



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA

**MAESTRÍA EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE RECURSOS NATURALES
(PRODUCCIÓN)**

**ASEGURAMIENTO DE FLUJO EN POZOS PRODUCTORES DE CRUDOS
PESADOS Y EXTRAPESADOS MEDIANTE TÉCNICAS DE LUBRICACIÓN CON
BIO-REDUCTORES DE ARRASTRE**

TESIS

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:

TORRES MARTÍNEZ SONIA

TUTOR PRINCIPAL:

DR. JOSÉ ENRIQUE GUZMÁN VÁZQUEZ

INSTITUTO DE INGENIERÍA

CIUDAD UNIVERSITARIA, CD. MX., OCTUBRE 2019



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Jurado Asignado

Presidente: **Dr. Luna Rojero Erick Emanuel**

Secretario: **M.I. Santamaría Guevara Noel Ernesto**

Vocal: **Dr. Guzmán Vázquez José Enrique**

1er Suplente: **M.I. Larios González Jaime**

2do Suplente: **M.C. Escobedo Zenil David**

Lugar donde se realizó la tesis: Ciudad de México, México.

TUTOR DE TESIS

Dr. JOSÉ ENRIQUE GUZMAN VÁZQUEZ

FIRMA

Agradecimientos

A la Universidad Nacional Autónoma de México, mi alma mater:

Al Instituto de Ingeniería de la UNAM y en particular me gustaría dar las gracias a mi tutor, Dr. José Enrique Guzmán Vázquez. Por su constante apoyo, sus enseñanzas, dedicación y confianza; por abrirme las puertas del instituto y haberme dado todas las herramientas y oportunidades para triunfar. Por ser un gran guía para el éxito de este trabajo. Mi más sincero agradecimiento.

A mis sinodales, Dr. Erick Luna Rojero, M.I. Jaime Larios González, M.C. David Escobedo Zenil y M.I. Noel Santamaría Guevara, por sus comentarios y contribuciones que ayudaron el enriquecimiento de este trabajo.

A mis profesores del posgrado, por sus enriquecedores conocimientos.

Al Instituto Mexicano del Petróleo:

Al laboratorio de Aseguramiento de Flujo del Centro de Tecnologías para Exploración y Producción (CTEP), por el acceso otorgado para la realización del trabajo experimental de esta tesis. Al Dr. José Luis Mendoza de la Cruz y a la Q.F.B. Verónica Ramos Corzo, por sus explicaciones, mentoría y sus provechosas aportaciones para el alcance de los objetivos de este proyecto de investigación.

Al Fondo Sectorial CONACyT – SENER:

Por el apoyo y patrocinio brindado durante la realización de este proyecto de maestría que formó parte de la Red de Conocimientos de Soluciones para Aceites Pesados.

A PEMEX Exploración y Producción:

Me gustaría reconocer al M.I. Jaime Larios González, por su importante participación en esta tesis. Por sus invaluable aportaciones y asesorías.

A la Universidad de Calgary:

A mis colegas Dr. Ronald J. Hugo, Dr. Haydee Coronado e Ing. Miriam Solis. Por apoyarme incondicionalmente en esa nueva etapa de mi vida profesional como Investigador Visitante en un nuevo País. Por involucrarme en sus proyectos y por su disposición a la enseñanza, ¡Gracias!

A todos mis amigos de la UofC, quienes me apoyaron en el proceso de adaptación en esta nueva aventura: Patricia, Miriam, Faruk, David, Arash, Dhruv, Mohamad y Bahareh. ¡Go Dinos!

To the University of Calgary

To my colleagues Dr. Ronald J. Hugo, Dr. Haydee Coronado and Eng. Miriam Solis. I would like to thank you for your unconditional support during this new stage in my professional life as a Visiting Researcher abroad. For getting me involved in your projects and your willingness to teach me. Thanks again!

A big thank you to all my friends who supported and helped me in getting used to this new adventure at the UofC: Patricia, Miriam, Faruk, David, Arash, Dhruv, Mohamad, Bahareh. Go Dinos!

Dedicatoria

Como símbolo del gran amor, gratitud y admiración que siento hacia Héctor y Adeladelie, mis padres, les dedico este triunfo más.

Ustedes quienes han sido los principales promotores de mis sueños, gracias por confiar y creer en mí y en mis expectativas. Quienes siempre anhelaron y desearon lo mejor para mi vida, gracias por cada consejo y por cada una de sus palabras que me han guiado durante mi vida.

Quiero reconocer su incansable apoyo y su arduo trabajo.

A mis hermanos Arantxa, Héctor, Ángel; y a toda mi familia.

Los amo infinitamente.

Resumen

Se realizó una investigación sobre los métodos empleados para el aseguramiento de flujo en pozos y líneas de transporte de crudos pesados y extrapesados, siendo seleccionados los métodos de reducción de viscosidad y reducción de arrastre por generación de flujo anular.

Se condujeron pruebas experimentales para la caracterización de aceites pesados y extrapesados, las cuales en conjunto permitieron establecer una metodología de experimentación para estos tipos de crudos. Para las pruebas, se utilizó el bio-producto BRV como un agente reductor de viscosidad. De los resultados preliminares, se determina que este producto no es idóneo para ser empleado como reductor de viscosidad, ya que los resultados de las pruebas muestran un incremento de esta propiedad con el incremento de la dosificación del producto, por lo que se recomienda realizar estudios de compatibilidad de las mezclas.

Dado que el producto BRV no obtuvo un desempeño favorable como reductor de viscosidad, se estudió el método de generación de un flujo lubricado (anular) para estudiar los efectos de la caída de presión por fricción en tuberías verticales. Se realizó un diseño de un dispositivo de inyección en pozos el cual cuenta con cuatro puntos de inyección ordenados simétricamente, cada punto de inyección tiene un diámetro 3/8 in.

De los resultados experimentales, se tomaron los datos de densidad y viscosidad a 70°C para ser utilizados en el programa de simulación de ANSYS, con aceite pesado A y BRV como las fases principales. Se evaluaron las caídas de presión en una geometría 2D del pozo PA que representa un corte transversal de la tubería de producción con el dispositivo de inyección con dos puntos de dosificación, tiene una longitud vertical de dos metros. La malla fue creada con el MESHING software de ANSYS y consiste en 215,439 elementos.

Se simularon los casos con 1, 3, 5 y 7 % de inyección de BRV, observando que a 5% (250 BPD) y 3% (150 BPD) se logró el efecto de flujo anular en la tubería, seleccionando los resultados de estas condiciones para el análisis de caídas de presión y aporte del pozo. Se obtuvo un decremento en la presión de cabeza a 266 y 282 psi, respectivamente. Con estas condiciones de presión y con el software PROSPER, se obtuvo un aporte del yacimiento de 4,974 BPD y 4,757 BPD, lo cual nos

da un porcentaje de eficiencia respecto a la producción original del 10.1% y 5.3%, respectivamente.

Por último, esta tesis presenta un análisis económico de dos panoramas de producción propuestos. El pozo actualmente se encuentra fuera de producción por lo que se tiene planeada una intervención para sustitución del sistema de bombeo electrocentrífugo la cual está valuada en \$3,279,125.4 USD. Se evaluaron las dos condiciones de producción para establecer el tiempo de retorno de la inversión en función de las condiciones de operación del pozo y de la inyección de BRV al pozo.

Introducción

Recientemente, las actividades de exploración y explotación de reservas de hidrocarburos se han extendido hacia yacimientos de recursos no convencionales, como crudos pesados y extrapesados, los cuales representan el 70% de las reservas mundiales de petróleo. Canadá y Venezuela son los mayores productores de este tipo de crudos, ya que poseen el mayor número de reservas a nivel mundial, además de que han desarrollado tecnologías que les han permitido incrementar su índice de recuperación y disminuir los costos asociados a la producción y transporte de estos tipos de crudos.

Los recursos de crudo pesado y extrapesado en México son abundantes y se encuentran principalmente en la Región Marina. En los últimos años, Petróleos Mexicanos (PEMEX) ha descubierto 18 campos de aceite extrapesado en esta zona, con densidades que van de 6 a 12 °API y altas concentraciones de gases tóxicos como ácido sulfhídrico (H₂S) y dióxido de carbono (CO₂). Estos campos localizados en el Golfo de México representan un gran desafío tecnológico para la ingeniería de extracción y manejo de la producción, debido a que estos crudos se caracterizan por tener una viscosidad elevada la cual, en casos extremos, puede ascender a valores del orden de millones de centipoises lo que dificulta su transporte por el sistema de oleoductos.

De esta manera, en la industria se han propuesto diferentes alternativas tecnológicas para incrementar la productividad de los yacimientos de aceite pesado o extrapesado, así como para facilitar su transporte desde el fondo del pozo hasta la superficie. Una de ellas consiste en la dilución del crudo con agentes reductores de viscosidad que al mismo tiempo mejoran su calidad (disminución de densidad). Otra alternativa es la generación de un flujo anular o lubricado para reducir la fricción en las paredes de la tubería y disminuir las caídas de presión por fricción

Siguiendo tal línea tecnológica, en la presente tesis se estudia la inyección de un mejorador de flujo en pozos que producen aceites pesados o extrapesados, como técnica de lubricación por generación de flujo anular, con aplicación a un caso del Campo Ayatsil.

Contenido

RESUMEN	IV
INTRODUCCIÓN	X
NOMENCLATURA	XVII
1. PRESENCIA DE ACEITES PESADOS Y EXTRAPESADOS	1
1.1 PANORAMA INTERNACIONAL CON ÉNFASIS EN CANADÁ	2
1.1 PANORAMA MEXICANO.	15
1.3 OBJETIVO DE LA TESIS	21
1.3.1 Alcances	21
1.3.2 Hipótesis	22
2. TECNOLOGÍAS PARA EL TRANSPORTE DE ACEITES PESADOS Y EXTRAPESADOS	24
2.1 REDUCTORES DE VISCOSIDAD	25
2.1.1 Dilución	26
2.1.2 Calentamiento	26
2.1.3 Emulsiones	27
2.2 REDUCTORES DE FRICCIÓN	28
2.2.1 Mejoradores de flujo	28
2.2.2 Flujo Anular	29
2.3 CRAQUEO <i>IN-SITU</i>	30
3. CARACTERIZACIÓN EXPERIMENTAL DE MUESTRAS DE ACEITE PESADO Y BRV	31
3.1 ANÁLISIS COMPOSICIONAL	33
3.2 ANÁLISIS SARA	36
3.3 DENSIDAD	38
3.4 VISCOSIDAD	42
4. FLUJO ANULAR BIFÁSICO LÍQUIDO-LÍQUIDO EN TUBERÍAS VERTICALES	48
4.1 ANTECEDENTES DE FLUJO ANULAR COMO MEDIO DE TRANSPORTE.	50
4.2 MODELO MATEMÁTICO PARA FLUJO ANULAR VERTICAL.	53
5. SIMULACIÓN CFD DE FLUJO ANULAR ACEITE-BRV	60
5.1. CASO DE ESTUDIO: INYECCIÓN DE AGENTE REDUCTOR DE ARRASTRE BRV EN EL CAMPO AYATSIL	60
5.1.1 Datos PVT	61
5.1.2 Viscosidad del fluido de yacimiento	64
5.1.3 Presión y temperatura del yacimiento	66
5.1.4 Estado mecánico del pozo PA.	66
5.1.6 Comportamiento de afluencia del yacimiento al pozo	67
5.2. DETERMINACIÓN DEL PUNTO DE INYECCIÓN.	69
5.3. SIMULACIÓN CFD DE LA PROPUESTA DE DISEÑO DE UN SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGENTES REDUCTORES DE ARRASTRE EN POZOS	72

5.3.1 Geometría y malla	72
5.3.2 Matriz de simulaciones	77
5.3.3 Ecuaciones fundamentales	77
5.3.4 Tensión superficial y adhesión en la pared	78
5.3.5 Condiciones iniciales y de frontera.....	79
5.3.6 Método de discretización.....	80
5.3.7 Criterios de convergencia.....	80
5.4 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN CFD	81
5.4.1 Desarrollo del flujo anular.	81
5.4.2 Análisis de las caídas de presión.	82
5.4.3 Eficiencia de flujo.	87
5.4.4 Análisis económico.....	89
6. CONCLUSIONES.....	94
6.1 RESUMEN Y CONCLUSIONES.....	94
6.2 RECOMENDACIONES Y TRABAJO A FUTURO	98
APÉNDICE A: REDUCTORES DE ARRASTRE	100
APÉNDICE B: RESULTADOS DE PRUEBAS DE TERMOGRAVIMETRÍA (TGA).....	105
APÉNDICE C: PROGRAMA DE INTERVENCIÓN EN EL POZO PA.....	107

Lista de Figuras

FIGURA 1. TOTAL DE RESERVAS DE PETRÓLEO EN EL MUNDO. (FUENTE: SERRANO, 2015).....	1
FIGURA 2. PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO EN CANADÁ (FUENTE: U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION).....	4
FIGURA 3. PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO CANADIENSE (FUENTE: OIL SANDS MAGAZINE)	9
FIGURA 4. COMPARATIVA DE PRECIOS PROMEDIO MENSUAL DE CRUDO MAYA Y WEST CANADA SELECT, CRUDOS PESADOS (FUENTE: ENERGY MARKETS FACT BOOK).....	10
FIGURA 5. CRUDO MAYA RESPECTO WEST CANADA SELECT: PRECIO PROMEDIO MENSUAL (DATOS OBTENIDOS DE LA SECRETARÍA DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES DE CANADÁ).....	11
FIGURA 6. TAILINGS POND EN FORT McMURRAY (FUENTE: CORTESÍA DE SUNCOR ENERGY).....	12
FIGURA 7. ETAPAS DE LA EVALUACIÓN DEL CICLO DE VIDA DEL PETRÓLEO (FUENTE: ENVIRONMENTAL PERFORMANCE-OIL SANDS EMISSIONS INTENSITY).	14
FIGURA 8. GASES DE EFECTO INVERNADERO EMITIDOS POR CADA ETAPA DEL SISTEMA DE ANÁLISIS “WELL-TO-WHEEL” (FUENTE: ENVIRONMENTAL PERFORMANCE-OIL SANDS EMISSIONS INTENSITY).....	15
FIGURA 9. CAMPOS DE ACEITE PESADO EN MÉXICO (FUENTE: PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN) ...	16
FIGURA 10. CLASIFICACIÓN DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS EN MÉXICO POR TIPO DE HIDROCARBURO (FUENTE: EVALUACIÓN DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS, PEMEX).	18
FIGURA 11. MÉTODOS PARA MEJORAR EL TRANSPORTE DE CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS.....	25
FIGURA 12. MUESTRA ACONDICIONADA DE CRUDO PESADO DEL CAMPO MARINO DE CRUDO PESADO.....	31
FIGURA 13. CROMATÓGRAFO DE GAS FID-GC2, INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO	34
FIGURA 14. BENCENO C ₆ H ₆	37
FIGURA 15. EQUIPO PARA ANÁLISIS SARA, INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO.....	37
FIGURA 16. COMPORTAMIENTO DE LA DENSIDAD CON RESPECTO A LA TEMPERATURA DEL CRUDO PESADO A.....	40
FIGURA 17. COMPORTAMIENTO DE LA DENSIDAD CON RESPECTO A LA TEMPERATURA DEL MEJORADOR DE FLUJO BRV.....	42
FIGURA 18. COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD RESPECTO A LA TEMPERATURA DEL CRUDO PESADO A.....	43
FIGURA 19. COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD RESPECTO A LA TEMPERATURA DEL MEJORADOR DE FLUJO BRV.....	44
FIGURA 20. COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD VS TEMPERATURA DEL CRUDO PESADO A A DIFERENTES CONCENTRACIONES DE MEJORADOR DE FLUJO BRV.....	45
FIGURA 21. DOSIFICACIÓN ÓPTIMA DE BRV EN CRUDO PESADO A.	46
FIGURA 22. ESQUEMA DE UN FLUJO ANULAR AGUA-ACEITE EN UNA TUBERÍA HORIZONTAL.	49
FIGURA 23. A) FLUJO ONDULATORIO TIPO BAMBÚ (FLUJO ANULAR DESCENDENTE). B) FLUJO ONDULATORIO TIPO SACACORCHOS (FLUJO ANULAR ASCENDENTE).	52
FIGURA 24. BOSQUEJO DE FLUJO ANULAR VERTICAL	53
FIGURA 25. VISCOSIDAD DEL FLUIDO DEL YACIMIENTO A 122.8°C (SCHLUMBERGER, 2008).....	65
FIGURA 26. ESTADO MECÁNICO ACTUAL DEL POZO PA.	67
FIGURA 27. COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA POZO PA.	68

FIGURA 28. CURVA VLP O DE APORTE DEL POZO.	69
FIGURA 29. VISCOSIDAD CRÍTICA DEL CRUDO PESADO A.	70
FIGURA 30. VENTANA DE INSTALACIÓN DEL PUNTO DE INYECCIÓN.	71
FIGURA 31. GEOMETRÍA DEL DISPOSITIVO DE INYECCIÓN.	73
FIGURA 32. VOLUMEN DE CONTROL Y REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE UNA SECCIÓN DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.	74
FIGURA 33. IMPRESIÓN 3D DE DISPOSITIVO DE INYECCIÓN DE AGENTE LUBRICANTE EN POZOS CON ENSAMBLE DE TUBERÍA DE ACRÍLICO DE 3.74 IN.	75
FIGURA 34. LABORATORIO DE IMPRESIÓN 3D DE LA UNIVERSIDAD DE CALGARY.	75
FIGURA 35. ESQUEMA DE LA GEOMETRÍA DE MALLADO.	76
FIGURA 36. DESARROLLO DE FLUJO ANULAR ACEITE-BRV A DIFERENTES PASOS DE TIEMPO, CON $V_o=1.17$ M/S Y $\dot{m}=0.41$ KG/S (5% BRV).....	81
FIGURA 37. CURVA VLP vs. IPR PARA FLUJO MONOFÁSICO, ELABORADA CON PROSPER	83
FIGURA 38. CAÍDAS DE PRESIÓN EN FUNCIÓN DEL PORCENTAJE DE INYECCIÓN DE BRV, RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN Y CÁLCULOS.....	84
FIGURA 39. APORTE DEL POZO RESPECTO A LA INYECCIÓN DE BRV.....	86
FIGURA 40. A) SIMULACIÓN DE FLUJO ANULAR CON 1% DE INYECCIÓN DE BRV, B) SIMULACIÓN DE FLUJO ANULAR CON 2% DE INYECCIÓN DE BRV. TIEMPO TOTAL DE SIMULACIÓN 21 S.....	87
FIGURA 41. SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN.	88
FIGURA 42. APORTE DEL POZO A 298, 282 Y 266 PSI DE PRESIÓN A LA CABEZA Y PWF=3,266 PSI.....	89
FIGURA 43. TASA DE RETORNO CON UNA INYECCIÓN DEL 5% DE BRV, PWH= 266 PSI Y QO=4,974 BPD. ...	92
FIGURA 44. TASA DE RETORNO CON UNA INYECCIÓN DEL 3% DE BRV, PWH= 282 PSI Y QO=4,757 BPD. ...	93
FIGURA 45. ESTADO MECÁNICO PROPUESTO PARA EL POZO PA CON SISTEMA DE INYECCIÓN A 1000 MV.	108

Lista de Tablas

TABLA 1. RESERVAS MUNDIALES PROBADAS (FUENTE: OIL AND GAS JOURNAL, 2015)	3
TABLA 2. LISTA DE LAS PRINCIPALES CORRIENTES DE CRUDOS DERIVADAS DE LAS ARENAS BITUMINOSAS. (FUENTE: OIL SANDS MAGAZINE, ALBERTA) ^[26]	8
TABLA 3. CLASIFICACIÓN TIPOS DE CRUDOS PRODUCIDOS EN CANADÁ (OIL SANDS MAGAZINE, ALBERTA).	8
TABLA 4. EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO (FUENTE: ENVIRONMENT & CLIMATE CHANGE CANADA).	15
TABLA 5. CAMPOS PETROLEROS DE ACEITE PESADO EN MÉXICO POR REGIÓN (PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN)	15
TABLA 6. CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS TOTALES O 3P, DE ACEITE CRUDO Y GAS NATURAL, PEMEX (FUENTE: WWW.PEMEX.COM)	17
TABLA 7. VOLUMEN DE LAS EXPORTACIONES DE CRUDO POR DESTINO GEOGRÁFICO (MILES DE BARRILES DIARIOS) (FUENTE: SISTEMA DE INFORMACIÓN ENERGÉTICA WWW.SIE.ENERGIA.GOB.MX) ^[34]	20
TABLA 8. DILUCIONES DE ACEITE PESADO A CON BIO-REDUCTOR DE VISCOSIDAD (BRV). VOLUMEN DE REFERENCIA 300 ML.	32
TABLA 9. ANÁLISIS COMPOSICIONAL DE LA MUESTRA DE CRUDO PESADO A.	35
TABLA 10. RESULTADOS PRUEBA SARA DEL CRUDO PESADO A.	38
TABLA 11. CLASIFICACIÓN DE ACEITE CRUDO EN MÉXICO (INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO, 2010).	39
TABLA 12. DENSIDAD DE CRUDO PESADO A EN FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA.	40
TABLA 13. DENSIDAD DEL MEJORADOR DE FLUJO BRV EN FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA.	41
TABLA 14. VISCOSIDAD DEL CRUDO PESADO A EN FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA	43
TABLA 15. VISCOSIDAD DEL MEJORADOR DE FLUJO BRV EN FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA	44
TABLA 16. RESULTADOS DE LOS ANÁLISIS PVT DEL CAMPO MARINO DE CRUDO PESADO.	62
TABLA 17. PROPIEDADES PVT DE LA FASE ACEITE (SCHLUMBERGER, 2008).....	63
TABLA 18. ANÁLISIS COMPOSICIONAL DEL FLUIDO DEL YACIMIENTO DEL CAMPO MARINO DE CRUDO PESADO.	64
TABLA 19. VISCOSIDAD DEL FLUIDO DE YACIMIENTO A 122.8°C (SCHLUMBERGER,2008).	65
TABLA 20. CONDICIONES DE FRONTERA DE LA MATRIZ DE SIMULACIONES.	77
TABLA 21. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN.....	84
TABLA 22. COMPONENTE DE PRESIÓN POR FRICCIÓN A DIFERENTES DOSIFICACIONES DE BRV.....	85
TABLA 23. AFLUENCIA DEL POZO RESPECTO A LA INYECCIÓN DE AGENTE REDUCTOR DE ARRASTRE BRV.	85
TABLA 24. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN A 3% Y 5% DE INYECCIÓN DE BRV AL POZO.....	87
TABLA 25. EFICIENCIA DE PRODUCCIÓN DEL POZO A 5% DE INYECCIÓN DE BRV RESPECTO A LAS CONDICIONES ACTUALES DEL POZO.	88
TABLA 26. INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN CON 3% Y 5 % DE INYECCIÓN DE BRV Y CAMBIO DE PRESIÓN EN LA CABEZA DE POZO, RESPECTO A LAS CONDICIONES ACTUALES DEL POZO.	90
TABLA 27. ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO DE LA INYECCIÓN DE 3% Y 5% DE BRV. RESULTADOS CALCULADOS POR DÍA, MES Y AÑO.	90
TABLA 28. AGENTES REDUCTORES DE ARRASTRE.	100
TABLA 29. PRODUCTOS REDUCTORES DE ARRASTRE COMERCIALES (ABUBAKAR, 2014)	100

TABLA 30. MATERIALES LIGNOCELULÓSICOS (GONZÁLEZ-RENTERÍA ET. AL, 2011).....	101
TABLA 31. DRA: CONCENTRACIONES Y EFICIENCIA EN LA REDUCCIÓN DE ARRASTRE.....	101

Nomenclatura

Abreviaturas

<i>API</i>	American petroleum institute
<i>BEC</i>	Bombeo electrocentrífugo
<i>BPD</i>	Barriles por día
<i>BRV</i>	Bio-reductor de viscosidad
<i>CAF</i>	Core-annular flow Dinamica de fluidos
<i>CFD</i>	computacional
<i>DRA</i>	Reductor de arrastre
<i>GHC</i>	Gases de efecto invernadero
<i>IMP</i>	Instituto mexicano del petroleo
<i>NO_x</i>	Óxidos de nitrógeno
<i>NRC</i>	Natural resources Canada
<i>PVT</i>	Presión, volumen, temperatura
<i>RGA</i>	Relación de gas en solución
<i>SCO</i>	Crudo sintético
<i>SO_x</i>	Oxidos de azufre
<i>TGA</i>	Análisis termogravimétrico
<i>USD</i>	Dólares americanos
<i>VOC</i>	Compuestos orgánicos volátiles
<i>VLP</i>	Vertical Lift Performance

Variables

<i>Bo</i>	Factor volumétrico del aceite
<i>°C</i>	Grados celsius
<i>CII</i>	Índice de inestabilidad coloidal
<i>cm</i>	Centimetro
<i>Cp</i>	Centipoises

hf	Carga por fricción
in	Pulgada
IP	Índice de productividad
IPR	Índice de productividad relativo
kg	Kilogramo
L	Longitud
\dot{m}	Flujo másico
m	Metro
p	Presión
ppm	Partes por millón
Q	Gasto
r	Radio
R	Radió de la tubería de producción
Re	Número de Reynolds
Rs	Relación gas aceite en solución
T	Temperatura
t	Tiempo
u	Velocidad
V_0	Velocidad de entrada
μ	Viscosidad
f	Densidad

Superíndices y subíndices

A	del núcleo
b	de burbuja
B	ce la capa lubricante
BRV	del bio-reductor de viscosidad
$inlet$	a la entrada
o	de aceite
$outlet$	a la salida
r	en la dirección r
s	gas-aceite en solución

<i>wf</i>	de fondo fluyendo
<i>wh</i>	de cabeza de pozo
<i>ws</i>	estática
<i>y</i>	de yacimiento
<i>z</i>	en la dirección z

Capítulo 1

PRESENCIA DE ACEITES PESADOS Y EXTRAPESADOS

La industria petrolera comenzó a orientarse hacia la explotación de los campos de crudo pesado y extrapesado durante los últimos años, debido a la fuerte declinación de la producción de los yacimientos productores de aceite y gas convencional.

El panorama mundial de reservas de crudo muestra que el 70% ^[35] corresponden a recursos no convencionales, es decir, crudos pesados, extrapesados y bitúmenes. La explotación, transporte y refinación de estos implican numerosos desafíos científicos y tecnológicos, lo cual ha incentivado el surgimiento de nuevas tecnologías e innovaciones en los procesos originalmente desarrollados para crudos convencionales.

Los principales yacimientos de aceites pesados se encuentran ubicados en Canadá (Alberta, arenas bituminosas), Venezuela (Faja del Orinoco, aceite extrapesado), Rusia y Estados Unidos.

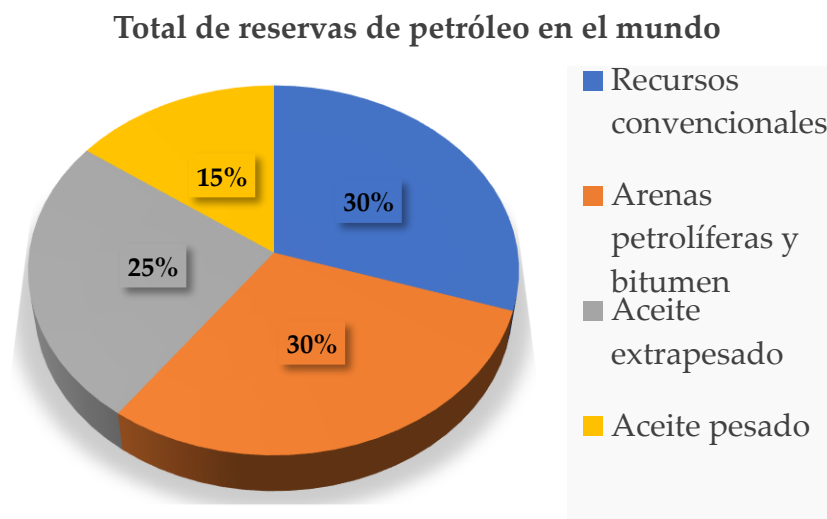


Figura 1. Total de reservas de petróleo en el mundo. (Fuente: Serrano, 2015)

En general, la industria petrolera presenta grandes retos en los diferentes puntos de la línea de negocio del desarrollo de yacimientos petroleros, debido a factores como: composición y características fisicoquímicas de los hidrocarburos, condiciones ambientales de la región y localización geográfica de los campos.

que, al ser comparados con las características de los hidrocarburos y condiciones de explotación en México, los panoramas resultan ser más severos.

En el caso canadiense, en particular, estas dificultades no han impedido el incremento en su producción. Esto ha motivado la creación de iniciativas para la colaboración e intercambio técnico con instituciones de ese país, lo cual ha inquietado a investigadores mexicanos en conocer con más detalle, las técnicas de explotación y transporte empleadas en sus campos. Por consiguiente, uno de los objetivos de este trabajo es realizar una investigación de los métodos empleados para analizar sus ventajas y desventajas, con el objeto de considerar posibles adaptaciones para el caso mexicano.

1.1 Panorama internacional con énfasis en Canadá

Canadá es el tercer país a nivel mundial con mayor número de reservas probadas de recursos fósiles, como se muestra en la **Tabla 1**. Las reservas probadas de petróleo son reservas que se sabe que existen y que son recuperables en las condiciones tecnológicas y económicas actuales.

Las reservas probadas totales de Canadá se encuentran estimadas en 171.0 billones de barriles, de los cuales 166.3 billones de barriles se encuentran en arenas bituminosas de la región de Alberta, mientras que los 4.7 billones de barriles restantes provienen de recursos convencionales. Canadá cuenta con el 10.3% de las reservas probadas mundiales de aceite, convirtiéndolo en uno de los países más ricos en recursos fósiles.^[18]

Tabla 1. Reservas mundiales probadas (Fuente: Oil and Gas Journal, 2015)

Reservas mundiales probadas (Al final del año 2014)		
Posición	País	Porcentaje respecto al total (%)
1	Venezuela	18
2	Arabia Saudita	16.1
3	Canadá	10.3
4	Irás	9.5
5	Iraq	8.7
6	Kuwait	6.1
7	E.A.U.	5.9
8	Rusia	4.8
9	Libia	2.9
10	Estados Unidos	2.3

Las arenas bituminosas son el mayor recurso del sector energético en Canadá. Las provincias petroleras productoras más importantes se encuentran en el oeste, en las regiones de Alberta y Saskatchewan, además de las regiones de Columbia Británica, Manitoba, Yukón y territorios del noroeste. Canadá es actualmente el quinto productor mundial de aceite, produciendo cerca de 4.2 millones de barriles por día de petróleo.^[18]

El Gobierno de Alberta trabaja en conjunto con las compañías petroleras para promocionar la innovación y el desarrollo tecnológico, para potenciar un desarrollo sostenible de los recursos energéticos. El organismo regulador de la energía de Alberta (Alberta Energy Regulator), prevé para el año 2020 un aumento en la producción de petróleo de origen bituminoso, se estima alcanzar una producción de 5 millones de barriles por día de aceite.

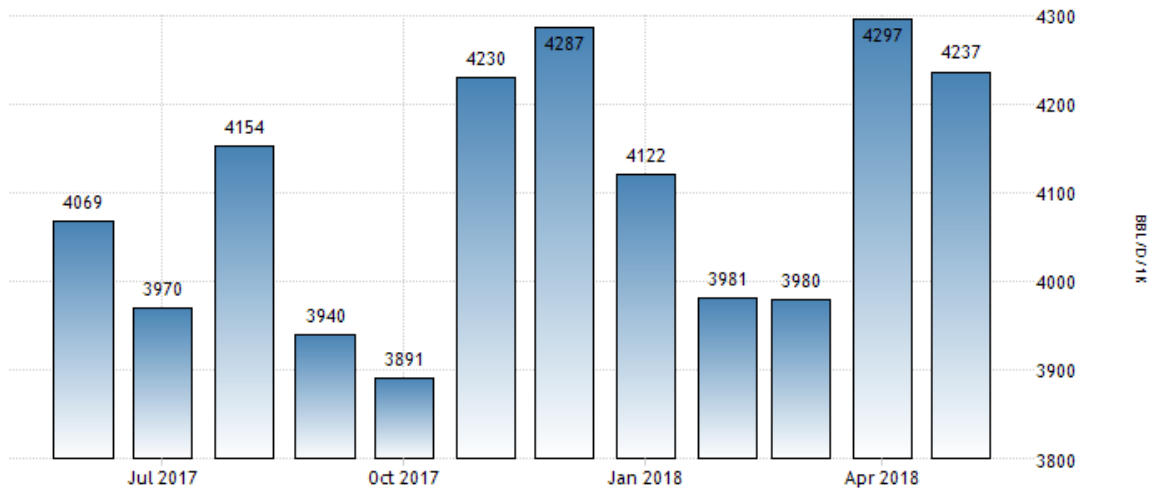


Figura 2. Producción de petróleo crudo en Canadá (fuente: U.S. Energy Information Administration)

La tecnología requerida para acceder y explotar los yacimientos de arenas bituminosas del norte de Canadá está aún en una fase temprana de desarrollo. El desarrollo exitoso de esta tecnología generará una disminución de los costos de explotación, mejorando la rentabilidad de estos yacimientos.

El aceite pesado y bitumen tienen altas viscosidades y baja densidad API. En algunos yacimientos, como el yacimiento Athabasca, la viscosidad del aceite puede alcanzar valores de hasta 1,000,000 cP a condiciones de yacimiento (15°C) y una densidad entre 7.5 a 9.0 °API, volviendo los métodos de producción primaria, o en frío, inviables.

Los métodos para explotar este tipo de yacimientos dependen de la profundidad respecto a la superficie a la que se encuentra el recurso fósil, los principales son: producción in-situ y minería a cielo abierto.

Los métodos de extracción in-situ se utilizan para recuperar el bitumen que se encuentra a profundidades mayores a los 75 metros. El método de drenaje gravitacional asistido con vapor es el mayormente utilizado dentro de los métodos de producción in-situ. Este método requiere perforar dos pozos horizontales, uno ligeramente más profundo que el otro. El vapor se inyecta continuamente en el pozo superior y, a medida que la temperatura aumenta en lo que se denomina la "ventana

de vapor", el bitumen se vuelve menos viscoso y fluye hacia el pozo inferior, permitiendo el bombeo del bitumen a la superficie.

La minería a cielo abierto es similar a las operaciones de minería tradicional, y altamente empleada cuando las reservas de arenas bituminosas se encuentran cercanas a la superficie, a una profundidad menor de 75 m. Grandes excavadoras recogen las arenas bituminosas para depositarlas en camiones, los cuales las transportarán a las trituradoras, donde se procesan los grandes grupos de tierra. Una vez que las arenas bituminosas son trituradas, se agrega agua caliente para que puedan ser bombeadas hacia la planta de extracción. En la planta de extracción, se agrega más agua caliente a esta mezcla de arena, arcilla, betún y agua en un recipiente de separación donde se proporciona el tiempo de retención necesario para permitir que las fases se separen. Durante la separación, la espuma de betún se desplaza a la superficie y los sedimentos (rocas, arcillas y arena) se asientan en el fondo del equipo de separación.

El aceite recuperado de las minas a cielo abierto o por extracción in-situ es muy denso, pesado y viscoso, por lo cual tendrá que ser mejorado o diluido, es decir, agregar un agente reductor de viscosidad, para poder transportarlo por oleoductos hacia los puntos de venta y/o refinación.

El propósito de mejorar la calidad del aceite es transformar el crudo pesado en un crudo sintético (SCO, por sus siglas en inglés), que se pueda refinar y comercializar como productos de consumo, como la gasolina y el diésel. Los procesos de mejoramiento del crudo implican agregar hidrógeno o eliminar carbono para crear el crudo sintético. El proceso se divide en dos tipos generales de mejoramiento: primario y secundario.

Dependiendo de la calidad y de las características del aceite, el mejoramiento primario consiste en alimentar las plantas coquizadoras donde es calentado a altas temperaturas (500°C), o a las plantas hidrocraqueadoras donde se hace reaccionar con hidrógeno bajo presión. El objetivo del mejoramiento primario es romper las moléculas pesadas del aceite pesado o bitumen en moléculas más ligeras y menos viscosas.

El mejoramiento secundario consiste en purificar y destilar el aceite obtenido en el mejoramiento primario, eliminando impurezas como nitrógeno, azufre y trazas metálicas, de modo que este pueda ser utilizado como materia prima en las refinerías. El proceso principal del mejoramiento secundario es pasar el aceite a través de las torres de destilación, en la cual, debido a los diferentes puntos de ebullición de cada componente, se separarán los hidrocarburos ligeros y pesados.

El aceite ligero obtenido de los procesos de mejoramiento es conocido como crudo sintético, el cual está listo para ser enviado a las refinerías para obtener productos comerciales como diésel y gasolina.

Oleoductos para crudo extrapesado y bitumen

Los oleoductos que transportan crudo extrapesado y bitumen son ductos especiales de producción para crudos con elevados puntos de fluidez o con altos contenidos de ceras. Usualmente son utilizados para transportar los hidrocarburos a cortas distancias, desde los campos de producción hasta las instalaciones de procesamiento. El crudo es calentado para disminuir su viscosidad antes de que este ingrese a los oleoductos. La pérdida de calor durante el transporte puede permitir la formación de ceras o capas de bitumen en las paredes internas de la tubería, disminuyendo la eficiencia de transporte del ducto y, en condiciones extremas, parar el flujo.

Debido a las características de los crudos extrapesados y bitúmenes, estos deben ser mejorados o diluidos, para cumplir con los mínimos requerimientos y poder transportarlos por oleoductos. Los hidrocarburos, obtenidos de los procesos de extracción, son diluidos con nafta, aceite sintético ligero, hidrocarburos ligeros o condensados. En Canadá, a fin de cumplir las especificaciones de bombeo, el bitumen y aceite pesado deben contener menos del 0.5% de agua y sólidos, y tener una viscosidad menor a 350 cSt (o una densidad máxima de 940 kg/m³) [26]. Estas especificaciones aseguran que el crudo fluirá sin ninguna dificultad a bajas temperaturas, y minimizan los riesgos de corrosión y erosión.

El hidrocarburo diluido comúnmente se llama “dilbit”, “synbit” o “Synthetic crude oil (SCO)”, dependiendo del material (materiales) utilizados para reducir su viscosidad y densidad, con el fin de cumplir las condiciones de transporte anteriormente mencionadas.

El aceite del tipo Dilbit es relativamente bitumen puro (contiene menos del 1% de agua y sólidos), diluido con condensados generalmente en un orden del 30 al 40%. La mayoría de las exportaciones de la región de Alberta corresponden a este tipo de aceite, principalmente provenientes de las operaciones de explotación in-situ.

El crudo sintético (SCO, por sus siglas en inglés) es un crudo ligero producido por procesos de mejoramiento de su calidad, típicamente por la dilución de una mezcla de nafta, destilado y gas. El crudo sintético representa un 40% de la producción de Alberta, los mayores productores de SCO en la región son Syncrude, Suncor, Canadian Natural Resources y Shell.

La tercera mezcla de crudo de valor comercial es el crudo Synbit, que corresponde a una mezcla de crudo sintético y bitumen, generalmente en una proporción de 50/50. Debido a que este tipo de crudo contiene una fracción de bitumen menor que el crudo Dilbit, este es ligeramente de mejor calidad.

En la **Tabla 2** se muestran las principales corrientes de crudo producidas en Canadá y sus características, todas las corrientes son analizadas y catalogadas por Crude Quality Inc., una compañía privada en Edmonton a cargo de monitorear la calidad de estos productos.

Tabla 2. Lista de las principales corrientes de crudos derivadas de las arenas bituminosas. (Fuente: Oil Sands Magazine, Alberta)^[26]

Synthetic	Dilbit	Synbit
CNRL Light Sweet Synthetic	Access Western Blend	Long Lake Heavy
Husky Synthetic Blend	Borealis Heavy Blend	Statoil Cheecham Synbit
Premium Albian Synthetic	Christina Dilbit Blend	Surmont Heavy Blend
Shell Synthetic Light	Cold Lake Blend	Albian Heavy Synthetic Synbit Blend
Suncor Synthetic A	Kearl Lake Blend	
Syncrude Sweet Premium	Statoil Cheecham Blend	
Hardisty Synthetic Crude	Western Canadian Select	
Premium Synthetic		
Synthetic Sweet Blend		
835-868 kg/m ³ API 31-38° 0.1% H ₂ S	920-929 kg/m ³ API 20-22° 3.7-3.9% H ₂ S	930-936 kg/m ³ API 19-21° 2.8-3.0% H ₂ S

La clasificación de los crudos producidos en Canadá se hace con base en su gravedad específica y el contenido de azufre, como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 3. Clasificación tipos de crudos producidos en Canadá (Oil Sands Magazine, Alberta).

Clasificación	API	Gravedad específica
Crudo ligero	31.1°	< 870 kg/m ³
Crudo mediano	22.3 - 31.1°	870 - 920 kg/m ³
Crudo pesado	10 - 22.3°	920 - 1000 kg/m ³
Crudo extrapesado	< 10°	> 1000 kg/m ³

Flujos comerciales, principales consumidores del crudo canadiense

Canadá produce más aceite de lo que consume. Como resultado, Canadá es un importante exportador neto de petróleo. En la **Figura 3**, se muestra la producción de aceite de los últimos años por tipo de hidrocarburo.

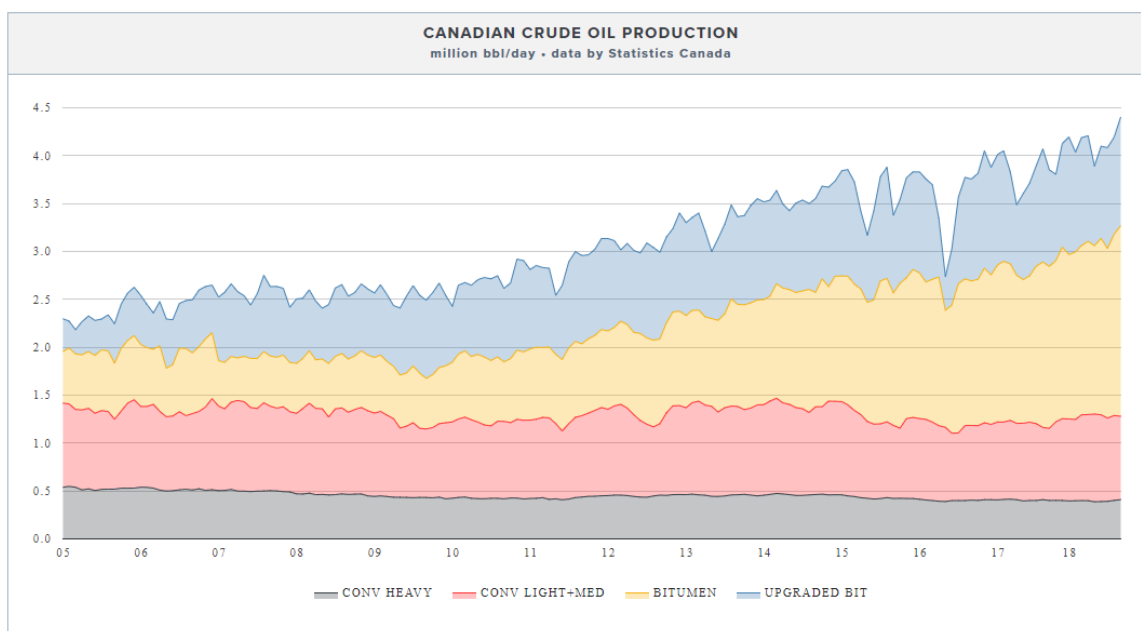


Figura 3. Producción de petróleo crudo canadiense (Fuente: Oil sands magazine)

En el año 2014 Canadá exportó 2.85 millones de barriles de petróleo crudo por día. De esta producción, el 97% se enviaba a los Estados Unidos y el 3% restante se enviaba a Europa y Asia.^[18]

Debido a la naturaleza del petróleo producido y a las especificaciones del mercado de refinación, Canadá se ve en la necesidad de importar crudos ligeros provenientes de Estados Unidos, Arabia Saudita, Iraq y Noruega, con el fin de crear las mezclas antes mencionadas.

El precio del petróleo se establece con respecto al mercado global. El petróleo se comercializa a nivel mundial y puede moverse de un mercado a otro fácilmente ya

sea por barcos u oleoductos. Como resultado, el equilibrio entre la oferta y la demanda determina el precio del petróleo crudo en todo el mundo.

Los precios varían globalmente para reflejar el costo del transporte del petróleo crudo y las diferencias de calidad entre los distintos tipos de petróleo producidos mundialmente. En la **Figura 4**, se muestra la comparación de los precios de venta de crudos pesados, en México el crudo Maya corresponde a esta clasificación, mientras que en Canadá se utiliza como punto de referencia la mezcla West Canada Select.

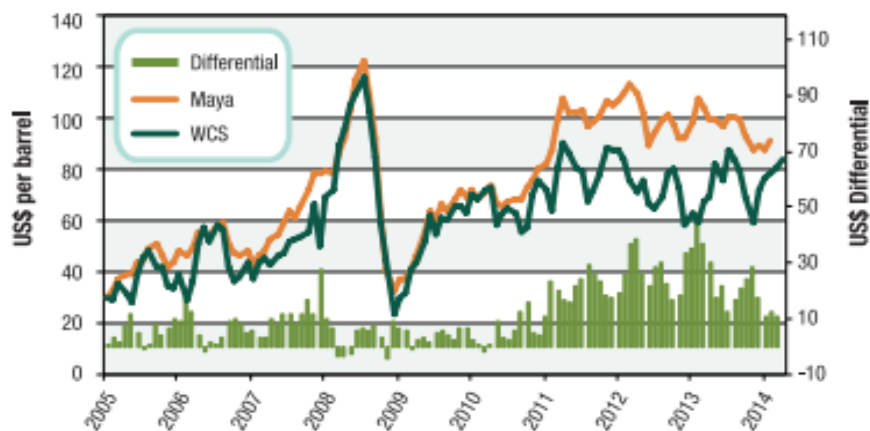


Figura 4. Comparativa de precios promedio mensual de crudo Maya y West Canada Select, crudos pesados (Fuente: Energy Markets Fact Book)

Como se puede observar en la figura anterior, México tiene un margen de ganancia mayor que Canadá, esto se debe a que el precio de estos crudos se encuentra en función de los costos de extracción, producción, calidad, transporte y tratamiento. Es importante mencionar que los precios promedio mensuales de la gráfica anterior representan la situación del mercado de los hidrocarburos hasta antes de la crisis del 2014. Los precios actualizados para el año 2018 se pueden apreciar en la **Figura 5**, los datos fueron recuperados del Sistema de Información Energética de la Secretaría de Energía de México y de Recursos Naturales de Canadá (Natural Resources Canada, NRC por sus siglas en inglés).

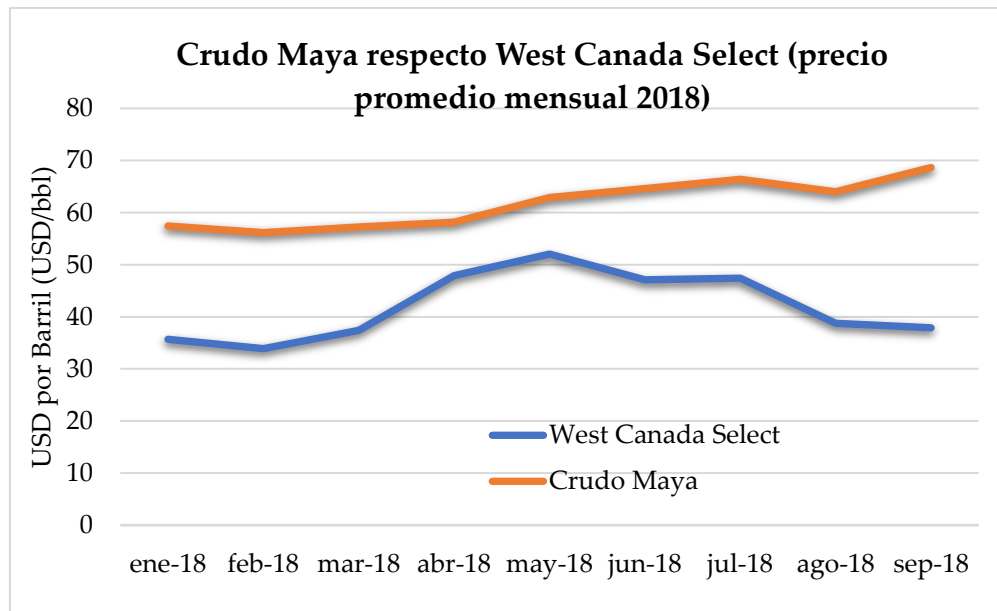


Figura 5. Crudo Maya respecto West Canada Select: Precio promedio mensual (Datos obtenidos de la Secretaría de Energía y Recursos Naturales de Canadá).

Canadá tiene dos tipos de mercado de venta de hidrocarburos: Spot Market (Mercado al contado) y Future Market (Mercado a futuro).

En el mercado al contado, el petróleo se compra y se vende por efectivo y se entrega de manera inmediata; mientras que, en el mercado a futuro, el petróleo se comercializa en barriles de “papel”. Esto significa que éste se comercializa con base en el valor monetario percibido de aceite y generalmente no existe un intercambio físico del producto. Los contratos de “papel” para el petróleo se compran y venden según las condiciones de mercado esperadas en los próximos meses o años.

Industria Petrolera y Problemas Ambientales.

El gobierno de Canadá, en conjunto con CanmetENERGY, quien es la organización de investigación y tecnología líder en Canadá en el campo de energía limpia, se encuentran en constante investigación para minimizar los impactos

ambientales generados por los procesos de extracción, transporte y refinación de hidrocarburos.

Si bien la industria de las arenas bituminosas y crudos pesados ha logrado avances tecnológicos significativos, el crecimiento anual en la producción de estos recursos presenta diversos desafíos ambientales, entre los cuales se encuentran la conservación de la tierra, agua, aire y energía.

La extracción de arenas bituminosas da como resultado la acumulación de grandes cantidades de desechos residuales conocidos como *tailings*, los cuales son una mezcla de agua, arcilla, betun y solventes no recuperados; y químicos disueltos.^[5] Estos desechos son el producto del proceso de tratamiento con agua caliente utilizado para separar el aceite de la arena y la arcilla. Estos desechos se almacenan en grandes estanques similares a las presas de agua, llamados presas de desechos o *tailings ponds*.

Los *tailings ponds* son cuencas de sedimentación que permiten la separación del agua procesada para su reutilización. El agua se recupera continuamente para ser utilizada en los procesos de extracción de hidrocarburos, reduciendo el uso de agua dulce del río Athabasca y otras fuentes.



Figura 6. Tailings pond en Fort McMurray (Fuente: Cortesía de Suncor Energy).

Las arenas bituminosas son recursos compuestos principalmente de una mezcla de arena, agua, arcilla y bitumen. Se utiliza agua caliente con la finalidad de recuperar el bitumen entrampado en esta mezcla. En promedio, se utiliza entre 7 y 10 m³ de agua para extraer 1 m³ de bitumen.^[17]

La rápida expansión de los proyectos de explotación de arenas bituminosas causa incertidumbre respecto al uso de los recursos de agua dulce, lo cual ocasiona problemas ecológicos y ambientales.

El agua reciclada de los *tailings ponds* es reutilizada en los procesos de extracción, y debido a su constante reciclaje y uso, la calidad de esta cambia significativamente. Es necesario un manejo y gestión del recurso hídrico de forma racional, ya que el éxito de los proyectos de explotación de arenas bituminosas se encuentra en función del agua disponible. CanmetENERGY se encuentra en el estudio de la química del agua y su compatibilidad con las arenas bituminosas, así mismo, presentan los tratamientos necesarios para poder reutilizarla, al tiempo que presentan técnicas para la separación y desecho de los químicos contaminantes.

Por otro lado, las arenas bituminosas requieren de una cantidad significativa de energía para procesar y mejorar el bitumen en productos derivados del petróleo apropiados para el mercado. El uso intensivo de energía resulta en incrementos de las emisiones tóxicas al ambiente.

La producción de arenas bituminosas constituye aproximadamente el 4% de las emisiones nacionales de óxidos de azufre (SO_x), el 1% de óxidos de nitrógeno (NO_x), 2% de compuestos orgánicos volátiles (VOC), y el 3% de las emisiones de gases de efecto invernadero (GHG).^[17]

El petróleo es producido, refinado y transportado en diferentes formas. Las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas con su producción y transformación en productos como gasolina o diésel, pueden ser estimadas mediante la evaluación del ciclo de vida del petróleo (LCA, por sus siglas en inglés). El cálculo de las emisiones de GHG para la evaluación del ciclo de vida del petróleo se divide típicamente en cinco etapas distintas

Figura 7), el cual es conocido como análisis “well-to-wheels”.

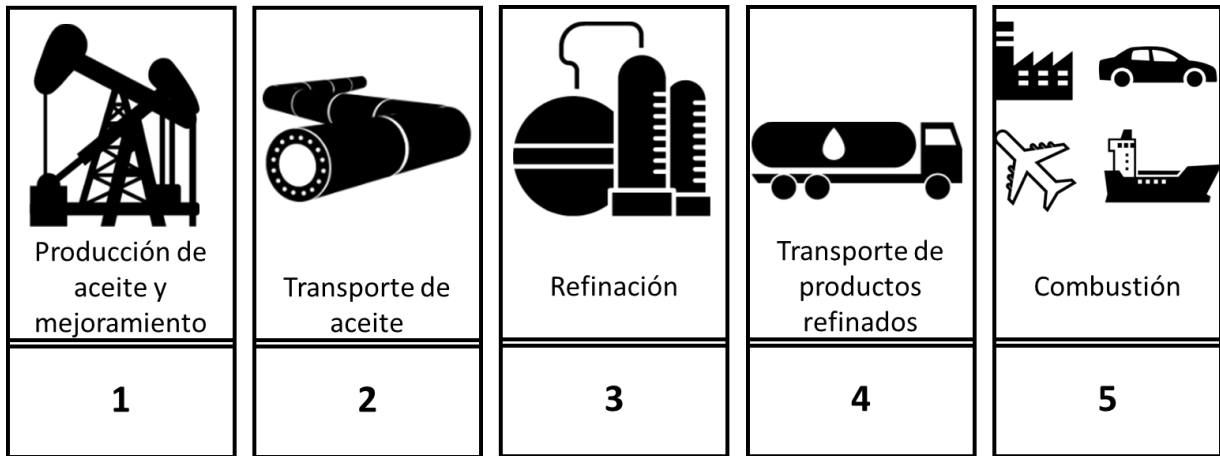


Figura 7. Etapas de la evaluación del ciclo de vida del petróleo (Fuente: Environmental Performance-Oil Sands Emissions Intensity).

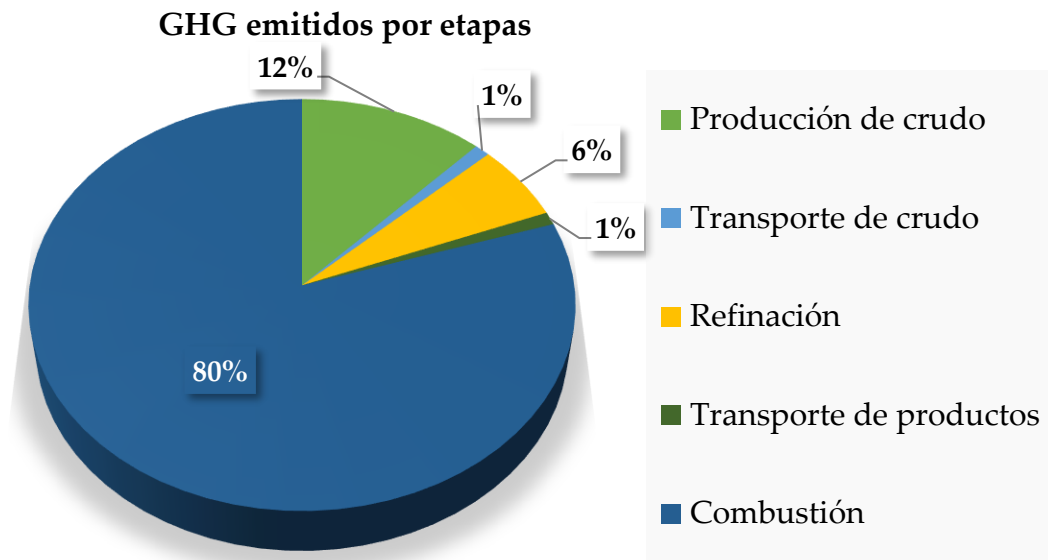


Figura 8. Gases de efecto invernadero emitidos por cada etapa del sistema de análisis “well-to-wheel” (Fuente: Environmental Performance-Oil Sands Emissions Intensity).

Las emisiones de gases de efecto invernadero, resultantes de las operaciones de producción de aceite y gas natural, son medidas en millones de toneladas equivalentes de CO₂ por año.

Tabla 4. Emisiones de gases de efecto invernadero (Fuente: Environment & Climate Change Canada).

Emisiones de gases de efecto invernadero (miles de toneladas de CO₂ equivalente)	2016
Arenas bituminosas	72
Aceite y gas natural upstream	79
Total upstream	151
Total Canadá (todos los sectores)	704

1.1 Panorama mexicano.

Los recursos de crudo pesado y extrapesado en México son abundantes, se cuenta con aproximadamente 60 campos de yacimientos de aceite pesado ($^{\circ}\text{API} < 22$), que se localizan en las cuatro regiones en que se encuentra dividido el territorio nacional (*Tabla 5*), los cuales presentan un gran desafío tecnológico para la ingeniería de producción.

Tabla 5. Campos petroleros de aceite pesado en México por región (PEMEX Exploración y Producción)

Región	# de Campos
Marina Noreste	15

Marina Suroeste	3
Norte	37
Sur	5

Los campos se clasifican de acuerdo con su densidad en °API, como se muestra en la *Figura 9*.

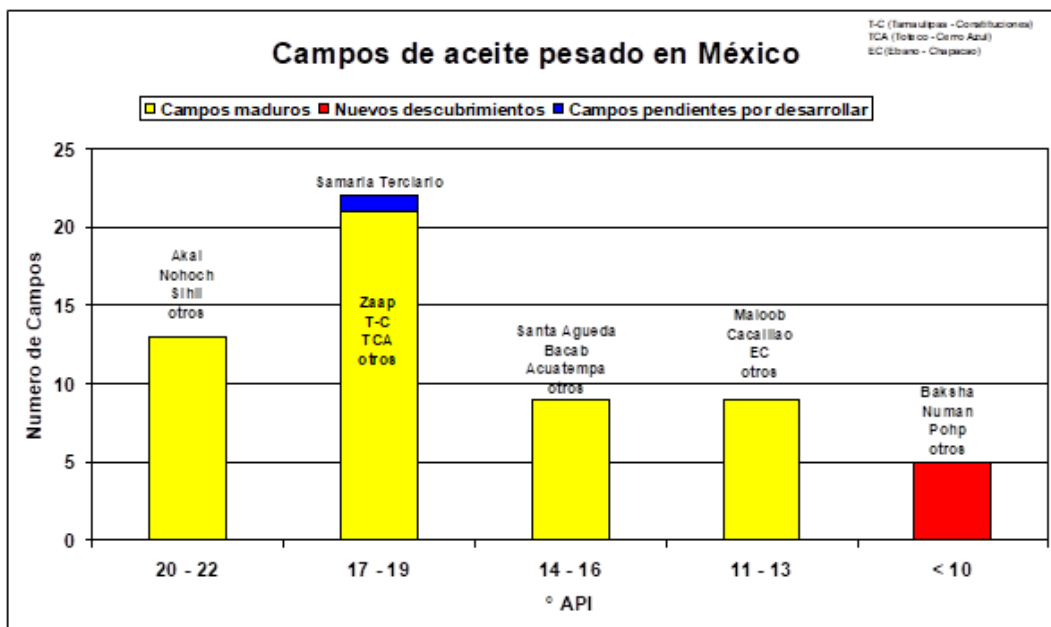


Figura 9. Campos de aceite pesado en México (Fuente: PEMEX Exploración y Producción)

En términos de crudo y gas natural, las reservas totales asignadas a PEMEX por la Secretaría de Energía en la Ronda Cero, al 1 de enero de 2018, ascienden a 15,738.1 millones de barriles y 26,449.6 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente [31].

La variedad de fluidos producidos por los campos en explotación es diversa, y por ello se hace una clasificación de las reservas totales de acuerdo con su calidad

comercial, tomando en cuenta la densidad API del fluido. En la **Tabla 6**, se muestra la producción anual de hidrocarburos con base en la calidad de los fluidos producidos.

Tabla 6. Clasificación de las reservas totales o 3P, de aceite crudo y gas natural, PEMEX (Fuente: www.pemex.com)

		Aceite			Gas natural				
		Pesado	Ligero	Superligero	Asociado	No asociado			Total
						Gas y	Gas	Gas	
		mmb	mmb	mmb	mmmpc	Condensado	húmedo	Seco	mmmpc
2015	Total	14,291.40	8,628.30	2,905.50	37,313.10	5,596.40	7,804.00	4,176.10	17,576.50
	Marina Noreste	10,609.70	149.5	0	3,792.80	0	0	57.8	57.8
	Marina Suroeste	787.7	1,924.80	742.2	3,551.30	2,994.60	5,253.00	1,609.80	9,857.40
	Norte	2,626.40	4,802.70	1,133.70	23,757.90	1,338.70	2,459.30	2,234.30	6,032.20
	Sur	267.6	1,751.20	1,029.60	6,211.00	1,263.10	91.7	274.3	1,629.10
2016	Total	9,881.80	4,805.80	1,681.10	21,245.50	3,566.40	2,812.20	684.1	7,062.80
	Marina Noreste	7,299.90	107.3	0	3,618.30	0	0	0	0
	Marina Suroeste	480.1	1,655.30	685.4	2,735.50	2,508.90	926.4	0	3,435.30
	Norte	1,876.60	2,020.70	411.00	10,865.20	136.70	1,815.50	597.50	2,549.70
	Sur	225.10	1,022.50	584.7	4,026.50	920.90	70.30	86.60	1,077.80
2017	Total	10,973.40	4,291.40	1,616.90	20,392.80	1,967.70	2,804.70	614.60	5,387.00
	Marina Noreste	8,128.60	76.00	0.00	4,419.40	0.00	0.00	0.00	0.00
	Marina Suroeste	498.2	1,414.40	587.60	2,520.40	991.00	1,169.30	0.00	2,160.30
	Norte	2,135.00	2,092.10	647.6	10,660.30	207.50	1,591.40	561.20	2,360.00
	Sur	211.70	708.80	381.8	2,792.70	769.20	44.10	53.40	866.70
2018	Total	10,141.80	3,964.90	1,631.50	19,347.90	3,686.00	2,798.50	617.1	7,101.60
	Bloques Aguas Someras								
	AS01	7,469.40	64.90	0.00	4,054.10	0.00	0	0	0
	Bloques Aguas Someras								
	AS02	525.9	1,373.30	584.70	2,747.80	786.40	1,169.30	0	1,955.70
	Bloques Norte	1,962.50	2,016.60	702.90	10,530.60	1,623.60	1,585.90	574.40	3,783.90
	Bloques Sur	184.00	510.1	343.9	2,015.50	1,275.90	43.40	42.70	1,362.00

De acuerdo con esta clasificación, el aceite pesado es el que tiene mayor presencia con un 64.4%, seguido del aceite ligero con un 25.2% y, por último, el aceite superligero con 10.4%.

Clasificación de reservas de hidrocarburos en México

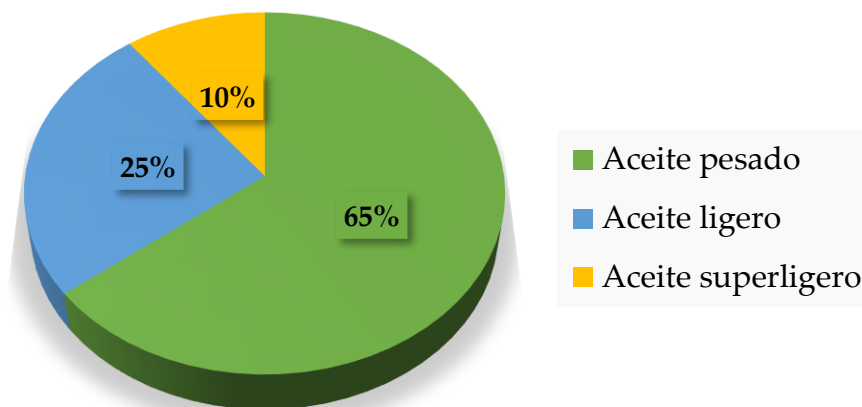


Figura 10. Clasificación de reservas de hidrocarburos en México por tipo de hidrocarburo (Fuente: Evaluación de las reservas de hidrocarburos, PEMEX).

Con base en la clasificación de hidrocarburos del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), organismo que se ha encargado en la caracterización fisicoquímica de los hidrocarburos, clasifica como aceites pesados a aquellos crudos que tienen una densidad API entre 10° y 22.3°, viscosidades mayores a 1,000 cP, y un contenido de azufre mayor o igual a 1.5%. Dichas características hacen que los procesos de explotación, transporte y refinación se vuelvan más complejos y, por lo tanto, más costosos.

Problemas asociados a la extracción, transporte y refinación de aceites pesados y extrapesados.

Los métodos de recuperación primaria, los cuales se basan en la capacidad energética del yacimiento para desplazar los hidrocarburos desde el yacimiento

hasta la superficie, resultan ineficientes para explotar los yacimientos de aceite pesado y extrapesado, por lo que, a nivel mundial, se han propuesto e implementado nuevos métodos de recuperación mejorada, como la inyección de solventes, inyección de vapor y combustión *in-situ*. En México, se ha implementado el método térmico de Inyección Alterna de Vapor (IAV) en el Campo Samaria Neógeno como parte del desarrollo de una prueba piloto. El aceite de este campo tiene una densidad menor a 10°API y viscosidad de 1,000 a 5,000 cP a condiciones de yacimiento [3].

Un problema específico en el transporte de crudos pesados y extrapesados es la alta viscosidad que presentan. Esta propiedad física de los fluidos depende fuertemente de las variaciones en la presión y la temperatura. En la rama del aseguramiento de flujo, se han desarrollado e implementado métodos para facilitar el transporte de estos crudos, como: adición de surfactantes, dilución con hidrocarburos ligeros o condensados, emulsión del crudo con agua, mejoramiento del crudo o craqueo *in-situ*, calentamiento del crudo, flujo anular (flujo lubricado) y, el uso de bio-reductores de viscosidad y arrastre.

El aseguramiento de flujo es un factor relevante para el desarrollo de campos de crudo pesado y extrapesado. Estos fluidos presentan características particulares y complejas, que dificultan su transporte a través de las redes de distribución submarinas y superficiales. Los riesgos debidos a su comportamiento fisicoquímico implican costos operativos potencialmente altos, causados por las fallas en los diversos puntos del sistema de transporte. Un ejemplo muy común son los paros o cierres de producción debido al taponamiento en las líneas de flujo, causados por la precipitación de parafinas y asfaltenos. En casos extremos, estos problemas pueden ocasionar la ruptura del sistema de tuberías por represionamiento, ocasionando derrames que contaminan el ecosistema, y generan pérdidas económicas.

Por su alta viscosidad, contenidos elevados de azufre, metales y asfaltenos, y bajo rendimiento de destilados, los crudos pesados son más complicados de refinar. Los requerimientos energéticos para su procesamiento se incrementan debido a la compleja composición de estos crudos, lo que conlleva a ser proyectos de menor

rentabilidad, comparados con los proyectos de refinación de crudos ligeros y super ligeros.

México: Producción Nacional y Mercados Internacionales

El crudo mexicano se clasifica en tres tipos principales: Maya, Istmo y Olmeca. Esta variedad conforma lo que se conoce como mezcla mexicana. El crudo pesado corresponde al tipo Maya, el cual tiene una densidad de 22°API y un contenido de azufre de 3.3%. En el mercado global, el crudo Istmo se clasifica como crudo ligero con una densidad de 33.6°API y un contenido de azufre de 1.3%, mientras que el crudo Olmeca corresponde a un aceite superligero, al tener una densidad de 39.3°API y un contenido de azufre de 0.8%.

De acuerdo con el Sistema de Información Energética de la Secretaría de Energía, México exporta principalmente los crudos Maya e Istmo a Estados Unidos, España, Portugal, India, Italia, Japón y China.

Tabla 7. Volumen de las exportaciones de crudo por destino geográfico (miles de barriles diarios) (Fuente: Sistema de Información Energética www.sie.energia.gob.mx)^[34]

	ene-18	feb-18	mar-18	abr-18	may-18	jun-18	jul-18	ago-18	sep-18	oct-18
Istmo	55.12	96.936	40.034	150.89	32.243	0	0	0	0	0
América	7.887	8.685	7.888	8.178	0	0	0	0	0	0
Europa	0	35.723	0	34.598	0	0	0	0	0	0
Lejano										
Oriente	47.233	52.528	32.146	108.113	32.243	0	0	0	0	0
África	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maya	1,051.34	1,354.54	1,136.37	1,114.90	1,189.51	1,110.04	1,156.00	1,181.19	1,206.02	1,026.77
América	594.429	747.898	638.72	534.436	655.774	795.61	791.757	798.483	748.235	637.154
Europa	157.991	322.276	224.794	301.662	180.581	133.357	158.293	129.106	168.794	161.816
Lejano										
Oriente	298.92	284.363	272.854	278.801	353.153	181.071	205.951	253.602	288.992	227.8
África	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Debido a que la mayor parte de la producción de México es de crudo pesado, y ante la necesidad de abastecer las refinerías del País, las cuales están diseñadas para procesar crudo ligero, PEMEX se ve en la necesidad de importar aceite ligero para mejorar la calidad del aceite producido.

1.3 Objetivo de la tesis

El propósito general del presente trabajo de investigación es el de diseñar, y simular numéricamente, un método adecuado para el proceso de inyección de un agente bio-reductor de arrastre en pozos productores de aceite pesado.

Objetivos específicos:

- Mejorar el transporte de hidrocarburos por reducción de la fricción en tuberías.
- Generar un flujo anular (flujo lubricado), donde el fluido lubricante sea el producto BRV y, el viscoso, aceite pesado del campo marino de crudo pesado.

1.3.1 Alcances

Con el fin de satisfacer el objetivo de esta tesis, se busca alcanzar los siguientes puntos específicos:

1. Realizar un estudio detallado de los métodos empleados para la extracción y transporte de crudos extrapesados.
2. Realizar una amplia base de datos de agentes reductores de arrastre con propiedades naturales (biodegradables) aplicados en el transporte de crudos pesados, con la finalidad de justificar los beneficios del uso del producto BRV.
3. Caracterizar experimentalmente muestras de crudo pesado y BRV, utilizando los equipos disponibles en el Instituto Mexicano del Petróleo.
4. Simular en ANSYS-Fluent el proceso de inyección del agente reductor de arrastre y su comportamiento en la pared de la tubería, utilizando los resultados obtenidos de densidad y viscosidad de los fluidos analizados.

1.3.2 Hipótesis

Con base en el conocimiento que se tiene a priori sobre los métodos de reducción de fricción entre el aceite y la tubería por creación de un flujo anular, y las pruebas de flujo realizadas anteriormente con el bio producto en tuberías horizontales con resultados positivos, se espera:

- Un incremento en la producción de al menos 10%, ya que el producto BRV además de ser un reductor de arrastre, también es un reductor de viscosidad.
- Observar la creación de una película de lubricación en las paredes de la tubería, reduciendo las pérdidas de presión por fricción.

Capítulo 2

TECNOLOGÍAS PARA EL TRANSPORTE DE ACEITES PESADOS Y EXTRAPESADOS

Para estudiar y dar soluciones a las dificultades que presenta el transporte de aceites extrapesados y lograr una mejora en su transporte, se consideran tres enfoques tecnológicos: ^[22]

- Empleo de reductores de viscosidad.
- La reducción de fricción entre el aceite y la tubería.
- Mejoramiento de crudo in-situ.

La reducción de viscosidad considera: Dilución del aceite con productos químicos o con crudos ligeros, formación de emulsiones agua-aceite, incremento o mantenimiento de la temperatura de flujo, reducción del punto de fluidez del aceite crudo.

Por otro lado, dentro de los reductores de fricción se toman en cuenta las siguientes alternativas:

- Adición de sustancias para reducir la fricción dentro de la tubería.
- Desarrollo de flujo anular.

Los crudos pesados y extrapesados presentan características particulares, que dificultan su transporte a través del sistema integral de producción. Su compleja composición química y las grandes variaciones de magnitud que presenta la viscosidad, son unos de los principales factores que complican el transporte de estos a través de las redes de distribución submarinas y terrestres. Los riesgos

operacionales más severos se relacionan con la obstrucción por precipitados de parafinas (ceras) y asfaltenos. Con el fin de controlar y/o mitigar los riesgos anteriormente mencionados, la rama de aseguramiento de flujo ha desarrollado métodos para mejorar las condiciones de transporte y manejo de la producción de estos hidrocarburos, los cuales se describen a continuación.

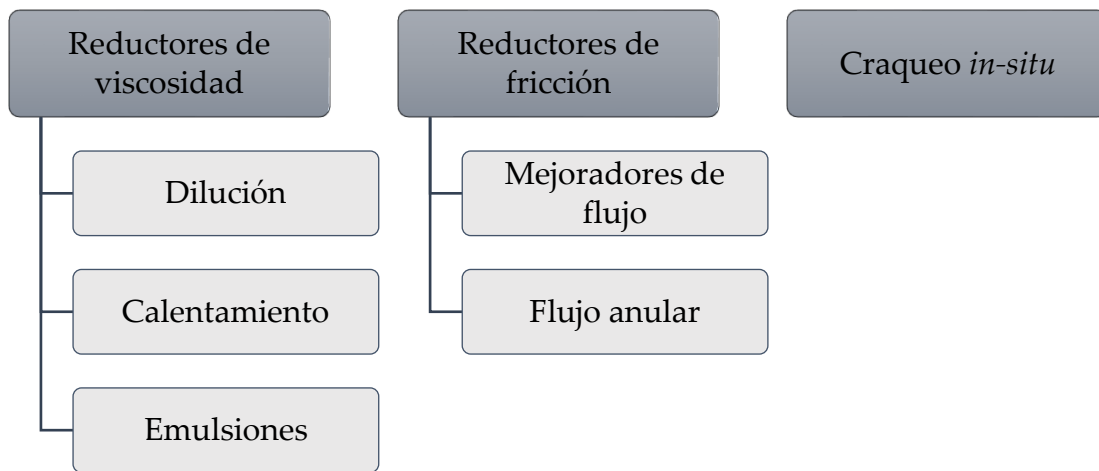


Figura 11. Métodos para mejorar el transporte de crudos pesados y extrapesados.

2.1 Reductores de viscosidad

En el estudio del transporte de crudo extrapesado a través de tuberías y considerando las problemáticas de las altas caídas de presión, se requiere de algún método que disminuya la viscosidad del aceite crudo transportado.

Durante el transporte de aceite, los cristales de parafinas crecen a medida que la temperatura decrece, creando una red de cristales, la cual comienza a atrapar las moléculas de hidrocarburo líquido hasta que esto afecte su fluidez, ocasionando problemas de taponamiento de las redes de producción y distribución.

2.1.1 Dilución

Uno de los métodos comúnmente empleados para reducir la viscosidad y la densidad, es la inyección de diluyentes. Generalmente se utilizan como diluyentes aceites ligeros, naftas, queroseno, diésel y alcoholes. Utilizar diluyentes de hidrocarburos ligeros tiene como finalidad aumentar la calidad del hidrocarburo (aumentar la densidad API) y reducir la viscosidad, por efecto del mezclado de los componentes químicos, lo cual da como resultado diferentes propiedades químicas en la mezcla resultante. Esta técnica, logra la reducción de viscosidad del aceite pesado con la adición de un 20 a un 30% de solvente (aceite ligero/ condensado), respecto al total de crudo pesado, de forma tal que reduce las caídas de presión^[14].

Un paso importante para la aplicación de esta tecnología es conocer la cantidad óptima de diluyente, verificando el comportamiento de la compatibilidad de los fluidos. Por lo cual es importante realizar pruebas de laboratorio para determinar la compatibilidad del crudo con el diluyente, ya que durante el mezclado y transporte se puede generar las condiciones óptimas para la precipitación de sólidos orgánicos (parafinas o asfaltenos).^[42]

Para la aplicación de este método, deberán tomarse consideraciones adicionales como la incorporación de instalaciones de bombeo y ductos, para llevar el reductor de viscosidad al punto de inyección donde se efectuará la mezcla, es necesario contar con dispositivos de mezclado, los cuales se colocan dentro del sistema de ductos.

Un aspecto importante respecto a la técnica de dilución es el elevado volumen de diluyente, lo cual genera adicionalmente costos asociados al suministro, transporte, bombeo e inyección.

2.1.2 Calentamiento

El calentamiento de crudos altamente viscosos es el segundo método más empleado para mejorar el transporte de este tipo de fluidos en el sistema de

transporte. Generalmente, el objetivo es mantener la temperatura del crudo por arriba del punto de solidificación, con el uso de calentadores en las estaciones de bombeo, de tal forma que se reduzca la viscosidad.

Para el diseño de un sistema de transporte con calentamiento de crudo es necesario tomar en cuenta factores como: la expansión y resistencia de la tubería, el número de puntos de bombeo y calentamiento, y las pérdidas de calor en el sistema.

Es importante destacar que la viabilidad económica de la implementación de este método depende de la relación costo-beneficio del calentamiento y el bombeo^[11]. A medida que aumenta el número de puntos de calentamiento, los costos de bombeo disminuyen, pero los del calentamiento se incrementan.

2.1.3 Emulsiones

Una emulsión es la dispersión de un líquido en otro líquido. Como método para el aseguramiento de flujo, se ha propuesto realizar emulsiones aceite en agua. Para generarlas, usualmente se requieren de agentes tensoactivos que dispersen el aceite como gotas finas en la fase continua acuosa.

Para lograr un transporte eficiente por medio de emulsiones, estas deben contener la menor cantidad de agua posible, se busca obtener una viscosidad de la emulsión aproximadamente de 400 cp a temperatura ambiente, lo cual regularmente se logra con porcentajes de agua entre 25 y 30% en peso.^[22] Si se tienen porcentajes menores de agua, la emulsión podría invertirse, provocando un aumento en la viscosidad de la mezcla, por lo cual es necesario estudiar la estabilidad de las emulsiones. La estabilidad de una emulsión depende de la composición del crudo, pH y salinidad del agua, volumen de agua, tamaño de las gotas, temperatura, presión, energía de mezclado y concentración de tensoactivos.

2.2 Reductores de fricción

Para transportar un fluido a través de una tubería, se deben vencer las fuerzas de arrastre. Este arrastre es producto de los esfuerzos que se generan en la pared de la tubería al momento del flujo, generando una caída de presión.

Cuando es necesario el transporte a altos gastos, la deformación es mayor y el esfuerzo de corte se incrementa, con lo que se requerirá de una mayor presión para mantener la velocidad de flujo en la tubería. Estos problemas descritos anteriormente, se acentúan cuanto mayor sea la distancia que se requiera transportar el aceite crudo, por lo que se incorporan a la corriente de aceite aditivos que reduzcan estos problemas.

Estos agentes reductores pueden ser divididos en tres grupos principales: surfactantes, fibras y polímeros. Los surfactantes reducen la tensión superficial del líquido, mientras que las fibras y polímeros se orientan en la dirección del flujo.

Otra solución que se puede aplicar para el transporte de fluidos viscosos a través de una tubería considera la generación de un flujo anular, que permita reducir la caída de presión generada por la fricción entre el aceite y la tubería, generando un efecto de “lubricación” en la tubería.

2.2.1 Mejoradores de flujo

De acuerdo con Taraneh et. al (2008), un mejorador de flujo es un producto empleado para incrementar la movilidad del aceite crudo. Los mejoradores de flujo, también llamados reductores del punto de fluidez, son elementos empleados para reducir los problemas durante la producción y transporte de aceites ricos en ceras parafínicas.

Dentro de los mejoradores de flujo se pueden destacar dos clasificaciones principales:

- Mejoradores de flujo base agua.
- Mejoradores de flujo base aceite.

Los mejoradores de flujo base agua, requieren ser diluidos en agua para ser incluidos en la corriente de aceite crudo. Este tipo de productos generan un efecto de emulsión agua en aceite debido a la agitación propia del proceso de transporte que, posteriormente, deberá ser tratada en instalaciones superficiales para separar las fases.

Los mejoradores de flujo base aceite son productos químicos solubles en aceite que no generan problemas debido a que no requieren de procesos de deshidratación o desemulsificación, como el primer caso.

Estos productos, se usan en líneas de transporte de hidrocarburos que sufren depositación de ceras, ya que este problema genera una reducción en la producción por obstrucción en los ductos, generando una elevación en los costos de mantenimiento y remoción de los depósitos ya formados, teniendo como consecuencia un incremento en los costos de producción y transporte de aceite.

2.2.2 Flujo Anular

Esta tecnología ha sido estudiada por diversos autores para aplicaciones industriales, pero su aplicación potencial se encuentra en la lubricación de oleoductos que transportan crudos pesados.

Estudios anteriores se enfocaban en la investigación y desarrollo de lubricación de tuberías con agua. El objetivo de esta tecnología, en la cual el agua migra hacia la región de alta rugosidad de la tubería, es generar una capa de lubricación y disminuir las pérdidas de caída de presión por fricción. A este método también se le conoce como flujo anular central, o Core-Annular Flow (CFA, por sus siglas en inglés).

Dado que las presiones de bombeo se equilibran con base en los esfuerzos de cizallamiento de la pared de la tubería, los flujos lubricados requieren presiones de bombeo comparables a bombear agua sola con el mismo rendimiento, independientemente de la viscosidad del aceite. Por lo tanto, se pueden lograr ahorros energéticos sustancialmente altos.

2.3 Craqueo *in-situ*

El objetivo de estos métodos está orientado en modificar la composición del crudo, haciéndolo menos denso y viscoso, elevando su calidad para aumentar la rentabilidad de sus productos.

Como regla general, para convertir los crudos pesados en ligeros se deben romper las cadenas complejas de hidrocarburos, generando cadenas más cortas. El craqueo térmico y el hidrocraqueo, son los procesos tradicionales empleados para mejorar la calidad (“upgrading”) de los crudos pesados o extrapesados.

Capítulo 3

CARACTERIZACIÓN EXPERIMENTAL DE MUESTRAS DE ACEITE PESADO Y BRV

El petróleo es una mezcla de hidrocarburos, constituida principalmente por carbono e hidrógeno, y otros componentes no hidrocarburos como azufre, oxígeno y nitrógeno. De acuerdo con el tamaño de las moléculas y la presencia de componentes pesados, este se puede clasificar en extrapesado, pesado, mediano, ligero y super ligero.

Es importante conocer las características físicas y químicas de los crudos, para realizar el diseño de las instalaciones subsuperficiales y superficiales del sistema integral de producción, y así poder transportar los hidrocarburos desde el yacimiento hasta los puntos de interés en superficie.



Figura 12. Muestra acondicionada de crudo pesado del campo marino de crudo pesado.

Con el fin de cubrir los alcances del presente trabajo, se realizaron pruebas experimentales para caracterizar el crudo pesado del Campo marino de crudo pesado y el Bio-Reductor de Viscosidad, así como de las diluciones preparadas. Se realizaron pruebas para determinar cuantitativamente el porcentaje óptimo de inyección del producto BRV, por lo que se prepararon mezclas de crudo pesado a diferentes concentraciones (1, 3, 5, 7, 10% en volumen) de BRV, como se muestra en la Tabla 8. La muestra de crudo pesado A fue tomada en superficie, por lo que su composición no asemeja las condiciones que se tienen en yacimiento, debido a la separación del gas en solución y a la deshidratación, proceso de reacondicionamiento de muestras.

Tabla 8. Diluciones de aceite pesado A con bio-reductor de viscosidad (BRV).
Volumen de referencia 300 ml.

Número de dilución	BRV (%)	BRV (ml)	Crudo A (ml)
0	0	0	300
1	1	3	297
2	3	9	291
3	5	15	288
4	7	21	279
5	10	30	270

Las muestras de aceite fueron tomadas en superficie y posteriormente se acondicionaron en el laboratorio de Termodinámica y Síntesis de Productos Químicos del Instituto Mexicano del Petróleo, para separar el agua de formación que contenían.

El producto BRV®, es un surfactante base aceite elaborado por Geo Estratos S.A. de C.V. Dada su naturaleza química de componentes orgánicos de origen vegetal, se puede emplear en el tratamiento de reducción de asfaltenos, parafinas, viscosidad y arrastre; así como mejorador de la calidad del petróleo crudo.

A continuación, se describen las pruebas realizadas y se discuten los resultados. Los datos obtenidos servirán para la simulación en CFD de un modelo de inyección en pozos productores de crudo pesado.

3.1 Análisis composicional

Para conocer la composición del aceite, se recurre a técnicas de análisis experimentales como la cromatografía de gases. Esta técnica consiste en separar, identificar y cuantificar los componentes presentes en la mezcla de hidrocarburos. Las mezclas por analizar pueden estar inicialmente en estado gaseoso, sólido o líquido.

El equipo cromatográfico consta de las siguientes partes:

- Gas portador

Un sistema para alimentar un gas de transporte que recorre de forma permanente el circuito del cromatógrafo. El gas se elige de forma que no interfiera en los resultados de las pruebas que se realicen. Los gases usados más frecuentemente son Hidrógeno, Helio y Nitrógeno.

- Sistema de inyección

El inyector es el lugar donde se introduce una pequeña cantidad de muestra (1 microlitro de líquido) en medio de la corriente de gas portador.

- Sistema de separación

Formado por una o varias columnas que llevan a cabo la tarea de fraccionamiento de los diferentes componentes. El sistema de columnas cromatográficas constituye el corazón de todo cromatógrafo. Cada columna se diseña para aprovechar alguna propiedad de los diferentes componentes que resulte adecuada para generar distintas velocidades de avance para cada uno de ellos durante el recorrido de la columna. En el caso de los hidrocarburos se suele usar la volatilidad como propiedad distintiva entre los diversos componentes. Para aprovechar esta propiedad se emplea una fase líquida estacionaria que queda retenida en la columna mientras el gas carrier circula por ella.

- Sistema de detección.

Genera una señal cuando un componente de la mezcla completa el recorrido del sistema de separación. Los detectores empleados en cromatografía gaseosa son de varios tipos, el Detector de Ionización de Llama (FID por sus siglas en inglés), es un detector de muy alta sensibilidad apto para hidrocarburos, ya que permite detectar los iones de Carbono que se forman durante la combustión a alta temperatura.



Figura 13. Cromatógrafo de gas FID-GC2, Instituto Mexicano del Petróleo

En el cromatógrafo de gases, la muestra se encuentra en fase líquida, la cual se volatiliza llegando hasta 350°C. Cada uno de los componentes de la muestra se detectan a partir de su temperatura de ebullición y tiempos de retención. El análisis cromatográfico consta de dos pruebas experimentales:

1. Análisis cromatográfico del fluido estándar para calibrar los tiempos de retención.
2. Análisis cromatográfico de la muestra, de la cual se obtendrán los tiempos de retención de cada componente, los cuales deberán coincidir con los de calibración sin exceder un error del 0.1%.

Los resultados que nos da el cromatógrafo son los tiempos de retención de cada componente, datos con los cuales se obtendrá el %W de cada componente a partir del método de balance de materia desarrollado en el Instituto Mexicano del Petróleo.

Los resultados de la prueba de cromatografía del crudo pesado A se muestran en la *Tabla 9*.

Tabla 9. Análisis composicional de la muestra de crudo pesado A.

Componente	%Masa	%Mol
C3	0	0
iC4	0	0
C4	0.0002	0.001
iC5	0.0002	0.002
C5	0.25	2.00
C6	0.08	0.52
C7	0.03	0.15
C8	0.01	0.05
C9	0.01	0.04
C10	0.02	0.10
C11	0.03	0.12
C12	0.02	0.05
C13	0.07	0.22
C14	0.06	0.17
C15	0.07	0.19
C16	0.06	0.16
C17	0.06	0.14
C18	0.05	0.12
C19	0.05	0.11
C20	0.04	0.09
C21	0.04	0.07
C22	0.04	0.07
C23	0.03	0.05
C24	0.03	0.05
C25	0.02	0.04
C26	0.02	0.03
C27	0.02	0.02
C28	0.02	0.02

C29	0.01	0.02
C30+	98.86	95.39
Total=	100	100

Los crudos pesados se caracterizan por tener componentes con alto peso molecular (C4-C30+). Con base en los resultados del análisis cromatográfico, se confirma que la muestra de crudo del campo marino de crudo pesado corresponde a un crudo extrapesado. Como se mencionó anteriormente, la muestra de crudo pesado A no es representativa del yacimiento, debido a las condiciones de muestreo que se tuvo en superficie y al reacondicionamiento de esta (deshidratación y separación de gas). La composición original del fluido de yacimiento se muestra en la **Tabla 18**. Análisis composicional del fluido del yacimiento del campo marino de crudo pesado.

Por cuestiones de derecho de autor, los resultados del análisis composicional del producto BRV no pueden ser revelados en este trabajo de tesis.

3.2 Análisis SARA

Otro método de separación y análisis de componentes de muestra de hidrocarburos es la prueba SARA. En esta prueba se fracciona la mezcla de hidrocarburos en grupos químicos como son los saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos.

Los componentes *saturados* son hidrocarburos cerosos, que usualmente se clasifican como ceras parafínicas, ceras microcristalinas y petrolato.^[2] La cera parafínica es el componente que se encuentra en mayor proporción en la mayoría de los depósitos sólidos de los crudos.

Los *aromáticos* son compuestos que incluyen benceno y algunos otros compuestos de estructuras semejantes como Tolueno, Xileno, etc. Los hidrocarburos aromáticos tienen al benceno como estructura básica, la cual está formada por tres enlaces dobles como se muestra en la Figura 14. Se les denominan aromáticos porque tienen

un olor agradable, sin embargo, son tóxicos y cancerígenos, por lo cual su inhalación debe evitarse.

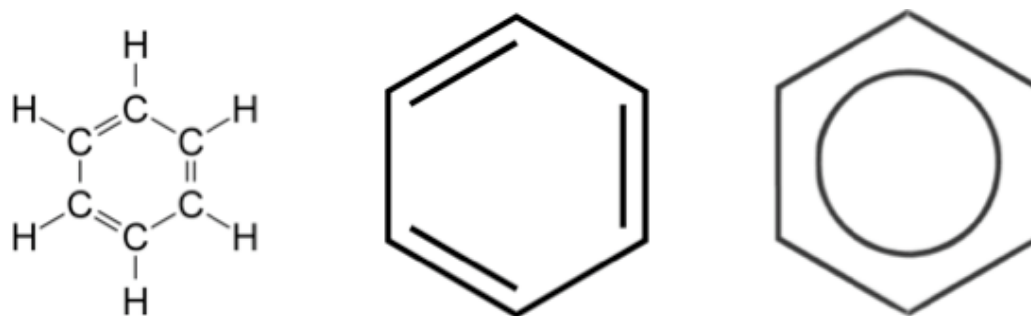


Figura 14. Benceno C_6H_6

Las *resinas* son líquidos pesados o sólidos amorfos, son la fracción soluble en pentano o n-heptano, pero insolubles en propano líquido. Por otro lado, los *asfaltenos* corresponde a esa fracción del aceite crudo de color negro que es insoluble en pentano o heptano, pero soluble en tolueno o cloruro de metileno.

Este estudio permite conocer la cantidad en porcentaje peso de los componentes anteriormente mencionados. Conociendo la cantidad de componentes SARA presentes, se puede conocer la cantidad probable de formación de precipitados durante la operación en las líneas de producción.



Figura 15. Equipo para análisis SARA, Instituto Mexicano del Petróleo.

Los resultados obtenidos de la prueba SARA se presentan en la **Tabla 10**. Con dichos resultados se puede determinar el índice de inestabilidad coloidal (CII), el cual es una medida de la tendencia a la precipitación de asfaltenos contenidos en el aceite, fenómeno que puede generar problemas operativos debido a la obstrucción de las líneas de transporte de hidrocarburos.

$$CII = \frac{Asfaltenos (\%Peso) + Saturados (\%Peso)}{Resinas (\%Peso) + Aromáticos (\%Peso)}$$

Tabla 10. Resultados prueba SARA del crudo pesado A.

Crudo	%Peso				CII
	Saturados	Aromáticos	Resinas	Asfaltenos	
Pesado A	2.28	4.98	71.69	21.05	0.3042

Baker Petrolite establece los siguientes valores para definir la estabilidad o inestabilidad de los asfaltenos:

CII < 0.7 ∴ Estables

CII > 0.9 ∴ Inestables

De acuerdo con el índice de estabilidad coloidal que presentó el crudo pesado A (CII < 0.7), se concluye que los asfaltenos de este aceite son estables, por lo que su probabilidad de precipitación y depositación es baja.

3.3 Densidad

El parámetro de mayor importancia en la comercialización de hidrocarburos es la densidad relativa. Esta propiedad se expresa como un número adimensional que está dado por la relación de la densidad de un cuerpo a la densidad de una sustancia

de referencia. Los líquidos y sólidos se refieren al agua, mientras que los gases al aire.

El American Petroleum Institute (API) establece los grados API, los cuales se emplean en la industria petrolera como unidad de medida de referencia, la cual se encuentra en función de la densidad relativa del aceite. Generalmente, el aceite crudo se clasifica en términos de su densidad API.

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5$$

Tabla 11. Clasificación de aceite crudo en México (Instituto Mexicano del Petróleo, 2010).

Aceite crudo	Densidad (g/cm³)	Densidad (°API)
Extrapesado	> 1.0	< 10
Pesado	1.0 - 0.92	10.0 - 22.3
Mediano	0.92 - 0.87	22.3 - 31.1
Ligero	0.87 - 0.83	31.1 - 39.0
Superligero	< 0.83	>39

Para la medición de la densidad de las muestras de crudo pesado A y el mejorador de flujo BRV, se utilizó el densímetro Anton Paar DMA 4100 del Instituto Mexicano del Petróleo. Los resultados se muestran en las tablas *Tabla 12* y *Tabla 13*, y su comportamiento respecto a la variación de la temperatura se pueden observar en la *Figura 16* y *Figura 17*.

Tabla 12. Densidad de crudo pesado A en función de la temperatura.

Temperatura [°C]	Densidad [g/cm ³]	Densidad [kg/m ³]	Densidad [°API]
20	1.02	1016.3	7.7
30	1.01	1009.5	8.7
40	1.00	1002.9	9.6
50	1.00	996.3	10.5
60	0.99	989.9	11.4
70	0.98	984.0	12.3
80	0.98	978.0	13.2
90	0.97	972.0	14.1
100	0.97	966.0	15.0

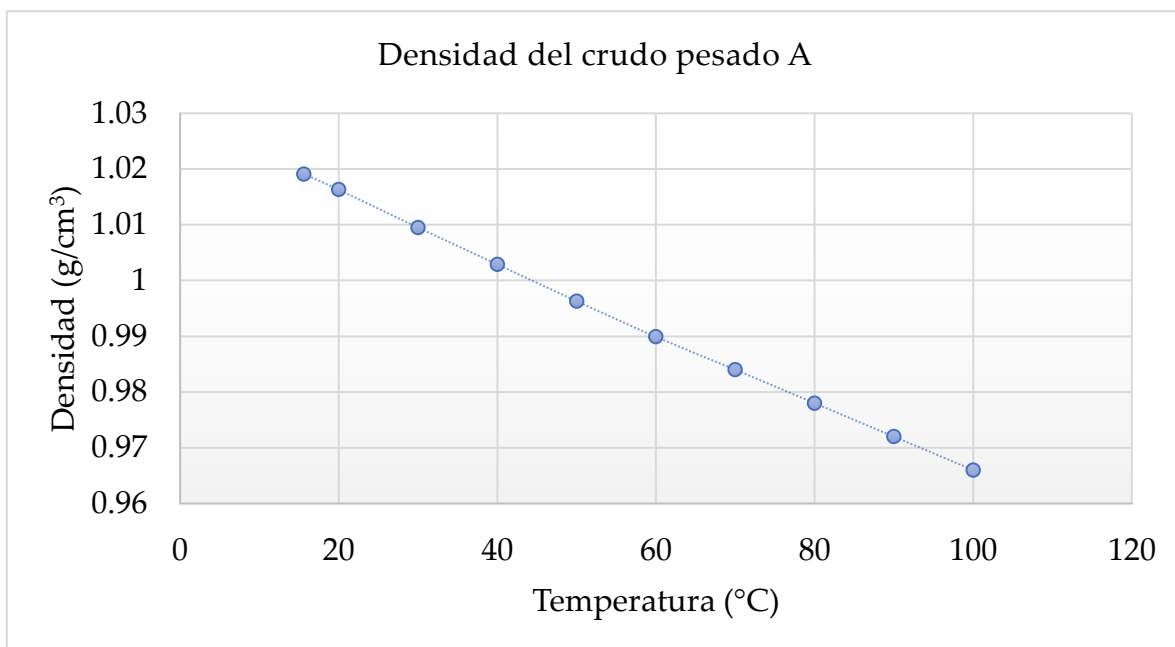


Figura 16. Comportamiento de la densidad con respecto a la temperatura del crudo pesado A.

De los datos obtenidos, se puede concluir que este crudo se encuentra dentro de la clasificación de crudos extrapesados, ya que presenta una densidad API de 7.7 °API a una temperatura de 20°C.

Por otro lado, fue necesario caracterizar el producto BRV para conocer el comportamiento de su densidad con respecto a los cambios en la temperatura.

Tabla 13. Densidad del mejorador de flujo BRV en función de la temperatura.

Temperatura [°C]	Densidad [g/cm ³]	Densidad [kg/m ³]
20	0.89	888.74
30	0.88	881.33
40	0.87	874.18
50	0.87	866.40
60	0.86	859.00
70	0.85	851.53
80	0.84	844.00
90	0.84	836.55
100	0.83	832.80

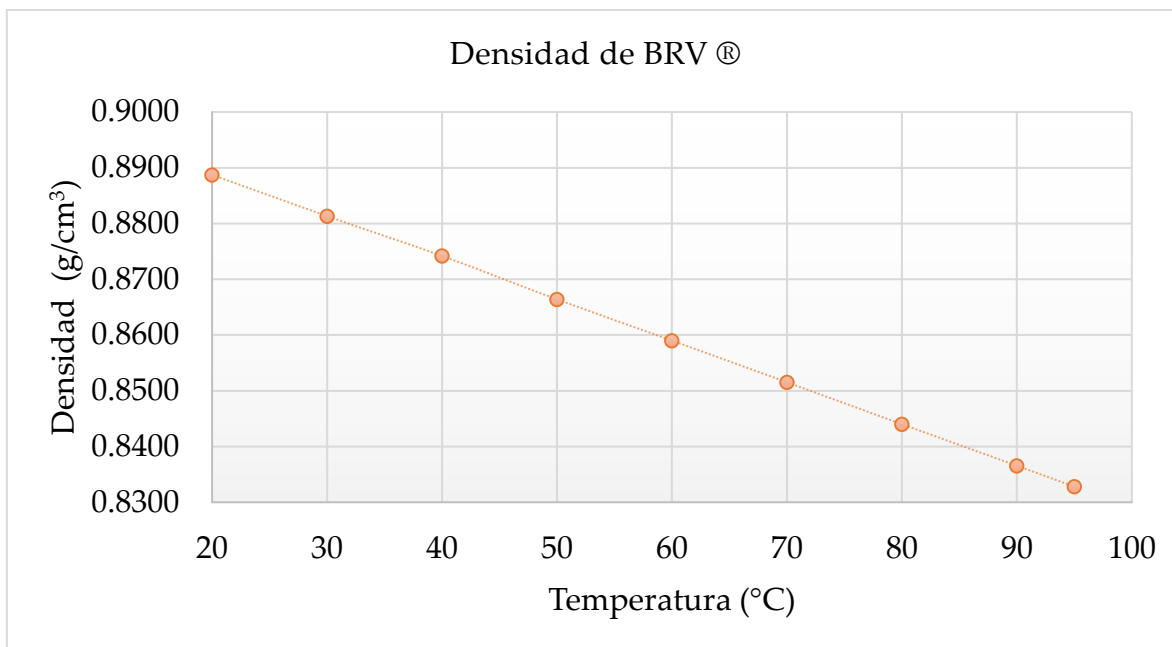


Figura 17. Comportamiento de la densidad con respecto a la temperatura del mejorador de flujo BRV.

3.4 Viscosidad

La viscosidad se define como la resistencia que opone un fluido a fluir, es decir, un fluido que tiene menor viscosidad presenta mayor fluidez. La unidad de medida fundamental es el *centipoise* ($1\text{cP} = 0.001 \text{ Pa}\cdot\text{s}$). Esta propiedad física de los fluidos se ve afectada principalmente por las variaciones en la temperatura y presión del sistema.

Se determinó la viscosidad del crudo pesado A y del mejorador de flujo BRV en función de la temperatura utilizando el Viscosímetro Rotacional Stabinger de geometría cilíndrica. Los resultados de las mediciones se indican en las tablas **Tabla 14** y **Tabla 15**, y su comportamiento respecto al cambio de temperatura se muestra en las figuras **Figura 18** y **Figura 19**.

Tabla 14. Viscosidad del crudo pesado A en función de la temperatura

Temperatura [°C]	Viscosidad [cP]
15	601666
20	428762
30	198523
40	91919
50	42559
60	19706
70	9713
80	3958
90	1844
100	948

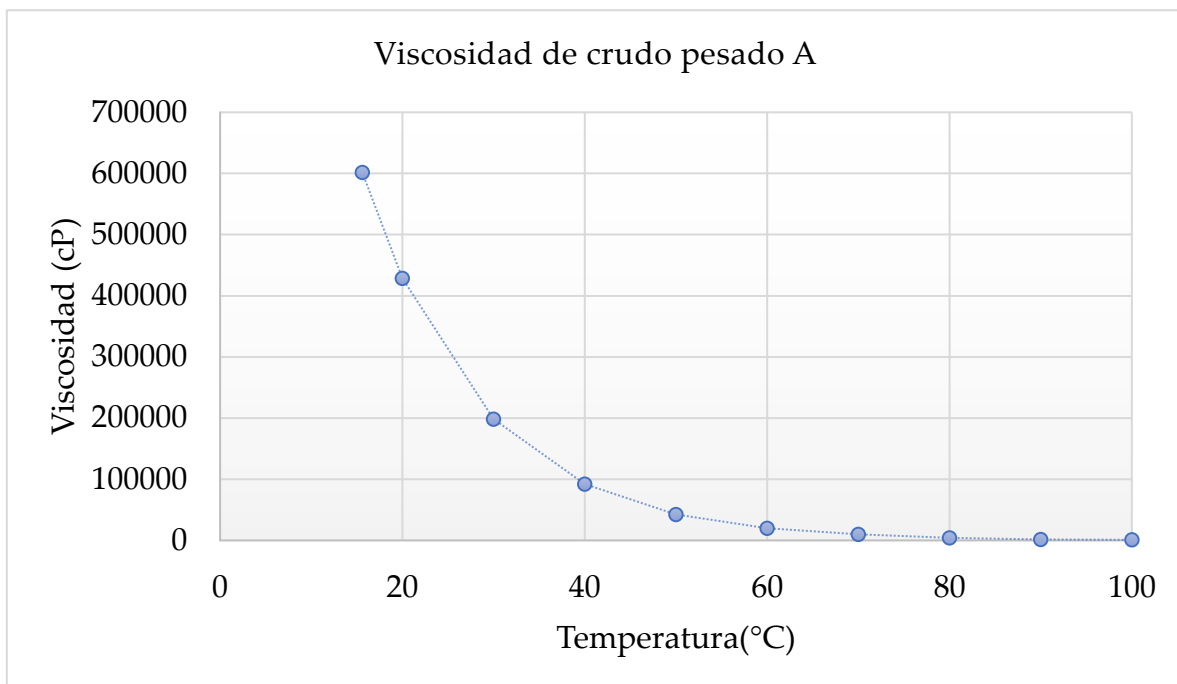


Figura 18. Comportamiento de la viscosidad respecto a la temperatura del crudo pesado A.

Tabla 15. Viscosidad del mejorador de flujo BRV en función de la temperatura

Temperatura [°C]	Viscosidad [cP]
20	5.5
30	4.3
40	3.3
50	2.8
60	2.3
70	2.0
80	1.6
90	1.4
95	1.3

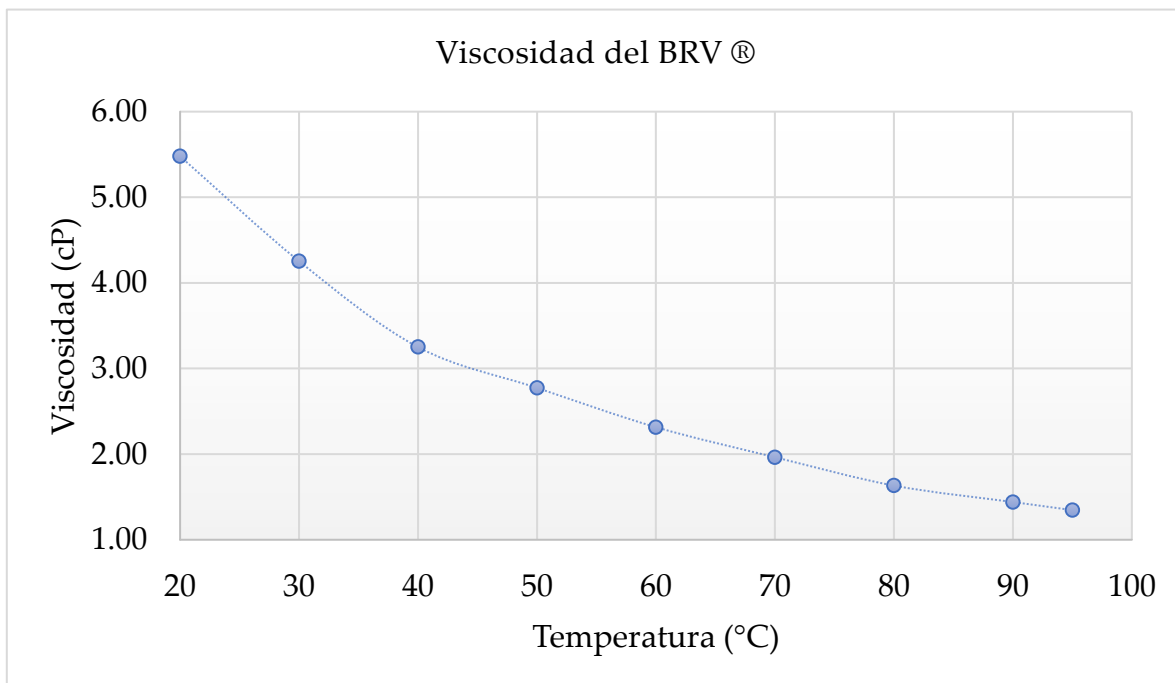


Figura 19. Comportamiento de la viscosidad respecto a la temperatura del mejorador de flujo BRV.

Con el fin de verificar que el mejorador de flujo tenga la capacidad de aumentar la fluidez del crudo al emplearse como reductor de viscosidad, se realizaron pruebas de viscosidad al crudo pesado A a diferentes concentraciones de producto BRV, para determinar el rango ideal de concentraciones del producto BRV en el cual no se genere la precipitación de sólidos orgánicos (parafinas y asfaltenos).

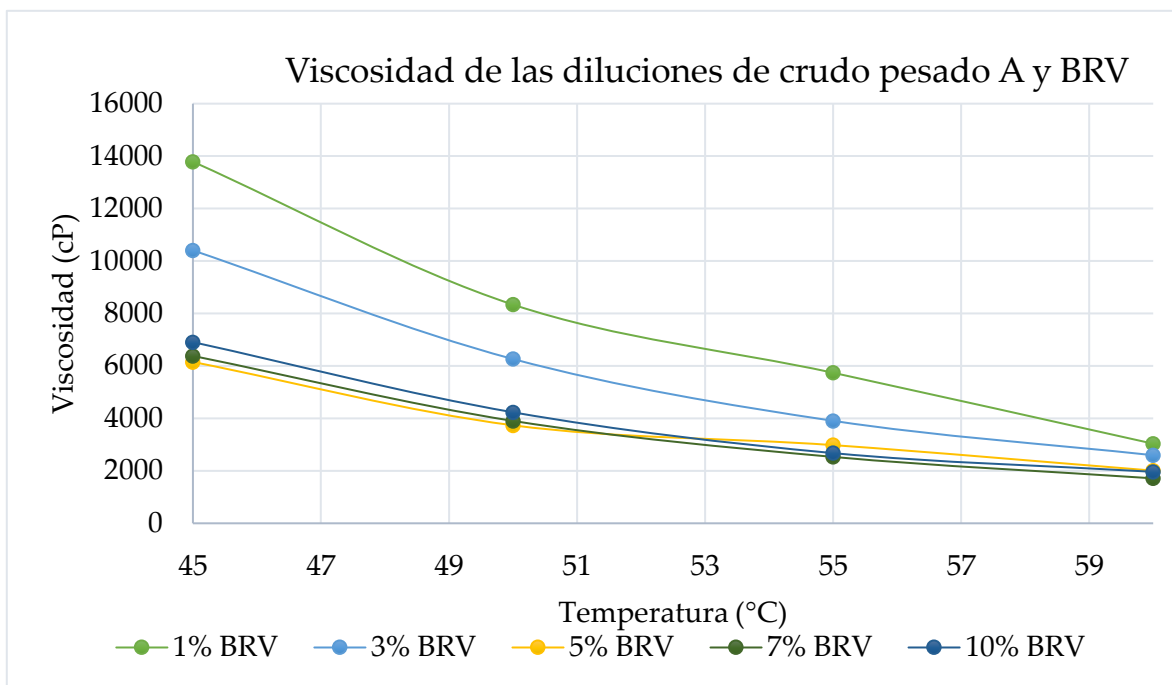


Figura 20. Comportamiento de la viscosidad vs temperatura del crudo pesado A a diferentes concentraciones de mejorador de flujo BRV.

De la gráfica anterior (**Figura 20**), se observa una disminución en la viscosidad del crudo pesado A hasta una dosificación del 5% de producto BRV, posteriormente se tiene un incremento de esta a concentraciones mayores a 7% de BRV, lo cual se atribuye a la alteración en la estabilidad de los asfaltenos presentes en la composición del crudo.

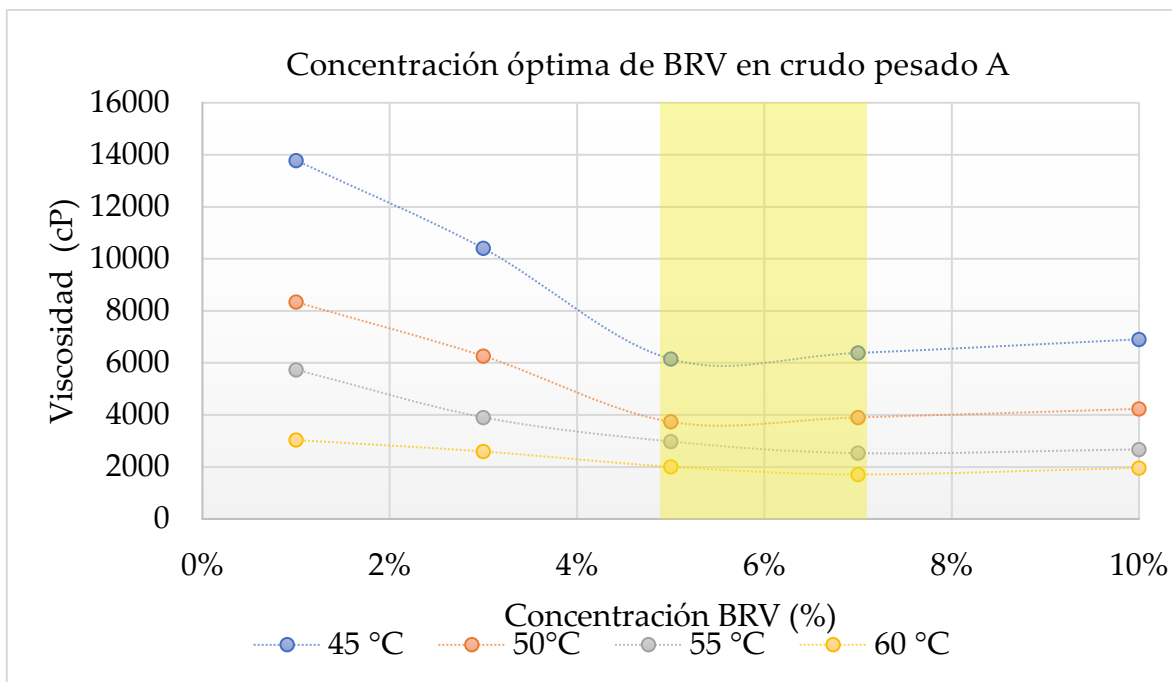


Figura 21. Dosificación óptima de BRV en crudo pesado A.

Con el fin de observar el comportamiento de la viscosidad a diferentes concentraciones de BRV, se realizaron pruebas isotérmicas de viscosidad (**Figura 21**). A medida que se incrementa la temperatura, el efecto del BRV sobre la viscosidad del crudo es baja, por lo que es importante establecer un intervalo temperatura de operación en el cual el mejorador de flujo BRV pueda funcionar como reductor de viscosidad.

Con base en los resultados, se concluye que el mejorador de flujo crea un efecto de reducción de viscosidad a temperaturas menores a 55°C y a una concentración de aproximadamente 5% de BRV. A temperaturas mayores, el efecto de la dosificación de BRV en el crudo no toma relevancia, ya que la disminución de la viscosidad se logra por el aumento de temperatura. Además, a concentraciones mayores a 5% del mejorador de flujo, se observa un incremento en la viscosidad, esto puede deberse a la alteración de los precipitados orgánicos presentes en el crudo.

Es importante mencionar que los resultados presentados anteriormente corresponden al caso en el que el mejorador de flujo se utiliza exclusivamente como

reductor de viscosidad. Para esto, las diluciones fueron perfectamente mezcladas con el aceite hasta lograr una mezcla homogénea (se utilizaron 6 horas de mezclado). Con base en los resultados obtenidos, en este trabajo se estudiará el caso en el que el mejorador de flujo actúe como un agente lubricante en pozos.

Capítulo 4

FLUJO ANULAR BIFÁSICO LÍQUIDO-LÍQUIDO EN TUBERÍAS VERTICALES

El alto consumo de hidrocarburos ligeros ha provocado la rápida declinación de estos yacimientos, lo cual ha obligado a científicos e ingenieros a estudiar y evaluar los problemas relacionados con la producción de hidrocarburos pesados. La mayor dificultad al utilizar crudos pesados se debe a su alta viscosidad. Dicha característica se traduce en complicaciones durante el transporte, ya que los requerimientos energéticos se incrementan sustancialmente. Existen técnicas convencionales para reducir la viscosidad de estos crudos tales como el calentamiento en intervalos de la tubería, adición de crudos ligeros, etc. Sin embargo, cada una de las técnicas tiene limitaciones propias y, en términos generales, su implementación requiere consumos energéticos considerables.

Una de las técnicas prometedoras para el transporte de crudos pesados, es la creación de un flujo anular en tuberías. Esta técnica fue implementada por Oliemans y Ooms (1986) en tuberías horizontales, y consistió en inyectar agua con el propósito de que ésta fluyera como una capa de lubricación entre la pared de la tubería y el aceite que fluye por el centro (núcleo), como se muestra en la *Figura 22*.

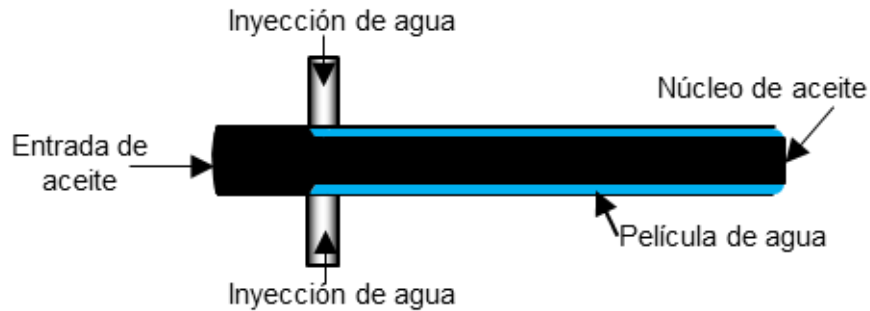


Figura 22. Esquema de un flujo anular agua-aceite en una tubería horizontal.

Dado que el aceite no tiene contacto con la pared interna de la tubería, el esfuerzo cortante se produce casi completamente en el agua en contacto con la tubería. Esto reduce favorablemente la energía de bombeo y los costos relacionados al transporte de crudos pesados. En la práctica se ha visto que el empleo de esta técnica ahorra más energía que otras técnicas utilizadas para los procesos de transporte. Al igual que las otras técnicas, la técnica de transporte anular enfrenta ciertos problemas que deben ser estudiados con la finalidad de volverla económicamente rentable. Los principales problemas para mencionar son:

El flujo anular agua-aceite existe para un intervalo limitado de velocidades de los fluidos y fracción de agua para un diámetro particular de la tubería. Por lo tanto, uno de los mayores retos para obtener una reducción en las caídas de presión es mantener el flujo a través de la tubería. Esto requiere un diseño adecuado de un dispositivo de inyección, lo mismo que ajustes en la fracción de volumen de agua inyectada para lograr la distribución de flujo deseada.

Se ha observado que después del transcurso de algunas horas de flujo continuo, el núcleo de aceite tiende a tocar la pared de la tubería “ensuciándola” y ocasionando un incremento en la caída de presión. La contaminación de la tubería depende de las propiedades hidrofílicas e hidrofóbicas del material del que están hechas.

Una vez que el flujo anular es generado, se requiere que éste se mantenga estable por un largo periodo de tiempo, y para un amplio rango de velocidades. De lo contrario, el transporte de aceite no será factible. Esto lleva a que se debe determinar el rango de condiciones de operación para los cuales el flujo será estable.

4.1 Antecedentes de flujo anular como medio de transporte.

El Flujo Anular Perfecto (CAF por sus siglas en inglés) ha sido propuesto como una tecnología eficiente y de ahorro energético conveniente, que consiste en rodear la fase aceite con una capa de agua. Desde hace tiempo se han realizado experimentos para examinar la posibilidad de transportar simultáneamente aceite de alta viscosidad y un fluido inmiscible de baja viscosidad, como el agua. Isaac y Speed (1901) fueron los primeros en proponer que el agua se puede utilizar para lubricar la pared de la tubería y para reducir la fricción durante el proceso de transporte de crudo pesado.

Uno de los primeros trabajos sobre Flujo Anular Perfecto (CAF) fue patentado por Clark y Shapiro (1949). En él se trata el bombeo de un aceite viscoso ($\mu = 0.8 \text{ Pa s}$) donde, por inyección de aceite ligero y agentes desemulsificantes, se logró disminuir el gradiente de presión entre 7.8% y 10.5%, con una fracción volumétrica de agua del 24%. La reducción de la presión efectiva se encontró al inyectar entre el 8% y 10% de agua. Sin embargo, las investigaciones no produjeron resultados sobre los patrones de flujo.

Russell and Charles (1959) analizaron el flujo anular de dos fluidos inmiscibles con una diferencia de viscosidad variable. En este caso propusieron un modelo teórico para obtener el factor de reducción de las caídas de presión, así como el factor de reducción de energía. De acuerdo con sus resultados, el requerimiento energético aproximado para bombear aceite de alta viscosidad ($\mu = 1 \text{ Pa s}$) puede ser reducido casi 500 veces.

Charles *et al.* (1961) desarrollaron estudios donde observaron diferentes patrones de flujo, tales como gotas de agua dispersas en aceite, flujo anular concéntrico, flujo tapón y flujo disperso de aceite en agua. Esto les permitió obtener un mapa de patrones de flujo para tuberías horizontales, en función de las velocidades superficiales del aceite y del agua. Las caídas de presión medidas a lo largo de la tubería indicaron que la adición de agua reduce sustancialmente el gradiente de presión.

Hasson *et al.* (1970) realizaron un estudio del flujo anular líquido-líquido utilizando agua destilada y keroseno como fluidos de prueba. Una boquilla de inyección anular permitió inyectar los líquidos a una tubería horizontal, con el objeto de medir el grosor de la capa lubricante formada en la pared. Asimismo, se analizó la trayectoria del núcleo a lo largo de la tubería. Los resultados obtenidos de las mediciones concordaron con los obtenidos por métodos de visualización óptica con cámaras de alta velocidad.

Bentwich (1971) estudió el flujo de Poiseuille para dos líquidos inmiscibles. En este trabajo se intentó obtener la forma de la interfaz, tomando en consideración la tensión interfacial, la gravedad y las fuerzas capilares. De igual manera se reportó que es posible obtener una reducción en la presión cercana al 50% cuando la viscosidad del aceite es 20 veces superior a la del agua.

Ooms *et al.* (1984) a partir de la teoría hidrodinámica de lubricación, analizaron el flujo anular de un aceite altamente viscoso y agua en una tubería horizontal. En el modelo resultante se asume que la viscosidad del aceite es tan alta, que la interfase agua-aceite es aproximadamente igual a la que existe entre un sólido y un líquido. A partir de estos resultados se produjo una relación para la pérdida de presión como función de la fracción de agua inyectada. Cabe resaltar que los resultados teóricos coincidieron con las predicciones experimentales para aceites viscosos ($2.3 \text{ Pa}\cdot\text{s} < \mu < 3.3 \text{ Pa}\cdot\text{s}$) y agua, fluyendo conjuntamente en una tubería de 2 in de diámetro.

Por otra parte, Oliemans *et al.* (1987) desarrollaron experimentos de flujo anular con un aceite industrial de $3 \text{ Pa}\cdot\text{s}$ de viscosidad en un circuito de prueba horizontal de 0.05 m de diámetro y 16 m de longitud. En sus resultados, los investigadores reportaron que el fluido anular mostraba un comportamiento turbulento, por lo que modificaron el modelo de Ooms para incorporar el efecto de la turbulencia en la capa lubricante.

Brauner (1991) propuso un modelo analítico para predecir la fracción volumétrica local (o colgamiento in situ) y la caída de presión en una tubería horizontal. El propósito del modelo fue el de obtener un factor de ahorro de energía como función de la relación de viscosidades. Se demostró que el ahorro de energía es independiente de las propiedades de los fluidos cuando el flujo es laminar. Sin

embargo, en el régimen de flujo turbulento el ahorro de energía incrementa cuando la relación de densidades decrece.

Bai *et al.* (1992) desarrollaron experimentos con aceite ($\mu=0.6$ Pa s y densidad= 905 kg/m^3) y agua en una tubería vertical de 0.9 cm de diámetro. En contraste con los flujos horizontales, con los flujos verticales se observaron tipos distintos de comportamiento. Concretamente, se identificó el flujo ondulatorio tipo bambú (“bamboo wave flow” en inglés) el caso de flujos verticales ascendentes, y el flujo ondulatorio tipo sacacorchos (“corkscrew wave flow” en inglés) en el caso flujos verticales descendentes. El diagrama de las ondas encontradas en ambas situaciones se muestra en la figura 23. Es importante señalar que la caída de presión con flujos que tienen 100% de aceite es 200 veces mayor que en el caso de los flujos lubricados para la misma velocidad superficial de aceite.

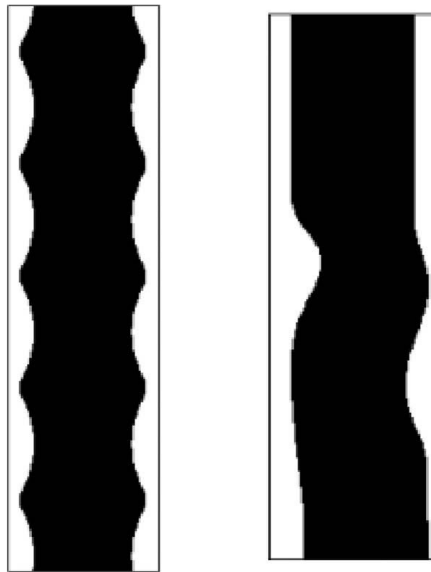


Figura 23. a) Flujo ondulatorio tipo bambú (flujo anular descendente). b) Flujo ondulatorio tipo sacacorchos (flujo anular ascendente).

En años recientes, Bannwart (2001) continuó estudiando el flujo anular agua-aceite con este tipo de configuración del patrón de flujo. El modelo propuesto y los resultados correspondientes mostraron que el modelo de flujo anular necesita considerar los siguientes aspectos: 1) los dos líquidos son incompatibles, 2) la diferencia de densidades entre ambos líquidos es pequeña, 3) la tensión interfacial juega un papel importante.

Posteriormente, Grassi *et al.* (2008) desarrollaron un modelo experimental para evaluar el valor crítico de agua inyectada. El modelo consta de una tubería ligeramente inclinada, y un dispositivo de inyección y mezclado para generar el patrón flujo anular. Con base en los resultados se concluye que, cuando el contenido del agua alcanza un cierto valor crítico, la fase aceite se vuelve inestable y la capa de lubricación se pierde.

El trabajo más reciente es el de Tripathi *et al.* (2015). En este trabajo se investigó un flujo anular donde el fluido en el núcleo tiene una reología no-newtoniana, mientras que el fluido que forma la capa de lubricación tienen una reología newtoniana. La observación principal es que, con el fin de obtener un flujo anular perfecto, la tensión superficial entre el aceite y el agua debe mantenerse por debajo de 0.01 N/m.

4.2 Modelo matemático para flujo anular vertical.

Para conocer la naturaleza del flujo anular (o lubricado), es necesario explicar la física de este problema. El modelo numérico propuesto considera dos líquidos inmiscibles, en nuestro caso son aceite pesado y BRV, los cuales fluyen hacia arriba en una tubería vertical de radio interno R , con una configuración concéntrica con una interfase "lisa" con radio R_A , como se muestra en la Figura 24.

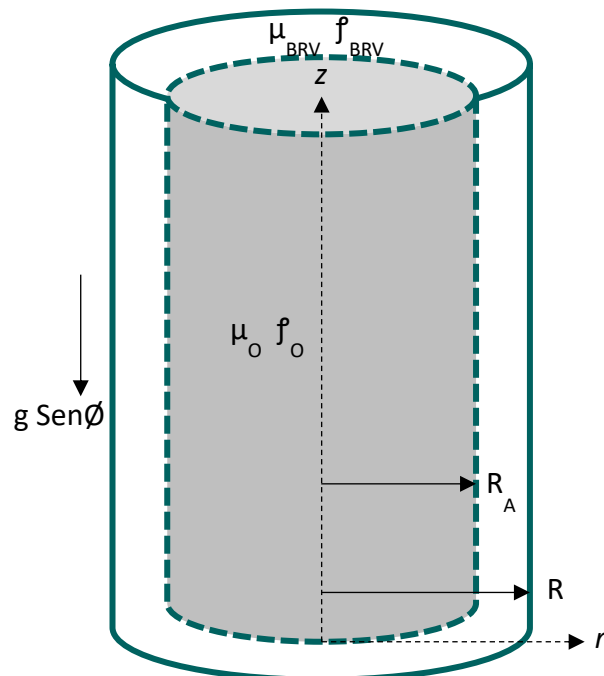


Figura 24. Bosquejo de flujo anular vertical

Para la solución a este problema, se supone el flujo de dos fluidos concéntricos a través de una tubería de longitud L . El fluido 1 (aceite extrapesado) fluye en el núcleo central mientras que el fluido 2 (BRV) fluye en la capa anular, ambos con viscosidad y densidad constantes. Las ecuaciones de Navier-Stokes y de continuidad en coordenadas cilíndricas tienen la forma:

$$\rho \left(\frac{\partial u_r}{\partial t} + u_r \frac{\partial u_r}{\partial r} + \frac{u_\theta}{r} \frac{\partial u_r}{\partial \theta} - \frac{u_\theta^2}{r} + u_z \frac{\partial u_r}{\partial z} \right) = -\frac{\partial p}{\partial r} + \rho g_r + \mu \left(\nabla^2 u_r - \frac{u_r}{r^2} - \frac{2}{r^2} \frac{\partial u_\theta}{\partial \theta} \right)$$

$$\rho \left(\frac{\partial u_\theta}{\partial t} + u_r \frac{\partial u_\theta}{\partial r} + \frac{u_\theta}{r} \frac{\partial u_\theta}{\partial \theta} - \frac{u_\theta u_r}{r} + u_z \frac{\partial u_\theta}{\partial z} \right) = -\frac{1}{r} + \rho g_\theta + \mu \left(\nabla^2 u_\theta - \frac{2}{r^2} \frac{\partial u_r}{\partial \theta} - \frac{u_\theta}{r^2} \right)$$

$$\rho \left(\frac{\partial u_z}{\partial t} + u_r \frac{\partial u_z}{\partial r} + \frac{u_\theta}{r} \frac{\partial u_z}{\partial \theta} + u_z \frac{\partial u_z}{\partial z} \right) = -\frac{\partial p}{\partial z} + \rho g_z + \mu \nabla^2 u_z$$

$$\nabla^2 = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial}{\partial r} \right) + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2}{\partial \theta^2} + \frac{\partial^2}{\partial z^2}$$

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{1}{r} \frac{\partial(\rho u_r r)}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial(\rho u_\theta)}{\partial \theta} + u_z \frac{\partial(\rho u_z)}{\partial z} = 0$$

Si el problema es estacionario, se supone simetría en el eje θ , se desprecian los efectos gravitatorios y se considera que la densidad es constante, las ecuaciones se reducen a:

$$\rho \left(u_r \frac{\partial u_r}{\partial r} + u_z \frac{\partial u_r}{\partial z} \right) = -\frac{\partial p}{\partial r} + \mu \left(\nabla^2 u_r - \frac{u_r}{r^2} \right)$$

$$\rho \left(u_r \frac{\partial u_z}{\partial r} + u_z \frac{\partial u_z}{\partial z} \right) = -\frac{\partial p}{\partial z} + \mu \nabla^2 u_z$$

$$\nabla^2 = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial}{\partial r} \right) + \frac{\partial^2}{\partial z^2}$$

$$\frac{1}{r} \frac{\partial(\rho r u_r)}{\partial r} + \frac{\partial(\rho u_z)}{\partial z} = 0$$

Los órdenes de magnitud en la ecuación de continuidad si se tiene que:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial(ru_r)}{\partial r} + \frac{\partial(u_z)}{\partial z} = 0$$

$$\frac{1}{r} \frac{\partial(ru_r)}{\partial r} \sim \frac{\partial(u_z)}{\partial z}$$

$$\frac{u_{cr}}{R} \sim \frac{u_{cz}}{L}$$

$$u_{cr} \sim R \frac{u_{cz}}{L}$$

Si $R \ll L$, entonces:

$$u_{cr} \sim 0$$

Con esto, las ecuaciones de Navier Stokes:

$$0 = -\frac{\partial p}{\partial r}$$

$$\rho \left(u_z \frac{\partial u_z}{\partial z} \right) = -\frac{\partial p}{\partial z} + \mu \left(\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial u_z}{\partial r} \right) + \frac{\partial^2 u_z}{\partial z^2} \right)$$

$$\frac{\partial(u_z)}{\partial z} = 0$$

De la última ecuación, se tiene que $u_z = u_z(r)$, y de la primera ecuación $p = p(z)$

$$0 = -\frac{\partial p}{\partial z} + \mu \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial u_z}{\partial r} \right)$$

Para ambos fluidos

$$0 = -\frac{\partial p}{\partial z} + \mu_A \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial u_A}{\partial r} \right)$$

$$0 = -\frac{\partial p}{\partial z} + \mu_B \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial u_B}{\partial r} \right)$$

Si el sistema de referencia se coloca en la entrada de la tubería y en el centro, las condiciones de frontera son:

$$u_B(r = R) = 0$$

$$\left. \frac{\partial u_A}{\partial r} \right|_{(r = 0)} = 0$$

$$u_B(r = R_A) = u_A(r = R_A)$$

$$-\mu_A \left. \frac{\partial u_A}{\partial r} \right|_{(r = R_A)} = -\mu_B \left. \frac{\partial u_B}{\partial r} \right|_{(r = R_A)}$$

Solución:

Para el fluido A:

$$0 = -\frac{\partial p}{\partial z} + \mu_A \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial u_A}{\partial r} \right)$$

Integrando respecto a r:

$$\int r \frac{dP}{dz} dr = \mu_A \int \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial v_A}{\partial r} \right) dr$$

$$\frac{r^2}{2} \frac{dP}{dz} = \mu_A r \left(\frac{\partial v_A}{\partial r} \right) + C_1$$

Evaluando la condición de frontera $\left. \frac{\partial u_A}{\partial r} \right|_{(r = 0)} = 0$, entonces $C_1 = 0$

$$\frac{r}{2} \frac{dp}{dz} = \mu_A \left(\frac{\partial v_A}{\partial r} \right)$$

Integrando respecto a r:

$$\int \frac{r}{2} \frac{dp}{dz} = \mu_A \int \frac{\partial v_A}{\partial r} dr$$

$$\frac{r^2}{4} \frac{dp}{dz} = \mu_A v_A + C_2$$

$$v_A = \frac{r^2}{4\mu_A} \frac{dp}{dz} - \frac{C_2}{\mu_A}$$

Para el fluido B

$$0 = -\frac{\partial p}{\partial z} + \mu_B \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial v_B}{\partial r} \right)$$

Integrando respecto a r

$$\int r \frac{dp}{dz} dr = \mu_B \int \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial v_B}{\partial r} \right) dr$$

$$\frac{r^2}{2} \frac{dp}{dz} = \mu_B r \left(\frac{\partial v_B}{\partial r} \right) + C_3$$

$$\frac{r}{2} \frac{dp}{dz} = \mu_B \left(\frac{\partial v_B}{\partial r} \right) + \frac{C_3}{r}$$

Evaluando la condición de frontera $-\mu_A \left. \frac{\partial v_A}{\partial r} \right| (r = R_A) = -\mu_B \left. \frac{\partial v_B}{\partial r} \right| (r = R_A)$

$$\frac{r}{2} \frac{dp}{dz} = \mu_B \frac{\partial v_B}{\partial r} + \frac{C_3}{r}$$

$$-\frac{r}{2} \frac{dp}{dz} + \frac{C_3}{r} = \mu_B \frac{\partial v_B}{\partial r}$$

$$-\frac{r}{2} \frac{dp}{dz} = \mu_A \frac{\partial v_A}{\partial r}$$

$$-\frac{R_A}{2} \frac{dp}{dz} + \frac{C_3}{R_A} = -\frac{R_A}{2} \frac{dp}{dz}$$

$$C_3 = 0$$

$$\frac{r}{2} \frac{dp}{dz} = \mu_B \frac{\partial v_B}{\partial r}$$

Integrando en r

$$\frac{r^2 dp}{4 dz} = \mu_B v_B + C_4$$

$$v_B = \frac{r^2 dp}{4\mu_B dz} - \frac{C_4}{\mu_B}$$

Evaluando la condición de frontera $v_B(r = R) = 0$

$$0 = \frac{r^2 dp}{4\mu_B dz} - \frac{C_4}{\mu_B}$$

$$C_4 = \frac{R^2 dp}{4 dz}$$

$$v_B = \frac{r^2 dp}{4\mu_B dz} - \frac{R^2 dp}{4\mu_B dz}$$

$$v_B = \frac{R^2}{4\mu_B} \left(\frac{r^2}{R^2} - 1 \right) \frac{dp}{dz}$$

y

$$v_A = \frac{r^2 dp}{4\mu_B dz} - \frac{C_2}{\mu_B}$$

Utilizando la condición de frontera $v_B(r = R) = 0 = v_A(r = R)$

$$\frac{R^2 dp}{4\mu_B dz} \left(\frac{R_A^2}{R^2} - 1 \right) = \frac{R^2 dp}{4\mu_B dz} - \frac{C_2}{\mu_A}$$

$$\frac{R^2 \mu_A dp}{4\mu_B dz} \left(\frac{R_A^2}{R^2} - 1 \right) = \frac{R_A^2 dp}{4 dz} - C_2$$

$$C_2 = \frac{R_A^2 dp}{4 dz} - \frac{R^2 \mu_A dp}{4\mu_B dz} \left(\frac{R_A^2}{R^2} - 1 \right)$$

$$C_2 = \frac{1}{4} \left[R_A^2 - \frac{\mu_A}{\mu_B} (R_A^2 - R^2) \right] \frac{dp}{dz}$$

Sustituyendo en v_A

$$v_A = \frac{r^2}{4\mu_A} \frac{dp}{dz} - \frac{1}{\mu_A} \frac{1}{4} \left[R_A^2 - \frac{\mu_A}{\mu_B} (R_A^2 - R^2) \right] \frac{dp}{dz}$$
$$v_A = \frac{R^2}{4\mu_A} \frac{dp}{dz} \left[\frac{r^2}{R^2} - \left(\frac{R_A^2}{R^2} - \frac{\mu_A}{\mu_B} \left(\frac{R_A^2}{R^2} - 1 \right) \right) \right]$$

Entonces, la soluciones para la velocidad para ambos fluidos queda representada por:

$$v_A = \frac{R^2}{4\mu_A} \frac{dp}{dz} \left[\frac{r^2}{R^2} - \left(\frac{R_A^2}{R^2} - \frac{\mu_A}{\mu_B} \left(\frac{R_A^2}{R^2} - 1 \right) \right) \right]$$

y

$$v_B = \frac{R^2}{4\mu_B} \frac{dp}{dz} \left(\frac{r^2}{R^2} - 1 \right)$$

Capítulo 5

SIMULACIÓN CFD DE FLUJO ANULAR ACEITE-BRV

Con la evolución de la dinámica de fluidos computacional (CFD por sus siglas en inglés), algunos softwares comerciales han podido ser aplicados en el estudio de flujo anular. Las simulaciones de CFD permiten analizar detalles específicos en ciertas regiones de interés, así como el comportamiento general de flujos multifásicos en tuberías.

El objetivo de este trabajo es estudiar las características cuantitativas del flujo bifásico aceite-BRV, a través de un dispositivo generador de flujo anular. Debido a que se necesitan resultados precisos para optimizar las condiciones de inyección y de operación de estos pozos, se implementa un modelo numérico que se resuelve con FLUENT 18.2. Se considera al BRV como el fluido lubricante y al aceite como la fase primaria (que constituye el núcleo más viscoso). Los resultados de este análisis pueden servir como referencia para el diseño de sistemas de incremento de la producción en pozos.

5.1. Caso de estudio: Inyección de agente reductor de arrastre BRV en el Campo Ayatsil.

El campo Ayatsil (localizado en el Golfo de México) constituye uno de los grandes proyectos de Pemex. Se trata de un campo de aceite extrapesado producido en rocas naturalmente fracturadas, a grandes profundidades y con alto porcentaje de gases tóxicos. Debido a esto, se tiene un especial interés en estudiar el potencial que tienen las técnicas de lubricación para incrementar la producción en campos de este tipo.

Ubicado en la Sonda de Campeche, el Proyecto Ayatsil-Tekel se perfila como uno de los grandes proyectos para la obtención de crudo extrapesado. Los campos que integran el Proyecto Ayatsil-Tekel fueron descubiertos entre 2006 y 2013 en la Región Marina Noreste; en ellos se concentra un volumen original de 5,000 millones de barriles de petróleo crudo.

Uno de los aspectos críticos en los campos de crudo extrapesado producido costa afuera es el aseguramiento de flujo del yacimiento al pozo, del pozo a la superficie y de ahí al centro de proceso y comercialización. Claramente, al tratarse de aceites de alta viscosidad la producción se dificulta enormemente, de modo que se hace indispensable identificar y desarrollar la tecnología más apta para esas condiciones.

A diferencia de los yacimientos de aceite ligero, estos campos requieren de una mayor inversión tecnológica. Cuando la presión del yacimiento no es capaz de llevar el hidrocarburo desde el fondo hasta la superficie, se requiere implementar sistemas artificiales de producción, procesos de mantenimiento de la presión, o bien técnicas de recuperación mejorada. Dado que el nivel de inversión es alto y el precio de venta es reducido (debido a la menor calidad del crudo), las empresas se ven obligadas a buscar formas alternativas para mejorar los costos de producción. La meta en todo caso es incrementar la rentabilidad de la producción en estas regiones.

Como una alternativa de bajo costo para mejorar la productividad de los pozos que producen aceites pesados o extrapesados, en el presente estudio se propone un método para mejorar el flujo mediante la creación de una capa de lubricación formada con bio-reductores (base aceite). La creación de la capa constituye el mecanismo principal a través del cual es posible abatir la fricción producida entre el crudo de alta viscosidad y la pared de la tubería.

5.1.1 Datos PVT

Para efectos de llevar a cabo las simulaciones y los análisis subsiguientes es importante conocer las propiedades PVT de los crudos producidos. Por tal motivo, durante el desarrollo de los pozos del campo marino de crudo pesado se hicieron los análisis PVT (Presión-Volumen-Temperatura) correspondientes a los crudos extrapesados ahí producidos. Algunos datos disponibles se indican en la *Tabla 16*.

Tabla 16. Resultados de los análisis PVT del campo marino de crudo pesado.

Propiedad	Valor	Unidades
p_y	259.3	kg/cm ²
T_y	122.8	°C
p_b	55.05	kg/cm ²
p_{wh}	20.95	kg/cm ²
T_{wh}	69.7	°C
RGA	27.1	m ³ /m ³
Densidad	9.9	°API
IP	15	BPD/psi
$\mu_{@p_y,T_y}$	41.82	cP
$C_{@p_y,T_y}$	9.95×10^{-5}	1/kg/cm ²
$\rho_{@p_y,T_y}$	0.9088	g/cm ³
Salinidad	70000	ppm

El crudo producido tiene una densidad de 9.9 °API a condiciones de superficie. Las propiedades de la fase aceite, tales como el factor volumétrico del aceite, densidad y el gas en solución (RGA) se presentan en la *Tabla 17*. La muestra utilizada en el estudio PVT fue recolectada a 3,480 m (122.8°C)

Tabla 17. Propiedades PVT de la fase aceite (Schlumberger, 2008)

	Presión (kg/cm ²)	Factor volumétrico del aceite Bo (vol/stdvol)	Relación de Gas Aceite en solución Rs (m ³ /stdm ³)	Densidad del Aceite (g/cm ³)
	667,93	1,119		0,9367
	597,41	1,123		0,9328
	526,40	1,129		0,9284
	455,95	1,134		0,9237
	384,23	1,141		0,9185
	315,40	1,147		0,9133
Py=	259,30	1,153		0,9088
	245,52	1,154		0,9077
	175,98	1,162		0,9017
	140,97	1,166		0,8986
	118,82	1,169		0,8966
	99,13	1,171		0,8948
	78,11	1,174		0,8929
	63,49	1,175		0,8914
Pb=	55,05	1,177	27,1	0,8905
	40,62	1,159	21,4	0,8975
	27,61	1,135	16,2	0,9100
	13,69	1,111	10,2	0,9216
	9,33	1,100	7,7	0,9269
	1,03	1,071	0,0	0,9360

Tabla 18. Análisis composicional del fluido del yacimiento del campo marino de crudo pesado.

Componente	Gas del Flash		Líquido del Flash		Fluido del yacimiento	
	%Peso	%Mol	%Peso	%Mol	%Peso	%Mol
N2	4.175	5.428	0	0	0.165	2.14
CO2	19.549	16.179	0	0	0.774	6.378
H2S	19.66	21.012	0	0	0.778	8.283
C1	10.525	23.896	0	0	0.417	9.42
C2	7.351	8.904	0.002	0.032	0.293	3.53
C3	13.888	11.471	0.014	0.186	0.563	4.635
i-C4	2.106	1.32	0.006	0.06	0.089	0.557
n-C4	8.397	5.262	0.034	0.34	0.365	2.28
i-C5	3.195	1.613	0.038	0.305	0.163	0.821
n-C5	4.324	2.183	0.065	0.517	0.233	1.174
C6+	6.83	2.732	99.841	98.56	96.16	60.782
Total	100	100	100	100	100	100

5.1.2 Viscosidad del fluido de yacimiento

La viscosidad de la fase líquida fue medida a la temperatura de yacimiento 122.8 °C, utilizando un viscosímetro electromagnético (EMV). Estos valores como una función de las etapas de presión se presentan en la **Tabla 19**. Los valores de viscosidad de la fase líquida son presentados gráficamente en la **Figura 25**. Como se puede ver en la **Figura 25**, los valores de viscosidad decrecen cuando disminuye la presión hasta alcanzar el punto de burbuja; posteriormente, la viscosidad se incrementa de manera significativa conforme disminuye la presión por debajo del punto de la presión de saturación (debido a la separación del gas disuelto en el aceite).

Tabla 19. Viscosidad del fluido de yacimiento a 122.8°C (Schlumberger,2008).

	Presión (kg/cm²)	Viscosidad del aceite (cP=mPa.s)
	386.48	52.84
	316.81	46.5
py=	259.3	41.82
	246.15	40.67
	181.61	35.8
	106.09	31.31
	65.67	29.08
pb=	58.57	28.84
	55.05	28.73
	40.64	33.74
	27.63	38.89
	13.71	47.97
	9.35	62.37
	1.03	148.02

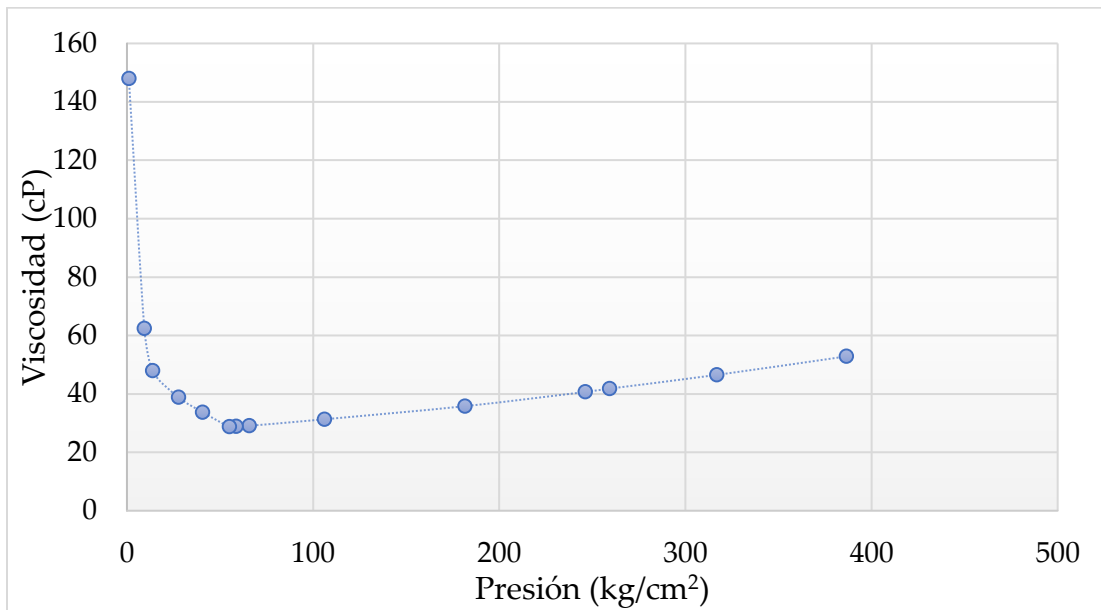


Figura 25. Viscosidad del fluido del yacimiento a 122.8°C (Schlumberger, 2008).

5.1.3 Presión y temperatura del yacimiento

En el pozo PA del campo marino de crudo pesado se realizaron pruebas de presión-producción y se descubrió la presencia de hidrocarburo. Con estas pruebas se mostró una producción aproximada de 4,500 BPD de un crudo con 9.9 °API, una RGA de 20.3 m³/m³ y una viscosidad (a condiciones de yacimiento) de 41 cP. La temperatura y la presión de yacimiento fueron, respectivamente, de 122.8 °C y 259.3 kg/cm², y la presión de saturación fue de 55 kg/cm².

5.1.4 Estado mecánico del pozo PA.

El pozo productor PA se localiza en aguas territoriales del Golfo de México, aproximadamente a 118 km al noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche. Tiene un tirante de agua de 115.16 m. Su construcción concluyó en febrero de 2015 con una terminación convencional que incluye un equipo de bombeo electro-centrífugo (BEC). El estado mecánico actual del pozo se muestra en la siguiente figura.

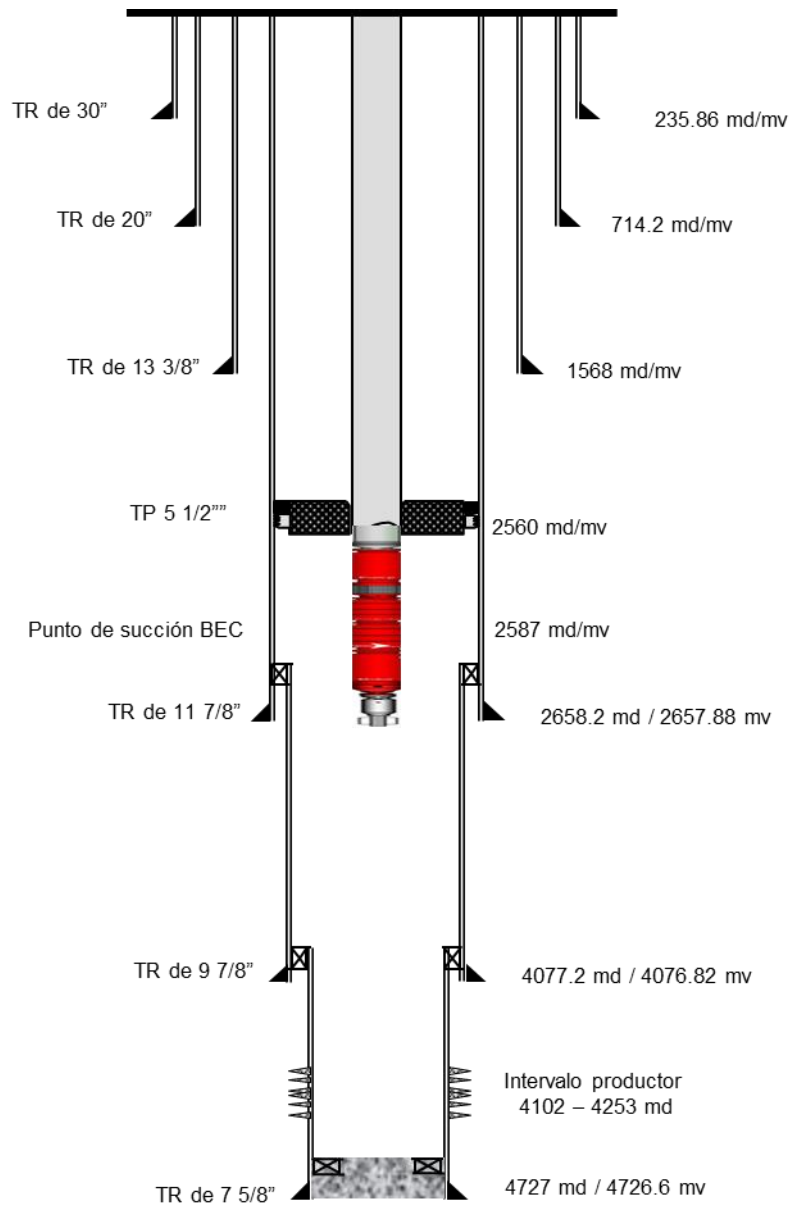


Figura 26. Estado mecánico actual del pozo PA.

5.1.6 Comportamiento de afluencia del yacimiento al pozo

En la mayoría de los pozos productores no se dispone de datos presión-producción para generar la curva IPR. Por lo tanto, en el presente estudio se tomaron aquellos valores que fueron obtenidos anteriormente en las pruebas de presión. Utilizando la

información disponible, en el modelo se considera el método de Vogel ^[41]. En la **Figura 27** se muestra la curva IPR correspondiente al pozo analizado. Con estos resultados, confirmamos que el índice de productividad es de 15.1 BPD/psi.

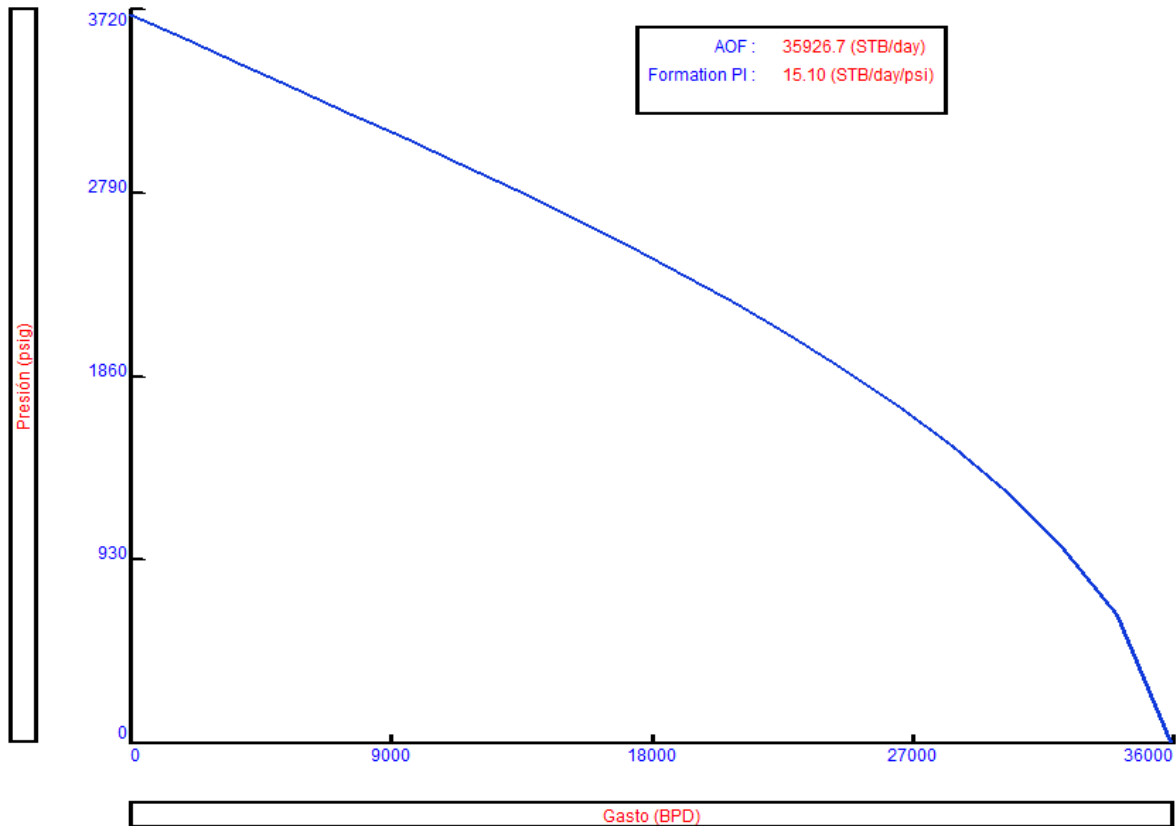


Figura 27. Comportamiento de afluencia Pozo PA.

El análisis del pozo PA se llevó a cabo con el programa PROSPER para determinar si se trata de un pozo fluyente. Con las condiciones actuales de producción, se determinó que el pozo fluye dado que su terminación se hizo con un equipo de producción BEC. Con una presión de yacimiento P_y de 3,688 psi, una presión de fondo fluyendo P_{wf} de 3,250 psi, y una presión en la cabeza de pozo P_{wh} de 298 psi, se obtiene una producción de 4,516 BPD, el punto solución queda representado por la intersección de las gráficas de índice de productividad relativo (Inflow Performance Relationship, IPR) y la curva de demanda (vertical lift performance, VLP) (**Figura 28**).

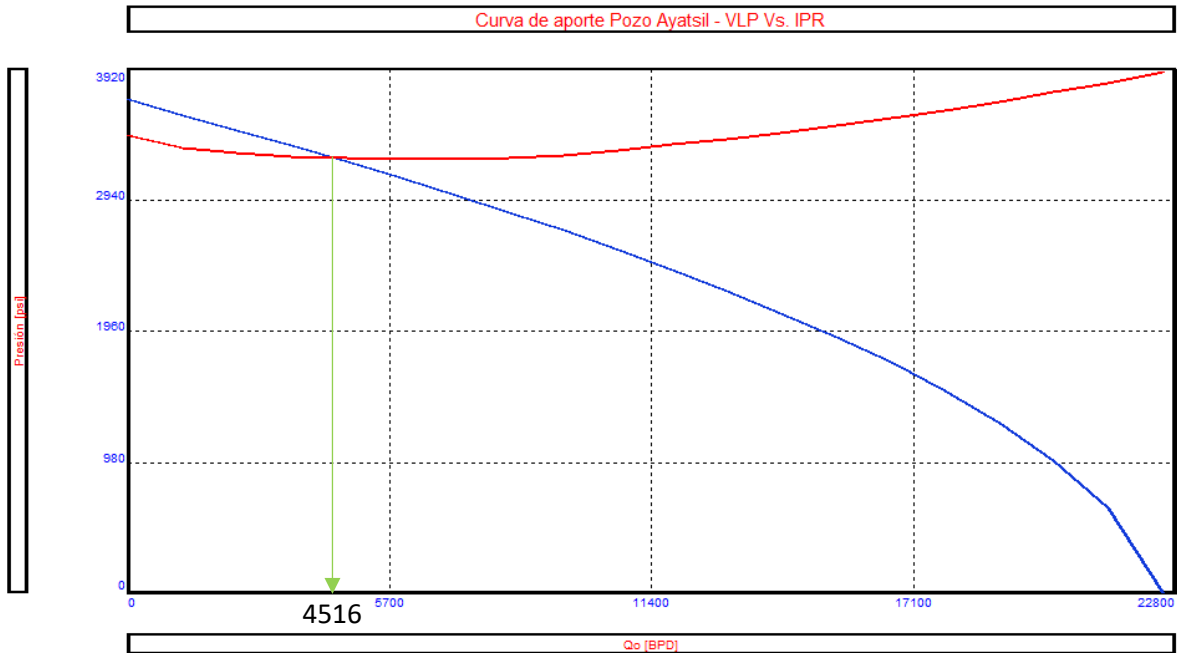


Figura 28. Curva VLP o de aporte del pozo.

5.2. Determinación del punto de inyección.

Partiendo de los resultados experimentales para la viscosidad del crudo, así como del gradiente de temperatura dentro del pozo, se delimitó la región más apropiada (es decir, una ventana) para la instalación del dispositivo de inyección.

También se fijó el valor de una viscosidad crítica en 19,705.59 cP, de modo que dicho valor no fuera excedido para evitar problemas con el flujo. A esta viscosidad correspondió una temperatura de 60 °C como se muestra en la **Figura 29**.

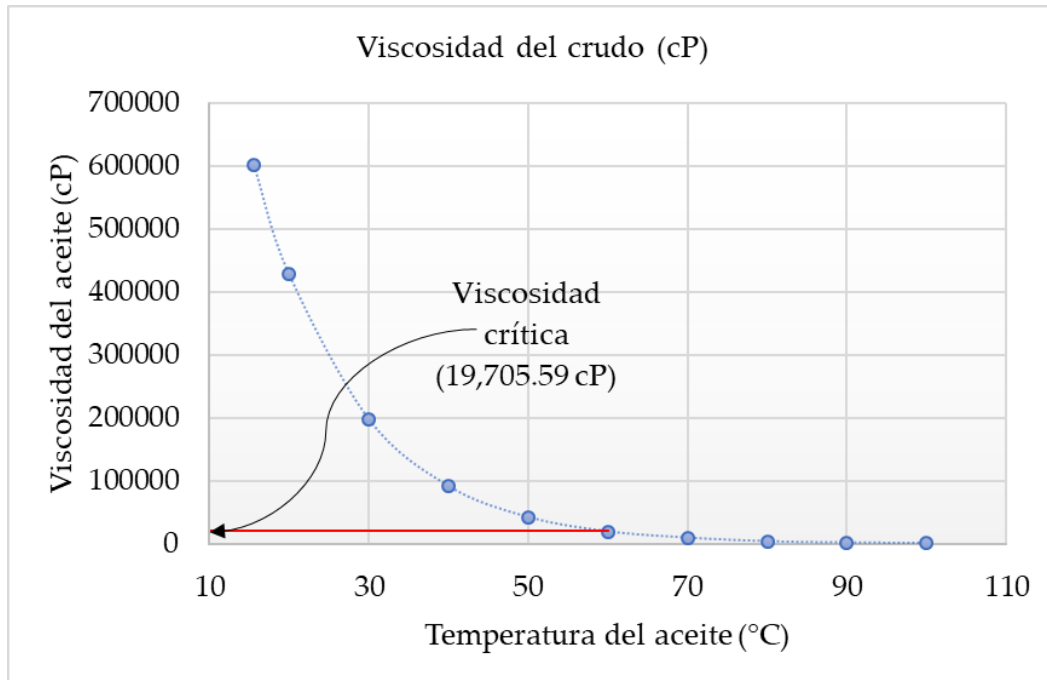


Figura 29. Viscosidad crítica del crudo pesado A.

Con la temperatura correspondiente a la viscosidad crítica y con el gradiente de temperatura del pozo, se establecieron las profundidades máxima y mínima para la instalación del dispositivo de inyección. Las profundidades recomendadas se muestran en la siguiente gráfica (Figura 30).

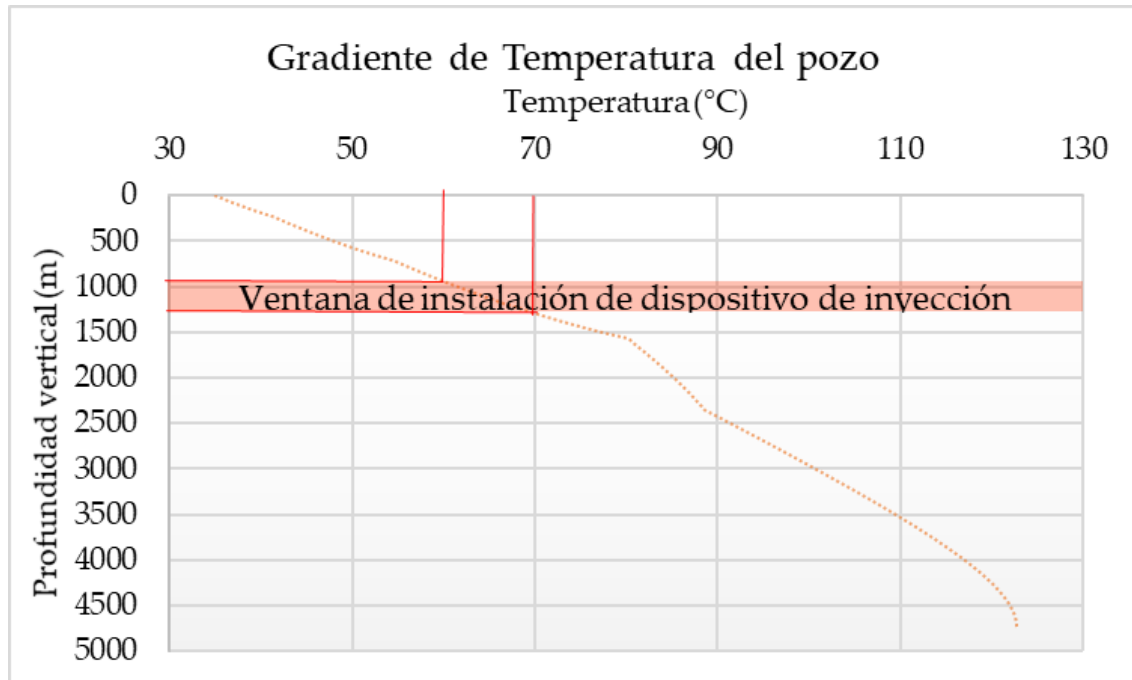


Figura 30. Ventana de instalación del punto de inyección.

Con base en la **Figura 30**, se puede recomendar que el dispositivo de inyección sea instalado a un rango de profundidad entre 900 m y 1,300 m respecto a la superficie. No obstante, cabe sugerir que la instalación del dispositivo se realice preferentemente a una profundidad de 900 m, justo donde se tiene la temperatura crítica del pozo igual a 60 °C. Adicionalmente, a esta profundidad (que es 400 m más somera que el otro punto propuesto) el costo de la inversión es menor debido a que la longitud de la línea de inyección es menor. Asimismo, una línea de inyección menor reduce la posibilidad de que surjan problemas durante el proceso de instalación (por ejemplo, pérdidas y daños en el equipo, líneas de inyección, o tubería capilar), y también reduce los gastos relacionados con el bombeo del fluido lubricante al pozo.

5.3. Simulación CFD de la propuesta de diseño de un sistema de inyección de agentes reductores de arrastre en pozos.

Como se señaló anteriormente, las simulaciones se realizaron con el código FLUENT 18.2. Estas simulaciones fueron hechas con el propósito de estudiar el proceso de inyección de BRV en el pozo y de visualizar las características del flujo lubricado (anular). Como el desarrollo temporal del flujo anular es de suma importancia en este caso, se determinó que la simulación reprodujera el estado transitorio. Para esto se asume lo siguiente: el flujo está en estado transitorio, los dos fluidos son incompatibles, y las propiedades de los fluidos permanecen constantes con respecto al tiempo.

5.3.1 Geometría y malla

El modelo tridimensional del dispositivo de inyección se muestra en la **Figura 31**. Sin embargo, a fin de reducir el tiempo global de cálculo se optó por desarrollar un modelo bidimensional del sistema de flujo. Este consiste en un corte en la sección transversal que contiene al eje de la tubería, y en el que el dispositivo de inyección aparece instalado en la parte inferior. El diámetro exterior de la estructura geométrica es de 5.5 in, su diámetro interior de 3.74 in, y la longitud de la tubería (incluyendo el dispositivo de inyección) es de 2 m. Estas condiciones aseguran que la tubería tiene una longitud suficiente para desarrollar el flujo anular.

El dispositivo de inyección cuenta con cuatro orificios internos de 3/8 in por donde el fluido lubricante es inyectado. Estos orificios se encuentran distribuidos simétricamente. En la **Figura 31** se muestra el diseño realizado con el software SpaceClaim de ANSYS.

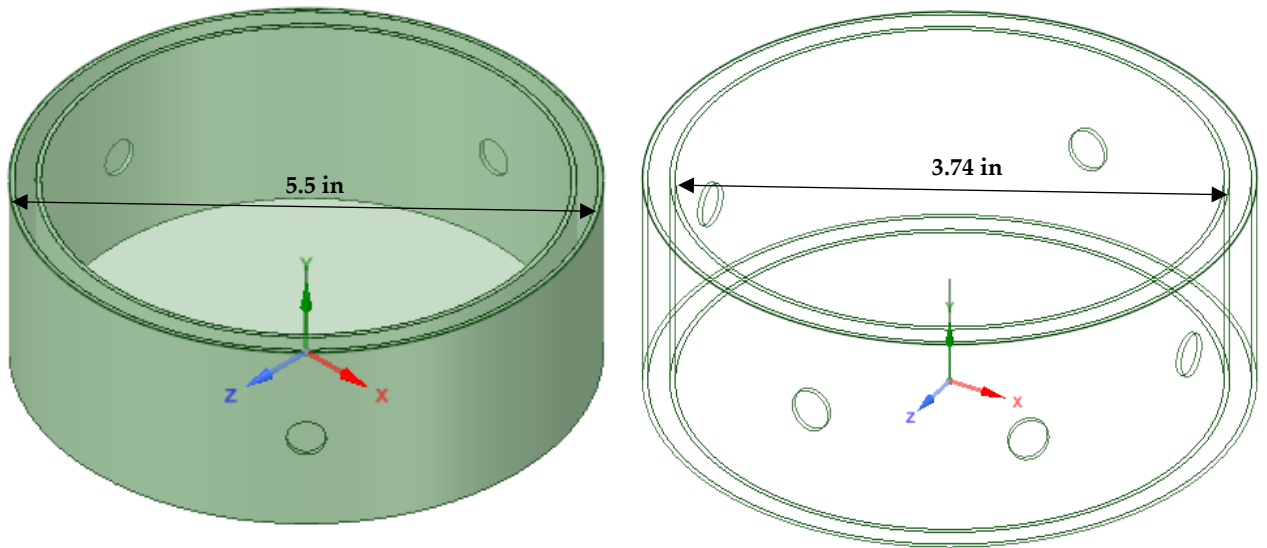


Figura 31. Geometría del dispositivo de Inyección

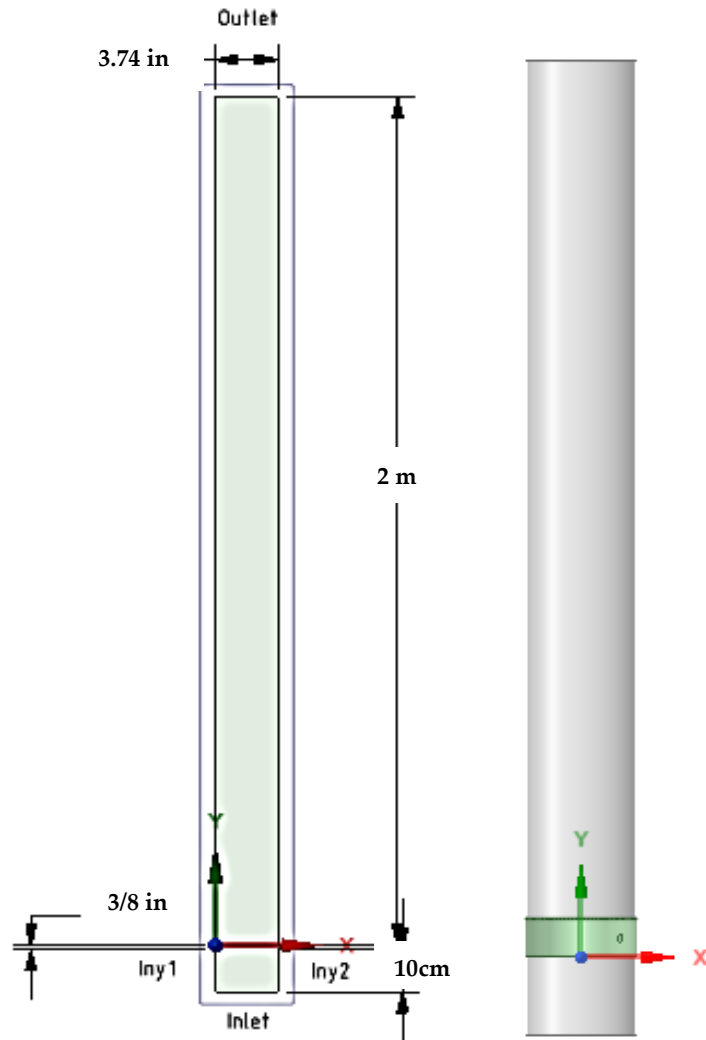


Figura 32. Volumen de control y representación gráfica de una sección de la tubería de producción.

Es importante mencionar que el dispositivo fue impreso con tecnología 3D en la Universidad de Calgary, con una impresora Makerbot Replicator, con el objeto de realizar los experimentos correspondientes. El dispositivo es una primera aproximación al problema de crear la capa de lubricación mediante un proceso de inyección. En las siguientes imágenes se muestra el dispositivo final y las impresoras del laboratorio de diseño y manufactura utilizadas.

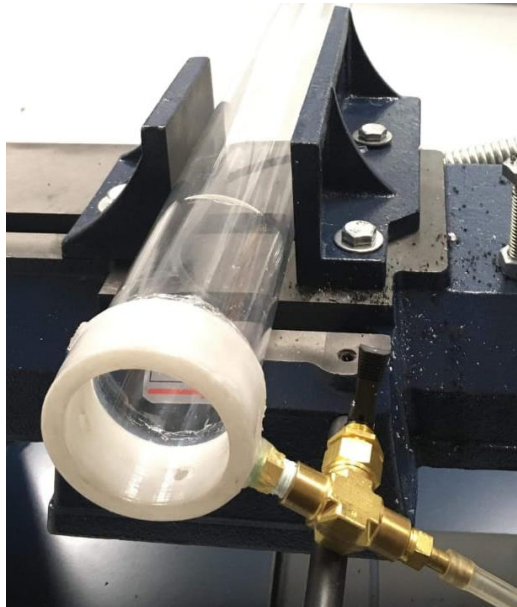


Figura 33. Impresión 3D de dispositivo de inyección de agente lubricante en pozos con ensamble de tubería de acrílico de 3.74 in.



Figura 34. Laboratorio de impresión 3D de la Universidad de Calgary.

Con el fin de formar un flujo anular, el ángulo entre el punto de inyección del bio-reductor BRV y la tubería de producción es de 90° . El aceite es transportado a través

de la tubería en forma ascendente, mientras que el fluido de baja viscosidad (BRV) es inyectado perpendicularmente al flujo primario (es decir, el de aceite) a través del dispositivo de inyección.

Las propiedades de los fluidos fueron obtenidas a partir de las pruebas experimentales descritas en el capítulo 3. Los valores que se ocuparon como datos de entrada en el simulador son los siguientes: $\mu_o= 9712.5$ cP y $\rho_o= 984$ kg/m³, $\mu_{BRV}= 1.9$ cP y $\rho_{BRV}= 851.5$ kg/m³.

La malla del dominio computacional fue generada con el Meshing Software de FLUENT. Debido a la presencia de una capa delgada de BRV en la pared de la tubería, fue necesario realizar un mallado muy fino en esta región. La malla consiste de 215,439 elementos.

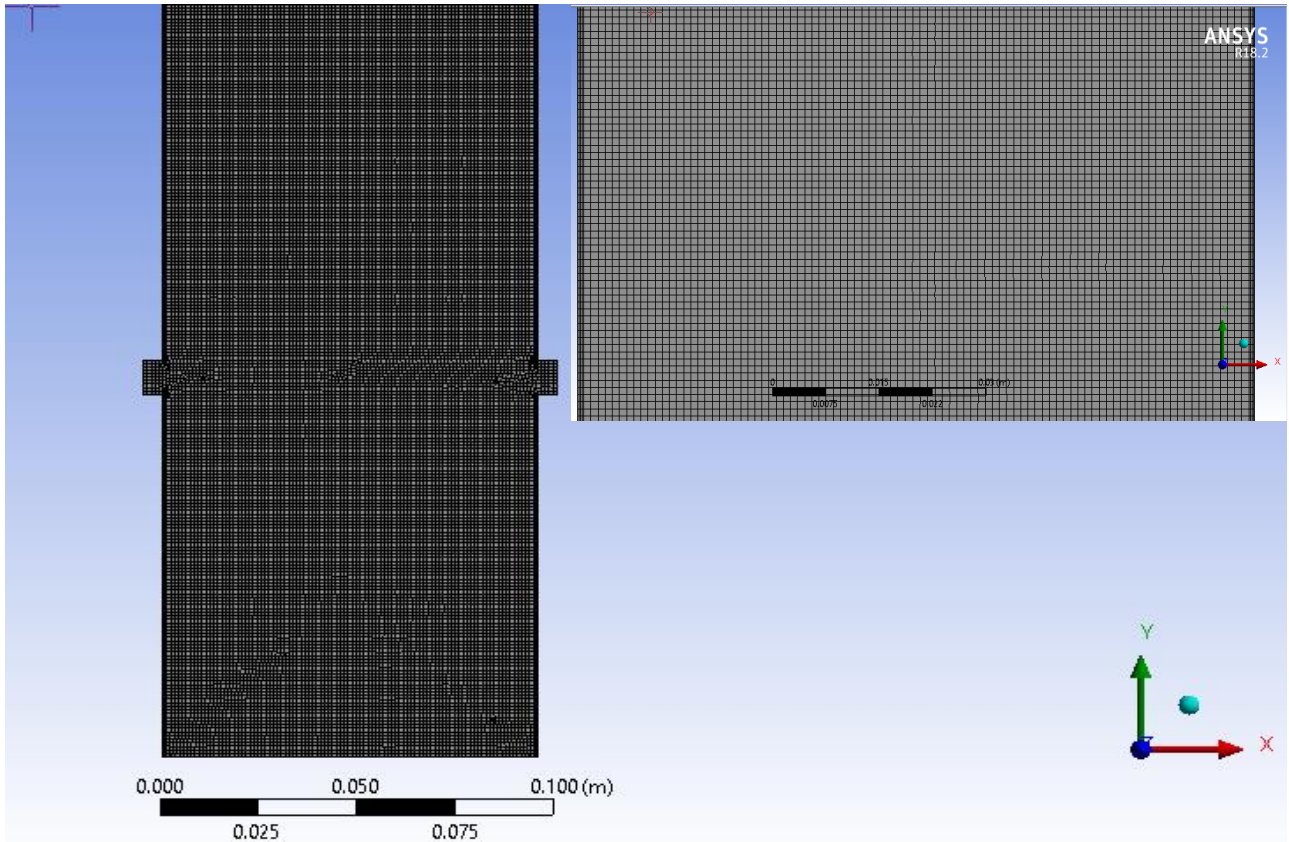


Figura 35. Esquema de la geometría de mallado.

5.3.2 Matriz de simulaciones

Para entender detalladamente la metodología que se utilizó en este trabajo de investigación, se presenta la siguiente matriz de simulaciones, donde las condiciones de frontera son las indicadas en la Tabla 20, a continuación.

Tabla 20. Condiciones de frontera de la matriz de simulaciones.

BRV Inyectado [%]	\dot{m} inyectado [kg/s]	P_{outlet} [psi]	V_{inlet} [m/s]	
0	0	420	1.17	Flujo monofásico de aceite
1	0.08	420	1.17	No se observó flujo anular
3	0.24	420	1.17	Existe inestabilidad de la capa lubricante
5	0.41	420	1.17	Se desarrolla el flujo lubricado
7	0.57	420	1.17	Se desarrolla el flujo lubricado

5.3.3 Ecuaciones fundamentales

Se consideró que el aceite de alta viscosidad y el BRV son líquidos incomprensibles e inmiscibles. La ubicación de la interfase aceite-BRV es de suma importancia para el análisis de estabilidad del flujo anular. Por lo tanto, el modelo VOF (Volume of Fluid) fue utilizado para resolver la posición de la interfase en todo momento.

La ecuación de continuidad que debe satisfacer el flujo es

$$\frac{\partial(\rho)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho U) = 0 \quad (1)$$

donde ρ , U , t son densidad, velocidad y tiempo, respectivamente.

Con el algoritmo del modelo VOF se resuelve solo una ecuación de momento para todo el campo de flujo. La solución a la ecuación de momento depende de los parámetros como densidad ρ y viscosidad μ determinados por la fracción de volumen de fluido en cada fase. En este caso la ecuación de conservación del momento puede ser escrita de la siguiente forma

$$\frac{\partial(\rho U)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho U \cdot U) = -\nabla P + \nabla \cdot [\mu(\nabla U + \nabla U^T)] + \rho g + F \quad (2)$$

donde P , g , F y μ son presión, aceleración gravitacional, fuerza que actúa en el sistema, y viscosidad del sistema, respectivamente.

La densidad ρ y viscosidad μ utilizadas en las ecuaciones anteriores pueden ser calculadas a partir de los siguientes modelos:

$$\rho = \sum_1^p \rho_q \alpha_q \quad (3)$$

$$\mu = \sum_1^p \mu_q \alpha_q \quad (4)$$

donde α_q es la fracción de volumen del fluido q -ésimo en la celda, p es el número de fases. El modelo de Volumen de Fluido VOF se basa en el hecho de que dos o más fluidos (fases) son incompatibles entre sí. En cada volumen de control, FLUENT suma las fracciones de volumen de cada fase, sumando la unidad. Los campos para todas las variables y propiedades son compartidos por las fases, y representan valores promediados en volumen, siempre y cuando la fracción de volumen de cada fase sea conocida en cada punto. Por lo tanto, las variables y propiedades en cada celda dada son completamente representativas de una de las fases, o de la mezcla de las fases, dependiendo de los valores de la fracción de volumen. En otras palabras, si la fracción de volumen del fluido q -ésimo en la celda es denotado como α_q , entonces las siguientes condiciones pueden ser posibles:

- 1) $\alpha_q = 0$: no existe fluido q -ésimo en la celda.
- 2) $\alpha_q = 1$: el área total de la celda se encuentra llena del fluido q -ésimo.
- 3) $0 < \alpha_q < 1$: la celda contiene la interfaz entre el fluido q -ésimo y uno o más fluidos.

5.3.4 Tensión superficial y adhesión en la pared

En FLUENT, el modelo de tensión superficial utilizado corresponde al modelo de fuerza de superficie continua (Continuous Surface Force CSF), propuesto por

Brackbill *et al.* (1992). Con este modelo, la adición de tensión superficial al cálculo de VOF da como resultado un término fuente en la ecuación de momento. Para entender el origen del término fuente, considérese el caso especial donde la tensión superficial es constante a lo largo de la superficie, y donde solo se toman en cuenta las fuerzas normales a la interfase. Se puede demostrar que la caída de presión en la superficie depende del coeficiente de tensión superficial σ y de la curvatura de la superficie k .

En el modelo CSF, k se calcula a partir de los gradientes locales en la superficie normal a la interfaz. Se establece \mathbf{n} como la superficie normal, definida como el gradiente de α_q , del volumen de control de la fase q-ésima.

$$\mathbf{n} = \nabla \alpha_q \quad (5)$$

y la curvatura de la superficie como:

$$k = \nabla \cdot \mathbf{n} \quad (6)$$

donde

$$\hat{\mathbf{n}} = \frac{\mathbf{n}}{|\mathbf{n}|} \quad (7)$$

La expresión para calcular la tensión interfacial es:

$$F = \sigma_{ij} \frac{\rho k_i \nabla \alpha_i}{\frac{1}{2}(\rho_i + \rho_j)} \quad (8)$$

En la ecuación anterior, f es la densidad promedio obtenida a partir de la $\rho = \sum_1^p \rho_q \alpha_q$ (3).

5.3.5 Condiciones iniciales y de frontera

El cálculo comienza a partir de la entrada de aceite. Se adoptó la velocidad de entrada para el aceite y el flujo másico para el BRV como condiciones de frontera. En el tiempo $t=0$, el dominio se encuentra lleno del fluido lubricante BRV y,

posteriormente, el aceite es inyectado a partir del punto de entrada de aceite, mientras que el BRV sigue siendo inyectado a través del dispositivo de inyección. Se estableció un valor de tensión interfacial del aceite-BRV de 0.03 N/m ^[40]. En la zona de contacto BRV-tubería se consideran condiciones de no deslizamiento. En cuanto a la condición dinámica en el dominio, se adoptó una presión constante en la salida de la tubería, cuyo valor se fijó en 420 psi. Es importante señalar que esta presión es la corresponde a la profundidad de 1,000 m.

5.3.6 Método de discretización

Dada la necesidad de observar las variaciones temporales y espaciales del flujo anular, se seleccionó el método de simulación bidimensional transitorio. La simulación transitoria se realiza con un paso de tiempo de 0.0001 s, el cual es guardado automáticamente cada 20 pasos. Para el caso de estudio el número de Courant-Levy de 0.25 fue suficiente para garantizar la estabilidad del método. El algoritmo estándar de separación de operadores para el cálculo implícito de la presión (“Pressure-Implicit with Splitting of Operators” o PISO) fue seleccionado para resolver la relación presión-velocidad.

5.3.7 Criterios de convergencia

Los criterios de convergencia pueden ser establecidos en el panel de monitoreo de residuales. Generalmente, cuando los residuales de diferentes variables se reducen en 3 órdenes de magnitud la simulación numérica se considera convergente.

5.4 Resultados de la simulación CFD

5.4.1 Desarrollo del flujo anular.

El desarrollo del patrón de flujo anular después de pasar por el dispositivo de inyección es de sumo interés para efectos de este estudio. La **Figura 36** presenta la distribución de las fases aceite y BRV a diferentes pasos de tiempo. La velocidad del aceite y el flujo másico de BRV son $V_o = 1.17$ m/s y $\dot{m} = 0.41$ kg/s, respectivamente. El color rojo en el núcleo representa la fase aceite; el color azul en la capa lubricante (ánulo) representa el mejorador de flujo BRV.

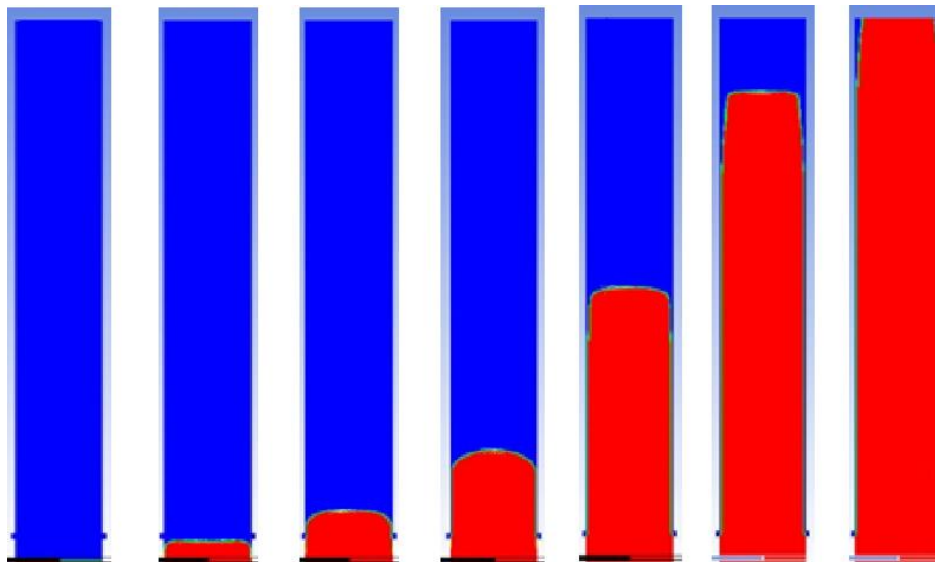
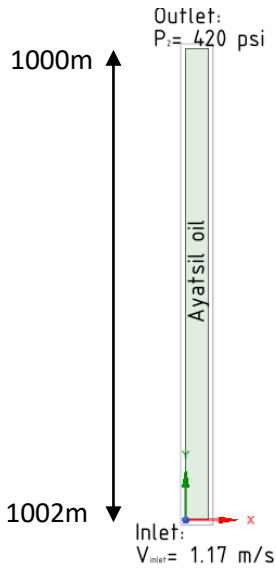


Figura 36. Desarrollo de flujo anular aceite-BRV a diferentes pasos de tiempo, con $V_o = 1.17$ m/s y $\dot{m} = 0.41$ kg/s (5% BRV)

Con estas condiciones se puede observar que, con el paso del tiempo, se genera un flujo lubricado en la pared de la tubería, el cual se mantiene estable a lo largo de la sección de tubería en estudio (de longitud igual a 2 m). Sin embargo, dado que se trata de una sección de tubería corta, se recomienda hacer un estudio más detallado del comportamiento de la capa de lubricación (por ejemplo, desde el punto de inyección hasta la superficie).

5.4.2 Análisis de las caídas de presión.

Para validar los resultados de la simulación de flujo anular, se simularon las condiciones actuales del pozo sin inyección de BRV (flujo monofásico). Se tomaron las siguientes condiciones de frontera: velocidad de entrada $V_o = 1.17$ m/s y presión a la salida $P_{@1,000m} = 420$ psi (29.57 kg/cm²). Estos datos fueron obtenidos del registro de presión del pozo PA.



Bajo estas condiciones, se pudo determinar la presión a la entrada de aceite $P_{inlet} = 422.73$ psi (29.72 kg/cm²) a 1,002 m. Con este nuevo valor de presión, y con la ayuda del software PROSPER, se procede al cálculo del perfil del gradiente de presión del pozo con el objeto de calcular la presión de fondo simulada. La nueva P_{wf} simulada es de 3,266 psi (229.62 kg/cm²) e implica una producción de 4,537 BPD.

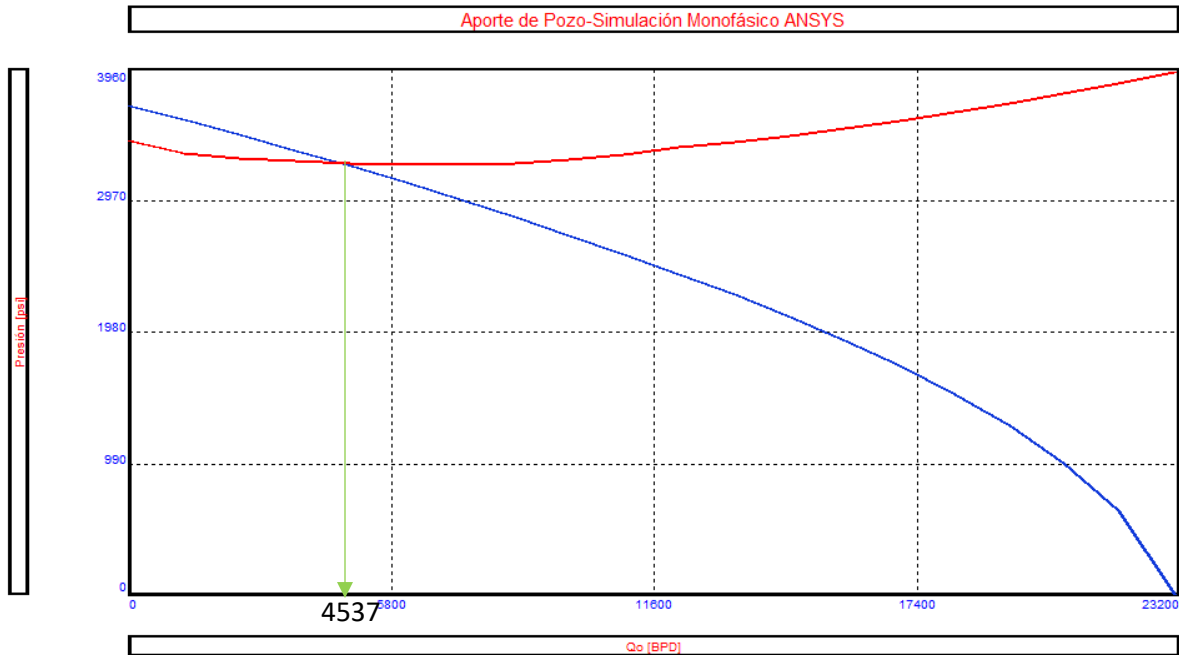


Figura 37. Curva VLP vs. IPR para flujo monofásico, elaborada con PROSPER

Originalmente el pozo tiene una presión de fondo fluyendo P_{wf} de 3,250 psi con un aporte de 4,516 BPD. Con los datos obtenidos de ANSYS y PROSPER podemos concluir que el resultado de nuestra simulación es válido, ya que el porcentaje de error obtenido respecto a la producción de aceite original es de 0.5%. La discrepancia puede ser atribuida a las condiciones de simulación tomadas: propiedades de los fluidos constantes (viscosidad y densidad), así como la omisión del gas disuelto en el crudo.

Con la simulación validada, se procedió a visualizar la inyección y la formación del flujo anular aceite-BRV. La finalidad es obtener el nuevo valor de la presión en el punto de entrada de aceite y, a partir de ese nodo, calcular la nueva presión de fondo fluyendo a 4,176 m. Este último paso del cálculo se realizó con la ayuda de PROSPER y el modelo mecanicista Petroleum Experts 5, el cual es capaz de modelar cualquier tipo de fluido en cualquier trayectoria de pozo o tubería superficial.

De la matriz de simulaciones se seleccionaron los casos donde se inyecta el 3% y 5% de BRV, que son las relaciones de volúmenes donde se observa una distribución de la capa lubricante estable, los resultados se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 21. Resultados de la simulación

BRV Inyectado [%]	P _{inlet} [psi] simulada	P _{inlet} [psi] calculada	P _{outlet} [psi]	ΔP simulada [psi/m]	ΔP calculada [psi/m]
0	421.85	422.73	420	0.925	1.365
3	421.83	422.61	420	0.915	1.305
5	421.82	422.56	420	0.91	1.28

De acuerdo con los resultados, hay una clara disminución en la caída de presión por fricción a causa de la lubricación en torno a la pared de la tubería. El comportamiento de la caída de presión respecto al porcentaje de inyección de BRV se ilustra en la **Figura 38**.

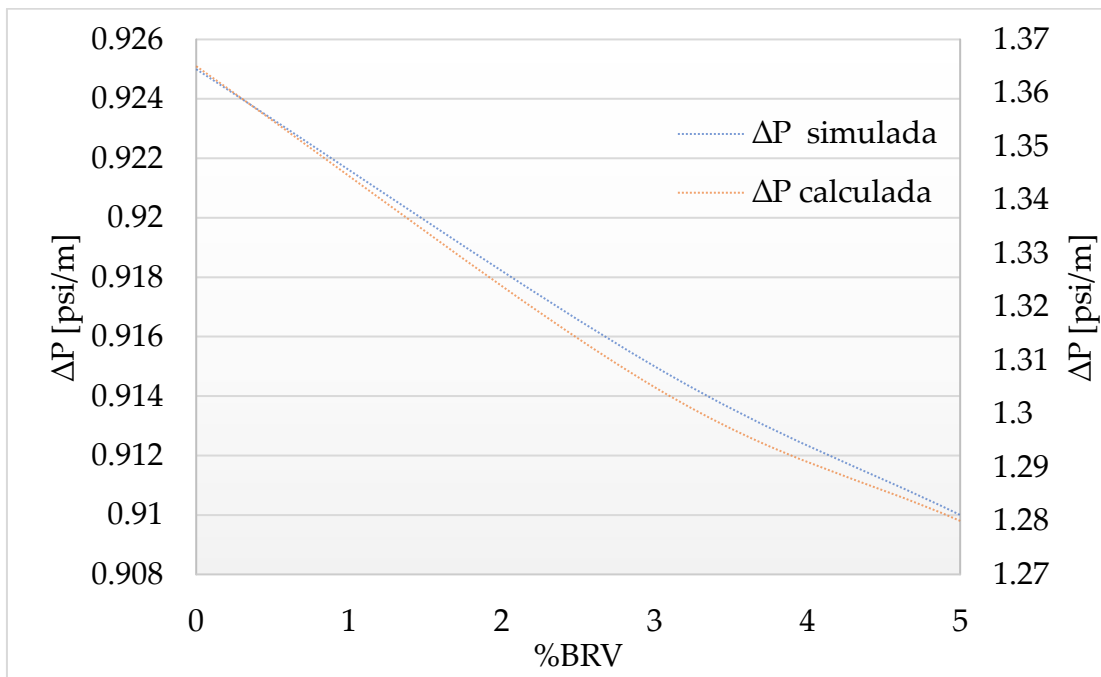


Figura 38. Caídas de presión en función del porcentaje de inyección de BRV, resultados de la simulación y cálculos.

Dado que ambos fluidos se mueven en el régimen de flujo laminar la capa de lubricación se mantiene estable. Los resultados del componente de presión por fricción se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 22. Componente de presión por fricción a diferentes dosificaciones de BRV.

BRV Inyectado [%]	Re	h _f [m]	p [psi]
0	8.9	10.57	14.79
3	833	0.007	0.009
5	1388	0.004	0.006

Conociendo el valor de la presión de entrada del volumen de control a las diferentes dosificaciones de BRV (0%, 3% y 5%), se procede a encontrar el nuevo valor de la presión en la cabeza del pozo. Luego, se emplea PROSPER para calcular el nuevo aporte del pozo con las presiones obtenidas en el nodo superior (cabeza de pozo).

Es necesario mencionar que el PROSPER realiza el cálculo de caídas de presión tomando en cuenta la geometría real del pozo (desviaciones, tamaños de tuberías de revestimiento y tubería de producción).

Tabla 23. Afluencia del pozo respecto a la inyección de agente reductor de arrastre BRV.

BRV Inyectado [%]	P _{wh} [psi]	P _{wf} [psi]	Q _o [BPD]	
0	298	3250	4516	Monofásico real del pozo
0	298	3266	4537	Monofásico simulado del pozo
3	282	3266	4757	%error= 0.5
5	266	3266	4974	

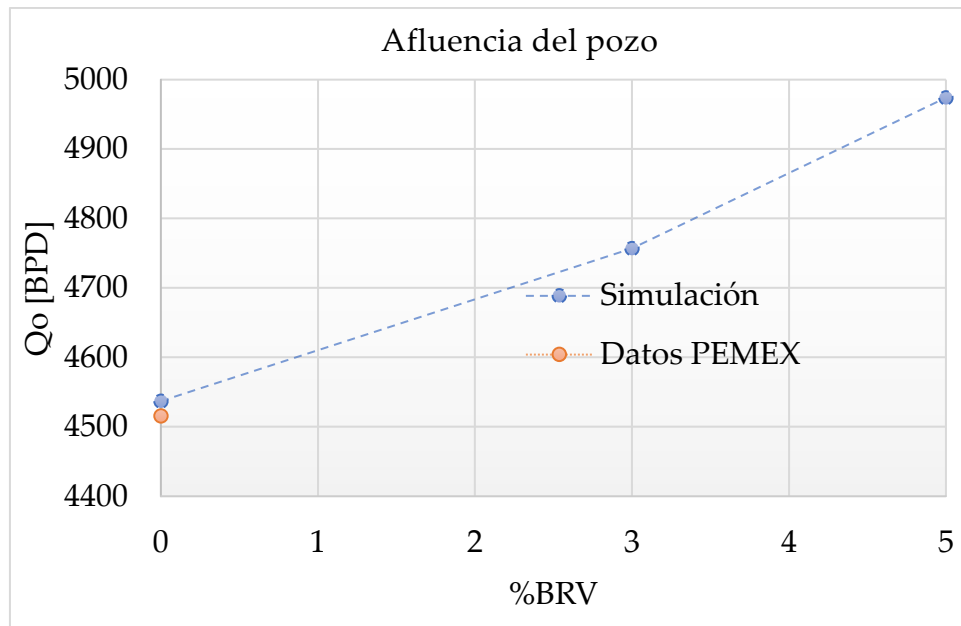


Figura 39. Aporte del pozo respecto a la inyección de BRV.

Se observa que una ventaja principal en la reducción de la caída de presión es la estabilización de la presión de fondo fluyendo. Con esto se puede evitar la disminución de la presión de yacimiento y, a su vez, incrementar la vida productiva del mismo.

Para los pasos siguientes de este proyecto de investigación, se seleccionaron los resultados de la simulación con dosificaciones del 3% y 5% de BRV, ya que bajo estas condiciones se observó un flujo anular desarrollado y estable en el segmento de tubería en estudio. En el caso de inyección de 3% de BRV, el tiempo de cómputo requerido para simular el desarrollo de la capa lubricante durante de 64 s, fue de aproximadamente 8 hr en una computadora personal ASUS X556U.

En la **Figura 40** se observan los resultados de las simulaciones a 1% y 2 % de inyección de BRV. Se puede determinar que no se desarrolla un flujo anular ya que las dosificaciones son bajas y se mezcla con la fase aceite.

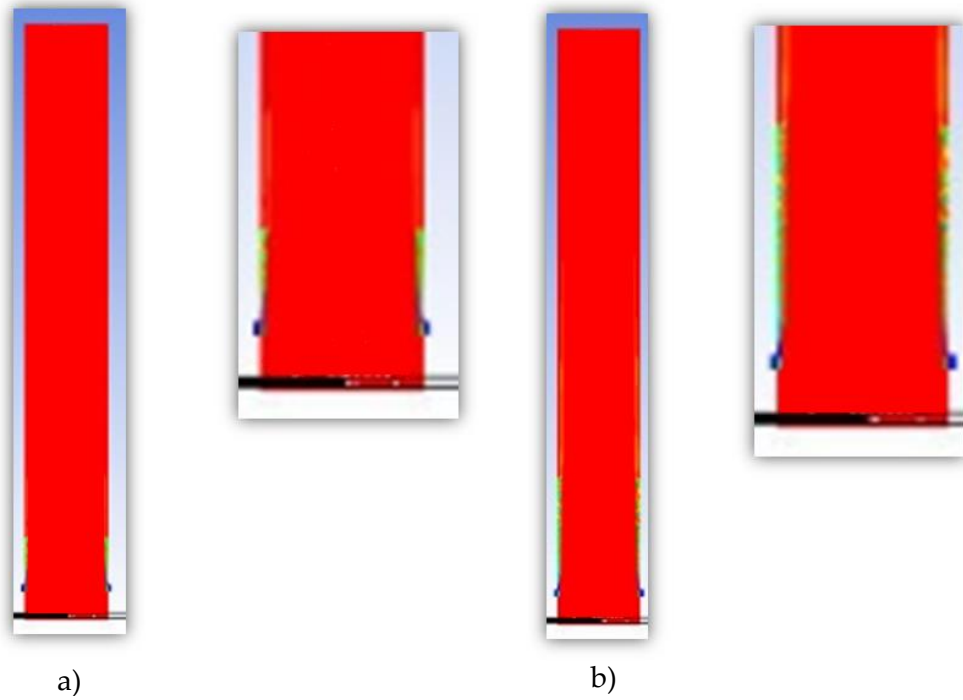


Figura 40. a) Simulación de flujo anular con 1% de inyección de BRV, b) Simulación de flujo anular con 2% de inyección de BRV. Tiempo total de simulación 21 s.

5.4.3 Eficiencia de flujo.

Para hacer una evaluación de la eficiencia de flujo, se tomaron los resultados de la simulación con 3% y 5% de inyección de BRV en el pozo, los cuales se condensan en la *Tabla 24*.

Tabla 24. Resultados de la simulación a 3% y 5% de inyección de BRV al pozo.

BRV Inyectado [%]	P _{ws} [psi]	P _{wf} [psi]	P _{@1002} [psi]	P _{wh} [psi]	Q _o [BPD]
3	3688	3266	421.83	282	4757
5	3688	3266	421.82	266	4974

El sistema integral de producción comprende cinco nodos principales: Presión de yacimiento, presión de fondo fluyendo, presión a la cabeza de pozo, presión en la línea de descarga y presión en baterías de separación (**Figura 41**).

La presión estática, o presión de yacimiento, se considera constante. Esta se ve afectada principalmente por las caídas de presión que existan desde la línea de descarga hasta el fondo de pozo. Es por ello que se deben tener presiones de operación que permitan un declive lento de la presión de yacimiento, lo que se traduce en una buena administración del pozo y del yacimiento en general.

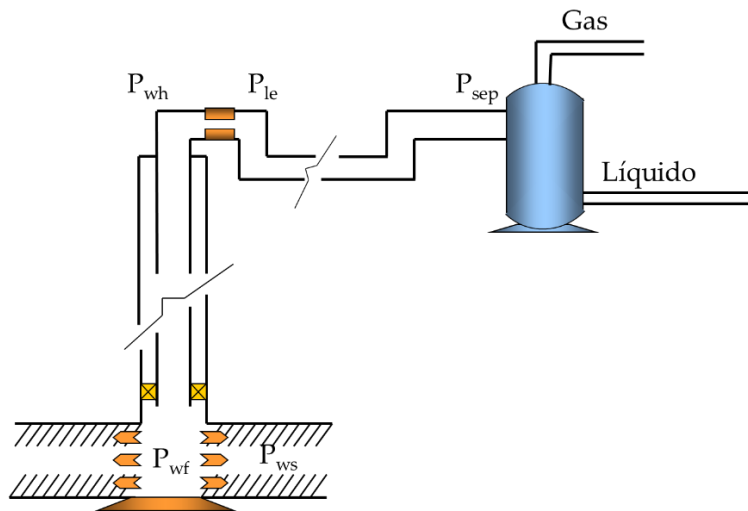


Figura 41. Sistema integral de producción.

Con base en los resultados de las caídas de presión derivados de la simulación, y con el modelo elaborado en PROSPER, se calcularon las presiones en la cabeza de pozo como función de la dosificación de BRV inyectado.

Tabla 25. Eficiencia de producción del pozo a 5% de inyección de BRV respecto a las condiciones actuales del pozo.

BRV Inyectado [%]	Pws [psi]	Pwf [psi]	Pwh [psi]	Qo [BPD]	Eficiencia de producción [%]
0	3688	3250	298	4516	
0	3688	3266	298	4537	0.5
3	3688	3266	282	4757	5.3
5	3688	3266	266	4974	10.1

Con los valores condensados en la *Tabla 25*, se elaboraron las curvas de aporte del pozo las cuales se muestran en la *Figura 42*. Se puede observar claramente que, con una disminución en la presión en la cabeza del pozo la producción aumenta.

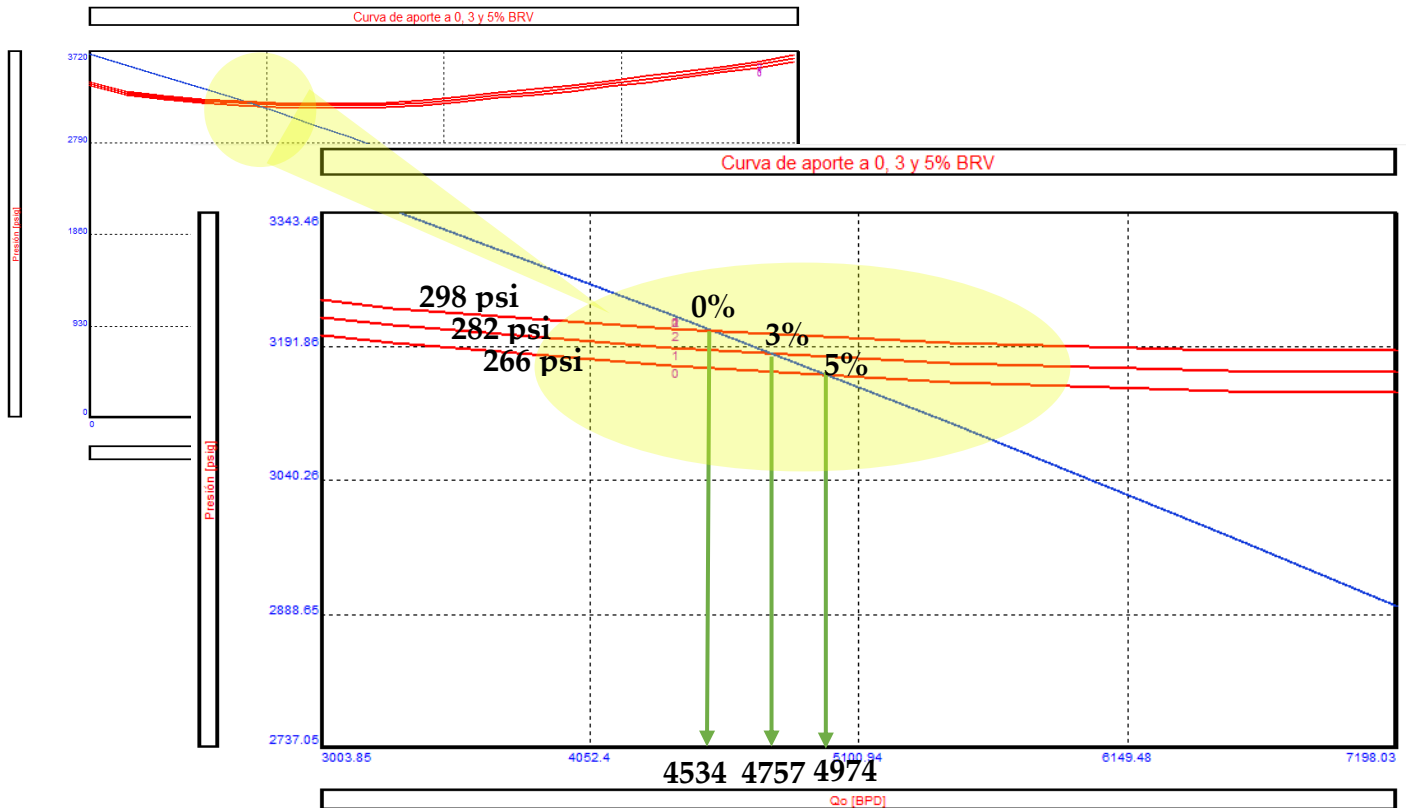


Figura 42. Aporte del pozo a 298, 282 y 266 psi de presión a la cabeza y $P_{wf}=3,266$ psi.

5.4.4 Análisis económico

Es importante analizar las ventajas económicas que se tienen al inyectar el mejorador de flujo, por lo que se elaboró un análisis costo-beneficio de este proyecto. En la *Tabla 26*, se detallan los incrementos de la producción con dosificaciones del 3% y 5% de BRV. Con estos porcentajes de bio-reductor se logra una disminución medible en la presión de cabeza. Anteriormente se consideraron los cambios en la presión de cabeza de pozo para determinar los gastos de producción resultante, con

la finalidad de establecer una nueva presión de operación que permitiera administrar adecuadamente el potencial energético del yacimiento.

Tabla 26. Incremento de la producción con 3% y 5 % de inyección de BRV y cambio de presión en la cabeza de pozo, respecto a las condiciones actuales del pozo.

0% BRV y Pwf= 3,250 psi		Pwf= 3,266 psi			
Pwh [psi]	Qo [BPD]	BRV [%]	Pwh [psi]	Qo [BPD]	ΔQ_o [BPD]
298	4516	3	282	4757	241
		5	266	4974	458

El mejorador de flujo BRV (en estado líquido) tiene un costo de \$48.9 USD por tonelada. El 5% de inyección en el pozo representa un gasto de 250 BPD, lo que equivale a 34 toneladas de este producto con un costo de inyección diario de \$1,653 USD. Por otra parte, el 3% de inyección (150 BPD) equivale a 20.4 toneladas de BRV, lo que genera un costo de \$991 USD por día de insumos.

Para analizar a groso modo las ganancias obtenidas a través de la implementación de esta técnica de aseguramiento de flujo, se consultó el precio actual de la mezcla mexicana en el portal del Banco de México. En la **Tabla 27** se hizo un cálculo general de las ganancias por día, mes y año, en la cual se contemplan los costos derivados de la inyección del producto.

Tabla 27. Análisis costo-beneficio de la inyección de 3% y 5% de BRV. Resultados calculados por día, mes y año.

Precio del barril [USD]*	% BRV	ΔQ_o [BPD]	Costo BRV por día [USD]	Costo BRV por mes [USD]	Costo BRV por año [USD]	Ganancia por día [USD]	Ganancia por mes [USD]	Ganancia por año [USD]
49.3	5.0	458	1,653	50,279	603,345	20,921.8	636,372.0	7,636,464.3
	3.0	241	991	30,156	361,876	10,887.5	331,159.9	3,973,919.3

* Precio de 1 barril de mezcla mexicana al 19 de agosto de 2019, consultada en la página del Banco de México.

De los resultados se puede observar que, a pesar de tener un gasto de inyección de BRV en el pozo del 5%, obtenemos una ganancia al año de aproximadamente \$7,636,464.3 USD, esta ganancia sólo fue calculada respecto al incremento en la producción (458 BPD) y no contempla gastos de instalación ni equipo de bombeo para el mejorador de flujo. Por otro lado, con el 3% de inyección de BRV se obtiene un incremento en la producción de 241 BPD, por lo que al finalizar el año se reporta una ganancia neta de \$3,973,919.3 USD.

Actualmente el pozo se encuentra fuera de producción debido a una falla mecánica en el sistema de bombeo electrocentrífugo. Por lo tanto, está contemplada una intervención para reemplazar el sistema con un costo aproximado de \$3,279,125.4 USD. Con base en la información del sistema MICOP (software especializado de PEMEX Exploración y Producción), esta intervención tendrá una duración de 15 días.

Tomando en consideración la intervención programada en este pozo, se recomienda aprovechar la operación para incorporar al aparejo de producción el equipo de inyección, el cual contemplará una unidad de dosificación en superficie. El producto será inyectado a través de tubería flexible flejada a través del espacio anular, la cual suministrará al dispositivo de inyección el mejorador de flujo. Los costos aproximados de un proyecto de inyección en pozos se encuentran entre los 80,000 y 95,000 USD.

De este modo, para conocer el tiempo de retorno de la inversión, se analizó la tasa de retorno por mes, donde la inversión inicial contempla el costo de la intervención por cambio de equipo BEC, más el suministro de BRV al pozo de entre 250 y 150 BPD. La inversión inicial correspondiente es de \$3,329,404.2 USD y \$3,309,281.7, respectivamente. Con estos datos se evaluaron los siguientes dos escenarios:

El primer escenario corresponde al 5% de inyección de BRV en el pozo. Se obtuvo una presión a la cabeza de 266 psi, la cual deriva en un gasto de 4,974 BPD (esto es 458 barriles más por día). La inversión inicial (\$3,329,404.2 USD) contempla el suministro de BRV del primer mes (\$50,279 USD) más el costo de la intervención para cambio de sistema de bombeo (\$3,279,125.4 USD). Bajo estas condiciones, se

observa un retorno de la inversión en el sexto mes, con una ganancia total al finalizar el año de \$4,307,059.8 USD.

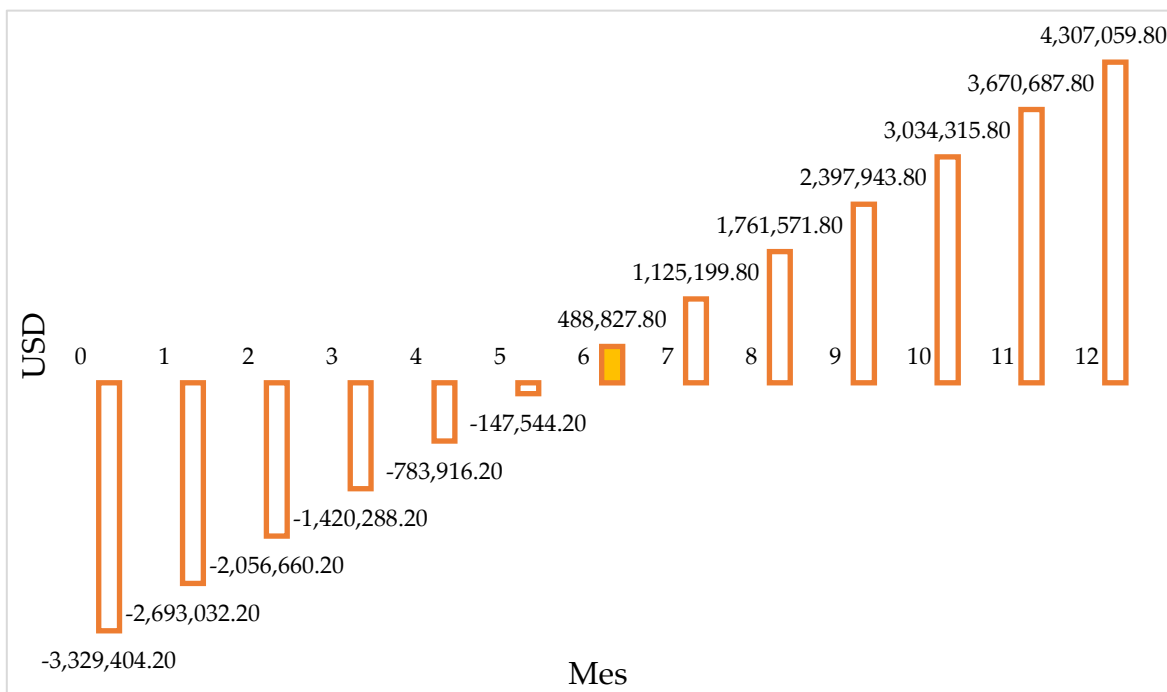


Figura 43. Tasa de retorno con una inyección del 5% de BRV, Pwh= 266 psi y Qo=4,974 BPD.

En el segundo escenario, que corresponde al 3% de inyección de BRV, se obtuvo una presión a la cabeza de 266 psi, con la cual se obtiene un gasto de 4,757 BPD (es decir, 241 barriles más de aceite por día). La inversión inicial (\$3,309,281.7 USD) contempla el suministro de BRV del primer mes (\$30,156 USD) más el costo de la intervención para cambio de sistema de bombeo (\$3,279,125.4 USD). Tomando en cuenta estas condiciones, se observa un retorno de la inversión en el décimo mes, con una ganancia total al finalizar el año de \$664,637.1 USD, lo cual lo hace menos rentable.

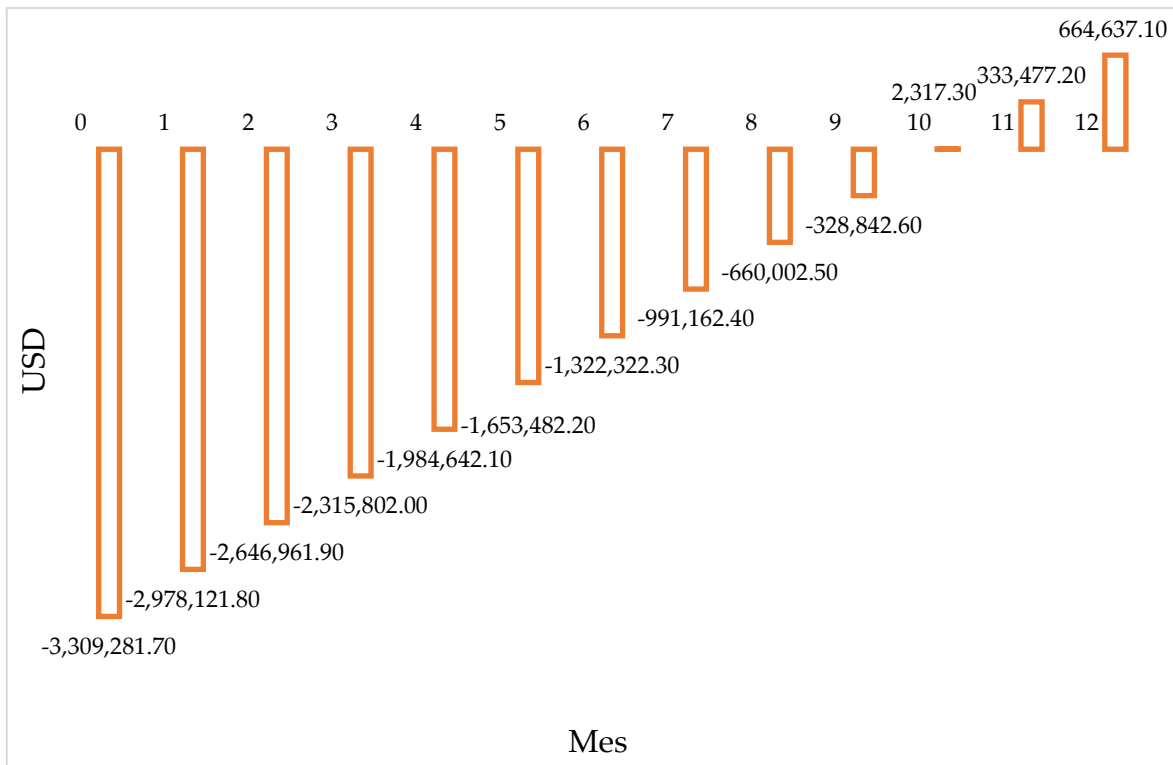


Figura 44. Tasa de retorno con una inyección del 3% de BRV, Pwh= 282 psi y Qo=4,757 BPD.

Capítulo 6

CONCLUSIONES

6.1 Resumen y conclusiones

La tesis realizada se llevó a cabo a lo largo de las siguientes vertientes:

1. Investigación sobre los reductores de arrastre y de viscosidad comúnmente empleados para mejorar el transporte de crudos pesados y extrapesados, así como las técnicas para el aseguramiento de flujo en pozos y líneas de transporte de aceite.
2. Caracterización experimental del mejorador de flujo BRV y de un aceite extrapesado producido en el campo marino de crudo pesado.
3. Simulación numérica del flujo anular en ANSYS-Fluent, enfocado al efecto del bio-reductor en la producción y a su posible impacto económico.

De la investigación sobre agentes reductores de arrastre y de viscosidad se concluye que en el mercado existe una amplia variedad de productos diseñados para mejorar cierto tipo de flujos que se presentan en el campo. Por otra parte, el cuidado del ambiente es una preocupación muy importante en la actualidad. Debido a esto muchas empresas redirigen sus esfuerzos hacia la fabricación de productos con características biodegradables. A este respecto, el apéndice A contiene un listado de varios productos utilizados para el transporte de crudos, indicando los respectivos rangos de aplicación y eficiencias.

Asimismo, se realizó una revisión de los métodos empleados en el aseguramiento de flujo para el transporte de crudos pesados y extrapesados en pozos y ductos. A partir de este análisis se determinó que las técnicas mayormente utilizadas son:

- Calentamiento de la tubería (de producción y ductos). Este es un método eficaz para reducir la viscosidad del aceite, es decir, para aumentar su fluidez. Es importante señalar que su aplicación en pozos puede ser inviable, tanto desde el punto de vista técnico, como desde el punto de vista económico.
- Lubricación mediante un flujo anular. Esta técnica implica costos de inversión muy inferiores a los que requieren otras técnicas, entre ellas la mencionada arriba. Esta técnica contribuye a disminuir las caídas de presión, debidas a la fricción, por medio de la formación de una capa de lubricación entre la pared interna de la tubería y el fluido de alta viscosidad. Este método ha sido estudiado y aplicado en pozos petroleros con inyección de agua como agente reductor del arrastre. Con base en los resultados de las pruebas de campo, hoy se sabe que el volumen de agua que debe ser inyectado es de aproximadamente 30% para lograr el patrón de flujo anular. Como conclusión

Para efectuar la parte experimental del trabajo se diseñó una metodología de caracterización de crudos pesados y extrapesados. Tal caracterización permite determinar el comportamiento de las variables principales que afectan el aseguramiento de flujo en tuberías. Para este fin, se utilizó el equipo instalado en el Laboratorio de Termodinámica y Síntesis de Productos Químicos del Instituto Mexicano del Petróleo.

El conjunto de experimentos realizados sirvió para determinar el comportamiento de la viscosidad y la densidad del crudo extrapesado de interés. Entre las pruebas principales cabe resaltar el análisis de saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos (SARA), así como el análisis de la composición del aceite. También se analizó la estabilidad térmica del mejorador de flujo BRV mediante las pruebas de termo-gravimetría (TGA) que se muestran en el apéndice B.

Con base en el análisis de los resultados experimentales, se pueden establecer las siguientes conclusiones:

- El análisis composicional del aceite no es representativo de las condiciones que hay en el yacimiento, porque la muestra utilizada fue tomada en la superficie y posteriormente acondicionada para la realización de las pruebas (el acondicionamiento consistió en eliminar el gas y el agua de la muestra).
- La prueba SARA permitió establecer el umbral de estabilidad de los asfaltenos en el crudo. Se pudo determinar que el aceite considerado tiene una baja probabilidad de precipitar y formar depósitos de asfaltenos, ya que

el índice de inestabilidad coloidal es menor a 0.7 %. Esta prueba se realizó a condiciones de superficie.

- El análisis termo-gravimétrico indica que el mejorador de flujo encuentra su punto de descomposición 300 °C, por lo que en principio podría ser aplicado a cualquier profundidad del pozo, dado que la temperatura máxima en el fondo es de 122.8 °C.
- El efecto químico esperado al mezclar el mejorador de flujo BRV en la corriente de aceite, es que éste actúe químicamente en la estructura molecular del aceite dando lugar a una reducción de la viscosidad. Sin embargo, también se observó que existe un aumento de la viscosidad a partir de ciertos valores de la dosificación de BRV. Este resultado podría indicar que el producto BRV es parcialmente incompatible con el aceite, y que en exceso posiblemente podría provocar una alteración en las fracciones pesadas del aceite (induciendo una precipitación de parafinas y asfaltenos).
- De la caracterización experimental se obtuvieron los valores de viscosidad y densidad de ambos fluidos (BRV y aceite pesado A) utilizados en la simulación numérica en ANSYS-Fluent.
- La medición de la viscosidad del aceite a diferentes temperaturas se empleó, junto con el gradiente térmico del pozo, para determinar la profundidad del punto de inyección en el aparejo de producción. El punto de inyección en este caso se fijó a 1,000 m de profundidad, donde se alcanza la viscosidad crítica de 19,706.5 cP.

La simulación numérica demandó recursos de cómputo del Instituto de Ingeniería de la UNAM. Se simularon cinco condiciones de inyección, de las cuales se seleccionaron los resultados de la simulación donde se observó un flujo anular desarrollado. Esto sucedió para una dosificación de 5% de BRV. Las propiedades de los fluidos fueron tomadas de los resultados de la caracterización experimental de las muestras a 60 °C (temperatura estimada a una profundidad de 1,000 m). También se utilizó el código PROSPER para realizar los cálculos de gradientes de presión y comportamiento de afluencia del pozo. Para estas simulaciones se utilizó el estado mecánico de un pozo desviado (según indican los valores del giroscopio).

De los resultados de las simulaciones se puede concluir lo siguiente:

- Se realizó una simulación monofásica de aceite pesado A para comparar los resultados con los datos de campo y validar la malla generada con el MESHING software de ANSYS. Asimismo, se compararon las presiones a 1,000 m de profundidad, las presiones de fondo fluyendo y los gastos. Con el código PROSPER se determinó el gasto con la presión de fondo fluyendo simulada y se comparó con el gasto original del pozo. Los resultados tuvieron un error relativo del 0.5 % que puede ser atribuido a factores tales como: la calidad de la muestra recolectada, el gas disuelto, el agua en solución, y también al hecho de que la simulación fue estrictamente monofásica (es decir, con 100% aceite). Pudo constarse que la malla es idónea para las simulaciones programadas.
- La resolución de la malla no permitió determinar la formación de una capa de lubricación con dosificaciones de 1% y 2% de BRV. Con una inyección de 3% de BRV la capa lubricante que se produjo resultó ser inestable. Sin embargo, con el 5% de inyección se produjo un flujo anular estable a lo largo de la tubería.
- Se seleccionó la simulación de flujo anular con el 5% de inyección de BRV, ya que fue la dosificación más baja con la que se pudo observar este fenómeno. La presión en la cabeza del pozo fue de 266 psi. Con esta presión y con las condiciones actuales de operación del pozo ($P_{wf}=3,266$ psi) se calculó una producción de 4,974 BPD, es decir, 10.1 % mayor que la producción actual.
- En relación con la buena gestión de la presión de yacimiento, se buscó ensayar con diferentes presiones en la cabeza de pozo para incrementar la producción. Se consideraron presiones de 282 y 266 psi como condiciones en la cabeza de pozo. Por otra parte, el aporte del pozo bajo estas condiciones se determinó con PROSPER. Las producciones resultantes fueron 4,757 BPD y 4974 BPD, respectivamente.
- Se analizó el escenario económico para una intervención en el pozo PA del campo marino de crudo pesado. En concreto, se analizaron los costos y retornos sobre la inversión que se tendrían en caso de programar la incorporación de un sistema de inyección de BRV.
- Los costos del producto BRV se calcularon con base en su densidad y el volumen de inyección requerido por día, mes y año. Esto dio respectivamente como resultado un costo de suministro de \$1,653, \$50,279, \$603,345 USD, para una inyección diaria de 250 barriles (equivalente a 34 toneladas de este producto). En el caso de una dosificación de 3%, los precios por día, mes y año del suministro de BRV ascienden a \$991, \$30,156 y \$361,876 USD, respectivamente.

- Para la evaluación económica se tomó en cuenta la inversión contemplada para la intervención en el pozo y la inversión del suministro del mejorador de flujo para cada caso. En total se estimó una inversión inicial de \$3,329,404.2 USD para la inyección del 5% de BRV, y una inversión inicial de \$3,309,281.7 USD para el 3% del BRV. En el primer escenario con 5% de se proyecta un retorno de la inversión durante el sexto mes de operación, con una ganancia al finalizar el año de \$4,307,059.8 USD. En el segundo escenario (3% de BRV) el retorno ocurre en el décimo mes, con una ganancia anual de \$664,637.1 USD.
- Del análisis económico se concluye que el escenario con una inyección de 3% de BRV es menos rentable que en el caso con la inyección de 5%. Evidentemente, este análisis es solamente indicativo porque no se contemplan otros posibles factores que podrían alterar las cifras.

6.2 Recomendaciones y trabajo a futuro

Como parte de las recomendaciones cabe mencionar las siguientes:

1. Antes de implementar la inyección del mejorador de flujo en el pozo, es necesario terminar el estudio de la compatibilidad con el aceite del yacimiento para evitar la precipitación de sólidos orgánicos.
2. También se requiere evaluar experimentalmente el comportamiento reológico y químico de mezclas de aceite pesado y extrapesado con los diferentes productos que existen en el mercado, para obtener rangos comparativos de aplicación y seleccionar un mejorador de flujo entre una gama de productos disponibles.
3. Es recomendable realizar las pruebas descritas en este trabajo con una muestra viva de aceite. Esto significa que la muestra debe ser tomada al nivel medio de los disparos para que sea representativa de las condiciones del yacimiento. Esto permitiría mejorar la evaluación de su comportamiento químico con la adición de mejoradores de flujo.
4. Respecto a la simulación numérica se recomienda mejorar la calidad de la malla para obtener resultados más precisos, así como realizar simulaciones con un modelo en 3D.

5. Se recomienda realizar simulaciones considerando las condiciones de una muestra viva de aceite (con gas en solución y agua asociada) para estudiar el comportamiento de las fases durante el flujo anular.
6. Uno de los principales intereses para la industria petrolera es el ámbito económico, por lo que se propone describir un modelo de análisis económico robusto que tome en consideración aspectos omitidos en este trabajo.

Los posibles trabajos a futuro que surgen a partir de este proyecto de investigación son:

1. Este proyecto abre camino a una investigación más exhaustiva de los patrones de flujo presentes en tuberías verticales que transportan crudos pesados y extrapesados, por lo que se propone realizar pruebas de laboratorio de flujo multifásico, con condiciones más realistas y bien controladas, para verificar estos resultados preliminares.
2. Estudios de estabilidad de la capa de lubricación para establecer rangos de aplicación.
3. En la rama de mecánica y manufactura se requiere diseñar un dispositivo de inyección del mejorador de flujo en pozos, a fin de lograr operar en el pozo con el patrón de flujo anular.
4. Realizar pruebas de campo con el fin de evaluar el producto BRV y medir su eficiencia real.

APÉNDICE A: REDUCTORES DE ARRASTRE

En este apartado, se muestra una clasificación de compuestos que pueden servir como reductores de arrastre (DRA, por sus siglas en inglés), y que tienen características biodegradables.

Tabla 28. Agentes reductores de arrastre.

Agentes Reductores de Arrastre (DRA)				
Polímeros				Tensoactivos
Naturales	Sintéticos			Amina láurica
Goma Xanthana	Olefinicos (alquenos): Hexeno, octeno, deceno, olefinas, poli-isobutileno	Polivinilos	Poliestireno	Ácido dodecil benzensulfónico
Goma Guar				Dodecil benceno sulfonato de sodio
Aloe Vera				
Materiales lignocelulósicos				

Como se mencionó anteriormente, los DRA pueden ser solubles en aceite o en agua, y pueden funcionar para flujo monofásico y multifásico. En la *Tabla 29* *Tabla 1*, se muestran algunos productos DRA disponibles en el mercado.

Tabla 29. Productos reductores de arrastre comerciales (Abubakar, 2014)

DRA soluble en agua	DRA soluble en aceite
Óxido de polietileno	Poli-isobutileno
Poliacrilamina	Poliestireno
Goma guar	CDR
Goma Xanthana	FLO
Carboximetil	Etil-celulosa
Celulosa	Poli metil metacrilato
PolyOx	Poli cis-isopropeno
SEPARAN AP-30	Poli (1,2 - butileneoxido)
EP 1000	
MAGNAFLOC 1011	

MAGNAFLOC 1035	Co-polímero de epíclorohidrina
----------------	--------------------------------

Se ha encontrado que los polisacáridos son potenciales agentes reductores de arrastre. Materiales lignocelulósicos (polisacáridos) muestran un comportamiento biodegradable, debido a que son compuestos orgánicos que contienen en su composición celulosa, hemicelulosa y/o lignina. Ejemplos de estos tipos de materiales biodegradables son los que se enlistan en la siguiente tabla.

Tabla 30. Materiales lignocelulósicos (González-Rentería et. al, 2011)

Material lignocelulósico	Celulosa (%)	Hemicelulosa (%)	Lignina (%)
Paja de trigo	35.80	26.80	16.70
Sorgo dulce	44.60	25.30	18.00
Madera de álamo	48.90	17.30	27.70
Rastrojo de maíz	36.40	22.60	16.60
Mazorcas de maíz	38.50	32.80	18.70
Paja de arroz	35.62	11.96	15.38

Es importante conocer las concentraciones de dosificación y la eficiencia en la reducción de arrastre, por lo que se investigó a profundidad algunos productos seleccionados, con el fin de conocer las condiciones de aplicación. En la siguiente tabla, se muestran algunos productos biodegradables disponibles en el mercado, que han sido aplicados en el estudio de aseguramiento de flujo de crudos pesados.

Tabla 31. DRA: Concentraciones y eficiencia en la reducción de arrastre

Nombre	Características	Aplicación	Concentración	Reducción de arrastre (%)
Goma Guar (Polisacárido)^[36]	*Polvo que proviene de semillas (guar) de la	Aumentar el flujo de crudo pesado en tuberías.	50-100 ppm	-----

	<p>región de India.</p> <p>*Estabiliza Emulsiones.</p>	<p>Extracción de petróleo y gas natural mediante fracturamiento hidráulico.</p> <p>Inyección en pozos perforados mediante fracturamiento horizontal.</p>		
<p>Goma Xanthana (Polisacárido)^[36]</p>	<p>*La viscosidad de las soluciones de goma Xanthana decrece a mayor velocidad de corte.</p> <p>*Fluido pseudoplástico.</p> <p>*Reductor del esfuerzo cortante en las capas laminares del fluido.</p> <p>*Es producida por fermentación.</p>	<p>Aumentar el flujo de crudo pesado en tuberías.</p>	<p>50-100 ppm</p>	<p>-----</p>
<p>Producto Olefínico^[30]</p>	<p>Compuestos de ultra alto peso molecular (UAPM)</p>	<p>Para reducir el arrastre de un fluido base aceite (como aceite crudo fluyendo a través de tuberías).</p>	<p>0.2% volumen equivalente de aceite</p>	<p>30%</p>
<p>OilFlux W10 (Fluidifier & DRA)^[25]</p>	<p>Agente reductor de arrastre estándar de la masa de aceite para aplicaciones normales.</p>	<p>Aplicaciones en extracción y transporte de crudos por tuberías. Se puede aplicar en el pozo o</p>	<p>-----</p>	<p>-----</p>

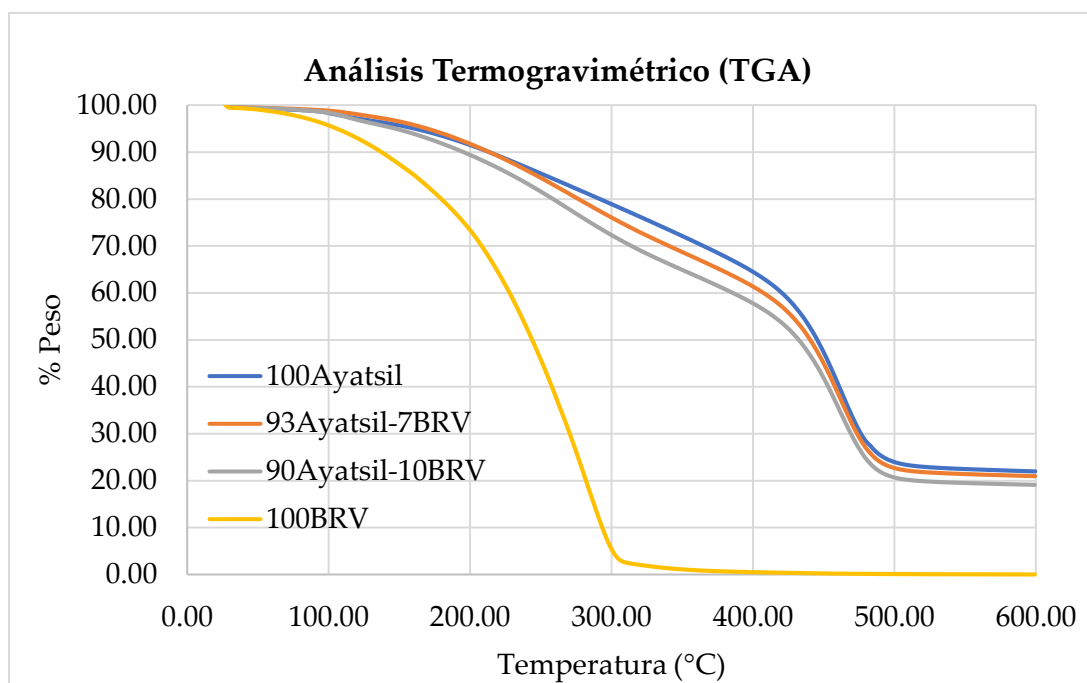
		en líneas de producción.		
OilFlux W20 (Fluidifier & DRA & Demulsifier)^[25]	Fuidificador y agente reductor de arrastre para casos en los que la velocidad cinemática y los componentes del aceite son muy pesados.	Aplicaciones en extracción y transporte de crudos por tuberías. Separa el agua emulsificada en la corriente de aceite	-----	-----
OilFlux W30 (Tailored Fluidifier & DRA)^[25]	Adaptado de acuerdo a las características del crudo del cliente, tales como composición de parafinas, asfaltenos, naftenos, acidez total, agua, sedimentos, °API y % W	Para ser aplicado en aceite crudo en el pozo o en tuberías.	-----	-----
DRAGALOE 1-BIO (Agente Reductor de Arrastre)^[2]	Agente reductor de arrastre biodegradable, no posee componentes tóxicos ni metales pesados, proviene de plantas y materiales renovables. Formulación a base de polisacáridos de cadena larga del aloe y quitosano.	El producto puede ser utilizado en cualquier sistema de transporte en la industria de hidrocarburos, para reducir la presión friccional dentro del flujo de un ducto, disminuir pérdida de energía por turbulencia.	400 ppm	63%
Aloe Vera (Polisacárido)^[33]	Agente reductor de arrastre con	Se utiliza para mejorar el flujo de	1500 ppm	33% de reducción de arrastre. 25% de

	propiedades pseudoplásticas.	aceites pesados en tuberías		incremento de flujo.
Mahua (Madhuca Longifolia) (Tensoactivo)^[14]	Tensoactivo que mejora el flujo en el transporte de crudo pesado por tuberías.	-----	500-2000 ppm	Reducción de la caída de presión a 2.6 psi a un flujo de 60 L/min.
Espuma acuosa^[37]	Mezcla acuosa, en su composición contiene dodecilsulfato de sodio, poliacrilamida y dodecanol.	Se inyecta en la corriente de aceite para producir un flujo anular entre la tubería de transporte y el aceite.	$Q_{iny}=1.47$ l/min	50%
Nanopartículas de SiO₂^[38]	-----	Reducen la viscosidad y el esfuerzo de corte.	1000 ppm	12 - 45 %
Aminimidas derivadas del ácido oléico (Tensoactivo)^[24]	-----	Agentes reductores de arrastre en mezclas etilenglicol-agua	500 ppm	-----

APÉNDICE B: RESULTADOS DE PRUEBAS DE TERMOGRAVIMETRÍA (TGA).

La termogravimetría es una técnica de análisis de masa, en la cual una muestra se somete a cambios de temperatura. Esta técnica proporciona información sobre las temperaturas de fusión, sublimación y evaporación. Otros resultados que pueden obtenerse a partir de estas pruebas son: polimorfismos, transiciones del cristal, interacciones sólido-sólido, entre otros.

Como pruebas experimentales adicionales a este trabajo de investigación y siendo un parteaguas para trabajos futuros, se realizó el estudio termogravimétrico para las muestras de aceite pesado y BRV, con el fin de conocer las temperaturas de descomposición de estos productos.



La mayor parte de las curvas TGA presentan pérdidas de peso, cuyo origen se deriva de reacciones químicas y transformaciones físicas. En estas curvas podemos observar la descomposición térmica de las muestras. Debido a la naturaleza de los crudos pesados, sus fracciones pesadas son menos volátiles que las fracciones ligeras, por lo que vemos una pérdida de masa total del compuesto BRV a 300°C, mientras que, para el aceite pesado y las diluciones, la descomposición es más tardía (490°C).

Los resultados de estas pruebas pueden servir para el estudio de la compatibilidad del aceite pesado con el producto BRV. Como se observó en el estudio de viscosidad en función de la porción diluida de BRV, existe un aumento de la viscosidad conforme al aumento de la dosificación de BRV. Este resultado podría indicar que el producto BRV es incompatible con el aceite, provocando una alteración en las fracciones pesadas del aceite, manifestándose como precipitación de parafinas y/o asfaltenos.

APENDICE C: PROGRAMA DE INTERVENCIÓN EN EL POZO PA.

El promedio de instalación de un equipo de inyección es de 3 a 4 horas en promedio, el sistema de inyección es automático y continuo reduciendo consumo de químicos.

Considerando que el pozo PA es fluyente, lo cual significa que no existe retraso de producción, se recomienda el siguiente programa de intervención:

1. Se cierra el pozo y se verifica la presión de boca de pozo.
2. Recuperar el aparejo de producción actual.
3. Realizar circulación inversa para limpieza de pozo.
4. Se inicia la operación de montaje del Equipo de Instalación de Capilares.
5. Introducir aparejo de producción de acuerdo con el estado mecánico propuesto.
6. Se arma el arreglo final de fondo para la dosificación de lubricante a través del capilar. Se realiza el montaje del dosificador en la entrada de la válvula superior.
7. Se abre la válvula superior y comienza a bajar el capilar hasta la profundidad deseada.
8. A la profundidad programada, se bachean el volumen requerido de lubricante.
9. Se asegura la fijación del capilar con el dispositivo para sujeción en instalaciones.
10. Se corta el capilar, dejando algunos metros de reserva en superficie.
11. Se instala un equipo dosificación continua en la cabeza de pozo.
12. Observar la producción por un lapso de 6 días para evaluar su aporte de aceite.
13. Tomar registros de ecómetro y dinamómetro para optimizar la operación.

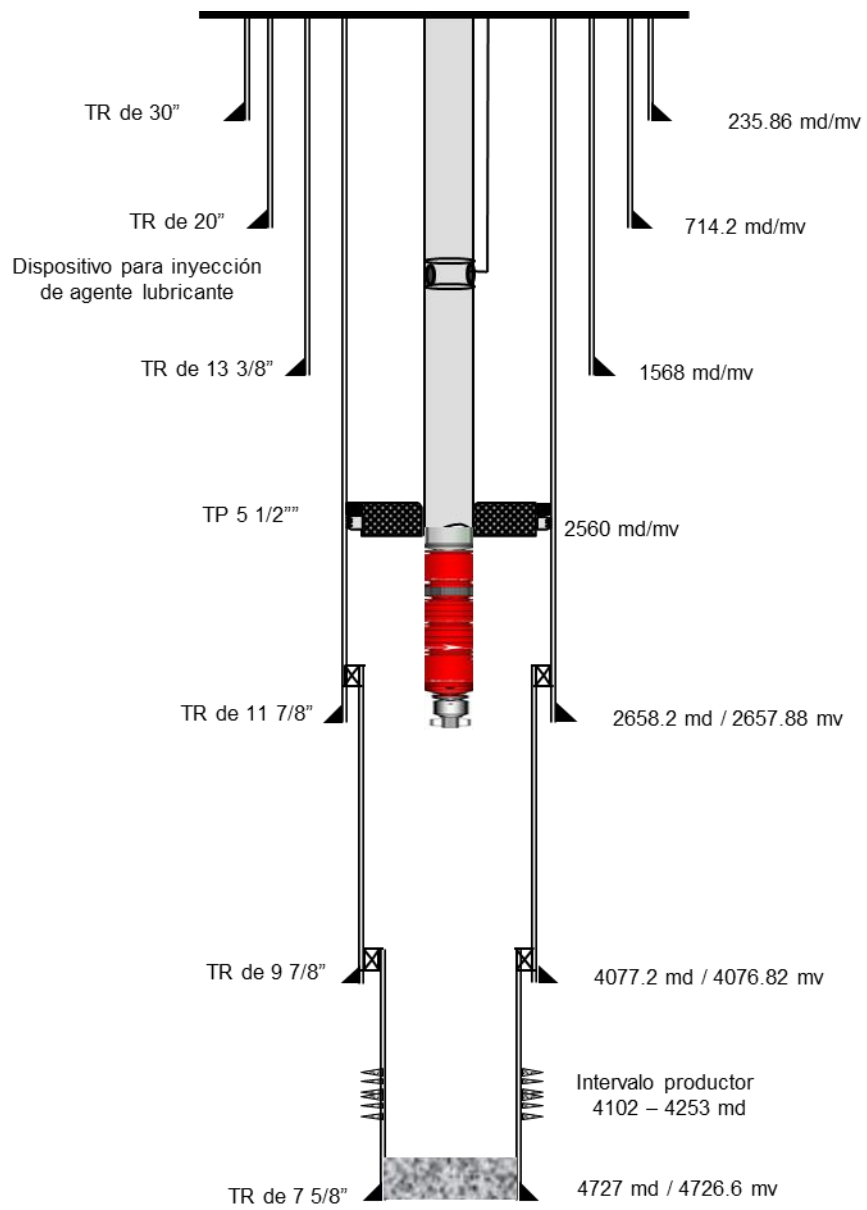


Figura 45. Estado mecánico propuesto para el pozo PA con sistema de inyección a 1000 mv.

Referencias

1. Abukabar, A., Al-Wahaibi, T., Al-Hashmi, A.: Roles of drag reducing polymers in single and multiphase flows. *Chemical Engineering Research and Design*. 29, (2014).
2. Aloe Eco Park.: Agente Reductor de Arrastre-Drag Reducing Agent, de Aloe Eco Park Sitio web: <http://www.aloecopark.com/agente-reductor-de-arrastre-drag-reducing-agent>, (2018).
3. Arteaga, M., 2013. Logros y retos de la primera prueba piloto de inyección de vapor en México. *Pemex Exploración y Producción*. Vol. 53. ISSN 0185-3899.
4. Bai, R., Chen, K., Joseph, D., 1992. Lubricated pipelining: stability of core-annular flow: Part 5, Experiments and comparison with theory. *Journal of Fluid Mechanics*. Vol. 240, p. 97-132.
5. Bannwart, A. C. 1998. Wavespeed and volumetric fraction in core annular flow. *International Journal of Multiphase Flow* 24 (6):961–74. doi:10.1016/s0301-9322(98)00019-6.
6. Bentwich, M., 1971. Two -phase axial laminar flow in a pipe with naturally curved surface. *Chemical Engineering science*, vol 31, p.71-76
7. Brackbill, J., Kothe, D., Zemach, C., A Continuum Method for Modeling Surface Tension. *J. Comput. Phys.*, 100:335-354, 1992.
8. Brauner, N., 1991. Two.phae liquid liquid annular flow. *International Journal of Multiphase Flow*; vol. 17, p. 59-76.
9. Charles, M., Govier, G., Hodgson, G., 1961. The horizontal pipeline flow of equal density of oil-water mixtures. *Canadian J Chem Eng*. Vol 39, p. 17-36
10. Clark, AF., Shapiro, A., 1949. Method of pumping viscous petroleum. U.S. Patent No. 2,533,878.
11. Domínguez, J.C. 2008. Transporte de Crudo Pesado a Través de Oleoducto: Evaluación de Diferentes Tecnologías. Tecna S.A.
12. Dove, I.,Speed, J.B., 1904. Method of piping fluids. US 759374 A.
13. Environment and Climate Change Canada, 2018. Canadian Environmental Sustainability Indicators: Air quality. Disponible en: www.canada.ca/en/environment-climate-change/services/environmental-indicators/airquality.html.

14. Gateau P., Hénaut I., Barré L., Argillier J.F.: Heavy Oil Dilution. *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*. 56, (2004), 503 – 509.
15. González-Rentería, S., Soto, N. Rutiaga, O.: Optimización del proceso de hidrólisis enzimática de una mezcla de pajas de frijol cuatro variedades. *Revista mexicana de ingeniería química.*, (2011), 17-28.
16. Government of Alberta, 2018. *Environmental Performance: Oil Sands Emissions Intensity*. P.p. 1-4. Canadá.
17. Government of Alberta, 2018. *Natural Resources Canada: Environmental Challenges*. <https://www.nrcan.gc.ca>
18. Government of Canada, 2015. *Energy Markets Fact Book*. Natural Resources Canada. ISSN 2291-9074. p.p. 17-29. Canadá.
19. Grassi, B., D. Strazza, and P. Poesio. 2008. Experimental validation of theoretical models in two-phase high-viscosity ratio liquid–liquid flows in horizontal and slightly inclined pipes. *International Journal of Multiphase Flow* 34(10):950–65. doi:10.1016/j.ijmultiphaseflow.2008.03.006.
20. Hasson, D., Mann, U., Nir, A., 1970. Annular flow of two immiscible liquids:I. *Canadian Journal of Chemical Engineering*. Vol. 31, p.14-20.
21. Kumar, R., Sankar, G., Banerjee, S., Mandal, A., & Kumar, T.; Application of naturally extracted surfactant from *Madhuca longifolia* to improve the flow properties of heavy crude oil through horizontal pipeline., *Journal of Petroleum Science and Engineering*, (2017).
22. Martínez-Palou, R., Mosqueira, M. de L., Zapata-Rendón, B., Bernal Huicochea C, De la Cruz Clavel, J. 2011. Transportation of Heavy and Extra-Heavy Crude Oil by Pipeline: A Review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, ELSEVIER, 274-282.
23. Meza, E. “Base de datos Aceite Pesado”, Junio 2005, Gerencia de Explotación de Yacimientos – SCTET – PEP.
24. Oba, G., Coleman, B., Hart, D., Zakin, J., Zhang, Y., Kawaguchi, Y., & Talmon, Y.: Synthesis of aminimides derived from oleic acid: a new family of drag-reducing surfactants. *Tetrahedron*. 62, (2016).
25. Oil Flux Americas.: Products List. Marzo 05, 2018, de Oil Flux Americas Sitio web: <http://www.oilfluxamericas.com/productlist.php>, (2018).
26. Oil Sands Magazine, 2017. <https://www.oilsandsmagazine.com/technical/product-streams>

27. Oliemans, R., Ooms, G., Wu, H., Duijvestijn, A., 1986. Core annular oil/water flow: the turbulent-lubricating-film model and measurements in a 5 cm pipe loop. *International Journal of Multiphase Flow*. Vol. 13, p. 23-31.
28. Oliemans, R.V.A., Ooms, G., Core-annular flow of oil and water through pipeline. *Multiphase science and technology*, vol. 2. Washington, DC. Hemisphere; 1993. P. 427-474.
29. Ooms, G., Segal, A., Vanderwees, A., Meerhoff, R., Oliemans, R., 1984. A theoretical model for core-annular flow of a very viscous oil core and a water annulus through a horizontal pipe. *International Journal of Multiphase Flow*. Vol. 10, p.41-60
30. Patel, A., Zang, J., Ke, M. & Panamarathupalayam, B.: *Lubricants and Drag Reducers for Oilfield Applications- Chemistry, Performance and Environmental Impact*. Society of Petroleum Engineers International, (2013).
31. PEMEX, Evaluación de las Reservas de Hidrocarburos, 2018. P.p. 25-43.
32. Russell, T., Charles, M., 1959. The effect of less visous liquid in the laminar flow of two immiscible liquids. *Can J Chem Eng*; vol 37, p. 17-36
33. Sani, A.F.: *Drag Reducing Agent for Water System Using Natural Polymer (Aloe Vera)*. Universiti Teknologi Petronas, (2012).
34. SENER, Sector Energético-Estadísticas Energéticas Nacionales, 2018. Consultado en: <http://sie.energia.gob.mx>
35. Serrano, A., 2015. *Energías Fósiles-Canadá*. Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial. Ministerio de economía y competitividad. P.p. 14-26.
36. Singh, R., Karmakar, G., Rath, S.: *Biodegradable Drag Reducing Agents and Flocculants based on Polysaccharides: Materials and Applications*. *Polymer Engineering and Science*, (2000).
37. Sun, J., Jing, J., Jing, P., Duan, N., Wu, C., & Tan, J.: Experimental study on grad reduction of aqueous foam on heavy oil flow boundary layer in an upward vertical pipe., *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 146, (2016), 409-417.
38. Taborda, E., Alvarado, V., Franco, C., Cortés, F.: Rheological demonstration of alteration in the heavy crude oil fluid structure upon addition of nanoparticles., *The Science and Technology of Fuel and Energy*. 189, (2016). 322 - 333.
39. Taraneh J.B., Rahmatollah G., Hassan A. Effect of wax inhibitors on pour point and rheological properties of Iranian waxy crude oil. *Fuel Processing Technology*. 89, (2008), 973 – 977.

40. Tripathi, S., A. Bhattacharya, R. Singh, and R. F. Tabor. 2015. Lubricated transport of highly viscous non-newtonian fluid as core-annular flow: A CFD study. *Procedia Iutam* 15:278–85. doi:10.1016/j.piutam.2015.04.038.
41. Vogel, J.V. 1968. Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells. *J Pet Technol* 20 (1): 83–92. SPE 1476-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/1476-PA>.
42. Zahan M., Bjorndalen N., Islam M.R; 2004. Detection of Precipitation in Pipelines. *Petrol. Sci. Technol.* 22, 1119-1141.