

INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO UNIVERSITARIO RUMIÑAHUI

ESCUELA DE POSGRADOS

**MAESTRÍA TECNOLÓGICA EN EXTRACCIÓN, LEVANTAMIENTO Y
TRATAMIENTO DE CRUDOS PESADOS**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del Título en Magister Tecnológico en
Extracción, Levantamiento y Tratamiento De Crudos Pesados**

**Tema: Mejoramiento de la producción del pozo RAM-24H mediante el uso de agente
reductor de viscosidad en el Campo ISTER-A de la Cuenca Oriente de Ecuador**

Autores:

Angulo Gómez Darwin Wilfrido

Arguello Lara Bernardo Mauricio

Director:

MSc. Christopher Jonathan Mayorga Zambrano

Fecha: 04 de octubre de 2024

Sangolquí – Ecuador



Autor: Angulo Gómez Darwin Wilfrido

Título a obtener: Magíster Tecnológico en Extracción,
Levantamiento y Tratamiento De Crudos Pesados

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: darwin.angulo@ister.edu.ec



Autor: Arguello Lara Bernardo Mauricio

Título a obtener: Magíster Tecnológico en Extracción,
Levantamiento y Tratamiento De Crudos Pesados

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: bernardo.arguello@ister.edu.ec



Dirigido por: Mayorga Zambrano Christopher Jonathan

Título: Ingeniero de Petróleos y Magíster en Petróleos
con mención en Recobro por Inyección de agua y gas

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: cristopher.mayorga@ister.edu.ec

Todos los derechos reservados

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la Ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

@2024 Tecnológico Universitario Rumiñahui

Sangolquí – Ecuador

ANGULO GOMEZ DARWIN WILFRIDO

ARGUELLO LARA BERNARDO MAURICIO

APROBACIÓN DEL DIRECTOR DEL TRABAJO TITULACIÓN

Sangolquí, 04 de octubre del 2024

MSc. Elizabeth Aldás
Directora de Posgrados
Instituto Superior Tecnológico Universitario Rumiñahui
Presente

De mi consideración:

Me permito comunicar que, en calidad de director del presente Trabajo de Titulación denominado: **Mejoramiento de la producción del pozo RAM-24H mediante el uso de agente reductor de viscosidad en el campo Ister-A de la Cuenca Oriente de Ecuador** realizado por **Darwin Wilfrido Angulo Gomez y Bernardo Mauricio Arguello Lara** ha sido orientado y revisado durante su ejecución, así mismo ha sido verificado a través de la herramienta de similitud académica institucional, y cuenta con un porcentaje de coincidencia aceptable. En virtud de ello, y por considerar que el mismo cumple con todos los parámetros establecidos por la institución, doy mi aprobación a fin de continuar con el proceso académico correspondiente.

Particular que comunico para los fines pertinentes.

Atentamente,

MSc. Christopher Jonathan Mayorga Zambrano
Director del Trabajo de Titulación
C.I.: 1311871717
Correo electrónico: christopher.mayorga@ister.edu.ec

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Sangolquí, 04 de octubre del 2024

MSc. Elizabeth Aldás
Directora de Posgrados
Instituto Superior Tecnológico Universitario Rumiñahui
Presente

Por medio de la presente, yo, Darwin Wilfrido Angulo Gómez, declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: ser autor del trabajo de titulación denominado "Mejoramiento de la producción del pozo RAM-24H mediante el uso de agente reductor de viscosidad en el campo Ister-A de la Cuenca Oriente de Ecuador" de la Maestría Tecnológica Extracción, Levantamiento Y Tratamiento De Crudos Pesados; manifiesto mi voluntad de ceder al Instituto Superior Tecnológico Universitario Rumiñahui los derechos de reproducción, distribución y publicación de dicho trabajo de titulación, en cualquier formato y medio, con fines académicos y de investigación.

Esta cesión se otorga de manera no exclusiva y por un periodo indeterminado. Sin embargo, conservo los derechos morales sobre mi obra.

En fe de lo cual, firmo la presente.

Atentamente,



DARWIN WILFRIDO
ANGULO GOMEZ

Darwin Wilfrido Angulo Gómez

CI: 1003610092

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Sangolquí, 04 de octubre del 2024

MSc. Elizabeth Aldás
Directora de Posgrados
Instituto Superior Tecnológico Universitario Rumiñahui
Presente

Por medio de la presente, yo, Bernardo Mauricio Arguello Lara, declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: ser autor del trabajo de titulación denominado "**Mejoramiento de la producción del pozo RAM-24H mediante el uso de agente reductor de viscosidad en el campo Ister-A de la Cuenca Oriente de Ecuador**", de la Maestría Tecnológica Extracción, Levantamiento y Tratamiento de Crudos Pesados; manifiesto mi voluntad de ceder al Instituto Superior Tecnológico Universitario Rumiñahui los derechos de reproducción, distribución y publicación de dicho trabajo de titulación, en cualquier formato y medio, con fines académicos y de investigación.

Esta cesión se otorga de manera no exclusiva y por un periodo indeterminado. Sin embargo, conservo los derechos morales sobre mi obra.

En fe de lo cual, firmo la presente.

Atentamente,



Bernardo Mauricio Arguello Lara

CI: 0602974479

**FORMULARIO PARA ENTREGA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN
EN BIBLIOTECA DEL INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO
UNIVERSITARIO RUMIÑAHUI**

MAESTRÍA TECNOLÓGICA: Extracción, Levantamiento Y Tratamiento De Crudos Pesados

AUTOR /ES:

Darwin Wilfrido Angulo Gomez
Bernardo Mauricio Argüello Lara

TUTOR:

Christopher Jonathan Mayorga Zambrano

CONTACTO ESTUDIANTE:

0979043929
0995250126

CORREO ELECTRÓNICO:

darwin.angulo@ister.edu.ec
bernardo.arguello@ister.edu.ec

TEMA:

Mejoramiento de la producción del pozo RAM-24H mediante Agente Reductor de Viscosidad en el Campo ISTER-A de la Cuenca Oriente de Ecuador

RESUMEN EN ESPAÑOL:

El pozo RAM-24H del Campo ISTER-A, perforado hace dos años, ha experimentado problemas de reducción de producción debido a depósitos de asfaltenos que afectan la bomba electro-sumergible. Para abordar esta situación, se evaluó el perfil reológico del crudo bajo diferentes velocidades de corte de la bomba y se probó un químico de nueva generación. Este químico reduce la viscosidad del crudo pesado, disminuye la tensión interfacial agua-crudo y mantiene los asfaltenos en suspensión, evitando su precipitación, con lo cual es producido en conjunto a superficie. Antes de la inyección continua del químico, se aplicó un tratamiento multiactivo que incluye agentes de limpieza para remover depósitos orgánicos e inorgánicos, asegurando que los detritos sean levantados a la superficie. El reductor de viscosidad opera bajo condiciones de pozo, con una dosificación recomendada entre 1.5 y 2.0% en peso y una tasa de dilución en agua de formación del 20%. Se ha logrado reducir la viscosidad del crudo en un 50% o más, dependiendo del tiempo de contacto de la solución con el crudo en el fondo del pozo.

PALABRAS CLAVE:

Reducción de viscosidad, asfaltenos, BES, tratamiento multiactivo, sólidos en suspensión.

ABSTRACT:

The RAM-24H well in the ISTER-A Field, drilled two years ago, has experienced production decline due to asphaltene deposits, which have negatively impacted the performance of the electric submersible pump. To address this issue, the rheological profile of the crude oil under different pump shear rates was analysed, and a new generation chemical was tested. This chemical reduces the viscosity of heavy crude, decreases the water-oil interfacial tension, and keeps asphaltenes in suspension to prevent their precipitation. Prior to continuous injection of the chemical, a multi-active treatment was applied, including cleaning agents for both organic and inorganic deposits, ensuring that debris is lifted to the surface. The viscosity reducer functions under well conditions, with a recommended dosage ranging from 1.5 to 2.0% by weight and a dilution rate in formation water of around 20%. The viscosity of the crude oil has been reduced by 50% or more, depending on the contact time of the solution with the production at the bottom of the well.

KEYWORDS:

Viscosity reduction, asphaltenes, ESP, Multi-active treatment, debris suspension.

SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Sangolquí, 04 de octubre del 2024

MSc. Elizabeth Aldás
Directora de Posgrados
Instituto Superior Tecnológico Universitario Rumiñahui
Presente

A través del presente me permito aceptar la publicación del trabajo de titulación denominado: **“Mejoramiento de la producción del pozo RAM-24H mediante el uso de agente reductor de viscosidad en el Campo ISTER-A de la Cuenca Oriente de Ecuador”** de la Unidad de Integración Curricular en el repositorio digital “DsPace” del estudiante: (Darwin Wilfrido Angulo Gómez con documento de identificación No 1003610092, estudiante de la Maestría Tecnológica Extracción, Levantamiento y Tratamiento de Crudos Pesados

El trabajo ha sido revisado las similitudes en el software “TURNITING” y cuenta con un porcentaje máximo de 15%; motivo por el cual, el Trabajo de titulación es publicable.

Atentamente,



Darwin Wilfrido Angulo Gómez
CI:1003610092

SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Sangolquí, 04 de octubre del 2024

MSc. Elizabeth Aldás
Directora de Posgrados
Instituto Superior Tecnológico Universitario Rumiñahui
Presente

A través del presente me permito aceptar la publicación del trabajo de titulación denominado: **Mejoramiento de la producción del pozo RAM-24H mediante el uso de agente reductor de viscosidad en el campo Ister-A de la Cuenca Oriente de Ecuador** de la Unidad de Integración Curricular en el repositorio digital "DsPace" del estudiante: Bernardo Mauricio Arguello Lara, con documento de identificación No 0602974479, estudiante de la Maestría Tecnológica EXTRACCIÓN, LEVANTAMIENTO Y TRATAMIENTO DE CRUDOS PESADOS.

El trabajo ha sido revisado las similitudes en el software "TURNITING" y cuenta con un porcentaje máximo de 15%; motivo por el cual, el Trabajo de titulación es publicable.

Atentamente,



Bernardo Mauricio Arguello Lara
CI: 0602974479

Dedicatoria

Bernardo:

A mi querida esposa, Mayra Bustillos, por ser mi compañera incondicional y mi mayor apoyo en cada paso de este recorrido. Tu amor y paciencia han sido el refugio en mis momentos de duda, y tu confianza en mí ha iluminado el camino hacia este logro.

A mis adorables hijos, Jossue, Thays y Alaiia, por ser la chispa de alegría en mi vida. Ustedes son la esencia de mis sueños y la razón por la que me esfuerzo cada día. Este éxito es un regalo para ustedes, con la esperanza de que siempre persigan sus propias metas con pasión.

A mis amados padres, Inés Lara y Bolívar Arguello, por ser la base sobre la que he construido mi vida. Su amor incondicional y sacrificios han forjado el carácter que me ha llevado hasta aquí. Cada enseñanza y cada gesto de apoyo han dejado una huella imborrable en mi corazón.

Dedico esta tesis con profunda gratitud y amor a cada uno de ustedes, que son la fuerza que me impulsa a seguir adelante.

Darwin:

A Dios por darme fuerzas de salir adelante y superar las metas trazadas en mi carrera profesional.

A mis papás por su apoyo permanente en mi etapa de formación académica y profesional, sobre todo a mi madre con su apoyo moral incondicional siempre presente y feliz de cada logro obtenido.

A mi familia, en especial a mi esposa Daniela Corella y mis hijos Frank y Eliana por su comprensión y apoyo durante todo el proceso académico.

A mis compañeros de trabajo por sus valiosas recomendaciones y aclaraciones ante cualquier duda.

Agradecimiento

Queremos dejar constancia de nuestro agradecimiento al MSc. Christopher Mayorga por su constante apoyo y guía para la culminación de este proyecto de graduación con el cual estamos subiendo un peldaño más en nuestras carreras profesionales.

A nuestros compañeros y jefes por la colaboración brindada para la realización de este proyecto de investigación con el cual queremos brindar soluciones a problemas reales de campo en la industria petrolera.

Al Instituto Superior Tecnológico Universitario Rumiñahui por brindarnos su acompañamiento para llegar a feliz término en esta nueva etapa de nuestras carreras profesionales

ANGULO GOMEZ DARWIN WILFRIDO

ARGUELLO LARA BERNARDO MAURICIO

Índice de contenido:

INTRODUCCIÓN	1
Planteamiento del Problema	1
Problema científico.....	4
Preguntas científicas o directrices	4
Objetivos General y Específicos	5
Objetivo General	5
Objetivos Específicos	5
Justificación.....	5
Alcance	7
Variables.....	7
Hipótesis.....	7
CAPÍTULO I.....	8
MARCO TEÓRICO	8
1.1. Contexto de la investigación	8
1.1.1. Situación Actual.....	8
1.1.2. Desempeño Inicial	8
1.1.3. Problemas Actuales.....	8
1.1.1. Propuesta de Solución.....	9
1.2. Revisión de conceptos	10
1.2.1 Introducción al Levantamiento Artificial	10
1.2.1.1 Componentes de un Sistema BES	11
1.2.1.2 Principios de Operación	11
1.2.1.3 Ventajas del Uso de BES.....	12
1.2.1.4 Desafíos y Consideraciones.....	13

1.2.1.5 Mejora de la Vida Útil de BES.....	13
1.2.2 Comportamiento de Afluencia del pozo productor	13
1.2.2.1 Definición y Conceptos Clave del IPR.....	14
1.2.2.2 Ecuaciones para la estimación del IPR.....	14
1.2.2.3 Aplicaciones del IPR	18
1.2.2.4 Consideraciones para el Uso de las Ecuaciones de IPR	19
1.2.3. Comportamiento de Bombas Electro-sumergibles.....	20
1.2.3.1. Principio de Funcionamiento.....	20
1.2.3.2 Comportamiento y Características	20
1.2.3.3 Comportamiento de la Curva de la Bomba Respecto a la Viscosidad	22
1.2.3.4 Resumen del Comportamiento de la Bomba con Diferentes Viscosidades.....	23
1.2.3.5 Consideraciones Prácticas	23
1.3. Descripción de las Formaciones productoras	26
1.3.1 Geología de la Formación Hollín Inferior	27
1.3.2. Descripción de Yacimientos.....	28
CAPÍTULO II.....	30
MARCO METODOLÓGICO	30
2.1. Diseño del Proyecto.....	30
2.2. Selección de Componentes y Materiales	30
2.2.1 Laboratorio	31
2.2.2 Campo.....	31
2.2.1. Bombas Electro-sumergibles (BES).....	31

2.2.2. Reductor de Viscosidad	31
2.2.3. Sistema de Inyección	32
2.3. Diseño de Proceso	32
2.3.1. Proceso de Inyección	33
2.3.2. Control y Monitoreo	34
2.4. Cálculos y Modelos	34
2.5 Implementación	35
2.5.1. Planificación de la Implementación	35
2.5.2. Recursos Necesarios	35
2.5.3. Instalación del Sistema	36
2.5.3.1. Detalles de la Instalación de Equipos	36
2.5.3.2. Procedimientos para la Integración con el Sistema Existente	36
2.5.4. Pruebas y Puesta en Marcha	37
2.5.4.1. Pruebas Preliminares	37
2.5.4.2. Protocolos de Puesta en Marcha y Ajuste de Parámetros.....	37
2.5.4.3. Evaluación Inicial del Rendimiento del Sistema.....	38
CAPÍTULO III	40
PROPUESTA DEL DESARROLLO DEL PROYECTO TÉCNICO.....	40
3.1. Objetivo del Proyecto	40
3.2. Alcance del Proyecto	40
3.3. Selección de Pozos	40
3.4. Evaluación de Tecnologías.....	40

3.4.1 Pruebas de químico en laboratorio	40
3.4.2 Estimación del flujo del pozo	42
3.5. Diseño del Sistema	43
3.5.1 Sistema de mezclado	43
3.5.2 Dosificación.....	44
3.6. Implementación	47
3.6.1 Puesta en marcha	47
3.6.2 Seguridad y Medioambiente.....	47
3.7. Monitoreo y Optimización	49
3.7.1 Control de la operación.....	49
a) Control de la Operación de Inyección de Limpieza de Asfaltenos	50
b) Control de la Inyección de Agente Reductor de Viscosidad.....	51
3.7.2 Ajuste de la inyección.....	51
3.7.2.1. Establecimiento de Parámetros Iniciales	52
3.7.2.2. Monitoreo de Presión de Inyección	52
3.7.2.3. Ajuste de la Tasa de Inyección.....	52
3.7.2.4. Verificación del Volumen Inyectado.....	53
3.7.2.5. Tiempo de Contacto y Ciclos de Inyección.....	53
CONCLUSIONES	55
RECOMENDACIONES	56
REFERENCIAS	57
ANEXOS	63

Índice de ilustraciones

Ilustración 1. Asfaltenos depositados en sellos de la cámara del motor de una bomba electro-sumergible	2
Ilustración 2. Formación de precipitados de asfaltenos en función de la presión	9
Ilustración 3. Diagrama de fases de la formación de precipitados de asfaltenos en función de la presión y temperatura	10
Ilustración 4. Componentes de una instalación de subsuelo con BES	12
Ilustración 5. Curva típica de IPR	14
Ilustración 6. Parámetros de la correlación de Cheng para varios ángulos de inclinación	18
Ilustración 7. Partes básicas de una BES	19
Ilustración 8. Ejemplo del comportamiento hidráulico de una BES	22
Ilustración 9. Camión bombeador típico para inyección a pozo en trabajos de limpieza química.....	32
Ilustración 10. Camión cisterna típico para inyección a pozo en trabajos de limpieza química	32
Ilustración 11. Ensayo de laboratorio de una de las muestras de crudo	46
Ilustración 12. Matriz de Análisis de Riesgo en función de a Probabilidad de Amenaza	49
Ilustración 13. Evaluación económica del proyecto de limpieza y de inyección de agente reductor de viscosidad.....	67
Ilustración 14. Precio neto de venta.....	67

Índice de figuras

Figura. 1. Diagrama de proceso de la implementación del proyecto de inyección de químicos en el Pozo RAM-24H.....	33
Figura. 2. Diagrama de Instalación del Sistema de Pruebas del Sistema BES Mejorador de Flujo	38
Figura. 3. Diagrama de flujo de Puesta en Marcha y Ajuste de Parámetros	39
Figura. 4 Perfil reológico del crudo correspondiente al pozo RAM-24H del Campo ISTER-A.....	41
Figura. 5. Estimación del flujo del pozo con los valores calculados de viscosidad del crudo con aditivo, Modelo de Retnanto y Economides	42
Figura. 6. Estimación del flujo del pozo con los valores calculados de viscosidad del crudo con aditivo, Modelo de Cheng y Economides	43
Figura. 7. Diagrama del proceso de recuperación de agua de formación y reciclado del fluido de inyección	44
Índice de tablas	
Tabla 1. Resultados de ensayo de laboratorio para determinación del perfil reológico del crudo	41
Tabla 2. Comportamiento de retroceso de la viscosidad del crudo minutos después de aditivado	45
Tabla 3. Comportamiento de retroceso de la viscosidad del crudo a una hora de aditivado	45
Tabla 4. Comportamiento de retroceso de la viscosidad del crudo a tres días de aditivado	45
Tabla 5. Tratamiento de limpieza de tubería	63
Tabla 6. Estimación del caudal del pozo	64

Tabla 7. Ecuación de Cheng-Economides para pozos horizontales	64
Tabla 8. Estimación del caudal total y máximo del pozo a partir del modelo de Joshi y Retnanto y Economides.....	65
Tabla 9. Estimación del caudal total y máximo del pozo a partir del modelo de Cheng y Economides y Retnanto y Economides.....	66

Resumen

El pozo RAM-24H del Campo ISTER-A, perforado hace dos años, ha experimentado problemas de reducción de producción debido a depósitos de asfaltenos que afectan la bomba electro-sumergible. Para abordar esta situación, se evaluó el perfil reológico del crudo bajo diferentes velocidades de corte de la bomba y se probó un químico de nueva generación. Este químico reduce la viscosidad del crudo pesado, disminuye la tensión interfacial agua-crudo y mantiene los asfaltenos en suspensión, evitando su precipitación, con lo cual es producido en conjunto a superficie. Antes de la inyección continua del químico, se aplicó un tratamiento multiactivo que incluye agentes de limpieza para remover depósitos orgánicos e inorgánicos, asegurando que los detritos sean levantados a la superficie. El reductor de viscosidad opera bajo condiciones de pozo, con una dosificación recomendada entre 1.5 y 2.0% en peso y una tasa de dilución en agua de formación del 20%. Se ha logrado reducir la viscosidad del crudo en un 50% o más, dependiendo del tiempo de contacto de la solución con el crudo en el fondo del pozo.

Palabras claves:

Reducción de viscosidad, asfaltenos, BES, tratamiento multiactivo, sólidos en suspensión.

Abstract

The RAM-24H well in the ISTER-A Field, drilled two years ago, has experienced production decline due to asphaltene deposits, which have negatively impacted the performance of the electric submersible pump. To address this issue, the rheological profile of the crude oil under different pump shear rates was analysed, and a new generation chemical was tested. This chemical reduces the viscosity of heavy crude, decreases the water-oil interfacial tension, and keeps asphaltenes in suspension to prevent their precipitation. Prior to continuous injection of the chemical, a multi-active treatment was applied, including cleaning agents for both organic and inorganic deposits, ensuring that debris is lifted to the surface. The viscosity reducer functions under well conditions, with a recommended dosage ranging from 1.5 to 2.0% by weight and a dilution rate in formation water of around 20%. The viscosity of the crude oil has been reduced by 50% or more, depending on the contact time of the solution with the production at the bottom of the well.

Keywords:

Viscosity reduction, asphaltenes, ESP, Multi-active treatment, debris suspension.

NOMENCLATURA

BES: bomba electro-sumergible

BOPD: acrónimo en inglés técnico de *barrels per day*

p_{wf} : presión de fondo fluyendo (presión dinámica en la cara de la formación), psi

p_b : presión en el punto de burbuja (saturación), psi

p_R : presión promedia de formación (presión estática de formación), psi

psi : acrónimo en inglés técnico de *pounds per square inch*, libras/pulg²

q_o : tasa de producción de petróleo, barriles por día

$q_{máx}$: tasa máxima de producción de un pozo en flujo bifásico, barriles por día

q_T : producción total de un pozo, agua y petróleo

STB: acrónimo en inglés técnico de *stock tank barrel* o barriles fiscalizados a condiciones de presión y temperatura estándar (14,7 psia y 60° F)

INTRODUCCIÓN

La producción de hidrocarburos en la Cuenca Oriente de Ecuador viene enfrentando nuevos desafíos operacionales, entre estos, el incremento de la producción de crudos pesados.

El tratamiento adecuado de este tipo de petróleos permitirá mantener las tasas de producción permitirá recuperar la mayor cantidad de reservas, así como el retorno de las inversiones en este tipo de proyectos y el ingreso de divisas para el país.

Además, contribuirá al acervo científico y técnico del país, para encontrar nuevas soluciones a problemas presentes en el aseguramiento del flujo de petróleo en instalaciones de subsuelo y superficie.

Planteamiento del Problema

El pozo RAM-24H fue perforado y completado entre julio y agosto del 2022, el cual inició operaciones en agosto del 2022 con un aporte de 1950 BFPD y 10% de corte de agua mediante bombeo electro-sumergible con una frecuencia de 56 Hz. Durante las pruebas de producción el pozo presentó un caudal de 2550 BFPD a una frecuencia de 59 Hz. La producción actual sin la inyección de aditivos mejoradores de flujo es de 500 BFPD a una frecuencia de 58 Hz.

Originalmente, la bomba instalada en el pozo RAM-24H del Campo ISTER-A fue diseñada para manejar una viscosidad de fluido de hasta 1500 cP. Sin embargo, las condiciones actuales del pozo indican que la viscosidad del petróleo ha aumentado significativamente a valores superiores de 3000 cP, lo cual sobrepasa la capacidad de diseño original de la bomba. Este incremento en la viscosidad provoca un deterioro en su rendimiento, manifestado en una disminución del caudal y un aumento en la presión de succión, lo que a largo plazo puede afectar la vida útil del equipo y la eficiencia operativa del equipo instalado en el pozo.

Ilustración 1. Asfaltenos depositados en sellos de la cámara del motor de una bomba electro-sumergible



Nota: La figura presenta la formación de depósitos de asfaltenos alrededor de los sellos de la cámara protectora del motor de una BES. Tomado de (Carpenter, 2022).

La relación entre viscosidad del fluido y rendimiento de bombas de tipo electro-sumergible está bien documentada en la literatura científica. A medida que la viscosidad aumenta, la capacidad de la bomba para generar caudal disminuye exponencialmente debido a la fricción interna del fluido y la resistencia al flujo en los componentes de la bomba (Mohammed et al., 2021). En este contexto, la viscosidad actual de más de 3000 cP genera una pérdida significativa de eficiencia, haciendo que la bomba opere fuera de sus parámetros óptimos.

Para mitigar este problema, la solución recomendada es la reducción de la viscosidad del petróleo mediante la adición de un agente reductor de viscosidad, además de la remoción de los asfaltenos precipitados y adheridos en las superficies metálicas de la tubería de producción y de la bomba, en especial alrededor de la succión que es donde se concentra la mayor caída de presión y por la cual los asfaltenos se precipitan por este gran desequilibrio fisicoquímico (Moghanloo et al., 2018). Estos químicos, comúnmente conocidos como disolventes o modificadores reológicos, actúan disminuyendo la cohesión entre las moléculas del petróleo, facilitando su movimiento dentro del sistema de bombeo (Juyal & Yen, 2022). La reducción de la viscosidad y la limpieza de los asfaltenos no solo optimiza la presión de succión, mejorando la capacidad de la bomba para manejar el fluido, sino que también incrementa el caudal y reduce el consumo energético del equipo, aumentando la producción del pozo (Gharbi et al., 2017).

Estudios realizados en campos similares a nivel global indican que la aplicación de químicos reductores de viscosidad puede reducir la viscosidad en más del 50%, lo que mejora la eficiencia hidráulica de las bombas electro-sumergibles y, por tanto, su capacidad de producción (Ghamartale et al., 2021). Por lo tanto, el uso de un agente reductor de viscosidad es crucial para restablecer la funcionalidad óptima del sistema de bombeo y mejorar la producción de petróleo en el pozo RAM-24H.

Para mejorar la viscosidad del petróleo e incrementar el caudal del pozo se probará un nuevo tratamiento químico para reducir la viscosidad del crudo pesado, el mismo que diluirá con agua de formación y será inyectado al pozo a través del espacio anular, con lo cual se pretende mejorar la capacidad de bombeo y con esto incrementar la tasa de producción del pozo. Estudios de caso similares, como el descrito en (Zhang et al., 2023) indican que es una solución viable y económica de producir pozos con este tipo de problema. Además, previo al tratamiento continuo, se realizará una limpieza química y de ser necesario, mecánica del pozo, para eliminar depósitos de sólidos orgánicos e inorgánicos que la instalación de producción del pozo haya acumulado durante su vida productiva.

Las bombas electro-sumergibles (BES) son ampliamente utilizadas en la industria petrolera para la extracción de crudo en pozos con baja presión (Fakher et al., 2020). Sin embargo, estos equipos enfrentan desafíos significativos que pueden acortar su vida útil y aumentar los costos operacionales (Krishnamoorthy et al., 2016). Uno de los principales problemas es la alta viscosidad del petróleo extraído, que impone una carga adicional sobre las bombas, acelerando su desgaste y fallas prematuras (Reeves & Bond, 2020).

La alta viscosidad del crudo puede ser resultado de varios factores, incluidos los componentes del petróleo y las condiciones del yacimiento (Abdelazim et al., 2022). Esto no solo dificulta el bombeo eficiente del crudo, sino que también puede llevar a problemas como la formación de depósitos y el desgaste mecánico de los componentes de la bomba (Smith et al., 2019). Por lo tanto, la gestión efectiva de la viscosidad del petróleo es crucial para mejorar la eficiencia operativa y prolongar la vida útil de las BES (X. Li et al., 2022).

Una solución prometedora es la inyección de agua de formación aditivada con reductores de viscosidad. Esta técnica puede disminuir la viscosidad del crudo, facilitando su flujo y reduciendo el esfuerzo requerido por las bombas electro-sumergibles (Jones & Smith, 2018). Los reductores de viscosidad son compuestos químicos que, cuando se mezclan con el petróleo, pueden alterar sus propiedades reológicas, haciendo que fluya más fácilmente a través de los equipos de bombeo (Chen & Hossain, 2017).

El análisis de prefactibilidad de esta solución implica evaluar tanto los beneficios técnicos como económicos de la implementación de la inyección de agua aditivada. Aspectos por considerar incluyen la eficiencia mejorada del bombeo, la reducción del desgaste de las BES, y los costos asociados con la adquisición y uso de los aditivos (Petrova et al., 2018). También es importante considerar los impactos ambientales y operacionales de la inyección de agua y cómo estos pueden ser mitigados.

Problema científico

El control adecuado de la concentración de asfaltenos en disolución en su punto de equilibrio, a condiciones de presión y temperatura de fondo de pozo, permitirá mantenerlos suspendidos y, por tanto, evitar la precipitación y depositación en las superficies metálicas de las instalaciones de fondo, inclusive en la succión de la bomba y en el cuerpo del motor, con lo que se minimizará el problema del incremento de la viscosidad del crudo y por tanto, mantener la eficiencia de la bomba en las condiciones cercanas a las condiciones de diseño.

Preguntas científicas o directrices

Para seguir una metodología científica, se plantean las siguientes preguntas:

¿Cómo afecta la temperatura en el comportamiento de la viscosidad a condiciones de laboratorio?

¿Cómo afecta la tasa de corte y la temperatura en el comportamiento reológico de la viscosidad del petróleo a condiciones de laboratorio?

¿Cómo afecta la concentración del agente reductor sobre la viscosidad del crudo a condiciones de laboratorio?

¿Cómo afecta la concentración del agente reductor sobre el comportamiento reológico del crudo con la variación de la temperatura a condiciones de laboratorio?

¿Cómo afecta la concentración del agente reductor, la tasa de corte y la temperatura sobre la viscosidad del petróleo a condiciones de laboratorio?

Finalmente,

¿Cómo afecta la dosificación, la temperatura, la tasa de corte sobre el comportamiento de la bomba a condiciones de fondo?

¿Cuál es el rendimiento económico del proyecto, a partir del TIR y el VAN?

Objetivos General y Específicos

Objetivo General

Evaluar la factibilidad técnica y económica de incrementar la producción del pozo RAM-24H mediante la inyección de agua de formación aditivada con agente reductor de viscosidad para crudos pesados en el Campo ISTER-A en la Cuenca Oriente de Ecuador.

Objetivos Específicos

- Investigar el comportamiento reológico del agente reductor de viscosidad con el crudo del pozo RAM-24H del Campo ISTER-A.
- Evaluar los costos y beneficios de implementar la inyección de agua aditivada con el agente reductor de viscosidad en el pozo RAM-24H del Campo ISTER-A.
- Estimar el impacto ambiental y de seguridad de la inyección de agua aditivada con el agente reductor de viscosidad en los yacimientos productivos del pozo RAM-24H del Campo ISTER-A.
- Proponer recomendaciones para la implementación práctica de la inyección de agua aditivada con el agente reductor de viscosidad en las operaciones de producción del pozo RAM-24H del Campo ISTER-A.

Justificación

La propuesta de investigación es relevante desde el punto de vista, técnico, metodológico y de beneficio a la empresa operadora del Campo ISTER-A, por las siguientes razones:

- **Desafíos Operativos Actuales**

En los pozos horizontales, especialmente aquellos que producen crudo pesado, uno de los mayores desafíos es la alta viscosidad del fluido. Esta viscosidad elevada genera una mayor resistencia al flujo, lo que limita la eficiencia de extracción y reduce significativamente el caudal de producción. Además, la alta viscosidad somete a las BES a un esfuerzo adicional, lo que puede disminuir su vida útil, incrementar los costos de mantenimiento y aumentar la frecuencia de intervenciones en el pozo.

- **Importancia de Mejorar la Eficiencia de Producción**

Mejorar la eficiencia de producción en estos pozos es crucial para optimizar la explotación de los recursos, maximizar el retorno de inversión y extender la vida económica del campo. La capacidad de mantener o aumentar la producción en pozos de alta viscosidad es clave para el éxito operativo, especialmente en un entorno de precios volátiles del petróleo, donde cada barril cuenta.

- **Solución Propuesta: Integración de BES con Reductor de Viscosidad**

El uso de reductores de viscosidad en combinación con BES ofrece una solución innovadora para enfrentar estos desafíos. Al reducir la viscosidad del crudo, se disminuye la resistencia al flujo, permitiendo un aumento en la tasa de producción y mejorando la eficiencia operativa de la BES. Esta integración promete no solo aumentar la producción, sino también reducir los costos operativos al prolongar la vida útil del equipo de bombeo y disminuir la necesidad de intervenciones frecuentes en el pozo (N. Li et al., 2023).

- **Impacto Económico y Operacional**

La implementación exitosa de este proyecto puede tener un impacto significativo en la rentabilidad del campo. Un incremento en la producción de crudo se traduce directamente en mayores ingresos, mientras que la reducción en la frecuencia de fallas de la BES y las menores intervenciones reducen los costos operativos. Además, al extender la vida útil del equipo, se reduce la necesidad de reemplazos y se optimiza el uso del capital (Huang et al., 2012).

- **Sostenibilidad y Eficiencia Energética**

Otro aspecto relevante es la sostenibilidad y la eficiencia energética. Al optimizar el uso de las BES mediante la reducción de la viscosidad del crudo, se reduce el consumo de energía, lo que contribuye a un menor impacto ambiental. Este enfoque más eficiente y sostenible es alineado con las tendencias globales hacia una mayor responsabilidad ambiental en la industria del petróleo y gas (Takacs, 2018).

- **Innovación y Competitividad**

Este proyecto también posiciona a la empresa a la vanguardia de la innovación tecnológica en la gestión de pozos horizontales. La integración de tecnologías avanzadas como el uso de reductores de viscosidad junto con BES no solo mejora la operación actual, sino que también establece un marco para futuras innovaciones y mejoras en otros activos (Eluagu et al., 2020).

- **Riesgos y Mitigación**

Aunque existen riesgos asociados, como la compatibilidad del reductor de viscosidad con el crudo y la formación, estos pueden ser mitigados mediante una cuidadosa selección del producto y pruebas preliminares en laboratorio. Además, la experiencia operativa con BES proporciona una base sólida para manejar cualquier desafío técnico que pueda surgir durante la implementación (Camilleri et al., 2018).

Alcance

El proyecto está enfocado en el análisis del comportamiento del pozo RAM-24H del Campo ISTER-A mediante la inyección de agua de formación tratada con reductor de viscosidad al espacio anular al nivel de succión de la bomba. Las condiciones del agua de formación, a una temperatura similar a la del fondo de mezclado y características del fluido, el agente reductor de viscosidad permite conservar la entalpía del fluido de inyección para evitar un shock térmico, el cual no afecte la eficiencia de la bomba ni la velocidad de reacción con el fluido de producción.

Variables

Variable dependiente:

Viscosidad del crudo.

Variables independientes:

Concentración de agente reductor de viscosidad, porcentaje de dilución en agua de formación, temperatura del crudo, velocidad de corte, tasa de producción de fluidos, inversión, TIR, VAN.

Hipótesis

El agente reductor de viscosidad, basado en la tecnología de polímeros surfactantes, mezclado con agua de formación en una proporción del 2% en peso seco del químico e inyectado mediante tubo capilar en el anular del pozo hasta las inmediaciones de la succión de la bomba electro-sumergible, permitirá reducir la viscosidad del crudo mediante la acción de mezclado instantáneo por la fuerza centrífuga en el interior de la bomba y de esta manera se incrementará la tasa de producción del pozo, manteniendo los niveles de eficiencia de la bomba electro-sumergible similares o cercanos a las condiciones operativas de diseño del pozo RAM-24H del Campo ISTER-A.

CAPÍTULO I

MARCO TEÓRICO

1.1. Contexto de la investigación

El pozo RAM-24H del Campo ISTER-A se diseñó para producciones de 3000 BFPD, con una viscosidad mixta de 900 cP. Se consideró al inicio un corte de agua del 10%, el cual se encontraba dentro del diseño operativo de la bomba. La eficiencia de la bomba según el diseño hidráulico es del 61% con una cabeza hidrostática total (TDH) de 11.000 pies de columna de fluido.

1.1.1. Situación Actual

La viscosidad del petróleo crudo se ha incrementado sustancialmente a más de 3000 cP, sin tener una certeza del fenómeno, por lo que se decide realizar ensayos de laboratorio para conocer el perfil reológico del crudo. Se deduce a priori, que podría ser presencia de depósitos de asfaltenos, por correlación con otros pozos y campos vecinos, donde hay evidencia de los mismos problemas.

1.1.2. Desempeño Inicial

La producción inicial mediante prueba de producción indica que el pozo tiene un bajo corte de agua y una viscosidad promedia a las condiciones de un petróleo de calidad API intermedia de 18, el cual permite a la bomba levantar la columna de fluido del pozo sin ningún tipo de inconvenientes, con una frecuencia de 59 Hz, muy cercana a las condiciones de placa.

La bomba tiene 390 etapas, trabaja a 2900 RPM con una TDH de 7600 pies, con una Pwf de 600 psi, presión de succión en la bomba de 450 psi y una presión de descarga de 3600 psi. La eficiencia final fue de 53%.

1.1.3. Problemas Actuales

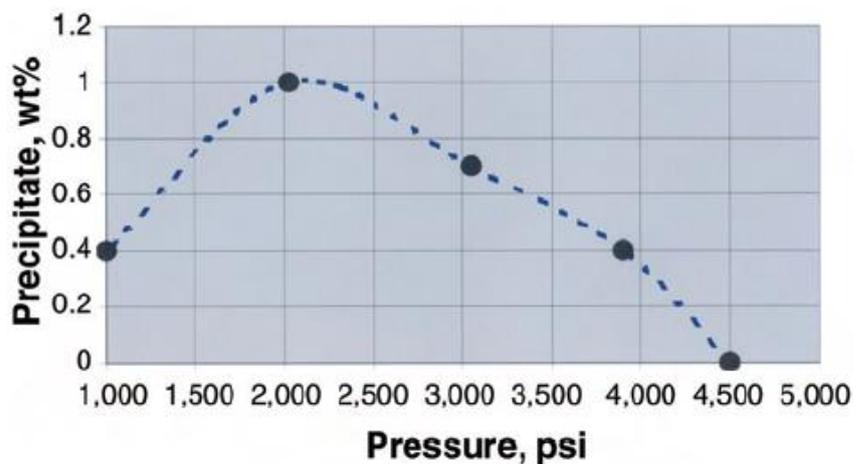
Disminución paulatina de la producción de fluido total del pozo, por fuera de los rangos estimados de decaimiento natural de un reservorio del mismo tipo en el Campo ISTER-A. No existe un crecimiento excesivo de la producción de agua, por lo que no se

sospecha que exista disminución de la temperatura de la mezcla por debajo del punto de cristalización de los asfaltenos en el crudo. Pero, la cantidad de sólidos en suspensión, en libras por 1000 barriles, se han incrementado a 25, lo cual indica que al incrementarse la viscosidad del petróleo se está extrayendo los sólidos inorgánicos de la formación y podrían estar generando una mezcla viscosa en fondo con presencia de precipitados orgánicos e inorgánicos que redundan en el incremento de la viscosidad del petróleo producido desde la formación. Sin embargo, luego de realizado el análisis SARA (saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos), mismo que indica que el contenido, en porcentaje en peso, de los asfaltenos está por encima de 28%, lo cual es un indicador de que la presencia de este tipo de componente en el crudo es significativa, se decide que debe realizarse un tratamiento para evitar que se decanten y adhieran los asfaltenos una vez alcanzado el punto de equilibrio de solubilidad en la mezcla del crudo por disminución de la presión y/o temperatura de fondo.

1.1.4. Propuesta de Solución

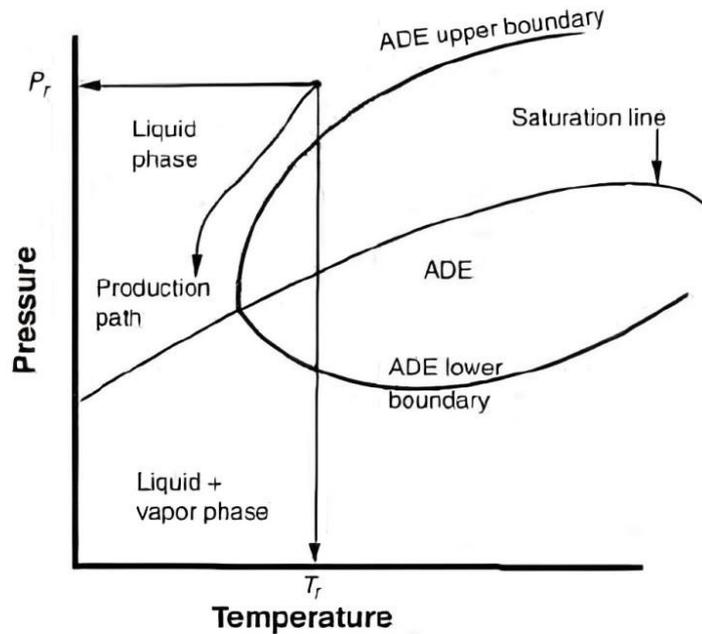
Limpieza de tubería con químicos y recubrimiento pelicular con protector antiincrustante y biocida para condiciones de presión y temperatura de fondo de pozo y con altas concentraciones de cloruros para eliminar interferencias futuras con el tratamiento químico para reducir la viscosidad del petróleo.

Ilustración 2. Formación de precipitados de asfaltenos en función de la presión



Nota: La figura presenta la formación acumulada de depósitos de asfaltenos respecto a la variación de la presión, el pico máximo de concentración de asfaltenos precipitados ocurre a 2000 psi para esta muestra de crudo. Tomado de (Lake, 2007).

Ilustración 3. Diagrama de fases de la formación de precipitados de asfaltenos en función de la presión y temperatura



Nota: En la figura ADE significa envolvente de depositación de asfaltenos. La formación de precipitados ocurre con mayor frecuencia cuando la envolvente se aproxima a la línea de saturación. Una producción de crudo sin precipitados de asfaltenos deberá estar por fuera de esta envolvente. Tomado de (Lake, 2007).

1.2. Revisión de conceptos

A continuación, se revisarán varios conceptos, los mismos que son importantes para el desarrollo del presente trabajo de investigación.

1.2.1 Introducción al Levantamiento Artificial

El levantamiento artificial se refiere a las técnicas utilizadas para incrementar el flujo de petróleo desde los pozos cuando la energía natural del yacimiento es insuficiente para llevar el petróleo a la superficie. Entre los métodos de levantamiento artificial, el uso de

Bombas Electro-sumergibles (BES) es uno de los más comunes y efectivos, especialmente en pozos de alta producción y con fluidos de baja viscosidad (Panbarasan et al., 2022).

1.2.1.1 Componentes de un Sistema BES

Un sistema de levantamiento artificial con BES consta de varios componentes clave:

1. Bomba Electro-sumergible:

- Es una bomba centrífuga multietapa que se sumerge en el pozo.
- Cada etapa de la bomba aumenta la presión del fluido, permitiendo que el petróleo sea elevado desde grandes profundidades.

2. Motor Sumergible:

- Proporciona la potencia necesaria para hacer funcionar la bomba.
- Es un motor eléctrico que opera bajo el nivel del fluido en el pozo.

3. Cable de Potencia:

- Transporta la energía eléctrica desde la superficie hasta el motor sumergible.
- Está diseñado para soportar las condiciones hostiles del pozo, incluyendo alta temperatura y presión.

4. Unidad de Superficie:

- Incluye el variador de frecuencia (VFD) y el transformador.
- Controla y suministra la energía eléctrica al motor sumergible, ajustando la frecuencia para optimizar el rendimiento de la bomba.

5. Tubería de Producción:

- Conduce el fluido bombeado desde el pozo hasta la superficie.
- Puede estar equipada con válvulas y otros dispositivos para controlar el flujo y la presión.

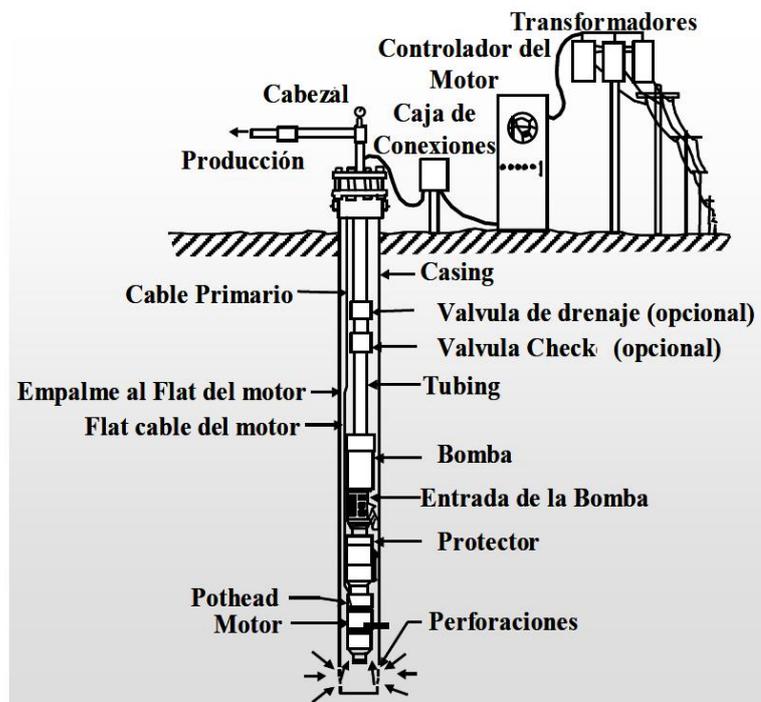
1.2.1.2 Principios de Operación

El sistema BES opera de la siguiente manera:

- **Energía Eléctrica:** La unidad de superficie convierte la energía eléctrica y la envía a través del cable de potencia hasta el motor sumergible.

- **Motor Sumergible:** El motor convierte la energía eléctrica en energía mecánica, impulsando la bomba centrífuga.
- **Bomba:** La bomba centrífuga multietapa eleva el fluido desde el fondo del pozo hasta la superficie. Cada etapa de la bomba añade presión al fluido, permitiendo su ascenso.
- **Flujo de Fluido:** El fluido producido es transportado a través de la tubería de producción hasta la superficie, donde es procesado y almacenado.

Ilustración 4. Componentes de una instalación de subsuelo con BES



Nota: La figura presenta las partes que componen una instalación de fondo de un sistema de levantamiento artificial por bombas electro-sumergibles. Tomado de (Polanía, 2008).

1.2.1.3 Ventajas del Uso de BES

- **Alta Capacidad de Producción:** Pueden manejar grandes volúmenes de fluidos, lo que es ideal para pozos de alta producción.
- **Adaptabilidad:** Pueden operar en una amplia gama de profundidades y condiciones de pozo.

- **Control de Producción:** El uso de un VFD permite ajustar la velocidad de la bomba para optimizar la producción y la eficiencia.
- **Durabilidad:** Diseñadas para operar en condiciones extremas, como altas temperaturas y ambientes corrosivos.

1.2.1.4 Desafíos y Consideraciones

- **Costo Inicial:** La instalación de un sistema BES puede ser costosa debido a los equipos especializados y la infraestructura necesaria.
- **Mantenimiento:** Requieren un mantenimiento regular y especializado para asegurar un funcionamiento óptimo y prolongar la vida útil del sistema.
- **Problemas Operativos:** La presencia de gas libre, sólidos y alta viscosidad del crudo pueden afectar negativamente el rendimiento de las BES.
- **Compatibilidad Química:** Es necesario asegurar que los materiales de las bombas sean compatibles con los fluidos producidos para evitar la corrosión y otros daños.

1.2.1.5 Mejora de la Vida Útil de BES

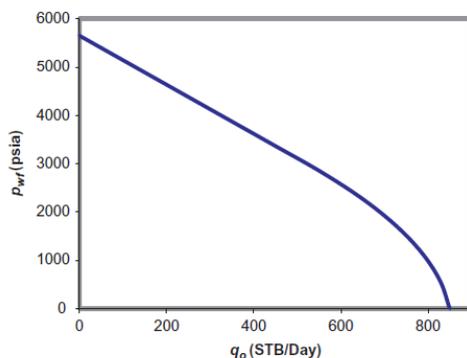
Para mejorar la vida útil de las BES, se pueden implementar varias estrategias, tales como:

- **Reducción de la Viscosidad del Crudo:** Inyectar aditivos reductores de viscosidad para facilitar el bombeo del crudo.
- **Monitoreo y Control Continuo:** Utilizar sistemas de monitoreo avanzado para detectar problemas tempranos y ajustar la operación de las bombas en tiempo real.
- **Mantenimiento Preventivo:** Realizar mantenimientos programados y reemplazos de componentes críticos antes de que fallen.
- **Optimización de la Instalación:** Asegurarse de que la bomba esté correctamente instalada y centrada para evitar desgastes innecesarios.

1.2.2 Comportamiento de Afluencia del pozo productor

Es una representación matemática y gráfica que describe la relación entre la tasa de producción de un pozo de petróleo y la presión de fondo fluyente (P_{wf}) del pozo. La IPR es una herramienta crucial en la ingeniería de yacimientos y producción, ya que permite evaluar el rendimiento del pozo y determinar su capacidad de producción bajo diferentes condiciones operativas (Ahmed, 2010).

Ilustración 5. Curva típica de IPR



Nota: La figura representa una curva tipo de un comportamiento de afluencia (IPR) en un pozo. Tomado de (Guo et al., 2017).

1.2.2.1 Definición y Conceptos Clave del IPR

- **Presión del Yacimiento (P_r):** La presión en el yacimiento a cierta distancia del pozo, típicamente en la frontera del yacimiento. Es una medida de la energía disponible para empujar el fluido hacia el pozo.
- **Presión de Fondo Fluyente (P_{wf}):** La presión medida en el fondo del pozo mientras está en producción. Es menor que la presión del yacimiento debido a las pérdidas de presión asociadas con el flujo del fluido hacia el pozo.
- **Tasa de Producción (q):** La cantidad de fluido (petróleo, gas o agua) que el pozo produce por unidad de tiempo, típicamente expresada en barriles por día (STB/día) para petróleo.
- **Curva IPR:** Una gráfica que muestra la relación entre la tasa de producción (q) y la presión de fondo fluyente (P_{wf}). La curva generalmente tiene una forma convexa, indicando que la tasa de producción aumenta a medida que disminuye la presión de fondo fluyente.

1.2.2.2 Ecuaciones para la estimación del IPR

Existen varias ecuaciones para estimar el IPR de un pozo, dependiendo del tipo de flujo y de las características del yacimiento:

1. Ecuación de Vogel (para yacimientos con gas en solución)

Vogel plantea la siguiente ecuación para el comportamiento del flujo para pozos verticales y en flujo radial (Vogel, 1968):

$$q = q_{m\acute{a}x} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right] \quad \text{Ec. (1)}$$

Donde:

$q_{m\acute{a}x}$ es la tasa de producción máxima (cuando P_{wf} es cero).

P_{wf} es la presión de fondo fluyente.

P_r es la presión promedio del yacimiento.

2. Ecuación de Darcy (para flujo radial en yacimientos homogéneos):

Esta ecuación es clásica para la determinación del flujo hacia un pozo vertical e incluye el factor de daño de formación S (Dake, 1978):

$$q = 0.00708 \frac{kh}{\mu_o B_o} \left[\frac{(P_r^2 - P_{wf}^2)^{0.5}}{\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S} \right] \quad \text{Ec. (2)}$$

Donde:

k es la permeabilidad del yacimiento.

h es el espesor del yacimiento.

μ_o es la viscosidad del petróleo.

B_o es el factor de volumen del petróleo.

r_e es el radio de drenaje.

r_w es el radio del pozo.

S es el factor de daño.

3. Ecuación de Fetkovich

Este modelo es una combinación de las ecuaciones de Darcy y Vogel (Economides et al., 2013):

$$q = q_{m\acute{a}x} \left[1 - \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right]^n \quad \text{Ec. (3)}$$

Donde n es un exponente que depende del tipo de flujo (para flujo lineal n=1, para flujo radial n=2, y para flujo no Darcy n>2).

4. Ecuación de Joshi para Pozos Horizontales

La ecuación de Joshi se usa para estimar la tasa de producción de petróleo de pozos horizontales. Esta ecuación es una de las más reconocidas y toma en cuenta varios factores críticos (Joshi, 1986):

$$q = 0,00708 \frac{kh}{\mu_o B_o} \left[\frac{P_r - P_{wf}}{\ln \left(\frac{L_e}{r_w} \right) + S_h} \right] \quad \text{Ec. (4)}$$

Donde:

q es la tasa de producción del pozo (STB/día).

k es la permeabilidad del yacimiento (mD).

h es el espesor del yacimiento (ft).

μ_o es la viscosidad del petróleo (cP).

B_o es el factor de volumen del petróleo (RB/STB).

L_e es la longitud efectiva del pozo horizontal (ft).

r_w es el radio del pozo (ft).

S_h es el factor de daño horizontal (adimensional).

5. Ecuación de Fetkovich Modificada para Pozos Horizontales

Para pozos horizontales, la ecuación de Fetkovich también se puede adaptar para describir el comportamiento de afluencia:

$$q = q_{m\acute{a}x} \left[1 - \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^n \right] \quad \text{Ec. (5)}$$

Donde $q_{m\acute{a}x}$ es la tasa de producción máxima cuando P_{wf} es cero y n es un exponente que se ajusta según el tipo de flujo.

6. Ecuación de Economides y Cheng para Pozos Horizontales

Economides y Cheng desarrollaron una ecuación para describir la IPR de pozos horizontales basada en el flujo de estado pseudoestacionario (Economides et al., 2013):

$$q = 0,00708 \frac{kh}{\mu_o B_o} \left[\frac{P_r - P_{wf}}{\ln \left(\frac{L_e}{r_w} \right) + S_h + D} \right] \quad \text{Ec. (6)}$$

Donde D es un factor que incluye los efectos del flujo a lo largo del pozo horizontal y puede ser calculado como:

$$D = \frac{L_e}{h} \left[\frac{1}{4} \ln \left(1 + \left(\frac{h}{L_e} \right)^2 \right) + 0.5 \ln \left(1 + \left(\frac{L_e}{r_w} \right)^2 \right) - 0.5 \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) \right] \quad \text{Ec. (7)}$$

7. Ecuación de Retnanto y Economides para Pozos Horizontales

Este modelo es el resultado de una simulación numérica utilizando el modelo VIP, el cual tiene la siguiente forma (Retnanto & Economides, 1998):

$$q = q_{\text{máx}} \left[1 - 0.25 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.75 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^n \right] \quad \text{Ec. (8)}$$

En esta ecuación, el valor de n viene dado por:

$$n = \left[-0.27 + 1.46 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.96 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] (4 + 1.66 \times 10^{-3} P_b) \quad \text{Ec. (9)}$$

Donde P_b es la presión de burbuja.

8. Modelo de Cheng

Esta expresión corresponde a una simulación numérica, para la cual se considera que la saturación de agua es contante y que el pozo está ubicado en la mitad del yacimiento de forma rectangular. La saturación del agua es inmóvil, por lo que se produce solamente es gas y petróleo.

Esta expresión permite calcular el comportamiento de afluencia para diferentes ángulos de inclinación del pozo, desde la posición vertical hasta la completamente horizontal (Cheng, 1990).

$$q = q_{m\acute{a}x} \left[a_1 - a_2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - a_3 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right] \quad \text{Ec. (10)}$$

Donde las constantes a_1 , a_2 y a_3 vienen dada por para los diferentes ángulos de inclinación que se presentan en la siguiente tabla

Ilustración 6. Parámetros de la correlación de Cheng para varios ángulos de inclinación

Ángulo de desviación (grados)	Parámetros		
	a_1	a_2	a_3
0 (vertical)	1.0000	0.2000	0.8000
15	0.9998	0.2210	0.7783
30	0.9969	0.1254	0.8582
45	0.9946	0.0221	0.9663
60	0.9926	-0.0549	1.0395
75	0.9915	-0.1002	1.0829
85	0.9915	-0.1120	1.0942
90 (horizontal)	0.9885	-0.2055	1.1818

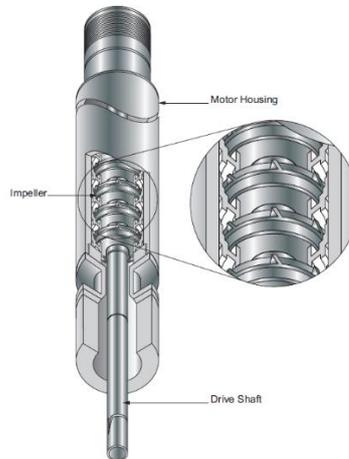
Nota: Los valores de la tabla corresponden a los parámetros para el modelo propuesto por Cheng. Tomado de (Kamkom, 2004).

1.2.2.3 Aplicaciones del IPR

- **Diseño y Selección de Equipos:** La curva IPR ayuda a los ingenieros a seleccionar el equipo de levantamiento artificial adecuado y a diseñar sistemas de producción óptimos.
- **Evaluación del Desempeño del Pozo:** Permite evaluar la eficiencia de la producción del pozo y determinar si el pozo está operando cerca de su capacidad óptima.

- **Pronóstico de Producción:** Ayuda a predecir cómo cambiará la producción del pozo a lo largo del tiempo bajo diferentes escenarios operativos y de presión.
- **Análisis de Daño y Mejora del Pozo:** El IPR puede identificar problemas de daño cerca del pozo (skin) y evaluar el impacto de las técnicas de estimulación y mejora del pozo.

Ilustración 7. Partes básicas de una BES



Nota: el gráfico representa las partes básicas de una bomba *electro-sumergible* (BES). Tomado de (Heriot-Watt University, 2013).

1.2.2.4 Consideraciones para el Uso de las Ecuaciones de IPR

Al aplicar estas ecuaciones, es importante considerar:

- **Características del yacimiento:** La homogeneidad del yacimiento, anisotropía, y la presencia de fracturas pueden afectar la precisión de las ecuaciones.
- **Propiedades del fluido:** La viscosidad y el factor de volumen del petróleo deben ser correctamente determinados para condiciones específicas de presión y temperatura.
- **Configuración del pozo:** La longitud efectiva del pozo horizontal y el radio del pozo deben ser medidos con precisión para obtener resultados precisos.

1.2.3. Comportamiento de Bombas Electro-sumergibles

Las bombas electro-sumergibles (ESP, por sus siglas en inglés) son dispositivos ampliamente utilizados para el levantamiento artificial de fluidos en aplicaciones industriales, particularmente en la extracción de petróleo y agua subterránea. Su comportamiento y funcionamiento están determinados por varios factores mecánicos y eléctricos. A continuación, se describe su comportamiento:

1.2.3.1. Principio de Funcionamiento

Las bombas electro-sumergibles consisten en una serie de componentes clave:

- **Motor eléctrico sumergible:** Proporciona la energía necesaria para el bombeo.
- **Bomba centrífuga multietapa:** Compuesta por varios impulsores y difusores que incrementan la presión del fluido a medida que este asciende por la columna.
- **Cable de potencia:** Transmite la energía eléctrica desde la superficie hasta el motor sumergido.
- **Protector de motor:** Impide que los fluidos de formación entren en el motor y controla la expansión térmica del aceite del motor.
- **Sensor de fondo de pozo (opcional):** Monitorea parámetros como presión, temperatura y vibración.

1.2.3.2 Comportamiento y Características

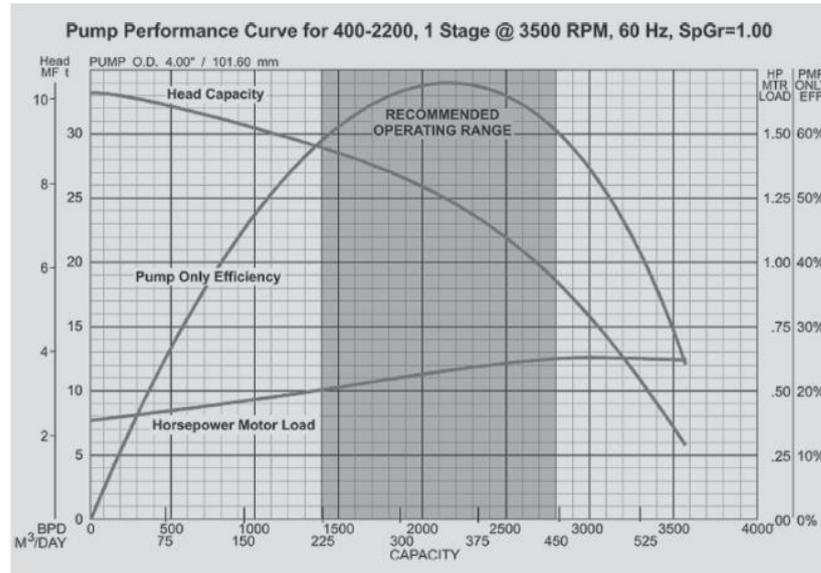
a) Rendimiento Hidráulico

- **Curva Característica de la Bomba:** Relaciona la altura total (carga), la eficiencia, y la potencia absorbida con el caudal. La curva muestra que, a mayores caudales, la altura total disminuye.
- **Eficiencia:** Varía con el caudal, alcanzando un pico en un punto específico conocido como el punto de mejor eficiencia (BEP, por sus siglas en inglés).
- **Punto de Mejor Eficiencia (BEP):** Es el punto en la curva de eficiencia donde la bomba opera con la mayor eficiencia. Es deseable que las BES operen cerca de este punto para reducir costos de operación y mantenimiento. Operar lejos del BEP puede resultar en un desgaste excesivo de los componentes de la bomba y una eficiencia energética reducida.

b) Rendimiento del Motor

- **Velocidad Constante:** La mayoría de los motores de las BES funcionan a una velocidad constante (normalmente 3,600 rpm para motores de 60 Hz), lo que implica que el caudal es principalmente una función de la presión y las características de la bomba.
 - **Consumo de Energía:** Depende de la carga hidráulica y del caudal. Aumenta con la demanda de levantamiento.
- c) Efectos de la Profundidad y la Presión
- **Presión de Succión:** La presión en la entrada de la bomba afecta su rendimiento. Una presión de succión adecuada es esencial para evitar la cavitación.
 - **Cabeza de Descarga:** Determinada por la altura de levantamiento y las pérdidas por fricción en la tubería.
- d) Control y Monitoreo
- **Variadores de Frecuencia (VFD):** Permiten ajustar la velocidad del motor para optimizar el rendimiento y adaptarse a cambios en la demanda de caudal.
 - **Sensores y Monitoreo:** Permiten la recopilación de datos en tiempo real para la gestión y el mantenimiento predictivo.
- e) Condiciones de Operación
- **Viscosidad del Fluido:** Afecta la eficiencia y el caudal. Los fluidos más viscosos pueden reducir la capacidad de la bomba.
 - **Contenido de Sólidos:** Los sólidos pueden causar desgaste en los impulsores y difusores, reduciendo la vida útil de la bomba.
 - **Temperatura del Fluido:** Influye en la eficiencia del motor y la vida útil de los componentes eléctricos.

Ilustración 8. Ejemplo del comportamiento hidráulico de una BES



Nota: La curva corresponde a un modelo de bomba electro-sumergible a determinadas condiciones de fluido. Tomado de (Lyons et al., 2016)

1.2.3.3 Comportamiento de la Curva de la Bomba Respecto a la Viscosidad

- a) Impacto de la Viscosidad Alta:
 - **Reducción del Caudal:** Los fluidos más viscosos generan mayor resistencia al flujo, lo que provoca una reducción del caudal manejado por la bomba a una presión dada.
 - **Desplazamiento de la Curva hacia Abajo:** La curva de presión vs. caudal se desplaza hacia abajo, indicando que, para un mismo caudal, la bomba genera menos presión con fluidos más viscosos.
 - **Forma de la Curva:** Puede cambiar, haciéndose más empinada en la región de bajo caudal debido al aumento de pérdidas por fricción interna.
- b) Reducción de la Eficiencia:
 - **Eficiencia Menor:** La eficiencia de la bomba disminuye con el aumento de la viscosidad debido al incremento en las pérdidas mecánicas e hidráulicas.
 - **Desplazamiento del BEP:** El punto de mejor eficiencia (BEP, por sus siglas en inglés) se desplaza hacia un caudal menor y una eficiencia más baja, haciendo que sea más difícil alcanzar el óptimo de operación.

- **Amplia Disminución de la Eficiencia:** En fluidos altamente viscosos, la caída en eficiencia puede ser significativa, impactando negativamente el rendimiento energético y el costo operativo.
- c) Aumento de la Potencia Requerida:
- **Mayor Consumo Energético:** Las bombas requieren más energía para mover fluidos más viscosos, resultando en un aumento de la potencia consumida.
 - **Curva de Potencia más Empinada:** La curva de potencia se vuelve más empinada, reflejando un incremento más rápido en el consumo de energía con el aumento del caudal.

1.2.3.4 Resumen del Comportamiento de la Bomba con Diferentes Viscosidades

El rendimiento de una bomba electro-sumergible (ESP) disminuye a medida que aumenta la viscosidad del fluido. La mayor viscosidad genera mayor resistencia al flujo, reduciendo el caudal y la eficiencia de la bomba, lo que puede llevar a un aumento del consumo de energía y la sobrecarga del sistema.

1.2.3.5 Consideraciones Prácticas

El uso de agentes reductores de viscosidad en sistemas con bombas electro-sumergibles mejora el caudal y la eficiencia al reducir la resistencia del fluido. Al disminuir la viscosidad, se facilita el flujo a través de la bomba, disminuyendo la carga y el consumo energético. Es esencial seleccionar un reductor compatible con el fluido y condiciones del pozo, como temperatura y salinidad, para evitar incompatibilidades que afecten la operación. La concentración del agente también debe optimizarse para lograr el equilibrio entre costos y rendimiento, evitando sobredosificación o efectos adversos en la bomba y formación.

1.2.4 Agentes reductores de viscosidad: Polímeros surfactantes

Los polímeros surfactantes como agentes reductores de viscosidad de petróleos pesados son una herramienta clave en la optimización de la producción de crudo en campos con características de alta viscosidad. A continuación, se describe una base teórica sobre su funcionamiento, tipos, y mecanismos de acción.

1.2.4.1. Definición de Polímeros Surfactantes

Los polímeros surfactantes son compuestos que combinan propiedades tanto de polímeros como de surfactantes. Los polímeros son macromoléculas formadas por la repetición de unidades monoméricas, mientras que los surfactantes son compuestos que disminuyen la tensión interfacial entre dos fases (por ejemplo, entre agua y aceite). Cuando se combinan estas dos propiedades, se obtiene un agente químico que puede interactuar eficazmente con sistemas complejos como el petróleo pesado (Zhang et al., 2024).

1.2.4.2. Mecanismo de Acción en la Reducción de Viscosidad

El petróleo pesado se caracteriza por su alta viscosidad debido a la presencia de compuestos de alto peso molecular, como asfaltenos, resinas y parafinas, que tienden a agregarse formando estructuras que incrementan la resistencia al flujo. Los polímeros surfactantes actúan reduciendo la viscosidad a través de varios mecanismos:

- **Dispersión de Asfaltenos:** Los asfaltenos son una de las fracciones más pesadas y polares del petróleo crudo, y tienden a formar agregados que contribuyen a aumentar la viscosidad. Los surfactantes en los polímeros interactúan con los asfaltenos, rompiendo sus agregados y manteniéndolos dispersos en la fase líquida, lo que reduce la viscosidad general del crudo (Hussein, 2023).
- **Modificación de la Microestructura del Crudo:** Los polímeros surfactantes pueden alterar la microestructura interna del petróleo pesado al interactuar con las resinas y asfaltenos. Esto evita la formación de redes moleculares complejas que contribuyen al aumento de la viscosidad (Zhao et al., 2024).
- **Formación de Micelas o Microemulsiones:** Los polímeros surfactantes pueden formar estructuras micelares o microemulsiones en presencia de agua y petróleo. Estas estructuras permiten que las moléculas de crudo pesado se distribuyan de manera más uniforme, reduciendo la fricción interna y, por tanto, la viscosidad (Painulya et al., 2024).
- **Reducción de la Tensión Interfacial:** Al disminuir la tensión interfacial entre el crudo y el agua presente, los surfactantes permiten un mejor flujo del

crudo, especialmente en formaciones donde hay presencia de emulsiones agua-aceite (Wei et al., 2023).

1.2.4.3. Tipos de Polímeros Surfactantes

Existen diferentes tipos de polímeros surfactantes que se utilizan en la industria petrolera, dependiendo de las características del crudo y el entorno operativo (Ardila-Ayala y Arévalo-Sánchez, 2018):

- **Polímeros Iónicos:** Estos surfactantes poseen cargas positivas o negativas que facilitan la disociación de asfaltenos y otras fracciones polares del crudo. Los polímeros iónicos son efectivos en ambientes con alta salinidad, lo que los hace útiles en pozos con altos niveles de cloruros o en aguas de formación con alta concentración de sales.
- **Polímeros No Iónicos:** Son más estables en un rango amplio de pH y no se ven afectados por la salinidad. Estos polímeros actúan principalmente formando micelas y dispersando asfaltenos.
- **Polímeros Anfifílicos:** Contienen tanto grupos hidrofóbicos como hidrofílicos en su estructura, lo que les permite interactuar tanto con las fases acuosas como oleosas. Estos polímeros son muy efectivos en crudos altamente viscosos, ya que pueden estabilizar microemulsiones de crudo en agua.

1.2.4.4. Factores que Afectan la Eficiencia de los Polímeros Surfactantes

La eficiencia de los polímeros surfactantes como reductores de viscosidad depende de varios factores (Ma et al., 2022):

- **Concentración del Polímero:** Una mayor concentración generalmente mejora la efectividad, pero existe un límite a partir del cual ya no se obtiene una reducción significativa de la viscosidad.

- **Temperatura:** La viscosidad del crudo disminuye naturalmente con el aumento de la temperatura. Los polímeros surfactantes están diseñados para ser estables a temperaturas elevadas, pero también es importante que no se degraden bajo las condiciones térmicas del reservorio.
- **Salinidad y pH del medio:** En algunos casos, la presencia de altas concentraciones de sales o un pH extremo puede disminuir la efectividad de los surfactantes poliméricos. Sin embargo, el uso de polímeros adecuados, como los polímeros iónicos o anfifílicos, puede contrarrestar este efecto.
- **Compatibilidad con el Crudo:** Es crucial seleccionar un polímero surfactante que sea compatible con el tipo de crudo a tratar. No todos los crudos reaccionan de la misma manera ante un polímero en particular debido a la variabilidad en su composición (asfaltenos, resinas, parafinas, etc.).

1.2.4.5. Aplicaciones Prácticas

- **Inyección en Pozos de Petróleo:** Los polímeros surfactantes se pueden inyectar en los pozos como parte de un programa de mejora de recuperación secundaria o terciaria. Al reducir la viscosidad del crudo, se facilita su flujo hacia el pozo productor, lo que mejora la tasa de producción.
- **Mejora en el Manejo de Crudos en Superficie:** Una vez que el crudo pesado ha sido extraído, los polímeros surfactantes también pueden ser utilizados para facilitar el transporte y manejo en superficie, ya que reducen la resistencia al flujo en tuberías.
- **Uso en Sistemas de Bombas Electro-sumergibles (BES):** En pozos que utilizan BES para la extracción de crudos pesados, la adición de estos polímeros puede mejorar la eficiencia de la bomba al reducir la viscosidad del crudo en su entrada, optimizando el rendimiento.

1.3. Descripción de las Formaciones productoras

La Formación Hollín es uno de los reservorios de hidrocarburos más prolíficos y conocidos en la Cuenca Oriente del Ecuador. Dentro de esta formación, el Hollín Inferior es de particular interés por su capacidad de almacenamiento y producción de petróleo. A

continuación, se presenta una descripción detallada de sus características geológicas y de yacimientos.

1.3.1 Geología de la Formación Hollín Inferior

1.3.1.1 Ubicación y Edad Geológica

- La Formación Hollín Inferior está presente en la Cuenca Oriente, que se extiende a lo largo de la región amazónica del Ecuador, al pie de los Andes.
- Se depositó durante el Cretácico Temprano, aproximadamente entre el Aptiano y el Albiano. Este período geológico fue clave en la formación de importantes secuencias sedimentarias en la cuenca, vinculadas a la apertura del Atlántico Sur y la fragmentación del supercontinente Gondwana.

1.3.1.2 Litología

- **Areniscas:** La Hollín Inferior está compuesta predominantemente por areniscas cuarzosas, de grano medio a grueso, bien redondeadas y de alta pureza mineralógica. Estas areniscas son el principal reservorio de hidrocarburos, y su buen grado de clasificación favorece excelentes propiedades de almacenamiento.
- **Lutitas y arcillolitas:** Las areniscas están intercaladas con capas de lutitas y arcillas, que actúan como sellos. Estas lutitas, depositadas en ambientes más marinos o lacustres, son cruciales para la generación de trampas.
- **Conglomerados y capas carbonosas:** En algunos sectores, se encuentran conglomerados en la base de la formación, lo que sugiere sedimentación en un ambiente de alta energía, como canales fluviales o áreas próximas a la costa.

1.3.1.3 Ambiente Depositional

- El ambiente deposicional de la Formación Hollín Inferior está relacionado con un entorno fluvio-deltaico, donde ríos y deltas desembocaban en un mar somero. Este ambiente transicional generó la acumulación de areniscas en canales fluviales y barras de arenas costeras.
- La sedimentación en un ambiente de mar somero y deltaico implicaba la interacción entre los depósitos continentales y las incursiones marinas, lo que explica la presencia de facies intercaladas de lutitas y areniscas.

1.3.1.4 Estructura Geológica

- La tectónica andina ha influido profundamente en la estructuración de la Cuenca Oriente. Los levantamientos andinos crearon una serie de plegamientos y fallamientos que han controlado la formación de trampas estructurales en la Formación Hollín Inferior.
- Las trampas más comunes son anticlinales, generadas por la compresión tectónica, y trampas combinadas donde la estructura y la estratigrafía juegan un papel fundamental.

1.3.2. Descripción de Yacimientos

1.3.2.1 Tipo de Reservorio

- Reservorio Clástico: El Hollín Inferior es un reservorio clástico compuesto principalmente por areniscas cuarzosas. Estas areniscas presentan excelentes propiedades de porosidad y permeabilidad, lo que las convierte en uno de los mejores reservorios en la Cuenca Oriente.
- Trampas estructurales: Los yacimientos en esta formación suelen ser el resultado de trampas estructurales (anticlinales) combinadas con elementos estratigráficos (cambios de facies), lo que contribuye a la acumulación de hidrocarburos.

1.3.2.2 Porosidad y Permeabilidad

- La porosidad efectiva en las areniscas del Hollín Inferior suele variar entre el 12% y el 25%, dependiendo de la calidad de la cementación y la profundidad del reservorio.
- La permeabilidad promedio es alta, con valores que varían entre 100 mD y 1000 mD, lo que permite un flujo eficiente de hidrocarburos en los pozos productores.

1.3.2.3 Tipo de Hidrocarburos

- Los yacimientos de la Formación Hollín Inferior contienen principalmente petróleo crudo mediano a pesado, con un rango de gravedad API que varía entre 20° y 35° API. El petróleo más pesado se encuentra generalmente en los reservorios más profundos y con mayores temperaturas.

- En algunos campos, como Sacha, Shushufindi, y Cuyabeno, se han encontrado yacimientos con cantidades significativas de gas asociado, lo que contribuye a la presión en el reservorio.

1.3.2.4 Presión y Temperatura

- Las presiones iniciales en los reservorios del Hollín Inferior varían entre 2000 y 4000 psi, dependiendo de la profundidad. Estos yacimientos son considerados moderadamente presurizados.
- La temperatura del reservorio también depende de la profundidad, con temperaturas típicas que oscilan entre 80°C y 120°C.

1.3.2.5 Mecanismo de Producción

- El mecanismo de producción principal es la expansión del gas disuelto en el petróleo, aunque también hay contribuciones de empuje por acuíferos en algunos sectores del campo.
- Para maximizar la producción, muchos de los pozos que producen del Hollín Inferior utilizan técnicas de levantamiento artificial, principalmente con bombas electro-sumergibles. Estos sistemas permiten mantener la producción en pozos con presión decreciente.

1.3.2.6 Operaciones Actuales

- Los yacimientos del Hollín Inferior están en explotación desde los años 70 y continúan siendo una fuente clave de producción de petróleo en Ecuador. Los campos como Shushufindi, Sacha, Cuyabeno y Auca son ejemplos de producción exitosa en esta formación.
- Se han implementado programas de recuperación secundaria, como la inyección de agua y gas, para mantener la presión en los yacimientos y mejorar los factores de recobro.

CAPÍTULO II

MARCO METODOLÓGICO

2.1. Diseño del Proyecto

El proyecto comprende dos etapas, en la primera se realiza una limpieza y acondicionamiento de las instalaciones de fondo, para eliminar asfaltenos y otros sólidos inorgánicos precipitados y depositados en las paredes de las tuberías y superficies metálicas de las instalaciones de subsuelo y posteriormente una inyección tipo batch del fluido de tratamiento base agua para disminuir la viscosidad del petróleo.

En la primera etapa se implementó un tratamiento de limpieza de asfaltenos en el sistema de producción del pozo, tanto en el interior del tubing como en el espacio anular entre el casing y el tubing, seguido de la inyección del tratamiento químico. El tratamiento está conformado por solvente, estabilizador y agente de suspensión para poder limpiar y levantar la mayor parte de los depósitos de asfaltenos, además de tratamiento para recuperar los sólidos inorgánicos que en su mayoría son arcillas y otras partículas en suspensión y precipitados de este tipo (inorgánicos). Adicionalmente, dentro de la dosificación se contempla un tratamiento multiactivo para además eliminar bacterias sulfato-reductoras y crear una película antiincrustante en las superficies de fondo. El volumen total a inyectarse es de 250 barriles, distribuidos de la siguiente manera:

- 100 barriles para el tratamiento inicial en el tubing, con camisa de circulación abierta.
- 150 barriles inyectados posteriormente, con camisa de circulación cerrada.

El tiempo de contacto estimado es de 4 horas, el mismo que está en función de la cantidad de asfaltenos a diluir, los cuales están calculados con base a un 30% en peso del crudo dentro de la tubería de producción y del anular casing-tubing.

En la segunda etapa, el volumen de tratamiento con el agente reductor de viscosidad a inyectarse al pozo está en función de la reducción de viscosidad deseada, por tanto, la inyección se dará de acuerdo a los resultados de laboratorio y al comportamiento de la producción del pozo alcanzada.

2.2. Selección de Componentes y Materiales

Esto se divide en:

2.2.1 Laboratorio

Para esto se necesitan:

- Muestras de crudo
- Agua destilada y corriente
- Agente reductor de viscosidad
- Cuba de Baño María
- Centrífuga de 4 brazos
- Viscosímetro de 4 velocidades (6, 12, 30 y 60 RPM).
- Sensor de temperatura
- Plancha de calentamiento
- Adicionales: pentano, heptano y tolueno, de requerirse.

2.2.2 Campo

Para esto se necesita:

- Limpieza de anular e interior de tubería de producción:
 - Camión bombeador
 - Líneas de alta presión y acople rápido
 - Cisternas de químicos
 - Tanques de recolección de productos del pozo
 - Cuba de mezclado
- Inyección de químicos
 - Bomba dosificadora tipo pistón
 - Tubo capilar de 1”.
 - Drum de químico preparado.

2.2.1. Bombas Electro-sumergibles (BES)

La BES instalada en el pozo será la misma para todo el proceso.

2.2.2. Reductor de Viscosidad

El químico base es un polímero surfactante de nueva generación, el cual se puede diluir en agua, de preferencia agua de producción, en concentraciones recomendadas entre 1,5% a 2% w/w. El polímero diluido puede resistir altas concentraciones de cloruros, alta temperatura y no se ve afectado por la presencia de bacterias. Es útil para diluir y mantener en suspensión concentraciones de asfaltenos una vez realizado el primer tratamiento de limpieza del pozo.

2.2.3. Sistema de Inyección

El camión bombeador tiene una bomba de desplazamiento positivo para 5000 psi con caudales comprendidos entre 0,5 a 1,0 barriles por minuto.

Ilustración 9. Camión bombeador típico para inyección a pozo en trabajos de limpieza química



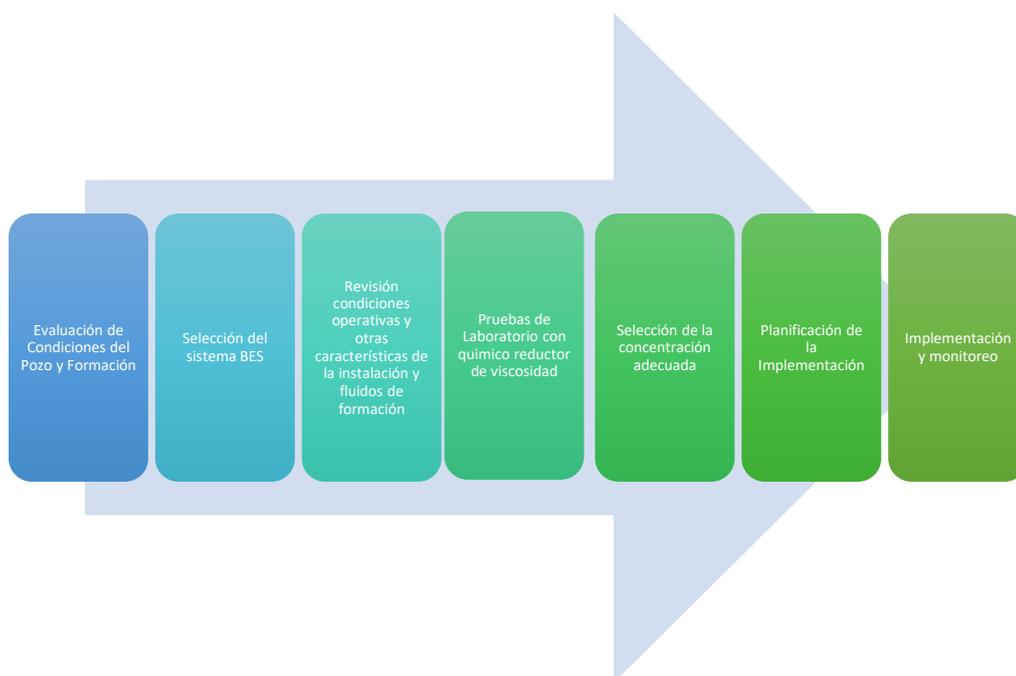
Ilustración 10. Camión cisterna típico para inyección a pozo en trabajos de limpieza química



2.3. Diseño de Proceso

El proceso será el estructurado como se presenta en la siguiente figura.

Figura. 1. Diagrama de proceso de la implementación del proyecto de inyección de químicos en el Pozo RAM-24H



Nota: operación de control y monitoreo de las operaciones a ser ejecutadas en el pozo de estudio.

2.3.1. Proceso de Inyección

Se prepara la solución principal con solventes orgánicos para disolver fracciones pesadas e intermedias de asfaltenos, así como de precipitados adheridos en tubería y sarta de producción. Se adicionan estabilizador y dispersante en la formulación para mantenerlos en niveles de solubilidad en el fluido de tratamiento para transportarlos a superficie con la producción del pozo. Para remover arcillas reactivas se prepara mix químico con el estimado de la concentración de sólidos (promedio de 22 libras cada 1000 barriles), el mismo que está compuesto por un fluido de control multiactivo más dispersante y floculante. Esto permitirá mantener en suspensión y en estado de agregación coloidal las arcillas reactivas para poderlas transportar a superficie con el fluido gastado y la producción natural del pozo. El fluido multiactivo es capaz, además, de eliminar inmediatamente bacterias sulfato-reductoras especialmente, ser compatible con los solventes, trabajar a alta temperatura y presión y altos niveles de concentración cloruros en el pozo (por encima de 30.000 ppm de Cl⁻), de adherirse a superficies metálicas y además proporciona una película protectora contra incrustaciones orgánicas e inorgánicas por largos periodos de tiempo.

2.3.2. Control y Monitoreo

- Descripción del Sistema de Control: Se instalará un sistema de control automatizado basado en PLC (Controlador Lógico Programable), que monitoreará y ajustará la tasa de inyección en tiempo real, según las condiciones del pozo y la respuesta de la BES.
- Instrumentación y Sensores:
 - Sensores de Presión y Flujo: Se instalarán sensores a lo largo de la línea de inyección para medir la presión y el caudal en tiempo real.
 - Monitorización de la Viscosidad: Se implementará un viscosímetro en línea para garantizar que la mezcla de agua aditivada mantenga las propiedades deseadas antes de ser inyectada.

2.4. Cálculos y Modelos

- **Cálculos de Capacidad de Inyección**
 - **Capacidad de Inyección:** La capacidad máxima del sistema de inyección se ha calculado en 4.0 GPD, con la posibilidad de reducir la tasa según las necesidades del pozo.
 - **Presión de Inyección:** El sistema está diseñado para operar a presiones de hasta 3000 psi, con válvulas de seguridad para evitar sobrepresiones.
- **Modelos Predictivos**
 - **Reducción de Viscosidad:** Se utilizarán modelos termodinámicos y reológicos para predecir la reducción de viscosidad del crudo cuando se mezcla con el agua aditivada, basados en datos de laboratorio y simulaciones numéricas.
 - **Impacto en la Vida Útil de la BES:** Los modelos predictivos se basan en estudios de vida útil de componentes de BES bajo diferentes cargas operativas. Se espera que la reducción de viscosidad disminuya el desgaste de las bombas, incrementando su vida útil en un 25-30%.

2.5 Implementación

2.5.1. Planificación de la Implementación

La implementación del sistema se llevará a cabo en varias fases para asegurar que cada etapa se complete de manera eficiente y sin interrupciones significativas en la producción. A continuación, se presenta un cronograma de alto nivel:

- **Semana 1-2: Preparación y adquisiciones**
 - Compra de equipos y materiales.
 - Contratación de personal especializado.
 - Coordinación con los equipos de campo.
- **Semana 3-4: Instalación de equipos**
 - Instalación del sistema de bombeo y mezclado.
 - Instalación de tuberías y válvulas.
 - Integración del sistema de control y monitoreo.
- **Semana 5-6: Pruebas preliminares**
 - Pruebas hidrostáticas de las tuberías.
 - Verificación del funcionamiento del sistema de inyección.
 - Ajuste de parámetros operativos.
- **Semana 7-8: Puesta en marcha**
 - Inicio de la inyección de agua aditivada en condiciones controladas.
 - Monitorización continua del rendimiento.
 - Ajustes finales y optimización del sistema.

2.5.2. Recursos Necesarios

- Recursos Humanos:
 - Ingenieros de campo: serán necesarios para supervisar la instalación y puesta en marcha.
 - Técnicos en mantenimiento: serán necesarios para realizar las conexiones y ajustes mecánicos.
 - Especialistas en control de procesos: serán necesarios para configurar y ajustar el sistema de monitoreo.

- Recursos Materiales:
 - Bombas dosificadoras y tanques de mezcla.
 - Tuberías y válvulas de acero inoxidable.
 - Instrumentación para control y monitoreo (sensores, PLC, etc.).
 - Reductor de viscosidad.
- Recursos Financieros:
 - Presupuesto para la adquisición de equipos y materiales.
 - Costos asociados a la mano de obra especializada.
 - Contingencias para posibles imprevistos durante la instalación.

2.5.3. Instalación del Sistema

2.5.3.1. Detalles de la Instalación de Equipos

- Sistema de Bombeo y Mezclado:
 - Instalación de una bomba dosificadora en la superficie, conectada a un tanque de mezcla donde se prepara el agua de formación aditivada con el reductor de viscosidad.
 - Conexión del sistema de bombeo a la línea de inyección existente que conduce el fluido hasta la zona productiva en el pozo.
- Tuberías y Válvulas:
 - Instalación de tuberías de acero inoxidable desde el tanque de mezcla hasta el cabezal del pozo.
 - Integración de válvulas de control en puntos clave para regular la tasa de inyección.
 - Instalación de un sistema de retorno para manejar cualquier exceso de fluido que no sea inyectado.

2.5.3.2. Procedimientos para la Integración con el Sistema Existente

- Conexión al Sistema de Producción: La línea de inyección será conectada directamente a la columna de producción del pozo, garantizando que el agua aditivada se mezcle con el petróleo crudo antes de entrar en contacto con la bomba electro-sumergible.

- Sincronización con el Sistema de Control: El sistema de control existente será actualizado para incluir la monitorización y ajuste de la tasa de inyección. Esto incluirá la instalación de nuevos sensores y la programación de controladores lógicos para gestionar el proceso de manera automática.

2.5.4. Pruebas y Puesta en Marcha

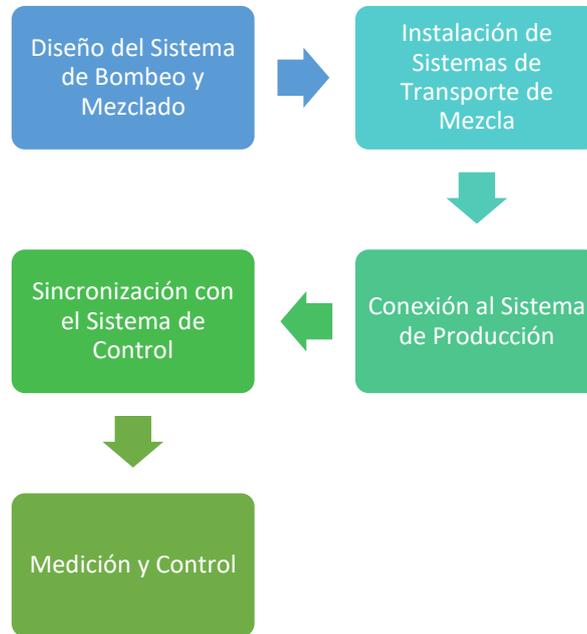
2.5.4.1. Pruebas Preliminares

- Pruebas Hidrostáticas: Antes de la puesta en marcha, se realizarán pruebas hidrostáticas en todas las tuberías y válvulas para asegurar que no haya fugas ni puntos débiles que puedan comprometer el sistema.
- Pruebas de Funcionamiento del Sistema de Inyección: Se realizarán pruebas iniciales con agua de formación sin aditivar para verificar que el sistema de bombeo y las tuberías funcionen correctamente. Esto incluye la verificación de la presión y el caudal a lo largo del sistema.

2.5.4.2. Protocolos de Puesta en Marcha y Ajuste de Parámetros

- Inicio Controlado de la Inyección: La puesta en marcha del sistema comenzará con una inyección controlada de agua aditivada, comenzando con tasas bajas para evaluar la respuesta del pozo y la BES. Se monitorizarán parámetros clave como la viscosidad del fluido, la presión de inyección y la eficiencia de la bomba.
- Ajuste de Parámetros Operativos: Basado en los resultados de las pruebas iniciales, se realizarán ajustes en la tasa de inyección, la concentración del reductor de viscosidad y otros parámetros operativos para optimizar el rendimiento del sistema.

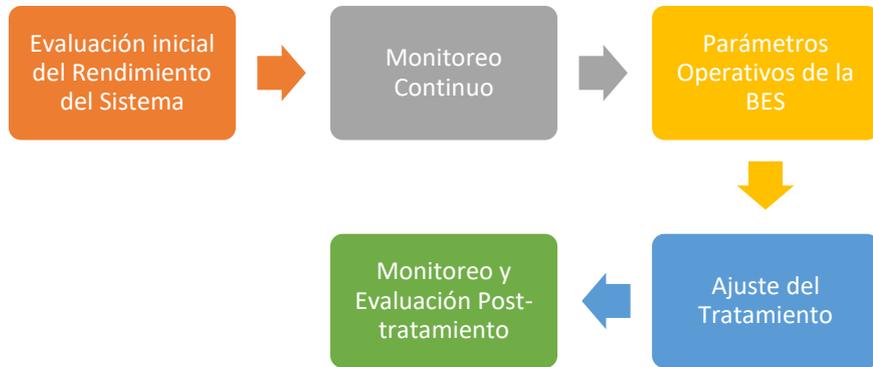
Figura. 2. Diagrama de Instalación del Sistema de Pruebas del Sistema BES Mejorador de Flujo



2.5.4.3. Evaluación Inicial del Rendimiento del Sistema

- **Monitoreo Continuo:** Durante las primeras semanas de operación, se realizará un monitoreo continuo del rendimiento del sistema, enfocándose en la vida útil de la BES, la eficiencia de producción y la estabilidad del sistema de inyección.
- **Análisis de Datos:** Los datos recopilados serán analizados para verificar si el sistema está alcanzando los objetivos de mejora en la vida útil de las bombas y la eficiencia en la reducción de la viscosidad del crudo.

Figura. 3. Diagrama de flujo de Puesta en Marcha y Ajuste de Parámetros



CAPÍTULO III

PROPUESTA DEL DESARROLLO DEL PROYECTO TÉCNICO

3.1. Objetivo del Proyecto

El objetivo del proyecto contempla dos fases, estas son:

- Fase 1: limpieza y acondicionamiento de las instalaciones de fondo
- Fase 2: inyección de reductor de viscosidad para incrementar producción de crudo pesado

3.2. Alcance del Proyecto

Disminución de la viscosidad del petróleo pesado e incremento de la producción del pozo RAM-24H.

3.3. Selección de Pozos

RAM-24H

3.4. Evaluación de Tecnologías

Se evalúan tecnologías para disminuir la concentración de depósitos de asfaltenos en paredes de tuberías e instalaciones de fondo con el acompañamiento de una dosificación tipo batch (continuo o discontinuo) de agente reductor de viscosidad base agua o base aceite.

3.4.1 Pruebas de químico en laboratorio

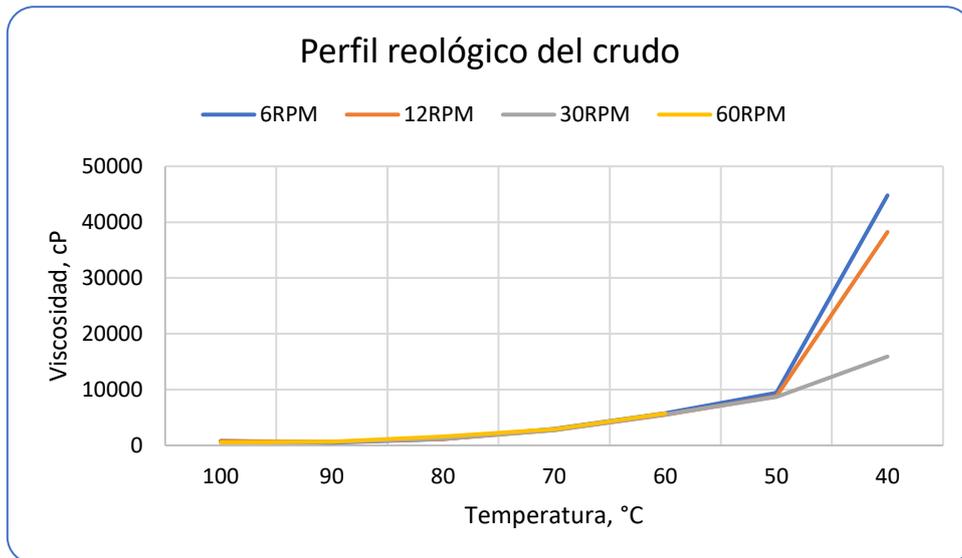
Primero se realiza la caracterización de una muestra representativa del crudo del pozo a estudiar. La muestra se recupera en superficie, tomando en cuenta que esta representa una condición residual, esto es, que al subir a superficie no contiene la cantidad original de asfaltenos en fondo ni que tampoco se encuentra a estas condiciones. Sin embargo, representa en buena medida el comportamiento del crudo en el pozo.

Tabla 1. Resultados de ensayo de laboratorio para determinación del perfil reológico del crudo

T (°C)	μ (cP)			
	6RPM	12RPM	30RPM	60RPM
100	800	760	528	536
90	480	640	624	648
80	1120	1120	1200	1560
70	2960	2760	2752	2880
60	5760	5480	5536	5744
50	9440	8800	8672	-
40	44800	38240	15920	-

Nota: el perfil reológico del crudo permitirá conocer el comportamiento de la viscosidad del crudo a varias tasas de corte y varias temperaturas. La viscosidad disminuye cuando el esfuerzo al corte es mayor. Lo mismo sucede cuando la temperatura se incrementa. El efecto combinado de temperatura y esfuerzo de corte hace que la viscosidad disminuya. Sin embargo, debe tenerse claro que las muestras recuperadas en superficie y el ensayo realizado a condiciones de presión y temperatura ambiente son una *aproximación* de lo que sucede en fondo.

Figura. 4 Perfil reológico del crudo correspondiente al pozo RAM-24H del Campo ISTER-A



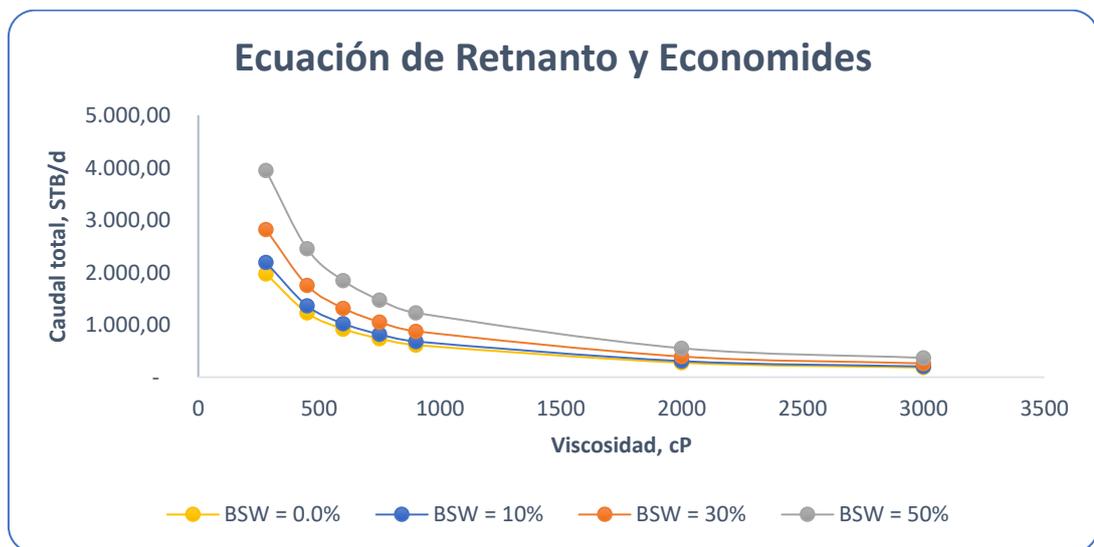
Nota: el punto de quiebre o *breakpoint* del perfil reológico del crudo indica que el comportamiento a esa temperatura el comportamiento normal de un crudo empieza a cambiar a otro tipo de comportamiento reológico, el cual no puede ser estimado mediante una regresión exponencial. En resumen, a 50° C el crudo del pozo RAM-24H se vuelve más viscoso a pesar de cambiar la tasa de corte.

El *breakpoint* encontrado a través del perfil reológico del pozo establece que, la mezcla del químico inyectado al pozo, debe estar por encima de 50° C para que no altere el equilibrio termodinámico y, por tanto, generar un incremento sustancial de la viscosidad, logrando un efecto contrario al deseado con la formulación química a inyectarse.

3.4.2 Estimación del flujo del pozo

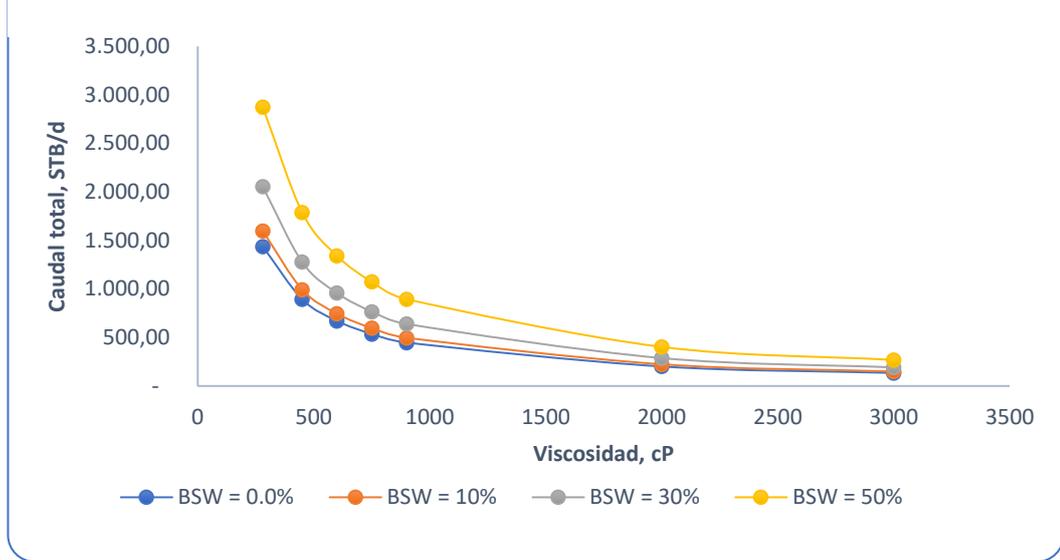
Para realizar la estimación del caudal del pozo, primero se calcula la producción de petróleo mediante la ecuación de Joshi para pozos verticales, posteriormente se utiliza la ecuación de Retnanto y Economides para pozos verticales para estimar el caudal total del pozo, con varios porcentajes de BSW. El caudal total a BSW = 0.0% corresponde a la producción base.

Figura. 5. Estimación del flujo del pozo con los valores calculados de viscosidad del crudo con aditivo, Modelo de Retnanto y Economides



Nota: para realizar los cálculos se tomaron $k=300\text{mD}$, $h=1500\text{pies}$, $Bo=1,15\text{ RB/STB}$, $Pr=2300\text{psi}$, $Pwf=600\text{psi}$, $Pb=2000\text{psi}$, $Le=1000\text{pies}$, $rw=0,533$, $Sh=0,98$. La curva base a 280 cP proporciona un $q_o=1975\text{ STB/}$ y con un BSW=10% un $q_T=2194\text{ STB/d}$, casi el valor original con el cual arrancó el pozo en producción.

Figura. 6. Estimación del flujo del pozo con los valores calculados de viscosidad del crudo con aditivo, Modelo de Cheng y Economides



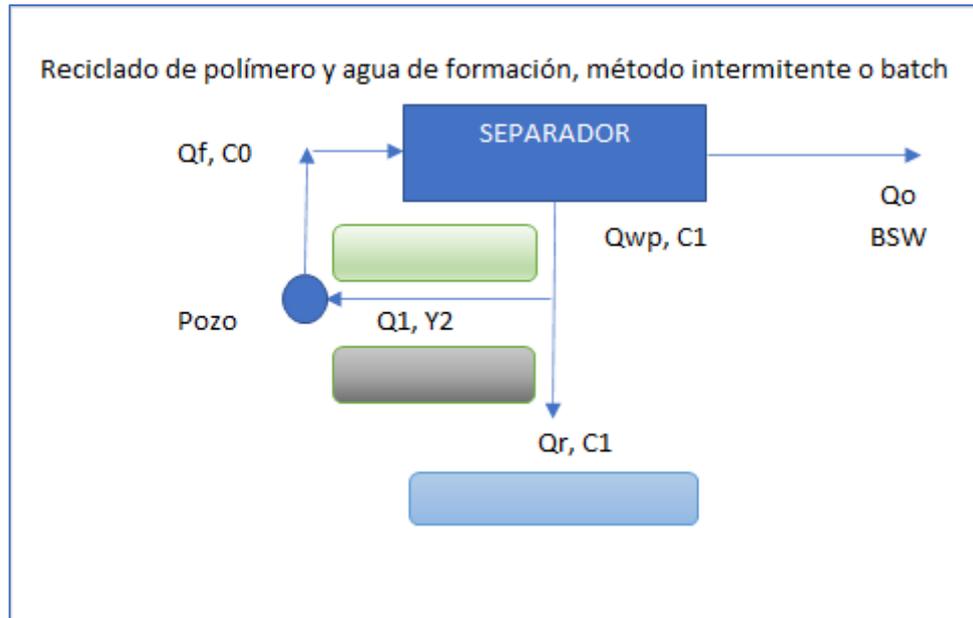
Nota: para realizar los cálculos se tomaron $k=300\text{mD}$, $h=1500\text{pies}$, $B_o=1,15\text{ RB/STB}$, $P_r=2300\text{psi}$, $P_{wf}=600\text{psi}$, $P_b=2000\text{psi}$, $L_e=1000\text{pies}$, $r_e=680\text{pies}$, $r_w=0,533$, $Sh=0,98$. La curva base a 280 cP proporciona un $q_o=1438\text{ STB/d}$ y con un $BSW=10\%$ un $q_T=1597\text{ STB/d}$, un valor un poco por debajo del original con el cual arrancó el pozo en producción.

3.5. Diseño del Sistema

3.5.1 Sistema de mezclado

El sistema de mezclado está diseñado para recuperar parte del agente reductor de viscosidad que se produce en conjunto con el petróleo y el agua de formación en superficie y que se obtienen en las facilidades de producción del campo. La materia prima aquí es el agua de formación y el químico. Como ya se ha descrito antes, el químico permite el uso de agua de formación como fluido de transporte y dilución, y, además, se aprovecha la entalpía del agua de producción para evitar el *shock* térmico y la posibilidad de formación de cristales y precipitados orgánicos al mezclar un líquido frío con la producción en fondo.

Figura. 7. Diagrama del proceso de recuperación de agua de formación y reciclado del fluido de inyección



Nota: El agua de formación se separa en los sistemas de tratamientos de fluidos en las facilidades centrales, luego de tratada, se utiliza como materia prima para el mezclado con el químico reductor de viscosidad en una relación de 2% en peso. Esta es bombeada al pozo a través del sistema de tratamiento químico. Posteriormente, esta misma agua en superficie es utilizada y readitivada para ser usada como fluido de inyección al pozo, con lo cual una parte de la dosificación se recupera. Nomenclatura: Q_f es el caudal total de líquidos producidos, C_0 es la concentración de químico en el fluido de producción, Q_1 es la tasa de inyección de químico al pozo, Y_2 es la concentración de aditivo químico al agua de formación, Q_r es el caudal de rechazo que se dirige a las facilidades de tratamiento de efluentes, C_1 es la concentración de aditivo que se pierde en el agua de rechazo, Q_{wp} es la cantidad de agua de formación a la salida del sistema de separación, Q_o es el caudal de petróleo y BSW es el contenido de agua en el fluido total producido.

3.5.2 Dosificación

Se realizó el ensayo con el químico reductor de viscosidad a una concentración de 2% w/w en una disolución con agua del 20% y el restante, 80%, de crudo (similar a las condiciones de producción de un pozo promedio) de la muestra extraída del pozo RAM-24H

Tabla 2. Comportamiento de retroceso de la viscosidad del crudo minutos después de aditivado

Lectura instantánea				
RPM	6RPM	12RPM	30RPM	60RPM
T (°C)	110	110	110	110
μ (cP)	3700	3700	3680	3900

Nota: la lectura instantánea se la realiza inmediatamente después de agregar el químico reductor de viscosidad.

Tabla 3. Comportamiento de retroceso de la viscosidad del crudo a una hora de aditivado

CRUDO + Solución t=1h remojo				
RPM	6RPM	12RPM	30RPM	60RPM
T (°C)	110	110	110	110
μ (cP)	2100	2750	2280	2560

Nota: la lectura se la realiza a una hora después de agregar el químico reductor de viscosidad.

Tabla 4. Comportamiento de retroceso de la viscosidad del crudo a tres días de aditivado

CRUDO + Solución t=3 días de remojo				
RPM	6RPM	12RPM	30RPM	60RPM
T (°C)	110	110	110	110
μ (cP)	480	440	368	352

Nota: la lectura se la realiza a tres días después de agregar el químico reductor de viscosidad.

Ilustración 11. Ensayo de laboratorio de una de las muestras de crudo



Nota: la muestra se somete a calentamiento a la temperatura de ensayo para lectura de la viscosidad a la tasa de corte respectiva.

En resumen, si el petróleo se dejara en remojo durante una hora, la viscosidad del crudo pasaría desde unos 3700 cP a unos 2100 cP. En cambio, si se dejara remojar durante 3 días, la viscosidad podría estar entre unos 400 a 500 cP, un valor casi a la mitad de la viscosidad con la que inició producción el pozo RAM-24H. Hay que considerar que estos valores son tomados en bajas viscosidades, las mismas que corresponden a un arranque suave de bomba, donde se generan los mayores esfuerzos de resistencia al corte, los cuales son decisivos al momento de decidir incrementar las RPM hasta niveles operativos que permitan producir el pozo sin problemas hidrodinámicos.

3.6. Implementación

3.6.1 Puesta en marcha

1. Movilizar productos químicos, equipos y personal de compañía de servicios al pozo, armar un cubeto de almacenamiento temporal en la locación del pozo.
2. Disminuir la PIP a la mínima permitida aumentando la frecuencia de la BES.
3. Apagar el pozo y parar bombeo de químicos por los capilares.
4. Compañía de cable de acero realiza una corrida de slick line para abrir camisa.
5. Se arma equipos de compañía contratista y se preparan 250 bbls del tratamiento a bombear.
6. Se inicia bombeo de tratamiento por directa con el anular abierto. Se bombean 100 bbls.
7. Compañía de cable de acero realiza una corrida de slick line para cerrar camisa.
8. Se desplazan 150 barriles de tratamiento a fondo y anular hasta tener retorno limpio en superficie.
9. Dejar tiempo de contacto por 4 horas.
10. Desarmar equipos de compañía contratista.
11. Después de las 4 horas de reposo del tratamiento, encender la BES y poner a producir el pozo.

3.6.2 Seguridad y Medioambiente

Los protocolos para Seguridad y Medioambiente son los siguientes:

a) Salud y seguridad: previo a la operación

- Control a la movilidad de vehículos de carga liviana y pesada en las vías de acceso y locación del pozo a la velocidad máxima permitida.
- Revisión de faros, guías y parabrisas en buen estado
- Revisión de kit de seguridad y primeros auxilios.
- Revisión de EPP para el personal de las empresas contratistas
- Revisión de buen estado de mascarillas y guantes adecuados para personal que manipula químicos.

- Revisión de las cartillas y hojas de seguridad de los productos a ser usados.
- Revisión de cintas y conos de cercamiento perimetral.
- Revisión de hojas de vidas de personal que ingresa a la locación y su rol en las maniobras.
- Revisión de plan de contingencia y rutas de evacuación
- Preparar el checklist de las maniobras
- Reunión de trabajo en campo previo a las maniobras.

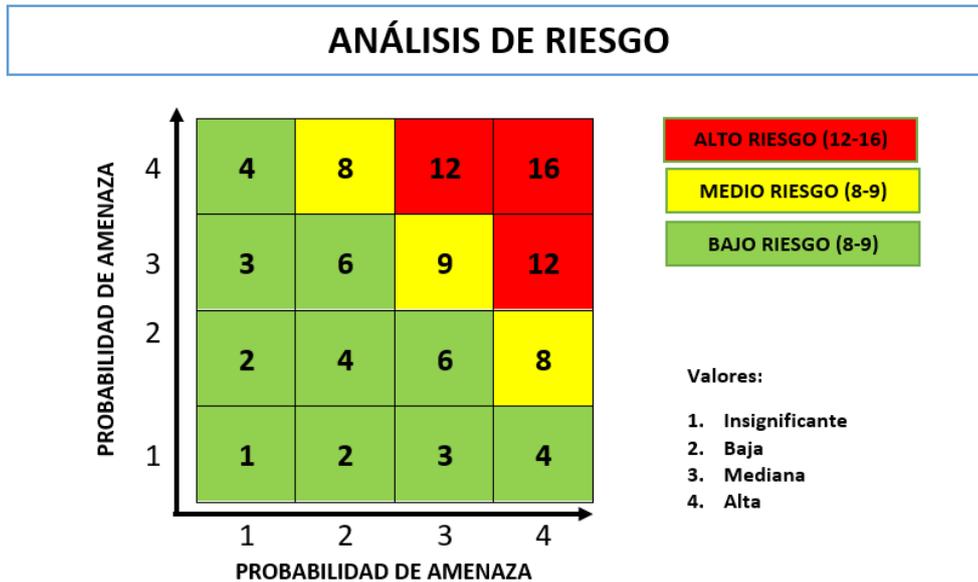
b) Salud y seguridad: puesta a punto

- Verificar cubetos, liners y material de contención de derrames y absorbentes.
- Verificar línea de inyección mediante prueba de estanqueidad

c) Salud y seguridad: durante la operación

- Verificar periódicamente los instrumentos de control de nivel, presión y caudal que trabajen en los niveles normales.
- Reportar inmediatamente al líder de la cuadrilla de personal de la empresa contratista sobre la novedad y tomar las acciones preventivas o correctivas según el nivel de relevancia.

Ilustración 12. Matriz de Análisis de Riesgo en función de a Probabilidad de Amenaza.



d) Medio ambiente:

- Se deben controlar las emisiones de gases al ambiente, fluidos calientes o energizados, material peligroso y cualquier otra novedad que pueda causar impacto sobre el medioambiente y poblaciones de interés del área de trabajo.
- El riesgo de la operación debe ser valorado previamente para tomarse todas las precauciones o desaprobar el inicio de las maniobras hasta que no se haya solventado la fuente de riesgo y disminuida la probabilidad de la amenaza detectada.

3.7. Monitoreo y Optimización

3.7.1 Control de la operación

La operación debe ser controlada de acuerdo a los parámetros establecidos en el programa de intervención al pozo. Se deben comprobar las concentraciones y cantidades de materiales a inyectarse, tanto como de llevar los registros de las actividades realizadas.

A continuación, te describo cómo se controla cada fase de la operación.

a) Control de la Operación de Inyección de Limpieza de Asfaltenos

Objetivo: Remover los depósitos de asfaltenos que se encuentran en el tubing, el espacio anular entre el casing y el tubing, y eventualmente en la formación, para restablecer la productividad del pozo.

Etapas de Control:

- **Preparación del Fluido de Limpieza:**

El fluido de limpieza (removedor de asfaltenos) se mezcla en la cisterna de químicos con las proporciones adecuadas. Es fundamental controlar la concentración del removedor de asfaltenos y su compatibilidad con el crudo y los materiales de la tubería.

- **Monitoreo de la Presión y Flujo de Inyección:**

Se ajusta la bomba dosificadora para inyectar el fluido a una tasa de flujo adecuada.

Se deben monitorear continuamente las presiones de inyección para asegurarse de que no se excedan los límites del pozo y del equipo.

La tasa de inyección puede ajustarse según la longitud del tubing y las condiciones del pozo.

Se mantiene un registro de la presión en la línea de inyección y en el pozo para evitar bloqueos o daño al equipo.

- **Tiempo de Contacto del Fluido:**

El fluido de limpieza debe permanecer en contacto con los asfaltenos durante un período de tiempo predeterminado. Durante este tiempo, se detiene la inyección y se monitorea la presión estática del pozo.

Se recomienda dejar el fluido de limpieza por un período de **4 horas**, dependiendo de la severidad de la obstrucción.

- **Desplazamiento del Fluido:**

Una vez cumplido el tiempo de remojo, se desplaza el fluido de limpieza con un fluido portador (por ejemplo, agua o un inhibidor) utilizando el camión bombeador.

El control del desplazamiento debe ser suave para evitar que los residuos de asfaltenos vuelvan a precipitarse o dañen la formación.

- **Monitoreo de la Producción Inicial:**

Tras la inyección del fluido y la limpieza del sistema, se debe hacer una prueba inicial de flujo para verificar si los asfaltenos han sido removidos eficazmente.

Se mide la calidad del crudo y la cantidad de residuos sólidos (asfaltenos disueltos) que puedan ser recuperados en los tanques de superficie.

b) Control de la Inyección de Agente Reductor de Viscosidad

Objetivo: Inyectar un agente químico que disminuya la viscosidad del crudo, permitiendo que fluya más fácilmente a través del sistema de producción y hacia la superficie.

Etapas de Control:

- **Preparación del Reductor de Viscosidad:**

Se mezcla el agente reductor de viscosidad en la cisterna de mezclado, asegurándose de que la concentración sea la adecuada para la composición del crudo.

El control de la dosificación del químico es crucial para garantizar una inyección uniforme y efectiva en el pozo.

- **Monitoreo de la Inyección:**

Se conecta la bomba dosificadora al cabezal del pozo, y el fluido reductor de viscosidad se inyecta a través del tubing.

La presión de inyección debe ser controlada para asegurar que el agente alcance la zona de producción deseada.

Se monitorea la tasa de inyección para garantizar que los 150 barriles del reductor de viscosidad sean introducidos en el tiempo planificado y de manera continua.

3.7.2 Ajuste de la inyección

El ajuste de la inyección al pozo durante un tratamiento químico, ya sea para limpieza de asfaltenos o inyección de agentes reductores de viscosidad, implica un proceso controlado que tiene como objetivo optimizar el rendimiento del tratamiento y evitar daños en el pozo. El ajuste de inyección se basa en varios factores clave que se monitorean y ajustan según las condiciones del pozo y el rendimiento del sistema. A continuación, se revisa los siguientes pasos para realizar el ajuste de la inyección al pozo:

3.7.2.1. Establecimiento de Parámetros Iniciales

Antes de comenzar la operación de inyección, se deben definir los parámetros operativos, como:

- Tasa de inyección (barriles por día o litros por hora).
- Presión de inyección.
- Volumen total a inyectar.
- Duración del tratamiento.

3.7.2.2. Monitoreo de Presión de Inyección

La presión de inyección es uno de los parámetros más importantes a controlar durante la operación. Se mide tanto en la línea de inyección como en el cabezal del pozo:

- Presión de inyección baja: Si la presión está por debajo de lo esperado, puede indicar una inyección incompleta o problemas en el equipo de bombeo.
- Presión de inyección alta: Si la presión supera los límites, se puede estar creando una sobrepresión en el pozo, lo que podría dañar el equipo o la formación.

Ajustes:

- Si la presión es baja, se debe aumentar la tasa de inyección o verificar si hay fugas en las líneas de inyección.
- Si la presión es alta, se debe disminuir la tasa de inyección o reducir la concentración de los químicos, ya que se podría estar generando precipitados o atascamientos producto de la reacción con los componentes del crudo.

3.7.2.3. Ajuste de la Tasa de Inyección

La tasa de inyección debe ajustarse según las condiciones del pozo y el rendimiento observado. El ajuste puede hacerse en el camión de bombeo o en la bomba dosificadora:

- Incremento de la tasa de inyección: Si el pozo está aceptando el fluido químico sin generar sobrepresión, se puede incrementar gradualmente la tasa para optimizar el tiempo de operación.

- Reducción de la tasa de inyección: Si se observan aumentos en la presión o existe riesgo de fracturamiento en la formación, se debe reducir la tasa de inyección para evitar problemas.

Factores a considerar:

- La viscosidad del fluido inyectado influye directamente en la tasa de inyección. Un fluido más viscoso podría requerir una menor tasa de inyección para evitar sobrepresiones.
- La longitud del pozo también afecta la capacidad del pozo para aceptar fluido.

3.7.2.4. Verificación del Volumen Inyectado

Durante la operación, se debe verificar continuamente el volumen total de fluido que ha sido inyectado:

- Se compara el volumen inyectado con el volumen objetivo. Para el caso de un tratamiento con un volumen de 250 barriles, se debe dividir el volumen entre el tubing y el anular según lo planeado.
- Si se observa que el volumen inyectado es menor del esperado y la presión es alta, puede estar ocurriendo una obstrucción parcial en el pozo o en las líneas de inyección.

Ajustes:

- En este caso, podría ser necesario reducir temporalmente la tasa de inyección o interrumpirla para permitir que el pozo absorba el fluido.
- Se puede desplazar el fluido con otro menos viscoso (por ejemplo, agua o disolvente) para limpiar las líneas o mejorar el desplazamiento del químico.

3.7.2.5. Tiempo de Contacto y Ciclos de Inyección

- El tiempo de contacto del químico con los asfaltenos o el crudo es esencial para asegurar que el tratamiento sea efectivo.
- Después de inyectar el fluido, el pozo debe "remojarse" o dejarse en reposo durante un tiempo controlado (generalmente entre 6 y 24 horas para tratamientos

de limpieza). En este caso, se espera que con 4 horas de remojo sean suficientes para eliminar gran parte de los asfaltenos y otros depósitos inorgánicos.

Ajustes:

- Durante este tiempo, se monitorea la presión estática del pozo para asegurarse de que no haya variaciones significativas.
- Si el pozo no ha aceptado el volumen de tratamiento completo, se puede realizar una segunda fase de inyección, ajustando la tasa y presión en base al comportamiento observado en la primera fase.

CONCLUSIONES

Se realizó la evaluación y factibilidad técnica y económica al proyecto de incremento de la producción del pozo RAM-24H mediante la inyección de agua de formación aditivada con agente reductor de viscosidad para crudos pesados en el Campo ISTER-A en la Cuenca Oriente de Ecuador, de la cual se puede concluir lo siguiente:

1. Se justifica el uso de químico reductor de viscosidad para obtener al menos una reducción del 90% de los valores actuales de viscosidad del petróleo.
2. Para implementar el tratamiento químico para reducir la viscosidad del petróleo es necesario realizar una remoción de sólidos orgánicos e inorgánicos en el pozo.
3. Se deberá reciclar agua de formación para la dilución con el agente reductor de viscosidad para aprovechar la entalpía del agua y disminuir el *shock* térmico para evitar la formación de cristales de compuestos orgánicos que pueden traer efectos adversos a los deseados. Esto, además, permitirá reciclar el agua de formación y evitar costos de procesamiento y reinyección.
4. Económicamente, como se aprecia en el Anexo E, al año de la inversión se tendría una TIR de 69% y un VAN de USD 2.225.185 aproximadamente, con un periodo de retorno de 1,5 meses, y un incremento de la producción de unos 1000 BOPD respecto a las condiciones actuales.

RECOMENDACIONES

Con base a la investigación realizada y los resultados alcanzados se puede recomendar lo siguiente:

1. Realizar caracterizaciones a los crudos de los pozos productores del Campo ISTER-A para construir el perfil reológico de cada uno de ellos
2. Realizar el análisis SARA y SARA compuesto para determinar el contenido de compuestos orgánicos pesados y construir la curva de estabilidad a partir de muestras de crudo del Campo ISTER-A.
3. Realizar un cribado para determinar los pozos candidatos para ser sometidos a este mismo procedimiento para recuperar producción y obtener mayores ingresos por venta de la producción.

REFERENCIAS

- Abdel-Aal, H. K., & Aggour, M. (2003). *Petroleum and Gas Field Processing*. CRC Press.
- Abdelazim, A., Abu El Ela, M., El-Banbi, A., & Sayyouh, H. (2022). Successful approach to mitigate the asphaltenes precipitation problems in ESP oil wells. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 12(3), 725–741. <https://doi.org/10.1007/s13202-021-01335-7>
- Ahmed, T. (2010). Chapter 7 - Oil Well Performance. In T. Ahmed (Ed.), *Reservoir Engineering Handbook (Fourth Edition)* (pp. 484–545). Gulf Professional Publishing. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-1-85617-803-7.50015-8>
- Ararat, L., Herrera, R., Parra, A., Solano, F., Martinez, A., y Suarez Borets, E. (2022). TEC-312 Reducción de la Huella de Carbono usando Motores de Imanes Permanentes en Sistemas de Levantamiento Artificial. *XIX Congreso Regional Colombiano de Petróleo, Gas y Energía*. Cartagena: ACIPET. <https://congresoacipet.com/wp-content/uploads/2022/11/TEC-312-Reduccion-de-la-Huella-de-Carbono-usando-Motores-de-Imanes-Permanentes-en-Sistemas-de-Levantamiento-Artificial.pdf>
- Ardila-Ayala, A., y Arévalo-Sánchez, L. (2018). *EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SURFACTANTE POLIMÉRICO EN UN CAMPO COLOMBIANO MEDIANTE DESPLAZAMIENTOS EN MEDIOS POROSOS*. (S. Muñoz, y M. Rondón, Edits.) Bucaramanga, Santander, Colombia: UIS. <https://noesis.uis.edu.co/server/api/core/bitstreams/8bc7592b-6d46-42c1-a0eb-cf6a50f5c0e9/content#:~:text=Al%20finalizar%20las%20pruebas%20de%20laboratorio%20planteadas%20se>
- Camilleri, L. A. P., Gong, H. J., Al-Maqseed, N., & Al-Jazzaf, A. M. (2018). Tuning VSDs in ESP Wells to Optimize Oil Production—Case Studies. Day 3 Thu, August 30, 2018. <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:188213948>

- Carpenter, C. (2022). Study Reviews ESP Performance in High-Viscosity Applications. *Journal of Petroleum Technology*, 86-88. doi:<https://doi.org/10.2118/1022-0086-JPT>
- Chen, Z., & Hossain, M. E. (2017). Chen, Z., & Hossain, M. E. (2017). *Advanced Chemical Enhanced Oil Recovery*. Gulf Professional Publishing. Gulf Professional Publishing.
- Cheng, A. (1990). Inflow Performance Relationships for Solution-Gas-Drive Slanted/Horizontal Wells. 65 th. Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers. New Orleans : SPE.
- Cholet, H. (2000). *Well Production Practical Handbook*. Paris: Editions Technip.
- Civan, F. (2016). *Reservoir Formation Damage: Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation* (3 ra ed.). Waltham, MA, USA: Gulf Professional Publishing.
- Dake, L. (1978). *Fundamentals of Reservoir Engineering*. Amsterdam: Elsevier.
- Economides, M. J., Hill, A. D., Ehlig-Economides, C., & Zhu, D. (2013). *Petroleum Production Systems*. Pearson Education.
- Eluagu, R., Ekwueme, S., & Obibuike, U. (2020). Heavy Oil Production System Optimisation Using Electrical Submersible Progressive Cavity Pumps (ESPCP) in the Niger Delta. *International Journal of Oil, Gas and Coal Engineering*, 8, 40. <https://doi.org/10.11648/j.ogce.20200802.12>
- Fakher, S., Ahdaya, M., Elturki, M., & Imqam, A. (2020). Critical review of asphaltene properties and factors impacting its stability in crude oil. In *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology* (Vol. 10, Issue 3, pp. 1183–1200). Springer. <https://doi.org/10.1007/s13202-019-00811-5>
- Ghamartale, A., Afzali, S., Rezaei, N., & Zendejboudi, S. (2021). Chapter One - Asphaltene and asphaltene precipitation/deposition. In A. Ghamartale, S. Afzali, N. Rezaei, & S. Zendejboudi (Eds.), *Asphaltene Deposition Control by Chemical Inhibitors* (pp. 1–29). Gulf Professional Publishing. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-323-90510-7.00006-9>
- Gharbi, K., Benyounes, K., & Khodja, M. (2017). Removal and prevention of asphaltene deposition during oil production: A literature review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 158, 351–360. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.08.062>

- Guo, B., Liu, X., & Tan, X. (2017). *Petroleum Production Engineering* (2nd ed.). Cambridge, MA, USA: Elsevier.
- Heriot-Watt University. (2013). *Production Technology Selection of Artificial Lift*. Retrieved from Department of Petroleum Engineering.
- Huang, Z. Q., Qiu, C. S., Li, Q., Ma, Y. C., & Liu, L. Y. (2012). Study on ESP String for Super Heavy Oil Exploitation in Tahe Oil Field. *Advanced Materials Research*, 524–527, 1577–1580. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/AMR.524-527.1577>
- Jones, L., & Smith, P. (2018). Optimization of Chemical Injection Systems in Oil Fields. *Oilfield Review*, 30(4), 25-34.
- Joshi, S. (1986). Augmentation of Well Productivity Using Slant and Horizontal Wells. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. New Orleans: SPE. doi:<https://doi.org/10.2118/15375-MS>
- Juyal, P., & Yen, A. T. (2022). Chapter 3 - Asphaltene management. In Q. Wang (Ed.), *Flow Assurance* (Vol. 1, pp. 185–226). Gulf Professional Publishing. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-12-822010-8.00007-6>
- Kamkom, R. (2004). *Analysis of Two-Phase Inflow Performance in Horizontal Wells*. Austin, Texas, USA: The University of Texas. Retrieved from <https://www.pge.utexas.edu/images/pdfs/theses04/kamkom.pdf>
- King, G. E. (1998). *An Introduction to the Basics of Well Completions, Stimulations and Workovers* (2 da ed.). Tulsa, Oklahoma, USA.
- Krishnamoorthy, D., Bergheim, E. M., Pavlov, A., Fredriksen, M., & Fjalestad, K. (2016). Modelling and Robustness Analysis of Model Predictive Control for Electrical Submersible Pump Lifted Heavy Oil Wells. *IFAC-PapersOnLine*, 49(7), 544–549. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2016.07.399>
- Lake, L. W. (2007). *Petroleum Engineering Handbook* (Vol. IV. Production Operations Engineering). (J. D. Clegg, Ed.) USA: SPE.
- Li, N., Ma, H., Wang, T., Sun, C., & Xia, S. (2023). Effect of molecular weight on the properties of water-soluble terpolymers for heavy oil viscosity reduction. *Journal of the Taiwan Institute of Chemical Engineers*, 144, 104738. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.jtice.2023.104738>

- Li, X., Zhang, F., & Liu, G. (2022). Review on new heavy oil viscosity reduction technologies. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 983(1), 012059. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/983/1/012059>
- Lyons, W. C., Plisga, G. J., & Lorenz, M. D. (2016). *Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering* (3ra ed.). Waltham, MA, USA: Elsevier.
- Ma, H., Xia, S., Li, N., Wang, T., Zheng, W., Yu, T., . . . Han, Y. (2022). Emulsifying stability and viscosity reduction for heavy crude oil in surfactant-polymer composite system. *Journal of Molecular Liquids*, 362(119713). <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.molliq.2022.119713>
- Moghanloo, R. G., Davudov, D., & Akita, E. (2018). Chapter Six - Formation Damage by Organic Deposition. In B. Yuan & D. A. Wood (Eds.), *Formation Damage During Improved Oil Recovery* (pp. 243–273). Gulf Professional Publishing. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-12-813782-6.00006-3>
- Mohammed, I., Mahmoud, M., Al Shehri, D., El-Husseiny, A., & Alade, O. (2021). Asphaltene precipitation and deposition: A critical review. In *Journal of Petroleum Science and Engineering* (Vol. 197). Elsevier B.V. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107956>
- Painulya, R., Hasibb, R., & Anand, V. (2024). Amplitudemodulationinsurfactantandpolymer-basedwater-in-oil emulsions: Anovelapproachtoenhanceseparationrateandmitigate chaining effects. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 690(133763). <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2024.133763>
- Panbarasan, M., Sankar, S., Venkateshbabu, S., & Balasubramanian, A. (2022). Characterization and performance enhancement of electrical submersible pump (ESP) using artificial intelligence (AI). *Materials Today: Proceedings*, 62, 6864–6872. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.matpr.2022.05.101>
- Petrova, M., Guo, J., & Lee, K. (2018). Economic and Environmental Impacts of Viscosity Reducers in Oil Production. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 171, 241-253.

- Polanía, J. (2008). OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN EL CAMPO YAGUARÁ. Neiva: Universidad Surcolombiana.
- Reeves, S., & Bond, G. (2020). *Electrosubmersible Pump Systems: A Practical Guide to Successful Applications*. Wiley.
- Retnanto, A., & Economides, M. (1998). Inflow Performance Relationships of Horizontal and Multibranch Wells in a Solution-Gas-Drive Reservoir. SPE European Petroleum Conference. The Hague: SPE.
- Smith, R., Brown, A., & Johnson, K. (2019). The Impact of Crude Oil Viscosity on Pumping Equipment. *Petroleum Technology Quarterly*, 24(2), 51-57.
- Takács, G. (2009). *Electrical Submersible Pumps Manual*. Burlington, MA, USA: Gulf Professional Publishing.
- Takacs, G. (2018). Chapter 7 - Operation, Monitoring, and Surveillance of Electrical Submersible Pumping Systems. In G. Takacs (Ed.), *Electrical Submersible Pumps Manual (Second Edition)* (pp. 367–404). Gulf Professional Publishing. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-12-814570-8.00007-6>
- Vogel, J. (1968). Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells. *Journal of Petroleum Technology*, 83-92.
- Wei, Z., Fan, H., Zhang, J., Liu, S., Yang, Y., Yang, L., . . . Liu, J. (2023). Synergistic effects of surfactant and polymer on the viscosity and oil displacement efficiency . *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects* , 676(132245). <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2023.132245>
- Yang, X., Zhang, L., & Zhou, W. (2018). Mitigation of Asphaltene Deposition in Oil Wells. *Petroleum Science*, 15(4), 765-774.
- Zhang, F., Zhang, Q., Zhou, Z., Sun, L., & Zhou, Y. (2023). Study on the Effect of Different Viscosity Reducers on Viscosity Reduction and Emulsification with Daqing Crude Oil. *Molecules*, 28(3). <https://doi.org/10.3390/molecules28031399>
- Zhang, X., Guo, J., Fei, D., Wang, L., Peng, Z., Li, J., & Dong, J. (2024). Polymer surfactants as viscosity reducers for ultra-heavy oil: Synthesis and viscosity reduction

mechanism.

Fuel,

357(129871).

<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.129871>

Zhao, Y., Zhao, L., Chen, H., Zhao, N., Chang, G., Ren, H., . . . Li, Z. (2024). Synergistic collaborations between surfactant and polymer for in-situ emulsification and mobility control to enhance heavy oil recovery . *Journal of Molecular Liquids*, 406(125113). <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.molliq.2024.125113>

ANEXOS

Anexo 1. Tratamiento de limpieza de tubería

Tabla 5. Tratamiento de limpieza de tubería

Cantidad:	1
Etapas:	2

Tratamiento	Etapa	Unidad	Cantidad
	No. 1	barriles	100.00
	No. 2	barriles	150.00

Tratamiento global	Problema	Unidad	Cantidad	Proporciones
Disolvente	Asfaltenos	Barriles	137,50	55,00%
Dispersante	Asfaltenos	Barriles	75,00	30,00%
Estabilizador	Asfaltenos	Barriles	25,00	10,00%
Control multiactivo	Arcillas reactivas	Barriles	7,50	3,00%
Floculante	Arcillas reactivas	Barriles	2,50	1,00%
Dispersante	Arcillas reactivas	Barriles	2,50	1,00%
Total			250,00	100,00%

Descripción	Tipo de maniobra
Etapa 1	Inyección por directa (tubing) con camisa de circulación abierta
Etapa 2	Inyección por entrecolumna (tubing-casing) con camisa de circulación cerrada

Descripción	Fluidos desplazados
Etapa 1	Petróleo, agua de formación, finos y asfaltenos
Etapa 2	Petróleo, agua de formación, tratamiento gastado

Anexo 2. Estimación del caudal del pozo

Tabla 6. Estimación del caudal del pozo

Ecuación de Joshi para pozos horizontales										
k	h	μ_o	Bo	Pr	Pwf	Pb	Le	rw	Sh	qo
300	1500	3000	1,15	2300	600	2000	1000	0,53266667	0,98	184,313695
300	1500	2000	1,15	2300	600	2000	1000	0,53266667	0,98	276,470543
300	1500	900	1,15	2300	600	2000	1000	0,53266667	0,98	614,378984
300	1500	750	1,15	2300	600	2000	1000	0,53266667	0,98	737,254781
300	1500	600	1,15	2300	600	2000	1000	0,53266667	0,98	921,568476
300	1500	450	1,15	2300	600	2000	1000	0,53266667	0,98	1228,75797
300	1500	280	1,15	2300	600	2000	1000	0,53266667	0,98	1974,78959

Tabla 7. Ecuación de Cheng-Economides para pozos horizontales

Ecuación de Cheng-Economides para pozos horizontales												
k	h	μ_o	Bo	Pr	Pwf	Pb	Le	rw	re	Sh	D	qo
300	1500	3000	1,15	2300	600	2000	1000	0,53266667	680	0,98	3,18275916	134,18
300	1500	2000	1,15	2300	600	2000	1000	0,53266667	680	0,98	3,18275916	201,26
300	1500	900	1,15	2300	600	2000	1000	0,53266667	680	0,98	3,18275916	447,25
300	1500	750	1,15	2300	600	2000	1000	0,53266667	680	0,98	3,18275916	536,71
300	1500	600	1,15	2300	600	2000	1000	0,53266667	680	0,98	3,18275916	670,88
300	1500	450	1,15	2300	600	2000	1000	0,53266667	680	0,98	3,18275916	894,51
300	1500	280	1,15	2300	600	2000	1000	0,53266667	680	0,98	3,18275916	1.437,60

Las unidades de las variables son: K en mD; h, Le, rw y re en pies; μ_o en cP, presiones en psi; Sh adimensional; D adimensional; Bo en RB/STB; qo en STB/d

Anexo 3. Estimación del caudal total y máximo del pozo a partir del modelo de Joshi y Retnanto y Economides

Tabla 8. Estimación del caudal total y máximo del pozo a partir del modelo de Joshi y Retnanto y Economides

Ecuación de Retnanto y Economides			
BSW	q_T	n	q_{max}
0%	184,31	0,597312	307,87
0%	276,47	0,597312	461,81
0%	614,38	0,597312	1.026,24
0%	737,25	0,597312	1.231,49
0%	921,57	0,597312	1.539,36
0%	1.228,76	0,597312	2.052,48
0%	1.974,79	0,597312	3.298,62
10%	204,79	0,597312	342,08
10%	307,19	0,597312	513,12
10%	682,64	0,597312	1.140,27
10%	819,17	0,597312	1.368,32
10%	1.023,96	0,597312	1.710,40
10%	1.365,29	0,597312	2.280,53
10%	2.194,21	0,597312	3.665,14
30%	263,31	0,597312	439,82
30%	394,96	0,597312	659,72
30%	877,68	0,597312	1.466,06
30%	1.053,22	0,597312	1.759,27
30%	1.316,53	0,597312	2.199,08
30%	1.755,37	0,597312	2.932,11
30%	2.821,13	0,597312	4.712,32
50%	368,63	0,597312	615,74
50%	552,94	0,597312	923,61
50%	1.228,76	0,597312	2.052,48
50%	1.474,51	0,597312	2.462,97
50%	1.843,14	0,597312	3.078,72
50%	2.457,52	0,597312	4.104,95
50%	3.949,58	0,597312	6.597,25

Las unidades de las variables son: q_T y q_{máx} en STB/d; n es adimensional.

Anexo 4. Estimación del caudal total y máximo del pozo a partir del modelo de Cheng y Economides y Retnanto y Economides

Tabla 9. Estimación del caudal total y máximo del pozo a partir del modelo de Cheng y Economides y Retnanto y Economides

Ecuación de Retnanto y Economides			
BSW	q_T	n	q_{max}
0%	134,18	0,597312	224,12
0%	201,26	0,597312	336,19
0%	447,25	0,597312	747,08
0%	536,71	0,597312	896,50
0%	670,88	0,597312	1.120,62
0%	894,51	0,597312	1.494,16
0%	1.437,60	0,597312	2.401,33
10%	149,08	0,597312	249,03
10%	223,63	0,597312	373,54
10%	496,95	0,597312	830,09
10%	596,34	0,597312	996,11
10%	745,42	0,597312	1.245,13
10%	993,90	0,597312	1.660,18
10%	1.597,34	0,597312	2.668,14
30%	191,68	0,597312	320,18
30%	287,52	0,597312	480,27
30%	638,93	0,597312	1.067,26
30%	766,72	0,597312	1.280,71
30%	958,40	0,597312	1.600,88
30%	1.277,87	0,597312	2.134,51
30%	2.053,72	0,597312	3.430,47
50%	268,35	0,597312	448,25
50%	402,53	0,597312	672,37
50%	894,51	0,597312	1.494,16
50%	1.073,41	0,597312	1.792,99
50%	1.341,76	0,597312	2.241,24
50%	1.789,02	0,597312	2.988,32
50%	2.875,21	0,597312	4.802,65

Las unidades de las variables son: q_T y q_{máx} en STB/d; n es adimensional.

Anexo 5. Evaluación económica del proyecto de limpieza y de inyección de agente reductor de viscosidad

Ilustración 13. Evaluación económica del proyecto de limpieza y de inyección de agente reductor de viscosidad

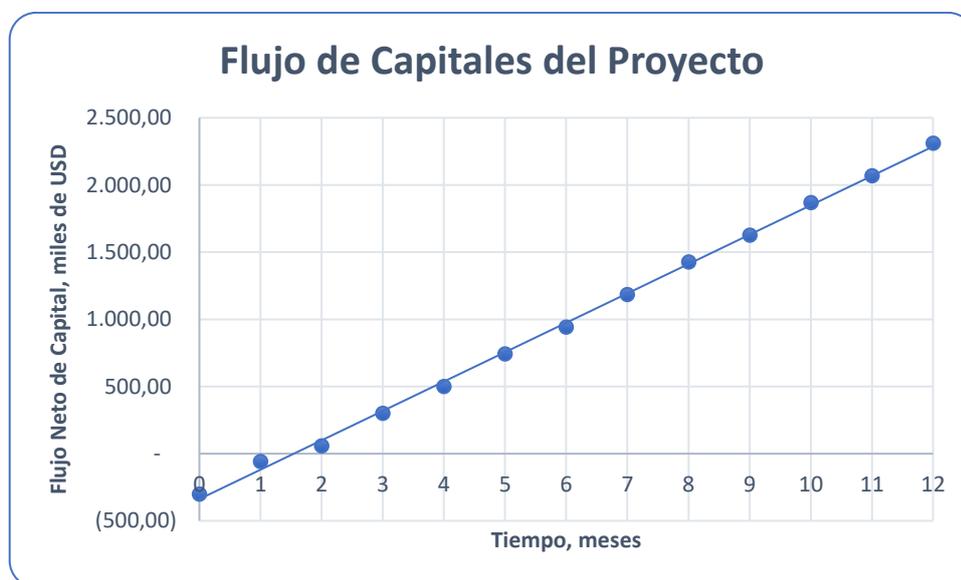


Ilustración 14. Precio neto de venta

INGRESOS	MENSUAL
Ventas estimadas netas de crudo	\$1.302.000,00
Menos (pérdidas por robos en oleoductos, paradas no deseadas, fuerza mayor, etc.)	\$150.000,00
Beneficio bruto	\$1.152.000,00
GASTOS	
Administrativos generales	\$ 30.000,00
Personal y servicios	\$ 80.000,00
O&M	\$ 800.000,00
Gastos totales	\$ 910.000,00
Ingresos netos	\$ 242.000,00
VAN	\$ 2.225.180,80
TIR	68,65%
PERIODO RETORNO	1,5 meses

Nota: se tomó un precio neto de venta de \$42.00 por barril y un incremento diario de 1000 BOPD respecto a la tasa actual de producción del pozo RAM-24H del Campo ISTER-A. La tasa de descuento tomada fue del 6%. La inversión estimada sería de USD 300.000 dólares para la limpieza y alrededor de USD 200.000 mensuales

en gastos de agente reductor de viscosidad y otros químicos los cuales se encuentran dentro de los gastos de O&M.