

EVALUACIÓN DE UN PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMERO MEDIANTE  
SIMULACIÓN NUMÉRICA CONSIDERANDO DIFERENTES FUENTES DE AGUA  
DE INYECCIÓN Y SU IMPACTO TÉCNICO-ECONÓMICO PARA EL CAMPO  
YARIGUÍ-CANTAGALLO

JUAN DAVID MORALES CUEVAS  
JULIETH VIVIANA PERDOMO LOZANO

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ. D.C  
2.020

EVALUACIÓN DE UN PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMERO MEDIANTE  
SIMULACIÓN NUMÉRICA CONSIDERANDO DIFERENTES FUENTES DE AGUA  
DE INYECCIÓN Y SU IMPACTO TÉCNICO-ECONÓMICO PARA EL CAMPO  
YARIGUÍ-CANTAGALLO

JUAN DAVID MORALES CUEVAS  
JULIETH VIVIANA PERDOMO LOZANO

Proyecto integral para optar al título de  
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Dirección  
RUBEN HERNÁN CASTRO GARCÍA  
Ingeniero de Petróleos, PhD (c)

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C  
2.020

Nota de aceptación:

---

---

---

---

---

---

---

Ingeniero Laydy Paola Mora Parrado

---

Ingeniero Dany José Cárdenas Romay

Bogotá D.C. febrero de 2.020

## DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del claustro

Dr. Mario Posada García-Peña

Vicerrector de Desarrollo y Recursos humanos

Dr. Luis Jaime Posada García-Peña

Vicerrector Académico y de Posgrados (E)

Dra. Alexandra Mejía Guzmán

Secretaria General

Dra. Alexandra Mejía Guzmán

Decano general Facultad de Ingenierías

Ing. Julio Cesar Fuentes Arismendi

Director del Departamento de Ingeniería de Petróleos

Ing. Juan Carlos Rodríguez Esparza

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y los docentes no son responsables por las ideas y conceptos emitidos en el presente documento. Estos corresponden únicamente al autor.

## DEDICATORIA

*A Dios por su compañía durante toda mi carrera,  
A mi madre y toda mi familia por su apoyo y palabras de aliento en los momentos  
más difíciles,  
A la profesora Adriangela Romero y al profesor Alex Cuadrado, quienes con sus  
enseñanzas cultivaron en mí el amor por la ingeniería de yacimientos,  
A mi querida compañera por su dedicación y esfuerzo en todas las noches de  
trabajo,  
A el Ingeniero Johan Ortiz y la Organización Terpel por permitirme culminar este  
proyecto de grado a pesar de las dificultades que este presentó,  
A cada una de esas personas que hicieron parte de mi proceso,  
Esto es por todos ustedes*

*Juan David Morales Cuevas*

## DEDICATORIA

*Dedico esta tesis primero que todo a Dios y a la Virgen quienes día a día me dieron la fortaleza de seguir adelante desarrollando este tema y quienes en momento de dificultad enviaron a alguien para que me diera una palabra de aliento y me brindaran su ayuda.*

*A mis padres y a mi hermano quienes con esfuerzo y dedicación lograron brindarme la educación y ayuda económica a lo largo de la carrera, quienes también me brindaron su apoyo y consejos en momentos difíciles y cruciales durante mi formación profesional.*

*A las personas especiales que se encontraron a lo largo de este proceso ayudándome, ya sea con una palabra de aliento o con un aporte para el desarrollo de este trabajo.*

*Julieth Viviana Perdomo Lozano*

## AGRADECIMIENTOS

De manera sincera agradecemos a nuestro director M. Sc Rubén Hernán Castro García quien con paciencia y dedicación nos guío y acompañó durante este proceso.

Agradecemos a todos los ingenieros que estuvieron presentes en este proceso especialmente al Ingeniero Carlos Espinosa y a la Ingeniera Venus Diaz quienes estuvieron dispuestos y de manera amable a ayudar en cada uno de los problemas que presentó a lo largo de nuestro proyecto.

Agradecemos a Ecopetrol e Instituto Colombiano del Petróleo por permitirnos hacer uso de sus instalaciones, laboratorios, equipos y personal, ya que sin ellos no habríamos podido culminar esta etapa de nuestras vidas.

Agradecemos de manera muy cordial al ingeniero Victor Salazar y a la ingeniera Yessica Mateus, quienes hacen parte de la compañía Computer Modelling Group, Ltd (CMG), por brindarnos su ayuda y herramientas para poder desarrollar este trabajo.

Finalmente, a los profesores Danuil Dueñas y Jorge Palma, quienes nos brindaron su ayuda durante el desarrollo de nuestro proyecto.



## CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	20
1. MARCO TEÓRICO	24
1.1 LOCALIZACIÓN	24
1.2 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	26
1.2.1 Métodos de producción	26
1.2.2 Tiempo de producción	26
1.2.3 Número de pozos	27
1.3 POLÍMEROS DE INYECCIÓN	29
1.4 ESTABILIDAD DEL POLÍMERO	31
1.5 FUENTES DE AGUA	34
1.6 PILOTO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS IMPLEMENTADO EN EL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO	36
2. METODOLOGÍA	45
2.1 PREPARACIÓN DE SOLUCIONES	45
2.1.1 Norma API RP 63	45
2.1.2 Equipos requeridos	45
2.1.3 Cálculos	46
2.1.4 Práctica de laboratorio	47
2.1.4.1 Solución Madre Isla VI	48
2.1.4.2 Solución Madre Captación	49
2.1.4.3 Solución Madre 40/60	50
2.1.5 Preparación de soluciones diluidas	50
2.1.6 Resultados del volumen de agua de la fuente	52
2.2 MEDICIÓN DE VISCOSIDAD	57
2.2.1 Viscosímetro Brookfield	58
2.2.2 Procedimiento operativo	58
2.2.3 Medición de viscosidad	58
2.3 SIMULACIÓN	60
2.3.1 Etapas de la simulación	62
2.3.2 Procedimiento	64
3. RESULTADOS Y ANÁLISIS	69
3.1 RESULTADOS PRUEBAS DE LABORATORIO	69
3.2 RESULTADOS DE SIMULACIÓN	72
3.2.1 Producción de Aceite	75
3.2.2 Producción de Agua	79
3.2.3 Tasa de Inyección de Agua	82
3.2.4 Factor de Recobro	83
3.3 ANÁLISIS FINANCIERO	84

3.3.1 Costo de inversión (CAPEX)	84
3.3.2 Costos de operación (OPEX)	85
3.3.3 Flujo de Caja	85
3.3.4 Valor Presente Neto (VPN)	91
3.3.5 Análisis de ingresos	95
4. CONCLUSIONES	96
5. RECOMENDACIONES	97
BIBLIOGRAFÍA	98
ANEXOS	101

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización Campo Yariguí-Cantagallo	25
Figura 2. Historia de producción-inyección Campo Yariguí-Cantagallo	28
Figura 3. Inyección de agua vs inyección polimérica	29
Figura 4. Poliacrilamida hidrolizada	30
Figura 5. Viscosidad vs concentración	31
Figura 6. Efecto del oxígeno en HPAM	32
Figura 7 Degradación térmica del polímero	33
Figura 8. Efecto de barrido en el yacimiento	35
Figura 9. Área piloto inyección de polímero Campo Yariguí-Cantagallo	38
Figura 10. Áreas piloto de polímero Yariguí-Cantagallo e imágenes de unidades de inyección de proveedores de servicios	41
Figura 11. Historial de inyección de polímero	42
Figura 12. Producción de aceite (a) y corte de agua (b) de los pozos YR-504 y YR-510	43
Figura 13. Lapso de tiempo para los perfiles de inyección de los pilotos YR-504 y YR-510	43
Figura 14. Diagrama esquemático de Inyección del campo Yariguí-Cantagallo	44
Figura 15. Solución madre con agua Isla VI y toma de muestra	49
Figura 16. Solución madre con agua de Captación y toma de muestra	50
Figura 17. Medición del volumen de solución polimérica	57
Figura 18. Diagrama de flujo pruebas de laboratorio	57
Figura 19. Modelo del Campo Yariguí-Cantagallo	65
Figura 20. Propiedades de componentes y fases	67
Figura 21. Diagrama del procedimiento en Process Wizard	68
Figura 22. Concentración vs viscosidad de la solución con agua de Isla VI	69
Figura 23. Concentración vs viscosidad de solución con agua de Captación	70
Figura 24. Concentración vs viscosidad de la solución con agua 40/60	71
Figura 25. Comportamiento de las soluciones poliméricas	71
Figura 26. Distancia vs Viscosidad caso Captación	72
Figura 27. Distancia vs Viscosidad caso 40/60	73
Figura 28. Distancia vs Viscosidad caso Isla VI	74
Figura 29. Producción acumulada de aceite del pozo productor YR038	75
Figura 30. Producción acumulada de aceite del pozo productor YR086	76
Figura 31. Producción acumulada de aceite del pozo productor YR087	77
Figura 32. Producción acumulada de aceite del pozo productor YR099	78
Figura 33. Producción acumulada de agua del pozo productor YR038	79
Figura 34. Producción acumulada de agua del pozo productor YR086	80
Figura 35. Producción acumulada de agua del pozo productor YR087	81
Figura 36. Producción acumulada de agua del pozo productor YR099	82
Figura 37. Tasa de agua en el pozo inyector YR504	83
Figura 38. Costo polímero por año, evaluando las tres fuentes de agua	87

Figura 39. Diagrama flujo de caja agua de Captación	92
Figura 40. Diagrama flujo de caja agua de 40/60	93
Figura 41. Diagrama flujo de caja agua de Isla VI	94

## LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Características del HPAM	34
Tabla 2. Propiedades de la roca y fluidos del Campo Yariguí-Cantagallo	37
Tabla 3. Análisis composicional del agua en diferentes fuentes de agua	39
Tabla 4. Composición del agua Isla VI	48
Tabla 5. Composición del agua de Captación	49
Tabla 6. Relación de viscosidad (cP) y concentración (ppm) para las diferentes fuentes de agua	60
Tabla 7. Selección de simulador basada en procesos a implementar y fluido	61
Tabla 8. Condiciones iniciales para el simulador	62
Tabla 9. Propiedades de la matriz	63
Tabla 10. Propiedades PVT	63
Tabla 11. Condiciones del polímero en el simulador	64
Tabla 12. Concentraciones de HPAM para 10Cp	64
Tabla 13. Criterios para análisis financiero	84
Tabla 14. Inversión en CAPEX	85
Tabla 15. Costo de Operación	85
Tabla 16. Costo del polímero por fuente de agua	86
Tabla 17. Flujo de Caja Agua de Captación	88
Tabla 18. Flujo de Caja Agua 40/60	89
Tabla 19. Flujo de Caja Agua Isla VI	90
Tabla 20. Resumen de resultados evaluación técnico-económica	95

## LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Cálculo preparación de producto seco (HPAM)	46
Ecuación 2. Cálculo cantidad agua requerida	47
Ecuación 3. Cálculo de concentraciones	51
Ecuación 4. Cálculo volumen de la fuente	51
Ecuación 5. Cálculo de Fracciones molares (polímero-agua)	66
Ecuación 6. Cálculo de cantidad de años inyectados	66
Ecuación 7. Petróleo original in situ y factor de recobro	83
Ecuación 8. Valor Presente Neto	91
Ecuación 9. VPN Agua de Captación	92
Ecuación 10. VPN Agua 40/60	93
Ecuación 11. VPN Agua Isla VI	94

## LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Disminución en producción de agua – Isla VI	102
Anexo B. Producción de agua	103
Anexo C. Producción incremental – Isla VI	104
Anexo D. Producción de crudo	105

## ABREVIATURAS

°API	Gravedad del Petróleo, (Adimensional)
°C	Grados Celsius
°F	Grados Farenheit
∅	Porosidad, (Adimensional)
ρ <sub>o</sub>	Densidad del petróleo, (Lb/ft <sup>3</sup> )
ρ <sub>r</sub>	Densidad de la roca, (Lb/ft <sup>3</sup> )
ρ <sub>w</sub>	Densidad del agua, (Lb/ft <sup>3</sup> )
API	American Petroleum Institute (Instituto Americano del Petróleo)
Bbl	Barril
Bbl/día	Barriles por día
BHP	Bottom Hole Pressure (Presión en fondo)
Bo	Factor volumétrico del petróleo (Bbl/STB)
BOPD	Barriles de Petróleo Por Día
Bw	Factor Volumétrico del Agua (Bbl/STB)
cP	Centipoise
Co	Compresibilidad del Petróleo (Lpc-1)
EOR	Enhanced Oil Recovery (Métodos de recobro mejorado)
Fm	Formación
FR	Factor de Recobro
Ft	Feet (Pies)
GOR	Relación gas-aceite
gr	Gramos
HPAM	Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada
ICP	Instituto Colombiano del Petróleo
IPV	Volumen Poroso Inaccesible
K	Permeabilidad
Kh	Permeabilidad Horizontal, Md
K <sub>ro</sub>	Permeabilidad relativa al Petróleo, mD
K <sub>rw</sub>	Permeabilidad relativa al Agua, mD
K <sub>v</sub>	Permeabilidad vertical, Md
L	Litros
lb	Libras
mD	MiliDarcy
mg	Miligramos
mL	Mililitros
OOIP	Original Oil in Place (Petróleo Original Insitu)
P	Presión, (Psi)
P <sub>b</sub>	Presión de Burbuja
ppm	Partes por Millón
Psi	Pounds-Force per Square Inch (Libra de Fuerza por Pulgada Cuadrada)
PVT	Prueba de presión, volumen y temperatura
Q	Caudal



Qiny	Caudal Inyectado
RF	Factor de Resistencia
RRF	Factor de Resistencia Residual
So	Saturación de Petróleo, (Fracción)
Sor	Saturación de Petróleo Residual, (Fracción)
STW	Surface Water Rate
Sw	Saturación de Agua, (Fracción)
Swirr	Saturación de Agua Irreducible, (Fracción)
T	Temperatura
TIO	Tasa Interna de Oportunidad
TIR	Tasa Interna de Retorno
VPN	Valor Presente Neto
$\mu_o$	Viscosidad del Petróleo, Cp
$\mu_w$	Viscosidad del Agua, Cp
YG	Yariguí-Cantagallo
Yo	Gravedad Especifica del petróleo, (Adimensional)
Yw	Gravedad Especifica del agua, (Adimensional)

## RESUMEN

En este proyecto se evaluó el comportamiento del polímero poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM) en diferentes fuentes de agua para un proceso de inyección por medio de una simulación numérica conceptual, en el pozo YR-504 del Campo Yariguí-Cantagallo, evaluando el impacto técnico-económico de este proceso de recobro mejorado con el indicador financiero Valor Presente Neto, teniendo en cuenta costo de inversión y costos de operacionales.

Sobre el Campo Yariguí-Cantagallo se describe su ubicación, la historia de producción y los procesos de puesta en marcha del piloto. Para el proceso de inyección del polímero se evaluó el comportamiento de la poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM) por medio de pruebas de laboratorio, a partir de la generación de soluciones madre en diferentes fuentes de agua, teniendo en cuenta la norma API RP 63. Para la ejecución de las pruebas se tomaron 5 muestras de cada fuente variando la concentración del polímero.

Obtenidos los datos de las pruebas de laboratorio, se procedió a realizar la simulación numérica con el modelo dinámico entregado por la empresa, mediante el uso del software especializado comercial, en el cual se variaron las concentraciones del polímero de acuerdo con la fuente de agua utilizada. Cada fuente tiene una salinidad que varía entre los 200 a 14.000 ppm. La simulación se desarrolló con el fin de predecir un aproximado de producción en un periodo de tiempo de 20 años.

Se encontró que los resultados de la implementación de la fuente de agua de Captación generan menores costos en cuanto al polímero, ya que la concentración a utilizar es menor comparado con otras fuentes de agua. La viscosidad objetivo fue 10cP para un mejor barrido y aumentar la producción de petróleo. Finalmente, el análisis financiero arrojó un resultado favorable para la fuente de agua de Captación el VPN fue 5.684.747 USD permitiendo identificar que es el mejor escenario para aplicar el proyecto.

**PALABRAS CLAVE:** polímero, HPAM, relación movilidad, recobro mejorado, simulación numérica, fuentes aguas.

## ABSTRACT

This project evaluated the behavior of partially hydrolyzed polyacrylamide polymer (HPAM) in different water sources for an injection process by means of a conceptual numerical simulation, in the YR-504 well of Campo Yariguí-Cantagallo, evaluating the technical-economic impact of this recovery process enhanced with the Net Present Value financial indicator, taking into account investment cost and operational costs.

The Yariguí-Cantagallo field describes its location, the production history and the pilot's commissioning process. For the polymer injection process, the behavior of partially hydrolyzed polyacrylamide (HPAM) was evaluated by laboratory testing, from the generation of mother solutions in different water sources, considering the API RP standard 63. For the execution of the tests, 5 samples were taken from each source varying the concentration of the polymer.

Obtained the data from the laboratory tests, the numerical simulation was carried out with the dynamic model delivered by the company, by specialized commercial software, in which the concentrations of the polymer were varied according to the water source used. Each source has a salinity ranging from 200 to 14,000 ppm. The simulation was developed in order to predict an approximate production over a 20-year time period.

It was found that the results of the implementation of the catchment water source generate lower costs in terms of the polymer, since the concentration to be used is lower compared to other water sources. The target viscosity was 10cP for better sweeping and increasing oil production. Finally, the financial analysis yielded a favorable result for the catchwater source the VPN was 5,684,747 USD allowing to identify that it is the best scenario to implement the project.

**KEY WORDS:** polymer, HPAM, mobility ratio, enhanced recovery, numerical simulation, water sources.

## INTRODUCCION

Debido a la demanda energética se espera que para el año 2040 la producción de petróleo supla un 26% de esta, pero factores como el aumento en el precio del barril y la disminución en el descubrimiento de reservas probadas hacen que esta tarea sea difícil. Para poder generar un aumento en las reservas se recurre a mejorar el porcentaje del factor de recobro en campos maduros, ya que estos presentan un factor de entre el 20% y el 40%, mediante distintos procesos que permiten mantener la presión del yacimiento para poder desplazar el crudo hasta la superficie.<sup>1</sup> Dichos procesos tradicionales pueden ser la inyección de gas o agua, los cuales pueden aumentar el factor en un 10%. De igual manera se pueden utilizar procesos EOR (Métodos de recobro mejorado), como lo son los térmicos, los miscibles y los químicos, los cuales ayudan de manera mejorada a la producción del pozo. La inyección de polímeros se encuentra dentro de los procesos químicos, y son los más recomendados para aplicarse en campos en desarrollo y como complemento de procesos como la inyección de agua.<sup>2</sup>

La historia de los tratamientos químicos por inyección de polímeros inicia en Estados Unidos con más de 320 trabajos desde 1976 hasta 1982, en ciudades como East Coalinga, Taber – Manville, West Yellow Creek, North Burbank. A partir del año 1989 hasta el 2000 estos procedimientos generan un gran éxito en China, más específicamente en Daqing, donde se realizó el proyecto más grande de inyección de polímeros arrojando resultados de un incremento del 12% en la recuperación de petróleo original en sitio.<sup>3</sup> Para el año 2010 al 2015 se realizaron más de 50 inyecciones de polímero y más de 170 proyectos en países como China (Daqing continuación), Oman PDO Marmul, Surinam, Indonesia, Canadá (más de 30 inyecciones de polímero), Rusia y Kazajistan, Europa, America Latina, India<sup>4</sup> y recientemente en Colombia.<sup>5</sup>

La inyección de agua se realiza como complemento de la recuperación primaria generando un aumento de la energía y del recobro.<sup>6</sup> Se han realizado investigaciones posteriores con respecto a la inyección de agua, teniendo en cuenta diferentes parámetros que llevan a observar algunas relaciones como la del pH y la salinidad. Esta relación en estudios experimentales como mediciones del pH por medio del cambio del metil naranja, el pH metro entre otros, cuando hay una baja

---

<sup>1</sup> HINCAPIE, Rafael E. y SEVERICHE, Juan. Inyección polimérica, un proceso clave para incrementar los factores de recobro. *Colombia energía, la revista de la industria energética de Colombia*. 2017, Edición No. 15, p 48. ISSN 2322-794X.

<sup>2</sup> Ibíq., p. 48.

<sup>3</sup> SNF FLOERGER. Geología del petróleo Sistemas petrolíferos EOR101. 2015. Disponible en: <https://www.snf.us/wp-content/uploads/2017/03/EOR-101-Geolog%C3%ADa-del-petr%C3%B3leo-Sistemas-petrol%C3%ADferos.pdf>

<sup>4</sup> Ibíq., p. 9.

<sup>5</sup> ACIPET. Análisis comparativo de procesos de inyección de polímeros ejecutados en Colombia. Disponible en internet: <http://oilproduction.net/files/ACIPET%20-%20TEC-452-EOR%20-%20OilProduction>. p 6.

<sup>6</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2 ed. Maracaibo.: Ediciones Astro Dara S.A.,2001. p.68

salinidad en la salmuera sintética se observa un ligero cambio o incluso una disminución en el pH, así sea que este parámetro (pH) aumente o disminuya no se verá reflejado en la recuperación del petróleo.

Se realizó una combinación entre el método de inyección de agua con inyección de polímeros, lo cual implica una amortización de la capilaridad para evitar el atrapamiento de aceite movilizado, reduciendo la saturación de aceite y alterando la estabilidad del frente de desplazamiento y el barrido.<sup>7</sup> Ya que la capilaridad es el fenómeno por el cual los líquidos tienen la capacidad de subir y bajar a través del medio.

Los pilotos de inyección de polímeros desarrollados en Colombia cumplen con algunas consideraciones como el agua utilizada, eficiencia en función del volumen incremental de aceite producido por unidad de masa de polímero inyectado, costos operacionales asociados y estrategias que permitan mejorar la técnico-económicamente el proceso. Estos pilotos han reportado 0,45 MBO de petróleo incremental producido con 9,5 millones de barriles de solución polimérica inyectada.<sup>8</sup>

El Campo Yariguí-Cantagallo ha estado en producción desde 1942, generando en el año 1962 su máxima producción de 20.300 BOPD. En el año 2003 se registró su producción más baja con 5.000 BOPD, mediante una campaña de perforación de Ecopetrol y con la implementación de proyecto de inyección de agua, para el 2012 se logró llevar la producción a 16000 BOPD. El plan generado por Ecopetrol para aumentar producción y reservas se basó en la implementación de inyección de agua junto con otras tecnologías EOR.

En el Campo Yariguí-Cantagallo se realizó el primero piloto de inyección de polímeros el 17 de marzo del 2014, con el pozo YR-504, en abril del mismo año se implementó en el pozo YR-510 y en el año 2016 en los meses de marzo y mayo se implementaron los pozos inyectoros YR-512 y YR-511 respectivamente. El piloto de inyección de polímeros siguió un lineamiento de trabajo comprendido por el planteamiento del proceso del proyecto, análisis del yacimiento, evaluaciones de laboratorio y simulaciones numéricas haciendo uso de dos polímeros comerciales de dos empresas diferentes seleccionados por su baja degradación mecánica y disminución de la viscosidad. Al realizar el piloto se definieron para inyectar un máximo de 0,2 volúmenes porosos de polímero por cada patrón a una caudal de

---

<sup>7</sup> SHAKER, Behruz y SKAUGE, Arne. Enhanced Oil Recovery (EOR) by Combined Low Salinity Water/ Polymer Flooding. Disponible en: <https://doi.org/10.1021/ef301538e>.

<sup>8</sup> ACIPET. Análisis comparativo de procesos de inyección de polímeros ejecutados en Colombia. Disponible en internet: <http://oilproduction.net/files/ACIPET%20-%20TEC-452-EOR%20-%20OilProduction>. p 1.

inyección de 1.500 bbl/d y la concentración de polímero entre 550 ppm y 1.000 ppm<sup>9</sup>.

El estimado numérico de aceite incremental es aproximadamente 1,6 millones de barriles de petróleo. Para determinar la viabilidad económica del proyecto se evaluaron indicadores financieros tales como el Valor Presente Neto (VPN) que se estimó en \$US 5,7 millones con una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 19%. Esto conlleva a aprobar el proyecto piloto de la inyección de polímero en el campo Yariguí-Cantagallo para su implementación.<sup>10</sup>

Las investigaciones realizadas se basan en encontrar el buen funcionamiento del polímero de acuerdo con los efectos y condiciones presentados al momento de que sea implementado en las operaciones, también se realizan predicciones por medio de simulaciones para obtener resultados más contundentes y precisos para que este arroje el resultado esperado y más aproximado a lo que se requiere en el campo. Las condiciones de las soluciones poliméricas son evaluadas mediante análisis de laboratorio, probando su nivel de viscosidad al momento de ser enfrentadas con algunos factores como el esfuerzo cortante, oxígeno, entre otros. Estos estudios realizados con los factores mencionados anteriormente encuentran el aumento significativo en el factor de recobro para cada yacimiento evaluado y de esta manera reducir el corte de agua que en muchos casos es un problema diario en la producción del campo. Las investigaciones realizadas por Sheng muestran cómo se forma la solución polimérica a partir de la selección del polímero y del agua, teniendo en cuenta que la salinidad presente en el agua afecta de manera adversa la eficiencia del polímero dependiendo de su concentración presente en el agua.<sup>11</sup>

En el campo se evalúan cambios en la viscosidad para la obtención de resultados técnico-financieramente positivos. Al momento de cambiar o intentar utilizar una diferente fuente de agua se pueden presentar algunos problemas como la pérdida de viscosidad de las soluciones poliméricas donde se ven alteradas las propiedades del polímero cuando la salinidad del agua de inyección aumenta.

Se debe llevar a cabo el agotamiento primario del reservorio y por consiguiente al terminar esta fase se procede a actuar con un método de recobro secundario como en este caso la inyección de agua.<sup>12</sup> Debido a que este proceso genera diferentes *limitaciones* en el barrido como el efecto de canalización y entrapamiento de crudo surge la *necesidad* de implementar un método de recuperación terciaria, en el cual

---

<sup>9</sup> SPE. Design and Implementation of the First Polymer Flooding Project in Colombia: Yariguí-Cantagallo Field. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-177245-MS?id=conference-paper%2FSPE-177245-MS>. p 7.

<sup>10</sup> *Ibid.*, p 7.

<sup>11</sup> SHENG, James J. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: theory and practice. Burlington.: Elsevier, 2011. p. 130.

<sup>12</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2 ed. Maracaibo.: Ediciones Astro Dara S.A., 2001. p.70

se busca incrementar el factor de recobro con la utilización de diferentes tipos de fuentes de agua.

Las pruebas de laboratorio se encuentran *delimitadas* al realizarse con tres diferentes fuentes de agua diferentes ya establecidas anteriormente con respecto a la cantidad de sal presente, con el fin de observar cómo se altera la viscosidad del polímero. Realizando diferentes soluciones variando la concentración de polímero (200, 500, 1200, 1500 y 3000 ppm) y la fuente de agua utilizada, obteniendo 15 muestras con las cuales se realizó la prueba en el viscosímetro Brookfield.

El objetivo general del proyecto es la evaluación técnico-financiera del comportamiento de una solución polimérica con diferentes fuentes de agua y su impacto en la recuperación mejorada del Campo Yariguí-Cantagallo mediante simulación numérica, para esto se debe cumplir con los siguientes objetivos específicos;

- Describir las generalidades y geología del Campo Yariguí-Cantagallo
- Explicar los procesos de inyección de polímeros que se están llevando a cabo en el campo Yariguí-Cantagallo
- Evaluar experimentalmente los cambios en la viscosidad de la solución polimérica con respecto a la interacción con los diferentes tipos de agua de inyección
- Desarrollar un modelo de simulación numérica conceptual para la representación del impacto de las soluciones poliméricas obtenidas de las pruebas experimentales sobre la recuperación mejorada
- Analizar financieramente el impacto de las diferentes soluciones poliméricas sobre la recuperación mejorada teniendo en cuenta el análisis de sensibilidad realizado mediante el indicador financiero Valor Presente Neto.

El desarrollo de este proyecto dio como resultado un análisis de las fuentes de agua establecidas, mediante pruebas de laboratorio y simulaciones de las diferentes soluciones empleándolas de forma pertinente en el simulador, variando las concentraciones de polímero y la viscosidad que se obtuvo en el laboratorio, introduciendo la concentración a la cual se logró la viscosidad objetivo de 10cP y la salinidad de la fuente que se empleó en la simulación correspondiente. Al obtener dichos resultados se logró tomar la decisión de la fuente de agua apropiada para la inyección y aplicación de este proceso.

## 1. MARCO TEÓRICO

En esta sección se muestra la ubicación del Campo Yariguí-Cantagallo. Así mismo, se conocerá el procedimiento de inyección de polímeros, inicio y operación en campo, teniendo como referencia las fuentes de agua que se tomarán, de las cuales se describirán sus principales propiedades. Se muestran diferentes polímeros que podrían ser utilizados para estos procedimientos y los motivos por el cual se escoge la HPAM (poliacrilamida parcialmente hidrolizada). Se recopila la información teórica para la realización del piloto y como se evalúa para su puesta en marcha, también se muestra algunos estudios llevados a cabo con respecto al efecto de dos fuentes de agua en el polímero y el comportamiento del polímero en ellas.

### 1.1 LOCALIZACIÓN

El Campo Cantagallo fue descubierto entre el año 1941 y 1949, luego en el año 1953 la empresa Shell Condor le solicita al Gobierno Nacional la concesión San Pablo, en donde se realiza el descubrimiento del Campo Yariguí, posteriormente en el año 1974 pasan a manos de Ecopetrol S.A. La unificación de los campos se dio gracias a la resolución 12-4175 del Ministerio de Minas y Energía del 11 de agosto de 2007.<sup>13</sup>

Este campo se encuentra localizado en el flanco noroccidental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (figura 1), en el Bloque 2.218 del Magdalena Medio, ubicado en los límites de los departamentos de Santander y Bolívar, hace parte de la jurisdicción de los departamentos de Puerto Wilches (Santander) y Cantagallo (Bolívar)<sup>14</sup>, cuenta con una extensión aproximada de 3.000 acres (6 Km de largo por 2 Km de ancho) y está limitado por la falla Cantagallo, falla Caño Patico al sureste y la falla de rumbo de Ibagué al sur. Se encuentra a 290 Km al noreste de la ciudad de Bogotá y a 20 Km al noreste de la ciudad de Barrancabermeja. El recorrido desde la ciudad de Bogotá se puede realizar vía aérea o terrestre hasta la ciudad de Barrancabermeja y continua vía terrestre o fluvial hasta el municipio de Puerto Wilches, el cual se encuentra a 30 minutos del Campo Yariguí-Cantagallo (vía terrestre).

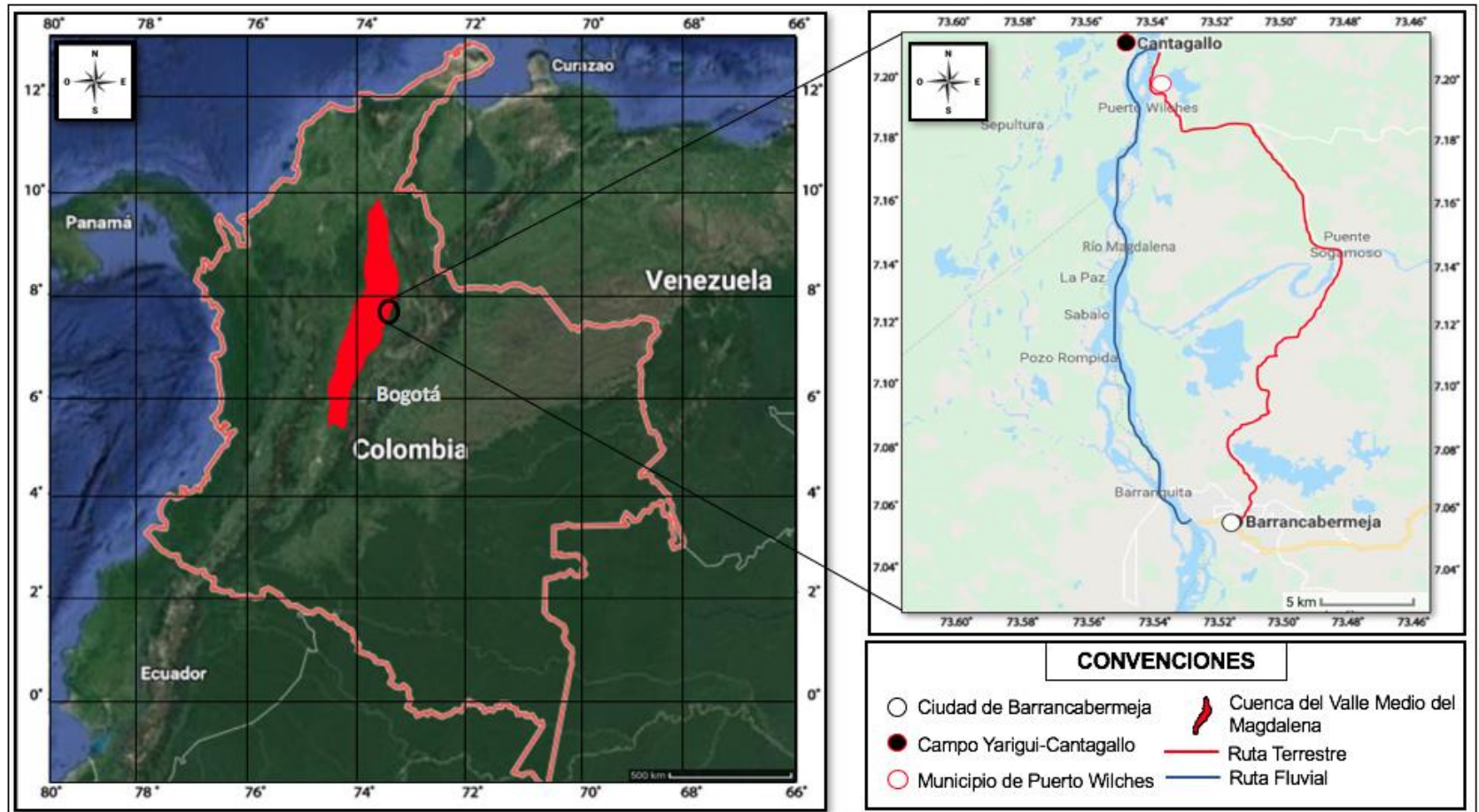
---

<sup>13</sup> SPE. Design and Implementation of the First Polymer Flooding Project in Colombia: Yariguí-Cantagallo Field. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-177245-MS?id=conference-paper%2FSPE-177245-MS>. p 7

<sup>14</sup> ACIPET. Análisis comparativo de procesos de inyección de polímeros ejecutados en Colombia. Disponible en internet: <http://oilproduction.net/files/ACIPET%20-%20TEC-452-EOR%20-%20OilProduction>. p 6.



Figura 1. Localización Campo Yariguí-Cantagallo.



Fuente: elaboración propia, con base en GOOGLE MAPS. Mapa Colombia. Disponible en internet: <https://goo.gl/maps/N8PzBGJ9Xka2PPrT8>.

## 1.2 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

A continuación, se muestran los aspectos más significativos del campo Yariguí-Cantagallo, como lo son los métodos de producción, tiempos de producción, número de pozos y gráficas de producción acumulada.

1.2.1 Métodos de Producción. El Campo Yariguí-Cantagallo está dividido en cinco bloques, que se han caracterizado por tener diferentes mecanismos de producción primaria. Se ha logrado identificar gracias al comportamiento de la producción y de estudios realizados en el campo que las Arenas B, C y CG (Bloques II y III) tienen asociado el mecanismo de producción gas en solución. Las Arenas CG en el Bloque IV tienen asociado el mecanismo de producción acuífero activo y las Arenas CG en el Bloque V, tiene asociado los mecanismos de producción de gas en solución y segregación gravitacional, debido al alto buzamiento que presenta la Falla Cantagallo.<sup>15</sup>

El desarrollo primario del Campo Yariguí-Cantagallo se dio desde el año 1943 hasta el año 2006, pero rápidamente la producción natural del campo tuvo que ser sustituida por sistemas de levantamiento artificial, debido a la baja relación gas/petróleo (GOR) y a la baja energía producida por el empuje hidráulico en el Bloque IV. Los sistemas de levantamiento artificial presentes en el campo son: bombeo electro sumergible (ESP), Bombeo de cavidades progresivas (PCP), bombeo mecánico y gas lift.<sup>16</sup>

En el año 1995 se realiza un primer piloto de inyección de agua. Desde el año 2008 hasta el 2014 se pone en marcha el desarrollo del campo mediante inyección de agua. En efecto, desde el año 2014 se inició la implementación de un proceso de recobro mejorado mediante la inyección de polímeros en el campo, aumentando 2.000 BOPD y el factor de recobro del campo. En la figura 2 se muestra la historia de producción del campo Yariguí-Cantagallo.

1.2.2 Tiempo de Producción. La producción del campo Yariguí-Cantagallo se ha mantenido desde el año 1942, con la perforación del pozo CG2 el cual produjo alrededor de 290 Bbl de crudo. A partir del año de 1952 se inició la producción comercial del campo. Más tarde, en el año 1962 se dio el pico más alto de producción del campo con 20.000 BOPD, posterior a esto después de las acciones tomadas por Ecopetrol de inyectar agua al campo se logró un pico de producción de 12.000 BOPD y hoy en día la producción se mantiene, haciendo uso del

---

<sup>15</sup> MATEUS PEDRAZA, Sebastian Felipe y PORRAS PUENTES, Johan Esteban. Evaluación de factibilidades de la implementación de la inyección de nanopartículas de sílice como método de recobro mejorado para crudos medianos del Campo Yariguí-Cantagallo mediante simulación numérica. Colombia, Bogotá. 2017, p.42.

<sup>16</sup> QUINTANA RODRÍGUEZ, Javier Eduardo. Evaluación de trabajos de estimulación orgánica en pozos del Campo Yariguí. Colombia, Bucaramanga.2008, p. 39.

desarrollo terciario del campo con lo cual se han producido 200.000 BO incrementales.<sup>17</sup>

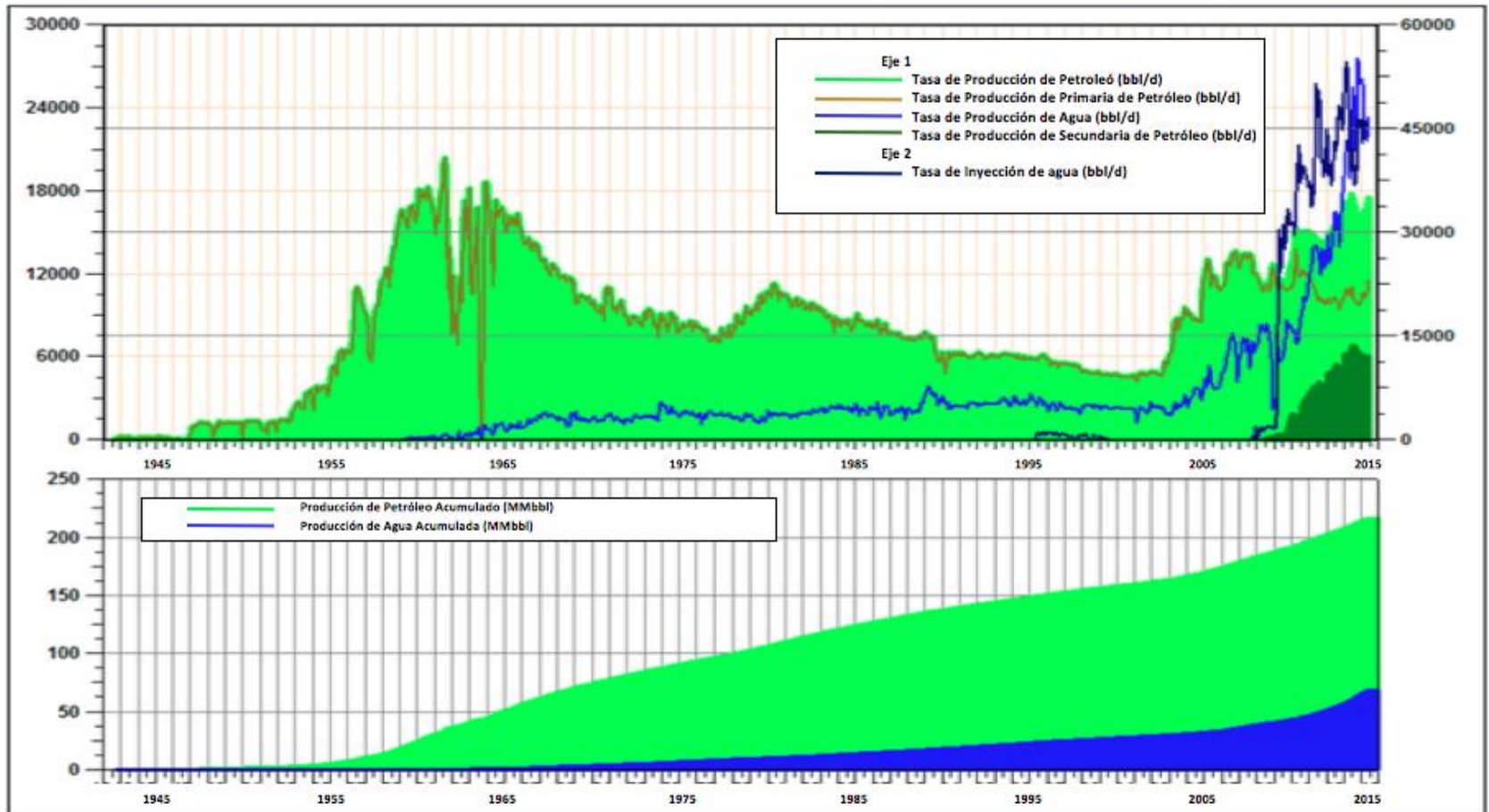
1.2.3 Número de Pozos. El Campo Yariguí-Cantagallo cuenta con 101 pozos productores y 38 pozos inyectores activos, que reporta una producción alrededor de los 18.000 BOPD y 23.000 BWPD.<sup>18</sup>

---

<sup>17</sup> SPE. Design and Implementation of the First Polymer Flooding Project in Colombia: Yariguí-Cantagallo Field. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-177245-MS?id=conference-paper%2FSPE-177245-MS>. p 7.

<sup>18</sup> Ibí., p. 3.

Figura 2. Historia de producción-inyección Campo Yariguí-Cantagallo

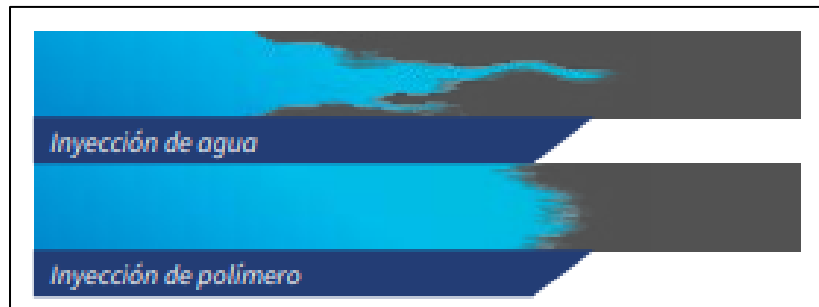


Fuente: elaboración propia, con base en MULETT, Félix. et al. Plan de desarrollo campo Yariguí-Cantagallo. ECOPETROL. 2016, p.25.

### 1.3 POLÍMEROS DE INYECCIÓN

La inyección de agua mejorada es un proceso mediante el cual un polímero es mezclado al fluido de inyección (figura 3), asemejando la viscosidad del crudo, para mejorar la relación de movilidad y la eficiencia de desplazamiento volumétrico. Se presentan algunas desventajas como el tipo de polímero a ser utilizado dependiendo de los fluidos en el yacimiento, los problemas de adhesión generados dentro de la roca y el taponamiento de los pozos inyectoros.<sup>19</sup>

Figura 3. Inyección de agua vs inyección polimérica.



Fuente: SNF FLOERGER. Geología del petróleo Sistemas petrolíferos EOR101. 2015. Disponible en: <https://www.snf.us/wp-content/uploads/2017/03/EOR-101-Geolog%C3%ADa-del-petr%C3%B3leo-Sistemas-petrol%C3%ADferos.pdf>. p. 10.

En la industria algunos de los polímeros más utilizados para el proceso de recobro de este son los sintéticos (HPAM) y los biopolímeros (goma xantán), también se encuentran los polímeros naturales y derivados (goma guar, carboximetilcelulosa sódica y la hidroxietilcelulosa - HEC), KYPAM, entre otros.<sup>20</sup>

Un buen polímero utilizado para el mejoramiento del agua de inyección en un pozo petrolero se caracteriza por no tener -O- en la cadena de carbono lo cual le da una estabilidad térmica, el grupo hidrofílico iónico negativo reduce la adsorción en la superficie de la roca, y procura una recuperación mayor de petróleo.<sup>21</sup>

En la figura 4 se muestra la asociación hidrofóbica El HPAM presenta una hidrólisis la cual convierte algunos grupos amida (CONH<sub>2</sub>) en grupos carboxilo (COO<sup>-</sup>), introduce cargas negativas en las cadenas de polímeros y tiene un gran efecto en las propiedades reológicas de la solución de polímero. A bajas salinidades las

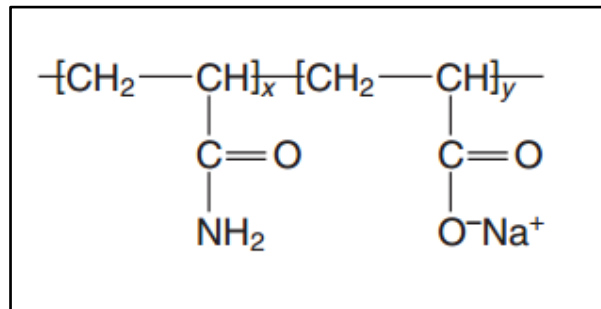
<sup>19</sup> HINCAPIE, Rafael E. y SEVERICHE, Juan. Inyección polimérica, un proceso clave para incrementar los factores de recobro. Colombia energía, la revista de la industria energética de Colombia. 2017, Edición No. 15, p 48. ISSN 2322-794X.

<sup>20</sup> SHENG, James J. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: theory and practice. Burlington.: Elsevier, 2011. p. 101.

<sup>21</sup> Ibip., p. 101.

cargas negativas en la estructura del polímero se repelen entre sí y hacen que estas cadenas se estiren provocando un aumento en la viscosidad, si se agrega NaCl esta reduce su estiramiento por lo cual disminuye su viscosidad. Por lo tanto, la estabilidad del polímero y de la solución se ven afectadas cuando se trabajan con altas salinidades.<sup>22</sup>

Figura 4. Poliacrilamida hidrolizada.



Fuente: SHENG, James J. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: theory and practice. Burlington.: Elsevier, 2011. p. 102.

Las propiedades de las soluciones poliméricas se enfocan principalmente en la viscosidad y la estabilidad tanto mecánica como térmica y química del polímero. El efecto de la salinidad neutraliza las cargas presentes en el polímero reduciendo la viscosidad cuando se le agrega sal monovalente (NaCl), y la viscosidad aumenta cuando actúa una sal divalente como el CaCl<sub>2</sub>, el MgCl<sub>2</sub> o BaCl<sub>2</sub>. De la misma manera, a baja hidrólisis la viscosidad de la solución aumenta después de que alcanza el mínimo de sal. Por otra parte, a una hidrólisis alta, la viscosidad de la solución disminuye considerablemente hasta que se produce una precipitación del polímero.<sup>23</sup>

En la figura 5 se puede observar la comparación entre la viscosidad y la concentración del polímero en donde se evalúan a diferentes salinidades de 10.000, 30.000 y 100.000 ppm, se evidencia que la viscosidad varía respecto a la concentración de la salinidad presente, por cuanto la salinidad es inversamente proporcional a la viscosidad. Se muestra que la viscosidad del producto AP-P3 es mayor a la de MO-4000 a la misma concentración de polímero y especialmente a altas salinidades.<sup>24</sup>

Por otra parte, el efecto de cizallamiento altera las soluciones poliméricas por ser un fluido pseudoplástico, este efecto tiene en cuenta la viscosidad con respecto a la

<sup>22</sup> SHENG, James J. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: theory and practice. Burlington.: Elsevier, 2011. p. 102.

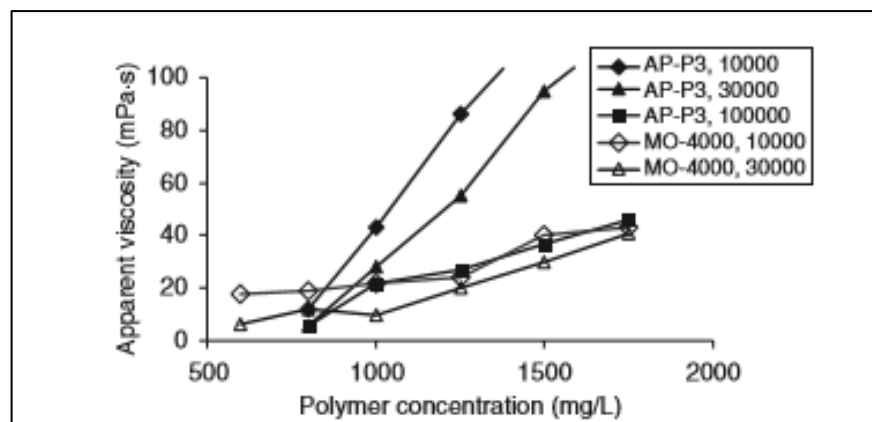
<sup>23</sup> Ibídem., p 102.

<sup>24</sup> Ibídem., p 112.

velocidad de corte y muestra a partir de la ley de potencia que la intersección entre un régimen de velocidad de corte intermedio y uno alto, la viscosidad y la velocidad de corte son iguales.<sup>25</sup>

Por último, el efecto de la temperatura sobre el polímero se identifica que cuando la velocidad de cizallamiento baja, la viscosidad aparente disminuye con la temperatura, al igual la viscosidad disminuye rápidamente a medida que aumenta la temperatura y cuando la temperatura aumenta, se incrementa la actividad de las cadenas y moléculas del polímero. Por lo tanto, la viscosidad es sensible a variaciones de la temperatura.<sup>26</sup>

Figura 5. Viscosidad vs concentración.



Fuente: SHENG, James J. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: theory and practice. Burlington.: Elsevier, 2011. p. 112.

#### 1.4 ESTABILIDAD DEL POLÍMERO

Es importante al momento de realizar procesos de recobro mejorado que las propiedades del polímero no se degraden rápidamente, el polímero debe durar lo suficiente durante el periodo de tiempo al cual se realizará el proceso de recobro mejorado. Por consiguiente, la estabilidad del polímero va ligada directamente a la degradación del polímero la cual se refiere a cualquier proceso que rompe la estructura molecular de las macromoléculas. Las degradaciones principales en las aplicaciones de recuperación de petróleo son térmicas, químicas, mecánicas y biológicas. Además, estas degradaciones alteran significativamente la estabilidad del polímero.<sup>27</sup>

<sup>25</sup> SHENG, James J. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: theory and practice. Burlington.: Elsevier, 2011. p. 132.

<sup>26</sup> Ibíp., p 135.

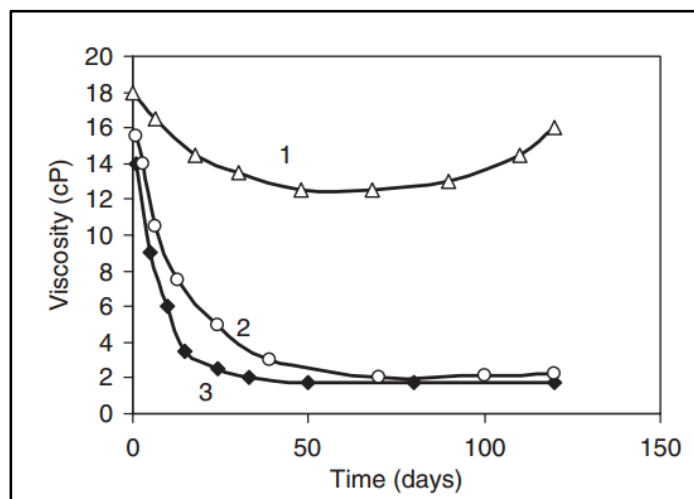
<sup>27</sup> SORBIE, Kenneth S. Polymer-Improved Oil Recovery. EEUU.: Blackie and Son Ltd, 1991, p. 83.



En la degradación química se lleva a cabo la descomposición de las moléculas, en donde existen contaminantes como el oxígeno y hierro, la degradación química se controla principalmente mediante reacciones de oxidación-reducción e hidrólisis llegando así a obtener una estabilidad.<sup>28</sup>

La presencia de oxígeno conduce a una degradación oxidativa del polímero donde la disminución de temperatura no provoca un efecto de oxígeno disuelto significativo sobre la viscosidad de la solución de HPAM, cuando aumenta la temperatura la viscosidad disminuye con el tiempo, cuando aumenta la concentración de oxígeno la viscosidad disminuye rápidamente (figura 6). El efecto de los iones en la estabilidad del polímero comienza al actuar el ion férrico ( $\text{Fe}^{+3}$ ) sobre una viscosidad del HPAM a la temperatura ambiente, cuando la concentración del ion Fe disminuye la pérdida de viscosidad no es significativa en poco tiempo<sup>29</sup>.

Figura 6. Efecto del oxígeno en HPAM.



Fuente: SHENG, James J. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: theory and practice. Burlington.: Elsevier, 2011. p. 136.

La poliacrilamida es estable térmicamente a temperaturas altas como 120°C, el efecto de la temperatura se evidenció al momento de realizar una prueba y notar que al aumentar la temperatura hay una tasa de hidrólisis más rápida. Por lo tanto, la hidrólisis afecta la estabilidad y se debe tener a una baja temperatura para poder alcanzar una alta viscosidad.<sup>30</sup>

El efecto divalente actúa cuando la poliacrilamida aumenta a medida que avanza la hidrólisis, el  $\text{Ca}^{+2}$  y  $\text{Mg}^{+2}$  producen la poliacrilamida hidrolizada (carboxilos

<sup>28</sup> SORBIE, Kenneth S. Polymer-Improved Oil Recovery. EEUU.: Blackie and Son Ltd, 1991, p. 83.

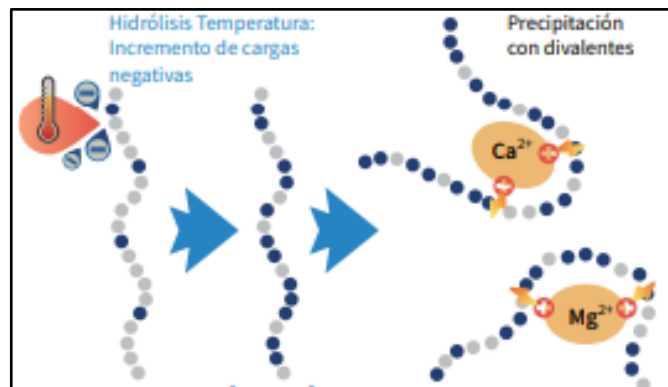
<sup>29</sup> SHENG, James J. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: theory and practice. Burlington.: Elsevier, 2011. p. 135.

<sup>30</sup> Ibip., p. 136.



negativos), donde el  $Mg^{+2}$  afecta y limita la estabilidad del HPAM (figura 7). En un reservorio de baja temperatura y dureza, la viscosidad de HPAM disminuye lentamente a medida que la hidrólisis aumenta gradualmente, en un yacimiento de alta temperatura y salinidad, la viscosidad de HPAM disminuye drásticamente a medida que la hidrólisis aumenta rápidamente y puede ocurrir una precipitación.<sup>31</sup>

Figura 7. Degradación térmica del polímero.



Fuente: SNF FLOERGER. Geología del petróleo Sistemas petrolíferos EOR101. 2015. Disponible en: <https://www.snf.us/wp-content/uploads/2017/03/EOR-101-Geolog%C3%ADa-del-petr%C3%B3leo-Sistemas-petrol%C3%ADferos.pdf>. p. 15.

La degradación mecánica surge a partir de rompimiento de las moléculas en la región alta de flujo como resultado de altas tensiones mecánicas en las macromoléculas, este efecto es importante sólo cuando está cerca del pozo y también en algunos equipos de manipulación de polímeros. En un medio poroso de menor permeabilidad el diámetro de las cadenas de las macromoléculas se reduce y la tensión sobre el polímero es mayor, por lo cual las cadenas de los polímeros se rompen y la viscosidad disminuye drásticamente.<sup>32</sup>

La degradación biológica se rige por ser microbiana la cual es por almacenamiento o depósito, los biopolímeros HPAM, generan una nutrición para las bacterias sulfatadoras, si aumentan las bacterias sulfatadoras la viscosidad se reducirá. La pérdida de viscosidad del HPAM se puede generar por un cizallamiento mecánico, también en las bombas dosificadoras, esto evidencia que se pueden medir las pérdidas de viscosidad en varias partes de un sistema de inyección<sup>33</sup>.

<sup>31</sup> SHENG, James J. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: theory and practice. Burlington.: Elsevier, 2011. p. 141

<sup>32</sup> Ibíp., p. 143

<sup>33</sup> Ibíp., p. 141.

Tabla 1. Características del HPAM.

	Ventajas	Desventajas
	Excelente inyectividad y propagación	Sensible al cizallamiento
	Alto poder viscosificante	Sensible a la temperatura
	Buena y larga estabilidad en condiciones de yacimiento leves	Sensible a la sal
	Rentable, alta capacidad de producción en todo el mundo	Sensible a la degradación química
	No tóxico	Biodegradabilidad baja

Fuente SNF FLOERGER. Geología del petróleo Sistemas petrolíferos EOR101. 2015. Disponible en: <https://www.snf.us/wp-content/uploads/2017/03/EOR-101-Geolog%C3%ADa-del-petr%C3%B3leo-Sistemas-petrol%C3%ADferos.pdf>.

## 1.5 FUENTES DE AGUA

Al realizar las soluciones poliméricas es muy importante tener en cuenta la calidad de la fuente de agua a utilizar, por lo tanto, se busca garantizar que las siguientes variables presentes en el agua no afecten de forma negativa el funcionamiento del polímero. Así pues, las variables evaluadas son la salinidad, grasas y aceites, sólidos en suspensión, pH, dureza, oxígeno/hierro, sulfuro, bacterias y radicales libres.

En el caso de la salinidad, esta genera un efecto negativo sobre la viscosidad, ya que cuando aumenta la salinidad la viscosidad se reduce. Por lo tanto, la poliácridamida parcialmente hidrolizada se ve afectada por la presencia de sales monovalentes, generando un recubrimiento por iones  $\text{Na}^+$  a los grupos carboxilos ( $-\text{COO}-$ ), por ende, no se genera la repulsión característica de estos grupos para generar un aumento en la viscosidad, por tal motivo se reduce la molécula y disminuye la viscosidad.

Ahora bien, para observar la recuperación mejorada mediante la inyección combinada de agua/polímero de baja salinidad se realizan diferentes procesos experimentales donde se realizan salmueras (agua de mar sintética y de baja salinidad) figura 8, luego se emplean para la preparación de soluciones poliméricas teniendo en cuenta sus propiedades y composiciones.

La eficiencia de este método de inyección de agua con baja salinidad depende tanto de la humectabilidad como de la saturación inicial del agua, también atribuyen la mayor parte al beneficio del polímero a una mejora del comportamiento del flujo fraccional. Se empleó esta inyección en saturación de agua inicial (modo secundario) y después de la saturación de aceite residual (modo terciario)<sup>34</sup>.

Figura 8. Efecto de barrido en el yacimiento.



Fuente: GRANADO, Carlos. SALAZAR, Víctor. Seminario virtual (webinar) Metodología para la selección en la estrategia óptima de la inyección polimérica de laboratorio a campo. [en línea] 23 de mayo 2017. Disponible en: <https://www.youtube.com/watch?v=WGiWkLI7pY4&t=2686s>.

Algunos casos especiales fueron al utilizar agua de mar, en donde arrojó que la salinidad del agua producida era mayor a la del agua de formación, con presencia de  $\text{Ca}^{2+}$  y  $\text{Mg}^{2+}$ , el corte de agua disminuyó y la tasa de aceite aumentó pero no fue significativo; otro caso es el uso del agua producida, la cual posee una mayor salinidad, esta se utiliza en lugar de agua dulce pero la concentración del polímero debe incrementarse en un 55% para alcanzar la misma viscosidad.<sup>35</sup>

Se realizaron pruebas piloto tempranas en Daqing - China, en donde se utilizó un polímero de bajo peso molecular, pruebas piloto de PO (polymer one - polímero uno) y PT (polymer two - polímero dos) en Daqing, aplicaciones de campo a gran escala donde se obtuvieron diferentes observaciones como, por ejemplo, las capas con menor eficiencia de barrido por inyección de agua se comportaron mejor en la

<sup>34</sup> SHAKER, Behruz y SKAUGE, Arne. Enhanced Oil Recovery (EOR) by Combined Low Salinity Water/ Polymer Flooding. Disponible en: <https://doi.org/10.1021/ef301538e>. p 8.

<sup>35</sup> SHENG, James J. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: theory and practice. Burlington.: Elsevier, 2011. p. 205

inyección del polímero, entre otras. De igual forma se implementó la inyección de polímeros en un reservorio de alta temperatura y salinidad, se observó que la viscosidad no fue sensible a la salinidad y fue aún mayor al enfrentar un aumento de la salinidad, tampoco fue sensible al pH y se utilizó formaldehído como biocida.<sup>36</sup>

## 1.6 PILOTO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS IMPLEMENTADO EN EL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO

En Colombia el factor promedio de recuperación de aceite aproximadamente es de 18%, del cual la producción primaria es el 88%, la secundaria es el 11% y la producción terciaria es inferior al 1%.<sup>37</sup> Ecopetrol con fin de cumplir con los objetivos propuestos para su empresa de aumentar la producción y reservas de petróleo comenzó a realizar una estrategia de inyección de agua combinada y la evaluación de diferentes tecnologías EOR.<sup>38</sup> El proceso EOR se basa en aumentar el volumen y el desplazamiento del petróleo, por ende se espera que estas tecnologías aumenten la producción total de petróleo de Colombia en la próxima década.

La inyección de polímeros en el campo Yariguí-Cantagallo fue el primer piloto que se llevó a cabo en Colombia e implementado por Ecopetrol. El procedimiento por el cual se llevó para la toma de decisión si se implementaba o no este método se basó principalmente en la metodología y los protocolos seguidos para diseñar e implementar este piloto.<sup>39</sup>

Para implementar este piloto de inyección de polímeros en el campo Yariguí-Cantagallo se llevaron a cabo una comparación con campos análogos en los cuales se utilizan métodos CEOR, esto contribuyó a reducir los riesgos e incertidumbres asociados a la aplicabilidad de la inyección de polímeros en las condiciones de este campo.<sup>40</sup> En la tabla 2 se observan las propiedades básicas de la roca y los fluidos en el campo. Para el estudio de selección no se disponían de datos de laboratorio y se recopiló información principal para predicciones numéricas revisando estudios análogos reportados en la literatura. En esta fase se evaluó el posible impacto de la

---

<sup>36</sup> SHENG, James J. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: theory and practice. Burlington.: Elsevier, 2011. p. 205

<sup>37</sup> SPE. Design and Implementation of the First Polymer Flooding Project in Colombia: Yariguí-Cantagallo Field. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-177245-MS?id=conference-paper%2FSPE-177245-MS>. p 2.

<sup>38</sup> SCIELO. Inyección de polímero para el mejoramiento de la eficiencia de barrido volumétrico en procesos de inyección de agua. Disponible en internet: [http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0122-53832016000100004](http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0122-53832016000100004).

<sup>39</sup> SPE. Design and Implementation of the First Polymer Flooding Project in Colombia: Yariguí-Cantagallo Field. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-177245-MS?id=conference-paper%2FSPE-177245-MS>. p. 2.

<sup>40</sup> Ibíq., p. 2.

ubicación del campo, las fuentes de agua disponibles y las instalaciones de superficie.<sup>41</sup>

Tabla 2. Propiedades de la roca y fluidos del Campo Yariguí-Cantagallo.

Temperatura (°C)	59
Profundidad (ft)	7.300
Porosidad (%)	18-20
Permeabilidad (mD)	50-120
Punto de burbuja (psi)	2.425
Presión Actual (psi)	2.000
°API	21
Viscosidad a Tyac (cP)	24

Fuente: elaboración propia, con base en ACIPET. Análisis comparativo de procesos de inyección de polímeros ejecutados en Colombia. Disponible en: <http://oilproduction.net/files/ACIPET%20-%20TEC-452-EOR%20-%20OilProduction>. p. 7.

El estudio se realizó en el Bloque V del campo Yariguí-Cantagallo (figura 9), este contiene el 77% del OOIP del campo estimado en 1.048,4 MMST. Las arenas B (Fm Mugrosa), las arenas C y CG (Fm La Paz) representan las formaciones productoras del campo, por lo cual las áreas piloto se centraron en las arenas CG con un OOIP de 603 MMSTB. La selección de las áreas piloto incluyó las siguientes actividades: el análisis de los mapas de burbujas para identificar las áreas de gran inyección y/o producción acumulada de fluidos y la posible conectividad el pozo o la falta de ella, el análisis detallado del historial de producción de inyección para confirmar la comunicación entre pozos, la respuesta de producción de petróleo debido a la inyección de agua, la integridad mecánica de inyectoros y productores y por último la revisión de las estimulaciones de pozo por pozo requeridos para mejorar la inyectividad del pozo.<sup>42</sup>

---

<sup>41</sup> SCIELO. Inyección de polímero para el mejoramiento de la eficiencia de barrido volumétrico en procesos de inyección de agua. Disponible en internet: [http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0122-53832016000100004](http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0122-53832016000100004).

<sup>42</sup> SPE. Design and Implementation of the First Polymer Flooding Project in Colombia: Yariguí-Cantagallo Field. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-177245-MS?id=conference-paper%2FSPE-177245-MS>. p. 3.



para más evaluaciones detalladas, las cuales se basaron en la compatibilidad/solubilidad en el agua, viscosidad en función de la concentración de polímero, factor de retención, filtrabilidad y estudios reológicos, utilizando protocolos tomados de la norma API RP 63 y otros métodos presentados en la literatura como Sheng, Sorbie entre otros.<sup>46</sup> En la tabla 3 se muestra el análisis composicional de diferentes fuentes de agua disponibles para la inyección, en donde muestra las fuentes tomadas en diferentes puntos de la planta de inyección.

Tabla 3. Análisis composicional del agua en diferentes fuentes de agua.

Fuente	(ppm)										Alcalinidad		
	Na <sup>+</sup>	K <sup>+</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Ba <sup>2+</sup>	Sr <sup>2+</sup>	Fe <sup>2+</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	Cl <sup>-</sup>	TDS	Dureza Total	Total
Isla VI	14.500	69	609	93,8	50,9	69,6	8	305	4	20.908	36.645	1.906,9	250
Agua Fresca	45	2,5	7,5	1,4	0,3	0,1	0,1	130	4	<0,74	234	24,6	107
YR-504	4,623	26,3	223	38,2	19,2	26,5	5	244	4	7.925	13.163	714,2	200
YR-510	5,064	28,1	246	42,3	21,5	29,5	6	244	4	8.422	14.137	788,5	200

Fuente: SPE. Design and Implementation of the First Polymer Flooding Project in Colombia: Yariguí-Cantagallo Field. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-177245-MS?id=conference-paper%2FSPE-177245-MS>. p. 5. Modificado por autores.

Las muestras recibidas (en total 13 muestras) mostraron una buena compatibilidad y solubilidad con las salmueras sintéticas y de campo, excepto una muestra. Las muestras restantes presentaron una alta viscosidad a diferentes concentraciones de polímero con el agua fresca en comparación con las salmueras de campo, por lo cual, se decidió tomar el agua fresca para la prueba piloto.<sup>47</sup>

Los estudios de degradación mecánica mostraron que todas las muestras mostraron pérdidas de viscosidad superiores al 40%, en donde se consideraron esfuerzos de cizallamiento extremos, por ende, no se consideraron como un resultado adverso para estudios de laboratorio o para el piloto. En base a estos resultados se seleccionaron dos polímeros para realizar más pruebas, con las cuales se generó adsorción/retención, el factor de resistencia y el factor de resistencia residual con la ejecución de inyecciones de núcleo de fase única en condiciones de yacimiento (59°C y 3.000 psi). La primera etapa incluyó la inyección de una solución de polímero a 500 ppm a una velocidad constante en un núcleo completamente saturado en adsorción/retención de salmuera y el volumen de poro inaccesible de polímero.<sup>48</sup>

<sup>46</sup> SCIELO. Inyección de polímero para el mejoramiento de la eficiencia de barrido volumétrico en procesos de inyección de agua. Disponible en internet: [http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0122-53832016000100004](http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0122-53832016000100004).

<sup>47</sup> Ibip.,

<sup>48</sup> SPE. Design and Implementation of the First Polymer Flooding Project in Colombia: Yariguí-Cantagallo Field. Disponible en internet: [www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-177245MS?id=conferencepaper%2FSPE177245MS](http://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-177245MS?id=conferencepaper%2FSPE177245MS). p. 5.

En la siguiente etapa se inyectaron soluciones poliméricas a diferentes concentraciones y diferentes velocidades de flujo, también se inyectó agua fresca entre cada inyección de solución polimérica para controlar la reducción de permeabilidad (RRF).<sup>49</sup>

Para la simulación numérica se actualizaron los estudios de la simulación con los datos de laboratorio para ambos polímeros, en este estudio se llevó a cabo un análisis de sensibilidad sobre la concentración de polímero, tasa de inyección, volumen de poro inyectado de polímero, adsorción de polímeros a diferentes condiciones operativas. En el piloto se definió inyectar un máximo de 0,2 de volumen poroso (VP) de polímero, con una velocidad de 1.500bbl/día y la concentración de polímero entre 550 ppm y 1.500 ppm; se pronosticó por medio de la simulación que la respuesta de producción de petróleo sería después de 12 a 16 meses desde el inicio de la inyección de polímero. Finalmente, se realizó una evaluación económica en donde se estimó el costo total por barril incremental entre 6 y 8 \$US.<sup>50</sup>

En la figura 10 se muestran los patrones elegidos y las imágenes de las unidades de inyección utilizadas por cada uno de los proveedores. La puesta en marcha del piloto comenzó el 17 de marzo de 2014 en el patrón inyector YR-504 y el segundo inyector YR-510 comenzó 1,5 meses después, el 27 de abril. El primer piloto comenzó con incrementos de polímero desde 100 ppm hasta 1.500 ppm a una velocidad constante de 1.000 BPD, el pozo continuó así hasta que alcanzó la presión máxima de operación aproximadamente dos semanas después, disminuyendo la concentración de polímero a 1.000 ppm. Después para el segundo piloto se comenzó a inyectar una concentración de polímero de 800 ppm y 1.000 BPD. El programa de monitoreo implementado proporcionó una guía valiosa para interpretar el rendimiento de la inyectividad del polímero.<sup>51</sup>

---

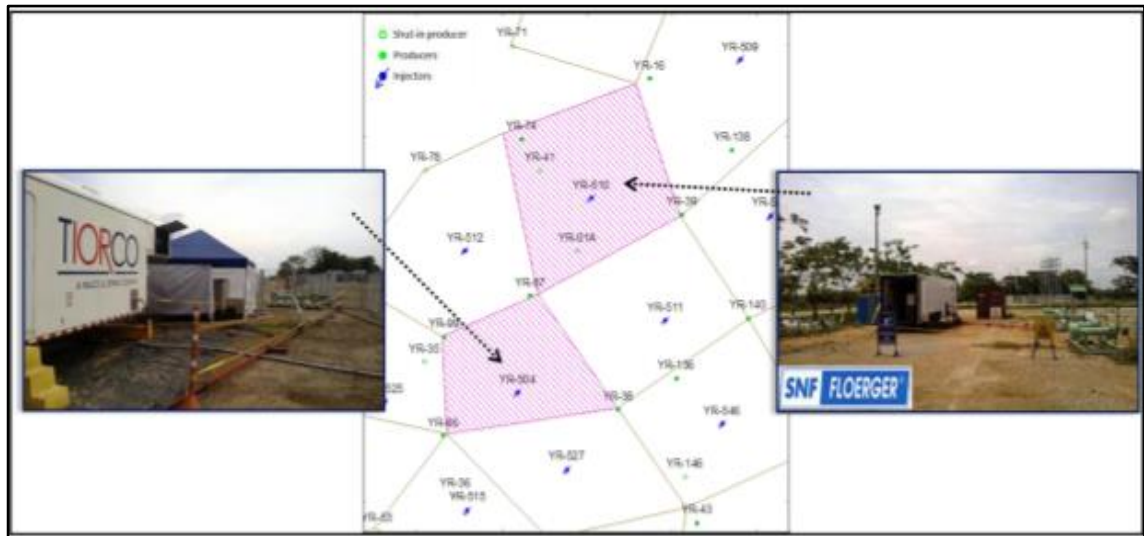
<sup>49</sup> SPE. Design and Implementation of the First Polymer Flooding Project in Colombia: Yariguí-Cantagallo Field. Disponible en internet: [www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-177245MS?id=conferencepaper%2FSPE177245MS](http://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-177245MS?id=conferencepaper%2FSPE177245MS)., p. 6.

<sup>50</sup> Ibídem., p. 7.

<sup>51</sup> Ibídem., p. 7.



Figura 10. Áreas piloto de polímero Yariguí-Cantagallo e imágenes de unidades de inyección de proveedores de servicios.

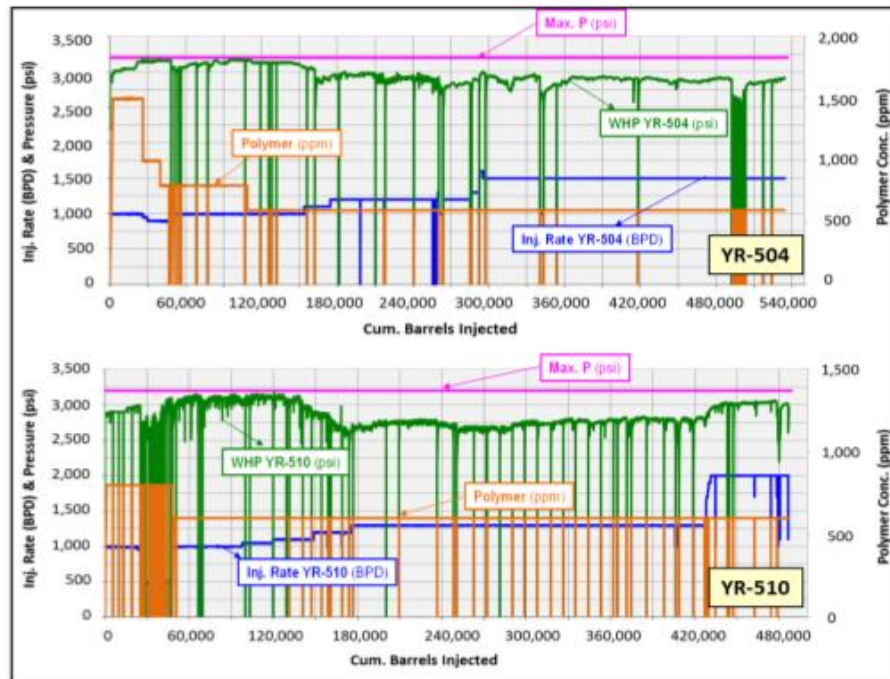


Fuente: G. Maya, *et al.* Design and Implementation of the First Polymer Flooding Project in Colombia: Yariguí-Cantagallo Field. SPE-177245-MS. En: SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 18-20 November, Quito, Ecuador. 2015. p 7.

En el inyector YR-504 se realizó una inyección acumulativa de solución de polímero de 526.933 bls. En la figura 11 se presentó el historial de inyección de polímero de los pozos YR-504 y YR-510, las concentraciones utilizadas a medida que aumenta los barriles acumulados inyectados, la presión máxima y la tasa de inyección de estos pozos. La concentración de polímero se redujo gradualmente desde 1.500 a 550 ppm, la reducción de la concentración del polímero ayudó a aumentar las tasas de inyección de 1.000 y 1.500 BPD. El inyector YR-510 comenzó la inyección de polímero de 800 ppm a 1.000 BPD, después de aproximadamente una inyección acumulativa de polímero se redujo a 500 ppm.<sup>52</sup>

<sup>52</sup> SPE. Design and Implementation of the First Polymer Flooding Project in Colombia: Yariguí-Cantagallo Field. Disponible en internet: [www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-177245MS?id=conferencepaper%2FSPE177245MS](http://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-177245MS?id=conferencepaper%2FSPE177245MS). p. 8.

Figura 11. Historial de inyección de polímero.

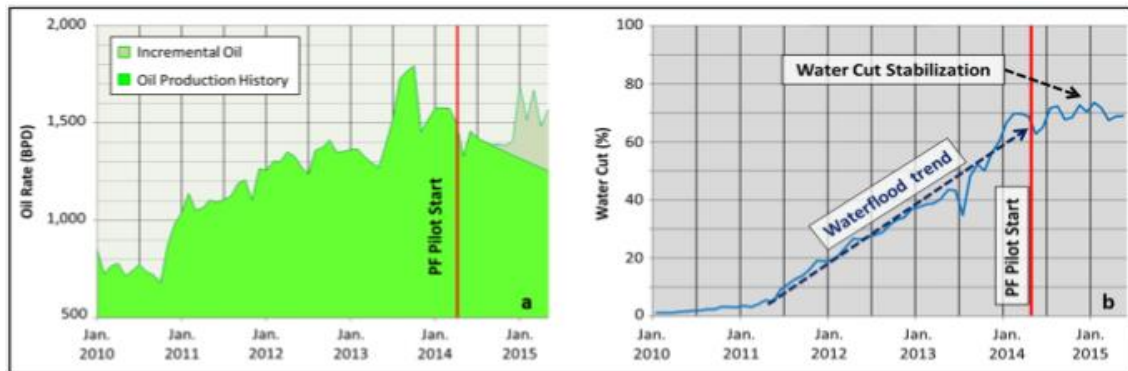


Fuente: G. Maya, *et al.* Design and Implementation of the First Polymer Flooding Project in Colombia: Yariguí-Cantagallo Field. SPE-177245-MS. En: SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 18-20 November, Quito, Ecuador. 2015. p 9

En general el piloto opera actualmente a una tasa de inyección de 3.500 BPD y una concentración de 500 ppm, con una presión de inyección promedio de 2.970 psi. La respuesta de producción de petróleo se observó 9 meses después de que comenzara la inyección de polímero en ambos pozos, esta respuesta de producción fue de 3 a 7 meses antes en comparación con las predicciones numéricas de los diferentes escenarios que se ejecutaron. En la figura 12 se muestran dos imágenes en donde se encuentra una línea roja la cual indica el comienzo de la inyección de polímero en el tiempo que se inició esta. Las muestras de cabeza de pozo se analizan durante 10 días de cada mes, en donde este análisis incluye alcalinidad, hierro, pH, concentración de polímero, viscosidad, screen factor y pruebas de filtrabilidad. La concentración de cloro también se midió y se usó como indicador natural potencial debido al alto contraste de salinidad entre el agua producida y el agua fresca inyectada.<sup>53</sup>

<sup>53</sup> SPE. Design and Implementation of the First Polymer Flooding Project in Colombia: Yariguí-Cantagallo Field. Disponible en internet: [www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-177245MS?id=conferencepaper%2FSPE177245MS](http://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-177245MS?id=conferencepaper%2FSPE177245MS). p. 10.

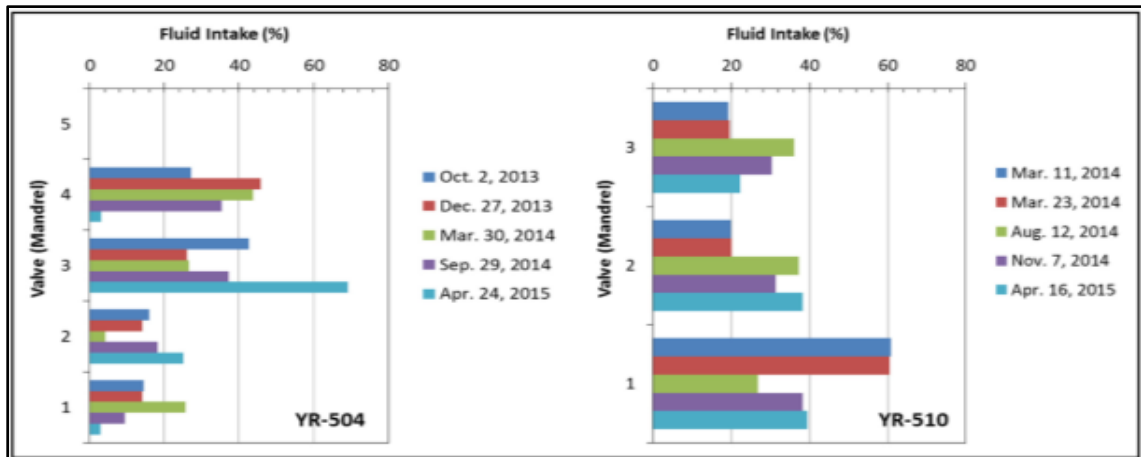
Figura 12. Producción de aceite (a) y corte de agua (b) de los pozos YR-504 y YR-510



Fuente: G. Maya, *et al.* Design and Implementation of the First Polymer Flooding Project in Colombia: Yariguí-Cantagallo Field. SPE-177245-MS. En: SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 18-20 November, Quito, Ecuador. 2015. p 10

En la figura 13 se observan los perfiles de inyección en cuanto a trazadores radioactivos, a lo largo del tiempo los pozos inyectoros YR-504 y YR-510, los cuales tiene el perfil de inyección antes y después de que se realizará la inyección de polímero, como era la inyectividad a través de los cinco (5) mandriles utilizados.<sup>54</sup>

Figura 13. Lapso de tiempo para los perfiles de inyección de los pilotos YR-504 y YR-510.

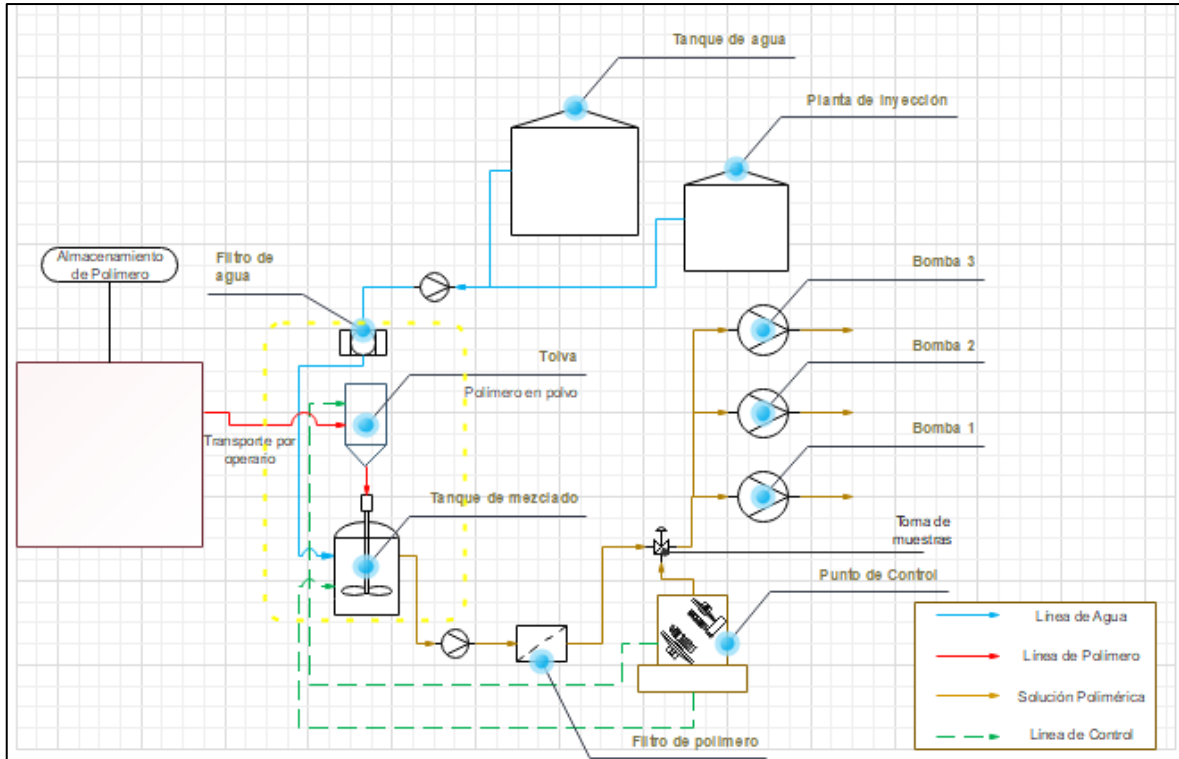


Fuente: G. Maya, *et al.* Design and Implementation of the First Polymer Flooding Project in Colombia: Yariguí-Cantagallo Field. SPE-177245-MS. En: SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 18-20 November, Quito, Ecuador. 2015. p 11.

<sup>54</sup> SPE. Design and Implementation of the First Polymer Flooding Project in Colombia: Yariguí-Cantagallo Field. Disponible en internet: [www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-177245MS?id=conferencepaper%2FSPE177245MS](http://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-177245MS?id=conferencepaper%2FSPE177245MS). p. 11.

En la Figura 14 se muestra el procedimiento y flujo que lleva el polímero a lo largo de la ejecución de la inyección.

Figura 14. Diagrama esquemático de Inyección del campo Yariguí-Cantagallo.



Fuente: elaboración propia.

## 2. METODOLOGÍA

Para realizar los diferentes análisis, se tomó como referencia un informe de Ecopetrol<sup>55</sup> realizado con este polímero teniendo en cuenta dos fuentes de agua, estas no son las mismas, pero tienen condiciones similares a las empleadas. La diferencia fue donde se tomó la fuente de agua llamada 40/60. Con el fin de obtener la viscosidad objetivo (10 cP), evaluando las diferentes concentraciones y las fuentes de agua.

### 2.1 PREPARACIÓN SOLUCIONES

Este proceso se realizó de acuerdo con la norma API RP-63<sup>56</sup>, la cual indica el procedimiento para la preparación de soluciones de polímero y diluciones, la medición de cada una de las muestras tomadas se llevó a cabo por medio de las ecuaciones presentadas, obteniendo el resultado para luego ser medida en las pruebas de laboratorio.

2.1.1 Norma API RP 63. Procedimiento recomendado por la norma API RP 63 para la preparación en laboratorio de soluciones de polímero de poliacrilamida.

Las soluciones poliméricas se preparan en un agitador generando una solución madre de 5.000 ppm y posteriormente se diluye a diferentes concentraciones. El agitador del laboratorio debe ajustarse de modo que el fondo del vórtice de agua cubra el 75% de la solución. El polímero seco se debe rociar uniformemente justo debajo del hombro del vórtice por 30 segundos. Si se intenta dispersar el polímero un período de tiempo más largo, la viscosidad resultante del polímero disuelto puede evitar la humectación adecuada. Además, puede conducir a la formación de ojos de pescado. Tan pronto como se ha agregado todo el polímero, se debe ajustar el agitador a un nivel bajo velocidad (60-80 rpm).

Se debe usar una velocidad de agitador baja para evitar la degradación mecánica de la solución polimérica. La agitación de la solución se debe realizar a baja temperatura. Acelerar durante 2 o 3 horas y dejar reposar durante la noche. Las soluciones madre se deben diluir mezclando suavemente la cantidad requerida de solución madre y de salmuera. Sin embargo, deben utilizarse el mismo día de su preparación.<sup>57</sup>

---

<sup>55</sup> INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO. Evaluación experimental roca-fluido de los polímeros evaluados en la fase 1 para el recobro mejorado en el campo Yariguí-Cantagallo- Fase dinámica. 2013. (Manual Interno de Ecopetrol S.A.).

<sup>56</sup> AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practices for Evaluation of Polymers Used in Enhanced Oil Recovery Operations. RP63. EEUU.: Washington, DC. 1990. p. 5.

<sup>57</sup> Ibip., p. 5.

2.1.2 Equipos requeridos. para la preparación de soluciones de poliacrilamida en polvo.

- Mezclador, o equivalente.
- Agitador de paleta o eje equipado con un conjunto de hélice de pala marina de dos pulgadas, accionado por un motor agitador (variador de cono Sargent-Welch variable velocidad, número de catálogo 0876445, o equivalente).
- Tazas para pesar.
- Cronómetro o temporizador.

2.1.3 Cálculos. Para preparar una solución haciendo uso de productos secos de poliacrilamida.

1. Calcule la cantidad de producto de polímero seco requerido para completar la cantidad apropiada de la solución, mediante la ecuación presentada en la Ecuación 1.

Ecuación 1. Cálculo preparación de producto seco (HPAM).

$$W_{pr} = \frac{W_s \times C_s \times 10^{-4}}{A_{pr}}$$

Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practices for Evaluation of Polymers Used in Enhanced Oil Recovery Operations. RP63. EEUU.: Washington, DC. 1990.

dónde:

- $W_{pr}$ : Masa del producto polimérico, g.
  - $W_s$ : Masa de la solución a elaborar, g.
  - $C_s$ : Concentración de polímero en solución madre, ppm.
  - $A_{pr}$ : actividad del producto polimérico, porcentaje en peso (generalmente 100%).
2. Calcule la cantidad de agua requerida para producir la cantidad deseada de solución madre de acuerdo con la ecuación 2.

Ecuación 2. Cálculo cantidad agua requerida.

$$W_{bs} = W_s - W_{pr}$$

Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practices for Evaluation of Polymers Used in Enhanced Oil Recovery Operations. RP63. EEUU.: Washington, DC. 1990.

dónde:

- $W_{bs}$ : Masa de agua requerida, g.
- $W_s$ : Masa de la solución a elaborar, g.
- $W_{pr}$ : Masa del producto polimérico, g.

Procedimiento de mezcla recomendado para preparar una solución madre de 5.000 ppm.

- Pesar la cantidad calculada de producto de polímero seco en un recipiente y registre el peso.
- Pese la cantidad calculada de la salmuera deseada en un frasco de vidrio de boca ancha. Añadir una barra de agitación magnética recubierta de 1.5 pulgadas al frasco.
- Usando un agitador, ajuste el vórtice a extender 75% en la solución.
- Rocíe el polímero en el hombro del vórtice. durante un período de 30 segundos. Observa la solución, esta no debe presentar ojos de pescado; Si lo presenta, empezar de nuevo a baja velocidad (60-80 rpm) durante 2-3 horas a la concentración deseada.
- Agite la solución usando un agitador.
- Permita que la solución repose durante la noche antes de diluir.<sup>58</sup>

2.1.4 Práctica de laboratorio. Según la norma técnica API RP 63, la preparación de la cada una de las soluciones madre se realizó veinticuatro (24) horas antes del inicio de las demás pruebas, ya que se debía dejar hidratar el polímetro lo suficiente para que el comportamiento de la viscosidad en las siguientes pruebas fuera el

---

<sup>58</sup> AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practices for Evaluation of Polymers Used in Enhanced Oil Recovery Operations. RP63. EEUU.: Washington, DC. 1990. p. 6.

deseado. Se realizó mezclando 6.600 mg de polímero con un porcentaje de humedad de 10%, en 1.2 L de agua de cada una de las fuentes de agua, haciendo uso de un agitador configurado a 450 rpm durante las veinticuatro (24) horas.

2.1.4.1 Solución Madre Isla VI. En la tabla 4 se muestra la composición del agua de la Isla VI. La preparación comienza agregando 1,2 L de agua proveniente de Isla VI en un beaker de 2 L como se observa en la figura 15, posteriormente se ubica bajo el agitador VELP SCIENTIFICA DLS Overhead Stirrer, que se enciende a 450 rpm y usando un mezclador de paleta. A continuación, se realiza la adición del polímero de forma pausada y adicionando pequeñas cantidades para asegurar una mezcla uniforme y homogénea, que no presente acumulaciones de polímero no disuelto. Para finalizar se deja agitando por veinticuatro (24) horas, sellando la parte superior del beaker para que no se contamine de ningún otro tipo de sustancia o fluido que puedan variar el comportamiento de la viscosidad y su concentración sea de 5.000 ppm.

Tabla 4. Composición del agua Isla VI.

Compuesto	Salmuera Sintética Agua de inyección Isla VI Yariguí (g/L)
NaCl	11,513
CaCl <sub>2</sub> 2H <sub>2</sub> O	0,046
MgCl <sub>2</sub> 6H <sub>2</sub> O	0,326
KCl	0,882

Fuente: ECOPETROL S.A.



Figura 15. Solución madre con agua Isla VI y toma de muestra.



Fuente: elaboración propia.

2.1.4.2 Solución Madre Captación. La preparación comienza agregando 1,2 L de agua de Captación en un beaker de 2 L (figura 16), posteriormente se ubica bajo el agitador VELP SCIENTIFICA DLS Overhead Stirrer, que se enciende a 450 rpm y usando un mezclador de paleta. A continuación, se realiza la adición del polímero de forma pausada y adicionando pequeñas cantidades para asegurar una mezcla uniforme y homogénea, que no presente acumulaciones de polímero no disuelto. Para finalizar se deja agitando por veinticuatro (24) horas, sellando la parte superior del beaker para que no se contamine de ningún otro tipo de sustancia o fluido que puedan variar el comportamiento de la viscosidad y su concentración sea de 5.000 ppm. En la tabla 5 se muestra la composición de la salmuera sintética de agua de captación.

Tabla 5. Composición del agua de Captación.

Compuesto	Salmuera Sintética Agua de Captación Yariguí (g/L)
NaCl	0,15
CaCl <sub>2</sub> 2H <sub>2</sub> O	0,03
MgCl <sub>2</sub> 6H <sub>2</sub> O	0,012
KCl	0

Fuente: ECOPETROL S.A.

Figura 16. Solución madre con agua de Captación y toma de muestra.



Fuente: elaboración propia.

2.1.4.3 Solución Madre 40/60. La preparación comienza agregando 1,2 L de agua de la cual el 40% es proviene de Isla VI y el 60% proviene de agua de Captación, en un beaker de 2 L, posteriormente se ubica bajo el agitador VELP SCIENTIFICA DLS Overhead Stirrer, que se enciende a 450 rpm y usando un mezclador de paleta. A continuación, se realiza la adición del polímero de forma pausada y adicionando pequeñas cantidades para asegurar una mezcla uniforme y homogénea, que no presente acumulaciones de polímero no disuelto. Para finalizar se deja agitando por veinticuatro (24) horas, sellando la parte superior del beaker para que no se contamine de ningún otro tipo de sustancia o fluido que puedan variar el comportamiento de la viscosidad y su concentración sea de 5.000 ppm.

2.1.5 Preparación de soluciones diluidas. La preparación de cada solución se realizó midiendo el volumen requerido de solución madre para lograr la concentración deseada en cada uno de los recipientes de 50 mL en donde se realizaron las diluciones con agua de cada una de las fuentes correspondientes. El cálculo del volumen requerido de solución madre se realiza mediante la ecuación de equilibrio químico, representada en la ecuación 3. Posterior al cálculo de volumen requerido, se pesó dentro de cada recipiente tarado la cantidad indicada en los cálculos y se agregó mediante una jeringa de 5 mL. El excedente de los 50 mL se completó con agua de cada una de las fuentes, agregándole mediante una pipeta de 25 mL. En total se realizaron quince (15) diluciones, cinco (5) por cada fuente de agua, entre las cuales se encuentran Isla VI, Captación y 40/60. Las concentraciones preparadas para cada fuente son las siguientes: 200, 500, 1.200, 1.500 y 3.000 ppm.

Ecuación 3. Cálculo de concentraciones.

$$C_1 * V_1 = C_2 * V_2$$
$$V_1 = \frac{C_2 * V_2}{C_1}$$
$$V_1 = \frac{C_2 * 50 \text{ mL}}{5000 \text{ ppm}}$$

Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practices for Evaluation of Polymers Used in Enhanced Oil Recovery Operations. RP63. EEUU.: Washington, DC. 1990.

dónde:

- C1: concentración de polímero de la solución madre, ppm.
- V1: Volumen de la solución madre, mL.
- C2: Concentraciones de polímero delimitadas, ppm.
- V2: Volumen requerido, mL.

Con la ecuación 4 se quiere hallar la cantidad de volumen del agua de la fuente, teniendo en cuenta cuanta ppm vamos a utilizar, en donde el volumen uno (V1) es el resultado de lo que se calculó con la ecuación 3 para hallar el volumen real del agua fuente.

Ecuación 4. Cálculo volumen de la fuente.

$$50 \text{ mL} = V_1 + V_{\text{agua fuente}}$$
$$V_{\text{agua fuente}} = 50 \text{ mL} - V_1$$

Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practices for Evaluation of Polymers Used in Enhanced Oil Recovery Operations. RP63. EEUU.: Washington, DC. 1990.

### 2.1.6 Resultados del Volumen de agua de la fuente.

#### ISLA VI

- 200 ppm:

$$V_1 = \frac{200 \text{ ppm} * 50 \text{ mL}}{5000 \text{ ppm}}$$

$$V_1 = 2 \text{ mL}$$

$$50 \text{ mL} = 2 \text{ mL} + V_{\text{agua fuente}}$$

$$V_{\text{agua fuente}} = 50 \text{ mL} - 2 \text{ mL}$$

$$V_{\text{agua fuente}} = 48 \text{ mL}$$

- 500 ppm:

$$V_1 = \frac{500 \text{ ppm} * 50 \text{ mL}}{5000 \text{ ppm}}$$

$$V_1 = 5 \text{ mL}$$

$$50 \text{ mL} = 5 \text{ mL} + V_{\text{agua fuente}}$$

$$V_{\text{agua fuente}} = 50 \text{ mL} - 5 \text{ mL}$$

$$V_{\text{agua fuente}} = 45 \text{ mL}$$

- 1200 ppm:

$$V_1 = \frac{1200 \text{ ppm} * 50 \text{ mL}}{5000 \text{ ppm}}$$

$$V_1 = 12 \text{ mL}$$

$$50 \text{ mL} = 12 \text{ mL} + V_{\text{agua fuente}}$$

$$V_{\text{agua fuente}} = 50 \text{ mL} - 12 \text{ mL}$$

$$V_{\text{agua fuente}} = 38 \text{ mL}$$

- 1500 ppm:

$$V_1 = \frac{1500 \text{ ppm} * 50 \text{ mL}}{5000 \text{ ppm}}$$

$$V_1 = 15 \text{ mL}$$

$$50 \text{ mL} = 15 \text{ mL} + V_{\text{agua fuente}}$$

$$V_{\text{agua fuente}} = 50 \text{ mL} - 15 \text{ mL}$$

$$V_{\text{agua fuente}} = 35 \text{ mL}$$

- 3000 ppm:

$$V_1 = \frac{3000 \text{ ppm} * 50 \text{ mL}}{5000 \text{ ppm}}$$

$$V_1 = 30 \text{ mL}$$

$$50 \text{ mL} = 30 \text{ mL} + V_{\text{agua fuente}}$$

$$V_{\text{agua fuente}} = 50 \text{ mL} - 30 \text{ mL}$$

$$V_{\text{agua fuente}} = 20 \text{ mL}$$

## CAPTACIÓN

- 200 ppm:

$$V_1 = \frac{200 \text{ ppm} * 50 \text{ mL}}{5000 \text{ ppm}}$$

$$V_1 = 2 \text{ mL}$$

$$50 \text{ mL} = 2 \text{ mL} + V_{\text{agua fuente}}$$

$$V_{\text{agua fuente}} = 50 \text{ mL} - 2 \text{ mL}$$

$$V_{\text{agua fuente}} = 48 \text{ mL}$$

- 500 ppm:

$$V_1 = \frac{500 \text{ ppm} * 50 \text{ mL}}{5000 \text{ ppm}}$$

$$V_1 = 5 \text{ mL}$$

$$50 \text{ mL} = 5 \text{ mL} + V_{\text{agua fuente}}$$

$$V_{\text{agua fuente}} = 50 \text{ mL} - 5 \text{ mL}$$

$$V_{\text{agua fuente}} = 45 \text{ mL}$$

- 1200 ppm:

$$V_1 = \frac{1200 \text{ ppm} * 50 \text{ mL}}{5000 \text{ ppm}}$$

$$V_1 = 12 \text{ mL}$$

$$50 \text{ mL} = 12 \text{ mL} + V_{\text{agua fuente}}$$

$$V_{\text{agua fuente}} = 50 \text{ mL} - 12 \text{ mL}$$

$$V_{\text{agua fuente}} = 38 \text{ mL}$$

- 1500 ppm:

$$V_1 = \frac{1500 \text{ ppm} * 50 \text{ mL}}{5000 \text{ ppm}}$$

$$V_1 = 15 \text{ mL}$$

$$50 \text{ mL} = 15 \text{ mL} + V_{\text{agua fuente}}$$

$$V_{\text{agua fuente}} = 50 \text{ mL} - 15 \text{ mL}$$

$$V_{\text{agua fuente}} = 35 \text{ mL}$$

- 3000 ppm:

$$V_1 = \frac{3000 \text{ ppm} * 50 \text{ mL}}{5000 \text{ ppm}}$$

$$V_1 = 30 \text{ mL}$$

$$50 \text{ mL} = 30 \text{ mL} + V_{\text{agua fuente}}$$

$$V_{\text{agua fuente}} = 50 \text{ mL} - 30 \text{ mL}$$

$$V_{\text{agua fuente}} = 20 \text{ mL}$$

40/60

- 200 ppm:

$$V_1 = \frac{200 \text{ ppm} * 50 \text{ mL}}{5000 \text{ ppm}}$$

$$V_1 = 2 \text{ mL}$$

$$50 \text{ mL} = 2 \text{ mL} + V_{\text{agua fuente}}$$

$$V_{\text{agua fuente}} = 50 \text{ mL} - 2 \text{ mL}$$

$$V_{\text{agua fuente}} = 48 \text{ mL}$$

- 500 ppm:

$$V_1 = \frac{500 \text{ ppm} * 50 \text{ mL}}{5000 \text{ ppm}}$$

$$V_1 = 5 \text{ mL}$$

$$50 \text{ mL} = 5 \text{ mL} + V_{\text{agua fuente}}$$

$$V_{\text{agua fuente}} = 50 \text{ mL} - 5 \text{ mL}$$

$$V_{\text{agua fuente}} = 45 \text{ mL}$$

- 1200 ppm:

$$V_1 = \frac{1200 \text{ ppm} * 50 \text{ mL}}{5000 \text{ ppm}}$$

$$V_1 = 12 \text{ mL}$$

$$50 \text{ mL} = 12 \text{ mL} + V_{\text{agua fuente}}$$

$$V_{\text{agua fuente}} = 50 \text{ mL} - 12 \text{ mL}$$

$$V_{\text{agua fuente}} = 38 \text{ mL}$$

- 1500 ppm:

$$V_1 = \frac{1500 \text{ ppm} * 50 \text{ mL}}{5000 \text{ ppm}}$$

$$V_1 = 15 \text{ mL}$$

$$50 \text{ mL} = 15 \text{ mL} + V_{\text{agua fuente}}$$

$$V_{\text{agua fuente}} = 50 \text{ mL} - 15 \text{ mL}$$

$$V_{\text{agua fuente}} = 35 \text{ mL}$$

- 3000 ppm:

$$V_1 = \frac{3000 \text{ ppm} * 50 \text{ mL}}{5000 \text{ ppm}}$$

$$V_1 = 30 \text{ mL}$$

$$50 \text{ mL} = 30 \text{ mL} + V_{\text{agua fuente}}$$

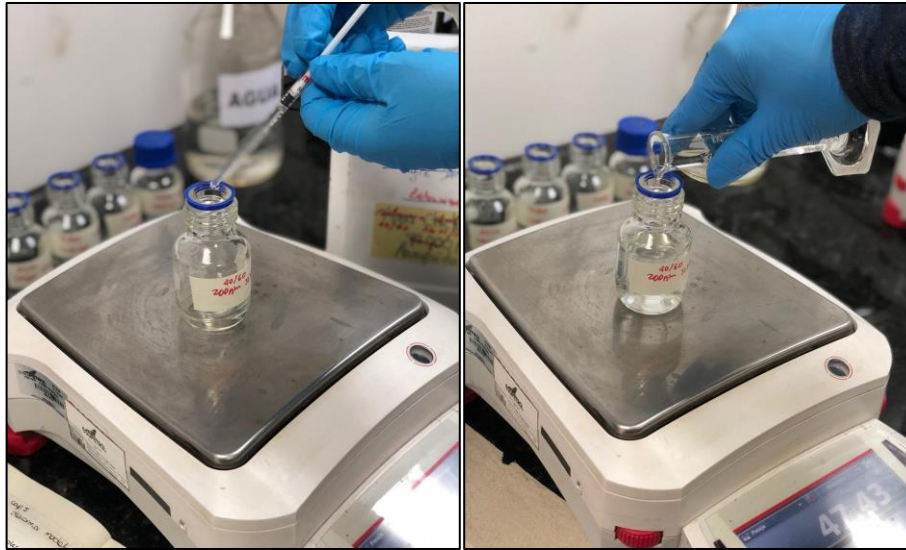
$$V_{\text{agua fuente}} = 50 \text{ mL} - 30 \text{ mL}$$

$$V_{\text{agua fuente}} = 20 \text{ mL}$$

En la figura 17 se muestra el procedimiento al momento de agregar las soluciones madre y la solución polimérica con respecto a los resultados anteriormente presentados.

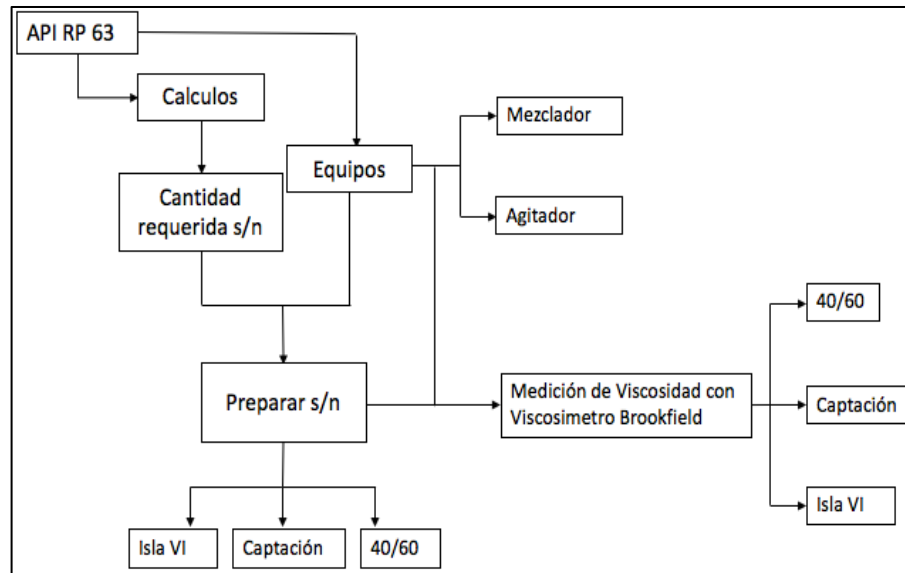


Figura 17. Medición del volumen de solución polimérica.



Fuente: elaboración propia.

Figura 18. Diagrama de flujo pruebas de laboratorio.



Fuente: elaboración propia.

## 2.2 MEDICIÓN DE VISCOSIDAD

Se evaluó el parámetro de viscosidad mediante el uso del viscosímetro Brookfield, tomando las 15 muestras obtenidas y medidas en el proceso de preparación de diluciones, a continuación, se muestra el procedimiento y la medición de cada uno de estas en el viscosímetro.

2.2.1 Viscosímetro Brookfield. El funcionamiento del viscosímetro Brookfield se basa en el principio de la viscosimetría rotacional; mide la viscosidad captando el par de torsión necesario para hacer girar a velocidad constante un huesillo inmerso en la muestra de fluido a estudiar.

El par de torsión es proporcional a la resistencia viscosa sobre el eje sumergido, en consecuencia, a la viscosidad del fluido.

Los viscosímetros Brookfield son de fácil instalación y gran versatilidad y para su manejo no se necesitan grandes conocimientos operativos.

Cada viscosímetro está compuesto por los siguientes elementos:

- Cuerpo del viscosímetro, constituido por un motor eléctrico, pantalla de ajuste de parámetros y lectura.
- Vástagos que posee sobre su eje, una señal que indica el nivel de inmersión en el líquido.
- Baño termostático, para mantener el producto a ensayar a la temperatura del ensayo.
- Soporte, para permitir sostener el aparato y desplazar lo en un plano vertical.
- Vaso, entre 90 y 92 mm de diámetro y 116 a 160 mm de altura.
- Termómetro.<sup>59</sup>

2.2.2 Procedimiento operativo. Se monta el viscosímetro con su dispositivo de protección sobre su soporte. Se llena un vaso con el producto a ensayar, teniendo cuidado de no producir burbujas de aire. Sumergir el vástago en el líquido a medir hasta la marca que figura sobre el eje. Bajar el viscosímetro sobre su soporte y fijar el vástago al eje. Comprobar verticalidad y temperatura. Ajustar a la velocidad deseada, el shear rate, el tiempo de la prueba y la cantidad de mediciones a registrar. Iniciar la prueba.<sup>60</sup>

2.2.3 Medición de viscosidad. La medición de viscosidad de cada una de las diluciones se realizó haciendo uso de un viscosímetro Brookfield, el cual se calibró a 59 °C (temperatura de yacimiento) y un Shear Rate de 7,338 s<sup>-1</sup> (velocidad estimada del fluido en yacimiento), debido a que estos parámetros son los utilizados

---

<sup>59</sup> Brookfield Specialists in the measurement and control of viscosity. Brookfield DV2T, viscometer operating instruction. No. M13-167. Disponible en internet: <https://www.manualslib.com/manual/1308883/Brookfield-Dv2t.html?page=2#manual>. p. 23-25.

<sup>60</sup> MÉTODOS DE ENSAYO. Determinación de la viscosidad – método de Brookfield. Disponible en internet: [https://www.matematicasyoesia.com.es/metodos/melweb08\\_Brookfield.htm](https://www.matematicasyoesia.com.es/metodos/melweb08_Brookfield.htm)

por Ecopetrol en pruebas de laboratorio realizadas anteriormente para este tipo de evaluaciones y los reportes se encuentran bajo estos parámetros. El procedimiento inicia al depositar 20 mL de dilución de cada uno de los recipientes en la celda metálica del viscosímetro, seguido acoplar la geometría ULA (0) de igual forma dentro de la celda, esta geometría es diseñada para usarse con fluidos de viscosidades que no superan los 100 cP. Posteriormente se acopla la celda al viscosímetro y se inicia con el procedimiento. El viscosímetro se programa para realizar cinco (5) mediciones de viscosidad en un tiempo de diez (10) minutos.

En la medición de viscosidad de las diluciones de agua de Captación se utilizó la geometría DIN-86 debido a que los datos de las diluciones de 1.200, 1.500 y 3.000 ppm presentan viscosidades por encima de los 100 cP.

Tabla 6. Relación de viscosidad (cP) y concentración (ppm) para las diferentes fuentes de agua.

ISLA VI			40/60			AGUA DE CAPTACIÓN		
ppm	cP		ppm	cP		ppm	cP	
200	0.9	0.9	200	1.4	1.45	200	4.6	4.55
	0.9			1.4			4.5	
	0.9			1.4			4.5	
	1			1.4			4.6	
	0.9			1.5			4.5	
500	1.6	1.6	500	2.5	2.5	500	14	14
	1.5			2.5			13.9	
	1.6			2.5			14	
	1.5			2.5			14	
	1.6			2.5			14	
1200	3.9	3.9	1200	5.7	5.85	1200	46.2	46.85
	3.9			5.8			46.5	
	3.9			5.7			46.9	
	3.9			5.9			47.3	
	3.9			6			47.5	
1500	4.9	4.85	1500	8	8.1	1500	98.7	98.7
	4.8			7.9			99.5	
	4.8			8			-	
	4.8			8.1			-	
	4.8			8.2			-	
3000	14.8	14.55	3000	27.5	27.6	3000	269.2	269.2
	14.3			27.3			269.2	
	14.3			27.4			269.8	
	14.3			27.6			269.8	
	14.3			27.7			269.2	

Fuente: elaboración propia.

La tabla 6 muestra los resultados obtenidos en el laboratorio con las diferentes concentraciones para casa fuente de agua y su resultado de viscosidad. Para la concentración de 1.500 ppm de agua de Captación no se encuentran tres medidas, debido a que se utilizó la geometría ULA (0) y no la DIN-86. Pero para la concentración de 3.000 ppm si se utilizó la geometría DIN-86 y debido a esto se registran mediciones.

### 2.3 SIMULACIÓN

El software empleado para simular en este proyecto contiene programas destinados para simular diferentes fenómenos que pueden ocurrir en el yacimiento. Este software posee tres simuladores, se encuentra IMEX el cual es un simulador de

blackoil, STARS que es el simulador de constantes de equilibrio y GEM es un simulador composicional de ecuación de estado.<sup>61</sup>

En el software comercial se representan cuatro parámetros importantes para realizar una simulación, el primero se rige por estar involucrada la roca, la adsorción del polímero, retención, entrampamiento y la velocidad de propagación en el yacimiento, el segundo es el volumen poroso inaccesible (IPV), el tercero es la viscosidad de la solución versus la concentración del polímero y las tasas de corte relacionadas con la reducción de movilidad (RF) y por último la reducción de permeabilidad (RRF) después del proceso de inyección de polímero.

En la tabla 7 se muestran los fenómenos que los simuladores pueden representar, donde se evidencia que IMEX modela la mayoría de los fenómenos, a excepción de la degradación del polímero, la reducción de la saturación del aceite residual (Sor) y la evaluación de diferentes tipos de polímero en la misma corrida.

Tabla 7. Selección de simulador basada en procesos a implementar y fluido.

	<b>IMEX</b>	<b>STARS</b>	<b>GEM</b>
Adsorción polímero	X	X	X
Regla de la mezcla No lineal	X	X	X
Degradación de Polímero	X	X	X
Viscosidad polímero Vs Tasa de corte	X	X	X
Viscosidad polímero Vs Salinidad	X	X	X
Factor de Resistencia Residual (RFF)	X	X	X
Reduccion Sor		X	X
Volumen Poroso Inaccesible	X	X	X
Evaluación de diferentes Polímeros (HPAM, Goma Xantica, entre otros)		X	X

Fuente: GRANADO, Carlos. SALAZAR, Víctor. Seminario virtual (webinar) Metodología para la selección en la estrategia óptima de la inyección polimérica de laboratorio a campo. Disponible en: [www.youtube.com/watch?v=WGiWkLI7pY-4&t=2686s](http://www.youtube.com/watch?v=WGiWkLI7pY-4&t=2686s).

La selección del simulador se basó principalmente en el conocimiento del fenómeno que se desea representar, tanto como el tipo de fluido que se tiene, y que otro tipo de recobro mejorado se puede o se tiene que probar. Al trabajar la inyección de polímero con tres (3) fuentes de agua, en donde las salinidades varían desde 200

<sup>61</sup> GRANADO, Carlos. SALAZAR, Víctor. Seminario virtual (webinar) Metodología para la selección en la estrategia óptima de la inyección polimérica de laboratorio a campo. Disponible en: <https://www.youtube.com/watch?v=WGiWkLI7pY4&t=2686s>.

ppm hasta 14.000 ppm, el simulador STARS procesa los fenómenos que ayudan a representar de forma óptima el comportamiento del yacimiento con los efectos.

La simulación parte de un modelo estructural del yacimiento entregado por el ICP, el cual contiene información del campo y su historia a lo largo de este proceso. Al realizar la simulación se deben tener en cuenta algunos parámetros que garantizan una óptima predicción del comportamiento de los fluidos en el yacimiento, para esto se debe realizar un ajuste histórico, el cual garantiza que la simulación represente adecuadamente el comportamiento dinámico del yacimiento durante el proceso de explotación.<sup>62</sup>

La representación de los resultados depende en gran parte del modelo geológico del yacimiento, la veracidad de información introducida, y el análisis de incertidumbres mediante sensibilidades de las variables (salinidad, concentración, filtrabilidad, entre otros).<sup>63</sup>

2.3.1 Etapas de la simulación. Las principales etapas para realizar la simulación del proceso de inyección polimérica comienzan con la revisión de la información de laboratorio y de campo, partiendo del modelo estático en 3D, el cual es realizado con información geológica básica (tabla 8), también debe estar verificado con la información de las propiedades de la roca y los fluidos, es decir, análisis de núcleos, mineralogía de la roca, capacidad de intercambio catiónico, información PVT, caracterización de petróleo y análisis histórico de la composición del agua de las aguas inyectadas y producidas, entre otros.

Tabla 8. Condiciones iniciales para el simulador.

<b>CONDICIONES INICIALES</b>	
<b>FLUIDO</b>	<b>AGUA-ACEITE</b>
<b>PRESION</b>	2.200 psi
<b>PROFUNDIDAD</b>	5.000 ft
<b>PB</b>	800 psi
<b>WOC</b>	5.100 ft

Fuente: ECOPETROL S.A.

La siguiente etapa es la caracterización estratigráfica y creación del GRID, el cual representa el yacimiento comprendiendo desde las características de los fluidos (componentes PVT, Tabla 9 y 10), la roca, la geología presentada, hasta la producción e inyección.

<sup>62</sup> INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO. Documentación Requerida Sobre Productos Tecnológicos 2016. (Manual Interno de Ecopetrol S.A.). p. 25.

<sup>63</sup> Ibip., p. 43.

Tabla 9. Propiedades de la matriz.

<b>ARRAY PROPERTIES</b>	
POROSIDAD	0.23
PERMEABILIDAD I,J	1.000 mD
PERMEABILIDAD K	400 mD
COMPRESIBILIDAD	3.57 E-06 1/psi

Fuente: ECOPETROL S.A.

Se prosigue con el ajuste histórico el cual verifica el comportamiento del yacimiento, en esta etapa se ajustan parámetros como volúmenes de producción y/o inyección, presiones a nivel de campo y de regiones.

Tabla 10. Propiedades PVT.

<b>COMPONENTES (PVT)</b>		
		<b>Unidades</b>
TEMPERATURA YTO	130	F
PRESION YTO	2.2	PSI
PRESION PBA	800	PSI
API	20	
GE-gas	0,6	
COPRE-AGUA	0,0000001	1/PSI

Fuente: ECOPETROL S.A.

La información de la solución polimérica es presentada al simulador mediante los INPUTS cargados en el modelo que contienen valores de la adsorción, el IPV, la viscosidad de la solución polimérica en función de la concentración de polímero y la reducción de permeabilidad (RRF) (tabla 11). La corrida de la simulación se realiza con la información cargada y la sensibilización de parámetros y variables como tasa de inyección, concentración, caudal y número de baches.<sup>64</sup>

<sup>64</sup> INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO. Documentación Requerida Sobre Productos Tecnológicos 2016. (Manual Interno de Ecopetrol S.A.). p. 27.

Tabla 11. Condiciones del polímero en el simulador.

POLIM	8.000 LB/LBMOL
Componente adsorber	Polímero
Primer parámetro Isoterma Lagmuir	2,065 lbmole/ft3
Segundo parámetro Isoterma Lagmuir	0 lbmole/ft3
Tercer parámetro Isoterma Lagmuir	8874593,8
Fase a aplicar factor de resistencia	Agua
Máxima capacidad de adsorción	2,33E-07 lbmole/ft3
Nivel de adsorción residual	2,33E-07 lbmole/ft3
Volumen poroso accesible	0,8
Factor resistencia residual	3

Fuente: ECOPETROL S.A.

2.3.2 Procedimiento. La simulación que se realizó en este trabajo se llevó a cabo con los parámetros de concentración del polímero y tres diferentes fuentes de agua. Se decidió realizar diferentes simulaciones para obtener el objetivo planteado por Ecopetrol para llegar a una viscosidad objetivo de 10 cP, de tal manera que las concentraciones de polímero en las diluciones serán diferentes para llegar a obtener este resultado (tabla 12).

El procedimiento comenzó al cambiar las concentraciones de polímero de acuerdo con lo arrojado en el laboratorio para alcanzar la viscosidad objetivo de 10 cP, arrojando las diferentes curvas de las gráficas 20, 21, 22 y 23, en el arreglo de pozos invertido, con el inyector YR-504 y los pozos productores YR-038, YR-086, YR-087 y YR-099; con estos datos se logra obtener la concentraciones ideales, mediante las ecuaciones cuadráticas obtenidas (gráfica 20, 21 y 22. p 66) a partir de los resultados de laboratorio graficados.

Tabla 12. Concentraciones de HPAM para 10cP.

Captación		40/60		Isla VI	
ppm	cP	ppm	cP	ppm	cP
398,11	10	1.641,13	10	2.5115,27	10

Fuente: elaboración propia.

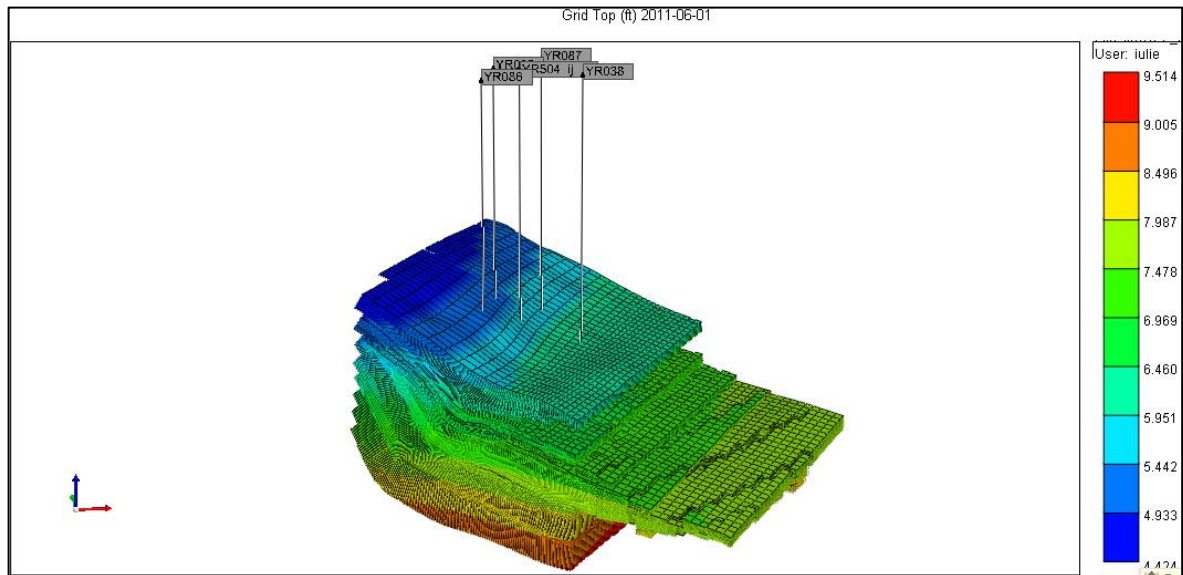
Se desarrolló el parámetro de la viscosidad en el laboratorio para poder introducir los resultados en el simulador. El modelo numérico conceptual utiliza la información de las soluciones poliméricas preparadas en las diferentes fuentes de agua, introduciéndose así en el simulador de la siguiente manera:

En la interfaz del programa se busca la carpeta donde se encuentra ubicado el modelo a utilizar, cabe aclarar que este modelo de simulación numérica fue entregado por la compañía Ecopetrol para ser desarrollado con las concentraciones



y la viscosidad presentadas en el informe, este modelo contiene la información estática y dinámica del campo Yariguí- Cantagallo y en él se encuentran los diferentes pozos entre inyectores y productores que a lo largo del tiempo y hasta el momento se encuentran operando.

Figura 19. Modelo del Campo Yariguí-Cantagallo.



Fuente: elaboración propia, con base en simulador STARS-CMG.

Con base a la información suministrada por la empresa, se conoce que la inyección inicia en marzo del año 2014 se inicia el proceso de inyección de polímero. Se comienza a simular a partir de las concentraciones y viscosidades halladas mediante las pruebas en el laboratorio, se procede a realizar la primera corrida de la simulación, teniendo en cuenta el fenómeno que genera la concentración versus la viscosidad debido a las diferentes fuentes de agua, los datos obtenidos se modelan a partir de la regla de mezcla no lineal<sup>65</sup>, la cual permite obtener un comportamiento lineal de los datos obtenidos en el laboratorio, esta regla se rige por ecuaciones no lineales que relacionan densidad de los fluidos, aceleraciones, variación de presión, viscosidad y gradientes de velocidad.<sup>66</sup>

Para proceder a la simulación de la inyección de polímero se establece el día 15 de marzo de 2014 en el pozo inyector YR504, en donde se calcula el parámetro de la fracción molar del agua y del polímero, a partir de la ecuación 5.

<sup>65</sup> GRANADO, Carlos. SALAZAR, Víctor. Seminario virtual (webinar) Metodología para la selección en la estrategia óptima de la inyección polimérica de laboratorio a campo. Disponible en: <https://www.youtube.com/watch?v=WGiWkLI7pY4&t=2686s>.

<sup>66</sup> LETELIER-MANNS, Rodrigo. Operaciones unitarias, sobre mezclas de fluidos. Disponible en: <https://es.slideshare.net/Klaramau/mezcla-de-fluidos>.

Ecuación 5. Cálculo de Fracciones molares (polímero-agua)

$$X_i = \frac{(Wt_i/Mw_i)}{\sum_{i=1}^{ni} Wt_i/Mw_i}$$

Fuente: BANZER, Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Universidad de Zulia. Maracaibo. 1996, p. 3.

Donde:

$X_i$  = Fracción molar del componente

$Wt_i$  = Fracción de masa del componente

$Mw_i$  = Peso molecular del componente

Otros parámetros que se modificaron antes de la ejecución de la simulación son los eventos que vienen a partir de la fecha establecida, ya que se implementaran las nuevas condiciones del polímero y concentraciones. En cuanto al tiempo de inyección del polímero se determina a partir de la tasa de inyección que se implementará y el porcentaje de volumen poroso que se tomará en cuenta, con la ecuación 6.

Ecuación 6. Cálculo de cantidad de años inyectados.

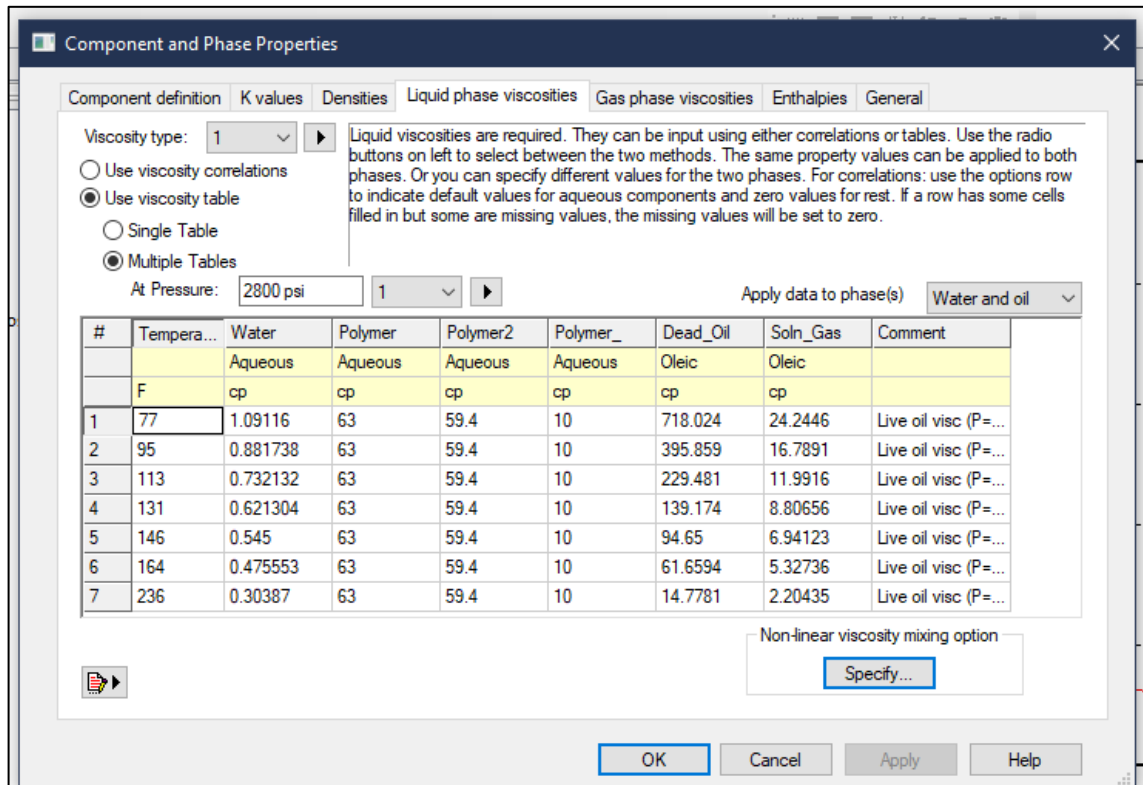
$$0,4(VP) = 0,4(3,2 * 10^6) = 1.280.000 \text{ bbl}$$
$$\frac{1.280.000 \text{ bbl}}{1500 \text{ bbl/día}} = 853,33 \text{ días} = 2,34 \text{ años}$$

Fuente: Manual Interno de Ecopetrol.

Lo cual arrojo un tiempo para la inyección de polímero de dos punto treinta y cuatro años (2,34 años) siendo así la tasa de inyección de 1.500 BPD y un porcentaje de inyección de 0,4VP.

Posteriormente se introducen en el simulador los datos de viscosidad vs concentración obtenidos en el laboratorio para el componente de polímero establecido. Por otra parte, en la tabla encontrada en el ítem de components, se selecciona liquid phase viscosity en donde se encontrarán la tabla que relaciona la temperatura versus la viscosidad, en esta se debe introducir la viscosidad objetivo. En la figura 20 el parámetro que se debe modificar es la casilla Polymer\_, agregando la viscosidad de 10cP a todas las temperaturas.

Figura 20. Propiedades de componentes y fases.



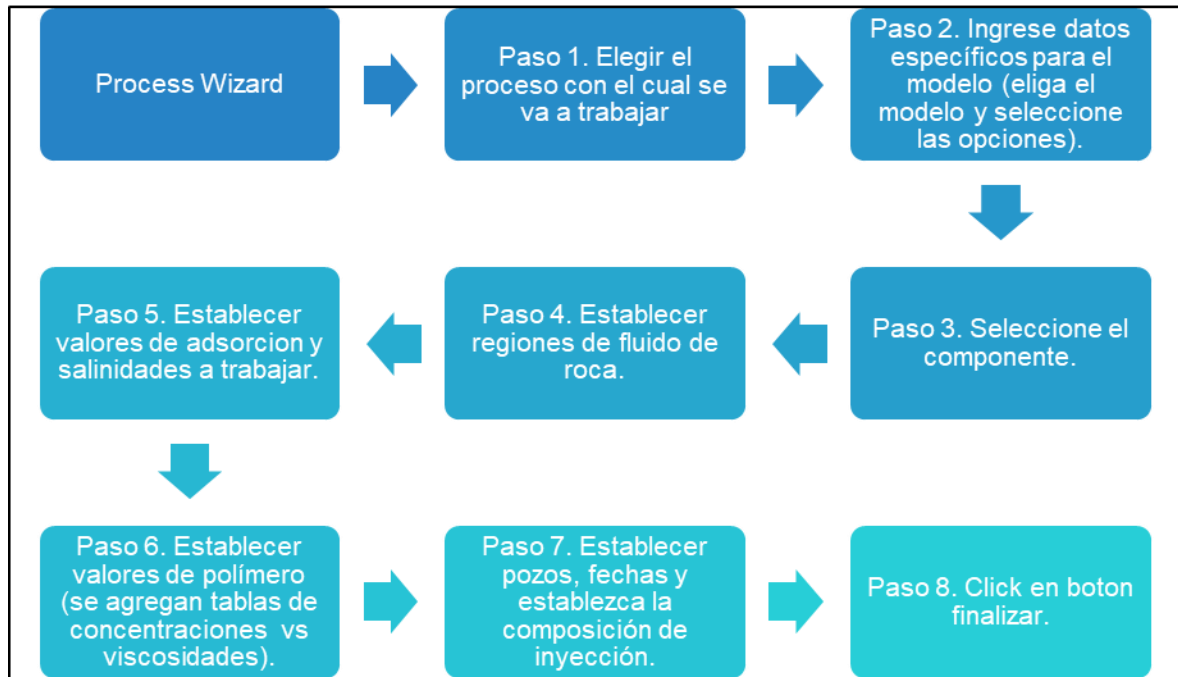
Fuente: elaboración propia, con base en simulador STARS-CMG.

Después de completar el periodo de inyección del polímero, se procedió a generar la inyección de agua, la cual duró hasta la finalización del periodo simulado, es decir, hasta el primero de enero de 2035. Se acondiciona la fracción molar para que el componente de agua sea igual a 1. Finalmente se procedió a simular.

A partir de medir la viscosidad de las soluciones en el viscosímetro brookfield, con una velocidad constante de 7,338 s<sup>-1</sup>, se obtienen resultados cada 2 minutos para cada muestra realizada con las diferentes fuentes de agua, estos datos a concentraciones diferentes dan como resultado que el agua de captación obtiene los mayores valores para la viscosidad.

El procedimiento realizado por medio de process wizard se detalla en la figura 21, en donde se muestra la secuencia de pasos a seguir para ingresar los datos obtenidos al simulador. El process wizard es un complemento del simulador, en este caso sirve para ingresar los datos de laboratorio y así obtener la predicción del comportamiento de la solución frente a las condiciones del reservorio previamente definidas.

Figura 21. Diagrama del procedimiento en Process Wizard.



Fuente: elaboración propia.

Por medio del Process Wizard se logra introducir las concentraciones de salinidad de las diferentes aguas con las que se trabajó, se siguen los pasos introduciendo los datos que pide y que se necesitan para realizar este proceso (se definen) y después de completarlos este arroja 3 Tablas, en las cuales se introducen de manera porcentual las concentraciones trabajadas en el laboratorio del polímero con su respectiva viscosidad, esto es dado para los tres casos, por ende, se da click en continuar y muestra con cual concentración de polímero en ppm es la que se va a evaluar y la salinidad de la fuente de agua a la cual le pertenece esta concentración.

Al cumplir con los requerimientos solicitados en la parte de Process Wizard, se procede a simular. Se ejecuta la simulación mediante el botón STARS encontrado en la parte superior del programa, el cual hace que comience a procesar la información.

### 3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

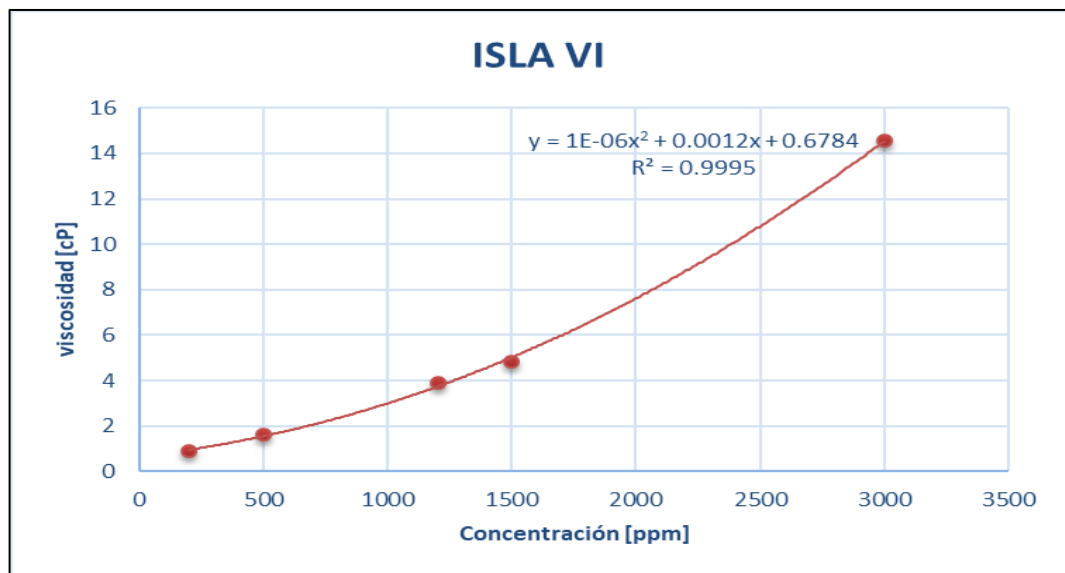
En este capítulo se entregan resultados de laboratorio, de la simulación y el análisis financiero, por lo cual se buscan analizar de manera pertinente para la toma de decisiones en el campo.

#### 3.1 RESULTADOS PRUEBAS DE LABORATORIO

Los ensayos experimentales se utilizaron tres fuentes de agua y diferentes concentraciones de polímero. Para la fuente de agua de Isla VI, se obtuvo la figura 22, la cual muestra el comportamiento de la viscosidad a medida que aumenta la concentración del polímero generando una tendencia incremental, mostrando que el punto máximo se genera al utilizar la mayor concentración de polímero.

Se obtiene para la viscosidad objetivo de 10cP una concentración de 2.511 ppm, lo cual indica que la salinidad de la fuente influye directamente en la viscosidad de agua.

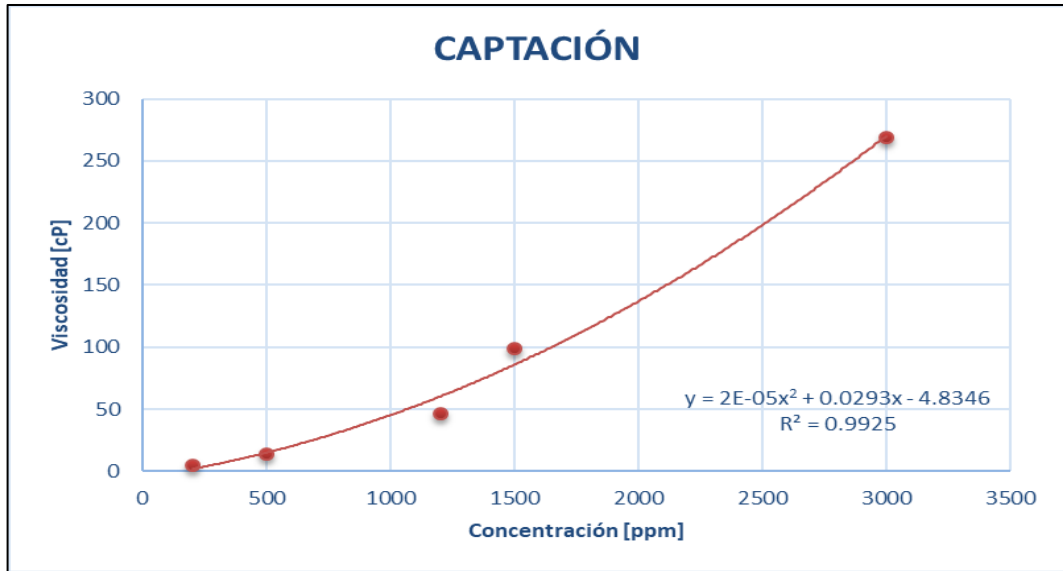
Figura 22. Concentración vs viscosidad de la solución con agua de Isla VI.



Fuente: elaboración propia.

Para la prueba de laboratorio con las diluciones a diferentes concentraciones de polímero teniendo como fase acuosa la solución madre de Captación, se realizó la figura 23 con los resultados obtenidos en estas pruebas. Esta gráfica muestra un incremental de viscosidad a medida que aumenta la concentración, teniendo una tendencia alta, ya que la salinidad de la fuente es muy baja, el efecto que se obtiene es nulo, arrojando a la viscosidad objetivo una concentración de 373 ppm.

Figura 23. Concentración vs viscosidad de solución con agua de Captación.

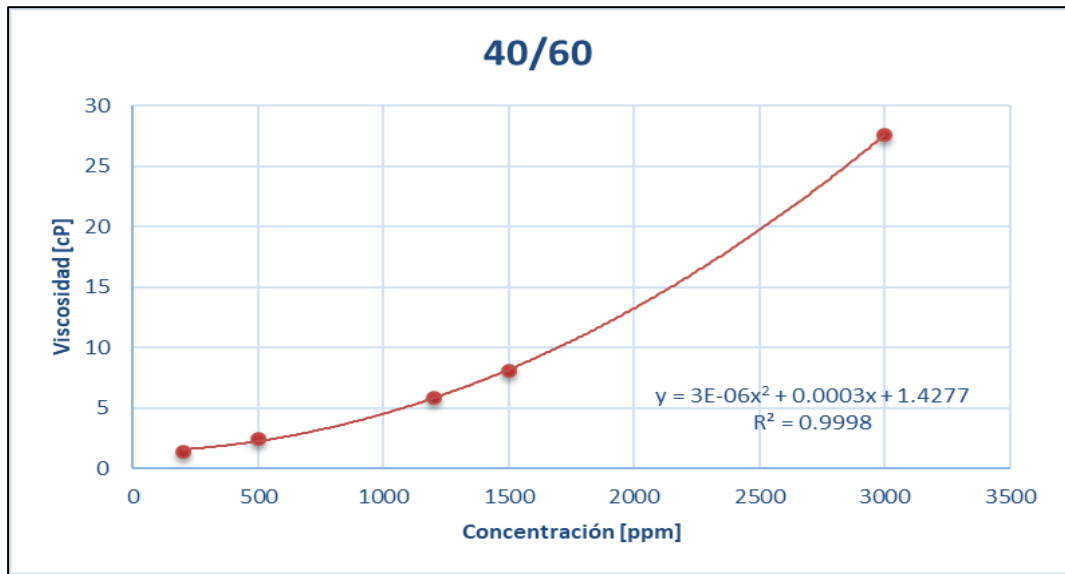


Fuente: elaboración propia.

Los resultados obtenidos para la figura 24 realizada con diluciones de la solución madre 40/60, teniendo en cuenta que el porcentaje de agua de Captación es mayor a la de agua de Isla VI, se expresa de forma contundente, ya que generan unas viscosidades cercanas a los valores que arroja la prueba de laboratorio con la fuente de agua de la Isla VI. Esto muestra que a pesar de que tiene bajo porcentaje de esta fuente, la salinidad generada es relativamente alta para generar un efecto negativo en el polímero, lo cual reducirá su comportamiento viscosificante en la disolución.

El valor obtenido para la concentración objetivo de 10cP fue de 1.641 ppm, verificando que la concentración requerida no es tan alta como la de la Isla VI, pero no es cercana a la concentración necesaria con la fuente de agua de Captación.

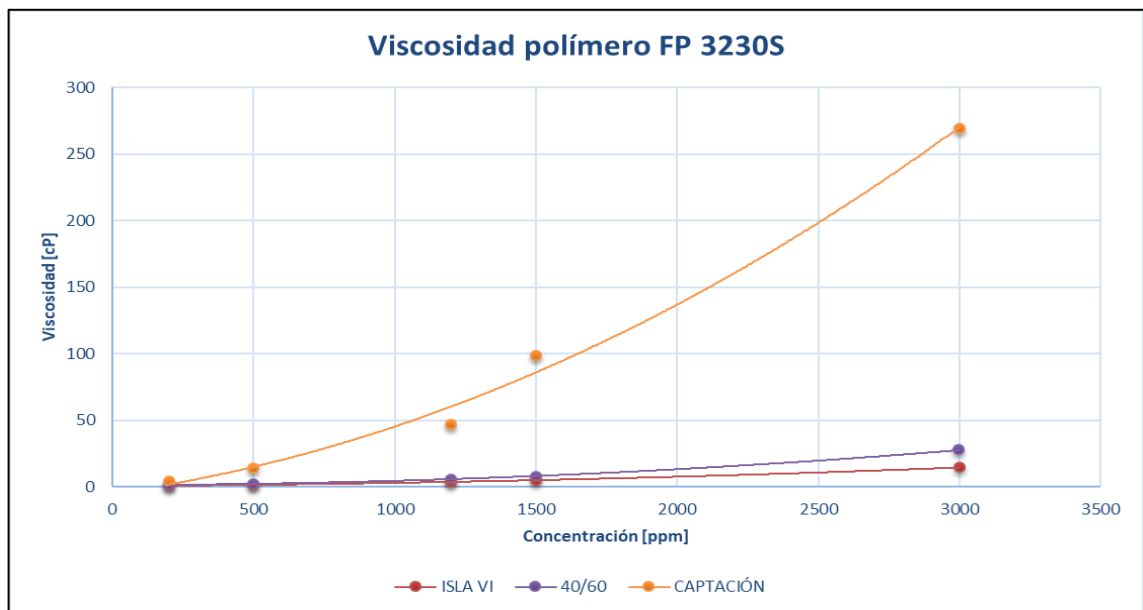
Figura 24. Concentración vs viscosidad de la solución con agua 40/60.



Fuente: elaboración propia.

La comparación entre las curvas presentadas anteriormente se genera en la figura 25, la cual muestra que las curvas de Isla VI y 40/60, se encuentran cercanas una de la otra, ya que las viscosidades obtenidas son valores aproximados debido a que estas fuentes de agua tienen una salinidad alta en comparación con la fuente de agua de captación.

Figura 25. Comportamiento de las soluciones poliméricas.



Fuente: elaboración propia.

La mejor fuente de agua para la implementación como se esperaba es la de captación, ya que el comportamiento de viscosidad presentada por esta solución obtiene los mayores valores con respecto a las otras dos fuentes de agua.

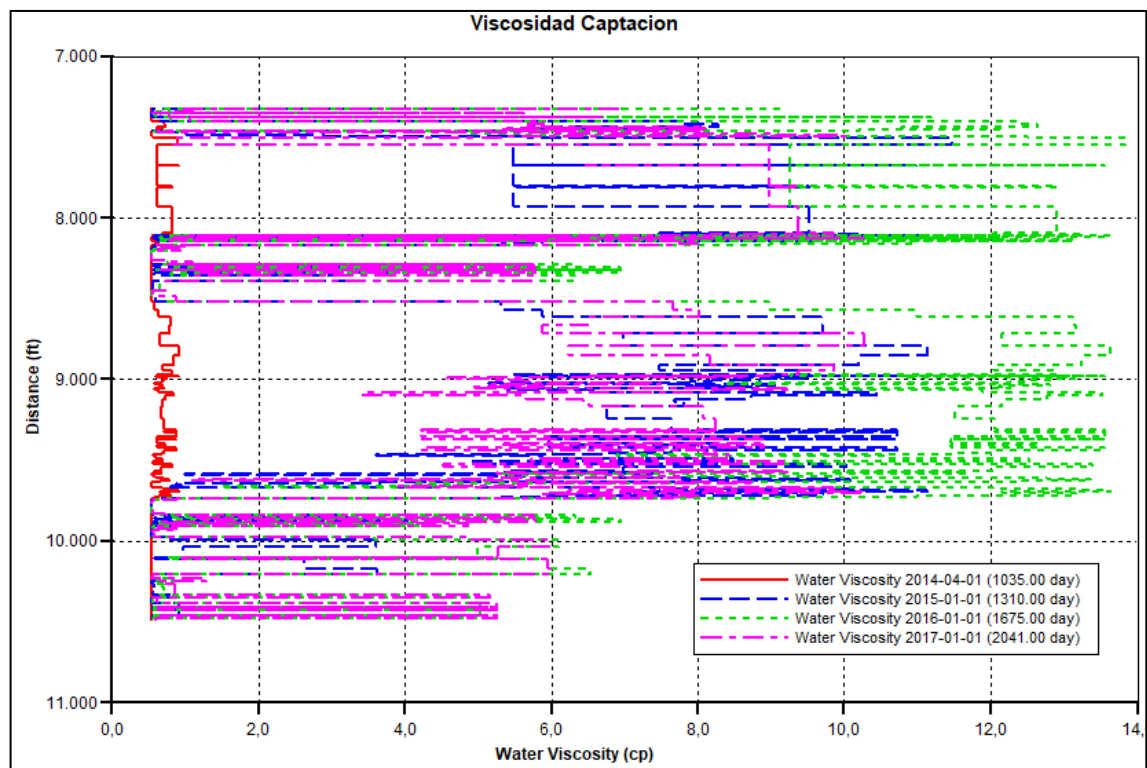
### 3.2 RESULTADOS DE SIMULACIÓN

La simulación se evalúa a partir del 15 de marzo de 2014, generando así diferentes datos de producción de aceite, inyección de agua y producción de agua anual hasta el año 2035.

De acuerdo con el patrón de 5 puntos establecido anteriormente, los cuatro pozos productores arrojaron los siguientes datos, comparando el incremental con las diferentes fuentes de agua y el modelo base en donde se inyecta agua.

Antes de generar los resultados de las simulaciones predeterminadas, se grafica como afecta en el tiempo la viscosidad del agua en la formación, esto quiere decir que a medida que el frente avanza en el tiempo se debe observar el aumento en la viscosidad hasta alcanzar la viscosidad objetivo.

Figura 26. Distancia vs Viscosidad caso Captación.

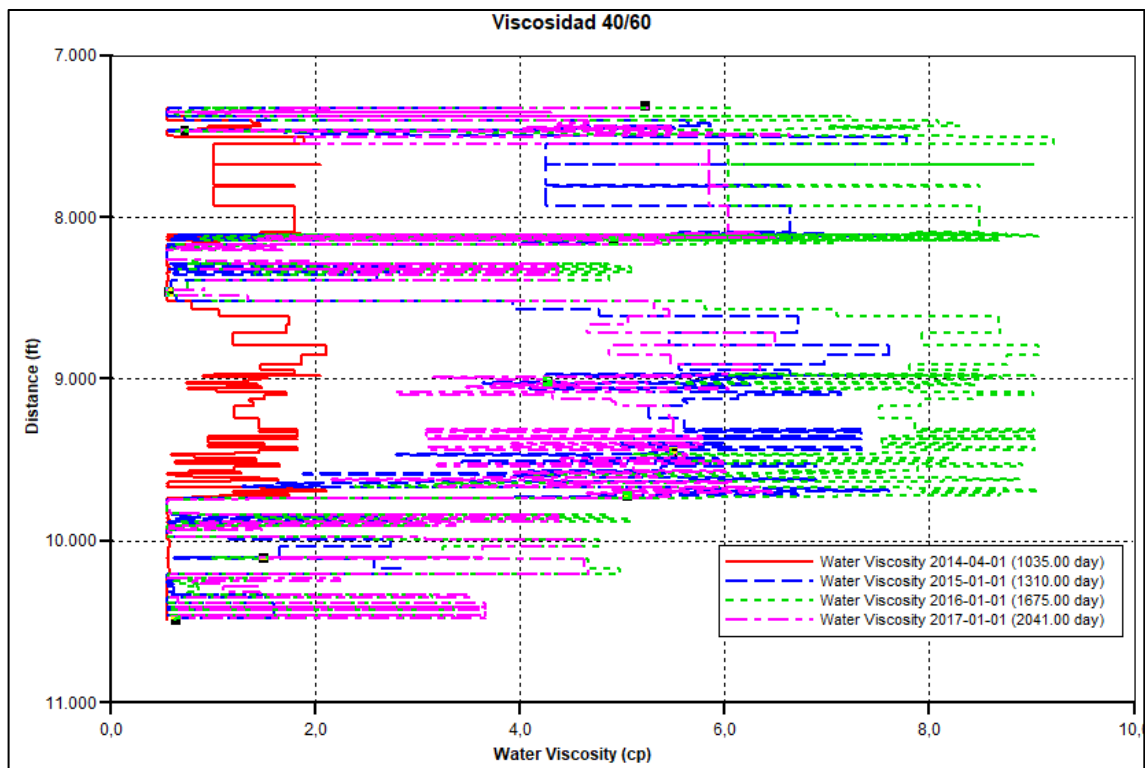


Fuente: elaboración propia, con base en simulador STARS-CMG.



La viscosidad del agua es evaluada en cada modelo, en fechas que tienen relevancia en este proceso (figura 26). Por consiguiente, se tiene en cuenta que recién se inyecta, la viscosidad no va a ser significativa, por tal motivo se representa con la fecha quince días después de haber comenzado el proceso de inyección de polímero.

Figura 27. Distancia vs Viscosidad caso 40/60.

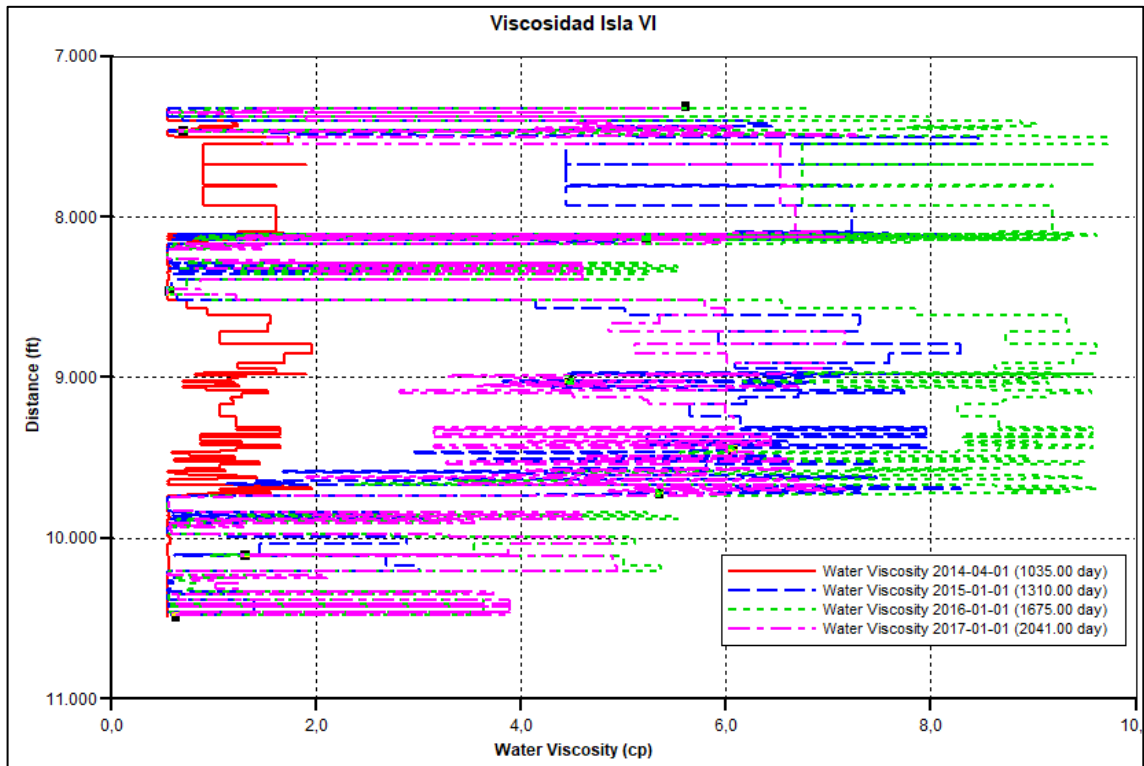


Fuente: elaboración propia, con base en simulador STARS-CMG.

En la figura 27 se puede observar un incremento en la viscosidad al evaluarla en el periodo de tiempo de marzo de 2014 hasta el primero de enero de 2015, con una viscosidad promedio en todos los casos de 10,5 cP. En donde se evidencia que la fuente que presenta una mayor viscosidad es la de captación, debido a que la viscosidad tiene un mejor comportamiento a través del tiempo.

Las líneas que se muestran de color verde en todos los casos proyectan la tendencia de viscosidad incremental, en donde se perciben valores muy cercanos a la viscosidad objetivo, estas líneas representan las fechas en las cuales se está observando esta propiedad. Esta fecha tiene relevancia ya que después de siete meses se inicia el proceso de inyección de agua para finalizar el proyecto de inyección planeado.

Figura 28. Distancia vs Viscosidad caso Isla VI.



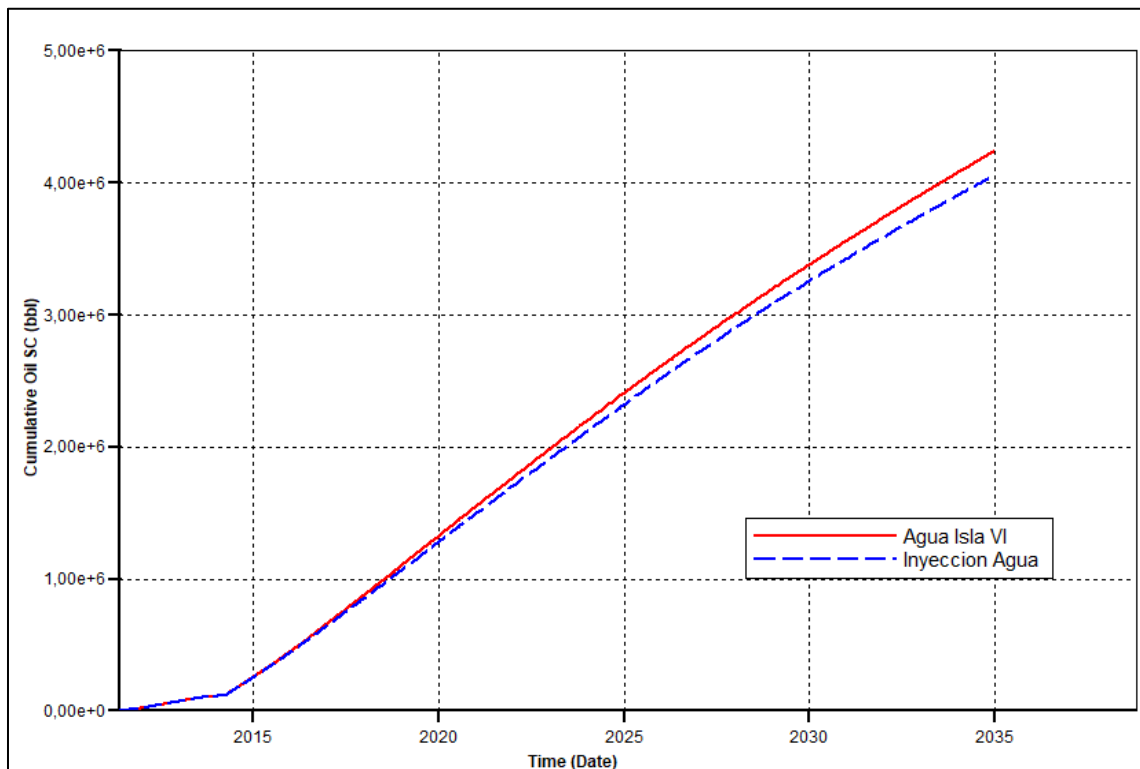
Fuente: elaboración propia, con base en simulador STARS-CMG.

Se puede observar en las tres gráficas (figura 26, 27 y 28) que la viscosidad tiende a la viscosidad objetivo. Esto se debe a que se encuentra inyectando la solución polimérica de manera constante y con la concentración de polímero determinada anteriormente.

3.2.1 Producción de Aceite. Los datos de producción de aceite en los pozos productores YR038, YR086, YR087 y YR099, se analizan a partir de las gráficas realizadas en donde se muestran la inyección de agua y la inyección de polímero con agua de Isla VI.

En la figura 29 se puede evidenciar la producción de aceite acumulada del pozo YR-038 valores cercanos a los 200.000 barriles incrementales al momento de inyectar solución polimérica respecto a la inyección de agua con la fuente de agua de isla VI.

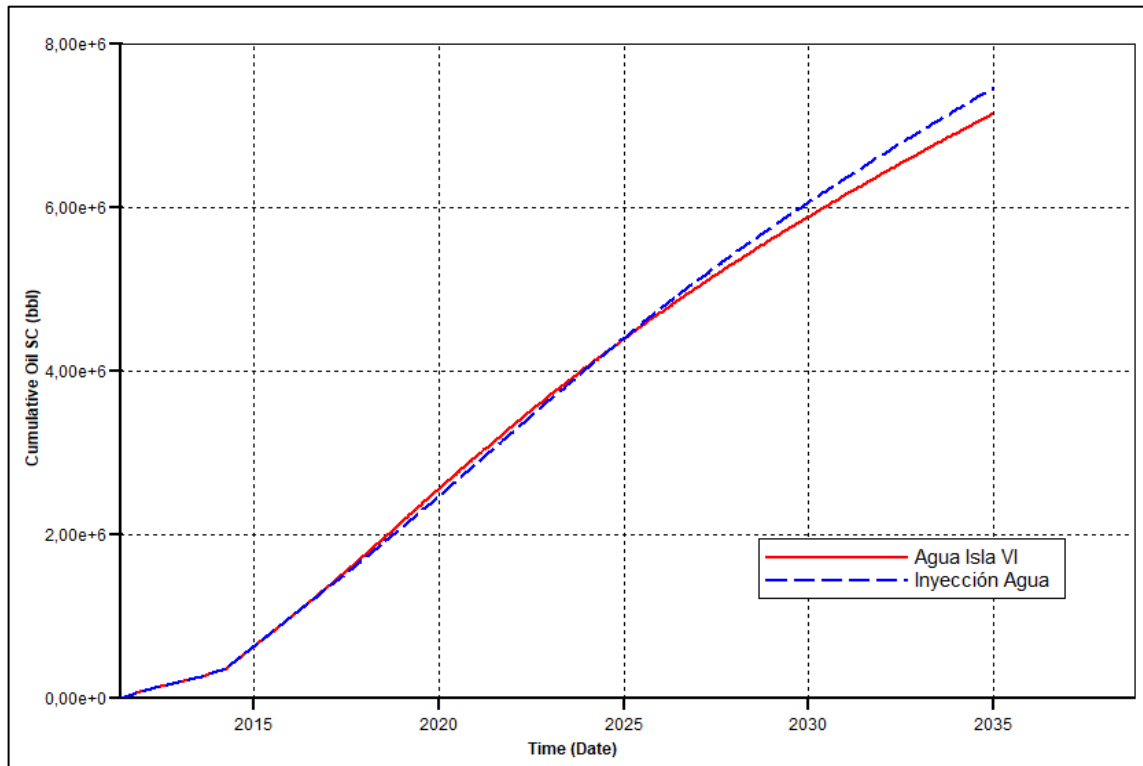
Figura 29. Producción acumulada de aceite del pozo productor YR038.



Fuente: elaboración propia, con base en simulador STARS-CMG.

Así mismo, en la figura 30 se muestra el pozo productor YR086 en donde se generó una mayor producción con la inyección de agua generando un incremento de 266.820 barriles con respecto a la inyección de polímero.

Figura 30. Producción acumulada de aceite del pozo productor YR086.

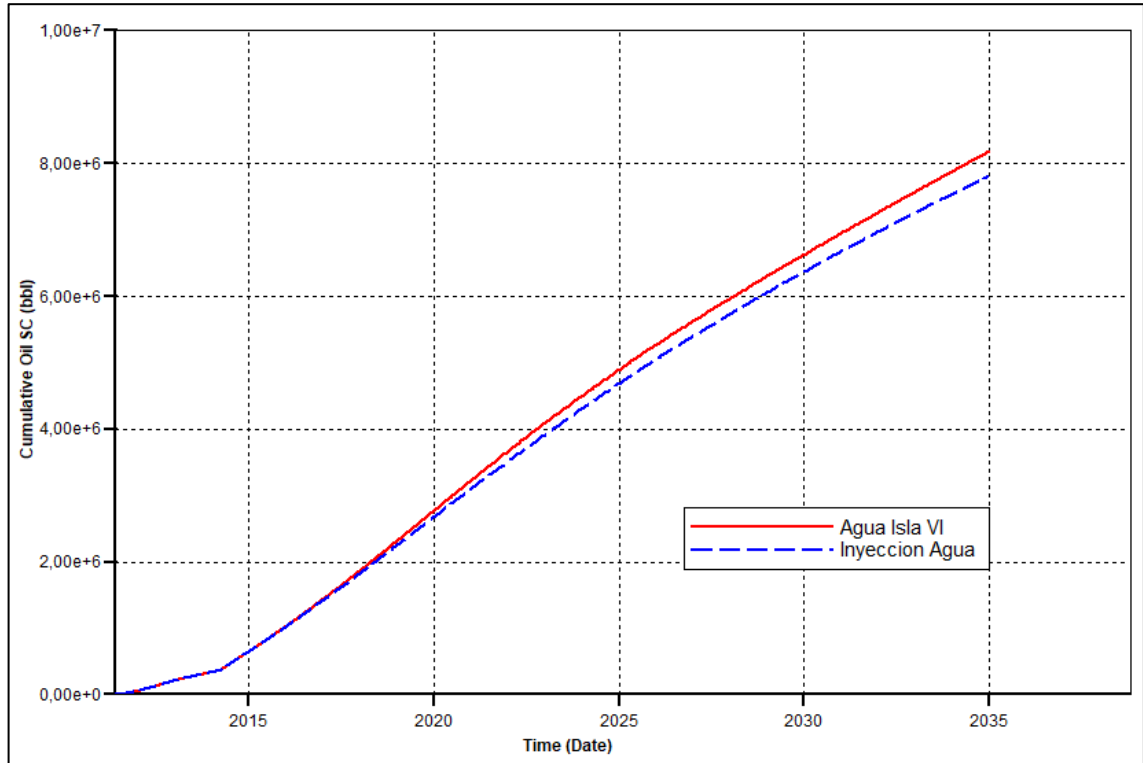


Fuente: elaboración propia, con base en simulador STARS-CMG.

Estas figuras representan la predicción del comportamiento del pozo hasta el año 2035 al momento de implementar la inyección en el patrón seleccionado anteriormente.

En el pozo productor YR087 (figura 31) se obtiene un incremento de 390.910 barriles inyectando la solución polimérica con respecto al caso base de inyección de agua.

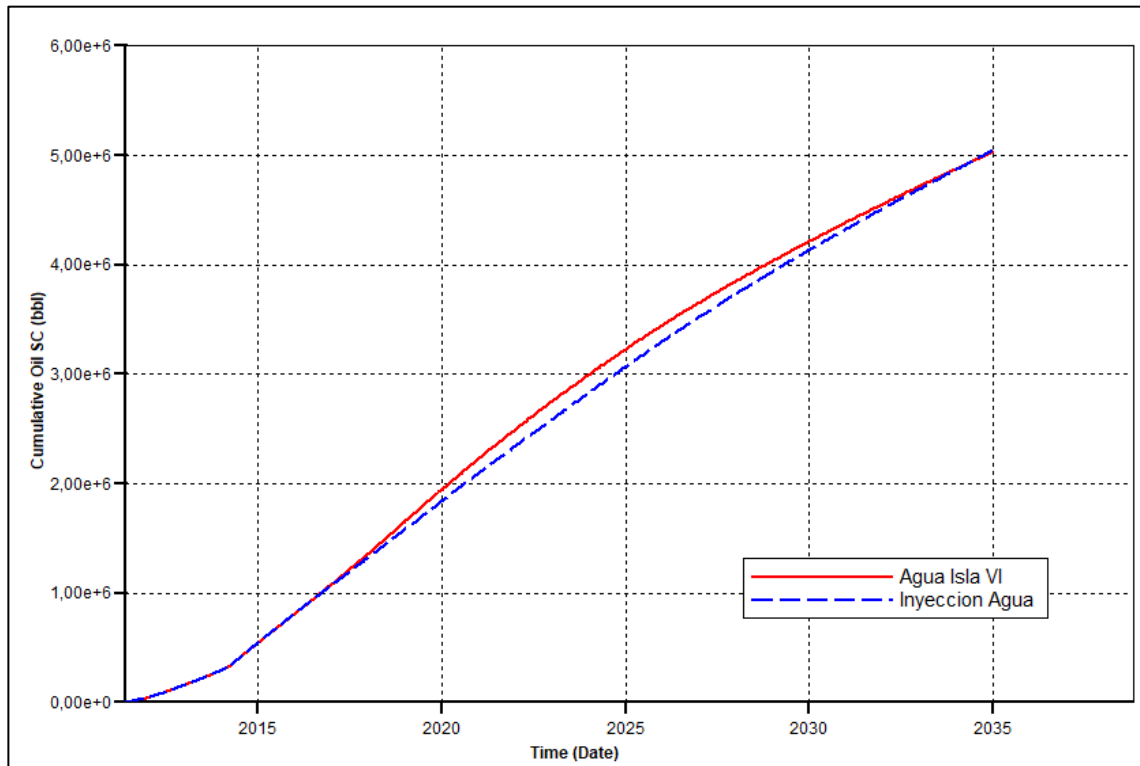
Figura 31. Producción acumulada de aceite del pozo productor YR087.



Fuente: elaboración propia, con base en simulador STARS-CMG.

Finalmente, en el pozo productor YR099 (figura 32) se evidencia un volumen incremental de 31.400 barriles, este valor es menor en comparación con los otros pozos, en donde también se puede evidenciar el efecto de la inyección de polímero.

Figura 32. Producción acumulada de aceite del pozo productor YR099.



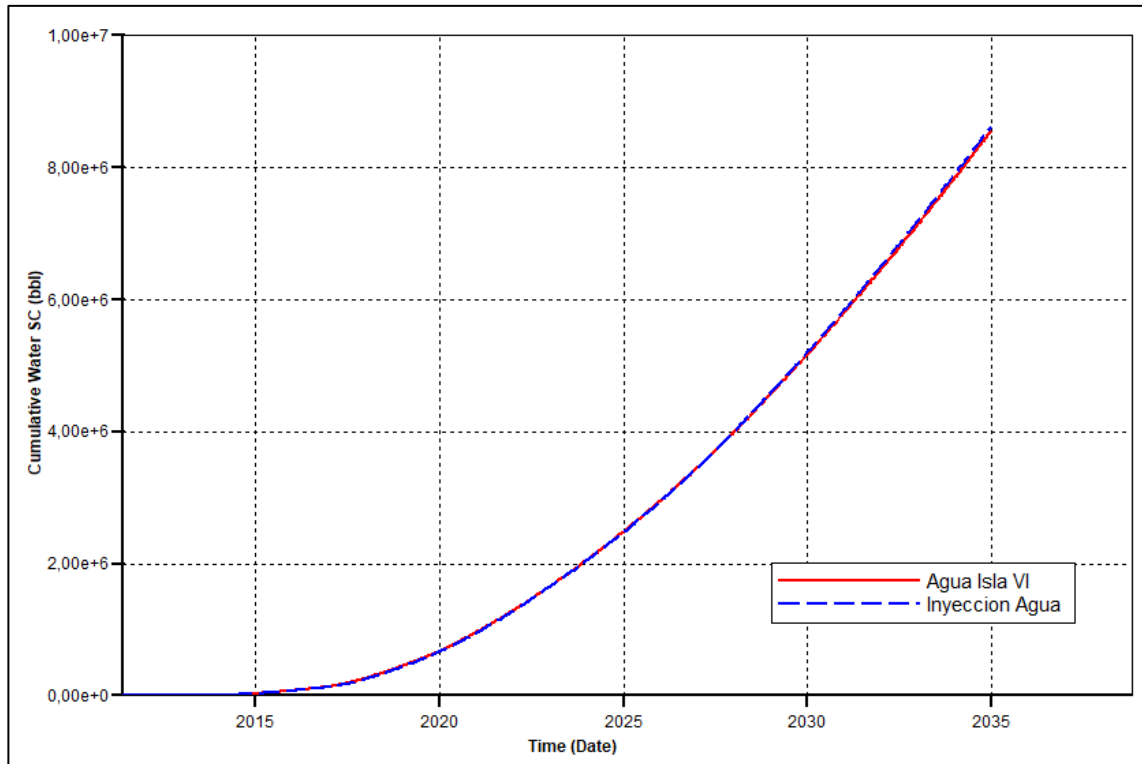
Fuente: elaboración propia, con base en simulador STARS-CMG.

La inyección simulada de la solución polimérica de las tres fuentes de agua, arrojan que la solución para mayor producción de hidrocarburo es la de captación. Se decide mostrar el peor escenario, mostrando así que, aunque se realice con la fuente de agua más salada se obtendrán resultados positivos.

3.2.2 Producción de Agua. Los resultados arrojados por el simulador para la tasa de producción de agua para los pozos productores se muestran a continuación en las gráficas pertinentes.

Para el pozo productor YR038 (figura 33), se genera incremental como era de esperarse con la inyección de agua, generando mayor cantidad de barriles producidos con esta fuente en comparación a la de inyección polimérica.

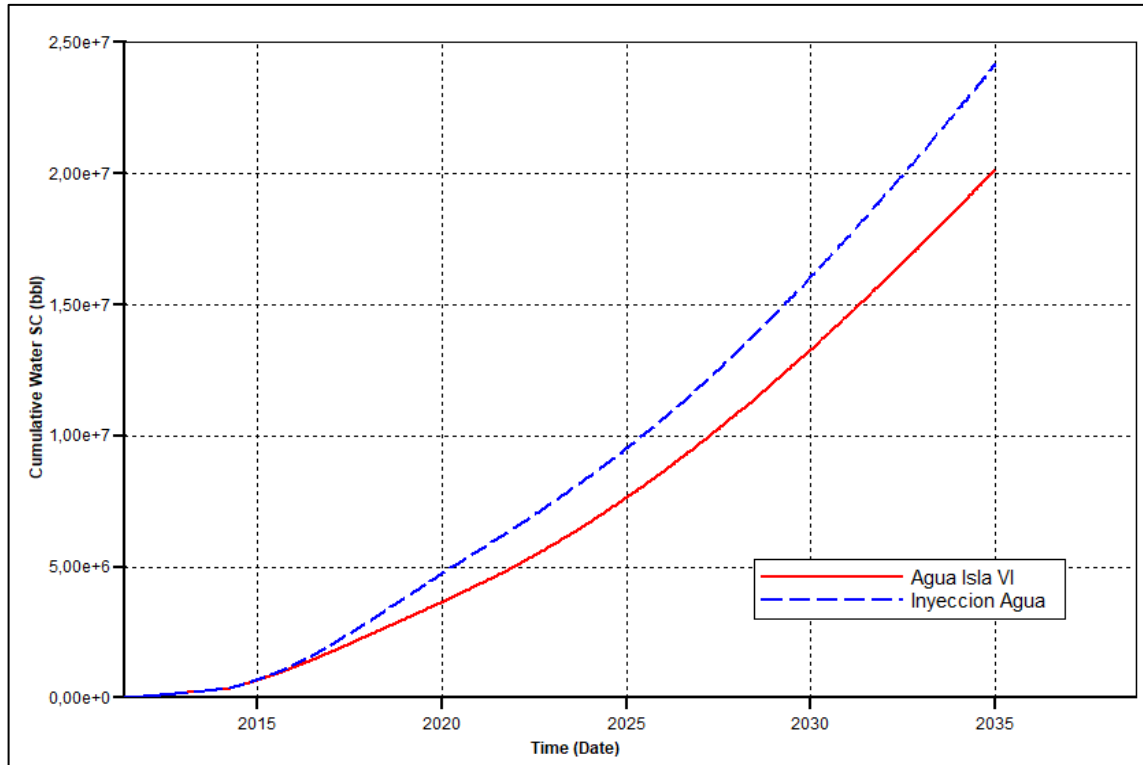
Figura 33. Producción acumulada de agua del pozo productor YR038.



Fuente: elaboración propia, con base en simulador STARS-CMG.

En la figura 34 se observa una disminución a la hora de utilizar la inyección de polímeros debido a que este proceso reduce la producción de agua.

Figura 34. Producción acumulada de agua del pozo productor YR086

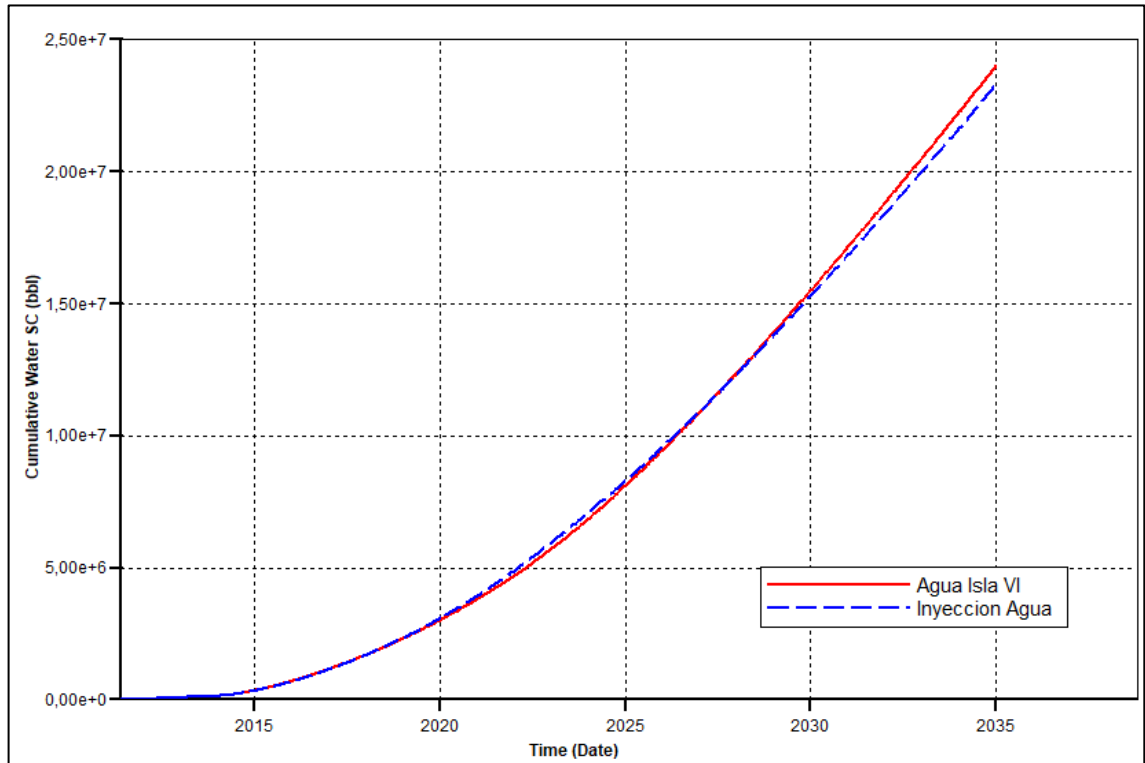


Fuente: elaboración propia, con base en simulador STARS-CMG.



Para el pozo productor YR087 incrementa la producción de agua acumulada con la inyección de polímero implementada con respecto a la inyección de agua (caso base). Este incremento se ve evidenciado en el periodo de tiempo del 2.027 al 2.030.

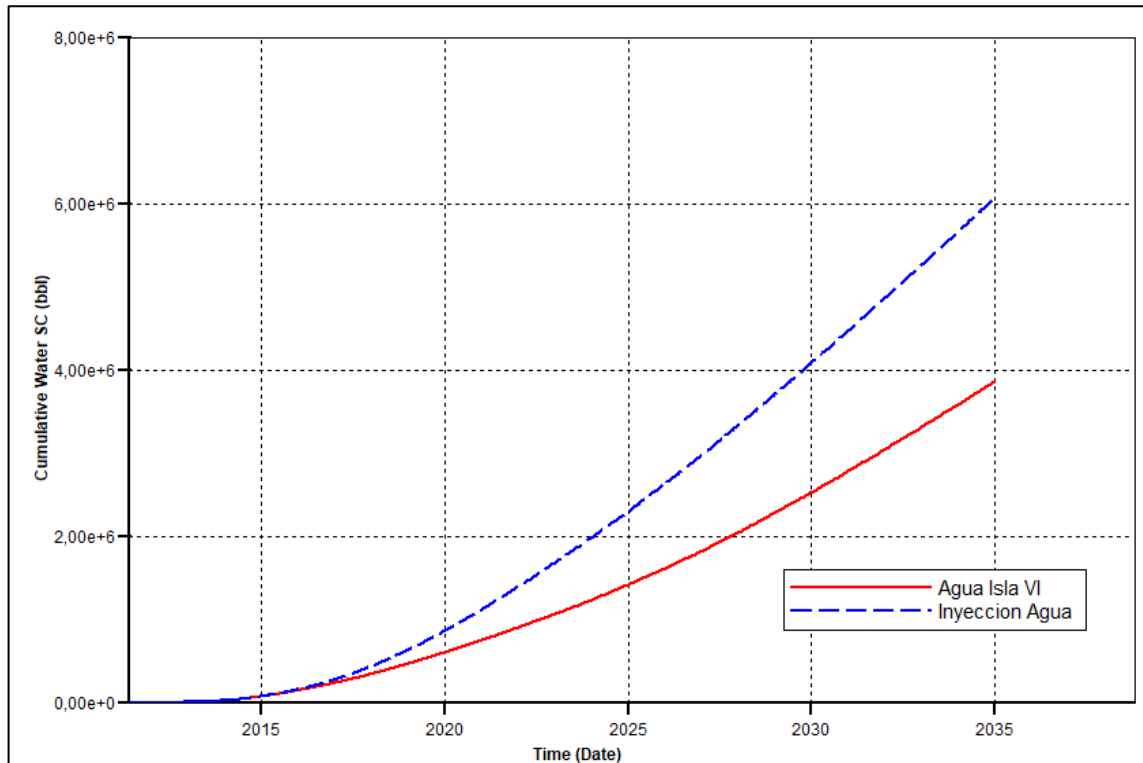
Figura 35. Producción acumulada de agua del pozo productor YR087



Fuente: elaboración propia, con base en simulador STARS-CMG.

Finalmente, en el pozo productor YR099 se genera una mayor producción de agua con el caso base (inyección de agua) en comparación con la inyección de polímero. En la figura 36 se evidencia que la producción de agua es mayor a los 2.000.000 de barriles al final del periodo simulado.

Figura 36. Producción acumulada de agua del pozo productor YR099

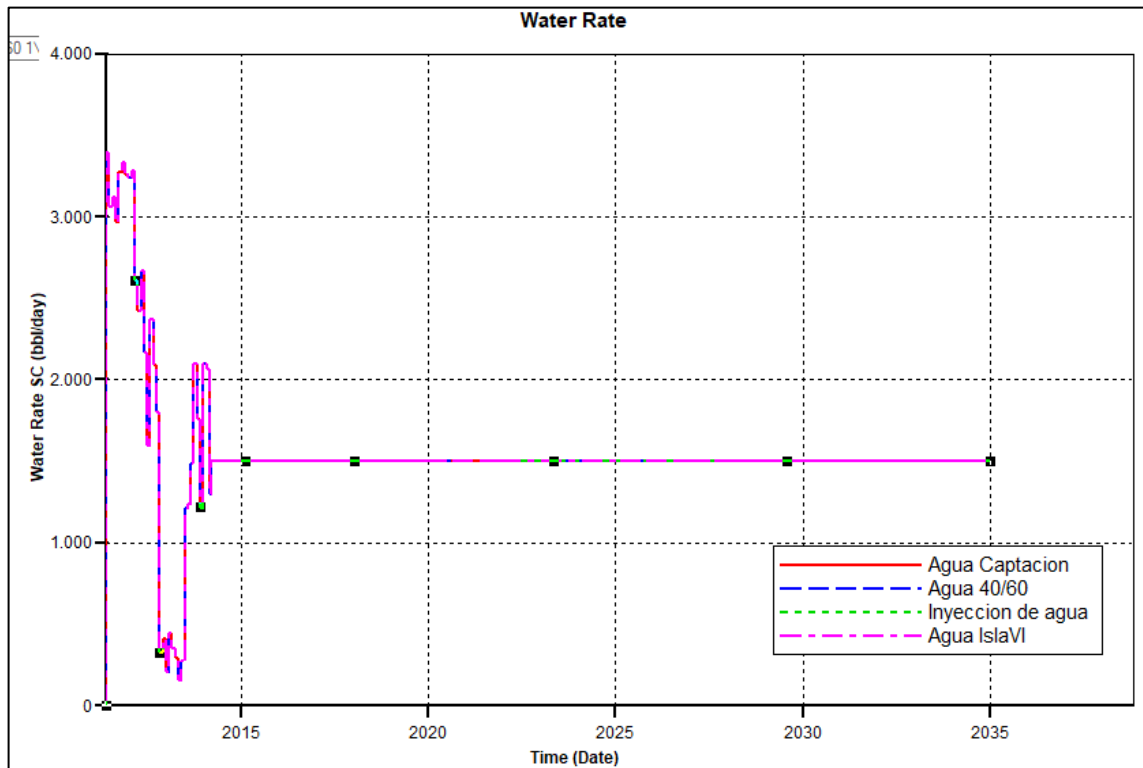


Fuente: elaboración propia, con base en simulador STARS-CMG.

3.2.3 Tasa de Inyección de Agua. Este procedimiento se evalúa en el único pozo inyector del patrón, evaluando que cantidades se tiene de inyección y cuanto se va a requerir al transcurrir el tiempo.

En el pozo YR504 con los diferentes métodos de recobro, se evaluó una tasa de inyección de 1.500 bbl/día, debido a que actualmente se está inyectando este caudal. Esta tasa permite que los pozos del patrón puedan generar una producción incremental tanto de aceite como de agua.

Figura 37. Tasa de agua en el pozo inyector YR504.



Fuente: elaboración propia, con base en simulador STARS-CMG.

3.2.4 Factor de Recobro. Para las fuentes de agua de Captación, Isla VI y 40/60, en donde muestra el factor de recobro igual o muy cercano, debido a que se planteó la viscosidad objetivo de 10 cP, por lo cual este factor da el mismo para cada proceso.

Ecuación 7. Petróleo original in situ y factor de recobro.

$$OOIP = \frac{V_p * S_o}{\beta_o}$$

$$Fr = \frac{N_p}{OOIP} * 100 = \frac{456.514}{1.543.860} * 100 = 30\%$$

Fuente: DALKE, LP. Fundamentals of reservoir engineering. 8 ed. Elsevier, Amsterdam. 1985. ISBN 0-444-41830-X. p. 1-2.

El factor de recobro obtenido es 30%, donde se evalúa por medio de un polígono realizado en el modelo con solo el patrón, teniendo en cuenta que los pozos productores aun así reciben alteraciones por los otros pozos que se encuentran en operación cercanos a estos.

### 3.3 ANÁLISIS FINANCIERO

El análisis financiero del proyecto se realizó por 10 años en periodos anuales de 365 días e inició desde marzo de 2014, con una Tasa de Interés y Oportunidad (TIO) establecido por Ecopetrol de 10% anual y como unidad monetaria de valor se utiliza el dólar americano (USD).

Tabla 13. Criterios para análisis financiero

<b>TIO (%)</b>	<b>10</b>
<b>Precio Barril (USD)</b>	<b>55</b>
<b>Calidad (USD/bbl)</b>	<b>-3,06</b>
<b>Transporte (USD/bbl)</b>	<b>0,01</b>
<b>Regalías (%)</b>	<b>8</b>
<b>Impuestos (%)</b>	<b>33</b>

Fuente: ECOPETROL S.A.

Para el análisis técnico financiero se busca emplear y tener en cuenta cada uno de los factores que implica llevar a cabo el proyecto, ya sea de forma técnica como los equipos y personal implementado como los recursos económicos que este requiere.

Las simulaciones realizadas con los resultados de laboratorio de las fuentes de agua en el software CMG con el simulador STARS, aportaron los datos requeridos de producción por año de los pozos YR038, YR086, YR087 y YR099, luego de la inyección de polímeros y posteriormente de agua del pozo YR504. Estos datos se tomaron de cada una de las fuentes de agua evaluadas en el proyecto y el caso base (inyección de agua) con el cual se compara cada una de las mencionadas anteriormente.

Se utilizó el indicador financiero Valor Presente Neto (VPN) para evaluar las tres soluciones poliméricas estudiadas y analizadas en este proyecto, para lograr identificar la viabilidad económica de la puesta en marcha del proyecto, además de analizar los costos de inversión, operación e ingresos para cada uno de los tres escenarios.

3.3.1 Costo de inversión (CAPEX). El CAPEX, corresponde a la inversión de capital que crea beneficios. Son utilizados por una compañía para adquirir o mejorar los activos fijos tales como equipos y propiedades, con la finalidad de aumentar la productividad de una compañía. Los costos de inversión para este proyecto corresponden a la adquisición de equipos de facilidades de inyección como lo son

tanques, bombas y líneas<sup>67</sup>. En la tabla 14 se presenta el costo total de inversión que se debe realizar para la puesta en marcha del proyecto, el cual se realiza dentro de los primeros 6 años del proyecto, efecto que se puede identificar posteriormente en los flujos de caja.

Tabla 14. Inversión en CAPEX

<b>CAPEX I+D (P)</b>	
TRABAJOS CAMPO (UO-PLT-ILT-Welltesting)	\$ 2,786,208,676
NALCO INY 504	\$ 2,039,754,037
Contingencia y Escalación	\$ 70,857,000
<b>TOTAL COP</b>	<b>4,896,819,713</b>

Fuente: ECOPETROL S.A.

3.3.2 Costos de operación (OPEX). El OPEX, corresponde a los costos asociados con el mantenimiento de equipos, gastos de consumibles y otros gastos de funcionamiento y operación, necesarios para la producción y el funcionamiento del sistema. Los costos de operación del presente proyecto corresponden a los costos del polímero FP 3230s, Liftingcost (Costo de Levantamiento), tratamiento y mantenimiento de equipos. En la tabla 15 se pueden identificar cada uno de los costos asociados a la operación, algunos son anuales como el caso del mantenimiento de los pozos y el alquiler de las facilidades, pero, por otra parte, el Lifting Cost y el Polímero dependen de la cantidad de barriles incrementales que se produzcan y de la cantidad de polímero inyectada por cada una de las fuentes, el cual se presenta a continuación en la tabla 15, la cual muestra la cantidad de polímero utilizada por cada uno de los casos evaluados y su representación en dinero.

Tabla 15. Costo de Operación

<b>Costos Opeacionales</b>		
<b>Mantenimiento</b>	<b>45.460</b>	<b>USD/Año</b>
<b>Alquiler Facilidades</b>	<b>23.300</b>	<b>USD/Año</b>
<b>Lifting cost</b>	<b>7,8</b>	<b>USD/Bbls.</b>
<b>Polimero</b>	<b>2,45</b>	<b>USD/kg</b>

Fuente: ECOPETROL S.A.

3.3.3 Flujo de Caja. El flujo de caja es la representación de ingresos y egresos que tiene un proyecto a futuro, también puede entenderse como la acumulación neta de activos en un periodo determinado. Representa los ingresos en valor positivo, por

<sup>67</sup> LÓPEZ, Joaquín. CAPEX. Economipedia. Bogotá. Disponible en: <https://economipedia.com/definiciones/capex.html>

venta de crudo y los valores negativos representan los costos de inversión y de operación.

El crudo del Campo Yariguí- Cantagallo debido a su gravedad API y su contenido de azufre se castiga con 3,06 USD/Bbl, que se descuentan del precio de referencia BRENT al cual se vende la producción.

Las regalías corresponden a la contraprestación económica de propiedad del estado otorgada por la explotación de un recurso natural no renovable. En Colombia el porcentaje asignado para proyectos de producción incremental son del 8% de la producción para producciones menores a 5000 BOPD según lo indica la Ley 756 de 2002<sup>68</sup>.

Tabla 16. Costo del polímero por fuente de agua.

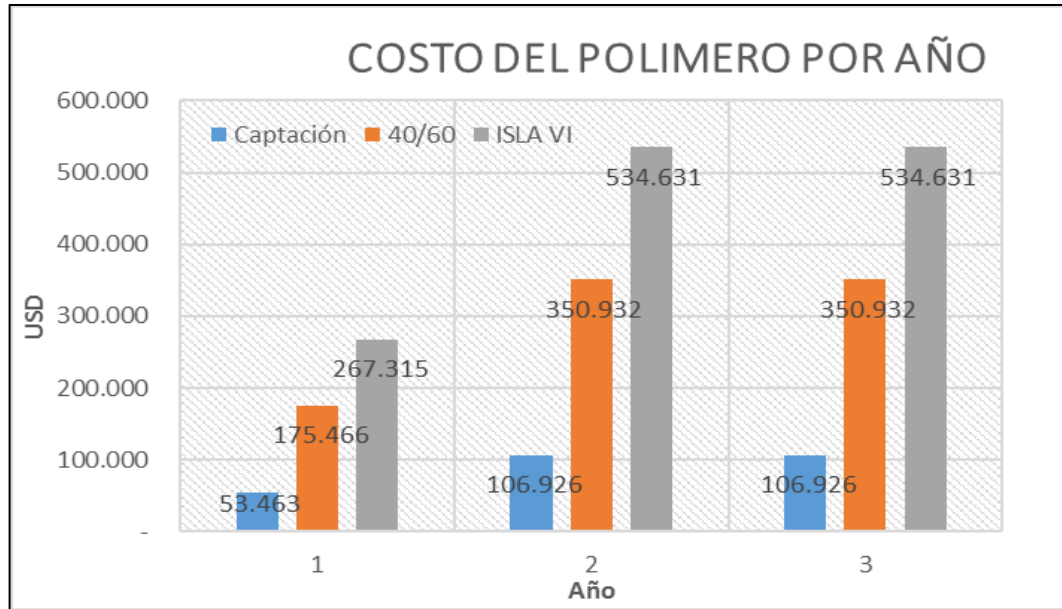
CAPTACIÓN					
AÑO	BWIPD	ppm	kg	PRECIO (USD/kg)	USD
1	1500	500	120	2,45	53.463
2	1500	500	120	2,45	106.926
3	1500	500	120	2,45	106.926
40/60					
AÑO	BWIPD	ppm	kg	PRECIO (USD/kg)	USD
1	1500	1641	393	2,45	175.466
2	1500	1641	393	2,45	350.932
3	1500	1641	393	2,45	350.932
ISLA VI					
AÑO	BWIPD	ppm	kg	PRECIO (USD/kg)	USD
1	1500	2500	598	2,45	267.315
2	1500	2500	598	2,45	534.631
3	1500	2500	598	2,45	534.631

Fuente: elaboración propia.

De acuerdo con la tabla 16 se puede identificar que el costo del polímero utilizado aumenta considerablemente al inyectar una mayor concentración en ppm, esto debido a que la cantidad de sal presente en la fuente presenta una relación inversamente proporcional al aumento de viscosidad que se busca al realizar la solución polimérica. El costo del polímero está ligado a la cantidad de masa (kilogramos) del polímero que se necesita, que a su vez depende de la concentración requerida para alcanzar la viscosidad deseada.

<sup>68</sup> DEPARTAMENTO ADMINISTRATIVO DE LA FUNCIÓN PÚBLICA. Ley 756 de 2002. Artículo 16. Disponible en Internet: [https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma\\_pdf.php?i=9154](https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma_pdf.php?i=9154). p. 6.

Figura 38. Costo polímero por año, evaluando las tres fuentes de agua.



Fuente: elaboración propia

A continuación, se presentan los flujos de caja de cada una de las tres fuentes evaluadas en este proyecto, los flujos de caja fueron realizados por un periodo de 10 años, debido a que el límite económico se da después de este tiempo y el proyecto deja de ser rentable. En las tablas de la 17 a la 19, se logra identificar, la cantidad incremental en barriles con respecto al caso base de inyección de agua, lo cual representa los ingresos del presente proyecto tras la venta de la producción y la disminución de agua producida por cada una de estas tres fuentes, lo cual genera un ahorro en recursos destinados a el posterior tratamiento y disposición de esta. Además, se muestra cómo se realizó la inversión y la variación en los costos de operación que se mencionaron anteriormente, debido a la cantidad de polímero requerida para cada uno de los casos. También se tuvieron en cuenta dentro de esta evaluación el pago de regalías e impuestos, como lo indica la legislación colombiana, valores que fueron presentados anteriormente.

Tabla 17. Flujo de Caja Agua de Captación

	AÑO1	AÑO2	AÑO3	AÑO4	AÑOS	AÑO6	AÑO7	AÑO8	AÑO9	AÑO10
Producción Incremental (Bbls)	-	-	10,134	44,973	83,857	99,430	90,226	66,507	42,915	18,473
(-) Regalías (8%) (Bbls)	-	-	811	3,598	6,709	7,954	7,218	5,321	3,433	1,478
Neto incrementales (Bbls/año)	-	-	9,323	41,375	77,148	91,475	83,008	61,186	39,482	16,996
Precio crudo Yariguí - Cantagallo (USD/Bbls.)	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52
Ingresos por Incremental (USD)	-	-	484,165	2,148,590	4,006,298	4,750,323	4,310,601	3,177,397	2,050,293	882,581
<b>Costos operacionales (USD)</b>	122,223	168,354	168,585	207,283	399,931	456,141	364,811	194,820	32,795	- 103,976
Lifting Cost (USD)	-	-	79,046	350,786	654,081	775,553	703,763	518,752	334,738	144,093
Inyección polímero (USD)	53,463	106,926	106,926							
Menor producción de agua (Bbls)	-	7,332	86,148	212,263	322,910	388,169	407,711	392,693	370,702	316,829
Utilidad antes de impuestos (EBIT-UAI)	- 122,223	- 168,354	315,580	1,941,307	3,606,367	4,294,179	3,945,789	2,982,577	2,083,088	778,605
(-)Impuestos (USD)	-	-	104,141	640,631	1,190,101	1,417,079	1,302,110	984,251	687,419	256,940
Utilidad neta (USD)	- 122,223	- 168,354	211,439	1,300,676	2,416,266	2,877,100	2,643,679	1,998,327	1,395,669	521,666
- CAPEX (USD)	-	12,138	681,808	914,708	13,361	10,258	-			
<b>FLUJO DE CAJA LIBRE (USD)</b>	- 122,223	- 180,492	- 470,370	385,968	2,402,904	2,866,842	2,643,679	1,998,327	1,395,669	521,666

Fuente: elaboración propia.

En la tabla 17 se resaltan el número de barriles incrementales en cada uno de los años evaluados, el costo del polímero para la fuente, que es el menor con respecto a las otras dos fuentes, lo que resulta en los valores negativos del flujo de caja para los tres primeros años



Tabla 18. Flujo de Caja Agua 40/60

	AÑO1	AÑO2	AÑO3	AÑO4	AÑO5	AÑO6	AÑO7	AÑO8	AÑO9	AÑO10
Producción Incremental (Bbls)	-	-	10,134	44,973	83,857	99,430	90,226	66,507	42,915	18,473
(-) Regalías (8%) (Bbls)	-	-	811	3,598	6,709	7,954	7,218	5,321	3,433	1,478
Neto incrementales (Bbls/año)	-	-	9,323	41,375	77,148	91,475	83,008	61,186	39,482	16,996
Precio crudo Yariguí - Cantagallo (USD/Bbls.)	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52
Ingresos por incremental (USD)	-	-	484,165	2,148,590	4,006,298	4,750,323	4,310,601	3,177,397	2,050,293	882,581
<b>Costos operacionales (USD)</b>	244,226	412,359	412,590	207,283	399,931	456,144	364,811	194,820	32,795	- 103,976
Lifting Cost (USD)	-	-	79,046	350,786	654,081	775,553	703,763	518,752	334,738	144,093
Inyección polímero (USD)	175,466	350,932	350,932							
Menor producción de agua (Bbls)	-	7,332	86,148	212,263	322,910	388,169	407,711	392,693	370,702	316,829
Utilidad antes de impuestos (EBIT-UAII)	- 244,226	- 412,359	71,574	1,941,307	3,606,367	4,294,179	3,945,789	2,982,577	2,083,088	778,605
(-) Impuestos (USD)	-	-	23,620	640,631	1,190,101	1,417,079	1,302,110	984,251	687,419	256,940
Utilidad neta (USD)	- 244,226	- 412,359	47,955	1,300,676	2,416,266	2,877,100	2,643,679	1,998,327	1,395,669	521,666
- CAPEX (USD)	-	12,138	681,808	914,708	13,361	10,258	-			
<b>FLUJO DE CAJA LIBRE (USD)</b>	- 244,226	- 424,498	- 633,853	385,968	2,402,904	2,866,842	2,643,679	1,998,327	1,395,669	521,666

Fuente: elaboración propia.

En la tabla 18 se resaltan el número de barriles incrementales en cada uno de los años evaluados, el costo del polímero para la fuente, que es el menor con respecto a la fuente de Isla VI y mayor con respecto a la fuente de agua de Captación, lo que resulta en los valores negativos del flujo de caja para los tres primeros años.

3Tabla 19. Flujo de Caja Agua Isla VI

	AÑO1	AÑO2	AÑO3	AÑO4	AÑO5	AÑO6	AÑO7	AÑO8	AÑO9	AÑO10
Producción Incremental (Bbls)	-	-	10,134	44,973	83,857	99,430	90,226	66,507	42,915	18,473
(-) Regalías (8%) (Bbls)	-	-	811	3,598	6,709	7,954	7,218	5,321	3,433	1,478
Neto incrementales (Bbls/año)	-	-	9,323	41,375	77,148	91,475	83,008	61,186	39,482	16,996
Precio crudo Yariguí - Cantagallo (USD/Bbls.)	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52
Ingresos por incremental (USD)	-	-	484,165	2,148,590	4,006,298	4,750,323	4,310,601	3,177,397	2,050,293	882,581
<b>Costos operacionales (USD)</b>	336,075	596,058	596,290	207,283	399,931	456,144	364,811	194,820	32,795	- 103,976
Lifting Cost (USD)	-	-	79,046	350,786	654,081	775,553	703,763	518,752	334,738	144,093
Inyección polímero (USD)	267,315	534,631	534,631							
Menor producción de agua (Bbls)	-	7,332	86,148	212,263	322,910	388,169	407,711	392,693	370,702	316,829
Utilidad antes de impuestos (EBIT-UAII)	- 336,075	- 596,058	- 112,125	1,941,307	3,606,367	4,294,179	3,945,789	2,982,577	2,083,088	778,605
(-)Impuestos (USD)	-	-	-	640,631	1,190,101	1,417,079	1,302,110	984,251	687,419	256,940
Utilidad neta (USD)	- 336,075	- 596,058	- 112,125	1,300,676	2,416,266	2,877,100	2,643,679	1,998,327	1,395,669	521,666
- CAPEX (USD)	-	12,138	681,808	914,708	13,361	10,258	-			
<b>FLUJO DE CAJA LIBRE (USD)</b>	- 336,075	- 608,197	- 793,933	385,968	2,402,904	2,866,842	2,643,679	1,998,327	1,395,669	521,666

Fuente: elaboración propia.

En la tabla 19 se resaltan el número de barriles incrementales en cada uno de los años evaluados, el costo del polímero para la fuente, que es mayor con respecto a las otras dos fuentes, lo que resulta en los valores negativos del flujo de caja para los tres primeros años.

3.3.4 Valor Presente Neto (VPN). El Valor Presente Neto (VPN) es el método más conocido a la hora de evaluar proyectos de inversión, ya que permite determinar si esta cumple con el objetivo básico financiero de maximizar dicha inversión. El valor estimado puede ser positivo, negativo o continuar igual (ecuación 8). Si es positivo significará que el valor de la empresa tendrá un incremento equivalente al monto del Valor Presente Neto. Si es negativo quiere decir que la empresa reducirá su riqueza en el valor que arroje el VPN. Si el resultado del VPN es cero, la empresa no modificará el monto de su valor<sup>69</sup>.

Ecuación 8. Valor Presente Neto.

$$VPN = \sum_{t=0}^n \frac{Ft}{(1+i)^t}$$

Fuente: Valor Presente Neto - VPN. Finanzas En Línea [sitio web]. Bogotá. Disponible en: <https://www.finanzasenlinea.net/2019/01/valor-presente-neto-vpn.html?m=1>

Donde,

VPN= Valor presente neto

F<sub>n</sub>= Flujo de efectivo para cada periodo.

N= Periodo de tiempo.

i= Tasa de interés de oportunidad (TIO)

Tasa de Interés de Oportunidad (TIO). Es la rentabilidad mínima que exige una empresa al momento de evaluar económicamente un proyecto; debe satisfacer las expectativas de los inversionistas y es establecido directamente por la empresa<sup>70</sup>.

Los flujos de caja realizados y presentados anteriormente permiten realizar el procedimiento para conocer el Valor Presente Neto de cada uno de los escenarios evaluados en este proyecto y gracias a eso, identificar cuál de todos generaría mayores ganancias a la compañía tras su puesta en marcha. En ese sentido, a continuación, se presentan los flujos de caja realizados, donde se evidencia que el mejor escenario técnico- económico corresponde a usar agua de captación.

<sup>69</sup> Valor Presente Neto - VPN. Finanzas En Línea [sitio web]. Bogotá. Disponible en: <https://www.finanzasenlinea.net/2019/01/valor-presente-neto-vpn.html?m=1>

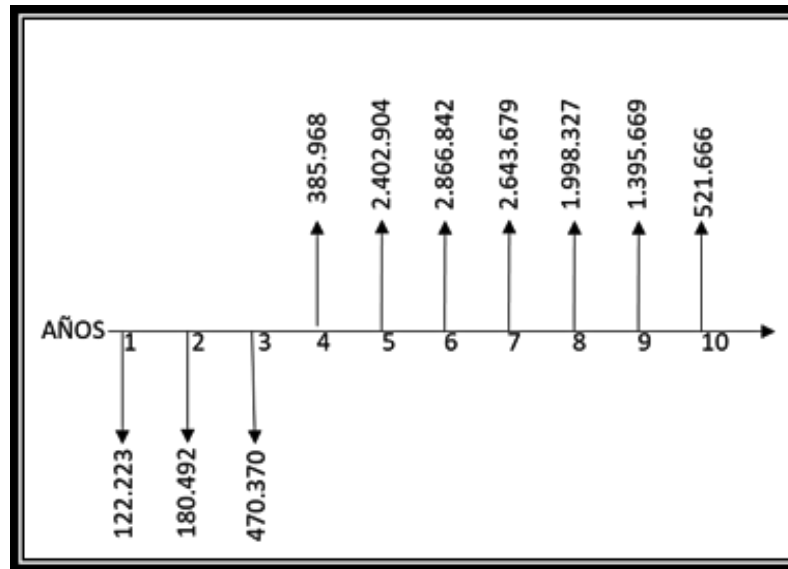
<sup>70</sup> Valor Presente Neto - VPN. Finanzas En Línea [sitio web]. Bogotá. Disponible en: <https://www.finanzasenlinea.net/2019/01/valor-presente-neto-vpn.html?m=1>

Ecuación 9. VPN Agua de Captación

$$-122.223 - \frac{180.492}{(1 + 0,1)^1} - \frac{470.370}{(1 + 0,1)^2} + \frac{385.968}{(1 + 0,1)^3} + \frac{2.402.904}{(1 + 0,1)^4} + \frac{2.866.842}{(1 + 0,1)^5} + \frac{2.643.679}{(1 + 0,1)^6} + \frac{1.998.327}{(1 + 0,1)^7} + \frac{1.395.669}{(1 + 0,1)^8} - \frac{521.666}{(1 + 0,1)^9} = \$6,426,313 \text{ USD}$$

En la ecuación 9 se muestra el desarrollo para hallar el VPN para la fuente de agua de Captación haciendo uso de los flujos de caja para cada año presentes en la tabla 17.

Figura 39. Diagrama flujo de caja agua de Captación.



Fuente: elaboración propia.

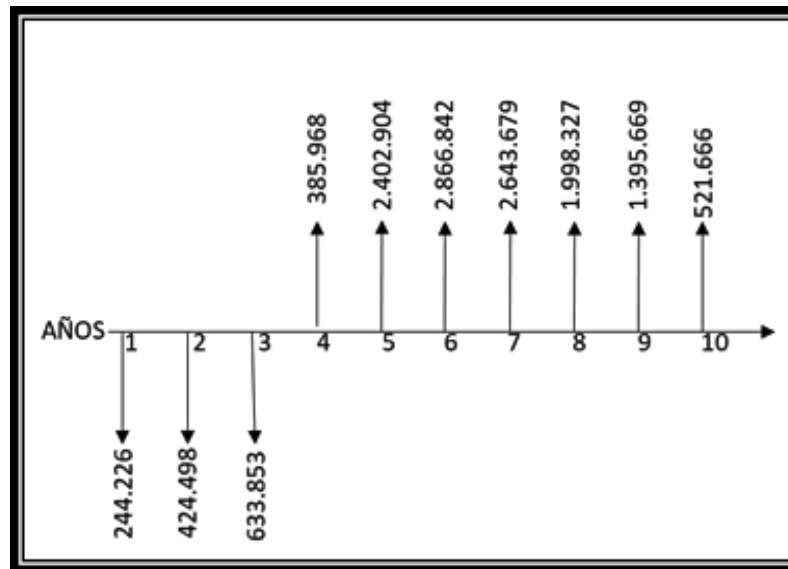
La figura 39 muestra los valores de flujo de caja de la tabla 17, de cada año para la fuente de agua de Captación, en donde los tres primeros valores son negativos debido al costo del polímero.

Ecuación 10. VPN Agua 40/60

$$-244.226 - \frac{424.498}{(1 + 0,1)^1} - \frac{633.853}{(1 + 0,1)^2} + \frac{385.968}{(1 + 0,1)^3} + \frac{2.402.904}{(1 + 0,1)^4} + \frac{2.866.842}{(1 + 0,1)^5} + \frac{2.643.679}{(1 + 0,1)^6} + \frac{1.998.327}{(1 + 0,1)^7} + \frac{1.395.669}{(1 + 0,1)^8} - \frac{521.666}{(1 + 0,1)^9} = \$5,947,377 \text{ USD}$$

En la ecuación 10 se muestra el desarrollo para hallar el VPN para la fuente de agua 40/60 haciendo uso de los flujos de caja para cada año presentes en la tabla 18.

Figura 40. Diagrama flujo de caja agua de 40/60.



Fuente: elaboración propia.

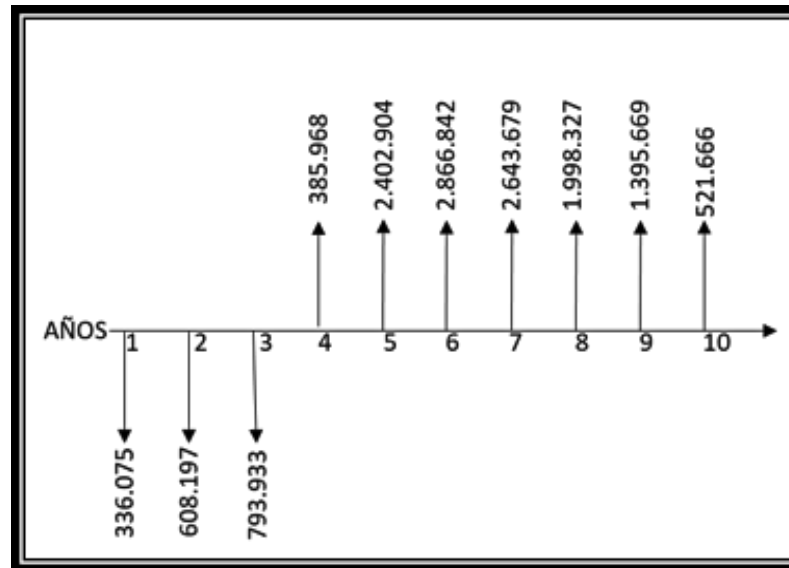
La figura 40 muestra los valores de flujo de caja de la tabla 18, de cada año para la fuente de agua 40/60, en donde los tres primeros valores son negativos debido al costo del polímero.

Ecuación 11. VPN Agua Isla VI

$$-336.075 - \frac{608.197}{(1 + 0,1)^1} - \frac{793.933}{(1 + 0,1)^3} + \frac{385.968}{(1 + 0,1)^4} + \frac{2.402.904}{(1 + 0,1)^5} + \frac{2.866.842}{(1 + 0,1)^6} + \frac{1.998.327}{(1 + 0,1)^7} + \frac{1.395.669}{(1 + 0,1)^8} - \frac{521.666}{(1 + 0,1)^9} = \$5,556,231 \text{ USD}$$

En la ecuación 11 se muestra el desarrollo para hallar el VPN para la fuente de agua de Isla VI haciendo uso de los flujos de caja para cada año presentes en la tabla 19.

Figura 41. Diagrama flujo de caja agua de Isla VI.



Fuente: elaboración propia.

La figura 41 muestra los valores de flujo de caja de la tabla 19, de cada año para la fuente de agua de Isla VI, en donde los tres primeros valores son negativos debido al costo del polímero.

Por medio de los valores de VPN realizados para cada uno de los escenarios evaluados, se logra identificar que el que genera mayor valor a la compañía es el escenario que utiliza la fuente de Captación para la preparación de la solución polimérica, incluso cuando su producción incremental y la disminución en la producción es igual a las demás fuentes evaluadas, esto se puede atribuir a un factor determinante como lo es el menor valor de costos operativos con respecto a la fuente de 40/60 e Isla VI, debido a que la cantidad de polímero utilizada en este caso mucho menor que la de 40/60 e Isla VI.

3.3.5 Análisis de ingresos. Los ingresos corresponden a entradas de dinero recibida por prestación de servicios o venta de un producto. En el caso del comercio de hidrocarburos, los ingresos se obtienen tras su venta. El cálculo de los ingresos del presente proyecto se hace de acuerdo con la producción incremental de petróleo por cada una de las fuentes de agua evaluadas, las regalías, la disminución en la producción de agua, los costos operacionales y el precio del barril utilizado por Ecopetrol para la evaluación financiera de los proyectos. La Tabla 20 resume el VPN de los tres escenarios evaluados en este proyecto:

Tabla 20. Resumen de resultados evaluación técnico- económica.

<b>FUENTE</b>	<b>VPN</b>
<b>CAPTACIÓN</b>	<b>\$6,426,313</b>
<b>40/60</b>	<b>\$5,947,377</b>
<b>ISLA VI</b>	<b>\$5,556,231</b>

Fuente: elaboración propia

#### 4. CONCLUSIONES

- Se realizó un estudio experimental para evaluar el comportamiento de la viscosidad de una solución polimérica comercial en tres fuentes de agua de inyección viables a utilizar en el campo Yariguí- Cantagallo, las cuales presentan diferentes concentraciones de salinidad, los análisis realizados evidencian que la viscosidad de la solución polimérica disminuye a medida que aumenta la salinidad de la fuente de agua.
- Los resultados experimentales realizados en el presente estudio evidencian que al mezclar las fuentes de agua la viscosidad de la solución polimérica es más cercana a los valores obtenidos con la fuente de agua salada y se aleja considerablemente de la viscosidad obtenida con fuente de agua de captación.
- Los resultados obtenidos en la simulación numérica presentan un factor de recobro del 30%, el cual es obtenido por todas las fuentes de agua utilizadas. Lo cual indica que utilizando una misma viscosidad objetivo para las tres fuentes de agua se deberá obtener el mismo resultado en producción incremental de petróleo.
- A partir de la evaluación técnica- económica usando los resultados obtenidos en el estudio experimental y los resultados de simulación numérica. El VPN de la fuente de agua de Captación es 6.426.313 USD, el de 40/60 es 5.947.277 USD y el de agua de Isla VI es de 5.556.231.
- El análisis realizado en este proyecto evidencia que la mejor opción técnica y económica es usar fuente de agua de captación en el proceso de inyección de polímero para el campo Yariguí- Cantagallo.



## 5. RECOMENDACIONES

- Se recomienda la optimización de las tasas de inyección y concentración de polímero usadas en la simulación numérica para las diferentes fuentes de agua, por medio de la herramienta CMOST presente en el software CMG.
- Se recomienda generar nuevas corridas de simulación numérica usando la misma concentración de polímero para las diferentes fuentes de agua para evaluar el comportamiento del factor de recobro.
- Se recomienda realizar el mismo procedimiento de este proyecto con una eventual mezcla a utilizar en el proceso de expansión de polímero (mezcla 20/80) de agua de Isla VI y Captación.
- Se recomienda complementar el estudio experimental realizado con pruebas de laboratorio adicionales contempladas en la práctica recomendada API RP-63, especialmente estudios de degradación mecánica, térmica y biológica.

## BIBLIOGRAFÍA

ACIPET. Análisis comparativo de procesos de inyección de polímeros ejecutados en Colombia. Disponible en internet: <http://oilproduction.net/files/ACIPET%20-%20TEC-452-EOR%20-%20OilProduction>. 16 p.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practices for Evaluation of Polymers Used in Enhanced Oil Recovery Operations. RP63. EEUU.: Washington, DC. 1990. 74 p.

BANZER, Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Universidad de Zulia. Maracaibo. 1996, 140 p.

Brookfield Specialists in the measurement and control of viscosity. Brookfield DV2T, viscometer operating instruction. No. M13-167. Disponible en internet: <https://www.manualslib.com/manual/1308883/Brookfield-Dv2t.html?page=2#manual>. 90 p.

DALKE, LP. Fundamentals of reservoir engineering. 8 ed. Elsevier, Amsterdam. 1985. ISBN 0-444-41830-X. 424 p.

DEPARTAMENTO ADMINISTRATIVO DE LA FUNCIÓN PÚBLICA. Ley 756 de 2002. Artículo 16. Disponible en Internet: [https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma\\_pdf.php?i=9154](https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma_pdf.php?i=9154). 13 p.

GOOGLE MAPS. Mapa Colombia. Disponible en internet: [internet: https://goo.gl/maps/N8PzBGJ9Xka2PPPrT8](https://goo.gl/maps/N8PzBGJ9Xka2PPPrT8).

GRANADO, Carlos. SALAZAR, Víctor. Seminario virtual (webinar) Metodología para la selección en la estrategia óptima de la inyección polimérica de laboratorio a campo. Disponible en: <https://www.youtube.com/watch?v=WGiWkLI7pY4&t=2686s>

HINCAPIE, Rafael E. y SEVERICHE, Juan. Inyección polimérica, un proceso clave para incrementar los factores de recobro. *Colombia energía, la revista de la industria energética de Colombia*. 2017, Edición No. 15. ISSN 2322-794X.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACION. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C.: El instituto, 2018. ISBN 9789588585673 153 p.

INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO. Documentación Requerida Sobre Productos Tecnológicos 2016. (Manual Interno de Ecopetrol S.A.). 50 p.

\_\_\_\_\_. Evaluación experimental roca-fluido de los polímeros evaluados en la fase 1 para el recobro mejorado en el campo Yariguí-Cantagallo- Fase dinámica. 2013. (Manual Interno de Ecopetrol S.A.). 145 p.

LETELIER-MANNS, Rodrigo. Operaciones unitarias, sobre mezclas de fluidos. Disponible en: <https://es.slideshare.net/Klaramau/mezcla-de-fluidos>.

LÓPEZ, Joaquín. CAPEX. Economipedia. Bogotá. Disponible en: <https://economipedia.com/definiciones/capex.html>

MATEUS PEDRAZA, Sebastian Felipe y PORRAS PUENTES, Johan Esteban. Evaluación de factibilidades de la implementación de la inyección de nanopartículas de sílice como método de recobro mejorado para crudos medianos del Campo Yariguí-Cantagallo mediante simulación numérica. Colombia, Bogotá. 2017.

MÉTODOS DE ENSAYO. Determinación de la viscosidad – método de Brookfield. Disponible en internet: [https://www.matematicasyoesia.com.es/metodos/melweb08\\_Brookfield.htm](https://www.matematicasyoesia.com.es/metodos/melweb08_Brookfield.htm)

MULETT, Félix. et al. Plan de desarrollo campo Yariguí-Cantagallo. ECOPETROL. 2016. Modificado por los Autores

PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2 ed. Maracaibo.: Ediciones Astro Dara S.A.,2001. 390 p.

QUINTANA RODRÍGUEZ, Javier Eduardo. Evaluación de trabajos de estimulación orgánica en pozos del Campo Yariguí. Colombia, Bucaramanga.2008.

SCIELO. Inyección de polímero para el mejoramiento de la eficiencia de barrido volumétrico en procesos de inyección de agua. Disponible en internet: [http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0122-53832016000100004](http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0122-53832016000100004).

SHAKER, Behruz y SKAUGE, Arne. Enhanced Oil Recovery (EOR) by Combined Low Salinity Water/ Polymer Flooding. Disponible en: <https://doi.org/10.1021/ef301538e>.

SHENG, James J. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: theory and practice. Burlington.: Elsevier, 2011. p. 617.

SNF FLOERGER. Geología del petróleo Sistemas petrolíferos EOR101. 2015. Disponible en: <https://www.snf.us/wp-content/uploads/2017/03/EOR-101-Geolog%C3%ADa-del-petr%C3%B3leo-Sistemas-petrol%C3%ADferos.pdf>. 23 p.

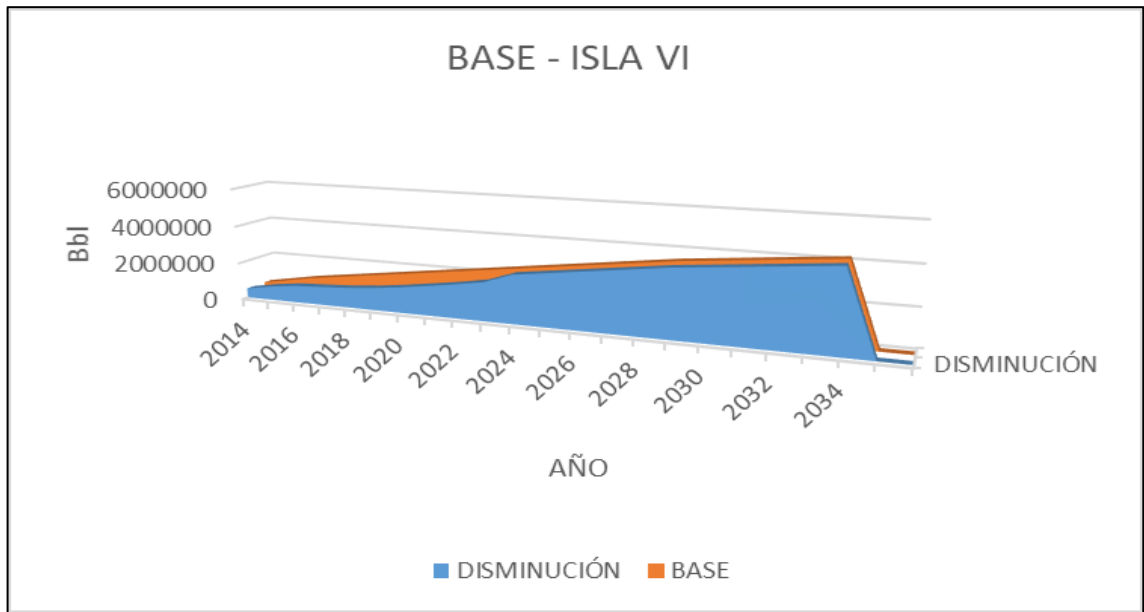
SORBIE, Kenneth S. Polymer-Improved Oil Recovery. EEUU.: Blackie and Son Ltd, 1991, 371 p.

SPE. Design and Implementation of the First Polymer Flooding Project in Colombia: Yariguí-Cantagallo Field. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-177245-MS?id=conference-paper%2FSPE-177245-MS>. 13 p.

Valor Presente Neto - VPN. Finanzas En Línea [sitio web]. Bogotá. Disponible en: <https://www.finanzasenlinea.net/2019/01/valor-presente-neto-vpn.html?m=1>

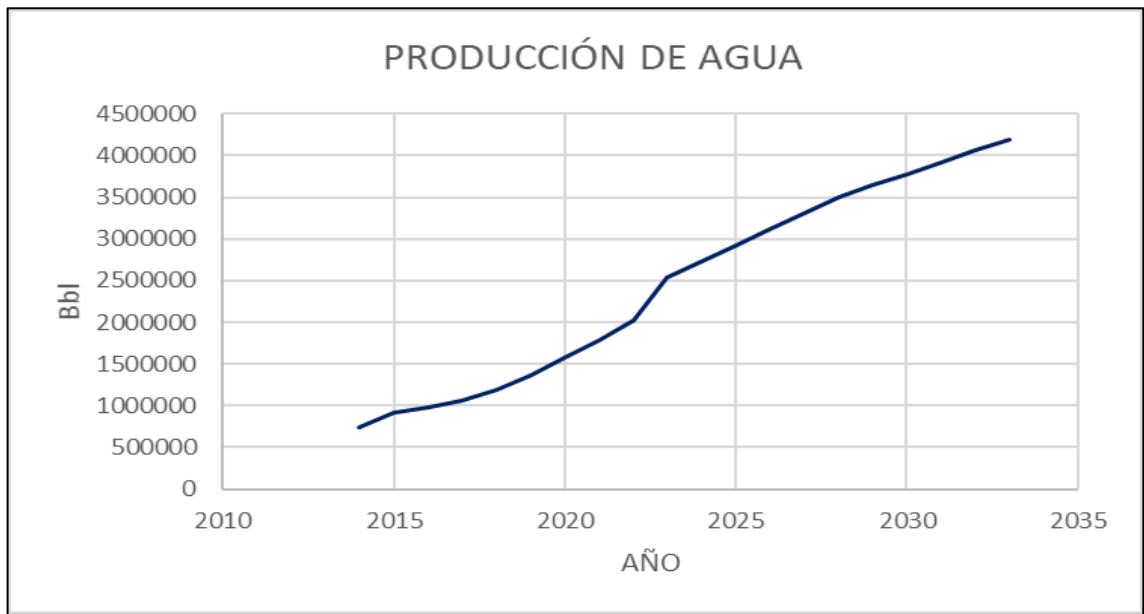
ANEXOS

ANEXO A.  
DISMINUCIÓN EN PRODUCCIÓN DE AGUA – ISLA VI



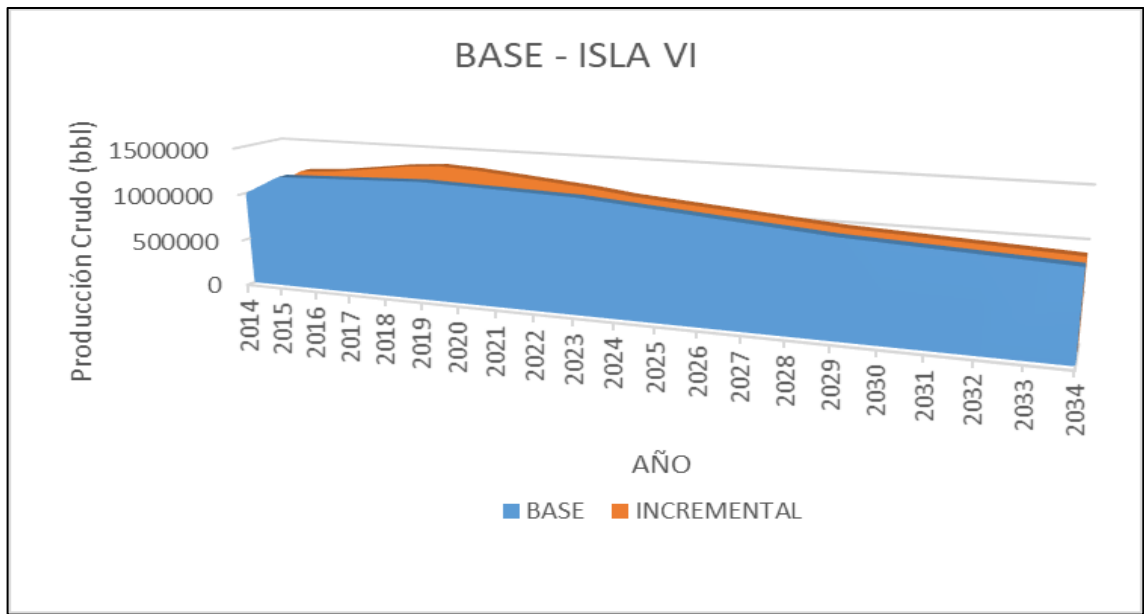
Fuente: elaboración propia

ANEXO B.  
PRODUCCIÓN DE AGUA



Fuente: elaboración propia

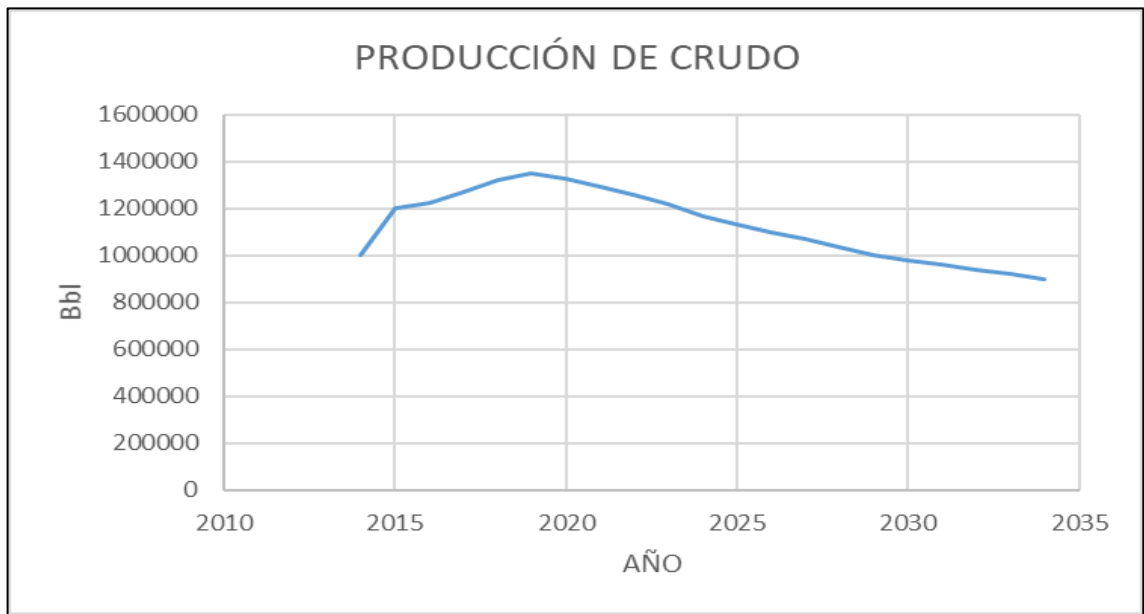
ANEXO C.  
PRODUCCIÓN INCREMENTAL – ISLA VI



Fuente: elaboración propia



ANEXO D.  
PRODUCCIÓN DE CRUDO



Fuente: elaboración propia