



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva, 26 Julio 2022

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Liliana Stefanía González Alfaro, con C.C. No. 1075316010,

Diana Carolina Rodríguez Naspirán, con C.C. No. 1032507314,

Autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado titulado ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN MÉTODO DE RECOBRO MEJORADO CON SURFACTANTES ANFI-FÍLICOS POTENCIADOS CON NANOPARTÍCULAS EN LOS CAMPOS DEL HUILA presentado y aprobado en el año 2022 como requisito para optar al título de Ingeniero (a) de petróleos

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que, con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que, de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, “Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores”, los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.



UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
GESTIÓN DE BIBLIOTECAS



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

ELAUTOR/ESTUDIANTE: Liliana Stefanía González

ELAUTOR/ESTUDIANTE: Diana Carolina Rodríguez

Firma: \_\_\_\_\_

Firma: \_\_\_\_\_

Vigilada Mineducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional [www.usco.edu.co](http://www.usco.edu.co), link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



**TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO:** ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACION DE UN MÉTODO DE RECOBRO MEJORADO CON SURFACTANTES ANFIFÍLICOS POTENCIADOS CON NANOPARTÍCULAS EN LOS CAMPOS DEL HUILA

**AUTOR O AUTORES:**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
González Alfaro	Liliana Stefanía
Rodríguez Naspirán	Diana Carolina

**DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Archila Castro	Jesús Alberto
Aranda Aranda	Ervin

**ASESOR (ES):**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Valdés Rentería	Carlos Francisco
Marrugo Escobar	Gloria Patricia

**PARA OPTAR AL TÍTULO DE:** Ingeniero (a) de Petróleos

**FACULTAD:** Ingeniería

**PROGRAMA O POSGRADO:** Ingeniería de Petróleos

**CIUDAD:** Neiva      **AÑO DE PRESENTACIÓN:** 2022      **NÚMERO DE PÁGINAS:** 135

**TIPO DE ILUSTRACIONES** (Marcar con una X):



Diagramas\_\_X\_ Fotografías\_X\_ Grabaciones en discos\_\_\_ Ilustraciones en general\_\_X\_ Grabados\_\_\_  
Láminas\_\_\_ Litografías\_\_\_ Mapas\_X\_ Música impresa\_\_\_ Planos\_\_\_ Retratos\_\_\_ Sin ilustraciones\_\_\_ Tablas  
o Cuadros\_X\_

**SOFTWARE** requerido y/o especializado para la lectura del documento: NO

**MATERIAL ANEXO:** NO

**PREMIO O DISTINCIÓN** (En caso de ser LAUREADAS o Meritoria): NO

**PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:**

Español

Inglés

1. Recobro mejorado químico Enhance Oil Recovery
2. Nanopartículas Nanoparticles
3. Surfactantes Potenciados Enhance Surfactant
4. Análisis Ambiental Enviromental Analysis
5. Economía Circular Circular Economy

**RESUMEN DEL CONTENIDO:** (Máximo 250 palabras)

El recobro mejorado químico con nanos ha reflejado un gran auge llevándose a cabo varios estudios de aplicaciones piloto en algunos campos colombianos. Es así como se realiza una evaluación integral de los resultados de un piloto implementado en un campo maduro colombiano, donde se aplicó surfactante potenciado con nanopartículas (SPNP). A nivel técnico se identificó que los SPNP generaron un factor de recobro del 2.42%, correspondientes a una producción incremental de 33893 BO en un periodo de 5 meses y medio, además de reflejarse una disminución en la tasa de declinación. Considerando condiciones económicas, se puede llegar a obtener cerca del doble de la inversión inicial a un precio del aceite de \$ 70 USD/BO por cerca de los 2 años de producción, con una razón crudo/ SPNP de 18 BO/gal y a un costo de aceite de \$ 57.97 USD/BO relacionado a un FR de 11.70% y FRinc de 8.13%, teniendo un retorno de la inversión sobre los 7 meses de su implementación. También se identificó que el enfoque de economía circular del proyecto puede reducir un 56.9% a las emisiones de CO2 ocasionadas por la implementación y operación de la inyección de fluidos, se estima que se puede obtener una reducción de 4.7% en las emisiones por producción y 21.7% en aspectos generales. Finalmente, también se identificó que más del 60% de los campos del Huila presentan propiedades de roca y fluidos que se encuentran dentro de las ventanas de aplicación de SPNP.



**ABSTRACT:** (Máximo 250 palabras)

The chemical recovery improved with nanos has reflected a great boom carrying out several studies of pilot applications in some Colombian fields. This is how a comprehensive evaluation of the results of a pilot implemented in a mature Colombian field is carried out, where nanoparticle-enhanced surfactant (SPNP) was applied. At a technical level, it was identified that the SPNP generated a recovery factor of 2.42%, corresponding to an incremental production of 33,893 BO in a period of 5 and a half months, in addition to reflecting a decrease in the decline rate. Considering economic conditions, it is possible to obtain about twice the initial investment at an oil price of \$70 USD/BO for about 2 years of production, with a crude oil/SPNP ratio of 18 BO/gal and at a cost of oil of \$57.97 USD/BO related to a FR of 11.70% and FRinc of 8.13%, having a return on investment over 7 months of its implementation. It was also identified that the circular economy approach of the project can reduce CO2 emissions caused by the implementation and operation of fluid injection by 56.9%, it is estimated that a 4.7% reduction in emissions can be obtained by production and 21.7% in general aspects. Finally, it was also identified that more than 60% of the Huila fields have rock and fluid properties that are within the SPNP application windows.

**APROBACION DE LA TESIS**

Nombre presidente Jurado: Carlos Francisco Valdés Rentería

Firma:

Nombre Jurado: Carlos Francisco Valdés Rentería

Firma:

Nombre Jurado: Gloria Patricia Marrugo Escobar

Firma:

**ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACION DE UN MÉTODO  
DE RECOBRO MEJORADO CON SURFACTANTES ANFIFÍLICOS  
POTENCIADOS CON NANOPARTÍCULAS EN LOS CAMPOS DEL HUILA**

**DIANA CAROLINA RODRIGUEZ NASPIRAN  
LILIANA STEFANIA GONZALEZ ALFARO**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERIA  
PROGRAMA DE PETRÓLEOS  
NEIVA-HUILA  
2022**

**ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACION DE UN MÉTODO  
DE RECOBRO MEJORADO CON SURFACTANTES ANFIFÍLICOS  
POTENCIADOS CON NANOPARTÍCULAS EN LOS CAMPOS DEL HUILA**

**DIANA CAROLINA RODRIGUEZ NASPIRAN  
LILIANA STEFANIA GONZALEZ ALFARO**

**Trabajo de grado**

**Directores:**

**Ing. Jesús Alberto Archila Castro**

**Ing. Ervin Aranda Aranda**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERIA  
PROGRAMA DE PETRÓLEOS  
NEIVA-HUILA  
2022**

Nota de Aceptación

---

---

---

---

---

---

---

---

Presidente del Jurado

---

Jurado

---

Jurado

Neiva, Fecha (día, mes, año) (Fecha de entrega)



## **DEDICATORIA**

Dedicado a mis padres, quienes han sido un apoyo incondicional en la culminación de esta etapa.

**Diana Carolina Rodríguez Naspiran**

Dedico el presente trabajo a cada una de esas personas que me acompañaron de principio a fin en esta etapa, porque fomentaron en mí lo que soy hoy en día. Este gran logro es gracias a ustedes.

**Liliana Stefania González Alfaro**

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradecimiento a mis padres, familiares y a todos aquellos que contribuyeron de una u otra forma en mi formación como profesional y ser humano íntegro. A todos los docentes y maestros, a los compañeros de carrera y todos los que aportaron con su conocimiento, generosidad y afecto.

Agradecimiento especial a nuestro maestro y tutor de trabajo de grado, por su gran apoyo y guía, sin quien no hubiese sido posible la culminación de este trabajo de grado.

A la universidad Surcolombiana y a todos sus miembros; gracias por su aporte a superarnos a nosotros mismos para ser mejores profesionales.

**Diana Carolina Rodríguez Naspiran**

En primera instancia, agradezco a Dios y a la Virgen por haberme permitido culminar con éxito este gran logro personal,

A mis padres y a toda mi familia, por su incondicional apoyo, comprensión, palabras de motivación, amor y por haber creído siempre en mí, son el pilar de mi vida.

A cada uno de los profesores que hicieron parte del día a día de este camino de mucho aprendizaje tanto personal como profesional.

A Ecopetrol y a nuestro tutor, el Ingeniero Jesús Archila, por el aporte en conocimiento tan valioso que tuvo en este trabajo, su orientación me permitió consolidar el proyecto por el cual me he esforzado tanto.

**Liliana Stefania González Alfaro**

## CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN .....	27
1. MARCO CONCEPTUAL.....	29
1.1 MÉTODOS DE RECOBRO.....	29
1.1.1 Recobro primario.....	29
1.1.2 Recobro secundario.....	30
1.1.2.1 Inyección de gas.....	30
1.1.2.2 Inyección de agua.....	30
1.1.2.3 Tipos de Inyección.....	31
1.1.3 Recobro terciario y recobro mejorado (EOR).....	33
1.1.4 Mejoramiento de la recuperación de petróleo (IOR).....	34
1.2 RECOBRO MEJORADO QUÍMICO (CEOR) CONVENCIONAL .....	35
1.2.1 Mejoramiento de la eficiencia volumétrica.....	35
1.2.2 Mejoramiento de la eficiencia de desplazamiento.....	36
1.2.3 Mejoramiento integral del FR.....	38
1.3 SURFACTANTES EN CEOR.....	39
1.3.1 Generalidades.....	40
1.3.1.1 Productos de surfactantes usados en CEOR.....	40
1.3.1.2 Tipos de surfactantes.....	40
1.3.2 Propiedades de los surfactantes.....	41
1.3.2.1 Balance Hidrofílico-Lipofílico.....	41
1.3.2.2 Concentración Micelar Crítica.....	42
1.3.2.3 Evaluación de la mínima IFT.....	42
1.3.3 Mecanismos de flujo con surfactantes.....	43
1.3.3.1 Flujo de agua activa.....	43
1.3.3.2 Flujo de solución micelar.....	44
1.3.3.3 Flujo de microemulsiones.....	45
1.3.4 Evaluaciones de surfactantes en CEOR.....	46
1.4 NANOTECNOLOGÍA EN CEOR.....	48

1.4.1	Generalidades.....	48
1.4.1.1	Tipos de nanopartículas.....	52
1.4.2	Síntesis de nanopartículas.....	53
1.4.2.1	Métodos Top-down.....	54
1.4.2.2	Métodos <i>Bottom-up</i> .....	54
1.4.3	Funcionalización o sintonización de nanopartículas.....	56
1.4.4	Propiedades de las nanopartículas.....	57
1.4.4.1	Tamaño.....	57
1.4.4.2	Morfología.....	57
1.4.4.3	Hidrofobicidad.....	57
1.4.4.4	Estabilidad de nanopartículas.....	57
1.4.5	Mecanismos de flujo con nanopartículas en CEOR.....	58
1.4.5.1	Reducción de IFT.....	58
1.4.5.2	Alteración de mojabilidad.....	58
1.4.5.3	Aumento de viscosidad de fluido desplazante.....	58
1.4.5.4	Disminución de viscosidad de fluido desplazado.....	59
1.4.5.5	Estabilidad de nanoemulsiones.....	59
1.4.5.6	Taponamiento de canales porosos.....	59
1.4.6	Evaluación de nanopartículas en CEOR.....	59
1.5	SURFACTANTES POTENCIADOS CON NP O NANOSURFACTANTES EN CEOR.....	60
1.5.1	Generalidades.....	60
1.5.2	Síntesis de SPNP.....	61
1.5.2.1	Métodos de enmascaramiento.....	61
1.5.2.2	Métodos de separación de fases.....	62
1.5.2.3	Método de autoensamblaje.....	62
1.5.2.4	Nanoencapsulamiento.....	63
1.5.3	Mecanismos de flujo con SPNP.....	63
1.5.4	Evaluaciones de SPNP en CEOR.....	64
1.6	ECONOMÍA PETROLERA.....	65
1.6.1	Establecimiento de línea base.....	65
1.6.1.1	Modelos de curvas de declinación.....	66
1.6.2	Generalidades de la evaluación económica petrolera.....	67

1.6.2.1	Ingresos.....	67
1.6.2.2	Egresos. ....	67
1.6.2.3	Contraprestaciones gubernamentales .....	68
1.6.2.4	Criterios de evaluación económica .....	69
1.7	ECONOMÍA CIRCULAR (EC).....	71
1.7.1	Principio de las 3R en la EC.....	72
1.7.2	Características de una EC. ....	72
1.7.3	Sector energético colombiano y la EC. ....	73
1.7.4	Rol del sector petrolero en la EC.....	74
2.	ANTECEDENTES DEL CAMPO .....	75
2.1	FASE DE SELECCIÓN DEL MÉTODO .....	76
2.1.1	Factibilidad teórica. ....	76
2.1.2	Factibilidad económica, ambiental y técnica. ....	77
2.2	FASE DE DISEÑO DE FLUIDOS EN LABORATORIO.....	78
2.2.1	Caracterización de fluidos y productos.....	78
2.2.2	Evaluaciones estáticas de formulación. ....	79
2.2.3	Evaluaciones dinámicas de formulación. ....	82
2.3	FASE DE DISEÑO DE PRUEBA PILOTO .....	82
2.3.1	Viabilidad legal y financiera.....	82
2.3.2	Viabilidad técnica. ....	83
2.4	FASE DE EJECUCIÓN Y MONITOREO .....	84
2.4.1	Indicadores clave del proyecto.....	85
2.4.2	Sistemas de monitoreo.....	85
3.	METODOLOGÍA.....	87
3.1	ANÁLISIS TÉCNICO DEL PROYECTO.....	88
3.2	ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO .....	88
3.3	ANÁLISIS AMBIENTAL DEL PROYECTO .....	88
3.4	SONDEO DE CAMPOS DEL HUILA .....	88
4.	RESULTADOS Y ANÁLISIS.....	89
4.1	ANÁLISIS TÉCNICO DEL PROYECTO.....	89
4.1.1	Descripción de la inyección y concentraciones de surfactante. ....	89
4.1.2	Descripción de distribución areal de los patrones. ....	90
4.1.3	Determinación de curvas de declinación.....	91

4.2	ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO .....	93
4.2.1	Caracterización del flujo de caja del proyecto. ....	93
4.2.1.1	Egresos. ....	94
4.2.1.2	Ingresos. ....	94
4.2.2	Evaluación de proyecto. ....	95
4.2.3	Análisis de escenarios. ....	97
4.3	ANÁLISIS AMBIENTAL .....	99
4.3.1	Emisiones de CO <sub>2</sub> en la inyección. ....	100
4.3.1.1	Emisiones de fabricación del <i>Skid</i> de inyección. ....	100
4.3.1.2	Emisiones en bombas de dosificación. ....	103
4.3.2	Emisiones de CO <sub>2</sub> en la producción de aceite en recobro. ....	103
4.3.3	Emisiones de CO <sub>2</sub> generales del proyecto. ....	105
4.3.3.1	Emisiones del personal operativo. ....	105
4.3.3.2	Reducción de emisiones por siembra de árboles. ....	106
4.3.4	Balance de resultados de emisiones de CO <sub>2</sub> . ....	106
4.4	SONDEO PRELIMINAR DE CAMPOS DEL HUILA CON POTENCIAL PARA APLICACIÓN DE SPNP .....	107
4.4.1	Campos con reservas de petróleo del Huila. ....	108
4.4.1.1	Balcón. ....	109
4.4.1.2	Brisas. ....	110
4.4.1.3	La Cañada Norte. ....	110
4.4.1.4	Dina Cretáceo. ....	110
4.4.1.5	Dina Norte. ....	111
4.4.1.6	Dina Terciario. ....	111
4.4.1.7	Gigante. ....	111
4.4.1.8	La Hocha. ....	111
4.4.1.9	Palermo. ....	112
4.4.1.10	Palogrande-Cebú. ....	112
4.4.1.11	Pijao-Potrerrillo. ....	113
4.4.1.12	Rio Ceibas. ....	113
4.4.1.13	San Francisco. ....	114
4.4.1.14	Santa Clara. ....	114
4.4.1.15	Tello. ....	115

4.4.1.16	Tempranillo.....	115
4.4.1.17	Tenay.....	115
4.4.1.18	Yaguará.....	115
4.4.1.19	Campos no considerados.....	116
4.4.2	Comparación entre propiedades de los campos y ventanas óptimas de surfactantes y nanotecnología.....	119
6.	CONCLUSIONES.....	122
7.	RECOMENDACIONES.....	124
	BIBLIOGRAFÍA.....	125

## LISTA DE FIGURAS

pág.

Figura 1 Historia de presión producción para diferentes tipos de empuje .....	29
Figura 2 Distribución areal de pozos inyectores y productores. A) Arreglo periférico o externo, B) Arreglos internos regulares, C) Arreglos internos irregulares.....	32
Figura 3 Representación esquemática de los diferentes métodos de recobro y actividades para el mejoramiento de la producción en general. ....	34
Figura 4 Representación del efecto de mejoramiento de polímeros y geles sobre: a) la eficiencia areal y b) la eficiencia vertical, respecto a una inyección de agua. ....	37
Figura 5 Diferentes combinaciones de productos químicos convencionales usados en CEOR. ....	39
Figura 6. Esquema del proceso de inyección de mezclas ASP. ....	39
Figura 7 Representación del comportamiento de la IFT de un surfactante de sulfonato de petróleo y sus parámetros característicos asociados. ....	43
Figura 8 Clasificación Winsor de microemulsiones, según su comportamiento de fases. ....	46
Figura 9 Escala comparativa del tamaño de nanomateriales con otros materiales. ....	49
Figura 10 Efecto de mayor área superficial en relación con el volumen de las nanopartículas .....	49
Figura 11 Nanomateriales según sus dimensiones .....	50
Figura 12 Tipos de estructuras core-shell (a) esféricas, (b) hexagonales centrales (c) múltiples cores pequeños recubiertos (d) estructura nanomatryushka (e) core móvil dentro del recubrimiento. ....	51
Figura 13 Diferencias entre nanofluidos, coloides y disolución.....	51
Figura 14 Desarrollo técnico experimental de la nanotecnología aplicada a petróleos en Colombia.....	52
Figura 15 Técnicas de síntesis de nanomateriales basados en carbono.....	54
Figura 16 Comparación entre dos SPNP Janus A) NP Janus de sílice recubierta con surfactante TX-100, B) Nanocápsulas de surfactante.....	61
Figura 17 Resumen de diversos procedimientos existentes para preparación de nanocápsulas.....	63
Figura 18 Esquema de producción de petróleo en un proyecto EOR. ....	65
Figura 19 Esquema del comportamiento de flujo de caja en un proyecto EOR. ....	70
Figura 20 Comparación de principios de economía lineal y economía circular. ....	72
Figura 21 Iniciativas innovadoras de la economía circular.....	73
Figura 22 Metodología planteada para la aplicación de SPNP. ....	75
Figura 23 Aplicación Surfactantes Anfífilicos potenciados con nanopartículas.....	76
Figura 24. Economía circular del proceso de inyección de surfactante potenciado con nanopartículas. ....	77



Figura 25 Espectros FTIR de surfactantes SA y SB, y NP CNA y CNB considerados para preparación del sistema SPNP. ....	78
Figura 26 Metodología de ajuste de formulación y sintonización de sistema SPNP a 50°C. ....	79
Figura 27 Resultados de evaluación de efectividad en la reducción del IFT del sistema SPNP a 50°C. ....	80
Figura 28 Resultados de evaluación de efectividad en la modificación de mojabilidad del sistema SPNP a 50°C. ....	81
Figura 29 Comparación de isotermas de adsorción de surfactante SA respecto a arena de Ottawa y NP CNA. ....	81
Figura 30 Resultados de FR obtenido de pruebas de desplazamiento del sistema SPNP a 50°C, 9.31 y 3.45 MPa de sobrecarga y contrapresión, respectivamente. ....	82
Figura 31 <i>Skid</i> de dosificación y almacenamiento de química antiderrame. ....	83
Figura 32 Bomba de química compacta para surfactante. ....	84
Figura 33 Esquema areal de la distribución de los patrones involucrados en el piloto de inyección de SPNP. ....	87
Figura 34 Caudal, concentración y presión de cabeza en inyección de SPNP para el pozo AZ-1. ....	90
Figura 35 Caudal, concentración y presión de cabeza en inyección de SPNP para el pozo AZ-2. ....	90
Figura 36 Producción de fluidos para el patrón AZ-1. ....	92
Figura 37 Producción de fluidos para el patrón AZ-2. ....	92
Figura 38 Comparación línea base con el caso real de la prueba de inyección. ...	93
Figura 39 Comportamiento del VPN respecto al tiempo considerando el flujo de caja del proyecto. ....	96
Figura 40 Comportamiento del VPN respecto al tiempo si no se hubiese implementado el proyecto. ....	96
Figura 41 Comportamiento del VPN bajo un escenario optimista en costos operacionales. ....	97
Figura 42 Comportamiento del VPN bajo un escenario optimista en costos operacionales. ....	98
Figura 43 Esquema base del sistema operativo del piloto de SPNP. ....	100
Figura 44 Unidad de exergía consumida y CO <sub>2</sub> emitido en función del corte de agua. ....	104
Figura 45 Propiedades de roca y fluidos de las formaciones productoras del campo Dina Terciarios. ....	112

## LISTA DE TABLAS

pág.

Tabla 1 Ventanas optimas de roca y fluidos para la implementación de un sistema CEOR con surfactantes. ....	47
Tabla 2 Tipos de nanopartículas.....	53
Tabla 3 Ventanas optimas de roca y fluidos para la implementación de un sistema CEOR con surfactantes mejorados y nanofluidos.....	64
Tabla 4 Caracterización de surfactante SA.....	79
Tabla 5 Caracterización de nanopartícula CNA.....	79
Tabla 6 Formulación del sistema SPNP a 50 °C. ....	80
Tabla 7 Indicadores clave considerados para la evaluación del proyecto. ....	85
Tabla 8 Variables de monitoreo en pozos productores.....	85
Tabla 9 Variables de monitoreo en pozos inyectores. ....	85
Tabla 10 Variables de monitoreo en facilidades de superficie. ....	86
Tabla 11 Parámetros de ajuste de declinación exponencial de patrones y proyecto. ....	91
Tabla 12 Ajustes exponenciales de la tendencia de declinación incremental.....	94
Tabla 13 Periodos clave de los distintos escenarios considerados. ....	98
Tabla 14 Parámetros en la mejor condición a distintos escenarios considerados. ....	99
Tabla 15 Resumen de estimación comparativa de emisiones de CO <sub>2</sub> en la operación de inyección de SPNP y surfactantes convencionales para los 6 meses del proyecto. ....	107
Tabla 16 Campos petroleros del Huila que contribuyen a las reservas de crudo en el país. ....	109
Tabla 17 Recopilación de propiedades de roca y fluido, y método de recobro de los campos petroleros de Huila. ....	117
Tabla 18 Valoración de propiedades de roca y fluidos para los campos del Huila respecto a las ventanas operativas de la tecnología. ....	120

## LISTA DE ECUACIONES

pág.

Ecuación 1 Factor de recobro en términos de volumen de petróleo .....	29
Ecuación 2 Eficiencia areal .....	31
Ecuación 3 Factor de recobro en términos de eficiencias .....	35
Ecuación 4 Eficiencia volumétrica (macroscópica) .....	35
Ecuación 5 Razón de movilidad.....	35
Ecuación 6 Eficiencia de desplazamiento (microscópica).....	36
Ecuación 7 Presión capilar .....	36
Ecuación 8 Número capilar.....	38
Ecuación 9 Definición de HLB propuesta por Griffin, 1949. ....	41
Ecuación 10 Definición de HLB propuesta por Davies, 1957.....	41
Ecuación 11 Declinación Exponencial .....	66
Ecuación 12 Declinación Hiperbólica.....	66
Ecuación 13 Declinación Armónica.....	66
Ecuación 14 Ingresos obtenido en un campo petrolero en un periodo de tiempo $i$	67
Ecuación 15 Egresos generados en un campo petrolero en un periodo de tiempo $i$	68
Ecuación 16 Valor Presente Neto en términos de flujo de caja. ....	69
Ecuación 17 Valor Presente Neto en términos de componentes de proyectos EOR.	69
Ecuación 18 Calculo de emisiones de CO <sub>2</sub> por fabricación de un <i>Skid</i> .....	100
Ecuación 19 Calculo de emisiones de CO <sub>2</sub> por fabricación de <i>Skids</i> en el proyecto	101
Ecuación 20 Calculo de volumen del cuerpo de un tanque de acero con capacidad	101
de 1000 barriles. ....	101
Ecuación 21 Calculo de la masa de acero del cuerpo de un tanque de acero con	101
capacidad de 1000 barriles.....	101
Ecuación 22 Calculo de emisiones de CO <sub>2</sub> por fabricación de tanque para	102
almacenamiento.....	102
Ecuación 23 Calculo de emisiones de CO <sub>2</sub> por fabricación de tanques para proyecto	102
análogo de SPNP. ....	102
Ecuación 24 Calculo de emisiones de CO <sub>2</sub> por aplicación de cemento de	103
construcción a la placa base de los tanques de almacenamientos fijos. ....	103
Ecuación 25 Calculo de emisiones de CO <sub>2</sub> por dosificación de SPNP en la duración	103
del proyecto. ....	103
Ecuación 26 Calculo de emisiones de CO <sub>2</sub> por dosificación de surfactante análogo	103
en la duración del proyecto.....	103
Ecuación 27 Calculo de emisiones de CO <sub>2</sub> a causa del sistema energético	104
involucrado en los procesos de producción de aceite en un proyecto de SPNP con	104
EC.....	104

Ecuación 28 Calculo de emisiones de CO<sub>2</sub> a causa del sistema energético involucrado en los procesos de producción de aceite en un proyecto de surfactantes con economía lineal. .... 105

Ecuación 29 Calculo de emisiones de CO<sub>2</sub> personal de operaciones en la inyección de SPNP. .... 105

Ecuación 30 Calculo de emisiones de CO<sub>2</sub> personal de operaciones en la inyección de SPNP. .... 106

## ABREVIATURAS

0D	Nanomaterial de cero dimensiones no cuantizadas
1D	Nanomaterial de una dimensión no cuantizada
2D	Nanomaterial de dos dimensiones no cuantizadas
3D	Nanomaterial de tres dimensiones no cuantizadas
3R	Principio de reciclar, reutilizar, reducir
7R	Principio de rediseñar, reducir, reutilizar, reparar, renovar, reciclar, recuperar
$A_{iny}$	Área horizontal barrida por el fluido de inyección
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
AP	Inundación Alcalina potenciada con Polímero
API	Grados de densidad relativa petrolera
AS	Inundación Alcalina potenciada con Surfactante
ASP	Inundación de Álcali-Surfactante-Polímero
$A_T$	Área horizontal total del yacimiento
$B_o$	Factor volumétrico de aceite actual
$B_{oi}$	Factor volumétrico de aceite inicial
BGPD	Barriles de Gel por Día
BNSPD	Barriles de Nanosurfactante por Día
BO	Barriles de aceite
BOPD	Barriles de Aceite por Día
BSPD	Barriles de Arena por Día
BSW	<i>Basic Sediment &amp; Water</i>
BW	Barriles de agua

BWPD	Barriles de Agua por Día
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CEOR	<i>Chemical Enhanced Oil Recovery</i>
CMC	Concentración Micelar Crítica
CO <sub>2</sub>	Dióxido de Carbono
$E_A$	Eficiencia Areal
EC	Economía circular
ECDBC	Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono
$E_d$	Eficiencia de desplazamiento
EOR	<i>Enhanced Oil Recovery</i>
$E_v$	Eficiencia Vertical
$E_V$	Eficiencia Volumétrica o <i>Sweep Efficiency</i>
$\vec{F}_{Capilares}$	Fuerzas capilares
FR	Factor de recobro
FRinc	Factor de recobro incremental
$\vec{F}_{Viscosas}$	Fuerzas viscosas
GAL	Galones
GOR	Razón gas-aceite o <i>Gas-Oil Ratio</i>
Gpc	Miles de millones de pies cúbicos
IFT	<i>InterFacial Tension</i>
IOR	<i>Improved Oil Recovery</i>
h	Espesor promedio neto de la formación
HAE	Horno de Arco Eléctrico

HPAM	<i>Hydrolyzed Polyacrylamide</i>
K	Permeabilidad promedio absoluta de la formación
$k_o$	Permeabilidad relativa al aceite
$k_w$	Permeabilidad relativa al agua
LIFT	<i>Low Interfacial Tension</i>
$M$	Razón de movilidad
MEOR	<i>Microbial Enhanced Oil Recovery</i>
MMBO	Millones de barriles de aceite
MMBP	Millones de barriles de solución polimérica
MMBW	Millones de barriles de agua
MMSCFPD	Millones de pies cúbicos por día
NA	No Aplica
$N_{Ca}$	Numero capilar
NE	No Encontrado
NP	Nanopartícula
$N_p$	Volumen de petróleo acumulado
NR	No Reportado
OPEX	<i>Operational Expenditure</i>
PA	Inundación de Polímero potenciada con Alcalinos
$P_c$	Presión capilar
PCP	<i>Progressive Cavity Pump</i>
pH	Potencial de Hidrogeno
ppm	Partes Por Millón masa/volumen
POES	Petróleo Original En Sitio

Prof.	Profundidad promedio de la formación
PS	Inundación de Polímero potenciada con Surfactante
PSI	<i>Pound -force per Square Inch</i>
Pwf	Presión de fondo fluyente en pozo
$r$	Radio capilar
SA	Inundación de Surfactante potenciada con Alcalinos
SPNP	Surfactante Potencializado con Nanopartículas o Nanosurfactante
$S_o$	Saturación de aceite actual
$S_{oi}$	Saturación de aceite inicial
SP	Inundación de Surfactante potenciada con Polímero
T	Temperatura promedio de la formación
TDS	<i>Total Dissolved Solids</i>
TEOR	<i>Thermal Enhanced Oil Recovery</i>
TIO	Tasa Interna de Oportunidad
TIR	Tasa Interna de Retorno
Ton	Toneladas
ULIFT	<i>Ultra Low Interfacial Tension</i>
USD	Dólares Estadounidenses
VP	Volúmenes Porosos
VPN	Valor Presente Neto
VSM	Valle Superior del Magdalena
$\vec{v}_w$	Velocidad de flujo del fluido desplazante
WAG	<i>Water Alternating Gas</i>
WOR	Razón agua-aceite o <i>Water-Oil Ratio</i>



$\lambda_o$	Movilidad del aceite desplazado
$\lambda_w$	Movilidad del agua desplazante
$\mu_o$	Viscosidad del aceite
$\mu_w$	Viscosidad del agua
$\sigma_{wo}$	Tensión interfacial agua-aceite
$\theta$	Ángulo de contacto
$\emptyset$	Porosidad promedio de la formación
%	Porcentaje

## GLOSARIO

**ARREGLO.** Distribución horizontal de pozos productores y/o inyectores en un campo petrolero, con el fin de optimizar la eficiencia de recuperación de hidrocarburos a partir de la influencia espacial del impacto entre pozos.

**CONTRATO DE FUTURO.** Contrato entre dos partes que se comprometen a, en una fecha futura establecida y a un precio determinado, intercambiar un activo, llamado activo subyacente, que puede ser físico, financiero, inmobiliario o de materia prima.

**COSTO DE INVERSIÓN (CAPEX).** Todos aquellos gastos e inversiones enfocados en dar inicio y establecer la base de funcionamiento de un proyecto.

**COSTO DE OPERACIÓN (OPEX).** Todos aquellos costos necesarios para mantener las operaciones de un proyecto funcionando.

**DAÑO DE FORMACIÓN.** Disminución de propiedades petrofísicas como permeabilidad y porosidad en zonas aledañas al pozo.

**ECONOMÍA CIRCULAR.** Economía donde el valor de los productos y los materiales se mantiene por tanto tiempo como sea posible. Se minimiza el uso de los recursos y la generación de residuos y, cuando un producto alcanza el fin de su vida útil, se utiliza de nuevo para crear más valor si es posible.

**EFICIENCIA AREAL.** Área horizontal del yacimiento barrida con algún fluido respecto al área horizontal total del yacimiento.

**EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO.** Volumen de aceite extraído respecto al volumen ya barrido por algún fluido del yacimiento.

**EFICIENCIA VERTICAL.** Área vertical de los estratos del yacimiento barridos con algún fluido respecto al área vertical total del yacimiento.

**EFICIENCIA VOLUMÉTRICA.** Volumen del yacimiento barrido con algún fluido respecto al volumen total del yacimiento.

**EGRESOS EXTRAORDINARIOS.** Gastos que se producen en la empresa de forma imprevista que no responden a un mayor volumen de trabajo ni al mantenimiento habitual de la sociedad.

**EGRESOS FIJOS.** Gasto que mantiene un valor constante a lo largo del periodo de tiempo considerado.

**EGRESOS VARIABLES.** Gasto que varía su valor a lo largo del periodo de tiempo considerado, a causa de factores relacionados con las operaciones que lo generen.

**FACTOR DE RECOBRO.** Relación de aceite acumulado de petróleo o gas respecto al volumen original presente en el yacimiento de este.

**FLUJO DE CAJA.** Conjunto de los flujos de entradas y salidas de caja o efectivo en un periodo dado.

**FORMACIÓN PRODUCTORA.** Estructura geológica que, convencionalmente, cuenta con facies, fallas, rocas, y/o condiciones estructurales sellantes que permiten el almacenamiento económicamente viable de hidrocarburos.

**HETEROGENEIDAD.** Calidad de un sistema que se encuentra conformado por elementos de distintas características, clase, o naturaleza.

**IMPUESTOS.** Tributo o carga que las personas están obligadas a pagar a alguna organización (gobierno, rey, etc.) sin que exista una contraprestación directa.

**INFILL DRILLING.** Técnica de perforar nuevos pozos en un arreglo existente, con el fin de mejorar el barrido de hidrocarburos en las zonas de aceite o gas que no se hayan podido extraer con la distribución de pozos existente.

**LÍMITE ECONÓMICO.** Caudal al cual los costos de producir hidrocarburo resulten iguales a las ganancias por dicha operación.

**MEJORAMIENTO DE RECOBRO (IOR).** Tanto tecnología o herramienta implementada en la planta física y subsuelo como política o sistema de gestión que se implemente en un campo, con el fin, de aumentar la producción de hidrocarburos.

**MÉTODO BOTTOM-UP.** Métodos de síntesis de nanopartículas a partir de precursores o materias primas que crecen, cristalizan, o aglomeran hasta alcanzar las escala nanométrica bajo condiciones de fabricación controladas.

**MÉTODO DE RECOBRO.** Tecnologías, proyectos y/o sistemas naturales o artificiales implementados en el yacimiento, con el fin de extraer mayor hidrocarburo de la formación.

**MÉTODO TOP-DOWN.** Métodos de síntesis de nanopartículas que parten del uso de un material a mayor escala como precursor, que se disgrega, muele, o imprime a escala nanométrica.

**MOVILIDAD.** Razón entre la permeabilidad efectiva de un fluido respecto a su viscosidad en condiciones de yacimiento.

**NANOFLUIDO.** Sistema conformado típicamente por una nanopartículas y un fluido base que sirve como medio de dispersión.

**NANOMATERIAL.** Material conformado a escala entre 1 a 100 nanómetros.

**NANOPARTÍCULA.** Partícula que se encuentra entre 1 a 100 nanómetros.

**NANOCÁPSULA.** Estructura física conformada por una cubierta a escala nanométrica entre 1 a 100 nm que puede contener o no alguna otra partícula o elemento en su núcleo.

**NANOSURFACTANTE.** Nanopartícula heterogénea conformada por un agente surfactante y una nanopartícula homogénea, cuyo fin es potencializar los efectos conjuntos de ambos elementos que la componen.

**NANOTECNOLOGÍA.** La ciencia, ingeniería y tecnología, la cual, tiene como objetivo entender, controlar y manipular la materia conducida a escala nanométrica que va de 1 a 100 nm.

**NÚMERO CAPILAR.** Número adimensional que relaciona las fuerzas viscosas respecto a las fuerzas capilares presentes en el yacimiento, comúnmente usado como criterio de evaluación técnica de la efectividad de un método de recobro mejorado.

**PAYBACK.** Es el periodo de tiempo, en el cual, se obtiene el retorno de una inversión inicial realizada en un proyecto.

**PARTÍCULA JANUS.** Nanopartículas heterogéneas conformadas por distintos elementos que le dotan de varias propiedades o características según sus propiedades individuales.

**PERMEABILIDAD.** Capacidad del medio poroso para dejar pasar los fluidos a través de él.

**PETROLEO ORIGINAL EN SITIO (POES).** Volumen de petróleo presente en un yacimiento antes de la extracción de cualquier fluido presente.

**PLAZO DE RECUPERACIÓN O PAYBACK DESCONTADO.** Tiempo en el cual el flujo de caja de un proyecto es igual a cero.

**POROSIDAD.** Volumen o espacio que ocupa una roca o material, que puede permitir el alojamiento de fluidos u otras partículas.

**POZO INYECTOR.** Instalación de subsuelo que permite la inyección de fluidos a una formación de interés, típicamente, con el fin de aportar un empuje antrópico para la producción de hidrocarburos.

**POZO PRODUCTOR.** Instalación de subsuelo que facilita la producción de fluidos de un yacimiento de hidrocarburos, brindando una conexión con la superficie.

**RECOBRO MEJORADO (EOR).** Tecnologías, proyectos y/o sistemas encaminados a aumentar la producción de hidrocarburos, a través del mejoramiento de las propiedades del yacimiento o los fluidos que interactúan en la formación.

**RECOBRO MEJORADO QUÍMICO (CEOR).** Tecnologías, proyectos y/o sistemas basados en la inyección de productos químicos que buscan modificar las propiedades de movilidad, capilaridad, y demás propiedades del yacimiento, considerando las interacciones existentes entre dichos productos las condiciones de la formación.

**RECOBRO PRIMARIO.** Recobro de hidrocarburos sustentado en los mecanismos naturales de empuje presentes en el yacimiento.

**RECOBRO SECUNDARIO.** Tecnologías, proyectos y/o sistemas de inyección de agua o gas en el yacimiento que buscan aumentar la producción de hidrocarburos mediante el empuje artificial de fluidos y el mantenimiento de presión, posterior a un recobro primario.

**RECOBRO TERCARIO.** Tecnologías, proyectos y/o sistemas de inyección materia o energía en el yacimiento que buscan aumentar la producción de hidrocarburos mediante el mejoramiento de diversas propiedades del yacimiento o los fluidos que interactúan en la formación, posterior a un recobro secundario.

**REGALÍAS.** Contraprestación económica de propiedad del estado que se causa por la explotación de un recurso natural no renovable.

**TASA INTERNA DE OPORTUNIDAD O DESCUENTO.** Tasa de retorno mínima prevista si un inversionista elige aceptar una cantidad de dinero en el futuro, al compararla con la misma cantidad en la actualidad.

**TASA INTERNA DE RETORNO.** Medida estándar del retorno promedio del dinero invertido, y se basa en la estimación de la tasa de descuento obtenida de un flujo de caja cuando el VPN resulta ser cero, es decir, que en el presente todos los ingresos y los egresos obtenidos en cada periodo son equivalentes

**VALOR PRESENTE NETO (VPN).** Suma de todos los flujos de caja obtenidos durante el proyecto, considerando el efecto del paso del tiempo sobre el valor del dinero por medio del interés compuesto.

**VIABILIDAD ECONÓMICA.** Condición asociada a una operación que puede mantenerse bajo ejecución con ganancias netas.

**VISCOSIDAD.** Resistencia al flujo que refleja un fluido en función de su naturaleza, composición, distribución de partículas y condiciones locales.

**Work Over.** Cualquier tipo de intervención en pozos petroleros que implique técnicas invasivas, como líneas de cable, tubos enrollados o desaireado.

**YACIMIENTO.** Formación geológica que contiene un volumen de hidrocarburos o reservas de hidrocarburos suficientemente significativas para ser económicamente viable su explotación. Convencionalmente, es una roca porosa y permeable cuyos fluidos se contienen y se delimitan por una trampa geológica.

## RESUMEN

El recobro mejorado químico con nanopartículas ha reflejado un gran auge en las últimas décadas y, actualmente, los estudios se están extendiendo más allá de investigaciones en laboratorio, llevándose a cabo varios estudios de aplicaciones piloto en algunos campos colombianos. Es así como en el presente estudio, se realiza una evaluación integral de los resultados de un piloto implementado en un campo maduro colombiano, donde se aplicó surfactante potenciado con nanopartículas (SPNP) como método de recobro mejorado para potencializar la recuperación en regiones de baja tensión interfacial. En este estudio, a nivel técnico se identificó que los SPNP generaron un factor de recobro del 2.42%, correspondientes a una producción incremental de 33893 BO en tan solo un periodo de 5 meses y medio, observándose una respuesta eficiente de producción de aceite con la concentración de surfactante inyectado, además de reflejarse una disminución en la tasa de declinación de  $0.1684 \text{ meses}^{-1}$  a  $0.01740 \text{ meses}^{-1}$ . Consecuentemente, considerando condiciones económicas representativas de este tipo de trabajo, se encontró que puede llegar a obtenerse cerca del doble de la inversión inicial a un precio del aceite de \$ 70 USD/BO por cerca de los 2 años y medio de producción, con una razón crudo/ SPNP de 18 BO/gal y a un costo de aceite de \$ 57.97 USD/BO relacionado a un FR de 11.70% y FRinc de 8.13%, teniendo un retorno de la inversión sobre los 7 meses de su implementación.

De manera similar, en torno a aspectos ambientales, se identificó que el enfoque de economía circular del proyecto puede reducir alrededor de un 56.9% a las emisiones de CO<sub>2</sub> ocasionadas por la implementación y operación de la inyección de fluidos, así mismo, se estima que se puede obtener una reducción de 4.7% en las emisiones por producción y 21.7% en aspectos generales, todo esto, en tan solo unos cuantos factores representativos considerados respecto a un escenario de surfactante basado en economía lineal que, incluso, genera un menor FR, demostrando de forma general el impacto de este tipo de filosofía.

Finalmente, también se identificó que más del 60% de los campos del Huila presentan propiedades de roca y fluidos que se encuentran dentro de las ventanas de aplicación de SPNP, demostrando de manera preliminar, que puede ser posible implementar este método en los campos de la región.

**Palabras clave:** Recobro mejorado químico, CEOR, Nanopartículas, Surfactantes anfífilicos, Análisis económico, Análisis ambiental, Economía circular.

## INTRODUCCIÓN

Tras la pandemia del COVID-19 en 2020, la demanda energética mundial descendió alrededor de un 4% a causa de las medidas de confinamiento y disminución de la actividad económica subsecuente (Enerdata.net, 2020); acarreado una de las peores crisis económicas a nivel mundial (IEA, 2020), una disminución del 5.3% de emisiones de CO<sub>2</sub> procedentes de combustiones energéticas, y una mayor tasa de crecimiento de fuentes energéticas renovables (Enerdata.net, 2021). Pese a esto, para 2022, los precios de combustibles fósiles muestran un acelerado crecimiento (Investing, 2022)(Ribeiro, 2022)(Portafolio, 2022) junto con una creciente demanda mundial de estos, mayor a la obtenida previo a la pandemia (El Periódico de la Energía, 2021). Además, de un crecimiento en las emisiones de CO<sub>2</sub> a raíz de la reactivación económica.

Paralelamente, en Colombia, se cuenta con reservas evaluadas en 6.3 años para petróleo (1816 MMBO) y 7.7 años para gas (2949 Gpc) al cierre del 2020 representando, junto con el sector minero, el 12% de los ingresos del país (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2021). Adicionalmente, la mayoría de los campos productores de petróleo han sufrido grandes caídas de la energía natural del yacimiento, por lo que, resultan ser campos maduros con más de 50 años de operación que requieren de una implementación de métodos de recobro complementarios para poder aumentar la producción y el factor de recobro (Castro et al., 2010).

A raíz de esto, los métodos de recobro mejorado (EOR por sus siglas en inglés) reflejan un gran potencial como mecanismo para sostenimiento energético y el crecimiento económico en el país y el mundo. Particularmente, las técnicas de recobro mejorado químico, o CEOR, han tenido el mayor foco de interés en el país en la última década debido al largo historial de los campos, frecuentemente acompañados por métodos de inyección de agua, donde los requerimientos técnicos apuntan al mejoramiento de movilidad y/o mejoramiento de la eficiencia de desplazamiento, alcanzados por la inyección de polímeros y surfactantes respectivamente (Castro et al., 2010). Aunado a esto, actualmente, hay un gran interés en la implementación de nanotecnología en estos proyectos EOR como los de (Cruz Dionicio, 2019) o (Zabala et al., 2016), a causa de los beneficios técnicos y económicos que están reflejando los nanofluidos al potencializar o reemplazar las propiedades respecto a los métodos CEOR convencionales (Yakasai et al., 2020).

En concordancia con lo anterior, este trabajo tiene como objetivo evaluar la viabilidad técnica y económica de la investigación que se ejecuta en un proyecto CEOR con inyección de un surfactante anfifílico (SA) potencializado con nanopartículas (NP) en etapa piloto en un campo colombiano, enfocado en la disminución de la tensión interfacial (IFT, por sus siglas en inglés), para un campo perteneciente a la Gerencia de Producción Andina (GPA). Para esto, inicialmente se van a describir los antecedentes del proceso, las condiciones operativas y de yacimiento que se tuvieron en cuenta para la implementación; luego, con base en



la información obtenida del piloto, se evalúan los comportamientos y relaciones técnicas de la producción e inyección de los pozos involucrados y se establecen curvas de declinación; además, se plantea una evaluación económica del proyecto con base en costos representativos de este tipo de proyectos y se estipulan diversos escenarios de rentabilidad basados en evaluaciones de valor presente neto (VPN) y plazos de retorno de inversión; también, se realiza un análisis comparativo de las emisiones de CO<sub>2</sub> más representativas entre la inyección de SPNP de este proyecto, basado en economía circular, y una línea base de inyección de surfactantes convencional basada en economía lineal, de modo que, se pueda enmarcar el impacto ambiental de este proyecto y el aporte de los modelos económicos circulares en el contexto mundial de transición energética, que le apunta a la disminución de este tipo de emisiones. Finalmente, se realiza un sondeo preliminar de los campos del Huila más importantes que tengan potencial para una implementación de SPNP.

# 1. MARCO CONCEPTUAL

## 1.1 MÉTODOS DE RECOBRO

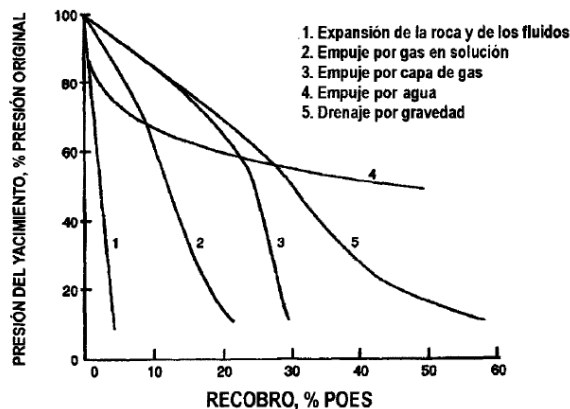
Convencionalmente, las operaciones de recobro de hidrocarburos se suelen enmarcar en tres etapas cronológicamente secuenciales: recobro primario, recobro secundario, y recobro terciario. Las cuales, giran en torno a obtener la mayor producción de petróleo acumulado posible,  $Np$ ; respecto al volumen de petróleo original en sitio,  $POES$ ; reflejado a través del factor de recobro  $FR$ , Ecuación 1; según las condiciones que se establecen en cada método<sup>1</sup>.

Ecuación 1 Factor de recobro en términos de volumen de petróleo

$$FR = \frac{Np}{POES} * 100$$

**1.1.1 Recobro primario<sup>2</sup>.** Es el método que utiliza la energía propia del yacimiento para producir hidrocarburos hacia el pozo; depende del tipo de yacimiento, el cual, determina la influencia de los mecanismos de empuje naturales que desplazan los fluidos hacia los pozos productores y, a partir de ello, se logra definir el máximo factor de recobro que se puede llegar a alcanzar un campo, ya sea, con sistemas de levantamiento artificial como apoyo para llevar los fluidos a superficie o no. En concreto, estos mecanismos de empuje naturales que pueden intervenir son: expansión de roca y los fluidos, drenaje gravitacional, gas en solución, capa de gas, presencia de un acuífero activo. Una curva clásica que expone el comportamiento típico del FR obtenido a lo largo de la vida o depleción del yacimiento, según cada método de empuje, se ilustra en la Figura 1.

Figura 1 Historia de presión producción para diferentes tipos de empuje



Fuente: Satter y Thakur. Tomado de (Paris de Ferrer, 2009).

<sup>1</sup> Esto es análogo para yacimientos de gas.

<sup>2</sup> Referenciado principalmente de (Escobar Macualo, 2004)

**1.1.2 Recobro secundario**<sup>3</sup>. Una vez el yacimiento se acerque a su límite económico, es decir, cuando el caudal al cual los costos de producir hidrocarburo resulten iguales a las ganancias por dicha operación (T. Ahmed & McKinney, 2005), se acude a inyectar fluidos al yacimiento con el fin de suministrar energía adicional ocasionando, en general, un empuje o desplazamiento de fluidos y represurización de la formación; de modo que, el reservorio puede seguir drenando los hidrocarburos de manera rentable por un mayor periodo de tiempo. Según señala (Paris De Ferrer, 2001), dependiendo de las condiciones típicas del yacimiento, tales como: su geometría, profundidad, tipo de roca, porosidad, permeabilidad y continuidad de estas propiedades; junto con propiedades de los fluidos y su distribución de saturación; y los mecanismos de empuje naturales que influyen en la recuperación natural, este método de recobro se suele emplear inyectando agua o gas natural, normalmente provenientes de la misma formación.

Consecuentemente, para la elección e implementación de cualquiera de estos métodos de recobro se debe considerar la fuente del fluido a inyectar, pues esto influye directamente en:

- El impacto ambiental, por ejemplo, no se genera el mismo impacto si se toma agua de ríos o lagos en comparación con reinyectar la misma agua de producción.
- El impacto social, en caso de generar competitividad por la captación de un recurso sensibles para el consumo de las comunidades cercanas, o riesgos potenciales de contaminación de estos.
- El costo del proyecto, particularmente, en torno al tratamiento preliminar que se le deba aplicar al fluido, pago de alguna compensación según la reglamentación gubernamental que aplique referente a los impactos generados, entre otros aspectos.

**1.1.2.1 Inyección de gas.** Por su parte, cuando se inyecta gas, es relevante considerar si se cuenta con un empuje natural con capa de gas o no, pues de ser el caso, se suele realizar un patrón de inyección periférico, inyectando sobre esta capa para mantener la presión. Por el contrario, si no existe capa, se emplea un patrón de inyección interno en la zona de petróleo para mejorar el empuje del gas en solución, lo cual, adicional al aumento de energía, disminuye la viscosidad del aceite. Este método suele ser muy práctico, dado que, se suele emplear como suministro al gas proveniente de la misma formación (manteniendo un esquema circular de aprovechamiento), aunque suele ser menos utilizado que la inyección de agua al ser menos eficiente en la recuperación de petróleo.

**1.1.2.2 Inyección de agua.** Por otro lado, la inyección de agua ha sido el método más popular para elevar el factor de recuperación, principalmente por:

- La disponibilidad general del agua;
- La relativa factibilidad de inyección;

---

<sup>3</sup> Referenciado principalmente de (Paris De Ferrer, 2001)

- Facilidad de propagación en el yacimiento;

En este caso, con base en las consideraciones expuestas por (Davies & Scott, 2006), se puede señalar que el agua para inyección debe cumplir con ciertos requisitos mínimos para ser viable, entre los que se destacan:

- **No debe ser corrosiva.** Lo cual, requiere de una caracterización fisicoquímica de la misma y monitoreo de los iones presentes en esta, frecuentemente, por medio de la evaluación de índices de saturación. Conforme a esto, se pueden implementar medidas como aplicación de productos anticorrosivos, biocidas (en el caso de origen bacteriano), o implementación de equipos desalinizadores, entre otros.
- **No debe ser incrustante.** Para garantizar esto, se suelen realizar pruebas de compatibilidad con el agua de formación para identificar el riesgo, típicamente se pueden emplear herramientas como diagramas comparativos (gráficos de Stiff, Langelier, Tickell, entre otros). Y subsecuentemente, en caso de requerirse, se deben incorporar medidas para la mitigación o eliminación de los componentes que puedan ocasionar estos problemas, preferiblemente debe presentar características similares al agua encontrada en el yacimiento.
- **No debe generar obstrucción en la inyección.** Por lo que, puede requerir la eliminación de los sólidos suspendidos o líquidos que generen este riesgo.
- **No debe generar incompatibilidad con la formación.** Esta puede presentarse al ocasionar hinchamiento de minerales arcillosos presentes por contacto con agua fresca, o a través de un aumento sustancial de migración de finos a raíz de las tasas de inyección. Una manera de controlar y mitigar el daño de formación ocasionado por esto, son los tratamientos de inhibición de finos y el establecimiento de tasas máximas de inyección mediante análisis de compatibilidad entre el agua y la roca (Hernández Espinos & Rojas Cuellar, 2016).

**1.1.2.3 Tipos de Inyección.** Una efectiva inyección de fluido en un yacimiento de petróleo depende en gran medida de la distribución de los pozos inyectoros en la formación. En concreto, esta distribución depende de la ubicación estructural de los fluidos en el yacimiento y los mecanismos de empuje natural involucrados, los cuales, delimitan la eficiencia areal,  $E_A$ , del campo o zona de interés, reflejada a través del área invadida por el fluido de inyección,  $A_{inv}$ , respecto al área total del yacimiento,  $A_T$ , ver Ecuación 2.

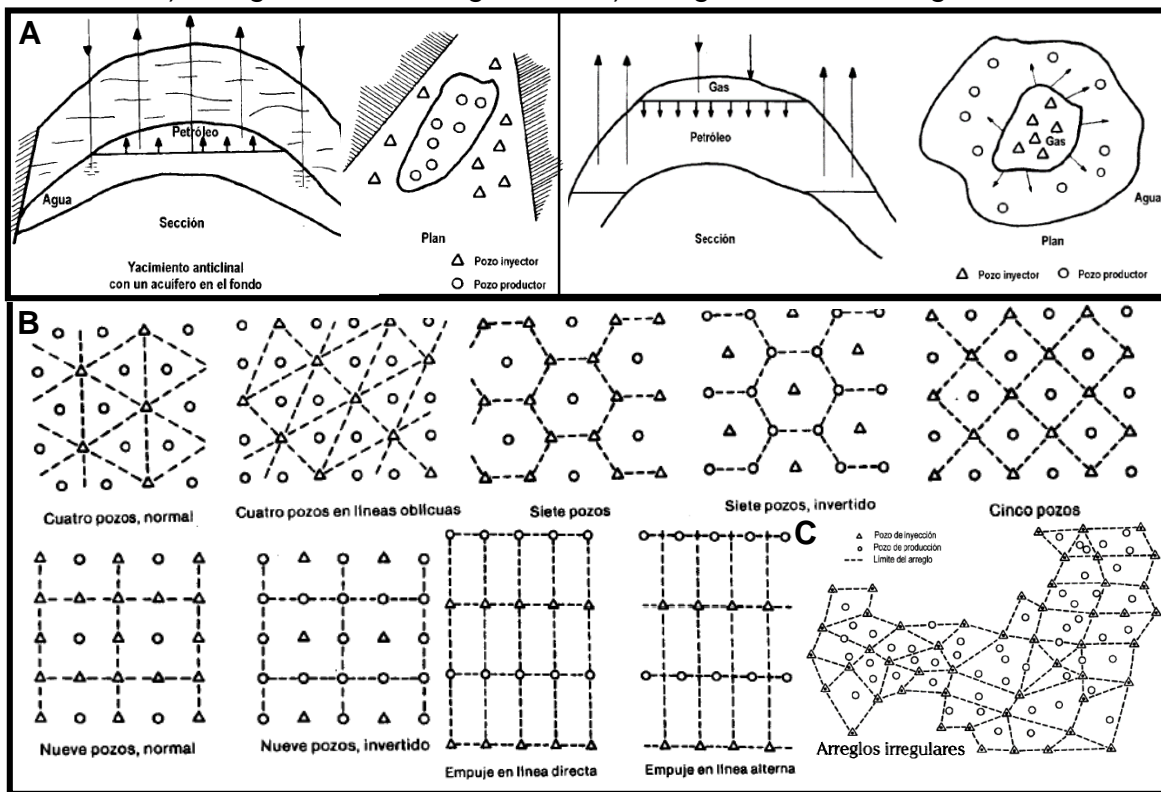
Ecuación 2 Eficiencia areal

$$E_A = \frac{A_{inv}}{A_T}$$

Por lo tanto, en función de alcanzar la máxima  $E_A$ , se pueden emplear distribuciones externas o internas, descritas a continuación:

- Inyección periférica o externa.** Se basa en inyectar agua fuera de la zona de petróleo, desde la periferia del yacimiento. En particular, cuando existe un acuífero o empuje hidráulico, se suele inyectar agua en esta zona para fortalecer este mecanismo natural de empuje (imagen izquierda A de la Figura 2); análogamente, cuando existe capa de gas, la inyección periférica de gas se suele efectuar en esta zona para mejorar este empuje (imagen derecha A de la Figura 2). Por su parte, este esquema de inyección también es conocido como inyección tradicional y, según argumentan (Yániz Alcudia & De La Fuente Pérez, 2015), permite un alto recobro de aceite con una menor producción de agua.

Figura 2 Distribución areal de pozos inyectoros y productores. A) Arreglo periférico o externo, B) Arreglos internos regulares, C) Arreglos internos irregulares.



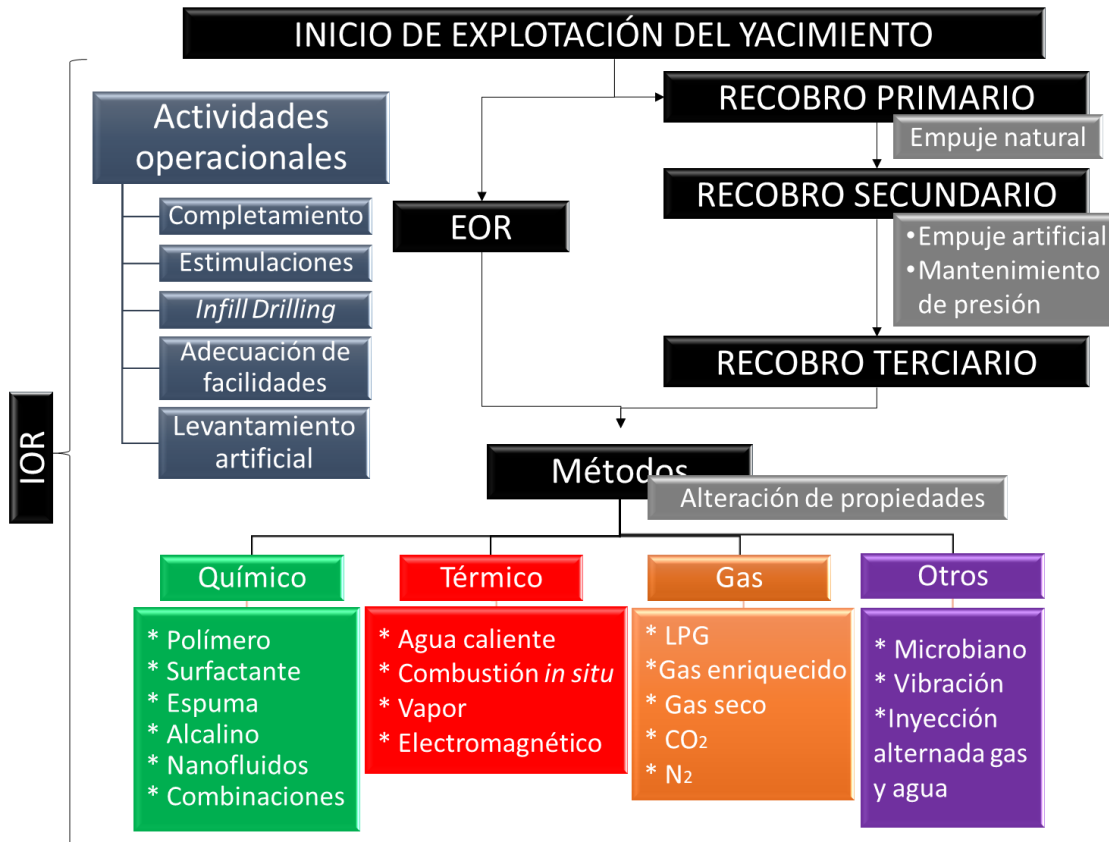
Fuente: Latil & Craig. Tomado de (Paris De Ferrer, 2001).

- Inyección en arreglos o interna.** Este tipo de distribución se realiza en la zona donde se encuentra el petróleo. Esto conlleva a que los fluidos existentes en el yacimiento sean desplazados hasta los pozos productores más cercanos o vecinos, por lo que, la mayor eficiencia se obtiene al generar un barrido en plano vertical en todas las direcciones de un pozo productor. Para asemejar esto, se suelen emplear arreglos geométricamente espaciados (imagen B de Figura 2), los cuales, dependen de diferentes factores como: estructura y límites del yacimiento, permeabilidad, porosidad, número y posición de los pozos existentes, entre otros. A consecuencia de esto, es posible que los arreglos óptimos parezcan irregulares (imagen C de Figura 2).

**1.1.3 Recobro terciario y recobro mejorado (EOR).** En primera instancia, ambos términos aluden a procesos de recobro en los cuales se busca el mejoramiento de la producción a través de la inyección de algún producto químico, gas, o energía al yacimiento (Sheng, 2011), generando una modificación de propiedades de los fluidos o de la roca en el proceso. Sin embargo, cuando se alude a recobro terciario, explícitamente, se alude a que ocurre posterior a una implementación de recobro secundario, mientras que, el recobro mejorado o EOR hace alusión a los mismos métodos sin importar el momento de la vida del yacimiento donde se implemente; esto se resume esquemáticamente en la Figura 3.

En este orden de ideas, los métodos EOR químicos o CEOR (por sus siglas en inglés), buscan mejorar el FR mediante: la alteración de la mojabilidad de la roca, reducción de la tensión interfacial (IFT, *InterFacial Tension*), control de movilidad, entre otras propiedades; aprovechando interacciones o características particulares de ciertos productos químicos, aunque varios de estos productos pueden limitarse por sensibilidad con entornos salinos o de alta temperatura, además que pueden implicar un alto costo de adquisición ... ver sección 1.2 .... Así mismo, los métodos EOR térmicos o TEOR se enfocan en reducir la viscosidad y tensión interfacial mediante el aprovechamiento de las propiedades térmicas del yacimiento y los fluidos (Kovscek, 2012)(Rafiee et al., 2015), e incluso, suele combinar esto con el drenaje gravitacional (Akin & Bagci, 2000); en contraste a ello, algunos de sus retos se centran en reducir las pérdidas de calor del sistema o los altos costos para el mantenimiento de la energía requerida (Kovscek, 2012)(Chaar et al., 2015). Consecuentemente, los demás métodos expuestos en la Figura 3, tienen sus propios retos actuales y manejan un principio de mejora particular, por ejemplo, los métodos EOR con microorganismos que buscan reducir la viscosidad mediante el cultivo de colonias con metabolismo particular y pueden ser sensibles a las condiciones del yacimiento (Ibragimov et al., 2015) (Guo et al., 2015)(Anuka & Falode, 2020); los métodos de vibración mecánica que pueden generar bajos recobros incrementales en algunos casos (Westermarck et al., 2001); o los métodos EOR con gases miscibles (Al-Otaibi et al., 2018)(Brannan & Whittington, 1977), buscan reducir la viscosidad, expandir el volumen de aceite y generar un mantenimiento de presión, enfrentándose a problemas por corrosión con el gas y potenciales problemas de precipitación de asfaltenos (Sircar et al., 2021).

Figura 3 Representación esquemática de los diferentes métodos de recobro y actividades para el mejoramiento de la producción en general.



Fuente: Elaboración propia, con base en (Sheng, 2011) y adaptado de (Sircar et al., 2021).

**1.1.4 Mejoramiento de la recuperación de petróleo (IOR).** O *Improved Oil Recovery*, según señala (Sheng, 2011), es enmarcado por diversos autores como todas aquellas técnicas que involucran operaciones enfocadas en el mejoramiento de la producción, por lo tanto, incluyen las actividades EOR junto con actividades como: completamiento de pozos, *infill Drilling*, gestión del yacimiento, estimulaciones, etc.; tal como se ilustra en la Figura 3. A modo de ejemplo, se puede señalar a los mecanismos de completamiento en pozos instalados para realizar inyección selectiva, es decir, para que el fluido de inyección llegue a una zona de interés con precisión (Buitrago Torres, 2017), lo cual, busca mitigar los problemas de inyección preferencial o canalización en diferentes intervalos del yacimiento a raíz de su heterogeneidad, problemas típicos en la inyección de agua y gas. Esto también puede proveer, a cada zona por separado, de una tasa de inyección óptima; permitiendo así, que las zonas menos invadidas también sean contactadas y desplazadas por el agua de inyección (Moreno Cruz, 2011) mejorando así, la eficiencia vertical de barrido,  $E_v$ .

## 1.2 RECOBRO MEJORADO QUÍMICO (CEOR) CONVENCIONAL

Ahondando un poco más en este método, es posible afirmar en general, que este se puede enmarcar en buscar el mejoramiento de dos aspectos concretos: la eficiencia volumétrica,  $E_V$ ; y la eficiencia de desplazamiento,  $E_d$ . Pues, estos se relacionan directamente con el factor de recobro, así:

Ecuación 3 Factor de recobro en términos de eficiencias

$$FR = E_V * E_d * 100$$

**1.2.1 Mejoramiento de la eficiencia volumétrica.** En cuanto al mejoramiento de la  $E_V$ , *Sweep Efficiency*, o eficiencia macroscópica (definida por la Ecuación 4) convencionalmente, se suelen emplear polímeros tales como: poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM, por sus siglas en inglés), goma Xántica, goma Guar, o copolímeros de acrilamida y otros monómeros (Zhu et al., 2017); los cuales pueden actuar, ya sea: como agentes viscosificantes, que pueden aumentar la viscosidad del fluido desplazante (comúnmente agua); o como agentes taponantes, cuando forman geles<sup>4</sup> que se adsorben en la roca y alteran la permeabilidad relativa al agua. Disminuyendo así, la razón movilidad referente al fluido desplazado (petróleo), Ecuación 5, y mejorando problemas de digitación y/o canalización típicos en la inyección de agua (A. A. Ahmed & Ismail Mohamed, 2015). Este efecto se puede ver esquemáticamente en la Figura 4.

Ecuación 4 Eficiencia volumétrica (macroscópica)

$$E_V = E_v * E_A$$

Ecuación 5 Razón de movilidad

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{k_w/\mu_w}{k_o/\mu_o}$$

Donde:

$M$  = Razón de movilidad

$\lambda_w$  = Movilidad del agua desplazante

$\lambda_o$  = Movilidad del aceite desplazado

$k_w$  = Permeabilidad relativa al agua

$\mu_w$  = Viscosidad del agua

$k_o$  = Permeabilidad relativa al aceite

$\mu_o$  = Viscosidad del aceite

---

<sup>4</sup> También llamados como polímeros entrecruzados.



**1.2.2 Mejoramiento de la eficiencia de desplazamiento.** La  $E_d$ , o eficiencia microscópica, ver Ecuación 6, refleja la efectividad del barrido efectuado por el fluido desplazante, aspecto que depende de la saturación residual de aceite ( $S_{or}$ ) que presente el yacimiento.

Ecuación 6 Eficiencia de desplazamiento (microscópica)

$$E_d = \frac{\frac{S_{oi} - S_o}{B_{oi}}}{\frac{S_{oi}}{B_{oi}}}$$

Donde:

$S_{oi}$  = Saturación de aceite inicial

$S_o$  = Saturación de aceite actual

$B_{oi}$  = Factor volumétrico de aceite inicial

$B_o$  = Factor volumétrico de aceite actual

Por lo tanto, agentes químicos como: surfactantes comerciales micelares (Salgado Gallo, 2016) que suelen ser de carácter anfifílico, es decir, que contienen un segmento liposoluble (soluble en aceite) y otro hidrosoluble (soluble en agua), lo cual, les confiere solubilidad parcial tanto en agua como aceite que les permite ocupar la interfase. (Perez & González, 2013), suelen emplearse con el fin de reducir la IFT entre el agua y el aceite o modificar la mojabilidad, desencadenando una reducción de la presión capilar (ver Ecuación 7) y, así, favorece el desplazamiento del aceite residual reduciendo el  $S_{or}$  ... en la sección 1.3... se profundiza en mayor detalle los mecanismos involucrados en el CEOR con surfactantes.

Ecuación 7 Presión capilar

$$P_c = \frac{2 * \sigma_{wo} * \cos(\theta)}{r}$$

Donde:

$P_c$  = Presión capilar

$\sigma_{wo}$  = Tensión interfacial agua – aceite

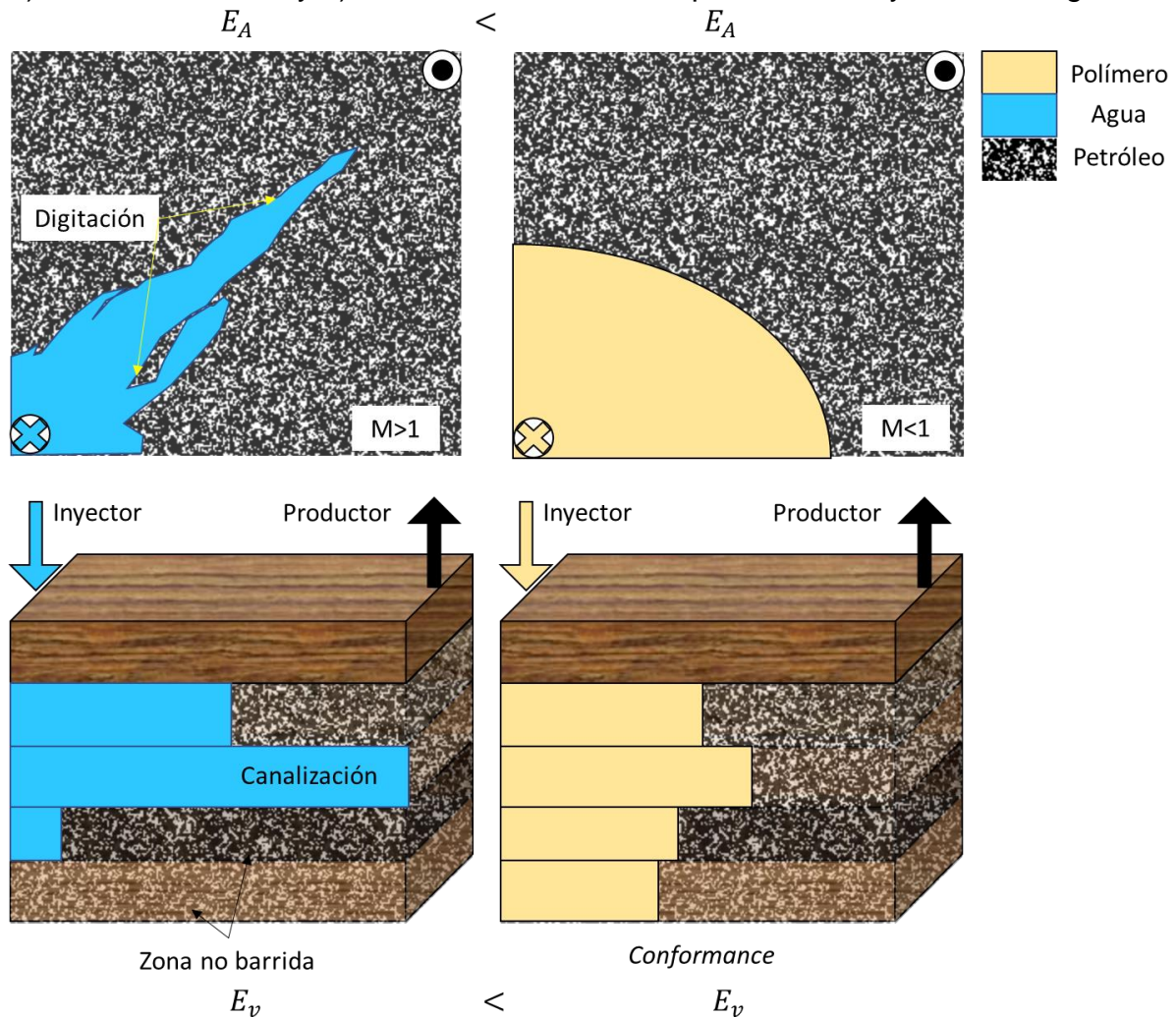
$\theta$  = Ángulo de contacto

$r$  = Radio de capilar

Adicionalmente, otros productos convencionales, usados con el mismo fin, son los productos alcalinos, tales como: hidróxido de sodio (NaOH), carbonato de sodio, ortosilicato de sodio, tripolifosfato de sodio, metaborato de sodio, hidróxido de amonio y carbonato de amonio (Sheng, 2011). Estos actúan en el mejoramiento del recobro por medio de diversos mecanismos, dependiendo de la concentración presente y la salinidad del agua. Por ejemplo, a bajas concentraciones y un contenido de salinidad óptimo en el agua, el producto reacciona con los componentes ácidos del petróleo y forma surfactantes naturales *in situ*, y estos

aumentan la producción de aceite al formar emulsión con las gotas de aceite que puede fluir por la solución alcalina (ej., a salinidades entre 0.5% y 1.5% para NaOH menor a 1%), o puede formar resistencia al flujo de agua subsecuente mejorando la razón de movilidad si la salinidad es baja (ej., menor a 0.5 %); paralelamente, bajo altas concentraciones de producto alcalino y bajas concentraciones de salinidad (ej., NaOH entre 1% a 5% con salinidad menor a 5%), este puede cambiar la solubilidad del surfactante natural producido de “mojado por aceite” a “mojado por agua” y, así, desorber el aceite de la roca al cambiar la mojabilidad; o en salinidades altas (mayor al 5%) puede generar el cambio contrario, generando que el aceite adsorbido pase de estar disperso a formar una fase continua en una roca que pasa de ser mojada por agua a mojada por aceite (Dai & Zhao, 2019).

Figura 4 Representación del efecto de mejoramiento de polímeros y geles sobre: a) la eficiencia areal y b) la eficiencia vertical, respecto a una inyección de agua.



Fuente: Elaboración propia, con base en (A. A. Ahmed & Ismail Mohamed, 2015).

Finalmente, cabe destacar que algunos polímeros, como el HPAM, pueden mejorar la  $E_d$  a razón de su comportamiento reológico viscoelástico; (Koh & Lee, 2016) y (Sheng, 2011) explican con más detalle los mecanismos que hacen posible esto.

**1.2.3 Mejoramiento integral del FR.** Con base en lo expuesto en la secciones anteriores, también es posible combinar los mecanismos de mejoramiento de los productos químicos y obtener un mayor FR. Puntualmente, esto se puede cuantificar a través del número capilar ( $N_{Ca}$ ) mostrado en la Ecuación 8, donde, a mayores valores de este número se obtiene un mayor FR y viceversa, por lo que, se obtiene una mayor recuperación de aceite al reducir las fuerzas capilares presentes en el yacimiento y/o aumentar las fuerzas viscosas existentes entre los fluidos.

Ecuación 8 Número capilar

$$N_{Ca} = \frac{\vec{F}_{Viscosas}}{\vec{F}_{Capilares}} = \frac{\vec{v}_w * \mu_w}{\sigma_{wo} \cos\theta}$$

Donde:

$N_{Ca}$  = Número capilar

$\vec{v}_w$  = Velocidad de flujo del fluido desplazante

$\mu_w$  = Viscosidad del fluido desplazante

$\sigma_{wo}$  = Tensión interfacial entre los fluidos desplazante – desplazado

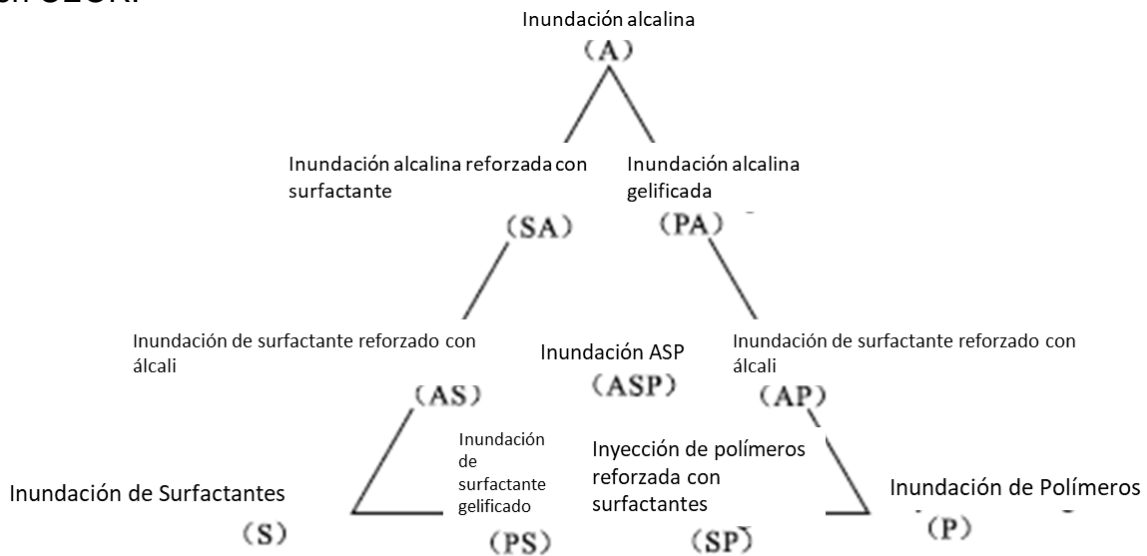
$\vec{F}_{Viscosas}$  = Fuerzas viscosas

$\vec{F}_{Capilares}$  = Fuerzas capilares

Para lograr esto, es posible inyectar combinaciones entre los tres tipos de productos convencionalmente usados: polímeros, surfactantes, alcalinos. En la Figura 5 se ilustran todas las series combinaciones posibles (Dai & Zhao, 2019). Adicionalmente, esto también puede traer como beneficio una disminución de los costos y aumento de la rentabilidad de la recuperación (Sheng, 2011).

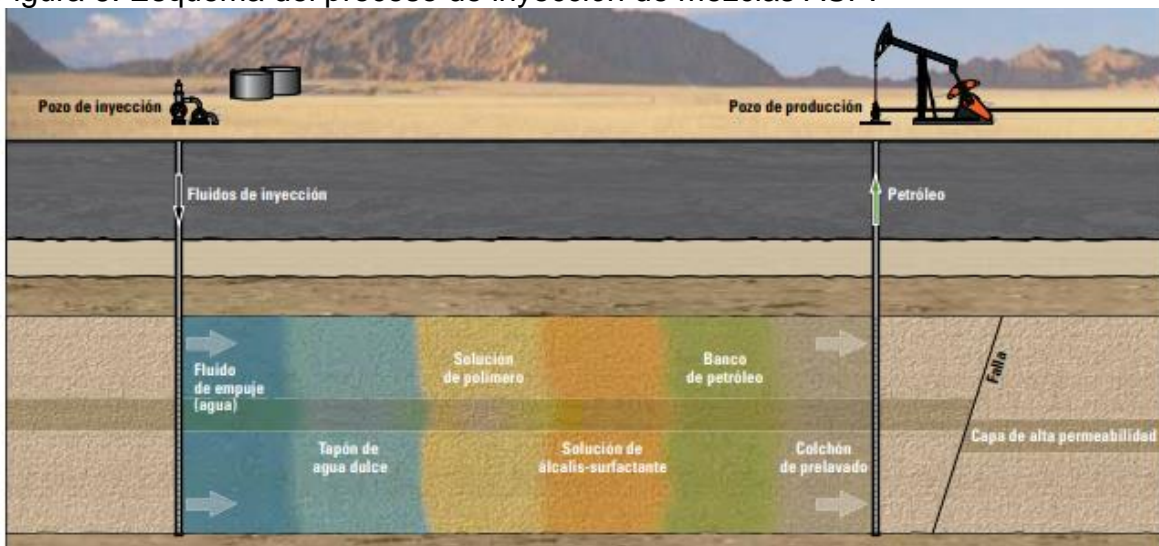
A modo de ejemplo, cabe destacar el método de flujo con Álcali-Surfactante-Polímero (ASP), que es una extensión de la inyección Surfactante-Polímero (SP) adicionando álcali a la solución inyectante, pues, sus mecanismos de desplazamiento son la combinación de los procesos individuales, por lo cual, es el que mayor recuperación conlleva (Dai & Zhao, 2019). Este proceso de inyección ASP consta de varias etapas: a veces se utiliza un colchón de prelavado de salmuera, para cambiar la salinidad u otras propiedades de las rocas y de los fluidos; luego, el primer tapón químico inyectado es una combinación de álcali y surfactante, el cual, se mezcla con el petróleo reduciendo la IFT y alterando la mojabilidad de la roca; posteriormente, éste tapón suele seguir de un tapón polimérico, para abarcar zonas no barridas y mejorar la movilidad; seguido por un proceso de inundación con agua dulce, para no alterar el rendimiento del polímero sensible a la salinidad; y finalmente, agua de empuje. En la Figura 6 se representa esquemáticamente este proceso de manera secuencial (Al-Mjeni et al., 2011).

Figura 5 Diferentes combinaciones de productos químicos convencionales usados en CEOR.



Fuente: Adaptado de (Dai & Zhao, 2019).

Figura 6. Esquema del proceso de inyección de mezclas ASP.



Fuente: (Al-Mjeni, 2011).

### 1.3 SURFACTANTES EN CEOR

La inundación con surfactantes se concibe como un método CEOR convencional, el cual, se enfoca en mejorar la eficiencia de desplazamiento, comúnmente, mediante la reducción del IFT. Sin embargo, estos los mecanismos particulares que generan el mejoramiento dependen de diversos factores que se exponen brevemente a continuación.

### 1.3.1 Generalidades.

**1.3.1.1 Productos de surfactantes usados en CEOR.** Una molécula de surfactante se puede resumir en un cuerpo que contiene una cola lipofílica y una cabeza hidrofílica (Hernández M., 2004). Sin embargo, más en detalle, según (Dai & Zhao, 2019), los surfactantes más empleados en CEOR, se pueden enmarcar dentro de estas seis clases:

- **Surfactantes de sulfonato**, ejemplos de esto pueden ser sulfonatos de olefina, sulfonato de alquilbenceno, sulfonato de alquiltolueno, sulfonatos de petróleo, entre otros.
- **Surfactantes de carboxilato**, aquí se pueden destacar la sal de ácido graso o carboxilatos de petróleo.
- **Surfactantes de poliéter**, surfactante Peregál, OP, o Tween.
- **Surfactantes no iónico – aniónico**, como sulfonatos, carboxilatos, sulfatos, o fosfatos de éter de alcohol.
- **Surfactantes Géminis**, hacen referencia a surfactantes conformados por dos o más moléculas iguales de surfactante, conectadas por grupos hidrofílicos como el xileno doble (dodecil fosfato de sodio).
- **Biosurfactantes**, principalmente se alude a los componentes producto de metabolismos microbianos. Ejemplos de estos pueden ser los esterres de Trehalose, Ramnosa, y Soforosa.

**1.3.1.2 Tipos de surfactantes.** Una de las maneras más ampliamente extendidas para referirse a un surfactante en CEOR, es a través de la naturaleza iónica de su grupo principal. Concretamente, se discriminan como: surfactantes aniónicos, catiónicos, no iónicos, o anfóteros (Sheng, 2011).

- **Los surfactantes aniónicos.** son moléculas orgánicas en las cuales el grupo hidrófilo está negativamente cargado en soluciones o dispersiones acuosas. Por ejemplo, sulfatos, sulfonatos, fosfatos y fosfonatos.
- **Los surfactantes catiónicos.** son moléculas orgánicas donde el grupo hidrófilo esta positivamente cargado. Casi todos los surfactantes catiónicos son compuestos nitrogenados, formando sales cuaternarias de amonio.
- **Los surfactantes no iónicos.** son moléculas orgánicas que no se ionizan y, por lo tanto, permanecen sin carga. La mayoría de los surfactantes no iónicos contienen grupos solubles en agua, que son polímeros de óxido de etileno o propileno.
- **Los surfactantes anfóteros.** son moléculas orgánicas que poseen dos grupos activos, los cuales, puede resultar en combinaciones no iónica-aniónica, no iónica-catiónica, o catiónica-aniónica; la carga de este tipo de surfactante depende del potencial de hidrogeno o pH del sistema en el que se encuentre.

Consecuentemente, los surfactantes aniónicos son los más utilizados en los procesos químicos de CEOR, debido a, que presentan relativamente baja adsorción

sobre rocas de arenisca cuya carga superficial es negativa. Los surfactantes no iónicos sirven, principalmente, como cosurfactantes para mejorar el comportamiento de fase del sistema y, a pesar, de que son más tolerantes a sistemas de alta salinidad, su función para reducir IFT no es tan buena como la de los surfactantes aniónicos. Muy a menudo, una mezcla de surfactantes aniónicos y no iónicos se utiliza para aumentar la tolerancia a la salinidad. Los surfactantes catiónicos se pueden adsorber fuertemente en areniscas, por lo tanto, normalmente no se utilizan en reservorios de arenisca, pero pueden ser utilizados en rocas carbonatadas para cambiar su mojabilidad. Los tipos de surfactantes de ion híbrido o anfótero son tolerantes a la temperatura y salinidad, sin embargo, son muy costosos (Sheng, 2013).

**1.3.2 Propiedades de los surfactantes.** Con base en los múltiples factores técnicos que inciden o determinan un óptimo resultado de una implementación con surfactantes, a continuación se exponen los parámetros más importantes de caracterizar que (Sheng, 2011) recalca a tener en cuenta:

**1.3.2.1 Balance Hidrofílico-Lipofílico.** o HLB, *Hydrophile-Lipophile Balance*, es una medida de la tendencia del surfactante a solubilizarse en agua o aceite, por lo tanto, a formar emulsiones W/O u O/W. Existen diversas maneras de calcular este parámetro, sin embargo, las más destacadas que señala (Sheng, 2011), son:

➤ Ecuación de Griffin (1949), resulta en una escala arbitraria de 0 (hidrofóbico) a 20 (hidrofílico), donde un HLB entre 0 a 3 refleja un agente antiespumante, 4 a 6 genera emulsión W/O, 7 a 9 es un agente mojante, 8 a 18 es una emulsión O/W, 13 a 15 es un típico de detergentes y 15 a 18 puede indicar un solubilizante o hidrótopo.

Ecuación 9 Definición de HLB propuesta por Griffin, 1949.

$$HLB = 20 * \frac{M_{wh}}{M_w}$$

Donde:

$M_{wh}$  = Masa molecular de parte hidrofílica

$M_w$  = Masa molecular de toda la molecula

➤ Ecuación de Davies (1957), toma en consideración el efecto de los grupos hidrofílicos fuertes y menos fuertes.

Ecuación 10 Definición de HLB propuesta por Davies, 1957.

$$HLB = 7 + m * H_h - n * H_l$$

Donde:

$m$  = Número de grupos hidrofílicos en la molecula

$n$  = Número de grupos lipofílicos en la molecula

$H_h$  = Valor de grupos hidrofílicos

$H_l =$  Valor de grupos lipofílicos

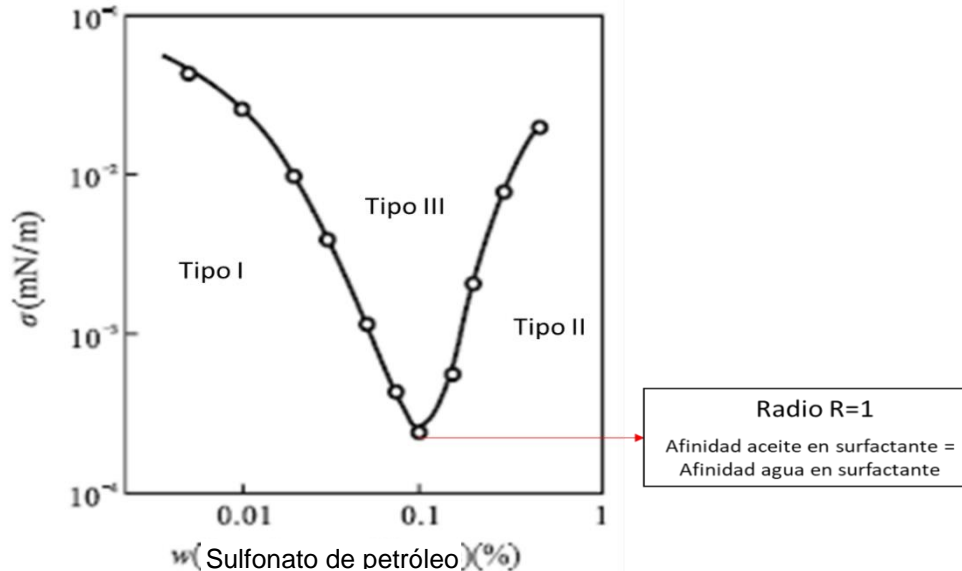
**1.3.2.2 Concentración Micelar Crítica.** O CMC, se define como la concentración de surfactante por encima de la cual las micelas se forman espontáneamente. En detalle, cuando un surfactante se introduce al sistema, se disocia en un catión y un monómero, reduciendo la energía de la interfaz y eliminando las partes hidrofóbicas que están en contacto con el agua. Luego de que esto ocurre, la tensión interfacial disminuye y, si se sigue incrementando la concentración del surfactante, la parte lipofílica de éste empezará a asociarse para formar micelas que contienen monómeros hasta alcanzar la CMC.

Una vez alcanzada la concentración micelar crítica, el incremento de surfactante solo causará un incremento de las micelas mas no en la tensión interfacial. Es decir, antes de llegar a la CMC la tensión interfacial disminuye de manera abrupta pero luego de alcanzada, ésta se mantendrá más o menos constante. (Cruz Dionicio, 2019). De aquí la importancia de saber la cantidad óptima a emplear (Gutiérrez & Labrador, 2019).

En contraste, también se suele considerar la temperatura micelar crítica o temperatura de Krafft, la cual señala la mínima temperatura a la que pueden formarse micelas (Sheng, 2011).

**1.3.2.3 Evaluación de la mínima IFT.** Según (Sheng, 2011), existen diversas maneras de caracterizar las condiciones de mínima IFT alcanzables por un surfactante. Dentro de ellas se puede destacar a: La razón de solubilidad, la cual, (para el aceite) es el volumen de aceite disuelto respecto al volumen de surfactante total en la microemulsión, de manera análoga aplica para la razón de solubilidad del agua, y de esto, cuando ambas razones son iguales se obtiene la menor IFT; por su parte, complementario a los tipos de microemulsiones según Winsor ... Ver sección 1.3.3.3... este también plantea el radio R, el cual se concibe como la razón entre la afinidad de las moléculas de aceite con el surfactante respecto a la afinidad del agua con el surfactante (modificaciones a este parámetro, incluyen interacciones de repulsión entre moléculas de la misma fase), aquí, cuando el radio R es igual a 1 se encuentra la menor IFT.

Figura 7 Representación del comportamiento de la IFT de un surfactante de sulfonato de petróleo y sus parámetros característicos asociados.



Fuente: Elaboración propia. Adaptado de (Dai & Zhao, 2019)

**1.3.3 Mecanismos de flujo con surfactantes.** Los mecanismos de recuperación de petróleo dependen de la concentración del surfactante y su concentración crítica micelar (CMC) ... ver sección 1.3.2.2...

En específico, a concentraciones diluidas de surfactante, inferiores a la CMC, se genera un sistema de agua activa. Paralelamente, a sistemas de surfactantes diluidos a concentraciones mayores que la CMC y menores al 2%wt, se puede generar un sistema micelar y en sistemas de surfactantes concentrados es posible generar una inundación con una microemulsión estable. A continuación, se describen los mecanismos de recobro que rigen estos sistemas, según señala (Dai & Zhao, 2019):

**1.3.3.1 Flujo de agua activa.**

- **Mecanismo de baja tensión interfacial (LFT).** Es el mecanismo más asociado a los sistemas CEOR con surfactante, y se basa en la adherencia de las moléculas de este en la interfase agua-aceite, lo cual, disminuye la IFT y permite reducir las fuerzas de adhesión existentes en el sistema, permitiendo un mejor lavado de la roca. Esto se refleja matemáticamente en la Ecuación 7 y la Ecuación 8, donde, a menores valores de IFT se exhibe menor presión capilar y mayor  $N_{Ca}$ , aspectos favorables para el FR.



- **Mecanismo de modificación de mojabilidad.** En este aspecto, los surfactantes que suelen tener un carácter más hidrofílico que hidrofóbico, al adsorberse en la roca, pueden cambiar la mojabilidad de un yacimiento inicialmente mojado por aceite a mojado por agua y genera un aumento del ángulo de contacto, desencadenando una reducción de la presión capilar, tal como se observa en la Ecuación 7, mejorando el FR.
- **Mecanismo de emulsión.** Los surfactantes pueden estabilizar las emulsiones de aceite en agua a raíz de su reducción de IFT (HLB entre 7 a 18). En este sentido, el aceite emulsionado es más difícil de adsorberse en la roca mientras fluye, por lo que, se mejora la eficiencia.
- **Mecanismo de incremento de la densidad de carga superficial.** En desplazamientos de surfactantes que presentan igual carga que la formación, es posible aumentar la densidad de carga superficial entre las gotas de aceite y roca cuando se adsorben en sus superficies, aumentando la repulsión electrostática entre ellos. A consecuencia, menor aceite es adsorbido y mejora su eficiencia de desplazamiento.
- **Mecanismo de formación de zona de aceite por coalescencia.** Este se genera a partir de la colisión frecuente del aceite desplazado que, cuando la energía de colisión supera la repulsión electrostática, genera coalescencia y transforma un flujo de aceite disperso en toda una zona continua de aceite, que recoge más aceite durante su flujo, mejorando la eficiencia.

**1.3.3.2 Flujo de solución micelar.** A concentraciones mayores a la CMC, (Hernández M., 2004) señala que *“la fase acuosa se satura y la adición de nuevas moléculas de surfactante ocasiona la formación de agregados de tipo coloidal llamados micelas.”* En este contexto, un agregado micelar normal presenta sus grupos hidrofílicos en contacto con el solvente y los grupos hidrofóbicos forman un núcleo en la micela, el escenario opuesto conforma una micela inversa.

Estas suelen acompañarse de alcoholes o sales que reducen más el IFT hasta alcanzar valores Ultra Bajos o ULIFT, por sus siglas en inglés, ( $10^{-2}$ mN/m) y presenta los mismos mecanismos del agua activa, además, del mecanismo de solubilización de aceite en la fase acuosa al introducirlo en sus micelas, lo que genera un mayor mejoramiento del recobro (Xu et al., 2020).

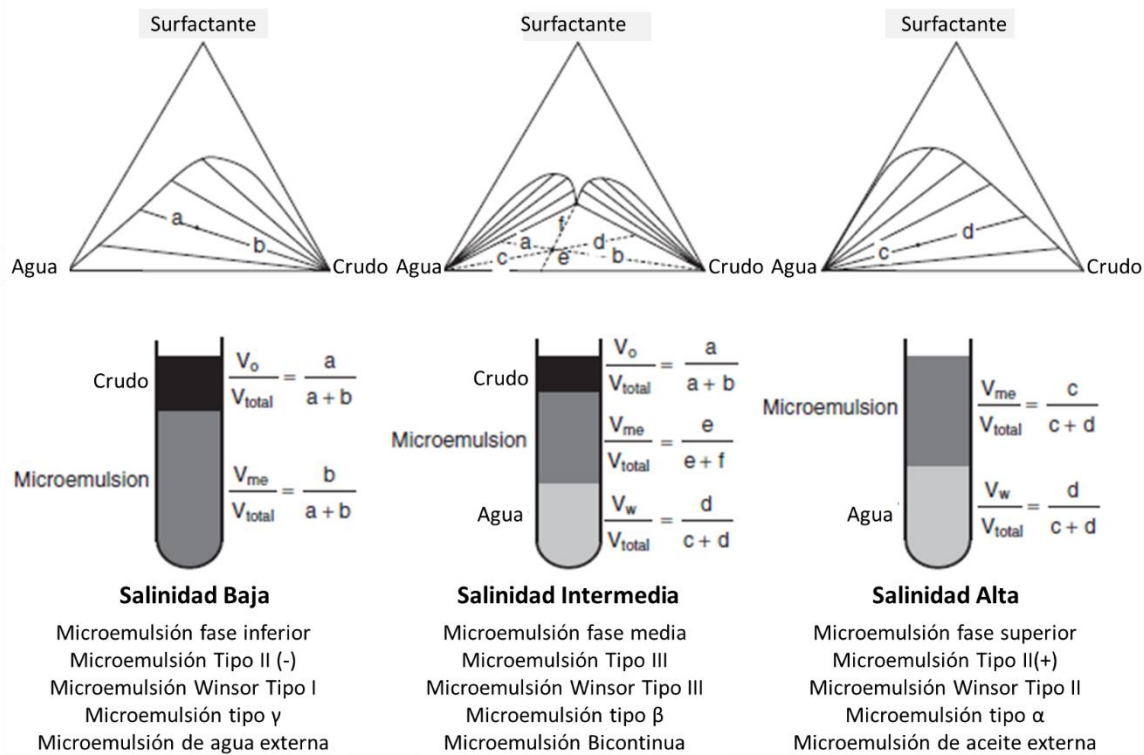
**1.3.3.3 Flujo de microemulsiones.** Es un tipo de emulsión estable termodinámicamente, conformada por una mezcla de petróleo, agua y surfactante que no requiere una entrada de energía hacia el sistema para formarse, ya que, lo hace espontáneamente. Concretamente, se refleja como una estructura bicontinua donde no hay posibilidad de dilución, tal como en la diluciones normales (Hernández M., 2004). De esta manera, según su comportamiento de fases, las microemulsiones se pueden clasificar bajo el esquema Winsor, resumido por (Hernández M., 2004):

- **Tipo I (-).** En este tipo de microemulsión coexisten dos fases y ocurre en sistemas de baja salinidad. Las fases presentes son una fase oleosa y una microemulsión en agua que contiene un poco de aceite solubilizado y un exceso de aceite. La emulsión formada es de fase continua agua, por lo tanto se ubica en el fondo. Ver parte izquierda de Figura 8.
- **Tipo II (+).** En este grupo, las microemulsiones que se forman en sistemas de alta salinidad. Las fases que coexisten en este sistema involucran una fase de agua y una microemulsión de aceite, pues el surfactante se encuentra allí, por lo tanto, se ubica en la parte superior. Ver parte derecha de Figura 8.
- **Tipo III.** Este tipo de microemulsión está en equilibrio en fase trifásica, una rica en el surfactante en el medio (punto m), una fase oleosa y acuosa. Ocurre entre los dos límites de salinidad del sistema, ver imagen central en Figura 8, y refleja la fase de menor IFT posible, ver Figura 7

Normalmente, los surfactantes usados para preparar esta microemulsión suelen ser aniónicos, no iónicos-aniónicos, aunque son mejores los sulfonatos de petróleo; y las sales cumplen un papel primordial para facilitar la formación de micelas debido a su efecto de disminución del grado de solvatación de las partes polares del surfactante (Dai & Zhao, 2019), por ello, el tipo de microemulsión depende de la salinidad presente, tal como se observa en la Figura 7.

Así mismo, los mecanismos de mejoramiento de estas microemulsiones son complejos, dada la interacción existente durante el flujo con las zonas de aceite. Sin embargo, se puede destacar que, el mecanismo particular de este sistema se basa en el flujo de ULIFT de la microemulsión, que permite al aceite solubilizarse en la fase inyectada y asemeja un flujo monofásico en el medio poroso, por lo cual, prácticamente elimina la presión capilar existente en el medio (ver Ecuación 7, y conforme más aceite solubiliza durante su flujo en el yacimiento, es posible que el sistema cambie de microemulsión a emulsión, teniendo los mismos mecanismos de mejoramientos expuestos en ...la sección 1.3.3.2...

Figura 8 Clasificación Winsor de microemulsiones, según su comportamiento de fases.



Fuente: (Sheng, 2011).

**1.3.4 Evaluaciones de surfactantes en CEOR.** Un aspecto fundamental para definir la viabilidad económica de los surfactantes, al ser inyectados en el yacimiento, es su interacción con la formación. Pues, tal como señala (Barua et al., 1986), los surfactantes pueden presentar fenómenos de adsorción en la superficie de la roca que, tal como indica (Ansari et al., 2012), pueden ocasionar poca penetración del producto y un sustancial incremento del consumo requerido.

Además, los surfactantes pueden verse afectados por las heterogeneidades del yacimiento, que evitan el contacto de este con las zonas no lavadas, pues estos no modifican la razón de movilidad (con excepción cuando la concentración es mayor a CMC, pues la viscosidad aumenta a raíz del aumento de agregados micelares presentes que cambian la microestructura de la salmuera (Suniga et al., 2016)).

Por estas consideraciones, las evaluaciones de laboratorio en surfactantes pueden involucrar:

- **Pruebas de caracterización del surfactante,** estas pruebas se suelen realizar cuando se requiere considerar algún parámetro de los señalados en la ...sección 1.3.2... Por lo que, se pueden evaluar la CMC, radio R, HBL (Izadi et al., 2018b), y definir las concentraciones optimas de surfactante para trabajar bajo los mecanismos de flujo deseado ...sección 1.3.3...

- **Pruebas de efectividad**, aquí se consideran las pruebas enfocadas en las propiedades de mejoramiento que se buscan en la inyección de surfactante, puntualmente, se suelen realizar mediciones de IFT, mediciones de ángulo de contacto, pruebas *Core Flooding*, adsorción estática, mediciones reológicas, entre otros. Esto, con el fin de evaluar el beneficio alcanzado bajo los factores como: la salinidad, temperatura, la adsorción y retención dinámica en la roca (Varfolomeev et al., 2020), mediante los parámetros de evaluación pertinentes ... ver sección 1.2... junto con estimaciones de FR incremental (Kamal et al., 2017).
- **Pruebas complementarias**, conlleva las evaluaciones complementarias en una caracterización, como pruebas de estabilidad del producto, validación de productos asociados, como solventes (Osterloh & Jante, 1992), nanopartículas (Zhao et al., 2018), nuevas tecnologías (Ghosh & Obassi, 2013), entre otros aspectos (Borhan et al., 2016).

Para culminar, a partir de las propiedades y limitaciones evaluadas experimentalmente de los productos surfactantes, comúnmente usados para CEOR, diversos autores plantean ventanas óptimas de condiciones de yacimiento y fluidos que debe tener un campo para poder ser considerado para un proyecto de este tipo. Particularmente, en la Tabla 1 se exponen las ventanas de aplicación señaladas por algunos autores.

Tabla 1 Ventanas óptimas de roca y fluidos para la implementación de un sistema CEOR con surfactantes.

Categoría	Características	(Paris De Ferrer, 2001)	Taber, 1997	(Delgadillo et al., 2020).	(González & Pérez, 2013)
<b>Crudo</b>	API (°)	>25	>20	>20	15 – 28
	Viscosidad (cP)	<30	<35	<35	Crítico
	So (%)	>30	>35	>35	Crítico
<b>Agua</b>	Salinidad (ppm TDS)	<100000	NR	NR	<9000
	Espesor (ft)	>10	NA	NR	<40
	Permeabilidad (mD)	>20	>10	>50	NR
<b>Formación</b>	Porosidad (%)	NA	NA	>14.8	NR
	Profundidad (ft)	<9000	<3250	<5300	<9000
	Temperatura(°F)	<175	<200	<155	NR
	Litología	Areniscas	Areniscas	Arenisca	NR

Fuentes: (Paris De Ferrer, 2001), (González & Pérez, 2013), (Cruz Dionicio, 2019) y (Delgadillo et al., 2020).

Sin embargo, cabe resaltar que estos parámetros no son los únicos factores incidentes en la toma de decisiones para dar viabilidad de un proyecto en campo porque, por ejemplo, (Paris De Ferrer, 2001) señala que un sistema surfactante también puede verse afectado por la presencia de fracturas extensas, capa de gas, o alta anisotropía de permeabilidad en la formación, y recalca que es preferible implementar la técnica en una formación homogénea y con un barrido con agua previo de más del 50%; de manera similar, (González & Pérez, 2013) señalan que la presencia de arcillas en la formación (siderita, aragonito, calcita, etc.) son

limitantes a considerar, además que, existencia de capa de gas y presencia de acuíferos son críticos para el proyecto.

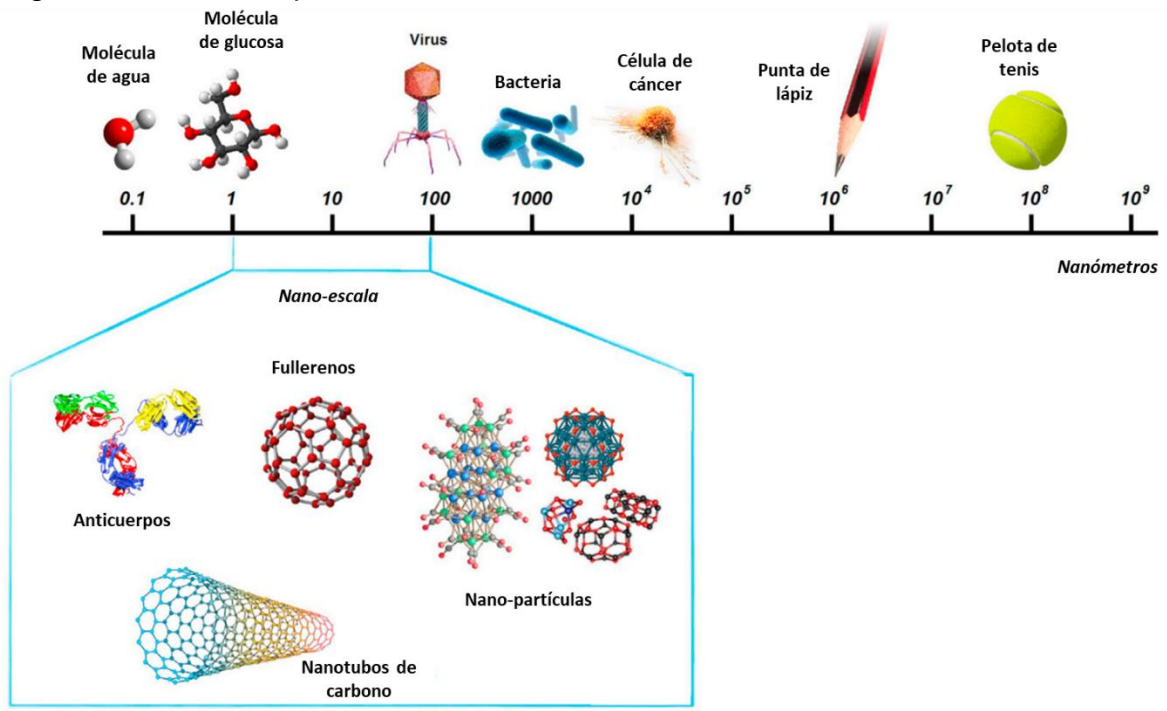
## 1.4 NANOTECNOLOGÍA EN CEOR

**1.4.1 Generalidades.** El concepto de nanotecnología o tecnología a escala nanométrica se define como: la ciencia, ingeniería y tecnología, la cual, tiene como objetivo entender, controlar y manipular la materia conducida a escala nanométrica que va de 1 a 100 nanómetros (Camilo A Franco et al., 2017). Este rango es debido a que, a tamaños menores a 1 nm, la materia se comporta diferente y se habla de escala atómica o picométrica (ver Figura 9). Es así, como la nanociencia y nanotecnología se enfocan en el estudio y la aplicación de diversos materiales, sistemas y productos a esta escala, razón por la cual, se pueden llevar a cabo en distintos campos como: la química, biología, física, ciencia de los materiales, ingeniería, entre otros (Hubbard & Bensebaa, 2013).

La principal ventaja que tiene la implementación de nanotecnología es la alta relación de área superficial – volumen que les permite tener mayores interacciones con: el medio, fenómenos físicos, y fenómenos químicos; entre las cuales, pueden resultar cambios en las propiedades del material, como por ejemplo (Hubbard & Bensebaa, 2013):

- Aumento de actividad catalítica y bioactividad, en algunos metales nobles;
- Aumento y ajuste de propiedades magnéticas, electromagnéticas, y eléctricas, en algunos conductores y semiconductores;
- Variación de propiedades ópticas, afecta la interacción con la luz en algunos semiconductores;
- Aumento de propiedades mecánicas, a causa de cambios de distribución y dislocaciones de partículas en algunos metales;
- Reducción propiedades de solubilidad, como sucede con la pirita y el gypsum;
- Aumento de capacidad de disipación en propiedades tribológicas, como con el antimonio.

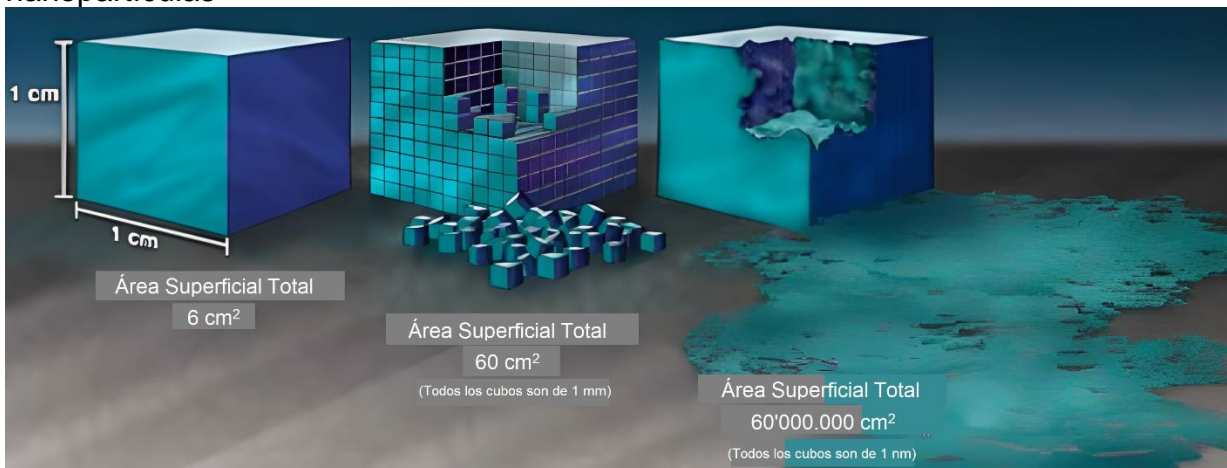
Figura 9 Escala comparativa del tamaño de nanomateriales con otros materiales.



Fuente: (Lau et al., 2017)

De esta forma, con ayuda de la Figura 10, que se puede observar cómo un cubo de igual volumen ( $6 \text{ cm}^3$ ) y masa tiene  $10'000.000$  de veces más área superficial si se conforma por cubitos de  $1 \text{ nm}$  en comparación con uno macizo.

Figura 10 Efecto de mayor área superficial en relación con el volumen de las nanopartículas



Fuente: (National Nanotechnology Initiative, n.d.)

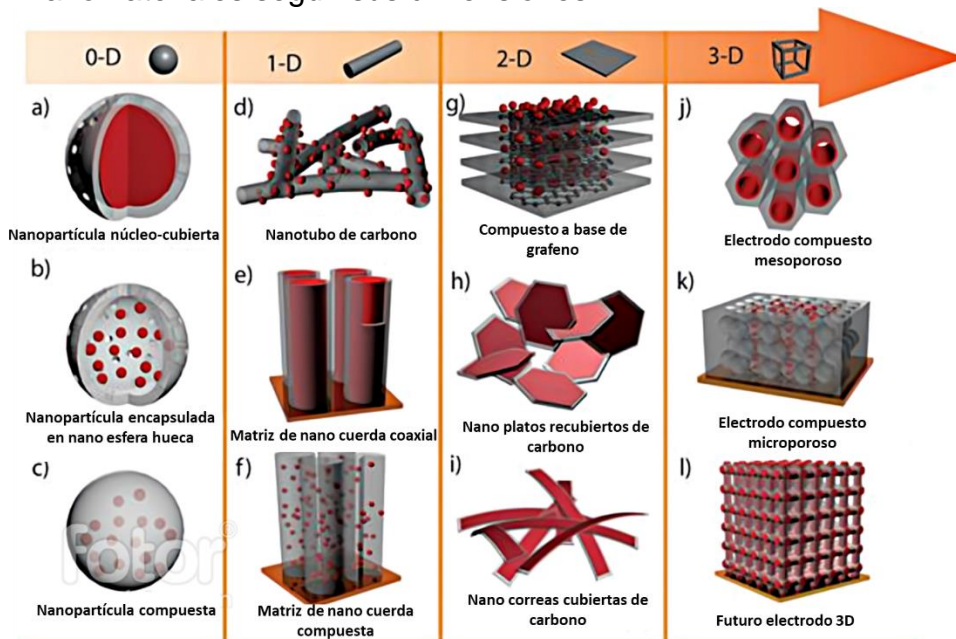
Consecuentemente, es posible fabricar nanomateriales con diferente confinamiento cuántico, es decir, que su estructura presente alguna dimensión en escala

nanométrica reflejada en un estado de densidad energética particular (Hubbard & Bensebaa, 2013), por lo cual, (Tiwari et al., 2012) los clasifica en:

- **Cero dimensiones (0D), *quantum dots* (QD) o nanoclusters.** Toda su dimensión estructural está a escala nanométrica, como nanopartículas (NP) y fullerenos, nanocápsulas, nanopartículas compuestas, entre otras;
- **Una dimensión (1D) cuerda cuántica.** Tienen una de sus dimensiones por fuera del régimen nanométrico, por ejemplo, las nano fibras o nanotubos de carbono, nano varillas y fibras poliméricas;
- **Dos dimensiones (2D) o recubrimiento cuántico.** Tiene dos de sus dimensiones a mayor escala que la nanométrica, por ejemplo, nano recubrimientos, películas poliméricas, fibras poliméricas y nano capas;
- **Tres dimensiones (3D) o estructuras cuánticas.** Todo el material tiene extensiones mayores a la escala nanométrica, pero se encuentra conformado por componente a esta escala, por ejemplo, poli cristales, nano bolas, grafito, nano bobinas y las nano flores.

En la Figura 11 se ilustran más ejemplos esta clasificación; también, cabe resaltar que es posible obtener nanomateriales de 1D, 2D y 3D a partir de estructuras 0D y 3D a partir de estructuras 0D (Hubbard & Bensebaa, 2013).

Figura 11 Nanomateriales según sus dimensiones



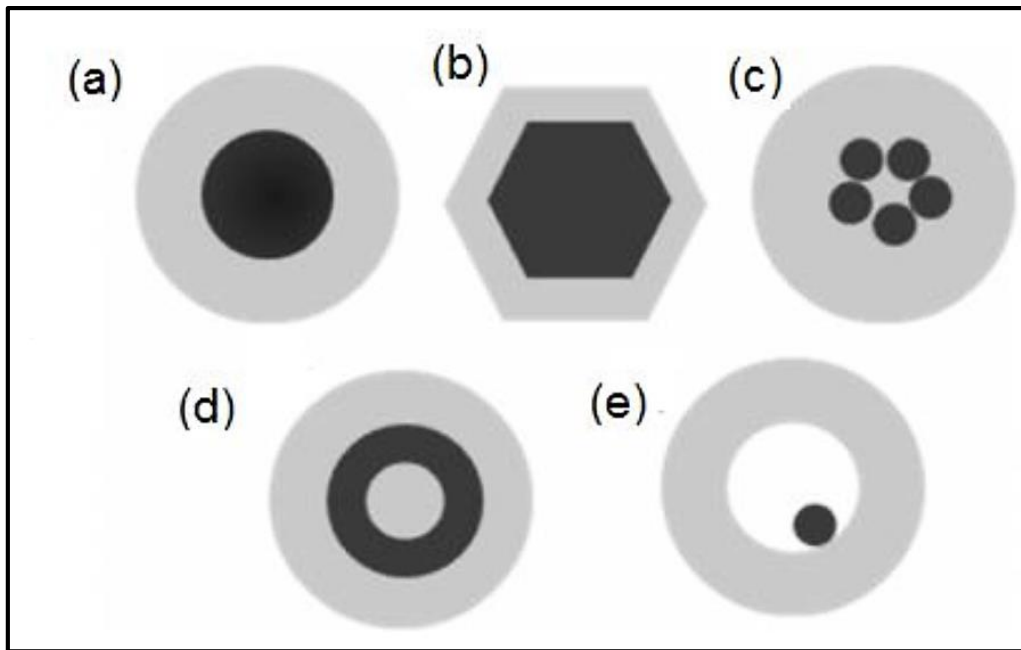
Fuente: (Mohamed, 2017).

Además, los nanomateriales 0D suelen ser los más recomendados para inyectar al yacimiento, dado que, los otros tipos de materiales pueden generar obstrucciones en la garganta de poro (Giraldo, 2018). Por consiguiente, las NP se han venido investigando en múltiples aplicaciones de la industria petrolera (Lau et al., 2017),



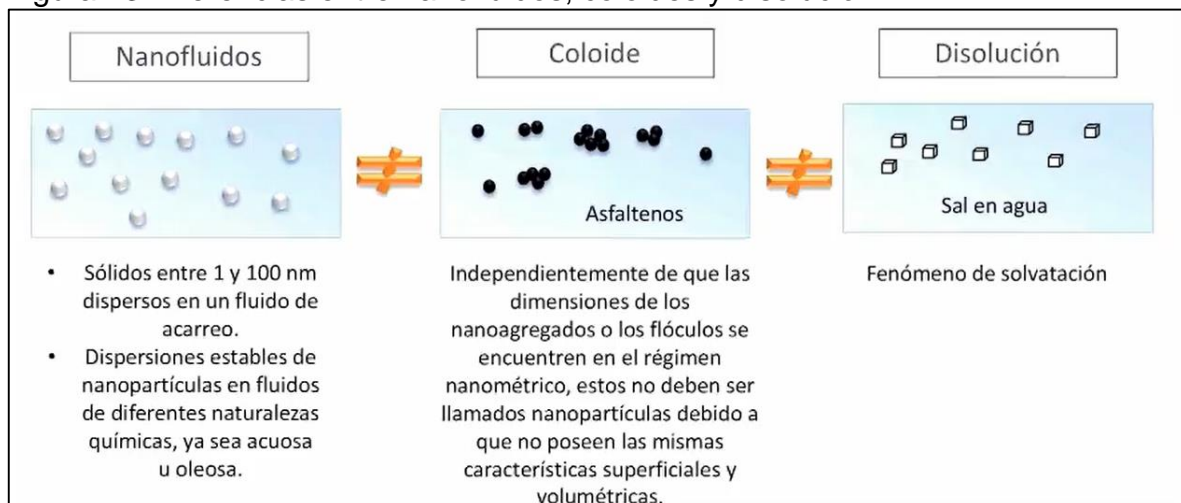
pues se pueden formular diversas NP estructuradas de tal forma dependiendo del fin para el que se vayan a emplear, por ejemplo, se pueden integrar en una matriz continua resultando en NP de solo núcleo, núcleo-cubierta, o solo cubierta (Hubbard & Bensebaa, 2013). En la Figura 12 se ilustran algunos de los diferentes tipos de nanopartículas núcleo-cubierta o *Core-Shell* empleados.

Figura 12 Tipos de estructuras core-shell (a) esféricas, (b) hexagonales centrales (c) múltiples cores pequeños recubiertos (d) estructura nanommatryushka (e) core móvil dentro del recubrimiento.



Fuente: (Noval L, 2016)

Figura 13 Diferencias entre nanofluidos, coloides y disolución.



Fuente: (Cortés & Franco, 2020).

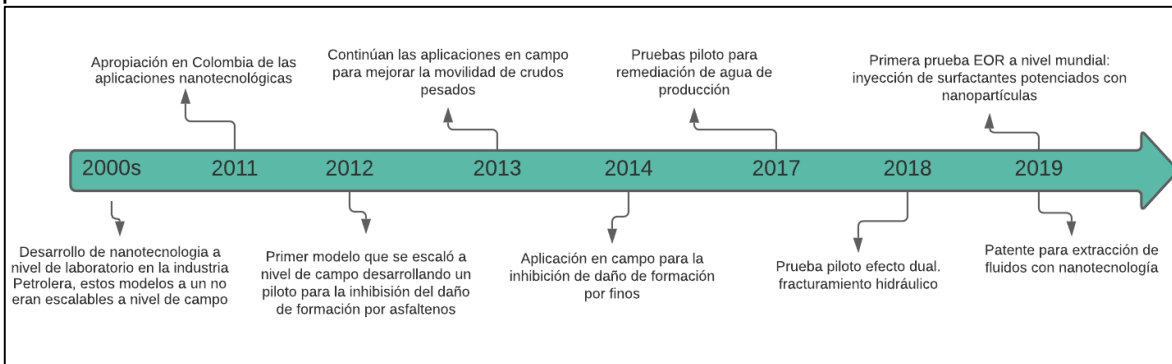


Sin embargo, la aplicación más amplia de NP en el yacimiento se da mediante la inyección de nanofluidos, es decir, por medio de al menos dos componentes: las nanopartículas y un fluido de acarreo. Este puede ser base acuosa, oleosa, un fluido de completamiento, de perforación o de fracturamiento.

Un nanofluido también puede definirse como un fluido producido mediante ingeniería, donde se encuentran partículas dispersas en escala nanométrica, diferenciándose así de una dispersión coloidal, ver Figura 13. Estos nanofluidos suelen prepararse en una técnica de dos pasos, primero se sintetizan las NP como polvo y, luego, este se mezcla con el fluido de dispersión con ayuda de algún método de agitación particular (Ali et al., 2020).

En concordancia con lo anterior, cabe destacar que Colombia es uno de los países del mundo que mayores avances han tenido en el ámbito de aplicaciones de nanotecnología en la industria petrolera, teniendo desarrollos cerca de los años 2000 y teniendo aplicaciones piloto en campo desde el año 2012. En la Figura 14 se resumen una línea de tiempo que expone con más detalle la evolución de esta ciencia en el país.

Figura 14 Desarrollo técnico experimental de la nanotecnología aplicada a petróleos en Colombia.



Fuente: Elaboración propia, modificado de: (Franco C. , 2020)

**1.4.1.1 Tipos de nanopartículas.** Las propiedades, aplicaciones, influencias y características de las NP son particulares de la naturaleza química de estas, por lo tanto, (Almahfood & Bai, 2018)<sup>b</sup> establece cinco tipos de NP aplicadas en CEOR expuestos en la Tabla 2.

Complementario a esto, también existen NP anisotrópicas conocidas como Janus, caracterizadas por tener partes de su estructura con composición química distinta, por lo tanto, pueden tener dos selectividades diferentes al nanomaterial. Se pueden encontrar en forma de esferas, discos con dos planos diferentes, híbridos, entre otros (Cortés & Franco, 2020).

Tabla 2 Tipos de nanopartículas.

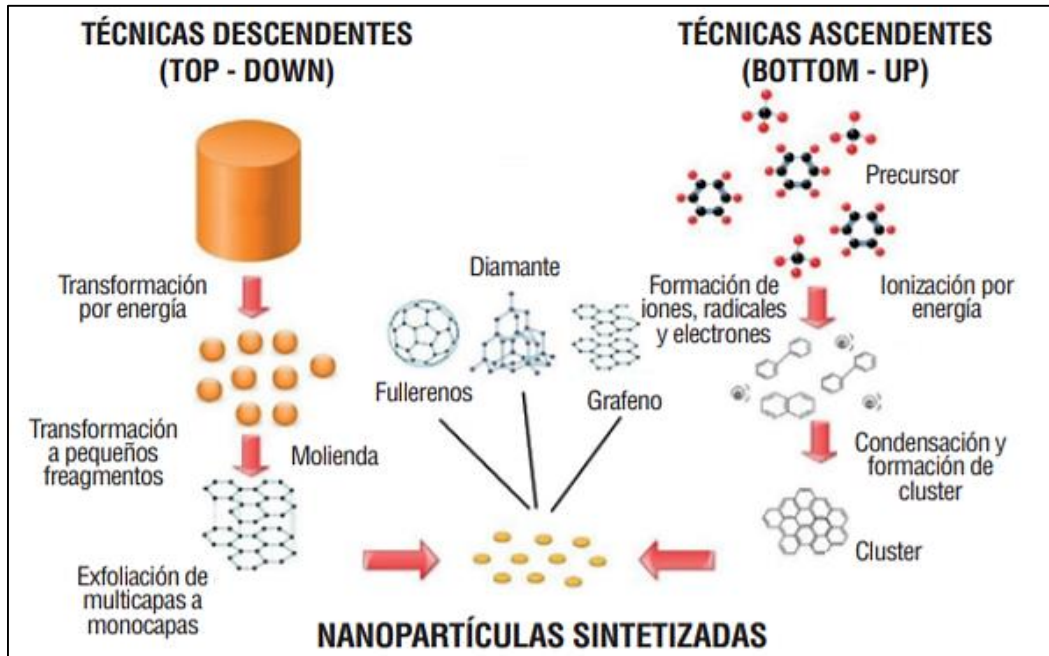
Categoría	Tipo	Posibles mecanismos EOR
Oxido Metálico	Óxido de Aluminio ( $Al_2O_3$ )	Reducción de viscosidad y reducción de IFT
	Óxido de Cobre (CuO)	Reducción de viscosidad de aceite pesado
	Óxido de Hierro ( $Fe_2O_3$ )	Reducción de viscosidad
	Óxido de Níquel ( $NiO_3$ )	Desplazamiento viscoso de fluido y reducción de viscosidad
	Óxido de Magnesio (MgO)	Agentes de recobro débiles causan disminución de permeabilidad
	Óxido de Estaño ( $SnO_2$ )	Modificación de mojabilidad
	Dióxido de Titanio ( $TiO_2$ )	Modificación de mojabilidad y reducción de IFT
	Óxido de Zinc (ZnO)	Causa disminución de permeabilidad
	Óxido de Circonio ( $ZrO_2$ )	No muy común en aplicaciones EOR
Magnético	Nanofluidos férricos	Reducción de IFT
	Ferrita de Cobalto	Reducción de viscosidad de aceite
Orgánico	NP de Carbono	Modificación de mojabilidad
	Nanotubos de Carbono (CNT)	Reducción de viscosidad de aceite
Inorgánico con Sílice ( $SiO_2$ )	Recubierta de Alúmina	Modificación de mojabilidad
	NP de Óxido Hidrofóbico	Modificación de mojabilidad
	NP de Sílice Pirogénica Esférica	Modificación de mojabilidad
	Nano núcleo/cubierta polimérica	Reducción de IFT
	NP de polisilicona (HLP-LHP-NWP)	Reducción de IFT y Modificación de mojabilidad
Inorgánico sin Sílice	CDG	Mejoramiento del barrido
	NP recubierta de polímero	Reducción de viscosidad y mejoramiento del barrido

Fuente: (Almahfood & Bai, 2018)

**1.4.2 Síntesis de nanopartículas.** Los métodos de síntesis de NP con fines industriales se pueden clasificar en métodos *Top-down* y *Bottom-up*. Típicamente, los métodos *Top-down* suelen ser métodos físicos que llevan un material común a escala nanométrica, mientras que los métodos *Bottom-up* suelen ser métodos químicos que, mediante un precursor, generan crecimientos, aglomeraciones, condensaciones, etc. Que permiten conformar las NP (Hubbard & Bensebaa, 2013). En la Figura 15 se exponen gráficamente las características generales de los métodos.

Alternativamente, los métodos de síntesis también se suelen clasificar dependiendo del medio de preparación empleado, es así como pueden distinguirse entre métodos húmedos (medios acuosos y no acuosos) y métodos secos (en gas o en medio sólido).

Figura 15 Técnicas de síntesis de nanomateriales basados en carbono



Fuente: (Cortés & Franco, 2020)

**1.4.2.1 Métodos Top-down.** La técnica *Top-down*, consiste básicamente en dividir el material que se encuentra en una escala macroscópica hasta llevarlo al régimen nanométrico. Éste método ofrece fiabilidad y complejidad en los dispositivos, aunque normalmente conlleva elevados costos energéticos, una mayor imperfección en la superficie de la estructura, así como problemas de contaminación (Guzmán Chavez & Toledo Patiño, 2009). Entre estos métodos se pueden distinguir los que involucran procesos de: litografía como fotolitografiado, haz de electrones, rayos X; procesos de hilado mediante fusión, electrón, o chorro rotativo; micro maquinado ya sea laser, por haz de electrones, químico y electroquímico; o procesos de molienda como el molino de bolas, planetario o vibración. Sin embargo, los nanomateriales resultantes de estos métodos no suelen ser muy empleados en la industria petrolera (Abid et al., 2022).

**1.4.2.2 Métodos Bottom-up.** Estos métodos constructivos son muy variados y existen diversas investigaciones particulares al respecto (Hubbard & Bensebaa, 2013). Pero, de manera general (Abid et al., 2022) destaca cuatro tipos de síntesis más usados:

- **Sol – gel.** Es el método más común, debido a su simplicidad, rentabilidad, y pureza de los productos. Consiste en obtener, a partir de una disolución coloidal, el material de interés que típicamente puede ser algún óxido metálico. Se le conoce como un procedimiento de vía húmeda porque se parte de una mezcla de sólidos en suspensión que luego conforman un gel que es una macromolécula sólida disuelta en fase líquida (Rodríguez López, 2012). Ejemplos de NP obtenidas por este método son NP de óxido metálico como óxido de cobre, óxido de Zinc, óxido de cobalto, entre otros. (Abid et al., 2022) resume el proceso en cinco pasos:

- **Hidrolisis**, se emplea algún material o precursor y se somete a hidrolisis para formar alguna solución de hidróxido. Si el medio es agua, se tiene un método sol-gel acuoso, de lo contrario, resulta un método sol-gel no acuoso;
- **Policondensación**, las moléculas vecinas se juntan hasta formar una estructura porosa de gel que retiene una fase líquida, mantenida mediante enlaces de óxido metálico;
- **Envejecimiento**, continua la policondensación hasta que la red de gel reprecipita y la estructura se vuelve menos porosa;
- **Secado**, proceso más difícil, busca separar la fase líquida del gel. Pueden emplearse técnicas como secado térmico, supercrítico, en frío, entre otros.
- **Calcinación**, finalmente, se realiza la calcinación para eliminar las moléculas de agua y los residuos de la muestra. La temperatura aquí define las propiedades de las NP resultantes.

En general, (Abid et al., 2022) señala que *“parámetros como el PH, la velocidad y la duración de la agitación, y la temperatura y el tiempo de reacción afectan en gran medida la microestructura, la porosidad, la cristalinidad y la densificación del producto final. Además, que se debe considerar aspectos como: tiempos de reacción un poco largos y riesgos a la salud por químicos orgánicos.*

- **Método de coprecipitación.** El método más utilizado por su facilidad y rápida preparación, costo, baja temperatura, y gran variedad de opciones para modificar la NP. Se basa en la reacción de precipitación para obtener dos o más cationes en solución. Para ello, la solución con el material se combina con otra solución que contiene el agente precipitante (ej., hidróxido de sodio, amonio, carbonatos, oxalatos, etc.); posteriormente, se genera un proceso de nucleación de partículas pequeñas que definen el crecimiento y un proceso de engrosamiento o maduración de Ostwald que disminuye la energía superficial de las partículas pequeñas al ser adsorbidas por partículas más grandes, formando el precipitado obtenido el cual se deja envejecer para producir partículas más pequeñas que, finalmente, serán obtenidas por filtración o centrifugación; algunos ejemplos son las NP de ferrita de níquel, nanogramos de óxido de manganeso, magnetita, óxido de hierro (III), entre otras. Además, se suelen emplear técnicas como lavado con etanol, agua destilada u otros solventes para eliminar las impurezas que puedan resultar (Abid et al., 2022).

- **Hidrotérmico.** Consiste en la reacción de un material sólido con una solución acuosa como solvente en un recipiente, o autoclave, a alta temperatura y presión, las condiciones de formación dependen de estos parámetros principalmente. Produce nanocristales de alta cristalinidad con tamaño preciso mediante procesos como síntesis hidrotérmica, tratamiento y crecimiento de cristales, tratamiento de desechos orgánicos y preparación de polvo cerámico funcional. En particular, el proceso de crecimiento de cristales se basa en aplicar el tratamiento hidrotérmico a una solución con el precursor en el autoclave, donde, se suministran nutrientes junto con agua y, mediante un diferencial térmico en el autoclave, se generan cristales semillas en el fondo frío del recipiente por transferencia de iones, que finalmente se recolectan luego de su crecimiento por centrifugación, lavado y secado. Algunas NP producidas pueden ser de plata, oro, óxido de níquel, óxido de circonio y titanio. Por su parte, consideraciones de esta técnica van relacionadas con los costos del autoclave y que el crecimiento de cristales no es observable directamente.
- **Deposición Química de Vapor (CVD).** *Chemical vapor deposition*, es una técnica diversa que emplea una capa fina de reactivos gaseosos sobre un sustrato caliente en una cámara de reacción. Allí, el gas reacciona de manera heterogénea y forma una capa delgada sobre la superficie del sustrato por coalescencia, crecimiento y nucleación, la cual, se graba y se le da uso. Los parámetros de control son la temperatura, la energía suministrada, y el flujo de gases.

Este método tiene el mejor grado de control en las propiedades de las NP, puede fabricar nanomateriales 2D que se adaptan bien a cualquier superficie compleja con tasas de crecimiento regulables; aunque requiere un costo elevado de producción, algunos precursores son venenosos, inflamables o explosivos, y pueden crear subproductos gaseosos venenosos.

**1.4.3 Funcionalización o sintonización de nanopartículas.** En la gran mayoría de aplicaciones, una NP requiere la integración de otros productos químicos antes de ser empleados, que, de lo contrario, no darían las propiedades características para sus requerimientos particulares. Típicamente, esto consiste en la formulación adicional de NP dispersas, adición de un medio de dispersión, u otros aditivos; esto puede ser un recubrimiento de la NP con surfactantes, integración de algún agente polimérico, entre otros, que arrojen características especiales o eviten la aglomeración de las NP, mejorando su estabilidad (Hubbard & Bensebaa, 2013).

Uno de los métodos más sencillos para hacer el proceso de funcionalización es el método de impregnación incipiente. Aquí se genera una capa o superficie finamente recubierta, a partir de un goteo de precursores (óxidos metálicos), para un subsecuente proceso de secado o de calcinación y, finalmente, obtener el material (Cortés & Franco, 2020).

**1.4.4 Propiedades de las nanopartículas.** A grandes rasgos, el desempeño de las NP depende de su naturaleza ... ver sección 1.4.1.1 ... y de la efectividad de su proceso de síntesis ... ver sección 1.4.2 ... Aunque, en mayor detalle, (Yakasai et al., 2020) consolida que estos dos factores influyen determinando las siguientes propiedades de las NP:

**1.4.4.1 Tamaño.** Entre más pequeña sea la NP, más alta será la densidad de carga y habrá más repulsión electrostática entre dichas partículas. Influyendo en su desempeño catalítico y reactividad, lo cual, en ciertos estudios se ha encontrado que un menor tamaño suele aumentar el FR a raíz de: el aumento de viscosidad del fluido por mayores interacciones hidrodinámicas, cambios de mojabilidad por el incremento de la presión disociadora o *disjoining pressure*, y disminución del IFT por aumentar la energía en la interfaz. Pese a esto, el tamaño apropiado para cualquier aplicación debe estar en un rango no tan grande para ser atrapada mecánicamente, ni tan pequeña como para disminuir el bloqueo de poros (benéfico para la mejora de la eficiencia volumétrica en zonas canalizadas).

**1.4.4.2 Morfología.** Esta propiedad está relacionada con ... lo descrito en la sección 1.4.1... Y dependiendo del mecanismo de mejoramiento de recobro buscado, se puede requerir uno u otro tipo de morfología de NP. Por ejemplo, las NP esféricas son mejores para disminuir el IFT y modificar la mojabilidad a raíz de su homogeneidad, sin embargo, para la disminución de la razón de movilidad, puede ser mejor NP de formas irregulares por el radio efectivo adicionado.

**1.4.4.3 Hidrofobicidad.** La mojabilidad de la NP determina como estará situada en la interfaz agua-petróleo y su adsorción en la roca. Es así, como la inyección de NP hidrofílicas incrementa la permeabilidad relativa de la fase de petróleo  $K_{ro}$  y aumenta la viscosidad del agua al adsorber más de estas moléculas en su superficie, mientras que la inyección de NP hidrofóbicas incrementa la permeabilidad relativa al agua  $K_{rw}$ , y las NP intermedias influyen en una mojabilidad neutra, aspecto característico de las NP Janus (Yakasai et al., 2020). Esta característica de hidrofobicidad de la NP está definida por su química superficial, es decir por sus grupos funcionales, por lo que, también influye en su dispersión en el fluido de acarreo, la tasa de agregación y su adsorción en las interfaces existentes.

**1.4.4.4 Estabilidad de nanopartículas.** Esta es la propiedad que tienen las NP de mantener sus características y funcionalidad a lo largo del tiempo y depende del balance de fuerzas existentes entre las NP en el nanofluido (electrostáticas, estéricas, y electro estéricas) sujeto a sus barreras energéticas y distanciamiento (Chakraborty & Panigrahi, 2020). En este contexto, los iones del agua pueden influir en la desestabilización de las NP al reducir la energía de repulsión de doble capa y comprimirlas o ajustar el pH que puede desencadenar una carga electrostática neta neutral en la superficie de la roca, es decir, alcanzar el punto isoeléctrico.

**1.4.5 Mecanismos de flujo con nanopartículas en CEOR.** Considerando la gran variedad de tipos de NP, métodos de síntesis, funcionalizaciones y combinaciones posibles a formular, es evidente que los mecanismos de acción de las NP son muy variados y sujetos a las condiciones del caso en particular que se considere. Sin embargo, a partir de múltiples investigaciones experimentales, casos de campo, y otras experiencias, autores como (Sircar et al., 2021), (Yakasai et al., 2020), (Lau et al., 2017) y (Ali et al., 2020), coinciden en las siguientes categorías de mejoramiento de petróleo a partir de esta tecnología:

**1.4.5.1 Reducción de IFT.** Básicamente, este mecanismo se basa en la acción que tienen las NP de potencializar los efectos del surfactante empleado para el mismo fin, esto lo logra al fijar el surfactante en la interfaz W-O y disminuir su adsorción en la roca. Consecuentemente, esta influencia está sujeta a la hidrofobicidad de la NP que establece la afinidad de adsorción que tiene a causa de su alta energía de desorción, por lo tanto, a mayores energías (hidrofobicidad neutra) se obtiene un mejor efecto. Algunos ejemplos de este tipo de mecanismos se reportan con: NP de sílice y el dodecil sulfato de sodio o SDS, por sus siglas en inglés; NP de sílice recubiertas de óxido de polietileno en presencia de polietilenglicol (PEG); o NP de metales no férricos con surfactantes aniónicos Sulfonatado; entre muchos otros (Lau et al., 2017).

**1.4.5.2 Alteración de mojabilidad.** En este caso, la interacción de las NP genera fuerzas repulsivas electrostáticas y su movimiento Browniano resulta en la formación de una capa que recubre la superficie de la roca y se posiciona en la interfaz con el aceite, aumentando la diferencia energética superficial existente, de modo que, genera un aumento de la presión de desunión que desprende el aceite adherido a la formación, convirtiendo la roca de mojada por aceite a mojada por agua. Esto es evidenciado en nanofluidos poliméricos, nanosurfactantes de NP de óxido de circonio y óxido de níquel con surfactantes tritón X-100 y CTAB (Sircar et al., 2021). Adicionalmente, según concluye (Yakasai et al., 2020), este es el mecanismo que mejores resultados genera en comparación con los demás.

**1.4.5.3 Aumento de viscosidad de fluido desplazante.** Para el mejoramiento de la razón de movilidad, las NP pueden emplearse como agentes que prolongan la vida útil de los agentes poliméricos empleados y el mantenimiento de propiedades reológicas a condiciones de alta salinidad y alta temperatura, de igual forma, las NP pueden aumentar la viscosidad al generar mayor resistencia del fluido por el aumento de la colisión de partículas y fuerzas de atracción en movimiento Browniano. Algunos ejemplos de NP óxido de aluminio y NP óxido de titanio, e incluso, las NP magnéticas permiten también controlar la eficiencia volumétrica y viscosidad a través de la inducción de campos magnéticos en la formación (Yakasai et al., 2020).

**1.4.5.4 Disminución de viscosidad de fluido desplazado.** La principal forma en la que las NP logran generar una disminución de la viscosidad del aceite es mediante la inhibición de la precipitación de los asfaltenos presentes en el crudo, esto se puede lograr a través de la adherencia de las NP en la superficie de los asfaltenos y el rompimiento de enlaces de carbono, oxígeno y azufre, lo cual, inhibe su floculación. Algunas NP empleadas con este propósito son el óxido de titanio, óxido de sílice, y óxido de circonio. Además, hay NP como partículas de nanosilica/POA, ayudan a precipitar las ceras en una estructura esférica compacta que mejora su fluidez (Ali et al., 2020).

**1.4.5.5 Estabilidad de nanoemulsiones.** A estos fluidos se les suele conocer como *fluidos inteligentes*, los cuales, son la mezcla uniforme de dos fluidos inmiscibles a partir de una ULIFT que generan un mejoramiento de estabilidad mecánica y viscosidad por el impedimento estérico y movimiento Browniano. Las NP cumplen el rol de mantener una buena estabilidad del sistema a través de su adsorción irreversible en la interfaz, que evitan floculación y coalescencia. Algunos ejemplos de NP son las partículas Janus y nanosurfactantes de sílice (Yakasai et al., 2020).

**1.4.5.6 Taponamiento de canales porosos.** Algunos estudios reportan que las NP pueden favorecer el bloqueo de zonas canalizadas para el mejoramiento de la eficiencia volumétrica, principalmente, mediante el atrapamiento mecánico y atasco de troncos o *log-jamming*. El primero ocurre en zonas donde el canal de poro es menor a la NP y, el segundo, ocurre cuando las moléculas de agua en un nanofluido aumentan su velocidad en zonas de estrechamiento del canal poroso, que dejan detrás una acumulación de NP, las cuales, también generan una acumulación adicional de presión en las gargantas porales vecinas y empujan las gotas de aceite atrapadas allí (Ali et al., 2020).

**1.4.6 Evaluación de nanopartículas en CEOR.** Las NP en aplicaciones de recobro mejorado deben evaluarse bajo las condiciones de aplicación particulares del yacimiento y los fluidos presentes.

Esto se debe a que existen factores como la temperatura, pH, salinidad, tamaño de grano, contenido de arcilla, tasa de inyección, entre otros (Ibrahim El-Diasty & Aly, 2015) que afectan su buen desempeño, haciendo necesario ajustes de concentración de las NP y relaciones con el método o aditivos de funcionalización para su mejor eficiencia.

Es así como en proyectos EOR se suelen realizar evaluaciones de laboratorio que pueden clasificarse en dos etapas: 1) caracterización de calidad de NP y 2) evaluación de condiciones y funcionalización.

Para el primer escenario, se suelen realizar ensayos enfocados en evaluar las propiedades de las NP, por ejemplo, para evaluar el tamaño y distribución de las NP se suelen realizar mediciones con equipos de microscopía electrónica de barrido (SEM), Microscopía electrónica de transmisión (TEM), difracción de rayos X (XRD),



Microscopia de fuerza atómica (AFM), Dispersión dinámica de luz (DLS), entre otros. Los métodos de imagen mencionados también permiten observar la morfología de las NP, otro ejemplo de estos pueden ser los microscopios ópticos polarizados (POM). Por su parte, la medición efectiva de la hidrofobicidad de las NP aún son un reto, sin embargo, se pueden destacar la evaluación de parámetros como la superficie de adsorción, coeficiente de afinidad, ángulo de contacto, o el porcentaje de grupos silanol/hidroxilo (en las NP de sílice), como métodos de evaluación (Yakasai et al., 2020).

En contraste, para la evaluación de condiciones y funcionalización se suelen emplear los mismos procedimientos de medición utilizados para evaluar la efectividad de los procesos CEOR convencionales, por ejemplo, si las NP buscan reducir la IFT, su evaluación se rige en el ajuste concentraciones y combinaciones de NP y aditivo funcional a través de mediciones del IFT; y de manera análoga, se aplican mediciones reológicas cuando se buscan mejorar la razón de movilidad; o mediciones de ángulo de contacto cuando se espera modificación de mojabilidad (Carlos A. Franco et al., 2020)(Zhao et al., 2018).

## **1.5 SURFACTANTES POTENCIADOS CON NP O NANOSURFACTANTES EN CEOR**

**1.5.1 Generalidades.** Surfactantes potencializados con NP (SPNP), conforman una NP Janus, donde se obtienen los beneficios de ambos productos y los surfactantes cumplen la función de servir como puente entre las NP y el fluido base. Además que, involucrar las NP pretende conseguir mejoras en la estabilidad del fluido, reducción de costos por consumo de surfactante, entre otros aspectos (Tohidi et al., 2022).

Po lo tanto, resulta clave la relación entre las concentraciones de surfactantes y NP, pues a concentraciones bajas de surfactante solo se recubre una parte de las NP, mientras que, a concentraciones altas, puede formarse floculación de NP y formar doble capa en la superficie. Por ejemplo, este fenómeno es relevante en la modificación de mojabilidad con NP de carbonato de calcio y surfactante aniónico (ácido sulfónico de alquilbenceno lineal (LABSA) y ácido sulfónico de alquilbenceno ramificado (BABSA)), donde a concentraciones menores a la CMC, se incrementa el ángulo de contacto, pero a concentraciones superiores este vuelve a disminuir al formarse una doble capa que refleja una condición hidrofílica (Almahfood & Bai, 2018).

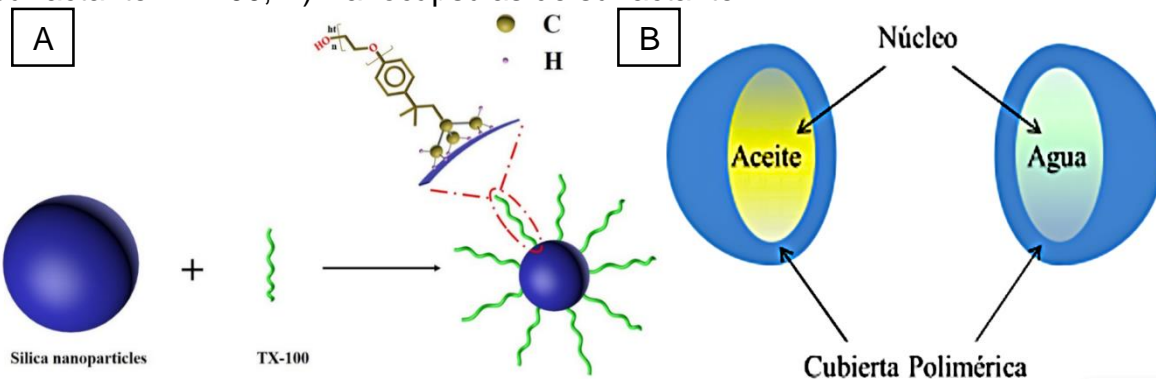
En contexto, los SPNP pueden reflejarse como NP recubiertas con surfactante (Zhao et al., 2018) o como nanocápsulas de surfactante (Shi et al., 2021), en la Figura 16 se expone gráficamente la comparación entre estos dos sistemas.

Por su parte, las NP Janus recubiertas de surfactante suelen reflejar diversas morfologías óptimas de desempeño, como nano hojas de NP Janus de grafeno, NP

Janus de sílice/níquel esféricas, hojuelas de NP Janus de sílice anfifílico, entre otros (Tohidi et al., 2022), las cuales, facilitan el desplazamiento de aceite ya sea mediante la formación de una fina capa que recubre las interfaces roca-aceite que puede desprender el aceite por la acción de esfuerzos de Marangoni, también llamada “*película trepadora*”, o mediante la formación de una capa elástica en la interfaz agua-aceite que separa las fases y refleja una especie de flujo pistón (Tohidi et al., 2022).

En contraste, las nanocápsulas suelen ser sistemas nanométricos vesiculares tipo núcleo-cubierta ... ver sección 1.4.1... formados por una cubierta de NP, típicamente polimérica, y un núcleo que puede contener un sustrato activo sólido o líquido (Mora-Huertas et al., 2010)(en este caso el surfactante) ver parte B de la Figura 16. Este se puede encontrar en concentraciones superiores a la CMC, y la principal función de la capsula es disminuir la adsorción del surfactante en la roca, de modo que, este pueda cumplir su función con mayor eficiencia en el yacimiento (Cruz Dionicio, 2019).

Figura 16 Comparación entre dos SPNP Janus A) NP Janus de sílice recubierta con surfactante TX-100, B) Nanocápsulas de surfactante.



Fuentes: (Zhao et al., 2018) y (Cruz Dionicio, 2019)

**1.5.2 Síntesis de SPNP** Para la síntesis de NP Janus, (Li et al., 2022) resume tres métodos de síntesis: método de auto-ensamblaje *Self-assembly*; enmascaramiento o *Masking*; y método de separación de fases o *Phase separation*, descritos a continuación.

**1.5.2.1 Métodos de enmascaramiento.** Es el método más simple en síntesis de NP Janus y se basa en enmascarar un lado de la NP homogénea con algún agente para, posteriormente, modificar el lado expuesto químicamente o físicamente y, finalmente, remover la máscara inicial.

- **Método Sputter.** o método de pulverización catódica, parte de formar una capa densa sobre el sustrato por evaporación de solvente o recubrimiento por rotación y, posteriormente, se modifica la superficie expuesta por pulverización de algún material, dejando la NP resultante con dos superficies químicamente diferentes (parte expuesta y no expuesta a pulverización).
- **Método de emulsión Pickering.** Empleado para crear NP Janus asimétricas, se basa en la modificación superficial de NP sólidas que se encuentran en una emulsión estable donde tienen una cara en la fase acuosa y otra en la fase oleosa.
- **Método de intercambio de ligandos.** (Li et al., 2022) lo describe como “... Se basa en una reacción de modificación alternativa a la interfase agua-aceite insoluble en dos etapas respectivamente...” y plantea como ejemplo a la adición de oro en una emulsión mixta de trifenilfosfina y D-penicilamina, donde el intercambio de ligandos permitió obtener ligandos de sulfato y fosfina anfifílica.

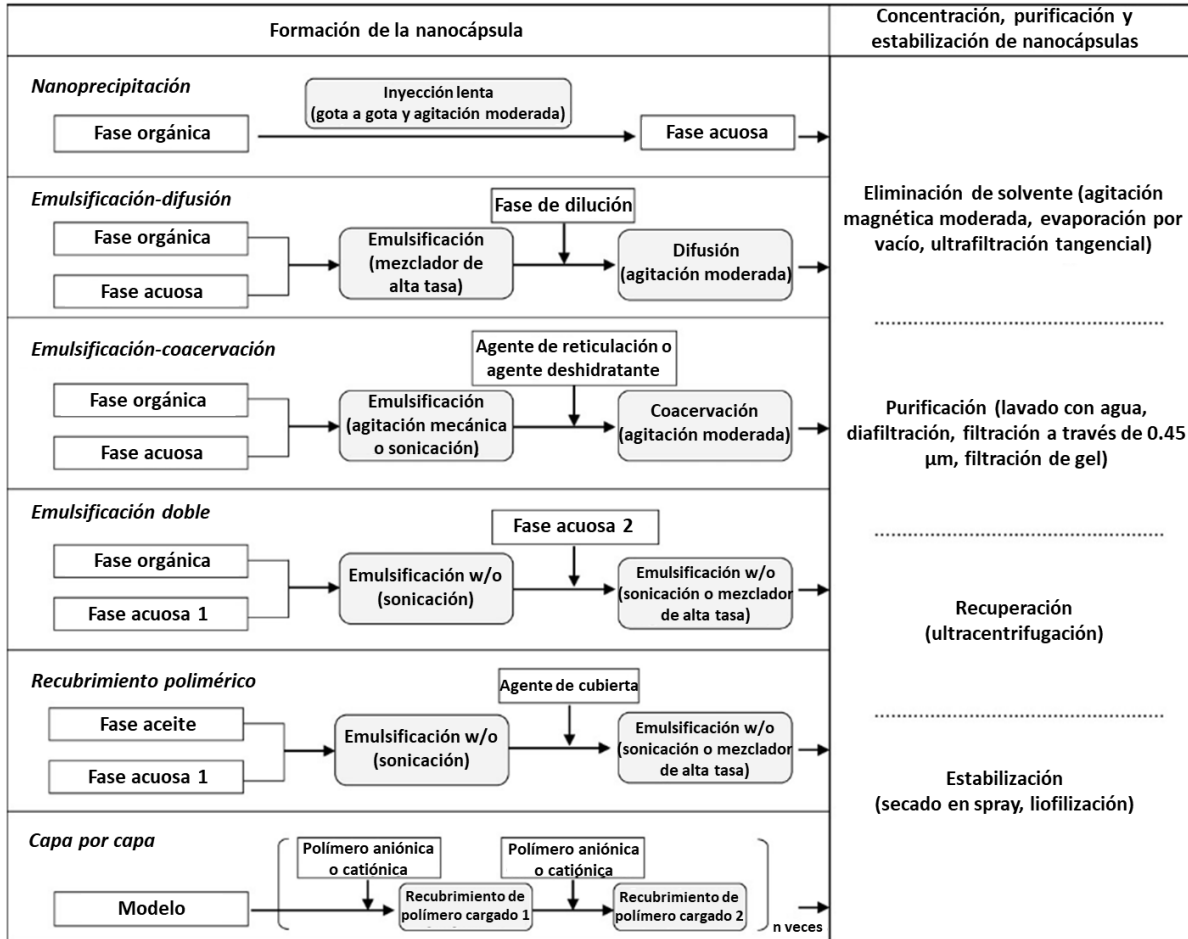
**1.5.2.2 Métodos de separación de fases.** Este método se puede masificar y se basa en la mezcla de dos sustancias que tienen diferencia de compatibilidad en un solvente volátil.

- **Método de microfluidica.**  
Este método permite la fabricación de NP Janus con forma y tamaño controlable mediante el uso de un generador de gotas de microfluidos que conforman emulsiones con monodispersión.
- **Método de polimerización mediada por semillas.**  
Se basa en la preparación de partículas de polímero, a las que se les recubre para obtener partículas tipo cubierta. Luego, al variar la proporción del núcleo y la cubierta, el hinchamiento polimérico genera que parte del núcleo se disuelva, de modo que, se forman protuberancias fuera de la cubierta. Y finalmente, a esto se agregan monómeros y agentes de reticulación para dar inicio al proceso de polimerización y formación de las NP Janus.

**1.5.2.3 Método de autoensamblaje.** En este método de producción, los átomos o moléculas se colocan por sí mismas en nano estructuras ordenadas mediante interacciones químicas o físicas entre subunidades ya sea en la solución o en la interfaz. Normalmente, el núcleo de la partícula se sintetiza primero y, después, el precursor del segundo material se deposita en el primero usando polimerización y mediante el ajuste de las condiciones de reacción.

**1.5.2.4 Nanoencapsulamiento.** Por su parte, para la síntesis particular de NP Janus encapsuladas, autores como (Mora-Huertas et al., 2010) y (Ezhilarasi et al., 2012) recopilan con gran detalle las diversas técnicas existentes, ampliamente desarrolladas en la industria farmacéutica. A partir de ello, en la Figura 17 se resumen brevemente estos métodos. Para una mayor revisión, consultar estas referencias.

Figura 17 Resumen de diversos procedimientos existentes para preparación de nanocápsulas.



Fuente: (Mora-Huertas et al., 2010).

**1.5.3 Mecanismos de flujo con SPNP.** Autores como (Almahfood & Bai, 2018), argumentan que los SPNP pretenden mejorar los mecanismos de mejoramiento del FR con NP... descritos en la sección 1.4.5 ... a través de la funcionalización o recubrimiento de agentes surfactantes en la NP, tales como la reducción de IFT, alteración de mojabilidad y modificación reológica del fluido de acarreo como microemulsión.

De esta forma, por ejemplo, nanofluido de sílice hidrofílica funcionalizada con surfactantes aniónicos (CTAB) pueden mejorar la razón de movilidad al generar una

mayor estabilidad en la emulsión O/W, exhibiendo un comportamiento reológico no newtoniano adelgazante que permite obtener mayores viscosidades del fluido a bajas tasas de corte. Así mismo, por ejemplo, la reducción de IFT de las NP de sílice es despreciable con sistemas surfactantes no iónicos, pero incrementa la actividad superficial de soluciones surfactantes aniónicas y efectivamente reduce el IFT; o en el caso de NP de sílice hidrofílica con surfactantes SDS y polímeros de poli(acrilamida) (PAM) donde genera una alteración de mojabilidad y reducción de IFT a valores ultra bajos, que no alcanzaría con los fluidos por separado. Fenómenos similares ocurren con NP de óxidos metálicos (ej., óxido de circonio, aluminio, titanio), que son consideradas hidrofílicas (Almahfood & Bai, 2018).

**1.5.4 Evaluaciones de SPNP en CEOR** Concibiendo lo expuesto respecto a los SPNP, las evaluaciones de estos sistemas en CEOR suelen componerse de las mismas fases planteadas en ... la sección 1.4.6... Aplicando los mismos equipos y métodos de evaluación enfocados en describir las propiedades de los SPNP como su tamaño, morfología, hidrofobicidad, etc. Y para evaluar su eficiencia bajo las condiciones de operación, se suelen evaluar los parámetros en los que se fundamentan sus mecanismos de recuperación, típicamente mediciones de IFT y ángulo de contacto, a diferentes concentraciones y condiciones, además de pruebas de compatibilidad fluido-fluido y pruebas desplazamiento comparativas con una línea base para evaluar la efectividad de la capsula en torno a su disminución en la adsorción (Carlos A. Franco et al., 2020).

Es así como algunos autores han propuesto condiciones de yacimiento críticas o límites para la aplicabilidad de esta tecnología, tal como se expone en la Tabla 3.

Tabla 3 Ventanas óptimas de roca y fluidos para la implementación de un sistema CEOR con surfactantes mejorados y nanofluidos.

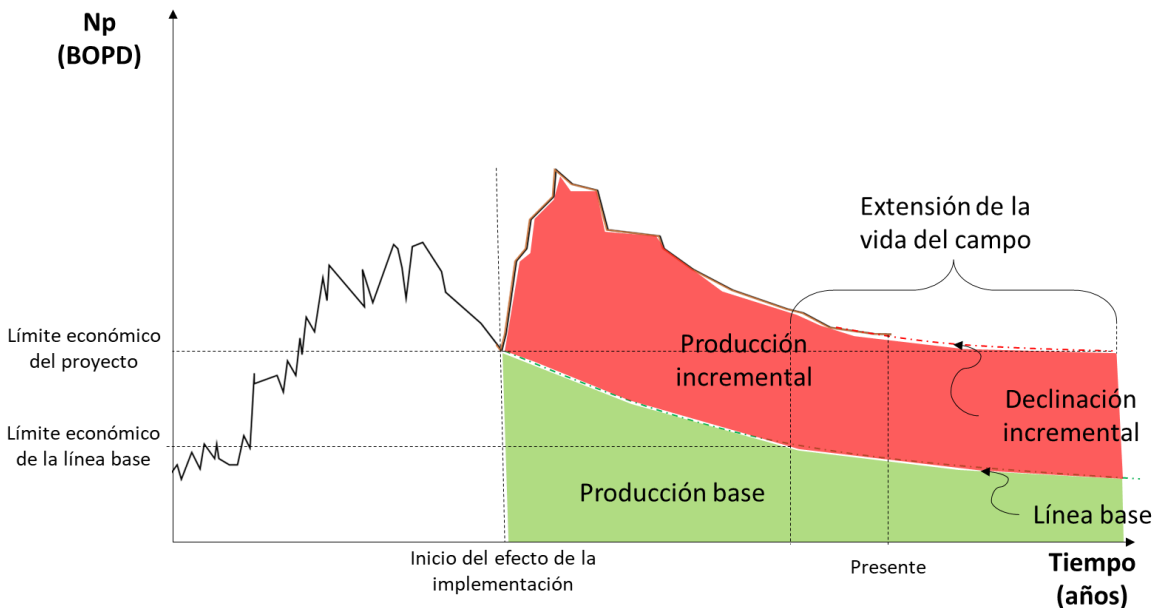
<b>Características</b>	<b>Nanofluidos (Delgadillo Aya et al., 2018)</b>	<b>Surfactantes mejorados (Delgadillo et al., 2020)</b>
<b>API (°)</b>	NR	>15
<b>Viscosidad (cP)</b>	<5400	NR
<b>So (%)</b>	>30	>30
<b>Salinidad (ppm)</b>	<180000	<50000
<b>Espesor (ft)</b>	NR	NR
<b>Permeabilidad (mD)</b>	1.8 - 5500	50 - 60
<b>Porosidad (%)</b>	>10	>10
<b>Profundidad (ft)</b>	<9000	<9000
<b>Temperatura(°F)</b>	<248	<248
<b>Litología</b>	NR	NR

Fuentes: (Delgadillo et al., 2020) y (Delgadillo Aya et al., 2018)

## 1.6 ECONOMÍA PETROLERA

**1.6.1 Establecimiento de línea base.** Para la evaluación económica de un proyecto EOR, ya sea como *screening* previo o durante la implementación, es necesario poder distinguir la producción de petróleo a causa de la implementación respecto a la que se obtendría si no se hubiese implementado, a esta última se le conoce como línea base o caso base (Smalley et al., 2020). Complementariamente, a la producción recobrada por efecto del método EOR se le conoce como *producción incremental*, lo cual se describe gráficamente en la imagen en la Figura 18. Es entonces, a partir de esta distinción, que es posible determinar el factor de recobro incremental  $FR_{inc}$ , al aplicar la Ecuación 1 referenciando únicamente la producción incremental obtenida.

Figura 18 Esquema de producción de petróleo en un proyecto EOR.



Fuente: Elaboración propia, con base en (Nind, 1987)

A causa de esto, es necesario tener herramientas que permitan la estimación de la línea base, e incluso de la tendencia de la producción incremental (ver Figura 18), para poder hacer evaluaciones económicas comparativas que permitan pronosticar la rentabilidad del proyecto a la duración estimada.

Frente a esto, se pueden destacar dos métodos ampliamente usados para la estimación de las tendencias de producción, por un lado, se encuentra la simulación de yacimientos, la cual, permite obtener estimaciones futuras del comportamiento de la producción con base en el modelamiento de las condiciones físicas y químicas de la roca, los fluidos, y la infraestructura de los pozos en subsuelo, típicamente usado en *screening* preliminares previo a una implementación piloto (Al-Murayri et al., 2018)(Khanifar et al., 2019). Y por otro lado, se tiene al análisis por ajuste de

curvas de declinación, el cual según describe (Nind, 1987), se basa en técnicas matemáticas o gráficas que solo se emplean por facilidad, ya que no se fundamenta en ningún fenómeno físico del flujo de fluidos en yacimiento. Este método es ampliamente usado en oficinas de campo por su practicidad y fácil actualización.

Así pues, las curvas de declinación no son acumulativas, es decir, las tendencias que se establecen en la producción de varios pozos no reflejan la declinación de estos mismos como conjunto (a nivel de campo, sector, o piloto) (Nind, 1987). Por lo tanto, en proyectos EOR se suele hacer una evaluación del patrón influenciado por los pozos inyectores (Carlos A. Franco et al., 2020).

**1.6.1.1 Modelos de curvas de declinación** Frecuentemente, se suelen emplear 3 tipos de ajustes matemáticos para el pronóstico de producción, declinación exponencial (Ecuación 11), declinación armónica (Ecuación 13), y declinación hiperbólica (Ecuación 12). En este orden de ideas, la declinación exponencial representa el escenario más conservador frente al pronóstico de producción, arrojando los valores más bajos en relación con las otras curvas tipo; para determinar sus parámetros característicos, solo basta ajustar una tendencia lineal en una gráfica de la producción en escala logarítmica vs tiempo. Contrariamente, la declinación armónica refleja el escenario más optimista en comparación, típico de campos maduros, donde la tasa de declinación resulta ser proporcional a la producción; los parámetros de esta curva se determinan a ajustar una tendencia lineal en una gráfica de la producción en escala log vs la producción acumulada. Por último, la declinación hiperbólica engloba todas las descripciones intermedias entre la exponencial y la armónica, caracterizada por el parámetro de constante hiperbólica que tiene un valor entre 0 a 1, y sus parámetros se determinan por regresión multivariable cuando la curva de producción no refleja una tendencia lineal representativa de declinación bajo las gráficas establecidas para las otras curvas (Nind, 1987).

Ecuación 11 Declinación Exponencial

$$Q_{oi} = Q_0 e^{-D_0 i}$$

Ecuación 12 Declinación Hiperbólica

$$Q_{oi} = Q_0 (D_0 i + 1)^{-1/n}$$

Ecuación 13 Declinación Armónica

$$Q_{oi} = Q_0 (D_0 i + 1)^{-1}$$

Donde:

$Q_{oi}$  = Producción de aceite en el periodo  $i$

$Q_0$  = Producción de aceite inicial

$i$  = Periodo de tiempo, (Años, meses, días)

$D_0$  = Tasa de declinación nominal

$n$  = Parámetro de constante hiperbólica

**1.6.2 Generalidades de la evaluación económica petrolera.** Para establecer un análisis financiero y evaluar la rentabilidad de un proyecto, es necesario conocer algunos aspectos claves a involucrar.

**1.6.2.1 Ingresos.** Están compuestos por todas aquellas entradas de dinero liquidas que genera el proyecto, como son: ingresos por ventas, ingresos por servicios y otros ingresos generados por el cobro de intereses, ventas de activos, etc. Típicamente, en un campo de petróleo, los únicos ingresos obtenidos son por concepto de venta de barriles de crudo (si no se vende gas producido) (Nind, 1987), por lo que, para establecer este parámetro en cada periodo de tiempo, es necesario conocer el precio del petróleo,  $C_{oi}$ , en dicho periodo o de referencia acordado con el comprador en algún contrato de futuro (Blanco Moro, 2020), normalmente se expresa en dólares por barril de aceite producido (\$/BBL); además, conocer la producción de petróleo obtenida en dicho periodo,  $Q_{oi}$ , discriminando entre línea base y producción incremental, si se requiere ... ver sección 1.6.1...

Ecuación 14 Ingresos obtenido en un campo petrolero en un periodo de tiempo  $i$

$$\text{Ingreso}_i = Q_{oi} * C_{oi}$$

**1.6.2.2 Egresos.** Son todas aquellas salidas liquidas de dinero o volumen, necesarias para la ejecución y operación del proyecto, tales como: inversiones en activos, costos asociados al proyecto, costos de operación y mantenimiento, consumos propios, regalías, participación de terceros en la producción o en las ganancias, impuestos, incremento de inventarios y cuentas por pagar. Por lo tanto, estos se pueden clasificar de la siguiente manera:

- **Egresos fijos,  $E_f$ .** Este tipo de egreso no está relacionado ni vinculado con la actividad o nivel de producción de la empresa. Se mantiene constante de forma permanente. Dentro de este tipo de egresos se incluyen los gastos de suministros, servicios, contratación de personal y mantenimiento.
- **Egresos variables,  $E_v$ .** Los egresos variables son aquellos que dependen del nivel de producción de la empresa o sociedad. En este tipo de egresos a mayor volumen de producción, mayor es el importe de los egresos variables. Son, por lo tanto, gastos que se realizan con el fin de producir. Aquí se adicionan los gastos por materias primas o productos, materiales de embalaje, gastos de tratamiento de agua y/o gas, tratamiento de crudo, consumo energético de operaciones, etc.
- **Egresos extraordinarios,  $E_E$ .** Se entiende por egresos extraordinarios a los gastos que se producen en la empresa de forma imprevista que no responden a un mayor volumen de trabajo ni al mantenimiento habitual de la sociedad. Dentro de este tipo de egresos se incluyen las multas y sanciones o algunos tipos de reparaciones no previstas o planeadas.

Así pues, todos estos egresos se suelen distribuir entre dos tipos característicos: CAPEX y OPEX, Ecuación 15.



Ecuación 15 Egresos generados en un campo petrolero en un periodo de tiempo  $i$   
 $Egresos_i = CAPEX_i + OPEX_i + Regalías_i + Impuestos_i + Otros\ gastos$

- **CAPEX (Capital Expenditure).** Son las inversiones que una compañía realiza en bienes de equipo y resulta en beneficios que garantizan y miden su crecimiento, típicamente estas se hacen al inicio del proyecto. Esto se da gracias a la adquisición de activos fijos o bien en el aumento del valor de los que ya existen. Se trata de la caja que una organización gestiona para mantener sus activos estables y en buenas condiciones. Por ejemplo, adecuación de facilidades de producción, perforación de nuevos pozos, instalación de bombas de inyección, conversión de pozos productores a inyectoras, adecuación y cierre de pozos existentes, nuevas computadoras, material de oficina, equipos de transporte, mejores instalaciones, etc. (Bondor, 1993).
- **OPEX (Operacional Expenditure).** Se define como la totalidad de los gastos operacionales en que se debe incurrir para llevar a cabo la elaboración de un producto o servicio diseñado, dentro de las expectativas de calidad, volumen, comercialización, personal, tiempos e imprevistos con los que se diseñó el proyecto. El OPEX puede involucrar costos variables y fijos, tales como: costos de tratamiento de agua producida, costo de inyección, salarios de personal, costo de productos, consumos energéticos de las instalaciones, etc.

**1.6.2.3 Contraprestaciones gubernamentales** Algunos de los gastos variables que genera un campo suelen adjudicarse al estado, en este caso pueden distinguirse entre regalías e impuestos. Particularmente, en Colombia los aportes del sector de hidrocarburos al Gobierno Nacional Central, representan más del 20% de sus ingresos corrientes y, a ello, hay que sumar el enorme impacto que generan las regalías, equivalentes a más de 1% del PIB, sobre las finanzas de los entes territoriales (Verano Cadena, 2020).

- **Regalías.** Según el artículo 360 de la Constitución Política, son una contraprestación económica de propiedad del estado que se causa por la explotación de un recurso natural no renovable (ANH, 2008). Es decir, que son el pago que deben realizar las compañías que exploten recursos naturales no renovables al Estado colombiano, tal como es el caso de un yacimiento petrolífero.

El cálculo de las regalías para el sector de los hidrocarburos depende directamente de la cantidad de recurso natural que se produce y son calculadas en boca de pozo, es decir, el hidrocarburo que se extrae se mide directamente a la salida del pozo (ANH, 2008) y el Sistema General de Regalías (SGR) es la entidad gubernamental que actualmente gestiona el aprovechamiento de estos ingresos para el beneficio del país (SGR, 2020).

- **Impuestos.** Según palabras de la (UPME, 2015) *“La mayor importancia del sector petrolero en Colombia, aparte de su contribución a la balanza de pagos y la generación de divisas, es su aporte a las finanzas fiscales. En materia tributaria, el sector de hidrocarburos hace aportes al gobierno de varias maneras: Las empresas tanto públicas como privadas pagan el impuesto de renta, aranceles e IVA. Por ejemplo, ECOPETROL S.A, siendo mayoritariamente de propiedad estatal, además genera dividendos para el gobierno nacional, mientras que las empresas privadas pagan derechos económicos a la ANH por la adjudicación de sus contratos ... El sector petrolero también contribuye a los gobiernos locales mediante impuestos locales, como el impuesto predial o el impuesto de industria y comercio (ICA), entre otros.”*

**1.6.2.4 Criterios de evaluación económica** Al igual que cualquier otra empresa, una empresa de la industria petrolera puede estimar la rentabilidad su negocio mediante algunos de los criterios expuestos a continuación:

- **Valor presente Neto (VPN).** Permite establecer el flujo de caja, es decir, la diferencia entre los ingresos y egresos, a valor presente considerando la variabilidad del dinero en cada periodo tiempo con base en interés compuesto, ver Ecuación 16 (Smalley et al., 2020). Esto permite evaluar la rentabilidad de un negocio, pues a VPN positivos se obtiene ganancia, a VPN negativos se obtienen pérdidas, y a VPN de cero implica que no existe ninguna de las dos, pero se consume tiempo de operación, por lo cual, también resultan en pérdidas. Este criterio de evaluación económica es considerado como **el mejor indicador en el análisis financiero de un proyecto EOR**, pues suele ser el mejor indicador en proyectos destinados a largos periodos de tiempo con ganancias a largo termino (Barua et al., 1986). Desglosando la Ecuación 16 en términos de los componentes particulares que aplican en un proyecto EOR, resulta la Ecuación 17 (Muriel et al., 2020)<sup>5</sup>

Ecuación 16 Valor Presente Neto en términos de flujo de caja.

$$VPN = \sum_{i=1}^n \frac{Ingresos - Egresos}{(1 + TIO)^i}$$

Ecuación 17 Valor Presente Neto en términos de componentes de proyectos EOR.

$$VPN = \sum_{i=1}^n \frac{Q_{oi} * C_{oi} - CAPEX_i - OPEX_i - Regalías_i - Impuestos_i}{(1 + TIO)^i}$$

Aquí, para aplicar la variabilidad económica del dinero en el cálculo del VPN, cada empresa establece una tasa interna de oportunidad (TIO), la cual, refleja el costo global o promedio del capital. Por lo tanto, esta tasa indica el retorno requerido en proyectos de igual riesgo, siendo la tasa crítica, de referencia y mínima que debe

<sup>5</sup> Este autor señala que los flujos de caja deben ser ajustados por la inflación para el cálculo.

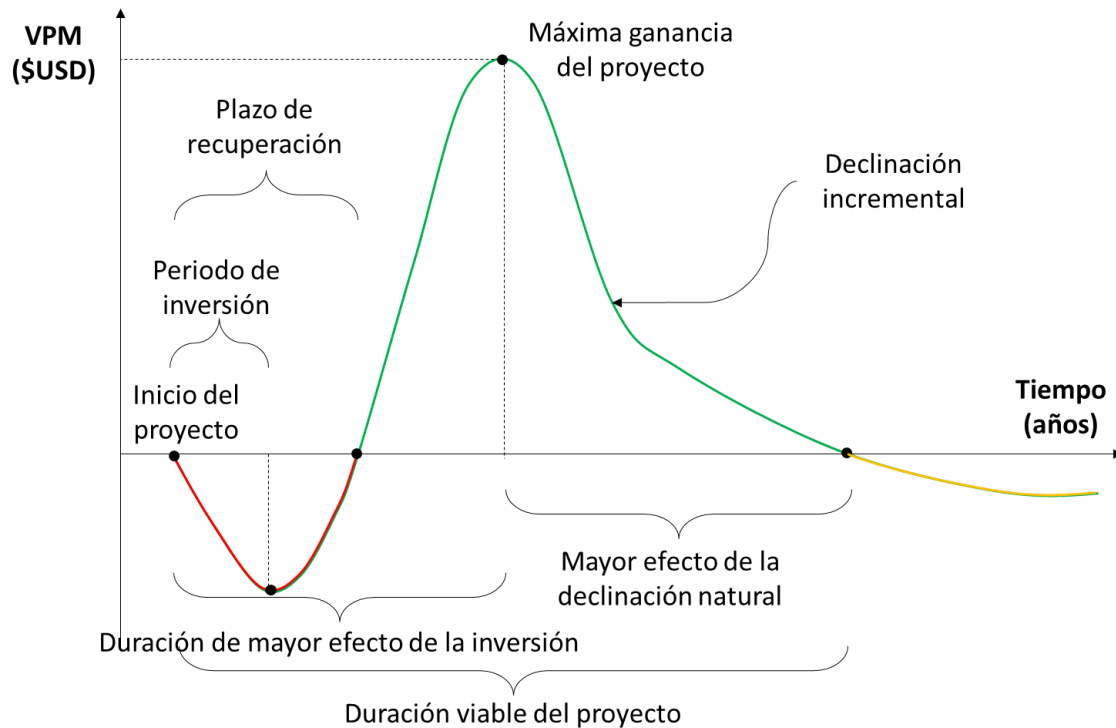
tener cada proyecto para ser considerado aceptable en función del criterio del VPN. (Jud & Winkler, 1995).

- **Tasa Interna de retorno (TIR).** Este criterio es una medida estándar del retorno promedio del dinero invertido, y se basa en la estimación de la tasa de descuento obtenida de un flujo de caja cuando el VPN resulta ser cero, es decir, que en el presente todos los ingresos y los egresos obtenidos en cada periodo son equivalentes (Smalley et al., 2020). Es así, que: si  $TIR > TIO$ , el proyecto es viable; si  $TIR = TIO$ , el proyecto es indiferente; si  $TIR < TIO$ , el proyecto no es viable. Este parámetro se puede establecer al igualar la Ecuación 17 a cero y estimar por métodos numéricos la tasa que satisfaga la ecuación.

Este criterio no suele ser el principal en EOR, dado que, suele dar énfasis en los retornos rápidos de capital, lo cual, no suele ser el principal interés en un proyecto de recobro mejorado (Barua et al., 1986).

- **Plazo de recuperación o *Payback* descontado.** Este criterio permite establecer el periodo de tiempo, en el cual, se recupera la inversión de un proyecto al graficar el VPN en función del tiempo y determinar el primer instante donde el VPN asciende de negativo a cero (final de línea roja en Figura 19), pues esto refleja que se comienza a producir petróleo bajo ganancias.

Figura 19 Esquema del comportamiento de flujo de caja en un proyecto EOR.



Fuente: Elaboración propia con base en (Muriel et al., 2020).

Adicionalmente, el comportamiento del VPN en función del tiempo también permite determinar la duración donde se obtendrá la máxima ganancia del proyecto al determinar el valor del máximo VPN alcanzado. Es a este punto, donde la declinación natural de los pozos productores supera el efecto incremental del método EOR, por lo tanto, es cerca de este límite donde se aconseja realizar una toma de decisiones para mantener o aumentar las ganancias y vencer la declinación nuevamente. De cualquier forma, debe evitarse decaer hasta el punto donde nuevamente el VPN vuelve a ser cero (final de línea verde en Figura 19), donde se refleja el máximo tiempo de vida económicamente viable del proyecto, pues a este punto se observa que la declinación de la producción de aceite disminuye los ingresos a valores inferiores a los costos de la empresa (Muriel et al., 2020).

## 1.7 ECONOMÍA CIRCULAR (EC)

(Kowszyk & Maher, 2018) define este término como aquella economía donde *“el valor de los productos y los materiales se mantiene por tanto tiempo como sea posible. Se minimiza el uso de los recursos y la generación de residuos y, cuando un producto alcanza el fin de su vida útil, se utiliza de nuevo para crear más valor.”* Por consiguiente, (Ellen Macarthur Foundation, 2017) recalca que la implementación de este modelo económico requiere de cuatro elementos básicos:

- 1) **Diseño**, de competencias empresariales, productos, y fabricación de productos.
- 2) **Nuevos modelos de negocio**, que reemplacen los modelos lineales, mediante el aprovechamiento de productos en las fases verticales de la cadena de valor.
- 3) **Ciclos reversos**, basados en actitudes que establezcan múltiples ciclos de aprovechamiento y retorno final de materiales al suelo o a producción industrial. Esto engloba, esquemas logísticos, almacenamiento, selección de productos, entre otros aspectos que minimicen la fuga de materiales fuera del sistema.
- 4) **Condiciones favorables del sistema**, puede ser a través de incentivos públicos, colaboración entre empresas, accesos a financiamiento, entre otros.

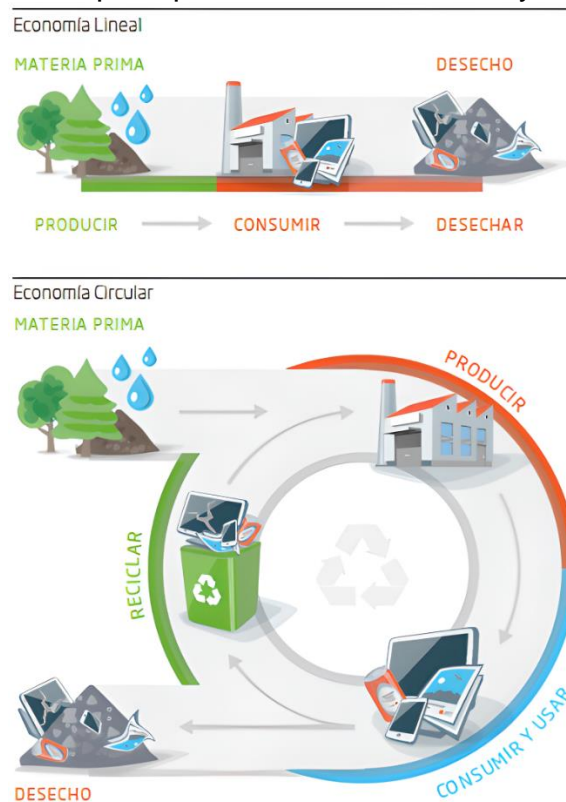
Como su propio nombre indica, la esencia de este modelo radica en que los recursos se mantengan en la economía el mayor tiempo posible, promoviendo que los residuos que se generen puedan servir de materia prima para otras industrias. A continuación, se mencionan los beneficios de una EC:

- **Protege el medio ambiente:** Minimiza las emisiones, reduce el uso de los recursos naturales y los residuos.
- **Beneficia la economía local:** Beneficia la economía fomentando modelos de producción enfocados en el reuso de los residuos como materia prima.
- **Fomenta el empleo:** Fomenta un modelo industrial competitivo de crecimiento económico y más empleabilidad.
- **Favorece la independencia de los recursos:** La reutilización de los recursos reduce gastos en materia prima y la importación de materiales.

**1.7.1 Principio de las 3R en la EC.** La economía circular promueve la transición de economías lineales, basado en 3 principios fundamentales para su implementación, los cuales esquematizan en la Figura 20 y se exponen a continuación:

- **Reciclar.** Someter los materiales a un proceso que permita volver a utilizarlos.
- **Reutilizar.** Consiste en darle una segunda vida a los materiales u objetos antes de desecharlos. Así se alarga su vida útil y se aprovechan sus propiedades al máximo.
- **Reducir.** No significa consumir menos sino consumir mejor.

Figura 20 Comparación de principios de economía lineal y economía circular.



Fuente: (Kowszyk & Maher, 2018)

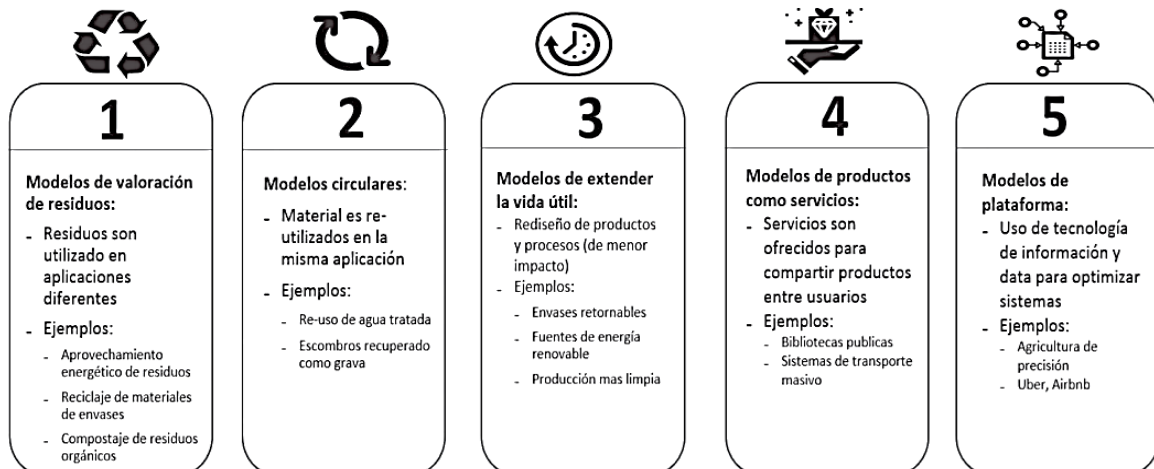
**1.7.2 Características de una EC.** De manera general, (Webster, 2016) establece que la EC se puede exponer con base en las características fundamentales que la definen, entre las cuales se destacan:

- **Los residuos se eliminan del diseño.** Cuando un producto biológico o componente técnico se crea con la intención de ajustarse a un ciclo biológico o industrial, no se consideran los residuos dentro del modelo económico. Por ejemplo, los polímeros pueden reutilizarse para otros materiales y los productos biológicos pueden reducirse a composta.

- **La diversidad genera solidez.** Los sistemas optimizados al extremo pueden resultar ser frágiles frente a problemas externos, la diversidad permite tener versatilidad y resiliencia. Las economías precisan de un equilibrio de varias escalas de actividades para prosperar a largo plazo.
- **Impulsar la economía en fuentes renovables.** (Estévez, 2016) afirma “*La energía necesaria para impulsar la economía circular debería ser de carácter renovable, para reducir la dependencia de los recursos e incrementar la resiliencia de los sistemas. Esto será posible además por los menores umbrales de energía que se necesitan en una EC.*”
- **Pensamiento en “sistemas”.** En una EC, se debe considerar a todas las partes involucradas en un proceso como un todo. Ya que, la optimización de procesos pensados en grupo reduce riesgos, disminuye costos, se pueden obtener mayores flujos de caja en incluso tener privilegios del gobierno.
- **Pensamiento en cascada.** Durante la vida útil de un producto, se crea valor por medio de un aprovechamiento adicional del mismo, lo cual, conlleva diversos costos en diferentes ámbitos o escalas, por lo que, se debe considerar el involucrar todos los costos para tener una evaluación realista del impacto de un producto; en particular, no se debe dejar de lado factores externos negativos que apliquen.

**1.7.3 Sector energético colombiano y la EC.** A nivel país, Colombia, está comprometida en el marco del proceso de adhesión a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) en desarrollar una economía eficiente en cuanto a la conservación y uso de recursos naturales, además de promover una competitividad económica baja en carbono y sostenible, contribuir a la lucha contra el cambio climático, así como incrementar los índices de inclusión y bienestar social.

Figura 21 Iniciativas innovadoras de la economía circular.



Fuente: OCDE, 2019. Tomado de (Ministerio del Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible & Ministerio de Comercio Industria y Turismo, 2019)

Para la realización del marco anterior, se estableció una misión de crecimiento verde, la cual, es un medio para lograr alcanzar la meta de reducción de emisiones de carbono del país, responsabilidad adquirida en la COP21 (conferencia de las Naciones Unidas sobre cambio climático). Esta misión está contenida en la **Estrategia Nacional de Economía Circular** (Ministerio del Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible & Ministerio de Comercio Industria y Turismo, 2019), cuyo objetivo principal es *“Promover la transformación productiva para maximizar el valor agregado de los sistemas industriales y agropecuarios y las ciudades sostenibles en términos económicos, ambientales y sociales, a partir de la circularidad, innovación tecnológica, colaboración en nuevos modelos de negocio.”* y, para alcanzarlo, se basa en cinco tipos de iniciativas para la implementación de la EC, las cuales se exponen en la Figura 21.

**1.7.4 Rol del sector petrolero en la EC.** En este sentido, se puede destacar a empresas colombianas como el grupo Ecopetrol S.A., que estructuró un modelo de EC con base en los lineamientos del estado como una de sus cuatro líneas de acción en las directrices ambientales estratégicas que se encuentra ejecutando y, para el año 2020, consolidó su cartera de iniciativas circulares, compuesta de 333 iniciativas (230 de Ecopetrol SA, 97 de empresas del grupo, y 6 de simbiosis industriales (Ecopetrol S.A, 2021).

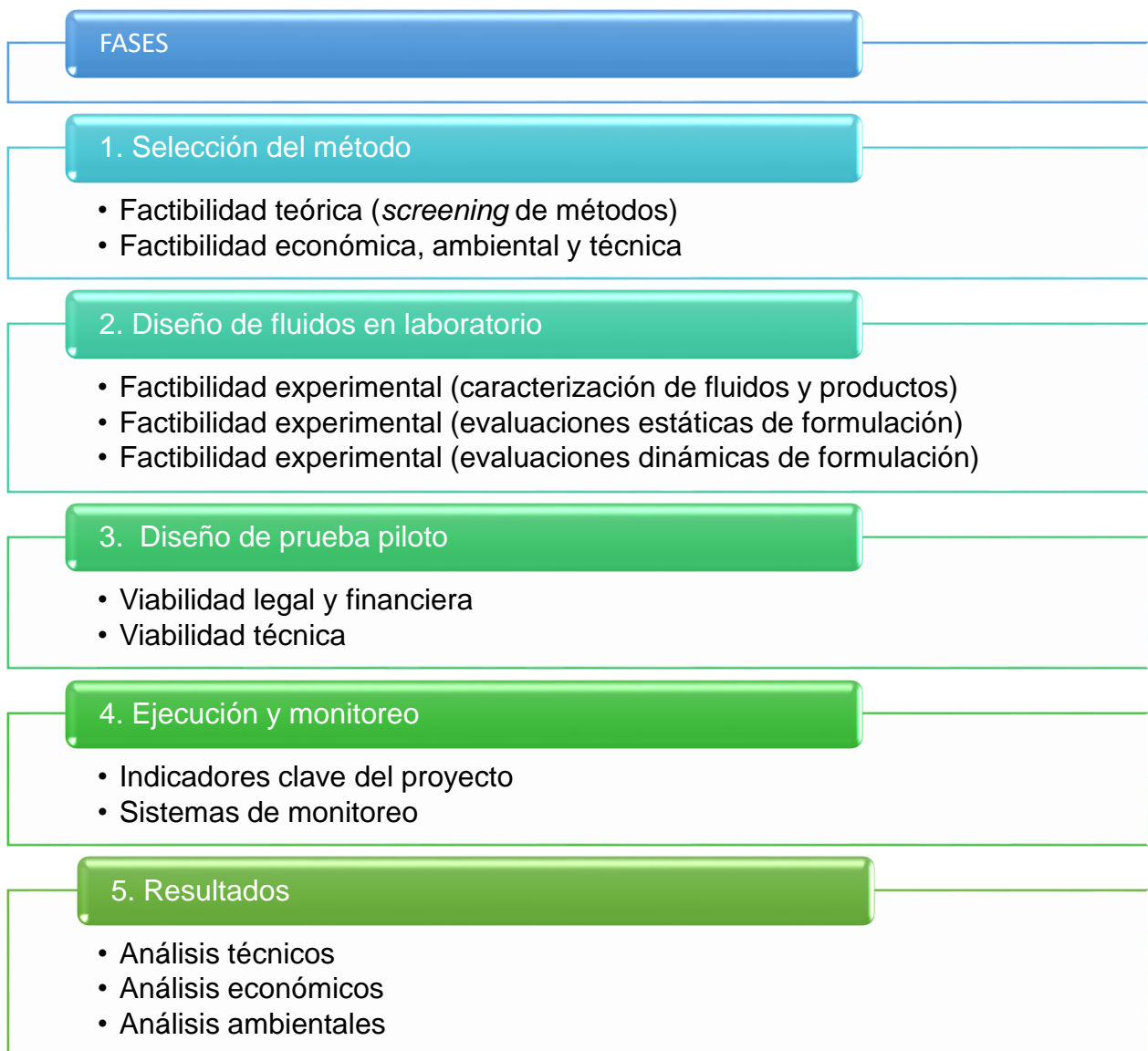
De igual forma, a nivel internacional existen empresas del sector que han cobijado ampliamente este modelo económico e incluso buscan ir más allá de lo establecido, como por ejemplo, (Repsol, 2022) que implementa principios basados en 7R para poder alcanzar una EC:

- **Rediseñar:** Pensar y diseñar los productos de modo que su proceso de fabricación consuma menos materias primas, se alargue su vida útil y genere menos residuos o que sean más fáciles de reciclar.
- **Reducir:** Cambiar los hábitos de consumo hacia un modelo más sostenible. Si se reduce, igualmente se disminuyen todos sus impactos asociados.
- **Reutilizar:** Dar mayor vida útil a un producto usándolo de nuevo o dando otra utilidad.
- **Reparar:** Reparar un producto no solo es más económico, sino que evita el uso de nuevas materias primas, ahorra energía y no genera residuos.
- **Renovar:** Actualizar objetos antiguos para que se puedan volver a utilizar como *vintage*.
- **Reciclar:** promover buenas prácticas en la gestión de los residuos y utilizar todo lo posible como materia prima para la fabricación de nuevos productos.
- **Recuperar:** Dar nuevos usos a productos que se van a desechar.

## 2. ANTECEDENTES DEL CAMPO

El presente proyecto de grado hace parte de la fase de los resultados del piloto de un macroproyecto de inyección de surfactantes potencializados con NP desarrollado en un campo maduro colombiano, que actualmente se encuentra en la etapa de ejecución y monitoreo con expectativas de expansión en todo el campo. En concreto, la Figura 22 resume las etapas de desarrollo que se han llevado a cabo conforme a los lineamientos de las mejores prácticas para la implementación de proyectos EOR, tal como lo establece (Khanifar et al., 2019).

Figura 22 Metodología planteada para la aplicación de SPNP.



Fuente: Elaboración propia con base en (Khanifar et al., 2019).

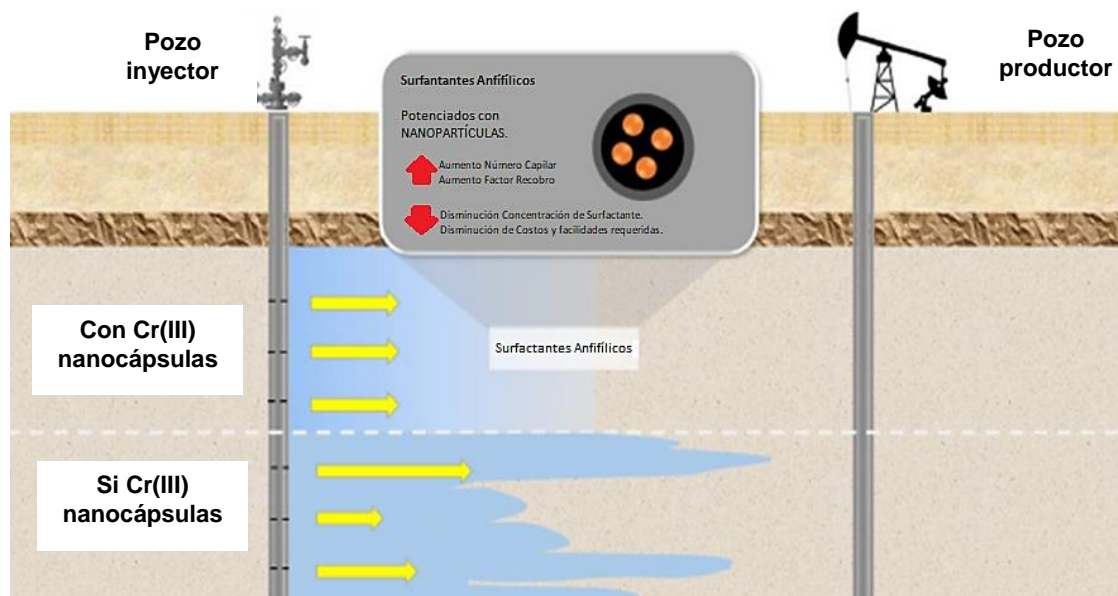


## 2.1 FASE DE SELECCIÓN DEL MÉTODO

**2.1.1 Factibilidad teórica.** El primer paso para el desarrollo de cualquier proyecto de recobro mejorado empieza por la preselección o *screening* de las tecnologías consideradas, lo cual, involucra la evaluación de las ventanas operativas con las condiciones del campo, desarrollo de la tecnología a nivel mundial, accesibilidad de los productos o equipos especiales, entre otros factores. En este sentido, trabajos como los de (Delgadillo Aya et al., 2018) y (González & Pérez, 2013) señalan que, entre otras cosas, se deben involucrar los aspectos técnicos, económicos, ambientales y de alineación estratégica en este tipo de evaluaciones, en la ... sección 4.4... se aborda con mayor detalle este aspecto.

En este caso, la decisión de implementar la tecnología de SPNP, aparte de resultar óptima en el *screening*, podría también deberse a los beneficios de las NP sobre el desempeño del surfactante, pues presenta un potencial de aprovechamiento circular, lo cual, puede reflejar un menor impacto ambiental y aprovechamiento de materiales, que resultan en menores costes operativos tal como se describe en la ...sección 2.1.2...

Figura 23 Aplicación Surfactantes Anfífilicos potenciados con nanopartículas.



Fuente: Elaboración propia modificado de (Johnson et al., 2016).

Además de las siguientes consideraciones señaladas por la empresa operadora:

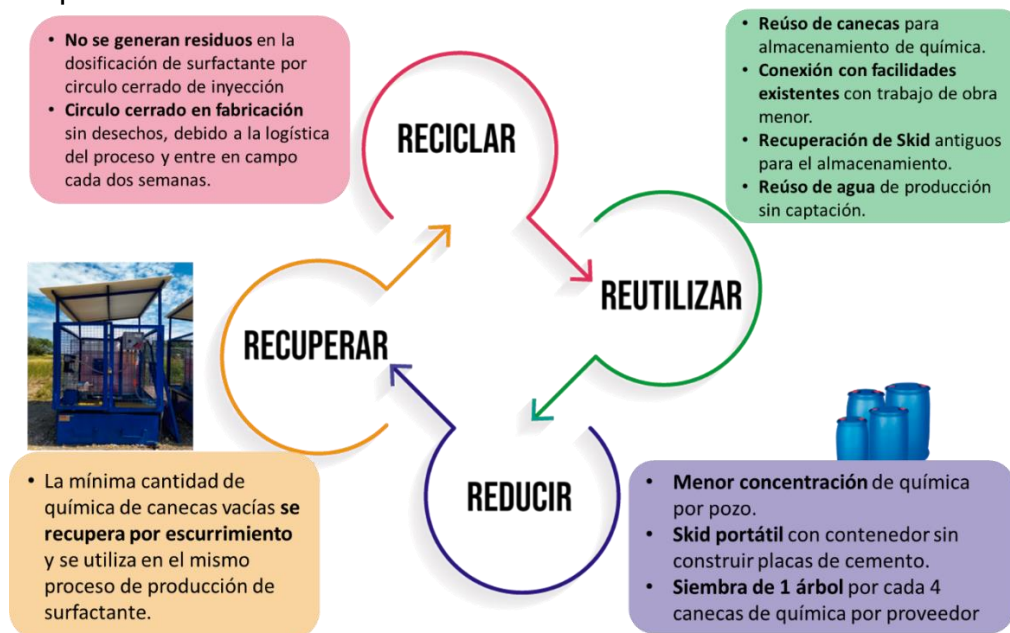
- Los surfactantes anfífilicos (o anipáticos) desarrollados en la prueba de campo, son surfactantes comerciales que fueron potenciados con NP, pero cuya característica principal sigue siendo de agente tensoactivo como reductores de tensión interfacial, ver Figura 23.
- Deben tener completa compatibilidad con la roca y los fluidos del yacimiento.

- El objetivo de las NP es disminuir la adsorción y por consiguiente la dosificación final de producto a utilizar, por lo que, las pruebas de laboratorio se desarrollan bajo este concepto;
- Baja adsorción en la roca;
- Estable a temperaturas en el rango 90- 220 °F.

**2.1.2 Factibilidad económica, ambiental y técnica.** En este aspecto, se consideraron costos que involucran compra de químicos en la región, bombas de inyección, toma y análisis de muestras y personal encargado de supervisión en campo. También, con base en los esfuerzos que viene implementando el gobierno nacional y la vinculación de Operadora del campo y la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP) sobre el 2018 ... ver sección 1.7.3 y 1.7.4 ... se consideraron dentro de este proyecto las premisas en torno a: el cierre de ciclos productivos a través de la innovación, el uso eficiente del agua y energía, y el reúso de materias primas y residuos como canecas plásticas de químicos, equipos de inyección, desechos líquidos reusados; las cuales, enmarcan las acciones ilustradas en la Figura 24 que representan uno de los portafolios de iniciativas circulares que Operadora del campo se encuentra implementando, reflejando así, una de las primeras acogidas de la EC en la industria de hidrocarburos en Latinoamérica.

Posteriormente, se plantearon de forma preliminar a los pozos AZ-1 y AZ-2 como posibles candidatos para la inyección del SPNP, debido a que estos pozos reflejan posible conectividad con 15 y 14 pozos respectivamente, pudiendo conformar 2 patrones de inyección; en la Figura 33 se expone la distribución espacial de los pozos considerados.

Figura 24. Economía circular del proceso de inyección de surfactante potenciado con nanopartículas.



Fuente: Operadora del campo.

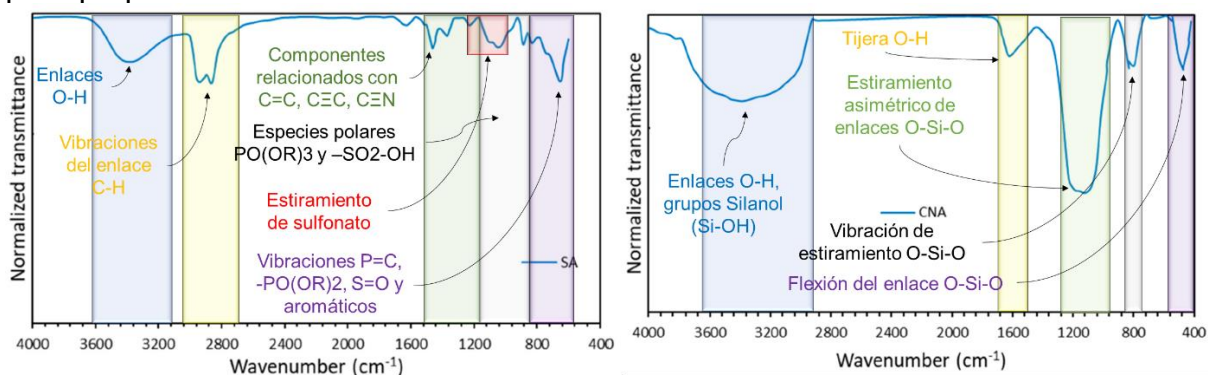
## 2.2 FASE DE DISEÑO DE FLUIDOS EN LABORATORIO

En esta etapa, la Universidad Nacional de Medellín realizó evaluaciones de laboratorio con base en tres etapas de desarrollo entre el 2018 y 2019, con el fin, de caracterizar las condiciones y factores influyentes en el proceso y la caracterización experimental de las mejores formulaciones para la implementación del proyecto. Las etapas en cuestión se clasificaron en: caracterización de los productos químicos y preparación-sintonización de los fluidos, evaluaciones de viabilidad a condiciones estáticas, y evaluaciones de viabilidad en condiciones dinámicas de la formulación establecida en la primera etapa.

**2.2.1 Caracterización de fluidos y productos.** De esta manera, en la primera etapa se realizaron caracterizaciones de los fluidos del yacimiento (agua de inyección, agua de formación y crudo de 19°API), reflejando la composición SARA en: saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos en 29,4%, 35,6%, 26,8% y 8,2%, respectivamente. Además, se caracterizaron las propiedades particulares de las NP considerados para este proyecto.

A raíz de esta etapa, se obtuvieron los resultados expuestos en la Figura 25 referentes a espectros infrarrojos por transformada de Fourier, o FTIR por sus siglas en inglés, para los dos surfactantes comerciales SA y NP comerciales CNA considerados en las pruebas. Aquí se puede observar que, de los espectros de los surfactantes, existen grupos funcionales aromáticos, sulfonatos, y especies polares; en contraste, de las NP, se puede afirmar que están compuestas predominantemente por óxido de silicio ( $\text{SiO}_2$ ) (Carlos A. Franco et al., 2020). Así mismo en la Tabla 4 y Tabla 5 se resumen los resultados de las propiedades características del surfactante SA y la NP CNA utilizadas.

Figura 25 Espectros FTIR de surfactantes SA y SB, y NP CNA y CNB considerados para preparación del sistema SPNP.



Fuente: Elaboración propia, modificado de (Carlos A. Franco et al., 2020).

Tabla 4 Caracterización de surfactante SA.

Surfactante	Densidad (g/L)	CMC (mg/L)	HLB
SA	0.94	250	11

Fuente: (Carlos A. Franco et al., 2020).

Tabla 5 Caracterización de nanopartícula CNA.

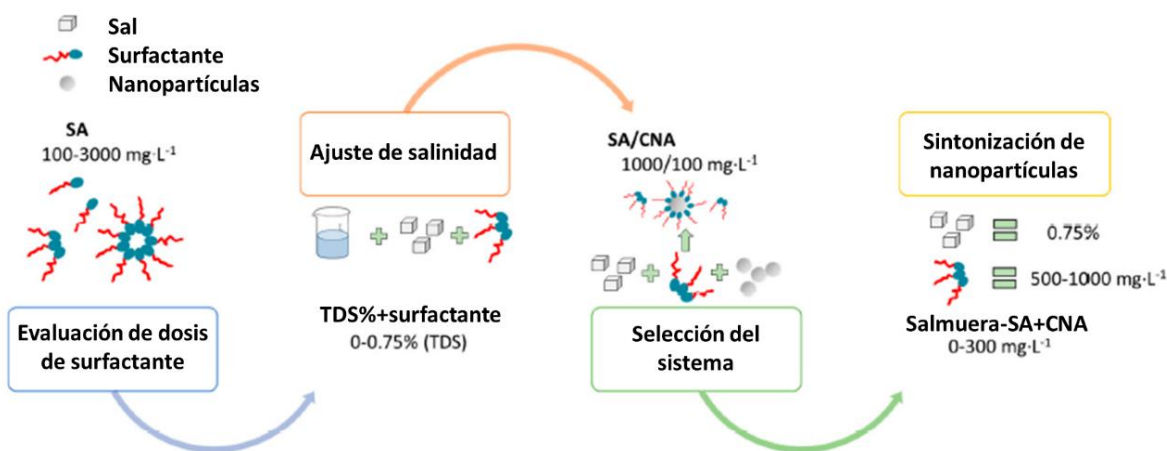
Partícula	dp50 ( $\pm 1$ nm)	S <sub>BET</sub> ( $\pm 1$ m <sup>2</sup> /g)	pH <sub>IIEP</sub> $\pm 0.1$
CNA	71	192	2.0

Fuente: (Carlos A. Franco et al., 2020).

**2.2.2 Evaluaciones estáticas de formulación.** Ya para la segunda y tercera etapa, se realizaron pruebas estáticas y dinámicas, respectivamente. La finalidad de estas fue realizar la sintonización de los productos para el nanofluido y la formulación de concentraciones según las condiciones del yacimiento en particular.

En concreto, para establecer la formulación y sintonización adecuada de productos, se empleó la metodología de ajuste surfactante-salmuera-nanopartícula (S-B-N por sus siglas en inglés). Esta consiste en evaluar la concentración óptima de surfactante hidrófilo a diferentes concentraciones de sí y, posteriormente, evaluar la concentración óptima de sólidos disueltos totales o TDS, por sus siglas en inglés, para la mayor reducción posible del IFT. Finalmente, la relación de NP respecto al surfactante se evalúa midiendo el IFT para la concentración de TDS fijado y así establecer las formulación final a emplear. La síntesis de este proceso se expone en la Figura 26.

Figura 26 Metodología de ajuste de formulación y sintonización de sistema SPNP a 50°C.



Fuente: Elaboración propia, modificado de (Carlos A. Franco et al., 2020)

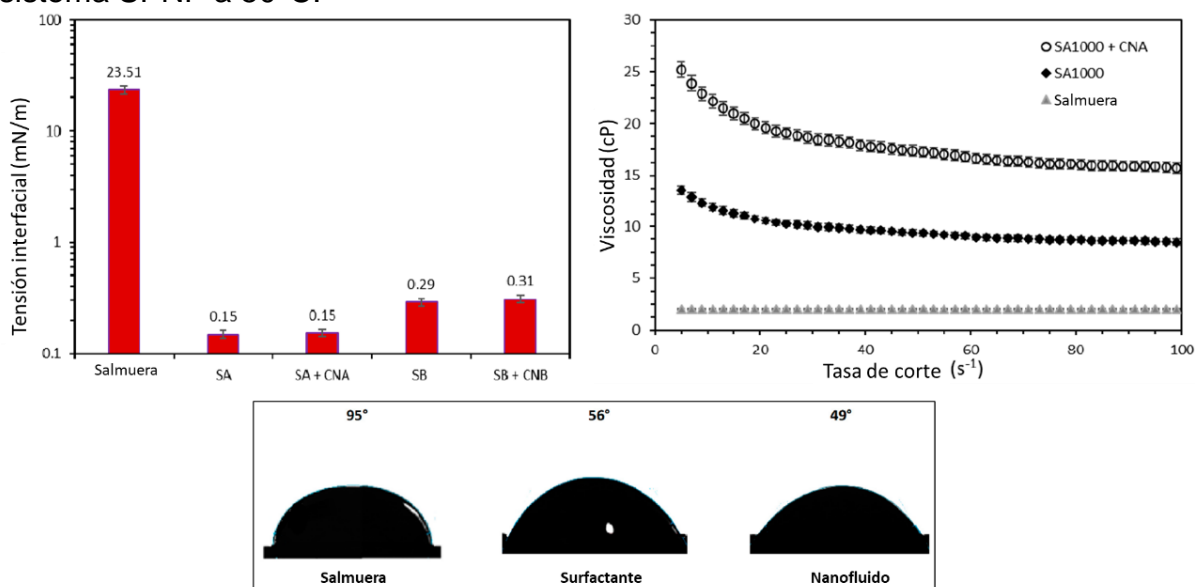
Tabla 6 Formulación del sistema SPNP a 50 °C.

Producto	Concentración (mg/L)
CNA	100-300
SA	300-1000
TDS	7500

Fuente: Elaboración propia, con base en (Carlos A. Franco et al., 2020).

Posterior a la formulación y sintonización, se evaluó la efectividad del sistema SPNP resultante en condiciones estáticas, mediante la evaluación de IFT, ángulo de contacto, y curvas reológicas (resultados en la Figura 27).

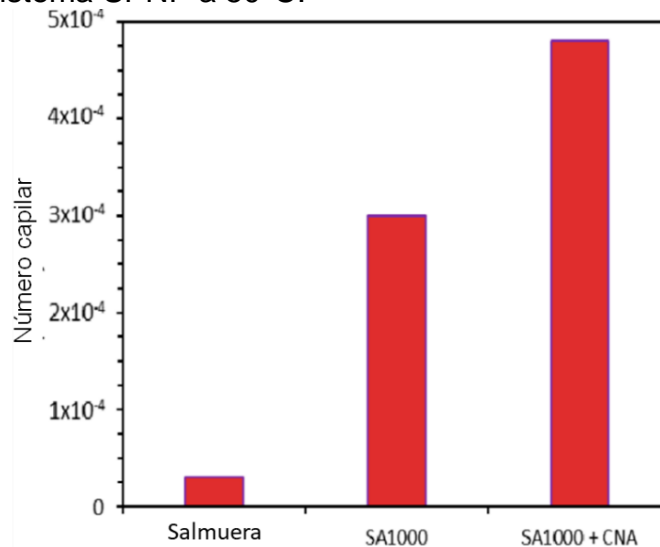
Figura 27 Resultados de evaluación de efectividad en la reducción del IFT del sistema SPNP a 50°C.



Fuente: (Carlos A. Franco et al., 2020).

Y a partir de los resultados obtenidos se pudo contrastar la efectividad del sistema SPNP respecto a un sistema surfactante común y la línea base de salmuera, evidenciando el efecto combinado de: su inversión de mojabilidad a sistema mojado por agua (de 95° a 49°), reducción de IFT a valores ultra bajos (0.18 a 0.15 mN/m), y aumento de viscosidad por presencia de micelas y sólidos en dispersión (comportamiento no newtoniano adelgazante), a través del número capilar (ver Figura 28).

Figura 28 Resultados de evaluación de efectividad en la modificación de mojabilidad del sistema SPNP a 50°C.

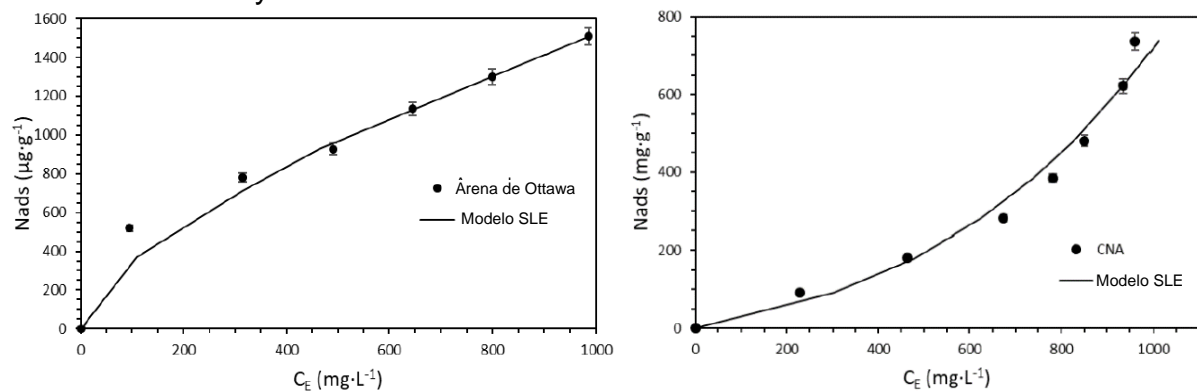


Fuente: (Carlos A. Franco et al., 2020).

Complementariamente, se evaluó el efecto de las NP sobre la durabilidad del surfactante en el medio poroso, a través de la evaluación de isothermas de adsorción en condiciones estáticas, donde se observó que el surfactante presentaba una afinidad de hasta 40% más a adsorberse en la superficie de la NP que en la roca al tener una isoterma tipo III (tendencia exponencial) en comparación con la isoterma tipo I (monocapa, tendencia logarítmica) (Figura 29), por lo cual, esta podrá extenderse a mayores profundidades del yacimiento con un menor consumo de este producto.

En concordancia con esto, (Carlos A. Franco et al., 2020) señalan que esto se puede explicar por la formación de micelas y la habilidad del surfactante para interactuar entre sí mismo, a causa de la salinidad, lo cual favorece la adsorción en las NP de esta manera.

Figura 29 Comparación de isothermas de adsorción de surfactante SA respecto a arena de Ottawa y NP CNA.

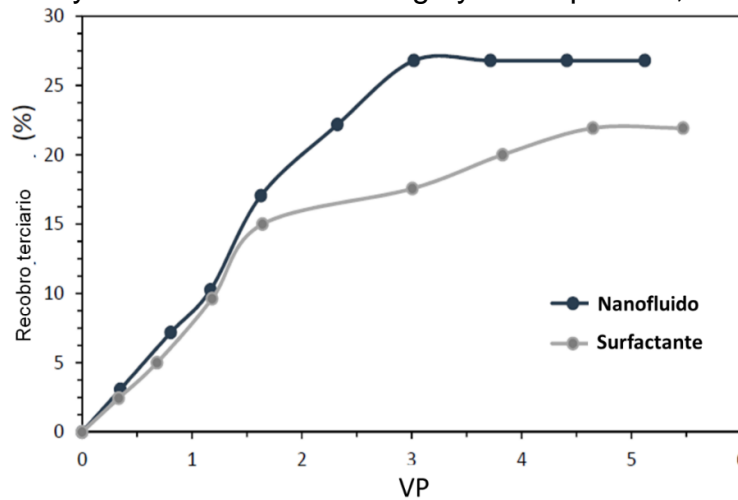


Fuente: (Carlos A. Franco et al., 2020).



**2.2.3 Evaluaciones dinámicas de formulación.** Por último, mediante pruebas lineales de *coreflooding* se evaluó la efectividad del sistema SPNP en condiciones dinámicas en comparación con un sistema surfactante como línea base, observando un aumento del 5% FR con el uso de NP en el surfactante respecto de una inyección de surfactante solo. Los resultados se exponen en la Figura 30.

Figura 30 Resultados de FR obtenido de pruebas de desplazamiento del sistema SPNP a 50°C, 9.31 y 3.45 MPa de sobrecarga y contrapresión, respectivamente.



Fuente: (Carlos A. Franco et al., 2020).

## 2.3 FASE DE DISEÑO DE PRUEBA PILOTO

**2.3.1 Viabilidad legal y financiera.** Antes de plantear el esquema de aplicación de la prueba, fue necesario evaluar el marco legal del campo para la implementación de este tipo de proyectos, donde, se aseguró que el campo cuenta con la licencia ambiental vigente acorde a procesos de este tipo de pruebas de campo, lo que le permite la aplicación del proyecto dentro de los lineamientos ambientales reglamentarios.

Así mismo, se definieron evaluaciones financieras que proyectaban los costos asociados a todo el método, compra de productos, investigación, y evaluaciones de campo, además de la evaluación de análisis de riesgos que pudiesen afectar el desempeño del proceso, los métodos de acción y las incertidumbres del proceso.

Concretamente, algunos de los riesgos previstos para este proyecto son:

- Heterogeneidad geológica
- Confinamiento del área piloto
- Inyectividad
- Disponibilidad de fuentes de agua

- Disponibilidad de productos para preparación de SPNP
- Aumento de la incidencia de problemas operacionales en sartas de producción.
- FR inferior a lo proyectado
- Capacidades subestimadas de las facilidades para los requerimientos del proyecto
- Problemas de ejecución relacionados con el personal y su tiempo de respuesta.
- Reclamaciones de las comunidades aledañas
- Accidentes operacionales
- Fuga de información confidencial del proyecto.

**2.3.2 Viabilidad técnica.** Con base en los resultados de adsorción del SPNP, se concibió una prueba con una inyección de 6 meses, dado que, los resultados de laboratorio observaron beneficios en este periodo de tiempo. Sin embargo, cabe destacar que es posible prolongar el mejoramiento si se inyecta el fluido un mayor periodo de tiempo.

De esta manera, para la duración fijada, se definió una inyección escalonada con el fin de ahorrar costos de surfactante, comenzando por 1000 mg/L los primeros 15 días, seguido de 500 mg/L por otro periodo igual, y finalmente estabilizar la inyección a 350 mg/L.

Por otro lado, referente a las instalaciones de superficie para la inyección del nanofluido, no requieren un alto esfuerzo operacional y reducen los costos asociados si se compara con métodos convencionales, que requieren de la contención de altos volúmenes necesarios para alcanzar las bajas condiciones de tensión interfacial (IFT) y equipos de Bombeo con capacidades mayores de caudal. En la Figura 31 se observan las facilidades en superficie utilizadas para la correspondiente aplicación, la cual está compuesta por un *Skid* compacto de Bombas de dosificación (Figura 32) que manejan bajos caudales y presiones suficientes para inyectar a la tubería a través del capilar.

Figura 31 *Skid* de dosificación y almacenamiento de química antiderrame



Fuente: Operadora del campo.



Figura 32 Bomba de química compacta para surfactante



Fuente: Operadora del campo.

## 2.4 FASE DE EJECUCIÓN Y MONITOREO

Con base en todas las consideraciones expuestas previamente, el proyecto se llevó a cabo en los dos patrones sugeridos en la sección ... 2.1.2... resultando en el esquema expuesto en la Figura 23.

De esta forma, se inyectaron SPNP a una tasa promedio de 5000 BNSPD en toda la prueba por 6 meses, aplicando concentraciones de surfactante en rampa, es decir, que al inicio se inyectaba a una concentración que gradualmente se iba reduciendo. En concordancia con esto, en la Figura 34 y Figura 35 se exponen los resultados comparativos entre concentraciones reales y planeadas junto con caudal de fluido inyectado. Cabe resaltar que luego del final de la inyección de SPNP, los pozos se chocaron y se continuó con la inyección de agua disponible.

Adicional a esto, cabe resaltar que todos los pozos de ambos patrones cuentan con un sistema de levantamiento BES (bomba electro sumergible) y PCP (cavidades progresivas).

**2.4.1 Indicadores clave del proyecto.** A partir del flujo de caja, la información de los pozos productores y datos de inyección, se definieron los siguientes parámetros clave de evaluación del proyecto:

Tabla 7 Indicadores clave considerados para la evaluación del proyecto.

<b>Indicadores clave</b>	<b>Descripción</b>
<b>Económicos</b>	Monitoreo de inversiones
	Evaluación final de la prueba en campo
<b>Técnicos</b>	Caudal y Presión inyectado real vs caudal y presión objetivo
	Producción incremental
	Calidad de Surfactante
	Disminución producción de agua (WOR)
	Monitoreo de variables operacionales
	Volumen Poroso Inyectado Calculado vs Real

Fuente: Elaboración propia con base en Operadora del campo.

**2.4.2 Sistemas de monitoreo.** Con el fin de poder hacer evaluaciones de la efectividad real del proyecto en el campo, y evaluar los indicadores clave, se estableció un plan de monitoreo en cada parte del sistema, definiendo variables de control para: los pozos productores, expuestas en la Tabla 8; pozos inyectores, expuestas en la Tabla 9; facilidades en superficie, expuestas en la Tabla 10; y seguimiento de las concentraciones de surfactante y NP en los fluidos de inyección.

Tabla 8 Variables de monitoreo en pozos productores.

<b>Categoría</b>	<b>Variable</b>
<b>Efluentes de producción</b>	Caudal
	Corte de agua
	Razón gas-aceite (GOR)
	Presión de fondo fluyente (Pwf)
	Agua producida
<b>Estado mecánico</b>	Sistema de levantamiento
<b>Estado de operaciones</b>	Presión en cabeza
	Registro de PIP en sistemas de levantamiento
	Presión en revestimiento

Fuente: Operadora del campo.

Tabla 9 Variables de monitoreo en pozos inyectores.

<b>Categoría</b>	<b>Variable</b>
<b>Fluido de inyección</b>	Caudal
	Presión de inyección
<b>Estado mecánico</b>	Facilidades de inyección
	Sarta de inyección

\*Esta información se evalúa la inyección acumulada, la concentración de surfactante, Hall Plots, entre otros.

Fuente: Operadora del campo

Tabla 10 Variables de monitoreo en facilidades de superficie.

<b>Categoría</b>	<b>Variable</b>
<b>Líneas de flujo</b>	Corrosión y estado mecánico
<b>Patines de inyección</b>	Corrosión y estado mecánico
<b>Bombas</b>	Suministro de energía eléctrica
	Calidad de fluidos
<b>Tanques de almacenamiento</b>	Corrosión y funcionamiento
<b>Filtros</b>	Componentes de filtro
<b>Dosificador de producto</b>	Condición y funcionamiento

Fuente: Operadora del campo

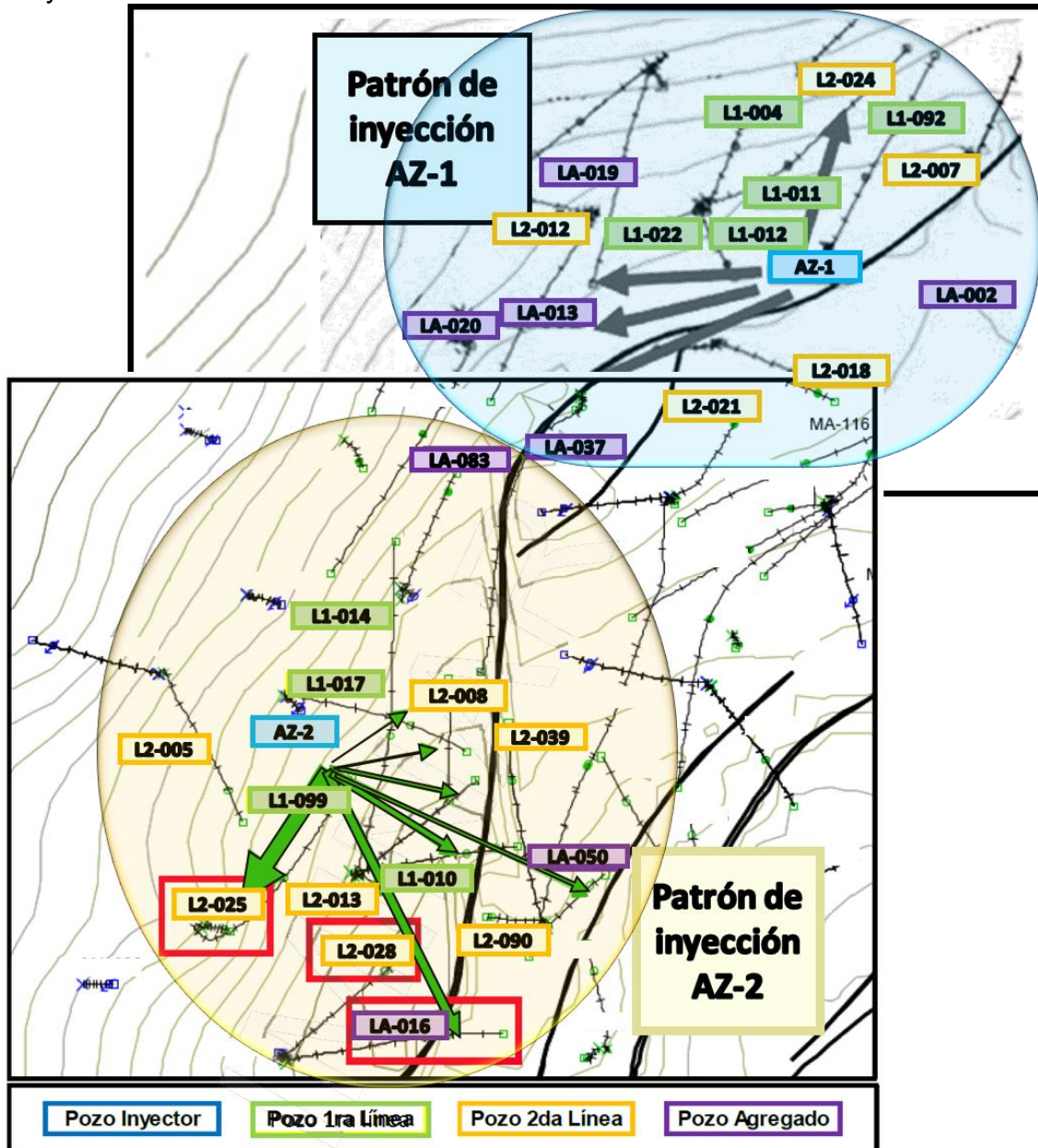
A partir de estos parámetros monitoreados, se establece un seguimiento de los datos de producción total liquidados para cada pozo y se establecen curvas de declinación de línea base y producción incremental, se calcula la producción incremental asociada, se ejecuta un balance del patrón de inyección, se establecen los criterios de optimización de la producción en caso de ser necesario, entre otros aspectos. Algunas de las curvas esenciales para el seguimiento del proyecto se ilustran a continuación:

- Curvas de inyección con el tiempo y comparación con el plan;
- Presión de inyección en el tiempo;
- Presiones de producción en el tiempo;
- Reporte de eventos en el tiempo;
- Caudales de producción de aceite en el tiempo o acumulado de aceite;
- Producción acumulada de aceite en función del acumulado de agua inyectada;
- Factor de recobro en función de los volúmenes porosos (VP) inyectados
- Razón agua-aceite (WOR) en el tiempo
- Corte de agua en el tiempo

### 3. METODOLOGÍA

Para este trabajo, en primer lugar, se recopilaron los datos de producción e inyección de dos patrones. El patrón AZ-1 conformado por 2 pozos inyectoros y 14 productores, y el patrón AZ-2 conformado por 1 pozo inyector y 15 pozos productores, distribuidos arealmente entre primera línea, segunda línea, y pozos agregados, tal como se expone en la Figura 33.

Figura 33 Esquema areal de la distribución de los patrones involucrados en el piloto de inyección de SPNP.



Fuente: Elaboración propia, basado en (Carlos A. Franco et al., 2020).

### **3.1 ANÁLISIS TÉCNICO DEL PROYECTO**

Se analizaron los comportamientos de la inyección y concentración de SNPN, se entablaron potenciales factores de influencia en el comportamiento de producción de los patrones y, posteriormente, se realizó un ajuste de curvas de declinación tanto de los patrones como de todo el proyecto, para establecer la línea base de producción y pronóstico del incremental. Con esto, se pudo establecer el beneficio técnico obtenido de la implementación, a partir del factor de recobro y producción acumulada incremental recuperada hasta la fecha reportada por (Carlos A. Franco et al., 2020).

### **3.2 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO**

Se ilustraron tres escenarios base, optimista, realista, y pesimista, considerando los costos de proyecto, para establecer pronósticos del beneficio económico potencial de este tipo de sistemas.

### **3.3 ANÁLISIS AMBIENTAL DEL PROYECTO**

Se realizó una evaluación comparativa de emisiones de CO<sub>2</sub> del SPNP bajo EC, respecto de una línea base de inyección de surfactantes convencionales con modelo de economía lineal, realizando cálculos con base en una muestra de algunos de los componentes del sistema operativo del proceso y las acciones estipuladas en el portafolio de EC implementado por la operadora del campo.

### **3.4 SONDEO DE CAMPOS DEL HUILA**

Se desarrolló una revisión de la historia y propiedades de los campos petroleros del Huila mediante una masiva consulta en los diferentes repositorios públicos de las principales universidades del país en ingeniería de petróleos (Universidad Surcolombiana, n.d.-a), (Universidad Nacional de Colombia, n.d.), (Fundación Universitaria de las Américas, n.d.), (Universidad Industrial de Santander, n.d.). Además, de la consulta en revistas como (Ecopetrol S.A., n.d.) y bases de datos de acceso institucional como ScienceDirect, OnePetro, Springer, entre otras. A partir de esto, se realiza un sondeo preliminar de sus condiciones técnicas con las ventanas optimas de implementación de proyectos con surfactantes, para establecer potenciales candidatos para implementaciones futuras de este método CEOR en la región.



## 4. RESULTADOS Y ANÁLISIS

### 4.1 ANÁLISIS TÉCNICO DEL PROYECTO

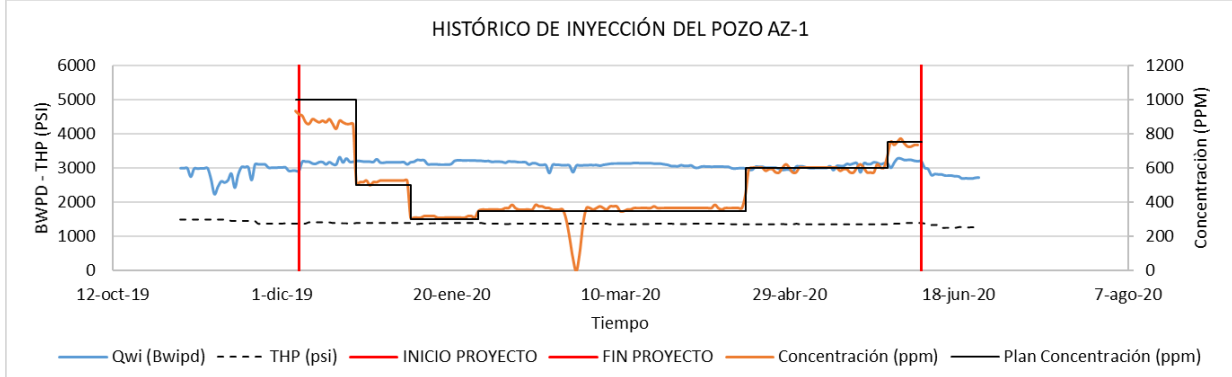
**4.1.1 Descripción de la inyección y concentraciones de surfactante.** En las figuras Figura 34 y Figura 35 se ilustra el histórico de inyección, presión y concentraciones de surfactante inyectado en un periodo de 6 meses para los pozos AZ-1 y AZ-2, respectivamente. De estas figuras, se puede reflejar que la tasa de inyección y presión en cabeza o THP (*Tubing Head Pressure*) del pozo AZ-1 mantuvo una tendencia bastante estable en la inyección, a una tasa promedio de 3000 BWPD, además, se observa que las concentraciones del producto inyectado fueron escalonadas, teniendo una concentración máxima al inicio del proyecto, cercana a las 900 ppm de surfactante (inferior al plan) de forma estable y siguiendo las concentraciones planeadas, tal como se observa en las mismas figuras.

En contraste, para el pozo AZ-2 se observan cambios en la tasa de inyección previo al proyecto, subiendo cerca de los 1350 BWPD a los 2000 BWPD, en promedio, lo cual, podría verse reflejado en la producción; también, su dosificación de concentraciones de surfactante al inicio no fue muy estable, cayendo gradualmente de 1000 ppm a 500 ppm, diferenciándose un poco del plan, y se observa un cierre y otra variación de concentración a dos tercios del periodo de inyección de producto.

De estas observaciones, se puede reflejar que la tasa de inyección no resulta ser un factor significativo de ruido o variación en la producción, porque se mantienen mayormente estable durante el proyecto en ambos patrones.

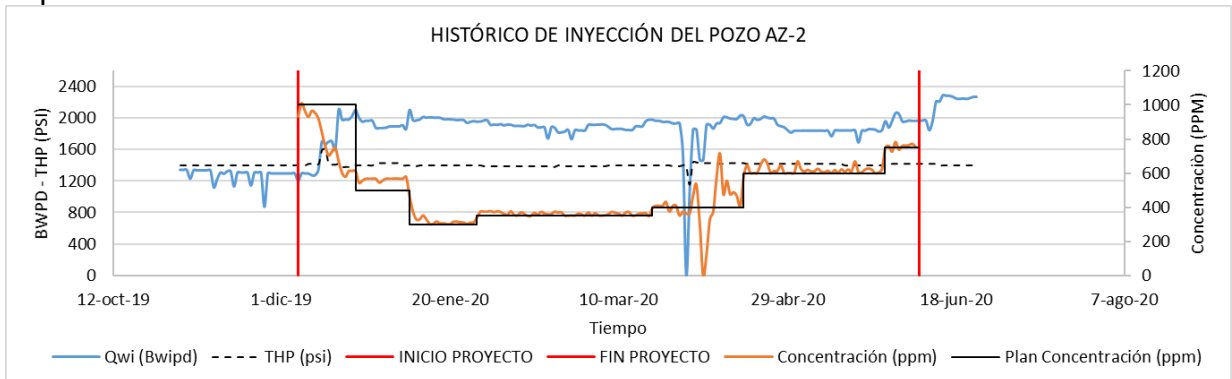
Sin embargo, la variación escalonada en las concentraciones de surfactante a lo largo del proyecto pueden afectar la tendencia incremental de producción, en cuanto a que este cambio modifica las propiedades del nanofluido y, por ende, su eficiencia en la recuperación, tal como lo señalan las pruebas de laboratorio ... ver sección 2.2... Razón por la cual, podría esperarse que en ambos casos exista una respuesta incremental en los pozos que tengan dos picos máximos de producción, al inicio y final del efecto, asociados a las concentraciones iniciales y finales de surfactante inyectado que fueron escalonadas.

Figura 34 Caudal, concentración y presión de cabeza en inyección de SPNP para el pozo AZ-1.



Fuente: Elaboración propia con base en (Carlos A. Franco et al., 2020) y operadora del campo.

Figura 35 Caudal, concentración y presión de cabeza en inyección de SPNP para el pozo AZ-2.



Fuente: Elaboración propia con base en (Carlos A. Franco et al., 2020) y operadora del campo.

**4.1.2 Descripción de distribución areal de los patrones.** Con base en la distribución de los patrones reportada por (Carlos A. Franco et al., 2020) y expuesta en la Figura 33, se puede observar que en ambos casos existe la presencia de diversas fallas en la zona de influencia de los pozos inyectoros AZ-1 y AZ-2, por lo que, puede ser probable que los efectos de la inyección puedan canalizarse por estas zonas, reflejando mejores y más rápidas respuestas en los pozos que se encuentren cerca de dichas fallas. Particularmente, en el patrón AZ-1, esta situación podría verse en los pozos LA-013, LA-019, L1-004, L1-011, L2-024, LA-002 y LA-021, pues son los más cercanos a estas (ver Figura 33). Paralelamente, en el patrón AZ-2, el mismo escenario puede verse en los pozos: L1-099, L2-005, L2-025, LA-016, L1-017, LA-083, L2-088, L2-039 (ver Figura 33).

Lo anterior es importante de evaluar debido a que puede aportar información relevante para el entendimiento de la producción de cada patrón, y puede confirmarse al realizar un análisis de la producción pozo a pozo, que en este caso, no fue posible realizar porque no fue reportada por el autor.

**4.1.3 Determinación de curvas de declinación.** Por su parte, de los datos de producción de aceite reportados por (Carlos A. Franco et al., 2020) para cada patrón desde el 1-nov-2019 hasta el 19-may-2020 y expuestos en la Figura 36 y Figura 37, respectivamente; es posible trazar las curvas de declinación de la línea base, considerando los datos hasta el 5-dic-2019, un día antes del inicio de la inyección de SPNP. Con base en lo anterior, y considerando el escenario más conservador (es decir una tendencia exponencial) resultaron los parámetros mostrados en la Tabla 11 para cada línea de tendencia ... ver sección 1.6.1.1...

Tabla 11 Parámetros de ajuste de declinación exponencial de patrones y proyecto.

Parámetros	$D_0$ (Mes <sup>-1</sup> )	$Q_0$ (BOPD)	$n$ (ADIM)	Fecha inicial	Error*
Patrón AZ-1	0.1116	500	0	1-nov-19	30702.6
Patrón AZ-2	0.1086	230	0	1-nov-19	7760.5
Proyecto	0.1684	730	0	1-nov-19	76913.6

\*Error absoluto al cuadrado del ajuste del modelo de declinación sobre los datos de producción.

Fuente: Elaboración propia.

También, de la Figura 36 y Figura 37 se puede ver que el patrón AZ-1 reflejó un pico incremental más temprano que en el patrón AZ-2, por lo tanto, el hecho de que el primero tuviese una mayor tasa de declinación que el segundo puede indicar que este último aun no llega a estabilizar su declinación incremental.

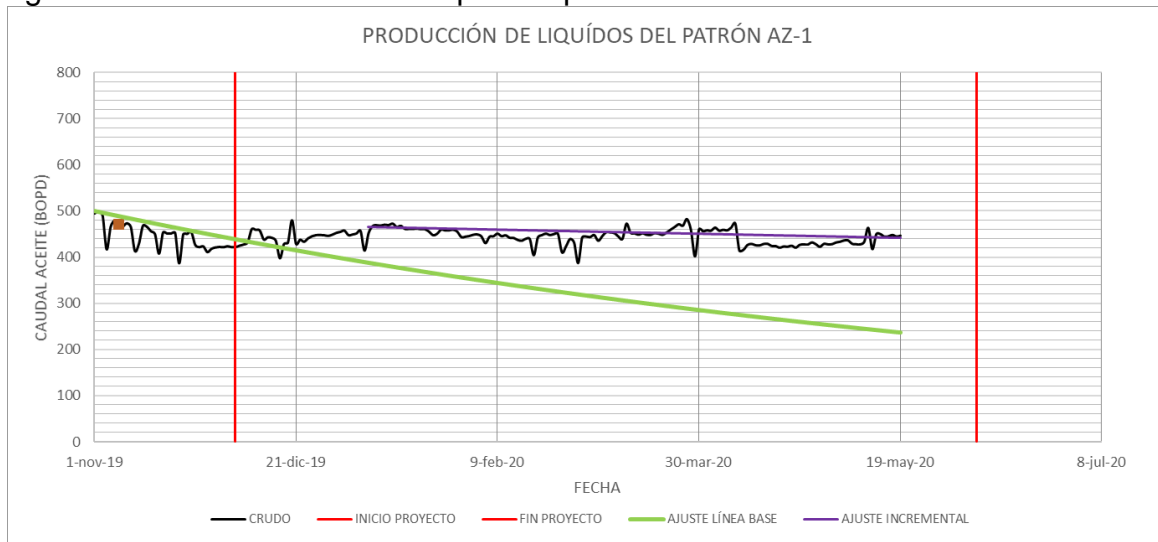
Adicionalmente, cabe destacar, que el criterio para delimitar el ajuste correcto de las curvas se basó en la comparación de las tasas de declinación reportadas por (Carlos A. Franco et al., 2020), y la decisión de ajustar todas las tendencias a un ajuste exponencial radica en poder establecer una referencia uniforme para la comparación de los comportamientos entre patrones y con las curvas de declinación incrementales expuestas en ...la sección 4.2.1.2... aunque existan mejores ajustes con las otras curvas tipo señaladas en ...la sección 1.6.1.1... Por lo cual, persiste incertidumbre en los ajustes a raíz de otros factores influyentes en las tasas, como por ejemplo, los eventos de cierre que pudiesen haber ocurrido en los pozos de mayor producción en cada patrón y que afectarían los datos experimentales usados para el ajuste, o el comportamiento de la respuesta de producción en cada pozo a raíz de la variación escalonada de concentraciones de SPNP inyectado que se describió en ...la sección 4.1.1... que puede llegar a reflejar a futuro un nuevo pico incremental, en concordancia con el aumento de concentración al final de la inyección de SPNP y condicionando la declinación incremental solo después de ese momento. Y por ello, es pertinente señalar que este tipo de ajustes se deben reevaluar y reajustarse con base en esta información operativa y concibiendo la evolución experimental de los datos a medida que pase el tiempo.

A partir de estos resultados y concibiendo las consideraciones señaladas, se puede determinar que para la fecha final de datos reportados por (Carlos A. Franco et al., 2020), la producción acumulada total del patrón AZ-1 y AZ-2 fue de 73681 BO y 39999 BO, respectivamente; reflejando una producción total de 113680 BO



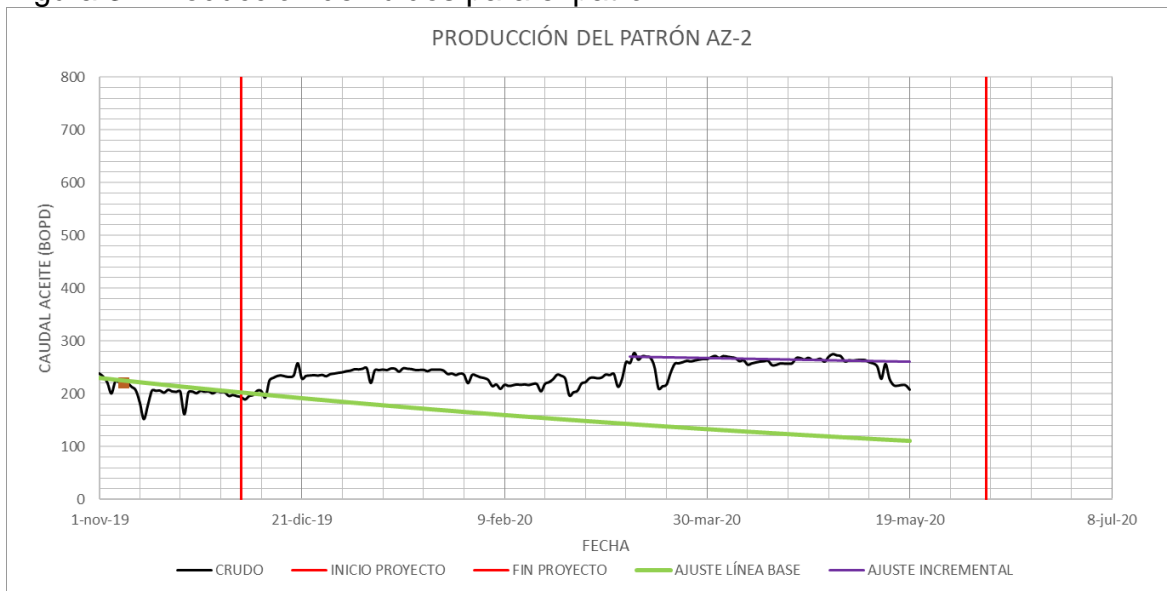
correspondientes al FR de 1.57%, 0.85% y 2.42% respectivamente. Con lo cual, al relacionarse con las tendencias de línea base, se puede calcular que la producción incremental acumulada obtenida del patrón AZ-1 fue de 19219 BO, la del patrón AZ-2 de 14674 BO, para un volumen incremental del proyecto de 33893 BO, correspondientes a FRinc de 0.41%, 0.31% y 0.72% respectivamente<sup>6</sup>, resultados muy favorables para el periodo de tiempo evaluado y concordantes con lo reportado por (Carlos A. Franco et al., 2020).

Figura 36 Producción de fluidos para el patrón AZ-1



Fuente: Elaboración propia con base en la información publicada en (Carlos A. Franco et al., 2020).

Figura 37 Producción de fluidos para el patrón AZ-2.

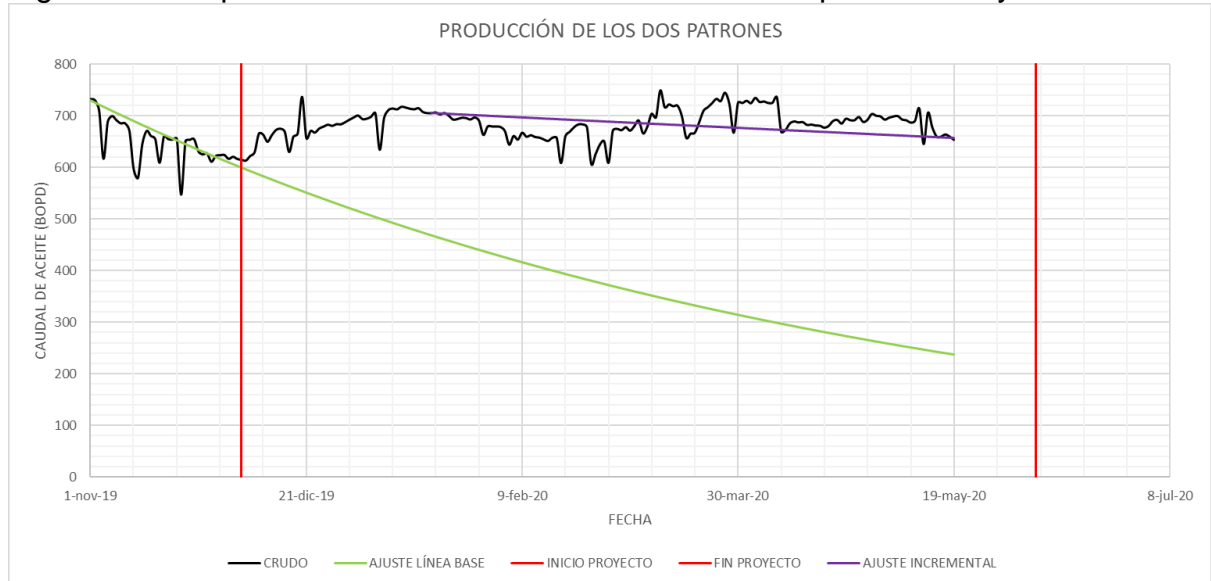


<sup>6</sup> Esto, recordando que las declinaciones a distintas escalas no son aditivas ... ver sección 1.6.1.1...

Fuente: Elaboración propia con base en la información publicada en (Carlos A. Franco et al., 2020).

Así mismo, respecto a las curvas de declinación globales, se observa que la tasa de declinación incremental de  $0.0174 \text{ meses}^{-1}$ , es mucho menor que la tendencia previa al proyecto de  $0.1684 \text{ meses}^{-1}$ , demostrando que también cambia el comportamiento de recobro del yacimiento, posiblemente debido a efectos residuales del nanofluido en el medio poroso.

Figura 38 Comparación línea base con el caso real de la prueba de inyección.



Fuente: Elaboración propia con base en la información mostrada en (Carlos A. Franco et al., 2020).

## 4.2 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO

**4.2.1 Caracterización del flujo de caja del proyecto.** En primera instancia, para realizar un análisis económico de este proyecto, se estipulan a continuación valores promedios, aproximados y/o representativos de los factores económicos más importantes en la estimación de la rentabilidad de este.

**4.2.1.1 Egresos.** En este aspecto, se considera una inversión inicial del proyecto de \$ 1'200,000 USD para el 6-dic-2019, tiempo presente de referencia señalado en (Carlos A. Franco et al., 2020); así mismo, respecto a los costos de operación se tuvo en cuenta el valor de \$ 500 USD/Día referente a costos de personal y consumo energético de las instalaciones administrativas; de igual forma, se concibe un costo de inyección de fluido de \$ 4.18 USD/BW y una inyección de agua constante de 5000 BWPD como pronóstico, con un costo de \$ 0.000692 USD/Gal por dosificación de SPNP durante el periodo que fue inyectado, un costo de tratamiento de aceite producido de \$ 17.50 USD/BO, y no se consideró costo por tratamiento del agua producida, pues con base en EC, esta se reutiliza completamente haciendo uso de las facilidades y costos ya manejados en el resto del campo.

Por su parte, respecto a las contraprestaciones económicas con el estado, se concibe un porcentaje del 16% por concepto de regalías sobre el aceite producido.

**4.2.1.2 Ingresos.** En este caso, los ingresos se reflejan en la producción de aceite en los pozos productores considerados en los patrones expuestos en la Figura 33, y manejando un contrato de futuro (consultar (Blanco Moro, 2020)) a cobro de venta de \$ 70 USD/BO. Adicionalmente, para considerar pronósticos económicos más allá del periodo registrado, se ajustaron curvas de declinación exponencial a la producción incremental de cada patrón, en concordancia con (Carlos A. Franco et al., 2020), cuyos parámetros se exponen en la Tabla 12.

Tabla 12 Ajustes exponenciales de la tendencia de declinación incremental.

Parámetros	$D_0$ (Mes <sup>-1</sup> )	$Q_0$ (BOPD)	$n$ (ADIM)	Fecha inicial	Error*
Patrón AZ-1	0.01144	465	0	8-ene-20	21045.1
Patrón AZ-2	0.01436	270	0	11-mar-20	227.5
Proyecto	0.01740	705	0	19-ene-20	42000.2

\*Error absoluto al cuadrado.

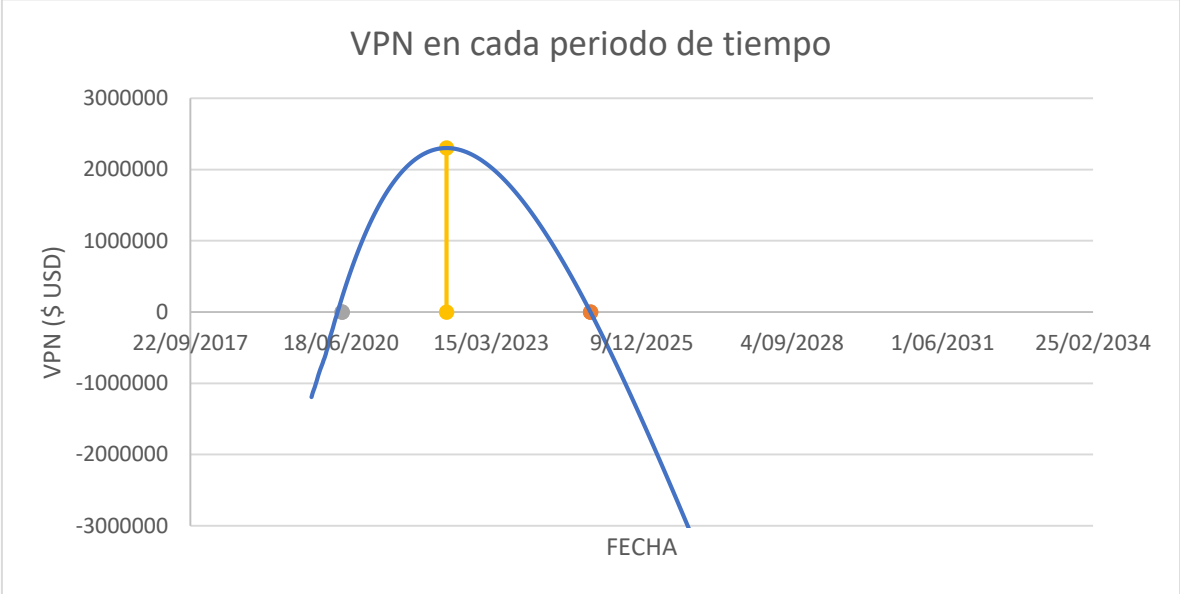
Fuente: Elaboración propia.

**4.2.2 Evaluación de proyecto.** Considerando todos los aspectos señalados en ...la sección 4.2.1..., y con base en lo expuesto en ... la sección 1.6.2.4... el primer aspecto a definir es la duración del proyecto en términos de viabilidad económica. Para ello, se considerará un TIO del 11% efectivo anual, con lo cual, al establecer pronósticos de agua inyectada, aceite producido, y los costos asociados, resulta el comportamiento del VPN, desde el inicio del proyecto hasta una proyección al 19-may-2031, expuesto en la Figura 39. Aquí, se observa que el proyecto puede tener un efecto económico mayor a la declinación natural hasta el 25-may-2022 reflejando un máximo VPN de \$ 2'305,150 USD en este periodo de un poco más de 2 años, asociando un costo del barril de aceite de \$ 57.97 USD/BO, una producción incremental por cada galón de SPNP inyectado de 18 BO/gal, una ganancia neta por galón de SPNP inyectado de \$ 110.31 USD/gal, un FR de 11.7% y FRinc de 8.13%; reflejando adicionalmente, una recuperación de la inversión inicial sobre el 27-jul-2020, es decir, un poco menos de 7 meses; y un repunte en el aumento del VPN al final de la inyección de SPNP, debido a la reducción del costo asociado por la dosificación.

Además, se puede observar que se puede continuar operando a los patrones escogidos como pilotos, de manera económicamente viable, hasta el 2-ene-2025 (5 años), por lo que, es recomendable que antes de alcanzar el máximo VPN se conciba implementar medidas para aumentar o mantener las ganancias, pudiéndose concebir la inyección de más producto en el futuro como una opción, pues como se describió en ... la sección 2.2... puede haber una respuesta directa de la producción respecto a la concentración de fluido inyectado.

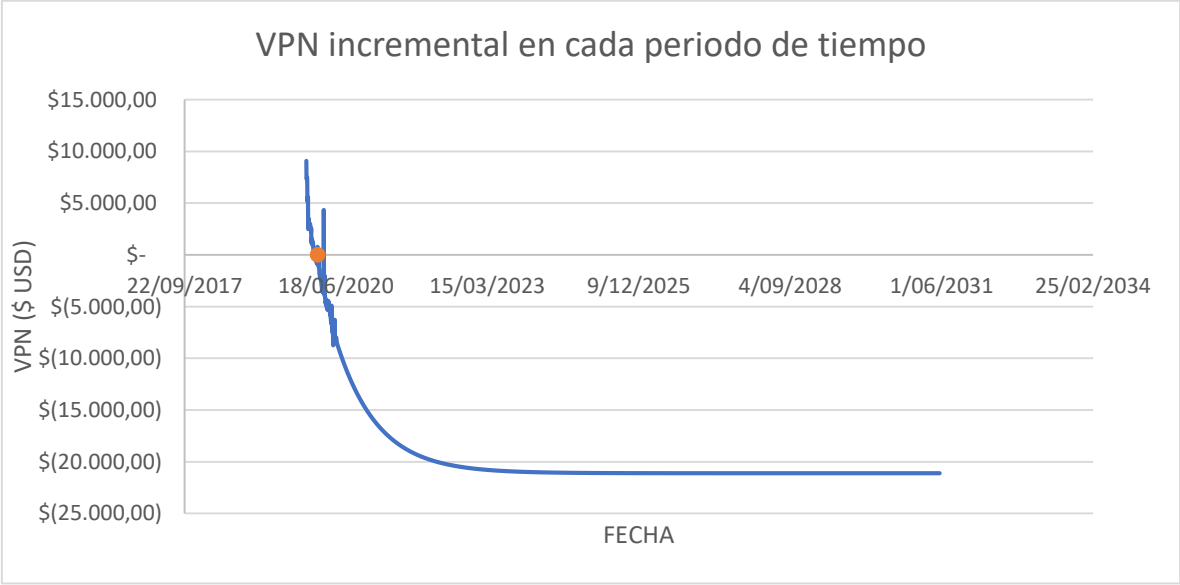
Estos resultados, también pueden compararse con el comportamiento económico de los patrones si no se hubiese implementado el proyecto. En este caso, no hubiese inversión inicial, costos de inyección de SPNP, ni producción incremental. Este comportamiento se expone en la Figura 40, y refleja que el máximo VPN resulta ser de \$ 9,075 USD para el 18-feb-2020, teniendo un tiempo de operación económicamente viable de un poco menos de 2.5 meses a partir del inicio del proyecto; lo que es claramente asociado a la declinación natural de los pozos sin ninguna intervención adicional.

Figura 39 Comportamiento del VPN respecto al tiempo considerando el flujo de caja del proyecto.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 40 Comportamiento del VPN respecto al tiempo si no se hubiese implementado el proyecto.



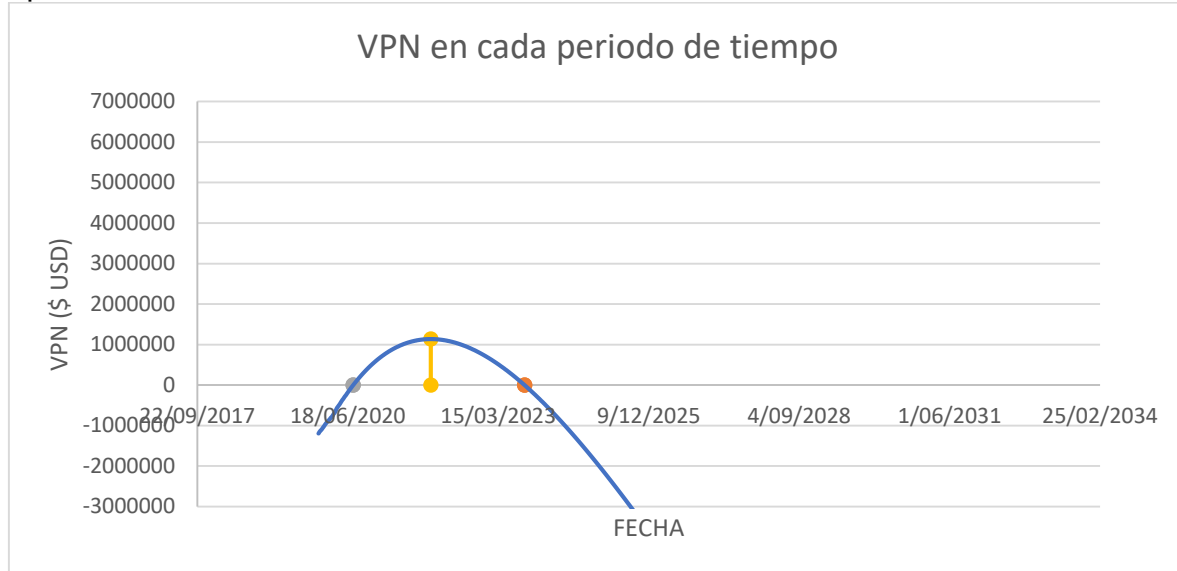
Fuente: Elaboración propia.

Por estos resultados, es posible evidenciar que el proyecto resulta ser exitoso, pudiendo recuperar un poco más del doble de la inversión inicial hecha, sin considerar la ganancia acumulada de periodos previos.

**4.2.3 Análisis de escenarios.** Adicional a esto, también es posible visualizar el impacto de algunos parámetros económicos variables sobre la rentabilidad del proyecto. Por ejemplo, manteniendo los costos y suposiciones técnicas establecidas en la ... sección 4.2.1... se puede identificar que el proyecto solo es viable a precios del petróleo superiores a \$ 63.5 USD/BO.

Con base en esto, por ejemplo, si el proyecto tuviese que sustentarse a un precio de aceite de 67 USD/BO (ver Figura 41), el máximo VPN se reduciría a \$ 1'137,342 USD para una fecha de 22-dic-2021, asociado a un FR del 9.97% y FRinc de 6.51%; retrasando la recuperación de la inversión o Payback hasta el 23-jul-2020, es decir, sobre un poco menos de 8 meses, y dejando un plazo de viabilidad económica hasta el 06-sep-2023 (un poco más de 3 años y medio). Aspecto que refleja el beneficio económico de la implementación de EC en el proyecto.

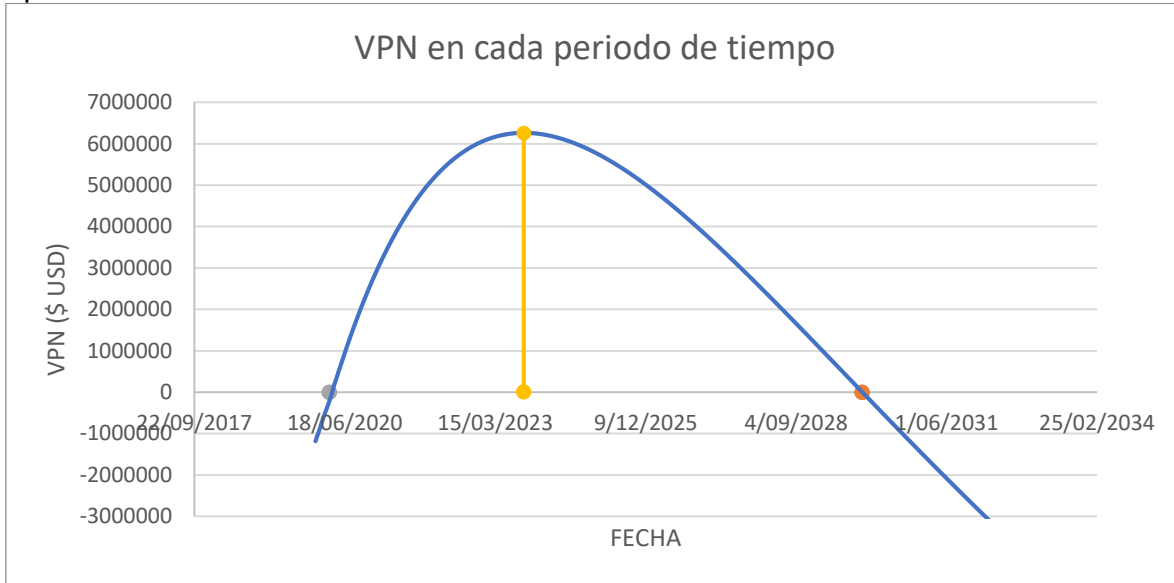
Figura 41 Comportamiento del VPN bajo un escenario pesimista en costos operacionales.



Fuente: Elaboración propia.

Por otro lado, si se pudiesen reducir los costos de inyección de agua a \$ 3.50 USD/BW, costo de tratamiento de aceite a \$ 16.50 USD/BO, costo de dosificación a \$ 0.000461 USD/gal y costos de operación a \$ 400 USD/Día. Se podría llegar a obtener una máxima ganancia neta de \$ 6'262,304 USD para el 21-sep-2024 (3 años y 9 meses) pudiendo alcanzar un FR del 16.60% y FRinc de 12.91%. Y teniendo un retorno de la inversión para el 06-mar-2020, es decir, alrededor de los 3 meses, ver Figura 42. En este escenario optimista, se puede destacar que los costos que mayor influencia tienen son los costos de inyección de agua, seguido del costo de tratamiento de aceite, debido a que están condicionados a los volúmenes que manejan, siendo los costos fijos los que menos influyen en la optimización del proyecto.

Figura 42 Comportamiento del VPN bajo un escenario optimista en costos operacionales.



Fuente: Elaboración propia.

Todos los periodos clave de retorno de inversión y viabilidad obtenidos se resumen en la Tabla 13 y los resultados técnicos y económicos en el periodo de máximo beneficio se resumen en la Tabla 14.

Finalmente, cabe destacar que estos resultados son de carácter ilustrativo al considerar valores representativos de este tipo de proyectos, más no reflejan en detalle los flujos de caja obtenidos en el proyecto real, pues aquí se dejan por fuera algunas consideraciones y aspectos como: variación del precio del petróleo, variación de producción de agua e inyección de agua a futuro, inflación y otros aspectos sujetos al comportamiento particular de los pozos, el mercado, y decisiones empresariales que por razones de confidencialidad no son parte del alcance del presente trabajo.

Tabla 13 Periodos clave de los distintos escenarios considerados.

Concepto	Línea Base	Pesimista	Realista	Optimista
<b>Fecha de Payback (dd/mm/yyyy)</b>	-	23/07/2020	27/06/2020	6/03/2020
<b>Fecha de viabilidad económica (dd/mm/yyyy)</b>	18/02/2020	6/09/2023	2/01/2025	17/11/2029

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 14 Parámetros en la mejor condición a distintos escenarios considerados.

Concepto	Línea Base	Pesimista	Realista	Optimista
Fecha (dd/mm/yyyy)	6/12/2019	22/12/2021	22/05/2022	21/09/2023
VPN* (\$ USD)	\$ 9,075	\$ 1,137,342	\$ 2,305,150	\$ 6,262,304
FR* (%)	0.90%**	9.97%	11.70%	16.60%
FRinc* (%)	-	6.51%	8.13%	12.91%

\*Desde el inicio del proyecto, considerando la producción de los dos patrones.

\*\*Factor de recobro hasta el final de viabilidad económica.

Fuente: Elaboración propia.

### 4.3 ANÁLISIS AMBIENTAL

En concordancia con la misión de la **Estrategia Nacional de Economía Circular** en relación con la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero ... ver sección 1.7... y la **Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono (ECDBC)**<sup>7</sup>, resulta importante para cualquier proyecto el poder cuantificar las emisiones que genera en cada etapa de su proceso, pues esto permite determinar la criticidad del caso y poder definir los lineamientos que se pudiesen implementar para mitigar o eliminarlas.

En este sentido, los gases de efecto invernadero que más incidencia antrópica tienen, son los gases de dióxido de carbono o CO<sub>2</sub> (Benavides Ballesteros & León Aristizabal, 2007). Principalmente, porque es el producto de la quema de combustibles fósiles en la gran parte de equipos, maquinaria, vehículos de transporte y carga, y muchas otras herramientas y tecnología utilizadas en el día a día, siendo también el caso de la industria petrolera.

Por dicha razón, las mediciones de emisión de este gas suelen ser uno de los factores más representativos para evaluar el impacto ambiental de un proceso industrial. Por ello, a continuación se realiza una comparación del impacto ambiental de SPNP respecto a una inyección de surfactante convencional análoga, con base en las emisiones de CO<sub>2</sub> más contrastantes en algunos de los equipos y procesos involucrados en operaciones de la operadora, resumidas en la Figura 43.

<sup>7</sup> Programa de planeación de desarrollo que tiene como objetivo desligar el crecimiento de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del crecimiento económico nacional, manteniendo el crecimiento proyectado del PIB.



Figura 43 Esquema base del sistema operativo del piloto de SPNP.



Fuente: Elaboración propia, con base en la operadora de campo.

**4.3.1 Emisiones de CO<sub>2</sub> en la inyección.** En esta etapa del proceso, se pueden considerar de manera general a: las emisiones causadas por la fabricación del *Skid* de inyección y emisiones por el consumo energético de las bombas dosificadoras.

También podrían concebirse emisiones por producción (síntesis y sintonización) del nanofluido, que contrastan con la producción de surfactante solo; sin embargo, a raíz de que este proceso está a cargo del fabricante, por temas de confidencialidad, no se tiene información pertinente al proceso.

**4.3.1.1 Emisiones de fabricación del *Skid* de inyección.** Según señala la operadora, dentro de los principales materiales que se requiere para la construcción de un *skid* portátil de inyección, que consta de un *skid* de almacenamiento de química y un *skid* de dosificación, se tiene el acero inoxidable y el concreto. También, recalca que para un solo *skid* de inyección, conformado por un *skid* de almacenamiento y un *skid* de dosificación, se requiere aproximadamente 2.4 y 1.7 toneladas de acero, respectivamente. Dicho lo anterior, cada *skid* de inyección demanda en promedio el uso de 4,1 toneladas de acero.

En el actual proyecto se necesitan de cuatro a seis *skids* de inyección, los cuales, se van rotando por los pozos inyectoras (en general se realizarían de cinco a seis reubicaciones de los *Skid* dada la duración de 6 meses del proyecto).

Según (ICF International, 2020), se tiene que por cada tonelada de acero inoxidable que se produce se generan o emiten 3.81 toneladas de CO<sub>2</sub>. Con esto, las emisiones de fabricación por *skid* ( $E_{fS}$ ), resultan:

Ecuación 18 Calculo de emisiones de CO<sub>2</sub> por fabricación de un *Skid*

$$E_{fS} = 4.1 \frac{Ton_{Acero}}{Skid} * 3.81 \frac{Ton_{CO_2}}{Ton_{Acero}}$$

$$E_{fS} = 15.6 \frac{Ton_{CO_2}}{Skid}$$

De esta forma, para los 5 *skid* en promedio que se requieren en el proyecto, las emisiones de fabricación de skid en el proyecto con SPNP ( $E_{fSN}$ ), resultan:

Ecuación 19 Calculo de emisiones de CO<sub>2</sub> por fabricación de *Skids* en el proyecto

$$E_{fSN} = 15.6 \frac{Ton_{CO_2}}{Skid} * 5 Skid$$

$$E_{fSN} = 78 \frac{Ton_{CO_2}}{Proyecto}$$

En contraste, para el caso de un surfactante convencional se requiere de la construcción compleja, que suele involucrar una planta para la inyección del surfactante y un tanque de almacenamiento para la contención del tensoactivo. Así, tomando como referencia las dimensiones del tanque de almacenamiento, por ser el más grande del sistema, para determinar las toneladas de acero inoxidable y su placa de cemento requeridos para la obra, es posible estimar las emisiones de CO<sub>2</sub> relacionadas con la fabricación de este para una inyección convencional de surfactantes:

Primero, (Gallego López & Torres Mercado, 2017) señalan que según la norma ASTM-A36, las dimensiones típicas de un tanque pueden ser de 13.58 metros de alto (HT), 3.6 metros diámetro externo (OD), y espesor de lámina de 6 mm (EL), para una capacidad de 1000 bbl. Con ello, el volumen de acero requerido para el cuerpo del tanque ( $V_{Tk}$ ), se determinaría así:

Ecuación 20 Calculo de volumen del cuerpo de un tanque de acero con capacidad de 1000 barriles.

$$V_{Tk} = 6.29 * \frac{\pi * 13.58 m}{2} * [3.6 m^2 - (3.6 m - 0.006 m)^2]$$

$$V_{Tk} = 0.9207 m^3$$

Con base en esto, sabiendo que la densidad promedio del acero es de 7850 kg/m<sup>3</sup> (Material Properties, 2020), las toneladas de acero de un tanque son:

Ecuación 21 Calculo de la masa de acero del cuerpo de un tanque de acero con capacidad de 1000 barriles.

$$m_{Tk} = 7850 \frac{kg_{Acero}}{m^3} * 0.9207 m^3 * \frac{1 Ton_{Acero}}{1000 kg_{Acero}}$$

$$m_{Tk} = 7.23 Ton_{Acero}$$

Concibiendo la emisiones de CO<sub>2</sub> generadas por tonelada de acero fabricado, las emisiones de CO<sub>2</sub> de fabricar un tanque ( $E_{fTS}$ ) es:

Ecuación 22 Calculo de emisiones de CO<sub>2</sub> por fabricación de tanque para almacenamiento.

$$E_{Tk} = 7.228 \text{ Ton}_{Acero} * 3.81 \frac{\text{Ton}_{CO_2}}{\text{Ton}_{Acero}}$$

$$E_{Tk} = 27.538 \frac{\text{Ton}_{CO_2}}{\text{Tanque}}$$

Finalmente, concibiendo que la inyección diaria del proyecto fue, en promedio, de 5000 barriles y asumiendo, tan solo, la disponibilidad de tanques necesaria para el almacenamiento de estos volúmenes, las emisiones de CO<sub>2</sub> por fabricación de tanques para inyección de surfactantes en este proyecto análogo ( $E_{fTS}$ ) resulta:

Ecuación 23 Calculo de emisiones de CO<sub>2</sub> por fabricación de tanques para proyecto análogo de SPNP.

$$E_{fTS} = 27.538 \frac{\text{Ton}_{CO_2}}{\text{Tanque}} * 5 \text{ Tanques}$$

$$E_{fTS} = 137.691 \frac{\text{Ton}_{CO_2}}{\text{Proyecto}}$$

En este sentido, es válido resaltar que más del 80% de todo el acero es fabricado con el método de horno de arco eléctrico (HAE) y sus insumos principales son el chatarra y la electricidad, es 100% reciclable y tiene una de las tasas más altas de reciclado de cualquier material. Se estima que al menos 70% de los aceros inoxidables son reciclados al final de su vida útil (Instituto Mexicano del Inoxidable, 2018).

Por su parte, siguiendo la misma secuencia de pasos, para calcular las emisiones a raíz del consumo de cemento utilizado con base para los tanques fijos, se concibe así:

(Gallego López & Torres Mercado, 2017) concibe el espesor de la placa base de 0.26 m; (Silva, 2020) reporta que la densidad de una lechada de cemento para construcción típico es de 3150 Kg/m<sup>3</sup>; fijando de forma conservadora el área de la placa igual al área transversal del tanque; y tomando de referencia a 735 Kg CO<sub>2</sub> por tonelada de cemento (Grupo Argos, 2022), se tiene que las emisiones de fabricación de placa base de cemento para tanques en proyecto de surfactantes ( $E_{fPCS}$ ) es:

Ecuación 24 Calculo de emisiones de CO<sub>2</sub> por aplicación de cemento de construcción a la placa base de los tanques de almacenamientos fijos.

$$E_{fPCS} = 735 \frac{Ton_{CO_2}}{Ton_{Cemento}} * \pi * \frac{(3.6 m)^2}{4} * 0.26 m * 3.150 \frac{Ton_{Cemento}}{m^3 * placa} * 5 Placas$$

$$E_{fPCS} = 30.64 \frac{Ton_{CO_2}}{Proyecto}$$

**4.3.1.2 Emisiones en bombas de dosificación** Las emisiones de una bomba dependen del consumo de combustible requerido para el caudal de producto que deba bombear, por lo tanto, considerando que para una inyección de surfactante convencional se pueden requerir entre 8000 a 10000 ppm de producto, en contraste con las concentraciones de 350 a 1000 ppm de SPNP inyectadas (Carlos A. Franco et al., 2020), la operadora señala que una bomba dosificadora puede requerir, en promedio, una potencia de 10 KW en la inyección de surfactante y 1 KW en una inyección de SPNP.

Complementariamente, también estipula que sus bombas generan 0.00038 Ton de CO<sub>2</sub> por KWh consumido. Por lo tanto, las emisiones resultantes para el periodo del proyecto en cada caso serían:

Ecuación 25 Calculo de emisiones de CO<sub>2</sub> por dosificación de SPNP en la duración del proyecto.

$$E_{dNS} = 1 KW * 0.00038 \frac{Ton_{CO_2}}{KWh} * 184 días * 24 \frac{h}{día}$$

$$E_{dNS} = 1.678 \frac{Ton_{CO_2}}{Proyecto}$$

Ecuación 26 Calculo de emisiones de CO<sub>2</sub> por dosificación de surfactante análogo en la duración del proyecto.

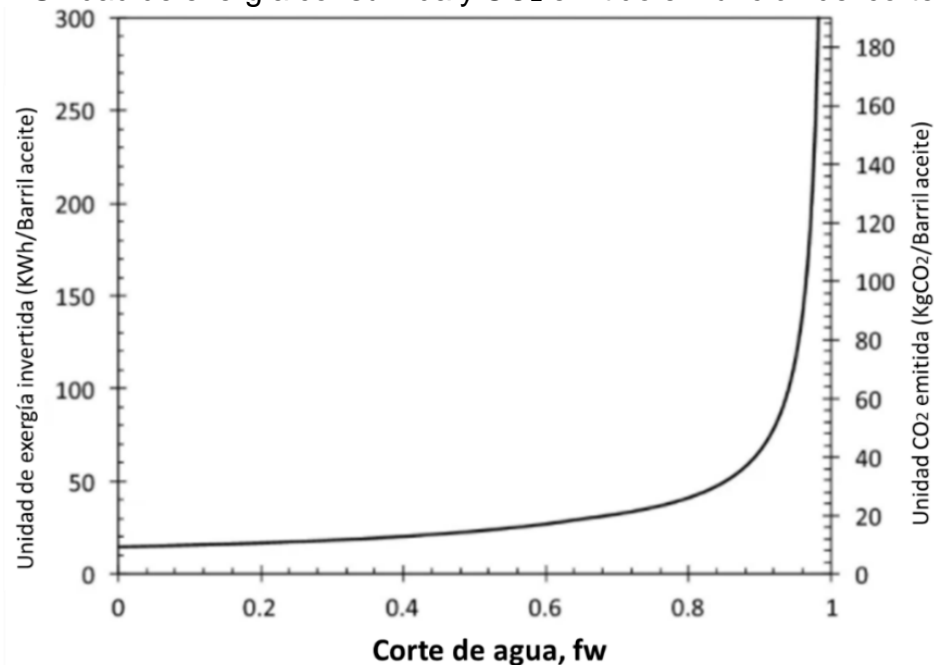
$$E_{dNS} = 10 KW * 0,00038 \frac{Ton_{CO_2}}{KWh} * 184 días * 24 \frac{h}{día}$$

$$E_{dNS} = 16.781 \frac{Ton_{CO_2}}{Proyecto}$$

**4.3.2 Emisiones de CO<sub>2</sub> en la producción de aceite en recobro.** Considerando que un proyecto de SPNP y surfactantes no influyen de manera significativa en la eficiencia volumétrica, sino en la eficiencia de desplazamiento ... sección 1.3.3, 1.2 y 1.5.4... se puede prever que la producción de agua mantenga una tendencia proporcional a la producción bajo inyección de agua, es decir, no se espera que disminuya. Por lo tanto, es posible tomar como referencia a la Figura 44 propuesta por (Farajzadeh et al., 2021) para estimar las emisiones de CO<sub>2</sub> resultantes de producir fluidos sometido a un método CEOR en función de su corte de agua.

Considerando que el corte de agua en el proyecto es, en promedio, del 97.4% conduciendo a una unidad de CO<sub>2</sub> emitida de 82.94 Kg CO<sub>2</sub> por Barril de aceite, conociendo que la producción del proyecto a la fecha 19/05/2020 (fin de datos experimentales) es de 113680 barriles de aceite ... ver sección 4.1... Además, que la inyección de SPNP es un sistema cerrado donde no existe tratamiento adicional de agua de producción porque se reusa completamente (basado en EC), contrastando con el hecho de que el porcentaje de emisiones por producción de aceite se debe en promedio a un 9.5% a este tratamiento adicional del agua (Farajzadeh et al., 2021), es posible establecer que las emisiones por producir aceite del proyecto de SPNP ( $E_{fPNS}$ ) son:

Figura 44 Unidad de exergía consumida y CO<sub>2</sub> emitido en función del corte de agua.



Fuente: (Farajzadeh et al., 2021).

Ecuación 27 Cálculo de emisiones de CO<sub>2</sub> a causa del sistema energético involucrado en los procesos de producción de aceite en un proyecto de SPNP con EC.

$$E_{fPNS} = 82.94 \frac{Kg_{CO_2}}{BO} * 113680 BO * \frac{1 Ton}{1000 Kg} * (1 - 0.095)$$

$$E_{fPNS} = 8532.9 \frac{Ton_{CO_2}}{Proyecto}$$

De forma similar, para la inyección de surfactante con modelo de economía lineal, y conociendo que la diferencia del FR incremental entre una inyección de

surfactante y una de SPNP es de un 5%<sup>8</sup>. Es posible estimar las emisiones de CO<sub>2</sub> por producir petróleo en un proyecto de surfactantes ( $E_{fPS}$ ) así:

Ecuación 28 Calculo de emisiones de CO<sub>2</sub> a causa del sistema energético involucrado en los procesos de producción de aceite en un proyecto de surfactantes con economía lineal.

$$E_{fPNS} = 82.94 \frac{Kg_{CO_2}}{BO} * 113680 BO * \frac{1 Ton}{1000 Kg} * (1 - 0.05)$$

$$E_{fPS} = 8957.2 \frac{Ton_{CO_2}}{Proyecto}$$

El valor de toneladas de CO<sub>2</sub> generadas es casi despreciable debido a que los skids de inyección son portátiles y el consumo energético de las bombas dosificadoras es bajo. Lo que coloca en una posición ventajosa a ésta tecnología, si se compara con la implementación de un método de recobro con surfactante convencional.

**4.3.3 Emisiones de CO<sub>2</sub> generales del proyecto.** De manera transversal a las operaciones de inyección y producción en el proyecto, también existen fuentes de emisión que pueden compararse entre la inyección SPNP basada en EC y la inyección de surfactantes convencionales. Tal es el caso de las emisiones del personal requerido y los impactos directos positivos en la reducción de la huella de carbono, a causa del portafolio de iniciativas circulares que implementó la operadora para este proyecto ... ver sección 2.1.2...

**4.3.3.1 Emisiones del personal operativo.** En este caso, para el proyecto con SPNP se alude al principio de reutilizar de la EC, en cuanto a la conexión de facilidades existentes en el campo, que permite una menor mano de obra para las operaciones.

Por consiguiente, la operadora indica que las operaciones del proyecto son ejecutadas por 10 personas, entonces, considerando que las emisiones de un colombiano promedio son de 4 Ton CO<sub>2</sub> al año (Cigüenza Riaño, 2019). Entonces, las emisiones del personal en el proyecto de SPNP ( $E_{PNS}$ ) puede ser:

Ecuación 29 Calculo de emisiones de CO<sub>2</sub> personal de operaciones en la inyección de SPNP.

$$E_{PNS} = 4 \frac{Ton_{CO_2}}{Persona * año} * 0.5 \frac{años}{proyecto} * 10 Personas$$

$$E_{PNS} = 20 \frac{Ton_{CO_2}}{Proyecto}$$

<sup>8</sup> Esto es resultado de las pruebas de *coreflooding* realizadas por (Carlos A. Franco et al., 2020)

En contraste, estableciendo una suposición conservadora de que en una inyección de surfactantes sin interconexiones entre facilidades genere un aumento del 20% de personal requerido, las emisiones en este caso aumentan a causa de 2 personas más, resultando en 24 Ton CO<sub>2</sub> en el proyecto.

**4.3.3.2 Reducción de emisiones por siembra de árboles.** Finalmente, otro factor contrastante en la comparación es la acción contemplada por la empresa operadora en su portafolio de EC enfocado en reducir emisiones, a través, de la siembra de 1 árbol por cada 4 canecas de fluido comprado. Por ello, considerando un volumen de 55 gal para una caneca estándar comercial (AC Comercializar, 2016), una reducción de 0.025 Ton CO<sub>2</sub> al año por un árbol maduro (Stand for Trees, 2022), y concibiendo el volumen acumulado de SPNP planeado de 21131.2 gal (ver Figura 34 y Figura 35), la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> por la siembra de árboles en el proyecto es:

Ecuación 30 Calculo de emisiones de CO<sub>2</sub> personal de operaciones en la inyección de SPNP.

$$E_{PNS} = 0.025 \frac{\text{Ton}_{CO_2}}{\text{Árbol} * \text{año}} * 0.5 \frac{\text{años}}{\text{proyecto}} * \frac{21131.2 \text{ gal}_{NP}}{55 \frac{\text{gal}_{NP}}{\text{Caneca}} * 4 \frac{\text{Canecas}}{\text{Árbol}}}$$

$$E_{PNS} = 1.2 \frac{\text{Ton}_{CO_2}}{\text{Proyecto}}$$

**4.3.4 Balance de resultados de emisiones de CO<sub>2</sub>.** Los resultados de las emisiones estimadas en las secciones anteriores se resumen en la Tabla 15. Como se puede observar allí, en la implementación y operación del proceso de inyección es posible reducir el 56.9% de las emisiones bajo el escenario base, así mismo, también se observa que el mayor impacto ambiental asociado a la actividad es en torno al costo energético de operación de las facilidades y levantamiento para la producción de aceite, reflejando más del 90% de las emisiones consideradas y, generando una reducción del 4.7% respecto a la línea base. Además, de que las emisiones generales pueden resultar reducidas en un 21.7%

Por lo anterior, es evidente cómo el portafolio de acciones de la operadora en torno a la EC incide de manera positiva en cada emisión considerada y, con esto, se puede visualizar cuantitativamente el beneficio de cada principio de la EC en las operaciones e implementación. Donde, también se puede evidenciar que la siembra de árboles no genera un impacto en la reducción de emisiones tan significativa en comparación con otras medidas como el reúso completo del agua de producción, el cual, incluso es mucho más sencillo de implementar a nivel operativo con las condiciones que se tienen.

Por su parte, es pertinente destacar que esta evaluación comparativa no toma en cuenta los beneficios de todas las acciones que la operadora propone considerar, como, por ejemplo, la recuperación de surfactante por escurrimiento de canecas,

reúso de canecas, la no generación de residuos, entre otros factores. Principalmente, por temas de confidencialidad que limitan el alcance y la información del impacto concreto que estas aportan en la reducción de emisiones, aunque la operadora refleja que en la evaluación absoluta de la huella de carbono para este caso ha reflejado una reducción de emisiones en más de un 60%.

Por otro lado, también cabe resaltar que dentro de un método CEOR puede haber más fuentes de emisiones representativas a considerar en las evaluaciones de impacto ambiental absolutas, tal es el caso de aspectos como: transporte de productos, transporte de aceite vendido, análisis de monitoreo en campo, entre otros aspectos. Sin embargo, estos factores o son comunes entre los métodos comparados (surfactante y SPNP) o quedan sujetos a aspectos regionales y logísticos que se escapan del alcance de esta comparación y por ello no se tuvieron en cuenta. Pese a lo anteriormente señalado, tan solo con los aspectos y consideraciones contempladas en esta evaluación, es evidente la reducción de emisiones asociada a este tipo de iniciativas en comparación con una línea base convencional.

Tabla 15 Resumen de estimación comparativa de emisiones de CO<sub>2</sub> en la operación de inyección de SPNP y surfactantes convencionales para los 6 meses del proyecto.

Concepto	Emisiones con SPNP (Ton CO <sub>2</sub> )	Emisiones con surfactantes (Ton CO <sub>2</sub> )	Acciones de la operadora asociadas	Principio de EC asociado	Reducción (%)
Fabricación de componentes del sistema	78.1	168.327	Skid portátil, Círculo cerrado de fabricación	Reducir & Reciclar	56.9
Dosificación de fluido	1.678	16.781	Menor concentración	Reducir	
Producción de aceite	8532.9	8957.2	Reúso de agua	Reutilizar	4.7
Personal operacional	20	24	Conexión con facilidades existentes	Reutilizar	21.7
Reducción de emisiones	-1.2	0	Siembre 1 árbol por 4 canecas	Reducir	

Fuente: Elaboración propia.

#### 4.4 SONDEO PRELIMINAR DE CAMPOS DEL HUILA CON POTENCIAL PARA APLICACIÓN DE SPNP

Acorde los autores como (Delgadillo Aya et al., 2018) o (González & Pérez, 2013), existen diversas metodologías para la selección o *Screening* del mejor método EOR que se ajuste a las condiciones particulares de un campo petrolero. Particularmente, estas metodologías parten de la recopilación de datos de los campos y tecnologías EOR en consideración, con lo cual establecen: el algoritmo, los diversos criterios,



ventanas y riesgos para realizar la evaluación, en típicamente herramientas computacionales (González & Pérez, 2013).

Por su parte, (Delgadillo Aya et al., 2018) señala que, adicionalmente, se pueden involucrar factores de ponderación a los criterios de evaluación para priorizar las tecnologías. Así mismo, plantea los siguientes criterios:

- **Técnicos:**
  - ❖ Nivel de madurez de las tecnologías EOR bajo consideración.
  - ❖ Eficiencia de recobro.
  - ❖ Ventanas de parámetros de roca y fluidos para el desempeño óptimo del método.
- **Económicos:**
  - ❖ Comercialidad del método (facilidad de compra de los productos).
  - ❖ Costos del producto.
  - ❖ Costos de incorporación en campo.
- **Ambiental:**
  - ❖ Nivel de consumo energético.
  - ❖ Cantidad de recursos naturales requeridos.
  - ❖ Emisiones de gases de efecto invernadero y otros.
  - ❖ Toxicidad de los productos usados.
- **Alineación estratégica**
  - ❖ Interés de los patrocinadores.

Por lo tanto, el alcance de esta revisión se concibe como un sondeo o elección preliminar de campos que podrían considerar esta tecnología para sus operaciones, ya que, solo abarca un análisis comparativo referente a las ventanas óptimas de propiedades en contraste con las condiciones típicas de los yacimientos y otras anotaciones destacables. Para un estudio más profundo se recomienda abarcar las referencias citadas en esta sección.

**4.4.1 Campos con reservas de petróleo del Huila** Para empezar, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) reporta, para el año 2021, a los campos petroleros del Huila que fiscalizan petróleo en la Tabla 16, correspondientes a la cuenca del Valle Superior del Magdalena (VSM).

Con base en esto, a continuación, se expone una breve descripción de los aspectos relevantes de estos campos para el sondeo:

Tabla 16 Campos petroleros del Huila que contribuyen a las reservas de crudo en el país.

N°	Municipio	Operadora	Campo	Contrato	Producción* (BOPD)
1	Neiva	Ecopetrol S.A.	Tello	Campos Tello y la jagua	44.437,65
2	Aipe	Ecopetrol S.A.	Dina terciarios	Pijao-potreriillo	32.814,69
3	Neiva	Ecopetrol S.A.	San francisco	Palermo	27.762,46
4	Yaguará	Ecopetrol S.A.	Yaguará	Hobo	19.101,97
5	Paicol	Hocol S.A.	La cañada norte	Río Páez	17.944,77
6	Palermo	Ecopetrol S.A.	San francisco	Palermo	17.789,66
7	Garzón	Emerald Energy PLC Sucursal Colombia	Gigante	Matambo	12.221,79
8	Tesalia	Hocol S.A.	La Hocha	Río Páez	12.210,01
9	Neiva	Ecopetrol S.A.	Palogrande	Pijao-potreriillo	11.632,21
10	Neiva	Ecopetrol S.A.	Rio ceibas	Caguán	9.058,00
11	Aipe	Ecopetrol S.A.	Dina cretáceos	Pijao-potreriillo	8.938,04
12	Aipe	Ecopetrol S.A.	Balcón	Palermo	7.833,90
13	Neiva	Ecopetrol S.A.	Palogrande Honda	Pijao-potreriillo	7.683,64
14	Aipe	Ecopetrol S.A.	Arrayán	Pijao-potreriillo	5.171,73
15	Aipe	Ecopetrol S.A.	Dina norte	Pijao-potreriillo	4.624,36
16	Palermo	Ecopetrol S.A.	Santa clara	Santa clara	4.559,04
17	Villavieja	Ecopetrol S.A.	Lomalarga	Pijao-potreriillo	3.710,76
18	Aipe	Ecopetrol S.A.	Brisas	Pijao-potreriillo	2.606,88
19	Aipe	Ecopetrol S.A.	Tempranillo norte	Pijao-potreriillo	1.903,99
20	Aipe	Ecopetrol S.A.	Tempranillo	Pijao-potreriillo	1.852,77
21	Palermo	Ecopetrol S.A.	Palermo	Palermo	1.717,29
22	Aipe	Ecopetrol S.A.	Tenay	Pijao-potreriillo	1.692,56
23	Neiva	Ecopetrol S.A.	Cebú	Pijao-potreriillo	1.590,60
24	Neiva	Ecopetrol S.A.	Pijao potreriillo	Pijao-potreriillo	970,97
25	Neiva	Ecopetrol S.A.	La Jagua	Campos Tello y la jagua	561,04
26	Neiva	Ecopetrol S.A.	Espino	Caguán	149,24

\*Las cifras corresponden a producción fiscalizada y no descuentan consumos operacionales o quemas, por lo cual no pueden tomarse como base de cálculo para la liquidación de regalías.

Fuente:(ANH, 2021)

**4.4.1.1 Balcón.** Descubierto en junio de 1988 por el pozo BC-1, con una producción inicial de 1029 BOPD en el pozo Balcón 2, produce las formaciones de caballos superior e inferior, y se reportan altos cortes de agua en producción.

La mayoría de sus pozos operan con bombeo electrosumergible, algunos tienen bombeo mecánico y gas lift. Para el año 1996, se inició la recuperación secundaria con inyección de agua a través de 3 pozos (BC-02, BC-06, BC-07) que afecta a 4

pozos productores aledaños, aumentando el FR un 12% (Escandón Mosquera & Pazos Trujillo, 2007).

**4.4.1.2 Brisas.** Fue descubierto por Tenneco en 1973, gracias al pozo BR-01 en la formación Monserrate. Entre 1975 y 1989 se perforaron 7 pozos. La producción máxima se obtuvo para el 1983 con 2700 BOPD; para 1986 se cerró el pozo BR-01 por alto volumen de agua y sedimentos o BSW (>90%) (Castro Perdomo & Cuellar Castillo, 2012). Para agosto de 2009 la producción promedio era de 450 BOPD y BSW 84.69% mayormente con sistemas de bombeo mecánico (Pinto Losada & Villalba Cuellar, 2009). Luego, en julio de 2012 la producción promedio era de 301 BOPD, 89% de BSW, y producción de gas de 0.079 MMSCFPD con 4 pozos productores activos y mecanismos de empuje naturales de gas en solución y empuje parcial de agua (Castro Perdomo & Cuellar Castillo, 2012).

**4.4.1.3 La Cañada Norte.** Descubierto en 2007 con el pozo LCN-1ST, Este campo es operado por Hocol S.A. en contrato de asociación con Ecopetrol 50%, Perenco 15% y Cepcolsa 16.7%. Cuyo inicio de operaciones se dio en 2009. Para 2013 cuenta con 9 pozos, la mayoría produciendo bajo flujo natural y con un pozo inyector; además de 6 pozos exploratorios con bombeo electrosumergible y flujo natural principalmente (Gutierrez Gonzalez & Gonzalez Arias, 2015).

Con lo cual, se tiene un promedio de producción de 1500 BOPD y 1.5 MMSCFPD de gas (Martinez Lozano & Arango Soto, 2013).

**4.4.1.4 Dina Cretáceo.** Fue descubierto en 1969, con una producción inicial de 154 BOPD y un corte de agua del 6%, tuvo un máximo de producción de 6500 BOPD en 1980; luego, se implementó inyección de agua periférica desde 1985, alcanzando un segundo y último máximo de producción de 9853 BOPD 1988. Posteriormente, se presentó un alto corte de agua (>96%), seguido de una disminución de producción de crudo con tendencia a la baja, debido a la heterogeneidad del yacimiento y una relación de movilidad desfavorable ( $M > 4$ ) por la alta viscosidad del crudo (10-12 cP) (Leon, Izadi, et al., 2018).

Por esta razón, para el año 2009 Ecopetrol S.A. realiza un *Screening* de tecnologías de recobro mejorado, donde, un año después se da inicio a la selección y caracterización de productos químicos y simulaciones numéricas para la aplicación de geles de dispersión coloidal o CDG, por sus siglas en inglés; y debido a los buenos resultados pronosticados, se procedió a realizar la primera fase de un piloto en el pozo DK-03 para el 2011 inyectando 1500 BOPD con 400 ppm de poliacrilamida parcialmente hidrolizada o HPAM (*Partially Hydrolyzed Polyacrylamide*) y una relación 40:1 con citrato de aluminio. Posteriormente, se realizó una segunda fase, donde se amplió la inyección a los pozos DK-32, DK-06 y DK-04 (Leon, Izadi, et al., 2018).

Finalmente, para el 2017, el factor de recobro se estimaba en 33% (de 6% a 8% de recobro incremental) y con un corte de agua actual de aproximadamente el 97%

(Leon, Izadi, et al., 2018) y, con esto, se toma la decisión de realizar una ampliación del proyecto a todo el campo para el 2020 (Reyes, 2020).

**4.4.1.5 Dina Norte.** Los primeros pozos perforados en la estructura de campo Dina se realizaron entre el 1963 y 1980 (Dina 13, Dina 7, Dina T9).

Posteriormente, en 1988 se perforó el pozo Llona 1, el pozo tempranillo 1 en 2008, y para el 2011 se perforaron los pozos DN 14, DN 14ST, DN 16, y DN 18. Luego, de que el completamiento de dichos pozos diera resultados favorables, se realizaron 22 pozos más, y 3 clústeres entre el 2014 y 2015. Con esto, se obtuvo un pico de producción de 1150 BOPD para octubre de 2015 (Riasco Malaver & Roa Osorio, 2018).

**4.4.1.6 Dina Terciario** Descubierto en 1961 por Intercol, Tenesse Colombia y Colbras con el pozo Dina-2. Tuvo una producción inicial de 300 BOPD, proveniente de las formaciones Doima, Chicoral, Barzalozza y Honda del Terciario y la formación Monserrate del Cretáceo. En la Figura 45 se exponen las propiedades de roca y fluidos para ellas (Cabrera Ceballos & Molina Landidez, 2018).

El campo se fue desarrollando entre los años 60' y 80', alcanzando una producción de hasta 6000 BOPD para 1990; se tuvo un pico máximo de producción de 8000 BOPD para el 2011 (Cabrera Ceballos & Molina Lalindez, 2018). Adicionalmente, (Castro et al., 2010) señala que en este campo se implementó un piloto de inyección de agua.

**4.4.1.7 Gigante.** Delimitado por la falla de Garzón que desplaza rocas del basamento cristalino sobre la formación. El campo está compuesto por el cargadero, el pozo inyector Cascajal-1 y la estación donde está ubicado el pozo productor Gigante 1A. El Pozo Gigante -1A se inició a perforar el 8 de mayo de 1998 y, actualmente, cuenta con Bombeo electrosumergible lo que le permite tener una producción de 1000 BOPD, 1200 BWPD, y 0.8 MMSCFPD (Andrade Rivas, 2009).

**4.4.1.8 La Hocha.** Descubierto en noviembre de 2001 con la perforación de la Hocha 1 con el contrato de asociación San Jacinto y Río Páez entre Ecopetrol S.A. y Hocol S.A. Desde sus inicios, el campo presentó problemas de arenamiento con sistemas de bombeo electrosumergible, por lo que, en el 2002 se optó por combinar sistemas de cavidades progresivas (PCP) y se perforaron nuevos pozos. Adicionalmente, se han realizado estudios enfocados en la mejora de los completamientos de los pozos entre los años 2002 y 2003 (Montealegre Orozco & Ortiz Quintero, 2016).

Ya para el final del 2005 se alcanzó una producción promedio de 1000 BOPD, y para enero de 2012 se obtuvo una producción de 1554 BOPD (Garzón Serrano & España Restrepo, 2012), y para el 2016 se registran producción de 1230 BOPD, 4920 BWPD, 2 MMSCFPD y 20 BSPD con un FR de 3.6% y BSW de 80% (Montealegre Orozco & Ortiz Quintero, 2016).

Figura 45 Propiedades de roca y fluidos de las formaciones productoras del campo Dina Terciarios.

*Tabla 1 Formaciones productoras del campo Dina Terciarios*

Propiedad/Característica	Formación Honda	Formación Barzalosa	Formación Doima-chicoral	Formación Monserrate
Edad	Mioceno	Oligoceno	Oligoceno-Eoceno	Cretáceo-Tardío
Tipo de Formación	Arena arcillosa	Arena arcillosa	Arcillosa y conglomerática	Arenisca
Contenido de arcillas	Esmectita-Caolinita	Caolinita	Caolinita (12-30%)	Caolinita (<10%)
Espesor total promedio (ft)	1400	50	300	200
Espesor neto promedio (ft)	500	17	35	25
Profundidad Promedio (ft)	2300	3500	3500	3500
Buzamiento zona de Interés	-	-	Alto	Alto
Presión de yacimiento actual (Psia)	1150	1600	1500	1450
Temperatura de yacimiento (°F)	130	128	133	150
Presión Inicial de Yacimiento (psia)	1290	1560	1550	1600
Presión de burbuja (psi)	1800	1640	1412	1950
Sw promedio Inicial (%)	50	35	35	30
Permeabilidad Promedio (mD)	50	25	6	75
Porosidad promedio (%)	17	15	11	18
°API	20	-	19.3	18
%BSW	73.6	10	7	90
Viscosidad del crudo a Ty (cP)	32-40	19.9	19.5	20.5
Salinidad agua de formación (ppm Cl)	3030	2727	2970	1818
Capa de gas presente	SI	SI	No determinada	SI
GOR (PC/Bbl)	200	200	200	200
Gravedad específica del gas	0.65	-	0.584	0.67

Fuente: Ecopetrol S. A. (2014). PLAN DE DESARROLLO CAMPO DINA TERCIARIOS. Modificado por autoras.

Fuente: (Cabrera Ceballos & Molina Lalindez, 2018).

**4.4.1.9 Palermo.** Este campo se descubre en 1982, de la mano con Tenneco, perteneciente al contrato de asociación Palermo en operación compartida con Hocol y Ecopetrol S.A (Ballesteros Suaza & Camacho Martínez, 2016). Para el 2008 se realizaron estudios de simulación y laboratorio para establecer la viabilidad de implementar inyección cíclica de vapor junto con el campo Santa Clara (Rodríguez et al., 2008).

Para el 2012 la explotación pasó a ser exclusiva de Ecopetrol S.A. Y ha tenido una declinación pronunciada de producción, manejada con inyección de agua y trabajos de *Work Over*, entre otros. Para el 2016 su producción fiscalizada fue de 194 BOPD (Ballesteros Suaza & Camacho Martínez, 2016).

**4.4.1.10 Palogrande-Cebú.** Los campos Palogrande y Cebú hacen parte de un mismo yacimiento, por ello, aunque su fiscalización se realice de manera independiente como se muestra en la Tabla 16, su estudio se maneja como un solo campo (Ballesteros Suaza & Camacho Martínez, 2016).

Considerando lo anterior, estos campos fueron descubiertos en 1971, con 55 pozos, 33 productores y 11 inyectores de agua, entre otros (Ibarra Castro & Anaya Díaz, 2017).

El campo Palogrande, presentaban un bajo corte de agua al estar aislado del acuífero, mientras que Cebú se encuentra cerca del contacto agua-aceite por lo que tenía problemas de conificación. Para 1984 se implementó recobro secundario con inyección de agua periférica irregular, alcanzando un pico de 10950 BOPD para 1987 y para 1993 generó un corte de agua de hasta el 80%. En 1992 se cambiaron los sistemas de levantamiento de gas lift a sistemas electrosumergibles (Leon, Castillo, et al., 2018).

(Ibarra Castro & Anaya Díaz, 2017) argumenta que la inyección de agua se implementó previo a que la presión del yacimiento disminuyera por debajo de la presión de burbuja. Así mismo, señala que para 1994 el campo paso a manos de Ecopetrol S.A. y para abril de 2015, se tenía una producción de 1382 BOPD y un corte de agua del 94%.

Para el 2017, ha producido más de 62 MMBO que reflejan alrededor del 28% FR, asociando un 8% a la inyección de los 330 MMBW (Leon, Castillo, et al., 2018). Paralelamente, en mayo de 2015 se dio inicio a un piloto de inyección de polímero en el pozo PG 34 y en el PG 37, nueve meses después, inyectando 1.6 MMBP a una tasa de 2500 BPPD a una concentración promedio de 1021 ppm, demostrando un enorme potencial de revitalización del campo generando 85000 BO incrementales, una reducción del 5 al 10% en el corte de agua, un FR incremental de 1.86% y 0.3% en cada patrón y dando buenas expectativas para su expansión en todo el campo (Pérez et al., 2017).

**4.4.1.11 Pijao-Potreriillo.** El campo fue descubierto en 1981 por Hocol S.A. con la perforación de Pijao 1, obteniendo una producción inicial de 36 BODP. Su estructura y estratigrafía se relaciona con el tren de producción de los campos Dina Cretáceos y Palogrande-Cebú. Además, para el 2010 se tenían 7 pozos activos y 1 inactivo y un FR del 24.7% (Cuellar Conde & Quesada Arguello, 2010).

**4.4.1.12 Rio Ceibas.** En 1984 el campo forma parte del contrato de asociación Caguán entre las empresas Ecopetrol S.A. y Huila Exploration, operando hasta 1986, donde Intercol se hizo cargo de la operación. En 1988 Intercol perforó 2 pozos exploratorios y descubrió el campo. Para 1993 se aprobó la comercialidad del campo para petróleo y gas bajo operaciones de Ecopetrol. Para 1994 el campo entró comercialmente en producción con potencial de 20 a 30 años (Silva Rondón & Vargas Camacho, 2010).

En 1999 se da inicio al recobro secundario con inyección de agua y gas. Para el 2010 se cuenta con 77 pozos, 27 pozos con inyección de agua y 2 con inyección de gas. Los pozos productores tienen sistemas PCP y gas lift mayormente, aunque se tiene flujo natural, bombeo mecánico y bombeo electrosumergible en algunos pozos (Silva Rondón & Vargas Camacho, 2010). Para el 2009 se estimaba un FR del 12 al 20% (Vasquez Aldana & Hernández Rubio, 2009)

**4.4.1.13 San Francisco.** El campo fue descubierto en 1985, produciendo de la formación caballos superior e inferior, hacía parte del contrato de Asociación Palermo, el cual, fue firmado entre Ecopetrol S.A. y Hocol S.A. en mayo 4 de 1984, año en el que se inició la fase exploratoria de dicho contrato, con una duración de 6 años (Barrera Cerón & Quijano Mosos, 2014).

Hocol manejo el campo por más de 25 años, en los cuales, realizó grandes aportes a nivel de recobro, por ejemplo, para el 2010 se realizó un piloto de inyección cíclica de agua y gas o WAG, por sus siglas en inglés, que consistía en la inyección alternada de estos fluidos cada 15 días. Cuando el campo revirtió a Ecopetrol para abril de 2012, este planeó continuar con el proyecto para 2013 y mejorar el recobro. Para abril de 2013, el FR rondaba cerca del 30% con un corte de agua mayor al 95%, por lo que, se inició un piloto de inyección ASP en la formación caballos en el bloque 3 de los 8 compartimentalizados del campo (Barrera Cerón & Quijano Mosos, 2014). La formulación de inyección se concibió como 0.35 VP de 1.75% wt carbonato de sodio (álcali), 0.2%wt de Enordet O242 (surfactante), 1500 mg/L Flopaam 3430S (polímero) disueltos en agua suavizada, seguido de 0.35 VP de 750 ppm de HPAM 3330S y agua suavizada subsecuentemente (Izadi et al., 2018a).

Para el 2015, el campo contaba con 100 pozos productores, distribuidos en dos facilidades (Monal y Satélite) con una producción promedio de 6500 BOPD y 260000 BWPD (Ávila Vargas & Lavao Pastrana, 2015), sin embargo, en este periodo se presentaron múltiples fallas mecánicas en los pozos productores, problemas de tratamientos en los efluentes, entre otros aspectos, que generaron un cierre consecuente de pozos de la primera línea del piloto y elevó los costos operativos, desencadenando la finalización del proyecto en diciembre de 2016 (Izadi et al., 2018a).

Según (Izadi et al., 2018a), algunas de las razones que afectaron de manera negativa al piloto ASP fueron:

- Alta viscosidad y emulsión estable que irrumpió en los pozos productores
- Salinidad mayor a la óptima diseñada y microemulsiones Winsor tipo II, características de bloqueo en formación.

**4.4.1.14 Santa Clara.** Descubierta en 1987 por Hocol y Shell, con la perforación del pozo SC-01 con producción inicial de 240 BOPD. Luego, sobre 1987 y 1991 se perforaron 10 pozos con producciones iniciales de 100 a 500 BOPD, posteriormente se alcanzó un pico de producción en el 2005 de 3137 BOPD. Para abril de 2007 se tenían pozos bajo bombeo mecánico mayormente, con algunos PCP y bombeo electrosumergible (Corredor Cuellar, 2007). Para el 2008 se realizaron estudios de laboratorio y simulación para inyección cíclica de vapor en el campo (Rodríguez et al., 2008).

Ya para octubre de 2015 se da inicio a la inyección de agua en el pozo SC-10 (Carvajal Andrade & Perdomo Méndez, 2016), partiendo de un FR del 9% (Rodríguez et al., 2008).

**4.4.1.15 Tello.** Descubierto con el pozo TL-1 en marzo de 1972, partiendo con una producción inicial de 800 BOPD, cobijado por la concesión Tello 1161 adjudicada a Tennessee Colombia S.A en 1971. Después, en 1997 el campo fue sometido a inyección de agua periférica irregular (Puerto Useche & Buitrago Aya, 2016).

Más adelante, en el 2001 se alcanzó un pico de producción de 15551 BOPD. Ya para el 2006, el campo revirtió a la ANH y, para el 2016, la producción alcanzó valores de 4934 BOPD con 60 pozos (26 activos) con un FR del 26%, gracias a la implementación de un piloto de recobro mejorado con CDG en el 2009, formulado con HPAM a 600 ppm, citrato de aluminio como entrecruzador a 30:1 y una tasa de inyección de 2000 BOPD, el cual, arrojó un FR incremental de 2.89% en un tiempo de prueba de 24 meses (Puerto Useche & Buitrago Aya, 2016). Paralelamente, en el 2010 se han realizado estudios de laboratorio y simulación para la implementación de un proyecto WAG (Duarte Prada, 2010).

**4.4.1.16 Tempranillo.** Descubierto en 2008 con el pozo Tempranillo-1, se obtuvo una producción inicial de 1570 BOPD. A raíz de que Tempranillo Norte y Tempranillo provienen de la misma unidad geológica, estos se unificaron en 2015. Además, para el 2016 contaba con 3 pozos productores que mantenían una producción de 159 BOPD bajo empuje natural hidráulico y por gas en solución (Ballesteros Suaza & Camacho Martínez, 2016).

**4.4.1.17 Tenay.** Fue descubierto en 1985 con una producción inicial de 1800 BOPD, por parte de Hocol-Tenneco, su mecanismo de empuje primario es principalmente gas en solución, y empuje parcial de un acuífero. Luego, en 1994 el campo revirtió al estado para ser operado por Ecopetrol S.A. (Riasco Malaver & Roa Osorio, 2018)

**4.4.1.18 Yaguará.** El Campo Yaguará hizo parte de la asociación HOB0 entre Ecopetrol y Huila Exploration para enero de 1984. Fue descubierto con el pozo Mangos-001 en 1987, a lo largo de 1992 se realizaron adecuaciones a los pozos para producción comercial con 33 pozos perforados, teniendo un pico de producción de 10000 BOPD en 1993. Y para 1996 se intenta perforar 12 pozos más para frenar la declinación de 10000 a 5000 BOPD existente (Polania Barragan & Díaz Gutierrez, 2018).

A raíz de su mecanismo de gas en solución sin acuíferos activos cerca, y presión de 1370 PSI cercana a la presión de burbuja de 1083 PSI, se realiza un piloto de inyección de agua con 3 pozos inyectores, y con base en los buenos resultados, para 1997 se realiza la expansión del método a todo el campo, llegando a inyectar hasta 20000 BOPD y, posteriormente, para 1999 se perforan 34 pozos más y se realiza acondicionamiento mediante fracturamiento hidráulico para alcanzar una producción promedio de 8500 BOPD en la formación caballos A. A raíz de diversos factores en el método y condiciones del campo, para 2002 se alcanza nuevamente una fuerte declinación de producción hasta los 5500 BOPD (Cruz Dionicio, 2019).



Entre el 2003 al 2008, se realizaron campañas de perforación de pozos horizontales para mantener el ritmo de producción con inyección de agua. Llegando hasta 122 pozos. Para el 2018, es operado por ECOPETROL S.A., luego de que el Contrato de Asociación Hobo suscrito con la compañía PETROBRAS finalizara el 31 de diciembre del 2011, fecha en la cual el campo producía 2904 BOPD, 50511 BWPD y 1.01 MMSCFPD de gas, además, debido a la madurez del método de inyección de agua y los altos cortes de producción de esta, se han realizado estudios de simulación enfocados en el *screening* de posibles métodos de recobro mejorado químico para implementar (Cruz Dionicio, 2019).

**4.4.1.19 Campos no considerados** Dada la dificultad para la adquisición de reportes, artículos, tesis, y cualquier otro material documental, no se logró encontrar la información requerida para este sondeo de los siguientes campos del Huila:

- Arrayán
- Espino
- La Jagua
- Loma Larga
- Palogrande Honda
- Tempranillo Norte (Unificación con Tempranillo)

Tabla 17 Recopilación de propiedades de roca y fluido, y método de recobro de los campos petroleros de Huila.

Campo	Crudo			Agua		Formación				Litología	Recobro	Fuente Pública
	API (°)	$\mu_o^*$ (cP)	S <sub>o</sub> (%)	TDS (ppm)	h** (ft)	K (mD)	Ø (%)	Prof. (ft)	T (°F)			
<b>Balcón</b>	36	0.72	74-84	35000-38000	150-350	40-108	12-15	7400-8500	125	Areniscas fluviales	Recobro secundario con inyección de agua, gas solución	(Escandón Mosquera & Pazos Trujillo, 2007)
<b>Brisas</b>	19-22	10-11	65	NR	160	NR	18	3000	131	Areniscas	Recobro primario por gas en solución y empuje parcial de un acuífero	(Castro Perdomo & Cuellar Castillo, 2012) & (Pinto Losada & Villalba Cuellar, 2009)P
<b>Dina Cretáceos</b>	21	11	NR	7000	250	50	17	5000 - 7000	152	Arenisca	Piloto terciario con CDG en expansión a campo	(Leon, Izadi, et al., 2018)
<b>Dina Norte</b>	14-20	115	NR	NR	NR	NR	NR	3671-11164	116-120	Areniscas intercaladas con arcillas	Recobro primario por capa de gas y gas en solución.	(Riasco Malaver & Roa Osorio, 2018)
<b>Dina Terciarios</b>	20	32-40	50	3030	500	50	17	2300	130	Areniscas arcillosas	Recobro primario, con capa de gas (piloto de inyección de agua)	(Cabrera Ceballos & Molina Lalindez, 2018)
<b>Gigante</b>	30.5	NR	NR	NR	NR	108.6	15	15764	260	Calizas	Producción primaria	(Andrade Rivas, 2009)
<b>La Cañada Norte</b>	29	8.195	86	30000	123	100	13	1500-3500	86	Arenisca	Recobro primario por gas en solución	(Gutierrez Gonzalez & Gonzalez Arias, 2015)
<b>La Hocha</b>	16	64	NR	29413	75.5	40-60-95	18	1500-4000	115	Arenisca	Recobro primario por gas en solución	(Garzón Serrano & España Restrepo, 2012) & (Montealegre Orozco & Ortiz Quintero, 2016)
<b>Palermo</b>	18-19	NR	NR	NR	NR	200	12-18	3360-3640	NR	Areniscas arcillosas	Recobro primario por gas en solución y empuje parcial de un acuífero	(Tellez et al., 2007) & (Ballesteros Suaza & Camacho Martínez, 2016)
<b>Palogrande Cebú</b>	21	9.4	55	7000	105	6-150	20	6800	143	Arenisca	Piloto terciario con inyección de polímero e inyección de agua periférica	(Pérez et al., 2017) & (Ibarra Castro & Anaya Díaz, 2017)

Tabla 17 (Continuación).

Campo	Crudo			Agua		Formación				Litología	Recobro	Fuente Pública
	API (°)	$\mu_o^*$ (cP)	S <sub>o</sub> (%)	TDS (ppm)	h** (ft)	K (mD)	Ø (%)	Prof. (ft)	T (°F)			
<b>Pijao Potrerillo</b>	22	30-50	NR	NR	200	50	12	7000	147	Areniscas	Recobro primario de gas en solución con empuje parcial de agua	(Cuellar Conde & Quesada Arguello, 2010)
<b>Rio Ceibas</b>	20-31	11.2*	70	NR	NR	10-25	15-21	4094-4230	121	Arenisca fluvial	Recobro secundario con agua y gas, capa de gas	(Silva Rondón & Vargas Camacho, 2010) & (Vasquez Aldana & Hernández Rubio, 2009)
<b>San Francisco</b>	26	11	88-65	5000-12000	130	20-2000	12-23	3000	113	Arenisca	Recobro secundario con inyección de agua, piloto WAG y piloto terciario fallido de inyección ASP	(Izadi et al., 2018a) & (Barrera Cerón & Quijano Mosos, 2014)
<b>Santa Clara</b>	18.1	22.2	15-22	1850	65-24	300-75	14-17	3000	116-120	Areniscas marino-deltaicas	Recobro secundario con inyección de agua, gas solución	(Corredor Cuellar, 2007) & (Carvajal Andrade & Perdomo Méndez, 2016).
<b>Tello</b>	19.5	14.2	80	7000-10000	240	200	20	6300	160	Areniscas	Recobro terciario con CDG a nivel piloto e inyección de agua periférica	(Puerto Useche & Bitrago Aya, 2016)c
<b>Tempranillo</b>	38	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	NR	Areniscas	Recobro primario de empuje hidráulico y gas en solución	(Ballesteros Suaza & Camacho Martínez, 2016)
<b>Tenay</b>	35-38	0.38	NR	NR	200	20 - 800	7 - 13	11446	231	Arenisca	Recobro primario por gas en solución, en formación de capa de gas	(Riasco Malaver & Roa Osorio, 2018)
<b>Yaguará</b>	22-24	14.2	53	NR	250	10-200	8.13	2600	117	Arenisca	Recobro secundario de agua, en proceso de <i>Screening</i> para métodos terciarios	(Polania Barragan & Díaz Gutierrez, 2018) & (Cruz Dionicio, 2019)

NE: No Encontrado.

\*Viscosidad medida a condiciones de yacimiento. \*\*Espesor neto.

Fuentes: Elaboración propia, con base en las referencias señaladas.

#### **4.4.2 Comparación entre propiedades de los campos y ventanas óptimas de surfactantes y nanotecnología.**

De esta forma, se consideraron las ventanas de la Tabla 3 referentes a surfactantes mejorados<sup>9</sup>, junto con las ventanas de la Tabla 1 referentes a viscosidad, espesor y litología a modo de complemento pues son parámetros que el autor no reporta en la Tabla 3. El criterio de evaluación comparativa con estas ventanas se basó en la asignación de 1, 0.5, o 0 dependiendo si el valor cumple o se encuentra en la ventana, cumple parcialmente (si parte del rango se sale de la ventana, cuando aplique), o si no cumple, respectivamente.

Cabe destacar que, la saturación de aceite no se tomó en cuenta para esta evaluación, debido a que en las fuentes consultadas no fue muy común encontrar este parámetro y, en los casos reportados, correspondía a la saturación de aceite inicial del yacimiento más no a la saturación de aceite actual, la cual, es la que realmente permite definir si el potencial de aprovechamiento del método puede ser rentable o no, y por los diferentes eventos acontecidos en los campos (inyección de agua, pilotos CEOR, larga trayectoria de producción primaria, etc.) la saturación inicial de aceite se aleja mucho de la condición presente.

Por último, los puntajes en cada parámetro se promediaron y con ello se estableció el resultado porcentual de cumplimiento del campo; los resultados se exponen en la Tabla 18. De estos resultados, se puede establecer que los campos Balcón, La Cañada Norte, Tello, Santa Clara, Palogrande-Cebú, San Francisco, y Dina Cretáceos tienen buen potencial para la aplicación de SPNP a nivel técnico, señalando que los últimos tres pueden requerir evaluar las zonas donde la permeabilidad sea favorable para la difusión del fluido o formular NP con tamaño suficiente para fluir a través de dichos canales porosos.

Por otro lado, considerando el contexto histórico, podría existir incertidumbre en relación al campo San Francisco, el cual, no tuvo un desenlace exitoso con el proyecto de ASP a raíz de las emulsiones viscosas y estables (a causa del surfactante), pudiendo ser necesario la realización de estudios especializados para identificar que el nuevo surfactante no genere o agrave los problemas existentes en relación con este problema de interacción interfacial. De manera similar, para los campos que se encuentran bajo la aplicación de algún proyecto terciario, como Dina Cretáceos, Tello, y Palogrande-Cebú, puede ser necesario considerar tiempo y recursos adicionales para garantizar que exista sinergia entre los productos químicos existentes y los SPNP, lo que parece ser una opción posible, pues estos campos implementan métodos de recobro enfocados en el mejoramiento de la razón de movilidad y eficiencia volumétrica, y los SPNP podrían reflejar un buen complemento para un mejoramiento integral del FR ... ver sección 1.2.3...

---

<sup>9</sup> Pese a que el autor alude a surfactantes potenciados con polímero, también aplica para el caso de nanosurfactantes, considerando que presenta mejoras similares en reología y aspectos adicionales como reducción de adsorción, lo cual, en contraste resultan ventanas más conservadoras, añadiendo un mayor factor de seguridad en la comparación.

De forma similar, los campos Brisas, Dina Terciarios, La Hocha, Pijao Potrerillo, Rio Ceibas, Yaguará, Tenay, y Palermo pueden ser buenos candidatos para la implementación de SPNP, ya que, a pesar de las incertidumbres de los valores no reportados, reflejan una buena puntuación. Siendo necesario:

- La recopilación del panorama completo;
- Realizar una sintonización adecuada del fluido contemplando la TDS adecuada en la inyección para el desempeño con las aguas de formación ... sección 2.2.2...
- Evaluar desempeño reológico del fluido para contrarrestar la viscosidad del aceite;
- Definir la estabilidad del nanofluido a las condiciones profundas (típicamente relacionado con altas temperaturas y presiones).

Adicionalmente, otro factor importante a considerar es el potencial de recuperación que disponen los campos, pues puede que a nivel económico no puedan generar un retorno de la inversión a la tasa de oportunidad deseada. Este podría ser el caso, por ejemplo, de los campos Brisas, Palermo, Tenay, y Pijao-Potrerillo puedan, dada su producción fiscalizada, ver Tabla 16.

Igualmente, otro aspecto a tener en cuenta, con base en el contexto de los campos, es el estado actual de su desarrollo, el cual, va encaminado a la alineación estratégica que tenga la compañía del campo, pues campos nuevos con pocos pozos y pocas caracterizaciones de yacimiento, pueden requerir de una mucho mayor inversión en la perforación *infill*, análisis petrofísicos, y otros factores antes de abordar un proyecto de recobro mejorado.

Finalmente, los campos con un resultado porcentual de cumplimiento de las ventanas menor al 50%, en su mayoría requieren de una recopilación de la información faltante para tener un veredicto más asertivo. Particularmente, el campo Gigante parece no ser un buen candidato, dado que, su formación productora son las calizas del Tetuán, lo que, condiciona una mayor investigación de surfactantes, NP y funcionalizaciones que se acoplen a las condiciones de este tipo de roca y, además, es un campo poco desarrollado, requiriendo de una mayor inversión inicial para su adecuación previa a la implementación del proyecto.

Tabla 18 Valoración de propiedades de roca y fluidos para los campos del Huila respecto a las ventanas operativas de la tecnología.

Campo	API (°)	$\mu_o$ (cP)	TDS (ppm)	h (ft)	K (mD)	$\emptyset$ (%)	Prof. (ft)	T (°F)	Litología	Resultado
-------	------------	-----------------	--------------	-----------	-----------	--------------------	---------------	-----------	-----------	-----------

Balcón	1	1	1	1	1	1	1	1	1	100,0
La Cañada Norte	1	1	1	1	1	1	1	1	1	100,0
Tello	1	1	1	1	1	1	1	1	1	100,0
Santa Clara	1	1	1	1	1	1	1	1	1	100,0
Palogrande Cebú	1	1	1	1	0,5	1	1	1	1	94,4
San Francisco	1	1	1	1	0,5	1	1	1	1	94,4
Dina Cretáceos	1	1	1	1	0,5	1	1	1	1	94,4
Brisas	1	1		1	1	1	1	1	1	88,9
Dina Terciarios	1	0	1	1	1	1	1	1	1	88,9
La Hocha	1	0	1	1	0,5	1	1	1	1	83,3
Pijao Potrerillo	1	0		1	1	1	1	1	1	77,8
Rio Ceibas	1	1			0,5	1	1	1	1	72,2
Yaguará	1	1	0	1	0,5	0	1	1	1	72,2
Tenay	1	1		1	0,5	0,5	0	1	1	66,7
Palermo	1	0,5			1	1	1		1	61,1
Gigante	1	0,5			1	1	0	0,5	0	44,4
Dina Norte	0,5	0					0,5	1	1	33,3
Tempranillo	1	1							1	33,3

Fuente: Elaboración propia.

## 6. CONCLUSIONES

- La tasa de inyección durante proyecto fue mayormente estable en ambos pozos AZ-1 y AZ-2, sin embargo, debido a los programas escalonados de dosificación de surfactante, de 1000 ppm a 300 ppm y luego a 750 ppm, es posible que existan dos picos máximos de producción congruentes con este escalonamiento, según demuestran las pruebas de laboratorio reportadas.
- El patrón AZ-1, desde el inicio del proyecto hasta 19-may-2020 (datos reportados por (Carlos A. Franco et al., 2020)), mostró una producción incremental acumulada de 19219 BO, reflejando un 0.41% de FRinc. De igual forma, el patrón AZ-2 reflejó una producción acumulada incremental de 14674 BO y un FRinc de 0.31%, arrojando una producción acumulada incremental del proyecto de 33893 BO y un FRinc global de 0.72%. Por lo tanto, el patrón AZ-1 demostró tener un mayor efecto en la producción del proyecto. Sin embargo, debido a que el patrón AZ-2 refleja una respuesta de producción más tardía que el patrón AZ-1 y que su tasa de declinación es menor, podría esperarse este patrón influya más en el futuro. Adicionalmente, se observa que, además de una mayor producción parece haber una reducción de la tasa de declinación de la producción incremental respecto a la tendencia previa al proyecto, pasando de 0.1684 meses<sup>-1</sup> a 0.01740 meses<sup>-1</sup> bajo ajuste exponencial.
- Bajo un precio del petróleo constante de \$ 70 USD/BO, costos representativos de la operación, y las consideraciones técnicas expuestas, se pudo reflejar una máxima ganancia del proyecto con un VPN de \$ 2,305,150 obtenida sobre los 2 años y medio de producción luego del inicio del proyecto, reflejando un costo por barril de aceite de \$ 57.97 USD/BO, una producción de aceite por galón de SPNP de 18 BO/gal y un FR de 11.7% y FRinc de 8.13%. Retornando la inversión sobre los 7 meses de inicio del proyecto.
- Bajo los escenarios expuestos, se identificó que el proyecto solo es viable a precios de aceite mayores a \$ 63.5 USD/BO. Se cuantificó que al asumir un precio de venta de aceite de \$ 67 USD/BO, refleja una disminución de casi la mitad del VPN y reduce sustancialmente los tiempos de retorno de inversión y viabilidad económica, demostrando gran sensibilidad del proyecto a este factor de ingreso. Así mismo, se evidenció que una leve disminución en los costos operativos puede llegar a reflejar un VPN 3 veces mayor, notándose principalmente en los costos variables en relación con los volúmenes de agua inyectada.
- A partir del estudio superficial de impacto ambiental comparativo de SPNP contra una línea base de inyección convencional de surfactantes, enfocado en las emisiones de CO<sub>2</sub>, se pudo observar que en la implementación y operación de la etapa de inyección es posible reducir alrededor de un 56.9% de las emisiones, así mismo, se estimó que en las emisiones de producción se puede obtener una reducción del 4.7% y, en otras fuentes de emisión generales, puede obtenerse reducciones del 21.7%. Esto demuestra cuantitativamente que cada acción

enfocada en la filosofía de EC contribuye, pasiva y activamente en el impacto ambiental de estos proyectos industriales y, a su vez, favorece a la sostenibilidad generando un mayor FR.

- Dentro del mismo estudio, se observa que la mayor parte de las emisiones de CO<sub>2</sub> consideradas en el estudio se pueden deber, en más de un 90%, a los requerimientos energéticos envueltos en las operaciones de producción del aceite producido bajo las condiciones de un proyecto con inyección de fluidos, por lo cual, las acciones enfocadas en la reutilización, como el reúso completo de agua, en contraste con acciones de reducción, como la siembra de árboles, resulta tener un mayor aporte entorno a la disminución de estas emisiones.
- Más del 60% de los campos de Huila pueden llegar a tener un buen potencial técnico para la implementación de SPNP, teniendo en cuenta para algunos, una elección de la zona donde se tenga permeabilidad adecuada o la evaluación de productos surfactantes y NP que puedan mejorar la movilidad para los crudos viscosos, fluir por canales y poros más pequeños, y/o ajustar las condiciones de salinidad en el agua de inyección para el buen desempeño del nanofluido.
- La mayoría de los campos que no alcanzan más de la mitad del cumplimiento de las ventanas técnicas se deben, principalmente, a la falta de información reportada en las fuentes de consulta, por lo que, estos casos no son concluyentes para descartar el potencial de aplicación del método.
- El sondeo preliminar permite preclasificar los campos considerados para una posterior evaluación de otros factores determinantes, como las consideraciones económicas según el potencial del campo, las inversiones preliminares requeridas y la alineación estratégica que se tenga proyectada para cada campo.



## 7. RECOMENDACIONES

- Es pertinente continuar reajustando las curvas y reevaluando los resultados a medida que se obtenga más información sobre el comportamiento de producción de los patrones, considerando los factores operacionales incidentes como eventos de cierre, estimulaciones, entre otros; para un monitoreo efectivo del proyecto.
- La mejor manera de optimizar las ganancias del proyecto se debe enfocar en la optimización y reducción de los costos operativos variables, asociados a los volúmenes de agua inyectados y producidos.
- Para una evaluación económica más rigurosa, deben considerarse la variación de producción e inyección de fluidos que pueden modelarse mediante simulación numérica, además de la información financiera particular de la empresa, flujos de caja, factores como inflación, y demás factores no disponibles en este documento por temas de confidencialidad o el alcance de este.
- Llevar a cabo un estudio de generación de emisiones de CO<sub>2</sub> más amplio y detallado, involucrando las operaciones envueltas en la fabricación y transporte de los productos químicos, transporte en la venta de petróleo, fabricación de insumos como canecas, entre otros factores tanto internos de la empresa operadora como de los proveedores, clientes y fabricantes asociados, así como la cuantificación de la reducción de emisiones asociadas a las medidas y acciones tomadas en torno al modelo económico basado en EC, con el fin de tener un panorama más general sobre el impacto ambiental absoluto de todo el ciclo, tal como lo propone la filosofía de la EC.
- Realizar sondeos preliminares de los campos donde se obtuvo poca información de roca y fluidos en yacimiento para tener resultados más concluyentes respecto a si son viables o no para su posible implementación.
- Realizar estudios de *screening* de métodos EOR en los campos del Huila, contemplando todos los factores involucrados, es decir, económicos, técnicos, ambientales, y estratégicos. Pues, solo a nivel técnico parece haber buen potencial para la implementación de proyectos de vanguardia como la inyección de SPNP.

## BIBLIOGRAFÍA

- Abid, N., Khan, A. M., Shujait, S., Chaudhary, K., Ikram, M., Imran, M., Haider, J., Khan, M., Khan, Q., & Maqbool, M. (2022). Synthesis of nanomaterials using various top-down and bottom-up approaches, influencing factors, advantages, and disadvantages: A review. *Advances in Colloid and Interface Science*, 300(December 2021), 102597. <https://doi.org/10.1016/j.cis.2021.102597>
- AC Comercializar. (2016). *Caneca plástica sellada de 55 galones*. <https://canecasplasticas.com/product/detail/eyJpdil6lnJcL1ZGcnd4d0w4V3Fnc2JkdEJkOUIRPT0iLCJ2YWx1ZSI6IIF5RThMR3NmYitkSIRXRjNyc2pBbXc9PSlsm1hYyl6ImIzMDkxODIyZzEzNDM0YjA1OTdmOGUyMGRINjdjYzdkY2MzMTYwYzU3ZGFmOGQ5ZWY4YTVjOGZiMml3MTQ3ODUifQ==>
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2021). *RESERVAS DE CRUDO Y GAS DEL PAÍS Corte a 31 de Diciembre de 2020*.
- Ahmed, A. A., & Ismail Mohamed, A. P. (2015). In-depth permeability modifier for improvement of sweep efficiency in a heterogeneous oil reservoir: A review. *Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology*, 9(1), 18–28. <https://doi.org/10.19026/rjaset.9.1371>
- Ahmed, T., & McKinney, P. D. (2005). *Advanced reservoir engineering* (1ed ed.). Gulf Professional Publishing.
- Akin, S., & Bagci, S. (2000). An Experimental Study on Single Well Steam Assisted Gravity Drainage. *Canadian International Petroleum Conference 2000*. <https://doi.org/https://doi-org.usco.basesdedatosezproxy.com/10.2118/2000-010>
- Al-Mjeni, R., Arora, S., Cherukupalli, P., van Wunnik, J., Edwards, J., Felber, B. J., Gurpinar, O., Hirasaki, G. J., Miller, C. A., Jackson, C., Kristensen, M. R., Lim, F., & Ramamoorthy, R. (2011). ¿Llegó el momento para la tecnología EOR? - Schlumberger. *Oilfield Review*. <https://www.yumpu.com/es/document/read/14830741/llego-el-momento-para-la-tecnologia-eor-schlumberger>
- Al-Murayri, M. T., Al-Mayyan, H. E., Moudi, K., Al-Ajmi, F., Pitts, D., Wyatt, M. J., French, K., Surtek, J., & Dean, E. (2018). Chemical EOR Economic Evaluation in a Low Oil Price Environment: Sabriyah Lower Burgan Reservoir Case Study. *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*, 26–28. <https://doi.org/https://doi-org.usco.basesdedatosezproxy.com/10.2118/190337-MS>
- Al-Otaibi, F. M., Zhou, X., & Kokal, S. L. (2018). Laboratory Evaluation of Different Modes of Supercritical Carbon Dioxide Miscible Flooding for Carbonate Rocks. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. <https://doi.org/https://doi-org.usco.basesdedatosezproxy.com/10.2118/177986-PA>
- Ali, J. A., Kalhury, A. M., Sabir, A. N., Ahmed, R. N., Ali, N. H., & Abdullah, A. D. (2020). A state-of-the-art review of the application of nanotechnology in the oil and gas industry with a focus on drilling engineering. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 191. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107118>
- Almahfood, M., & Bai, B. (2018). The synergistic effects of nanoparticle-surfactant nanofluids in EOR applications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 171(July), 196–210. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.07.030>
- Andrade Rivas, L. F. (2009). *Sistema de gestión de corrosión e incrustación C.S.M.S*

- (*Corrosión and Scaling Management System*) para el campo Gigante de la compañía Emerald Energy PLC. [Universidad Surcolombiana]. ???
- ANH. (2008). *Las regalías en el sector de los Hidrocarburos*. Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). <https://www.anh.gov.co/estadisticas-del-sector/regalías-y-producción/estadisticas-e-informes>
- ANH. (2021). *PRODUCCION FISCALIZADA DE PETROLEO POR CAMPO (BARRILES POR DIA CALENDARIO - BPDC) Enero-Diciembre 2021*. Estadísticas de Producción. <https://www.anh.gov.co/estadisticas-del-sector/sistemas-integrados-operaciones/estadísticas-producción>
- Ansari, A., Haroun, M., Abou Sayed, N., Al Kindy, N., Ali, B., Amatya Shrestha, R., & Sarma, H. (2012). A New Approach Optimizing Mature Waterfloods with Electrokinetics-Assisted Surfactant Flooding in Abu Dhabi Carbonate Reservoirs. In T. P. Institute (Ed.), *KIPC (Kuwait International Petroleum Exhibition & Conference)*. <https://doi.org/https://doi-org.usco.basesdedatosezproxy.com/10.2118/163379-MS>
- Anuka, A., & Falode, O. (2020). An Overview of Microbial Enhanced Oil Recovery in Nigeria. *Society of Petroleum Engineers*. <https://doi.org/https://doi-org.usco.basesdedatosezproxy.com/10.2118/203765-MS>
- Ávila Vargas, M. A., & Lavao Pastrana, A. A. (2015). *Evaluación y diagnóstico del plan de mantenimiento a la instrumentación asociada a los separadores de crudo en la batería Monal - campo San Francisco*. Universidad Industrial de Santander.
- Ballesteros Suaza, M. A., & Camacho Martínez, J. C. (2016). *Estudio de la salinidad en campos de producción de petróleo en el departamento del Huila en la validación del método normalizado de la norma ASTM D3230-13. Prueba estándar para la determinación de sales en el crudo (método electrométrico)-potenciometro NS*. Universidad Surcolombiana.
- Barrera Cerón, E. A., & Quijano Mosos, M. A. (2014). *Evaluación de la incidencia de los fluidos del tratamiento piloto de inyección ASP (Álcali-Surfactante-Polímero) en los fluidos de formación del campo San Francisco*. Universidad Surcolombiana.
- Barua, J., Prescott, T., & Haldorsen, H. H. (1986). Financial and Technical Decision Making for Surfactant Flooding. *Society of Petroleum Engineers*. <https://doi.org/https://doi-org.usco.basesdedatosezproxy.com/10.2118/15074-MS>
- Benavides Ballesteros, H. O., & León Aristizabal, G. E. (2007). Información técnica sobre gases de efecto invernadero y el cambio climático. In *Subdirección de meteorología* (008, Vol. 08).
- Blanco Moro, V. (2020). *Los contratos de futuro de petróleo: qué son y cómo funcionan*. Bolsa, Mercados y Cotizaciones. <https://www.eleconomista.es/mercados-cotizaciones/noticias/10494653/04/20/Los-contratos-de-futuro-de-petroleo-que-son-y-como-funcionan.html>
- Bondor, P. (1993). Applications of Economic Analysis in EOR Research. *1992 SPE Oil & Gas Economics, Finance, & Management*. <http://onepetro.org/JPT/article-pdf/45/04/310/2223287/spe-24233-pa.pdf>
- Borhan, N., Salleh, I., Ibrahim, J. M. B. M., Farrell, A. R., Nichols, D. A., & Graham, G. M. (2016). *Investigation of Naphthenates Crude Oil Types and Behaviour to Induce Soaps-Microemulsion and Soap-Fines Foam in Malaysian EOR Fields*. 1–15. <https://doi.org/10.2523/iptc-18948-ms>
- Brannan, G., & Whittington, H. M. (1977). Enriched-Gas Miscible Flooding: A Case History of the Levelland Unit Secondary Miscible Project. *Journal of Petroleum Technology*.

- <https://doi.org/https://doi-org.usco.basesdedatosezproxy.com/10.2118/5826-PA>
- Buitrago Torres, R. A. (2017). *Estudio de factibilidad técnico-financiero para un piloto de inyección de agua in-fill en campo maduro de la cuenca del valle superior del magdalena mediante simulación de yacimientos*. Fundación Universidad de América.
- Cabrera Ceballos, G., & Molina Lalindez, D. (2018). *Evaluación técnico económica para la implementación de un sistema eléctrico PCP como alternativa en la disminución del índice de fallas causado por la ruptura de la tubería y varilla en campo Terciarios*. Univerisdad Surcolombiana.
- Carvajal Andrade, A. A., & Perdomo Méndez, C. F. (2016). *Revisión y diagnóstico de la metodología de recobro mejorado, empleada en los campos Santa Clara y Palogrande de la gerencia del Huila-Tolima*. Universidad Surcolombiana.
- Castro Perdomo, J. D., & Cuellar Castillo, M. J. (2012). *Análisis de oportunidades para la optimización de la producción en campo Brisas, usando el software OFM (Oilfield Manager)*. Universidad Surcolombiana.
- Castro, R., Maya, G., Mercado, D., Trujillo, M., Soto, C., Pérez, H., Lobo, A., Ordóñez, A., & Sandoval, J. . (2010). Enhanced Oil Recovery ( EOR ) Status - Colombia. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference Proceedings*, 7.
- Chaar, M., Solar, G., Venetos, ; M, Enterprises, W., Dargin, ; J, & Palmer, D. (2015). Economics of Steam Generation for Thermal Enhanced Oil Recovery Steam Generation for Thermal EOR. *Society of Petroleum Engineers*. <https://doi.org/https://doi-org.usco.basesdedatosezproxy.com/10.2118/175162-MS>
- Chakraborty, S., & Panigrahi, K. (2020). Stability of nanofluid: A review. *Applied Thermal Engineering*. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2020.115259>
- Cigüenza Riaño, N. (2019, July). Conozca cuál es la huella de carbono que puede generar una persona al año. *La Republica*. <https://www.larepublica.co/responsabilidad-social/conozca-cual-es-la-huella-de-carbono-que-puede-generar-una-persona-al-ano-2886109>
- Corredor Cuellar, L. F. (2007). *Estudio de factibilidad para la implementación de bombas de cavidad progresiva (PCP) como método de levantamiento artificial único en el campo Santa Clara*. Universidad Surcolombiana.
- Cortés, F. B., & Franco, C. (2020). *Nanotecnología en la industria petrolera*.
- Cruz Dionicio, J. S. (2019). Análisis de una alternativa química no convencional para optimizar el factor de recobro en el campo yaguará mediante simulación numérica. In *Programa de ingeniería de petróleos*. Fundación Universidad de Américas.
- Cuellar Conde, C., & Quesada Arguello, L. L. (2010). *Desarrollo de reservas del campo Pijao, mediante la perforación de pozos* [Universidad Surcolombiana]. <http://repositorio.unan.edu.ni/2986/1/5624.pdf%0Ahttp://dx.doi.org/10.1016/j.tplants.2011.03.004%0Ahttp://dx.doi.org/10.1016/j.pbi.2010.01.004%0Ahttp://www.biomedcentral.com/1471-2156/12/42%0Ahttp://dx.doi.org/10.1016/j.biotechadv.2009.11.005%0Ahttp://www>
- Dai, C., & Zhao, F. (2019). Chemical flooding and miscible flooding. In *Oilfield Chemistry* (1° Ed, pp. 117–155). Springer, Singapore. [https://doi.org/10.1007/978-981-13-2950-0\\_4](https://doi.org/10.1007/978-981-13-2950-0_4)
- Davies, M., & Scott, P. J. B. (2006). *Oilfield water technology* (1st ed.). NACE International.
- Delgadillo Aya, C. L., Díaz Guardia, V. M., Maya Toro, G. A., Castro García, R. H., & Quintero Pérez, H. I. (2018). Metodología para la priorización de tecnologías

- emergentes de recobro mejorado químico. *Revista Fuentes El Reventón Energético*, 16(2), 41–53. <https://doi.org/10.18273/revfue.v16n2-2018003>
- Delgadillo, C., Espinosa, C., Díaz, V., Ruiz, M., & Manrique, E. (2020). Nuevas tecnologías de recobro químico y su aplicabilidad en yacimientos colombianos. *Revista Fuentes, El Reventón Energético*, 18(2), 15–30. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.18273/revfue.v18n2-2020001>
- Duarte Prada, C. A. (2010). *Factibilidad técnico económica de la aplicación del proceso WAG para el campo Tello*. Universidad Industrial de Santander.
- Ecopetrol S.A. (n.d.). *CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro*. Retrieved April 1, 2022, from <https://ctyf.journal.ecopetrol.com.co/index.php/ctyf/search/search?query=Tempranillo&dateFromYear=&dateFromMonth=&dateFromDay=&dateToYear=&dateToMonth=&dateToDay=&authors=>
- Ecopetrol S.A. (2021). *Directrices ambientales estratégicas*. [https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/en/Corporateresponsibility/Environment/Water management](https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/en/Corporateresponsibility/Environment/Water%20management)
- El Periódico de la Energía. (2021). *El consumo de crudo superará en 2022 el nivel prepandemia con más de 100 mbd*. Actualidad Mercados Petróleo & Gas. <https://elperiodicodelaenergia.com/el-consumo-de-crudo-superara-en-2022-el-nivel-prepandemia-con-mas-de-100-mbd/#respond>
- Ellen Macarthur Foundation. (2017). *Elementos Básicos*. Economía Circular: <https://archive.ellenmacarthurfoundation.org/es/economia-circular/elementos-basicos>
- Enerdata.net. (2020). *Estadísticas de consumo energético mundial*. <https://datos.enerdata.net/energia-total/datos-consumo-internacional.html>
- Enerdata.net. (2021). *Tendencias energéticas mundiales 2021 : estadísticas energéticas consolidadas y previsiones mundiales 2021*. <https://es.enerdata.net/publicaciones/informes-energeticos/tendencias-energeticas-mundiales.html>
- Escandón Mosquera, L. F., & Pazos Trujillo, H. A. (2007). *Aplicación del programa “oilscale” para la predicción de depositaciones inorgánicas en el campo balcón*. Universidad Surcolombiana.
- Escobar Macualo, F. H. (2004). *Fundamentos De Ingeniería De Yacimientos* (1ed ed.). Universidad Surcolombiana.
- Estévez, R. (2016). *¿Qué características tiene un sistema basado en la economía circular?* Eco Inteligencia. <https://www.ecointeligencia.com/2016/08/economia-circular-caracteristicas/>
- Ezhilarasi, P. N., Karthik, P., Chhanwal, N., & Anandharamakrishnan, C. (2012). Nanoencapsulation Techniques for Food Bioactive Components: A Review. *Food Bioprocess Technol*. <https://doi.org/10.1007/s11947-012-0944-0>
- Farajzadeh, R., Kahrobaei, S., Eftekhari, A. A., Mjeni, R. A., Boersma, D., & Bruining, J. (2021). Chemical enhanced oil recovery and the dilemma of more and cleaner energy. *Scientific Reports*, 11(1), 1–14. <https://doi.org/10.1038/s41598-020-80369-z>
- Franco, Camilo A, Zabala, R., & Cort Es, F. B. (2017). Nanotechnology applied to the enhancement of oil and gas productivity and recovery of Colombian fields. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 157, 39–55. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.07.004>
- Franco, Carlos A., Giraldo, L. J., Candela, C. H., Bernal, K. M., Villamil, F., Montes, D.,

- Lopera, S. H., Franco, C. A., & Cortés, F. B. (2020). Design and tuning of nanofluids applied to chemical enhanced oil recovery based on the surfactant–nanoparticle–brine interaction: From laboratory experiments to oil field application. *Nanomaterials*, 10(8), 1–29. <https://doi.org/10.3390/nano10081579>
- Fundación Universitaria de las Américas. (n.d.). *Lumieres - Repositorio institucional Universidad de América*. Retrieved April 1, 2022, from [http://repository.uamerica.edu.co/simple-search?location=20.500.11839%2F59&query=Espino&rpp=10&sort\\_by=score&order=desc](http://repository.uamerica.edu.co/simple-search?location=20.500.11839%2F59&query=Espino&rpp=10&sort_by=score&order=desc)
- Gallego López, A. M., & Torres Mercado, O. A. (2017). *Diseño de un Gun Barrel transportable, para procesamiento de 1000 Barriles de emulsión*. Fundación Universitaria Los Libertadores.
- Garzón Serrano, G. A., & España Restrepo, S. D. (2012). *Implementación de la técnica Soil Washing (lavado de suelo) para el tratamiento de las arenas de producción del campo la Hocha-Tesalia-Huila-Republica de Colombia, Empresa ATP Ingenierías SAS*. Universidad Surcolombiana.
- Ghosh, B., & Obassi, D. (2013). Eco-Friendly Surfactant for EOR in High Temperature, High Salinity Carbonate Reservoir. In The Petroleum Institute (Ed.), *SPE Enhanced Oil Recovery Conference* (pp. 2–4). <http://onepetro.org/SPEEORC/proceedings-pdf/13EORC/All-13EORC/SPE-165219-MS/1563916/spe-165219-ms.pdf>
- Giraldo, L. J. (2018). Janus nanoparticles for enhanced oil recovery EOR: Reduction of interfacial tension. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2018-Septe*. <https://doi.org/10.2118/194033-stu>
- González, D., & Pérez, G. (2013). Metodología para la aplicación de tecnologías de recuperación mejorada que permitan aumentar el factor de recobro [Universidad Central de Venezuela]. In *Universidad Central de Venezuela*. [http://bibliogeo.ing.ucv.ve/DB/bfiegucv/EDOCS/SRed/2012/10/T041500005176-0-TEG\\_ANAYA\\_RAQUEL\\_2004-000.pdf](http://bibliogeo.ing.ucv.ve/DB/bfiegucv/EDOCS/SRed/2012/10/T041500005176-0-TEG_ANAYA_RAQUEL_2004-000.pdf)
- Grupo Argos. (2022). *Cambio climático, nuestro compromiso y acción*. <https://argos.co/cambio-climatico/>
- Guo, H., Li, Y., Wang, F., Wang, Y., Yu, Z., Yuanyuan, G., Chuyi, J., & Xian, G. (2015). Progress of Microbial Enhanced Oil Recovery in China. *Society of Petroleum Engineers*, 11–13. <https://doi.org/https://doi-org.usco.basesdedatosezproxy.com/10.2118/174697-MS>
- Gutiérrez, B., & Labrador, H. (2019). Análisis de las propiedades interfaciales en muestras de resinas I, asociadas a un crudo pesado, hidrotratado bajo distintas condiciones de operación. *Revista Ingeniería UC*, 26(1), 4–13. <https://www.redalyc.org/journal/707/70758484002/html/>
- Gutierrez Gonzalez, J. M., & Gonzalez Arias, K. J. (2015). *Propuesta para la optimización de producción del campo la cañada norte, mediante el análisis nodal*. Universidad Industrial de Santander.
- Guzmán Chavez, A., & Toledo Patiño, A. (2009). Las nanotecnologías: un paradigma tecnológico emergente. Dinámica y especialización de la innovación en las nanotecnologías. *Razón y Palabra*, 68, 1–32. <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=199520297006>
- Hernández Espinos, J. C., & Rojas Cuellar, N. (2016). Evaluación técnico-financiera de la inhibición de finos por aditivos químicos para cuatro pozos seleccionados en el

- campo río ceibas de la cuenca del valle superior del magdalena. In *Fundación Universitaria de América*. Fundación Universitaria de América.
- Hernández M., C. (2004). Formación De Nanoemulsiones O/W Mediante El Cambio En La Composición-Formulación Por Dilución Con Agua De Sistemas Próximos a La Formulación Óptima. In *Universidad de los Andes*. Universidad de los Andes.
- Hubbard, A., & Bensebaa, F. (2013). Interface Science and Technology. In *Interface Science and Technology* (1 ed., Vol. 19, Issue C). Elsevier Ltd. [https://doi.org/10.1016/S1573-4285\(13\)70004-8](https://doi.org/10.1016/S1573-4285(13)70004-8)
- Ibarra Castro, J. M., & Anaya Díaz, H. M. (2017). *Análisis integral y optimización de productividad para los campos Palogrande y Cebú, basados en la metodología del análisis nodal y metodología de FEL*. Universidad Surcolombiana.
- Ibragimov, K. M., Abdullayeva, F., & Guseynova, N. I. (2015). Experience of Microbial Enhanced Oil Recovery Methods At Azerbaijan Fields. *Society of Petroleum Engineers*, 4–6. <https://doi.org/https://doi-org.usco.basesdedatosezproxy.com/10.2118/177377-MS>
- Ibrahim El-Diasty, A., & Aly, A. M. (2015). Understanding the Mechanism of Nanoparticles Applications in Enhanced Oil Recovery. In TPS Technical Petroleum Services (Ed.), *SPE North Africa Technical Conference and Exhibition* (pp. 14–16). Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/https://doi-org.usco.basesdedatosezproxy.com/10.2118/175806-MS>
- ICF International. (2020). *Documentation for Greenhouse Gas Emission and Energy Factors Used in the Waste Reduction Model (WARM)* (No. 15).
- IEA. (2020, April 30). *Global energy demand to plunge this year as a result of the biggest shock since the Second World War*. <https://www.iea.org/news/global-energy-demand-to-plunge-this-year-as-a-result-of-the-biggest-shock-since-the-second-world-war>
- Instituto Mexicano del Inoxidable. (2018). *Acero Inoxidable en la Generación de Energía*. Aplica-Inox. <https://iminox.org.mx/aplicainox/generacion-energia/>
- Investing. (2022). *Gráfico del precio de futuros de Petróleo Brent*. <https://es.investing.com/commodities/brent-oil-streaming-chart>
- Izadi, M., Vicente, S. E., Zapata Arango, J. F., Chaparro, C., Jimenez, J. A., Manrique, E., Mantilla, J., Dueñas, D. E., Huertas, O., & Kazemi, H. (2018a). Assessing productivity impairment of surfactant-polymer EOR using laboratory and field data. *SPE Improved Oil Recovery Conference*, 15. <https://doi.org/10.2118/190316-ms>
- Izadi, M., Vicente, S. E., Zapata Arango, J. F., Chaparro, C., Jimenez, J. A., Manrique, E., Mantilla, J., Dueñas, D. E., Huertas, O., & Kazemi, S. A.; H. (2018b). Assessing Productivity Impairment of Surfactant-Polymer EOR Using Laboratory and Field Data. In Ecopetrol S.A & Colorado School of Mines (Eds.), *SPE Improved Oil Recovery Conference* (pp. 14–18). Society of Petroleum Engineers. <http://onepetro.org/SPEIOR/proceedings-pdf/18IOR/4-18IOR/D041S014R005/1206669/spe-190316-ms.pdf>
- Johnson, L. M., Norton, C. A., Huffman, N. D., Mecham, J. B., & Rothrock, G. D. (2016). Nanocapsules for controlled release of waterflood agents for improved conformance. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2016-Janua*. <https://doi.org/10.2118/181547-ms>
- Kamal, M. S., Hussein, I. A., & Sultan, A. S. (2017). Review on Surfactant Flooding: Phase Behavior, Retention, IFT, and Field Applications. *Energy and Fuels*, 31(8), 7701–

7720. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b00353>
- Khanifar, A., Tewari, R. D., Mousavimirkalaei, S. M., & Bin Abd Raub, M. R. (2019). Best Practices for Assessing Chemical EOR Project Risks for a Major Malaysian Offshore Oilfield. *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*. <https://doi.org/https://doi-org.usco.basesdedatosezproxy.com/10.2118/196293-MS>
- Koh, H., & Lee, V. B. (2016). Experimental Investigation of the Effect of Polymers on Residual Oil Saturation. *Society of Petroleum Engineers*, 11–13. <https://doi.org/https://doi.org/10.2118/179683-MS>
- Kovscek, A. R. (2012). *Emerging challenges and potential futures for thermally enhanced oil recovery*. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2012.08.004>
- Kowszyk, Y., & Maher, R. (2018). Estudios de caso sobre modelos de Economía Circular e integración de los Objetivos de Desarrollo Sostenible en estrategias empresariales en la UE y ALC. In *Perspectivas Económicas Biorregionales*. <https://doi.org/10.12858.1018ES>
- Lau, H. C., Yu, M., & Nguyen, Q. P. (2017). Nanotechnology for oilfield applications: Challenges and impact. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 157. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.07.062>
- Leon, J. M., Castillo, A. F., Perez, R., Jimenez, J. A., Izadi, M., Mendez, A., Castillo, O. P., Londoño, F. W., Zapata, J. F., & Chaparro, C. H. (2018). A successful polymer flood pilot at palogrande-cebu, a low permeability reservoir in the Upper Magdalena Valley, Colombia. *SPE Symposium on Improved Oil Recovery, 2018-April*. <https://doi.org/10.2118/190165-ms>
- Leon, J. M., Izadi, M., Castillo, A., Zapata, J. F., Chaparro, C., Jimenez, J., Vicente, S. E., & Castro, R. (2018). *Use of cross-linked polymer systems to improve volumetric sweep efficiency and alternative full field development strategy for a mature waterflooding optimization processes - Dina cretaceous field case*. 15. <https://doi.org/10.2118/190313-ms>
- Li, X., Chen, L., Cui, D., Jiang, W., Han, L., & Niu, N. (2022). Preparation and application of Janus nanoparticles: Recent development and prospects. *Coordination Chemistry Reviews*, 454, 214318. <https://doi.org/10.1016/j.ccr.2021.214318>
- Martinez Lozano, J. A., & Arango Soto, D. R. (2013). *Evaluación técnico-económica del uso del gas asociado de producción del campo la Cañada Norte como alternativa de suministro para la red de distribución de gas domiciliario en municipios de Paicol, Tesalia y la Plata*. Universidad Industrial de Santander.
- Material Properties. (2020). *Acerca del acero de alto carbono*. <https://material-properties.org/es/acero-con-alto-contenido-de-carbono-densidad-resistencia-dureza-punto-de-fusion/>
- Ministerio del Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible, & Ministerio de Comercio Industria y Turismo. (2019). Estrategia Nacional de Economía Circular. In *Gobierno de Colombia*. [http://www.andi.com.co/Uploads/Estrategia Nacional de Economía Circular-2019 Final.pdf\\_637176135049017259.pdf](http://www.andi.com.co/Uploads/Estrategia Nacional de Economía Circular-2019 Final.pdf_637176135049017259.pdf)
- Mohamed, E. F. (2017). Nanotechnology: Future of Environmental Air Pollution Control. *Environmental Management and Sustainable Development*, 6(2), 429. <https://doi.org/10.5296/emsd.v6i2.12047>
- Montealegre Orozco, A. M., & Ortiz Quintero, T. A. (2016). *Optimización y estandarización del sistema PCP para el campo la Hocha*. Universidad Surcolombiana.
- Mora-Huertas, C. E., Fessi, H., & Elaissari, A. (2010). Polymer-based nanocapsules for



- drug delivery. *International Journal of Pharmaceutics*, 385, 113–142. <https://doi.org/10.1016/j.ijpharm.2009.10.018>
- Moreno Cruz, A. M. (2011). *Metodología para la evaluación técnica en proyectos de Inyección de agua con sartas selectivas, aplicado a la fase piloto en campo tibú (Ecopetrol)*. [Universidad Industrial de Santander]. <http://dx.doi.org/10.1038/ni.1913%0Ahttp://dx.doi.org/10.1016/j.dci.2013.08.014%0Ahttp://dx.doi.org/10.1186/s13071-016-1819-4%0Ahttp://dx.doi.org/10.1016/j.actatropica.2017.02.006%0Ahttp://dx.doi.org/10.1038/s41598-017-09955-y%0Ahttp://dx.doi.org/10.1016/>
- Muriel, H., Ma, S., Sofla, S. J. D., & James, L. A. (2020). Technical and economical screening of chemical EOR methods for the offshore. *Proceedings of the Annual Offshore Technology Conference*. <https://doi.org/10.4043/30740-ms>
- National Nanotechnology Initiative. (n.d.). *What Is So Special about “Nano”?, Scale at which surface behavior plays a larger role*. Retrieved March 19, 2022, from <https://www.nano.gov/about-nanotechnology/what-is-so-special-about-nano>
- Nind, T. E. W. (1987). *Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros*. McGraw-Hill.
- Noval L, V. E. (2016). *Sistemas magnéticos estructurados tipo core-shell Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub>-TiO<sub>2</sub> y Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub>-SiO<sub>2</sub> basados en magnetita (Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub>): diseño, caracterización y aplicaciones en catálisis heterogénea*. Universidad Nacional de Colombia.
- Osterloh, W. T., & Jante, M. J. (1992). Surfactant-polymer flooding with anionic PO/EO surfactant microemulsions containing polyethylene glycol additives. *Eighth Symposium on Enhanced Oil Recovery*, 485–494. <https://doi.org/10.2118/24151-ms>
- Paris de Ferrer, M. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de yacimientos* (Ediciones Astro Data S.A. (ed.)).
- Paris De Ferrer, M. (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos* (E. A. D. S.A. (ed.); 2° Ed.). Ediciones Astro Data S.A. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Pérez, R., Castro Garcia, R. H., Jimenez, R., Maya, G. A., Leon Hinstrosa, J. M., Reyes, J. D., Mendez, A., Castillo Mejia, A. F., Romero, M. P., Fernandez Bedoya, F., Quintero Roa, L. M., & Quintero, H. (2017). Mature field revitalization using polymer flooding: Palogrande - Cebú field case. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference Proceedings*, 0, 1–14. <https://doi.org/10.2118/185552-ms>
- Pinto Losada, C. A., & Villalba Cuellar, W. A. (2009). *Estrategias para optimizar la producción de campo Brisas*. Universidad Surcolombiana.
- Polania Barragan, F. J., & Díaz Gutierrez, J. S. (2018). *Generación de modelos sectorizados de simulación para el análisis de producción histórica y de daño de formación enfocado en la optimización de tratamientos de estimulación en el campo Yaguará*. Universidad Surcolombiana.
- Portafolio. (2022). *Petróleo llega a su precio más alto en 7 años por crisis en Ucrania*. Indicadores Económicos. <https://www.portafolio.co/indicadores-economicos/petroleo-brent-y-wti-precio-23-de-febrero-2022-562083>
- Puerto Useche, M. M., & Bitrigo Aya, C. A. (2016). *Evaluación técnica del piloto de recobro mejorado por inyección de geles de dispersión coloidal (CDG) en campo Tello*. Universidad Surcolombiana.
- Rafiee, M., Behr, A., Lessner, E., Holding, W., Kassel, G., Diehl, ; D, Trautmann, B., &

- Koch, A. (2015). Electromagnetic Heating for Heavy Oil Production: Case Study of a Field Applicability. *Society of Petroleum Engineers*, 26–28. <https://doi.org/https://doi-org.usco.basesdedatosezproxy.com/10.2118/176538-MS>
- Repsol. (2022). *Qué es la economía circular y por qué es importante*. <https://www.repsol.com/es/sostenibilidad/economia-circular/index.cshtml>
- Reyes, J. D. (2020). *Diseño de una metodología de seguimiento del proyecto de recobro mejorado con la tecnología cdg geles de dispersion coloidal en el campo dina cretáceo*. Industrial de Santander.
- Riasco Malaver, D. A., & Roa Osorio, P. A. (2018). *Optimización de producción con análisis nodal en los campos Dina Norte y Tenay*. Universidad Surcolombiana.
- Ribeiro, L. (2022, January 20). La crisis energética nubla el escenario para 2022. *Bloomberg Línea*, 1. <https://www.bloomberglinea.com/2022/01/20/la-crisis-energetica-nubla-el-escenario-para-2022/>
- Rodríguez, E., Barrios, W., Sandoval, R., Santos, N., & Cortes, I. (2008). Numerical simulation for cyclic steam injection at Santa Clara field. *Ciencia, Tecnología y Futuro*, 3, 107–128.
- Rodríguez López, A. (2012). *Estudio de la síntesis y caracterización de nanopartículas de magnetita por métodos electroquímicos* [Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico en Electroquímica]. [https://cideteq.repositorioinstitucional.mx/jspui/bitstream/1021/91/1/Estudio de la síntesis y caracterización de nanopartículas de magnetita por métodos electroquímicos.pdf](https://cideteq.repositorioinstitucional.mx/jspui/bitstream/1021/91/1/Estudio%20de%20la%20síntesis%20y%20caracterización%20de%20nanopartículas%20de%20magnetita%20por%20métodos%20electroquímicos.pdf)
- Salgado Gallo, A. E. (2016). *Estudio del monitoreo del proyecto de inyección de agua en el campo maduro Dávalos cordero (MDC)*. Escuela Politécnica Nacional.
- SGR. (2020). *El ABECÉ de la nueva Ley de Regalías LEY 2056 DE 2020*. <https://www.sgr.gov.co/QuiénesSomos/MejorasNuevaLeydeRegalías.aspx>
- Sheng, J. J. (2011). Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. In *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery*. <https://doi.org/10.1016/b978-1-85617-745-0.00017-6>
- Sheng, J. J. (2013). A Comprehensive Review of Alkaline-Surfactant-Polymer (ASP) Flooding. *Society of Petroleum Engineers*. <https://doi.org/https://doi-org.usco.basesdedatosezproxy.com/10.2118/165358-MS>
- Shi, F., Wu, J., Jin, Z., Zhuang, T., Yin, S., & Zhao, B. (2021). Preparation and application of targeted response nanocapsules for oil displacement. *Energy Reports*, 7, 6222–6233. <https://doi.org/10.1016/J.EGYR.2021.09.059>
- Silva, O. J. (2020). *Conociendo las propiedades físicas del cemento: ¿qué y cómo?* 360 En Concreto. <https://www.360enconcreto.com/blog/detalle/category/cemento/propiedades-fisicas-del-cemento#:~:text=condición sea especificada.,Densidad,la cantidad de adiciones utilizadas.>
- Silva Rondón, F. A., & Vargas Camacho, D. O. (2010). *Evaluación de la distribución del sistema de inyección de agua y su rata óptima en el campo Río Ceibas, Distrito de Producción Sur Petrobras Internacional Braspetro B.V.* Universidad Surcolombiana.
- Sircar, A., Rayavarapu, K., Bist, N., Yadav, K., & Singh, S. (2021). Applications of nanoparticles in enhanced oil recovery. *Petroleum Research*. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2021.08.004>
- Smalley, P. C., Muggeridge, A. H., Amundrud, S. S., Dalland, M., Helvig, O. S., Høgnesen, E. J., & Østhus, A. (2020). EOR Screening Including Technical, Operational,

- Environmental and Economic Factors Reveals Practical EOR Potential Offshore on the Norwegian Continental Shelf. *Society of Petroleum Engineers*. <https://doi.org/https://doi-org.usco.basesdedatosezproxy.com/10.2118/200376-MS>
- Stand for Trees. (2022). *¿Es la plantación de árboles la mejor solución para el cambio climático? Todo lo que hay que saber*. <https://standfortrees.org/es/blog/planting-trees-climate-change/#:~:text=Algunas estimaciones sugieren que un árbol medio maduro puede absorber,vez que haya crecido completamente.>
- Suniga, P. T., Fortenberry, R., & Delshad, M. (2016). Observations of Microemulsion Viscosity for Surfactant EOR Processes. In U. E. S. & U. of T. at Austin (Ed.), *SPE Improved Oil Recovery Conference* (pp. 11–13). Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/https://doi-org.usco.basesdedatosezproxy.com/10.2118/179669-MS>
- Tellez, O., Castellanos, J., Casadiego, A., Lopez, E., Sorensen, F., Kessler, C., & Torne, J. P. (2007). Application of dipole sonic to evaluate hydraulic fracturing. *Society of Petroleum Engineers - 2nd International Oil Conference and Exhibition in Mexico 2007*, 109–113. <https://doi.org/10.2523/108479-ms>
- Tiwari, J. N., Tiwari, R. N., & Kim, K. S. (2012). Zero-dimensional, one-dimensional, two-dimensional and three-dimensional nanostructured materials for advanced electrochemical energy devices. *Progress in Materials Science*, 57(4), 724–803. <https://doi.org/10.1016/j.pmatsci.2011.08.003>
- Tohidi, Z., Teimouri, A., Jafari, A., Gharibshahi, R., & Omidkhan, M. R. (2022). Application of Janus nanoparticles in enhanced oil recovery processes: Current status and future opportunities. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 208(PD), 109602. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109602>
- Universidad Industrial de Santander. (n.d.). *Biblioteca UIS*. <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/>
- Universidad Nacional de Colombia. (n.d.). *Repositorio Universidad Nacional*. Retrieved April 1, 2022, from <https://repositorio.unal.edu.co/>
- Universidad Surcolombiana. (n.d.-a). *Biblioteca Universidad Surcolombiana Koha*. Retrieved April 1, 2022, from <https://biblioteca.usco.edu.co/>
- Universidad Surcolombiana. (n.d.-b). *Repositorio Universidad Surcolombiana*. Retrieved April 1, 2022, from <https://repositoriousco.co/>
- UPME. (2015). *Evaluación de la contribución económica del sector de hidrocarburos colombiano frente a diversos escenarios de producción*.
- Varfolomeev, M. A., Ziniukov, R. A., Yuan, C., Khairtdinov, R. K., Sitnov, S. A., Sudakov, V. A., Zhdanov, M. V., Mustafin, A. Z., Usmanov, S. A., Sattarov, A. I., & Glukhov, M. S. (2020). Optimization of carbonate heavy oil reservoir development using surfactant flooding: From laboratory screening to pilot test. *Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Petroleum Technology Conference 2020, RPTC 2020*. <https://doi.org/10.2118/201905-ms>
- Vasquez Aldana, C. E., & Hernández Rubio, J. H. (2009). *Diagnóstico para el mejoramiento del proceso de control de calidad del agua de inyección en el campo Río Ceibas*. Universidad Surcolombiana.
- Verano Cadena, V. (2020). *Efectos del Comercio Internacional sobre el sector minero energético en Colombia desde 1980 al 2018*. Universidad Militar Nueva Granada.
- Webster, K. (2016). The circular economy a wealth of flows. In Ellen Macarthur Foundation Publishing (Ed.), *Business & Economics* (2 ed.).
- Westermarck, R. V., Brett, J. F., & Maloney, D. R. (2001). Enhanced Oil Recovery with

- Downhole Vibration Stimulation. *Society of Petroleum Engineers Inc.* <https://doi.org/https://doi-org.usco.basesdedatosezproxy.com/10.2118/67303-MS>
- Xu, F., Chen, Q., Ma, M., Wang, Y., Yu, F., & Li, J. (2020). Displacement mechanism of polymeric surfactant in chemical cold flooding for heavy oil based on microscopic visualization experiments. *Advances in Geo-Energy Research*, 4(1), 77–85. <https://doi.org/10.26804/ager.2020.01.07>
- Yakasai, F., Zaidi Jaafar, M., Bandyopadhyay, S., & Agi, A. (2020). Current developments and future outlook in nanofluid flooding: A comprehensive review of various parameters influencing oil recovery mechanisms. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*. <https://doi.org/10.1016/j.jiec.2020.10.017>
- Yániz Alcudia, R., & De La Fuente Pérez, R. (2015). *Recuperación avanzada de hidrocarburos (IOR)*. Universidad Nacional Autónoma de México.
- Zabala, R., Franco, C. A., & Cortés, F. B. (2016). Application of nanofluids for improving oil mobility in heavy oil and extra-heavy oil: A field test. *SPE - DOE Improved Oil Recovery Symposium Proceedings, 2016-Janua*, 13. <https://doi.org/10.2118/179677-ms>
- Zhao, M., Lv, W., Li, Y., Dai, C., Wang, X., Zhou, H., Zou, C., Gao, M., Zhang, Y., & Wu, Y. (2018). Study on the synergy between silica nanoparticles and surfactants for enhanced oil recovery during spontaneous imbibition. *Journal of Molecular Liquids*, 261, 373–378. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2018.04.034>
- Zhu, D., Bai, B., & Hou, J. (2017). Polymer Gel Systems for Water Management in High-Temperature Petroleum Reservoirs: A Chemical Review. *Energy and Fuels*, 31(12), 13063–13087. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b02897>