



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA INGENIERÍA EN PETRÓLEOS

TEMA:

**“EVALUACIÓN MEDIANTE PRUEBAS DE LABORATORIO EL
COMPORTAMIENTO VISCOELÁSTICO DE CRUDOS PESADOS Y
EXTRAPESADOS DEL ORIENTE ECUATORIANO CON ADITIVO
REDUCTOR DE VISCOSIDAD”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORA:

VERONICA JOMAIRA SOLEDISPA SALTOS

TUTOR:

ING. CARLOS MALAVÉ CARRERA, MS.c

LA LIBERTAD, ECUADOR

2023

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS

TEMA:

**EVALUACIÓN MEDIANTE PRUEBAS DE LABORATORIO EL
COMPORTAMIENTO VISCOELÁSTICO DE CRUDOS PESADOS
Y EXTRAPESADOS DEL ORIENTE ECUATORIANO CON
ADITIVO REDUCTOR DE VISCOSIDAD**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORA:

VERONICA JOMAIRA SOLEDISPA SALTOS

TUTOR:

ING. CARLOS MALAVÉ CARRERA, MSc

LA LIBERTAD – ECUADOR

2023

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



Ing. Marllelis Gutiérrez H, PhD
DIRECTOR DE CARRERA



Ing. Carlos Malavé Carrera, MSc
DOCENTE TUTOR



Ing. Fidel Chuchuca Aguilar, MSc
DOCENTE ESPECIALISTA



Ing. Sadi Iturralde Kure, MSc
DOCENTE GUIA DE LA UIC



Ing. David Vega González
SECRETARIO DEL TRIBUNAL

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de titulación a mis padres Joffre y Norma por todo su apoyo, confianza, sacrificio y por enseñarme a ser la persona que soy hoy, mis principios, mis valores, mi perseverancia y mi empeño.

A mis hermanos Joffre, Joel, Agustín y Johana por su motivación y cariño a lo largo de mi vida y carrera universitaria.

Y demás familiares que me han dado ejemplo de superación personal y profesional.

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema “**EVALUACIÓN MEDIANTE PRUEBAS DE LABORATORIO EL COMPORTAMIENTO VISCOELÁSTICO DE CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS DEL ORIENTE ECUATORIANO CON ADITIVO REDUCTOR DE VISCOSIDAD**” elaborado por la estudiante **VERONICA JOMAIRA SOLEDISPA SALTOS**, egresado de la carrera de Ingeniería en Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio **COMPILATIO**, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un **2%** de la valoración permitida.

 CERTIFICADO DE ANÁLISIS magister		
TESIS VERONICA JOMAIRA SOLEDISPA SALTOS PARA COMPILATIO		2% Similitudes < 1% Texto entre comillas 0% similitudes entre comillas 1% Idioma no reconocido
Nombre del documento: TESIS VERONICA JOMAIRA SOLEDISPA SALTOS PARA COMPILATIO.docx ID del documento: 712cf6c487426414f12d29780fc16ec03e7770c4 Tamaño del documento original: 1,98 MB	Depositante: CARLOS ALFREDO MALAVE CARRERA Fecha de depósito: 2/8/2023 Tipo de carga: interface fecha de fin de análisis: 3/8/2023	Número de palabras: 13.359 Número de caracteres: 80.364

FIRMA DEL TUTOR



Firmado electrónicamente por:
CARLOS ALFREDO MALAVE CARRERA

Ing. Carlos Malavé Carrera

C.I.: 0912370095

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, **VERONICA JOMAIRA SOLEDISPA SALTOS**, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“EVALUACIÓN MEDIANTE PRUEBAS DE LABORATORIO EL COMPORTAMIENTO VISCOELÁSTICO DE CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS DEL ORIENTE ECUATORIANO CON ADITIVO REDUCTOR DE VISCOSIDAD”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de mi autoría.

Por medio de la presente declaración cedo los derechos de autoría y propiedad intelectual, correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Atentamente,



Veronica Jomaira Soledispa Saltos

Autora de Tesis

C.I. 2400333346

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

En mi calidad de Tutor del presente trabajo **“EVALUACIÓN MEDIANTE PRUEBAS DE LABORATORIO EL COMPORTAMIENTO VISCOELÁSTICO DE CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS DEL ORIENTE ECUATORIANO CON ADITIVO REDUCTOR DE VISCOSIDAD”** previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos, elaborado por el Srta. **VERONICA JOMAIRA SOLEDISPA SALTOS**, egresado de la carrera de Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.

FIRMA DEL TUTOR



Firmado electrónicamente por:
**CARLOS ALFREDO
MALAVE CARRERA**

ING. CARLOS MALAVÉ CARRERA
TUTOR

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

La Libertad, 24 de julio de 2023

Yo, **Del Pezo Reyes Elsa Esmeralda** con cédula de ciudadanía **0910001007**. certifica que he revisado la redacción, estilo y ortografía del contenido del trabajo de integración curricular "**Evaluación mediante pruebas de laboratorio el comportamiento viscoelástico de crudos pesados y extrapesados del Oriente Ecuatoriano con aditivo reductor de viscosidad**", elaborado por **Veronica Jomaira Soledispa Saltos**, presentado como requisito académico previo a la obtención del título de **Ingeniero de Petróleo de la Universidad Estatal Península de Santa Elena de la facultad de Ciencias de la Ingeniería de la carrera de ingeniería en Petróleo**.

El mencionado trabajo, en el contexto general cumple con los requisitos de redacción, estilo y ortografía para uso del idioma español.

Certificación que otorgo para fines académicos pertinentes, en la ciudad de La Libertad a los veinticuatro días del mes de julio de dos mil veintitrés.

Atentamente



Elsa Esmeralda Del Pezo Reyes

“MAGISTER DE ESCRITURA CREATIVA EN ESPAÑOL”

Número de cédula: 0910001007

Número de celular: 0963137128

Número de registro SENESCYT: 7241181623

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios y a mis padres que han sido siempre el motor que impulsa mis sueños y esperanzas. Siempre han sido mis mejores guías de vida. Gracias.

A mi tutor el Ing. Carlos Malavé por su apoyo en el desarrollo de este trabajo de titulación, por brindarme sus conocimientos a lo largo de mi formación profesional. Y a cada docente que formó parte de este proceso integral de formación.

Al Ing. Romel Erazo y al Ing. Roberto Silva por su paciencia y orientación en desarrollo de las pruebas de laboratorio y por compartir sus conocimientos de manera profesional e invaluable durante el proceso de este trabajo de titulación.

A la empresa Optima Energy Resources & Minerals S.A.S. B. I. C por proporcionar el aditivo reductor de viscosidad (DCSP-2105), su confianza y apoyo.

A mis compañeros los ingenieros José Arteaga y José Vera por su tiempo, paciencia y apoyo incondicional en el transcurso de la elaboración de mi tesis, gracias por estar siempre. Y a todas las demás personas que fueron parte de mi formación como profesional.

A la Universidad Estatal Península de Santa Elena, por brindarme las herramientas y conocimientos necesarios para completar esta importante etapa de mi vida académica.

CONTENIDO

	Pág.
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN	ii
DEDICATORIA	iii
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	iv
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	v
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	vi
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA.....	vii
AGRADECIMIENTOS.....	viii
CONTENIDO.....	ix
LISTA DE FIGURAS	xiii
LISTA DE TABLAS	xv
RESUMEN	xvii
ABSTRACT	xviii
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	1
1.2 ANTECEDENTES	1
1.3 JUSTIFICACIÓN.....	2
1.4 HIPÓTESIS	2
1.5 OBJETIVOS.....	3
1.5.1 Objetivo General.....	3
1.5.2 Objetivos Específicos.	3
1.6 ALCANCE	3

1.7	VARIABLES.....	3
1.7.1	Variable Dependiente.	3
1.7.2	Variables Independientes.....	4
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO.....		5
2.1	PROPIEDADES FÍSICO-QUÍMICAS LOS HIDROCARBUROS	5
2.1.1	Clasificación por características Químicas.....	5
2.1.2	Clasificación por contenido de Azufre.	6
2.1.3	Clasificación por gravedad API.....	6
2.1.4	Clasificación por Grado de Evolución.....	6
2.1.5	Definición de Viscosidad.....	7
2.1.6	Petróleo Pesado y Extra Pesado.....	7
2.1.7	Emulsiones.	8
2.2	POLIMEROS	9
2.2.1	Fundamentos de los polímeros.	9
2.2.2	Estructuras y características de los polímeros.	10
2.2.3	Tipos de polímeros para yacimientos petrolíferos.....	11
2.2.4	Propiedades físicas de las soluciones poliméricas.....	16
2.2.5	Concentración de la solución polimérica.....	17
2.2.6	Reología de las Soluciones de Polímeros.....	17
2.3	REDUCTORES DE VISCOSIDAD	18
2.3.1	Base agua.....	18
2.3.2	Base solvente.....	18
2.3.3	Base aceite.....	18
2.4	REGIÓN DE PLATEAU	19
2.5	REDUCTORES DE ARRASTRE O DRAG	19
2.5.1	DRA's solubles en aceite.....	20

2.5.2	DRAs solubles en agua.....	20
CAPÍTULO III: METODOLOGÍA.....		21
3.1	MÉTODO DE INVESTIGACIÓN.....	21
3.2	TIPO DE ESTUDIO	21
3.3	POBLACIÓN	22
3.4	MUESTRA	22
3.5	EQUIPOS Y MATERIALES	22
3.6	TOMA Y RECOLECCIÓN DE LAS MUESTRAS	22
3.6.1	Método del hidrómetro.	23
3.6.2	Punto de fluidez.	24
3.6.3	Valores de viscosidad.	24
3.6.4	Concentración del polímero.	24
3.6.5	Preparación de las soluciones poliméricas.	26
3.6.6	Aditivar las muestras de crudo.	27
3.7	MODELO DE PREDICCIÓN.....	27
3.7.1	Ecuación de Andrade.....	27
3.8	MODELO DE COMPORTAMIENTO REOLÓGICO.....	28
3.8.1	Modelo Carreau - Yasuda.....	28
3.9	SOFTWARE CFD – ANSYS	28
3.9.1	Ansys Fluent.....	28
3.9.2	Simulación <i>Ansys Fluent</i>	29
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS		32
4.1	Parámetros iniciales de la muestra.....	32
4.1.1	Grado API.....	32
4.1.2	Punto de fluidez.	32
4.1.3	Pruebas de laboratorio.	33

4.2	Perfiles viscoelásticos de cada crudo.....	33
4.3	Modelado CFD Del comportamiento y patrón de flujo en un oleoducto.	48
CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		52
5.1	CONCLUSIONES	52
5.2	RECOMENDACIONES	53
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		54
ANEXOS		60

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Representación de tipos de Emulsiones (a). O/W; (b). W/O; (c). W/O/W (Martínez, 2010).	8
Figura 2. Estructura Xanthan Gum (Abidin et al., 2012).	12
Figura 3. Cellulose (Combariza et al., 2021).....	12
Figura 4. Estructura molecular de guar gum (Thombare et al., 2016)	13
Figura 5. Estructura molecular de welan gum (Pu et al., 2018).	13
Figura 6. Estructura molecular schizophyllan (Pu et al., 2018).	14
Figura 7. Estructura molecular de la PAM (Olajire, 2014)	14
Figura 8. HPAM y su correspondiente sal sódica (Sorbie, 1991).	15
Figura 9. Poliacrilamida hidrofobicamente asociativa (Yang et al., 2004).	16
Figura 10. Viscosidad de polímero en función de su concentración (Shirif et al., 2003).	17
Figura 11. Tipos de reductores de arrastre (Marawan, 2004).....	19
Figura 12. Metodología de la investigación aplicada	21
Figura 13. Método del hidrómetro en varias muestras de COE.	23
Figura 14. Viscosímetro NDJ-8S y NDJ-9S.....	24
Figura 15. Preparación de la solución polimérica DCSP-2105.....	26
Figura 16. Geometría de la tubería	29
Figura 17. Mallado utilizado en las simulaciones	30
Figura 18. Configuración del modelo VOF.....	30
Figura 19. Selección del modelo viscoso	31
Figura 20. Perfiles del COE-01, virgen y C=1.5%	33
Figura 21. Perfiles del COE-01, C=2.0%	35
Figura 22. Perfiles del COE-01, C=1.5% y C=2.0% (M.C.Y).....	36
Figura 23. Perfiles del COE-02, C=1.5%	37
Figura 24. Perfiles del COE-02, C=2.0%	38
Figura 25. Perfiles del COE-0,2, C=1.5% y C=2.0% (M.C.Y).....	39
Figura 26. Perfiles del COE-03, C=1.5%	40

Figura 27. Perfiles del COE-03, C=2.0%	41
Figura 28. Perfiles del COE-03, C=1.5% y C=2.0% (M.C.Y)	42
Figura 29. Perfiles del COE-4, C=1.5%	43
Figura 30. Perfiles del COE-04, C=2.0%	44
Figura 31. Perfiles del COE-04, C=1.5% y C=2.0% (M.C.Y)	45
Figura 32. Perfiles del COE-05, C=1.5%	46
Figura 33. Perfiles del COE-05, C=2.0%	47
Figura 34. Perfiles del COE-05, C=1.5% y C=2.0% (M.C.Y)	48
Figura 35. Perfil de la velocidad del fluido en el oleoducto sin aditivar	48
Figura 36. Perfil de la velocidad del fluido en el oleoducto con aditivo al 1.5%	49
Figura 37. Perfil de la velocidad del fluido en el oleoducto con aditivo al 2.0%	49
Figura 38. Perfil de la velocidad del fluido en el oleoducto sin aditivar	50
Figura 39. Perfil de la velocidad del fluido en el oleoducto con aditivo al 1.5%	50
Figura 40. Perfil de la velocidad del fluido en el oleoducto con aditivo al 2.0%	51
Figura B 1. Muestras del COE, sin aditivo	83
Figura B 2. Muestras del COE, aditivadas a diferentes concentraciones	83
Figura B 3. Prueba de laboratorio COE-01	84
Figura B 4. Prueba de laboratorio COE-02	85
Figura B 5. Prueba de laboratorio COE-03	86
Figura B 6. Prueba de laboratorio COE-04	87
Figura B 7. Prueba de laboratorio COE-05	88

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Clasificación por gravedad API (Ernst, 2022).	6
Tabla 2. Unidades para la Viscosidad Dinámica (Mott, 2006).	7
Tabla 3. Tipos de polímeros (Ondarse Álvarez, 2021).....	10
Tabla 4. Estructuras poliméricas y sus características (Sheng, 2011).	11
Tabla 5. Propiedades físicas de las soluciones poliméricas (Abrahamsen & Kleppe, 2012).	16
Tabla 6. Equipos y materiales.....	22
Tabla 7. Concentraciones para utilizar	26
Tabla 8. Propiedades físicas de los fluidos y condiciones limites (Crivelaro et al., 2009).	31
Tabla 9. Grados API de las muestras de crudo.....	32
Tabla 10. Punto de fluidez.....	32
Tabla A 1. Viscosidades de las muestras vírgenes	61
Tabla A 2. Viscosidades muestra COE-01 a 1.5% de concentración.....	63
Tabla A 3. Viscosidades muestra COE-01 a 2.0% de concentración.....	64
Tabla A 4. Viscosidades muestra COE-02 a 1.5% de concentración.....	65
Tabla A 5. Viscosidades muestra COE-02 a 2.0% de concentración.....	66
Tabla A 6. Viscosidades muestra COE-03 a 1.5% de concentración.....	67
Tabla A 7. Viscosidades muestra COE-03 a 2.0% de concentración.....	68
Tabla A 8. Viscosidades muestra COE-04 a 1.5% de concentración.....	69
Tabla A 9. Viscosidades muestra COE-04 a 2.0% de concentración.....	70
Tabla A 10. Viscosidades muestra COE-05 a 1.5% de concentración.....	71
Tabla A 11. Viscosidades muestra COE-05 a 2.0% de concentración.....	72
Tabla A 12. Viscosidad promedio en función de la velocidad de corte COE-01, C=1.5%	73

Tabla A 13.Viscosidad promedio en función de la velocidad de corte COE-01, C=2.0%	74
Tabla A 14.Viscosidad promedio en función de la velocidad de corte COE-02, C=1.5%	75
Tabla A 15.Viscosidad promedio en función de la velocidad de corte COE-02, C=2.0%	76
Tabla A 16.Viscosidad promedio en función de la velocidad de corte COE-03, C=1.5%	77
Tabla A 17. Viscosidad promedio en función de la velocidad de corte COE-03, C=2.0%	78
Tabla A 18. Viscosidad promedio en función de la velocidad de corte COE-04, C=1.5%	79
Tabla A 19. Viscosidad promedio en función de la velocidad de corte COE-04, C=2.0%	80
Tabla A 20.Viscosidad promedio en función de la velocidad de corte COE-05, C=1.5%	81
Tabla A 21.Viscosidad promedio en función de la velocidad de corte COE-05, C=2.0%	82

“EVALUACIÓN MEDIANTE PRUEBAS DE LABORATORIO EL
COMPORTAMIENTO VISCOELÁSTICO DE CRUDOS PESADOS Y
EXTRAPESADOS DEL ORIENTE ECUATORIANO CON ADITIVO REDUCTOR
DE VISCOSIDAD”

Autora: Soledispa Saltos Veronica

Tutor: Ing. Malavé Carrera Carlos

RESUMEN

El transporte de crudo pesado y extrapesado es un desafío para el aseguramiento de flujo debido a su alta viscosidad lo que reduce su productividad y a su vez aumenta los costos de producción y transporte. Este proyecto de investigación propone el uso de un aditivo reductor de viscosidad (DCSP-2105) en cinco muestras de crudos pesados y extrapesados del Oriente Ecuatoriano. La metodología se basa en la caracterización de los perfiles viscoelásticos de las muestras de crudos de entre 19 a 9 °API, la evaluación del comportamiento viscoelástico de las muestras de crudo se estableció en temperaturas de entre 301 a 383 Kelvin (27 a 110°C). Mediante pruebas de laboratorio se determinó el punto de fluidez, viscosidad y concentración del aditivo reductor, además mediante el uso del modelo de Carreau – Yasuda se estimó el comportamiento reológico de las muestras aditivadas con el reductor de viscosidad a diferentes temperaturas. Además, se realizó en el software CFD Ansys versión estudiantil la simulación del comportamiento del crudo con propiedades mejoradas, durante su transporte en la tubería.

PALABRAS CLAVE: VISCOSIDAD, PERFIL VISCOELÁSTICO, API, TEMPERATURA, POLIMERO, PRUEBAS DE LABORATORIO, SIMULACIÓN CFD ANSYS, CRUDO PESADO Y EXTRAPESADO.

“EVALUATION THROUGH LABORATORY TESTS OF THE VISCOELASTIC
BEHAVIOR OF HEAVY AND EXTRA-HEAVY CRUDE OILS FROM
ECUADORIAN ORIENTE WITH VISCOSITY-REDUCING ADDITIVE”

Autora: Soledispa Saltos Veronica

Tutor: Ing. Malavé Carrera Carlos

ABSTRACT

The transportation of heavy and extra-heavy crude oil is a challenge for flow assurance due to its high viscosity, which reduces its productivity and in turn increases production and transportation costs. This research project proposes the use of a viscosity reducing additive (DCSP-2105) in five samples of heavy and extra-heavy crude oil from Ecuadorian Oriente. The methodology is based on the characterization of the viscoelastic profiles of crude samples from 19 to 9 °API. The evaluation of the viscoelastic behavior of the crude samples was established at temperatures from 301 to 383 Kelvin (27 to 110°C). By means of laboratory tests, the pour point, viscosity and concentration of the viscosity reducer additive were determined, and by using the Carreau-Yasuda model, the rheological behavior of the samples added with the viscosity reducer at different temperatures was estimated. In addition, the simulation of the behavior of the crude oil with improved properties during its transport in the pipeline was carried out in the CFD Ansys student version software.

KEY WORDS: VISCOSITY, VISCOELASTIC PROFILE, API, TEMPERATURE, POLYMER, LABORATORY TESTS, CFD ANSYS SIMULATION, HEAVY AND EXTRA HEAVY CRUDE OIL.

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

El aseguramiento del flujo es una de las principales funciones en el desarrollo de un campo, los reservorios de la formación Napo M1 y U tienen alto potencial de crudos extrapesados, lo que hace complejo el transporte del crudo, lo que reduce la productividad y a su vez aumenta los costos de producción. La alta viscosidad del petróleo y las complejas interacciones con otros fluidos hacen que el transporte de petróleo pesado sea un desafío.

Los reservorios del Oriente Ecuatoriano presentan la problemática que a medida que avanza el crudo desde el fondo hasta la superficie, la temperatura disminuye lo que implica el incremento de la viscosidad, la presión de bombeo y la dificultad para los equipos generando una reducción en el comportamiento de afluencia de los pozos.

1.2 ANTECEDENTES

Acorde a Escobar et al. (2012), en la producción de crudos extrapesados se han utilizado diferentes métodos o tecnologías para reducir la viscosidad de estos para mejorar su movilidad desde el yacimiento hasta los puntos de entrega mediante la aplicación de tecnologías de aseguramiento de flujo. Este autor indica que aplicando calentamiento eléctrico de la línea de producción de pozo a un crudo extrapesado de 9.0 °API se redujeron los inconvenientes en la producción, transporte y pérdidas financieras asociadas.

Para Gillies et al. (1985), el transporte de crudo viscoso en forma de emulsión es una posible alternativa al uso de diluyentes reductores de viscosidad, aditivos reductores de arrastre o técnicas de aceite caliente. Dado que las viscosidades de la emulsión son múltiples de las de la fase continua, el petróleo de alta viscosidad debe dispersarse en un medio de baja viscosidad como el agua para minimizar las pérdidas de energía durante el flujo.

En cambio, para Cuenca (2016), la inyección de químicos en los yacimientos petrolíferos tiene como finalidad fundamental aumentar el factor de recobro mediante la reducción de la tensión interfacial y el mejoramiento de la relación de movilidad.

Urribarri et al. (1991), indican que, entre los métodos de transporte de petróleo pesado y extrapesado disponibles, el calentamiento y la dilución han sido bien confirmados en el campo, especialmente en Venezuela, donde se utiliza desde 1955.

Yin et al. (2022), definieron los métodos de reducción de viscosidad y arrastre comúnmente utilizados por las compañías petroleras en el desarrollo y transporte de petróleo pesado incluyen principalmente calentamiento, dilución, mezcla de agua, emulsificación, ultrasonido y modificación.

Han et al. (2022), utilizaron reductores de viscosidad solubles en agua para formar una emulsión de petróleo en agua de baja viscosidad. Los reductores de viscosidad eficientes proporcionan una forma económica de mejorar la producción de petróleo pesado.

1.3 JUSTIFICACIÓN

El crudo pesado y extrapesado del Oriente Ecuatoriano, por su alta viscosidad, requiere de mayor energía para su transferencia debido a que la disminución en la eficiencia de las bombas, problema que actualmente no cuenta con una solución tecnológica rentable a nivel de subsuelo y superficie.

Este trabajo de investigación pretende encontrar una solución innovadora a este problema, estudiando el efecto de un producto polimérico en base agua a diferentes concentraciones, para reducir la viscosidad de diferentes muestras de crudo de varios campos del Oriente Ecuatoriano a partir de ensayos de caracterización de perfiles de viscosidad. Con los resultados obtenidos se pretende modelar el comportamiento del flujo al interior de la tubería mediante el software CFD (Computational Fluid Dynamics) con el fin de analizar los patrones fluidodinámicos que se podrían obtener.

1.4 HIPÓTESIS

El uso de una solución polimérica base agua permite reducir la viscosidad de las muestras de crudo pesado y extrapesado del Oriente Ecuatoriano de manera eficiente.

1.5 OBJETIVOS

1.5.1 Objetivo General.

- Evaluar mediante pruebas de laboratorio el comportamiento viscoelástico de crudos pesados y extrapesados del Oriente Ecuatoriano con aditivo reductor de viscosidad base agua.

1.5.2 Objetivos Específicos.

- Caracterizar los perfiles viscoelásticos de muestras de crudos pesados y extrapesados ecuatorianos de origen.
- Evaluar el comportamiento de la viscosidad de los crudos aditivados con varias concentraciones del reductor de viscosidad.
- Comprobar la estabilidad de la viscosidad de crudos aditivados respecto al tiempo.
- Simular el comportamiento del crudo con propiedades mejoradas, durante su transporte en tubería.

1.6 ALCANCE

La presente propuesta contempla el análisis de cinco muestras de crudo pesado y extrapesado de varios campos del Oriente Ecuatoriano.

En las pruebas de laboratorio se utilizarán concentraciones en peso diluidas en agua en un rango de 1.5% y 2.0%, para ser usadas en una relación promedio de químico diluido/petróleo crudo de 20/80 %v/v, lo cual permitiría conocer cuál es la mejor concentración para ser usada con los diferentes tipos de crudo, que permitan reducir la viscosidad de forma más eficiente. La eficiencia se refiere a tener al menos una reducción de la viscosidad en un 50% de las condiciones iniciales de la muestra de crudo.

1.7 VARIABLES

1.7.1 Variable Dependiente.

- Viscosidad

1.7.2 Variables Independientes.

- Concentración en % en peso de polímero diluido en agua.
- Relación químico diluido/petróleo crudo en % en volumen.
- Temperatura de fluidez del crudo
- Temperatura de ensayo
- Velocidad de rotación
- Número de husillo del viscosímetro

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 PROPIEDADES FÍSICO-QUÍMICAS LOS HIDROCARBUROS

Los hidrocarburos se constituyen por átomos de carbono y de hidrógeno. Su composición química es de 83% a 87% de carbono y de 11% a 16% de hidrógeno. Otro de los componentes importantes del petróleo es el azufre, que puede alcanzar hasta 4% o más (Ortuño Arzate, 2010, p. 37).

2.1.1 Clasificación por características Químicas.

García et al. (2016), describen la clasificación del petróleo por características químicas:

a) Parafínicos.

Son hidrocarburos con baja concentración de azufre. Están constituidos en más de su 50% por hidrocarburos saturados (alcanos) y en más de su 40% por hidrocarburos parafínicos.

b) Nafteno-Parafínicos.

Contienen poco azufre, y pueden presentar entre 5% y 15% de resinas y asfáltenos, y hasta el 40% de aromáticos. Están constituidos en más de 50% por hidrocarburos saturados (alcanos) y en menos de 40% por hidrocarburos parafínicos y nafténicos.

c) Nafténicos.

Están constituidos en menos de 50% por hidrocarburos saturados (alcanos) y en más de 40% por hidrocarburos nafténicos.

d) Aromáticos.

Son petróleos pesados y con más de 11% de azufre. Están constituidos en menos de 50% por hidrocarburos saturados (alcanos) y en más de 50% por aromáticos de resinas y asfáltenos (p. 40).

2.1.2 Clasificación por contenido de Azufre.

Acorde al Servicio Geológico Mexicano (2017), los petróleos crudos por su contenido de azufre se clasifican como:

- Amargo: Mayor de 1.5 %
- Semi-amargo: Entre 0.5 a 1.5 %
- Dulce: Menor del 0.5 %

Donde el petróleo dulce: es un crudo de alta calidad y el petróleo amargo: su costo de refinación es mayor.

2.1.3 Clasificación por gravedad API.

Relacionándolo con su gravedad API (*American Petroleum Institute*) clasifica el petróleo en liviano, mediano, pesado y extrapesado como se muestra en la tabla 1 (Ernst, 2022).

Tabla 1. Clasificación por gravedad API (Ernst, 2022).

CRUDO	° API
Liviano o ligero	> 31.1
Medio o mediano	22.3 – 31.1
Pesado	10-22.3
Crudo extrapesado	< 10

2.1.4 Clasificación por Grado de Evolución.

Para Ortuño Arzate (2012, p. 38), las características de los petróleos crudos también dependen de su grado de evolución en las condiciones de presión y temperatura a las que están sujetos en el subsuelo y se describen a continuación:

- **Crudos jóvenes poco profundos**, muy viscosos y de alta densidad y un alto contenido de azufre.
- **Crudos de origen más profundo**, viscosidades, densidades y contenidos de azufre medios.
- **Crudos de origen muy profundo**, muy expuestos y confinados a la temperatura y presión más altas y por mayor tiempo, presentando menores contenidos de azufre y bajas densidades y viscosidades.

2.1.5 Definición de Viscosidad.

Una propiedad de los fluidos y lodos que indica su resistencia al flujo, definida como la relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte. La viscosidad debe tener una velocidad de corte indicada o entendida para ser significativa. La medición de la temperatura también debe estar indicada o entendida (Schlumberger, 2023).

Se define al esfuerzo cortante τ (tau), como la fuerza que se requiere para que una unidad de área de una sustancia se deslice sobre otra. Entonces, τ es una fuerza dividida entre un área, y se mide en las unidades de N/m^2 (Pa) o lb/pie^2 (Mott, 2006).

En la Tabla 2, se muestra el sistema de unidades (internacional, tradicional y CGS) con sus respectivas unidades para la viscosidad dinámica.

Tabla 2. Unidades para la Viscosidad Dinámica (Mott, 2006).

Sistema de Unidades	Unidades para la Viscosidad Dinámica
Sistema Internacional (SI)	$\text{N}\cdot\text{s}/\text{m}^2$, Pa.s
Sistema Tradicional	$\text{lb}\cdot\text{s}/\text{pie}^2$, slug/(pie)
Sistema CGS	$\text{poise} = (\text{dina}\cdot\text{s})/\text{cm}^2 = \text{g}/(\text{cm}\cdot\text{s}) = 0.1 \text{ Pa}\cdot\text{s}$

2.1.6 Petróleo Pesado y Extra Pesado.

a) *Petróleo pesado.*

El petróleo pesado es un fluido pseudoplástico a bajas temperaturas y muestra la propiedad de un fluido newtoniano en altas temperaturas, su viscosidad disminuye significativamente en el incremento de la temperatura, contiene moléculas más largas de resinas, asfáltenos y ceras (Zhang et al., 2023).

b) *Petróleo extrapesado.*

El petróleo extrapesado se caracteriza por su alta viscosidad, alta densidad, es decir, baja gravedad API, también contiene altas concentraciones de nitrógeno, oxígeno, azufre y metales pesados. En su química y textura se asemeja al residuo producido por la destilación en refinerías de petróleo (Attanasi et al. 2007).

2.1.7 Emulsiones.

Las emulsiones son sistemas heterogéneos, una emulsión es la mezcla de dos líquidos inmiscibles, es decir, líquidos que no se mezclan y cuando esto ocurre, uno de estos líquidos se dispersa en el otro en forma de pequeñas gotas, siendo estabilizado por un agente emulsionante (Anguiano, 2009).

Las emulsiones se pueden clasificar por varios criterios que se presentan a continuación:

a) *Por la composición de las fases que la forman.*

Para Martínez (2010), según la naturaleza de sus fases, una emulsión se va a clasificar de la siguiente manera, como lo muestra la figura 1:

- Emulsiones agua en petróleo (W/O): cuando la fase dispersa está formada por el agua (W) y la fase continua por el petróleo (O).
- Emulsiones petróleo en agua (O/W): cuando la fase dispersa está formada por el petróleo (O) y la fase continua por el agua (W).
- Emulsiones múltiples (W/O/W): cuando la fase dispersa tiene en su interior gotas de la fase continua.

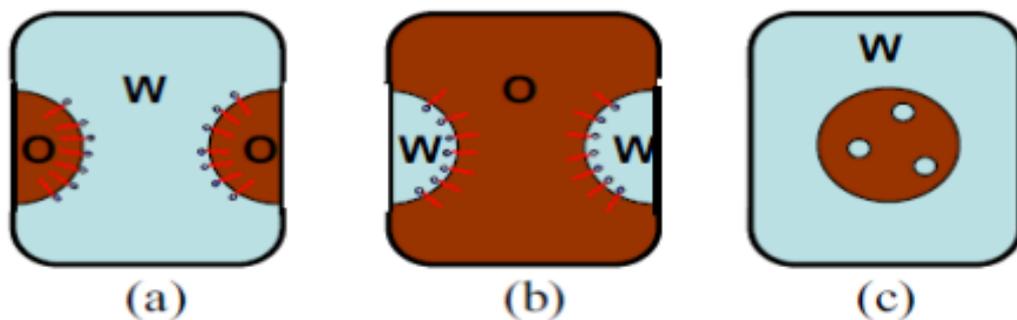


Figura 1. Representación de tipos de Emulsiones (a). O/W; (b). W/O; (c). W/O/W (Martínez, 2010).

b) Por el tamaño de sus gotas.

Se tiene dos tipos de emulsiones: la primera es cuando las gotas tienen diámetros comprendidos entre 1 y 10 μm , son llamadas macro emulsiones por otra parte cuando las gotas tienen diámetros menores a 1 μm son denominadas nano o mini emulsiones (López, 2018).

La estabilidad de la emulsión se ve influenciada directamente por el tamaño de la gota de la fase interna, así mismo por la distribución media de estas en el seno de la fase externa; entre menor sea el tamaño de la gota de la fase interna, menor será la viscosidad de la mezcla para la misma concentración de fase interna (Morales, 2016).

2.2 POLIMEROS

Los polímeros son viscoelásticos por naturaleza y presentan un comportamiento pseudoplástico y de espesamiento por cizallamiento cuando se someten a esfuerzos de cizallamiento en medios porosos. La aplicación de polímeros mejora la viscosidad del inyectante, provocando así una relación de movilidad favorable en el yacimiento (Mohsenatabar y Saghafi, 2020).

Por lo tanto, el petróleo no barrido y desviado en el yacimiento se recupera minimizando y/o erradicando la digitación viscosa, y se consigue una mayor eficiencia de recuperación de petróleo. Además, debido a la estructura viscoelástica de la estructura macromolecular de los polímeros, éstos pueden recuperar películas de petróleo en lugares estrechos del yacimiento mediante mecanismos de arrastre y extracción (Sheng, 2011).

También, los polímeros mejoran la recuperación de petróleo mediante el mecanismo de reducción desproporcionada de la permeabilidad al hincharse y reducir la permeabilidad del agua (Wei et al., 2014).

2.2.1 Fundamentos de los polímeros.

Los polímeros son grandes moléculas y entidades químicas denominadas macromoléculas. Las moléculas poliméricas son la especie química resultante de la unión química de un gran número de entidades moleculares relativamente pequeñas y repetitivas, denominadas monómeros. El proceso químico de unión de los monómeros y

formación de moléculas poliméricas se denomina proceso de reacción de polimerización (Holstein, 2010).

Los polímeros, tanto naturales como artificiales, tienen numerosos usos y aplicaciones beneficiosas. En la tabla 3, se muestran los tipos de polímeros y pueden presentarse en forma sólida y líquida.

Tabla 3. Tipos de polímeros (Ondarse Álvarez, 2021).

Tipos de polímeros	
<p>Según su origen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Polímeros naturales: Son de origen natural, provenientes de la naturaleza. Por ejemplo: los ácidos nucleicos o las proteínas. • Polímeros semisintéticos: Se obtienen a partir de la transformación de polímeros naturales. Por ejemplo: la nitrocelulosa. • Polímeros sintéticos: Se obtienen industrialmente mediante el manejo de monómeros orgánicos. Por ejemplo: el nailon o el policloruro de vinilo (PVC). <p>Según su estructura:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Homopolímeros: Están compuestos por un mismo tipo de molécula que se repite. • Copolímeros: Están compuestos por dos o más tipos de moléculas que se reiteran sucesivamente en la cadena. 	<p>Según su estructura química:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Polímeros orgánicos: Son aquellos cuya cadena principal de moléculas está compuesta primordialmente por carbono (C). • Polímeros orgánicos vinílicos: Presentan únicamente átomos de carbono en su cadena principal, aunque también pueden contener halógenos y estirenos en su estructura. • Polímeros orgánicos no vinílicos: Presentan en su cadena principal oxígeno (O) y nitrógeno (N) además de átomos de carbono. • Polímeros inorgánicos: Pueden estar basados en azufre (S) o en silicio (Si). <p>Según la estructura de sus cadenas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Polímeros de cadena lineal: Están formados por largas cadenas de monómeros en línea recta. • Polímeros radiales: Están formados por estructuras circulares. • Polímeros ramificados: Están formados por cadenas divergentes de polímeros, como las ramas de un árbol.

2.2.2 Estructuras y características de los polímeros.

Las características de las diferentes estructuras de polímeros se muestran en la tabla 4, son de mucha importancia y relevancia para el uso y clasificación de los polímeros.

Tabla 4. Estructuras poliméricas y sus características (Sheng, 2011).

Estructura	Características	Ejemplo de polímero
-O- en la columna vertebral	Baja estabilidad térmica, degradación térmica a alta T, sólo adecuado a <80°C.	<i>Polyoxyethylene, sodium alginate, sodium carboxymethyl cellulose, HEC, xanthan gum</i>
Cadena de carbono en la columna vertebral	Buena estabilidad térmica, degradación no severa a <110°C.	<i>Polyvinyl, sodium polyacrylate, polyacrylamide, HPAM.</i>
-COO- en el grupo hidrófilo	Buen viscosificante, menos adsorción en areniscas debido a la repulsión entre eslabones de la cadena, pero precipitación con Ca ²⁺ y Mg ²⁺ menos estabilidad química	<i>Sodium alginate, sodium carboxymethyl cellulose, HPAM, xanthan gum</i>
-OH o -CONH ₂ en el grupo hidrófilo	Sin precipitación con Ca ²⁺ y Mg ²⁺ , buena estabilidad química, pero sin repulsión entre los enlaces de la cadena, menos polvo viscosificante, alta adsorción debido al enlace de hidrógeno formado en las rocas areniscas.	<i>Polyvinyl, HEC, polyacrylamide, HPAM</i>

2.2.3 Tipos de polímeros para yacimientos petrolíferos.

Existen dos tipos fundamentalmente diferentes de productos químicos poliméricos solubles en agua y que mejoran la viscosidad que se han utilizado durante los tratamientos de inyección de agua polimérica y de mejora de la adherencia (Holstein, 2010).

En la aplicación de recuperación mejorada de petróleo existen dos tipos de polímeros más generales que se ajustan a las condiciones para ser inyectados. Pueden ser del tipo biopolímero y polímeros sintéticos (Cuenca, 2016).

a) Biopolímeros.

Los polímeros naturales, también denominados comúnmente biopolímeros, son polímeros sintetizados a partir de plantas naturales o bioproductos. Las gomas son un grupo de polisacáridos que producen soluciones viscosas cuando se disuelven en agua a bajas concentraciones (Gbadamosi et al., 2022).

- *Xanthe Gum*.

Xanthan Gum es un polisacárido bacteriano que es ampliamente utilizado en alimentos, productos farmacéuticos, cosméticos, pinturas, textiles, productos agrícolas e industrias petroleras (Pu et al., 2018).

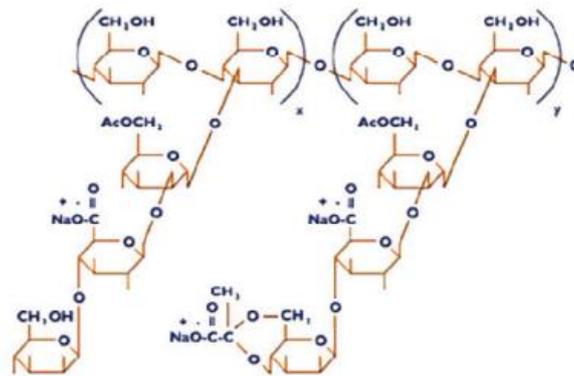


Figura 2. Estructura *Xanthan Gum* (Abidin et al., 2012).

La estructura se muestra en la figura 2, tiene un excelente rendimiento en salmueras de alta salinidad. Es relativamente compatible con la mayoría de los tensioactivos y otros aditivos de fluidos de inyección utilizados en las formulaciones de recuperación terciaria de petróleo (Abidin et al., 2012).

- *Cellulose*.

Cellulose procede del tejido de las paredes celulares de las plantas y de las células eucariotas y está ampliamente considerada como el biopolímero más abundante del mundo. La *cellulose* se describe mediante la fórmula molecular $(C_6H_{10}O_5)_n$, donde n es el grado de polimerización (figura 3). Su estructura en red puede soportar altas temperaturas y cizallamientos mecánicos (Combariza et al., 2021).

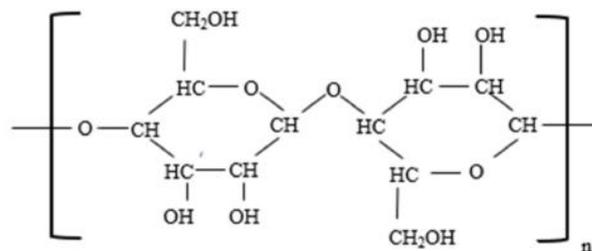


Figura 3. *Cellulose* (Combariza et al., 2021).

Para cumplir los requisitos de la industria petrolera, la superficie de los polímeros celulósicos se modifica con más frecuencia (Zhu et al., 2021). Se han utilizado varios

tipos de celulosa para la recuperación mejorada de petróleo (EOR). Entre ellos se encuentran la hidroxietilcelulosa, la carboximetilcelulosa y la nanocelulosa.

- *Guar Gum*.

Guar Gum es un biopolímero hidrófilo derivado del endospermo de las leguminosas, es soluble en disolventes polares pero insoluble en disolventes orgánicos, posee buenas propiedades de hidratación (Adimule et al., 2022).

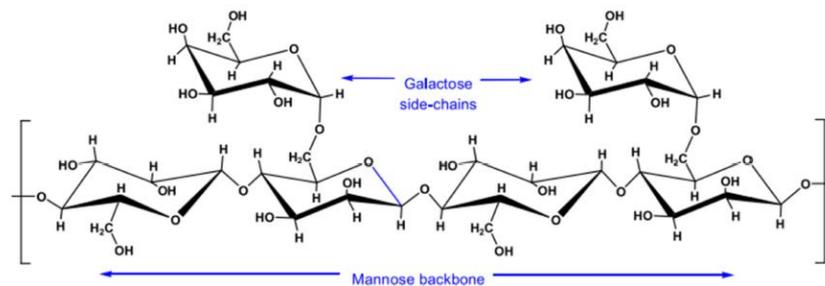


Figura 4. Estructura molecular de guar gum (Thombare et al., 2016)

- *Welan Gum*.

Welan Gum es un polisacárido aniónico no gelificante secretado por la fermentación de azúcar con bacterias de la especie *Alcaligenes* y compuesto por una unidad repetitiva de pentasacáridos (Xu et al., 2014). Como se muestra en la figura 5.

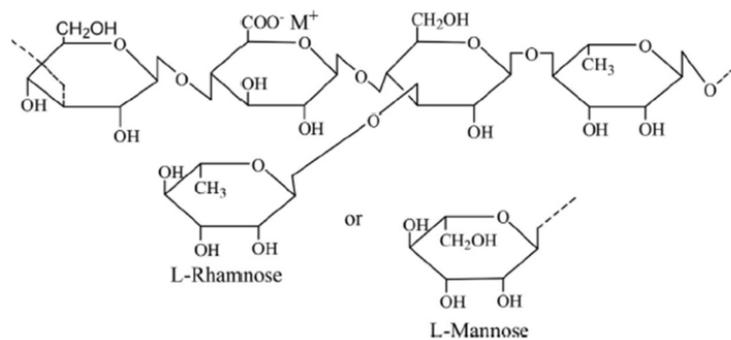


Figura 5. Estructura molecular de welan gum (Pu et al., 2018).

- *Schizophyllan*.

Schizophyllan es un biopolímero no iónico extraído del hongo *Shizophyllum* mediante un proceso de fermentación que utiliza glucosa como fuente de carbono (Gunaji et al., 2020). Como se muestra en la figura 6, este polímero presenta una elevada tolerancia a la salinidad y a la temperatura. Además, el polímero presenta un comportamiento de

adelgazamiento por cizallamiento en presencia de fuerzas de cizallamiento (Gbadamosi et al., 2022).

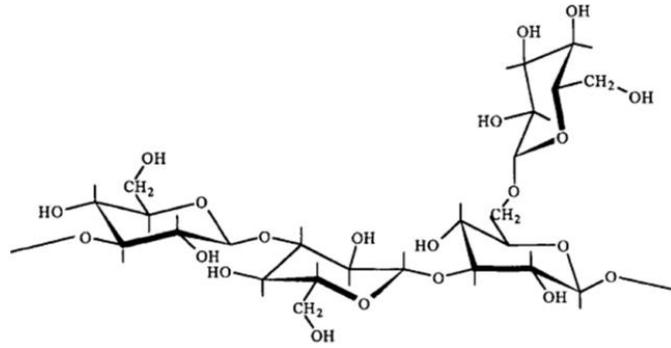


Figura 6. Estructura molecular schizophyllan (Pu et al., 2018).

b) Polímeros sintéticos.

Existen varios polímeros sintéticos que se han utilizado para la EOR en el laboratorio. Los polímeros sintéticos se suelen clasificar en poliacrilamida (PAM), poliacrilamida hidrolizada (HPAM) y poliacrilamida de asociación hidrofóbica (HAPAM) (Gbadamosi et al., 2022).

- PAM (*Poliacrilamida hidrolizada*).

PAM es un conocido agente espesante para aplicaciones EOR. Esto se debe a su elevado peso molecular ($>1 \times 10^6$ g/mol). En su forma no hidrolizada, la PAM es de naturaleza no iónica (figura 7). De ahí que se produzca una alta adsorción del polímero en superficies minerales. No obstante, debido a las propiedades inherentes del polímero, se utiliza sobre todo en su forma hidrolizada (Olajire, 2014).

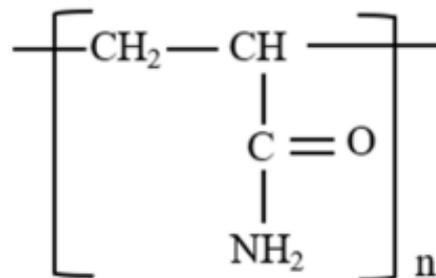


Figura 7. Estructura molecular de la PAM (Olajire, 2014)

- *HPAM (Poliacrilamida parcialmente hidrolizada).*

La HPAM es de cadena recta de monómeros de acrilamida, algunos de los cuales han sido hidrolizados, como se muestra en la figura 8. El grado de hidrólisis puede ser importante en determinadas propiedades físicas, como la adsorción del polímero, la estabilidad al cizallamiento y la estabilidad térmica (Sorbie, 1991).

La HPAM es el polímero soluble en agua más utilizado tanto en la inyección de polímeros, la HPAM tiende a ser un mejor agente para reducir la viscosidad en salmueras de baja salinidad y tiende a adsorberse menos en las superficies rocosas de los yacimientos que son buenos candidatos para la inyección de agua con polímeros (Holstein, 2010).

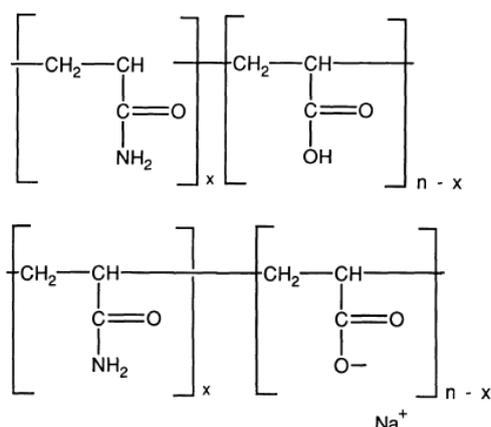


Figura 8. HPAM y su correspondiente sal sódica (Sorbie, 1991).

- *HAPAM (Poliacrilamidas hidrofóbicamente asociativas).*

Las HAPAM (figura 9), también solubles en agua y utilizadas como agentes espesantes, presentan grupos hidrofóbicos que en solución salina interactúan entre sí, formando una estructura de red de forma reversible capaz de minimizar la exposición del polímero al agua, aumentando su resistencia reológica en solución, aumentando así su resistencia reológica en solución. Estos polímeros pueden utilizarse como sustitutos del HPAM en medios de alta salinidad (Yang et al., 2004).

Cabe señalar que, a altas velocidades de cizallamiento, la caída (permanente) de la viscosidad es menor en la HAPAM en comparación con la HPAM, porque el aumento de la viscosidad en soluciones de HAPAM está causado por las interacciones intermoleculares es decir grupos hidrofóbicos (Faria S, 2015).

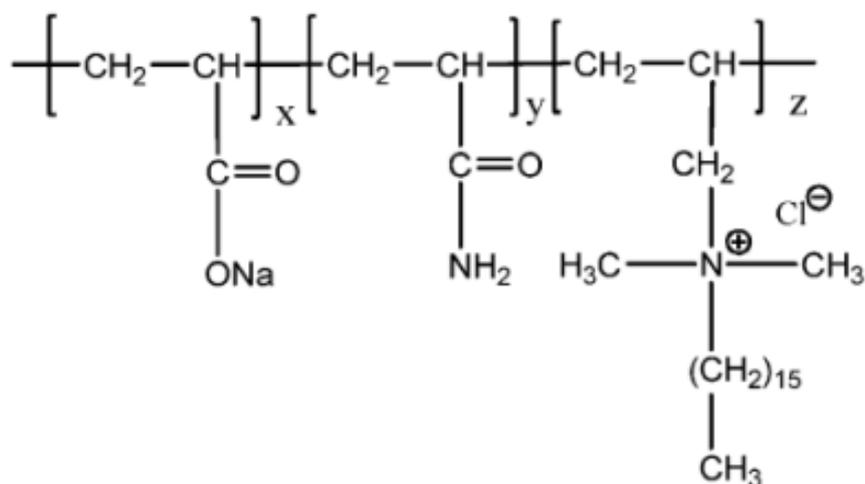


Figura 9. Poliacrilamida hidrofobicamente asociativa (Yang et al., 2004).

2.2.4 Propiedades físicas de las soluciones poliméricas.

Las soluciones poliméricas tienen características estructurales que dependen de la naturaleza de la unidad repetitiva y la distribución de los monómeros en la cadena.

Tabla 5. Propiedades físicas de las soluciones poliméricas (Abrahamsen & Kleppe, 2012).

Adsorción	Retención	Factor de resistencia
La cantidad de polímero adsorbido depende de la naturaleza del polímero y de la superficie de la roca.	La retención del polímero consiste en la adsorción en la roca y el entrapamiento de las moléculas de este en los pequeños espacios que hay en los poros de la roca.	La medida de la reducción de la movilidad se conoce como el factor de resistencia.
Tres fenómenos se han observado con relación a la adsorción de polímero: (1) Las pruebas de laboratorio a menudo indican una mayor adsorción que la observada en campo; (2) La adsorción es significativamente menor en los núcleos consolidados que en los empaques de arena, y (3) La adsorción aumenta al aumentar la salinidad del agua.	El nivel de polímero retenido en el yacimiento depende de una serie de variables como la permeabilidad de la roca, área de superficie, la naturaleza de la roca del yacimiento (arenisca, carbonato, minerales o arcillas), la naturaleza del solvente para el polímero (salinidad y dureza), el peso molecular del polímero, carga iónica en el polímero y el volumen de poros inaccesibles.	El factor de resistencia en función a la razón V_{inj} / V_p de volumen acumulado inyectado en el volumen poroso.

2.2.5 Concentración de la solución polimérica.

La viscosidad aparente del polímero depende de la concentración (figura 10). Un aumento de la concentración de polímero resulta más eficaz en el incremento de la recuperación de petróleo debido a que la concentración de polímero reduce directamente la relación de movilidad mediante el aumento de la viscosidad de la fase de agua y al mismo tiempo reduce eficazmente la permeabilidad al agua (Shirif et al., 2003).

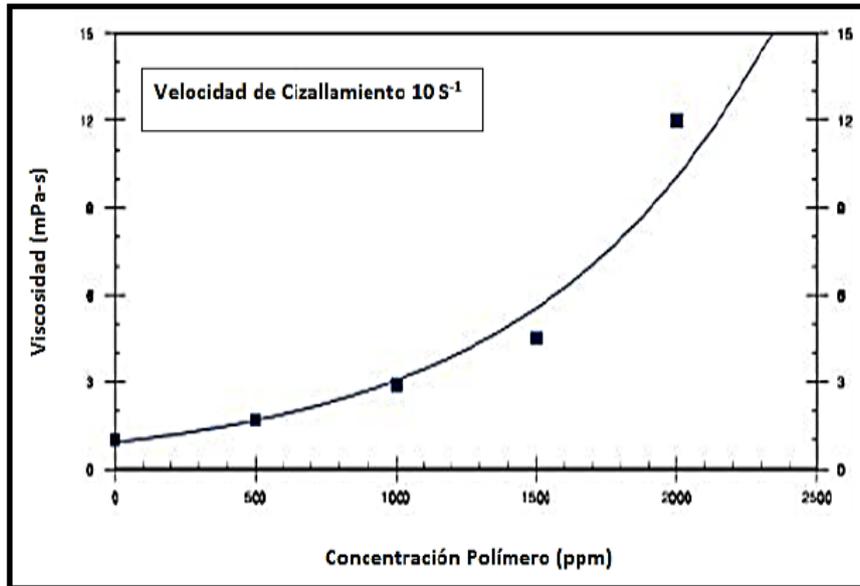


Figura 10. Viscosidad de polímero en función de su concentración (Shirif et al., 2003).

2.2.6 Reología de las Soluciones de Polímeros.

La reología de las soluciones poliméricas se encuentra directamente ligada con la viscosidad de la solución. La inyección de polímeros se encuentra dentro del grupo de fluidos no Newtonianos. El comportamiento reológico puede expresarse en los términos de viscosidad aparente (Cuenca, 2016).

a) Viscosidad aparente.

La viscosidad aparente de las soluciones poliméricas utilizadas en los procesos de EOR disminuye a medida que aumenta la velocidad de cizallamiento que se la puede definir como:

$$\mu = \frac{\tau}{\dot{\gamma}} \quad (1)$$

Donde:

μ = viscosidad

τ = esfuerzo cortante

γ = velocidad de corte o cizallamiento

2.3 REDUCTORES DE VISCOSIDAD

El uso más frecuente de los reductores de viscosidad es para facilitar el transporte y bombeo del crudo (Abarca et al., 2020).

2.3.1 Base agua.

El reductor de viscosidad a base de agua (HEA) se compone de tensioactivos, estabilizadores y otros aditivos, tiene un muy buen efecto reductor de la viscosidad para el petróleo crudo viscoso en dosis de 50 ~ 200 mg/kg, la viscosidad se reduce por encima 99% (Xie et al., 2001).

2.3.2 Base solvente.

Los reductores de viscosidad base solvente tienen en su composición agentes químicos con el nombre de surfactantes. Estos son compuestos orgánicos que, al estar en medio acuoso, migran hacia la superficie acuosa para que allí permanezca su componente hidrosoluble, y el hidrófobo quede fuera de esa fase. Esto influye las propiedades de las superficies de las interfases agua-petróleo (Allenson et al., 2011).

2.3.3 Base aceite.

El reductor de viscosidad a base de aceite (ORV) que está compuesto por polímeros de alto peso molecular, tensioactivos y otros aditivos, tiene un buen efecto reductor de la viscosidad para el petróleo crudo de viscosidad baja o media, en dosis de 100 a 300 mg/kg, la viscosidad se reduce entre un 60% y un 80%, al mismo tiempo, tiene un buen efecto reductor del punto de fluidez para crudos de alto punto de fluidez (Xie et al., 2001).

2.4 REGIÓN DE PLATEAU

El problema de Plateau descrito por el físico Joseph Ferdinand Plateau, está definido por: “Dada una curva simple y cerrada en el espacio, encontrar una superficie mínima cuyo borde sea esa curva” (Gonzalo, 2005).

La región de Plateau, es la estabilidad que muestra un tratamiento en función del tiempo.

2.5 REDUCTORES DE ARRASTRE O DRAG

Los reductores de arrastre en tuberías para el transporte de líquidos son importantes en las aplicaciones de perforación de pozos petroleros y en el mantenimiento de equipos de bombeo en oleoductos. La resistencia al flujo en tuberías puede reducirse añadiendo una pequeña cantidad de polímero de alto peso molecular (Fink, 2020).

Polietileno lineal de baja densidad	<ul style="list-style-type: none">• α-Olefinas hasta 10 moles %.
Copolímero de α -olefina lineal con reticulantes	<ul style="list-style-type: none">• Las α-olefinas son el 1-hexeno, el 1-octeno, el 1-deceno y el 1-dodeceno.
Poliacrilamidas , polímeros de óxido de polialquileno y sus copolímeros	<ul style="list-style-type: none">• Reductor de arrastre soluble en agua para emulsiones
Fluorocarburos	<ul style="list-style-type: none">• Para los crudos asfálticos
Polialquilmecrilatos	<ul style="list-style-type: none">• Los ésteres con C-10 a C-18 y monómeros iónicos reducen la fricción en el flujo de hidrocarburos en un factor de 5 a concentraciones de 25 ppm
<i>Terpolymer of styrene, alkyl acrylate and (acrylic acid or methacrylic acid)</i>	<ul style="list-style-type: none">• Reductor de arrastre para fluidos de hidrocarburos

Figura 11. Tipos de reductores de arrastre (Marawan, 2004).

Los operadores de oleoductos de hidrocarburos líquidos pueden reducir los costos de explotación utilizando un mejorador de caudal reductor de arrastre para eliminar la necesidad de estaciones de bombeo intermedias o de refuerzo infrautilizadas (Johannes, 2015).

2.5.1 DRAs solubles en aceite.

Los polímeros DRAs (*Drag-reducing agents*) comerciales para el transporte de petróleo que pueden producirse con UHMW (*ultra high molecular weight poly(ethylene)*) se basan principalmente en la polimerización organometálica Ziegler-Natta de alquenos (olefinas). Entre los ejemplos de monómeros que pueden utilizarse se incluyen: isobutileno, isopreno, estireno, hexeno, octeno, deceno, tetradeceno (Kelland, 2014).

2.5.2 DRAs solubles en agua.

Acorde a Morgan y McCormick (1990), los polímeros solubles en agua que se han utilizados como DRA son: PAM y poliacrilamida parcialmente hidrolizada (PHPA), Otros copolímeros de acrilamida y derivados de acrilamida y acrilatos, Polietilenoóxido (PEO), Alcoholes polivinílicos, Polisacáridos y derivados (*Guar gum*, *Hydroxypropylguar*, *Carboxymethylcellulose (CMC)*, *Xanthan*), y Hidroxietilcelulosa (HEC).

CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

3.1 MÉTODO DE INVESTIGACIÓN

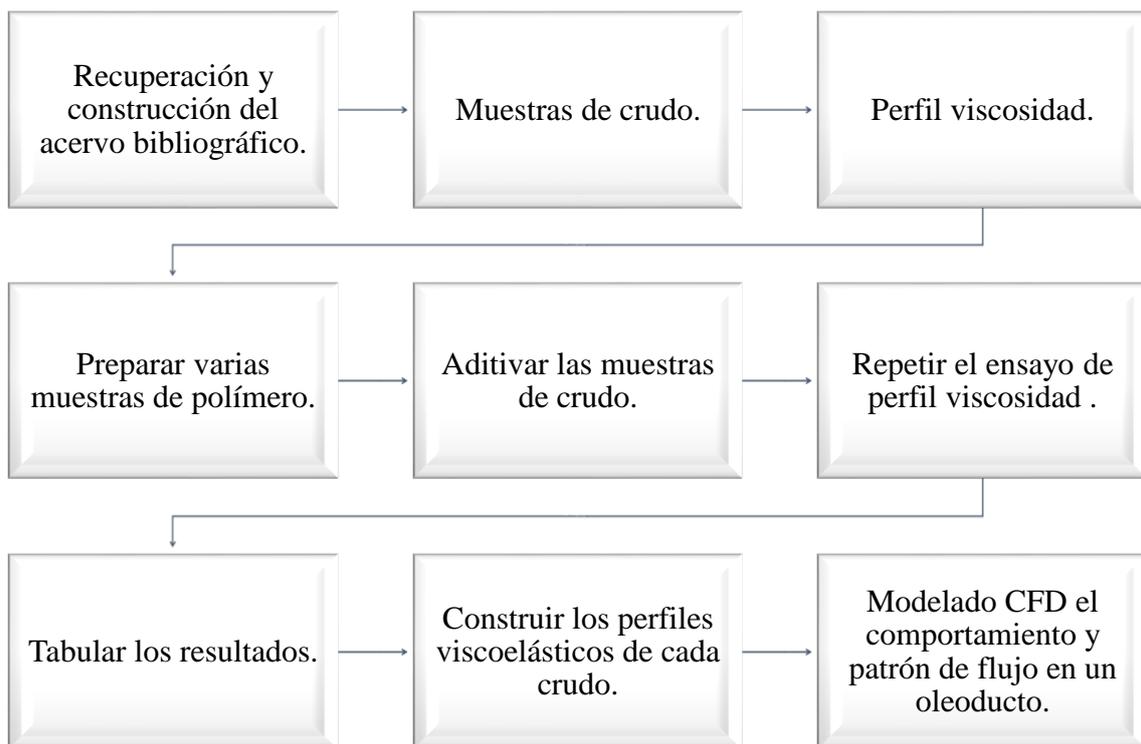


Figura 12. Metodología de la investigación aplicada

3.2 TIPO DE ESTUDIO

El tipo de estudio en el tema “Evaluación mediante pruebas de laboratorio el comportamiento viscoelástico de crudos pesados y extrapesados del Oriente Ecuatoriano con aditivo reductor de viscosidad base agua” es investigación documental, bibliográfica y experimental, manipulando así: las variables, muestras de crudos y el ambiente de las pruebas en el laboratorio de Petróleo de la UPSE.

3.3 POBLACIÓN

- Crudos pesados Oriente Ecuatoriano
- Crudos extrapesados Oriente Ecuatoriano

3.4 MUESTRA

- Polímero DCSP-2105
- Agua
- 5 tipos de Crudos del Oriente Ecuatoriano: 10 – 22 °API y < 10°API.

3.5 EQUIPOS Y MATERIALES

En la tabla 6, se presentan los equipos y materiales utilizados en las pruebas de laboratorio.

Tabla 6. Equipos y materiales

EQUIPO	MATERIAL
<ul style="list-style-type: none">• Viscosímetros	<ul style="list-style-type: none">• Muestras de crudos
<ul style="list-style-type: none">• Cubeta de baño maría	<ul style="list-style-type: none">• Agua destilada o agua corriente
<ul style="list-style-type: none">• Plancha de agitación y calentamiento	<ul style="list-style-type: none">• Polímero DCSP-2105
<ul style="list-style-type: none">• Vasos de precipitación	<ul style="list-style-type: none">• Pinzas para vasos de precipitación
<ul style="list-style-type: none">• Hidrómetro API	<ul style="list-style-type: none">• Jeringas de 50 mL
<ul style="list-style-type: none">• Termómetro de vidrio	<ul style="list-style-type: none">• Jeringas de 10 mL
<ul style="list-style-type: none">• Balanza analítica	<ul style="list-style-type: none">• Cartones
<ul style="list-style-type: none">• Micropipetas	<ul style="list-style-type: none">• Software CFD
<ul style="list-style-type: none">• Cámara fotográfica	
<ul style="list-style-type: none">• Computador	

3.6 TOMA Y RECOLECCIÓN DE LAS MUESTRAS

Las cinco muestras obtenidas del Crudo Oriente Ecuatoriano (COE), se agruparán en base a sus grados API, determinar el punto de fluidez de cada crudo a partir de calentamiento en baño maría de cada tipo y muestra de crudo de origen (sin aditivos químicos), realizar

el perfil viscoelástico en función de la temperatura y velocidad de corte con viscosímetro y calentamiento en baño maría y/o plancha calentadora con varias muestras crudo pesado y extrapesado, las velocidades de corte son: 6, 12, 30 y 60 RPM.

Aditivar las muestras de crudo y el resultado obtenido en cada prueba realizar los perfiles viscoelásticos con diferentes las concentraciones poliméricas (1.5 y 2.0%), cabe mencionar que cada velocidad de corte es considerada en un rango de temperatura de 301 Kelvin (K) a 383 K con intervalo de 10 K de cada prueba y para finalmente realizar la simulación en el software Ansys CFD.

3.6.1 Método del hidrómetro.

Acorde al INEN (2013), el método determina la densidad API del petróleo crudo utilizando un hidrómetro de vidrio. Este método de ensayo se fundamenta en el principio de que la densidad de un líquido varía directamente con la profundidad de inmersión de un cuerpo que se encuentra flotando en éste.

La densidad API se lee observando el hidrómetro API que se encuentra flotando libremente y corresponde a la lectura de la graduación más cercana a la intersección aparente de la superficie del plano horizontal del líquido con la escala vertical del hidrómetro, una vez que la temperatura de equilibrio se haya alcanzado.

Luego de obtener lectura de la densidad, se utiliza la fórmula API mostrada en la ecuación 2, para encontrar el valor correspondiente:

$$^{\circ} API = \frac{141.5}{\text{Densidad Relativa @ } 60^{\circ}\text{F}} - 131.5 \quad (2)$$

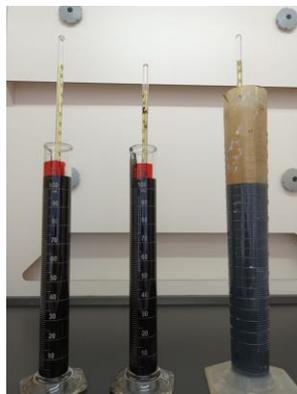


Figura 13. Método del hidrómetro en varias muestras de COE.

3.6.2 Punto de fluidez.

El punto de fluidez de un líquido es la temperatura por debajo de la cual el líquido pierde sus características de flujo (Treese et al., 2015). Se define como la temperatura mínima en la que el petróleo tiene la capacidad de derramarse desde un vaso de precipitación. En el petróleo crudo, un alto punto de fluidez generalmente se asocia con un alto contenido de parafina.

3.6.3 Valores de viscosidad.

Realizar el perfil viscoelástico en función de la temperatura y velocidad de corte con los viscosímetros NDJ-9S y NDJ-8S, calentamiento en baño maría y/o plancha calentadora, vaso de precipitación, termómetro y cartón a varias muestras crudo pesado y extrapesado. Las velocidades de corte son: 6, 12, 30 y 60 RPM.



Figura 14. Viscosímetro NDJ-8S y NDJ-9S

Los valores de la viscosidad se determinarán mediante pruebas a las diferentes muestras de crudos y a varios rangos de temperatura, dicho valores de viscosidad serán denominados pruebas: virgen, inicial, después de 30 minutos y 72 horas después.

3.6.4 Concentración del polímero.

A continuación, se muestra el procedimiento diseñado para utilizar el reductor de viscosidad (Surfactante polimérico) – Base agua en las pruebas de laboratorio.

$$C = 5 \text{ kg/m}^3$$

$$C = 1.5 \text{ y } 2.0 \% \text{ w/w}$$

1.5 g de químico → 100 g de solución

$$\frac{1.5}{100} = \frac{m_{pol}}{m_{quim_{disol}}} \quad (3)$$

$$m_{pol} = m_{quim_{disol}} \times \frac{1.5}{100} \quad (4)$$

Donde:

C = concentración en peso diluidas en agua, (% w/w).

m_{pol} = masa del polímero, (g).

$m_{quim_{disol}}$ = masa del químico a disolver, (g).

$$\rho_{Agua} = 1.02 \frac{g}{ml}$$

$$\rho_{polimero} = 1.2 \text{ g/ml}$$

En la ecuación 5, se consideran las dos variables que se describen a continuación:

$$x = \text{g de Agua}$$

$$y = \text{g de polimero}$$

$$\frac{x}{1.02} + \frac{y}{1.2} = 60 \text{ml (dilución)} \quad (5)$$

Para C = 1.5%

$$\frac{1.5}{100} = \frac{y}{x + y} \quad (6)$$

Realizando el procedimiento correspondiente de la ecuación 6, queda la siguiente función:

$$x = 65.66 y \quad (7)$$

Luego se vuelve a la ecuación 6, y reemplazamos la variable x (ecuación. 7), obteniendo los siguientes resultados.

$$y = 0.9 \text{ g (polimero)}$$

$$x = 59 \text{ ml (Agua)}$$

$$V_{Total} = V_{Oil} + V_{dilución} \quad (8)$$

El mismo procedimiento se realizó para la concentración del 2.0 % y los resultados se muestran en la tabla 7.

Se utilizó la relación promedio de químico diluido/petróleo crudo de 20/80 %, donde el volumen total para cada prueba corresponde a 300 ml, el volumen de cada crudo muestra

de crudo es de 240ml y el volumen de dilución a 60 ml (químico diluido). Tal como se muestra en la ecuación 8.

Tabla 7. Concentraciones para utilizar

	Concentraciones (C)	
	C= 1.5 %	C= 2.0 %
Agua	59.2 ml	58.8 ml
Polímero	0.92 g	1.22 g

3.6.5 Preparación de las soluciones poliméricas.

La preparación de las soluciones poliméricas a diferentes concentraciones se realizó utilizando la balanza digital analítica, probeta, vasos de precipitación, agitador magnético, papel filtro, polímero, agua, plancha de agitación y calentamiento como se muestra en la figura 15.



Figura 15. Preparación de la solución polimérica DCSP-2105.

Para la concentración de 1.5 % se pesó en la una balanza analítica con un papel filtro 0.92 gramos de polímero, luego en una probeta se colocó 59.2 ml de agua, después se agregó el agua en un vaso de precipitación con la cantidad pesada del polímero, se introdujo una barra de agitación magnética, se ubicó a la plancha de agitación y calentamiento a 325 RPM por 15 minutos y se observó que no haya presencia de burbujas de aire, vertimos la solución generada en 240 ml de crudo para poder continuar con las pruebas de laboratorio.

Para la concentración de 2.0 % se pesó en la una balanza analítica con un papel filtro 1.23 gramos de polímero, luego en una probeta se colocó 58.92 ml de agua y se procedió a seguir el mismo procedimiento descrito anteriormente.

3.6.6 Aditivar las muestras de crudo.

El procedimiento para aditivar las muestras de crudo se describe a continuación:

- Preparar varias muestras de polímero diluido en varias concentraciones en peso.
- Aditivar las muestras de crudo con polímero diluido en varias concentraciones y realizar el ensayo de perfil viscosidad.
- Esperar 30 minutos de reacción y volver realizar el ensayo de perfil viscosidad
- Separar y etiquetar las muestras con varias concentraciones de químico diluido.
- Eliminar el agua de dilución del crudo con las jeringas y realizar el ensayo de perfil viscoelástico.
- Repetir el ensayo de perfil viscosidad a partir de las muestras etiquetadas luego de 72 horas de espera.

3.7 MODELO DE PREDICCIÓN

3.7.1 Ecuación de Andrade.

El modelo de ajuste para los datos experimentales se realizará mediante la ecuación de Andrade:

$$\eta = A \cdot e^{\frac{b}{T}} \quad (9)$$

Donde:

h = Viscosidad dinámica, (mPa.s).

A y b = Constantes empíricas

T = Temperatura, (K).

3.8 MODELO DE COMPORTAMIENTO REOLÓGICO

3.8.1 Modelo Carreau - Yasuda.

El modelo reológico de Carreau-Yasuda asume que la viscosidad varía siguiendo la siguiente ecuación.

$$\mu = \mu_{\infty} + (\mu_0 - \mu_{\infty})[1 + (\lambda\gamma)^a]^{\frac{n-1}{a}} \quad (10)$$

Donde:

μ_{∞} = Valor de la viscosidad a medida que la velocidad de corte tiende a infinito, (Pa-s).

μ_0 = Valor de la viscosidad a medida que la velocidad de corte tiende a 0, (Pa-s).

λ = Un parámetro del modelo de Carreau Yasuda, (s).

γ = Velocidad de corte, (s^{-1}).

a = Un parámetro del modelo de Carreau Yasuda, (adimensional).

n = Índice de ley de potencia, (adimensional).

La ecuación de Carreau-Yasuda implica cinco parámetros ($\mu_0, \mu_{\infty}, \lambda, n, a$) para describir la reología del fluido, en lugar de la formulación de dos parámetros (k, n) de la relación de ley de potencia (Claudio y Andrade, 2007).

3.9 SOFTWARE CFD – ANSYS

Los productos CFD de Ansys brindan la posibilidad de lograr un progreso increíble a través de la innovación, ya que las presiones para optimizar los productos aumentan y los márgenes de error se reducen rápidamente (Ansys, 2023).

3.9.1 Ansys Fluent.

Ansys Fluent es un software de dinámica de fluidos computacional (CFD) de uso general que se utiliza para modelar el flujo de fluidos, la transferencia de calor y masa, las

reacciones químicas y más. Fluent ofrece una interfaz moderna y fácil de usar que agiliza el proceso de CFD desde el preprocesamiento hasta el posprocesamiento dentro de un flujo de trabajo de una sola ventana (Ansys, 2023).

Ansys Fluent es el software de simulación de fluidos líder en la industria conocido por sus capacidades avanzadas de modelado físico y precisión líder en la industria.

3.9.2 Simulación *Ansys Fluent*.

La simulación del transporte de crudo pesado y extrapesado en un oleoducto se llevó a cabo mediante el procedimiento descrito a continuación.

a) *Geometría.*

Se construye una tubería horizontal con geometría 3D de 100 y 80 mm de diámetro y 1000 mm de longitud en *Geometry in DesignModeler* de la versión estudiantil Ansys 2023 R1, como se muestra en la figura 16.

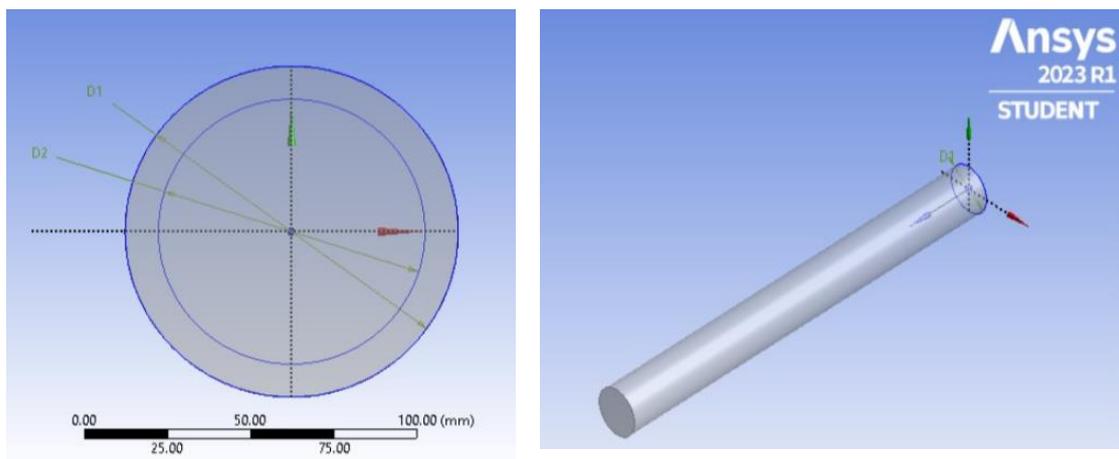


Figura 16. Geometría de la tubería

b) *Mallado.*

El mallado de la geometría una parte muy importante para la validación ya que la convergencia y veracidad de los resultados dependen de la calidad de la malla. ANSYS-Meshing posee varios métodos para realizar la fragmentación del sólido y en esta simulación utilizaremos el método Sweep con mallado hexaédrico donde se generó una malla 3D con 12620 elementos, como se muestra en la figura 17. También se crearon las condiciones de frontera en la geometría: entrada y salida del fluido y contacto entre la pared de la tubería y el fluido (*wall*).

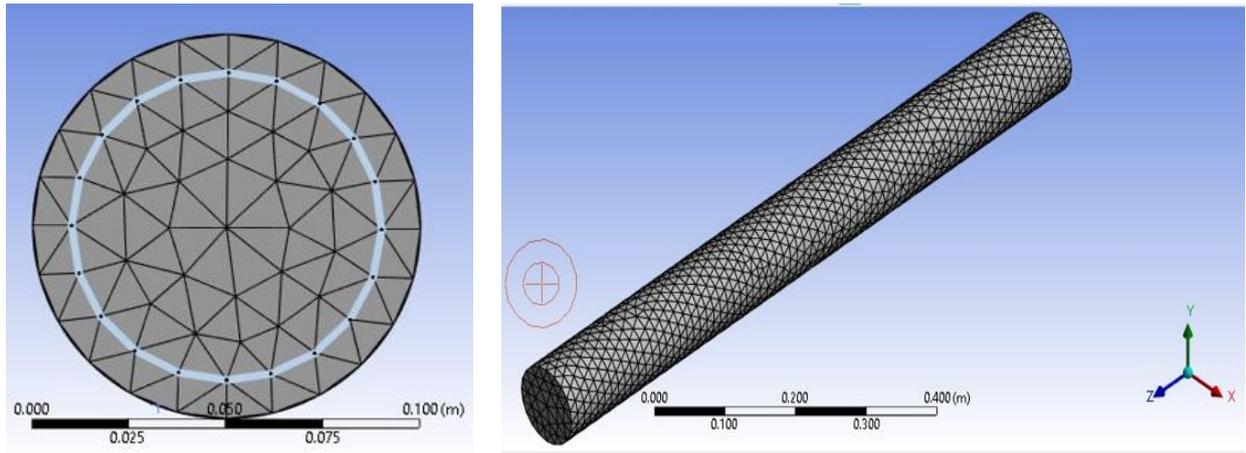


Figura 17. Mallado utilizado en las simulaciones

c) Setup Configuración y solución.

En esta sección se establece el modelo multifásico “VOF” (*Volume of Fluid*), como se muestra en la figura 18, este enfoque modela dos fluidos inmiscibles que son petróleo-agua y el modelo viscoso en la figura 19, se utilizó el modelo “k-epsilon” estándar con función de tratamiento de pared mejorada en la zona de la celda.

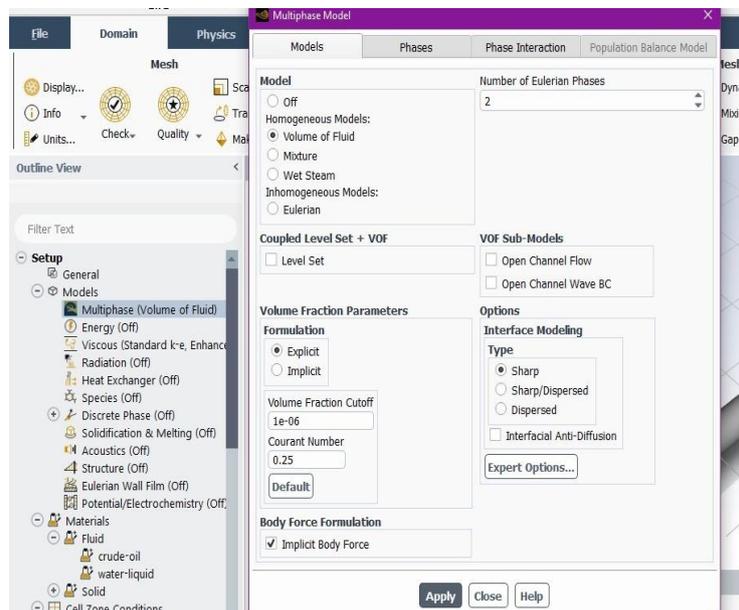


Figura 18. Configuración del modelo VOF

La configuración de los materiales, las condiciones de frontera y método de solución el esquema “Coupled” para acoplar las ecuaciones de presión y velocidad de las dos fases, la variable de presión está dada por “PRESTO” y para la fracción volumétrica en “Geo-Reconstruct”, el resto de las variables “Upwind” en segundo orden y el criterio de convergencia se utilizaron los valores establecidos por ANSYS Fluent (0.001).

Tabla 8. Propiedades físicas de los fluidos y condiciones límites (Crivellaro et al., 2009).

	Densidad (kg/m ³)	Viscosidad (Pa. s)	Velocidad de entrada (m/s)
Agua	998	0.001	1
Petróleo	973	2.7	0.8

Para las simulaciones se utilizaron datos de la tabla 8, con la respectiva viscosidad y densidad del COE-01 y COE-04.

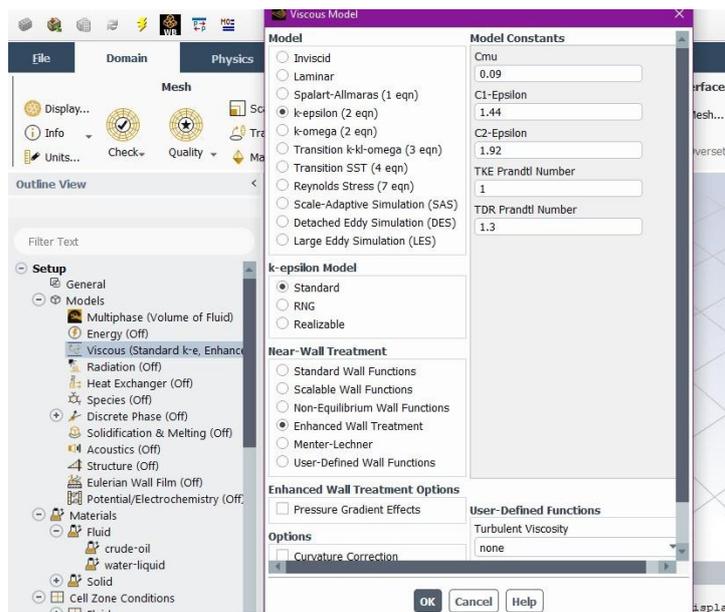


Figura 19. Selección del modelo viscoso

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 PARÁMETROS INICIALES DE LA MUESTRA

4.1.1 Grado API.

En las pruebas API de las muestras de crudo del Oriente Ecuatoriano se obtuvieron resultados de 9.70 a 18.60 °API como se muestra en la tabla 9, que se clasifican como crudos pesados y extrapesados.

Tabla 9. Grados API de las muestras de crudo

Muestra	°API
COE – 01	9.70
COE – 02	18.60
COE – 03	11.40
COE – 04	13.90
COE – 05	9.80

4.1.2 Punto de fluidez.

Los resultados del punto de fluidez de cada crudo mostrados en la tabla 10, demuestran que los crudos extrapesados tienen una temperatura mínima de 312 a 313 K y para los crudos pesados 303 a 311 K.

Tabla 10. Punto de fluidez

Punto de fluidez	
Muestra	Temperatura (K)
COE - 01	312
COE - 02	303
COE - 03	311
COE - 04	308
COE - 05	313

4.1.3 Pruebas de laboratorio.

Los resultados experimentales de las muestras COE-01, COE-02, COE-03, COE-04 y COE-05 fueron denominados como 6,12,30 y 60 RPM y los valores denominados ajustes (6,12,30 y 60 RPM) se obtuvieron en función de la viscosidad vs temperatura y las velocidades de corte vs viscosidad (Ver anexo A).

4.2 PERFILES VISCOELÁSTICOS DE CADA CRUDO.

A continuación, se presentan los perfiles viscoelásticos de cada crudo en función de la temperatura vs viscosidad y velocidades de cortes vs su viscosidad, utilizando las diferentes concentraciones del polímero y tiempo de aplicación.

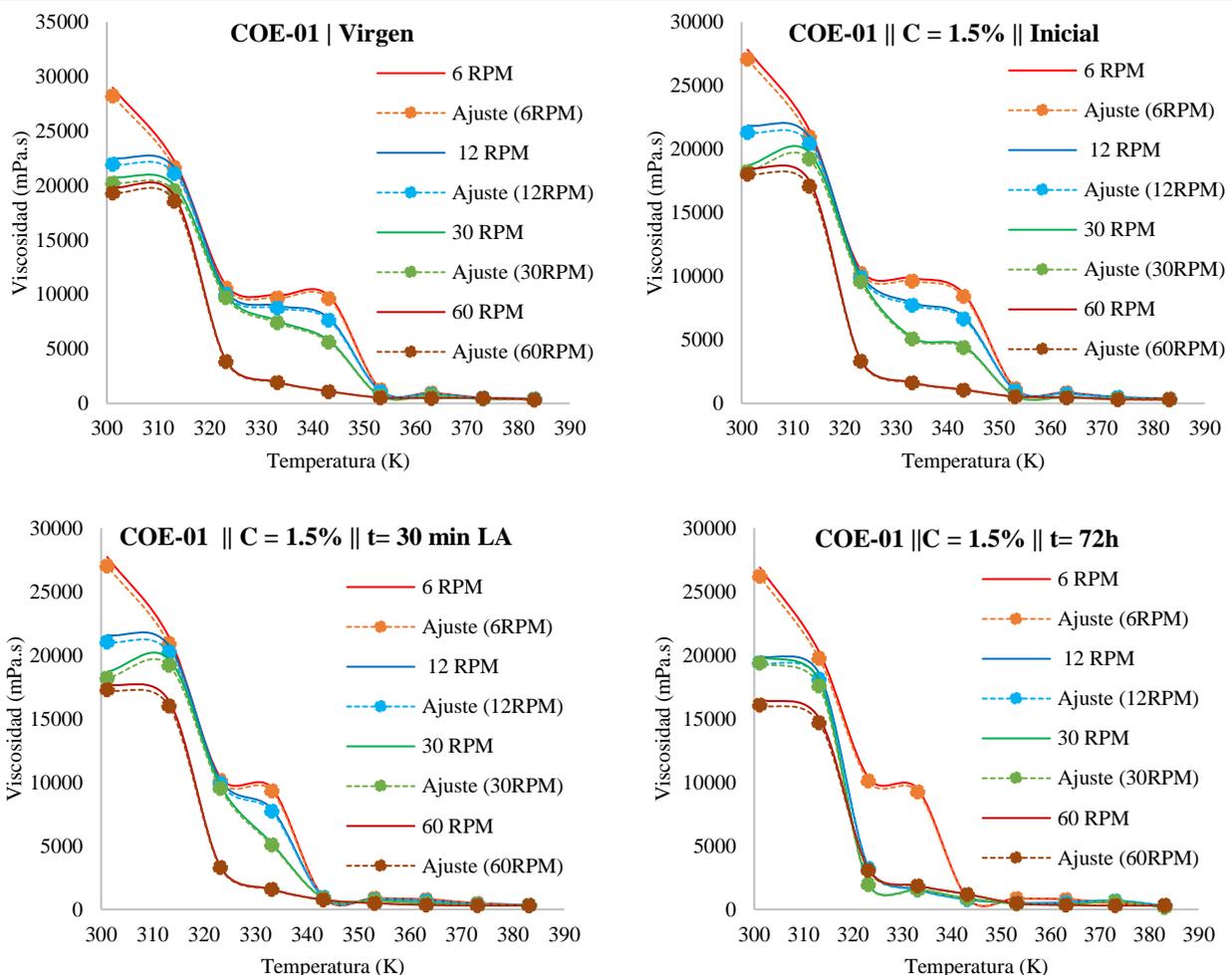


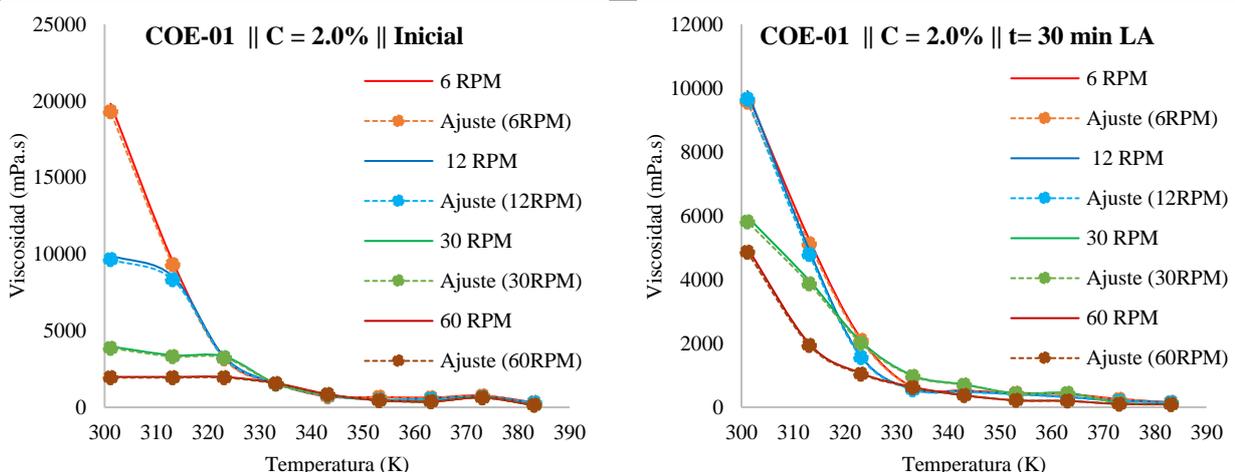
Figura 20. Perfiles del COE-01, virgen y C=1.5%

En la figura 20, se muestran las pruebas del COE-01, donde se observa los perfiles denominados: virgen, inicial, 30 minutos LA (luego de la aplicación del polímero) y 72 horas

después. En los gráficos donde se visualiza que entre menos es la temperatura y velocidad de corte, mayor es la viscosidad, esto se repite en cada una de las pruebas, por ejemplo en la muestra virgen en una velocidad de corte a 6 RPM la cual es la velocidad más baja, se tiene una viscosidad de 28977 mPa.s esto a una temperatura de 301 K, con la aplicación del polímero a concentración de 1.5%, se puede observar que la viscosidad va disminuyendo más a medida que aumenta el tiempo de reposo, es decir, que entre más tiempo de reposo, el polímero interactúa mejor con el crudo reduciendo más la viscosidad como se observa en el gráfico de 72 horas de aplicación a 6RPM donde la viscosidad es de 26889 mPa.s.

Se aprecia que en la muestra virgen y la muestra con concentración 1.5% en la prueba inicial y de $t=30$ min, en el rango de temperatura de 310 a 320 K, la viscosidad es aproximadamente igual para las velocidades de corte de 6, 12 y 30 RPM el crudo está teniendo un comportamiento similar, debido a que su viscosidad mantiene aproximadamente los mismos valores en dicho rango de temperatura, esto ocurre debido a que está teniendo un comportamiento del fluido pseudoplástico.

La aplicación de la concentración al 2.0% como se muestra en la figura 21, las gráficas muestran un comportamiento decreciente de la viscosidad en función de la temperatura, por ejemplo, en la muestra virgen a 6RPM la viscosidad es de 28977 mPa.s a temperatura de 301 K. Y utilizando la concentración a 6RPM con tiempo de aplicación de 72 horas es 9558 mPa.s a temperatura de 301 K, así mismo se muestra la reducción de viscosidad en la prueba inicial y al cabo de $t=30$ min.



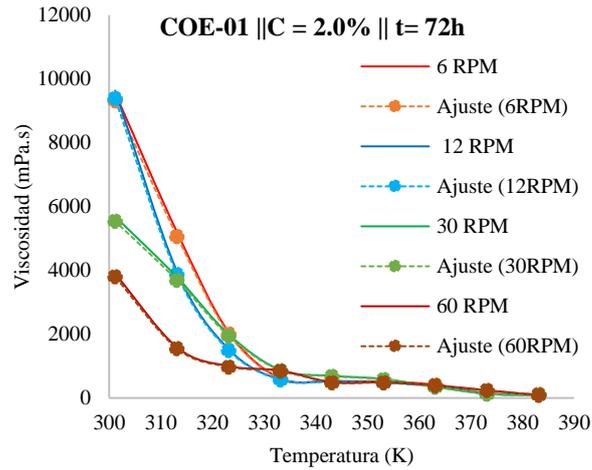
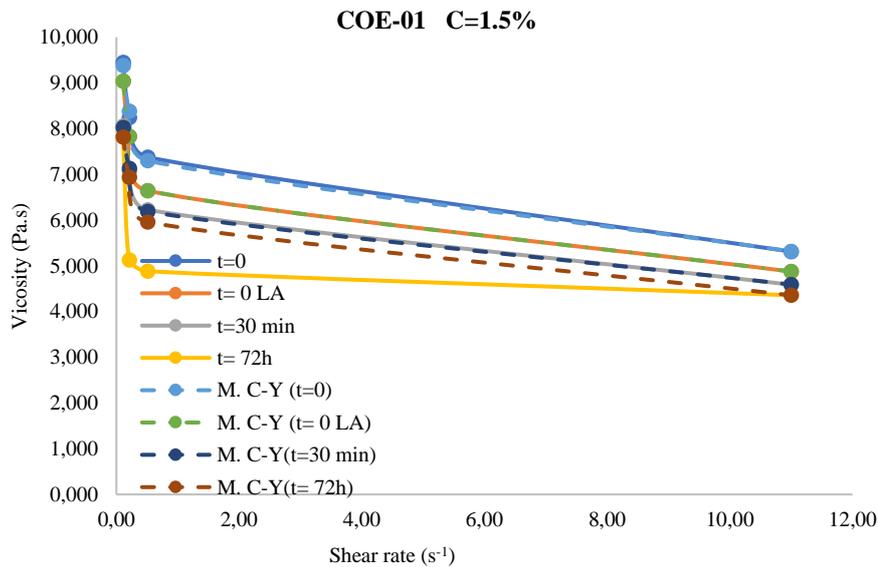


Figura 21. Perfiles del COE-01, C=2.0%

A continuación, se muestran los perfiles de viscosidad promedio vs velocidad de corte donde se realizó la aplicación de las concentraciones mostradas en la figura 22, con el modelo de Carreau- Yasuda (M.C.Y) el comportamiento del COE-01 a mayor tiempo de aplicación y mayor velocidad de corte la tendencia de la viscosidad disminuye demostrando estabilidad del uso del polímero. Por ejemplo, en la figura 18.b muestra el salto de viscosidad aproximadamente de 7 a 4 Pa.s donde el $t=0$ de 9.37 Pa.s a 0.11 s^{-1} a 2.12 Pa.s en tiempo de aplicación de 72 horas.



a)

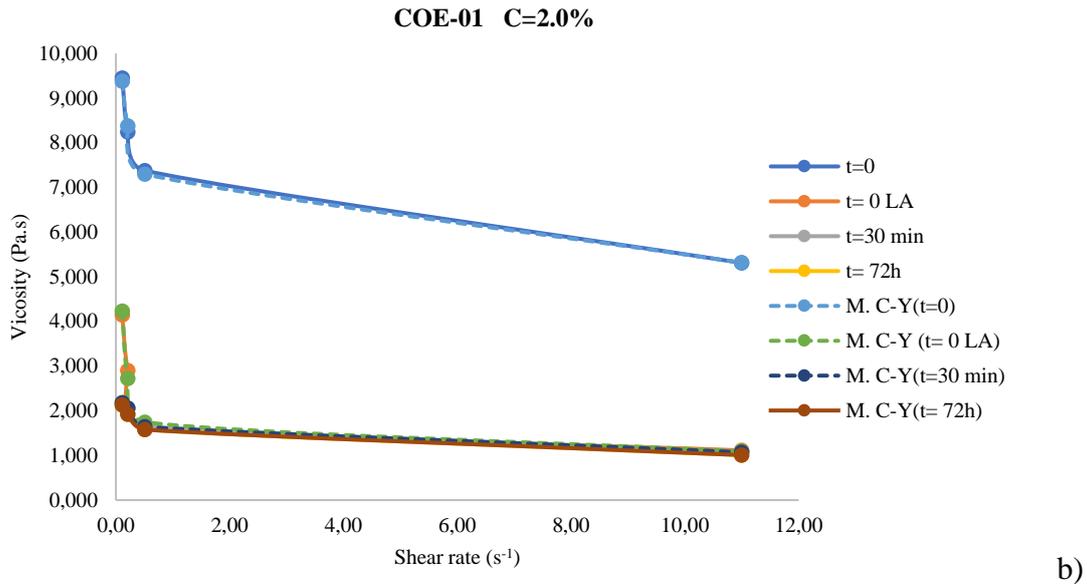


Figura 22. Perfiles del COE-01, C=1.5% y C=2.0% (M.C.Y)

En la figura 23, las pruebas del COE-02, observamos los perfiles denominados: virgen, inicial, 30 minutos LA(luego de la aplicación del polímero) y 72 horas después en los gráficos donde se visualiza que entre menos es la temperatura y velocidad de corte, mayor es la viscosidad, esto se repite en cada una de las pruebas, por ejemplo en la muestra virgen en una velocidad de corte a 6 RPM la cual es la velocidad más baja, se tiene una viscosidad de 7778 mPa.s esto a una temperatura de 301 K, con la aplicación del polímero a concentración de 1.5%, se puede observar que la viscosidad va disminuyendo más a medida que aumenta el tiempo de reposo, es decir, que entre más tiempo de reposo, el polímero interactúa mejor con el crudo reduciendo más la viscosidad como se observa en el gráfico de 72 horas de aplicación a 6RPM la viscosidad es de 6101 mPa.s.

Se aprecia que en la muestra virgen y la muestra con concentración 1.5% en la prueba inicial y de t=30 min, en el rango de temperatura de 310 a 320 K, la viscosidad es aproximadamente igual para las velocidades de corte de 6, 12 y 30 RPM el crudo está teniendo un comportamiento similar, debido a que su viscosidad mantiene aproximadamente los mismos valores en dicho rango de temperatura, esto ocurre debido a que está teniendo un comportamiento del fluido pseudoplástico.

La aplicación de la concentración al 2.0% como se muestra en la figura 24, las gráficas muestran un comportamiento decreciente de la viscosidad en función de la temperatura, por ejemplo, en la muestra virgen a 6RPM la viscosidad es de 7778 mPa.s a temperatura de 301 K. Y utilizando la concentración a 6RPM con tiempo de aplicación de 72 horas es 5816

mPa.s a temperatura de 301 K, así mismo se muestra la reducción de viscosidad en la prueba inicial y en t=30 min en los diferentes rangos de temperatura.

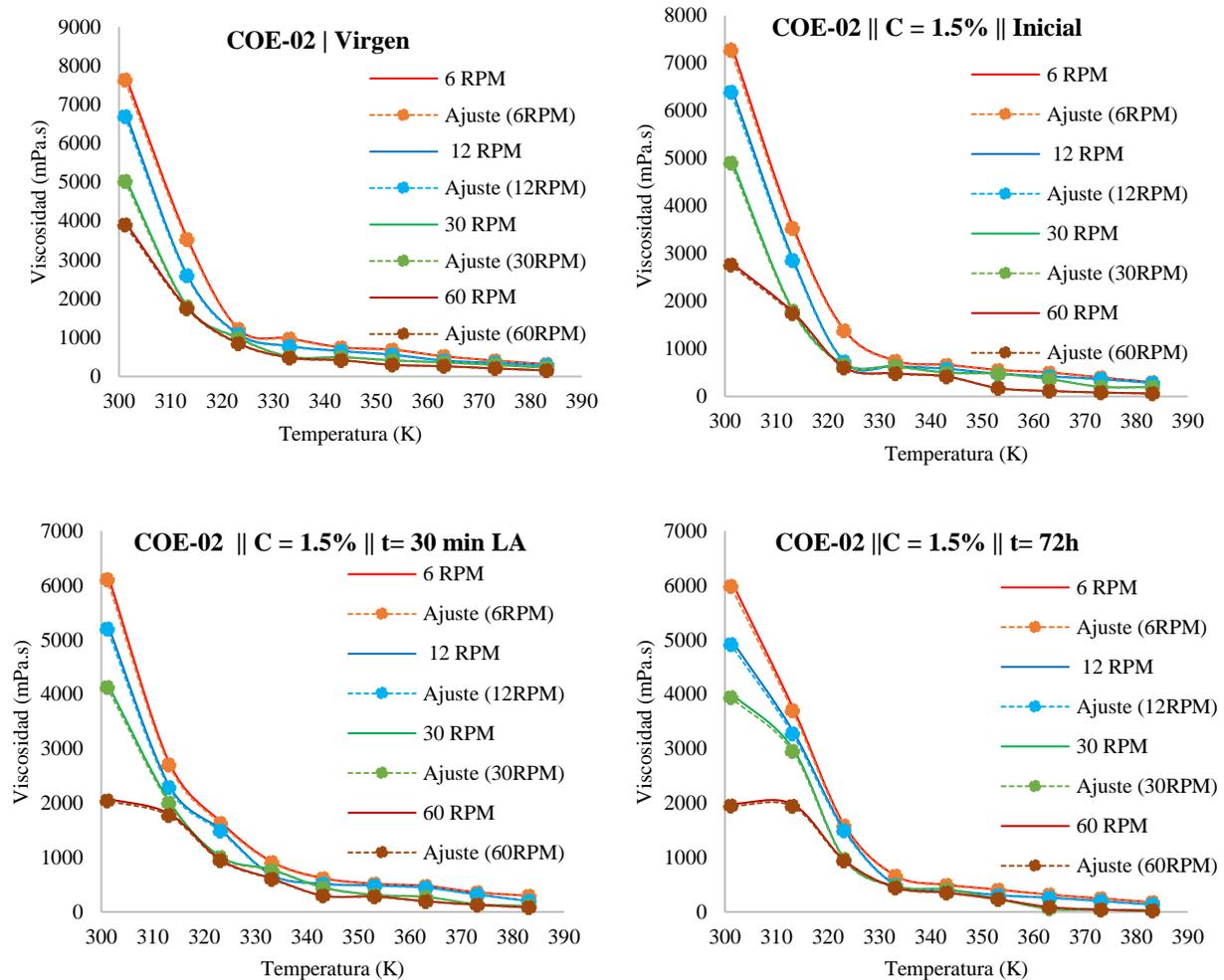
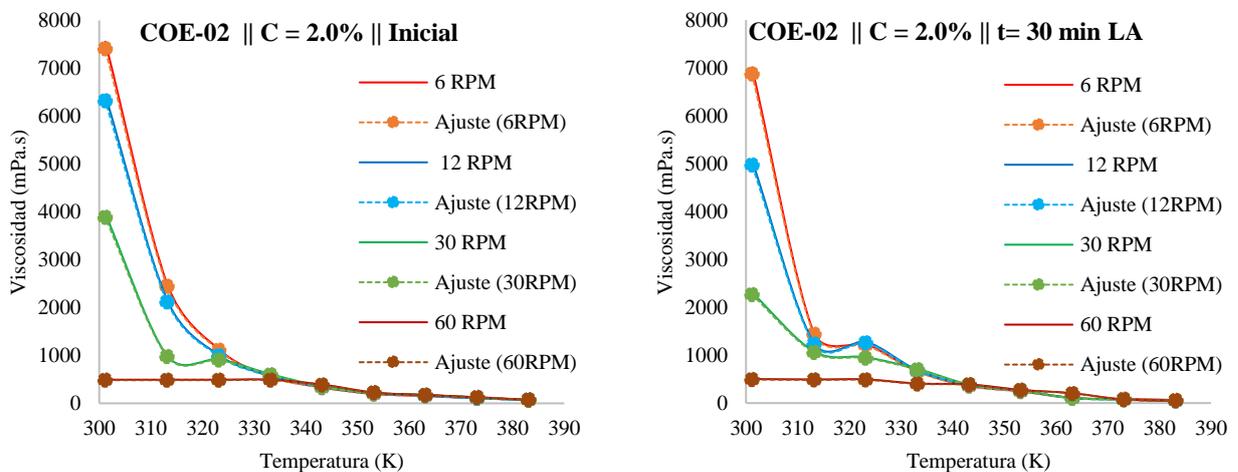


Figura 23. Perfiles del COE-02, C=1.5%



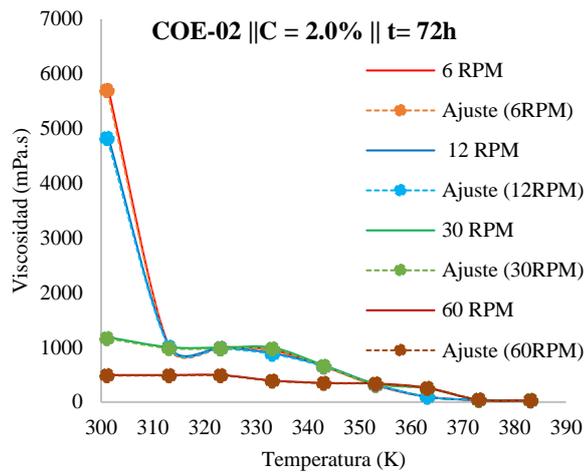
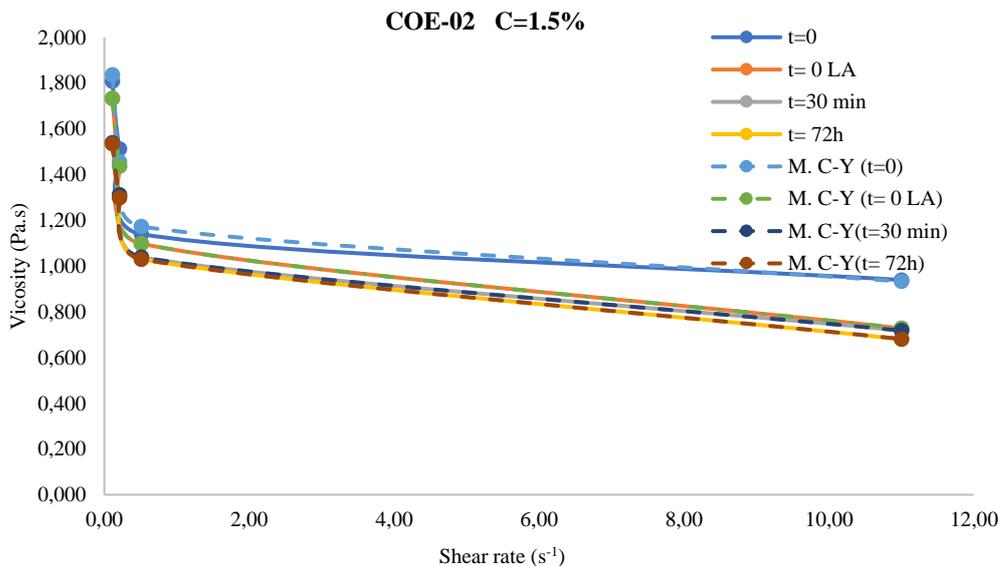
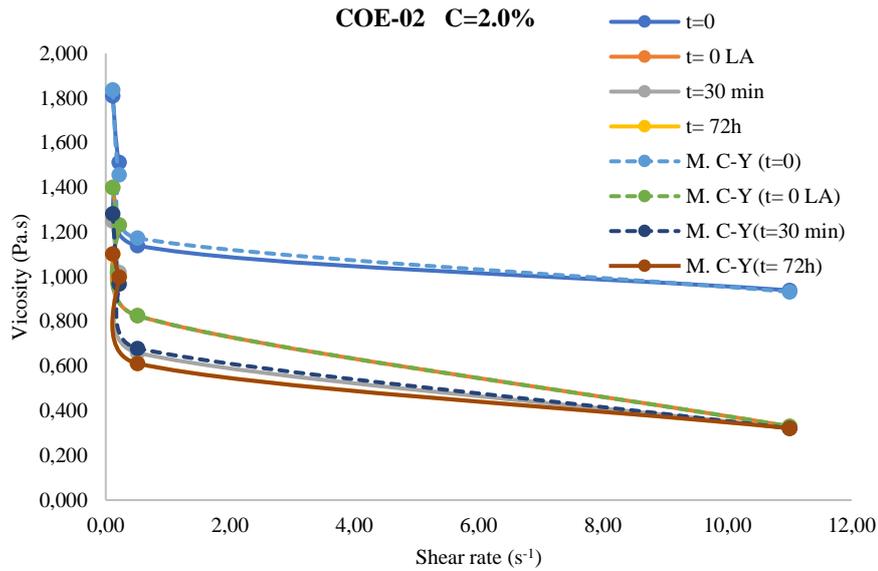


Figura 24. Perfiles del COE-02, C=2.0%

A continuación, se muestran los perfiles de viscosidad promedio vs velocidad de corte donde se realizó la aplicación de las concentraciones figura 25, con el modelo de Carreau- Yasuda (M.C.Y) el comportamiento del COE-02 a mayor tiempo de aplicación y mayor velocidad de corte la tendencia de la viscosidad disminuye demostrando estabilidad del uso polímero. Es decir, en la figura 18.a observamos una reducción de viscosidad de 1.8 a 0.9 Pa.s y la figura 18.b en la velocidad de corte 11 s^{-1} muestra el salto de viscosidad aproximadamente de 1.1 a 0.32 Pa.s en tiempo de aplicación de 72 horas.



a)



b)

Figura 25. Perfiles del COE-0,2, C=1.5% y C=2.0% (M.C.Y)

En la figura 26, las pruebas del COE-03, observamos los perfiles denominados: virgen, inicial, 30 minutos LA (luego de la aplicación del polímero) y 72 horas después. En los gráficos donde se visualiza que entre menos es la temperatura y velocidad de corte, mayor es la viscosidad, esto se repite en cada una de las pruebas, por ejemplo en la muestra virgen en una velocidad de corte a 6 RPM la cual es la velocidad más baja, se tiene una viscosidad de 9750 mPa.s esto a una temperatura de 301 K, con la aplicación del polímero a concentración de 1.5%, se puede observar que la viscosidad va disminuyendo más a medida que aumenta el tiempo de reposo, es decir, que entre más tiempo de reposo, el polímero interactúa mejor con el crudo reduciendo más la viscosidad como se observa en el gráfico de 72 horas de aplicación donde a 6RPM la viscosidad es de 700 mPa.s.

Se aprecia que en la muestra virgen y la muestra con concentración 1.5% en la prueba inicial y de t=30 min, en el rango de temperatura de 310 a 320 K, la viscosidad es aproximadamente igual para las velocidades de corte de 6, 12 y 30 RPM el crudo está teniendo un comportamiento similar, debido a que su viscosidad mantiene aproximadamente los mismos valores en dicho rango de temperatura, esto ocurre debido a que está teniendo un comportamiento del fluido pseudoplástico.

La aplicación de la concentración al 2.0% como se muestra en la figura 27, las gráficas muestran un comportamiento decreciente de la viscosidad en función de la temperatura, por ejemplo, en la muestra virgen a 6RPM la viscosidad es de 9750 mPa.s a temperatura de 301 K. Y utilizando la concentración a 6RPM con tiempo de aplicación de 72 horas es 601 mPa.s

a temperatura de 301 K, así mismo se muestra la reducción de viscosidad en la prueba inicial y $t=30$ min en los diferentes rangos de temperatura.

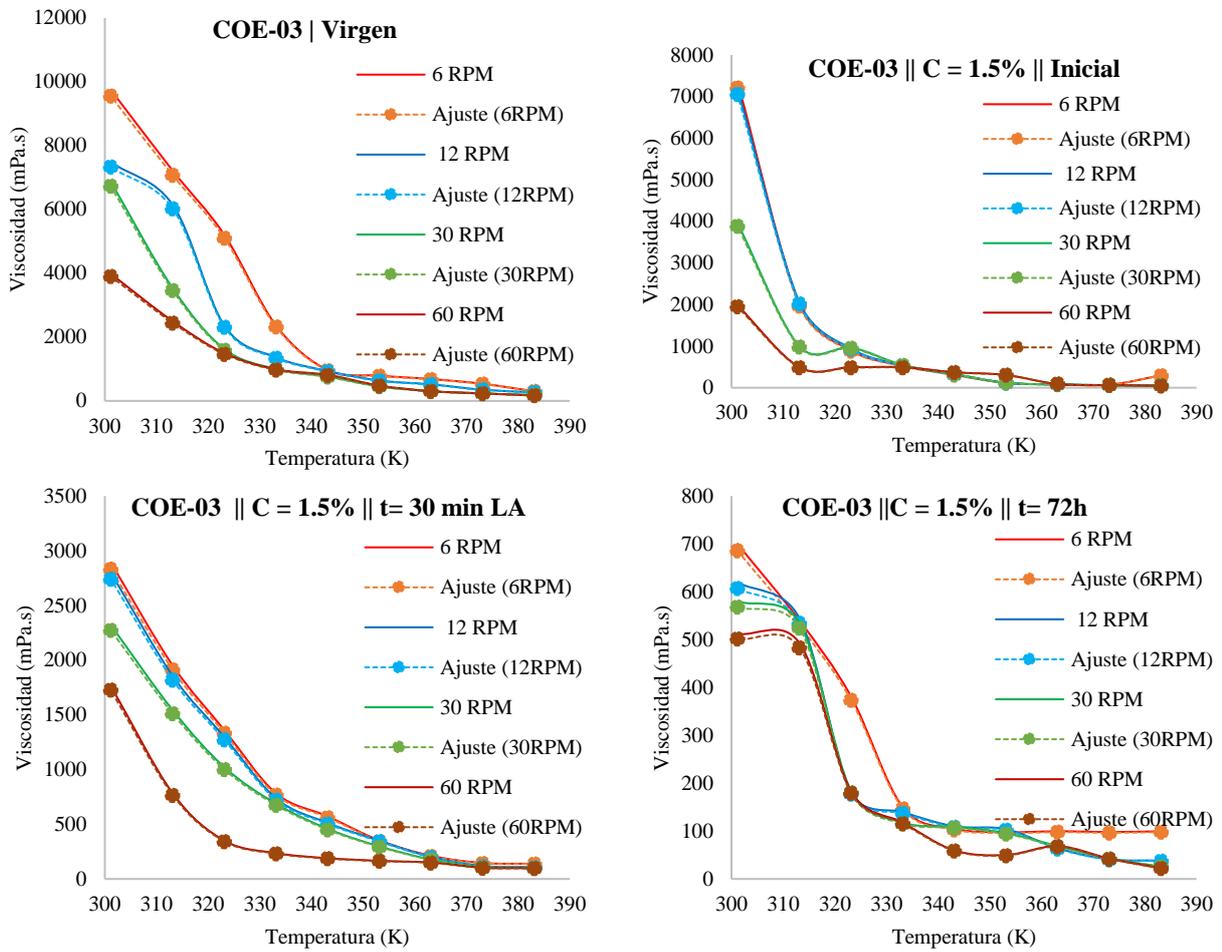
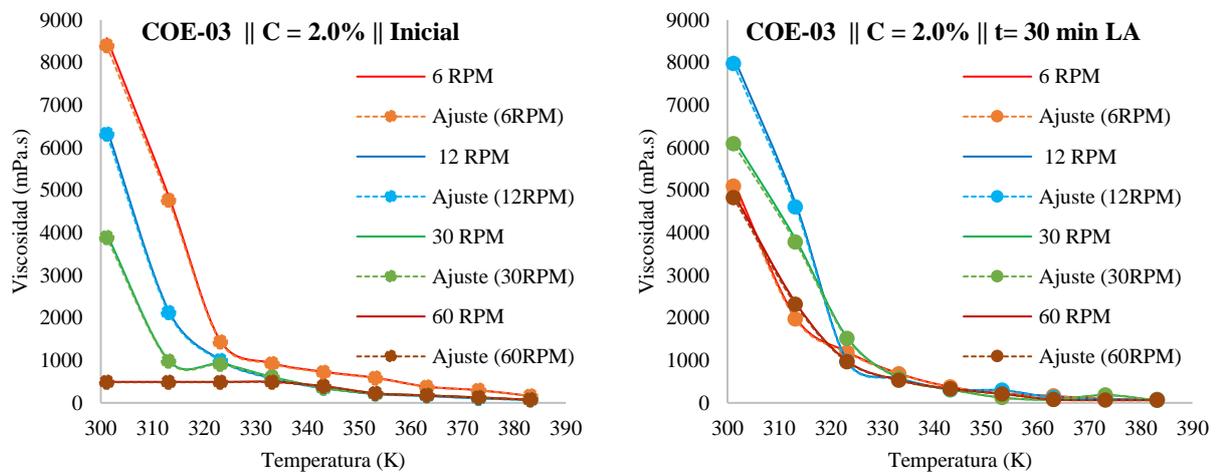


Figura 26. Perfiles del COE-03, $C=1.5\%$



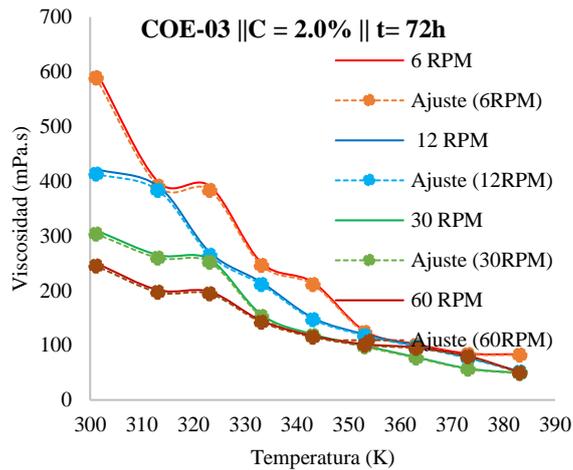
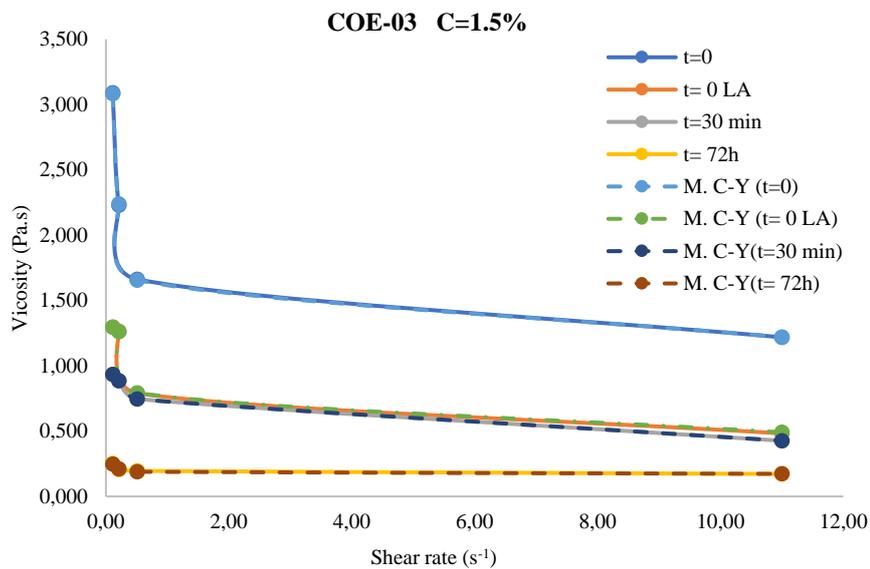
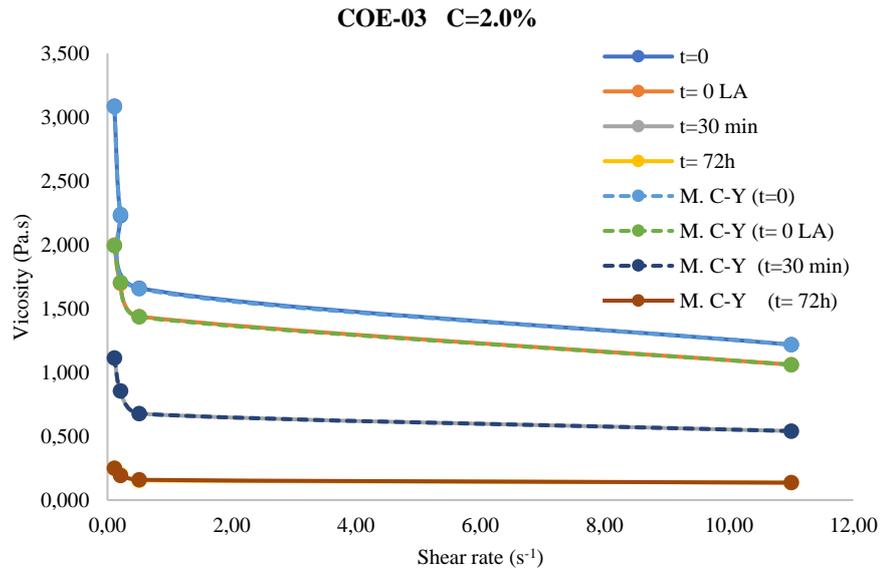


Figura 27. Perfiles del COE-03, C=2.0%

A continuación, se muestran los perfiles de viscosidad promedio vs velocidad de corte donde se realizó la aplicación de las concentraciones figura 28, con el modelo de Carreau- Yasuda (M.C.Y) el comportamiento del COE-03 a mayor tiempo de aplicación y mayor velocidad de corte la tendencia de la viscosidad disminuye demostrando estabilidad del uso del polímero. Es decir, en la figura 24.a observamos una reducción de viscosidad de 3.8 a 1.2 Pa.s con concentración de 1.5% y la figura 24.b en la velocidad de corte 11 s^{-1} muestra el salto de viscosidad aproximadamente de 0.25 a 0.13 Pa.s en tiempo de aplicación de 72 horas con concentración de 2.0%.



a)



b)

Figura 28. Perfiles del COE-03, C=1.5% y C=2.0% (M.C.Y)

En la figura 29, las pruebas del COE-04, observamos los perfiles denominados: virgen, inicial, 30 minutos LA (luego de la aplicación del polímero) y 72 horas después. En los gráficos donde se visualiza que entre menos es la temperatura y velocidad de corte, mayor es la viscosidad, esto se repite en cada una de las pruebas, por ejemplo en la muestra virgen en una velocidad de corte a 6 RPM la cual es la velocidad más baja, se tiene una viscosidad de 29146 mPa.s esto a una temperatura de 301 K, con la aplicación del polímero a concentración de 1.5%, se puede observar que la viscosidad va disminuyendo más a medida que aumenta el tiempo de reposo, es decir, que entre más tiempo de reposo, el polímero interactúa mejor con el crudo reduciendo más la viscosidad como se observa en el gráfico de 72 horas de aplicación a 6RPM donde la viscosidad es de 6101 mPa.s.

Se aprecia que en la muestra virgen y la muestra con concentración 1.5% en la prueba inicial y de t=30 min, en el rango de temperatura de 310 a 320 K, la viscosidad es aproximadamente igual para las velocidades de corte de 30 y 60 RPM el crudo está teniendo un comportamiento similar, debido a que su viscosidad mantiene aproximadamente los mismos valores en dicho rango de temperatura, esto ocurre debido a que está teniendo un comportamiento del fluido pseudoplástico.

La aplicación de la concentración al 2.0% como se muestra en la figura 30, las gráficas muestran un comportamiento decreciente de la viscosidad en función de la temperatura, por ejemplo, en la muestra virgen a 6RPM la viscosidad es de 40562 mPa.s a temperatura de 301 K. Y utilizando la concentración a 6RPM con tiempo de aplicación de 72 horas es 15230

mPa.s a temperatura de 301 K, así mismo muestra reducción de viscosidad en la prueba inicial y en t=30 min en los diferentes rangos de temperatura.

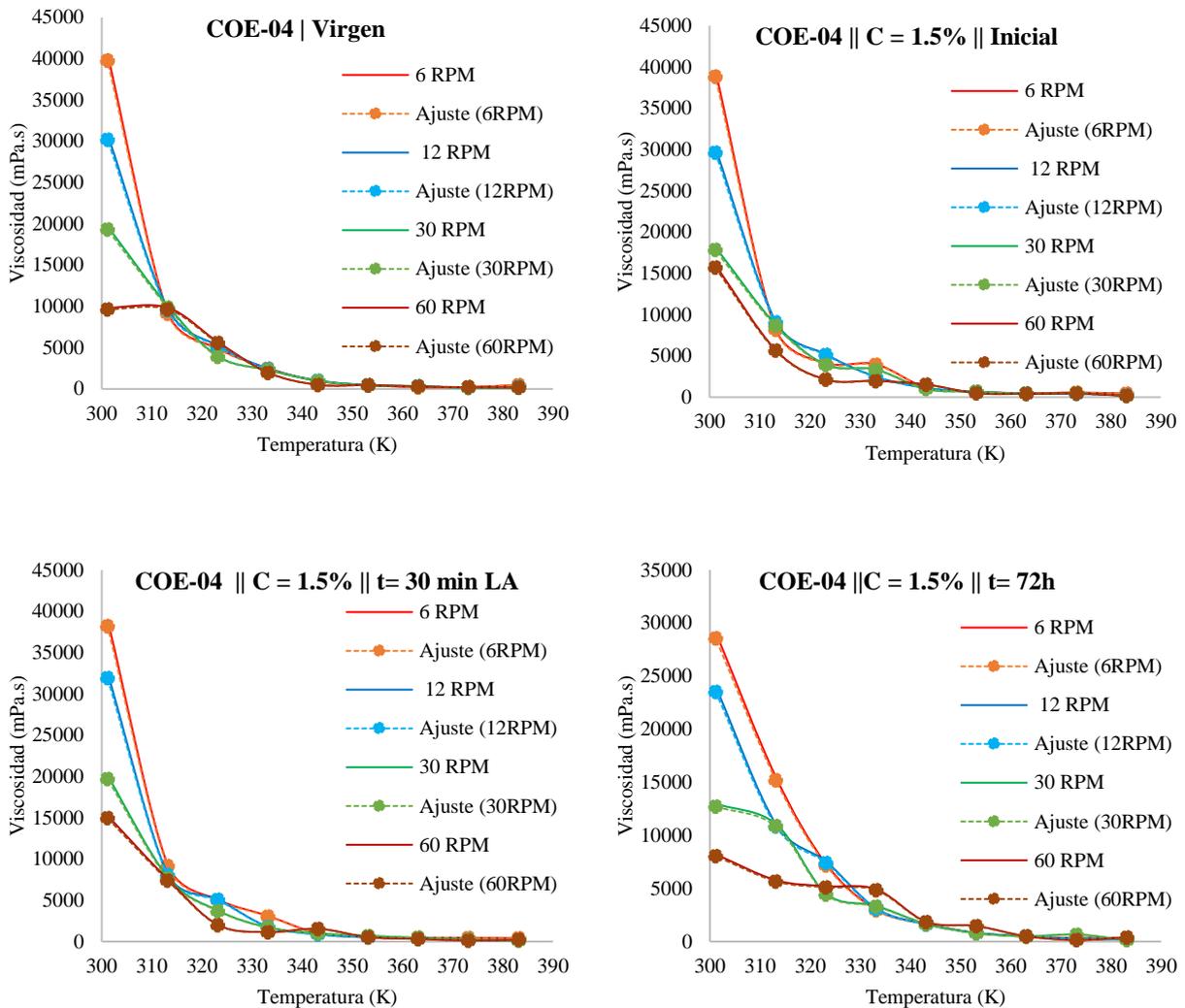
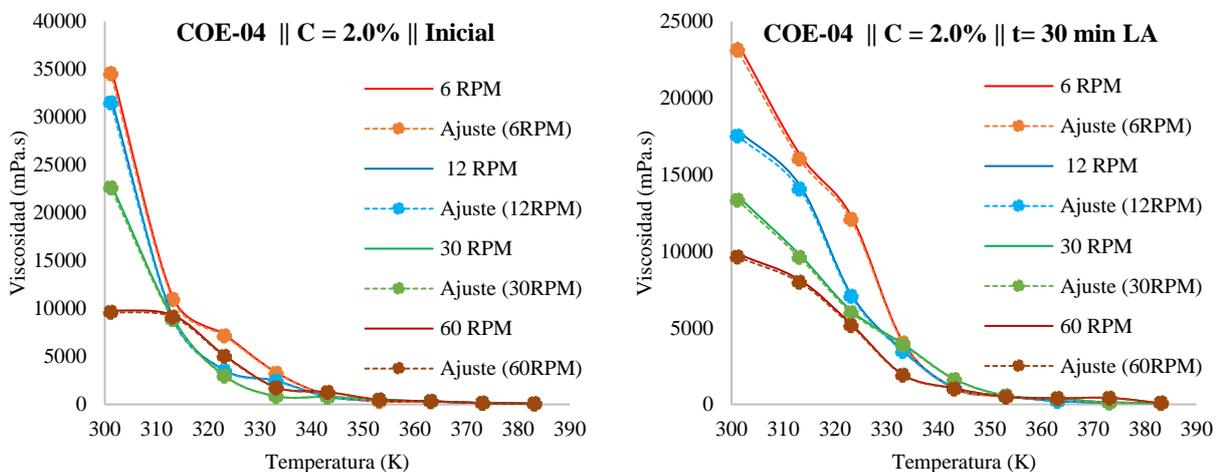


Figura 29. Perfiles del COE-4, C=1.5%



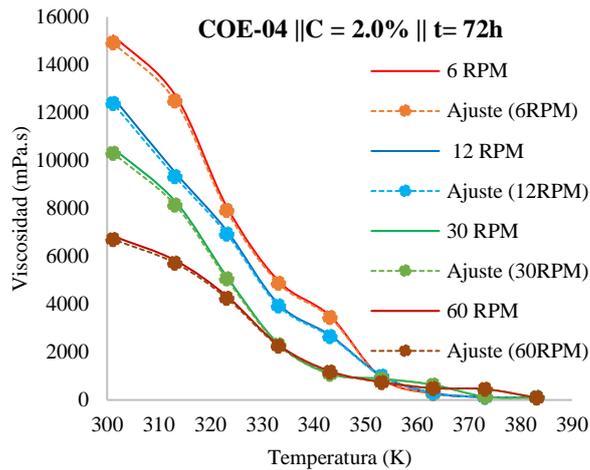
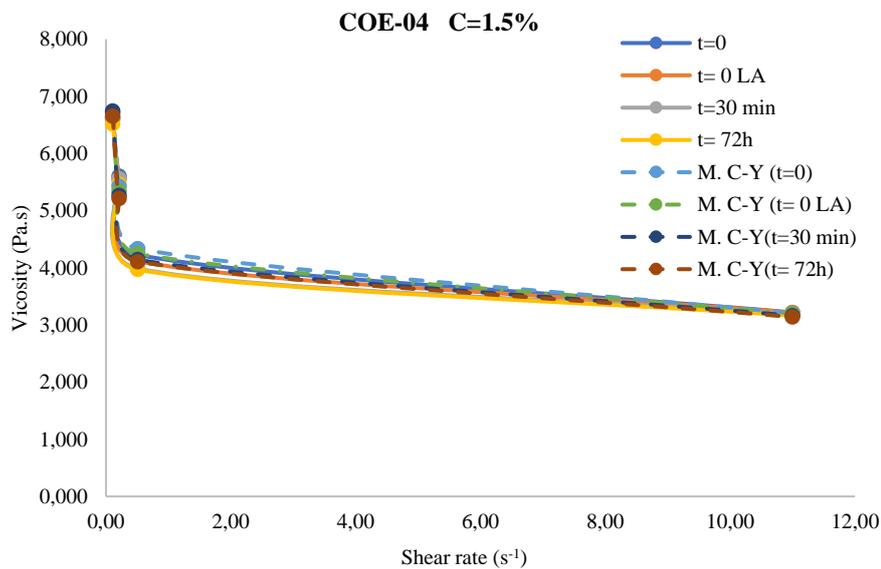
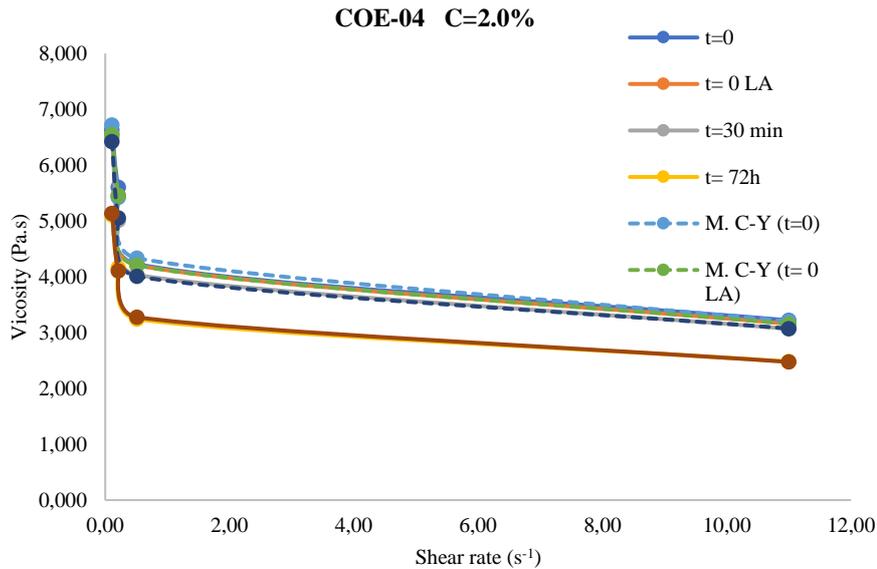


Figura 30. Perfiles del COE-04, C=2.0%

A continuación, se muestran los perfiles de viscosidad promedio vs velocidad de corte donde se realizó la aplicación de las concentraciones figura 31, con el modelo de Carreau- Yasuda (M.C.Y) el comportamiento del COE-04 a mayor tiempo de aplicación y mayor velocidad de corte la tendencia de la viscosidad disminuye demostrando estabilidad del uso del polímero. Es decir, en la figura 27.a observamos una reducción de viscosidad de 6.71 a 3.20 Pa.s con concentración de 1.5% y la figura 27.b en la velocidad de corte 11 s^{-1} muestra el salto de viscosidad aproximadamente de 5.13 a 2.47 Pa.s en tiempo de aplicación de 72 horas con concentración de 2.0%.



a)



b)

Figura 31. Perfiles del COE-04, C=1.5% y C=2.0% (M.C.Y)

En la figura 32, las pruebas del COE-05, observamos los perfiles denominados: virgen, inicial, 30 minutos LA (luego de la aplicación del polímero) y 72 horas después en los gráficos donde se visualiza que entre menos es la temperatura y velocidad de corte, mayor es la viscosidad, esto se repite en cada una de las pruebas, por ejemplo en la muestra virgen en una velocidad de corte a 6 RPM la cual es la velocidad más baja, se tiene una viscosidad de 98648 mPa.s esto a una temperatura de 313 K a diferencia de las demás pruebas al ser crudo extrapesado no tenía fluidez a temperatura ambiente, con la aplicación del polímero a concentración de 1.5%, se puede observar que la viscosidad va disminuyendo más a medida que aumenta el tiempo de reposo, es decir, que entre más tiempo de reposo, el polímero interactúa mejor con el crudo reduciendo más la viscosidad como se observa en el gráfico de 72 horas de aplicación a 6RPM donde la viscosidad es de 86670 mPa.s a 301 K.

La aplicación de la concentración al 2.0% como se muestra en la figura 33, las gráficas muestran un comportamiento decreciente de la viscosidad en función de la temperatura, por ejemplo, en la muestra virgen a 6RPM la viscosidad es de 98648 mPa.s a temperatura de 313 K. Y utilizando la concentración a 6RPM con tiempo de aplicación de 72 horas es de 50267 mPa.s a temperatura de 301 K, así mismo muestra reducción de viscosidad en la prueba inicial y t=30 min en los diferentes rangos de temperatura.

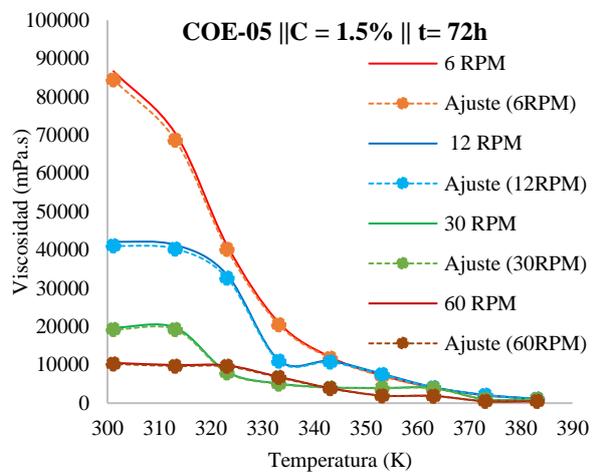
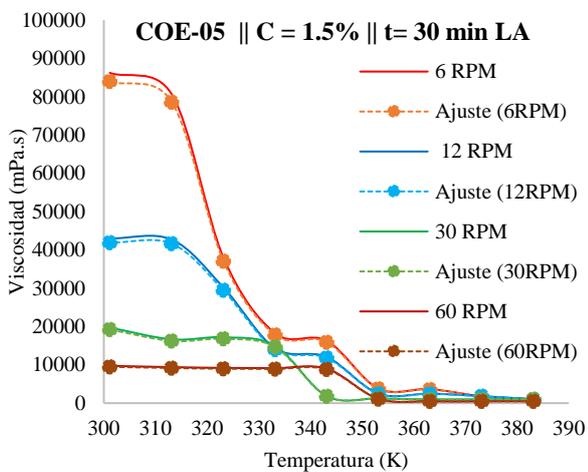
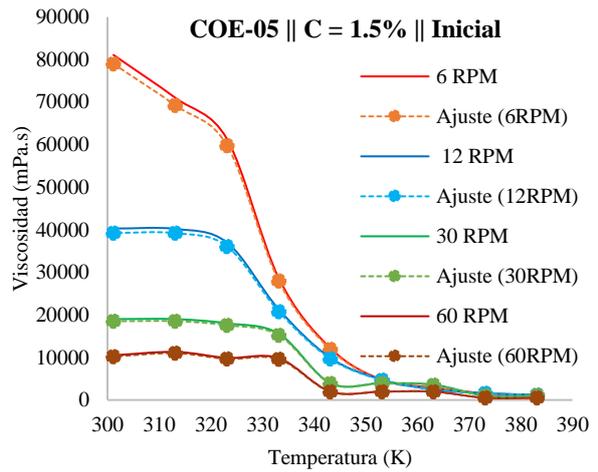
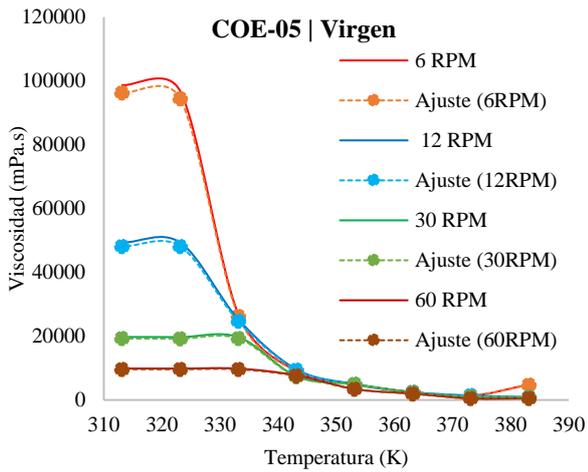
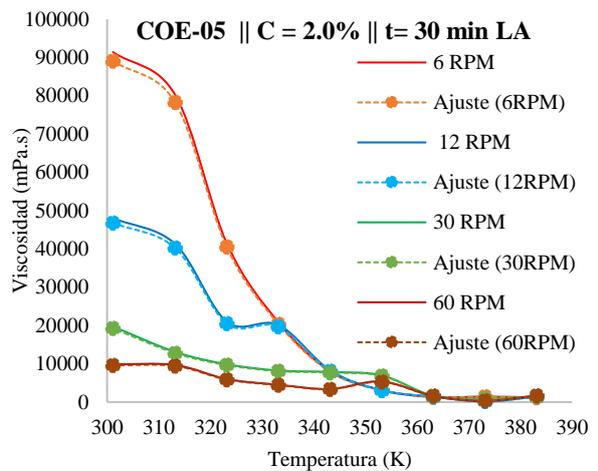
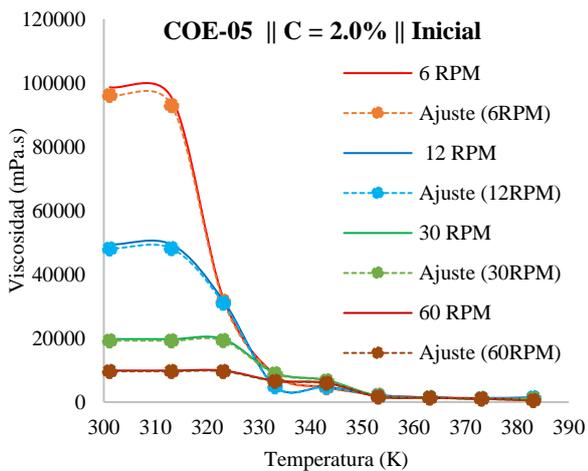


Figura 32. Perfiles del COE-05, C=1.5%



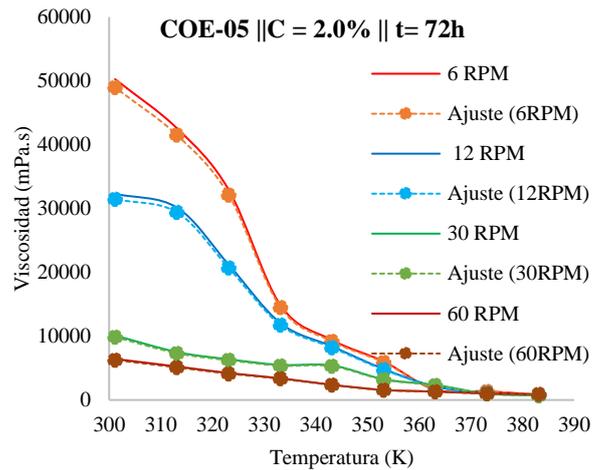
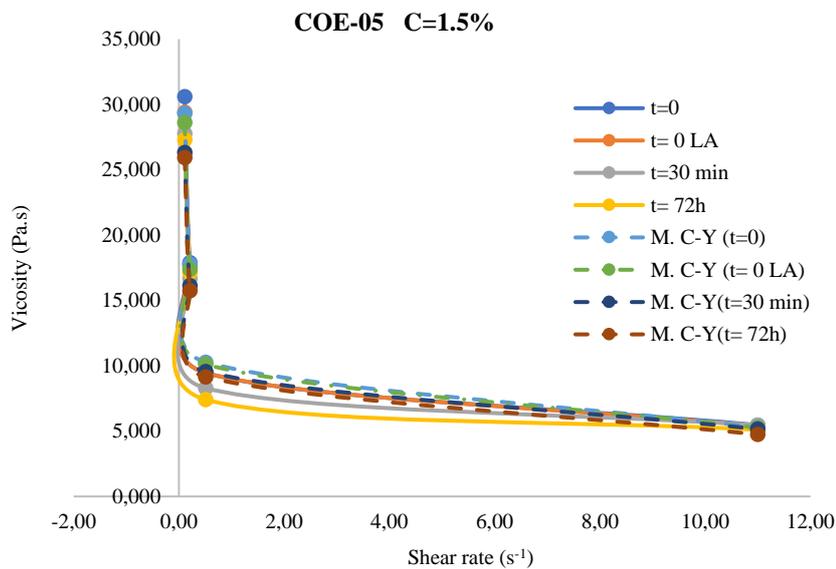


Figura 33. Perfiles del COE-05, C=2.0%

A continuación, se muestran los perfiles de viscosidad promedio vs velocidad de corte donde se realizó la aplicación de las concentraciones figura 34, con el modelo de Carreau- Yasuda (M.C.Y) el comportamiento del COE-05 a mayor tiempo de aplicación y mayor velocidad de corte la tendencia de la viscosidad disminuye demostrando estabilidad del uso polímero. Es decir, en la figura 30.a observamos una reducción de viscosidad de 30.60 a 5.46 Pa.s con concentración de 1.5% y la figura 30.b en la velocidad de corte 11 s^{-1} muestra el salto de viscosidad aproximadamente de 17.82 a 2.76 Pa.s en tiempo de aplicación de 72 horas con concentración de 2.0%.



a)

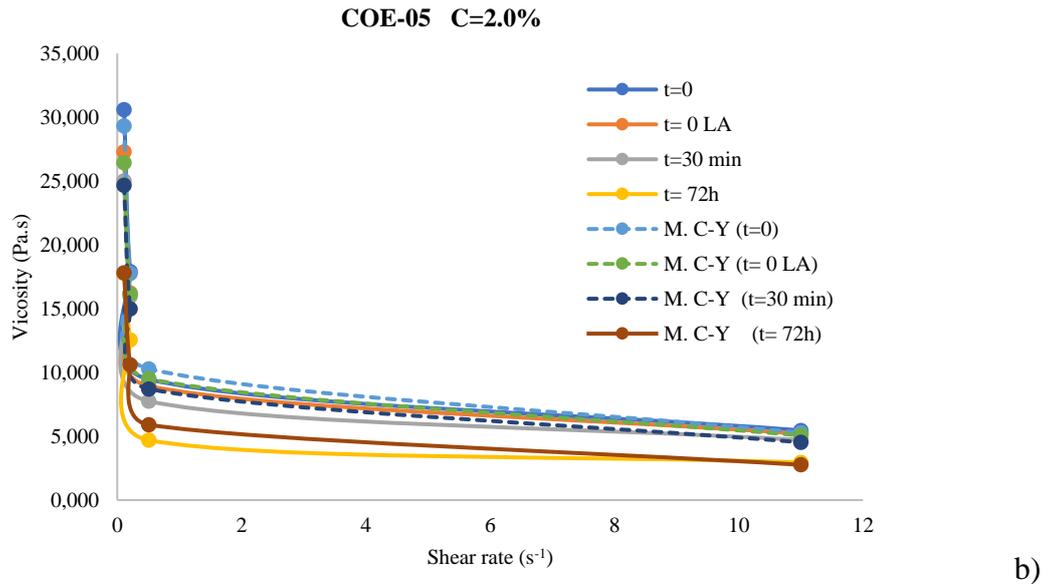


Figura 34. Perfiles del COE-05, C=1.5% y C=2.0% (M.C.Y)

4.3 MODELADO CFD DEL COMPORTAMIENTO Y PATRÓN DE FLUJO EN UN OLEODUCTO.

Los resultados obtenidos en la simulación se presentan a continuación:

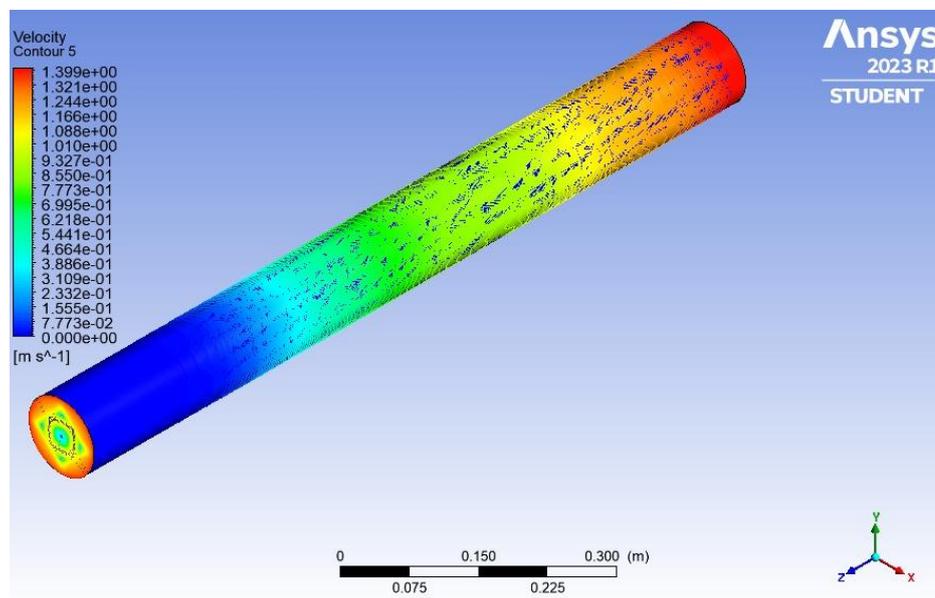


Figura 35. Perfil de la velocidad del fluido en el oleoducto sin aditivar

En la figura 35, se muestra la velocidad del fluido en el oleoducto sin aditivar a en un crudo extrapesado donde el flujo es turbulento y se observa que velocidad máxima es 1.40 m/s con presión máxima de 502.63 Pa y en la figura 36, se muestra la velocidad del fluido en el

oleoducto con aditivo al 1.5% la velocidad máxima es 1.43 m/s con presión máxima de 454.91 Pa y en la figura 37, la velocidad del fluido en el oleoducto con aditivo al 2.0% es de 1.53 m/s con presión máxima de 155.97 Pa.

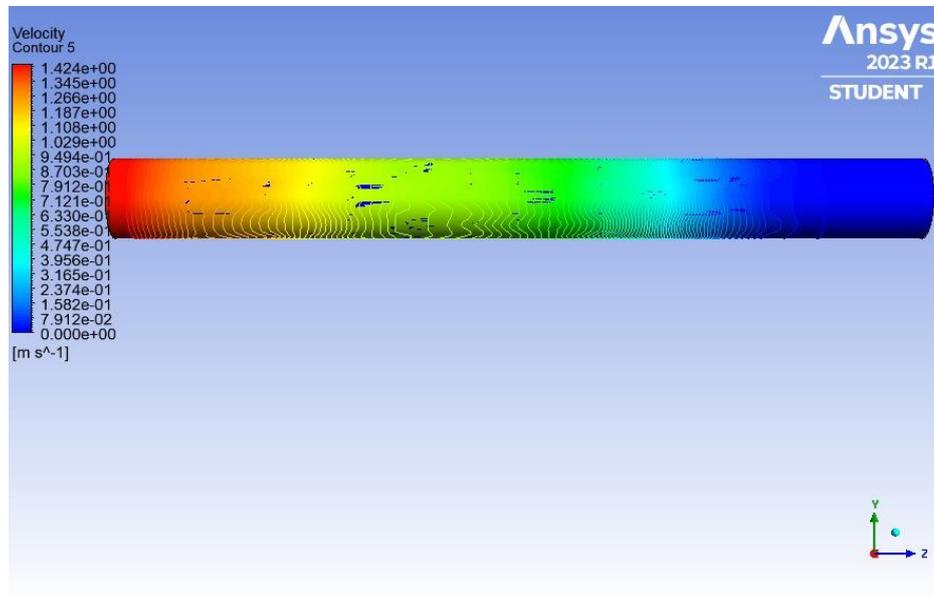


Figura 36. Perfil de la velocidad del fluido en el oleoducto con aditivo al 1.5%

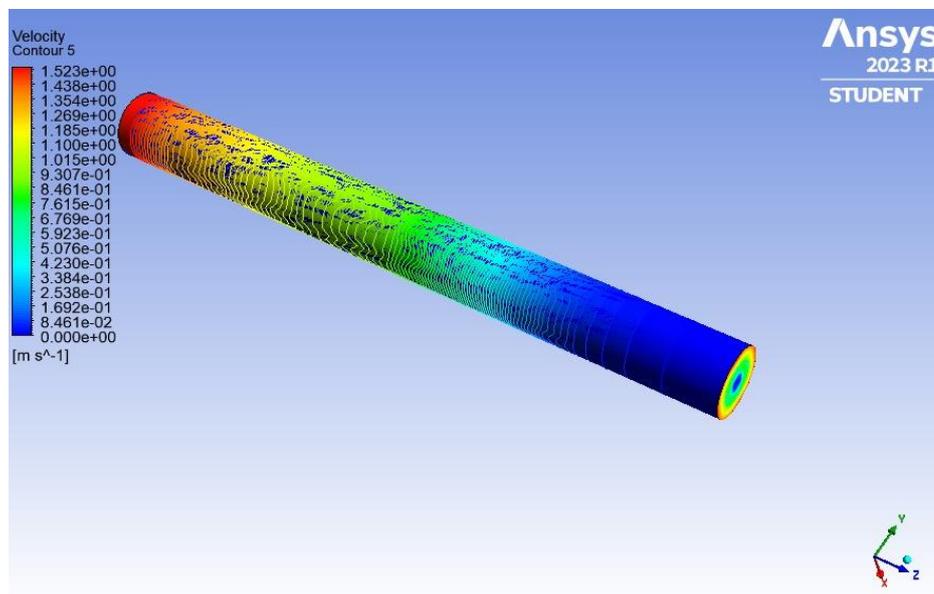


Figura 37. Perfil de la velocidad del fluido en el oleoducto con aditivo al 2.0%

En la figura 38, se muestra la velocidad del fluido en el oleoducto sin aditivar en un crudo pesado donde el flujo es turbulento y se observa que la velocidad máxima es 1.39 m/s con presión máxima de 556.61 Pa y en la figura 39, se muestra la velocidad del fluido en el oleoducto con aditivo al 1.5% la velocidad máxima es 1.44 m/s con presión máxima de

422.38 Pa y en la figura 40, la velocidad del fluido en el oleoducto con aditivo al 2.0% es de 1.51 m/s con presión máxima de 256.26 Pa.

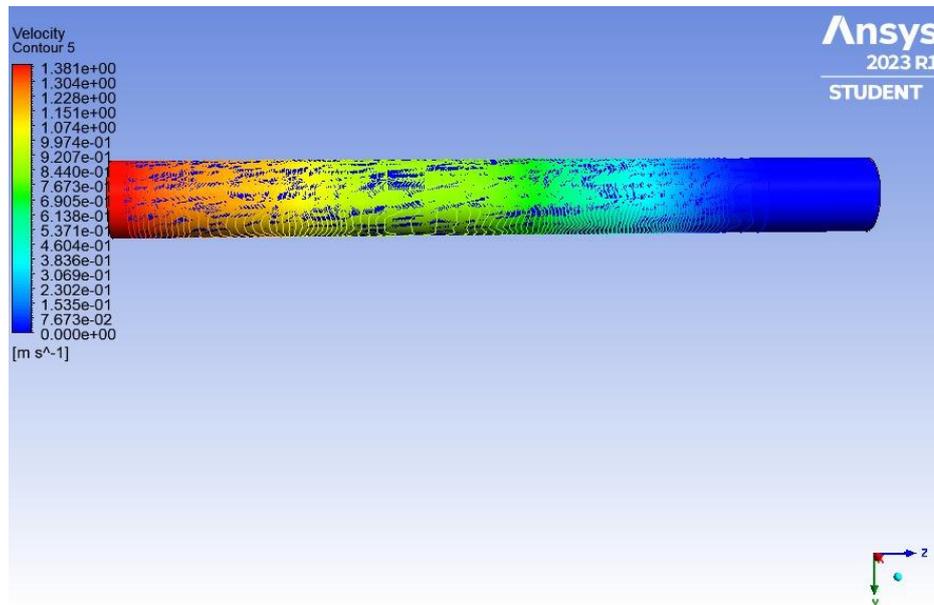


Figura 38. Perfil de la velocidad del fluido en el oleoducto sin aditivar

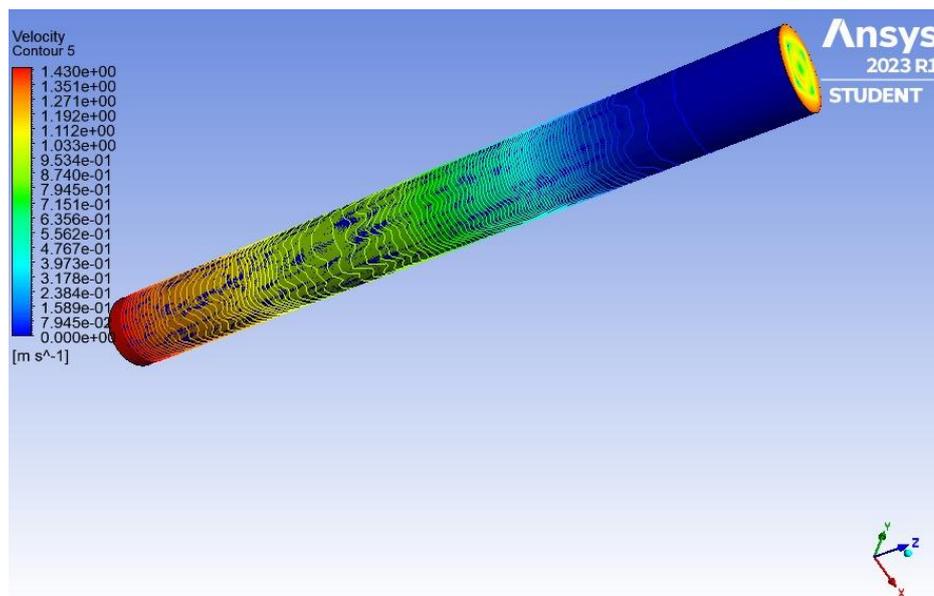


Figura 39. Perfil de la velocidad del fluido en el oleoducto con aditivo al 1.5%

Según los resultados de la simulación CFD, el patrón de flujo es turbulento donde se obtuvieron, analizaron los resultados de velocidad, presión de las fases, mostrando la eficiencia del polímero como reductor de viscosidad en el transporte de crudos pesados y extrapesados. Acorde a Niazi (2018), uso de la técnica de flujo anular del núcleo reduce el contacto del crudo con las paredes de la tubería y, por tanto, disminuye significativamente la caída de presión en el transporte del crudo en el oleoducto y Crivelaro et al. (2009),

mencionan que, debido a estas ventajas, observamos un gran interés en el uso de la técnica de flujo en núcleo para resolver los problemas relacionados con la producción y el transporte de petróleo ultraviscoso en tuberías.

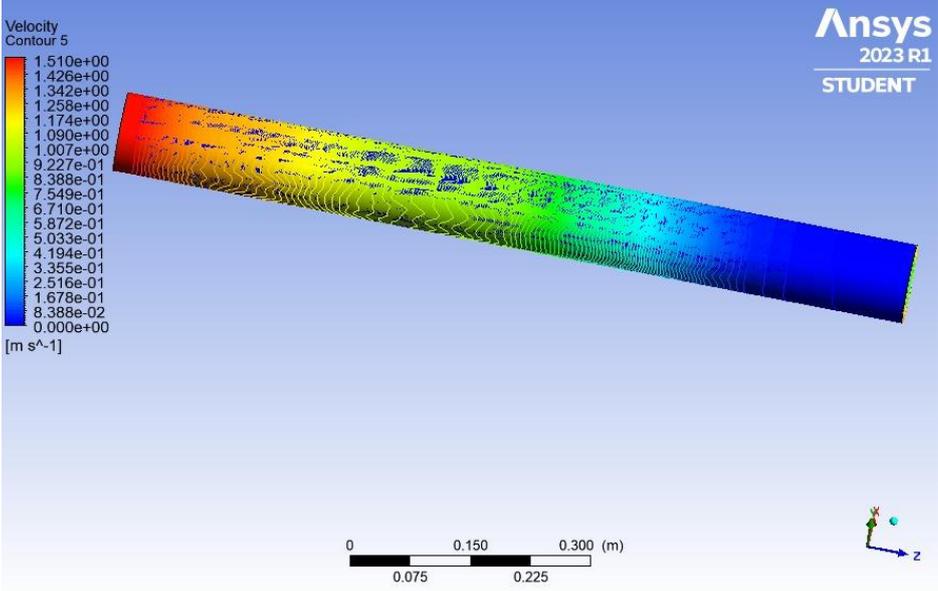


Figura 40. Perfil de la velocidad del fluido en el oleoducto con aditivo al 2.0%

CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y

RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

Las muestras de crudos del Oriente Ecuatoriano seleccionadas en este estudio fueron de 9.70 a 18.60 °API, que en base a la clasificación de los crudos según su gravedad API son pesados y extrapesados.

Los perfiles viscoelásticos de cada muestra de COE demuestran que a medida que aumenta la temperatura la viscosidad disminuye.

La aplicación de las dos concentraciones de polímero logró la reducción de viscosidad, pero la mejor formulación fue la de 2.0% que obtuvo mejores resultados y las muestras de COE mostraron comportamiento de fluidos pseudoplástico.

Se comprobó la reducción de la viscosidad de las muestras de COE aditivados respecto al tiempo de aplicación.

La simulación del comportamiento del crudo con propiedades mejoradas describió un patrón de flujo turbulento y disminución de presión a lo largo de la tubería.

5.2 RECOMENDACIONES

Para evitar errores de lectura de la viscosidad se recomienda que los viscosímetros se encuentren calibrados. Calibrar la balanza analítica para evitar errores de peso de la concentración del polímero.

Al momento de preparar las soluciones de polímero se debe agregar el polímero de forma continua para que la disolución sea homogénea.

Mantener la muestra de crudo a la misma temperatura al momento de agregar el polímero, evitar la pérdida drástica de temperatura en las lecturas de viscosidad para cada velocidad de corte.

Cumplir los requisitos mínimos del software para evitar conflictos de rendimiento durante las simulaciones.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abarca, A., Guzmán-Beckmann, L., & Castillo, J. (2020). Estudio del Efecto de Reductores de Viscosidad en Crudo Pesado. *Revista Tecnológica - ESPOL*, 32(1), 9. <https://doi.org/10.37815/rte.v32n1.739>
- Abidin, A. Z., Puspasari, T., & Nugroho, W. A. (2012). Polymers for Enhanced Oil Recovery Technology. *Procedia Chemistry*, 4, 11-16. <https://doi.org/10.1016/j.proche.2012.06.002>
- Abrahamsen, A., & Kleppe, J. (2012). *Applying Chemical EOR on the Norne Field C-Segment*. Norwegian University of Science and Technology.
- Adimule, V., Kerur, S. S., Chinnam, S., Yallur, B. C., & Nandi, S. S. (2022). Guar Gum and its Nanocomposites as Prospective Materials for Miscellaneous Applications: A Short Review. *Topics in Catalysis*. <https://doi.org/10.1007/s11244-022-01587-5>
- Allenson, S. J., Yen, A. T., & Lang, F. (2011, octubre 4). Application of Emulsion Viscosity Reducers to Lower Produced Fluid Viscosity. *All Days*. <https://doi.org/10.4043/22443-MS>
- Anguiano, A. (2009). *Metodología para el aseguramiento de flujo de crudo pesado*. Universidad Nacional Autónoma de México.
- Ansys. (2023, enero). *Ansys Fluids Computational Fluid Dynamics (CFD) Simulation Software*.
- Attanasi, E., & Meyer, R. (2007). Natural bitumen and extra-heavy oil . En A. Clark (Ed.), *Survey of energy resources* (pp. 119-144). world energy council.
- Claudio, L., & Andrade, F. (2007). *The Carreau-Yasuda Fluids: a Skin Friction Equation for Turbulent Flow in Pipes and Kolmogorov Dissipative Scales: Vol. XXIX* (Número 2).

- Combariza, M. Y., Martínez-Ramírez, A. P., & Blanco-Tirado, C. (2021). Perspectives in Nanocellulose for Crude Oil Recovery: A Minireview. *Energy & Fuels*, 35(19), 15381-15397. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.1c02230>
- Crivelaro, K. C. O., Damacena, Y. T., Andrade, T. H. F., Lima, A. G. B., & Farias Neto, S. R. (2009). *Numerical simulation of heavy oil flows in pipes using the core-annular flow technique*. 193-203. <https://doi.org/10.2495/MPF090171>
- Cuenca, A. V. (2016). *Diseño experimental de una solución de polímero para mejorar la relación de movilidad en el yacimiento x*. Universidad Central del Ecuador.
- Ernst, A. (2022). *Clasificación del petróleo según su Gravedad API*. <https://www.quimica.es/enciclopedia/Petr%C3%B3leo.html>
- Escobar, J. C., Barrios, W. ., Ecopetrol, S. A., & Silva, B. . (2012, octubre 8). Production Increase with Electric Heating Production Line Technology in an Extra-Heavy Oil Field in Colombia: Successful Case of Flow Assurance. *All Days*. <https://doi.org/10.2118/159219-MS>
- Faria S, C. (2015). *Fluidos com carbono nanoestruturados modificados com aminas e acrilamida*. UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS.
- Fink, J. Karl. (2020). *Petroleum Engineer's Guide to Oil Field Chemicals and Fluids* (Third Edition). Elsevier.
- García, R., & Orjuela, J. (2016). *Evaluación, mediante pruebas de laboratorio, del desempeño de un aditivo reductor de viscosidad del crudo del pozo Tilo-2, en el Campo Tilodirán*. Fundación Universidad De América.
- Gbadamosi, A., Patil, S., Kamal, M. S., Adewunmi, A. A., Yusuff, A. S., Agi, A., & Oseh, J. (2022). Application of Polymers for Chemical Enhanced Oil Recovery: A Review. *Polymers*, 14(7), 1433. <https://doi.org/10.3390/polym14071433>
- Gillies, R. G., Husband, W. H. W., Small, M., Kurucz, L., Parker, R., & Shook, C. A. (1985). Pipeline Flow Tests With Emulsions Of Saskatchewan Heavy Crude Oil. *Technical Meeting / Petroleum Conference of The South Saskatchewan Section*. <https://doi.org/10.2118/SS-85-27>

- Gonzalo, J. (2005). *Jesse Douglas y el problema de Plateau* (Vol. 8).
- Gunaji, R. G., Junin, R., Bandyopadhyay, S., & Guttula, P. (2020, octubre 27). Production of Biopolymer Schizophyllan Using Local Sources in Malaysia. *Day 5 Fri, November 06, 2020*. <https://doi.org/10.4043/30156-MS>
- Han, M., Chen, S., Wang, J., & AlSofi, A. (2022, febrero 21). Improving Heavy Oil Production Using Viscosity Reducers. *Day 1 Mon, February 21, 2022*. <https://doi.org/10.2523/IPTC-22518-EA>
- Holstein, E. D. (2010). *Reservoir Engineering and Petrophysics: Vol. V* (L. W. Lake, Ed.). Society of Petroleum Engineers.
- INEN. (2013). Productos derivados de petróleo. Determinación de la densidad API por el método del hidrómetro. En *NORMA TÉCNICA ECUATORIANA NTE INEN 2319:2013*.
- Johannes, F. (2015). Drag reducers. En *Petroleum Engineer's Guide to Oil Field Chemicals and Fluids* (pp. 393-403). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-803734-8.00012-6>
- Kelland, M. A. (2014). *Production Chemicals for the Oil and Gas Industry* (2da edición). CRC Press -Taylor and Francis Group, LLC. <https://doi.org/10.1201/b16648>
- López, L. E. (2018). *Representación gráfica del comportamiento de la viscosidad Cinemática en emulsiones de crudos pesados*. Universidad Estatal Península de Santa Elena.
- Marawan, H. (2004). Pipeline Drag Reducers . *Sociedad Egipcia de Ingenieros, Sociedad de Ingenieros Químicos (Egipto)*, 30, No.2.
- Martínez, M. (2010). *Formacion y caracterización de emulsiones altamente concentradas de betun en agua*. Universidad de Barcelona.
- Mohsenatabar, A., & Saghafi, H. R. (2020). Review on chemical enhanced oil recovery using polymer flooding: Fundamentals, experimental and numerical simulation. *Petroleum*, 6(2), 115-122. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2019.09.003>

- Morales, J. R. (2016). Estudio del comportamiento reológico de emulsiones de crudos pesados. En *Universidad Central del Ecuador*. <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/2776>
- Morgan, S. E., & McCormick, C. L. (1990). Water-Soluble copolymers XXXII: Macromolecular drag reduction. A review of predictive theories and the effects of Polymer structure. *Progress in Polymer Science*, 15(3), 507-549. [https://doi.org/10.1016/0079-6700\(90\)90005-L](https://doi.org/10.1016/0079-6700(90)90005-L)
- Mott, R. (2006). *Mecánica de fluidos* (Sexta edición.).
- Niazi, S. (2018). CFD Simulation of a Crude Oil Transport Pipeline: Effect of Water. *Petroleum & Petrochemical Engineering Journal*, 2.
- Olajire, A. A. (2014). Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry: Prospects and challenges. *Energy*, 77, 963-982. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.09.005>
- Ondarse Álvarez, D. (2021, septiembre 30). *Polímeros*. Enciclopedia Humanidades.
- Ortuño Arzate, S. (2012). *El mundo del petróleo. Origen, usos y escenarios* (Fondo de Cultura Económica, Ed.; Primera Edición). 2010.
- Pu, W., Shen, C., Wei, B., Yang, Y., & Li, Y. (2018). A comprehensive review of polysaccharide biopolymers for enhanced oil recovery (EOR) from flask to field. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, 61, 1-11. <https://doi.org/10.1016/j.jiec.2017.12.034>
- Schlumberger. (2023). *Energy Glossary*. 2022. <https://glossary.slb.com/es/terms/v/viscosity#:~:text=Una%20propiedad%20de%20los%20fluidos,y%20la%20velocidad%20de%20corte>.
- Servicio Geológico Mexicano. (2017, marzo 22). *Origen y formación - Clasificación de Petróleo Crudo*. Servicio Geológico Mexicano. https://www.sgm.gob.mx/Web/MuseoVirtual/Aplicaciones_geologicas/Origen-y-formacion.html
- Sheng, J. (2011). *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice*.

- Shirif, E., ElKaddifi, K., & Hromek, J. J. (2003). Waterflood Performance Under Bottomwater Conditions: Experimental Approach. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 6(01), 28-38. <https://doi.org/10.2118/80613-PA>
- Sorbie, K. S. (1991). Polymer-Improved Oil Recovery. En *Polymer-Improved Oil Recovery*. Springer Netherlands. <https://doi.org/10.1007/978-94-011-3044-8>
- Thombare, N., Jha, U., Mishra, S., & Siddiqui, M. Z. (2016). Guar gum as a promising starting material for diverse applications: A review. *International Journal of Biological Macromolecules*, 88, 361-372. <https://doi.org/10.1016/j.ijbiomac.2016.04.001>
- Treese, S. A., Pujadó, P. R., & Jones, D. S. J. (2015). *Handbook of Petroleum Processing* (Springer International Publishing, Ed.; Segunda).
- Urribarri, O., Gonzalez, J., & Escojido, D. M. (1991). Transportation of heavy crude oil and natural bitumen. *Petroleum Congress, Buenos Aires, Argentina, OnePetro*. .
- Wei, B., Romero-Zerón, L., & Rodrigue, D. (2014). Oil displacement mechanisms of viscoelastic polymers in enhanced oil recovery (EOR): a review. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 4(2), 113-121. <https://doi.org/10.1007/s13202-013-0087-5>
- Xie, H., Zhang, F., & Dong, L. (2001, febrero 13). Study and Application of the Viscosity Reducer Used in Production of the Viscous Crude Oil. *All Days*. <https://doi.org/10.2118/65382-MS>
- Xu, L., Xu, G., Yu, L., Gong, H., Dong, M., & Li, Y. (2014). The displacement efficiency and rheology of welan gum for enhanced heavy oil recovery. *Polymers for Advanced Technologies*, 25(10), 1122-1129. <https://doi.org/10.1002/pat.3364>
- Yang, W. Y., Qian, J. W., & Shen, Z. Q. (2004). A novel flocculant of Al(OH)₃-polyacrylamide ionic hybrid. *Journal of Colloid and Interface Science*, 273(2), 400-405. <https://doi.org/10.1016/j.jcis.2004.02.002>
- Yin, R., Jing, J., Yuan, Y., Guo, Y., & Luo, J. (2022). Experimental Analysis of Flow Characteristics and Annular Flow Boundaries of the Highly Viscous Oil/Water

Lubricated Flow. *SPE Journal*, 27(03), 1831-1855. <https://doi.org/10.2118/209205-PA>

Zhang, B., Xu, C.-M., Liu, Z.-Y., Zhao, Q.-H., Cheng, H.-Q., Li, Y.-Q., & Shi, Q. (2023). Mechanism investigation of steam flooding heavy oil by comprehensive molecular characterization. *Petroleum Science*. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2023.03.018>

Zhu, J., Xie, S., Yang, Z., Li, X., Chen, J., Zhang, X., & Zheng, N. (2021). A review of recent advances and prospects on nanocellulose properties and its applications in oil and gas production. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 96, 104253. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2021.104253>

ANEXOS

ANEXO A. DATOS DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO

Tabla A 1. Viscosidades de las muestras vírgenes

COE-01 Virgen								
Temperatura	6 RPM	Ajuste (6RPM)	12 RPM	Ajuste (12RPM)	30 RPM	Ajuste (30RPM)	60 RPM	Ajuste (60RPM)
K	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)
383	417	408	413	405	397	389	350	343
373	515	504	501	491	412	403	494	484
363	978	957	869	850	751	735	494	483
353	1278	1250	1124	1099	697	682	537	525
343	9874	9649	7841	7663	5784	5652	1123	1097
333	9934	9701	8971	8761	7584	7406	1983	1937
323	10871	10608	10290	10041	9957	9717	3945	3850
313	22203	21650	21645	21106	20022	19523	19038	18564
301	28977	28227	22526	21943	20781	20243	19838	19324

COE-02 Virgen								
Temperatura	6 RPM	Ajuste (6RPM)	12 RPM	Ajuste (12RPM)	30 RPM	Ajuste (30RPM)	60 RPM	Ajuste (60RPM)
K	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)
383	320	315	289	285	226	222	155	153
373	410	403	350	344	300	295	208	205
363	521	512	412	405	362	356	265	261
353	692	680	562	553	418	411	301	296
343	751	738	658	647	498	489	421	414
333	983	965	784	770	512	503	486	477
323	1235	1212	1098	1078	998	980	859	843
313	3595	3527	2639	2589	1826	1791	1778	1744
301	7778	7625	6821	6686	5120	5019	3981	3902

COE-03 Virgen								
Temperatura	6 RPM	Ajuste (6RPM)	12 RPM	Ajuste (12RPM)	30 RPM	Ajuste (30RPM)	60 RPM	Ajuste (60RPM)
K	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)
383	300	295	269	265	190	187	168	165
373	536	527	350	344	231	227	235	231
363	684	672	518	509	304	299	305	300
353	791	777	638	627	454	446	481	473
343	964	947	936	919	762	748	817	802
333	2360	2316	1364	1339	998	980	988	970
323	5200	5101	2356	2311	1625	1594	1493	1464
313	7210	7068	6141	6020	3526	3457	2494	2445
301	9750	9550	7481	7328	6870	6729	3983	3901

COE-04 Virgen								
Temperatura	6 RPM	Ajuste (6RPM)	12 RPM	Ajuste (12RPM)	30 RPM	Ajuste (30RPM)	60 RPM	Ajuste (60RPM)
K	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)
383	480	473	247	243	148	146	169	166
373	231	227	146	144	129	127	206	203
363	197	194	335	329	312	307	295	290
353	479	471	454	446	416	409	462	454
343	951	934	1018	1000	995	978	493	484
333	2507	2462	2442	2398	2310	2269	1982	1946
323	4932	4841	5244	5147	3962	3889	5689	5584
313	9292	9115	9740	9554	10069	9877	9838	9650
301	40562	39758	30825	30214	19718	19327	9840	9645

COE-05 Virgen								
Temperatura	6 RPM	Ajuste (6RPM)	12 RPM	Ajuste (12RPM)	30 RPM	Ajuste (30RPM)	60 RPM	Ajuste (60RPM)
K	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)
383	4825	4727	924	905	775	759	494	484
373	1322	1294	1402	1373	996	975	494	484
363	2502	2448	2430	2378	2342	2292	1983	1940
353	4959	4850	4958	4849	4956	4847	3431	3355
343	9059	8853	9590	9372	7414	7246	7736	7560
333	26835	26208	25244	24654	19726	19265	9842	9612
323	96720	94390	49316	48128	19721	19246	9850	9613
313	98648	96197	49328	48102	19750	19259	9865	9620
301	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla A 2. Viscosidades muestra COE-01 a 1.5% de concentración

COE-01 C = 1.5% Inicial								
Temperatura	6 RPM	Ajuste (6RPM)	12 RPM	Ajuste (12RPM)	30 RPM	Ajuste (30RPM)	60 RPM	Ajuste (60RPM)
K	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)
383	398	390	350	343	325	318	318	312
373	500	490	487	477	375	367	325	318
363	864	845	784	767	498	487	478	468
353	1198	1171	1035	1012	589	576	541	529
343	8641	8444	6825	6670	4524	4421	1087	1062
333	9863	9632	7925	7739	5204	5082	1667	1628
323	10502	10248	10180	9934	9812	9575	3415	3333
313	21510	20974	20987	20464	19733	19241	17520	17084
301	27823	27103	21878	21312	18719	18234	18521	18041

COE-01 C = 1.5% t= 30 min LA								
Temperatura	6 RPM	Ajuste (6RPM)	12 RPM	Ajuste (12RPM)	30 RPM	Ajuste (30RPM)	60 RPM	Ajuste (60RPM)
K	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)
383	350	343	325	318	302	296	298	292
373	485	475	397	389	350	343	301	295
363	789	772	678	663	498	487	350	342
353	873	854	784	767	698	683	485	474
343	969	947	959	937	879	859	759	742
333	9547	9323	7894	7709	5189	5067	1598	1561
323	10389	10138	10175	9929	9742	9507	3359	3278
313	21425	20891	20756	20239	19684	19194	16410	16001
301	27720	27002	21589	21030	18680	18196	17724	17265

COE-01 C = 1.5% t= 72h								
Temperatura	6 RPM	Ajuste (6RPM)	12 RPM	Ajuste (12RPM)	30 RPM	Ajuste (30RPM)	60 RPM	Ajuste (60RPM)
K	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)
383	350	343	290	284	142	139	298	292
373	485	475	686	672	636	623	301	295
363	789	772	547	535	377	369	350	342
353	850	831	500	489	455	445	469	459
343	897	877	779	761	862	842	1197	1170
333	9458	9236	1566	1529	1581	1544	1883	1839
323	10352	10102	3299	3219	1983	1935	3148	3072
313	20250	19746	8556	8343	1985	1936	15050	14675
301	26889	26193	9912	9655	1988	1937	16510	16083

Tabla A 3. Viscosidades muestra COE-01 a 2.0% de concentración

COE-01 C = 2.0% Inicial								
Temperatura	6 RPM	Ajuste (6RPM)	12 RPM	Ajuste (12RPM)	30 RPM	Ajuste (30RPM)	60 RPM	Ajuste (60RPM)
K	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)
383	313	307	290	284	139	136	142	139
373	767	751	686	672	647	633	636	623
363	632	618	547	535	390	382	377	369
353	672	657	500	489	473	463	455	445
343	713	697	779	761	825	806	862	842
333	1581	1544	1566	1529	1566	1529	1581	1544
323	3248	3170	3299	3219	3317	3237	1983	1935
313	9549	9311	8556	8343	3401	3316	1985	1936
301	19816	19303	9912	9655	3967	3864	1988	1937

COE-01 C = 2.0% t= 30 min LA								
Temperatura	6 RPM	Ajuste (6RPM)	12 RPM	Ajuste (12RPM)	30 RPM	Ajuste (30RPM)	60 RPM	Ajuste (60RPM)
K	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)
383	150	147	154	151	93	91	91	89
373	256	251	200	196	135	132	103	101
363	410	401	321	314	449	439	197	193
353	450	440	412	403	433	423	218	213
343	524	512	489	478	713	697	374	365
333	627	612	562	549	994	971	634	619
323	2147	2095	1592	1554	2055	2005	1064	1038
313	5245	5114	4908	4786	3963	3864	1985	1936
301	9816	9562	9909	9652	5965	5811	4984	4855

COE-01 C = 2.0% t= 72h								
Temperatura	6 RPM	Ajuste (6RPM)	12 RPM	Ajuste (12RPM)	30 RPM	Ajuste (30RPM)	60 RPM	Ajuste (60RPM)
K	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)
383	122	120	97,3	95	93	91	90	88
373	148	145	133	130	129	126	242	237
363	417	408	369	361	350	342	399	390
353	515	504	488	477	597	584	494	483
343	535	523	521	509	698	682	494	483
333	612	598	578	564	879	858	862	842
323	2058	2008	1526	1489	1989	1941	998	974
313	5196	5067	3965	3866	3784	3690	1587	1547
301	9558	9311	9631	9382	5687	5540	3897	3796

Tabla A 4. Viscosidades muestra COE-02 a 1.5% de concentración

COE-02 C = 1.5% Inicial								
Temperatura	6 RPM	Ajuste (6RPM)	12 RPM	Ajuste (12RPM)	30 RPM	Ajuste (30RPM)	60 RPM	Ajuste (60RPM)
K	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)
383	300	295	284	280	197	194	63	62
373	399	393	365	359	203	200	82,8	81
363	504	496	421	414	364	358	116	114
353	559	550	478	470	481	473	175	172
343	665	653	582	572	501	492	421	414
333	751	738	639	628	631	620	486	477
323	1405	1379	739	725	678	666	614	603
313	3595	3527	2909	2854	1826	1791	1778	1744
301	7420	7274	6521	6392	5001	4902	2814	2758

COE-02 C = 1.5% t= 30 min LA								
Temperatura	6 RPM	Ajuste (6RPM)	12 RPM	Ajuste (12RPM)	30 RPM	Ajuste (30RPM)	60 RPM	Ajuste (60RPM)
K	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)
383	298	293	201	198	113	111	84	83
373	361	355	321	316	142	140	131	129
363	481	473	450	443	277	272	197	194
353	521	512	487	479	315	310	285	280
343	621	610	521	512	451	443	301	296
333	924	908	681	669	781	767	614	603
323	1661	1630	1516	1488	1020	1001	962	944
313	2757	2705	2331	2287	2043	2004	1808	1774
301	6225	6102	5304	5199	4208	4125	2083	2042

COE-02 C = 1.5% t= 72h								
Temperatura	6 RPM	Ajuste (6RPM)	12 RPM	Ajuste (12RPM)	30 RPM	Ajuste (30RPM)	60 RPM	Ajuste (60RPM)
K	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)
383	178	175	135	133	23,8	23	24,2	24
373	250	246	201	198	43,2	43	44	43
363	318	313	263	259	57,7	57	90,5	89
353	412	405	310	305	238	234	235	231
343	501	492	407	400	417	410	356	350
333	669	657	501	492	477	468	450	442
323	1613	1583	1520	1492	989	971	958	940
313	3770	3698	3337	3274	3009	2952	1981	1943
301	6101	5981	5014	4915	4019	3940	1987	1948

Tabla A 5. Viscosidades muestra COE-02 a 2.0% de concentración

COE-02 C = 2.0% Inicial								
Temperatura	6 RPM	Ajuste (6RPM)	12 RPM	Ajuste (12RPM)	30 RPM	Ajuste (30RPM)	60 RPM	Ajuste (60RPM)
K	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)
383	73	72	71,8	71	71,9	71	72,9	72
373	107	105	105	103	120	118	129	127
363	153	150	162	159	177	174	175	172
353	197	194	209	205	217	213	227	223
343	332	326	347	341	354	348	393	386
333	559	549	577	567	611	600	494	485
323	1130	1109	1010	991	920	903	494	485
313	2495	2448	2159	2118	996	977	494	485
301	7557	7408	6448	6321	3963	3885	494	484

COE-02 C = 2.0% t= 30 min LA								
Temperatura	6 RPM	Ajuste (6RPM)	12 RPM	Ajuste (12RPM)	30 RPM	Ajuste (30RPM)	60 RPM	Ajuste (60RPM)
K	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)
383	63,9	63	48,9	48	45,8	45	51,2	50
373	88	87	76	75	71,1	70	75,3	74
363	106	104	105	103	108	106	206	203
353	245	241	260	256	263	259	277	272
343	358	352	378	371	390	383	390	383
333	666	654	689	677	716	703	410	403
323	1237	1214	1283	1259	958	940	494	485
313	1468	1440	1255	1231	1079	1059	494	485
301	7015	6877	5076	4976	2310	2264	502	492

COE-02 C = 2.0% t= 72h								
Temperatura	6 RPM	Ajuste (6RPM)	12 RPM	Ajuste (12RPM)	30 RPM	Ajuste (30RPM)	60 RPM	Ajuste (60RPM)
K	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)
383	27,4	27	27,1	27	31,4	31	29,3	29
373	36,1	36	38,4	38	39,7	39	41,7	41
363	96,3	95	94,4	93	254	250	260	256
353	309	304	324	319	335	329	339	333
343	654	643	663	652	670	658	350	344
333	956	939	895	879	995	977	395	388
323	1007	988	999	981	995	977	494	485
313	1016	997	1028	1008	1003	984	494	485
301	5816	5701	4920	4823	1188	1165	494	484

Tabla A 6. Viscosidades muestra COE-03 a 1.5% de concentración

COE-03 C = 1.5% Inicial								
Temperatura	6 RPM	Ajuste (6RPM)	12 RPM	Ajuste (12RPM)	30 RPM	Ajuste (30RPM)	60 RPM	Ajuste (60RPM)
K	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)
383	297	292	53	52	51	50	46	45
373	71	70	63	62	59	58	62	61
363	81	79	78	77	81	80	88	87
353	116	114	117	115	119	117	307	302
343	310	304	324	318	332	326	374	367
333	526	516	539	529	547	537	493	484
323	897	880	942	924	967	949	493	484
313	2004	1965	2053	2013	996	976	494	484
301	7356	7205	7196	7049	3963	3882	1984	1943

COE-03 C = 1.5% t= 30 min LA								
Temperatura	6 RPM	Ajuste (6RPM)	12 RPM	Ajuste (12RPM)	30 RPM	Ajuste (30RPM)	60 RPM	Ajuste (60RPM)
K	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)
383	139	137	108	106	101	99	99	97
373	146	144	119	117	110	108	103	101
363	212	208	201	198	178	175	150	147
353	352	346	349	343	298	293	166	163
343	572	562	512	503	458	450	190	187
333	782	768	736	722	687	674	236	232
323	1360	1334	1297	1272	1021	1002	350	343
313	1950	1912	1855	1818	1542	1512	782	767
301	2892	2833	2799	2742	2321	2273	1764	1728

COE-03 C = 1.5% t= 72h								
Temperatura	6 RPM	Ajuste (6RPM)	12 RPM	Ajuste (12RPM)	30 RPM	Ajuste (30RPM)	60 RPM	Ajuste (60RPM)
K	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)
383	100	98	38	38	26	25	23	22
373	98	96	41	40	43	42	43	42
363	100	98	64	63	69	68	69	68
353	98	96	104	102	96	94	50	49
343	105	103	110	108	109	107	60	59
333	150	147	140	137	118	116	118	116
323	381	374	181	178	184	180	183	180
313	540	529	545	534	535	524	493	483
301	700	686	620	607	580	568	512	502

Tabla A 7. Viscosidades muestra COE-03 a 2.0% de concentración

COE-03 C = 2.0% Inicial								
Temperatura	6 RPM	Ajuste (6RPM)	12 RPM	Ajuste (12RPM)	30 RPM	Ajuste (30RPM)	60 RPM	Ajuste (60RPM)
K	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)
383	162	159	72	71	72	71	73	72
373	298	293	105	103	120	118	129	127
363	381	375	162	159	177	174	175	172
353	589	579	209	205	217	213	227	223
343	731	718	347	341	354	348	393	386
333	936	919	577	566	611	600	494	485
323	1457	1429	1010	991	920	902	494	485
313	4854	4758	2159	2116	996	976	494	484
301	8571	8396	6448	6316	3963	3882	494	484

COE-03 C = 2.0% t= 30 min LA								
Temperatura	6 RPM	Ajuste (6RPM)	12 RPM	Ajuste (12RPM)	30 RPM	Ajuste (30RPM)	60 RPM	Ajuste (60RPM)
K	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)
383	78	77	69	68	60	59	63	62
373	91	89	84	83	184	181	63	62
363	162	159	125	123	76	75	78	77
353	222	218	298	293	123	121	210	206
343	375	368	311	305	318	312	331	325
333	690	677	580	569	587	576	536	526
323	1201	1178	987	968	1539	1510	984	965
313	2010	1970	4695	4603	3851	3775	2361	2314
301	5200	5094	8140	7973	6215	6088	4925	4824

COE-03 C = 2.0% t= 72h								
Temperatura	6 RPM	Ajuste (6RPM)	12 RPM	Ajuste (12RPM)	30 RPM	Ajuste (30RPM)	60 RPM	Ajuste (60RPM)
K	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)
383	84	82	52	51	49	49	51	50
373	85	84	78	76	58	57	81	79
363	102	100	99	97	78	77	96	94
353	126	124	120	118	99	97	102	100
343	215	211	150	147	120	118	117	115
333	251	246	215	211	156	153	145	142
323	391	384	270	265	257	252	198	194
313	399	391	391	383	265	260	201	197
301	601	589	422	413	310	304	250	245

Tabla A 8. Viscosidades muestra COE-04 a 1.5% de concentración

COE-04 C = 1.5% Inicial								
Temperatura	6 RPM	Ajuste (6RPM)	12 RPM	Ajuste (12RPM)	30 RPM	Ajuste (30RPM)	60 RPM	Ajuste (60RPM)
K	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)
383	450	443	230	226	145	143	160	158
373	563	554	409	402	492	484	458	451
363	476	468	426	419	416	409	405	398
353	674	663	665	654	667	656	493	485
343	1183	1162	1126	1106	995	978	1553	1526
333	3991	3919	2488	2443	3361	3301	1983	1947
323	4162	4085	5220	5123	3955	3882	2150	2110
313	8320	8161	9236	9060	8815	8647	5748	5638
301	39601	38816	30230	29631	18205	17844	16025	15707

COE-04 C = 1.5% t= 30 min LA								
Temperatura	6 RPM	Ajuste (6RPM)	12 RPM	Ajuste (12RPM)	30 RPM	Ajuste (30RPM)	60 RPM	Ajuste (60RPM)
K	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)
383	410	404	198	195	120	118	210	207
373	457	450	230	226	230	226	120	118
363	476	468	426	419	450	443	315	310
353	520	511	523	514	702	690	523	514
343	997	980	886	871	1001	984	1553	1526
333	3102	3046	1805	1773	1710	1679	1150	1129
323	5102	5008	5142	5047	3755	3686	2036	1998
313	9320	9142	8206	8049	7815	7666	7548	7404
301	38980	38207	32554	31909	20105	19706	15262	14959

COE-04 C = 1.5% t= 72h								
Temperatura	6 RPM	Ajuste (6RPM)	12 RPM	Ajuste (12RPM)	30 RPM	Ajuste (30RPM)	60 RPM	Ajuste (60RPM)
K	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)
383	380	374	217	214	147	145	370	364
373	351	345	262	258	663	652	144	142
363	484	476	501	493	503	495	489	481
353	810	796	824	810	794	781	1468	1443
343	1656	1627	1628	1600	1665	1636	1858	1826
333	3003	2949	3123	3067	3368	3308	4927	4839
323	7320	7185	7548	7408	4523	4439	5210	5114
313	15501	15205	11074	10863	11086	10875	5781	5671
301	29146	28568	24001	23525	12982	12725	8215	8052

Tabla A 9. Viscosidades muestra COE-04 a 2.0% de concentración

COE-04 C = 2.0% Inicial								
Temperatura	6 RPM	Ajuste (6RPM)	12 RPM	Ajuste (12RPM)	30 RPM	Ajuste (30RPM)	60 RPM	Ajuste (60RPM)
K	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)
383	96,8	95	86,5	85	83,6	82	84,5	83
373	140	138	141	139	148	146	150	148
363	293	288	328	323	324	319	334	328
353	320	315	475	467	486	478	490	482
343	961	944	785	771	797	783	1286	1264
333	3343	3283	2472	2428	850	835	1782	1750
323	7315	7180	3582	3516	3010	2954	5130	5035
313	11200	10986	9094	8921	9062	8889	9310	9132
301	35251	34552	32151	31514	23100	22642	9848	9653

COE-04 C = 2.0% t= 30 min LA								
Temperatura	6 RPM	Ajuste (6RPM)	12 RPM	Ajuste (12RPM)	30 RPM	Ajuste (30RPM)	60 RPM	Ajuste (60RPM)
K	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)
383	102	100	85,5	84	78,5	77	78,5	77
373	117	115	123	121	121	119	429	422
363	216	212	220	216	392	386	403	396
353	542	533	562	552	575	565	493	485
343	1041	1023	1097	1078	1654	1625	1050	1032
333	4105	4031	3530	3467	3959	3888	1952	1917
323	12310	12082	7200	7067	6126	6013	5245	5148
313	16351	16039	14351	14077	9789	9602	8135	7980
301	23612	23144	17896	17541	13610	13340	9824	9629

COE-04 C = 2.0% t= 72h								
Temperatura	6 RPM	Ajuste (6RPM)	12 RPM	Ajuste (12RPM)	30 RPM	Ajuste (30RPM)	60 RPM	Ajuste (60RPM)
K	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)
383	111	109	104	102	93,6	92	93,6	92
373	122	120	124	122	136	134	458	451
363	271	267	291	286	637	627	493	485
353	907	892	1015	998	892	877	750	737
343	3509	3448	2703	2656	1099	1080	1200	1179
333	4975	4886	4011	3939	2350	2308	2300	2259
323	8077	7928	7073	6942	5159	5064	4340	4260
313	12746	12503	9512	9331	8311	8152	5836	5725
301	15230	14928	12640	12389	10521	10312	6847	6711

Tabla A 10. Viscosidades muestra COE-05 a 1.5% de concentración

COE-05 C = 1.5% Inicial								
Temperatura	6 RPM	Ajuste (6RPM)	12 RPM	Ajuste (12RPM)	30 RPM	Ajuste (30RPM)	60 RPM	Ajuste (60RPM)
K	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)
383	1220	1195	1178	1154	994	974	494	484
373	1563	1530	1602	1569	995	974	494	484
363	2892	2830	2489	2436	3605	3528	1983	1940
353	4715	4611	4756	4651	3961	3874	1983	1939
343	12180	11903	9909	9684	3963	3873	1984	1939
333	28651	27981	21308	20810	15610	15245	9843	9613
323	61300	59823	37002	36111	18015	17581	9900	9662
313	71001	69237	40210	39211	19000	18528	11302	11021
301	81101	79006	40301	39260	19020	18529	10505	10234

COE-05 C = 1.5% t= 30 min LA								
Temperatura	6 RPM	Ajuste (6RPM)	12 RPM	Ajuste (12RPM)	30 RPM	Ajuste (30RPM)	60 RPM	Ajuste (60RPM)
K	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)
383	1027	1006	1010	989	992	972	494	484
373	1794	1757	1836	1798	996	975	494	484
363	3673	3594	2490	2437	996	975	494	483
353	3801	3717	2489	2434	1230	1203	1130	1105
343	16300	15930	12067	11793	1823	1782	9001	8797
333	18262	17835	14310	13975	15006	14655	9131	8918
323	38020	37104	30210	29482	17200	16786	9201	8979
313	80648	78644	42705	41644	16655	16241	9401	9167
301	86255	84027	43010	41899	19726	19217	9730	9479

COE-05 C = 1.5% t= 72h								
Temperatura	6 RPM	Ajuste (6RPM)	12 RPM	Ajuste (12RPM)	30 RPM	Ajuste (30RPM)	60 RPM	Ajuste (60RPM)
K	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)
383	1077	1055	1095	1073	994	974	494	484
373	2047	2004	2155	2110	996	975	494	484
363	4031	3944	4142	4053	3956	3871	1889	1848
353	7224	7065	7647	7478	3962	3875	1982	1938
343	12005	11732	10978	10729	4120	4026	3910	3821
333	21027	20535	11230	10967	5120	5000	6875	6714
323	41201	40208	33514	32707	8140	7944	9854	9617
313	70420	68670	41320	40293	19718	19228	9937	9690
301	86670	84432	42201	41111	19733	19223	10505	10234

Tabla A 11. Viscosidades muestra COE-05 a 2.0% de concentración

COE-05 C = 2.0% Inicial								
Temperatura	6 RPM	Ajuste (6RPM)	12 RPM	Ajuste (12RPM)	30 RPM	Ajuste (30RPM)	60 RPM	Ajuste (60RPM)
K	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)
383	1350	1323	1402	1373	998	978	492	482
373	1253	1227	1105	1082	961	941	1000	979
363	1445	1414	1424	1393	1398	1368	1366	1337
353	2189	2141	2069	2023	1880	1839	1659	1622
343	4614	4509	4752	4644	6877	6721	5997	5861
333	8539	8339	4870	4756	9106	8893	6663	6507
323	32385	31605	31751	30986	19725	19250	9852	9615
313	95283	92915	49310	48085	19721	19231	9860	9615
301	98648	96100	49328	48054	19752	19242	9865	9610

COE-05 C = 2.0% t= 30 min LA								
Temperatura	6 RPM	Ajuste (6RPM)	12 RPM	Ajuste (12RPM)	30 RPM	Ajuste (30RPM)	60 RPM	Ajuste (60RPM)
K	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)
383	1200	1176	1400	1372	1480	1450	1670	1636
373	1417	1387	132,2	129	879	861	294	288
363	1298	1270	1374	1345	1639	1604	1581	1547
353	3102	3034	3065	2997	6967	6813	5381	5262
343	8058	7875	8302	8114	7852	7674	3406	3329
333	20839	20352	20141	19670	8230	8038	4520	4414
323	41500	40500	21001	20495	9877	9639	5997	5853
313	80267	78272	41300	40274	13100	12774	9670	9430
301	91383	89023	48021	46781	19720	19211	9852	9598

COE-05 C = 2.0% t= 72h								
Temperatura	6 RPM	Ajuste (6RPM)	12 RPM	Ajuste (12RPM)	30 RPM	Ajuste (30RPM)	60 RPM	Ajuste (60RPM)
K	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)	μ (Cp)
383	757	742	752	737	706	692	921	902
373	1380	1351	1096	1073	1003	982	1025	1004
363	1609	1574	2107	2062	2353	2302	1321	1293
353	6029	5896	4857	4750	3250	3178	1581	1546
343	9392	9179	8403	8212	5413	5290	2381	2327
333	14861	14514	12044	11762	5501	5372	3406	3326
323	32919	32126	21201	20690	6380	6226	4220	4118
313	42558	41500	30141	29392	7510	7323	5240	5110
301	50267	48969	32300	31466	10110	9849	6424	6258

Tabla A 12. Viscosidad promedio en función de la velocidad de corte COE-01, C=1.5%

COE-01 C=1.5%	t=0	t= 0 LA	t=30 min	t= 72h	
Shear rate (s⁻¹)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	
0,11	9,450	9,033	8,061	7,813	
0,21	8,242	7,828	7,062	5,126	
0,51	7,376	6,642	6,225	4,882	
11,00	5,311	4,875	4,587	4,356	a)
MODELO CARREAU-YASUDA					
μ_o (Pa.s)	γ (s)	n	μ_∞ (Pa.s)	a	
4,95E+02	3,59E+01	3,51E-01	4,50E+00	1,08E-01	
9,64E+00	1,17E+01	5,36E-01	4,32E+00	8,90E+00	
2,42E+02	1,19E+01	2,35E-01	4,09E+00	1,33E-01	
2,40E+01	2,08E+00	1,80E-07	4,07E+00	2,98E-01	b)
COE-01 C=1.5%	M. C-Y (t=0)	M. C-Y (t= 0 LA)	M. C-Y (t=30 min)	M. C-Y (t= 72h)	
Shear rate (s⁻¹)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	
0,11	9,375	9,033	8,023	7,813	
0,21	8,378	7,828	7,131	6,932	
0,51	7,299	6,642	6,190	5,954	
11,00	5,316	4,875	4,590	4,356	c)

Tabla A 13. Viscosidad promedio en función de la velocidad de corte COE-01, C=2.0%

COE-01 C=2.0%	t=0	t= 0 LA	t=30 min	t= 72h	
Shear rate (s⁻¹)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	
0,11	9,450	4,143	2,181	2,129	
0,21	8,242	2,904	2,061	1,923	
0,51	7,376	1,636	1,644	1,578	
11,00	5,311	1,112	1,072	1,007	a)
MODELO CARREAU-YASUDA					
μ₀ (Pa.s)	γ (s)	n	μ_∞ (Pa.s)	a	
4,95E+02	3,59E+01	3,51E-01	4,50E+00	1,08E-01	
1,91E+07	5,49E+07	2,00E-07	1,06E+00	1,12E+00	
2,21E+00	3,85E+00	9,00E-02	1,03E+00	2,90E+00	
2,36E+00	5,09E+00	2,90E-01	9,25E-01	1,46E+00	b)
COE-01 C=2.0%	M. C-Y (t=0)	M. C-Y (t= 0 LA)	M. C-Y (t=30 min)	M. C-Y (t= 72h)	
Shear rate (s⁻¹)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	
0,11	9,375	4,230	2,181	2,129	
0,21	8,378	2,720	2,061	1,923	
0,51	7,299	1,743	1,644	1,578	
11,00	5,316	1,091	1,072	1,007	c)

Tabla A 14. Viscosidad promedio en función de la velocidad de corte COE-02, C=1.5%

COE-02 C=1.5%	t=0	t= 0 LA	t=30 min	t= 72h	
Shear rate (s⁻¹)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	
0,11	1,809	1,733	1,539	1,535	
0,21	1,513	1,438	1,312	1,299	
0,51	1,140	1,098	1,039	1,030	
11,00	0,939	0,728	0,718	0,681	a)
MODELO CARREAU-YASUDA					
μ_0 (Pa.s)	γ (s)	n	μ_∞ (Pa.s)	a	
1,37E+05	3,97E+05	1,06E-02	9,15E-01	1,44E-01	
2,53E+00	7,22E+00	2,44E-04	7,05E-01	1,02E+00	
2,15E+00	6,20E+00	4,73E-05	6,97E-01	9,60E-01	
2,70E+00	5,86E+00	5,24E-08	6,52E-01	6,64E-01	b)
COE-02 C=1.5%	M. C-Y (t=0)	M. C-Y (t= 0 LA)	M. C-Y (t=30 min)	M. C-Y (t= 72h)	
Shear rate (s⁻¹)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	
0,11	1,837	1,733	1,539	1,535	
0,21	1,457	1,438	1,312	1,299	
0,51	1,173	1,098	1,039	1,030	
11,00	0,933	0,728	0,718	0,681	c)

Tabla A 15. Viscosidad promedio en función de la velocidad de corte COE-02, C=2.0%

COE-02 C=2.0%	t=0	t= 0 LA	t=30 min	t= 72h	
Shear rate (s⁻¹)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	
0,11	1,809	1,400	1,250	1,102	
0,21	1,513	1,232	1,019	0,999	
0,51	1,140	0,826	0,660	0,612	
11,00	0,939	0,330	0,322	0,322	a)
MODELO CARREAU-YASUDA					
μ_0 (Pa-s)	γ (s)	n	μ_∞ (Pa-s)	a	
1,37E+05	3,97E+05	1,06E-02	9,15E-01	1,44E-01	
1,47E+00	4,23E+00	3,96E-02	3,01E-01	2,39E+00	
5,45E+02	5,95E+01	6,82E-06	2,66E-01	1,31E-01	
1,10E+00	5,21E+00	1,74E-02	3,07E-01	7,64E+00	b)
COE-02 C=2.0%	M. C-Y (t=0)	M. C-Y (t= 0 LA)	M. C-Y (t=30 min)	M. C-Y (t= 72h)	
Shear rate (s⁻¹)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	
0,11	1,837	1,400	1,282	1,102	
0,21	1,457	1,232	0,968	0,999	
0,51	1,173	0,826	0,680	0,612	
11,00	0,933	0,330	0,321	0,322	c)

Tabla A 16. Viscosidad promedio en función de la velocidad de corte COE-03, C=1.5%

COE-03 C=1.5%	t=0	t= 0 LA	t=30 min	t= 72h	
Shear rate (s⁻¹)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	
0,11	3,088	1,295	0,934	0,252	
0,21	2,228	1,263	0,886	0,205	
0,51	1,662	0,791	0,746	0,196	
11,00	1,218	0,482	0,427	0,172	a)
MODELO CARREAU-YASUDA					
μ_0 (Pa.s)	γ (s)	n	μ_∞ (Pa.s)	a	
5,37E+11	9,35E+11	1,64E-05	1,19E+00	9,17E-02	
1,29E+00	4,97E+00	1,32E-08	4,66E-01	3,57E+02	
9,63E-01	2,38E+00	3,02E-02	4,03E-01	1,73E+00	
1,05E+13	2,41E+15	1,95E-02	1,73E-01	2,99E+04	b)
COE-03 C=1.5%	M. C-Y (t=0)	M. C-Y (t= 0 LA)	M. C-Y (t=30 min)	M. C-Y (t= 72h)	
Shear rate (s⁻¹)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	
0,11	3,082	1,295	0,934	0,248	
0,21	2,239	1,261	0,886	0,211	
0,51	1,656	0,793	0,746	0,189	
11,00	1,219	0,491	0,427	0,173	c)

Tabla A 17. Viscosidad promedio en función de la velocidad de corte COE-03, C=2.0%

COE-03				
C=2.0%				
	t=0	t= 0 LA	t=30 min	t= 72h
Shear rate (s ⁻¹)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)
0,11	3,088	1,998	1,114	0,250
0,21	2,228	1,699	0,856	0,200
0,51	1,662	1,439	0,678	0,155
11,00	1,218	1,061	0,541	0,138
MODELO CARREAU-YASUDA				
μ_0 (Pa.s)	γ (s)	n	μ_∞ (Pa.s)	a
5,37E+11	9,35E+11	1,64E-05	1,19E+00	9,17E-02
4,64E+03	5,96E+02	1,44E-01	9,82E-01	9,17E-02
4,90E+00	8,49E+01	9,75E-02	5,32E-01	8,05E+00
2,46E+16	1,93E+18	1,14E-07	1,35E-01	5,79E+13
COE-03				
C=2.0%				
	M. C-Y (t=0)	M. C-Y (t= 0 LA)	M. C-Y (t=30 min)	M. C-Y (t= 72h)
Shear rate (s ⁻¹)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)
0,11	3,082	1,994	1,114	0,251
0,21	2,239	1,707	0,857	0,193
0,51	1,656	1,435	0,678	0,159
11,00	1,219	1,061	0,541	0,136

a)

b)

c)

Tabla A 18. Viscosidad promedio en función de la velocidad de corte COE-04, C=1.5%

COE-04 C=1.5%	t=0	t= 0 LA	t=30 min	t= 72h	
Shear rate (s⁻¹)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	
0,11	6,626	6,602	6,596	6,517	
0,21	5,606	5,559	5,552	5,464	
0,51	4,229	4,117	3,988	3,970	
11,00	3,219	3,219	3,191	3,162	a)
MODELO CARREAU-YASUDA					
μ_0 (Pa-s)	γ (s)	n	μ_∞ (Pa-s)	a	
8,67E+03	1,34E+03	1,49E-06	3,08E+00	1,43E-01	
1,08E+05	2,11E+04	3,85E-07	3,09E+00	1,25E-01	
6,21E+04	3,66E+04	1,05E-03	3,09E+00	1,61E-01	
1,00E+06	3,64E+05	3,00E-05	3,06E+00	1,23E-01	b)
COE-04 C=1.5%	M. C-Y (t=0)	M. C-Y (t= 0 LA)	M. C-Y (t=30 min)	M. C-Y (t= 72h)	
Shear rate (s⁻¹)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	
0,11	6,719	6,706	6,744	6,652	
0,21	5,422	5,342	5,269	5,210	
0,51	4,334	4,248	4,144	4,109	
11,00	3,203	3,195	3,164	3,139	c)

Tabla A 19. Viscosidad promedio en función de la velocidad de corte COE-04, C=2.0%

COE-04 C=2.0%	t=0	t= 0 LA	t=30 min	t= 72h	
Shear rate (s⁻¹)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	
0,11	6,626	6,547	6,488	5,105	
0,21	5,606	5,457	5,007	4,164	
0,51	4,229	4,207	4,034	3,244	
11,00	3,219	3,157	3,068	2,480	a)
MODELO CARREAU-YASUDA					
μ_0 (Pa-s)	γ (s)	n	μ_∞ (Pa-s)	a	
8,67E+03	1,34E+03	1,49E-06	3,08E+00	1,43E-01	
7,74E+00	7,97E+00	3,74E-07	3,10E+00	1,93E+00	
1,33E+07	3,05E+06	1,05E-05	2,99E+00	1,00E-01	
2,10E+06	4,17E+05	1,98E-02	2,39E+00	9,74E-02	b)
COE-04 C=2.0%	M. C-Y (t=0)	M. C-Y (t= 0 LA)	M. C-Y (t=30 min)	M. C-Y (t= 72h)	
Shear rate (s⁻¹)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	
0,11	6,719	6,547	6,422	5,137	
0,21	5,422	5,457	5,054	4,104	
0,51	4,334	4,207	4,006	3,277	
11,00	3,203	3,157	3,072	2,475	c)

Tabla A 20. Viscosidad promedio en función de la velocidad de corte COE-05, C=1.5%

COE-05 C=1.5%	t=0	t= 0 LA	t=30 min	t= 72h	
Shear rate (s⁻¹)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	
0,11	30,609	29,403	27,753	27,300	
0,21	17,899	17,639	16,681	17,142	
0,51	9,460	9,463	8,292	7,415	
11,00	5,462	5,388	5,453	5,104	a)
MODELO CARREAU-YASUDA					
μ_0 (Pa-s)	γ (s)	n	μ_∞ (Pa-s)	a	
2,85E+11	1,07E+11	4,13E-08	5,04E+00	1,10E+00	
3,04E+08	1,17E+08	6,77E-09	5,02E+00	9,78E-01	
5,77E+14	2,45E+14	5,86E-07	4,94E+00	5,16E-01	
6,13E+14	2,60E+14	7,37E-07	4,53E+00	6,47E-01	b)
COE-05 C=1.5%	M. C-Y (t=0)	M. C-Y (t= 0 LA)	M. C-Y (t=30 min)	M. C-Y (t= 72h)	
Shear rate (s⁻¹)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	
0,11	29,326	28,631	26,315	25,939	
0,21	17,763	17,387	16,138	15,743	
0,51	10,281	10,111	9,553	9,145	
11,00	5,287	5,254	5,158	4,741	c)

Tabla A 21. Viscosidad promedio en función de la velocidad de corte COE-05, C=2.0%

COE-05 C=2.0%	t=0	t= 0 LA	t=30 min	t= 72h	
Shear rate (s ⁻¹)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	
0,11	30,609	27,301	25,007	17,752	
0,21	17,899	16,223	15,971	12,545	
0,51	9,460	8,935	7,749	4,692	
11,00	5,462	5,195	4,708	2,947	a)
MODELO CARREAU-YASUDA					
μ_o (Pa-s)	γ (s)	n	μ_∞ (Pa-s)	a	
2,85E+11	1,07E+11	4,13E-08	5,04E+00	1,10E+00	
2,01E+12	8,46E+11	6,61E-08	4,85E+00	8,49E-01	
1,37E+13	6,13E+12	2,90E-08	4,33E+00	1,33E+00	
2,88E+01	1,56E+01	3,36E-07	2,61E+00	7,07E+00	b)
COE-05 C=2.0%	M. C-Y (t=0)	M. C-Y (t= 0 LA)	M. C-Y (t=30 min)	M. C-Y (t= 72h)	
Shear rate (s ⁻¹)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	μ Prom (Pa.s)	
0,11	29,326	26,437	24,660	17,823	
0,21	17,763	16,157	14,977	10,603	
0,51	10,281	9,504	8,711	5,902	
11,00	5,287	5,064	4,529	2,763	c)

ANEXO B. EVIDENCIAS PRUEBAS DE LABORATORIO

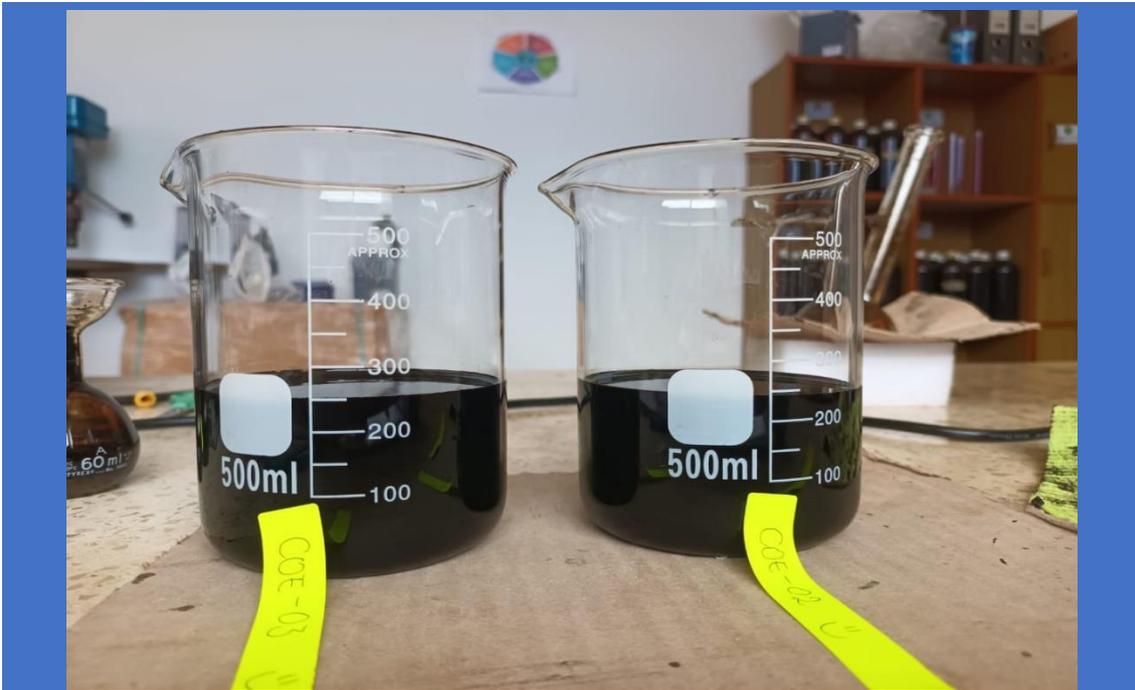


Figura B 1. Muestras del COE, sin aditivo



Figura B 2. Muestras del COE, aditivadas a diferentes concentraciones



Figura B 3. Prueba de laboratorio COE-01

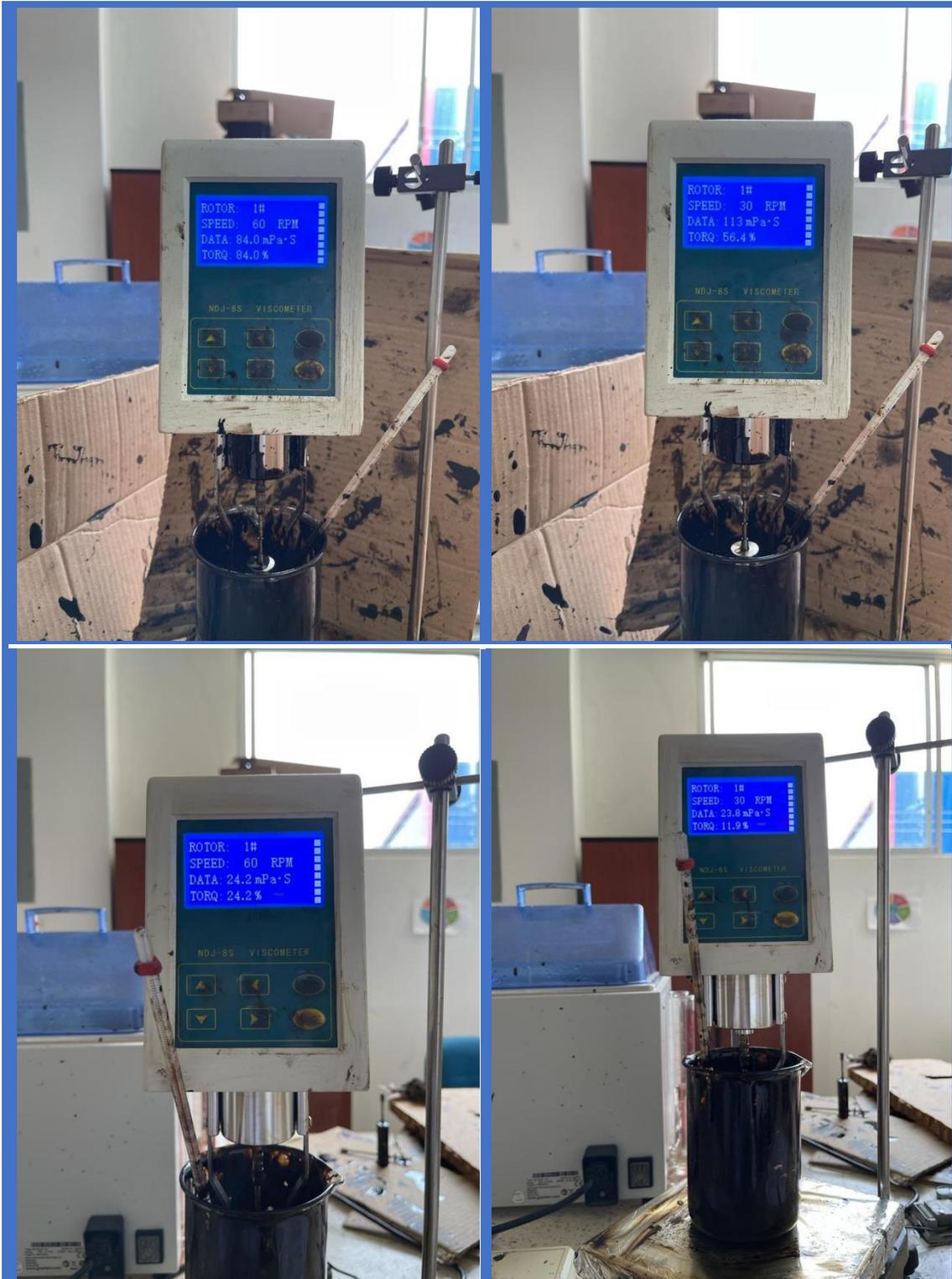


Figura B 4. Prueba de laboratorio COE-02



Figura B 5. Prueba de laboratorio COE-03



Figura B 6. Prueba de laboratorio COE-04

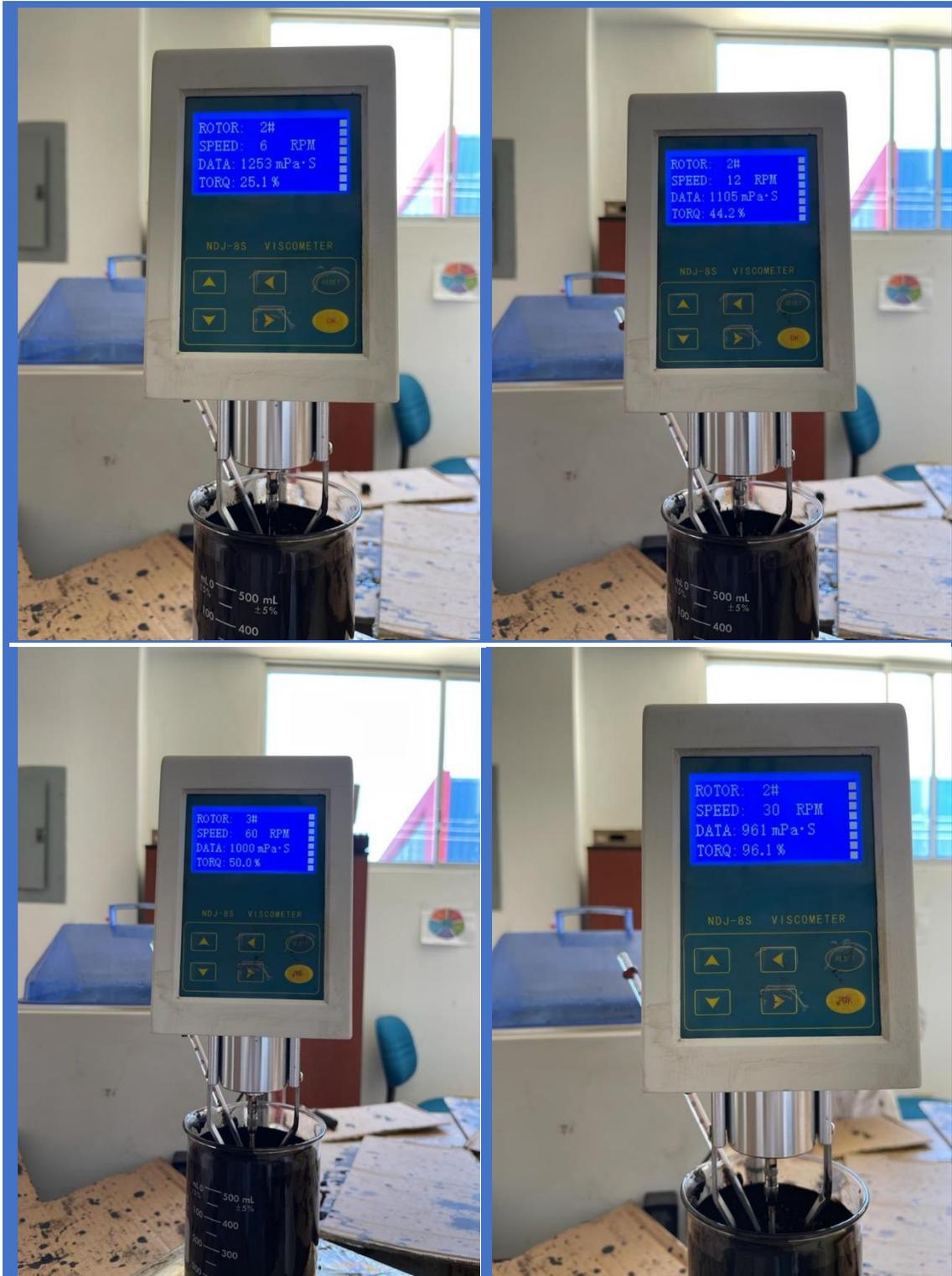


Figura B 7. Prueba de laboratorio COE-05