburos del país. 2022.

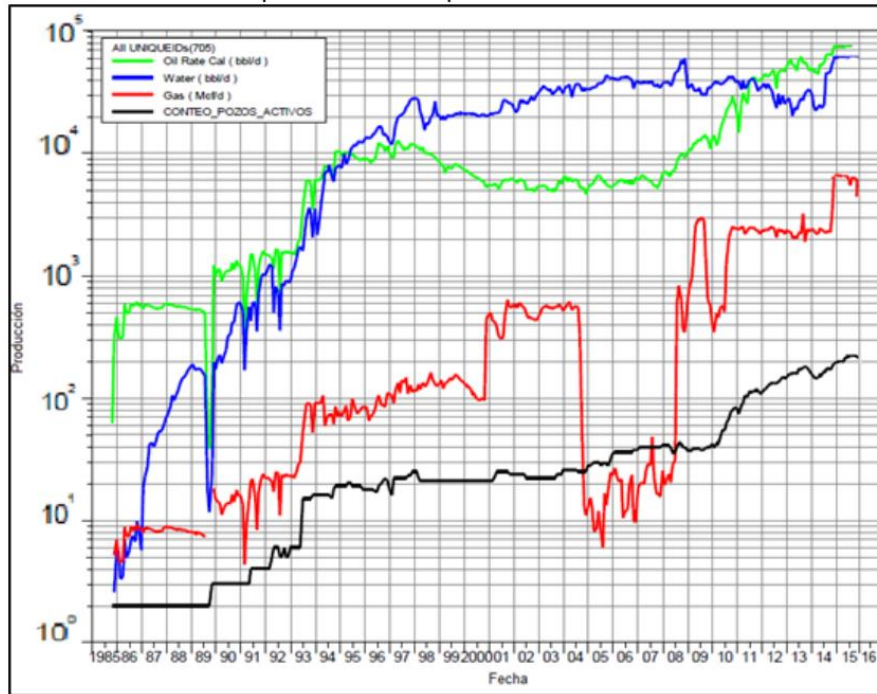
## 3.2 Campo estudio

### 3.2.1 *Historia de producción del campo*

La historia de producción para el campo E, según Ecopetrol, inicia en la década de los 80, en ese momento el campo sólo contaba con producción en dos unidades. Años después, específicamente para el año 2002, se inició la producción en la tercera unidad con un pozo.

**3.2.1.1 Mecanismos de producción.** Para el año 2010 la producción de gas y el GOR tuvieron un incremento, determinando gas en solución como el mecanismo presente en la unidad T2, la cual es una de las unidades principales. Posteriormente, se evidenció la presencia de un mecanismo de empuje por acuífero activo por el gran aporte de producción que tuvo el campo. Sin embargo, al aumentar el BSW en otra de las unidades y al caer la presión original cerca a los 800 psi, al igual que su producción de gas, se deduce que el campo E tiene un empuje combinado por gas en solución y acuífero activo (Ecopetrol). En 2015 comenzó un piloto de inyección de polímeros (Jiménez et al, 2017).

**3.2.1.2 Tiempo de producción.** En la Gráfica 2, se muestra la historia de la producción acumulada de agua, gas y crudo del campo E desde el primer año de producción hasta el año 2015. El mayor volumen en la producción del campo corresponde a crudo extrapesado, el cual tiene gravedades que van desde 7 a 10° API, este crudo requiere ser diluido con nafta o crudos livianos para disminuir su viscosidad. Por otra parte, también se produce crudo liviano con una gravedad API aproximada de 18°. La producción acumulada de crudo para 2014 fue de 60000 BOPD aproximadamente.

**Gráfica 2***Historia de producción del campo estudio*

*Nota.* La gráfica muestra la historia de producción de hidrocarburos y agua del campo E. Tomado de Ecopetrol S.A. Plan de desarrollo integrado Campo E. Desarrollo de Campos Vicepresidencia Técnica. 2014. P. 69.

**3.2.1.3 Propiedades petrofísicas.** El campo de estudio produce principalmente de la formación Une y parte de la formación Gacheta y algunas de sus propiedades petrofísicas se presentan en la Tabla 2.

**Tabla 2***Propiedades petrofísicas del campo de estudio*

PROPIEDAD	Formación 1	
	Promedio	Rango
Porosidad (%)	18	14-29
Permeabilidad (md)	1600	107- 12816
$\Delta$ Presión inicial (Psi/ft)	0.35	N.D
Espesor neto (ft)	245	N.D
Swirr (%)	27.0	19 - 40
Sor (%)	24	17- 30
Mecanismo de producción	Gas en solución	

*Nota.* La tabla muestra algunas propiedades petrofísicas del campo E. Tomado de Ecopetrol S.A. Informe técnico piloto de inyección de polímero. 2019

**3.2.1.4 Propiedades del petróleo producido en el campo de estudio.** El petróleo producido en el campo es catalogado como petróleo extra pesado, debido a que presenta una gravedad de 9 °API, los demás datos del crudo se presentan en la Tabla 3; **Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

**Tabla 3***Propiedades del petróleo del campo de estudio*

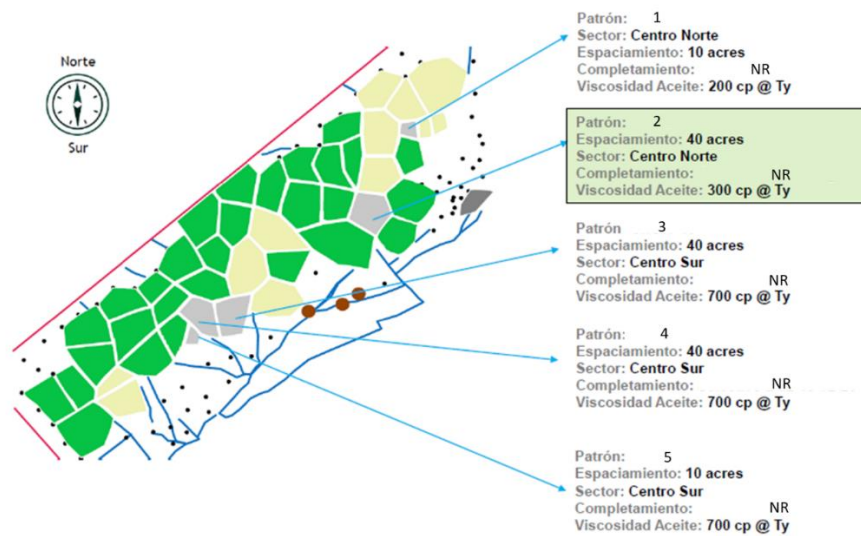
PROPIEDAD	FORMACIÓN 2
Tipo	Black Oil
Bo (bbl/STB)	1,11
G.O.R (scf/STB)	30-300
Gravedad Específica Petróleo (%)	1.008
°API a 60 F	9
Presión burbuja (psi)	70
Temperatura (°F)	212

*Nota.* La tabla muestra las propiedades del petróleo del campo E. Tomado de Ecopetrol S.A. Informe técnico piloto de inyección de polímero. 2019

**3.2.1.5 Pilotos de inyección de polímero.** El piloto de inyección consta de 5 patrones invertidos de inyección de polímero, con diferentes arreglos entre 10 y 40 Acres, la distribución se presenta en la Figura 4.

#### Figura 4

*Patrones designados como pilotos de inyección de polímero*



*Nota.* La figura muestra los 5 patrones invertidos designados como pilotos de inyección de polímero. Tomado de Ecopetrol S.A. Informe técnico piloto de inyección de polímero. 2019

## 4 Daño a la formación

El daño a la formación se define como cualquier proceso que afecte negativamente la permeabilidad, de manera que disminuya la producción o inyectividad de un pozo (Vidick & Reid, 1997).

Se considera que el daño a la formación se presenta en la región cercana al pozo y físicamente se manifiesta como la caída de presión durante la vida productiva de este, esta caída de presión se muestra en la Figura 5, se denomina como  $\Delta P_{skin}$  y está definida por la ecuación 2.

$$\Delta P_{skin} = \frac{141.2qB\mu}{Kh} S \quad (2)$$

Donde:

S: factor de daño, adimensional.

K: permeabilidad, mD.

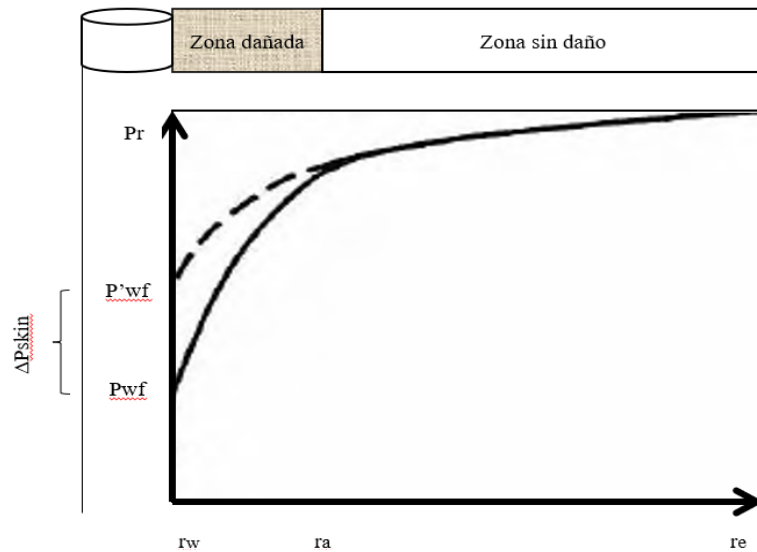
B: factor volumétrico de formación, RB/STB.

h: espesor, ft.

q: tasa de producción, STB/d.

## Figura 5

*Caída de presión del pozo*



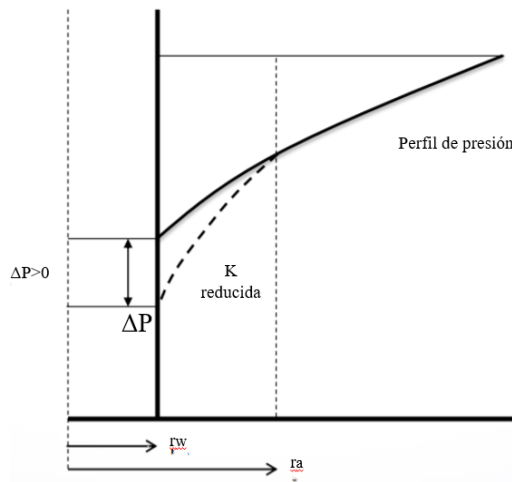
*Nota.* Distribución de presión en un pozo. Modificada por los autores de GOLAN M., “Well Performance”, Prentice Hall, Englewood Cliffs, Segunda Edición. 1991. Página 127.

#### 4.1 Factor de daño

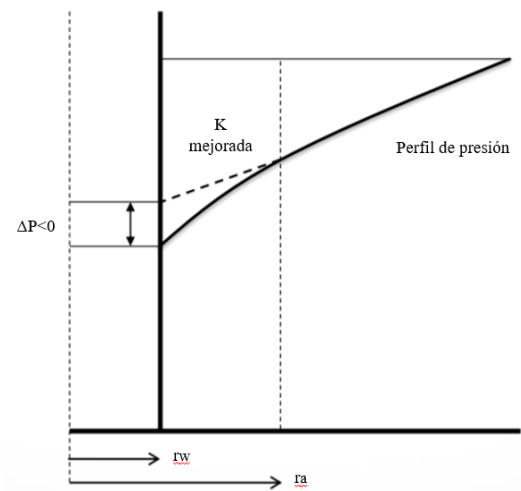
El factor de daño, o factor skin,  $S$ , se utiliza para cuantificar (estimar) el daño que tiene la formación, teniendo así tres escenarios: (1) Factor skin positivo ( $K_s < K$ ),  $s > 0$ ; indica daño cerca a la cara del pozo, el radio del pozo será menor que el radio real. (2) Factor de daño negativo ( $K_s > K$ ),  $s < 0$ ; estimulación realizada, el radio efectivo del pozo será mayor que el radio real. (3) Factor skin igual a 0 ( $K_s = K$ ),  $s = 0$ ; no existe cambios de la permeabilidad en la cara del pozo, en este caso el radio efectivo del pozo será igual al radio real, ver Figura 6.

#### Figura 6

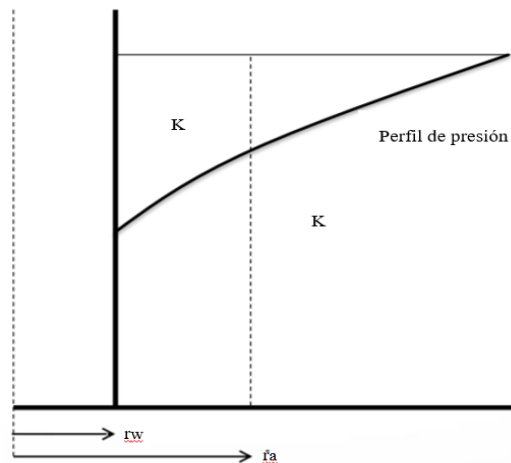
*Factor de daño*



(1)



(2)



(3)

*Nota.* (1) Factor de daño positivo, (2) factor de daño negativo, (3) factor de daño igual a cero.

Tomado de GOLAN M., "Well Performance", Prentice Hall, Englewood Cliffs, Segunda Edición. 1991. Página 127. Modificada por los autores.

El daño a la formación puede originarse en diferentes operaciones, entre estos en pozos inyectoros, los cuales se pueden clasificar en tres tipos: químicos, mecánicos y térmicos que se muestran en la Tabla 4.

## 4.2 Tipos de daño a la formación

**Tabla 4**

*Tipos de daño a la formación*

Tipo de daño		Características
<b>Químicos – Incompatibilidad fluido-fluido</b>	Deposición de orgánicos	<p>Pozos productores: Se debe directamente a las características de la composición del crudo, como sus componentes asfaltenicos y parafínicos, que se precipitan por efectos en los cambios de presión y temperatura.</p> <p>Pozos inyectoros: En los sistemas de recobro por inyección de agua, mantenimiento de presión donde se presentan patrones de inyección, se pueden evidenciar depósitos orgánicos debido a que en la mayoría de los casos el agua de inyección es la misma agua de producción que puede contener alguna cantidad de grasas y aceites disueltas en dicha agua por fallas en el tratamiento del agua de inyección.</p>
	Deposición de inorgánicos	Pozos productores: Estos casos se presentan en los pozos donde su producción contiene

---

		<p>una alta concentración de sales y minerales disueltos en el agua de producción o en los casos que los pozos producen de diferentes formaciones y estas presentan incompatibilidad entre sí.</p> <p>Pozos inyectoros: Cuando en los patrones de inyección se utilizan salmueras de formación tratadas o aguas tomadas de cuencas hídricas las cuales pueden presentar incompatibilidad en sus componente aniónicos o catiónicos.</p>
	Formación de emulsiones	<p>Este tipo de daño se evidencia en gran parte cuando en el proceso de perforación del pozo se presentaron problemas operacionales con el lodo de perforación y dichos componentes arcillosos ingresaron a la formación, en su mayoría carbonatos.</p>
<b>Químicos – Incompatibilidad roca-fluido</b>	Hinchamiento y dispersión de arcillas	<p>El daño de este tipo se evidencia en procesos de inyección de agua donde debido a la cantidad de agua inyectada por determinado tiempo ha desplazado la salmuera de formación que en muchos casos es de una alta carga de sales y minerales, disminuyendo</p>
	Alteración y dispersión de arcillas	

---

---

		poco a poco su concentración y esto afecta directamente los minerales arcillosos de la roca, los cuales tienden a hincharse bajo la presencia de agua de baja salinidad.
<b>Mecánicos</b>	Migración de finos	Este fenómeno está directamente ligado a la mineralogía y friabilidad de la roca, las formaciones que tienen un alto porcentaje de minerales arcillosos o partículas de tamaño limo o arcilla. Este tipo de daño es inducido por malas prácticas en los sistemas de producción o aumento de caudales en los sistemas de inyección y se evidencia en el aumento de los diferenciales de presión e inyección y disminución en las tasas de producción o inyección según el caso.
	Compactación	Este fenómeno se presenta generalmente en campos offshore de baja presión de fondo, que, sumado a la depleción del yacimiento debido a su explotación y a la gran cantidad de carga de las columnas litológica e hídrica, va presentando una compactación de la formación a lo largo de todo el yacimiento,

---

		este fenómeno afecta directamente los diámetros de garganta poral y las permeabilidades efectivas de la roca.
	Retención de polímeros	En los procesos de recobro mejorado o wáter shut off, especialmente en los procesos de inyección de geles o polímeros, este tipo de componentes químicos tienden a quedarse adsorbidos en la roca disminuyendo los diámetros de garganta poral afectando directamente la disminución de los patrones de inyecciones o producción.
<b>Térmicos</b>	Disolución de minerales	En el frente de reacción térmica donde interactúa la combustión del hidrocarburo en la formación se pueden presentar altas temperaturas que pueden alcanzar el punto de fusión de algunos minerales y los vapores producidos por dicha reacción generan dilución de componentes orgánicos e inorgánicos presentes en la roca, generando combinaciones químicas que se pueden precipitar y generar depósitos orgánicos e inorgánicos o fuentes de características
	Transformación de minerales	

---

aciditas, dañinas para los fluidos de producción.

---

*Nota.* Diferentes tipos de daños a la formación y las características de cada uno de ellos. Tomado de GONZALEZ, Juan Manuel. Daño a La Formación En Pozos Petroleros. México D.F: Universidad Nacional Autónoma de México, 2014. NARANJO, Abel. Evaluación de yacimientos de hidrocarburos. Medellín. Universidad Nacional de Colombia, 2009. ISBN 978-958-728-048-7. SCHLUMBERGER. Glossary, Tasa crítica. [En línea]. Disponible en: [https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/critical\\_flow\\_rate.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/critical_flow_rate.aspx) YEN, Andrew y YIN, Y. Ralph. Evaluating Asphaltene Inhibitors: Laboratory Test and Filed Studies. Houston, Texas. Schlumberger, 2001. SPE 65376.

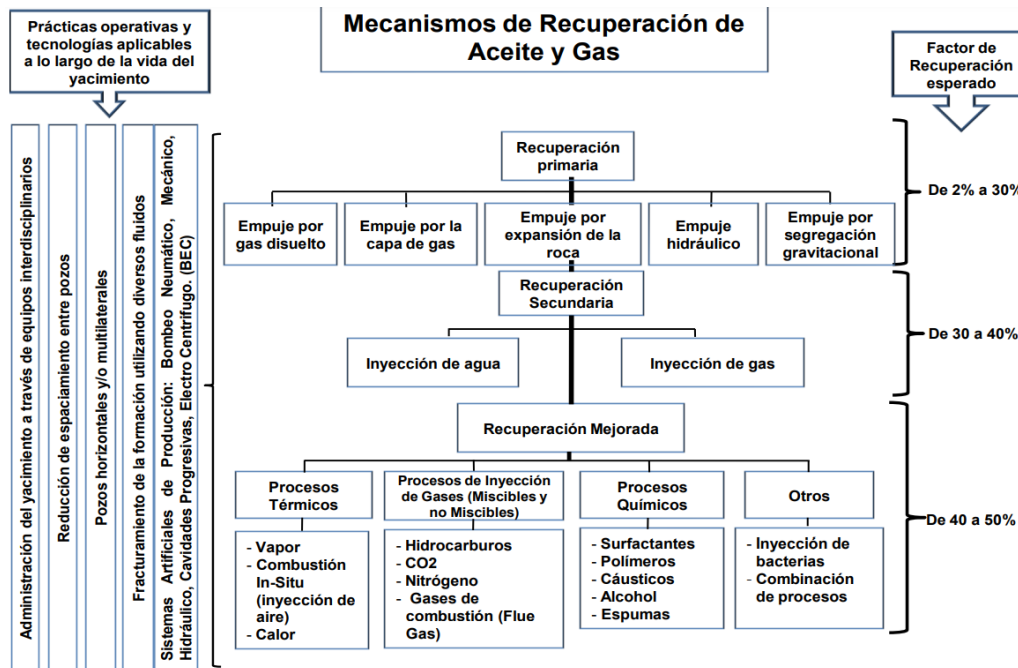
## 5 Generalidades de la inyección de polímeros

### 5.1 Métodos de recuperación de petróleo

Se describirá brevemente los diferentes tipos de recuperaciones: primaria, secundaria y terciaria. En la Figura 7, de manera simplificada, se presentan las tres etapas de explotación de los yacimientos. Como se puede observar, en la parte izquierda se resaltan algunas tecnologías que se pueden aplicar a lo largo de la vida del yacimiento.

#### **Figura 7**

*Mecanismos de recuperación de aceite y gas*



*Nota.* Etapas en la vida de un yacimiento, de acuerdo con los mecanismos de recuperación y posibles factores de recuperación final que se pueden obtener. Tomado de PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 1984. p. 3.

### 5.1.1 Recuperación primaria

Es la primera etapa de la producción de hidrocarburos, en la que los fluidos son desplazados a la superficie producto de la energía natural del yacimiento. Inicialmente, la presión del yacimiento es más elevada que la presión del fondo de pozo, este diferencial de presión causa el empuje de los hidrocarburos hacia el pozo y la superficie. Sin embargo, en tanto que la presión del yacimiento disminuye a causa de la producción de fluidos, dicho diferencial de presión también disminuye. Es por esto que, para aumentar la presión diferencial para incrementar la producción, se hace

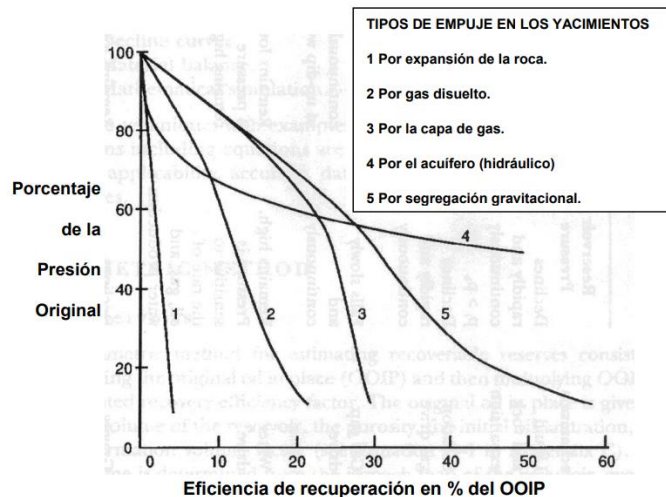
necesario implementar un sistema de levantamiento artificial (mantener presión o sostener energía). Entre los métodos de recuperación primaria se encuentran (ver Figura 8):

- Empuje por drenaje gravitacional.
- Empuje por capa de gas.
- Empuje hidráulico.
- Expansión roca-fluido.
- Empuje por gas disuelto o gas en solución.

Esta etapa llega a su límite cuando 1) la presión del yacimiento es tan baja que la producción no es viable económicamente, o 2) las proporciones de agua o gas en la producción son muy elevadas (Schlumberger).

### Figura 8

*Eficiencias de recuperación en % del OOIP de los métodos de recuperación primaria*



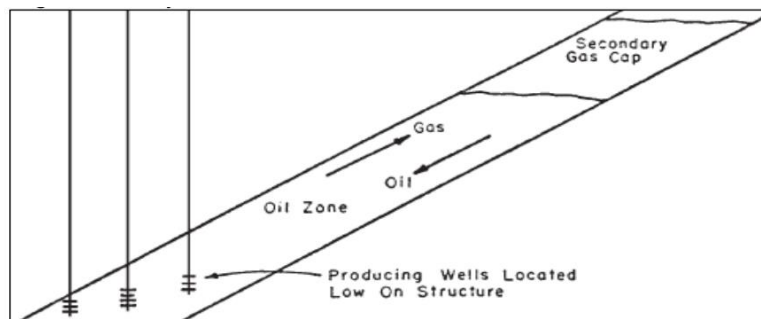
*Nota.* Tipos de empuje de recuperación primaria con sus respectivas eficiencias de recuperación en % del OOIP. Tomado de Integrated Petroleum Management, Satter and Thakur, Pennwell Books, 1994.

**5.1.1.1 Drenaje gravitacional.** Se da en yacimientos con un ángulo de inclinación que facilita el desplazamiento de los fluidos por efecto de la gravedad (Figura 9). Este mecanismo tiene eficiencias de recobro entre el 40% y 80% (Willhite et al., 1998).

**5.1.1.2 Empuje por capa de gas.** En inglés conocido como gas-cap drive. Ocurre cuando la capa de gas que está localizada por encima del petróleo y por debajo de una trampa produce un empuje sobre el petróleo desde la formación hacia los pozos, ver Figura 10. Además, se tiene en cuenta que la presión inicial en el yacimiento debe ser mayor o igual a la presión del punto de burbuja. Este mecanismo presenta en promedio eficiencias de recobro entre el 20 y 40% (Tarek, 2006).

### Figura 9

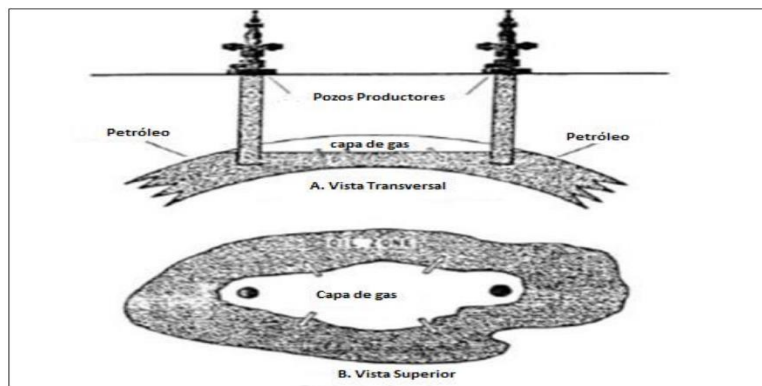
*Drenaje gravitacional*



*Nota.* Esta figura muestra cómo es el mecanismo de drenaje gravitacional. Tomado de TAREK, Hamed. Reservoir Engineering Handbook. Tercera Edición. Oklahoma Estados Unidos. 2006. P.749.

### Figura 10

*Empuje por capa de gas*

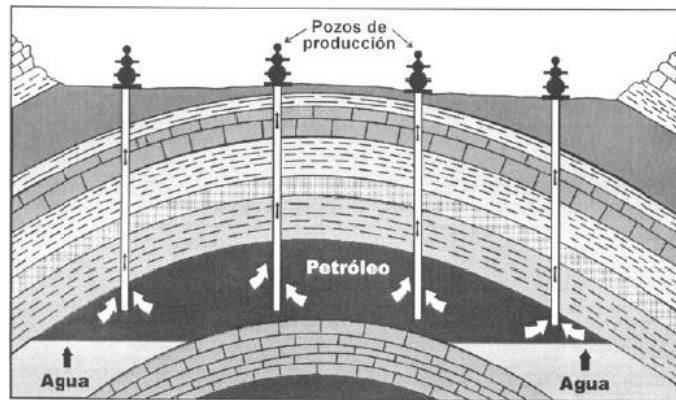


*Nota.* Esta figura presenta el proceso de empuje por capa de gas. Tomado de TAREK, Hamed. Reservoir Engineering Handbook. Tercera Edición. Oklahoma Estados Unidos. 2006. P.738.

**5.1.1.3 Empuje hidráulico.** Este mecanismo de producción se produce por efecto de un acuífero asociado (activo o parcialmente activo), el cual está ubicado debajo de la capa de aceite y que, a medida que empieza a presentarse reducción de la presión del yacimiento, se expande y fluye dentro de la zona de aceite permitiendo un empuje hacia los pozos productores, ver Figura 11. Este empuje puede obtener eficiencias de recobro de entre 30 y 50% del petróleo original in situ (Willhite et al., 1998).

### Figura 11

*Empuje hidráulico*

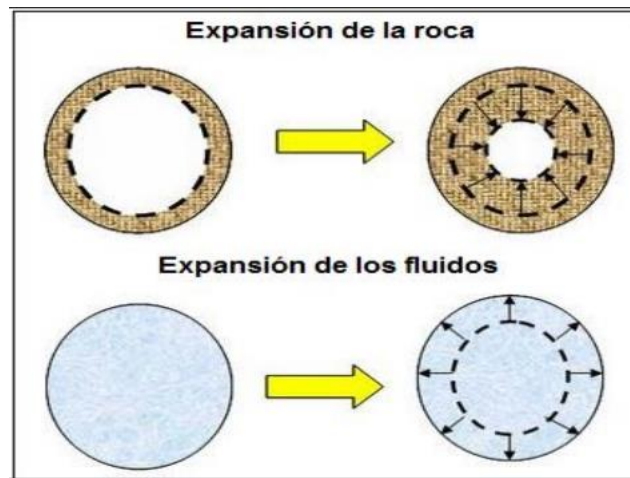


*Nota.* Esta figura muestra cómo es el mecanismo de empuje hidráulico. Tomado de WILLHITE, Paul & GREEN Don W. Enhanced Oil Recovery 1998.

**5.1.1.4 Expansión roca-fluido.** Este mecanismo de producción se produce cuando el pozo al estar en producción incrementa la diferencia entre la presión de sobrecarga y la presión de poro, ocasionando la reducción del volumen poroso del yacimiento debido a la expansión o cambio en el volumen de los fluidos presentes y de la roca, ver Figura 12. Presente en todos los yacimientos, pero presentando una mayor relevancia en yacimientos subsaturados, donde la presión del yacimiento es mayor que la presión del punto de burbuja, y los componentes de los hidrocarburos se encuentran en fase líquida. Presenta factores de recobro menores al 10%.

### **Figura 12**

*Expansión roca-fluido*

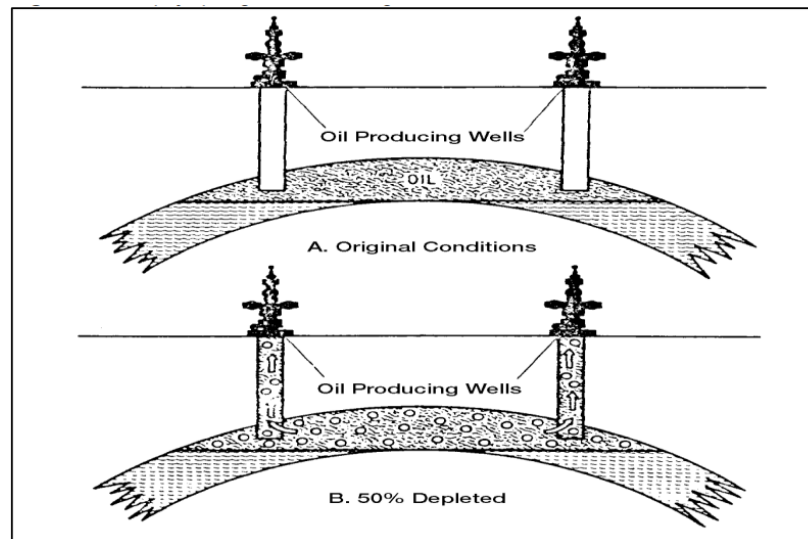


*Nota.* Esta figura presenta el proceso de expansión roca-fluido. Tomado de Ing. Yacimientos II. Lennies Guevara. Disponible en línea en: <http://ingyacimientosiilenniesguevara.blogspot.com.co/2009/10/1.html>.

**5.1.1.5 Empuje por gas en solución o gas disuelto.** También llamado empuje gas interno, empuje por depletación o empuje volumétrico. Es el principal mecanismo de empuje para aproximadamente un tercio de todos los reservorios de petróleo del mundo (Carrillo, 2006). Se presenta cuando el petróleo está en condiciones de presión y temperatura altas debido a las grandes cantidades de gas disueltos presentes en dichas condiciones, ver Figura 13. En estos yacimientos la presión inicial es mayor o igual a la presión del punto de burbuja, ocasionando una rápida declinación de la producción hasta el punto de burbuja dando como resultado el desplazamiento del petróleo hacia el pozo productor. Este mecanismo tiene una eficiencia de recobro entre el 5% y 35%.

### **Figura 13**

*Gas en solución*



*Nota.* Esta figura muestra cómo es el mecanismo de gas en solución. Tomado de TAREK, Hamed. Reservoir Engineering Handbook. Tercera Edición. Oklahoma Estados Unidos. 2006. P.736.

### 5.1.2 Recuperación secundaria

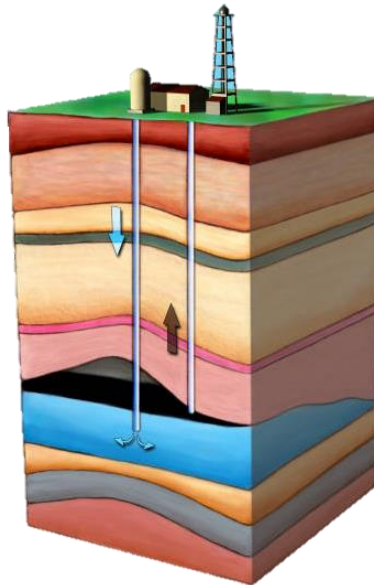
Los métodos o procesos de recobro mejorado relacionan todas las técnicas que utilizan factores externos (fuentes de energía y/o sustancias) para recuperar crudo de petróleo remanente que no se puede recuperar o producir económicamente por medios convencionales. Estas técnicas se aplican cuando la energía natural del yacimiento se ha agotado y su principal objetivo es mantener la presión del yacimiento.

**5.1.2.1 Inyección de agua.** Con el propósito de aumentar la presión e incrementar la producción de crudo, este método de recuperación consiste en inyectar agua en la formación del yacimiento utilizando pozos inyectoros, ver Figura 14. El agua procedente de los pozos de inyección barre físicamente el petróleo desplazado hacia los pozos productores adyacentes (Schlumberger). Es el principal y más conocido de los métodos de recuperación secundaria,

convirtiéndolo en el mecanismo que más ha contribuido al recobro mejorado (Paris de Ferrer, 1984). La Figura 15 presenta un esquema del desplazamiento de petróleo por agua en un canal de flujo.

### Figura 14

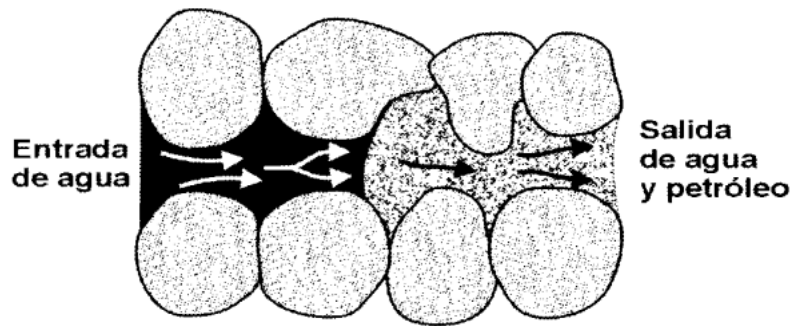
*Inyección de agua*



*Nota.* Esta figura presenta el proceso de inyección de agua. Tomado de Pérez, M. (2011, 24 de febrero). Evaluación de tecnologías para la inyección de agua a yacimientos en campos costa afuera, como método de recuperación secundaria, 2011.

### Figura 15

*Esquema del desplazamiento de petróleo por agua en un canal de flujo*



*Nota.* Desplazamiento del aceite por agua en un canal de flujo. Tomado de PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 1984. P. 12

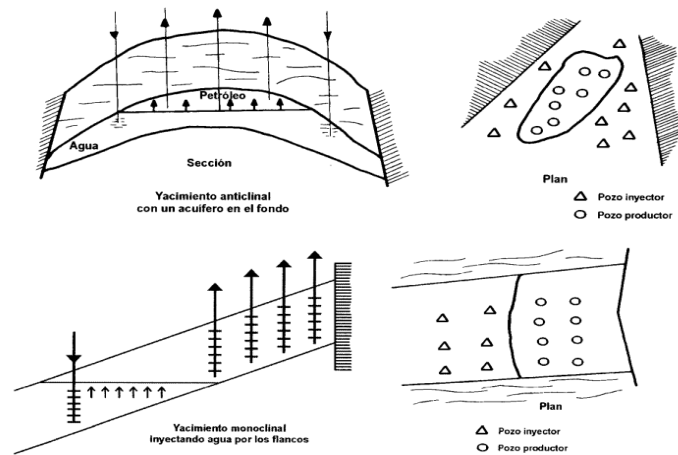
Según la posición de los pozos inyectoros y productores, la inyección de agua puede ser de dos formas, periférica o en arreglos:

**5.1.2.1.1 Inyección periférica o externa.** Consiste en inyectar el agua fuera de la zona de petróleo, en los flancos del yacimiento. La profundidad de los pozos inyectoros debe ser la adecuada para que el agua sea inyectada al acuífero asociado al yacimiento y, de esta manera, ayudar con el incremento de producción como se observa en la Figura 16.

**5.1.2.1.2 Inyección en arreglos o dispersa.** Consiste en inyectar el agua dentro de la zona de petróleo, generando el desplazamiento del petróleo y gas del volumen invadido hacia los pozos inyectoros. En la Figura 17, se observa que el agua se inyecta en la zona de petróleo a través de un número perceptible de pozos inyectoros, que junto con los pozos productores forman un arreglo geométrico.

### **Figura 16**

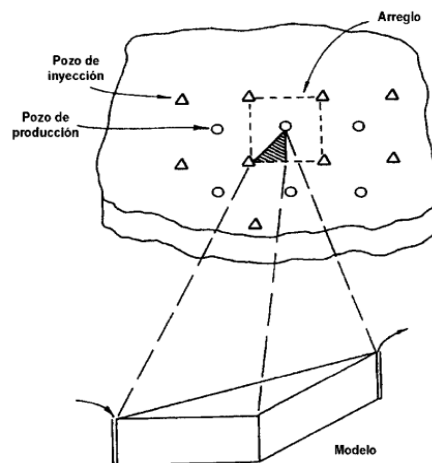
*Inyección de agua externa o periférica*



*Nota.* Esta figura muestra cómo es el proceso de inyección de agua externa. Tomado de PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 1984. P. 13

### Figura 17

*Inyección de agua en un arreglo de 5 pozos*



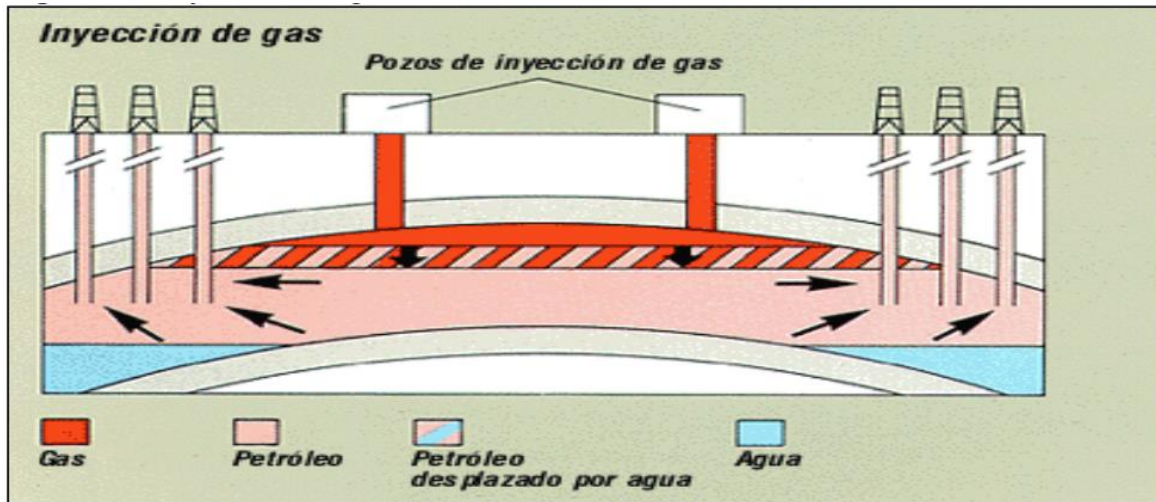
*Nota.* Tomado de PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 1984. P. 14

**5.1.2.2 Inyección de gas.** Al igual que la inyección de agua, este método tiene como finalidad mantener la presión en el yacimiento (ver Figura 18). La Figura 19; **Error! No se**

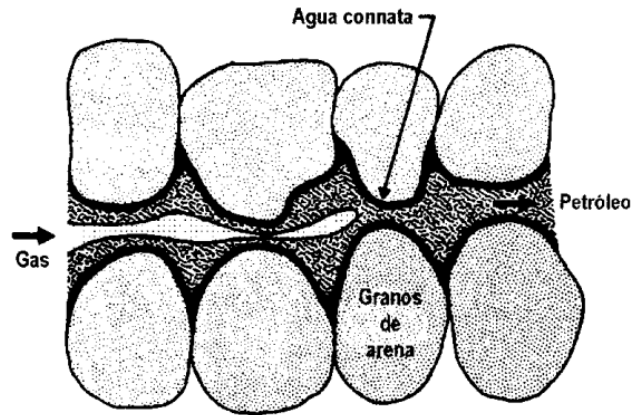
encuentra el origen de la referencia. muestra un esquema del desplazamiento de petróleo por gas en un canal poroso.

### Figura 18

*Inyección de gas*



*Nota.* Esta figura presenta el proceso de inyección de gas. Tomado de Pérez, M. (2011, 24 de febrero). Evaluación de tecnologías para la inyección de agua a yacimientos en campos costafuera, como método de recuperación secundaria, 2011.

**Figura 19***Desplazamiento de petróleo por gas en el medio poroso*

Nota. La figura presenta cómo se desplaza el aceite por gas en el medio poroso. Tomado de PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 1984. P. 16

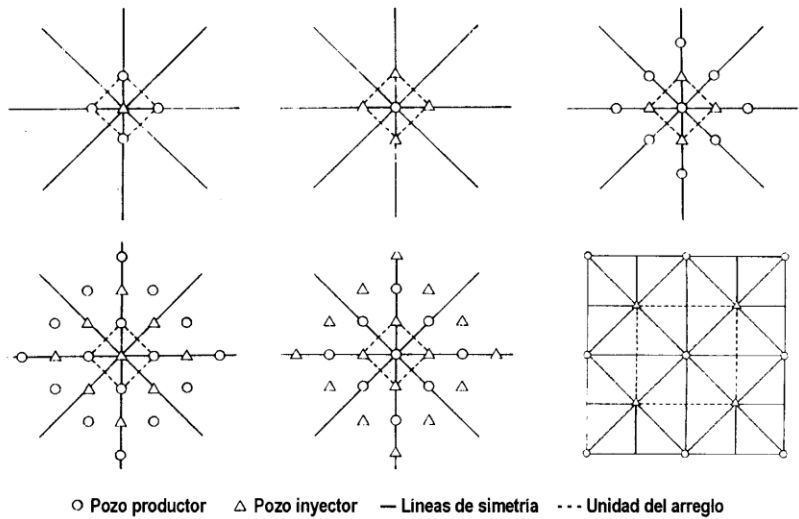
Las operaciones de inyección de gas se clasifican en dos tipos: inyección de gas interna o dispersa o inyección de gas externa.

**5.1.2.2.1 Inyección de gas interna o dispersa.** Consiste en inyectar gas dentro de la zona de petróleo. Generalmente, es aplicado en yacimientos con empuje por gas en solución. Los pozos inyectoros se colocan formando un determinado arreglo geométrico con el objetivo de distribuir el gas inyectado a través de la zona productiva del yacimiento como se muestra en la Figura 20 (Paris de Ferrer, 1984).

**5.1.2.2.2 Inyección de gas externa.** Consiste en inyectar gas en la cresta de la estructura donde se encuentra la capa de gas, sea primaria o secundaria (ver Figura 21).

**Figura 20**

*Selección de diferentes patrones de 5 pozos para la inyección de gas dispersa*

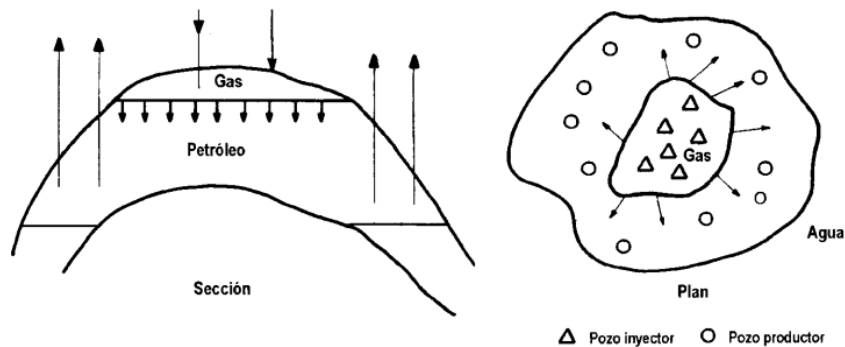


*Nota.* Patrones para la inyección de gas dispersa. Tomado de PARIS DE FERRER, Magdalena.

Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 1984. P. 17

**Figura 21**

*Inyección de gas externa*



*Nota.* La figura presenta el proceso de inyección de gas externa. Tomado de PARIS DE FERRER,

Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 1984. P. 18

### **5.1.3 Recuperación terciaria**

Es la tercera etapa de la producción de hidrocarburos que abarca procesos de recuperación en yacimientos que ya han producido con recuperación primaria y secundaria. Tienen como propósito restaurar la presión de la formación y mejorar el desplazamiento del petróleo o de los fluidos en el yacimiento, para esto se inyectan sustancias químicas que no se encuentran en el yacimiento como polímeros o nitrógeno. En ocasiones es necesario adicional calor o aditivos químicos entre el fluido inyectado y el crudo para facilitar la movilidad de estos a través del yacimiento (Sen, 2008).

Las principales técnicas de recuperación terciarias utilizadas son métodos térmicos, con base en calor se aplican con preferencia para crudos pesados y no térmicos o sin calor, que se aplican a crudos livianos, aunque en algunos casos pueden ser aplicados a crudos pesados; sin embargo, estos últimos no han tenido los mejores éxitos en las aplicaciones de campo (Paris de Ferrer, 2001).

**5.1.3.1 Métodos no térmicos.** Este tipo de métodos abarcan los procesos químicos y miscibles. En los primeros se pueden encontrar polímeros, surfactantes, invasiones micelares/polímeros y sus combinaciones. Por otro lado, para los métodos miscibles tenemos empujes miscibles de alta presión usando un gas de hidrocarburo, dióxido de carbono o nitrógeno, y desplazamiento de hidrocarburos líquidos. A continuación, algunos métodos no térmicos aplicados en la actualidad:

- Desplazamientos miscibles.
- Invasiones químicas.
- Empuje con gas.

**5.1.3.2 Métodos térmicos.** Estos métodos, especialmente la inyección cíclica y continua de vapor, han mostrado ser los procesos de recuperación mejorada de mayor éxito en los últimos años. Algunos de los métodos térmicos se muestran a continuación:

- Inyección de agua caliente
- Inyección continua de vapor
- Inyección alterna de vapor
- Combustión in situ

## **5.2 Generalidades de los polímeros**

Los polímeros son un tipo particular de macromoléculas, que se caracterizan por tener una unidad que se repite a lo largo de la molécula (López, 2004), estas unidades pequeñas se denominan monómeros, y la reacción por la cual estos se agrupan químicamente entre sí recibe el nombre de polimerización.

### **5.2.1 Clasificación de los polímeros usados en la industria**

Los polímeros se encuentran clasificados de acuerdo con su origen: naturales, semisintéticos o sintéticos. En la industria de los hidrocarburos han sido aplicado todos los tipos anteriormente mencionados, sin embargo, son los últimos los de mayor aplicación debido a los resultados favorables que han mostrado en comparación con los otros tipos de polímeros.

**5.2.1.1 Polímeros naturales o biopolímeros.** Los polímeros naturales se obtienen de la naturaleza y son conocidos también como biopolímeros. Son biodegradables, frágiles hidrofílicos y tienen baja resistencia térmica, lo cual permite que sean usados en métodos de recobro mejorado

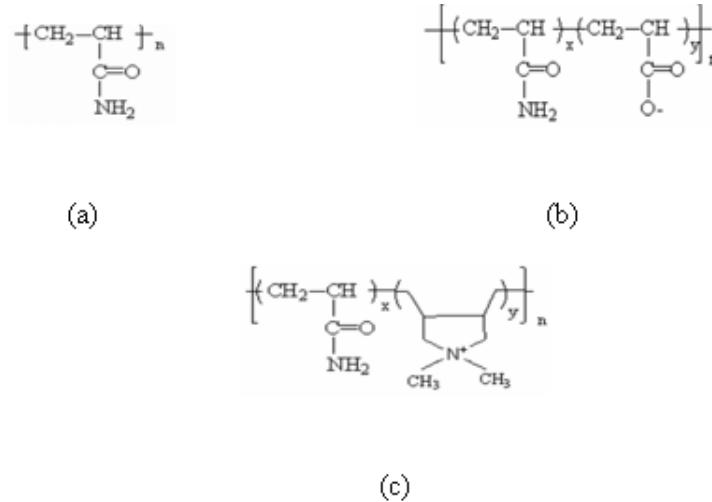
para reducir la saturación de petróleo residual. Como son susceptibles a la biodegradación es conveniente añadir productos químicos que ayuden a evitar el ataque de bacterias a la solución.

**5.2.1.2 Polímeros semisintéticos.** Los polímeros sintéticos se originan a partir del manejo químico de los polímeros naturales o biopolímeros. Se caracterizan por tener resistencia a la degradación por fuertes esfuerzos mecánicos, esto les permite mayor facilidad al momento de ser manejados en las bombas de inyección en el campo y, además, poseen una buena capacidad viscosificante en aguas con una alta salinidad.

**5.2.1.3 Polímeros sintéticos.** Los polímeros sintéticos son sintetizados en el laboratorio, su unidad monomérica es la acrilamida y el rendimiento de estas depende del peso molecular y del grado de hidrólisis. Este tipo de polímeros es usado para inyección en yacimientos y cuando se está produciendo por inyección es de agua se somete hidrólisis parcial, generalmente dicha hidrólisis aumenta la viscosidad del agua dulce, contrario de las aguas duras, en donde la viscosidad tiende a reducir.

**5.2.1.4 Poliacrilamidas.** Los polímeros utilizados como agentes de control de movilidad en operaciones de inyección y que en la actualidad están disponibles en cantidades comerciales son principalmente de dos tipos: poliacrilamidas hidrolizadas y polisacáridos.

Las poliacrilamidas (PAMs) son polímeros formados a partir de acrilamida sola o copolimerización con otros monómeros. Estos polímeros se dividen en tres tipos: aniónicas, catiónicas y no iónicas. Generalmente, las poliacrilamidas no iónicas se preparan polimerizando monómero de acrilamida, las aniónicas con ácido acrílico o sales de ácido acrílico y, también, por medio de hidrólisis alcalina de PAM no iónico, o con un monómero catiónico para formar poliacrilamida catiónica. Las estructuras de poliacrilamidas se muestran en la Figura 22.

**Figura 22***Estructura de poliacrilamidas*

*Nota.* (a) PAM aniónico; (b) PAM aniónico; (C) copolímero catiónico de ACM y DADMAC.

Tomado de Cheng, P., Levine, A., Duke, D., & Malik, A. (2004). Chemical and photolytic degradation of polyacrylamides used in potable water treatment.

Se ha evidenciado que la adsorción de poliacrilamida y polisacáridos en arenas naturales mojadas por agua y areniscas modifica considerablemente el comportamiento del flujo tanto del agua como del petróleo (Zaitoun & Kohler, 1988).

### 5.2.2 Inyección de polímeros

La inyección de polímeros es un proceso químico, que tiene como finalidad el incremento de la eficiencia de barrido volumétrica de los procesos de inyección de agua tanto maduros como nuevos, por medio de la mejora de la relación de Movilidades,  $M$ , expresada matemáticamente mediante la ecuación 1.

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{\frac{\lambda_{rw}^*}{\lambda_w}}{\frac{\lambda_{ro}^*}{\lambda_o}} = \frac{\lambda_o K_{rw}^*}{\lambda_w K_{ro}^*} \quad (1)$$

Donde:

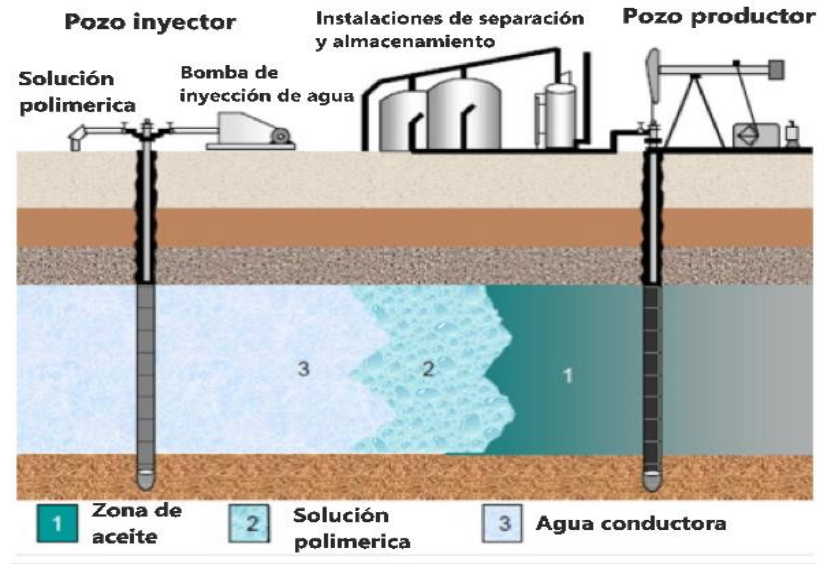
$\lambda_w$ : Movilidad de la fase desplazante (agua).

$\lambda_o$ : Movilidad de la fase desplazada (aceite).

$K_{rw}^*$  y  $K_{ro}^*$ : “end points” de permeabilidades relativas al agua y al aceite, respectivamente

$\mu_w \mu_o$

A partir de la relación de movilidades, se puede evidenciar que al ser el aceite más viscoso que el agua dicha relación será mayor que 1, ocasionando una baja eficiencia areal y, consecuentemente, un menor factor de recobro. Por lo que surge como alternativa el proceso de inyección de polímero, que se basa en agregar al agua de inyección un polímero con características viscosificantes, permitiendo el aumento de la viscosidad de la fase desplazante (agua) y la reducción de la relación de movilidades y, como consecuencia, una mejora en la eficiencia de barrido volumétrico y en el factor de recobro, comparado con la inyección de agua convencional (Jiménez et al, 2017). Este proceso se muestra en la Figura 23.

**Figura 23***Proceso de inyección de polímeros*

*Nota.* Diagrama del proceso de inyección de polímeros. Tomado y modificado por los autores de PetroAptos, Inyección de agua. 2019. <https://petroaptos.com/inyeccion-de-agua/>

Según Vásquez (2014) para aplicar soluciones poliméricas al yacimiento se debe tener en cuenta el siguiente procedimiento:

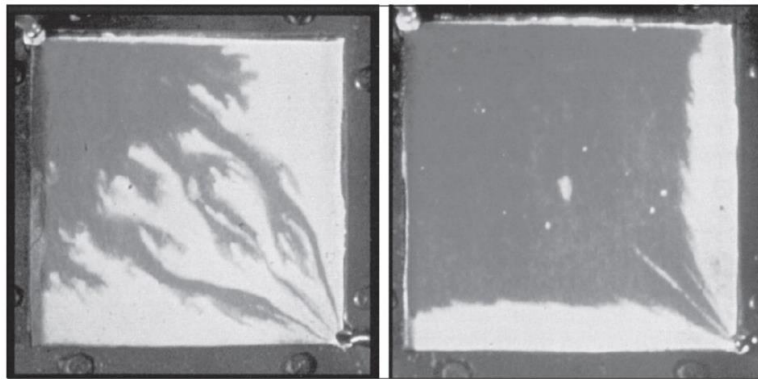
- Escoger el polímero según las condiciones del yacimiento.
- Una vez obtenida la solución polimérica, se continúa con el proceso de inyección.
- Luego, se agrega la solución polimérica, esta actuará como un slug (tapón) viscoso al momento de ser empujada a través de la formación por inyección convencional de agua.
- A partir de este momento el efecto que tiene dicha solución es disminuir la movilidad del agua.

- Finalmente, se genera un factor de recobro y producción del crudo mayores.

La Figura 24 presenta las diferencias en la eficiencia macroscópicas para el caso del agua, donde la relación de movilidades es mayor a 1, y el agua mejorada con polímero, donde la relación de movilidades es cercana a 1 (Jiménez et al, 2017).

### Figura 24

*Representación esquemática de eficiencias macroscópicas de inyecciones*



*Nota.* Representación esquemática de las eficiencias macroscópicas para un proceso de inyección de agua (a) y un proceso de inyección de agua mejorada (b). Tomado de Sheng, J., 2011. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Theory and Practice. Elsevier Inc.

El proceso de inyección de polímero “se diseña de forma que su concentración polimérica se vaya reduciendo gradualmente, para que así mismo, se obtenga una disminución en la viscosidad y el agua que se inyecte posteriormente no genere turbulencia por las diferencias de viscosidad con el polímero” (Jiménez, 2009).

La Tabla 5 presenta la selección de diferentes tipos de acrilamidas para conocer dónde inyectar a partir de las condiciones de campo.

**Tabla 5***Rango de productos para diferentes condiciones de campo*

<b>Forma de producto</b>	<b>Tipo de polímero</b>	<b>Monómero</b>	<b>Ejemplo de producto</b>	<b>Observaciones</b>		
<b>Polvo</b>	Copolímero	Acrilamida acrilato de sodio	Flopaam 3630S	T < 80°C	Dureza media	
	Homopolímero posthidrolizado	Acrilamida acrilato de sodio	Flopaam 6030S	T < 75°C	Dureza baja	
	Copolímero	Acrilamida-ATBS	Flopaam AN125SH	T < 95°C	Todas las salinidades	
	Terpolímeros	Acrilamida-Sodio	Acrilamida-ATBS	Flopaam 5205SH	T < 90°C	Todas las salinidades
				Flopaam 5115SH		
	Polímeros asociativos	Acrilamida-Sodio monómero acrilato-hidrofóbico	Superpusher C319	Alto factor de resistencia en el yacimiento	Dureza media	
	Terpolímeros	Acrilamida-ATBS NVP	Flopaam SAV225	T < 120°C	Todas las salinidades	
<b>Emulsión Líquida O/W</b>	Copolímeros	Acrilamida acrilato de sodio	Flopaam EM533	T < 80°C	Dureza media	

*Nota.* Esta tabla presenta el rango de aplicación de diferentes polímeros. Tomado de A. Thomas, N. Gaillard, C. Favero, 2013. Some key features to consider when studying acrylamide-based polymer for chemical enhanced oil recovery.

**5.2.2.1 Inyección de polímeros a nivel mundial.** Esta técnica se realiza desde la década de los 50's a mediados de esta época datan los primeros reportes de pruebas de polímeros en agua de inyección (Pye, 1964; Sandiford, 1964). Numerosos pilotos y pruebas de campo se han efectuado desde entonces principalmente en Estados Unidos durante los 70's y los 80's (Manrique et al., 2010) y desde los 90's en China (Yang et al., 2004).

Se han encontrado diferentes empresas que se dedican a la producción y comercialización de polímeros para la inyección en campos petroleros, una de ellas es la compañía china Sichuan Guangya Polymer Chemical Co., Ltd (GYPC), ver Tabla 6.

**Tabla 6**

*Polímeros compañía SICHUAN GUANGYA*

Nombre del producto	AP-C1	AP-P3	AP-P4	AP-P5	AP-P7	AP-P8	AP-P9	XJ	YS
Rango de temperatura °C	≤ 45	≤ 70	≤ 80	≤ 85	≤ 90	≤ 85	≤ 85	≤ 45	≤ 85
Grado de salinidad aplicable. 10 <sup>4</sup> mg/L	≤ 1.0	≤ 2.0	≤ 2.0	≤ 3.0	≤ 5.0	≤ 1.0	≤ 3.0	≤ 3.0	≤ 5.0
Contenido de sólidos, %	≥ 89.0	≥ 88.0	≥ 88.0	≥ 88.0	≥ 89.0	≥ 89.0	≥ 89.0	≥ 89.0	≥ 89.0
Viscosidad aparente, mPa.s	≥ 30.0	≥ 30.0	≥ 50.0	≥ 30.0	≥ 30.0	≥ 25.0	≤ 10.0	≥ 25.0	≥ 30.0
Viscosidad intrínseca, mL/g	≥ 1800	1500-2500	≥ 1800	≥ 1800	≥ 2000	≥ 1500	≤ 1800	≤ 1800	≥ 1500
Tiempo de disolución, h	≤ 2	≤ 2	≤ 2	≤ 2	≤ 3	≤ 3	≤ 3	≤ 3	≤ 3
Contenido de material insoluble, %	≤ 2.0	≤ 0.2	≤ 0.2		≤ 2.0	≤ 0.4	≤ 2.0	≤ 2.0	≤ 2.0
Campo aplicado	DAGANG	----- ---	BOHAI	DAQING	----- ----	TUHA	----- -	----- --	----- -

*Nota.* Caracterización de polímeros fabricados por una empresa petrolera de China. Tomado y modificado por los autores de Sichuan Guangya Polymer Chemical Co. Ltd. Polymer Flooding Series. <http://en.scgy.com/product.aspx?mid=99&sid=>

**5.2.2.2 Pilotos de inyección de polímeros en Colombia.** En Colombia el factor de recobro es del 19%, y la principal producción proviene de la recuperación primaria con el 88%, el 11% de recuperación secundaria y aproximadamente el 1% de producción de métodos de recuperación mejorada de petróleo (EOR) (Castro et al, 2010). Por esta razón, se ha llevado a cabo la

implementación de métodos EOR con el objetivo de buscar alternativas que permitan el aumento de la producción de petróleo y la mayor cantidad de eficiencia de recobro final en campos colombianos (Jiménez et al, 2017).

Hasta la fecha, en Colombia se han ejecutado cuatro pilotos de inyección de polímeros: Yariguí – Cantagallo y Casabe (cuenca del Valle Medio del Magdalena), Palogrande – Cebú (cuenca del Valle Superior del Magdalena) y Chichimene (cuenca de los Llanos).

Estos pilotos reportaron, para mayo de 2017, 0,45 MBO de aceite incrementa, con 9,5 millones de barriles de solución polimérica inyectada y 1600 toneladas de polímero inyectado (Jiménez et al, 2017). En la Tabla 7; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presentan estos pilotos con diferentes parámetros.

**Tabla 7**

*Pilotos de inyección de polímeros*

Parámetro	PILOTO			
	YARIGUÍ	CASABE	PALOGRADE- CEBÚ	CHICHIMENE
Litología	Arenisca	Arenisca	Arenisca	Arenisca
Temperatura Yc °F	138	116	143	185-210
Rango de Porosidad %	15-22	15-28	15-22	18-20
Permeabilidad, mD	50-350 (prom. 105)	5-1000 (prom.150)	6-150(prom. 78)	100-5000
Viscosidad aceite, cP	24	37	9.4	350-700
Gravedad API	21	19.5-21	20-22	8
Agua de preparación	Fresca	Fresca	Producción/Fresca	Producción
Cloruros, mg/L	< 10	< 10	4500/<100	2000
Presencia de hierro	NO	NO	SI (agua de producción)	SI
Presencia de grasas y aceites	NO	NO	SI (agua de producción)	SI
Polímero empleado	HPAM	HPAM	HPAM	HPAM
CONCENTRACIÓN, mg/L	<b>550</b>	<b>312</b>	<b>1100-1500</b>	<b>2000</b>
Viscosidad polímero en superficie, cP	20	11	2.2	20

<b>Relación M WF</b>	12	6	7.5	50-90
<b>Relación M PF</b>	1	1	1	5-10
<b>Inicio piloto</b>	mar-14	oct-14	may-15	sep-15
<b>Inicio respuesta</b>	oct-14	feb-15	feb-16	may-16
<b>Iny acum, MBbls</b>	3.03	1.28	2	3.17
<b>Iny acum, ton.pol</b>	278.64	72.72	319.5	972.27
<b>Producción acum incrementales, KBO</b>	202.42	109.99	130	0.17

*Nota.* Caracterización de los politos de inyección de polímeros en Colombia. Tomado de R. Jiménez, R. C. (2017). Análisis comparativo de procesos de inyección de polímeros ejecutados en Colombia. Congreso Colombiano del Petróleo, (pág. 16). Bogotá.

### 5.2.3 Retención de polímeros

La inyección de polímeros es un método de recobro mejorado que fue desarrollado para realizar mejoras en la inyección de agua convencional (Jiménez et al., 2014); sin embargo, durante el flujo en una roca porosa, parte del polímero es retenido, esta retención suele ser un desafío importante, ya que puede resultar en la disminución de la concentración de polímero o conducir a taponamiento de poros con reducción significativa de permeabilidad y pérdida de inyectividad (Ekanem et al., 2021). Los valores de retención medidos en campo se encuentran entre 20 a 400 lbm de polímero/acre-ft de volumen bruto, siendo el nivel de retención deseable menor que 50 lbm/acre-ft (Fragoso & Luna, 2014). La retención de polímeros involucra algunos mecanismos diferentes, que incluyen adsorción, atrapamiento mecánico y retención hidrodinámica (Sorbie, 1991).

#### 5.2.3.1 Metodología de Zaitoun para determinar la adsorción del polímero en la roca.

El proceso de adsorción de polímeros tiene dos características que lo diferencian de la adsorción de otros productos químicos: 1) es prácticamente irreversible y 2) deja sobre la superficie de la

roca una capa de polímero adsorbido cuyo espesor es del mismo orden de magnitud que el tamaño de los poros, estas características parecen estar relacionadas con el alto peso molecular de este tipo de productos (Zaitoun, 1987).

Este fenómeno se ha estudiado en el marco de los estudios de inyección de polímeros, por lo que, Zaitoun junto a Kohler realizaron investigaciones para determinar la adsorción del polímero en la roca. En su estudio utilizaron dos polímeros diferentes, PAM y polisacárido G, los cuales tienen la propiedad de ser no iónicos; por lo tanto, tienen una mayor tendencia a adsorberse en rocas naturales que los polímeros aniónicos y, además, los hace bastante insensibles a las variaciones en la composición iónica de la salmuera en la que se disuelven.

El equipo de flujo experimental en este estudio estaba compuesto por una bomba de desplazamiento positivo, un filtro protector, la celda que contenía el núcleo y un colector de fracciones, todos dispuestos en serie.

**5.2.3.1.1 Procedimiento experimental.** Se realizaron experimentos de flujo monofásico y bifásico con cada polímero en núcleos similares.

El procedimiento de flujo monofásico completo fue el siguiente:

1. Saturación del núcleo con salmuera; medida de la permeabilidad  $k$ .
2. Inyección de bajo cizallamiento de un bloque de polímero y determinación de los primeros frentes de polímero y trazador.
3. Inyección de salmuera hasta el desplazamiento completo del polímero no adsorbido del núcleo.

4. Inyección de un segundo bloque de polímero y determinación de los frentes del segundo polímero y del trazador. La diferencia entre los dos frentes de polímeros da una medida de la adsorción de polímeros por parte del núcleo.
5. Desplazamiento de todo el polímero libre por salmuera y determinación de la curva de reducción de permeabilidad  $R_k$  ( $\gamma$ ) mediante mediciones de caída de presión a diferentes caudales.

El procedimiento de flujo bifásico completo fue el siguiente:

1. Saturación del núcleo con salmuera, medida de la permeabilidad  $k$ . Este valor sirve de referencia para el cálculo de las permeabilidades relativas.
2. Inyección de aceite hasta  $S_{wi}$ .
3. Inyección de salmuera hasta  $S_{or}$ .
4. Inyección de aceite hasta  $S_{wi}$ , Determinación de las curvas de drenaje de  $k_{ro}$  y  $k_{rw}$ .
5. Inyección de salmuera hasta  $S_{or}$ . Determinación de  $k_{ro}$  y  $k_{rw}$  curvas de imbibición.
6. Fraguado en el lugar del polímero, medición de la adsorción y la reducción de la permeabilidad en presencia de aceite residual ( $S_{or}$ ) mediante las secuencias 2 a 5 del procedimiento de ensayo monofásico.
7. Inyección de aceite hasta obtener un nuevo  $S_{wi}$  en presencia de polímero adsorbido. Determinación de las curvas de drenaje  $k_{ro}$  y  $k_{rw} / R_k$  en presencia de polímero adsorbido en las mismas condiciones de flujo que en 4.
8. Inyección de salmuera hasta  $S_{or}$ . Determinación de las curvas de imbibición y  $k_g / R_k$  en las mismas condiciones de flujo que en 5.

Los pasos 2 a 5 del procedimiento de flujo de dos fases constituyen un acondicionamiento del núcleo a los fluidos inyectados. Se inyectó polímero solo si las curvas de permeabilidad relativa en los dos ciclos de inyección de aceite/agua anteriores eran reproducibles.

Otro punto importante, es que tanto el asentamiento del polímero como las mediciones de reducción de la permeabilidad en el paso 6 se realizaron a velocidades de corte mucho más bajas que las utilizadas para colocar el núcleo en  $S_{or}$ , en el paso 5 anterior. La razón es que las mediciones deben realizarse a constantes  $S_w$  para ser confiables y que, al imponer velocidades de corte demasiado altas, se corre el riesgo de modificar el estado de saturación del núcleo al expulsar una cantidad adicional de aceite.

**5.2.3.1.2 Efecto del polímero adsorbido en el flujo de agua (fase humectante).** Este efecto se demuestra por las variaciones en las reducciones de permeabilidad a la salmuera en núcleos idénticos, primero con saturación total de agua y luego en presencia de aceite residual.

Una tendencia general es que los valores de  $R_k$  (reducción de permeabilidad) son incrementados por la presencia de una saturación de aceite residual, aunque la cantidad de polímero adsorbido parece verse poco afectado por esta presencia.

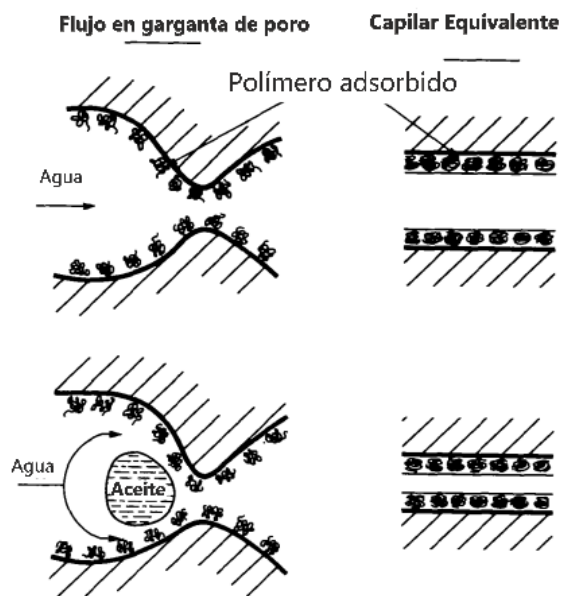
Una explicación de este resultado es que una capa de polímero adsorbida en la pared de los poros restringe más efectivamente el flujo de agua cuando la sección transversal de flujo disponible para esta fase se reduce por las gotas de aceite atrapadas frente a las gargantas de los poros (Figura 25).

Otro resultado interesante viene dado por los altos valores de  $R_k$  encontrados después de la adsorción del polisacárido G, especialmente cuando la sección transversal de flujo promedio del medio poroso se reduce. Se sabe que las moléculas de polisacárido en forma de varilla dan un  $R_k$

insignificante en experimentos de flujo central, sin embargo, algunos resultados recientes han demostrado que, en medios porosos con baja permeabilidad efectiva, la adsorción de este tipo de polímeros puede reducir fuertemente la permeabilidad a la salmuera. Además, la sección transversal del flujo en rocas naturales es muy irregular, especialmente en areniscas de baja permeabilidad. Los bordes de los poros pueden formar ángulos agudos entre los cuales pueden formar puentes las moléculas de polímero adsorbidas, este fenómeno de formación de puentes puede contribuir eficazmente a la reducción de la permeabilidad.

### Figura 25

*Representación esquemática del flujo de la salmuera a través de la garganta de poro*



*Nota.* Esta figura presenta el comportamiento del flujo de la salmuera a través de la garganta de poro. Tomado de Zaitoun, 1988. Two-Phase Flow Through Porous Media: Effect of an Adsorbed Polymer Layer.

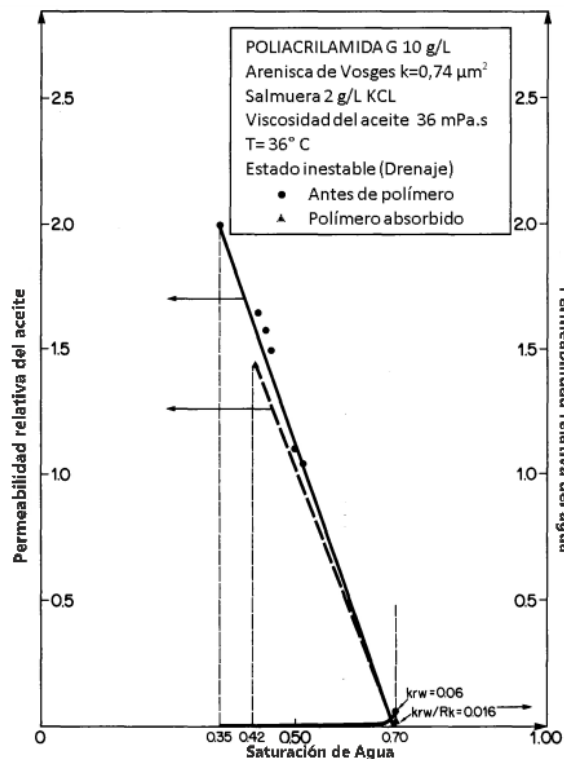
**5.2.3.1.3 Efecto del polímero absorbido en el flujo de aceite (fase no humectante).** En las rocas reservorio podemos distinguir dos clases de canales porosos. El primero consta de pequeños

poros completamente saturados con la capa humectante e inaccesibles a la capa no humectante por razones de capilaridad. El segundo consta de poros grandes a través de los cuales la fase no humectante fluye en el centro y la fase humectante fluye más cerca de la pared del poro. Cabe aclarar que, el flujo de la capa no humectante (aceite en este caso) se refiere únicamente a la segunda clase de canales de poros.

Según el modelo, la permeabilidad relativa al agua siempre se ve fuertemente reducida por el polímero adsorbido, la permeabilidad relativa al aceite parece verse poco afectada por este. En algunos casos se reduce ligeramente (Figura 26). En otros, incluso aumenta (Figura 27).

### Figura 26

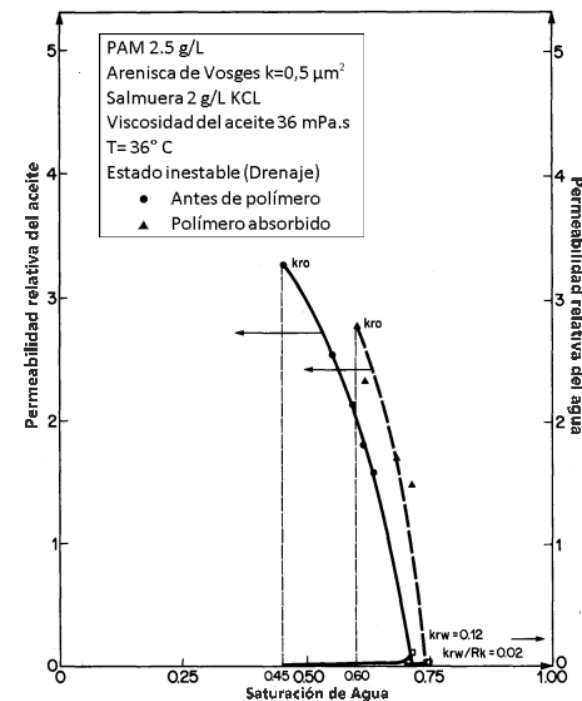
*Modificación de las permeabilidades relativas de agua y aceite después de la inyección de Polisacárido G*



*Nota.* Comportamiento de las permeabilidades posterior a la inyección del polímero. Tomado y modificado de Zaitoun, 1988. Two-Phase Flow Through Porous Media: Effect of an Adsorbed Polymer Layer.

### Figura 27

*Modificación de las permeabilidades relativas de agua y aceite después de la inyección de PAM*



*Nota.* Comportamiento de las permeabilidades posterior a la inyección del polímero. Tomado y modificado de Zaitoun, 1988. Two-Phase Flow Through Porous Media: Effect of an Adsorbed Polymer Layer.

Esta contradicción con el modelo sugiere que existe otro fenómeno que contrarresta el efecto de la restricción del tamaño de los poros causado por la presencia de polímero adsorbido en

la pared de los poros. Este efecto puede ser un cambio en la humectabilidad de algunas partes de la red porosa inicialmente mojadas con aceite, que se vuelven mojadas con agua después de la adsorción del polímero, tal cambio debe inducir una fuerte modificación de la distribución de velocidades en los canales de los poros.

Los resultados de la Figura 27 proporcionan alguna evidencia del cambio en la humectabilidad de la roca. Podemos ver en esta figura que, después de la adsorción del polímero,  $S_{or}$  se reduce significativamente y, de la misma manera,  $k_{ro}$  aumenta significativamente. De hecho, una mejora en la naturaleza mojada por agua de la roca puede explicar por qué se expulsa un petróleo suplementario durante el desplazamiento por imbibición, siempre que la eficiencia del desplazamiento del petróleo sea más fácil en sistemas mojados por agua.

Otra tendencia general que se observa en todas las mediciones de permeabilidad relativa es que la saturación de agua irreducible,  $S_{wirr}$ , es siempre mayor después de la adsorción del polímero. Esta agua “suplementaria” probablemente corresponde al agua de hidratación del polímero más algún aumento en el volumen de poros inaccesibles disponibles para el petróleo debido a la presencia de polímero adsorbido en los poros finos. Tal resultado muestra que el agua de hidratación del polímero no es expulsada por su contacto con el aceite. Esto justifica la representación del polímero adsorbido en el modelo como una capa impenetrable completamente saturada de agua, pero impenetrable a ambos fluidos.

## **6 Descripción de las evaluaciones para la determinación del daño a la formación por retención de polímeros en pozos inyectoros**

### **6.1 Determinación de la estabilidad térmica y la compatibilidad del polímero**

Para identificar las posibles causas de daño por inyección de polímero se evaluó la estabilidad térmica de los Polímero M mediante ensayos de termogravimetría y calorimetría diferencial de barrido (TGA-DSC por sus siglas en inglés) con la finalidad de descartar degradación de los componentes activos en el rango de aplicación de interés en el presente estudio.

### **6.2 Pruebas de solubilidad**

La prueba de solubilidad se realiza durante la preparación de los tratamientos, durante este momento se debe observar si todos los aditivos o componentes empleados en la mezcla son solubles entre sí, no deben propiciar la formación de precipitados o separación de fases.

### **6.3 Pruebas de compatibilidad fluido – fluido**

Esta evaluación se realiza con el fin de determinar la tendencia a formar emulsiones de un tratamiento o formulación química con los fluidos del yacimiento. Además, se evalúan otras características como la formación de precipitados, emulsiones y la condición de separación o mezcla de las fases. Para este fin se realizan mezclas entre los fluidos en proporciones de 20/80, 50/50 y 80/20, en las que se espera una separación de fases superior al 80% sin presencia de emulsión o precipitados. Todas las mezclas se deben agitar manualmente por 60 segundos y llevar

a la temperatura de fondo de pozo durante 2 horas. Luego de este tiempo se realizan las observaciones respectivas y se toma registro fotográfico del comportamiento obtenido.

#### **6.4 Pruebas de adsorción estática**

Esta prueba determina el grado de adsorción del polímero M mediante pruebas de adsorción estática sobre ripios de la formación de interés del campo de estudio, estos ripios son representativos de la composición mineralógica de la zona de interés. La determinación del polímero que es adsorbido por los ripios de formación consiste en propiciar el contacto del polímero M a una concentración determinada con los ripios de formación, este sistema debe ser llevado a temperatura y se le debe realizar seguimiento a la variación de la concentración del polímero en la solución. Este método corresponde a una adaptación realizada con base en las prácticas recomendadas de la API RP 63, 1990 “Recommended practices for evaluation of polymers used in enhanced oil recovery operations”, Sección 7, numeral 7.5: “Static test method”.

#### **6.5 Pruebas de adsorción dinámica**

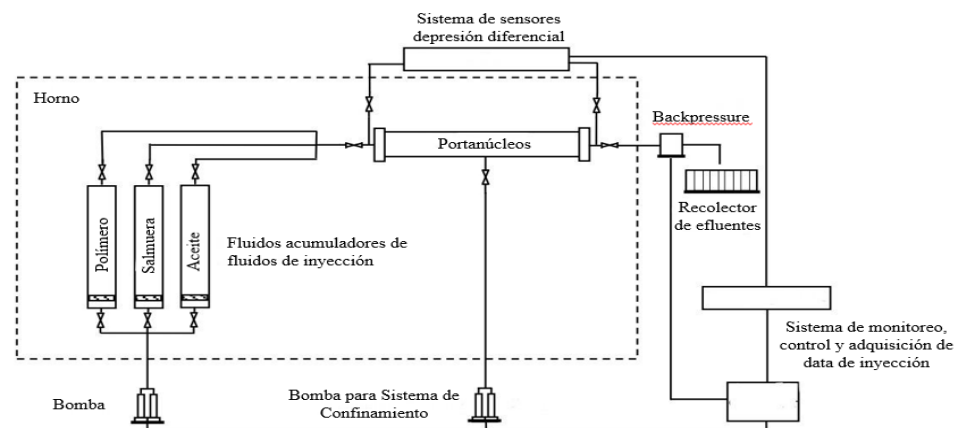
##### ***6.5.1 Evaluación roca – fluido o pruebas coreflooding***

La retención de polímeros generalmente se evalúa mediante pruebas de coreflooding, las cuales se utilizan para simular experimentalmente el flujo de fluidos en medios porosos del subsuelo bajo condiciones controladas (AlSofi et al., 2013) y así, de esta manera, caracterizar las propiedades del núcleo, como las permeabilidades absoluta y relativa. El enfoque convencional es medir la caída de presión general, que luego se utiliza para estimar las propiedades efectivas del núcleo (Anto-Darkwah et al., 2021).

Las pruebas de coreflooding se realizan en un equipo acondicionado, ver Figura 28, para simular todas las variables involucradas en las pruebas como son: temperatura, presión de confinamiento, presión de poro, tasas de inyección y producción y sentidos de flujo en inyección y producción de fluidos en el pozo. Asimismo, el núcleo utilizado debe ser representativo, es decir, que posea todas las características que tiene la formación.

### Figura 28

*Diagrama esquemático del equipo para la prueba de coreflooding*



*Nota.* Esta figura muestra el equipo con el cual se realiza la prueba de coreflooding. Adaptado de Wang, J., AlSofi, A. M., & Boqmi, A. M. (2021). A core-scale study of polymer retention in carbonates at different wettability and residual oil conditions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*.

La permeabilidad absoluta es una propiedad de flujo intrínseca fundamental que refleja la capacidad de transporte de las muestras y, por lo tanto, tiene prioridad para ser cuantificada con precisión para construir modelos numéricos de coreflooding (Almetwally & Jabbari, 2020), los

cuales permiten conocer los porcentajes de cambio de permeabilidad para evaluar qué tanto daño se genera.

#### **6.6 Procedimiento experimental propuesto para el análisis (línea base):**

1. Seleccionar un núcleo representativo de la formación.
2. Saturar el núcleo con salmuera sintética de formación filtrada representativa del reservorio.
3. Montaje del núcleo en el equipo de desplazamiento.
4. Encender el horno del equipo y ajustar la temperatura de prueba. Mientras se alcanza el equilibrio, se inyecta agua de formación a tasa de 0.1 cc/min.
5. Una vez estabilizada la temperatura, inyectar 10 VP de salmuera sintética de formación filtrada representativa del agua del reservorio, a temperatura de laboratorio y tasa de 1 cc/min, para determinar la permeabilidad absoluta al agua ( $K_{abs}$ )
6. Inyectar tasa a 1 cc/min y desplazar crudo deshidratado, hasta  $K$  estable ( $K_{eo}$ ).
7. Inyectar salmuera sintética de formación filtrada a tasa de 1 cc/min, hasta permeabilidad estable durante 10 Volúmenes porosos ( $K_{ew}$ ).

#### **6.7 Medición de adsorción dinámica**

El propósito de esta medición es estimar la cantidad de polímero que se adhiere al medio poroso por efectos de adsorción, esta evaluación se realiza por medio de la prueba roca- fluido mediante la inyección de un bache de polímero seguido de un bache de salmuera y finaliza con la

inyección de un bache de polímero, donde se deben tomar mediciones de concentración de polímero en los efluentes y generar la curva de absorción y desorción del polímero.

También los criterios para el desarrollo y aplicación de la metodología de Zaitoun contempla manejar bajas tasas de inyección para garantizar que la inyección del fluido sea más homogénea en el medio poroso.

1. Inyección de polímero y medición de efluentes hasta alcanzar el valor de concentración inicial de polímero.
2. Una vez alcanzado el valor de concentración inicial de polímero en el efluente se realiza el cambio de fluido de inyección a salmuera sintética de formación sin detener la prueba ni cambiar el caudal de inyección
3. Una vez se determine en la medición de los efluentes la ausencia de polímero se procede a cambiar el fluido de inyección nuevamente por polímero sin detener la prueba ni cambiar el caudal de inyección.
4. Inyección de polímero y medición de efluentes hasta alcanzar el valor de concentración inicial de polímero.
5. Inyectar salmuera sintética de formación filtrada a tasa de 1 cc/min, hasta permeabilidad estable durante 10 volúmenes porosos (Kew).

## **6.8 Determinación de daño por inyección de polímero**

1. Inyectar 20 volúmenes porosos de Polímero M (ciclo 1).

2. Inyectar salmuera sintética de formación filtrada a tasa de 1 cc/min, hasta permeabilidad estable durante 10 Volúmenes porosos (Kew), (ciclo 2).
3. Repetir el ciclo 1 y ciclo 2 hasta obtener reducciones de permeabilidad (Kew) del 20% en promedio.

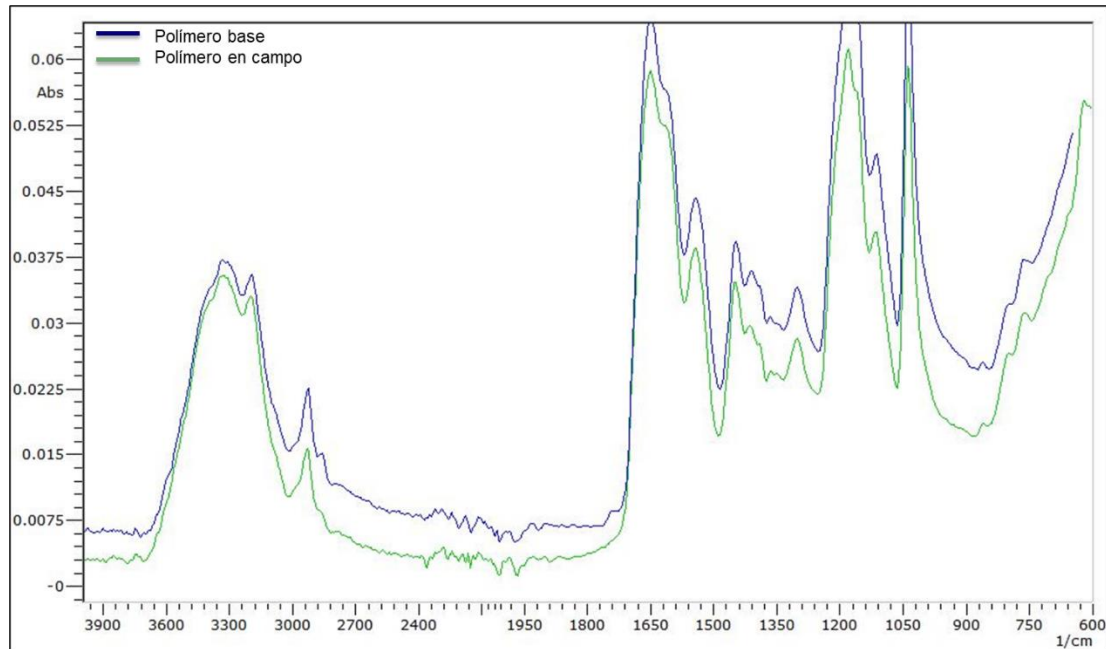
## **7 Resultados**

### **7.1 Caracterización del polímero**

Se toma una muestra del polímero evaluado en campo y se compara con la muestra que se evaluó en el laboratorio, la diferencia se le atribuye al porcentaje de humedad del polímero, pero se evidencia que las dos muestras tienen el mismo comportamiento en la curva del espectro IFTR mostrado en la Gráfica 3.

#### **Gráfica 3**

*Espectro IFTR del polímero inyectado en el campo de estudio*



Adicionalmente se realiza una prueba de estabilidad térmica, que consiste en generar un patrón de muestras con respecto a la cantidad de mediciones a realizar, estas muestras se sellan en un ambiente libre de oxígeno, para el caso del presente trabajo se tomaron 7 muestras y fueron distribuidas en 90 días como se muestra en la Tabla 8 y en la Gráfica 4, donde no se evidencia variación significativa en la concentración ni la viscosidad del polímero M.

**Tabla 8**

*Evaluación térmica del polímero*

Evaluación térmica a temperatura de yacimiento (85 °C)						
Prueba de estabilidad térmica	Concentración medida	Variación de concentración	Concentración de polímero teórica	Turbidez	Viscosidad	Variación de viscosidad
Días	ppm	%	ppm	NTU	cP-LV 63 @ 3 rpm	%
0	1 855.0	0	1 850	85	23 162	0
15	1 854.5	0.027	1 850	85	23 160	0.009
30	1 853.9	0.059	1 850	84.6	23 161	0.004
45	1 853.8	0.065	1 850	84.5	23 158	0.017
60	1 853.5	0.081	1 850	84.6	23 134	0.121
75	1 852.9	0.113	1 850	84.2	23 128	0.147

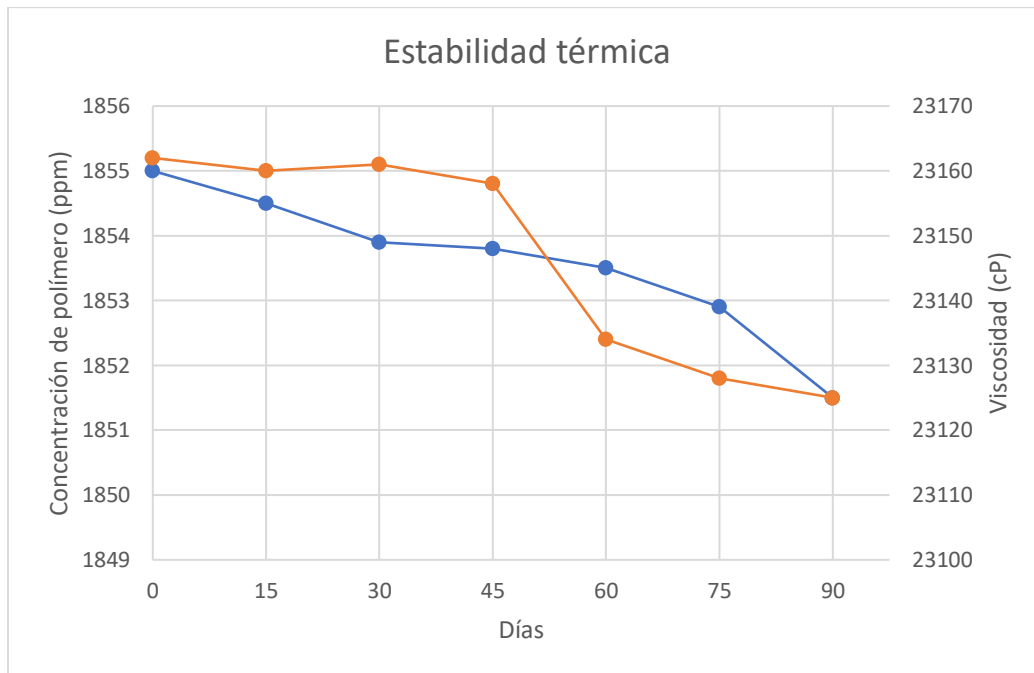
---

90                      1 851.5                      0.189                      1 850                      84.1                      23 125                      0.160

---

#### Gráfica 4

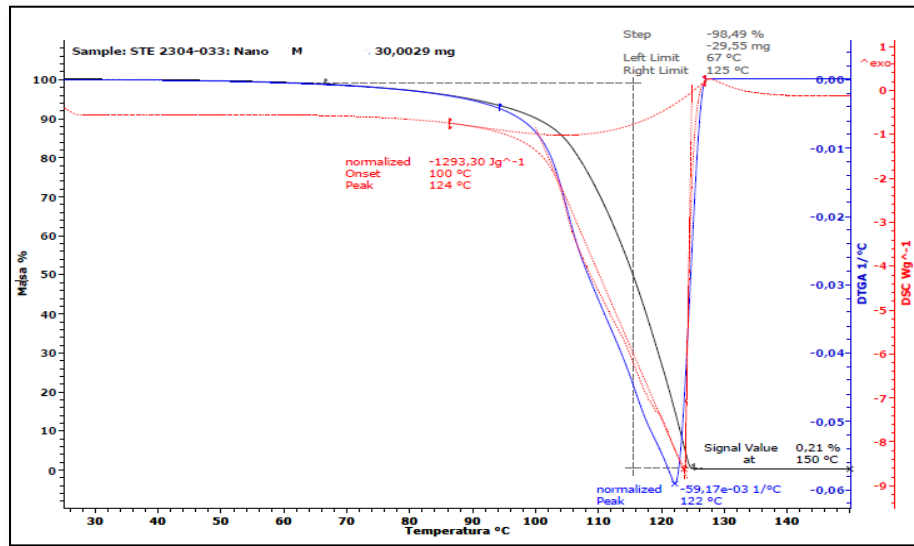
*Variación de concentración y viscosidad en la evaluación de estabilidad térmica*



La Gráfica 5 presenta los resultados de la prueba TGA-DSC realizada a una muestra Polímero M. La muestra presenta 98.49% de pérdida de masa entre 67°C y 125°C. La máxima velocidad de pérdida de masa es de 5.9%/°C en 122°C. En la curva DSC se observó flujo de calor endotérmico de 1293.3 J/g, y que inicia en 100°C, lo cual indica que el polímero es estable a la temperatura de formación para este estudio.

#### Gráfica 5

*Prueba de termogravimetría Polímero M*

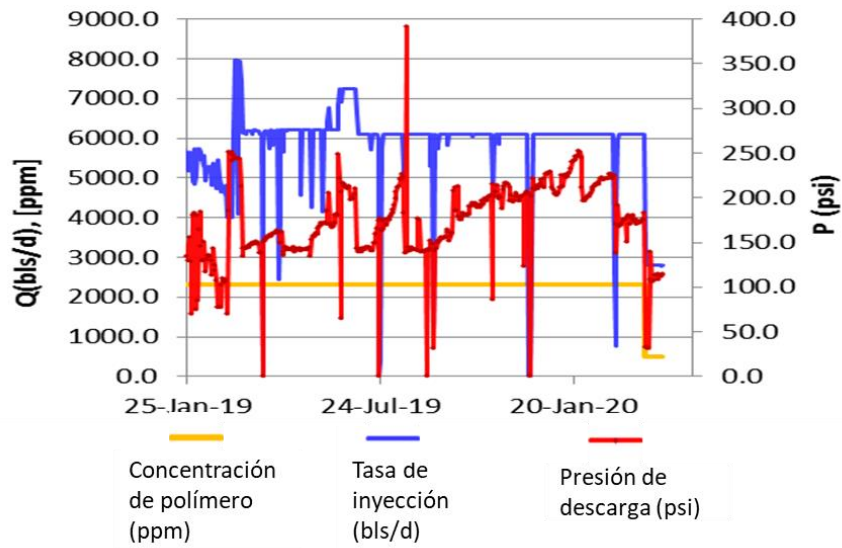


## 7.2 Selección de pozos con daño a la formación

Con base en la información recopilada del campo de estudio, se obtuvo la data histórica de inyección de algunos pozos inyectoros de polímero ubicados en el patrón invertido de 40 acres y sus datos se presentan en las Gráfica 6,7, 8 y 9.

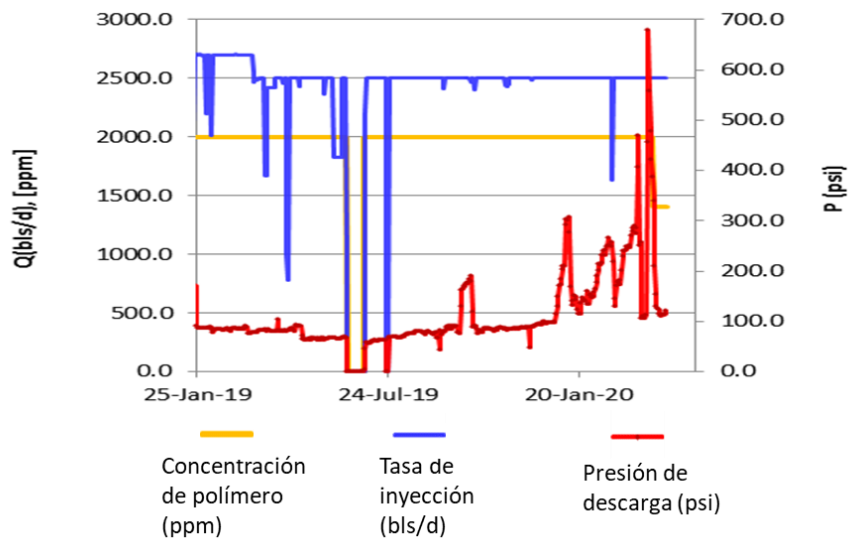
### Gráfica 6

*Inyección de polímero en el pozo C1*



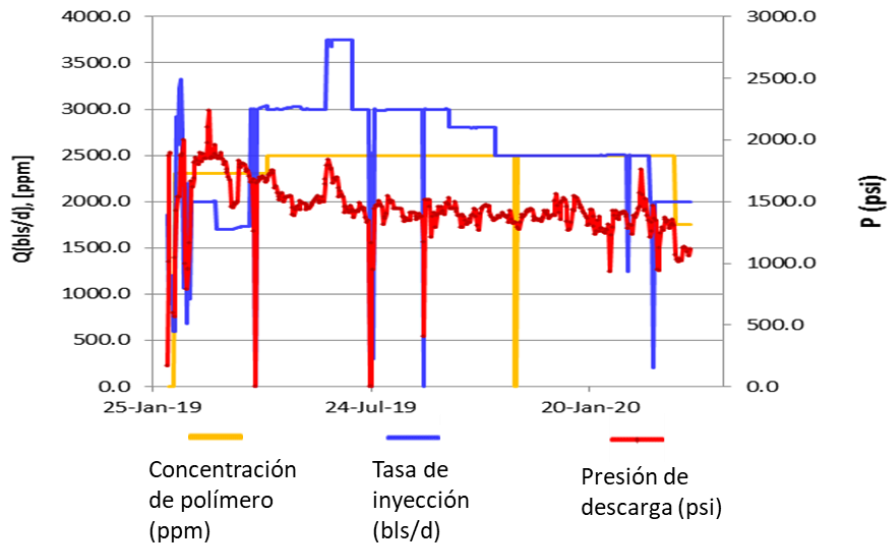
**Gráfica 7**

*Inyección de polímero en el pozo C2*



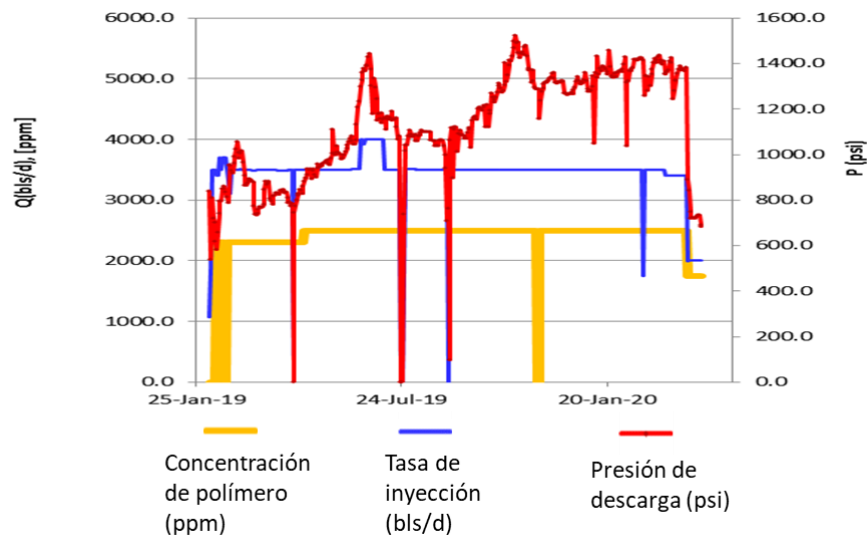
**Gráfica 8**

*Inyección de polímero en el pozo C3*



**Gráfica 9**

*Inyección de polímero en el pozo C4*



En los pozos C2 y C4 se evidenció un aumento significativo en la presión de descarga, debido a que se mantiene una tasa de inyección constante en estos patrones, este aumento de presión se le atribuye a las restricciones de flujo en los pozos inyectoros a causa del daño que empieza a sufrir el pozo inyector por diversos factores como la calidad del agua de preparación

del polímero, concentración de sólidos suspendidos en la solución de inyección, arrastre de material arcilloso en la formación y la retención de polímero que se pueda presentar por efectos de adsorción o de degradación del mismo.

### 7.3 Caracterización fisicoquímica de la salmuera de formación

La ejecución de las pruebas de interacción fluido-fluido (solubilidad y compatibilidad) y la evaluación de adsorción dinámica y estática, se utilizó salmuera sintética de composición fisicoquímica equivalente a la salmuera de formación del campo de estudio y su composición se presenta en la Tabla 9.

**Tabla 9**

*Composición fisicoquímica de la salmuera de formación del campo de estudio*

Parámetro	Na <sup>+</sup>	K <sup>+</sup>	Ca <sup>++</sup>	Mg <sup>++</sup>	Ba <sup>++</sup>	Sr <sup>++</sup>	Fe <sup>++</sup>
Muestra	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L
<b>Especificaciones</b>	-	-	-	-	-	-	<1.0
<b>Salmuera de formación</b>	452.8	23.47	18.04	3.10	0.28	0.74	ND

Parámetro	STD	Salinidad	Turbidez	SiO <sub>2</sub>	G&A	Formiatos	Si
Muestra	mg/L	mg/L NaCl	NTU	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L
<b>Especificaciones</b>	-	-	-	-	<5.0	-	-
<b>Salmuera de formación</b>	1667	1044	NR	51.49	NR	NR	24.06

Parámetro	pH	T	Resistividad	H <sub>2</sub> S	O <sub>2</sub> Dis.	CO <sub>2</sub>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>
Muestra		(°C)	Wm @25°C	mg/L	ppb	mg/L	mg/L
<b>Especificaciones</b>	6.5			0.0	<1.0	<10	-

<b>Salmuera de formación</b>	7.92	19.8		NR	NR	<10	801
<b>Parámetro</b>	<b>CO3=</b>	<b>SO4=</b>	<b>Conductividad</b>	<b>Cl-</b>	<b>BACT (BSR)</b>	<b>I.S.</b>	<b>OH-</b>
<b>Muestra</b>	mg/L	mg/L	mS/cm @25°C	mg/L	(ufc/mL)	@40°C	mg/L
<b>Especificaciones</b>	-	-	-	-	<10.2	-	-
<b>Salmuera de formación</b>	0.0	78.80	2.140	237.4	NR	1.01	0.00

#### 7.4 Caracterización del petróleo

Para el desarrollo de estas pruebas se utilizó crudo muerto deshidratado del campo de estudio, este crudo se caracteriza con un valor de densidad de  $0.9920 \text{ g/cm}^3 = 992.0 \text{ kg/m}^3$  y una gravedad de  $11^\circ \text{API}$ ; en consecuencia, es clasificado como un crudo pesado, característico del crudo producido en la cuenca de los llanos Orientales. A este crudo se le realizó una caracterización reológica a diferentes temperaturas, los resultados se muestran en Tabla 10.

**Tabla 10**

*Viscosidad del crudo Campo de estudio*

IDENTIFICACIÓN		Temperatura, °C	Viscosidad, cP
<b>Muestra</b>	<b>Velocidad de deformación <math>\text{s}^{-1}</math></b>	27	1752
		60	345
<b>Crudo campo estudio</b>	0-100	90	132
		93.3	93

## 7.5 Análisis petrofísico básico

En la Tabla 11 se presentan los resultados del análisis petrofísico básico realizado a la muestra de roca (plug) de la formación seleccionada, esta muestra se utilizó para realizar la evaluación de adsorción dinámica por medio de la evaluación roca – fluido (coreflooding).

**Tabla 11**

*Propiedades petrofísicas básicas de la muestra 1*


Identificación	Profundidad (ft)	Longitud (cm)	Diámetro (cm)	Volumen Poroso (cm <sup>3</sup> )	Pc (psi)	Φ (%)	K Klinkenberg (md)	K Aire (md)	Diámetro garganta (micras)
Muestra 1	7000 – 7500	6.424	3.769	19.05	800	26.9	1157	1294	12
					3100	26.5	1123	1255	10

Pc: Presión de confinamiento, Φ: Porosidad, K: permeabilidad


## 7.6 Evaluación fluido - fluido

Para realizar las evaluaciones de desempeño fluido – fluido para el polímero evaluado versus los fluidos de producción del campo de estudio, se utilizó como base la norma API RP42 donde se menciona el procedimiento experimental para la evaluación de las pruebas de compatibilidad del fluido por tres relaciones con el fin de garantizar que no existan interferencias o incompatibilidades que puedan generar daño en la formación o formación de emulsiones con los fluidos de producción de los pozos influenciados por este piloto de inyección de polímero como se muestra a continuación en las tablas 12 y 13.

**Tabla 12***Compatibilidad del polímero M versus salmuera de formación*

<b>Salmuera Campo E vs polímero</b>		
	Solubilidad: Si	Todos los aditivos son solubles entre sí
	Compatibilidad: Si	Se mezcla de manera homogénea y no hay evidencia de precipitados ni emulsiones.

**Tabla 13***Compatibilidad del polímero versus petróleo de formación*

<b>Crudo Campo E vs polímero</b>		
	Solubilidad: Si	Todos los aditivos son solubles entre sí.
	Compatibilidad: Si	Se evidencia una interfase definida, no hay evidencia de precipitados ni emulsiones.

Se evidenció que los resultados de evaluación fluido – fluido cumplen satisfactoriamente con los criterios de compatibilidad propuestos por la norma API RP42, con la garantía que no se van a presentar problemas con la mezcla de los fluidos se procedió a implementar la evaluación roca – fluido.

## **7.7 Evaluación roca - fluido**

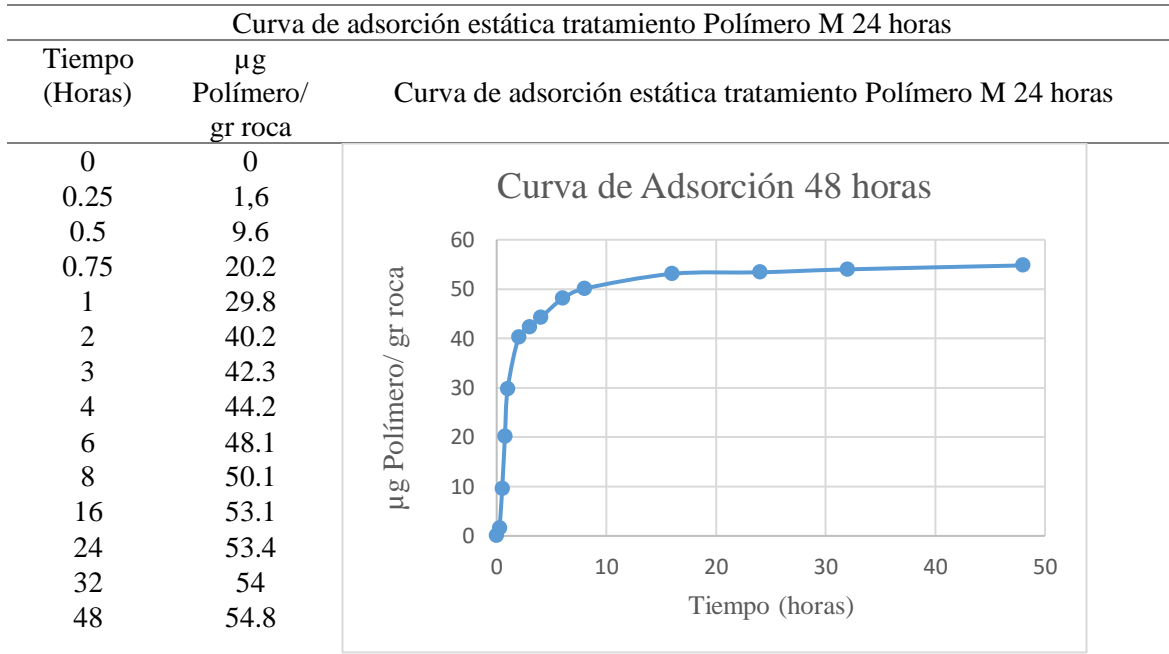
El desarrollo de la evaluación roca – fluido se realiza una vez se garantiza la compatibilidad fluido – fluido de los productos a evaluar versus los fluidos de formación, para este caso particular la evaluación roca – fluido comprende tres etapas que se mencionan a continuación.

### **7.7.1 Prueba de adsorción estática**

Las pruebas de adsorción estática se diseñaron para evaluar el comportamiento detallado por un periodo de 24 horas y posteriormente se le realizó monitoreo durante 90 días con mediciones con mayor distribución en el tiempo como se presenta en las tablas 14 y 15.

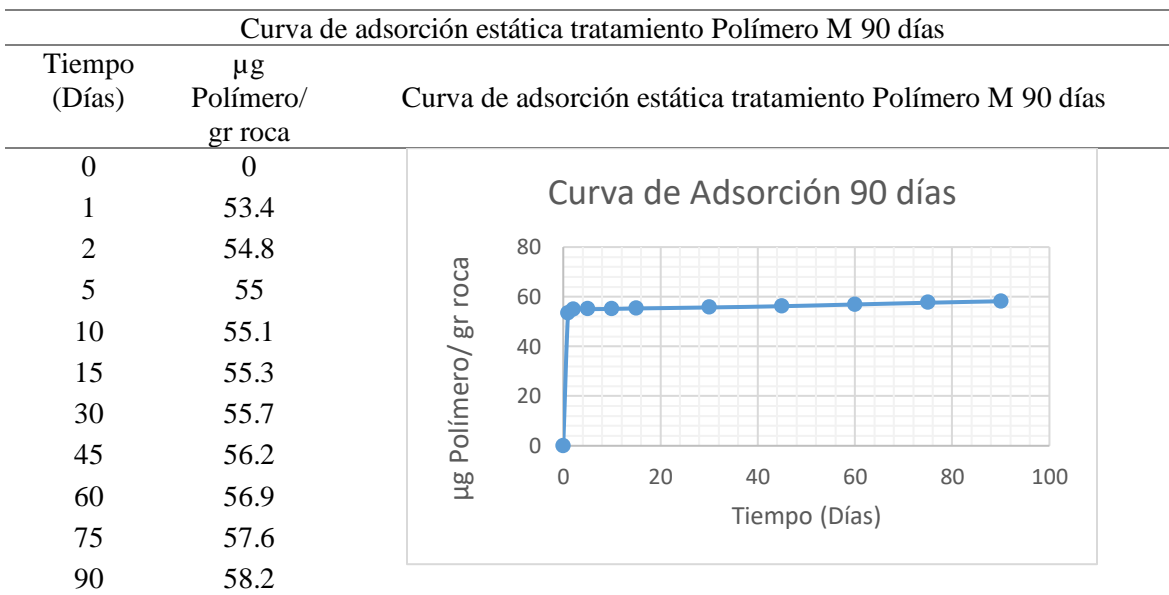
**Tabla 14**

*Curva de adsorción estática tratamiento Polímero M 24 horas*



**Tabla 15**

*Curva de adsorción estática tratamiento Polímero M 90 días*



En las evaluaciones de adsorción estática realizadas se pudo evidenciar que los ripios de formación tienen el mayor pico de adsorción en las primeras 7 horas de contacto con el polímero y posteriormente se evidencia adsorción del polímero con tendencia lineal en el periodo de los 90 días.

### 7.7.2 Evaluación roca – fluido (Coreflooding)

En la Tabla 16; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presentan los resultados de las variaciones de permeabilidad obtenidas de la inyección correspondiente a línea base y los resultados obtenidos después de la inyección del Polímero M en la muestra plug (Muestra 1 –(7000 - 7500 ft).

**Tabla 16**

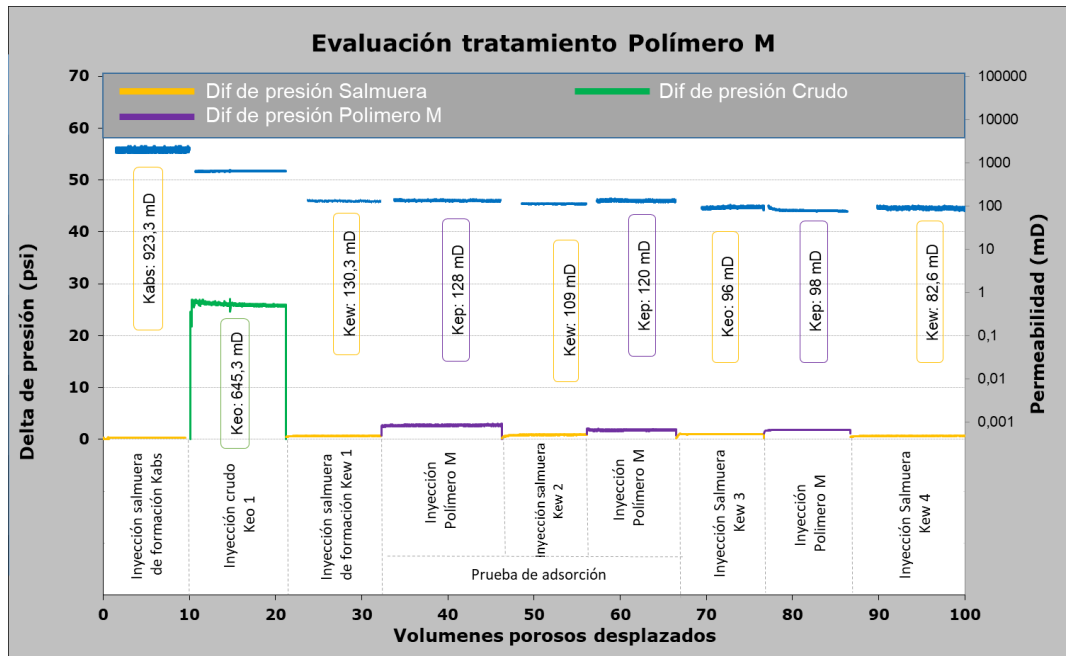
*Resultados evaluación prueba coreflooding del Polímero M en la Muestra 1*

	<b>Perm inicial (mD)</b>	<b>Perm post polímero M (mD)</b>	<b>% Reducción</b>
<b>Kabs</b>	923,3		
<b>Krw</b>	130,3	82.6	<b>36.61</b>
<b>Krp</b>	126	98	

En la Gráfica 10 se presentan los resultados de la prueba coreflooding del Polímero M como versus los fluidos de formación en el plug 1 Muestra 1.

## Gráfica 10

### Resultados prueba coreflooding Polímero M



La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** presenta la disminución de la permeabilidad a medida que los fluidos van pasando a través de esta. El primer ciclo, en el cual se hace pasar aceite a través del núcleo, es para acercarse más a la realidad debido a que en yacimiento se tiene restos de aceite. Se evidencia que en cada ciclo hay una adsorción producto de la disminución de permeabilidad de la roca, el ciclo de polímero se realizó en dos ocasiones, esto con el objetivo de evidenciar de mejor manera la reducción y, de igual forma, que se haya logrado un equilibrio entre el núcleo y los tres fluidos circulados.

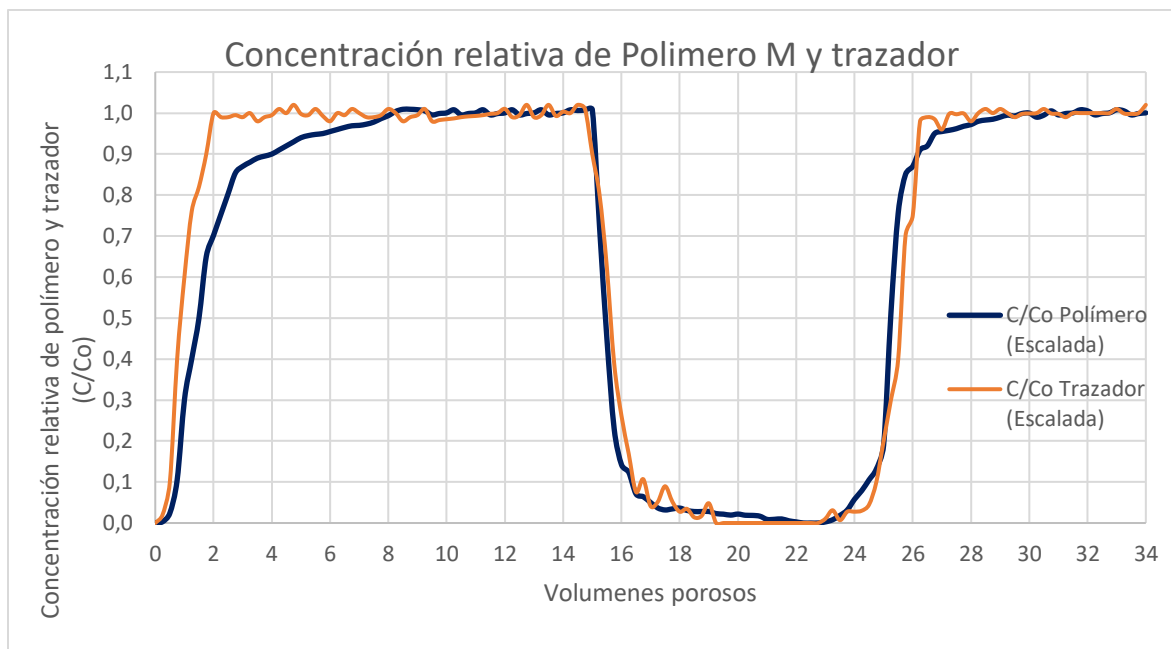
### 7.7.3 Evaluación adsorción dinámica

La prueba de adsorción dinámica se realizó por medio de la evaluación roca – fluido (Coreflooding) utilizando los parámetros de evaluación de la metodología de Zaitoun para

determinar la cantidad de polímero en la roca, la curva de concentración relativa se presenta en la Gráfica 11 y el IPV estimado se presenta en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

### Gráfica 11

*Curva de concentración relativa del Polímero M y el trazador tiocianato de potasio*



### Tabla 17

*Resultados de adsorción e IPV en la Muestra 1 con el Polímero M*

Condición	Polímero		Muestra plug	Permeabilidad mD	Adsorción Dinámica ( $\mu\text{g}$ polímero/ g roca)	IPV (%)
	Tratamiento	Concentración				
Sor	Polímero M	1 850 ppm	Muestra 1	1123	59.7	19

Una vez determinada la curva de concentración relativa de inyección de Polímero M y trazador (tiocianato de potasio), se determina el valor de adsorción del Polímero M en el plug Muestra 1 el cual fue de 59.7 microgramos de polímero por gramo de roca.

Según estudios realizados el rango de niveles de retención de polímeros va desde 9 a 700  $\mu\text{g/g}$  (Manihand, 2014). Cabe resaltar que este rango depende de la mineralogía, grado de hidrólisis, concentración del polímero, salinidad y permeabilidad. Si la retención del polímero es menos de 30  $\mu\text{g/g}$  y la concentración del polímero es moderada a alta ( $>1000$  ppm), dicha retención no retrasa considerablemente el movimiento del polímero. Sin embargo, si la retención es superior a 100  $\mu\text{g/g}$  y, sobre todo si las concentraciones son bajas, es posible que se necesiten más volúmenes de poros de solución polimérica para inyectar al reservorio (Seright, 2016). En consecuencia, una alta retención de polímeros puede retardar sustancialmente el desplazamiento y recuperación del petróleo durante la inyección.

Las investigaciones realizadas muestran que para determinar el daño a la formación por retención de polímeros se realizan pruebas dinámicas y estáticas, como se muestra en el Capítulo 6. En la Tabla 18 se presenta el rango de retención del HPAM y del Scleroglucan a partir de diversos rangos de concentración, el polímero M de este estudio tiene una concentración aproximada de 1850 ppm, es decir que a partir de la literatura se puede concluir que es un polímero adecuado debido a que no excede los valores comunes; de hecho, teniendo en cuenta que para concentraciones entre 10 y 6000 ppm la retención puede estar entre 20 y 420  $\mu\text{g/g}$  el polímero M presenta una baja adsorción dinámica.

**Tabla 18***Rango de retención de polímero a partir de su concentración*

Concentración de polímero	Polímero	Retención, $\mu\text{g/g}$	Referencia
10-6 000 ppm	HPAM	20-420	Zhang and Seright (2013)
20-1 000 ppm	HPAM	21-30	Green and Willhite (1998)
250-1 500 ppm	HPAM	40-58	Zheng et al. (2000)
50-200 ppm	Scleroglucan	8.2-11.7	Huang and Sorbie (1993)

*Nota.* Esta tabla muestra los rangos de retención del HPAM y Scleroglucan según la concentración de estos. Tomado de Manichand, R.N., Seright, R.S., (2014). Field vs. Laboratory Polymer-Retention Values for a Polymer Flood in the Tambaredjo Field.

## 8 Conclusiones

A partir de la revisión bibliográfica se evidencia que los daños se clasifican en químicos, térmicos y mecánicos, siendo el daño mecánico el más común debido a la retención que se puede presentar en las gargantas de poro de la formación por la retención de polímeros, lo cual puede afectar en la recuperación del petróleo durante la inyección.

En las inyecciones de polímero consultadas en conjunto de las empresas desarrolladoras de este producto se puede evidenciar que el polímero más usado es la poliacrilamida, para los casos que se han aplicado en Colombia en los campos Yariguí, Casanare, Palogrande-Cebú y Chichimene el polímero más adecuado que se ha identificado en los estudios es la poliacrilamida hidrolizada (HPAM) en **rangos de concentración de 550 a 2000 ppm** para unos **valores de temperatura entre 116 a 210 °F**.

La prueba de estabilidad térmica de 90 días indica que **las variaciones de concentración del polímero y de la viscosidad fueron menos al 2%**. Además, las pruebas de termogravimetría muestran que el polímero M **no presenta pérdidas considerables hasta los 95°C, entre 67°C y 125°C la pérdida de peso es del 98.49%** y la **máxima velocidad de pérdida de masa es de 5.9%/°C en 122°C**, lo cual indica que el polímero M es estable térmicamente a la temperatura de 90°C del campo estudio.

La prueba de compatibilidad fluido-fluido no evidencia alteración y la evaluación del polímero cumple con todos los criterios de aprobación de la norma API RP42, por lo cual se

concluye que esta no puede ser la causa de los problemas asociados a la pérdida de inyectividad en los pozos C2 y C4.

La evaluación del daño se realiza mediante la prueba dinámica de Coreflooding, utilizando un núcleo representativo de la formación a temperatura y presión del yacimiento, llevando a cabo así el diseño de retorno de permeabilidad y después de hacer un bache repetitivo de tres ciclos de inyección de 10 volúmenes porosos, se obtiene un **valor de reducción del 36.61%** respecto a la permeabilidad del flujo de agua, por lo que se puede concluir que la roca ha sufrido un daño en sus gargantas de poro disminuyendo su permeabilidad efectiva haciendo más difícil el desplazamiento de la inyección de polímero.

La evaluación de la adsorción por medio de pruebas dinámicas de evaluación roca-fluido coreflooding, adaptándola a la metodología de Zaitoun, permite cuantificar la **adsorción de la roca y el volumen poroso inaccesible (IPV)** obteniendo unos valores de **59.7 µg polímero/ g roca** y **19%**, respectivamente, con lo que se concluye es un polímero adecuado debido a que se encuentra dentro de los rangos aceptables en la literatura.

## 9 Recomendaciones

Se recomienda ampliar el estudio con los estados mecánicos de los pozos y su petrofísica, así se podrá estimar un valor de retención de polímero a nivel del patrón de inyección.

Comparar el monitoreo de calidad de agua durante el periodo de inyección de polímeros para identificar si los problemas asociados se deben a problemas de calidad de agua.

Se recomienda realizar el estudio en las otras cuencas donde se ha implementado el proceso de inyección de polímeros para poder comparar los diferentes escenarios en Colombia.

Si se desea aplicar el estudio para pozos productores con aplicación de polímero o tecnología de inyección de geles, se recomienda realizar un estudio más detallado con evaluación de curvas de permeabilidad relativa.

Se recomienda complementar este estudio evaluando el impacto de la generación de daño teniendo en cuenta variaciones en los parámetros de la inyección u otras fuentes de daño como depósito de escamas orgánicas o formación de emulsiones.

Se recomienda realizar este mismo estudio, pero con la aplicación de geles con el rango de aplicación disponible en el mercado para poder realizar una comparativa entre la eficiencia y el daño causado en ambos casos.

## 10 Referencias bibliográficas

Almetwally, A. G., & Jabbari, H. (2020). Finite-difference simulation of coreflooding based on a reconstructed CT scan; modeling transient oscillating and pulse decay permeability experiment. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 192. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107260>

AlSofi, A. M., Liu, J. S., & Han, M. (2013). Numerical simulation of surfactant-polymer coreflooding experiments for carbonates. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 184–196. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2013.09.009>

American Petroleum Institute. (1977). *API RP42 RECOMMENDED PRACTICES FOR LABORATORY EVALUATION OF SURFACE ACTIVE AGENTS FOR WELL STIMULATION*

American Petroleum Institute. (1990). *API RP 63 Recommended Practices for Evaluation of Polymers Used in Enhanced Oil Recovery Operations* (First Edition).

Anto-Darkwah, E., Benson, S. M., & Rabinovich, A. (2021). An improved procedure for sub-core property characterization using data from multiple coreflooding experiments. In *International Journal of Greenhouse Gas Control*. Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2020.103226>

Carcoana, A. (1992). *APPLIED ENHANCED OIL RECOVERY*.

Cheng, P., Levine, A., Duke, D., & Malik, A. (2004). *Chemical and photolytic degradation of polyacrylamides used in potable water treatment*.

Comisión Nacional de Hidrocarburos, C. (2010). *DOCUMENTO TÉCNICO 1 (DT-1) FACTORES DE RECUPERACIÓN DE ACEITE Y GAS EN MÉXICO*.

Ekanem, E. M., Rücker, M., Yesufu-Rufai, S., Spurin, C., Ooi, N., Georgiadis, A., Berg, S., & Luckham, P. F. (2021). Novel adsorption mechanisms identified for polymer retention in carbonate rocks. *JCIS Open*. <https://doi.org/10.1016/j.jciso.2021.100026>

Fernández, I. (2019). POLÍMEROS EN SOLUCIÓN Y APLICACIÓN DE LOS POLÍMEROS EN LA INDUSTRIA PETROLERA. PDVSA-Intevep. Departamento de Manejo Integrado de Producción, Urbanización Santa Rosa, Sector El Tambor, Los Teques, Estado Miranda, 1201. Venezuela

Fragoso, E., & Luna, E. (2014). *MODELO NONEWTONIANO EN INYECCIÓN DE POLÍMEROS PARA RECUPERACIÓN MEJORADA*.

García, J., & Molina Andrés. (2019). *ANÁLISIS TÉCNICO DEL EFECTO DE LA INYECCIÓN DE POLÍMERO COMO MÉTODO DE RECOBRO MEJORADO MEDIANTE SIMULACIÓN EN EL CAMPO PALOGRANDE-CEBÚ*.

Golan, M., & Whitson, C. (1991). *Well Performance*. Prentice Hall, Englewoods Cliffs, Ed.; Second.

González, L. (2022). Aplicaciones De La Termogravimetría (TGA). Tomado de <https://blog.analitek.com/aplicaciones-de-la-termogravimetria-tga-0-1>

JIMENÉZ, A. Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a inyección de químicos (surfactantes, polímeros y miscelares) mediante analogías. 2009. Universidad industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia

Jiménez, A., Muñoz, S., & Jiménez, R. (2014). METODOLOGÍA PARA EL DISEÑO DE BACHES EN UN PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS PARA RECOBRO MEJORADO, CONSIDERANDO FENÓMENOS DE INTERACCIÓN ROCA/FLUIDOS. *Revista Fuentes: El Reventón Energético*, 12, 55–62.

Jiménez, R., Castro, R., Maya, G., Pérez, R., Delgadillo, C., García, H., León, J., Cárdenas F., & ECOPETROL. (2017). *Análisis comparativo de procesos de inyección de polímeros ejecutados en Colombia.*

Li, J., Jiang, H., Yu, Q., Liu, F., & Liu, H. (2015). *Study on the Impact of Polymer Retention in Porous Media Further Surfactant-Polymer Flood.*

López, F. (2005). *FUNDAMENTOS DE POLÍMEROS.*  
<http://www.saber.ula.ve/bitstream/handle/123456789/16743/polimeros.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Madrid, M. (2021). Factor de Recobro: Valores Promedio, Gráficos e Impacto. Tomado de <https://portaldelpetroleo.com/factor-de-recobro-valores-promedio-graficos-e-impacto/>

Manichand, R. N., & Seright, R. S. (2014). Field vs. laboratory polymer-retention values for a polymer flood in the Tambaredjo field. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 17(3), 314–325. <https://doi.org/10.2118/169027-PA>

Maya, G., Jimenez, R., Castro, R., Mantilla, J., Vargas, J., Cardenas, F., Fernandez, F., Quintero, H., Zaitoun, A., Manrique, E., Romero, J., & Putnam, J. (2015). *Design and Implementation of the First Polymer Flooding Project in Colombia: Yariguí-Cantagallo Field.*  
<https://doi.org/10.2118/177245-ms>

NARANJO, Abel. Evaluación de yacimientos de hidrocarburos. Medellín. Universidad Nacional de Colombia, 2009. ISBN 978-958-728-048-7.

Ruben-Hernán, C. G., Sebastián, Ll. G., Jenny-Liseth, R. A., Hendersón-Ivan, Q. P., José-Francisco, Z., & Eduardo, M. (2020). Heavy oil and high-temperature polymer eor applications. *CTyF - Ciencia, Tecnología y Futuro*, 10(2), 73–83. <https://doi.org/10.29047/01225383.258>

Schlumberger. (2023a). Energy Glossary - Absorption.  
<https://glossary.slb.com/es/terms/a/absorption>

Schlumberger. (2023b). Energy Glossary - Adsorption.  
<https://glossary.slb.com/es/terms/a/adsorption>

Schlumberger. (2023d). Energy Glossary - Flue gas.  
[https://glossary.slb.com/es/terms/f/flue\\_gas](https://glossary.slb.com/es/terms/f/flue_gas)

Schlumberger. (2023e). Energy Glossary - Hydrolysis.  
<https://glossary.slb.com/es/terms/h/hydrolysis>

Schlumberger. (2023f). Energy Glossary - EOR.  
<https://glossary.slb.com/es/Terms/e/eor.aspx>

Schlumberger. (2023i). Energy Glossary - Tracer.  
<https://glossary.slb.com/es/terms/t/tracer>

Schlumberger. (2023j). Energy Glossary - Viscosity.  
<https://glossary.slb.com/es/terms/v/viscosity>

SCHLUMBERGER. Glossary, Tasa crítica. [En línea]. Disponible en:  
 <[https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/critical\\_flow\\_rate.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/critical_flow_rate.aspx)> [Citado 13 de mayo de 2019]

Seright, R. (2016). *How Much Polymer Should Be Injected During a Polymer Flood?*  
<https://doi.org/10.2118/179543-PA>

Seright, R., Seheult, M., Talashek, T., & Kelco, C. (2009). *Injectivity Characteristics of EOR Polymers*. Denver. <https://doi.org/https://doi.org/10.2118/115142-PA>

Slough, G. (2022). ¿Qué es la calorimetría diferencial de barrido? Tomado de  
<https://www.tainstruments.com/what-is-differential-scanning-calorimetry/?lang=es>

Thomas, A., Gaillard, N., & Favero, C. (2012). Some key features to consider when studying acrylamide-based polymers for chemical enhanced oil recovery. *Oil and Gas Science and Technology*, 67(6), 887–902. <https://doi.org/10.2516/ogst2012065>

Vidick, B., & Reid, P. (1997). Could formation damage minimization provide a cost effective integrated approach for the design of drilling and cementing fluids? 219–223. <https://doi.org/https://doi.org/10.2118/38040-MS>

Wang, D., & Hao, V. (1993). *Results of Two Polymer Flooding Pilots in the Central Area of Daqing Oil Field*. <https://doi.org/https://doi.org/10.2118/26401-MS>

Wang, J., AlSofi, A. M., & Boqmi, A. M. (2021). A core-scale study of polymer retention in carbonates at different wettability and residual oil conditions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108099>

Wikipedia. (2023). Espectroscopía infrarroja. Tomado de [https://es.wikipedia.org/wiki/Espectroscop%C3%ADa\\_infrarroja](https://es.wikipedia.org/wiki/Espectroscop%C3%ADa_infrarroja)

YEN, Andrew y YIN, Y. Ralph. Evaluating Asphaltene Inhibitors: Laboratory Test and Field Studies. Houston, Texas. Schlumberger, 2001. SPE 65376.

Zaitoun, A., & Kohler, N. (1988). *Two-Phase Flow Through Porous Media: Effect of an Adsorbed Polymer Layer*. <https://doi.org/https://doi.org/10.2118/18085-MS>

Zaitoun, A., Kohler, N., & Franc, L. (1987). *The Role of Adsorption in Polymer Propagation Through Reservoir Rocks*. 327–340. <https://doi.org/https://doi.org/10.2118/16274-MS>

Zapata, D. (2018). *ADSORCIÓN DE POLÍMEROS EN MEDIOS POROSOS Y SU EFECTO EN EL RECOBRO MEJORADO DE HIDROCARBUROS*.