

**ANÁLISIS TÉCNICO-FINANCIERO DE LAS DIFERENTES ALTERNATIVAS
PARA LA MEDICIÓN IN-LINE DE LA VISCOSIDAD DEL POLÍMERO DURANTE
SU PROCESO DE INYECCIÓN**

**BLANCA JOHANNA BÁEZ SERRANO
DIANA ALEJANDRA MONTEALEGRE PEÑA**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERIAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2019**

**ANÁLISIS TÉCNICO-FINANCIERO DE LAS DIFERENTES ALTERNATIVAS
PARA LA MEDICIÓN IN-LINE DE LA VISCOSIDAD DEL POLÍMERO DURANTE
SU PROCESO DE INYECCIÓN**

**BLANCA JOHANNA BÁEZ SERRANO
DIANA ALEJANDRA MONTEALEGRE PEÑA**

**Proyecto integral de grado para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director
Mario Ardila Moreno
Ingeniero de Petróleos.**

**Codirector (es)
Andrés Felipe Suárez Barbosa
Ingeniero de Petróleos**

**Rubén Hernán Castro García
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERIAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2019**

Nota de Aceptación

Firma del Presidente del Jurado

Firma del Jurado

Firma del Jurado

Bogotá D.C, Febrero de 2019

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Director del Claustro

Dr. Jaime Posada Díaz

Vicerrector de Desarrollo y de Recursos Humanos

Dr. Luis Jaime Posada García Peña

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. Ana Josefa Herrera Vargas

Decano General de la Facultad de Ingenierías

Ing. Julio César Fuentes Arismendi

Director General de Investigaciones y proyección Social

Ph. Manuel Cancelado Jiménez

Director del Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. Julio César Fuentes Arismendi (E)

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

AGRADECIMIENTOS

Le agradecemos a los Ingenieros Mario Ardila y Rubén Castro por su paciencia, apoyo y perseverancia para la realización del proyecto.

Al profesor e Ingeniero Andrés Suarez por su esmero, apoyo, por guiarnos y darnos luz en los momentos difíciles.

A nuestro amigo Juan Camilo Gómez por su apoyo incondicional, cariño, dedicación y compañía durante el transcurso de la carrera.

Mil gracias, su ayuda fue muy importante para conseguir este logro es nuestras vidas.

Atentamente,

Johanna Báez Serrano & Diana Montealegre Peña

DEDICATORIA

Este proyecto de grado lo dedico a Dios quien me ha guiado por el mejor camino y me ha dado las fuerzas en momentos difíciles para seguir adelante y crecer personalmente, sin desfallecer en el intento.

A mis padres, mi mayor motor de vida, mi impulso y mi ejemplo a seguir, gracias a ellos por mis valores, mis principios, mi empeño, todas las bases que me dieron para mi crecimiento y para alcanzar todas las metas propuestas.

A mi hermano por ese apoyo incondicional, por confiar siempre en mí y por la gran bendición que me dio Tomás.

Agradecimientos a toda mi familia, mi tía y mi madrina quienes por ellos soy la persona que soy, gracias a la unión que tenemos, la cual nos ha permitido salir adelante.

Gracias y mil gracias por ese esfuerzo, esmero y amor que me han dado para hoy obtener un gran logro en mi vida.

Johanna Báez S.

DEDICATORIA

Gracias a Dios por permitirme vivir y disfrutar cada día, por bendecir cada uno de mis proyectos, por fortalecer mi corazón e iluminar mi mente, por darme mil razones para ser feliz y por darme mucha fuerza para superar cada obstáculo.

Gracias a mis padres por ser los promotores de cada sueño que tengo, en especial este, por confiar y creer siempre en mí, gracias por cada consejo y aliento que me guían a cumplir cada una de mis metas, ustedes son la motivación de mi vida, las personas que más amo y mi ejemplo a seguir. Este logro va dedicado a ustedes.

Agradezco a mi hermano y mis abuelos, por estar ahí en cada momento para mí, por alentarme y orar para que todo me salga muy bien. También le agradezco a Jhoana porque además de ser mi compañera de tesis eres mi amiga, sin tu ayuda y comprensión este trabajo hubiera sido muy difícil, juntas lo logramos. A mi novio, le agradezco por estar presente no solo en esta etapa tan importante de mi vida, sino en todo momento ofreciéndome lo mejor, por tu cariño y tú ayuda que han sido fundamentales a lo largo de este proceso.

Diana Alejandra Montealegre

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	26
OBJETIVOS	27
1. MARCO TEÓRICO	28
1.1 INYECCIÓN DE POLÍMEROS	28
1.2 POLÍMEROS	29
1.2.1 Poliacrilamida.	30
1.2.2 Biopolímero.	30
1.3 ETAPAS DE UN PILOTO DE INYECCIÓN DE POLÍMERO	31
1.4 EVALUACIÓN EXPERIMENTAL DE SOLUCIONES POLIMÉRICAS	36
1.5 METODOLOGÍA ACTUAL PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LA CALIDAD DEL POLIMERO	39
1.6 METODOLOGÍA ACTUAL PARA LA MEDICIÓN EN CAMPO DE LA VISCOSIDAD DE POLÍMERO	40
2. VISCOSÍMETROS <i>IN-LINE</i> EMPLEADOS EN LA MEDICIÓN DE LA VISCOSIDAD DE FLUIDOS NO-NEWTONIANOS	43
2.1 VISCOSÍMETRO A1	43
2.2 VISCOSÍMETRO A2	46
2.3 VISCOSÍMETRO B1	47
2.4 VISCOSÍMETRO C1	50
2.5 VISCOSÍMETRO D1	51
2.6 VISCOSÍMETRO E1	55
2.7 VISCOSÍMETRO E2	56
2.8 VISCOSÍMETRO F1	57
3. CONDICIONES OPERACIONALES DE LOS VISCOSÍMETROS <i>IN-LINE</i>	60
3.1 PRINCIPIOS FÍSICOS	60
3.1.1 Viscosímetros vibrantes.	60
3.1.2 Viscosímetros de péndulo de torsión.	61
3.1.3 Viscosímetro de horquilla vibrante.	61
3.1.4 Viscosímetro basado en la presión dinámica del fluido.	62
3.1.5 Viscosímetro basado en la caída de presión.	63
3.2 RANGOS DE OPERACIÓN	63
3.2.1 Viscosímetro A1.	63
3.2.2 Viscosímetro A2.	65
3.2.3 Viscosímetro B1.	65
3.2.4 Viscosímetro C1.	67
3.2.5 Viscosímetro D1.	68

3.2.6 Viscosímetro E1.	72
3.2.7 Viscosímetro E2.	73
3.2.8 Viscosímetro F1.	74
3.3 COMPARACIÓN DE LOS VISCOSÍMETROS <i>IN-LINE</i>	75
4. ANÁLISIS DE LOS VISCOSÍMETROS PARA SU IMPLEMENTACIÓN EN LOS CINCO PILOTOS DE INYECCIÓN DE POLÍMERO	83
4.1 INFORMACIÓN PILOTOS DE INYECCIÓN DE POLÍMERO	83
4.2 VARIABLES QUE AFECTAN LA INTEGRIDAD DEL POLÍMERO	84
4.2.1 Efecto de la salinidad.	85
4.2.2 Efecto de la presencia de Ca ²⁺ y Mg ²⁺ .	86
4.2.3 Efecto del pH.	86
4.2.4 Efecto de la presencia de oxígeno y Hierro.	87
4.2.5 Efecto de la presencia de grasas y aceites.	89
4.3 ANÁLISIS DE CALIDAD DE AGUA EMPLEADA EN LOS PILOTOS DE INYECCIÓN	89
4.4 ANÁLISIS TÉCNICO DE LAS CONDICIONES OPERACIONALES DE LOS VISCOSÍMETROS <i>IN-LINE</i> Y LOS PILOTOS DE INYECCIÓN	92
5. ANÁLISIS FINANCIERO DEL USO DE LOS VISCOSÍMETROS <i>IN-LINE</i> TÉCNICAMENTE FACTIBLES	97
5.1 CONCEPTOS BÁSICOS EN LA EVALUACIÓN FINANCIERA	98
5.1.1 Flujo de caja libre.	99
5.2.2 Tasa de descuento.	99
5.2.3 Valor Presente Neto (VPN).	99
5.2.4 Tasa Interna de Retorno (TIR).	100
5.2.5 <i>Payback</i> .	100
5.2 PARÁMETROS GENERALES PILOTO 4	100
5.2.1 Horizonte de Vida del Proyecto.	100
5.2.2 Tasa de Descuento.	101
5.2.3 Impuestos y Regalías.	101
5.2.4 Precio del Crudo.	101
5.2.5 Depreciación.	102
5.2.6 Inflación y TRM.	102
5.2.7 Producción incremental.	102
5.2.8 CAPEX.	103
5.2.9 OPEX.	103
5.3 EVALUACIÓN METODOLOGÍA Y VISCOSIMETROS <i>IN-LINE</i>	103
5.3.1 Metodología actual.	103
5.3.2 Viscosímetro <i>in-line</i> E1.	105
5.3.3 Viscosímetro <i>in-line</i> E2.	108
5.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS	110
6. CONCLUSIONES	114

7. RECOMENDACIONES	116
BIBLIOGRAFÍA	117
ANEXOS	121

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Etapa de preparación planta inyección de polímero.	32
Figura 2. Diagrama general etapas previas a la dilución.	32
Figura 3. Facilidades superficie para planta típica inyección polímero.	36
Figura 4. Análisis experimental fluido-fluido.	38
Figura 5. Procedimiento de control y aseguramiento de calidad –QAQC <i>Polymer Flooding.</i>	40
Figura 6. Toma muestra de solución polimérica en campo.	41
Figura 7. Equipo de medición de viscosidad, Viscosímetro Brookfield DV2TLV.	42
Figura 8. Viscosímetro A1.	44
Figura 9. Montaje en la pared del reactor.	44
Figura 10. Montaje en el ángulo de la tubería.	44
Figura 11. Montaje en la cámara de medición.	45
Figura 12. Montaje en la brida de la línea.	45
Figura 13. Montaje en el tubo de inmersión.	45
Figura 14. Viscosímetro A2.	46
Figura 15. Integración típica del viscosímetro A2 en una extrusora.	46
Figura 16. Viscosímetro B1.	47
Figura 17. Montaje en el codo de la tubería.	47
Figura 18. Montaje en la brida de la tubería.	48
Figura 19. Montaje en el tanque.	48
Figura 20. Conexión del procesador VP550 al viscosímetro B1.	49
Figura 21. Sensor, carcasa y cable del Viscosímetro C1.	50
Figura 22. Componentes del Sensor C1.	51
Figura 23. Componentes del viscosímetro D1.	52
Figura 24. Propiedades leídas en Viscosímetro D1.	53
Figura 25. Datos suministrados por el medidor D1.	55
Figura 26. Viscosímetro <i>in-line</i> E1.	55
Figura 27. Viscosímetro <i>in-line</i> E1.	57
Figura 28. Dinámica de trabajo del Viscosímetro F1.	58
Figura 29. Viscosímetro <i>in-line</i> F1.	59
Figura 30. Viscosímetros vibrantes.	60
Figura 31. Viscosímetro de péndulo de torsión.	61
Figura 32. Viscosímetro de horquilla vibrante.	62
Figura 33. Viscosímetro Presión Dinámica del fluido.	63
Figura 34. Estructura simplificada del HPAM.	84

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Especificaciones Bombas centrifugas planta Inyección de polímero.	33
Tabla 2. Especificaciones bombas de cavidades progresivas planta Inyección de polímero.	34
Tabla 3. Especificaciones bombas de desplazamiento positivo tipo triplex planta Inyección de polímero.	35
Tabla 4. Características estándar y especificaciones del sensor A1.	64
Tabla 5. Especificaciones y características de viscosímetro B1.	65
Tabla 6. Especificaciones del sensor C1.	67
Tabla 7. Especificaciones de la carcasa del sensor C1.	68
Tabla 8. Especificaciones de la caja de conexiones.	68
Tabla 9. Especificaciones de medición de viscosidad.	69
Tabla 10. Especificaciones de medición de densidad.	69
Tabla 11. Especificaciones de medición de temperatura.	70
Tabla 12. Especificaciones de medición de presión.	70
Tabla 13. Especificaciones del transmisor.	71
Tabla 14. Especificaciones viscosímetro E1.	72
Tabla 15. Especificaciones técnicas E2.	73
Tabla 16. Parámetros de diseño para el viscosímetro <i>in-line</i> .	75
Tabla 17. Rangos operacionales de los viscosímetros <i>in-line</i> .	76
Tabla 18. Tabla comparativa viscosímetros <i>in-line</i> .	77
Tabla 19. Condiciones operacionales de los pilotos de inyección de polímero.	83
Tabla 20. Parámetros fisicoquímicos del agua de preparación de los pilotos de inyección.	90
Tabla 21. Condiciones operacionales de los viscosímetros <i>in-line</i> .	93
Tabla 22. Viscosímetros recomendados para los pilotos de Inyección polímero.	95
Tabla 23. Impuestos reforma tributaria 2016.	101
Tabla 24. Precio del crudo.	101
Tabla 25. Inflación y TRM.	102
Tabla 26. Resumen resultados metodología actual.	105
Tabla 27. OPEX viscosímetro E1.	106
Tabla 28. Resumen resultados viscosímetro <i>in-line</i> E1.	108
Tabla 29. OPEX viscosímetro E2.	108
Tabla 30. Resumen resultados viscosímetro <i>in-line</i> E2.	110
Tabla 31. Valor presente del OPEX de las alternativas de medición de viscosidad.	110
Tabla 32. Indicadores económicos.	111

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Calibración de densidad.	53
Gráfica 2. Calibración de viscosidad.	54
Gráfica 3. Viscosidad vs concentración de polímero.	85
Gráfica 4. Efecto de la viscosidad Vs. concentración de Calcio.	86
Gráfica 5. Efecto del oxígeno en la viscosidad de un HPAM.	87
Gráfica 6. Efecto de del ion Fe^{3+} sobre la viscosidad del HPAM.	88
Gráfica 7. Presión Vs. viscosidad pilotos de inyección.	92
Gráfica 8. Presión Vs. viscosímetros <i>in-line</i> .	93
Gráfica 9. Viscosidad Vs. viscosímetros <i>in-line</i> .	94
Gráfica 10. Presión y viscosidad Vs. viscosímetros <i>in-line</i> .	94
Gráfica 11. Curva de producción incremental con el proceso de inyección de polímero.	102
Gráfica 12. Flujo de caja Vs. año metodología actual.	105
Gráfica 13. Flujo de caja Vs. año viscosímetro <i>in-line</i> E1.	107
Gráfica 14. Flujo de caja Vs. año viscosímetro <i>in-line</i> E2.	109
Gráfica 15. OPEX de las alternativas de medición de viscosidad del polímero.	111
Gráfica 16. VPN alternativas de medición.	112
Gráfica 17. TIR alternativas de medición.	112
Gráfica 18. Payback alternativas de medición.	113

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Tasa de Descuento.	99
Ecuación 2. Valor Presente Neto (VPN)	99

ABREVIATURAS

%	Porcentaje.
”	Pulgada.
°C	Grados Celsius.
°F	Grados Fahrenheit.
ΔP	Delta de presión.
A	Amperio.
AgNO₃	Nitrato de plata.
Ba	Bario.
BaCl₂	Cloruro de bario.
Bbl	Barril.
BPD	Barriles por día.
Ca	Calcio.
CaCl₂	Cloruro de calcio.
CAPEX	Capital expenditures.
CAUE	Costo anual equivalente.
cc	Centímetros cúbicos.
CEOR	Chemical enhanced oil recovery.
CO₂	Dióxido de carbono.
CONH₂	Grupo amida.
COO	Grupo carboxilo.
COP	Pesos Colombianos.
cP	Centipoises.
DLC	Carbono como diamante.
ECP	Ecopetrol S.A.
EFI	Eficiencia de la inversión.
EOR	Enhanced oil recovery.
Fe	Hierro.
g	Gramos.
GPM	Galones por minuto.
H₂S	Ácido sulfhídrico.
HP	Caballo de fuerza.
HPAM	Poliacrilamida parcialmente hidrolizada.
Hz	Hertz.
ICP	Instituto Colombiano del Petróleo.
ILT	Injection logging test.
in	Inch.
IPV	Volumen poroso no accesible.
KDV	Verificación de densidad conocida.
kg	Kilogramo.
L	Litro.
lb	Libra.

LCD	Pantalla de cristal líquido.
LED	Diodo emisor de luz.
lpc	Libra por pulgada cuadrada.
m	Metros.
M	Relación de movilidad.
Max.	Máximo.
mA	Miliamperios.
mAh	Miliamperio por hora.
Mg	Magnesio.
mg	Miligramo.
MgCl₂	Cloruro de magnesio.
Min.	Mínimo.
mm	Milímetro.
mPa	Milipascales.
Na	Sodio.
NaCl	Cloruro de sodio.
NTU	Unidad nefelométrica de turbidez.
Ø	Diámetro.
O	Oxígeno.
OOIP	Original oil in place.
OPEX	Operating expense.
OT	Terminal de operación.
PAM	Poliacrilamida.
pH	Potencial de hidrogeno.
PIA	Planta de inyección de agua.
PLC	Controlador lógico programable.
PLT	Registro de producción.
ppb	Partes por billón.
ppm	Partes por millón.
psi	Puounds force per square inch.
pulg	Pulgada.
QAQC	Quality Control and Quality Assurance.
RF	Factor de resistencia.
ROT	Terminal de operación remota.
RPM	Revoluciones por minuto.
RRF	Factor de resistencia residual.
RTD	Detector de temperatura resistivo.
s	Segundo
SCD	Sistema de control distribuido.
Sor	Saturación de aceite residual.
Sr	Estroncio.
Sw	Saturación de agua.
TIO	Tasa interna de oportunidad.
TIR	Tasa interna de retorno.
USD	Dólar estadounidense.

V
VPN
WO
Ω

Voltio.
Valor presente neto.
Workover
Ohmio.

GLOSARIO

AMIDA: según Wade¹, son derivados de los ácidos que se dan de la combinación de un ácido con amoníaco o una amina.

CALIBRACIÓN: según el procedimiento de control de equipos de medición realizado por el Gobierno del Principado de Asturias², es el conjunto de operaciones que bajo ciertas condiciones especiales establecen la relación entre los valores de magnitudes indicados por un instrumento y los correspondientes valores realizados por patrones.

CALIDAD DE AGUA: es el análisis empleado para determinar la capacidad intrínseca que tiene el agua para responder a los usos que se podrían obtener de ella.

CAPEX: corresponden a todos los gastos que realiza una empresa en sus activos para obtener incrementos en sus ingresos.

CAUDAL DE INYECCIÓN: se define como la cantidad de volumen por unidad de tiempo del fluido, el cual fluye a través de una sección transversal para su posterior proceso de inyección al yacimiento.

CONCENTRACIÓN: es la cantidad de soluto o polímero que se disuelve en una cantidad de disolvente o agua de preparación con el fin de generar la solución polimérica para su posterior proceso de inyección.

CORRIENTE ELÉCTRICA: hace referencia a la circulación de cargas o electrones a través de un circuito eléctrico cerrados.

DEGRADACIÓN MECÁNICA: según en el manual de Recobro Mejorado realizado por SNF Floerger³ es la reducción significativa de la viscosidad generada cuando la solución polimérica pasa a través de dispositivos que generan cizallamiento.

DENSIDAD: esta propiedad, hace referencia a la relación entre la masa de un cuerpo u el volumen que este ocupa. Gracias a esta propiedad, se puede medir la ligereza o pesadez de una sustancia.

EDUCTOR: funciona principalmente como una bomba de chorro de fluidos formado por un expansor, una cámara de aspiración y un difusor. Es empleado para bombear fluidos en la industria petroquímica.

¹ WADE, Leroy. Química Orgánica. Volumen 1. Séptima edición. México. 2011. p. 75.

² GOBIERNO DEL PRINCIPADO DE ASTURIAS. Procedimiento de Control de Equipos de Medición. España. 2010.

³ SNF FLOERGER. Geología del petróleo Sistemas petrolíferos EOR 101. Estados Unidos. 2016. p.14.

ELASTÓMERO: según el estudio realizado por Juárez⁴, corresponde a un polímero cuya particularidad es que puede ser estirado muchas veces su propia longitud, para luego recuperar su forma original sin alguna deformación permanente.

ENSAYO DE FILTRABILIDAD ACUMULADO: pruebas realizadas en laboratorio con el fin de determinar la tendencia de taponamiento de la solución polimérica durante su paso por la membrana HIP.

EXACTITUD: es el termino cualitativo que se define como el grado de concordancia del resultado obtenido en una medición y un valor verdadero del mensurando. Si la medición es más próxima al valor verdadero, significa que es exacta.

FACTOR DE RECOBRO: relación entre la cantidad de petróleo que puede ser extraído mediante cualquier método de recuperación, y la cantidad de petróleo original in situ.

FACTOR DE RESISTENCIA: representa la resistencia que posee un material al corte máximo cuando no ha sido fallado.

FACTOR DE RESISTENCIA RESIDUAL: es la resistencia del material después de haber ocurrido la falla.

FLUIDO NO-NEWTONIANO: según Montoya⁵, es aquel fluido cuya viscosidad varía con la temperatura y la tensión cortante. Como resultado no tiene un valor de viscosidad definido y constante.

FRECUENCIA: la frecuencia es la magnitud que mide el número de repeticiones por unidad de tiempo de una magnitud o fenómeno.

GRUPO CARBOXILO: de acuerdo con Wade⁶, -COOH es una combinación de un grupo carbonilo con un grupo hidroxilo, siendo el grupo funcional de los ácidos carboxílicos.

HIDRÓLISIS: según González⁷, es una reacción química en la cual ocurre la ruptura de la molécula del agua y sus átomos se unen a otra especie química.

ÍNDICE DE CONSISTENCIA: se calcula de forma experimental y permite determinar el esfuerzo de corte de un fluido.

⁴ D, Juárez, *et al.* "Estudio, Análisis y clasificación de elastómeros termoplásticos".

⁵ MONTOYA, Juan. Fluidos No-Newtonianos. 2013.

⁶ WADE, Leroy. Op., Cit., p. 73.

⁷ GONZÁLEZ, A. Hidrólisis. 2009. p. 1.

ÍNDICE DE LA LEY DE POTENCIA: representa la viscosidad dinámica de un fluido que es newtoniano.

INYECCIÓN DE POLÍMEROS: según SNF Floerger⁸ es un método de recobro mejorado el cual se emplea para recuperar el petróleo no barrido, el cual debe aplicarse en yacimientos heterogéneos y cuando el radio de movilidad durante la inyección de agua es desfavorable.

MEDIDOR DE FLUJO: son los dispositivos encargados de determinar el caudal en volumen de fluido, estos pueden proporcionar lecturas directa o indirectamente.

MEDIDOR DE PRESIÓN: es un instrumento empleado para medir la presión, entre estos está el manómetro que emplea una columna de líquido.

MEMBRANA HIP: malla donde pasa la solución polimérica en la prueba de filtrabilidad, su tamaño es de 5 micras y diámetro de 6,33 mm.

MÉTODO DE MOHR: es una titulación que consiste en emplear Nitrato de plata y un indicador de cromato de potasio para formar un precipitado y determinar la cantidad de cloruros presentes en una muestra de agua.

NÚMERO DE REYNOLDS: según Gaviria⁹, el número de Reynolds permite caracterizar la naturaleza del flujo, es decir, si este flujo es laminar, transicional o turbulento.

OPEX: corresponde al gasto que realiza una empresa en sus operaciones corrientes.

POLIACRILAMIDA (PAM): según Sasia¹⁰, son un homopolímero de acrilamida, los cuales presentan dos propiedades fundamentales: elevado peso molecular y carga iónica en sus moléculas, ya sea aniónica o catiónica.

POLIACRILAMIDA PARCIALMENTE HIDROLIZADA (HPAM): es un copolímero que se forma cuando dos o más sustancias se polimerizan al mismo tiempo; este polímero, presenta alto peso molecular y es obtenido mediante la hidrólisis de la acrilamida.

⁸ SNF FLOERGER. Op., Cit., p.10.

⁹ GAVIRIA, J. Mecánica de fluidos. 2015.

¹⁰ SASIA, P. Polímeros de acrilamida y copolímeros derivados para el tratamiento de aguas. España. 2008.

POLÍMEROS: según Velázquez¹¹, son grandes moléculas, las cuales consisten en la repetición de pequeñas unidades llamadas “monómeros”, estas se encuentran enlazadas covalentemente entre si con el fin de formar una gran molécula.

POTENCIA: hace referencia a la cantidad de trabajo realizado por una bomba por una unidad de tiempo.

PRECISIÓN: indica el grado de coincidencia entre los resultados de una magnitud que se miden arrojados por un instrumento en condiciones estipuladas, como la repetibilidad.

PRESIÓN DE INYECCIÓN: según Schlumberger hace referencia a la presión con la cual se puede inyectar un fluido de tratamiento sin causar fractura en el yacimiento. Esta se puede describir como la presión de bombeo de superficie requerida para lograr la inyección.

REPETIBILIDAD: permite establecer el grado de concordancia entre los resultados de las mediciones de una misma magnitud obtenida con el mismo método, el cual es proporcionado por un mismo instrumento.

RESOLUCIÓN: según el procedimiento de medición realizado por el Gobierno del Principado de Asturias¹², es el incremento mínimo de la magnitud medida, el cual puede leerse en la escala del instrumento.

SAL DIVALENTE: se dan por la combinación de un metal con dos valencias de los grupos B de la tabla periódica con un no metal.

SAL MONOVALENTE: se da por la combinación de un metal con una valencia de los grupos IA, IIA y IIIA de la tabla periódica con un no metal.

SOLUCIÓN POLIMÉRICA: esta solución son mezclas líquidas de cadenas largas de polímeros y pequeñas moléculas de disolvente. Según Velázquez¹³, se emplean para controlar para estabilizar múltiples sistemas comerciales como: alimentos, pinturas y producción de curdo.

TASA DE CIZALLAMIENTO: es la fuerza que actúa sobre el área de una unidad de líquido y da como resultado un gradiente de velocidad en todo el espesor de la muestra.

¹¹ VELÁZQUEZ, L. “Inyección de polímeros en yacimientos petroleros como método de recuperación mejorada. México. 2008. p.20.

¹² GOBIERNO DEL PRINCIPADO DE ASTURIAS. Op., Cit., p.4.

¹³ VELÁZQUEZ, L. Op., Cit., p.20.

TEMPERATURA: hace referencia al estado térmico que un cuerpo o sustancia en relación con otro.

TOLVA: es un dispositivo empleado para almacenar y canalizar el polímero pulverizado en la etapa de preparación de la solución polimérica.

TORNILLO SINFIN: es el dispositivo encargado de transmitir el movimiento del polímero para su posterior preparación, mediante un sistema de dos piezas que consta del “tornillo” y un engranaje o “corona”.

TRANSMISOR: según la universidad de Valladolid¹⁴, es un sistema el cual va unido al sensor, el cual se encarga de convertir, acondicionar y normalizar la señal para transmitirla a distancia.

VALENCIA: capacidad que tiene el átomo de un elemento para combinarse con otros átomos y formar compuestos.

VALOR PRESENTE NETO (VPN): es el valor de los dineros de periodos futuros, traídos al periodo cero, es decir hoy, a una tasa de oportunidad determinada.

VÁLVULAS DE ALIVIO/ REGULACIÓN: según la empresa EMERSON, estas válvulas son empleadas para descargar el exceso de presurización con el fin de proteger los equipos aguas abajo o controlar presión aguas arriba de gas o líquido.

VISCOSIDAD: según el libro de Mecánica de fluidos¹⁵ hace referencia a la magnitud que expresa la deformación que sufre un fluido cuando se le aplican fuerzas externas, produciendo pérdidas energéticas por fricción o choques entre las distintas moléculas que forman el fluido.

VISCOSIDAD CINEMÁTICA: es la viscosidad que relaciona la viscosidad dinámica y la densidad del fluido.

VISCOSIDAD DINÁMICA: es la resistencia de un fluido a ser deformado. Cuanta más alta es su viscosidad, más resistente va a ser a la deformación.

VISCOSÍMETRO *IN-LINE*: es un equipo empleado para la medición de la viscosidad de un fluido, estos viscosímetros son instalados directamente en la línea principal de superficie.

YACIMIENTO: Unidad geológica de volumen limitado, poroso y permeable que contiene hidrocarburos en estado líquido y/o gaseoso.

¹⁴ UNIVERSIDAD DE VALLADOLID. Instrumentación para Control de Procesos. España. 2016.

¹⁵ I. Martín, *et al.* “Flujo interno de fluidos incompresibles y compresibles”. Estados Unidos. 2011. p.72

RESUMEN

La inyección de polímeros es un método de recobro mejorado químico (CEOR) muy utilizado en el mundo como tecnología exitosa y comercialmente probada. Es uno de los métodos más importantes debido a los buenos resultados que se han logrado obtener, con recuperaciones entre un 5 y un 10% del OOIP adicionales.

Uno de los principales problemas con la inyección de polímeros es su sensibilidad a la degradación por esfuerzos de corte (cizallamiento). Durante el proceso de inyección, la degradación se puede presentar especialmente en equipos de bombeo y en los accesorios instalados en la línea de inyección (válvulas, choques, codos, reducciones, válvulas reguladoras de flujo, etc.), lo que da como resultado una pérdida de viscosidad irreversible y una recuperación de aceite ineficiente.

En ese sentido, el monitoreo de viscosidad en tiempo real permite la toma rápida de decisiones en la operación, con el fin de asegurar un proceso más eficiente y por ende, el aumento de la eficiencia de barrido areal, vertical y a su vez, el incremento en el factor de recobro. En Colombia los campos Yariguí- Cantagallo, Casabe, Palogrande- Cebú, Chichimene y La Cira, de acuerdo a Ecopetrol S.A., se han inyectado a agosto de 2018 un total de 2700 toneladas de polímero que equivalen a más de 13 millones de barriles de solución polimérica.

En este proyecto se analizaron, desde el punto de vista técnico, diferentes viscosímetros *in-line* comerciales para la medición en tiempo real de la viscosidad de soluciones poliméricas en procesos de inyección de polímeros en Colombia, comparando los principios físicos, rangos de operación, ventajas, desventajas; adicional a esto, se realizó un análisis económico de los viscosímetros proporcionados en el sondeo de mercado, comparándolos con la metodología actual de medición de Ecopetrol S.A. Con base a lo anterior, se determinó cuál o cuáles se ajustan a cada caso de estudio.

En primera instancia se realizó la descripción y análisis de ocho viscosímetros *in-line* comerciales de diferentes empresas multinacionales, los cuales tienen mayor aplicabilidad en la industria de hidrocarburos y polímeros; con el fin de desarrollar una comparación técnica de sus principios físicos, rangos operacionales y limitaciones.

Posteriormente, se describieron las condiciones de operación que rigen los cinco pilotos de inyección de polímero ejecutados por Ecopetrol S.A, así mismo, se identificaron y analizaron las variables que afectan directamente la integridad de la medición de la solución polimérica a condiciones de superficie, identificando los viscosímetros adecuados para el monitoreo de la viscosidad de la solución polimérica en cada piloto.

Finalmente, se realizó un análisis financiero de los viscosímetros técnicamente factibles y comercialmente disponibles mediante un sondeo de mercado, los cuales se compararon con la metodología actual empleada en Ecopetrol S.A para la medición de la viscosidad de la solución polimérica, este análisis se realizó mediante flujo de caja para obtener el valor presente neto (VPN), tasa interna de retorno (TIR), y eficiencia de la inversión (EFI) empleando CAPEX fijo del piloto y usando el OPEX propio de cada una de las alternativas de medición.

Palabras Clave: Piloto inyección polímero, Viscosidad, Viscosímetro *in-line*, Rangos operacionales, Condiciones de operación, Valor presente neto (VPN), CAPEX, OPEX.

INTRODUCCIÓN

Un gran reto en la industria de los hidrocarburos en Colombia es buscar alternativas que ayuden a incrementar el factor de recobro, que de acuerdo con Jiménez, et al.¹⁶ es del 19% en Colombia. En ese sentido, desde el año 2014 se vienen implementando en el país procesos de inyección de polímero, un proceso de recobro mejorado que consiste en incrementar la viscosidad del agua inyectada con el fin de mejorar la razón de movilidad entre los fluidos presentes en yacimiento y así garantizar un barrido eficiente de petróleo, por esta razón, se requiere tener un control y monitoreo de la viscosidad de la solución polimérica para asegurar eficiencia durante el proceso de inyección.

En superficie, la solución polimérica está expuesta a diferentes factores que causan su degradación mecánica como los diversos diámetros de tubería y accesorios, entre otros; actualmente, en Ecopetrol S.A se emplea una metodología experimental para medir la viscosidad, la cual requiere tomar la muestra directamente en la tubería y después llevarla al laboratorio para su respectivo proceso de medición.

En ese sentido, actualmente en la industria, crece la necesidad de poder contar con estas mediciones de viscosidad en tiempo real y de manera constante, controlando la integridad del polímero a condiciones de superficie; para lograr esto, existen viscosímetros *in-line* y su selección técnica depende de las condiciones operacionales del campo en el cual se desee implementar.

En el siguiente trabajo, se realiza una descripción detallada de ocho viscosímetros *in-line* y se revisa la factibilidad técnica de aplicación en cinco pilotos de inyección de polímeros en Colombia teniendo en cuenta los parámetros operacionales, principios físicos, rangos operativos, ventajas y desventajas de los instrumentos *in-line*. Finalmente, se realiza un análisis financiero en el piloto 4 debido a su alto potencial de reservas e interés en la implementación de estas alternativas, comparando la metodología actual de medición de viscosidad con la implementación de viscosímetros *in-line*.

¹⁶ R. Jiménez, et al. "Análisis comparativo de procesos de inyección de polímeros ejecutados en Colombia". Colombia. 2017. p.1

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Analizar técnico-financieramente las diferentes alternativas para la medición *in-line* de la viscosidad del polímero durante su proceso de inyección.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir los diferentes viscosímetros *in-line* empleados en la medición de la viscosidad de fluidos No-Newtonianos.
2. Analizar los principios físicos, limitaciones, rangos de operación, ventajas y desventajas a las que funcionan cada uno de los viscosímetros.
3. Analizar los viscosímetros *in-line* estudiados con base a los rangos operacionales de cinco pilotos de inyección de polímero de Ecopetrol S.A.
4. Desarrollar un análisis financiero de un piloto de inyección de polímero evaluando la rentabilidad de medir viscosidad de soluciones poliméricas en tiempo real mediante los viscosímetros *in-line* técnicamente factible y disponibles en el sondeo de mercado.

1. MARCO TEÓRICO

En la industria de los hidrocarburos se buscan diferentes alternativas para aumentar el factor de recobro con el fin de generar mayor producción de petróleo. Una de estas alternativas es la inyección de polímero, sin embargo, la eficiencia del proceso se ve afectada por la degradación del polímero que ocasiona pérdida de la viscosidad de la solución.

En este capítulo se describe el proceso de inyección del polímero, los tipos de polímeros empleados en la industria, las etapas típicas en un piloto de inyección y los equipos empleados para el control y monitoreo de la viscosidad de la solución polimérica en superficie.

1.1 INYECCIÓN DE POLÍMEROS

La inyección de polímeros es una técnica de recobro químico que consiste en incrementar la viscosidad del agua para generar un barrido más eficiente y un mejor desplazamiento del petróleo en el yacimiento. Esta técnica incrementa el factor de recobro y a su vez, logra disminuir zonas con permeabilidades altas evitando que el agua se desplace por canales preferenciales y así, originar el flujo del petróleo atrapado en zonas de menor permeabilidad.

La inyección de polímeros según SNF Floerger¹⁷ permite un incremento adicional en el recobro de petróleo del 5 al 15%, debido a que el polímero o la poliacrilamida genera un aumento en la viscosidad del agua para barrer con mayor eficiencia el petróleo en el yacimiento. Este proceso mejora la razón de movilidad del agua – petróleo, debido a que el polímero forma un tapón viscoso, con una diferencia de viscosidades mínima, para obtener un mejor arrastre de los fluidos presentes en el yacimiento.

Según Ávila¹⁸, en la inyección de polímero primero se debe bombear al yacimiento un bache de agua dulce con el fin de disminuir la salinidad del agua de formación; posteriormente, se inyecta el bache de polímeros para mejorar la razón de movilidad (debido al incremento de la viscosidad del agua) y, por último, es necesario seguir con la inyección de agua para desplazar los fluidos existentes al pozo productor.

Para que la inyección de polímeros sea exitosa, es necesario controlar la integridad de la solución polimérica, es decir, tener un constante monitoreo de su viscosidad con el fin de garantizar un barrido más completo en el yacimiento y, por ende, la recuperación más eficiente del crudo móvil con un corte de agua menor.

¹⁷ SNF FLOERGER. Geología del petróleo Sistemas petrolífero EOR 101. Colombia.

¹⁸ *Ibid.*, p. 25.

La viscosidad de acuerdo a Martin¹⁹, es la magnitud que expresa la deformación que sufre un fluido cuando se le aplican fuerzas externas, produciendo pérdidas energéticas por fricción o choques entre las distintas moléculas que forman el fluido.

Esta propiedad se ve afectada por la inestabilidad que presenta la solución polimérica, la cual genera su degradación. Existen diferentes tipos de degradación: degradación mecánica, degradación térmica y degradación química; las cuales determinan la eficiencia del polímero durante el proceso de recobro.

La degradación mecánica, según Medina²⁰, es la que describe el rompimiento de una molécula por un esfuerzo de corte sobre el polímero, lo cual ocurre cuando está en contacto con los diferentes equipos o facilidades de inyección, los choques, válvulas, cabezales, sarta de inyección, entre otros componentes; generando una disminución significativa de su viscosidad.

La degradación térmica está directamente relacionada con la profundidad, esta degradación, presenta un gran efecto sobre la viscosidad ya que los polímeros presentan un rango de tolerancia a altas temperaturas. Según Hernández²¹, los rangos de temperatura en los cuales la solución polimérica se encuentra estables a temperaturas inferiores a los 93.3°C. Y, por último, la degradación química ocurre cuando la solución polimérica entra en contacto con el oxígeno (oxidación) y los iones férricos causando el rompimiento de sus moléculas y por ende una disminución en la viscosidad.

Estas degradaciones generan una disminución de la viscosidad del polímero, sin embargo, en las líneas de superficie no se genera degradación térmica debido a que las temperaturas que se manejan son bajas y la degradación química solo se da cuando se emplea agua de producción en la preparación de la solución que pueda tener oxígeno.

1.2 POLÍMEROS

Los polímeros son cadenas largas de moléculas de diferente peso molecular que al mezclarse con el agua de preparación modifican la reología e incrementan la viscosidad de la solución que se inyecta en el yacimiento, mejorando la relación de movilidad (M) entre la fase desplazante (agua) y la fase desplazada (crudo), generando que el petróleo se desplace con mayor eficiencia en el yacimiento y por ende un incremento en el factor de recobro.

¹⁹ I, Martín, et al. Mecánica de fluidos: Tema 1. Flujo interno de fluidos incompresibles y compresibles. California. 2011. p. 13.

²⁰ MEDINA, Andrés. Evaluación prueba piloto de inyección de polímero en un yacimiento de crudo extra pesado para mejorar el factor de recobro. Medellín. 2017. p. 16.

²¹ HERNÁNDEZ, Andrés Steven Medina. Evaluación prueba piloto de inyección de polímero en un yacimiento de crudo extrapesado para mejorar el factor de recobro. Medellín. 2017. p. 20.

La solución polimérica empleada en el proceso de recobro mejorado al ser un fluido no-newtoniano, genera que su viscosidad varíe por diferentes factores químicos, físicos y biológicos, tales como temperatura, velocidad de cizallamiento, salinidad, entre otros. Según Ávila²², a mayor velocidad de cizallamiento su viscosidad disminuye y en el caso contrario, se restaura. Sin embargo, durante el proceso de inyección, la degradación puede generar una pérdida de viscosidad irreversible y una recuperación de aceite ineficiente.

Los polímeros empleados para el proceso de recobro mejorado se clasifican en poliacrilamida y biopolímeros, su aplicación depende de las condiciones del yacimiento y las condiciones operacionales del campo donde se desee implementar esta técnica.

1.2.1 Poliacrilamida. Son polímeros sintéticos, los cuales se caracterizan por tener una unidad monomérica llamada acrilamida, la cual según Ariza²³ es un compuesto orgánico que contribuye a un aumento de la viscosidad del agua y a su vez, disminuye la permeabilidad efectiva.

La poliacrilamida, puede degradarse en procesos que manejen altas temperaturas, en aguas de preparación con alta salinidad y a su vez, genera pérdidas considerables de viscosidad al ser sometida a altas velocidades de cizallamiento.

1.2.2 Biopolímero. Es un polímero natural que se origina de sistemas biológicos. En la industria de los hidrocarburos se emplea la goma Xanthan, la cual es un polisacárido muy resistente a la degradación mecánica generada durante el proceso de inyección. Según Ávila²⁴, estos polisacáridos son muy viscosificantes cuando se mezclan con agua de salinidades altas, mientras que, en agua dulce, su comportamiento es variable.

Los biopolímeros también pueden perder su integridad durante su proceso de inyección por factores como temperatura, biodegradación, entre otros parámetros.

²² ÁVILA, Johanna. Estudio de la aplicación de métodos químicos en la arena Ui, mediante la plataforma Petrel para evaluar el factor de recobro. Ecuador. 2015. p. 21.

²³ ARIZA, I. Efecto de la salinidad, dureza e intercambio iónico en procesos de inyección de polímeros. Colombia. 2017.

²⁴ ÁVILA, Johanna. Op, Cit., p. 23.

1.3 ETAPAS DE UN PILOTO DE INYECCIÓN DE POLÍMERO

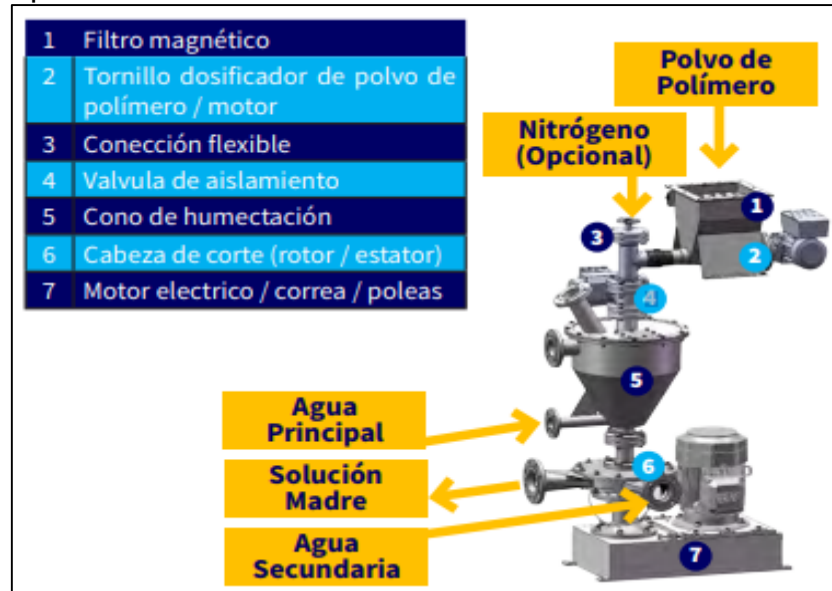
De acuerdo al Instituto Colombiano del Petróleo de Ecopetrol S.A.²⁵, el polímero inicialmente es comercializado en estado seco pulverizado en bolsas de 25, 50 o 900 kilogramos, según la cantidad requerida para tener una constante operación de la planta piloto, este polímero debe ser almacenado en ambientes secos, protegidos de humedad para evitar su degradación por las diferentes condiciones climáticas del campo.

Para la primera etapa de preparación se debe contar con el polímero y agua de mezcla, esta agua puede ser suministrada por pozos existentes en el área y debidamente tratada en plantas de inyección de agua del campo (PIA), la cual debe estar almacenada y madurada en tanques con el fin de generar dos corrientes, una para la etapa de preparación y la otra para la etapa de dilución.

En la primera etapa, se transfiere el polímero seco a una tolva con dosificación automática de almacenamiento y descarga, la cual debe contar con un sistema de fácil accionamiento para evitar el contacto del polímero con la humedad y el oxígeno del ambiente. El polímero entra en la tolva para alimentar los tanques a través de un sistema de transporte por un tornillo sinfín, cubriendo todo el proceso de preparación, hidratación y dosificación de la solución concentrada para ser entregada a la etapa posterior. En la **Figura 1**, se muestran los diferentes elementos por donde el polímero debe pasar para su preparación, el cual debe mezclarse con agua para generar la solución madre.

²⁵ECOPETROL S.A INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO. Metodología para el diseño, ejecución, monitoreo y evaluación de procesos de recobro químico mediante inyección de polímero. Colombia. 2016. p. 30.

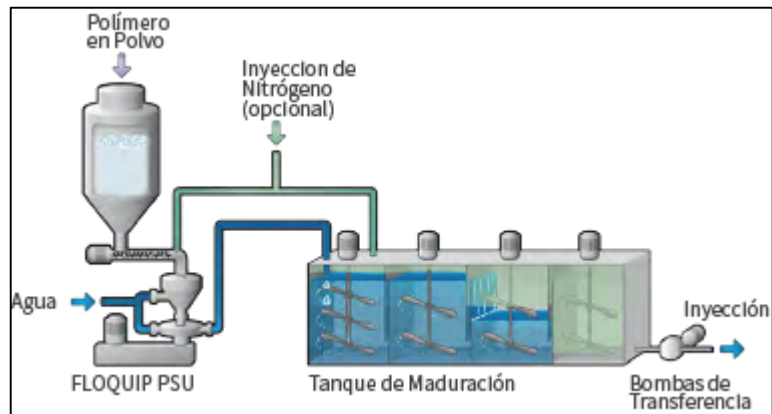
Figura 1. Etapa de preparación planta inyección de polímero



Fuente: SNF FLOERGER. Geología del petróleo sistemas petrolíferos: EOR 101. 2016. p. 18.

Existe un sistema eductor, el cual es empleado para llevar el polímero en polvo desde el tornillo sinfín dosificador hasta el tanque de mezclado, cuando el agua de preparación circula por la línea que va al tanque, la sección venturi del eductor proporciona el vacío para succionar el polímero a través de una manguera de 3/4" y así mismo transportarlo hacia el eductor que lo une al flujo del agua llevando la solución al tanque de maduración como se muestra en la **Figura 2**.

Figura 2. Diagrama general etapas previas a la dilución



Fuente: SNF FLOERGER. Geología del petróleo sistemas petrolíferos: EOR 101. 2016. p. 18.

Según el Instituto Colombiano del Petróleo²⁶, la siguiente etapa es la dilución en la cual se debe contar con un sistema de almacenamiento y suministro de agua, para que la solución polimérica de alta concentración preparada en la primera etapa (solución madre), sea diluida hasta llegar al punto requerido de viscosidad y concentración, estas variables pueden verse afectadas por la fuente de agua empleada en el proceso. Los tanques donde se almacena el agua deben ser cerrados y dotados de nitrógeno con el fin de evitar el ingreso de oxígeno ya que la calidad del agua es un parámetro fundamental para la integridad del polímero.

Para la última etapa de inyección, es necesario que la solución ya diluida pase por un sistema de mezclado estático existente en la línea con el fin de homogeneizar la mezcla, adicionalmente debe pasar por un sistema de filtros para remover las aglomeraciones que no pudieron ser diluidas, sólidos o grasas presentes en el agua, seguido de esto, la solución polimérica final es bombeada hacia el pozo inyector mediante una bomba de desplazamiento positivo tipo triplex con el fin de no causar degradación mecánica al polímero.

La unidad de inyección debe contar con válvulas de accionamiento manual y automático, válvulas cheque para que el fluido circule a una sola dirección y evitar que este se retorne a los equipos causando daño en los mismos, además debe integrar válvulas reguladoras de presión para controlar las altas presiones de succión y descarga de la bomba.

Por último, para la transferencia de fluidos en el proceso es necesario contar con tres bombas, las cuales deben instalarse cumpliendo con las funciones del proceso y las características requeridas. A continuación, se especifican las tres bombas que se deben emplear en las tres etapas para la inyección de polímero:

- **Bomba centrífuga vertical:** Su función principal es transferir el agua fresca o de producción proveniente del tanque de almacenamiento al proceso. Según el Instituto Colombiano del Petróleo²⁷, existen unas especificaciones para las bombas centrífugas que se deben emplear en el proceso de inyección de polímero como se muestran en la **Tabla 1**.

Tabla 1. Especificaciones Bombas centrífugas planta Inyección de polímero.

Especificaciones	Valores Nominales
Capacidad	Flujo min. 250 GPM
Potencia	40 HP
Velocidad	2000-3500 RPM
Presión	250 psi

²⁶ *Ibíd.*, p. 29.

²⁷ *Ibíd.*, p. 32.

Tabla 1 (continuación).

Temperatura	200°F max.
MOTOR	
Tensión	230/460 V
Corriente	90/45 A
Velocidad	3520 RPM
Potencia	40 HP
Frecuencia	60 Hz

Fuente: ECOPETROL S.A INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO. Metodología para el diseño, ejecución, monitoreo y evaluación de procesos de recobro químico mediante inyección de polímero. Colombia. 2016. p. 32, 33.

- **Bomba de cavidades progresivas:** esta bomba es la encargada de entregar la solución madre ya preparada a la línea principal del proceso. Es necesario contar con tres bombas para tener respaldo en caso de que alguna falle o requiera mantenimiento. De acuerdo con la metodología realizada por el Instituto Colombiano del Petróleo²⁸, existen unas especificaciones técnicas para las bombas de cavidades progresivas que se emplean durante la inyección de polímero como se muestran en la **Tabla 2**:

Tabla 2. Especificaciones bombas de cavidades progresivas planta Inyección de polímero.

Especificaciones	Valores Nominales
Capacidad	Flujo min. 4 GPM Flujo max.
Potencia	2 HP
Velocidad	100-1200 RPM
Presión	60-70 psi. Max 80 psi
Temperatura	132°F/56°C
Material cierre mecánico	Acero Inoxidable.
MOTOR	
Tensión	230/460 V
Corriente	-
Velocidad	1200 RPM
Potencia	2 HP
Frecuencia	60 Hz

Fuente: ECOPETROL S.A INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO. Metodología para el diseño, ejecución, monitoreo y evaluación de procesos de recobro químico mediante inyección de polímero. Colombia. 2016. p. 33.

- **Bomba de desplazamiento positivo tipo triplex:** esta bomba es empleada en la última etapa de la inyección, después de tener toda la solución diluida, ya que se encarga de mantener la presión y el caudal adecuado para el proceso, es

²⁸ Ibid., p. 33.

necesario este tipo de bomba para evitar que el polímero se degrade. Según Ecopetrol S.A y el Instituto Colombiano del Petróleo²⁹ existen especificaciones a tener en cuenta para la implementación de la bomba de desplazamiento positivo como se muestra en la **Tabla 3**:

Tabla 3. Especificaciones bombas de desplazamiento positivo tipo triplex planta Inyección de polímero.

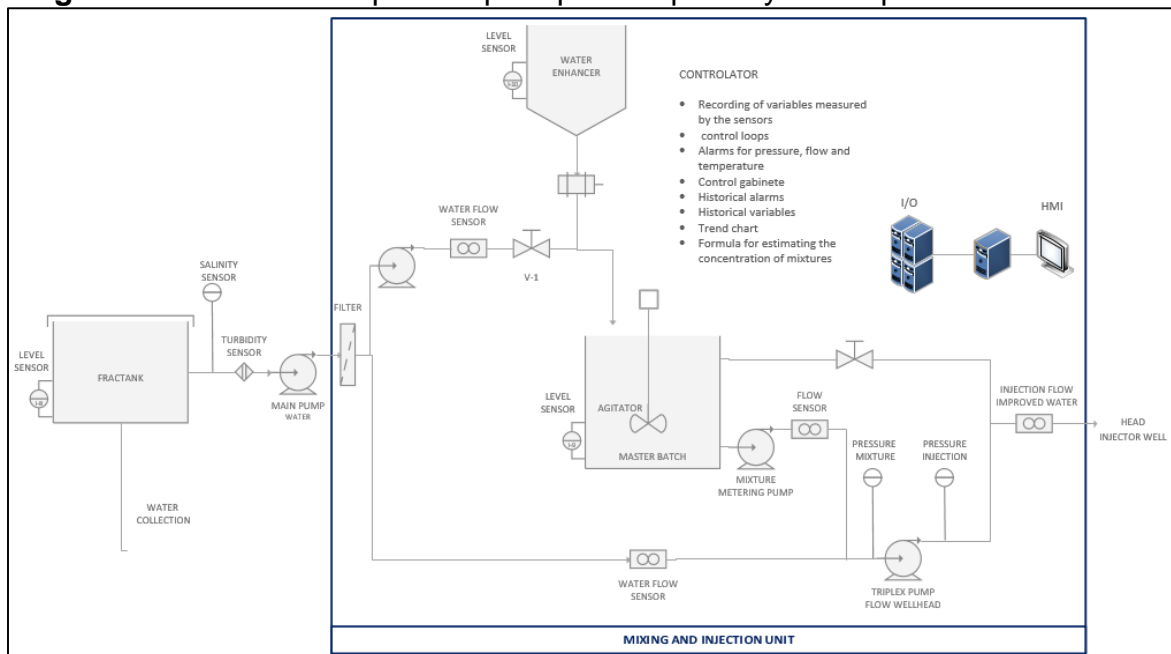
Especificaciones	Valores Nominales
Capacidad	Flujo máx. 50 GPM
Potencia	100 HP
Velocidad	500 RPM
Presión	3750 psi
Temperatura	132°F/56°C
Material	-
MOTOR	
Tensión	230/460 V
Corriente	-
Velocidad	500 RPM
Potencia	100 HP
Frecuencia	60 Hz

Fuente: ECOPETROL S.A INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO. Metodología para el diseño, ejecución, monitoreo y evaluación de procesos de recobro químico mediante inyección de polímero. Colombia. 2016. p. 34.

En la **Figura 3** se ilustran las facilidades de superficie para un proceso de inyección de polímero con sus tres etapas: preparación, dilución e inyección.

²⁹ *Ibíd.*, p. 34.

Figura 3. Facilidades superficie para planta típica inyección polímero.



Fuente: ECOPEPETROL S.A INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO. Metodología para el diseño, ejecución, monitoreo y evaluación de procesos de recobro químico mediante inyección de polímero. Colombia. 2016. p. 30.

Por otra parte, todo el sistema debe contar con un sistema eléctrico y una unidad de “blanketing” con nitrógeno para desplazar el oxígeno y la humedad que pueda generar el “apelmazamiento” es decir la formación de grumos en la solución polimérica durante su manipulación para asegurar el funcionamiento continuo de la planta de inyección, adicionalmente se deben instalar instrumentación de control y alarmas para garantizar un funcionamiento preventivo y seguro.

Con el fin de detectar posibles fugas y flujos indeseados es necesario instalar medidores de presión y válvulas de regulación/alivio, asimismo para confirmar que la cantidad de agua sea la adecuada, se deben instalar medidores de flujo en cada línea y válvulas accionadas eléctricamente. Esta configuración es necesaria aplicarla en los pilotos de inyección de polímeros para tener confiabilidad en el proceso a realizar.

1.4 EVALUACIÓN EXPERIMENTAL DE SOLUCIONES POLIMÉRICAS

En la etapa de análisis experimental fluido- fluido realizado en el laboratorio, según Ecopetrol S.A³⁰, se evalúa el comportamiento de la viscosidad y *screen factor* de los polímeros a diferentes concentraciones, pruebas de filtrabilidad y filtrabilidad

³⁰ ECOPEPETROL S.A INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO. Op, Cit., p. 19.

acumulada, estudios reológicos, pruebas de degradación mecánica por capilar y finalmente la degradación térmica y química causada por las condiciones de yacimiento y el agua de preparación de la solución polimérica.

Primero, se debe tener la caracterización del polímero empleado mediante un análisis de espectroscopia, según Ecopetrol S.A.³¹, esta técnica proporciona un espectro infrarrojo directamente de las muestras de polímero sólidas. Seguido a esto, mediante titulación potenciométrica con ácido clorhídrico e hidróxido de sodio en solución se determina el porcentaje de humedad e hidrólisis de la muestra del polímero, ya que con estas se puede calcular el contenido de agua libre existente en la muestra y determinar la estabilidad química del polímero respectivamente.

El siguiente paso es determinar la viscosidad mediante el viscosímetro Brookfield mencionado anteriormente, adicionalmente, para conocer el comportamiento viscoelástico de la muestra, se realiza la prueba de *screen factor* para las diferentes soluciones de polímero previamente filtradas.

Es necesario efectuar la prueba de filtrabilidad con el fin de verificar el paso de la solución polimérica a través de un sistema representativo, según Ecopetrol S.A.³², el procedimiento se basa en hacer pasar la solución polimérica por una malla de 5 μm y 44 mm de diámetro aplicando una presión de 22 psi en el sistema y tomando el tiempo que toma en pasar la solución por intervalos de volumen de 100 mL. Si no hay taponamiento del sistema, el radio de filtrabilidad no debe ser mayor de 1, pero teniendo en cuenta la tolerancia del proceso y la incertidumbre en las mediciones, se aceptan valores hasta de 1,2.

De acuerdo a lo establecido en la norma API RP63³³, el radio de filtrabilidad no es suficiente para predecir si un polímero se propagará adecuadamente en un medio poroso, el ensayo de filtrabilidad acumulada puede mostrar alguna tendencia de taponamiento basada en el monitoreo en el tiempo de diferenciales de presión al fluir la solución polimérica a través de una membrana HIP con un tamaño de poro de 5 micras y diámetro de 6,33 mm a tasa constante y temperatura ambiente. Los volúmenes son representativos si la relación volumen inyectado /área transversal del medio poroso es igual o mayor a 1000 cm^3/cm^2 . A partir de la gráfica de ΔP vs volumen de inyección se define la calidad de filtración.

Posteriormente, se realiza la prueba de degradación mecánica para simular el esfuerzo de corte causado por el flujo de la solución polimérica a través de las facilidades de inyección, estado mecánico y cañoneos en la zona de interés; esta

³¹ *Ibíd.*, p. 19.

³² *Ibíd.*, p. 20.

³³ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended practices for Evaluation of Polymers Used in Enhanced Oil Recovery Operations, API Recommended Practice 63 (RP 63). 1 ed. Washington, DC, 1990. p. 34.

prueba consiste en presurizar la muestra y hacerla pasar por un tubo capilar a una tasa de flujo específica, causando un esfuerzo de corte semejante al estimado.

Finalmente, para la etapa fluido-fluido, es necesario realizar la prueba de degradación térmica y química, la cual es de larga duración debido a su objetivo, el cual es monitorear la viscosidad de la solución cuando es expuesta por largos periodos de tiempo a las condiciones del yacimiento, la composición iónica del agua de preparación y los productos químicos del tratamiento de agua de inyección. En esta prueba se evalúa la estabilidad de la solución polimérica a la concentración establecida, en condiciones anóxicas, en presencia y ausencia de Fe^{+2} y a temperatura de yacimiento. A determinados intervalos de tiempo se realizará el seguimiento a la viscosidad de las soluciones para verificar su comportamiento comparado con el tiempo cero.

En la **Figura 4** se ilustran las pruebas realizadas en el análisis fluido-fluido en las pruebas experimentales de la solución polimérica.

Figura 4. Análisis experimental fluido-fluido.



Fuente: Elaboración propia.

Con respecto a la etapa de análisis experimental roca-fluido se evalúa la adsorción del polímero y volumen poroso no accesible (IPV) de las soluciones del polímero a condiciones de saturación de agua 100% (S_w 100%) y saturación de aceite residual (Sor). Adicionalmente, se determina el Factor de Resistencia (RF) y Factor de Resistencia Residual (RRF). Finalmente, se determina la velocidad de corte en el medio poroso que tiene como objetivo realizar las curvas de reducción de movilidad (RF) y reducción de permeabilidad (RRF) en función de la velocidad de corte del polímero en el medio poroso, esto se realiza con el fin de comparar estas curvas con la viscosidad relativa de la solución polimérica la cual también está en función de la velocidad de corte.

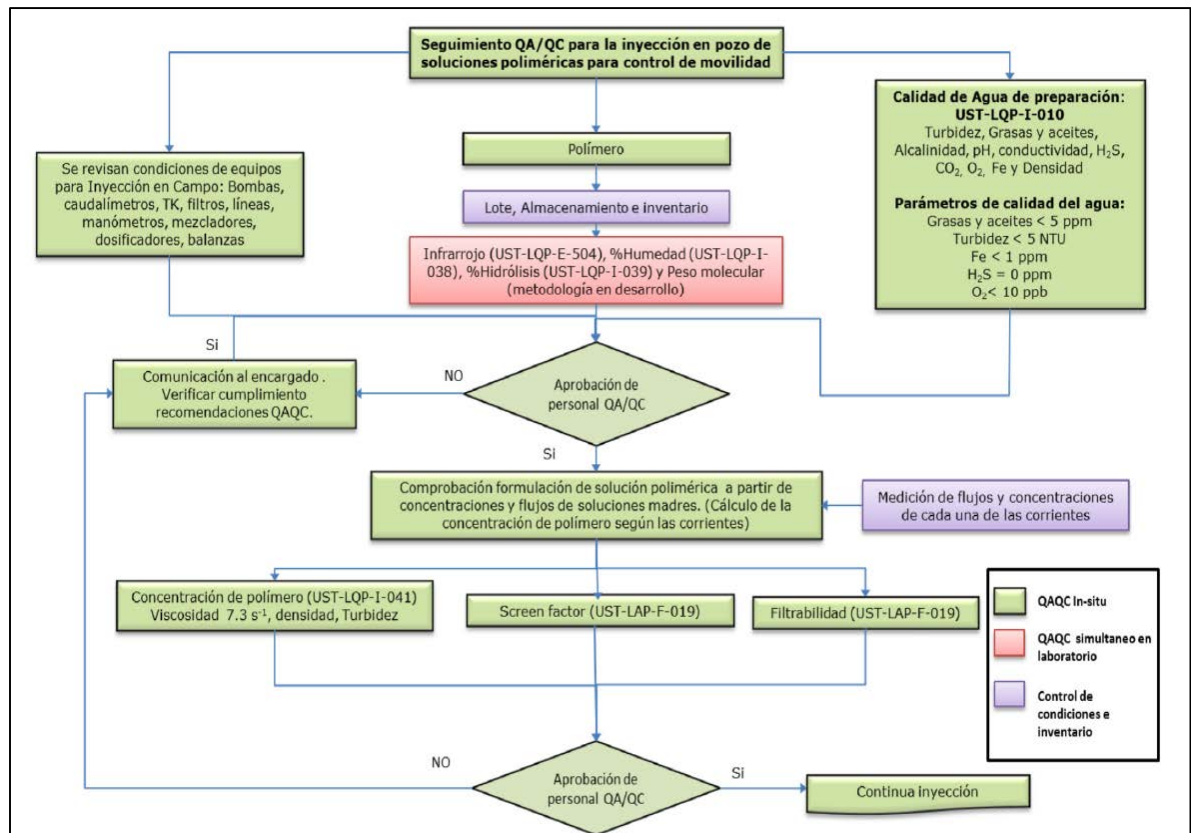
La permeabilidad y porosidad promedio de la roca, permiten calcular el radio de poro, el cual se usará con las tasas de flujo y el área transversal de la muestra de roca para determinar finalmente la velocidad de corte.

La etapa de análisis experimental roca-fluido y los cálculos de radio de poro son esenciales a la hora de realizar el aseguramiento y control de calidad (QA/QC) a nivel de yacimientos, por lo que se deben incluir en estos procedimientos, sin embargo en el trabajo de grado no se toman en cuenta debido a que el objeto de este trabajo es analizar el polímero a condiciones de superficie.

1.5 METODOLOGÍA ACTUAL PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LA CALIDAD DEL POLIMERO

Ecopetrol S.A. ha implementado metodologías para el monitoreo y seguimiento de los pilotos de recobro químico. Adicionalmente realiza monitoreo y seguimiento (Quality control and quality assurance – QAQC) mediante el control de la calidad del agua de preparación (gases disueltos, pH, conductividad, turbidez, grasas y aceites, alcalinidad, cloruros y hierro) y de las soluciones poliméricas (concentración, turbidez, viscosidad y radio de filtrabilidad) en las operaciones de inyección de polímero. Adicionalmente, se monitorearon parámetros operativos como el caudal y la presión de inyección en cabeza de pozo. La **Figura 5** muestra el esquema general del procedimiento

Figura 5. Procedimiento de control y aseguramiento de calidad –QAQC *Polymer Flooding*



Fuente: ECOPEPETROL S.A. INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO. Procedimiento de control y aseguramiento de calidad –QAQC *Polymer Flooding*

1.6 METODOLOGÍA ACTUAL PARA LA MEDICIÓN EN CAMPO DE LA VISCOSIDAD DE POLÍMERO

Como se mencionó en la sección anterior, un aspecto fundamental es el monitoreo de la viscosidad de la solución polimérica.

El método convencional para el monitoreo de la viscosidad de las soluciones poliméricas son las mediciones en laboratorio, las cuales consisten en tomar muestras en la línea principal de inyección con un sistema especial de toma-muestra para evitar la degradación mecánica. Las muestras de solución polimérica son tomadas en cabeza de pozo, usando un montaje que evita la degradación mecánica de la solución durante la toma de la muestra **Figura 6**.

Figura 6. Toma muestra de solución polimérica en campo



Fuente: ECOPETROL S.A. INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO.

Después de muestrear de manera adecuada la solución polimérica se analiza en el laboratorio (ubicado en la misma facilidad de inyección) mediante el uso de viscosímetro Brookfield, que según el Instituto tecnológico de Durango³⁴, es de tipo rotacional y da mediciones rápidas de viscosidad a diversas velocidades de rotación (esfuerzos de corte).

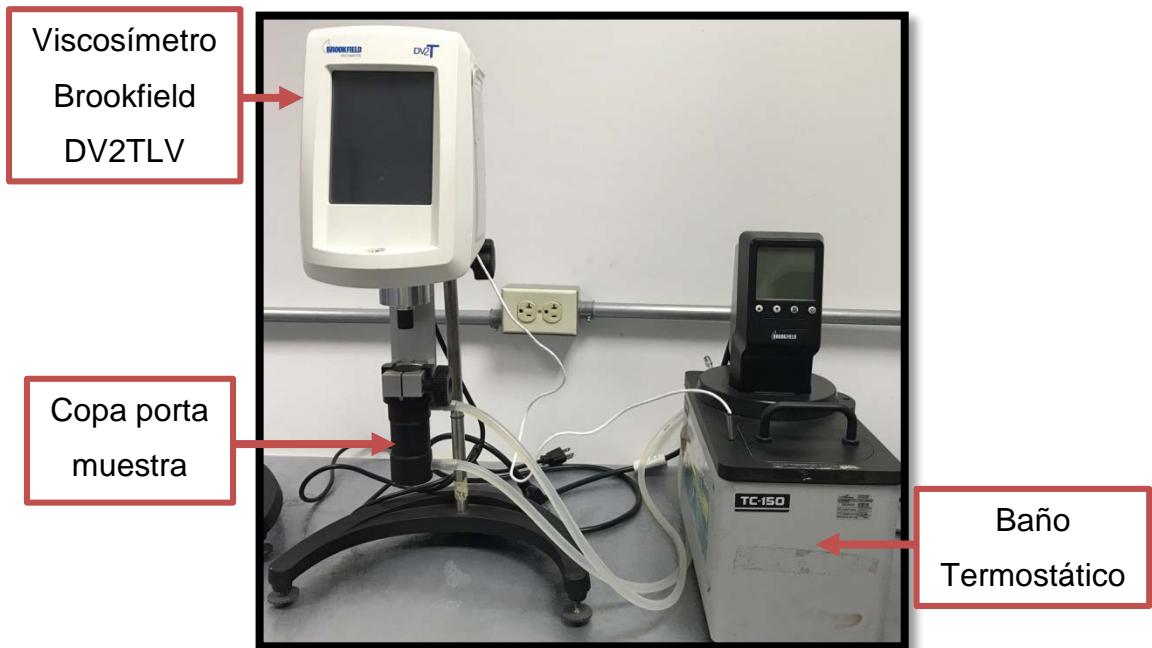
El viscosímetro Brookfield maneja un sistema de agujas intercambiables, que se acoplan a un motor de velocidad controlada, arrojando mediciones de torque, que calculan la viscosidad de la solución, este estudio experimental se realiza de acuerdo con las prácticas recomendadas para la evaluación de polímeros usados en operaciones de recobro mejorado de petróleo (API RP 63).

Para realizar la determinación de la viscosidad de soluciones poliméricas es necesario calentar la muestra a la temperatura de yacimiento mediante un baño termostático, calibrar e inicializar el viscosímetro Brookfield para introducir la muestra.

³⁴ INSTITUTO TECNOLÓGICO DE DURANGO. Viscosímetro de Brookfield. 2016. p.1.

Según Ecopetrol S.A.³⁵, se procede introduciendo 16 mL de solución polimérica en la copa del viscosímetro permitiendo que el *spindle* gire hasta que la aguja del viscosímetro se estabilice (aproximadamente 10 minutos, velocidad del *Spindle* es igual a 6 rpm o 7,3 s⁻¹) momento en el que se debe registrar la viscosidad en centiPoises leída directamente del equipo como se muestra en la **Figura 7**.

Figura 7. Equipo de medición de viscosidad, viscosímetro Brookfield DV2TLV.



Fuente: Autores.

³⁵ ECOPETROL S.A INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO. Op, Cit., p. 24.

2. VISCOSÍMETROS *IN-LINE* EMPLEADOS EN LA MEDICIÓN DE LA VISCOSIDAD DE FLUIDOS NO-NEWTONIANOS

Existen estrategias para controlar y monitorear la viscosidad del polímero durante su inyección, la más empleada es realizar las pruebas en laboratorios. No obstante, existe una herramienta para medir la viscosidad de la solución en la línea de inyección como lo es un viscosímetro *in-line*.

Los viscosímetros *in-line* de acuerdo con Sofraser³⁶, se adaptan a las tuberías principales de superficie con el fin de obtener datos de viscosidad de manera sencilla y eficiente; estos dispositivos son instalados en derivación o by-pass, sin ninguna parte móvil, desgaste ni deriva en el tiempo, los cuales procuran una fiabilidad total. Estos viscosímetros, miden la viscosidad mientras la solución polimérica fluye a través de la línea principal.

Un gran reto en la industria es el constante monitoreo de la viscosidad del polímero durante su inyección en superficie, para esto, es necesario conocer las estrategias de medición mencionadas anteriormente y así, poder determinar los cambios de viscosidad generados en las líneas de superficie debido a los esfuerzos de corte por los cuales está sometido el polímero, lo que conlleva a una disminución en la viscosidad de la solución polimérica, afectando la eficiencia del proceso de inyección.

A continuación, se describen algunos viscosímetros empleados para la medición *in-line* de la viscosidad de fluidos no-newtonianos, los cuales tendrán un nombre genérico dado por los autores debido a efectos de confidencialidad:

2.1 VISCOSÍMETRO A1

Este viscosímetro *in-line* de la empresa A³⁷, cuenta con un sensor de viscosidad el cual funciona con tecnología de vibración resonante. Como se ilustra en la **Figura 8**, el viscosímetro cuenta con una varilla vibrante ubicada en el sensor, la cual es mantenida en oscilación por corriente eléctrica y puede medir la viscosidad dinámica de cualquier fluido industrial que tenga hasta una viscosidad de 1000000 cP. La electrónica del equipo permite entregar mediciones de temperatura y viscosidades en tiempo real, también da informaciones complementarias, gráficos y una función de seguridad que consiste en realizar mediciones de viscosidad a condiciones limitantes sin dañar el viscosímetro.

³⁶ SOFRASER. Instalación MIVI. [en línea]. Francia. Disponible en: <http://www.viscosimetro-de-proceso.es/tag/viscosimetro-en-linea/>

³⁷ EMPRESA A. Viscosímetro in-line A1.

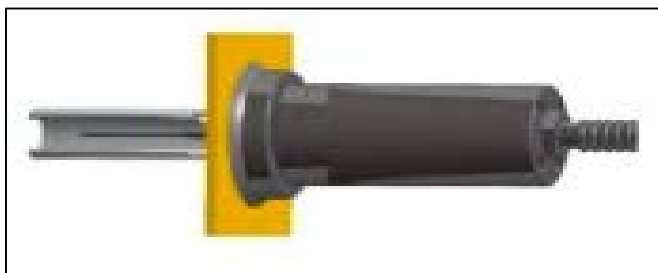
Figura 8. Viscosímetro A1.



Fuente: Empresa A. Viscosímetro *in-line* A1.

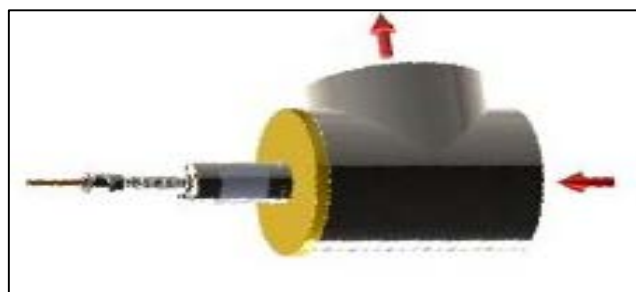
Este viscosímetro cuenta con una aguja vibrante que reduce las pérdidas de viscosidad en el proceso, optimizando calidad en la entrega de medidas de viscosidad, además cuenta con múltiples configuraciones de montaje como en la pared de un reactor, en el ángulo de una tubería, en la cámara de medición, en la brida de la línea o en el tubo de inmersión como se muestra en las **Figura 9** a la **Figura 13**.

Figura 9. Montaje en la pared del reactor.



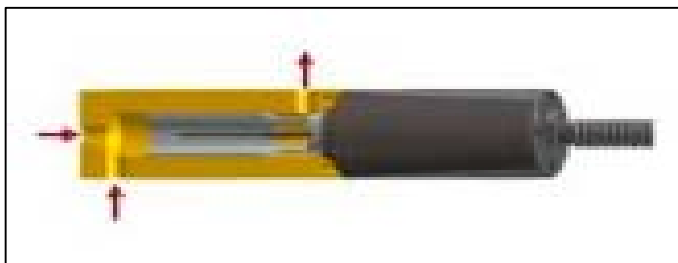
Fuente: Empresa A. Viscosímetro *in-line* A1.

Figura 10. Montaje en el ángulo de la tubería.



Fuente: Empresa A. Viscosímetro *in-line* A1.

Figura 11. Montaje en la cámara de medición.



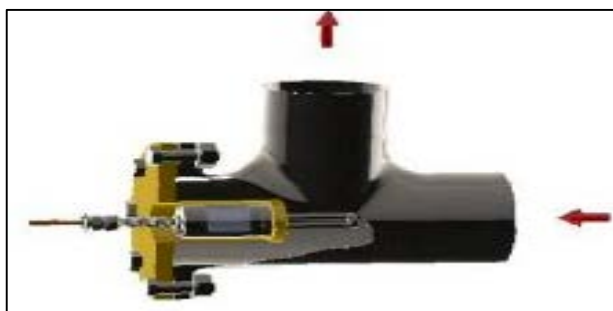
Fuente: Empresa A. Viscosímetro *in-line* A1.

Figura 12. Montaje en la brida de la línea.



Fuente: Empresa A. Viscosímetro *in-line* A1.

Figura 13. Montaje en el tubo de inmersión.



Fuente: Empresa A. Viscosímetro *in-line* A1.

La instalación del sensor A1 es sencilla y su uso es de poca complejidad, cuenta con salidas analógicas programables de 4-20 mA, requiere poco mantenimiento y no presenta partes móviles.

2.2 VISCOSÍMETRO A2

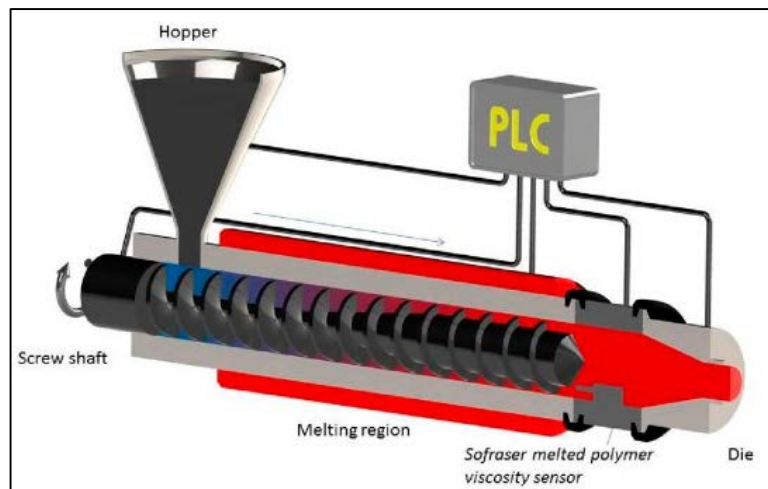
Este viscosímetro *in-line* A2 según la guía técnica de la empresa A³⁸, es de tipo vibrante como se observa en la **Figura 14**, el cual cuenta con un diseño que permite integrarse fácilmente a procesos como extrusión de plásticos, polímeros o elastómeros como se muestra en la **Figura 15**, lo que permite la medición directa de la viscosidad dinámica del fluido en tiempo real evitando desfases fuera del proceso.

Figura 14. Viscosímetro A2.



Fuente: Empresa A. Viscosímetro *in-line* A2.

Figura 15. Integración típica del viscosímetro A2 en una extrusora.



Fuente: Empresa A. Viscosímetro *in-line* A2.

³⁸ Empresa A. Viscosímetro *in-line* A2.

2.3 VISCOSÍMETRO B1

El viscosímetro B1 de la empresa B³⁹, trabaja con la tecnología de vibración torsional, lo que da como resultado un sensor sin partes móviles ni sellos como se muestra en la **Figura 16**. Este tipo de viscosímetros *in-line* proporciona medidas de viscosidad en tiempo real y se puede utilizar en ambientes ruidosos, de altas y bajas temperaturas, higiénicos, agresivos, peligrosos y extremos.

Figura 16. Viscosímetro B1.



Fuente: Empresa B. Viscosímetro *in-line* B1.

Este equipo está diseñado para acoplarse directamente en un proceso sin alteraciones en las tuberías, además puede ser instalado en línea con diferentes montajes como en el codo de la tubería, en la brida de la tubería en un tanque, como se observa en la **Figura 17**, **Figura 18** y **Figura 19**:

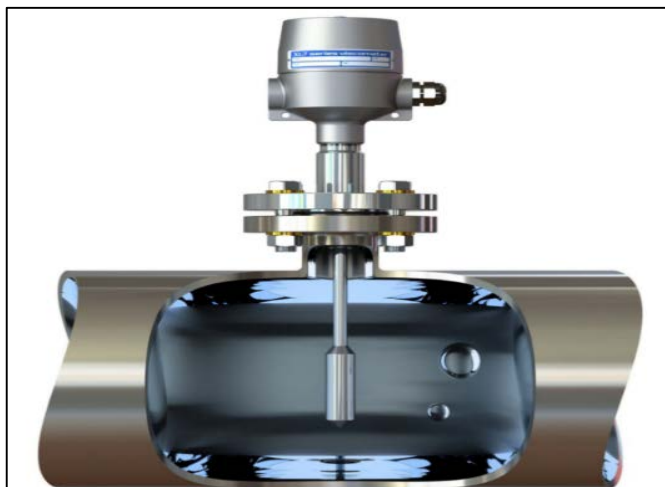
Figura 17. Montaje en el codo de la tubería.



Fuente: Empresa B. Viscosímetro *in-line* B1.

³⁹ Empresa B. Viscosímetro *in-line* B1.

Figura 18. Montaje en la brida de la tubería.



Fuente: Empresa B. Viscosímetro *in-line* B1.

Figura 19. Montaje en el tanque.

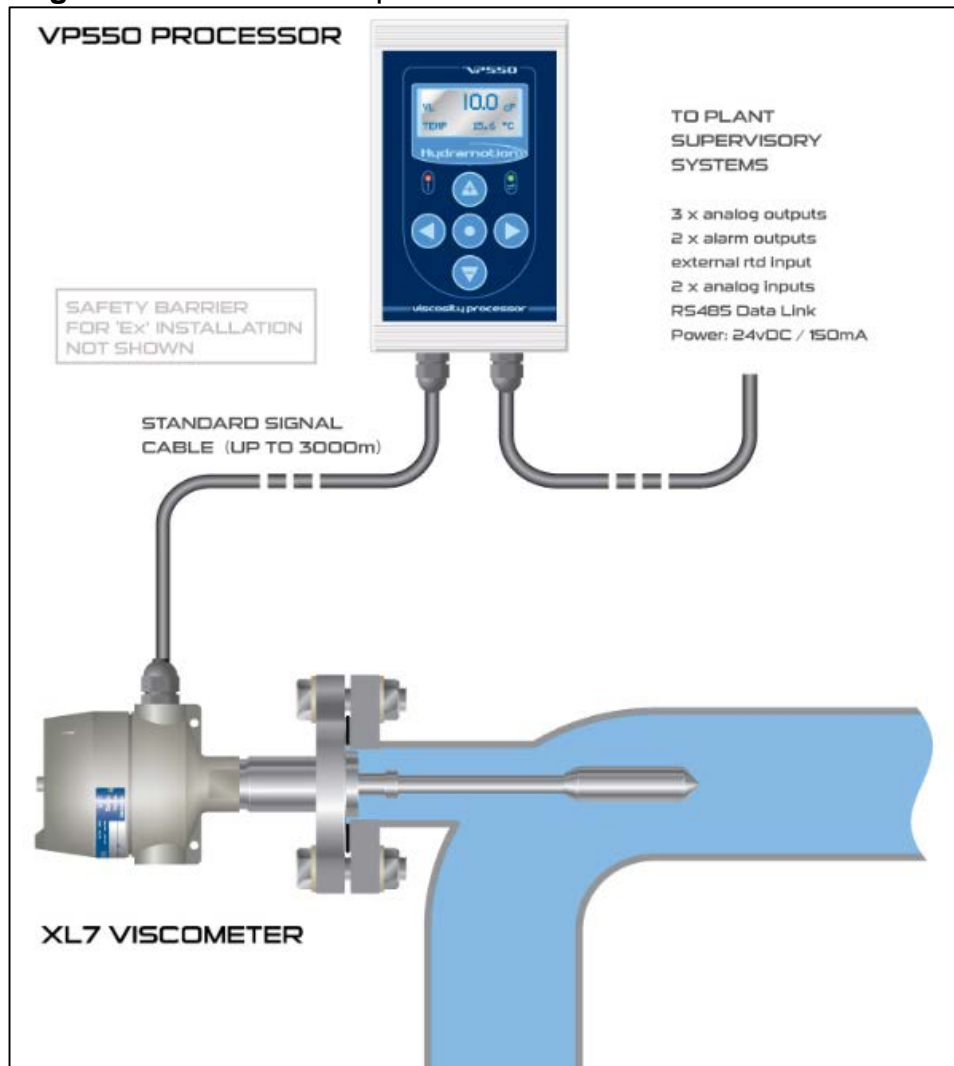


Fuente: Empresa B. Viscosímetro *in-line* B1.

- Entre las ventajas del viscosímetro B se tienen que:
- Se puede montar en cualquier tanque o conducto
 - Funciona en cualquier orientación
 - No requiere tuberías especiales
 - No hay bombas ni desvío de tuberías
 - Cualquier conexión al proceso
 - Longitud del cable hasta 1000 metros
 - No requiere calibración *In situ*
 - Fácil montaje

El viscosímetro B según la empresa B⁴⁰, cuenta con un procesador VP550 como se muestra en la **Figura 20**, el cual se conecta a éste a través de un cable tripolar que se puede instalar hasta 1000 metros del sensor, tiene salidas analógicas de 4 – 20mA y de datos en serie, esto admite una conexión directa con los equipos de registro y supervisión para monitorear la viscosidad.

Figura 20. Conexión del procesador VP550 al viscosímetro B1.



Fuente: Empresa B. Viscosímetro *in-line* B1.

⁴⁰ *Ibíd.*

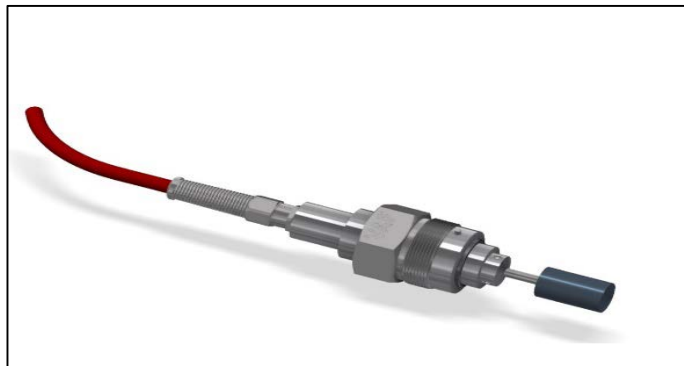
2.4 VISCOSÍMETRO C1

Viscosímetro C1 de la empresa C, es empleado para la medición correcta de densidad, viscosidad y temperatura del fluido, especialmente del aceite combustible como es indicado en su manual técnico de operación⁴¹. Emplea un sensor que emite una señal y su medición se puede usar en cálculos de flujo másico, la señal de salida de densidad puede ser conectada a una pantalla o computadora de flujo. Los componentes del sistema son sensor, carcasa y caja de conexiones.

En su manual técnico, se especifica que el sensor está hecho de acero inoxidable y está montado en la carcasa. La cabeza del sensor presenta un recubrimiento DLC especial, el cual presenta siete formas diferentes de carbono con ciertas propiedades típicas de diamante y se encuentra mecánicamente protegida por un tubo de acero inoxidable con 3 ranuras ovaladas.

Este sensor es alimentado por un cable de 5 metros de longitud, el cual se conecta a la caja de interfaz. La carcasa del sensor como se muestra en la **Figura 21**, está elaborada de hierro dúctil y presenta bridas para la realización del montaje directo en las líneas de superficie.

Figura 21. Sensor, carcasa y cable del viscosímetro C1.



Fuente: Empresa C. Viscosímetro *in-line* C1.

De acuerdo con el diseño realizado por la empresa C⁴², la caja de interfaz o caja de conexiones es una unidad electrónica de montaje en pared, la cual procesa las señales proporcionadas por el sensor, estas señales son de 4 a 20 mA para la lectura de viscosidad, densidad y temperatura; estas lecturas son proporcionadas a una computadora de flujo, un controlador y otros elementos del sistema.

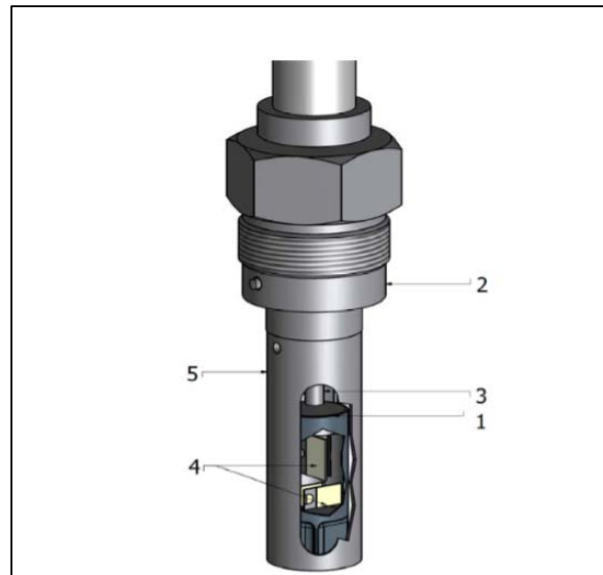
El sensor está compuesto por las siguientes partes como se ilustra en la **Figura 22**:

⁴¹ Empresa C. Viscosímetro *in-line* C1.

⁴² *Ibíd.*

1. Un cabezal (sensor o controlador) de acero inoxidable.
2. Placa de base.
3. Resorte de torsión tubular.
4. Péndulo con frecuencia de resonancia de torsión (1600 Hz) el cual es accionado por el resorte de torsión tubular y otro par, explora el movimiento real de la cabeza.
5. Un tubo de flujo, el cual protege el péndulo contra daños mecánicos.

Figura 22. Componentes del sensor C1.



Fuente: Empresa C. Viscosímetro *in-line* C1.

El péndulo con frecuencia de resonancia hace que esta se desplace ligeramente hacia la frecuencia más baja; la medida de viscosidad es el aumento del ancho del pico de resonancia, generando que una mayor densidad cause una frecuencia más baja.

2.5 VISCOSÍMETRO D1

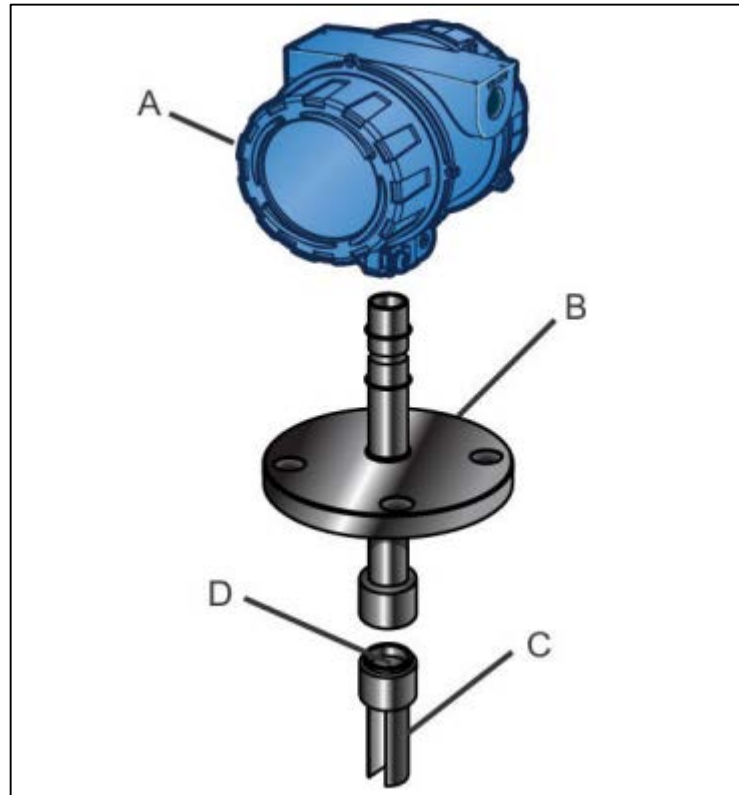
La empresa D⁴³, indica que su viscosímetro es un dispositivo para la medición *in-line* de la viscosidad multivariable de alto rendimiento, el cual permite un constante control y monitoreo de la viscosidad, densidad y temperatura del fluido. Su material es acero inoxidable con una carcasa en el transmisor, la cual es opcional para garantizar mayor resistencia a la corrosión en ambientes hostiles.

En su manual técnico, se indica que su diseño de inserción es directo para tuberías de longitudes hasta de 13 pies (4 metros), sistemas de derivación y tanques.

⁴³ Empresa D. Viscosímetro *in-line* D1.

Los componentes del viscosímetro D1 se muestran en la **Figura 23**:

Figura 23. Componentes del viscosímetro D1.

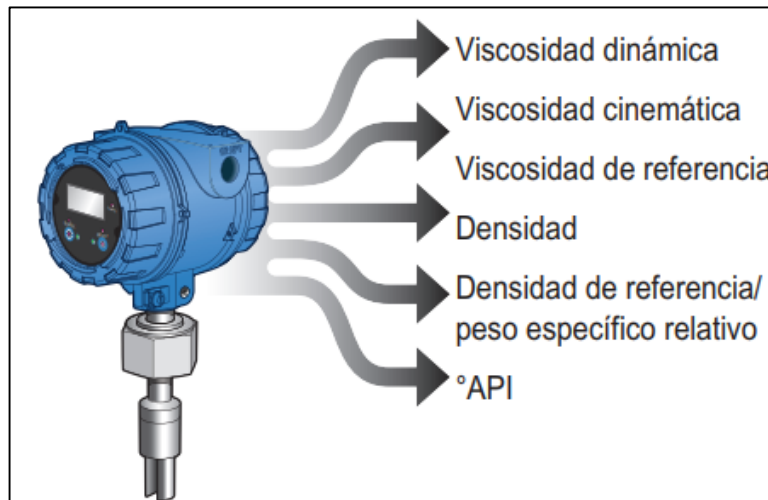


Fuente: Empresa D. Viscosímetro *in-line* D1.

- A. Transmisor integrado con interfaz local del operador opcional
- B. Conexión de proceso
- C. Puntas vibrantes
- D. La RTD mide la temperatura

El equipo mide directamente valores de temperatura, presión y caudal, a su vez, ofrece lecturas de viscosidad dinámica, viscosidad cinemática, viscosidad de referencia, densidad, densidad de referencia/peso específico relativos y °API, como se observa en la **Figura 24**. El transmisor integrado permite comunicaciones analógicas de 4 – 20 mA.

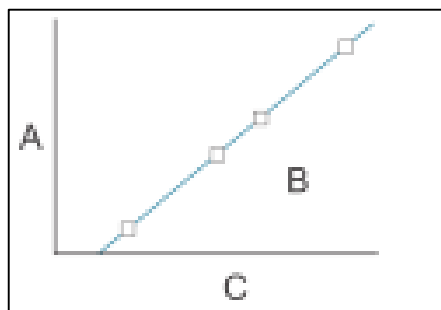
Figura 24. Propiedades leídas en viscosímetro D1.



Fuente: Empresa D. Viscosímetro *in-line* D1.

En cuanto a la calibración de densidad, los transmisores son los encargados de medir con precisión el periodo de vibración, mediante los coeficientes de calibración del medidor, con estas medidas de tiempo, los datos se transforman en lecturas de densidad. Es necesario tener como mínimo 12 puntos de calibración con el fin de asegurar un óptimo funcionamiento del medidor y así, generar un gráfico como se muestra en la **Gráfica 1**:

Gráfica 1. Calibración de densidad.



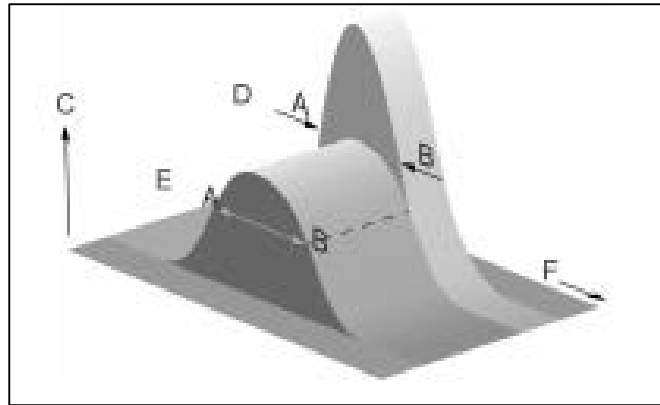
Fuente: Empresa D. Viscosímetro *in-line* D1.

- A. Densidad (kg/m^3)
- B. Periodo = $1 / \text{frecuencia}$
- C. $[\text{Periodo}]^2$ (μs^2)

Para la calibración de viscosidad, el ancho de la banda de la frecuencia natural de las puntas cambia cuando entra en contacto con el líquido circundante, los transmisores del viscosímetro D1 se encargan de medir con precisión el ancho de la

banda y mediante coeficientes de calibración, convertir estas medidas a valores de viscosidad, como se ilustra en la **Gráfica 2**.

Gráfica 2. Calibración de viscosidad.



Fuente: Empresa D. Viscosímetro *in-line* D1.

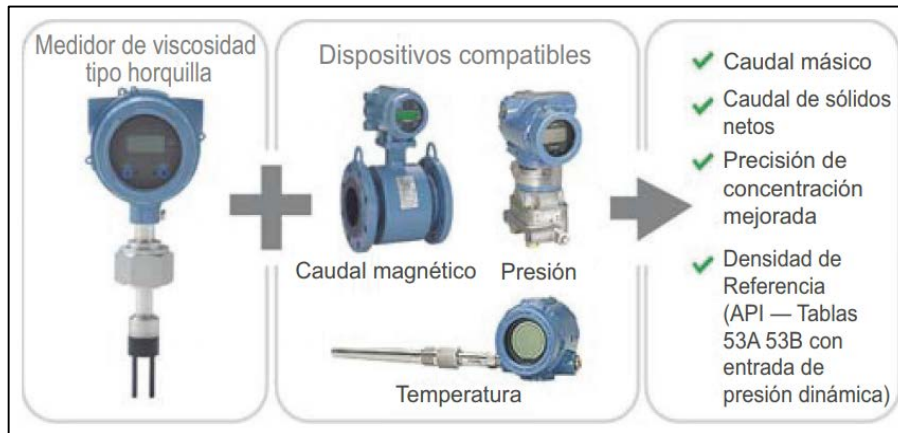
- A. Punto A
- B. Punto B
- C. Amplitud de la respuesta
- D. Producto 1 = Baja viscosidad
- E. Producto 2 = Alta viscosidad
- F. Frecuencia (Hz)

- Ancho de banda = Punto B – Punto A
- Frecuencia de resonancia = (Punto A + Punto B) / 2
- Factor de calidad = Frecuencia de resonancia / Ancho de banda

Con el viscosímetro D1 se pueden realizar mediciones directas de temperatura externa, presión y caudal para mediciones mejoradas.

Para una medida verídica y un correcto funcionamiento, es necesario tener dispositivos compatibles con el fin de tener un control y constante monitoreo de las diferentes propiedades del fluido a medir, en el caso de este viscosímetro, se pueden adaptar dispositivos de caudal magnético, presión y temperatura para suministrar información adicional, como se muestra en la **Figura 25**.

Figura 25. Datos suministrados por el medidor D1.

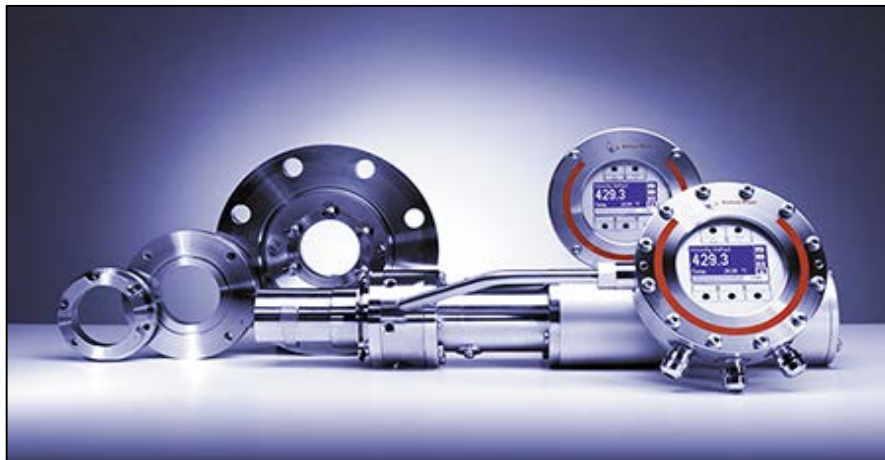


Fuente: Empresa D. Viscosímetro *in-line* D1.

2.6 VISCOSÍMETRO E1

Es un viscosímetro *in-line*, según la empresa E este es ubicado directamente dentro de la tubería por la cual pasa el fluido que se desee monitorear, arrojando lecturas continuas de viscosidad y temperatura permitiendo el control de estas propiedades en tiempo real, las cuales pueden ser correlacionadas con valores de referencia de laboratorio. El viscosímetro E1 mostrado en la **Figura 26**, es empleado en la industria de los hidrocarburos como lubricantes, mezcla de asfalto con polímero, adhesivos de almidón, suspensiones y otros líquidos de proceso.

Figura 26. Viscosímetro *in-line* E1.



Fuente: Empresa E. Viscosímetro *in-line* E1

Este viscosímetro *in-line* se caracteriza por entregar resultados estables, ya que, no se ven afectados por las caídas de presión, además, cubre un rango de viscosidad de 1 a 50000 cP, este puede ser instalado directamente en la tubería o tanque de agitación, a su vez, los datos suministrados por el viscosímetro son registrados en una unidad evaluadora (mPDS 5), un terminal de operación (TO) y un terminal de operación remota (TOR), teniendo la posibilidad de realizar modificaciones al producto en el proceso para llegar a las especificaciones requeridas.

El viscosímetro E1 se encuentra disponible en tres versiones⁴⁴:

- Sensor inteligente E1, el cual se encuentra combinado con una unidad de evaluación mPDS 5.
- Sensor inteligente E1 con terminal operativo (OT), donde los valores de medición se muestran directamente en el instrumento.
- Sensor inteligente E1 con un terminal de operación remota (ROT), la cual se puede montar a una distancia de hasta 250 metros del sensor.

2.7 VISCOSÍMETRO E2

Es un equipo que permite monitorear la viscosidad del fluido durante su paso por la tubería en superficie a la temperatura del proceso, el cual cubre un rango de viscosidad de 1 a 50000 cP. Este viscosímetro *in-line* se sumerge directamente en el fluido y es empleado en diferentes líquidos de procesos como fluidos petroquímicos, lubricantes, suspensiones, detergentes, adhesivos de almidón, restos de cerámica, entre otros.

Este viscosímetro se instala directamente en la tubería y no se requiere derivación o línea bypass, lo cual lo hace sencillo al momento de adaptarlo al proceso. A medida que el fluido pasa por el sensor, este va registrando la viscosidad y temperatura, con el fin de tener un control de 24 horas, estas medidas son mostradas en la pantalla como se ilustra en la **Figura 27**.

⁴⁴ Empresa E. Viscosímetro in-line E1.

Figura 27. Viscosímetro *in-line* E1.



Fuente: Empresa E. Viscosímetro *in-line* E1.

De acuerdo con la empresa E⁴⁵, está diseñado con el fin de asegurar la consistencia de la calidad del producto, reduciendo el producto desechado, el equipo no se ve afectado por las caídas de presión o el caudal manejado en el proceso y a su vez, es intrínsecamente seguro, es decir, su diseño permite su aplicación en zonas peligrosas, reduciendo la energía disponible a un nivel bajo con el fin de prevenir chispas.

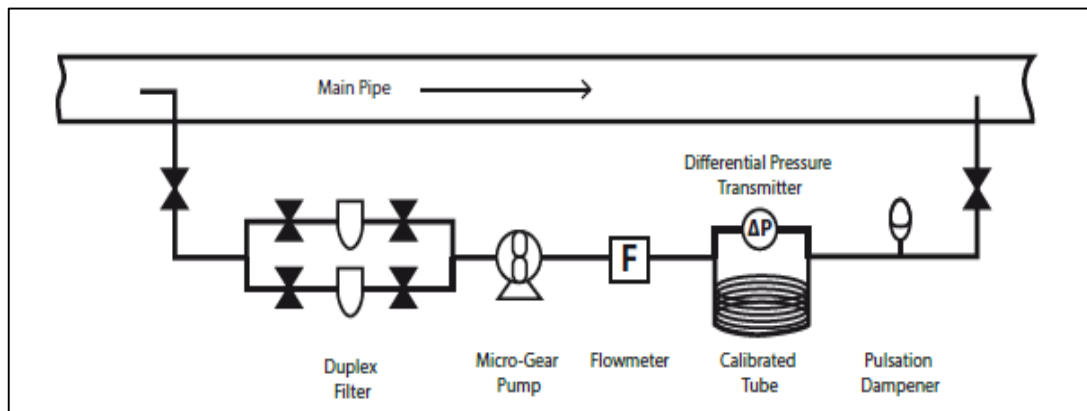
2.8 VISCOSÍMETRO F1

Es un viscosímetro *in-line* diseñado para la medición continua de la viscosidad de un fluido, el cual es usado principalmente en la industria petrolera como lo indica la empresa F⁴⁶, se emplea para la medición de esta propiedad en una solución polimérica durante su proceso de inyección química, permitiendo medidas estables y aproximadas sin degradar la solución. Este equipo se ubica en una conexión *bypass* de la línea principal por donde fluye la solución como se muestra en la **Figura 28**.

⁴⁵ Empresa E. Viscosímetro *in-line* E2.

⁴⁶ Empresa F. Viscosímetro *in-line* F1.

Figura 28. Dinámica de trabajo del viscosímetro F1.



Fuente: Empresa F. Viscosímetro *in-line* F1.

Este equipo se caracteriza principalmente por contar con un transmisor de presión diferencial, el cual se encarga de medir la caída de presión a través del tubo calibrado. También, presenta una bomba de micro engranaje que controla la tasa de flujo a través de la tubería y, por último, un amortiguador de pulsaciones que permite minimizar cualquier ruido que pueda afectar las lecturas.

De acuerdo con la publicación técnica realizada de este viscosímetro, los componentes del viscosímetro F1 son los siguientes, tal y como se ilustra en la **Figura 29**:

- Una bomba de micro engranaje capaz de soportar alta presión en su succión y descarga.
- Un variador de velocidad para controlar el caudal de esta bomba y una caída de presión.
- Un medidor de flujo Coriolis.
- Un transmisor de presión diferencial.
- Un filtro de cartuchos dúplex.
- Un amortiguador de pulsaciones o un panel de control con un controlador lógico programable (PLC).

Figura 29. Viscosímetro *in-line* F1.



Fuente: Empresa F. Viscosímetro *in-line* F1.

3. CONDICIONES OPERACIONALES DE LOS VISCOSÍMETROS *IN-LINE*

En este capítulo se realizará una descripción de los viscosímetros mencionados en el capítulo anterior, teniendo en cuenta su principio físico de funcionamiento y sus rangos de operación con el fin de contar con un mejor criterio de selección en la industria.

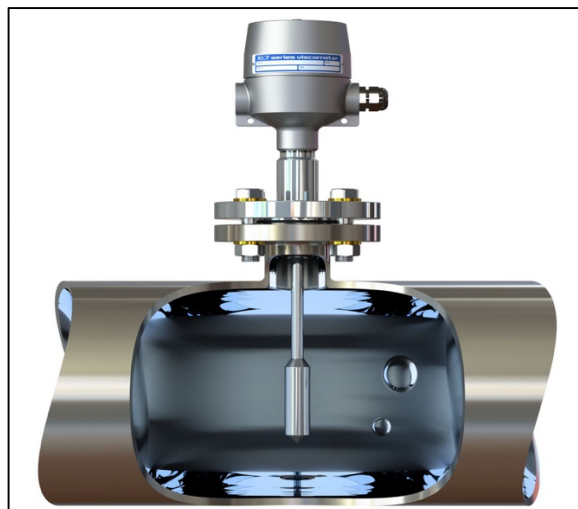
3.1 PRINCIPIOS FÍSICOS

Estos viscosímetros se dividen en diferentes categorías según su principio físico, cada empresa maneja un mismo principio de operación, pero con diseños o rangos diferentes, teniendo un criterio de selección más amplio, el cual depende de las condiciones donde se deseen instalar cada uno de ellos.

A continuación, se explica el funcionamiento de los viscosímetros vibrantes, de péndulo de torsión, de horquilla vibrante y de electromagnetismo.

3.1.1 Viscosímetros vibrantes. El viscosímetro de tipo vibrante proporciona una medida de viscosidad en línea, según la empresa A⁴⁷, su principio de funcionamiento se basa en la vibración, en torsión o traslado, a frecuencia de resonancia de un módulo sumergido en el líquido, como se muestra en la **Figura 30**. Este tipo de viscosímetros mide viscosidad a un tiempo de respuesta del sensor muy corto (casi nulo), generando que las variaciones de viscosidad se presenten de manera continua, lo que permite controlar un proceso en presencia de perturbaciones rápidas.

Figura 30. Viscosímetros vibrantes.



Fuente: Empresa B. Viscosímetro *in-line* B1.

⁴⁷Empresa A. Manual Técnico Viscosímetro *in-line* A1.

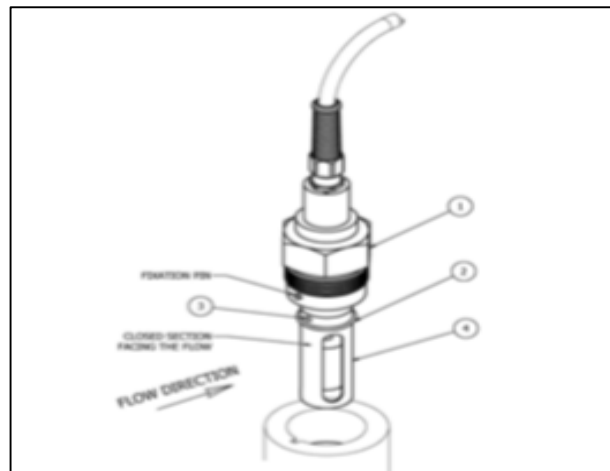
Estos viscosímetros no tienen partes en movimiento, es decir, evitan el desgaste y aseguran una estabilidad en el tiempo sin desvíos y un mantenimiento mínimo. Cuando la varilla de vibración está sumergida en un líquido, la amplitud disminuye y esta correlacionada a la viscosidad del producto. El sensor que tiene este tipo de viscosímetro está conectado a una electrónica que procesa señales y así mismo entrega mediciones de viscosidad.

Existen varios viscosímetros *in-line* con diversas condiciones de proceso, los cuales se rigen por el principio físico vibrante, los cuales son:

- Viscosímetro A1
- Viscosímetro A2
- Viscosímetro B1

3.1.2 Viscosímetros de péndulo de torsión. Según la empresa C⁴⁸, en el manual técnico del viscosímetro C1, se indica que su principio se basa en la vibración rotacional de un péndulo sumergido en un líquido, este péndulo de torsión se acopla un disco y se mide el número de oscilaciones del mismo con el fin de calcular el momento de inercia, el cual representa la resistencia de un cuerpo cuando es expuesto a cambios en su movimiento de rotación, estos movimientos pueden ser lineales o rotacionales como se muestra en la **Figura 31**.

Figura 31. Viscosímetro de péndulo de torsión.



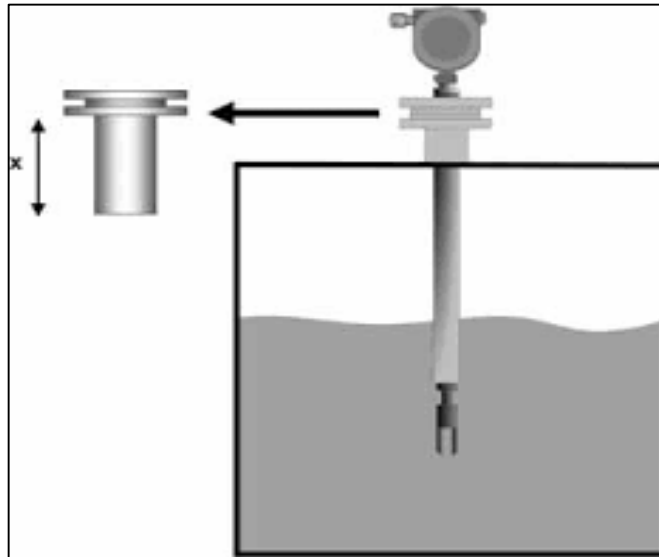
Fuente: Empresa C. Viscosímetro *in-line* C1.

3.1.3 Viscosímetro de horquilla vibrante. El principio de operación por medio de la tecnología de horquilla vibrante como se muestra en la **Figura 32**, consiste principalmente en una horquilla de dos clavijas, las cuales van vibrando a su frecuencia natural cuando se encuentran en el aire, su frecuencia cambia según el

⁴⁸ Empresa C. Viscosímetro *in-line* C1.

medio en el cual se sumerja, cuando el líquido cubre las horquillas, la frecuencia cae, este principio rige el viscosímetro D1, según lo indica la empresa D⁴⁹ en su manual técnico.

Figura 32. Viscosímetro de horquilla vibrante.



Fuente: Empresa D. Viscosímetro *in-line* D1.

3.1.4 Viscosímetro basado en la presión dinámica del fluido. El principio de operación para los viscosímetros E1 y E2 según la empresa E⁵⁰, tienen en cuenta la medición de la presión dinámica del fluido, la cual es la presión que se origina por la velocidad a la que circula el fluido en una tubería⁵¹, siendo esta, proporcional a su viscosidad. Esta presión está directamente relacionada a la viscosidad del fluido y no se ve influenciada por las caídas de presión en el proceso.

Según el manual de especificaciones técnicas⁵², el viscosímetro como se muestra en la **Figura 33**, consiste en un tubo parcialmente abierto con un eje cilíndrico giratorio en el interior, en el espacio generado entre el eje y el tubo circula el fluido y este espacio, se hace cada vez más pequeño haciendo que la pared del tubo se desvíe por la presión del líquido. Un sensor eléctrico mide la longitud de la deflexión y lo usa para calcular el valor de viscosidad.

⁴⁹ Empresa D. Viscosímetro *in-line* D1.

⁵⁰ Empresa E. Viscosímetro *in-line* E1

⁵¹ FUNDACIÓN LABORAL DE LA CONSTRUCCIÓN. Diccionario de la construcción: Presión estática y dinámica [en línea]. Madrid, España. [Consultado: 25 de septiembre de 2018]. Disponible en: <http://www.diccionariodelaconstruccion.com/instalaciones-cerramientos-y-acabados/fontaneria-y-calefaccion/presion-estatica-y-dinamica>.

⁵² Empresa E. Viscosímetro *in-line* E2.

Figura 33. Viscosímetro presión dinámica del fluido.



Fuente: Empresa E. Viscosímetro *in-line* E1.

3.1.5 Viscosímetro basado en la caída de presión. El viscosímetro F1 de acuerdo con la empresa F⁵³, funciona con el principio de medición de la caída de presión a través de un tubo calibrado a caudal constante; el sistema calcula la viscosidad actual de la solución del polímero, usando una curva extrapolada desde los puntos de calibración, pasando a través del viscosímetro. Además, determina automáticamente los parámetros de fluidos como el índice de la ley de potencia y el índice de consistencia a través de una amplia gama de tasas de corte.

3.2 RANGOS DE OPERACIÓN

Es necesario tener un criterio de selección para determinar qué viscosímetro es técnicamente factible para emplearse en un campo específico, para esto, es de gran importancia detallar a las condiciones de operación a las que puede trabajar cada uno de estos viscosímetros. A continuación, se mencionan los diferentes parámetros para tener en cuenta para su aplicación con su respectivo rango permitido con el fin de garantizar un correcto funcionamiento del mismo.

3.2.1 Viscosímetro A1. De acuerdo a la guía técnica de la empresa A⁵⁴, en la **Tabla 4** se muestran las características y especificaciones del viscosímetro MIVI:

⁵³ Empresa F. Viscosímetro *in-line* F1.

⁵⁴ Empresa A. Viscosímetro *in-line* A1.

Tabla 4. Características estándar y especificaciones del sensor A1.

Parámetros	Rangos de operación
Rango de medición de viscosidad	De 0,1-10 cP a 1000-1000000 cP Alta sensibilidad: 0,01-10 cP
Precisión de viscosidad	± 0,2% de la lectura
Exactitud de viscosidad	± 0,5% de la lectura
Rango de medición de densidad	Disponibles los rangos entre 0,6g/cc (37,457 lpc) a 1,6 g/cc (99,885 lpc) solo con opción de sonda de temperatura, electrónicos 9701 y viscosidad por encima de 500 cP
Precisión de densidad	± 0,005 g/cc (0,312 lpc)
Exactitud de densidad	± 0,01 g/cc (0,624 lpc)
Temperatura de operación	0 a 200°C/32 a 390°F Opción de alta temperatura por hasta 300°C/570°F Opción de baja temperatura por debajo de -55°C/-67°F
Presión de trabajo	Hasta 60 bar / 870 psi Opción de alta presión hasta 1400 bar/20000 psi
Material	Acero inoxidable 316L Aleación especial: Hastelloy, 316Ti, Duplex, etc.
Recubrimiento en varilla vibrante	PTFE, Carbono Amorfo como el diamante, electropolish
Peso	Sensor: 2,6 kg / 5,7 lb
Tamaño	Longitud: 238 mm/9-3/8" desde el cuerpo del sensor hasta el tubo protector Longitud del cable flexible: 3 m/118 pulg
Protección	Impermeabilidad: IP67/NEMA 6P
Regulador	CE marcado (conformidad europea)
Opciones	Sonda de temperatura incluida: termopozo insertado directamente en el producto (de -30°C/-20°F a 250°C/480°F) Aplicaciones sanitarias: diseño 3A

Tabla 4. (Continuación).

Accesorios	Brida de montaje (en la pared del rector, en el ángulo de la tubería) Montaje completo en el codo (en línea) – Ø mini: 32mm/1-¼” Cámara de medición – Para pequeños diámetros de tubería - Ø maxi: ½” Otro a petición (tubo de inmersión, etc.)
------------	--

Fuente: Empresa A. Viscosímetro *in-line* A1

3.2.2 Viscosímetro A2. Según la empresa A⁵⁵, este viscosímetro está diseñado para medir viscosidades extremas con un amplio rango de medición hasta 1000.000 cP, resiste presiones hasta de 5076,32 psi (350 bar) y temperaturas hasta 662°F (350°C), se puede correlacionar fácilmente las mediciones con parámetros habituales de viscosidad intrínseca y cuenta con salidas analógicas y digitales de 4-20 mA.

El material del sensor A2 es de acero inoxidable, siendo robusto y permitiendo una fácil limpieza, ya que requiere poco mantenimiento. Además, su diseño garantiza la medida de viscosidad del polímero en una corriente extrusora, sin derivación, facilitando el flujo de este en la tubería.

3.2.3 Viscosímetro B1. De acuerdo con la empresa B⁵⁶, el viscosímetro *in-line* C1 es capaz de detectar los más insignificantes cambios de viscosidad debido a su alta sensibilidad, su exactitud es de 0,1 cP o 1%, a su vez, trabaja hasta temperaturas de 150°C / 302°F y hasta 700 bar / 10000 psi de presión. También, puede percibir instantáneamente anomalías en el proceso cuando se emplea manual o automáticamente para mantener el producto dentro de sus parámetros.

En la **Tabla 5** mostrada continuación se muestran las especificaciones y características de este viscosímetro:

Tabla 5. Especificaciones y características de viscosímetro B1.

Generalidades	Parámetros	Descripción
Viscosidad	Rango	Desde 0 – 1cP hasta 0 – 10 ⁹ cP en 10 modelos
	Tiempo de medición	1 segundo
	Precisión	1% de la lectura o +/- 1 dígito
	Repetibilidad	0,3% de la lectura o +/- 1 dígito

⁵⁵ Empresa A. Viscosímetro *in-line* A2.

⁵⁶ Empresa B. Viscosímetro *in-line* B1.

Tabla 5. (Continuación)

Temperatura	Rango estándar	-50 °C (-58°F) a 150 °C (302°F)
	Rango extendido	Temperatura superior a 150 °C (302°F) / 400°C (752°F) por encargo
Presión	Rango estándar	Para la montura del proceso
	Rango extendido	Por encargo para presión extrema
Conexión del proceso	Montaje estándar	Cualquier montura del proceso: todas las bridas, roscas, pinzas, higiénico
	Montaje especial	Proceso de conexión no estándar por encargo
Conexión eléctrica	Longitud del cable	Según requisitos – la longitud del cable no afecta hasta 1000 m
	Tipo de cable	Cualquier cable estándar del instrumento
	Alimentación	Alimentado por el procesador VP
Certificación de seguridad	Zona Peligrosa	Todos los instrumentos están disponibles para Ex Zona Peligrosa, atmósferas explosivas
		Ga Ex ia IIC T4–T4
Construcción	Soldadura sólida, sin fisuras	
Materiales	Cabeza	Al316 (EN 1,4401)
	Montura	Según se requiera
	Sensor	Al316 (EN 1,4401) y Al316L (EN 1.4404) como estándar
	Opciones del sensor/la montura:	Aleación C22 (EN 2.4602)
	Materiales especiales:	Aleación C276 (EN 2.4819)
Acero dúplex S32750 (EN 1.4410)		
Materiales no estándar por encargo		

Tabla 5. (Continuación)

Acabado de la superficie	Estándar	N6 0,8 Ra
	Opciones de acabado	Fluoropolímero
	Acabado especial	Electropulido
		Galvanizado
Opciones de acabado y revestimientos no estándar por encargo ⁵⁷		
Protección contra ingreso	Estándar	IP67
Software	Software de visualización y almacenamiento de datos ViscoLink para PC	

Fuente: Empresa B. Viscosímetro *in-line* B1

3.2.4 Viscosímetro C1. En la **Tabla 6** se muestran los rangos de los diferentes parámetros de operación del sensor del viscosímetro C1, según lo establecido en el manual técnico.

Tabla 6. Especificaciones del sensor C1.

Parámetros	Rangos de operación
Tipo de Sensor	0279-0117
Rango de Viscosidad	0 - 25/50 cP
Rango de Densidad	0,75 g/cc (46,821 lpc) – 1,1 g/l (68,671 lpc)
Rango de Temperatura	0-200°C (32 – 392 °F)
Máxima Temperatura de operación	180°C (356 °F)
Exactitud Viscosidad	+/- 2% instantáneo (0,5 cP)
Exactitud Densidad	+/-0,1% instantáneo (0,001 g/cc – 0,0624 lpc)
Exactitud Temperatura	± 1°C (33,8°F)
Material Sensor	Acero Inoxidable 316L / Ni-Alloy
Material recubrimiento	Carbón como diamante (DLC)
Longitud del cable	5 metros (Integrado al sensor)
Peso	1 Kg

Fuente: Empresa C. Viscosímetro *in-line* C1

En la **Tabla 7** se muestran las características de la carcasa del sensor del viscosímetro C1, establecido en el manual técnico de la empresa C.

⁵⁷ Operaciones especiales: las modificaciones a las especificaciones y dimensiones de los instrumentos las realiza la división de Operaciones Especiales de la empresa B de forma rutinaria.

Tabla 7. Especificaciones de la carcasa del sensor C1.

Parámetros	Rangos de operación
Material Carcasa	Hierro dúctil
Conexiones de bridas	DN 50 mm (2")
	DN 65 mm (2,5")
	DN 80 mm (3")
	DN 100 mm (4")
Máxima presión	40 bar (580,151 psi)
Peso	2" (10 Kg)
	2,5" (11 Kg)
	3" (12 Kg)
	4" (13 Kg)

Fuente: Empresa C. Viscosímetro *in-line* C1

En la **Tabla 8** se muestran los parámetros y rangos para tener en cuenta para la operación de la caja de conexiones del viscosímetro C1 de la empresa C.

Tabla 8. Especificaciones de la caja de conexiones.

Parámetros	Rangos de operación
Tipo de caja de conexión nr.	0279-0111
Tensión de alimentación	100-230 VCA (50/60 Hz)
Consumo de energía	6 Vatios
Batería interna	Moneda de litio 3V (recargable) 5 mAh, 6,8 mm
Viscosidad	0 – 25/50 cP
Densidad	0,75 – 1,1 g/cc (46,821 – 68,671 lpc)
Temperatura	0 - 200° C (32 – 392 °F)
Resolución	0,1 cP y 0,0001 g/cc (0,0624 lpc)
Temperatura Ambiente	-20 a + 55 °C
Rango de Humedad	0-95% RH
Cable de Alimentación	3 x 1,5 mm ² (doble resistente aislado)
Peso	2 Kg
Máxima Altitud de uso	2000 m SNM

Fuente: Empresa C. Viscosímetro *in-line* C1

3.2.5 Viscosímetro D1. En la **Tabla 9** se muestran las especificaciones de operación de viscosidad con su respectivo rango de calibración y precisión, según lo establecido por la empresa D en el manual de operación del viscosímetro D1.

Tabla 9. Especificaciones de medición de viscosidad.

Especificaciones	Rangos	
	Rango de calibración	Precisión
Rango de la calibración y precisión	De 0,5 a 10 cP	±0,2 cP
	De 10 a 100 cP	±1% de rango máximo de calibración
	De 100 a 1000 cP	±1% de rango máximo de calibración
	De 1000 a 12 500 cP	±1% de rango máximo de calibración
Varias opciones de rango de calibración	<ul style="list-style-type: none"> • De 0,5 a 100 cP • De 0,5 a 1000 cP • De 10 a 1000 cP • De 0,5 a 12 500 cP • De 10 a 12 500 cP • De 100 a 12 500 cP 	
Rango de viscosidad de operación	Rango de viscosidad de operación	
Repetibilidad	±0,5% de la lectura	

Fuente: Empresa D. Viscosímetro *in-line* D1.

En la **Tabla 10**, según la empresa D en el manual de operación del viscosímetro D1, se establecen diferentes especificaciones con su respectivo valor para la medición de densidad en el viscosímetro.

Tabla 10. Especificaciones de medición de densidad.

Especificaciones	Rangos	
	Rango de calibración	Precisión
Precisión	±0,0624 lpc	±0,001 g/cc (0,0624 lpc)
Rango de densidad de operación	De 0 a 187,284 lpc	De 0 a 3 g/cc (0 – 187,284 lpc)
Rango de calibración	37,457 a 78,034 lpc	De 0,6 a 1,25 g/cc (37,457 – 78,035 lpc)
Repetibilidad	±0,00624 lpc	±0,0001 g/cc (0,00624 lpc)

Tabla 10. (Continuación)

Efecto de la temperatura de proceso (corregido)	$\pm 0,00624$ lpc por $^{\circ}\text{C}$	$\pm 0,0001$ g/cc por $^{\circ}\text{C}$ ($0,00624$ lpc por $^{\circ}\text{C}$)
Efecto de la presión de proceso (corregido)	Ninguno	

Fuente: Empresa D. Viscosímetro *in-line* D1.

En la **Tabla 11**, según la empresa D, se mencionan las especificaciones a tener en cuenta para la medición de temperatura en el viscosímetro D1.

Tabla 11. Especificaciones de medición de temperatura.

Especificaciones	Rangos	
Rango de temperatura de operación – de vástago corto	De -50 $^{\circ}\text{C}$ a $+200$ $^{\circ}\text{C}$	De -58 $^{\circ}\text{F}$ a $+392$ $^{\circ}\text{F}$
Rango de temperatura de operación – vástago largo	De -40 $^{\circ}\text{C}$ a $+150$ $^{\circ}\text{C}$	De -40 $^{\circ}\text{F}$ a $+302$ $^{\circ}\text{F}$
Medición de temperatura integrada	Tecnología: RTD de 100 Ω Precisión: Clase BS1904, DIN 43760 Clase B	

Fuente: Empresa D. Viscosímetro *in-line* D1.

Según el manual de operación del viscosímetro D1 de la empresa D, se debe tener en cuenta unos valores para la medición de la presión, los cuales se establecen en la **Tabla 12**.

Tabla 12. Especificaciones de medición de presión.

Especificación	Rangos	
Presión máxima de operación – vástago corto ⁵⁸	207 bar	3000 psi
Presión máxima de operación – vástago largo	100 bar	1450 psi
Presión de prueba	Probado a 1,5 veces la presión de operación máxima	

Fuente: Empresa D. Viscosímetro *in-line* D1.

⁵⁸ Para medidores de vástago corto con una conexión de asiento cónico, la presión de operación máxima es de 100 bar (1450 psi).

Para la operación del transmisor, la empresa D estableció unas especificaciones según la aplicación, la versión del mismo y los canales de salida, como se observa en la **Tabla 13**.

Tabla 13. Especificaciones del transmisor.

Aplicación típica	Versión del transmisor	Canales de salida		
		A	B	C
Medición de aplicación general.	Analógico	4-20 mA + HART (pasivo)	4-20 mA (pasivo)	Modbus/RS-485
Conexión de SCD/PLC.	Procesador para transmisores 2700 FOUNDATION fieldbus de montaje remoto	Inhabilitado	Inhabilitado	Modbus/RS-485
Medición de aplicación general con el interruptor de salida. Conexión de SCD/PLC.	Discreto	4-20 mA + HART (pasivo)	Salida discreta	Modbus/RS-485

Fuente: Empresa D. Viscosímetro *in-line* D1.

Según lo establece el manual técnico de la empresa D⁵⁹, el transmisor cuenta con una pantalla de LCD de segmentos, dos líneas, las cuales se puede girar en incrementos de 90° para una fácil visualización, además, cuenta con un lente de vidrio y controles mediante interruptores ópticos para su configuración y visualización en áreas específicas; por último, el LED de tres colores permite indicar el estado del medidor y alertas.

Entre las funciones principales del transmisor se encuentran:

- Ver las variables de proceso.
- Ver y reconocer las alertas.
- Configurar las salidas de mA y RS-485.

⁵⁹ Empresa D. Viscosímetro *in-line* D1.

- Compatible con la verificación de densidad conocida (KDV).
- Admite varios idiomas.

3.2.6 Viscosímetro E1. Las especificaciones técnicas del viscosímetro *in-line* E1 se presentan a continuación en la **Tabla 14**:

Tabla 14. Especificaciones viscosímetro E1.

Generalidades	Parámetros	Descripción
Viscosidad	Rango de medición	1 cP a 50.000 cP
	Exactitud típica	1%
	Repetibilidad típica	0.5%
Condiciones	Rango de temperatura de muestra	-5 °C (23°F) a +200 °C (392°F)
	Temperatura ambiente	-20 °C (-4°F) a +40 °C (104°F)
	Rango de presión de muestra	De 0 a 25 bar (De 0 a 362,59 psi)
Alojamiento	Material	Acero inoxidable No. 1,4462, aluminio anodizado
	Dimensiones (LxWxH)	420 mm x 200 mm x 180 mm
	Peso	Aproximadamente 12 kg
	Tipo de brida	Juego de bridas AP incl. acoplamiento rápido brida DIN>80 mm; Brida ANSI>3 in Brida VARIVENT>80 mm o 3 in
Sensor	Partes húmedas	Acero inoxidable No. 1,4462, sello de SiC revestido de diamante, junta tórica Viton
	Dimensiones de instalación	min. 130 mm x min. 100 mm (L x Ø)

Tabla 14. (Continuación).

Terminal de operación	Monitor	Pantalla de 35 mm x 60 mm incl. pulsadores
		Ópticos
	Salida analógica	2 x 4 a 20 mA
	Salida digital	1 x
	Entrada digital	1 x
	Fieldbus	PROFIBUS DP, PROFINET IO, EtherNet / IP, Modbus TCP
Detalles técnicos	Fuente de alimentación	24 V DC 3,75 A
	Grado de protección	IP 65

Fuente: Empresa E. Viscosímetro *in-line* E1.

3.2.7 Viscosímetro E2. Las especificaciones técnicas del viscosímetro E2 se muestran en la **Tabla 15**:

Tabla 15. Especificaciones técnicas E2.

Generalidades	Parámetros	Descripción
Viscosidad	Rango de medición	1 cP a 50000 cP
	Exactitud típica	1%
	Repetibilidad típica	0.5%
Comunicación Analógica/Digital	Salida analógica	2 x 4 a 20 mA
	Salida digital	1 x

Tabla 15. (Continuación).

Condiciones	Rango de temperatura de proceso	-5 °C (23°F) a +195 °C (383°F)
	Temperatura ambiente	-20 °C (-4°F) a +40 °C (104°F)
	Rango de presión de proceso	De 0 a 25 bar (De 0 a 362,594 psi)
Carcasa	Material	Acero inoxidable No. 1,4462; aluminio anodizado
	Dimensiones (LxAnxAI)	400 mm x 200 mm x 240 mm
	Peso	aprox. 13 kg
	Tipo de brida	E2 Process Flange DN60 con set de soldadura (25 bar @ 200°C); E2 Process Flange DN60 con adaptador (25 bar @ 100°C, 20 bar @ 200°C); EN 1092-1/05/DN80/PN16, EN 1092-1/05/DN100/PN16; brida ANSI 3", 4" CL 150; brida VARIVENT® Tipo N (10 bar @ 135°C)
Sensor	Piezas humedecidas por la muestra	Acero inoxidable n.º 1,4542; sello SiC con revestimiento de diamante; sello circular de Viton
	Dimensiones de instalación	min. 130 mm x min. 100 mm (L x Ø)
	Instalación	En línea, by-pass, tanque
	Orientación para instalación	horizontal
	Sellado	Sellado mecánico doble con un líquido de taponación

Fuente: Empresa E. Viscosímetro *in-line* E2.

3.2.8 Viscosímetro F1. Este Viscosímetro *in-line*, según la empresa F⁶⁰, se caracteriza principalmente por operar a presiones por encima de 200 barg (2900,75 psi), en un rango de temperaturas de 5 a 80 °C (de 41 a 176°F) y el rango de viscosidades oscila de 1 a 1000 cP, está construido con materiales de acero inoxidable 316L, Hastelloy, entre otros. Además, cuenta con un panel de control o un control remoto.

⁶⁰ Empresa F. Viscosímetro *in-line* F1.

Los factores más importantes de diseño de acuerdo con la publicación técnica de SPE⁶¹, para este viscosímetro son: el número de Reynolds, tasa de cizallamiento (Shear rate), caída de presión y sensibilidad de cizallamiento del polímero.

- Número de Reynolds: Por encima del valor de 3000, el flujo se vuelve turbulento por lo que se deben considerar nuevos factores como el efecto de reducción por arrastre por la presencia del polímero.
- Tasa de cizallamiento: No debería ser difícil ver la diferencia de viscosidad entre fluidos de diferentes concentraciones.
- Caída de presión: La caída de presión en un tubo calibrado debe ser lo suficientemente alto para grabar las variaciones de viscosidad del flujo del fluido en el tubo.
- Sensibilidad de cizallamiento del polímero: Se debe tener un máximo esfuerzo cortante en un tubo calibrado para no degradar la solución de poliacrilamida.

Las condiciones de operación y el diseño del viscosímetro F se encuentra en la **Tabla 16**:

Tabla 16. Parámetros de diseño para el viscosímetro *in-line*.

Parámetros	Valor
Tasa de flujo	20 litros por hora
Diámetro interno del tubo	10,22 milímetros
Largo total del tubo	22 metros

Fuente: BONNIER, J, et al. Inline Viscosity Monitoring of Polymer Solutions Injected in Chemical Enhanced Oil Recovery Processes. Kuala Lumpur, Malaysia. 2013. p. 5.

3.3 COMPARACIÓN DE LOS VISCOSÍMETROS *IN-LINE*

La selección de cada viscosímetro depende de las condiciones del campo en el cual se lleve a cabo la inyección y el fluido a monitorear, los viscosímetros A1, B1 y D1 se pueden emplear para procesos de diferentes industrias, el viscosímetro A2 tiene aplicabilidad en la industria de polímeros y por otro lado, los viscosímetros C1, E1, E2 y F1 se han implementado en la industria del petróleo como combustibles.

En la **Tabla 17**, se especifican los parámetros de operación más importantes de los viscosímetros *in-line* al momento de seleccionar alguno de ellos.

⁶¹ BONNIER, J, et al. Op, Cit., p. 5.

Tabla 17. Rangos operacionales de los viscosímetros *in-line*.

Viscosímetro <i>in-line</i>	A1	A2	B1	C1	D1	E1	E2	F1
Parámetro								
Viscosidad (cP)	0,1 – 1000000	1 – 10000000	0 - 10 ⁹	0 – 50	0,5 – 12500	1 – 50000	1 – 50000	1 – 1000
Temperatura (°F)	32 – 390	32 – 662	-58 - 302	32 – 392	-58– 392	23 - 392	23 - 383	41 – 176
Presión (psi)	0 – 870	0 – 5076,32	0 – 10000	0 – 580,15	1450 - 3000	0 - 362,59	0 - 362,59	>2900,75
Densidad	0,6 – 1,6 g/cc	-	-	0,75 – 1,1 g/cc	0 – 3 g/cc	-	-	-
	37,457 – 99,885 lpc	-	-	46,821 – 68,671 lpc	0 – 187,284 lpc	-	-	-

Fuente: Elaboración propia. Mediante el uso de manuales técnicos de los viscosímetros.

A continuación, en la **Tabla 18** se resume la información más relevante de los ocho viscosímetros, ilustrando algunas ventajas en verde y desventajas en rojo de cada uno de ellos.

Tabla 18. Tabla comparativa viscosímetros *in-line*.

Parámetro Viscosímetro	Principio Físico	Instalación y Montaje
E1	Presión dinámica	Directamente en un punto de la tubería o tanque
E2	Presión dinámica	Directamente en un punto de la tubería o tanque
C1	Péndulo de Torsión	Directamente en un punto de la tubería
D1	Horquilla vibrante	Directamente en un punto de la tubería, sistemas de derivación y tanques
A2	Vibrante	Se instala en la tubería, requiere recortes de tubería para su instalación
B1	Vibrante	Directamente en un punto de la tubería o tanque y funciona en cualquier orientación
F1	Caída de Presión	By-pass de la línea principal
A1	Vibrante	Directamente en un punto de la tubería o tanque y funciona en cualquier orientación

Tabla 18. (Continuación)

Parámetro Viscosímetro	Calibración	Exactitud
E1	No se especifica	± 1% de la lectura
E2	No se especifica	± 1% de la lectura
C1	No se especifica	± 2% instantáneo (0,5 cP)
D1	Se requieren 12 puntos de calibración a diferentes viscosidades	No se especifica
A2	No se especifica	No se especifica
B1	No requiere calibración in-situ	± 1% de la lectura (0,1 cP)
F1	Alta calibración para detectar adecuadamente las caídas de presión	No se especifica
A1	Tiene la opción de una tabla de calibración de viscosidad con función de llenado manual o asistido	± 0.5% de la lectura

Tabla 18. (Continuación)

Parámetro Viscosímetro	Fluidos	Conexiones
E1	Lubricantes, mezcla de asfalto con polímero, adhesivos de almidón, hidrocarburos, entre otros	Cable de hasta 250 m y salidas analógicas 2 x 4-20 mA y digitales de 1 x
E2	Fluidos petroquímicos, lubricantes, suspensiones, detergentes, adhesivos de almidón, restos de cerámica.	Cable de hasta 250 m y salidas analógicas 2 x 4-20 mA y digitales de 1 x
C1	Aceite combustible o fluidos no newtonianos	Cable de 5 metros de longitud y salidas analógicas 4-20 mA
D1	Fluidos industriales	Canales de salida de 4-20 mA, modbus/RS-485 y discreta
A2	Plásticos, polímeros o elastómeros	Salidas analógicas y digitales de 4-20 mA
B1	Fluidos industriales	Cable de hasta 1000 m y salidas analógicas 4-20 mA
F1	Fluidos industriales	Panel de control
A1	Fluidos industriales	Cable de 3 metros de longitud y salidas analógicas programables 4-20 mA

Tabla 18. (Continuación)

Parámetro Viscosímetro	Variables medidas	Comentarios
E1	Viscosidad	No se ve afectado por las caídas de presión
E2	Viscosidad	No se ve afectado por las caídas de presión y cuenta con certificados ATEX, IECEX y Aprobación FM Clase I, División 1 para EEUU y Canadá para ser empleado en áreas peligrosas.
C1	Viscosidad, temperatura y densidad	Software de visualización y almacenamiento de datos ViscoLink para PC
D1	Viscosidad, temperatura, densidad y caudal	Puede realizar mediciones en condiciones agresivas
A2	Viscosidad	Empleado principalmente en procesos de extrusión de polímeros
B1	Viscosidad y temperatura	Se puede utilizar en ambientes ruidosos, higiénicos, agresivos, peligrosos y extremos
F1	Viscosidad	Requiere mayor área para su instalación
A1	Viscosidad, temperatura y densidad	Ofrece gráficos de barras y su mantenimiento es mínimo

Fuente: Elaboración propia. Información tomada de los manuales técnicos de los viscosímetros *in-line*.

De acuerdo a la **Tabla 18** se llegó al siguiente análisis:

- El tamaño del viscosímetro F1 es una limitación debido a que sus componentes son de mayor dimensión respecto a los demás viscosímetros *in-line*. Por lo tanto, si no se cuenta con el área suficiente en el piloto, no se podrán instalar todos los elementos del equipo, debido a que se posiciona en una línea *by-pass* de la tubería principal.
- Los viscosímetros A1 y B1 tienen la ventaja de acoplarse directamente al proceso sin importar la posición, es decir, estos pueden ser instalados en diferentes montajes, ya sea en codos, bridas, tanques, entre otros.
- El viscosímetro A2 presenta una desventaja respecto a los demás viscosímetros, ya que tiene un diseño que requiere hacer recortes de tubería para integrarlo al proceso.
- El viscosímetro F1 requiere una calibración muy alta debido a que detecta la caída de presión que se da en la tubería, para así registrar las variaciones de viscosidad del fluido.
- Una ventaja del viscosímetro B1 es que debido a sus condiciones de diseño puede emplearse en ambientes ruidosos, agresivos, peligrosos, higiénicos, extremos, incluso de altas y bajas temperaturas, ya que cuenta con una certificación de seguridad para operar bajo estas condiciones.
- El viscosímetro E1 tiene la ventaja de entregar resultados estables ya que no se ve afectado por las caídas de presión, a su vez, las lecturas proporcionadas por el dispositivo pueden ser leídas directamente en el instrumento o en una unidad evaluadora instalada a una distancia de 250 metros.
- El viscosímetro D1 cuenta con una mayor precisión cuando este se calibra para trabajar a viscosidades menores a 10 cP.
- Los viscosímetros C1, D1 y F1 únicamente se pueden emplear para monitorear la solución final después de pasar por la etapa de dilución debido a que su rango de operación para la viscosidad no alcanza el valor requerido para la solución madre del proceso de Inyección de polímero.
- El Viscosímetro C1 es el viscosímetro más limitado para el monitoreo de viscosidad debido a que opera hasta 50 cP.
- La Temperatura no es criterio de selección de los viscosímetros *in-line* debido a que, al ser instalado en superficie, no se manejan temperaturas elevadas sino cercanas a la temperatura ambiente.
- Dependiendo de las condiciones del pozo inyector, el caudal y la presión requerida para inyectar, se debe seleccionar el viscosímetro enfocándose en el rango de operación de presión que rige cada uno de ellos para garantizar su correcto funcionamiento.

- Dependiendo de los requerimientos de la empresa operadora y las variables a monitorear, como es el caso de densidad, únicamente se podría seleccionar el viscosímetro A1, el C1 o el D1, ya que son los que ofrecen la opción de lecturas de dicha propiedad.

4. ANÁLISIS DE LOS VISCOSÍMETROS PARA SU IMPLEMENTACIÓN EN LOS CINCO PILOTOS DE INYECCIÓN DE POLÍMERO

Para que un proceso de inyección de polímero sea exitoso es necesario garantizar la integridad de la solución polimérica a condiciones de superficie, para esto se debe monitorear la viscosidad de la solución y analizar posibles pérdidas de viscosidad durante su paso por las facilidades de superficie.

Para que la solución polimérica pueda ser inyectada, debe pasar por tres etapas que son: etapa de preparación, etapa de dilución y finalmente, la etapa de inyección.

4.1 INFORMACIÓN PILOTOS DE INYECCIÓN DE POLÍMERO

Los cinco pilotos de inyección de polímero a evaluar se rigen bajo las etapas de preparación, dilución e inyección; además, cuentan con diferentes instrumentos para el control del proceso, como válvulas reguladoras de flujo, de presión, controladores de nivel, entre otros.

Para la selección de un viscosímetro *in-line* adecuado, es necesario tener conocimiento de las variables operacionales que maneja cada piloto de inyección de polímero, ya que si no se identifican adecuadamente podrían afectar la integridad de la solución polimérica. En la **Tabla 19**, se detallan las condiciones operacionales y la calidad de agua empleada para su preparación y dilución.

Tabla 19. Condiciones operacionales de los pilotos de inyección de polímero.

Piloto	Agua de preparación	Cloruros (mg/l)	Hierro	Grasas y aceites	Viscosidad solución final (cP)	Presión de superficie (psi)	Caudal inyectado (BPD)
1	Fresca	< 50	No tiene	No tiene	20	2800 - 3100	1000 - 2000
2	Fresca	< 50	No tiene	No tiene	11	1600 - 2200	300 - 700
3	Producción / fresca	4500 / < 100	Tiene	Tiene	3,3	1800 - 2200	1500 - 3000
4	Producción	2000	Tiene	Tiene	30	0 - 150	5000 - 6500
5	Fresca	< 50	No tiene	No tiene	25 - 40	1600 - 1800	600 - 1000

Fuente: Elaboración propia. Información suministrada por Ecopetrol S.A.

Los parámetros mencionados en cada piloto se establecieron de acuerdo a los requerimientos de Ecopetrol S.A y a las condiciones del campo y de los pozos inyectoros. Según el piloto a analizar, se debe seleccionar el viscosímetro que más se adapte a los parámetros operacionales con el fin de tener un alto grado de certeza sobre las lecturas proporcionadas por el equipo.

4.2 VARIABLES QUE AFECTAN LA INTEGRIDAD DEL POLÍMERO

La calidad del agua es un parámetro fundamental para garantizar la integridad del polímero y la viscosidad requerida en la solución final para su posterior inyección.

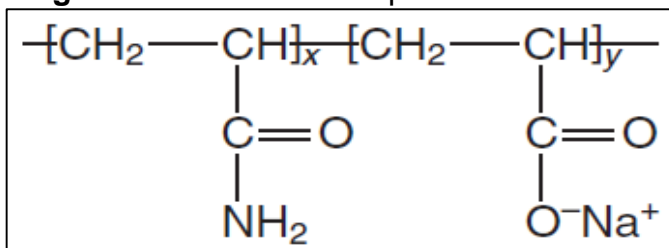
De acuerdo con la Metodología para el diseño, ejecución, monitoreo y evaluación de procesos de recobro químico mediante la inyección de polímero realizada por el Instituto Colombiano de Petróleo⁶², el agua de preparación y dilución no debe tener altos contenidos de impurezas que puedan afectar la calidad de la solución polimérica.

A continuación, se especifican los rangos recomendados por NACE⁶³ para que la solución polimérica se mantenga a las condiciones de diseño:

- Grasas y Aceites < 5 ppm
- Cloruros < 50 ppm
- Turbidez < 2 NTU
- Hierro < 1 ppm
- Oxígeno < 20 ppb
- H₂S, Ca²⁺ y Mg²⁺ = 0 ppm

Los polímeros más empleados para aplicaciones de campo son los polisacáridos y las poliacrilamidas, según Ecopetrol⁶⁴, el más empleado para recobro mejorado es la poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM), debido a que este polímero genera mayores viscosidades que los polisacáridos. La poliacrilamida es sometida a hidrólisis convirtiendo algunos grupos amida (CONH₂) a otros grupos carboxilo (COO⁻), esto ayuda a que se reduzca la adsorción sobre la superficie de minerales a través de la reacción con hidróxido de Sodio, hidróxido de potasio o carbonato de sodio. La estructura del HPAM se muestra en la **Figura 34**:

Figura 34. Estructura simplificada del HPAM.



Fuente: SHENG, JAMES. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Theory and Practice. Elsevier Inc. 2011. p. 102.

⁶² *Ibíd.*, p. 45.

⁶³ NACE. "Introduction to Oilfield Water Technology". 2da Edición. 1979.

⁶⁴R. Jiménez, *et al.* "Análisis comparativo de procesos de inyección de polímeros ejecutados en Colombia". Colombia. 2017. p. 2.

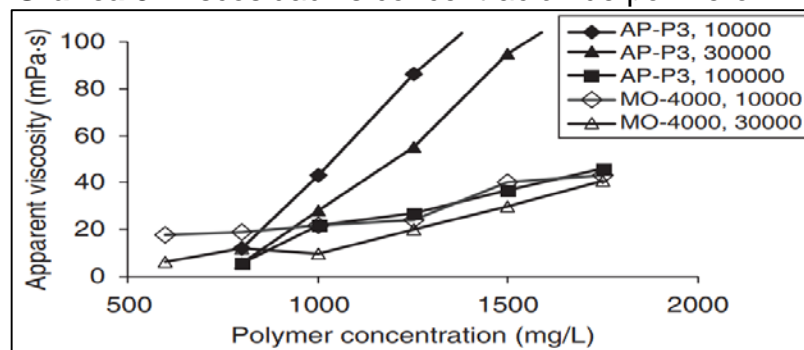
4.2.1 Efecto de la salinidad. De acuerdo con Sheng⁶⁵, un polímero como el HPAM mezclado en agua fresca la estructura de su cadena es estirada generando una alta viscosidad, esto debido a la repulsión de cargas del grupo carboxílico. Sin embargo, al mezclar este polímero en agua salada las cadenas flexibles del HPAM son comprimidas resultando en una menor viscosidad, ya que las cargas son neutralizadas.

Este fenómeno se puede observar cuando se le añade una sal monovalente como lo es el NaCl. El ion Na^+ se disipa en el polímero disuelto en agua rodeando el grupo carboxilo, lo que reduce la repulsión de este grupo además del volumen hidrodinámico y por lo tanto se disminuye la viscosidad de la solución. En la industria las mediciones de salinidad se dan en partes por millón (ppm) de cloruros.

Según Sheng⁶⁶, la hidrólisis en poliacrilamida introduce cargas negativas en la cadena polimérica, lo que tiene un efecto en las propiedades reológicas de la solución cuando esta es mezclada con agua salada o fresca. Con base a esto, el polímero usado para la inyección se escoge de acuerdo a los requerimientos del piloto, ya sea la poliacrilamida parcialmente hidrolizada o la poliacrilamida. Sin embargo, es necesario preparar la solución polimérica con la salinidad de agua adecuada con el fin de no disminuir su viscosidad y así no requerir mayor concentración de polímero.

En la **Gráfica 3** se muestran diferentes salinidades en ppm de 10000, 30000 y 100000 de dos polímeros y se puede ver como salinidad afecta la concentración de polímero necesaria para llegar a cierta viscosidad aparente. Como se observa en la gráfica, a mayor salinidad del agua empleada en la preparación de la solución, mayor concentración de polímero se requiere para llegar a una viscosidad deseada y así mismo se incrementan los costos. No obstante, la viscosidad aparente a la que se llega depende del polímero empleado.

Gráfica 3. Viscosidad vs concentración de polímero.



Fuente: SHENG, JAMES. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Theory and Practice. Elsevier Inc. 2011. p. 112.

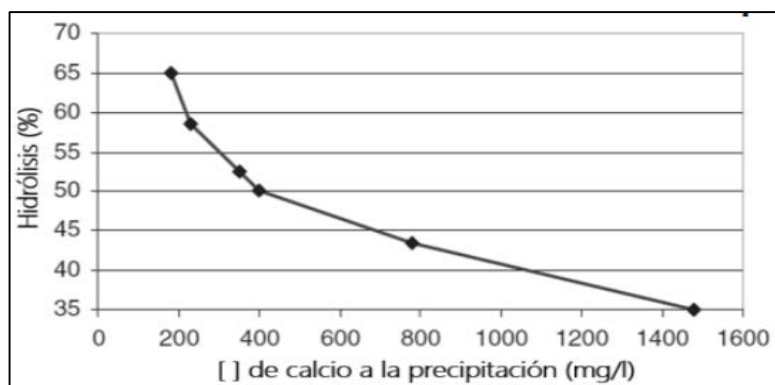
⁶⁵ SHENG, James. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Theory and Practice. Elsevier Inc. 2011. p. 103.

⁶⁶ *Ibid.*, p. 103.

4.2.2 Efecto de la presencia de Ca^{2+} y Mg^{2+} . La degradación de la solución polimérica o pérdida de su viscosidad se da gracias a la presencia de cationes como el Ca^{2+} y Mg^{2+} , ya que estos neutralizan las cargas negativas existentes en las cadenas del polímero, generando así una contracción molecular.

Según Ariza, et al⁶⁷, el polímero en presencia de agua fresca, los radicales libres (-COO) proporcionan viscosidad en las cadenas poliméricas debido a la repulsión entre sus cargas negativas y el estiramiento de sus monómeros. Si el agua presenta sales divalentes como CaCl_2 o MgCl_2 , el efecto que genera depende del tiempo de hidrólisis. Como se muestra en la **Gráfica 4** si la hidrólisis inicial es mayor, la precipitación va a ocurrir más rápido en presencia de agua salada, sin embargo, el calcio presenta un efecto mayor en la reducción de la viscosidad que los demás cationes como Mg, Ba, Sr, entre otros.

Gráfica 4. Efecto de la viscosidad Vs. concentración de Calcio.



Fuente: ACIPET. Efecto de la salinidad, dureza e intercambio iónico en procesos de inyección de polímeros. Colombia. 2017.

Conforme a Sheng⁶⁸, la viscosidad para una solución de PAM incrementa cuando se agrega NaCl y esta incrementa aún más cuando se le agrega CaCl_2 , pero para una solución de HPAM la viscosidad disminuye cuando una sal como NaCl es agregada y cuando una sal divalente como CaCl_2 , MgCl_2 o BaCl_2 se agrega en la solución el efecto es complejo, ya que, a baja hidrólisis, la viscosidad de la solución aumenta después de alcanzar el mínimo y a una alta hidrólisis la viscosidad decrece hasta que ocurre la precipitación.

4.2.3 Efecto del pH. Según Sheng⁶⁹, el pH afecta la hidrólisis lo que puede generar un cambio en la viscosidad del HPAM. Al incrementar la tasa de corte del polímero

⁶⁷ A I, Ariza UIS. S, Muñoz UIS. M, Espinosa UIS. Efecto de la salinidad, dureza e intercambio iónico en procesos de inyección de polímeros. Colombia. 2017.

⁶⁸ *Ibid.*, p. 130.

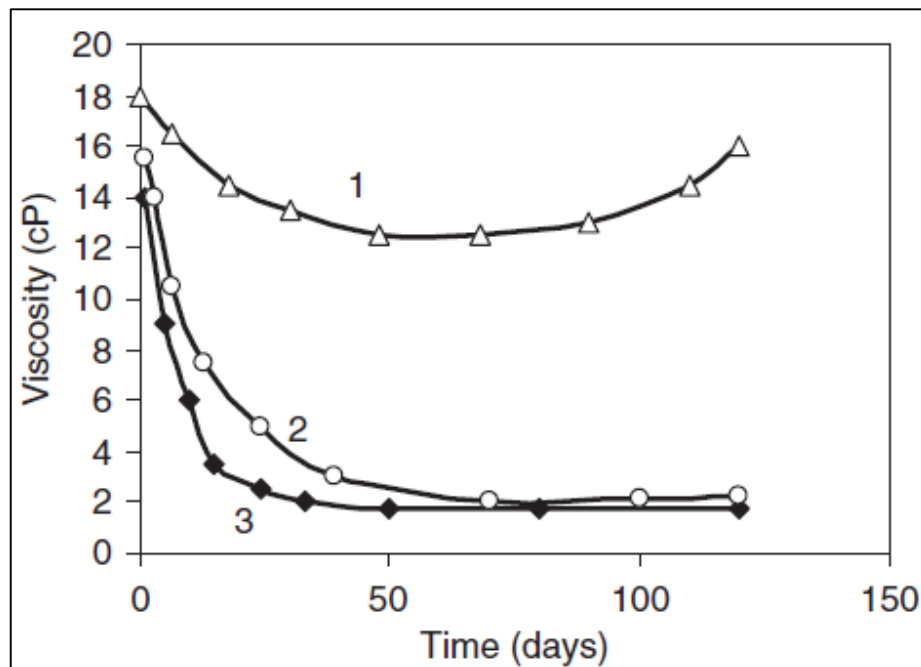
⁶⁹ *Ibid.*, p. 133.

decrece significativamente su viscosidad al disminuir el pH. Por lo tanto, es necesario que su valor este entre 7,5 a 9,5 con el fin de mantener el polímero con la viscosidad requerida para su inyección.

4.2.4 Efecto de la presencia de oxígeno y Hierro. De acuerdo a Sheng⁷⁰, la presencia de hierro y oxígeno puede generar rompimiento de las moléculas del polímero, además pueden degradarlo químicamente y así disminuir su estabilidad. La estabilidad química del polímero es controlada por reacciones de oxidación-reducción y de hidrolisis.

La presencia de oxígeno deja una degradación oxidativa del polímero, sin embargo, el efecto del oxígeno disuelto no es representativo a una baja temperatura en la solución de HPAM y por lo tanto puede estar estable por más tiempo. Cuando la temperatura incrementa, la viscosidad de la solución polimérica disminuye con el tiempo, en la **Gráfica 5** se puede observar como la degradación del polímero HPAM aumenta con el tiempo y de la misma forma su viscosidad disminuye dependiendo del nivel de oxígeno, la curva uno tiene bajo nivel oxígeno, la dos tiene aire y la tres tiene oxígeno, todas a 90°C.

Gráfica 5. Efecto del oxígeno en la viscosidad de un HPAM.



Fuente: SHENG, JAMES. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Theory and Practice. Elsevier Inc. 2011. p. 136.

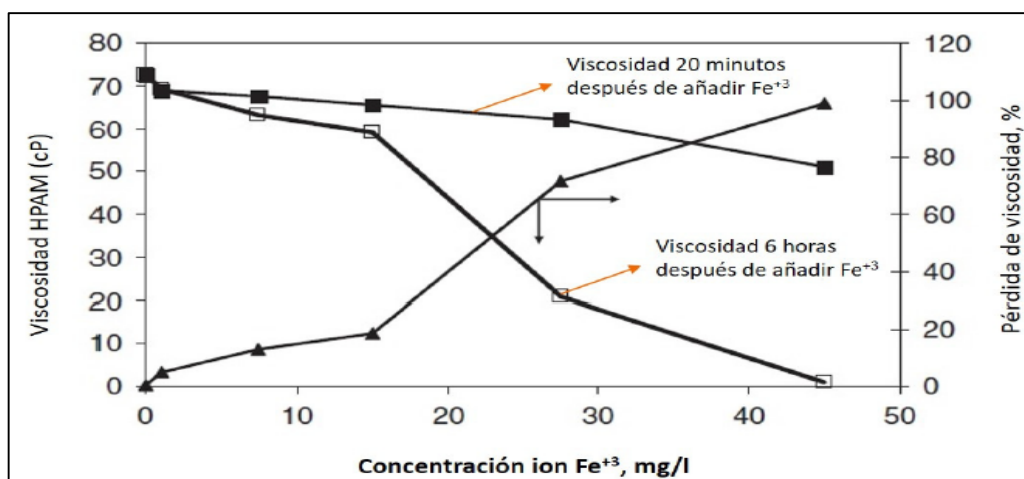
⁷⁰ Ibid., p. 135.

De acuerdo con los estudios de Yang y Treiber⁷¹, la cantidad de oxígeno presente en la solución debe ser minimizada al usar absorbentes de oxígeno, también con algo de metanol o tio-urea para proteger el polímero de degradación química por este elemento.

El ion férrico (Fe^{3+}) en una solución polimérica cuando tiene alta concentración, de acuerdo a Sheng⁷², puede entrecruzarse con el HPAM para formar un gel insoluble y por lo tanto se pierde viscosidad en la solución. Sin embargo, la viscosidad perdida por el Fe^{3+} es mayor que la causada por Fe^{3+} puro, ya que cuando Fe^{2+} se oxida a Fe^{3+} , el radical libre O_2^- se produce y este reacciona con HPAM para producir peróxido lo que genera un rompimiento en las cadenas del polímero. El radical libre O_2^- que se produce por la reacción, reacciona adicionalmente con Fe^{3+} para generar Fe^{2+} , que se oxida aún más para producir Fe^{3+} y O_2^- y esto produce una reacción en cadena. A partir de esto, la viscosidad del polímero es reducida de manera representativa. Según Luo, et al.⁷³, Fe^{2+} es el único elemento descubierto hasta el momento que puede reducir la viscosidad del polímero hasta casi la viscosidad del agua en segundos.

En la **Gráfica 6** se puede observar como a concentraciones menores de 15 mg/l de Fe^{3+} , las pérdidas de viscosidad del HPAM a corto plazo son bajas, mientras que cuando se aumenta la concentración de este ion se generan mayores pérdidas de viscosidad a medida que pasa el tiempo.

Gráfica 6. Efecto de del ion Fe^{3+} sobre la viscosidad del HPAM.



Fuente: SHENG, JAMES. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Theory and Practice. Elsevier Inc. 2011. p. 137.

⁷¹ YANG, S.H., TREIBER, L.E. "Chemical stability of polyacrylamide under simulated field conditions". Las Vegas. 1985. p. 22–26.

⁷² SHENG, JAMES. Op, Cit., p. 137.

⁷³ Luo, et al. "Polymer solution properties and displacement mechanisms". 2006. p. 1–72.

4.2.5 Efecto de la presencia de grasas y aceites. Un alto contenido de grasas y aceites presentes en el agua empleada en la preparación de la solución polimérica disminuye la viscosidad de esta, ya que evita que la mezcla se diluya completamente generando grumos indeseados en la misma.

Según el análisis comparativo de los procesos de inyección de polímeros realizado por Ecopetrol⁷⁴, la disminución de la viscosidad de la solución polimérica se da gracias a la presencia de grasas y aceites en el agua ya que el polímero actúa como un agente floculante generando la aglomeración de las grasas. De acuerdo con la Universidad de Castilla – La Mancha⁷⁵, el polímero en su papel de agente floculante va a reunir partículas en una red, las cuales forman un puente de una superficie a otra y estas enlazan las partículas individuales en aglomerados.

4.3 ANÁLISIS DE CALIDAD DE AGUA EMPLEADA EN LOS PILOTOS DE INYECCIÓN

Para seleccionar el viscosímetro adecuado en cada caso de estudio y garantizar una buena integridad del polímero, es necesario analizar el tipo de agua que se esté empleando, ya que si se dispone del agua de producción, esta puede contener impurezas que rompan las cadenas del polímero causando una viscosidad menor a la deseada, mientras que si se capta agua de un pozo cercano el cual sea de agua fresca, esta estaría bajo las condiciones recomendadas para los procesos de inyección de polímero.

La calidad del agua empleada en los pilotos de inyección se obtiene al analizar los resultados del diagnóstico de seguimiento de parámetros fisicoquímicos del agua de preparación. De acuerdo con los informes de seguimiento a la calidad de agua de los pilotos de inyección de los pilotos de Ecopetrol S.A.⁷⁶, la caracterización fisicoquímica se llevó a cabo mediante la medición de los parámetros más importantes que afectan el polímero como se demuestra en la **sección 4.2** los cuales son: hierro, pH, H₂S, O₂ y CO₂ disueltos, grasas y aceites y turbidez.

Las técnicas empleadas para el monitorio y seguimiento de la calidad de agua de preparación (Quality Control and Quality Assurance - QAQC) se realizan en laboratorio utilizando un pH metro de campo para determinar el pH, un turbidímetro para medir la turbidez, para la determinación de cloruros se realiza una titulación con AgNO₃ estandarizado por el método de Mohr, para los gases disueltos (H₂S, O₂ y CO₂), así como el hierro en solución, se emplearon métodos colorimétricos y por último, para la medición de grasas y aceites se hizo una extracción con solvente y

⁷⁴ R. Jiménez, *et al.* "Análisis comparativo de procesos de inyección de polímeros ejecutados en Colombia". Colombia. 2017. p.5

⁷⁵ UNIVERSIDAD DE CASTILLA – LA MANCHA: Especificación [en línea]. España. [Consultado: 07 de Octubre de 2018]. Disponible en: http://www3.uclm.es/profesorado/giq/contenido/dis_procesos/tema5.pdf

⁷⁶ ECOPETROL S.A.. Seguimiento a la calidad del agua del piloto de inyección. Colombia. 2018.

posterior lectura en un espectrofotómetro. Las muestras empleadas para la medición fueron recolectadas en la unidad de preparación a la salida de los filtros y todos los procedimientos están basados en instructivos de ensayo del laboratorio de Química de Producción y en la guía API RP 63⁷⁷. (Ver anexo A)

La **Tabla 20** muestra valores aproximados de los parámetros de control fisicoquímicos del agua de preparación de los cinco pilotos de inyección de polímero.

Tabla 20. Parámetros fisicoquímicos del agua de preparación de los pilotos de inyección.

Parámetro Pilotos	Fe ⁺⁺ (ppm)	Cloruros (ppm)	pH	H ₂ S (ppm)	O ₂ (ppb)	CO ₂ (ppm)	Grasas y aceites (ppm)	Turbidez (NTU)
Niveles recomendados	<1	<50	6,5- 8,5	0	<20	<10	<5	<2
1	0,1	10,01	7,73	ND*	ND	<10	ND	0,52
2	0,1	20	7,88	ND	ND	<10	ND	0,42
3	1	15,9	6,82	ND	10	18	0,7	11,8
4	3	1796	7,02	0,1	ND	16	17,63	NR**
5	ND	20,2	7,65	ND	5000	<10	ND	1,46

Fuente: Ecopetrol S.A.

*ND: no detectado

**NR: no realizado

El hierro disuelto que se encuentra en el agua de algunos pilotos se presenta en sus dos estados de oxidación como Fe²⁺ y Fe³⁺, lo que puede llevar a una reducción drástica de la viscosidad del polímero si se llega a condiciones oxidantes y alcalinas ocasionando la precipitación del hierro. Además, es posible que la pequeña cantidad de H₂S reaccione con el hierro generando sulfuros de hierro (FeS) y el oxígeno disuelto precipite como óxido de hierro. La presencia de oxígeno, CO₂, hierro y H₂S causan formación de sólidos en tubería y por lo tanto corrosión en la línea y disminución en la viscosidad de la solución polimérica.

Al agua de preparación de los cinco pilotos se les realizó el monitoreo y seguimiento de su calidad y se determinó que el agua de preparación de los pilotos 1 y 2 cuentan con los parámetros establecidos por la NACE para calidad de agua en un proceso de inyección. No se evidenció presencia de H₂S, oxígeno ni grasas y aceites y la cantidad de hierro detectada es mínima por lo que se puede garantizar que la viscosidad de la solución polimérica no se verá afectada por el agua empleada, ya que se utiliza agua fresca.

⁷⁷ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Op, Cit.

Los resultados obtenidos en el piloto 3, arrojan que el agua empleada en el proceso cumple con los parámetros de H_2S , O_2 y grasas y aceites recomendados para un agua de buena calidad. Por el contrario, los valores de turbidez y CO_2 presentes en el agua de preparación se encuentran fuera del rango permitido, esto se debe a que el agua empleada es captada de un pozo cercano al campo y esta se mezcla con agua de producción, lo que puede generar una disminución de la viscosidad de la solución final.

El piloto 4 no cuenta con los parámetros de calidad recomendados, ya que presenta valores superiores a 1 ppm de hierro, lo cual se pudo determinar mediante la prueba de filtrabilidad, al observar el cambio de color negro a color pardo oscuro después de un tiempo. Además, la cantidad de cloruros obtenida mediante la titulación fue de 1796 ppm, cantidad mayor a la recomendada de salinidad, este parámetro puede afectar gravemente la viscosidad de la solución polimérica disminuyéndola, esto se debe al agua empleada en la preparación.

El H_2S proveniente del agua de producción del piloto 4, se presenta en mínimas proporciones, esta concentración sobrepasa los límites permitidos y puede generar sulfuros de hierro afectando la calidad del agua.

La cantidad de oxígeno disuelto encontrada en el agua de preparación del piloto 4 es mínima, por lo que no se ve afectada la estabilidad química del polímero y por tanto la viscosidad de la solución se mantiene constante.

Con relación al CO_2 disuelto en el agua del piloto 3 y 4, se cuentan con valores superiores a los recomendados, esto le confiere un carácter ácido al agua lo que puede ocasionar corrosión en las tuberías y equipos.

Referente a la turbidez, grasas y aceites, los resultados arrojaron valores mayores a los de referencia, esto se debe a que el agua captada para la inyección es agua de producción y a pesar de que se cuenta con un sistema de tratamiento de agua en el campo, es posible que haya remanentes de crudo que afecten su calidad. La turbidez en el piloto 4 no tiene resultados, sin embargo, se puede concluir que el agua cuenta con niveles de turbidez debido a los altos valores de grasas y aceites, lo que impacta la viscosidad de la solución polimérica disminuyéndola.

De acuerdo a los análisis fisicoquímicos de la calidad del agua del piloto 5, se determinó que el contenido de hierro, H_2S , CO_2 , grasas y aceites y turbidez están dentro del rango establecido de acuerdo a la NACE, sin embargo se detectaron valores de 5000 ppb de oxígeno disuelto, típicos para el agua empleada en este piloto ya que a pesar de ser agua fresca es proveniente de un río cercano al campo. Por esto, se debe mantener controlado este parámetro ya que su presencia puede generar rompimiento en la cadena polimérica.

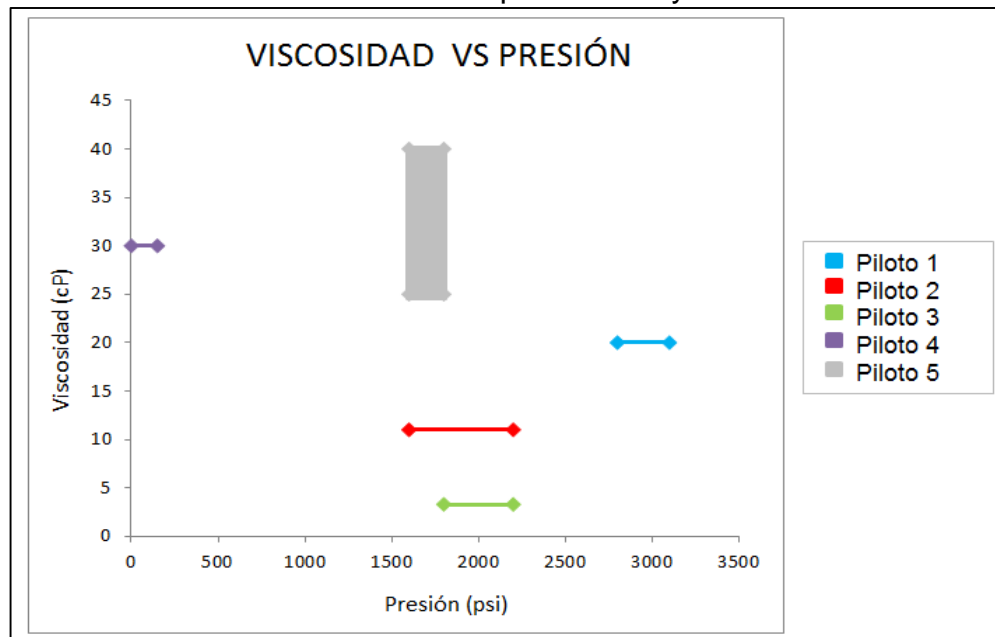
Los resultados de pH para los cinco pilotos de inyección se encuentran dentro del rango recomendado por lo que no afectan la integridad del polímero. Adicional a esto, los pilotos 1, 2, 3 y 5 emplean agua de preparación fresca, por lo que tienen valores de salinidad menor a 50 ppm, lo que significa que este parámetro no tendrá un efecto en la viscosidad de la solución polimérica.

4.4 ANÁLISIS TÉCNICO DE LAS CONDICIONES OPERACIONALES DE LOS VISCOSÍMETROS *IN-LINE* Y LOS PILOTOS DE INYECCIÓN

Para determinar el viscosímetro adecuado para cada piloto de inyección, es necesario comparar las condiciones del campo con los rangos de operación que garantizan un óptimo funcionamiento de los viscosímetros *in-line*.

Las variables más importantes que se deben tener en cuenta al momento de analizar un proceso de inyección de polímero en superficie son viscosidad y presión, debido a que son las variables más propensas a cambio para generar un proceso más eficiente; en la **Gráfica 7** se observan los rangos de presión de inyección con respecto a la viscosidad de la solución polimérica diluida para los cinco pilotos de estudio.

Gráfica 7. Presión Vs. viscosidad pilotos de inyección.



Fuente: Elaboración propia.

Con respecto a la **Gráfica 7**, se determina que el piloto 5 es el que opera con rangos más altos de viscosidad durante su proceso de inyección de polímeros, mientras que el piloto 3 opera con una viscosidad inferior a los demás pilotos, además, se observa que el piloto 1 maneja las presiones de inyección más altas.

Con el fin de monitorear los parámetros de viscosidad de la solución polimérica diluida y la presión de inyección, es necesario identificar los rangos bajo los cuales operan los viscosímetros *in-line*. En la **Tabla 21** se detallan los valores máximos de operación de los siete viscosímetros seleccionados.

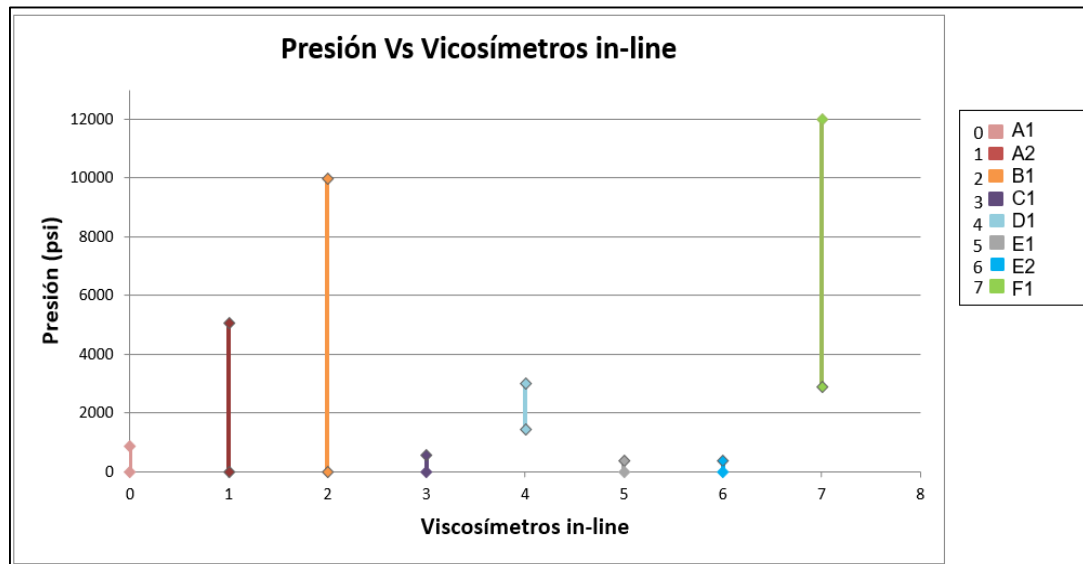
Tabla 21. Condiciones operacionales de los viscosímetros *in-line*.

	Presión (psi)	Viscosidad (cP)
A1	870	1000000
A2	5076,32	10000000
B1	10000	1000000000
C1	580,151	50
D1	1450 - 3000	12500
E1	362,594	50000
E2	362,594	50000
F1	>2900,75	1000

Fuente: Elaboración propia. Mediante el uso de manuales técnicos de los viscosímetros.

En la **Gráfica 8** se visualiza los rangos operacionales de presión permitidos para cada viscosímetro *in-line* y en la **Gráfica 9** se tienen en cuenta los rangos de viscosidad de cada uno de ellos; con esta información, se seleccionará que viscosímetro aplica para cada piloto dependiendo de su presión de inyección.

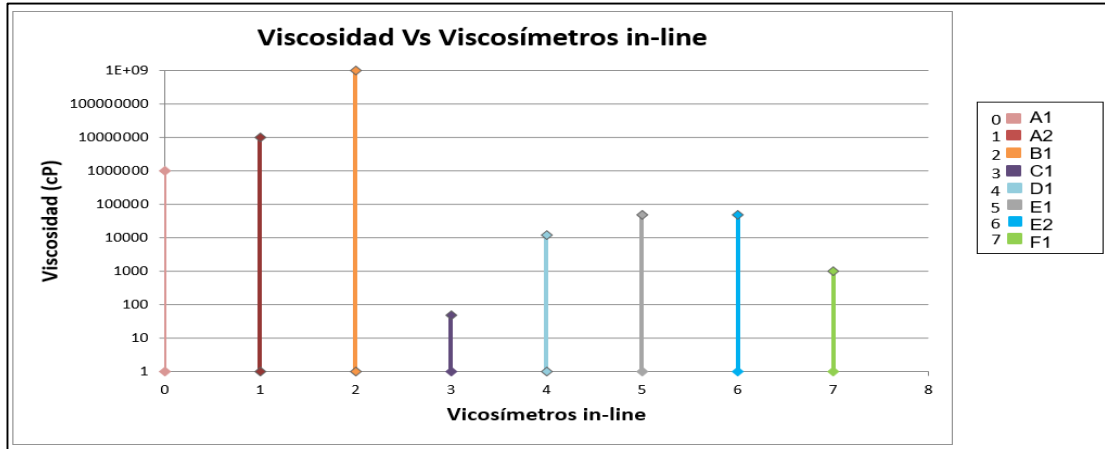
Gráfica 8. Presión Vs. viscosímetros *in-line*.



Fuente: Elaboración propia. Mediante el uso de manuales técnicos de los viscosímetros.

En la **Gráfica 9**, se puede percibir que los viscosímetros E1, el C1 y A1 son los que toleran menor rango de Presión y no todos se ajustan a las condiciones de los 5 pilotos de inyección de polímeros, mientras que el viscosímetro B1 permite adaptarse a los pilotos por manejar un valor de presión alto.

Gráfica 9. Viscosidad Vs. viscosímetros *in-line*.

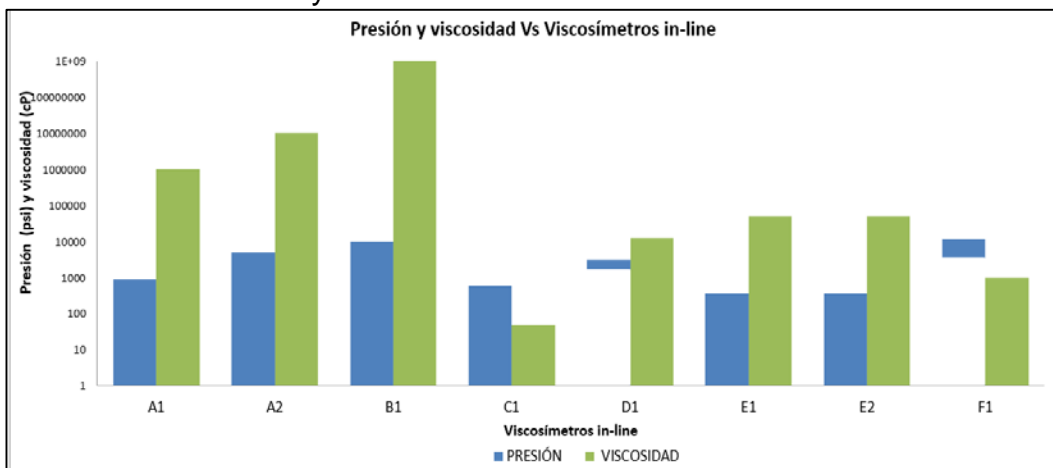


Fuente: Elaboración propia. Mediante el uso de manuales técnicos de los viscosímetros.

Con base a la **Gráfica 9** se puede determinar que los viscosímetros que presentan un rango más limitado de viscosidad es el viscosímetro C1, pero al momento de monitorear la solución polimérica final, es decir, la solución diluida, este se ajusta a todos los pilotos debido a que la viscosidad para los cinco pilotos no supera los 40 cP.

En la **Gráfica 10** se puede visualizar detalladamente la distribución de los viscosímetros según sus rangos de viscosidad y presión permitidos. Esta distribución fue realizada con los datos mostrados en la **Tabla 21**.

Gráfica 10. Presión y viscosidad Vs. viscosímetros *in-line*.



Fuente: Elaboración propia. Mediante el uso de manuales técnicos de los viscosímetros.

Con la gráfica anterior, se determina que la viscosidad no es un criterio de selección al momento de monitorear la solución polimérica final de los cinco pilotos estudiados, ya que todos se ajustan a la viscosidad de operación de cada piloto; mientras que la presión si lo es, ya que los rangos operaciones varían, es decir, se puede observar que el viscosímetro F1 se aplica únicamente para procesos de alta presión debido a su principio de operación; y a su vez, se observa que el viscosímetro D1 tiene un rango de presión muy limitado en comparación a los demás viscosímetros *in-line*.

Al comparar las condiciones operacionales de cada piloto de inyección de polímero con los rangos operacionales de los viscosímetros *in-line*, como se observa en la **Tabla 22**, se seleccionaron los equipos que se recomiendan instalar en cada piloto sin afectar las lecturas proporcionadas por los mismos y generar confiabilidad en el proceso.

Tabla 22. Viscosímetros recomendados para los pilotos de Inyección polímero.

Viscosímetro <i>in-line</i>	Piloto					Total
	1	2	3	4	5	
E1				✓		1
E2				✓		1
C1				✓		1
A1				✓		1
D1		✓	✓	✓	✓	4
A2	✓	✓	✓	✓	✓	5
B2	✓	✓	✓	✓	✓	5
F1	✓					1

Fuente: Elaboración propia

Teniendo en cuenta el análisis técnico realizado a los viscosímetros *in-line*, el cual arrojó los resultados observados en la **Tabla 22**, se determina que los viscosímetros

A2 y B1 son los que ajustan a los rangos operacionales de los cinco pilotos de inyección de polímeros de Ecopetrol S.A, mientras que los viscosímetros E1, E2, C1 y A1 únicamente se ajustan al piloto 4, por esto, la mejor opción es emplear el viscosímetro E2 sobre el viscosímetro E1, debido a que es intrínsecamente seguro lo que quiere decir que su diseño permite su aplicación en zonas peligrosas, previniendo chispas y generando un proceso más confiable.

Adicional al análisis técnico, se debe tener en cuenta el análisis financiero al momento de seleccionar el viscosímetro a emplear, ya que el objetivo de la industria es obtener beneficios al menor costo seguro, sin embargo, esto va ligado a los rangos operacionales de cada piloto de inyección de polímeros.

5. ANÁLISIS FINANCIERO DEL USO DE LOS VISCOSÍMETROS *IN-LINE* TÉCNICAMENTE FACTIBLES

En las secciones anteriores se describieron diferentes viscosímetros *in-line* empleados en la medición de la viscosidad de fluidos No-Newtonianos, se analizaron los principios físicos, limitaciones, rangos de operación, ventajas y desventajas a las que funcionan cada uno de los viscosímetros y posteriormente se evaluaron técnicamente dichos viscosímetros *in-line* con base a los rangos operacionales de pilotos de inyección de polímero ejecutados en Colombia.

Debido a los resultados obtenidos, el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) de ECOPETROL S.A. realizó un sondeo de mercado oficial, dirigido a identificar ofertas técnico/económicas para participar en un futuro y eventual proceso de “COMPRA DE MEDIDOR DE VISCOSIDAD EN LÍNEA DE SOLUCIONES POLIMÉRICAS PARA PROYECTOS POLYMER FLOODING EJECUTADOS EN CAMPOS DE ECOPETROL S.A.”

La información solicitada fue la siguiente:

- Nombre de la empresa y representante en Colombia (Si aplica).
- Referencia del(os) viscosímetro(s) en línea propuestos para medición en línea de soluciones poliméricas.
- Hoja de especificaciones técnica del(os) viscosímetro(s) en línea (manual técnico) resaltando principio de operación, si son intrínsecamente seguros o no, precisión y exactitud de la herramienta.
- Accesorios y equipos requeridos para la instalación en facilidades de inyección en campo, señalando la derivación del sistema (líneas, conexiones, etc.).
- Rangos operacionales en los cuales pueden ser operados los medidores de viscosidad en línea: presión (psi), caudal (bpd) y temperatura (°F).
- Rangos operacionales/ grado de tolerancia de calidad de fluido en medición: sólidos suspendidos y disueltos (tamaño en micras y concentración ppm), grasas y aceites (ppm), turbidez (NTU), cloruros (ppm), rango de viscosidad (cP), etc.
- Sistema de almacenaje y transmisión de datos (telemetría, necesidades adicionales de hardware y software, etc.).
- Costos del viscosímetro, instalación, capacitación de uso y mantenimiento (frecuencia recomendada).

Aunque todos los viscosímetros identificados en la realización del proyecto se incluyen en la evaluación técnica, al sondeo de mercado oficial solo respondió una compañía con la información solicitada y de manera oportuna presentando dos opciones de viscosímetros *in-line*. En ese sentido, en este capítulo, se realiza una evaluación financiera de los viscosímetros E1 y E2 de la empresa E.

Para la evaluación financiera, se analizan los dos viscosímetros en línea de la empresa E, es decir, E1 y E2, aplicándolos en el piloto cuatro, ya que es el único piloto en donde cumplen el rango: presión de operación. Por otro lado, se tiene interés en la evaluación de estas tecnologías, el campo cuenta con una gran cantidad de reservas potenciales y cuenta con información económica y los resultados de un modelo conceptual de simulación que permiten desarrollar un análisis financiero evaluando la rentabilidad de medir viscosidad de soluciones poliméricas en tiempo real mediante un viscosímetro *in-line* técnicamente factible.

El análisis financiero parte de una comparación entre la metodología actual empleada por Ecopetrol S.A para el monitoreo de la viscosidad de la solución polimérica (monitoreo directamente en campo tomando una medición de viscosidad diaria durante 10 días al mes) con la implementación del viscosímetro *in-line* que asegurará datos de viscosidad en tiempo real y durante el flujo de fluidos en línea, para así, identificar las diferencias financieras que rigen la evaluación y determinan los beneficios de implementar esta nueva tecnología.

La comparación de las tecnologías se da mediante la construcción de un flujo de caja para los tres escenarios (monitoreo actual, viscosímetro en línea E1 y viscosímetro en línea E2) calculando como principales medidas de desempeño, el VPN (valor presente neto), TIR, *payback*, EFI (eficiencia de la inversión) y el costo por barril de crudo incremental.

5.1 CONCEPTOS BÁSICOS EN LA EVALUACIÓN FINANCIERA

El propósito principal del análisis financiero de un proyecto es maximizar su valor, generando mayores ganancias para el grupo de interés con los mayores ingresos posibles.

Según Carrillo⁷⁸, en la evaluación financiera de proyectos de inversión se debe requiere un análisis exhaustivo de las alternativas que coincidan con los objetivos de interés por parte de la empresa y que contribuyan a la creación de valor mediante la toma de decisiones óptimas y coherentes.

Según León⁷⁹, un proyecto se considera rentable o un buen negocio si el flujo de caja le permite:

- Reponer el capital de trabajo y atender los requerimientos de inversión en activos fijos.
- Atender el servicio a la deuda.
- Repartir utilidades entre los socios de acuerdo con sus expectativas.

⁷⁸ CARRILLO, P. Modelo de evaluación financiera de proyectos de inversión. Colombia. 2017.

⁷⁹ LEÓN, Oscar. Administración Financiera. Fundamentos y Aplicaciones. Tercera Edición. Cali. 1999. p. 10.

Para la evaluación de un proyecto a futuro, se puede acudir a diferentes indicadores, tales como el flujo de caja, el cual permite determinar la rentabilidad mediante el valor presente neto (VPN). A continuación, se detallan otros indicadores para determinar la viabilidad de un proyecto.

5.1.1 Flujo de caja libre. Este indicador, permite conocer los flujos de efectivo que resultan de la evaluación, en este se tienen en cuenta los ingresos y egresos de los diferentes periodos. El flujo de caja libre permite cuantificar los factores que constituyen el patrimonio de la empresa, su actividad y su potencialidad.

Mientras mayor sea el flujo de caja libre, mayor será el valor de la empresa, ya que este se calcula como el valor presente de los valores o futuros de su flujo de caja.

5.2.2 Tasa de descuento. Es necesario determinar la tasa de interés con la cual se va a evaluar el proyecto, esta tasa de descuento o de oportunidad, permite establecer la equivalencia del evaluador cuando se enfrenta a la selección de diferentes alternativas de inversión.

Esta tasa representa el interés, permite medir el costo que incurre un proyecto por destinar fondos a determinada inversión. Esta tasa, es diferente para cada proyecto que se desee evaluar, esta depende del costo de oportunidad, del costo promedio de capital del inversionista, del tiempo, la disponibilidad de recurso y por último, los riesgos y oportunidades que pueda representar el proyecto, en la **Ecuación 1** se observa la fórmula empleada para su estimación.

Ecuación 1. Tasa de descuento.

$$\text{Tasa de Descuento} = \text{Max (Tasa de Oportunidad, Costo Promedio de Capital)}$$

Fuente: Ecopetrol S.A.

5.2.3 Valor Presente Neto (VPN). Corresponde al excedente que queda para los inversionistas después de haber recuperado la inversión, a su vez, es el costo de oportunidad de los recursos destinados. EL VPN, representa la diferencia entre el valor presente de los ingresos y el valor presente de los costos tal como se muestra en la **Ecuación 2**.

Ecuación 2. Valor presente neto (VPN)

$$VPN = I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FC}{(1+i)^t}$$

Fuente: REICE: Revista electrónica de Investigación en Ciencias Económicas. Criterios para la toma de decisión de inversiones. 2015. p. 110.

Donde I_0 es la inversión inicial, FC es el flujo de caja anual, i es la tasa de corte/costo de capital y t es el número de periodos útil del proyecto.

De acuerdo a lo anterior, el análisis de un proyecto a partir del indicador VPN, depende principalmente de su valor:

- Si el $VPN=0$, el proyecto es indiferente, lo que significa que no va a generar ninguna ganancia o pérdidas en su implementación.
- Si el $VPN >0$, el proyecto es económicamente rentable, el cual se debe implementar ya que va a retornar la inversión junto con un monto adicional.
- Si el $VPN <0$, es necesario no realizar el proyecto o rechazarlo debido a que no es posible ni siquiera el retorno de la inversión, generando pérdidas en el mismo.

5.2.4 Tasa Interna de Retorno (TIR). Representa el máximo rendimiento que puede generar el proyecto durante su vida útil. Esta tasa se debe comparar con la tasa de descuento o de oportunidad con el fin de determinar si el proyecto es rentable.

- $TIR = \text{Tasa de Oportunidad}$, no genera beneficio adicional, recibiendo el reembolso de la inversión.
- $TIR > \text{Tasa de oportunidad}$, genera utilidad adicional, haciendo que el proyecto sea económicamente rentable.
- $TIR < \text{Tasa de oportunidad}$, no es rentable aceptar el proyecto, ya que se generan pérdidas.

5.2.5 Payback. Corresponde al plazo de recuperación del proyecto, es decir, el tiempo en el cual el inversionista tarda en recuperar la inversión. Este indicador, se obtiene contando el número de periodos que se requieren para igualar los flujos de caja acumulados a la inversión.

5.2 PARÁMETROS GENERALES PILOTO 4

Para la elaboración de la evaluación financiera, se deben tener en cuenta los principales parámetros que definen el límite del proyecto. A continuación, se realiza una descripción de cada uno de ellos.

5.2.1 Horizonte de Vida del Proyecto. La planeación de un proyecto de inyección de polímero contempla las siguientes etapas:

- Estudios y diseño → 3 años
- Prueba de tecnológica → 1 año
- Inyección del producto → 7 años
- Obtención de la producción incremental → 15 años

Considerando 15 años como límite económico ya que de acuerdo con el equipo de simulación a partir del año 16 las curvas de línea base y polímero se cruzan, y no hay recobro incremental.

5.2.2 Tasa de Descuento. Según Ecopetrol S.A en su Guía para la Estructuración de Portafolio de Inversiones del Grupo Ecopetrol 2018-2022⁸⁰, la tasa de descuento empleada en la evaluación del proyecto se definió al 10% anual.

5.2.3 Impuestos y Regalías. De acuerdo con la Guía para la Estructuración de Portafolio de Inversiones del Grupo Ecopetrol 2018-2022⁸¹, los modelos fiscales vigentes para portafolio están ajustados con la reforma tributaria de 2016, la cual considera las tasas presentadas en la **Tabla 23**, Adicionalmente el descuento por regalías se estimará en un 8% por pertenecer a un proyecto de recuperación secundaria, de acuerdo con la Ley 756 de 2002.

Tabla 23. Impuestos reforma tributaria 2016.

	2018	2019 flat
Renta	33%	33%
Sobretasa	4%	0
Total	37%	33%

Fuente: Ecopetrol S.A., «Guía para la Estructuración de Portafolio de Inversiones del Grupo Ecopetrol, 2018-2022,» Ecopetrol S.A., Bogotá, 2018.

5.2.4 Precio del Crudo. El precio por barril de crudo para el análisis, parte de un precio de referencia Brent de \$50 USD/Bbl, al cual se le realizan los correspondientes ajustes y deducciones por calidad y transporte como se muestra en la **Tabla 24**, además de un descuento por dilución requerido para que la mezcla Castilla blend, a la que pertenece el crudo del piloto cuatro, alcance la meta de 600 cST para su transporte.

Tabla 24. Precio del crudo.

Crudo ref. Brent (USD/Bbl)	Calidad (USD/Bbl)	Transporte (USD/Bbl)	Dilución (USD/Bbl)	Precio Castilla (USD/Bbl)
50	8	10,5	8,5	23,05

Fuente: Gerencia Financiera Upstream. Ecopetrol. S.A., «Estado de Resultados Activos Pareto – junio 2018.,» Ecopetrol S.A., Bogotá, 2018.

⁸⁰ ECOPETROL S.A., Guía para la Estructuración de Portafolio de Inversiones del Grupo Ecopetrol, 2018-2022, Ecopetrol S.A., Bogotá, 2018.

⁸¹ *Ibid.*

5.2.5 Depreciación. Se aclara que los equipos y bienes propios de la implementación de la tecnología en su mayoría son alquilados y se incluyen en los OPEX, por lo que no se deprecian.

5.2.6 Inflación y TRM. Para efectos de portafolio los flujos se calculan en dólares constantes, se toma como referencia de Tasa Representativa del Mercado (TRM) e Inflación, las bases definidas por la vicepresidencia financiera de Ecopetrol S.A presentadas en la **Tabla 25**.

Tabla 25. Inflación y TRM.

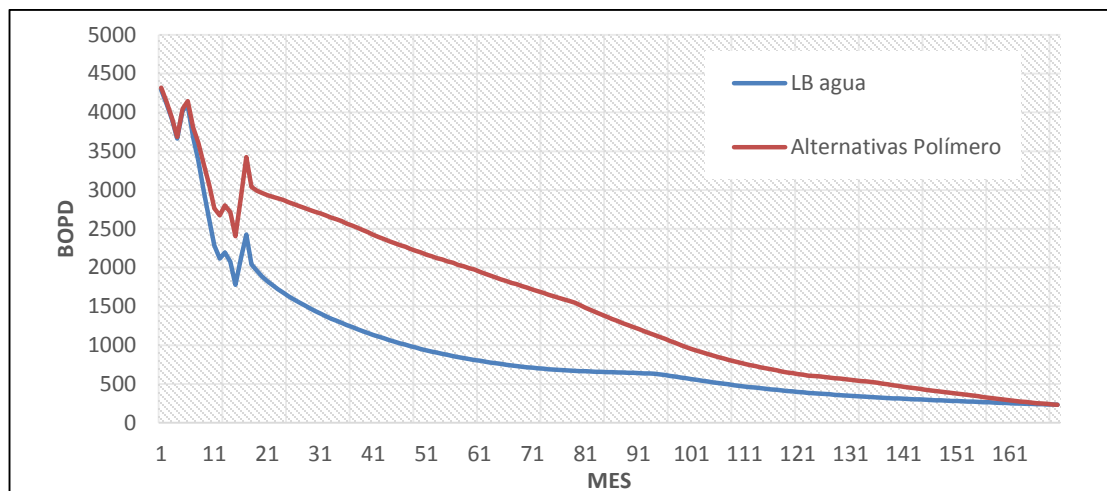
Inflación (CPI)	2018	2019	2020
Colombia	3,5%	3,5%	3,5%
USA	2,7%	2,5%	2,5%

TRM	2018
COP/USD	2950

Fuente: Ecopetrol S.A., «Guía para la Estructuración de Portafolio de Inversiones del Grupo Ecopetrol, 2018-2022,» Ecopetrol S.A., Bogotá, 2018.

5.2.7 Producción incremental. La curva de producción incremental del piloto es provista por el ingeniero de simulación del equipo en Ecopetrol S.A. En la **Gráfica 11** se presenta la gráfica cuya producción incremental producto del proceso de inyección de polímero en un patrón del campo correspondiente al piloto 4 @ 15 años es de 3,13 Millones de barriles de petróleo.

Gráfica 11. Curva de producción incremental con el proceso de inyección de polímero.



Fuente: Ecopetrol S.A. Simulación de yacimientos.

5.2.8 CAPEX. Como inversiones de capital comunes para el proceso de inyección de polímero, se contemplan:

- Gerenciamiento del proyecto (durante el tiempo de inyección)
- Estudios de ingeniería y viabilidad
- Dos trabajos para cada pozo productor (WO) durante los 6 años de inyección.
- Comisionamiento y arranque correspondiente al 3,5% del valor total de las facilidades

Para el CAPEX, se asume que el campo ya cuenta con las facilidades de inyección de agua, los pozos, completamiento y patronamiento adecuado. Adicional a esto, no se requieren modificaciones en la planta de inyección de agua ni en el plan de manejo ambiental del campo.

5.2.9 OPEX. Comprende el diseño y costo del proceso a inyectar, su operación y mantenimiento y el monitoreo; para este último, se comparará la metodología actual de medición y la implementación de los viscosímetros *in-line*.

Como OPEX generales se contemplan:

- Monitoreo mediante un ILT anual por pozo inyector, y un PLT cada 3 años para cada pozo.
- Una estimulación al pozo inyector cada 3 años.
- Costos de energía, sujetos al tamaño de las facilidades de cada tecnología.
- En cuanto a la metodología actual empleada para la medición de la viscosidad de la solución polimérica, se tuvo en cuenta los monitoreos de QAQC mensuales que se deben realizar en el piloto 4.
- Para el caso del análisis de los viscosímetros *in-line*, se incluyó la inversión y su instalación.

5.3 EVALUACIÓN METODOLOGÍA Y VISCOSIMETROS *IN-LINE*

Se realizó una evaluación financiera para la metodología actual, la implementación del viscosímetro *in-line* E1 y E2. Esta evaluación, tiene en cuenta el CAPEX del piloto cuatro y el OPEX varía según la técnica de medición de viscosidad estudiada.

5.3.1 Metodología actual. Los polímeros utilizados comúnmente en procesos *EOR* son poliácridamidas parcialmente hidrolizadas (HPAM), sin embargo, estos presentan limitaciones en su rendimiento debido a que sus cadenas en solución acuosa son muy flexibles a condiciones de alta temperatura y alta salinidad, generando pérdida de su viscosidad, por esta razón, se debe tener un control y monitoreo de la solución polimérica para asegurar las condiciones adecuadas de diseño.

Para la medición de la viscosidad, la empresa de servicios del servicio de inyección emplea una metodología que consiste en tomar muestras de la solución polimérica final cada 3 horas y llevarla al laboratorio para tomar la medida de viscosidad, este proceso dura 10 minutos aproximadamente y mediante este, se lleva a cabo el control. Para verificar los datos de la empresa de servicios, Ecopetrol S.A realiza un monitoreo mensual midiendo la viscosidad una vez (con el mismo procedimiento) durante 10 días.

En la evaluación financiera de la metodología actual, la inversión incluye:

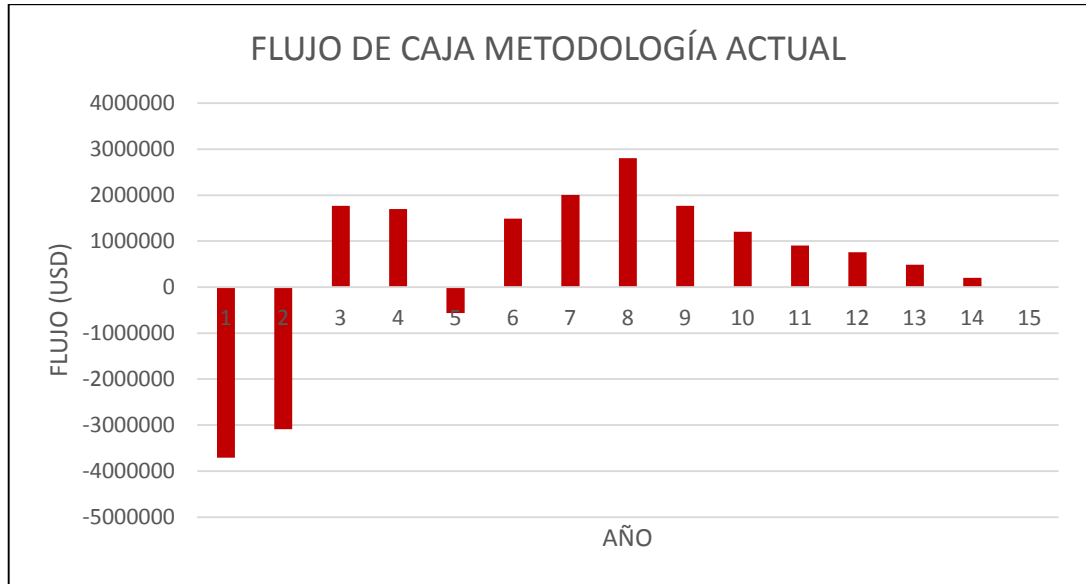
- Facilidades convencionales para la preparación de la solución polimérica con su correspondiente operación y mantenimiento.
- La concentración de polímero de 2300 ppm, la cual debe alcanzar el objetivo de 15cP en fondo de pozo después de degradación mecánica.
- Costos de 65.096 USD/año, generados en la medición de la viscosidad, incluyendo gastos de control y calidad, recurso humano y elementos de protección personal.

Los costos de CAPEX para la realización del flujo de caja del proyecto, incluyen los costos de gerenciamiento, un *workover* para la conversión del pozo productor a inyector y por último unos algunos costos adicionales de contingencia.

Para los costos asociados al OPEX de la metodología actual se tuvo en cuenta los QAQC del monitoreo de la viscosidad, cuyo costo anual fue 65.096 USD por año, estos únicamente se evalúan a 7 años ya que la duración de la inyección de polímero. Estos costos de QAQC incluyen recurso humano, elementos de protección, materiales y reactivos.

En la **Gráfica 12** se puede observar los flujos de caja para los 15 años de la evaluación del proyecto, en el año 1, 2 y 5, se observa un flujo negativo ya que este valor deriva los costos de la metodología actual, la cual está regida principalmente por el precio de cada producto y la concentración necesaria para alcanzar la viscosidad objetivo, la cual debe superar los obstáculos de degradación mecánica, química térmica y biológica de cada producto.

Gráfica 12. Flujo de caja Vs. año metodología actual.



Fuente: Elaboración propia.

En la **Tabla 26**, se muestran los resultados obtenidos en el análisis de la metodología actual, el cual incluye producción incremental, el valor presente del CAPEX, el OPEX relacionado a la inyección de polímeros (costo de inyección, facilidades, energía y monitoreo de QAQC), el costo del barril, la TIR, el *payback* y por último, el OPEX relacionado únicamente al monitoreo de la viscosidad de la solución polimérica, es decir, los QAQC.

Tabla 26. Resumen resultados metodología actual.

VPN (USD)	1.351.107
PRODUCCIÓN INCREMENTAL (Bbls)	3.136.367
VP CAPEX (USD)	5.264.373
VP OPEX POLÍMERO (USD)	17.606.113
USD/Bbl	7,29
TIR (%)	14
<i>Payback</i> (años)	2,15
VP OPEX MEDICIÓN VISCOSIDAD (USD)	316.914 USD

Fuente: Elaboración propia. Información tomada de Ecopetrol S.A.

5.3.2 Viscosímetro *in-line* E1. Con la implementación de un viscosímetro *in-line*, se garantizan medidas en tiempo real y que el monitoreo de la viscosidad de la solución polimérica sea cada 24 horas, lo que minimiza los tiempos no productivos generados en la metodología actual.

Los costos de CAPEX para la realización del flujo de caja del proyecto, incluyen los costos de gerenciamiento, un *workover* para la conversión del pozo productor a inyector y por último unos algunos costos adicionales de contingencia.

A continuación, en la **Tabla 27** se especifica la información del OPEX para el viscosímetro E1, la cual incluye capacitación, tres visitas a campo para verificación y seguimiento del funcionamiento del instrumento. Este aplica para el primer mes del proyecto, posteriormente no generaría costos ya que el viscosímetro no requiere mantenimiento mensual.

Tabla 27. OPEX viscosímetro E1.

Cantidad	Descripción	Valor Unitario (USD)	Valor Total (USD)
1	Sensor de Viscosidad E1 - E	21.388	21.388
1	Configuración 6 para E1, Rango de viscosidad 0.5-500 MPA*S	895	895
1	Unidad Evaluadora MPDS 5	6.895	6.895
1	Tarjeta de comunicación de entradas y salidas analógicas	1.434	1.434
1	Conector CAN DSUB 9BU para MPDS 5	171	171
2	Cable GLAND M16X1,5 IP68	20	40

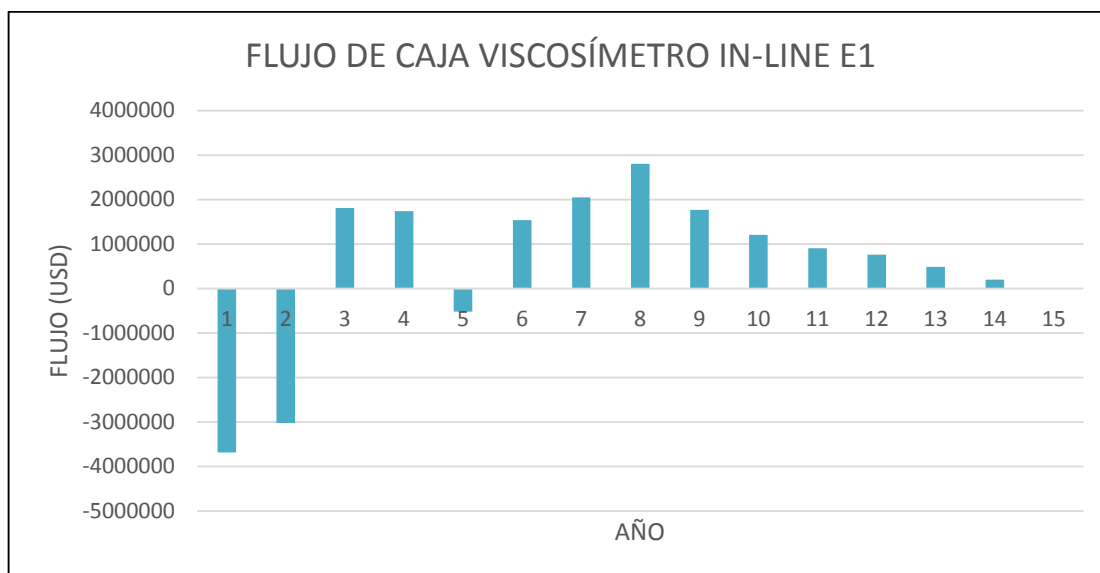
Tabla 27. (Continuación).

1	Accesorio de Conexión a Brida para viscosímetro a un Flange 4" CL 150	1.601	1.601
25	Cable para BUS CAN 2X2X0,22 D7,1MM (por metro)	12	300
			32.724
		IVA (19%)	6.218
		TOTAL	38.942

Fuente: Elaboración propia Información proporcionada por la empresa E.

En la **Gráfica 13**, se observan los valores presentes netos para los 15 años de evaluación del proyecto, en el año 1 se tiene un flujo negativo el cual corresponde al costo generado por la implementación del viscosímetro *in-line*.

Gráfica 13. Flujo de caja Vs. año viscosímetro *in-line* E1.



Fuente: Elaboración propia.

En la **Tabla 28**, se muestran los resultados obtenidos en el análisis de la alternativa de medición de viscosidad con el viscosímetro E1, el cual incluye producción

incremental de petróleo, el valor presente del CAPEX, el valor presente de OPEX relacionado a la inyección de polímeros (costo de inyección, facilidades, energía y monitoreo de viscosidad con viscosímetro), el costo del barril, la TIR, el *payback* y por último, el OPEX relacionado únicamente al monitoreo de la viscosidad de la solución polimérica, es decir, el costo del viscosímetro E1.

Tabla 28. Resumen resultados viscosímetro *in-line* E1.

VPN (USD)	1.565.320
PRODUCCIÓN INCREMENTAL (Bbls)	3.136.367
VP CAPEX	5.264.373
VP OPEX POLÍMERO	17.324.601
USD/Bbl	7,20
TIR (%)	15%
<i>Payback</i> (año)	2,14
VP OPEX MEDICIÓN VISCOSIDAD (USD)	\$35.402

Fuente: Elaboración propia. Información tomada de Ecopetrol S.A.

5.3.3 Viscosímetro *in-line* E2. Los costos de CAPEX para la realización del flujo de caja del proyecto, incluyen los costos de gerenciamiento, un *workover* para la conversión del pozo productor a inyector y por último unos algunos costos adicionales de contingencia.

En la **Tabla 29** se especifica la información del OPEX para el viscosímetro E2, el cual aplica para el primer mes del proyecto, posteriormente no genera costos ya que el viscosímetro no requiere mantenimiento mensual, en el OPEX sea incluye capacitación, tres visitas a campo para verificación y seguimiento del funcionamiento del instrumento.

Tabla 29. OPEX viscosímetro E2.

Cantidad	Descripción	Valor Unitario (USD)	Valor Total (USD)
1	Sensor de Viscosidad E2, intrínsecamente seguro - E	28.631	28.631
1	Configuración 6 para E2, Rango de viscosidad 0.5-500 MPA*S	871	871
1	Unidad Evaluadora MPDS 5	6.707	6.707

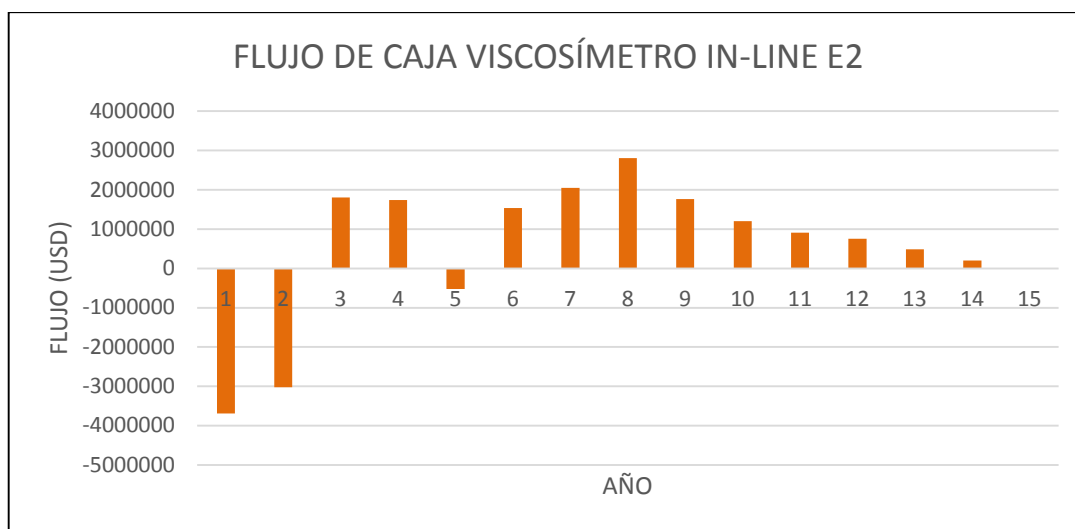
Tabla 29. (Continuación).

1	Tarjeta de comunicación de entradas y salidas analógicas	1.395	1.395
1	Conector CAN DSUB 9BU para MPDS 5	167	167
2	Cable GLAND M16X1,5 IP68	20	40
1	Accesorio de Conexión a Brida para viscosímetro a un Flange 4" CL 150	1.558	1.558
25	Cable para BUS CAN 2X2X0,22 D7, 1MM (por metro)	12	300
			39.669
		IVA (19%)	7.537
		TOTAL	47.206

Fuente: Elaboración propia. Información proporcionada por la empresa E.

En la **Gráfica 14** se muestra la distribución de los flujos de caja con la implementación del viscosímetro *in-line* E2, en el cual se tiene en cuenta el CAPEX y OPEX generados en el piloto 4.

Gráfica 14. Flujo de caja Vs. año viscosímetro *in-line* E2.



Fuente: Elaboración propia.

En la **Tabla 30**, se muestran los resultados obtenidos en el análisis de la alternativa de medición de viscosidad con el viscosímetro E2, el cual incluye producción incremental, el valor presente del CAPEX, el OPEX relacionado a la inyección de polímeros (costo de inyección, facilidades, energía y monitoreo de viscosidad con viscosímetro), el costo del barril, la TIR, el *payback* y por último, el OPEX relacionado únicamente al monitoreo de la viscosidad de la solución polimérica, el cual implica el costo del viscosímetro E2.

Tabla 30. Resumen resultados viscosímetro *in-line* E2.

VPN (USD)	1.557.807
PRODUCCIÓN INCREMENTAL (Bbls)	3.136.367
VP CAPEX	5.264.373
VP OPEX POLÍMERO	17.332.114
USD/Bbl	7,20
TIR (%)	15%
<i>Payback</i>	2,14
VP OPEX MEDICIÓN VISCOSIDAD	\$42.915

Fuente: Elaboración propia. Información tomada de Ecopetrol S.A.

5.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS

En la **Tabla 31** se muestran los OPEX o los costos generados con la implementación de las alternativas de medición de la viscosidad del polímero a condiciones de superficie.

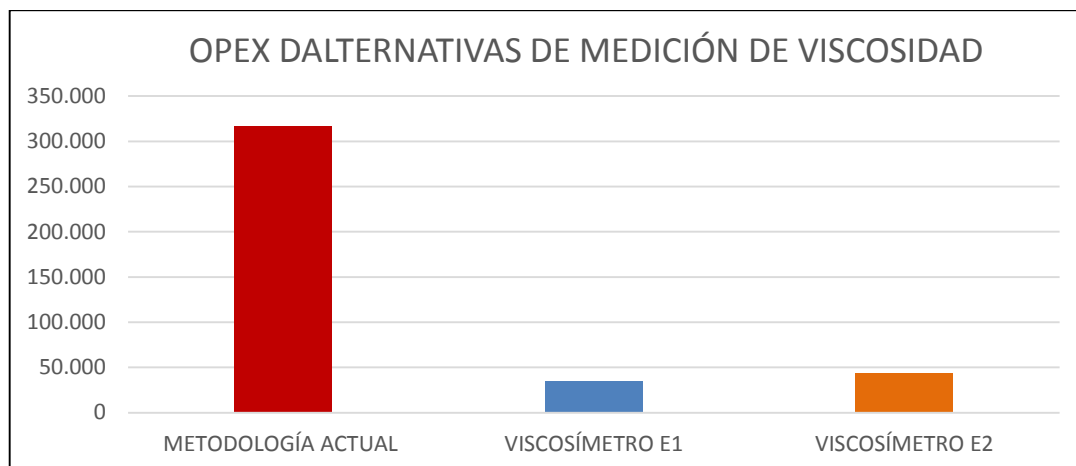
Tabla 31. Valor presente del OPEX de las alternativas de medición de viscosidad.

ALTERNATIVA	OPEX (USD)
METODOLOGÍA ACTUAL	316.914
VISCOSÍMETRO E1	35.402
VISCOSÍMETRO E2	42.915

Fuente: Elaboración propia

Según la **Tabla 31**, se realizó un comparativo entre las alternativas de medición como se ilustra en la **Gráfica 15**, cabe resaltar que el OPEX comparado, únicamente incluye la implementación del viscosímetro y el análisis QAQC de la metodología actual.

Gráfica 15. OPEX de las alternativas de medición de viscosidad del polímero.



Fuente: Elaboración propia.

Según los resultados de la **Gráfica 15**, se determinó que la metodología actual para la medición de viscosidad resulta ser más costosa con un valor presente de OPEX de \$316.941 USD, mientras que la alternativa más económica es la implementación del viscosímetro *in-line* E1 con un costo de \$35.402 USD. Sin embargo, la mejor alternativa de medición es el viscosímetro *in-line* E2, ya que la diferencia de costos entre los viscosímetros es de \$7.513 USD, pero con este se garantiza un proceso más confiable al ser intrínsecamente seguro.

En la **Tabla 32**, se detallan los indicadores económicos a tener en cuenta para el análisis financiero de las alternativas de medición de la viscosidad de la solución polimérica.

Tabla 32. Indicadores económicos.

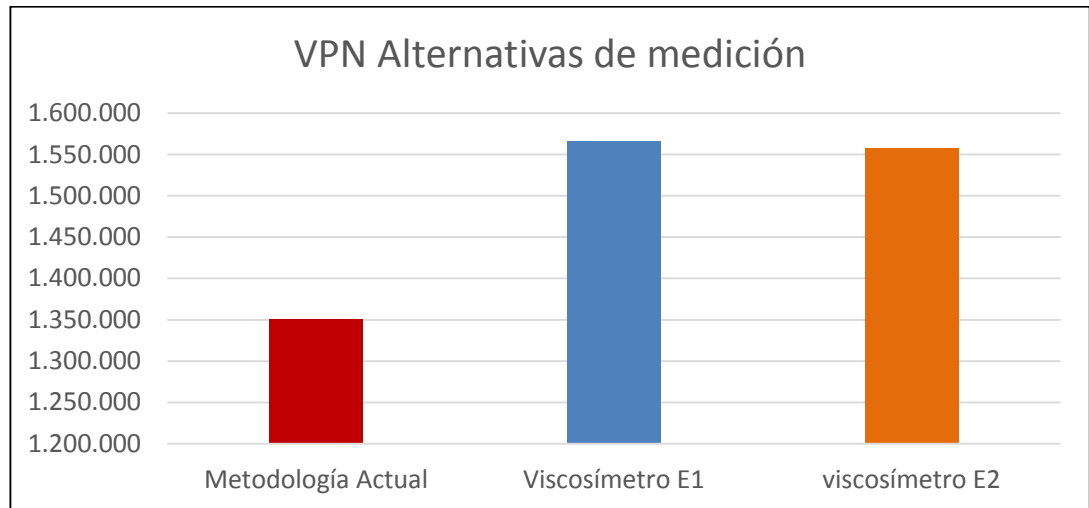
	VPN (USD)	TIR (%)	Payback (Años)
Metodología Actual	1.351.107	14	2,15
Viscosímetro E1	1.565.320	15	2,14
viscosímetro E2	1.557.807	15	2,14

Fuente: Elaboración propia.

En la **Gráfica 16**, se muestra la comparación de los valores presentes netos (VPN) de las alternativas de medición de viscosidad, donde se determinó que las tres alternativas para la medición *in-line* de la viscosidad de la solución polimérica son viables, ya que son económicamente rentables con una proyección de producción

incremental de 3,13 millones de barriles, aunque el viscosímetro E1 genera mayor ganancia que las demás alternativas, con un VPN de \$ 1.565.320 USD.

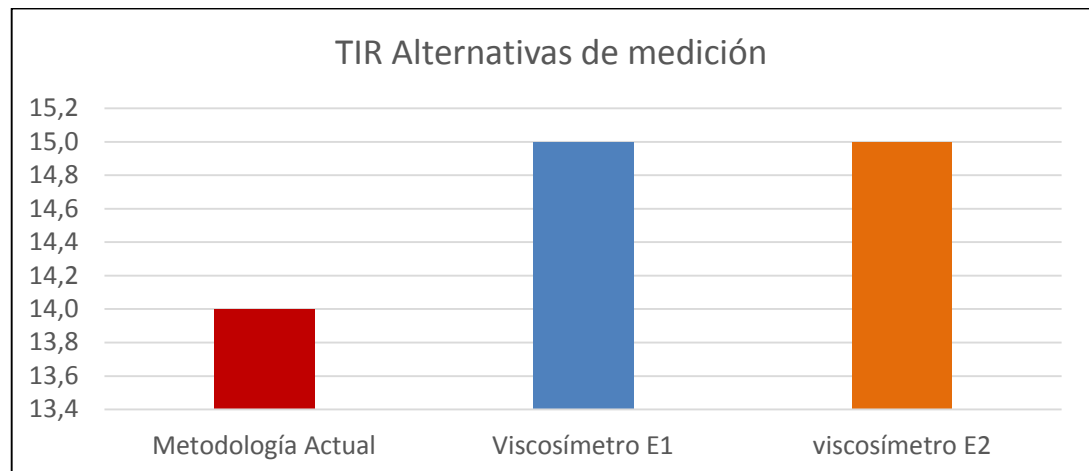
Gráfica 16. VPN alternativas de medición.



Fuente: Elaboración propia.

En la **Gráfica 17**, se puede observar la comparación de la tasa interna de retorno (TIR) de cada alternativa de medición, con base a esto, se concluyó que los tres proyectos son económicamente rentables debido a que la TIR es mayor a que la tasa de descuento establecida por Ecopetrol S.A, siendo de 10%, teniendo como mayor tasa la aplicación de los viscosímetros *in-line*.

Gráfica 17. TIR alternativas de medición.

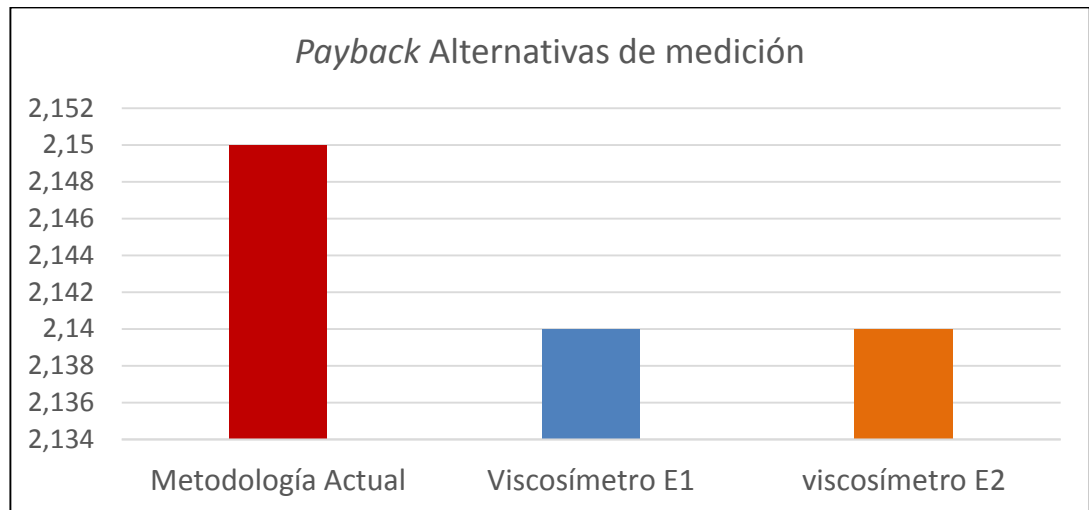


Fuente: Elaboración propia.

En la **Gráfica 18**, se muestra el *payback* de las diferentes alternativas de medición de viscosidad, donde se determinó que todas las alternativas se recuperan a inicios

del tercer año del proyecto, teniendo en cuenta que con la implementación de un viscosímetro *in-line* se retorna más rápido la inversión que la metodología actual, en aproximadamente 4 días.

Gráfica 18. *Payback* alternativas de medición.



Fuente: Elaboración propia.

Es de gran utilidad implementar esta nueva tecnología del viscosímetro *in-line*, ya que genera un beneficio en el control y monitoreo de la viscosidad de la solución polimérica durante su inyección debido a que proporciona múltiples lecturas en tiempo real, conocer su valor en tiempo real, facilita la toma de decisiones en el proceso de forma inmediata; esto es un valor agregado que la tecnología actual no ofrece, ya que estas lecturas se determinan cada tres horas y requiere tomar la muestra en línea para llevarla a su respectivo análisis en laboratorio, obteniendo medidas que no son tan certeras debido a la demora en el proceso, lo que incrementa los tiempos no productivos.

Si se desea modificar la viscosidad de la solución polimérica, con la tecnología actual generaría falencias en el proceso, ya que se tiene el riesgo de que esta llegue al yacimiento con menor viscosidad a la requerida para generar el barrido esperado, mientras que con la implementación del viscosímetro *in-line* E2, estas decisiones pueden tomarse de manera inmediata para garantizar la eficiencia en el proceso de inyección de polímeros.

6. CONCLUSIONES

- Las lecturas de los viscosímetros pueden verse afectadas por el tipo de fluido empleado y por sus condiciones de diseño, ya que las caídas de presión presentes en la línea pueden generar errores en la medición.
- Se analizaron los principios físicos de los viscosímetros *in-line*, teniendo en cuenta los rangos operaciones y limitaciones de cada uno de ellos, dando como resultado que los ocho viscosímetros manejan altos rangos de viscosidad por lo que pueden ser empleados en los pilotos, sin embargo, se deben tener en cuenta otros parámetros de operación para establecer el criterio de selección como lo es la presión.
- Los viscosímetros C1, D1 y A1 permiten medir otras variables de proceso tales como densidad y temperatura, opción que los demás no presentan.
- Se identificó en las pruebas de laboratorio realizadas que la calidad de agua de preparación de la solución polimérica es un parámetro fundamental a tener en cuenta, ya que afecta directamente la integridad del polímero, como lo es el caso del piloto 3 que sobrepasa los valores recomendados de la NACE de CO₂ con 18 ppm y turbidez de 11,8 NTU. A su vez, el piloto 4 sobrepasa los valores de hierro con 3 ppm, cloruros de 1796 ppm, H₂S de 0,1 ppm, CO₂ de 16 ppm y grasas y aceites de 17,63 ppm, esto se debe a que en los dos pilotos se emplea agua de producción generando disminución en la viscosidad de la solución final.
- Se analizaron los ocho viscosímetros *in-line* con base a los rangos operacionales de los cinco pilotos de inyección de polímeros de Ecopetrol S.A determinando que la temperatura y viscosidad no son criterio de selección para los viscosímetros debido a que se encuentran dentro del rango de operación de los pilotos.
- Se determinó que los viscosímetros A2 y B1 se ajustan a los cinco pilotos, ya que manejan amplios rangos de presión que varían entre 0 a 5000 psi aproximadamente, siendo esta, la variable más importante a tener en cuenta al momento de seleccionar el viscosímetro.
- Se determinó que los viscosímetros A1, C1, E1 y E2 únicamente se pueden emplear en el piloto 4, debido a que sus rangos de presión están entre 0 a 870 psi, los cuales se encuentran dentro de la presión de operación de este piloto.
- Se llegó a la conclusión de que el viscosímetro F1 solo aplica para el piloto 1, ya que es el único viscosímetro que maneja presiones mayores a 2900,75 psi.
- Para el análisis financiero, se tuvo en cuenta únicamente los viscosímetros E1 y E2, ya que solo se obtuvo esta información en el sondeo de mercado, esto se

analizó teniendo en cuenta indicadores económicos como el VPN, la TIR, pay back y el OPEX, siendo este último el más importante para la selección debido a que relaciona únicamente el costo de implementación de cada alternativa. Se determinó que la mejor alternativa para el control y monitoreo de la viscosidad de la solución polimérica en el piloto 4 es el viscosímetro E2 con un OPEX menor al de la metodología actual, siendo este de \$42.915 USD y generando una diferencia de \$273.999 USD, además con su implementación se garantizan medidas en tiempo real para una mejor toma de decisiones.

7. RECOMENDACIONES

- Actualizar estas tecnologías, ya que pueden tener mejoras a lo largo del tiempo para una mayor eficiencia en el proceso de medición.
- Incluir exactitud y precisión para mejoras en el análisis técnico de los viscosímetros *in-line*.
- Solicitar información económica de los viscosímetros *in-line* A1, A2, B1, C1, D1 y F1, ya que es necesario realizar un análisis detallado para garantizar eficiencia en el proceso con los menores costos posibles.
- Emplear la tecnología propuesta para cada piloto, ya que con su aplicación se disminuyen los tiempos no productivos, se obtiene un control constante y en tiempo real, permitiendo la toma de decisiones de manera inmediata en el proceso.
- Se debe realizar el análisis económico periódicamente, ya que los costos van fluctuando con el paso del tiempo.

BIBLIOGRAFÍA

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API RP 63: “Recommended Practices for Evaluation of Polymers Used in Enhanced Oil Recovery Operations”. Washington DC. 1990.

ANTON PAAR. Application Flash: Inline Viscosity Measurement of Asphalt Polymer Blends. Graz, Austria. 2017.

ANTON PAAR. Manual técnico Viscosímetro en línea L-Vis 520 EX.

ANTON PAAR. Viscosímetro en línea L-Vis 510 [en línea]. Graz, Austria. 2017. [Consultado: 11 de Agosto de 2018]. Disponible en: <https://www.anton-paar.com/corp-en/products/details/inline-viscometer-l-vis-510/>

ARIZA, I. Efecto de la salinidad, dureza e intercambio iónico en procesos de inyección de polímeros. Colombia. 2017.

AVILA, Johanna. Estudio de la aplicación de métodos químicos en la arena Ui, mediante la plataforma Petrel para evaluar el factor de recobro. Ecuador. 2015.

BONNIER, J, et al. Inline Viscosity Monitoring of Polymer Solutions Injected in Chemical Enhanced Oil Recovery Processes. Kuala Lumpur, Malaysia. 2013.

CARRILLO, P. Modelo de evaluación financiera de proyectos de inversión. Colombia. 2017

D, Juárez, et al. “Estudio, Análisis y clasificación de elastómeros termoplásticos”.

ECOPETROL S.A., Guía para la Estructuración de Portafolio de Inversiones del Grupo Ecopetrol, 2018-2022, Ecopetrol S.A., Bogotá, 2018.

ECOPETROL S.A INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO. Metodología para el diseño, ejecución, monitoreo y evaluación de procesos de recobro químico mediante inyección de polímero. Colombia. 2016.

ECOPETROL S.A. INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO. Procedimiento de control y aseguramiento de calidad –QAQC *Polymer Flooding*

ECOPETROL S.A. Simulación de yacimientos.

EMERSON. Micro Motion Fork Viscosity Meters. Estados Unidos. 2017.

FUNDACIÓN LABORAL DE LA CONSTRUCCIÓN. Diccionario de la construcción: Presión estática y dinámica [en línea]. Madrid, España. [Consultado: 12 de Agosto de 2018]. Disponible en: <http://www.diccionariodelaconstruccion.com/instalaciones-cerramientos-y-acabados/fontaneria-y-calefaccion/presion-estatica-y-dinamica>.

GERENCIA FINANCIERA UPSTREAM. Ecopetrol. S.A., Estado de Resultados Activos Pareto – junio 2018., Ecopetrol S.A., Bogotá, 2018.

GOBIERNO DEL PRINCIPADO DE ASTURIAS. Procedimiento de Control de Equipos de Medición. España. 2010.

GONZÁLEZ, A. Hidrólisis. 2009.

HERNÁNDEZ, Andrés Steven Medina. Evaluación prueba piloto de inyección de polímero en un yacimiento de crudo extra pesado para mejorar el factor de recobro. Medellín. 2017.

HYDRAMOTION Ltd. Ventaja XL7 [en línea]. York, UK. [Consultado: 17 de Julio de 2018]. Disponible en: <https://hydramotion.com/es/products/xl7>

HYDRAMOTION Ltd. XL7: Especificación [en línea]. York, UK. [Consultado: 17 de Julio de 2018]. Disponible en: <https://hydramotion.com/es/products/xl7/specification>

HYDRAMOTION Ltd. XL7: Instalación [en línea]. York, UK. [Consultado: 17 de Julio de 2018]. Disponible en: <https://hydramotion.com/es/products/xl7/installation>

I. Martín, *et al.* “Flujo interno de fluidos incompresibles y compresibles”. Estados Unidos. 2011.

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

INSTITUTO TENCOLÓGICO DE DURANGO. Viscosímetro de Brookfield. 2016.

J, Gaviria. Mecánica de fluidos. 2015.

L. Velázquez. “Inyección de polímeros en yacimientos petroleros como método de recuperación mejorada. México. 2008.

LEÓN, Oscar. Administración Financiera. Fundamentos y Aplicaciones. Tercera Edición. Cali. 1999.

Luo, J.-H., Liu, Y.-Z., Zhu, P. "Polymer solution properties and displacement mechanisms". Enhanced Oil Recovery–Polymer Flooding. Petroleum Industry Press. 2006.

MEDINA, Andrés. Evaluación prueba piloto de inyección de polímero en un yacimiento de crudo extra pesado para mejorar el factor de recobro. Medellín. 2017.

MONTOYA, Juan, Fluidos No-Newtonianos. 2013.

NTC 1486. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. Bogotá D.C.: El instituto, 2008.36p.2008.

NTC 4490. Referencias documentales para fuentes de información electrónicas. Bogotá D.C.: El instituto, 1998.23p.

P, Sasia. Polímeros de acrilamida y copolímeros derivados para el tratamiento de aguas. España. 2008.

R. Jiménez, et al. "Análisis comparativo de procesos de inyección de polímeros ejecutados en Colombia". Colombia. 2017.

REICE: Revista electrónica de Investigación en Ciencias Económicas. Criterios para la toma de decisión de inversiones. 2015.

SHENG, JAMES. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Theory and Practice. Elsevier Inc. 2011.

SNF FLOERGER. Floquip VDH: Inline Viscometer. Francia. 2014.

SNF FLOERGER. Geología del petróleo Sistemas petrolíferos EOR 101. Estados Unidos. 2016.

SNF FLOERGER. Geología del petróleo sistemas petrolíferos: EOR 101. 2016.

SOFRASER. Features & specifications: MIVI process viscometer. Francia.

SOFRASER. MIVI Process Viscometer. Francia. 2018.

SOFRASER. SOFLUX: Inline viscometer for extrusion. Francia. 2015.

SOFRASER. SOFLUX: The only inline viscometer for extrusion applications [en línea]. Francia. Disponible en: <https://www.sofraser.com/products1/soflux/>

SOFRASER. Viscosímetro de proceso MIVI 9601 [en línea]. Francia. Disponible en: <http://www.viscosimetro-de-proceso.es/viscosimetro-de-proceso-mivi-9601/>

Universidad de Valladolid. Instrumentación para Control de Procesos. España. 2016.

VAF INSTRUMENTS. Technical Manual: ViscoSense3D Ex d. Países Bajos. 2018.

WADE, Leroy. Química Orgánica. Volumen 1. Séptima edición. México. 2011.

Yang, S.H., Treiber, L.E. "Chemical stability of polyacrylamide under simulated field conditions". Artículo SPE 14232 Presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica anual de SPE. Las Vegas. 1985.

ANEXOS

ANEXO A. API RP 63

En esta norma se describen las prácticas recomendadas para la evaluación de polímeros usados en operaciones de recobro mejorado de petróleo. Además, se muestran los procedimientos de prueba y los equipos que se deben emplear para evaluar el comportamiento en condiciones de laboratorio del polímero, se muestra el proceso de preparación de la solución polimérica y sus evaluaciones reológicas.

De acuerdo a la norma API RP 36⁸², los procedimientos de preparación y mezclado del polímero son esenciales para obtener propiedades óptimas con alto peso molecular. Los factores más importantes a tener en cuenta para preparar una solución son concentración inicial de mezcla, composición del agua de preparación, pH, cizallamiento y tiempo de envejecimiento.

Los equipos requeridos para realizar las medidas de viscosidad de las soluciones poliméricas varían dependiendo de los resultados que se requieran, para monitorear en campo proyectos de polímeros, se necesitan instrumentos que sean resistentes, mientras que para trabajos cuidadosos de laboratorio se deben emplear instrumentos que sean más precisos o sofisticados.

El monitoreo de viscosidad se realiza a la solución preparada a inyectar con el fin de tener un control de medición, usando el viscosímetro Brookfield con una adaptador Ultra Bajo (UL), estas medidas deben comenzar con rpm bajos e ir aumentando. Si se requiere dilución en el laboratorio, se debe emplear un agitador magnético o agitación suave.

Las pruebas de medio poroso se usan para determinar el factor de resistencia y factor de resistencia residual de las soluciones poliméricas en un medio poroso. El factor de resistencia es una medida de movilidad relativa de la solución, mientras que el factor de resistencia residual refleja la reducción permanente de permeabilidad, esta nueva permeabilidad puede usarse para estimar la viscosidad del polímero. Estas pruebas se realizan con solución polimérica, salmuera y agua bombeada a una tasa constante a un núcleo para obtener el fluido en una probeta recolectora.

Los factores que afectan la calidad de la solución polimérica son: calidad de mezcla del agua, calidad del polímero, contaminación bacteriana, compatibilidad del surfactante u otros químicos y condiciones de mezclado y cizallamiento. Para determinar los cambios en la solución se pueden realizar pruebas como las de filtrabilidad empleando membranas filtrantes y haciendo pasar el polímero por estas,

⁸² AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API RP 63: "Recommended Practices for Evaluation of Polymers Used in Enhanced Oil Recovery Operations". Washington DC. 1990.

ya sean membranas compuestas de ester celulósico, de carbonato o membranas de copolímero acrílico.

Para determinar la concentración del polímero se pueden emplear los métodos: Bleach, Starch Iodide, fenol-ácido sulfúrico, Cromatografía líquida de alto rendimiento (HPLC) y floculación, los cuales son descritos en la norma API RP 63.