

**SIMULACIÓN DE ESCENARIOS MEJORADOS DE ESTIMULACIÓN REACTIVA EN  
POZOS PRODUCTORES DE UN CAMPO A EN LA CUENCA DE LOS LLANOS  
ORIENTALES MEDIANTE INTELIGENCIA ARTIFICIAL**

**DIOSEMEL CASTRO TOLOZA  
KEVIN STEVEN PÉREZ GÓMEZ**

**Proyecto integral de grado para optar el título de  
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**Director de proyecto  
Yatnielah Isbel Pirela Roperó  
Ingeniero de Petróleos**

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

**2024**

NOTA DE ACEPTACIÓN

---

---

---

---

---

---

---

Nombre  
Firma del director

---

Nombre  
Firma del presidente Jurado

---

Nombre  
Firma del Jurado

---

Nombre  
Firma del Jurado

Bogotá, D.C. junio de 2024

## **DIRECTIVOS DE LA UNIVERSIDAD**

Presidente de la Universidad Y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCIA PEÑA

Consejero institucional

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA PEÑA

Vicerrectora Académica

Dra. MARÍA FERNANDA VEGA DE MENDOZA

Vicerrectora de Investigaciones y Extensión

Dra. SUSAN MARGARITA BENAVIDES TRUJILLO

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. RICARDO ALFONSO PEÑARANDA CASTRO

Secretario General

Dr. JOSÉ LUIS MACÍAS RODRIGUEZ

Decano Facultad de ingenierías

Dra. NALINY PATRICIA GUERRA PRIETO

Director del Programa de Ingeniería de Petróleos

Dra. NALINY PATRICIA GUERRA PRIETO

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

## **DEDICATORIA**

En primer lugar, a Dios y a la virgen del Carmen, porque me guiaron en cada paso de mi formación profesional y para la realización de este trabajo. A mi padre Diosemel Castro que, aunque no esté presente de cuerpo, sé que en alma y espíritu siempre está conmigo apoyándome y guiándome cada día de mi vida, como siempre lo hacía. A mi madre Gloria Toloza por su apoyo, su comprensión, su amor y su fortaleza, porque a pesar de estar sola y de todas las cosas por las que hemos pasado, nunca ha dejado de luchar por sacar a sus hijos adelante y siempre esta fuerte ante toda circunstancia. Gracias a mis padres por enseñarme a ser lo que soy, una persona culta llena de valores, responsable y humilde. A mis hermanos Karen Castro y Duvan Castro por siempre estar presentes brindándome su apoyo y cariño. A mi compañero de tesis y amigo Kevin Pérez por su comprensión y apoyo en los momentos de estrés con la intención de sacar este proyecto adelante. Y a mis demás amigos con los que viví muchas experiencias y que hicieron que este trayecto fuera mucho más amistoso y alegre.

**Diosemel Castro Toloza.**

## **DEDICATORIA**

En primer lugar, a Dios que me permitió poder estudiar y cumplir mi sueño de convertirme en Ingeniero de petróleos. A mis padres Yesith Pérez y Yinne Gómez, a mis hermanos Frank Pérez y Sheila Pérez, que estuvieron conmigo en todo momento, apoyándome y brindándome todo su amor. A la memoria de mi abuelito Efraín Gómez por alentarme y apoyarme desde pequeño, a mi abuelita Hortencia Vanegas por darme siempre su apoyo y su inmenso amor. A mi compañero de tesis y amigo Diosemel Castro Toloza por permitirme trabajar a su lado para sacar adelante este proyecto, a la Ingeniera Yatnielah Pirela y Edinson Jiménez por convertirse en unos de los mejores profesores que he tenido. A mi Capítulo Estudiantil EAGE por permitirme crecer como profesional. A todos mis amigos con los que pase las mejores experiencias y los mejores años de mi vida.

**Kevin Steven Pérez Gómez.**

## **AGRADECIMIENTOS**

Nosotros primeramente queremos darle gracias a Dios, por darnos la vida, las capacidades y la oportunidad de cumplir nuestra meta de convertirnos en profesionales.

A nuestra orientadora, la ingeniera Yatnielah Isbel Pirela, por el apoyo brindado a lo largo de este proyecto.

Al docente e Ing. Edinson Jiménez Bracho por los aportes durante la formulación del presente proyecto, por su guía y apoyo con sus conocimientos para culminar esta meta.

A la Fundación Universidad de América en donde nos formamos como profesional y personas, por facilitarnos el uso de los equipos especializados y las licencias de CMG.

Al Ing. Fabian Yatte y Computer Modelling Group Ltd. por la guía, paciencia y capacitación para el uso del simulador.

Se extiende un agradecimiento a todos los profesores de la universidad que estuvieron presentes durante todo nuestro proceso de formación, por transmitirnos sus conocimientos y experiencias.

Finalmente, pero no menos importante, queremos agradecer a nuestras familias y amigos por su acompañamiento a lo largo en esta etapa tan importante de nuestras vidas.

## TABLA DE CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
<b>RESUMEN</b>	16
<b>INTRODUCCION</b>	17
<b>OBJETIVOS</b>	19
<b>Objetivo General</b>	19
<b>Objetivos Específicos</b>	19
<b>1 MARCO TEÓRICO</b>	20
<b>1.1 Cuenca de los Llanos Orientales</b>	20
<i>1.1.1</i> <b>Localización</b>	20
<i>1.1.2</i> <b>Estratigrafía</b>	21
<i>1.1.3</i> <b>Sedimentación</b>	23
<b>1.2 Daño de formación</b>	24
<i>1.2.1</i> <b>Origen de daño de formación</b>	25
<i>1.2.2</i> <b>Daño de formación natural</b>	26
<i>1.2.3</i> <b>Daño de formación inducido</b>	28
<b>1.3 Estimulación en pozos petroleros</b>	29
<i>1.3.1</i> <b>Estimulación matricial</b>	30
<i>1.3.2</i> <b>Estimulación por fracturamiento</b>	31
<b>1.4 Inflow performance relationship (IPR)</b>	31
<b>1.5 Ley de Darcy</b>	31
<b>1.6 Ecuaciones de flujo</b>	32
<i>1.6.1</i> <b>Flujo estable</b>	32
<i>1.6.2</i> <b>Flujo pseudoestable</b>	33
<i>1.6.3</i> <b>Flujo inestable</b>	34
<b>1.7 Factor de daño</b>	34

<b>1.8 Computer Modelling Group (CMG)</b>	36
<b>1.8.1 CMOST</b>	37
<b>2 METODOLOGÍA Y DATOS</b>	38
<b>2.1 Fase I</b>	39
<b>2.1.1 Recopilación de información productiva</b>	39
<b>2.1.2 Historial de Operaciones de Workover</b>	39
<b>2.1.3 Caracterización de fluidos y daño de formación</b>	41
<b>2.2 Fase II</b>	46
<b>2.2.1 Construcción del modelo de simulación conceptual de los pozos</b>	46
<b>2.2.2 Selección de las variables de mejora para la estimulación matricial</b>	52
<b>2.3 Fase III</b>	55
<b>2.3.1 Selección y cálculo de curvas IPR del escenario de mejora</b>	55
<b>2.3.2 Variables para el análisis técnico del escenario seleccionado</b>	56
<b>3 ANÁLISIS Y RESULTADOS</b>	57
<b>3.1 Daño de formación de los Pozos A, B y C</b>	57
<b>3.2 Simulación conceptual y ajuste de los pozos en estudio</b>	89
<b>3.3 Análisis de sensibilidad de los escenarios de mejora</b>	92
<b>3.4 Elección del mejor escenario de estimulación reactiva</b>	95
<b>3.5 Análisis de curvas IPR y estudio técnico</b>	100
<b>4 CONCLUSIONES</b>	108
<b>RECOMENDACIONES</b>	110
<b>REFERENCIAS</b>	111

<b>LISTA DE FIGURAS</b>	<b>Pág.</b>
<b>Figura 1.</b> Mapa de localización	20
<b>Figura 2.</b> Estratigráfica generalizada de la cuenca de los Llanos Orientales	22
<b>Figura 3.</b> Diagrama de Wheeler	23
<b>Figura 4.</b> Localización de diversos tipos de daños	24
<b>Figura 5.</b> Diagrama de flujo para el desarrollo de la metodología	38
<b>Figura 6.</b> Diagrama de pruebas de laboratorio realizadas a los fluidos producidos	42
<b>Figura 7.</b> Diagrama de separación de fluido por el método SARA	42
<b>Figura 8.</b> Diagrama de pruebas de laboratorio realizadas a muestras de sólidos	44
<b>Figura 9.</b> Muestras de sólidos encontrados en los pozos	44
<b>Figura 10.</b> Creación de la malla cartesiana o del grid	47
<b>Figura 11.</b> Definición del número y tamaño de los bloques del grid	48
<b>Figura 12.</b> Correlaciones región PVT	49
<b>Figura 13.</b> Ingreso de la información para correlaciones de permeabilidad	49
<b>Figura 14.</b> Definición del modelo de fluidos y asfaltenos	50
<b>Figura 15.</b> Creación y composición del fluido estimulante	50
<b>Figura 16.</b> Grid generado del caso base	51
<b>Figura 17.</b> Creación de estudio de Cmost para cada pozo	52
<b>Figura 18.</b> Definición de variables primarias	53
<b>Figura 19.</b> Selección de fluido a graficar	53
<b>Figura 20.</b> Iniciador de análisis de sensibilidad	54
<b>Figura 21.</b> Tabla de experimentos de Cmost	54
<b>Figura 22.</b> Solución óptima de escenario de estimulación	55
<b>Figura 23.</b> Generación de curvas IPR	56
<b>Figura 24.</b> Distribución de daño de formación en el año 2021	58
<b>Figura 25.</b> Imágenes del daño causado a etapa de bombas ESP	59

<b>Figura 26.</b> Imágenes del daño causado a sarta de producción	59
<b>Figura 27.</b> Análisis SARA de los Pozos A, B y C	61
<b>Figura 28.</b> Gráfica de barras del análisis SARA para las muestras de fluido	62
<b>Figura 29.</b> Gráfica de barras del análisis SARA para las muestras de sólidos	63
<b>Figura 30.</b> Modelo termodinámico-simulación EOS	65
<b>Figura 31.</b> Muestras de arena obtenida en superficie	67
<b>Figura 32.</b> Muestras de núcleos de la formación Guadalupe	67
<b>Figura 33.</b> Muestras usadas para el análisis de escamas inorgánicas Pozos A, B y C	70
<b>Figura 34.</b> Análisis de escamas inorgánicas Pozos A, B y C	71
<b>Figura 35.</b> Gráfica de barras del análisis de escamas inorgánicas para las muestras sólidas	72
<b>Figura 36.</b> Resultados análisis termogravimétrico (TGA)	74
<b>Figura 37.</b> Resultados análisis fisicoquímico del agua	75
<b>Figura 38.</b> Montaje de sistemas para pruebas estáticas de formación de emulsiones	76
<b>Figura 39.</b> Resultados pruebas de interacción de fluidos a los del yacimiento	77
<b>Figura 40.</b> Resultados distribución y tamaño de gota sistema crudo/salmuera/sólidos	78
<b>Figura 41.</b> Resultados distribución y tamaño de gota sistema crudo/salmuera	79
<b>Figura 42.</b> Resultados distribución y tamaño de gota sistema crudo/salmuera/Diesel	79
<b>Figura 43.</b> Resultados tamaños de gota vs tasa de agitación	81
<b>Figura 44.</b> Diagrama productivo Pozo A	84
<b>Figura 45.</b> Diagrama productivo Pozo B	85
<b>Figura 46.</b> Diagrama productivo Pozo C	87
<b>Figura 47.</b> Ajuste histórico tasa de líquido total Pozo A	90
<b>Figura 48.</b> Ajuste histórico tasa de líquido total Pozo B	91
<b>Figura 49.</b> Ajuste histórico tasa de líquido total Pozo C	92
<b>Figura 50.</b> Análisis de sensibilidades del Pozo A	93

<b>Figura 51.</b> Análisis de sensibilidades del Pozo B	94
<b>Figura 52.</b> Análisis de sensibilidades del Pozo C	94
<b>Figura 53.</b> Escenario seleccionado de estimulación Pozo A	96
<b>Figura 54.</b> Escenario seleccionado de estimulación Pozo B	98
<b>Figura 55.</b> Escenario seleccionado de estimulación Pozo C	99
<b>Figura 56.</b> Análisis nodal pozo A	101
<b>Figura 57.</b> Análisis nodal pozo B	102
<b>Figura 58.</b> Análisis nodal pozo C	104
<b>Figura 59.</b> Estimación de ganancias de los pozos en estudio	106

	<b>Pág.</b>
<b>Ecuación 1.</b> Ecuación de Darcy	32
<b>Ecuación 2.</b> Flujo estable	33
<b>Ecuación 3.</b> Flujo pseudoestable	34
<b>Ecuación 4.</b> Factor de daño de formación	35
<b>Ecuación 5.</b> Caída de presión en función del daño de formación	36
<b>Ecuación 6.</b> Ecuación para cálculo de °API	43
<b>Ecuación 7.</b> Ecuación de índice de estabilidad coloidal	45
<b>Ecuación 8.</b> Reacción entre ácido acético y caolinita	69
<b>Ecuación 9.</b> Reacción entre ácido acético y carbonato de calcio	69
<b>Ecuación 10.</b> Reacción entre ácido fórmico y carbonato de calcio	69
<b>Ecuación 11.</b> Ecuación de Civan	80

<b>LISTA DE TABLAS</b>	<b>Pág.</b>
<b>Tabla 1.</b> Historial de Workover del Pozo A	40
<b>Tabla 2.</b> Historial de Workover del Pozo B	40
<b>Tabla 3.</b> Historial de Workover del Pozo C	41
<b>Tabla 4.</b> Distribución de daño de formación en el año 2021	58
<b>Tabla 5.</b> Análisis composicional del fluido producido para los tres pozos productores	60
<b>Tabla 6.</b> Índice de estabilidad coloidal para los tres pozos productores	64
<b>Tabla 7.</b> Resultados análisis mineralógico de las muestras de superficie	66
<b>Tabla 8.</b> Resultados análisis SARA muestra solida	73
<b>Tabla 9.</b> Resultados IFT de las muestras de los pozos	77
<b>Tabla 10.</b> Resultados de las pruebas de formación de emulsiones	81
<b>Tabla 11.</b> Características en común de los pozos productores	82
<b>Tabla 12.</b> Resultados estimulación del Pozo A	84
<b>Tabla 13.</b> Parámetros evaluados de la estimulación del Pozo A	85
<b>Tabla 14.</b> Resultados de la estimulación del Pozo B	86
<b>Tabla 15.</b> Parámetros evaluados de la estimulación del Pozo B	86
<b>Tabla 16.</b> Resultados de la estimulación del Pozo C	88
<b>Tabla 17.</b> Parámetros evaluados de la estimulación del Pozo C	88
<b>Tabla 18.</b> Tiempos de remojo y tiempo tota de operación	93
<b>Tabla 19.</b> Parámetros usados por la operadora para las estimulaciones reactivas de los tres pozos	95
<b>Tabla 20.</b> Parámetros óptimos para la estimulación reactiva del pozo A	96
<b>Tabla 21.</b> Parámetros óptimos para la estimulación reactiva del pozo B	97
<b>Tabla 22.</b> Parámetros óptimos para la estimulación reactiva del pozo C	99
<b>Tabla 23.</b> Resultados del análisis nodal del pozo A	101

<b>Tabla 24.</b> Resultado de la estimulación matricial simulada para el pozo A	102
<b>Tabla 25.</b> Resultados del análisis nodal del pozo B	103
<b>Tabla 26.</b> Resultado de la estimulación matricial simulada para el pozo B	103
<b>Tabla 27.</b> Resultados del análisis nodal del pozo C	104
<b>Tabla 28.</b> Resultado de la estimulación matricial simulada para el pozo C	105
<b>Tabla 29.</b> Cuadro comparativo de daños de formación	110

## RESUMEN

El estudio presentado en este documento tuvo como objetivo fundamental mejorar las estimulaciones matriciales reactivas implementadas en tres pozos productores de la formación Guadalupe ubicados en un Campo A de la Cuenca de los Llanos Orientales mediante la simulación de escenarios mejorados a través de inteligencia artificial.

Para el desarrollo del estudio en los (3) tres pozos y con el fin de aumentar la producción de crudo y disminuir el daño de formación, se hizo uso del software de simulación que tiene por nombre Computing Modelling Group (CMG) y las sub-herramientas que ayudaron en la creación de los modelos de los pozos, el modelamiento de los fluidos producidos y el modelo de daño de formación. Continuando con el procedimiento de optimización de la estimulación, fue usado el software de la compañía SLB llamado Pipesim para establecer las curvas IPR y VLP que permitieron evaluar la selección de los escenarios de mejora como también la descripción del rendimiento productivo de los pozos con daño de formación, a su vez el análisis nodal facilito establecer las condiciones actuales de operación.

La simulación de los escenarios de mejora primeramente facilitó la comparación y validación de las operaciones de estimulación implementadas inicialmente, posteriormente se pudo determinar el éxito de los escenarios simulados de estimulación al evaluar las mejoras tanto del daño de formación como del aumento de producción de cada uno de los pozos, como resultados de las simulaciones se obtuvo un aumento en la producción para el Pozo A de un 11%, para el Pozo B un 32% y finalmente para el Pozo C un 2% lo que representa una disminución de daño de formación de 17,8%, 28,04% y 16,52% respectivamente para cada pozo.

Palabras clave: Estimulación matricial reactiva, Daño de formación, Simulación de yacimientos, Curvas IPR y VLP, Análisis nodal.

## INTRODUCCION

En la industria de los hidrocarburos, los yacimientos petroleros sufren diferentes procesos que modifican sus propiedades petrofísicas, como lo son la porosidad y la permeabilidad principalmente [1]. Estos cambios son conocidos como daños de formación o skin y se generan de acuerdo con la etapa operativa en la que se encuentre una formación, ya sea perforación, producción o completamiento. Los daños de formación independientemente del origen o la naturaleza del daño tienden a reducir drásticamente la permeabilidad efectiva de la roca productora ocasionando una reducción del flujo de producción [2]. Estos daños son causados por diferentes factores y causas como por ejemplo una operación de workover en vez de ser una operación de remediación o mejoramiento puede convertirse en un daño inducido a la formación, inclusive hasta una operación de estimulación puede llegar a ser perjudicial. “Durante el proceso natural de producción de los pozos puede originarse también el daño, al alterarse las características originales de los fluidos del yacimiento o las de los minerales que constituyen la roca” [3], es por tal motivo que para contrarrestar los daños se implementen técnicas que mejoren la producción y que restituyan los patrones de flujo, conocidas bajo el nombre de estimulaciones, las cuales pueden ser matriciales (reactiva o no reactiva) o por fracturamiento (hidráulico o ácido) [3].

De acuerdo con lo anterior, el estudio está enfocado en tres pozos productores de la formación Guadalupe, estos están ubicados en la Cuenca de los Llanos Orientales. Según los estudios de laboratorio realizados a los tres pozos, se sabe que el depletamiento productivo está asociado con daños de formación, sobre todo por bloqueos orgánicos, emulsiones y migración de finos, desafortunadamente los resultados de la implementación de estimulaciones matriciales reactivas no han sido los esperados y por tal razón la empresa operadora se ha visto obligada en la búsqueda de mejoras de los procesos de estimulación.

La elaboración del presente proyecto tiene como objetivos identificar las oportunidades de mejora y el escenario óptimo para los procesos de estimulación implementados por la empresa, esto mediante la generación de simulaciones que faciliten el reconocimiento de las variables de mejora, la disminución de daño de formación y el aumento de las tasas de producción de los pozos. Primeramente, se presenta una recopilación y análisis de los estudios de caracterización de daño de formación realizado por la operadora, como también información de yacimiento,

producciones, estimulaciones, características de los fluidos de producción y demás data pertinente para entender las causas de aparición de los daños, sin embargo, la información no fue suministrada en su totalidad debido a la sensibilidad de algunos parámetros lo que generó un grado de incertidumbre. También se describe el efecto que tiene el daño de formación por bloqueos orgánicos y emulsiones en la disminución de la producción de cada uno de los pozos mediante algunas de intervenciones de estimulación realizadas. Por otro lado, con el uso de un software se identifican las variables a través de un análisis de sensibilidad que posteriormente con ayuda de la inteligencia artificial facilitan la evaluación de los escenarios de mejora. Por último, se selecciona y analiza técnicamente el caso más viable de estimulación.

## **OBJETIVOS**

### **Objetivo General**

Simular los escenarios mejorados de estimulación reactiva en pozos productores de un Campo A en la Cuenca de los Llanos Orientales mediante inteligencia artificial.

### **Objetivos Específicos**

- 1.** Describir las causas y efectos de los daños de formación en pozos productores de un Campo A en la Formación Guadalupe.
- 2.** Realizar un modelo de simulación conceptual de los pozos productores en estudio.
- 3.** Entrenar a la inteligencia artificial con la información del caso base para la identificación de las variables que mejoren la estimulación reactiva de los pozos productores mediante un análisis de sensibilidad.
- 4.** Seleccionar el mejor escenario de la estimulación reactiva para la evaluación de su efecto analizando las curvas IPR previas y posteriores a la estimulación.
- 5.** Realizar un análisis técnico del escenario seleccionado.

# 1 MARCO TEÓRICO

En este trabajo, nos centraremos en un conjunto específico de teorías y enfoques que consideramos relevantes para el estudio de los escenarios mejorados de estimulación reactiva. Si bien existen múltiples perspectivas teóricas sobre este tema, hemos seleccionado aquellas que consideramos más pertinentes y que proporcionarán una base sólida para nuestro análisis.

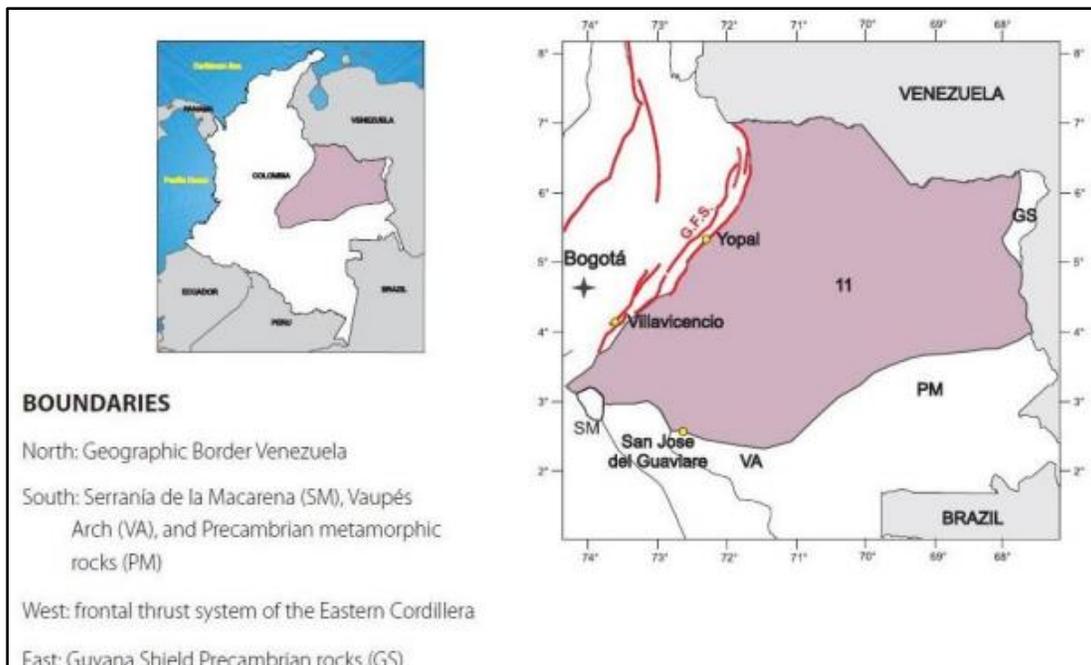
## 1.1 Cuenca de los Llanos Orientales

### 1.1.1 Localización

La cuenca de los Llanos Orientales se ubica en el Este del territorio colombiano, comprende los departamentos de Casanare, Arauca, Meta y Vichada, sus límites son: al Norte con el límite político con Venezuela, al Este con el escudo de Guyana, al Sur con la serranía de La Macarena, el arco Vaupés y rocas metamórficas del precámbrico y al Oeste con el sistema de fallas de la cordillera Oriental [4].

**Figura 1.**

Mapa de localización



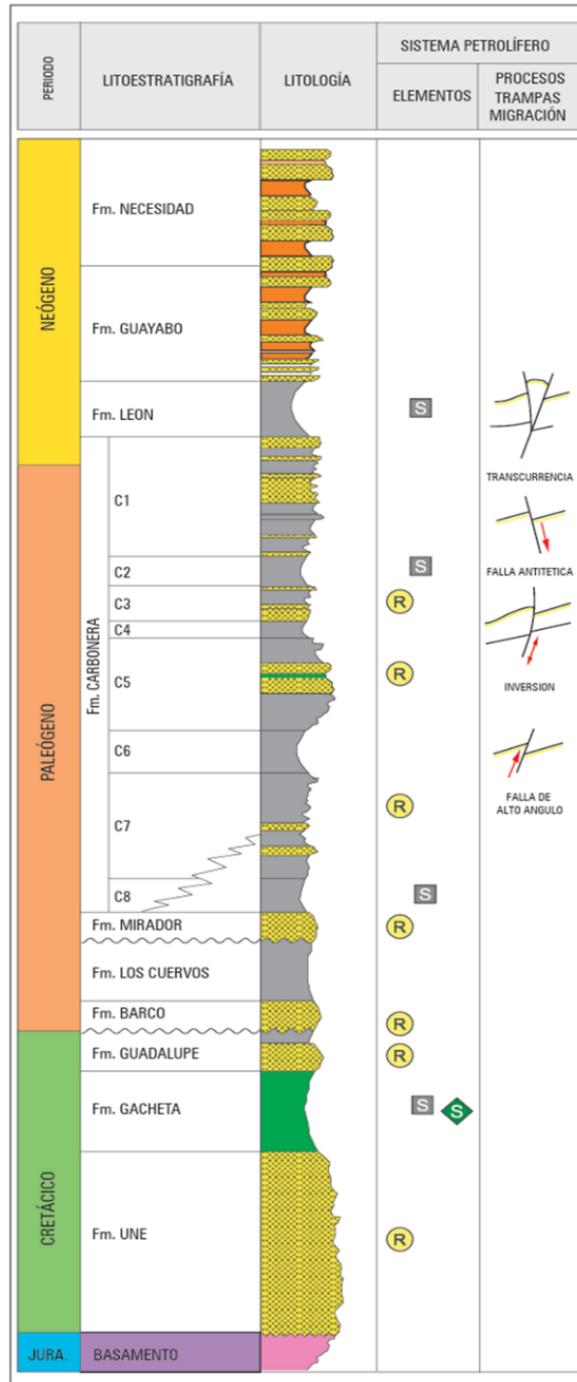
**Nota:** Mapa de localización de la cuenca de los Llanos Orientales. Tomado de E. Lozano y N. Zamora, “Anexo I. Compilación de la cuenca de los Llanos Orientales”. Servicio Geológico Colombiano, 2014. [En línea]. Disponible: <https://recordcenter.sgc.gov.co/B20/23008100024725/Documento/Pdf/2105247251109000.pdf>

### **1.1.2 Estratigrafía**

Esta cuenca tiene origen durante el paleozoico en una cuenca de apertura en donde se forman fallas de tipo normal y se generan espacios de acomodación necesarios para que los sedimentos del Cretácico inicien su depositación; debido a los procesos que llevaron al levantamiento de las cordilleras, los sedimentos sufrieron una gran deformación debido a fallas como Guaicaramo, Yopal y el sistema de fallas Cusiana-Tamara y pliegues como los sinclinales de Nazareth y Nunchia, y el anticlinal del Guavio[4].

**Figura 2**

Columna estratigráfica generalizada de la cuenca de los Llanos Orientales



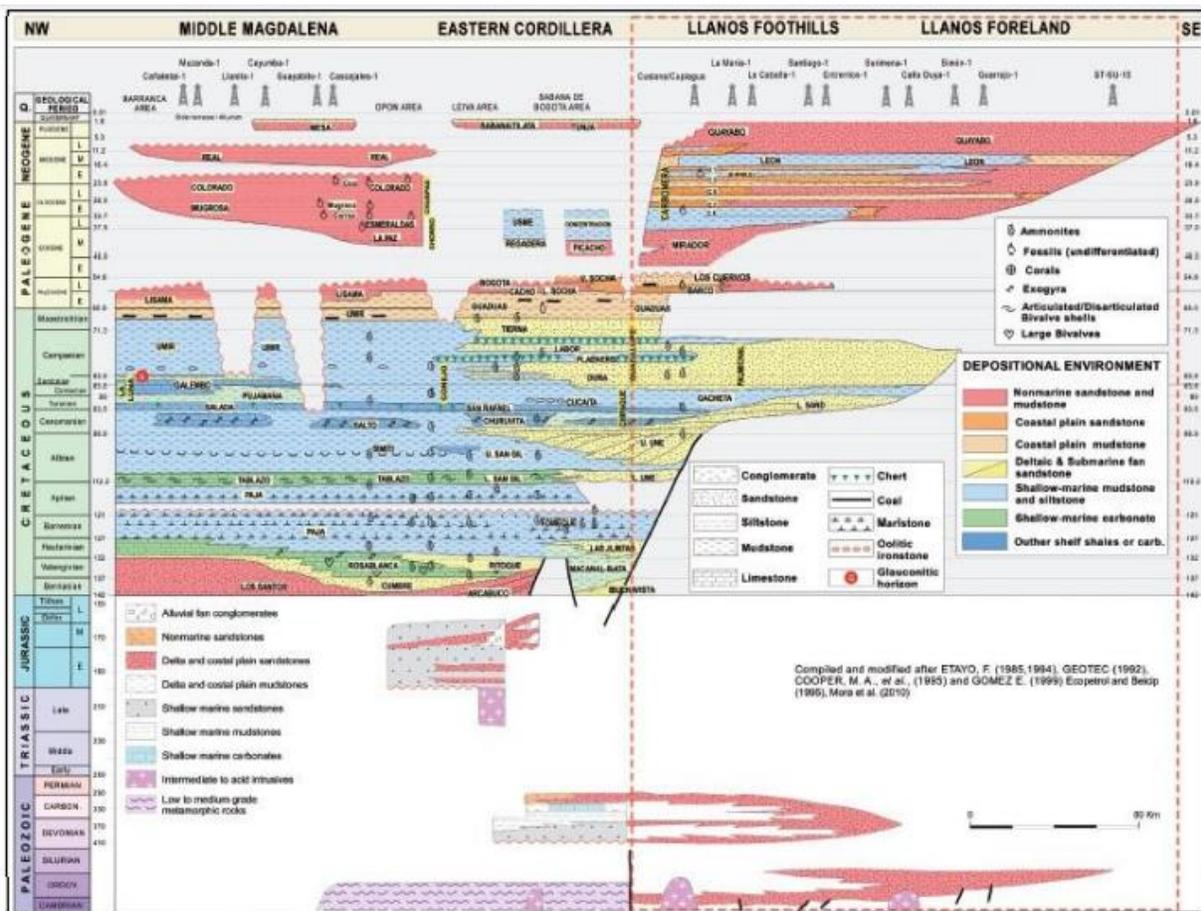
**Nota:** Columna estratigráfica de la cuenca de los Llanos Orientales. Tomada de [5] Agencia Nacional de Hidrocarburos, “Cuenca Llanos Orientales. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos”. diciembre de 2012. [En línea]. Disponible en: [https://www.anh.gov.co/documents/2669/5.\\_Informe\\_Final\\_Llanos.pdf](https://www.anh.gov.co/documents/2669/5._Informe_Final_Llanos.pdf)

### 1.1.3 Sedimentación

La sucesión estratigráfica inicia desde el Paleozoico con rocas depositadas sobre un basamento cristalino y que sufren un bajo grado de metamorfismo y son suprayacidas por sedimentos del Cretácico y del Cenozoico en un ciclo de ambiente de deposición continental-marino-continental [4].

**Figura 3**

Diagrama de Wheeler



**Nota:** Diagrama de Wheeler de la estratigrafía regional de las cuencas de la cordillera Oriental, valle medio del Magdalena y Llanos Orientales. Tomada de E. Lozano y N. Zamora, “Anexo I. Compilación de la cuenca de los Llanos Orientales”. Servicio Geológico Colombiano, 2014. [En línea]. Disponible en: <https://recordcenter.sgc.gov.co/B20/23008100024725/Documento/Pdf/2105247251109000.pdf>

## 1.2 Daño de formación

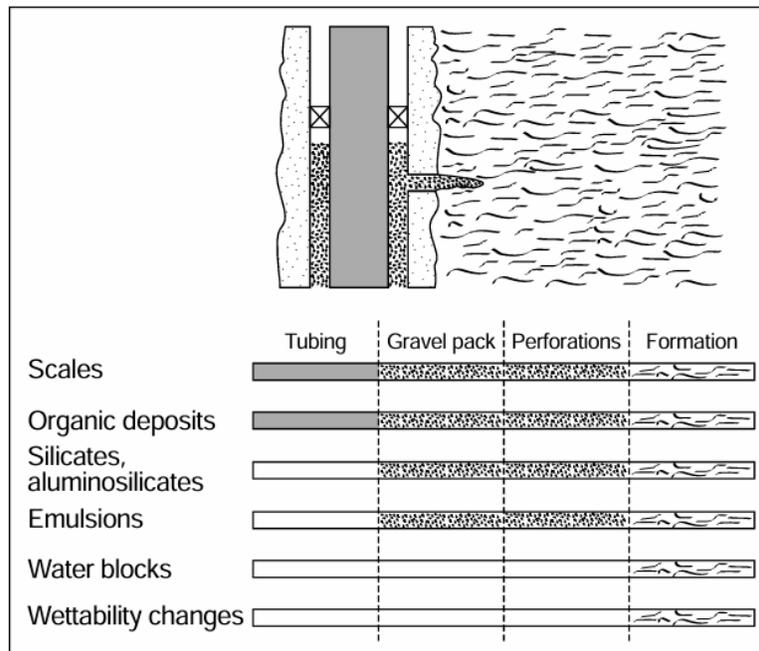
El daño a la formación es un término genérico que se refiere al deterioro de la permeabilidad de las formaciones petrolíferas; por diversos procesos adversos. El daño a la formación es un problema operativo y económico indeseable que puede ocurrir durante las diversas fases de la recuperación de petróleo y gas de los yacimientos[9].

El daño de formación no es del todo reversible debido a que las partículas que ingresan en los poros de la formación no necesariamente salen de estos, este fenómeno se llama el efecto del embudo invertido, por lo tanto, es mejor prevenir el daño que intentar erradicarlo de la formación [9].

El principal indicador de la presencia de daño de formación es la disminución del desempeño del pozo, lo que hace referencia a la reducción de la productividad de petróleo y gas[9].

### Figura 4

Localización de diversos tipos de daños



**Nota:** Localización de diversos tipos de daño de formación en determinadas zonas. Tomado de: M. Economides and K. Nolte, Reservoir Stimulation, Third. WILEY, 2000.

### **1.2.1 Origen de daño de formación**

Como se mencionó anteriormente, el daño de formación se genera durante las operaciones de perforación, cementación, estimulación, producción, inyección de agua e inyección de gas, descritas brevemente a continuación.

- **Perforación:** las operaciones de perforación son de especial cuidado debido a que es la primera interacción con el yacimiento generando que el equilibrio natural de la formación se rompa, bien sea por el contacto del material de la sarta o por los componentes del fluido de perforación. Sin embargo, el factor más relevante es el fluido que se ingresa a la formación puesto que estos normalmente contienen viscosificadores, reductores de pérdidas de fluido, sales y partículas de carbonato de calcio que pueden provocar fenómenos como atrapamiento de agua, absorción y retención de polímeros y taponamiento de partículas, entre otros [10].
- **Cementación:** Durante la cementación de la tubería de revestimiento; al bajar ésta, puede causarse una presión diferencial adicional contra las zonas productoras, comprimiendo el enjarre y aumentando las posibilidades de pérdida de fluidos. Las lechadas de cemento también producen un alto filtrado y los propios sólidos pueden invadir la formación. Los fluidos lavadores y espaciadores, y otros productos químicos contenidos en la propia lechada de cemento, utilizados normalmente durante la cementación, pueden ser fuentes potenciales de daño a la formación. Los filtrados de lechadas con pH elevado, son particularmente dañinos en formaciones arcillosas, adicionalmente al entrar en contacto con salmueras de la formación de alta concentración de calcio, pueden provocar precipitaciones de sales[11].
- **Estimulación:** La estimulación de pozos debe ser cuidadosamente diseñada para evitar que los fluidos de tratamiento inyectados contra la formación, puedan dejar residuos por precipitaciones secundarias o incompatibilidades con los fluidos de la formación. Obviamente estos efectos causarán daños difíciles de remover y en ocasiones permanentes. Los fluidos ácidos de estimulación son de las fuentes de mayor potencialidad de daños. Una selección inapropiada del fluido de estimulación, o el no tomar en cuenta las condiciones de los pozos en los que se realiza una estimulación, puede llevar a daños severos y en ocasiones permanentes. Al inyectar un ácido, los productos de corrosión de las tuberías son disueltos y llevados a la formación. Al gastarse el ácido, estos productos compuestos de hierro, vuelven

a precipitarse en la roca. Asimismo, los fluidos de estimulación llevan productos químicos (ácidos, surfactantes, etc.), que pueden cambiar la mojabilidad de la roca, crear emulsiones, reaccionar con el aceite del yacimiento formando lodos asfálticos, desconsolidar la roca, causar precipitaciones indeseables, entre otras[11].

- **Producción:** El principal problema en esta etapa es el taponamiento de las zonas cañoneadas debido al arrastre de material particulado del flujo de los fluidos del yacimiento a superficie. Las principales causas del taponamiento del pozo se dan por la formación de finos, parafinas, asfaltenos y escamas inorgánicas provocando una declinación acelerada de la producción de gas y petróleo [12].
- **Inyección de agua:** se debe tener cuidado con la composición y calidad del agua debido a que esta puede tener sólidos en suspensión que afecten la inyección. Adicionalmente se debe tener en cuenta la composición del agua de yacimiento con el fin de evitar reacciones con el agua de inyección debido a que la incompatibilidad entre estas puede causar precipitaciones traducidas en taponamientos[12].
- **Inyección de gas:** El gas generalmente alcanza flujo turbulento en todas las instalaciones antes de llegar al intervalo abierto, esto ocasiona un efecto de barrido de grasa para roscas, escamas de corrosión u otros sólidos que taponarán los poros del yacimiento. Asimismo, el gas inyectado puede acarrear productos químicos, residuos de lubricante de las compresoras u otros materiales, todo lo cual reduce la permeabilidad al gas y su infectividad[11].

De acuerdo con Economides (2000), el daño de formación se puede categorizar de acuerdo con su mecanismo de origen, este puede ser natural o inducido.

### **1.2.2 Daño de formación natural**

El daño de formación natural se produce principalmente como resultado de la producción de los fluidos del yacimiento, a su vez se subdivide en:

- **Migración de finos:** la migración de finos se da como resultado de la migración de partículas provenientes de la roca reservorio en donde se pueden transportar desde sedimentos hasta las arcillas como la kaolinita, clorita, illita, smectita y cuarzo, la kaolinita es la arcilla que más comúnmente se presenta en la migración de finos, el área de superficie indica el área que está

expuesta a los fluidos del yacimiento, esta es importante ya que la reactividad de cada partícula va en relación con el área de contacto que está expuesta a los fluidos.

Al momento en que ocurre la producción de los fluidos, estas partículas viajan a través de la formación generando taponamientos en las gargantas del poro en la región cercana del pozo, reduciendo así el índice de productividad del mismo. El daño por finos normalmente se encuentra en un radio de 3 a 5ft del pozo [13].

- **Hinchamiento de arcillas:** las arcillas pueden cambiar de volumen al variar la salinidad del fluido que circula por la formación. Los cambios en la permeabilidad de la formación resultantes de la alteración de la arcilla se deben a la cantidad, ubicación y tipo de minerales arcillosos dentro de la formación. la permeabilidad de la formación puede verse afectada porque las partículas de arcilla, cuando son pequeñas, quedan incrustadas en el espacio poroso y pueden formar obstrucciones cuando reaccionan con los fluidos que fluyen en el pozo[13].
- **Escamas:** la presencia de las escamas se da por la incompatibilidad con el agua de formación provocando así un desequilibrio en el agua de producción, para que no se presente un desequilibrio el agua de la formación debe contener un ion que este sobresaturado para que en el momento en que caiga la presión el dióxido de carbono sea capaz de realizar la desgasificación; los depósitos de las escamas orgánicas se ven altamente influenciadas por la caída de la presión, temperatura, viscosidad, o cualquier elemento que altere el equilibrio del agua, estas escamas se pueden presentar en la formación, los puntos perforados o en la tubería, las escamas orgánicas más comunes y que mayor problema ocasionan son el carbonato de calcio, sulfato de bario y el sulfato de calcio[14].
- **Depósitos orgánicos e inorgánicos:** En los yacimientos petrolíferos, los depósitos sólidos orgánicos consisten principalmente en parafinas y asfaltenos. Estos compuestos de alto peso molecular se precipitan del petróleo crudo debido a cambios en las condiciones de presión y temperatura a lo largo del proceso de producción.

Una vez separados, tienen tendencia a adherirse a las superficies rocosas o metálicas, lo que provoca su deposición. Con el paso de los años, el corte de agua aumenta y provoca la acumulación de incrustaciones inorgánicas que se incrustan en los depósitos de cera

preexistentes. Estos depósitos en la matriz rocosa provocan la obstrucción de las pequeñas gargantas de los poros, lo que da lugar a un deterioro de la permeabilidad, más comúnmente conocido como daño de formación[15].

- Emulsiones: las emulsiones son combinaciones de dos o más fluidos inmiscibles (incluido el gas) que no se dispersan molecularmente entre sí. Las emulsiones se componen de una fase externa (también llamada no dispersa o continua) y una fase interna (también llamada dispersa o discontinua). La fase interna está formada por gotitas suspendidas en la fase externa. Casi todas las emulsiones que se encuentran en el campo se producen por la adición de alguna forma de energía que produce la mezcla[13].

La mayoría de las emulsiones se rompen rápidamente cuando se retira la fuente de energía. El mecanismo de ruptura de estas emulsiones inestables es por contacto y crecimiento de las gotas y, a continuación, por separación de la densidad del fluido. Cuando las gotas se acercan y se tocan, la película superficial que las rodea puede diluirse y romperse, formando gotas grandes en un proceso denominado coalescencia. Las gotas más grandes se sedimentan rápidamente debido a las diferencias de densidad entre los líquidos que forman capas separadas. Sólo una parte de las gotas que se tocan se fusionan. Cuando la coalescencia es mínima, la emulsión es estable[13].

### **1.2.3 Daño de formación inducido**

Los daños inducidos son el resultado de una operación externa realizada en el pozo, como una operación de perforación, terminación, reparación, tratamiento de estimulación o inyección. A continuación, se describen los daños de formación inducidos:

- Taponamiento inducido por partículas: el daño por partículas de los fluidos inyectados se produce en la zona cerca del pozo, taponando las gargantas de los poros de la formación. Los problemas incluyen la obstrucción de los poros, el taponamiento de las perforaciones, la pérdida de grandes cantidades de hidrocarburos y sólidos en fracturas naturales o sistemas de fracturas. El mejor método para evitar este tipo de daños es utilizar un fluido limpio en un sistema de flujo limpio con una gama controlada de tamaños de partículas que detenga rápidamente la pérdida de fluido por formación de puentes en el pozo[13].

- Alteración de la mojabilidad: muchos fluidos de perforación pueden tener una tendencia a ser adsorbidos tanto en carbonatos y superficies de piedra arenisca y causar una alteración de la mojabilidad o transición que puede alterar significativamente las características de permeabilidad relativa de agua-aceite en la región cercana al pozo[11].
- Reacciones acidas: los tratamientos de acidificación son causa de distintos problemas como; entrada de material dañino de la tubería, bloqueos de emulsión, bloqueos de agua y deposición de asfaltenos o parafinas. Además de estos procesos el mal diseño de un tratamiento de acidificación puede afectar la producción del pozo causado por la generación de lodos entre la reacción de ácidos con asfaltenos y subproductos precipitados por la reacción de ácidos con los materiales de formación [13].
- Bacterial: las bacterias pueden ser un problema grave en las operaciones de producción por lo que consumen y por sus subproductos, estas pueden crecer en muchos entornos y condiciones diferentes. Las más problemáticas en los yacimientos petrolíferos son las reductoras de sulfatos, las formadoras de limo, las oxidantes del hierro y las que atacan a los polímeros de los fluidos de fracturación y de recuperación secundaria[13].
- Bloqueos por agua: los bloqueos por agua pueden ocurrir cuando se filtra a la formación agua proveniente de los fluidos de perforación, terminación o reparación, o por comunicación con una zona productora de agua. La región de alta saturación de agua resultante, cerca del pozo, reduce la permeabilidad de la formación al petróleo. La presión del yacimiento puede ser tan baja que no logre vencer la presión capilar creada por la alta tensión interfacial entre el agua y el medio poroso, creándose así un bloqueo permanente[11].

### **1.3 Estimulación en pozos petroleros**

Estos tratamientos tienen por objeto eliminar el daño a la formación y restaurar la capacidad natural de producción del pozo mediante el cual se restituye o se crea un sistema extensivo de canales en la roca productora de un yacimiento para facilitar el flujo desde la roca al pozo o desde el pozo a la roca de ser necesario[16].

### 1.3.1 Estimulación matricial

Tratamiento diseñado para tratar la formación cercana al pozo, en lugar de otras áreas del conducto de producción, tales como la tubería de revestimiento a través del intervalo de producción, los tubulares de producción o los disparos o perforaciones. Los tratamientos de estimulación matricial incluyen ácido, solvente y tratamientos químicos para mejorar la permeabilidad de la formación cercana al pozo, lo que aumenta la productividad de un pozo. La estimulación matricial es un proceso de inyección de fluido en la formación, sea ácido o solvente, a presiones inferiores a la presión de fractura, para mejorar la producción o la capacidad de flujo de un pozo[17]. Dependiendo de la interacción de los fluidos de estimulación y el tipo de daño presente en la roca, se divide en dos grandes grupos descritos a continuación:

- Estimulación matricial reactiva: la estimulación matricial reactiva, en la cual los fluidos de tratamiento reaccionan químicamente disolviendo materiales que dañan la formación y los propios sólidos de la roca. En este caso se utilizan los sistemas ácidos. Esta estimulación se emplea para remover algunos tipos de daño como los daños ocasionados por partículas sólidas (arcillas), precipitaciones inorgánicas, etc. En algunos casos, principalmente en formaciones de alta productividad, la estimulación matricial reactiva se utiliza no sólo para remover el daño, sino también para estimular la productividad natural del pozo, a través del mejoramiento de la permeabilidad de la formación en la vecindad del pozo. En este caso se tienen técnicas de acidificación matricial en arenas y areniscas y en rocas calcáreas[11].

El éxito de la estimulación matricial depende primordialmente de la selección apropiada del fluido de tratamiento. El proceso de selección de un fluido es en lo general muy complejo, debido a muchos parámetros involucrados que varían ampliamente, como son el tipo de daño, las características de la formación, las condiciones del pozo, el criterio económico, entre otros[11].

- Estimulación matricial no reactiva: Es en el cual los fluidos de tratamiento no reaccionan químicamente con los materiales de la roca, utilizándose para la remoción de daños ocasionados por bloqueos de agua, aceite o emulsión, pérdidas de fluido de control o depósitos orgánicos. Los fluidos a utilizar son: soluciones oleosas o acuosas, alcoholes o solventes mutuos, acompañados principalmente de surfactantes u otros aditivos afines. El

éxito de estos tratamientos consiste en la buena selección del surfactante[18].

### **1.3.2 Estimulación por fracturamiento**

Un tratamiento de fracturamiento consiste esencialmente en el rompimiento de una sección productora de la formación mediante una fuerza hidráulica ejercida por un fluido, generalmente, conteniendo una arena que fungirá como sustentante para mantener la fractura generada abierta. El fracturamiento hidráulico es un proceso de estimulación de pozos, que relaciona tres aspectos de la perforación que son: presiones de inyección en pozos, pérdidas de circulación y rompimiento de la formación. El propósito fundamental de un fracturamiento es incrementar las condiciones de flujo hacia el pozo, mediante la apertura de canales de flujo generados por una presión hidrostática que venza la resistencia de la roca[19].

### **1.4 Inflow performance relationship (IPR)**

La relación de rendimiento del flujo de entrada (IPR) de un pozo es la relación entre la tasa de producción y la presión del fondo del pozo. En el caso de los pozos petrolíferos, se suele suponer que la tasa de entrada de fluido es proporcional a la diferencia entre la presión del yacimiento y la presión del pozo. Esta suposición conduce a una relación lineal que puede derivarse de la ley de Darcy para el flujo en estado estacionario de un fluido monofásico incompresible y se denomina índice de productividad (IP)[23].

### **1.5 Ley de Darcy**

Henry Darcy propuso una ecuación que relaciona la velocidad del fluido aparente con las caídas de presión a través del lecho de arena o filtro; aunque Darcy realizó los experimentos solo con flujo en la dirección inclinada, o vertical, su expresión es también válida para flujo horizontal, haciéndolas más interesante para la industria petrolera. se debe tener en cuenta que Darcy consideró un área constante, por lo tanto, la ecuación no refleja cambios de velocidad según la posición [20]. Por lo tanto, la ecuación que describe la ley de Darcy es la siguiente:

## Ecuación 1

Ecuación de Darcy

$$Q = \frac{K * \Delta P}{\mu * L}$$

**Nota:** Ecuación de Darcy. Tomado de: RIVERO, Jose Luis. “Análisis nodal y explotación de petróleo”. p 53.

Donde:

- $Q$  Caudal de flujo
- $K$  Permeabilidad del espacio poroso, mD
- $\mu$  Viscosidad del fluido, cP
- $L$  Longitud de flujo, ft
- $\Delta P$  Gradiente de presión, psig

### 1.6 Ecuaciones de flujo

El comportamiento de la presión en un punto y en un momento dado dentro de la formación dependerá, entre otras cosas, de si la perturbación de presión se ha extendido a todo su volumen o sólo a una parte del mismo. Hasta que dicha perturbación alcance un límite exterior, se dice que está en un período transiente, y entonces hablamos de un proceso de presión transitorio; Cuando la perturbación ha alcanzado algún punto del límite exterior del campo, pero no su totalidad, comienza el período postransiente; finalmente, cuando todos los puntos del embalse, incluidos los puntos del límite externo, están sujetos a perturbaciones, comienza un período estable o pseudoestable, esto depende de las condiciones de contorno existentes fuera del embalse[21].

Para analizar el comportamiento de la presión con el tiempo y la distancia, para los periodos transiente y estable o pseudoestable, se requiere conocer el tipo de flujo que se está presentando bajo ciertas condiciones. En cuanto al tipo de flujo que puede tenerse en un yacimiento se habla de flujo continuo, pseudoestable e inestable[21].

#### 1.6.1 Flujo estable

El flujo estable se da cuando la tasa de flujo y la presión no varían con el tiempo; esta situación

solo podrá presentarse en un periodo pseudoestable, cuando el yacimiento esté alimentado en su límite exterior por una fuente, como es el caso de un acuífero lateral[21]. La ley de Darcy para flujo radial continuo es la siguiente:

## Ecuación 2

Flujo estable

$$q_o = \frac{7.08 * 10^{-3} * K_o * h * (P_{ws} - P_{wfs})}{\mu_{op} * \beta_{op} * \left[ \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S \right]}$$

**Nota:** Ecuación de flujo estable. Tomado de NARANJO, Abel. Evaluación de yacimientos de hidrocarburos. Medellín. Universidad Nacional de Colombia, 2009. p. 4.

Donde:

- $q_o$  Tasa de flujo, BOPD
- $\mu_{op}$  Viscosidad, cP
- $K_o$  Permeabilidad de la formación, mD
- $h$  Espesor, ft
- $r_w$  Radio del pozo, ft
- $r_e$  Radio de drenaje, ft
- $P_{ws}$  Presión promedio del yacimiento, psia
- $P_{wfs}$  Presión fondo fluyente, psia
- $\beta_{op}$  Factor Volumétrico, RB/STB
- $S$  Factor de daño

### 1.6.2 Flujo pseudoestable

Ocurre cuando la tasa de flujo se mantiene constante en el pozo, pero esta, como la presión, varía con el tiempo en el yacimiento; esta situación se conoce como tasa terminal constante y puede presentarse tanto en el periodo transiente como en el pseudoestable[21]. La ley de Darcy para flujo semicontinuo es la siguiente:

### Ecuación 3

Flujo pseudoestable

$$q_o = \frac{7.08 * 10^{-3} * K_o * h * (P_{ws} - P_{wfs})}{\mu_{op} * \beta_{op} * \left[ \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} + S \right]}$$

**Nota:** Ecuación de flujo pseudoestable. Tomado de NARANJO, Abel. Evaluación de yacimientos de hidrocarburos. Medellín. Universidad Nacional de Colombia, 2009. p. 4.

Donde:

- $q_o$  Tasa de flujo, BOPD
- $\mu_{op}$  Viscosidad, cP
- $K_o$  Permeabilidad de la formación, mD
- $h$  Espesor, ft
- $r_w$  Radio del pozo, ft
- $r_e$  Radio de drenaje, ft
- $P_{ws}$  Presión promedio del yacimiento, psia
- $P_{wfs}$  Presión fondo fluyente, psia
- $\beta_{op}$  Factor Volumétrico, RB/STB
- $S$  Factor de daño

#### 1.6.3 Flujo inestable

Se produce cuando la tasa de flujo en cualquier punto del yacimiento, incluyendo el pozo, varia con el tiempo y la presión en él se mantiene constante, aunque luego cambie en cualquier otro punto del yacimiento, esta situación puede presentarse tanto en el periodo transiente como en el pseudoestable y se conoce como caso de presión terminal constante[21].

#### 1.7 Factor de daño

Durante operaciones de completamiento y reacondicionamiento de pozos es posible que entren a la formación filtrados de lodo, mezclas de cemento o partículas de arcilla que reducen la

permeabilidad alrededor del pozo. Este efecto, es comúnmente referido como daño(skin) del pozo y la región alterada de la formación se conoce como zona de daño, la cual puede extenderse desde unas pocas pulgadas hasta varios pies desde el pozo[22].

Hawkins mostro que la permeabilidad en la zona de daño es uniforme y que la caída de presión a través de la zona puede aproximarse por la ecuación de Darcy[22], por lo cual, el factor de daño o skin puede ser expresado de la siguiente manera:

#### **Ecuación 4**

Factor de daño de formación

$$S = \left( \frac{k}{k_{skin}} - 1 \right) * Ln \left( \frac{r_{skin}}{r_w} \right)$$

**Nota:** Ecuación factor de daño de formación. Tomado de Paris de Ferrer, Magdalena. “Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos”, 2009.

Donde:

- $k_{skin}$  Permeabilidad en la zona dañada, mD
- $r_{skin}$  Radio de la zona dañada, ft
- $k$  Permeabilidad sin daño, mD
- $r_w$  Radio del pozo sin daño, ft

Al momento de evaluar el factor de daño de formación, existen tres posibles resultados.

- Factor de daño positivo: ocurre cuando la zona alrededor del pozo se encuentra dañada debido a que la permeabilidad de la zona dañada es menor a la permeabilidad de la formación, por lo tanto, S es un numero positivo.
- Factor de daño negativo: Indica que la zona cercana al pozo se encuentra estimulada, debido a que la permeabilidad de la zona dañada es mayor que la permeabilidad de la formación, este factor indica un mejoramiento de las condiciones alrededor del pozo.
- Factor de daño cero: indica que no existe una alteración de la permeabilidad alrededor de la zona del pozo.

Para determinar la caída de presión debido al daño de formación se expresa de la siguiente forma:

### Ecuación 5

Caída de presión en función del daño de formación

$$\Delta P_{skin} = 141.2 * \left[ \frac{Q_o * \beta_o * \mu_o}{K * h} \right] * S$$

**Nota:** Ecuación caída de presión en función del daño de formación. Tomado de Paris de Ferrer, Magdalena. “Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos”, 2009.

Donde:

- $\Delta P_{skin}$  Caída de presión por presencia de daño, psig
- $Q_o$  Tasa de flujo de petróleo, BOPD
- $\beta_o$  Factor volumétrico del petróleo, RB/STB.
- $K$  Permeabilidad, mD
- $\mu_o$  Viscosidad del petróleo, cP
- $h$  Espesor, ft
- $S$  Daño de formación, adimensional.

## 1.8 Computer Modelling Group (CMG)

CMG es una empresa líder en tecnología de simulación y software para la industria de los recursos energéticos, se especializa en el desarrollo y comercialización de software de simulación numérica para modelar y simular yacimientos petrolíferos, yacimientos de gas, procesos de recuperación mejorada y otros aspectos relacionados con la industria del petróleo y gas[24].

La tecnología superior de CMG continúa abriendo nuevos caminos, simulando los procesos de recuperación simples a los más avanzados a través de una combinación de flujos de trabajo de construcción de modelos fáciles de usar, tecnología de mejora de rendimiento de última generación y multidisciplinaria (por ejemplo, efectos térmicos, geoquímica, geomecánica, comportamiento de fluidos y fases, hidráulica de pozos y completamiento) necesaria para modelar con precisión los procesos de recuperación[24].

### **1.8.1 CMOST**

CMOST es una herramienta utilizada en el software CMG para realizar análisis de sensibilidad y optimización de modelos de yacimientos. CMOST proporciona capacidades avanzadas para explorar el espacio de soluciones, identificar configuraciones óptimas y comprender la sensibilidad de los resultados del modelo a diferentes parámetros y variables[24].

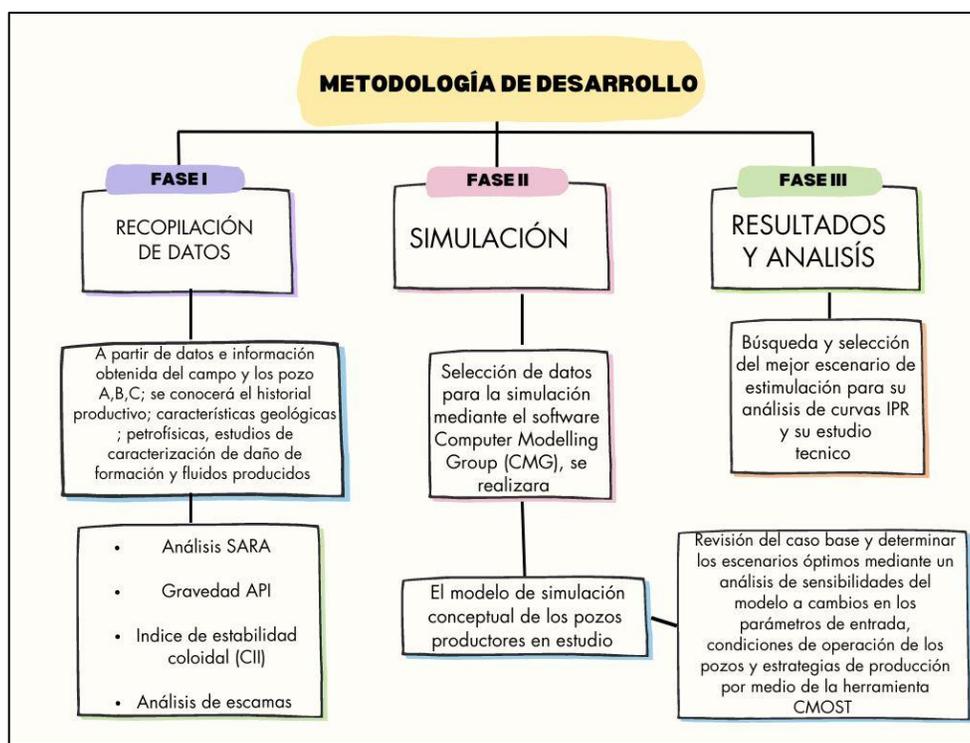
- Optimización de producción: CMOST permite identificar configuraciones óptimas de producción que maximicen la recuperación de hidrocarburos y optimicen los procesos de inyección, producción y control de pozos.
- Análisis de sensibilidad: CMOST facilita la evaluación de la sensibilidad de los resultados del modelo a cambios en los parámetros de entrada, como propiedades del yacimiento, condiciones de operación de los pozos y estrategias de producción.
- Calibración de modelos: CMOST puede utilizarse para calibrar modelos de yacimientos con datos observados, ajustando los parámetros del modelo para que los resultados simulados se ajusten mejor a los datos históricos de producción y presión.

## 2 METODOLOGÍA Y DATOS

En este capítulo se explica el procedimiento realizado para dar cumplimiento al estudio. La fase I es la recopilación de información productiva, antecedentes tanto del campo como de los pozos productores, pruebas de laboratorio realizadas para identificar daño de formación de acuerdo con lo suministrado por la compañía operadora. La fase II corresponde a la construcción del modelo conceptual de los pozos productores en el software CMG allí se explica el proceso de construcción y los datos que fueron seleccionados como información petrofísica, daño de formación, presiones de formación y demás variables necesarias; posteriormente se identificaron las variables de mejora para determinar los escenarios óptimos y viables de la estimulación empleando la herramienta CMOST. Finalmente, en la fase III se recopilan los escenarios resultantes de la simulación para poder establecer e identificar el mejor escenario de estimulación teniendo en cuenta unos criterios de selección como la producción, el comportamiento del tratamiento, entre otras.

**Figura 5**

Diagrama de flujo para el desarrollo de la metodología



**Nota:** Diagrama de flujo para el desarrollo de la metodología

## **2.1 Fase I**

Se recopiló y analizó la información proporcionada por la compañía operadora sobre el Campo A y los 3 pozos productores de la Formación Guadalupe, cuyos datos fueron obtenidos entre el año 2017 y el año 2023, esta data suministrada dispone de la historia de producción del Campo A y los pozos A, B y C, operaciones de Workover, datos petrofísicos, caracterización de los fluidos y daño de formación, también pruebas de laboratorio que justifican el daño presente en los pozos. Esta información sirvió para entender el desempeño productivo de los pozos y el campo, así como la aparición temprana del daño de formación.

### **2.1.1 Recopilación de información productiva**

La historia productiva del Campo A permitió conocer el comportamiento que este ha presentado desde que se descubrió en el año 2002 hasta el 2022, permitiendo observar cómo durante los últimos años se ha presentado una tendencia decreciente en la producción debido a la aparición temprana de daños de formación en sus pozos productores A, B y C. Se analizó y se enfocó en la recopilación de información productiva, operaciones de workover de cada pozo para poder evaluar el efecto del daño de bloqueos orgánicos y emulsiones, daños que fueron intervenidos por la compañía debido a su impacto.

### **2.1.2 Historial de Operaciones de Workover**

Con la recopilación de las intervenciones de las operaciones de workover realizadas para cada uno de los pozos hasta el año 2023, algunas con la finalidad de cambiar el equipo ESP instalado y otras con el objetivo de recuperar la productividad e incrementar el recobro del pozo, siendo estas las más importantes se extrajeron y representaron en Tablas siguiendo la escala de calificación usado por la Operadora (malo, regular, bueno, excelente), como se muestra a continuación.

**Tabla 1**

Historial de Workover del Pozo A

<b>HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS</b>			
<b>POZO A</b>			
<b>WO N°</b>	<b>FECHA</b>	<b>BREVE DESCRICIÓN</b>	<b>RESULTADOS</b>
1	Mar-21	Estimulación	Bueno
2	Dic-21	Tratamiento remoción e inhibición de asfaltenos	Bueno
3	Jun-22	Cambio de ESP, estimulación matricial	Bueno
4	Jul-23	Estimulación (remoción e inhibición)	Bueno

**Nota:** Data de Workover extraída de los reportes de producción. Tomado de los datos de la compañía operadora.

**Tabla 2**

Historial de Workover del Pozo B

<b>HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS</b>			
<b>POZO B</b>			
<b>WO N°</b>	<b>FECHA</b>	<b>BREVE DESCRICIÓN</b>	<b>RESULTADOS</b>
1	Dic-19	Cañoneo intervalos Fm Guadalupe e instalación ESP	Bueno
2	Jul-21	Pulling ESP	Bueno
3	Feb-22	Estimulación matricial	Bueno
4	Jul-22	Re-cañoneo Fm Guadalupe y cambio ESP	Bueno
5	Nov-22	Aislamiento de formaciones por filtrado	Bueno

**Nota:** Data de Workover extraída de los reportes de producción. Tomado de los datos de la compañía operadora.

**Tabla 3**

Historial de Workover del Pozo C

<b>HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS</b>			
<b>POZO C</b>			
<b>WO N°</b>	<b>FECHA</b>	<b>BREVE DESCRICIÓN</b>	<b>RESULTADOS</b>
1	Nov-20	Instalación de ESP	Excelente
2	May-22	Estimulación matricial	Bueno
3	May-23	Estimulación matricial	Aceptable
4	Jul-23	Estimulación matricial	Bueno

**Nota:** Data de Workover extraída de los reportes de producción. Tomado de los datos de la compañía operadora.

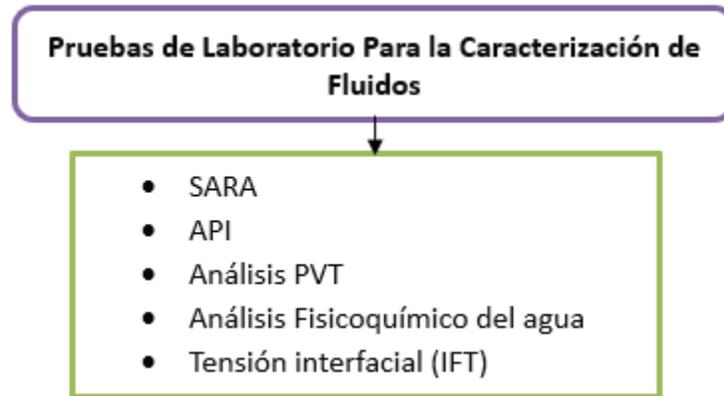
### **2.1.3 Caracterización de Fluidos y Daño de Formación**

La caracterización de los fluidos producidos y daño de formación se obtuvieron de los estudios de laboratorio realizados por la compañía operadora, estos estudios comprenden pruebas de laboratorio a muestras representativas extraídas durante las operaciones de Workover de cada pozo. Las pruebas de laboratorio permitieron conocer las propiedades del fluido, su composición, condiciones bajo las cuales ocurre la precipitación de asfaltenos, migración de finos, formación de emulsiones y demás daños que al identificarlos permitió seleccionar un posible tratamiento matricial. Por tal razón se extrajo la información para construir tablas y diagramas que permitieran una mejor visualización de la información contenida y de manera objetiva validar los tipos de daño de formación presente en cada pozo.

Las pruebas usadas por la operadora para la caracterización y de las cuales se analizaron sus resultados para conocer el tipo de fluido producido se muestran en la siguiente figura.

**Figura 6**

Diagrama de pruebas de laboratorio realizadas a los fluidos producidos

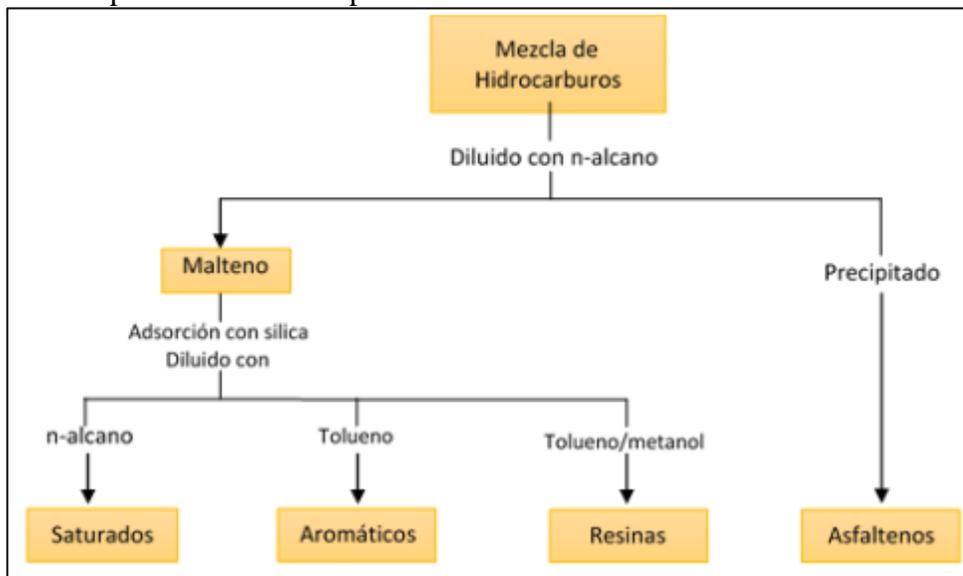


**Nota:** Listado de pruebas de laboratorio para la caracterización de fluido.

Las pruebas SARA sirven como punto de partida para evaluar metodologías de predicción de estabilidad de asfaltenos gracias a que permiten clasificar los compuestos del hidrocarburo en 4 grupos según el grado de solubilidad y polaridad: Saturados (incluye parafinas), Aromáticos, Resinas y Asfaltenos, de allí el nombre SARA. La figura 7 muestra el esquema típico de la separación del fluido por el método SARA.

**Figura 7**

Diagrama de separación de fluido por el método SARA



**Nota:** Diagrama de separación de hidrocarburos en fracciones SARA. Tomado de T. Ahmed, "Reservoir engineering handbook", 2006.

Con lo anterior, los resultados de las pruebas SARA realizados a las muestras de fluido de cada uno de los pozos fueron recolectados y extraídos en tablas, con la finalidad de lograr una mejor visualización y análisis de los datos, facilitando la interpretación de los hallazgos encontrados en la composición del fluido.

La gravedad API es una medida de densidad ( $^{\circ}\text{API}$ ) que permite comparar la densidad del petróleo con la del agua en las mismas condiciones de presión y temperatura. Gracias a esta medida se pueden clasificar los crudos desde superligeros a extrapesados, valores mayores de  $^{\circ}\text{API}$  indican una baja viscosidad y valores menores de  $^{\circ}\text{API}$  indican una alta viscosidad. De acuerdo con los resultados obtenidos de la fórmula usada para calcular la gravedad API (ecuación 6), permitió tener idea del tipo de hidrocarburo que los pozos están produciendo.

### Ecuación 6

Ecuación para cálculo de  $^{\circ}\text{API}$

$$^{\circ}\text{API} = \left( \frac{141.5}{GE \text{ a } 60^{\circ}\text{F}} \right) - 131.5 \text{ donde GE es gravedad específica.}$$

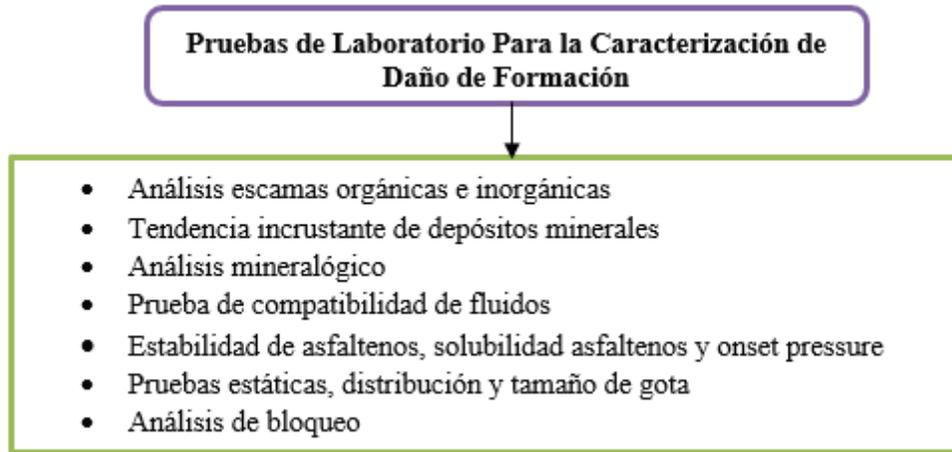
**Nota:** Ecuación para cálculo de  $^{\circ}\text{API}$ . Tomado de Norma ASTM D287-92, Método de Prueba Estándar para la Determinación de la Gravedad API de Petróleo Crudo y sus Derivados (Método del Hidrómetro). Pennsylvania, 1992.

En cuanto al análisis PVT el cual permite determinar algunas propiedades y variaciones de presión de los fluidos de un yacimiento, se examinó de las pruebas el comportamiento de los hidrocarburos en el yacimiento, identificando las variables halladas como densidad, API, composición del fluido y de gas, ya que la presencia de ciertos compuestos gaseosos influye en la precipitación de asfaltenos como el  $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$  y  $\text{CH}_4$ . Esta información mencionada anteriormente permitió la construcción de un cuadro comparativo mediante el porcentaje del peso molecular de los compuestos para así esclarecer la presencia de los asfaltenos. De igual manera se revisó el análisis fisicoquímico del agua para conocer su composición y las pruebas de medición de tensión interfacial, resultados que posteriormente sirvieron para la identificación de las causas de formación de emulsiones.

Por otro lado, el estudio de caracterización de daño de formación para los pozos productores A, B y C se analizaron las siguientes pruebas de laboratorio:

## Figura 8

Diagrama de pruebas de laboratorio realizadas a muestras de sólidos



**Nota:** Listado de pruebas de laboratorio para la caracterización de daño de formación.

De las pruebas de laboratorio realizadas a las muestras de sólidos encontrados en cada pozo (asfaltenos), se examinó la caracterización realizada por la compañía y las composiciones de estas, al igual que observamos las evidencias fotográficas de las muestras encontradas en los pozos, como se puede ver en la siguiente figura 9.

## Figura 9

Muestras de sólidos encontrados en los pozos



**Nota:** Se observan muestras de los pozos A, B y C (asfaltenos), usados en los estudios de caracterización de daño. Tomado de los datos de la compañía operadora.

En cuanto al análisis de escamas orgánicas basado en los datos obtenidos de pruebas anteriores, como el estudio SARA, este comprende dos factores importantes: el primero corresponde a los ensayos de solubilidad de los asfaltenos y el segundo al cálculo del índice de estabilidad coloidal (CII). Primeramente, con los resultados de solubilidad con el uso de diferentes solventes como isopropanol, varsol, xileno entre otros, se comprendió la estabilidad de los compuestos pesados de las muestras solidas. Posteriormente, se sabe que el índice de estabilidad definido por Yen en 2001 [28], es la relación de la suma de asfaltenos y saturados entre la suma de aromáticos y resinas como se puede observar en la siguiente ecuación.

### **Ecuación 7**

Ecuación de índice de estabilidad coloidal

$$CII = \frac{\%saturados + \%asfaltenos}{\%resinas + \%aromaticos}$$

**Nota:** Ecuación para cálculo de CII. Tomado de E. Buenrostro-gonzalez, H. Groenzin, C. Lira-galeana, and O. C. Mullins, “The Overriding chemical principles that define asphaltene”, 2001.

Con la ecuación mencionada anteriormente, el comportamiento de las partículas pesadas se validó con el índice de estabilidad coloidal para cada uno de los pozos, cada valor permitió matemáticamente expresar la detección de la precipitación de asfaltenos según las fracciones composicionales obtenidas de la prueba SARA. De igual forma, para establecer un análisis significativo se investigó de los asfaltenos los factores que afectan la estabilidad de estos y propician su precipitación. Por otro lado, existen modelos que permiten evaluar la estabilidad, depositación y taponamiento debido a la presencia de ciertas partículas o componentes, estos pueden ser modelos matemáticos, estadísticos o termodinámicos los cuales a su vez presentan submodelos como alternativas para ser usados en estudios de otros materiales, sin embargo, se profundizo y enfoco en el modelo trabajado por la compañía, siendo este un modelo termodinámico, se observó las gráficas obtenidas por el modelo de simulación EOS (Ecuaciones de Estado) para evaluar el impacto de los asfaltenos en el comportamiento de permeabilidad, onset pressure o presión en la que los asfaltenos inician a precipitarse, medición del radio de daño y porcentaje de daño de formación.

En cuanto a las causas de aparición del daño por migración de finos se revisó el análisis mineralógico de núcleos para identificar la composición de la Formación Guadalupe y su material cementante, junto con los resultados de las pruebas de compatibilidad de fluidos usados en los tratamientos se validó por medio de las reacciones químicas los mecanismos que propiciaron la migración de material particulado.

Para el análisis de escamas inorgánicas o también llamado precipitación inorgánica, se examinó los factores que inciden en el equilibrio, se compararon los porcentajes de compuestos hallados en los pozos para determinar presencia de material proveniente del yacimiento y que son el causante de incrustaciones u obstrucciones en las sartas de producción como puede ser cuarzo, magnetita o carbonato de calcio.

Por último, debido al alto corte de agua evidenciado en el historial de producción de los tres pozos y los efectos que tiene en la aparición de daño de emulsiones, se revisaron las pruebas estáticas las cuales permitieron simular la interacción de los fluidos en el yacimiento permitiendo de esta manera medir las distribuciones y comportamientos de los tamaños de gota. Con estas pruebas se ratificó la generación de emulsiones y taponamiento de las gargantas porales de la formación.

## **2.2 Fase II**

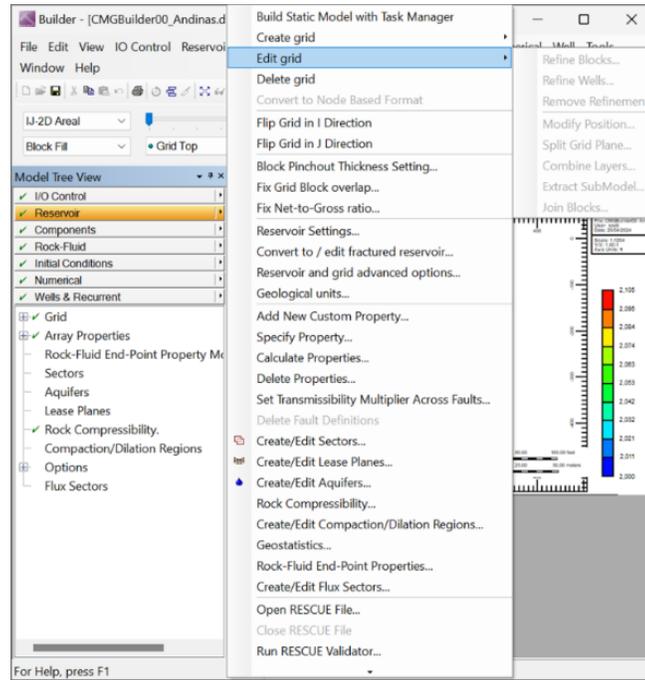
Se inicia con la creación del modelo conceptual de los pozos en el software CMG para la simulación de escenarios mejorados de estimulación reactiva de los pozos productores en estudio, estos se realizarán en un subprograma llamado CMOST del software CMG, el cual es un simulador para realizar análisis de sensibilidad y optimización de modelos de yacimientos. CMOST proporciona capacidades avanzadas para explorar el espacio de soluciones, identificar configuraciones óptimas y comprender la sensibilidad de los resultados del modelo a diferentes parámetros y variables. A continuación, se describe el proceso de desarrollo de la fase II:

### **2.2.1 Construcción del modelo de simulación conceptual de los pozos**

- Ingreso a la herramienta Builder para la creación del grid o malla cartesiana en la pestaña de reservoir.

**Figura 10**

Creación de la malla cartesiana o del grid

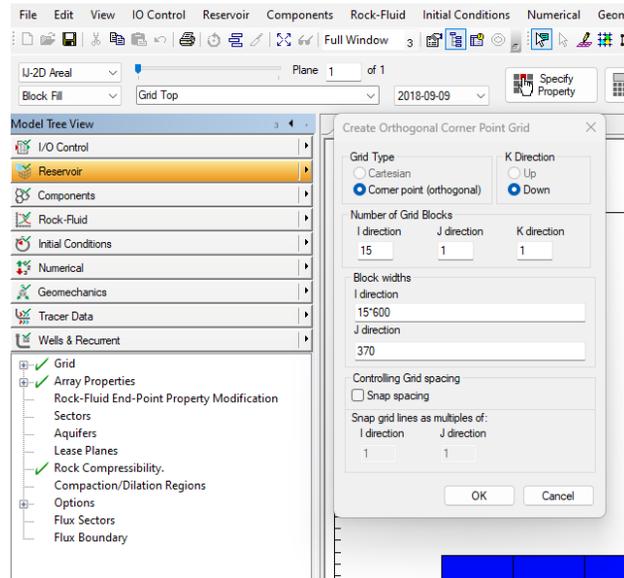


**Nota:** Pestaña de reservoir para la creación del grid. Imagen tomada del software CMG versión 2022.

- Se realizan los ajustes respectivos al tamaño del reservorio, el número de bloques entre otros aspectos necesarios para el entendimiento de las propiedades del terreno.

**Figura 11**

Definición del número y tamaño de los bloques del grid

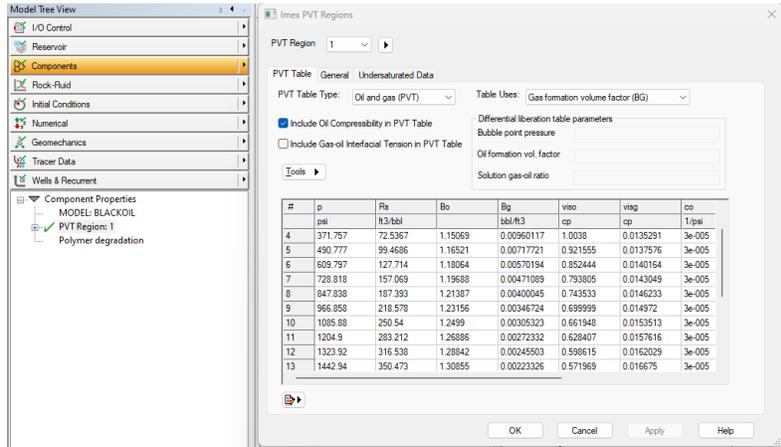


**Nota:** Se define el número de bloques para I, J, K y el ancho de los bloques para las direcciones I, J. Imagen tomada del software CMG versión 2022.

- Generación de un PVT y la obtención de la información necesaria para la simulación mediante el ajuste de correlaciones proporcionadas por Builder

**Figura 12**

Correlaciones región PVT

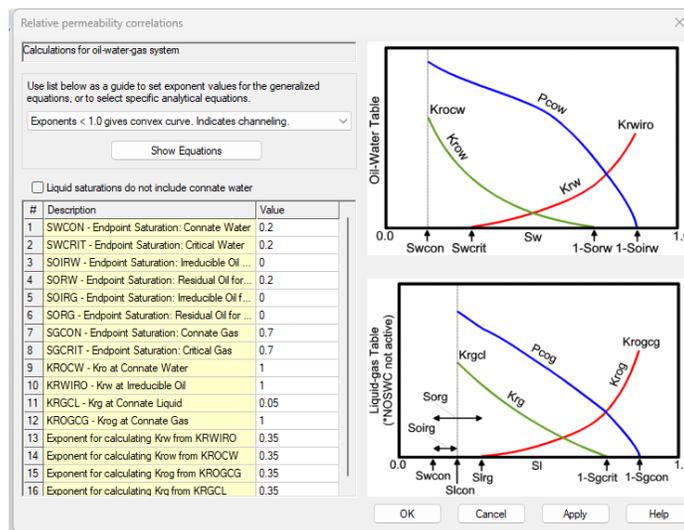


**Nota:** Tabla de correlaciones PVT obtenidas por el software. Imagen tomada del software CMG versión 2022.

- Incluir datos de  $Sw$ ,  $K_{rw}$ ,  $K_{row}$  para la creación de tablas y curvas de permeabilidad relativas

**Figura 13**

Ingreso de la información para correlaciones de permeabilidad.

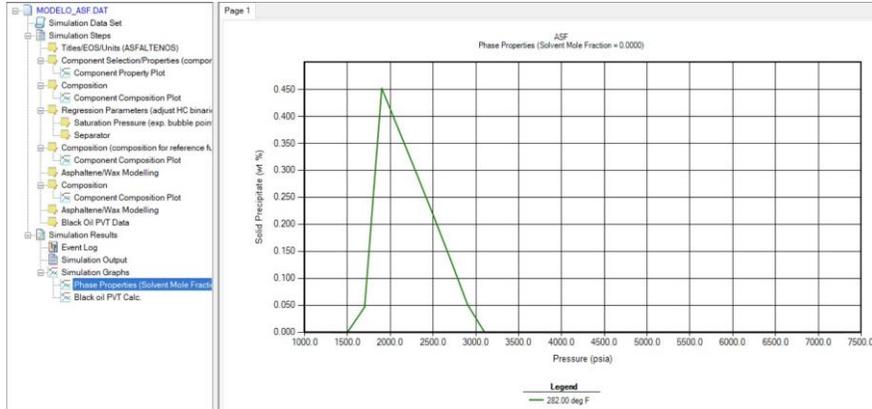


**Nota:** Tabla de datos  $Sw$ ,  $K_{rw}$  y  $K_{row}$ . Imagen tomada del software CMG versión 2022.

- Creación del modelo composicional de fluido producido y modelo de asfaltenos.

**Figura 14**

Definición del modelo de fluidos y asfaltenos

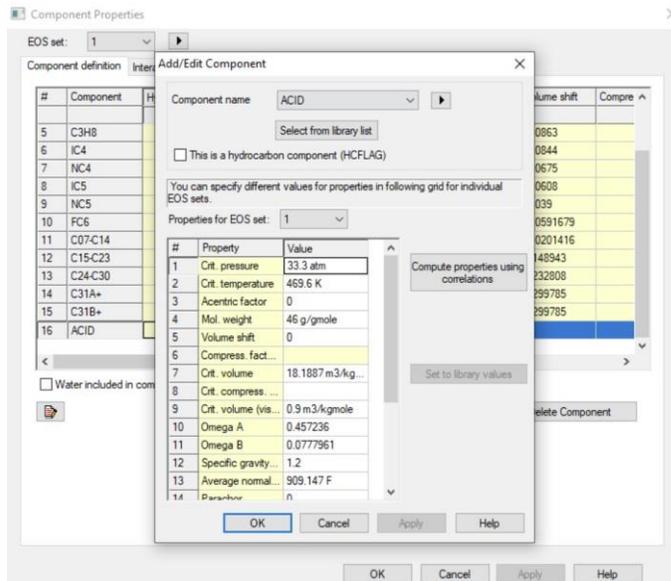


**Nota:** Modelo de fluidos y asfaltenos. Imagen tomada del software CMG versión 2022.

- Creación del fluido estimulante usado por Parex y que se tendrá en cuenta para el análisis de sensibilidad para la variación de los parámetros del proceso de estimulación.

**Figura 15**

Creación y composición del fluido estimulante

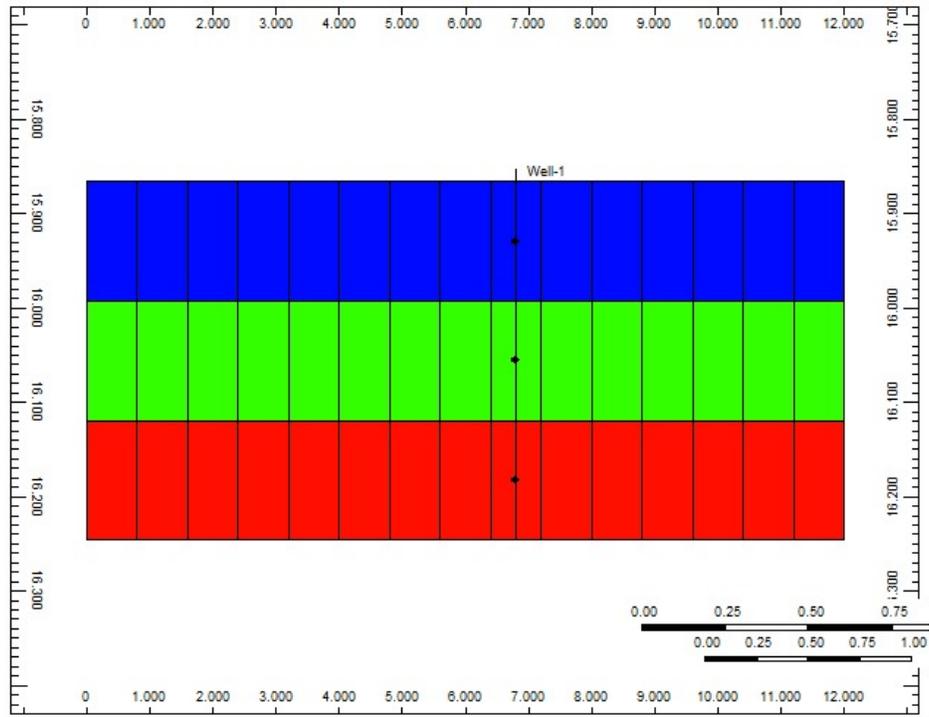


**Nota:** Creación del fluido estimulante con base a la composición usada por la Compañía Operadora (Solvente orgánico, ácido fórmico y acético, aditivos, agua e inhibidor). Imagen tomada del software CMG versión 2022.

- Creación del grid o tamaño del yacimiento correspondiente al caso base, una vez ingresados los datos, generadas las tablas y graficas con sus respectivas correlaciones.

**Figura 16**

Grid generado del caso base



**Nota:** Grid generado del caso base, vista superior. Imagen tomada del software CMG versión 2022.

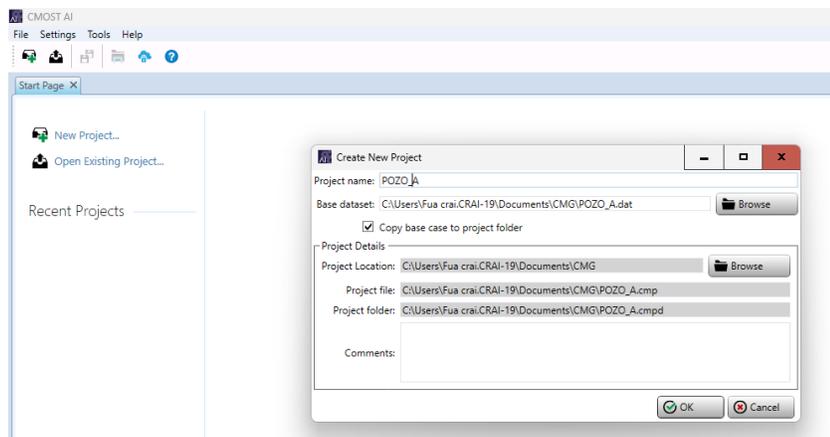
## 2.2.2 Selección de las variables de mejora para la estimulación matricial reactiva mediante el análisis de sensibilidad con Cmost

Para la identificación de las variables de mejora de la estimulación matricial reactiva, se introdujo a Cmost el caso base para dar inicio al entrenamiento de la inteligencia artificial, los cuales posteriormente serán modificados según los procesos realizados por el simulador para crear los escenarios de mejora.

- Creación de los estudios en el simulador de Cmost a partir de los casos base de cada uno de los pozos.

### Figura 17

Creación de estudio de Cmost para cada pozo

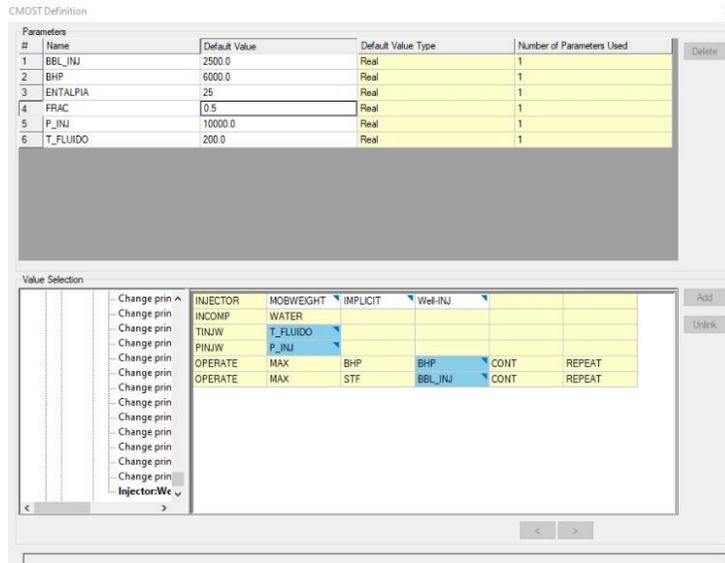


**Nota:** Creación de los estudios en Cmost. Imagen tomada del software CMG versión 2022.

- Definición de variables primarias que afectan el desempeño de la estimulación.

**Figura 18**

Definición de variables primarias



**Nota:** Definición de variables primarias. Imagen tomada del software CMG versión 2022.

- En la pestaña “Basic Simulation Results” se seleccionan los fluidos que Cmost debe graficar para validar el entrenamiento, comprobando las tendencias de producción de petróleo, agua y gas.

**Figura 19**

Selección de fluido a graficar

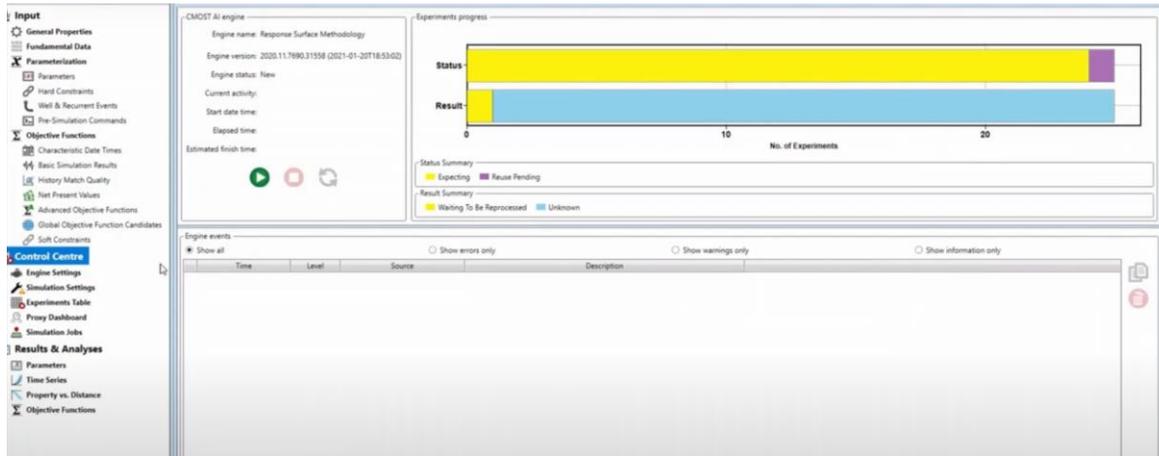
Basic Simulation Result from Original Time Series							Insert
	Name	Characteristic Time	Origin Type	Origin Name	Property		
1	PRODUC_OIL	BaseCaseStop	WELLS	Well-1	Oil Rate SC		Repeat
2	PRODUC_WATER	BaseCaseStop	WELLS	Well-1	Water Rate SC		Delete
3	PRODUC_GAS	BaseCaseStop	WELLS	Well-1	Gas Rate SC		

**Nota:** Variables para validar entrenamiento. Imagen tomada del software CMG versión 2022.

- En la pestaña “Control Centre” luego de ingresar el caso base se da inicio al análisis de sensibilidad.

**Figura 20**

Iniciador de análisis de sensibilidad



**Nota:** Iniciador de entrenamiento y análisis de sensibilidad. Imagen tomada del software CMG versión 2022.

- En la pestaña “Experiments Table” se va verificando los resultados de todos los experimentos realizados por Cmost y se verifican cual es el óptimo.

**Figura 21**

Tabla de experimentos de Cmost

ID	Generator	GlobalFit-Error	amulative_Oil_En	amulative_Gas_En	GOR_Error	Execution Node	Optimal	MCMC Count	Com
57	37 Reuse	4459	21.17006	22.105045	10.318272	ERE-T51	<input type="checkbox"/>	0	
58	9 Reuse	9674	18.610021	22.814038	12.295363	ERE-T51	<input type="checkbox"/>	0	
59	99 CMG DECE	3284	22.377875	22.772055	12.099921	ERE-T51	<input type="checkbox"/>	0	Explorati
60	90 CMG DECE	3353	21.153654	22.075128	14.951277	ERE-T51	<input type="checkbox"/>	0	Evolution
61	2 Reuse	3548	20.955208	19.008502	19.116335	ERE-T51	<input type="checkbox"/>	0	
62	27 Reuse	2734	19.731983	23.315071	16.151149	ERE-T51	<input type="checkbox"/>	0	
63	100 CMG DECE	351	23.567953	24.057166	12.025412	ERE-T51	<input type="checkbox"/>	0	Explorati
64	38 Reuse	9643	9.7876549	18.910165	32.58211	ERE-T51	<input type="checkbox"/>	0	
65	36 Reuse	176	23.271465	23.93314	15.320675	ERE-T51	<input type="checkbox"/>	0	
66	72 CMG DECE	9686	26.456244	28.087127	7.4756877	ERE-T51	<input type="checkbox"/>	0	Evolution
67	29 Reuse	313	10.873381	18.700215	34.635793	ERE-T51	<input type="checkbox"/>	0	
68	32 Reuse	9674	27.832245	29.409604	8.1451721	ERE-T51	<input type="checkbox"/>	0	
69	52 Reuse	7958	12.386816	20.396356	33.808702	ERE-T51	<input type="checkbox"/>	0	
70	56 Reuse	5004	30.753954	31.387571	4.9934859	ERE-T51	<input type="checkbox"/>	0	
71	95 CMG DECE	7484	26.631952	27.191626	13.638873	ERE-T51	<input type="checkbox"/>	0	Explorati
72	34 Reuse	4187	27.708904	28.516223	17.195633	ERE-T51	<input type="checkbox"/>	0	
73	58 Reuse	5361	29.859891	29.967408	14.308764	ERE-T51	<input type="checkbox"/>	0	
74	16 Reuse	3333	4.3048146	11.020871	61.151514	ERE-T51	<input type="checkbox"/>	0	
75	12 Reuse	3546	35.867602	34.216197	9.6368376	ERE-T51	<input type="checkbox"/>	0	
76	54 Reuse	2451	27.952184	21.943763	30.451406	ERE-T51	<input type="checkbox"/>	0	
77	6 Reuse	1706	20.022868	11.289746	49.842596	ERE-T51	<input type="checkbox"/>	0	
78	55 Reuse	3353	23.435481	30.005453	28.199125	ERE-T51	<input type="checkbox"/>	0	
79	60 Reuse	1943	38.540239	35.658766	10.008624	ERE-T51	<input type="checkbox"/>	0	
80	4 Reuse	8659	13.113969	21.968735	47.174772	ERE-T51	<input type="checkbox"/>	0	

**Nota:** Resultados de experimentos. Imagen tomada del software CMG versión 2022.

## 2.3 Fase III

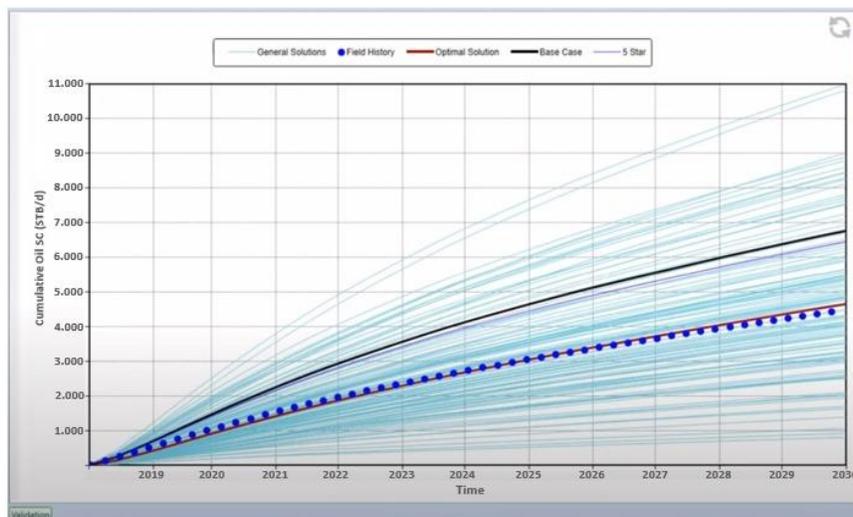
Mediante el análisis de sensibilidades que se realizó en la herramienta CMOST, se obtuvo la información necesaria para la selección del mejor escenario de estimulación reactiva para los pozos productores en estudio, por lo cual se procede a la construcción de curvas IPR previas y posteriores a la simulación con el fin de evaluar su efecto en los pozos junto con un análisis técnico del escenario seleccionado.

### 2.3.1 Selección y cálculo de curvas IPR del escenario de mejora

- De los resultados dados por Cmost se verifica mediante la representación gráfica de soluciones cual es el escenario óptimo y recomendado por la inteligencia artificial.

#### Figura 22

Solución óptima de escenarios de estimulación

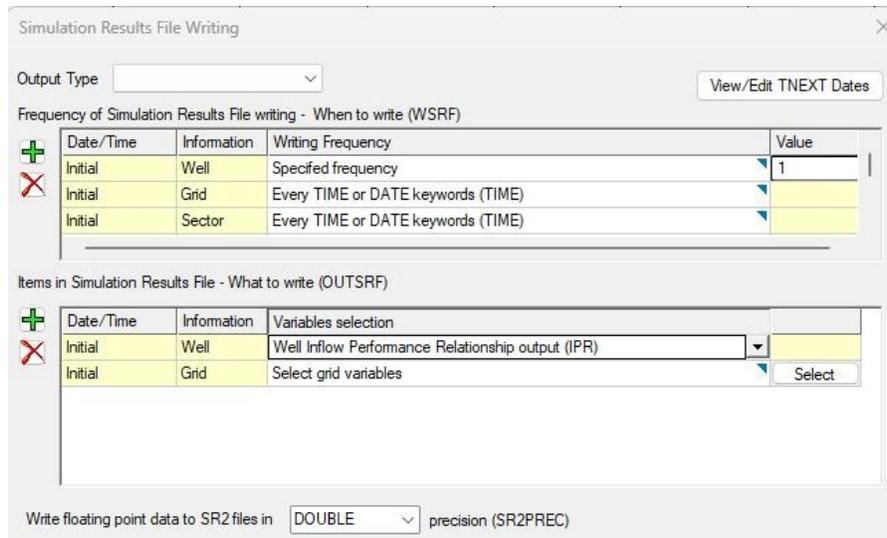


**Nota:** Solución óptima de escenario de estimulación. Imagen tomada del software CMG versión 2022.

- En la herramienta de construcción usada inicialmente para la creación de los modelos de simulación Builder, se selecciona la pestaña “Simulation Results file writing”, la cual nos permitirá activar la opción de construcción de graficas IPR

**Figura 23**

Generación de curvas IPR



**Nota:** Generación de curvas IPR. Imagen tomada del software CMG versión 2022.

### 2.3.2 Variables para análisis técnico del escenario seleccionado

Para el análisis técnico del escenario seleccionado, se tomó en cuenta dos parámetros, el primero corresponde a los aumentos de producción de petróleo generados por la efectividad de la estimulación y el segundo a la disminución del daño de formación en cada pozo, de esta manera se ratificó que el escenario recomendado por Cmost efectivamente cumplía con el proceso de optimización. Siguiendo este orden de ideas, después de obtener los resultados mencionados anteriormente se construyó un gráfico de barras con el fin de evaluar las posibles ganancias que generaría la aplicación de este escenario en cada uno de los pozos y que eventualmente beneficiaría a la compañía.

### 3 ANÁLISIS Y RESULTADOS

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos de la investigación, primeramente, para validar la causa de la aparición de los daños de formación se expone la información recopilada de la petrofísica de la formación Guadalupe junto con los resultados del análisis de los estudios de caracterización de fluidos y daño de formación realizados durante el periodo del 2020 al 2023 implementados por la compañía. Además, con la información extraída hasta el año 2023 de los pozos se evalúa el efecto del daño por asfaltenos y emulsiones a través del tiempo y las estimulaciones realizadas.

#### 3.1 Daños de formación de los Pozos A, B y C

De acuerdo con las evaluaciones petrofísicas realizadas en los pozos productores ubicados en la Cuenca de Los Llanos Orientales, las propiedades de roca y fluidos pertenecientes a la Formación Guadalupe son similares entre los 3 pozos. Esta se caracteriza por sus arenas cuarzosas de grano medio, de selección buena a moderada y laminación inclinada, presenta acumulación de hidrocarburos livianos, con aproximadamente 37° API. Las operaciones de los pozos productores se encuentran en la Formación Guadalupe, cuya composición contiene abundante cuarzo, algunos minerales ferrosos como la magnetita en muy baja proporción y arcillas como caolinita.

Teniendo en cuenta la información mencionada anteriormente y los estudios realizados por la compañía se presenta la caracterización de fluido y de daño de formación, importantes para comprender las causas de la aparición de la migración de finos, bloqueos orgánicos, emulsiones y demás daños presentes en los pozos, siendo estos últimos los más representativos debido a la importancia que le otorgó la operadora, los resultados de distribución de daño de formación del año 2021 representados en porcentaje de disminución o reducción de permeabilidad se muestran a continuación.

**Tabla 4**

Distribución de daño de formación en el año 2021

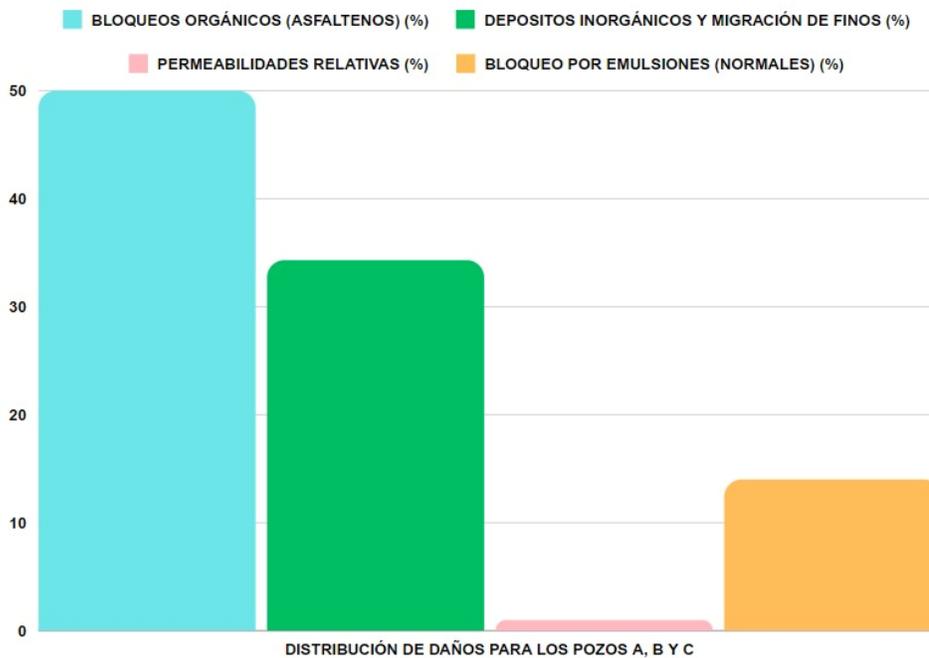
TIPO DE DAÑO EN LOS POZOS	PORCENTAJE REDUCCIÓN DE K (%)
Deposito Orgánico	50
Depósitos inorgánicos y Migración de Finos	35,2
Bloqueo por Emulsiones	14,8
Permeabilidad Relativa	1

**Nota:** Valores de la distribución de daño de formación en el año 2021 para todos los Pozos A, B y C. Tomado de los datos de la compañía operadora.

La figura 24 es una representación gráfica del daño de formación presente en los pozos de acuerdo con la información mencionada anteriormente.

**Figura 24**

Distribución de daño de formación en el año 2021



**Nota:** Distribución del daño de formación en los pozos A, B y C. Tomado de los datos de la compañía operadora.

Respecto a la distribución mostrada anteriormente, es evidente que los dos mayores daños presentes son migración de fino y bloqueos orgánicos como reportó la compañía, casi el 50% de reducción de permeabilidad de la formación es causado por depositación orgánica y el 35% por migración de finos. Estos daños reportados son justificados por la gran cantidad de sólidos, incrustaciones y partículas encontrados tanto en el fluido producido como en los equipos de producción, sartas de producción y equipos ESP, como se evidencia en las siguientes imágenes fotográficas.

### Figura 25

Imágenes del daño causado a etapa de bombas ESP



**Nota:** Se observan bloqueos orgánicos por asfaltenos en las etapas de la bomba. Tomado de los datos de la compañía operadora.

### Figura 26

Imágenes del daño causado a sarta de producción



**Nota:** Se observan migración de finos en sarta de producción. Tomado de los datos de la compañía operadora.

### 3.1.1 Causas de daño por bloqueos Orgánicos

#### ➤ Análisis del estudio PVT

Debido a las alteraciones de equilibrio presentadas en el yacimiento de petróleo durante las operaciones de producción de los pozos, producción que corresponde a crudos livianos y que son más vulnerables a la precipitación de asfaltenos que los crudos pesados debido a la misma composición de estos y a la alta cantidad de saturados que contienen como se muestra en la Tabla 5, por tal razón se interpreta que presentan una alta probabilidad de precipitación de asfaltenos.

**Tabla 5**

Análisis composicional del fluido producido para los tres pozos productores

COMPONENTES (Mol%)	POZO A	POZO B	POZO C
CO <sub>2</sub>	2,551	0,792	0,464
N <sub>2</sub>	0,363	0,586	0,429
C <sub>1</sub>	32,566	21,8	28,5
C <sub>2</sub>	10,171	8,167	8,338
C <sub>3</sub>	9,03	8,504	8,081
iC <sub>4</sub>	1,981	2,026	1,823
nC <sub>4</sub>	3,83	4,5	3,981
C <sub>5</sub>	0,369	0,104	0,073
iC <sub>5</sub>	2,034	2,286	1,861
nC <sub>5</sub>	1,974	2,366	1,907
C <sub>6</sub>	2,586	3,403	2,538
C <sub>7+</sub>	32,55	45,466	42,005
API	38,4	36,1	35,6
Densidad	0,7905	0,8436	0,8458

**Nota:** Análisis composicional de los fluidos producidos en los pozos A, B y C de acuerdo con estudio PVT. Tomado de los datos de la compañía operadora.

De la Tabla 5 se aprecian las composiciones de los tres fluidos producidos por los pozos de la formación Guadalupe, estos crudos se caracteriza por ser ricos en saturados de bajo peso molecular, sin embargo, a pesar de estar enriquecido por hidrocarburos livianos, el tener en su composición gas metano, dióxido de carbono y nitrógeno estos dos últimos en baja cantidad, posibilitan la precipitación de asfaltenos. El contenido de las fracciones más pesadas, es decir C<sub>7+</sub>, fracción que contiene los asfaltenos, presenta un porcentaje molar bajo respecto a las fracciones más livianas, esto demuestra que en la distribución del peso en la cadena de los hidrocarburos es

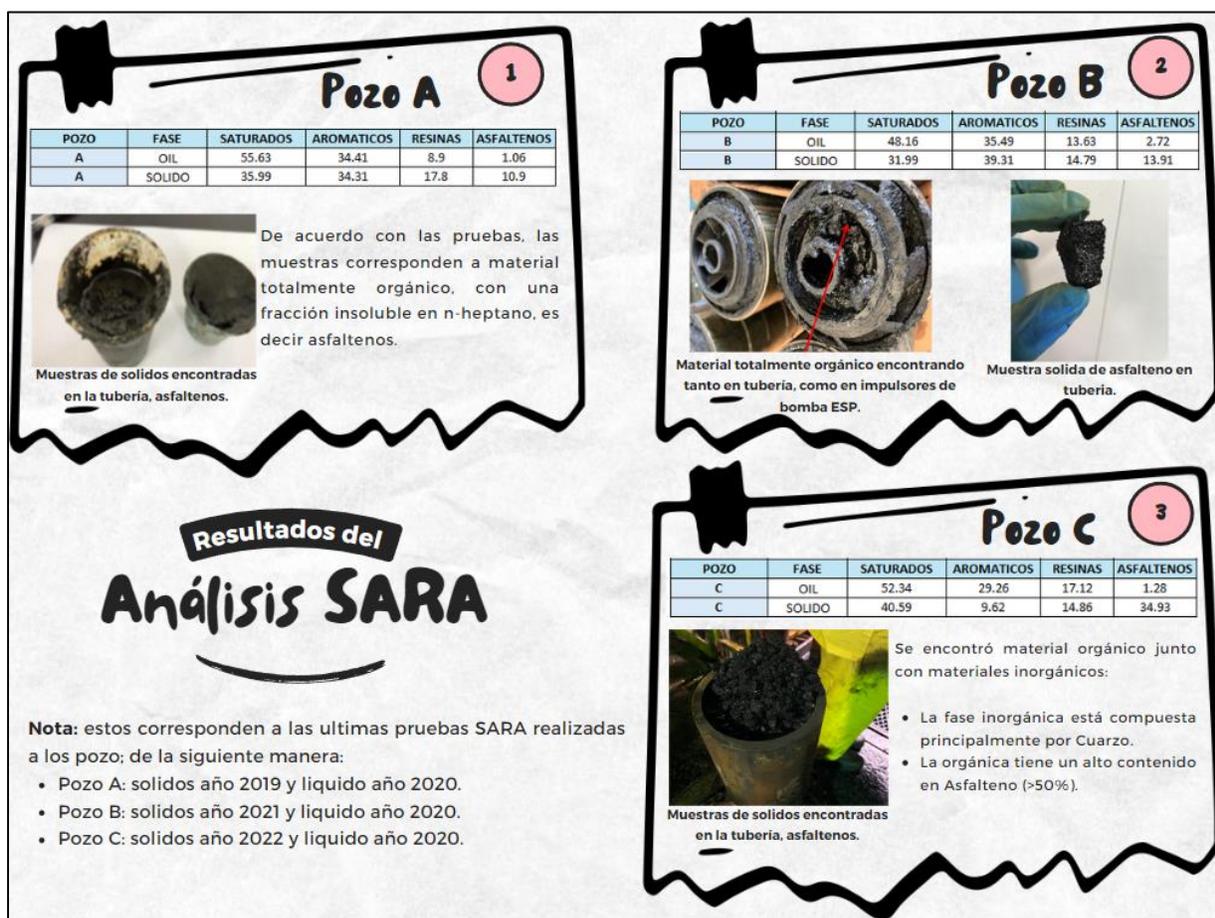
mucho más equilibrados en las fracciones livianas y por ende da a entender que cualquier cambio en las condiciones de los fluidos producidos como temperatura o presión los primeros en ser afectados serían los compuestos más pesados entre ellos los asfaltenos.

➤ **Análisis SARA**

Las pruebas SARA para cada uno de los pozos de acuerdo con la fase de la muestra (fase líquido y solido) se muestra a continuación:

**Figura 27**

Análisis SARA de los Pozos A, B y C



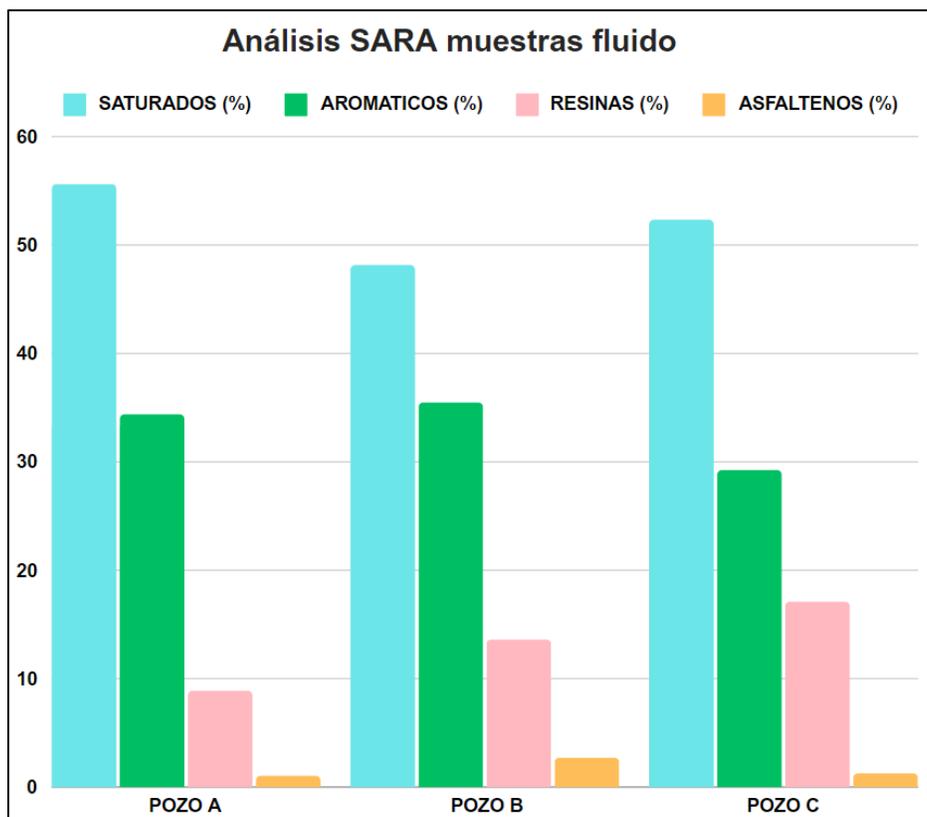
**Nota:** Se observan resultados análisis SARA en porcentaje junto con evidencia de muestras encontradas en tuberías y bombas ESP. Tomado de los datos de la compañía operadora.

El análisis SARA realizado a muestras líquidas y a material sólido proveniente de cada uno de los pozos, permitió conocer las fracciones del fluido y de las muestras sólidas en 4 componentes, saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos; respecto a la Figura 27 los fluidos producidos presentan en su composición una pequeña fracción de asfaltenos, para el Pozo A y C corresponde al 1,06% y 1,28 siendo un valor muy similar, sin embargo, el Pozo B con 2,72% presenta un aumento significativo respecto a los demás pozos.

En cuanto a las muestras sólidas, se nota aún más la presencia de asfaltenos sobre todo en el Pozo C siendo el más afectado con un 34,93%, de igual forma se evidencia el aumento significativo de los demás componentes encontrados en las muestras. A continuación, se representan gráficamente los resultados expresados previamente en la Figura 27 para su mejor análisis.

**Figura 28**

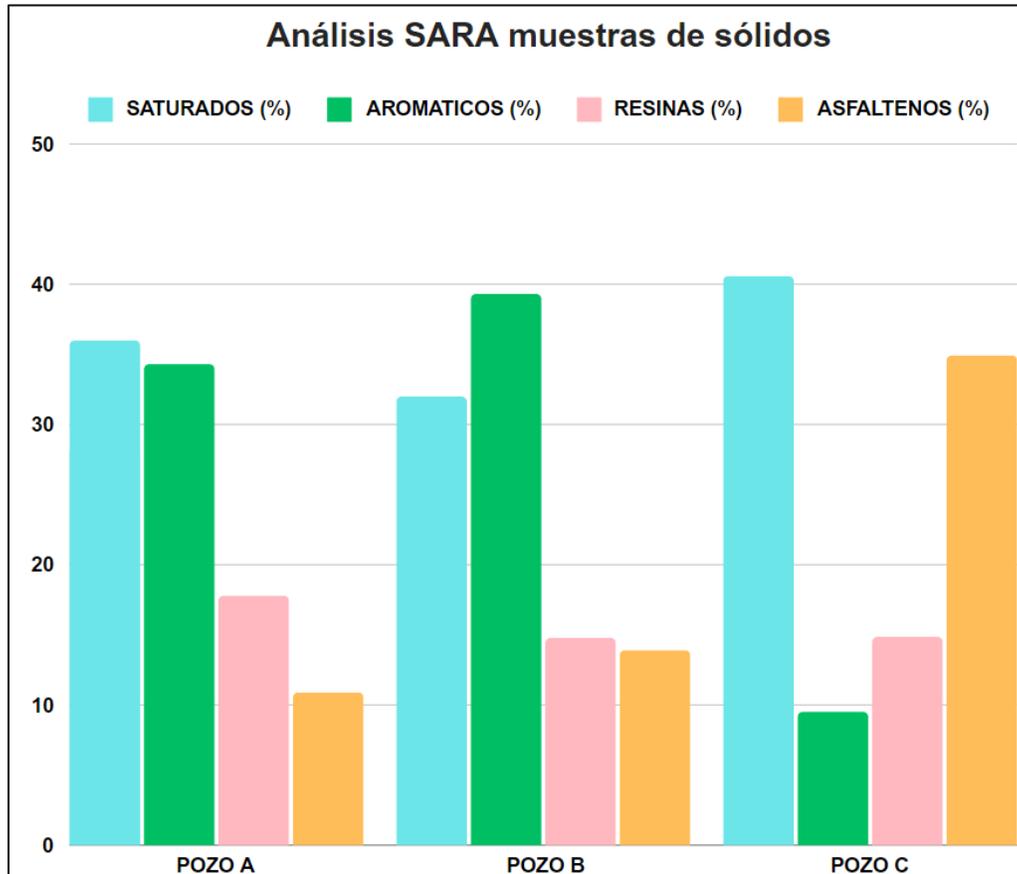
Gráfica de barras del análisis SARA para las muestras de fluido



**Nota:** Representación gráfica de los resultados por componente del análisis SARA a las muestras de fluido. Tomado de los datos de la compañía operadora.

**Figura 29**

Gráfica de barras del análisis SARA para las muestras de sólidos



**Nota:** Representación gráfica de los resultados por componente del análisis SARA a las muestras de sólidos. Tomado de los datos de la compañía operadora.

➤ **Índice de estabilidad coloidal**

El crudo que se extrae presenta un contenido de asfaltenos inferior al 3% muy común en hidrocarburos livianos, no obstante, se debe conocer ciertos criterios muy importantes para las operaciones de producción y más de este tipo de hidrocarburos, uno de ellos es la estabilidad de los asfaltenos, para ello el índice de estabilidad coloidal (CII) permite evaluar numéricamente esta misma, tomando en cuenta los resultados del análisis SARA de la fase líquida mostrados en la Figura 27 y aplicando la ecuación 7 se calcula el CII, los resultados se muestran en la siguiente Tabla.

**Tabla 6**

Índice de estabilidad coloidal para los tres pozos productores

POZO	CII
A	1,31
B	1,04
C	1,16

**Nota:** Resultados del índice de estabilidad coloidal para cada fluido producido de los pozos A, B y C. Tomado de los datos de la compañía operadora.

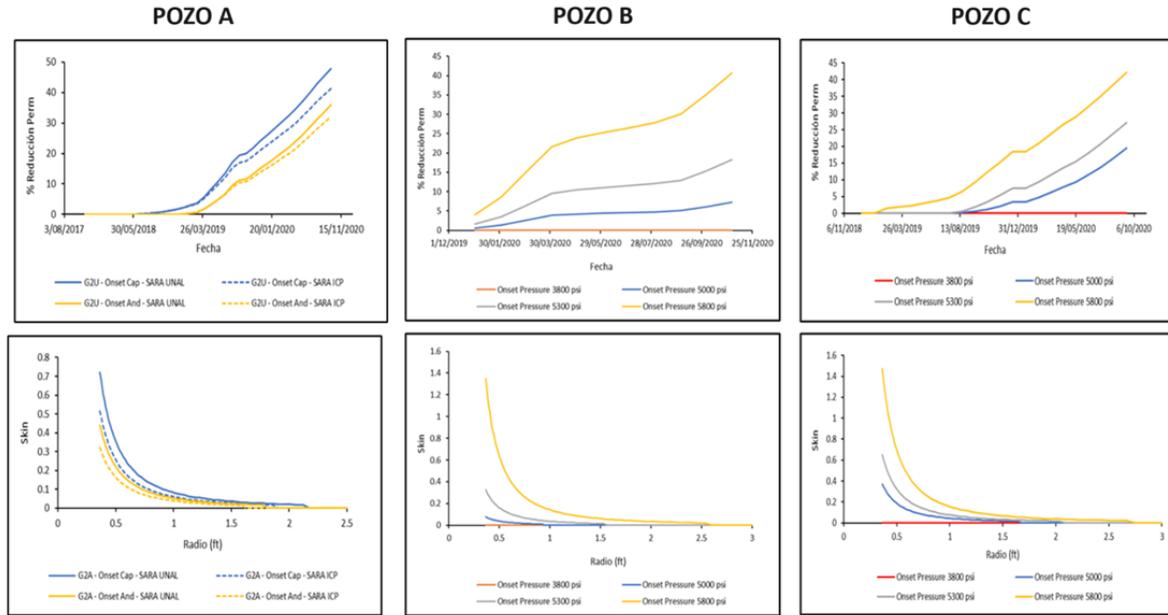
El índice de estabilidad coloidal (CII) tiene una clasificación en relación con los resultados obtenidos, si el CII es menor a 0,7 los asfaltenos se encuentran estables en el petróleo, en cambio si llega a ser mayor a 0,9 estarán inestables. Por lo anterior, de la Tabla 6 se puede inferir que los tres pozos presentan una inestabilidad alta de los asfaltenos lo cual se ve evidenciado en las precipitaciones e incrustaciones de estos en las herramientas de producción.

➤ **Modelo Termodinámico-Simulación EOS**

Finalmente, con el modelo termodinámico-simulación EOS se evaluó el impacto generado por los asfaltenos y se justifica la aparición del daño en los pozos productores, los resultados del modelo se muestran a continuación.

**Figura 30**

Modelo termodinámico-simulación EOS



**Nota:** Resultados de la simulación ESO del modelo termodinámico para cada uno de los pozos. Tomado de los datos de la compañía operadora.

De la simulación EOS realizado a cada uno de los pozos, el estudio hizo énfasis en que los pozos B y C la presión de inicio podría ser superior a la medida en la muestra de superficie, sin embargo, se obtuvo que los pozos presentan daños por asfaltenos que reducen enormemente la permeabilidad entre un 45-50% y con un radio de daño medio de 1,5 pies, lo cual afecta notablemente en el rendimiento productivo de los pozos por la depositación de estos compuestos orgánicos. Se puede inferir que a mayor presión onset o presión de precipitación de asfaltenos es evidente que con el paso del tiempo el % skin, el radio de daño y la reducción de la permeabilidad serán mucho mayores a comparación de una presión onset menor.

### 3.1.2 Causas de daño por migración de finos

En cuanto al daño generado por la migración de finos el cual puede suceder por procesos naturales del propio yacimiento también llamado efecto físico, donde el arrastre de material particulado generado por los fluidos producidos como finos, arcillas, sedimentos o carbonatos taponan las gargantas porales de las zonas cañoneadas de la formación disminuyendo de esta forma el flujo de producción por reducción de la permeabilidad, esta suele ser una de las causas más comunes

de la aparición de daño por migración de finos, sin embargo, puede suceder también por efecto químico, el cual tiene lugar cuando un fluido incompatible al ingresar en contacto con la formación altera las condiciones de equilibrio produciendo el desprendimiento de material particulado . De acuerdo con lo anterior, para este tipo de daño es muy importante conocer la composición de esas partículas que están obstaculizando el flujo, entre el año 2021 y finales del 2022; la compañía implemento pruebas y análisis tanto de núcleos tomados de la formación Guadalupe como de muestras obtenidas en superficie y equipos de producción con el fin de validar la presencia del mecanismo que provoca la migración de finos, entre las pruebas se encuentra el análisis mineralógico y pruebas de compatibilidad de fluidos (fluidos usados en los tratamientos químicos).

➤ **Análisis mineralógico**

De acuerdo con los resultados del análisis mineralógico se determinó la composición de los minerales presentes en la formación Guadalupe a través de las muestras recolectadas en superficie y los núcleos pertenecientes a cada uno de los pozos.

El análisis de las muestras recolectadas dio como resultado arena principalmente impregnada de hidrocarburo (ver Figura 31), con una composición mayoritariamente de cuarzo siendo un 96%, algunos otros minerales como microclina y sodalita en menor proporción como se indica en la siguiente Tabla.

**Tabla 7**

Resultados análisis mineralógico de las muestras de superficie

Phase Quartz low	96.0 ± (1)%
Phase Sodalite	1.0 ± (0.2)%
Phase Microcline	3.1 ± (0.4)%

**Nota:** Resultados del análisis de las muestras de arena encontradas en superficie. Tomado de los datos de la compañía operadora.

### Figura 31

Muestras de arena obtenida en superficie



**Nota:** Muestra de arena producida de la formación Guadalupe. Tomado de los datos de la compañía operadora.

### Figura 32

Muestras de núcleos de la formación Guadalupe



Núcleos tomados del  
Pozo A

Núcleos tomados  
del Pozo B y C

**Nota:** Muestras de núcleos de la formación Guadalupe de cada uno de los pozos. Tomado de los datos de la compañía operadora.

Las muestras correspondientes a la formación Guadalupe (ver Figura 32) en concreto están formadas por areniscas cuarzosas compactas, micas blancas, glauconita y algunos minerales pesados, de grano fino a medio, bien consolidados y seleccionados, algunas muestras contienen minerales arcillosos como limolitas y arcillolitas en buena proporción, con espesores delgados. Se identifico en la matriz, cementación silíceo y caolinita en algunas de las muestras y en otras el material cementante es caolinita, carbonato de calcio y algunas trazas de óxidos de hierro. Es importante resaltar que la caolinita se caracteriza por ser una arcilla que no se expande, sin embargo, ocasiona problemas de migración de finos que causan taponamiento de las gargantas porales.

#### ➤ **Prueba de compatibilidad de los fluidos**

Teniendo en cuenta los resultados del análisis mineralógico y la composición del fluido usado para las operaciones de estimulación, en la que se encuentra como componentes fundamentales los ácidos orgánicos fórmico y acético, se procedió a realizar la prueba de compatibilidad de fluidos a condiciones de yacimiento obteniendo los siguientes resultados:

1. Los núcleos en estudio presentaron una pequeña desestabilización mecánica por efecto ácido el cual aumento con el paso del tiempo de la prueba.
2. Se determinó que la inyección de los ácidos usados en el tratamiento de estimulación (ácido fórmico y acético) alteraron física y químicamente la matriz del núcleo.
3. Se registro una notable disolución del mineral cementante caolinita y carbonato de calcio por efecto de reacción química, lo cual de manera notable afecto la permeabilidad y la porosidad del núcleo. Además, como resultado de la disolución de los materiales cementantes se generaron pequeños taponamientos con material matriz arena reduciendo de esta forma la capacidad de flujo.

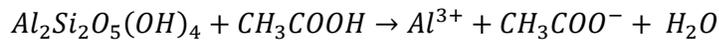
Con los resultados obtenidos de la prueba de compatibilidad, la operadora determinó que los componentes utilizados para las estimulaciones de los tres pozos son los mas apropiados a pesar de las reacciones químicas adversas que se presentaron durante la prueba, con un bajo nivel de importancia para la operadora

Durante las pruebas se identificaron tres reacciones químicas importantes generadas a partir de la reacción entre los ácido y los minerales cementantes del núcleo, estas reacciones se explicarán a continuación:

1. Reacción entre ácido acético ( $\text{CH}_3\text{COOH}$ ) y caolinita ( $\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4$ ): El ácido acético al entrar en contacto con la caolinita produce la disolución de esta, liberando en el proceso iones de aluminio y silicio, químicamente la reacción se puede expresar de la siguiente manera:

### **Ecuación 8**

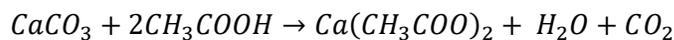
Reacción entre ácido acético y caolinita



2. Reacción entre ácido acético ( $\text{CH}_3\text{COOH}$ ) y carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ): El ácido acético al entrar en contacto con el carbonato de calcio produce como resultado dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), agua ( $\text{H}_2\text{O}$ ) y acetato de calcio ( $\text{Ca}(\text{CH}_3\text{COO})_2$ ) químicamente la reacción se puede expresar de la siguiente manera:

### **Ecuación 9**

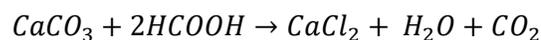
Reacción entre ácido acético y carbonato de calcio



3. Reacción entre ácido fórmico ( $\text{CH}_2\text{O}_2$ ) y carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ): El ácido fórmico al entrar en contacto con el carbonato de calcio produce como resultado dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), agua ( $\text{H}_2\text{O}$ ) y cloruro de calcio ( $\text{CaCl}_2$ ) químicamente la reacción se puede expresar de la siguiente manera:

### **Ecuación 10**

Reacción entre ácido fórmico y carbonato de calcio



### 3.1.3 Causas de daño por escamas inorgánicas

Las muestras de laminaciones incrustadas en las tuberías permitieron que la operadora realizara un análisis de escamas inorgánicas, cabe resaltar que las escamas inorgánicas se deben a la presencia de los minerales solubles que se encuentran en el agua de formación, estos se generan y precipitan cuando se presentan variaciones bruscas en las condiciones de equilibrio del agua, como lo son las caídas de presión. Debido a la aparición de incrustaciones o escamas lo largo de la tubería de producción tanto internamente como externamente, como se observa en la Figura 33, en el año 2021; la compañía llevo a cabo un análisis de escamas inorgánicas a las muestras solidas recolectadas de cada pozo con el fin de conocer la composición de estos.

**Figura 33**

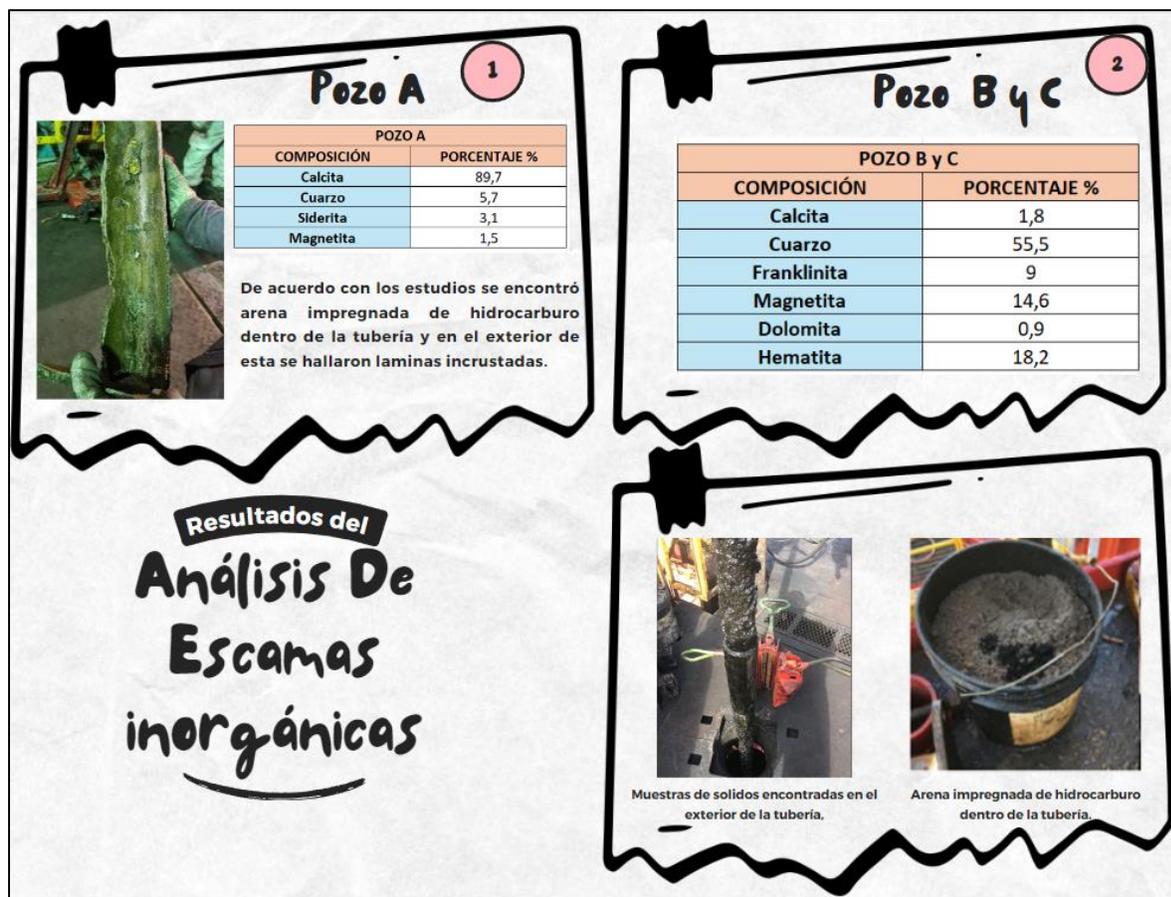
Muestras usadas para el análisis de escamas inorgánicas Pozos A, B y C



**Nota:** Se observan escamas inorgánicas en la tubería. Tomado de los datos de la compañía operadora.

Figura 34

Análisis de escamas inorgánicas Pozos A, B y C



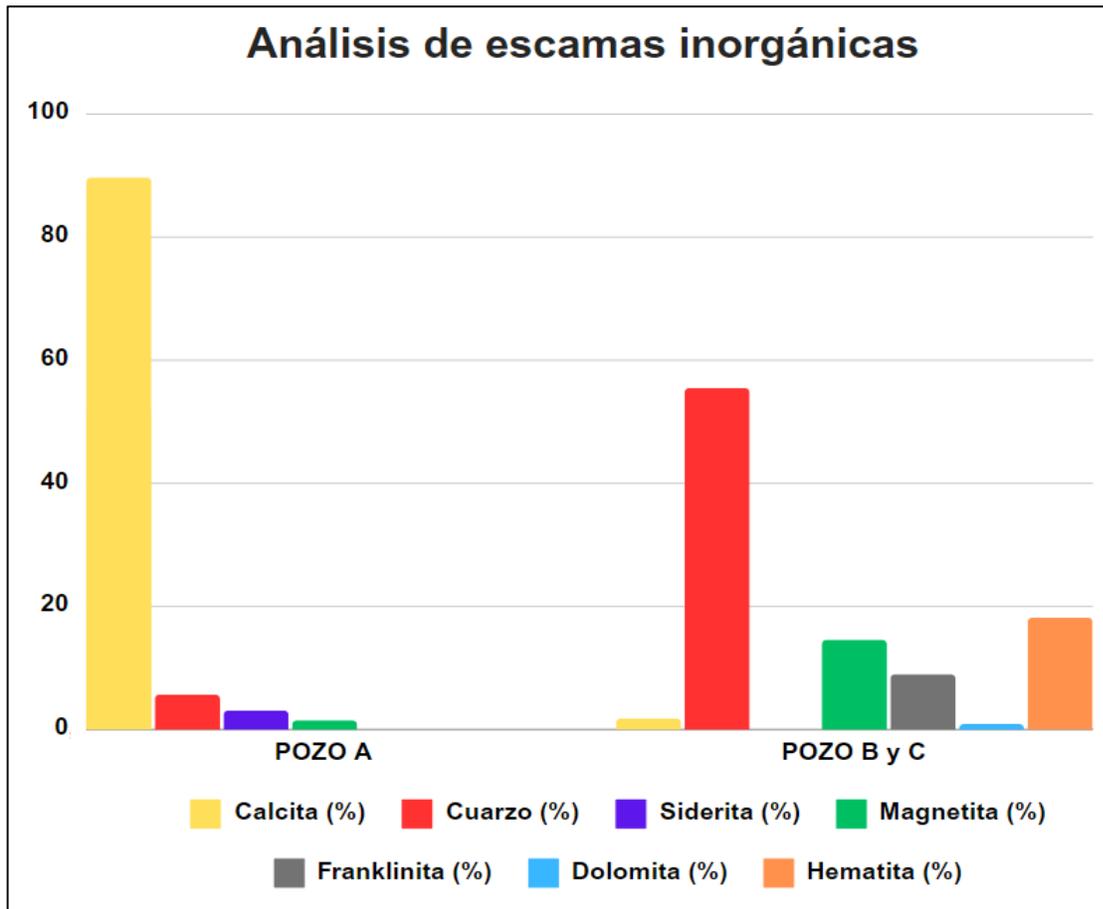
**Nota:** Se observan resultados análisis de escamas inorgánicas en porcentaje junto con evidencia de muestras encontradas en tuberías. Tomado de los datos de la compañía operadora.

Respecto a los resultados obtenidos del análisis composicional de las muestras (ver Figura 34), para los pozos B y C los cuales son pozos cercanos, se obtuvieron resultados muy similares en el que el mineral más predominante es el cuarzo con un 55,5% y otros minerales como la magnetita y la hematita, 14,6% y 18,2% en cada caso. En cuanto al pozo A con un 89,7% que corresponde al mineral formado por carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ) también conocido como calcita, siendo este el mineral de la escama principal de las incrustaciones encontradas tanto en fondo de pozo como en boca de pozo, respectivamente. Por lo tanto, estas laminaciones encontradas dentro y fuera de la tubería de producción son producidas por la precipitación de calcita el cual es un mineral presente en la composición del agua de formación.

A continuación, se representan gráficamente los resultados expresados previamente en la Figura 35 para su mejor análisis.

**Figura 35**

Gráfica de barras del análisis de escamas inorgánicas para las muestras sólidas



**Nota:** Representación gráfica de los resultados por componente del análisis de escamas de las muestras de sólidos. Tomado de los datos de la compañía operadora.

### 3.1.4 Causas de daño por emulsiones

En cuanto al daño generado por las emulsiones, las cuales se producen por la dispersión coloidal de gotas de un líquido en otra fase líquida o dicho de otra manera producidas por la presencia de dos líquidos inmiscibles siempre caracterizándose uno por estar en fase continua y el otro en fase dispersa, con suficiente agitación en el medio para dispersar uno de los líquidos en pequeñas gotas y un agente emulsionante (los cuales presentan doble afinidad hidrofílica y lipofílica) para estabilizarlas, de esta manera deriva a la aparición de emulsiones las cuales ocupan el espacio

poroso cercano al pozo bloqueando de esta manera el flujo de fluidos al mismo.

Para entender las causas de la aparición de este tipo de daño en los pozos productores en el año 2021; la compañía realizó unas pruebas en fluidos provenientes de la Formación Guadalupe para poder caracterizar las emulsiones, estas pruebas se explican a continuación.

### ➤ **Caracterización de los fluidos y materiales**

Para determinar el daño causado por las emulsiones es primordial caracterizar los fluidos y sólidos presentes en el yacimiento con el fin de poder realizar el montaje de la formación de emulsiones, para ello se usó unas muestras de depósito orgánico, crudo y agua de los tres pozos productores en estudio. Para el sólido orgánico se realizó un análisis SARA para conocer la composición de este y un análisis termogravimétrico (TGA) para medir la variación de la muestra sólida en función de la temperatura como se muestra la Tabla 8 y Figura 36, en cuanto a la salmuera se determinó su composición por medio de un análisis fisicoquímico como muestran la Figura 37.

### **Tabla 8**

Resultados análisis SARA muestra sólida

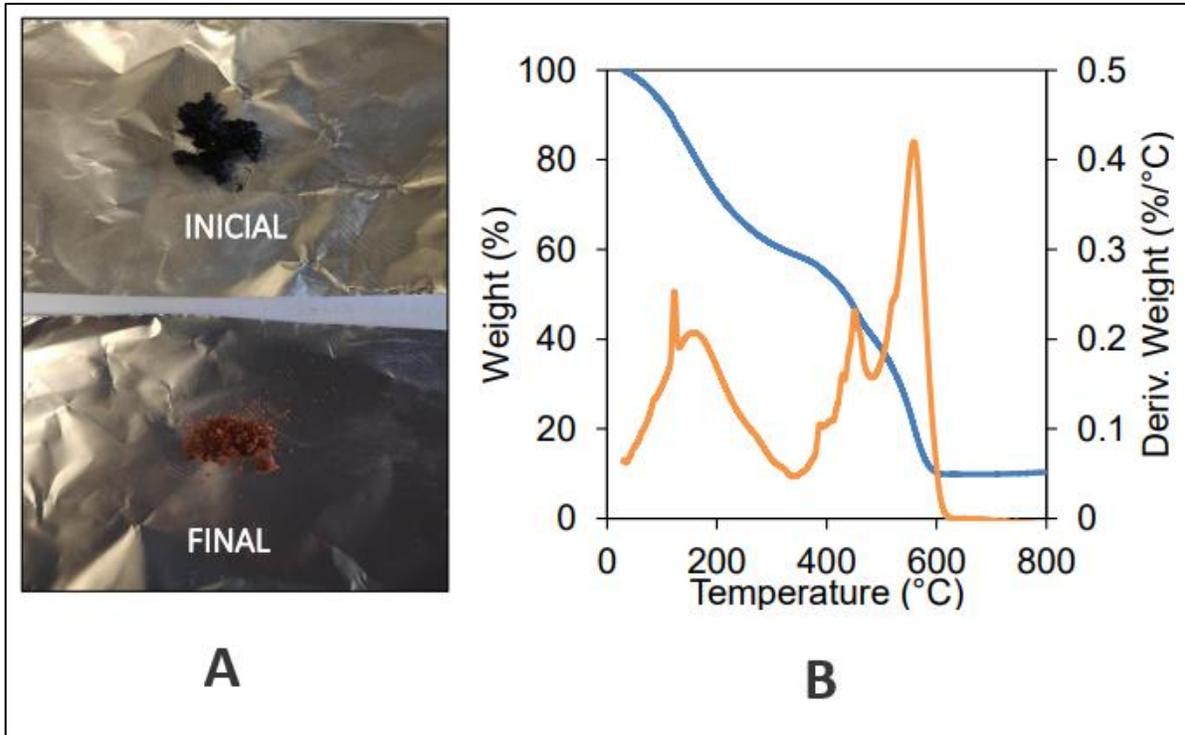
<b>Análisis SARA</b>	
Saturados (%wt)	27.65
Aromáticos (%wt)	9.10
Resinas (%wt)	8.74
Asfaltenos (%wt)	54.51

**Nota:** Se observan resultados análisis SARA en porcentaje peso. Tomado de los datos de la compañía operadora.

De la Tabla 8 se puede apreciar que la muestra usada presenta un alto contenido de saturados, asociado a hidrocarburos de peso intermedio que pueden estar promoviendo fenómenos de cristalización. Por otro lado, de acuerdo con la disolución en heptano se obtuvo un contenido de asfaltenos del 54,51% wt (% wt forma abreviada de porcentaje peso).

**Figura 36**

Resultados análisis termogravimétrico (TGA)



**Nota:** Se observan resultados análisis TGA de la muestra sólida. Tomado de los datos de la compañía operadora.

Respecto a los resultados del análisis TGA, de la Figura 36-A del residuo inicial se obtuvo que el contenido de agua presente en las muestras es cercano al 11,5%, mientras que el contenido de compuestos inorgánicos se encuentra cerca al 10,2% sin embargo lo más importante es la cantidad de asfaltenos presentes los cuales llegan al 55% de la muestra, infiriendo que estos son los causantes de la depositación y materialización de sólidos en los pozos. Además, se encontró también grupos funcionales asociados a Silicio (Si), Aluminio (Al), Sulfato (SO<sub>4</sub>), Calcio (Ca), Hierro (Fe) en el residuo final después de la TGA se deben a la presencia de aluminosilicatos y otros minerales. Por el lado de la Figura 36-B se infiere que el depósito estudiado registra una pérdida de porcentaje de masa significativa en función del tiempo, esto debido a la descomposición de algunos minerales volátiles como se observa en el inicio de la gráfica (línea azul). También se puede observar que el contenido de asfaltenos causan cambios en la energía del sistema como se observa en los picos de pérdida de porcentaje de masa respecto a la temperatura (línea naranja).

**Figura 37**

Resultados análisis fisicoquímico del agua

<b>ION</b>	<b>Concentración PPM</b>
<b>Na</b>	1170.0
<b>Ca</b>	53.0
<b>Mg</b>	11.0
<b>SO4</b>	39.0
<b>Cl</b>	1560.0
<b>HCO<sub>3</sub></b>	784.5
<b>Ba</b>	37.3
<b>K</b>	155.0
<b>Sr</b>	33.6
<b>Fe</b>	1.9
<b>CO<sub>2</sub></b>	51.6
<b>H<sub>2</sub>S</b>	1.2
<b>SiO<sub>2</sub></b>	46.2
<b>TDS</b>	3670.0
<b>Otros Datos</b>	
<b>pH</b>	7.59
<b>Con. mS/cm</b>	6.2
<b>Gra. Espec.</b>	0.9740

**Nota:** Se observan resultados análisis fisicoquímico del agua. Tomado de los datos de la compañía operadora.

De la Figura 37 se puede apreciar que la muestra de agua usada presenta un alto contenido de Sodio (Na) siendo este el más representativo con 1170 ppm, Calcio (Ca) con 53ppm, carbonatos (HCO<sub>3</sub>) con 784,5 ppm y potasio con 155 ppm respectivamente.

➤ **Pruebas estáticas de formación de emulsiones, distribución y tamaño de gota**

Una vez conocidos las composiciones y las posibles afectaciones que ciertos minerales presentes en los diferentes fluidos podrían tener en las pruebas se llevaron a cabo los montajes correspondientes para la formación de emulsiones por medio de la agitación de diferentes sistemas, la tasa de agitación fue fijada a 24000 RPM (revoluciones por minuto). Para estas pruebas estáticas se realizaron varios sistemas de acuerdo con los fluidos que interactúan en el

medio poroso, los componentes de los sistemas son: agua, crudo, solido (asfaltenos depositados), salmuera y Diesel siendo estos dos últimos los fluidos de terminación usados. A continuación, en la Figura 38-A se nombran los sistemas realizados y en la Figura 38-B se observan algunos de los montajes para las pruebas estáticas.

### Figura 38

Montaje de sistemas para pruebas estáticas de formación de emulsiones



**Nota:** Se observan los sistemas y algunos de los montajes para las pruebas estáticas de formación de emulsiones. Tomado de los datos de la compañía operadora.

Teniendo listos los montajes de los sistemas y posterior a su agitación se inició la observación de la formación de las fases por 1 hora a temperatura de yacimiento, con el fin de simular la formación de emulsiones y medir las distribuciones de tamaño de gota, estas distribuciones dependen de la Tensión Interfacial (IFT), presencia de sólidos y propiedades del crudo y agua.

- **Tensión Interfacial (IFT):**

Se determinaron las tensiones interfaciales de los fluidos del yacimiento, así como también la afectación de esta por la presencia de fluidos o materiales distintos a los del yacimiento, en la siguiente Tabla se observa los resultados de las tensiones interfaciales.

**Tabla 9**

Resultados IFT de las muestras de los pozos

Pozo	IFT (mN/m)
Pozo A	22.65±0.15
Pozo B	21.16±0.01
Pozo C	22.53±0.05

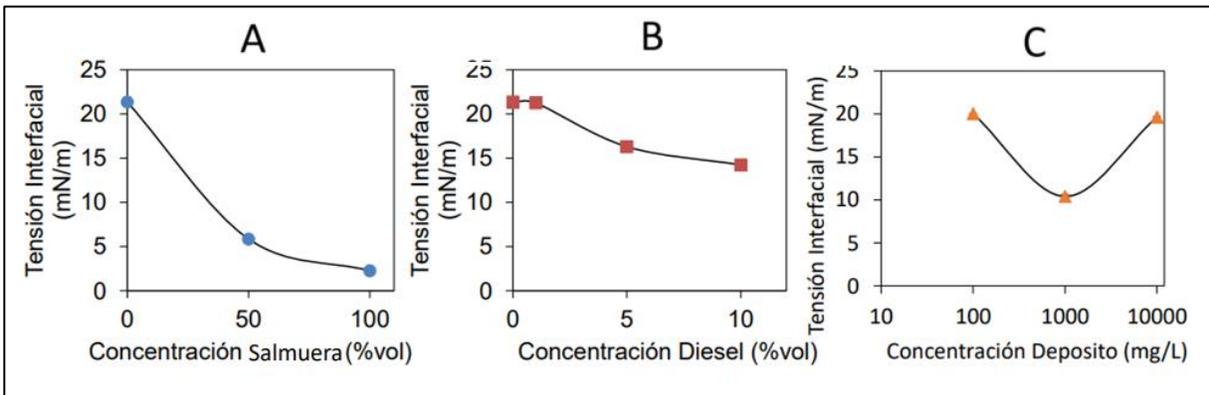
**Nota:** Se observan las IFT de las muestras de los pozos medidas en milinewton por metro. Tomado de los datos de la compañía operadora.

De acuerdo con los resultados obtenidos de las IFT de los fluidos de los pozos, se catalogan como tensiones interfaciales moderadas las cuales están entre el rango de 10 a 50 mN/m.

Teniendo en cuenta los valores anteriores de la Tabla 9 a continuación se muestran los resultados de interacción entre las IFT tanto con los sólidos orgánicos como con los fluidos diferentes a los del yacimiento como el Diesel o la salmuera.

**Figura 39**

Resultados pruebas de interacción de fluidos a los del yacimiento



**Nota:** Se observan la interacción de la IFT con los fluidos y sólidos distintos a los del yacimiento. Tomado de los datos de la compañía operadora.

De la Figura 39, se obtuvo que para una concentración de salmuera en la fase acuosa del 100%, se alcanzan reducciones en la medida IFT del 89.4%. Por su parte, la adición de Diesel al sistema promueve reducciones del 33.3% en la medida IFT a 10% vol, mientras que en presencia del depósito orgánico a 1000 mg/L, se observa reducciones del 51.2% en la medida IFT de los fluidos

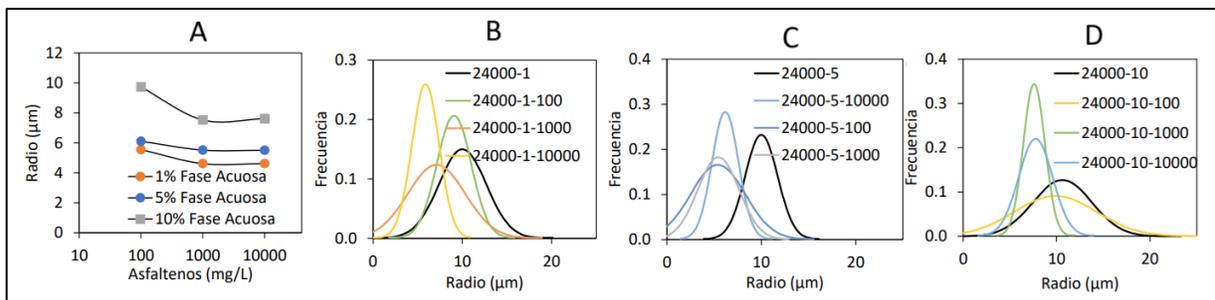
del yacimiento, por lo tanto, la presencia en el yacimiento de estos fluidos de terminación como la presencia de sólidos afectan los valores de tensión interfacial generando un entorno de estabilidad para formación de emulsiones, sin embargo los resultados se contrastaron con el tamaño de gota para identificar que componente generaba las emulsiones más apretadas.

- **Tamaño y distribución de gota:**

Los resultados del tamaño de gota determinaron junto con las pruebas de IFT la formación y estabilidad de las emulsiones, algunos de los resultados de las pruebas realizadas a cada sistema se muestran a continuación.

**Figura 40**

Resultados distribución y tamaño de gota sistema crudo/salmuera/sólidos

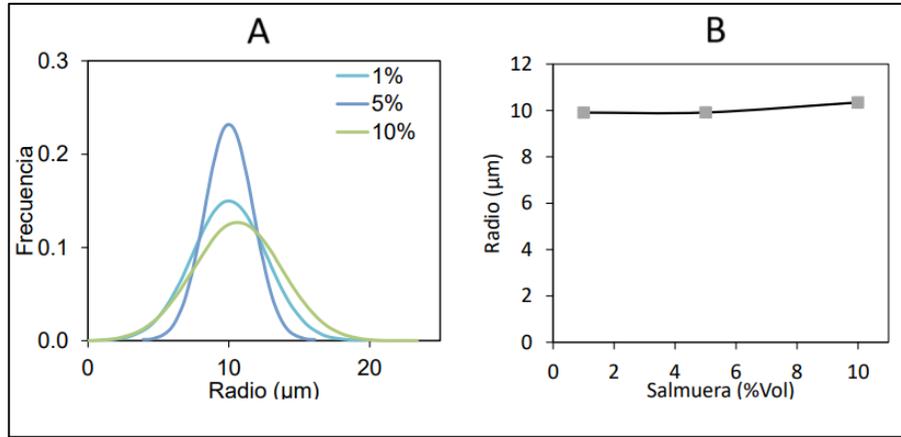


**Nota:** a) Cambio en el tamaño de gota en función de la concentración de asfaltenos y el contenido de salmuera para una tasa de agitación de 240000 rpm. Distribución de tamaño de gota para mezclas crudo/salmuera en presencia de asfaltenos precipitados para contenidos de salmuera del: a) 1, b) 5 y c) 10% vol. Tomado de los datos de la compañía operadora.

La Figura 40-A muestra que el incremento en la dosificación de asfaltenos depositados promueve una mayor emulsificación del sistema. A partir de 1000 mg/L no se observan cambios considerables. En cuanto a las Figura 6 (B, C y D) El tamaño de las gotas en presencia de 1000 mg de asfaltenos depositados son 4.6, 5.2 y 7.5 µm para concentraciones de agua de 1, 5 y 10% vol.

**Figura 41**

Resultados distribución y tamaño de gota sistema crudo/salmuera

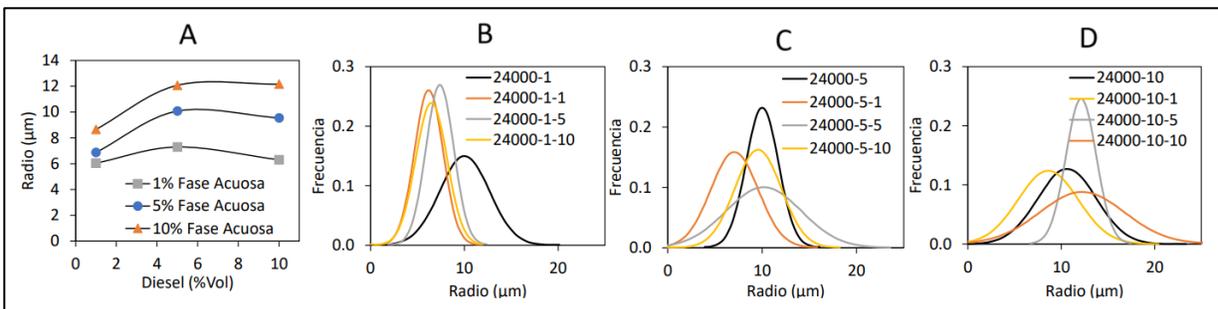


**Nota:** Distribución de tamaño de gota para mezclas crudo/salmuera Capachos 2ST bajo una tasa de agitación de 24000 rpm para dosificaciones de salmuera del 1, 5 y 10% vol. Cambio en el tamaño Dp50 en función de la concentración de salmuera para una tasa de agitación de 240000 rpm. Tomado de los datos de la compañía operadora.

De la Figura 41-A se observa que el incremento en la dosificación de la salmuera incrementa de manera leve el tamaño de las gotas formadas. Por otro lado, en la Figura 41-B el tamaño de las gotas formadas equivale a 9.91, 9.92 y 10.4 μm para dosificaciones de 1, 5 y 10% vol de salmuera en el sistema.

**Figura 42**

Resultados distribución y tamaño de gota sistema crudo/salmuera/Diesel



**Nota:** a) Cambio en el tamaño de gota en función de la concentración de Diesel y el contenido de salmuera para una tasa de agitación de 240000 rpm. Distribución de tamaño de gota para mezclas crudo/salmuera Capachos 2ST en presencia de Diesel para contenidos de salmuera del: a) 1, b) 5 y c) 10% vol. Tomado de los datos de la compañía operadora.

De la Figura 42-A se evidencia que el incremento en la concentración de Diesel permite la generación de gotas de mayor tamaño, mientras que en la Figura 42-B el tamaño de las gotas en presencia de 1% de Diesel son 6.1, 6.9 y 8.7  $\mu\text{m}$  para concentraciones de agua de 1, 5 y 10% vol.

➤ **Análisis del bloqueo**

En cuanto a la medición de las gargantas porales se usaron núcleos representativos de la Formación Guadalupe dando como resultado un diámetro de garganta poral de 8,4  $\mu\text{m}$  y en otras muestras 16,8  $\mu\text{m}$ .

Por medio de la ecuación de Civan (ver ecuación 11), se determinó que la tasa de agitación en la cara del pozo es cercana a 12000 RPM, lo que posteriormente permitió calcular el tamaño de gota de la emulsión formada en la cara del pozo, siendo esta de 11  $\mu\text{m}$ .

**Ecuación 11**

Ecuación de Civan

$$\gamma [s^{-1}] = \frac{2 * K_o * q [ft^3/s] * \tau}{r_{poro} [ft] * \phi * S_o * 2 * \pi * r_{invest} [ft] * h [ft] * \phi} \quad RPM = \frac{\gamma [s^{-1}] * (R_c^2 [m^2] - R_b^2 [m^2])}{R_c^2 [m^2]} * \frac{60 s}{2\pi rad}$$

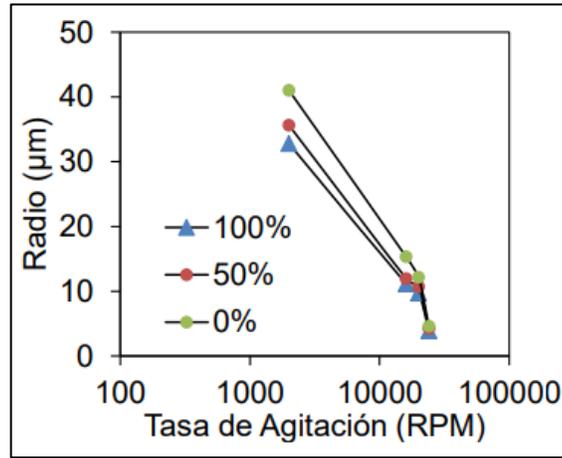
**Nota:** Ecuación de Civan. Tomado de los datos de la compañía operadora.

En base a lo mencionada anteriormente y a las pruebas realizadas en laboratorio se determinó lo siguiente:

1. La tasa de agitación determina el grado de estabilidad de las emulsiones, en una muestra de crudo/salmuera/Diesel y en presencia de concentraciones de asfaltenos se evidencia que a bajas tasas se exhiben rompimientos acelerados de las emulsiones formadas promoviendo un tamaño de gota mayor, sin embargo, a mayores tasas se promueven emulsiones más apretadas como se puede observar en la siguiente Figura.

**Figura 43**

Resultados tamaños de gota vs tasa de agitación



**Nota:** Cambio en el tamaño  $Dp_{50}$  en función de la concentración de fluido bajo una concentración de 1000 ppm de asfaltenos depositados a una tasa de agitación de 240000 rpm. Tomado de los datos de la compañía operadora.

- Gracias a la agitación a escala de pozo realizada en las pruebas se determinó que al presentarse flujo rápido de crudo, agua y presencia de asfaltenos en las regiones cercanas a los pozos se promueve la agitación, emulsificación y facilidad e mezclado de las fases, lo cual causa una reducción en la movilidad efectiva del crudo debido a que la viscosidad de la emulsión es mucho mayor que la viscosidad del crudo y el agua por separado.

Teniendo en cuenta todos los resultados de las pruebas de emulsiones, se obtuvo como resultado final la siguiente Tabla.

**Tabla 10**

Resultados de las pruebas de formación de emulsiones

Sistema	Estabilidad de Emulsiones (DP)	Mecanismo de daño (DG 16 um   DG 8 um)
Agua + Crudo	Baja (10-11 um)	
Agua + Diesel + Crudo	Baja (10-12 um)	
Agua + Salmuera + Crudo	Baja (10-8 um)	
<b>Agua + Solido + Crudo</b>	<b>Alta (8-4 um)</b>	<b>Puenteo</b>
Agua + Diesel + Solido + Crudo	Media (7 um)	<b>Puenteo</b>
<b>Agua + Salmuera + Solido + Crudo</b>	<b>Muy alta (4-4-5 um)</b>	<b>Puenteo</b>

**Nota:** Se observan resultados de las pruebas de formación de emulsiones donde DG es diámetro de garganta poral, solido son los asfaltenos y  $Dp$  tamaño de gota. Tomado de los datos de la compañía operadora.

Conforme a lo mostrado en la Tabla 10 y dado el comportamiento de las emulsiones, el tamaño de gota, el diámetro de garganta poral de la formación y las pruebas estáticas se atribuye la generación de formación de emulsiones a la presencia de los asfaltenos, debido a que estos generan una gran estabilidad por ser emulsificantes naturales junto con las resinas y saturados presentes en el hidrocarburo. Siguiendo este orden de ideas y de acuerdo los análisis mostrados anteriormente, se tienen que en los sistemas de media y alta estabilidad de la emulsión pueden presentar puenteo, es decir taponamiento de las gargantas porales.

### 3.1.5 Características en común de los pozos

En relación con las causas de la aparición de los daños mencionadas anteriormente tanto para migración de finos, escamas inorgánicas, bloqueos orgánicos y formación de emulsiones los cuales son los de mayor impacto, es muy importante exponer los efectos de estos en el rendimiento productivo de los pozos; la aparición de los daños de formación de acuerdo con el historial de reportes inicia desde temprana edad productiva para cada uno de los pozos, en conjunto con el análisis de la información petrofísica y de producción, se pudo extraer algunas de las características que tienen en común estos pozos las cuales se presentan en la siguiente Tabla.

**Tabla 11**

Características en común de los pozos productores

CARACTERISTICAS EN COMÚN DE LOS POZOS A, B Y C	
1	La producción de los 3 pozos del Campo A proviene de la arena cuarzosa de la Formación Guadalupe.
2	Los 3 pozos se caracterizan en común por presentar una baja productividad actualmente.
3	En los últimos años se ha evidenciado en los 3 aumento significativo del corte de agua.
4	En todas las operaciones de Workover se reportaron presencia de solidos en las sartas de producción y equipos ESP.
5	Reducción de sus tasas de producción en comparación con el histórico de su vida productiva.
6	Mismo daño de formación encontrado, migración de finos, bloqueos orgánicos y emulsiones.

**Nota:** Características en común de los pozos productores. Tomado de los datos de la compañía operadora.

De la Tabla 11, se puede afirmar que la magnitud y la influencia que tienen esos daños de formación en el desempeño de los pozos es enorme y se entiende las razones por las que la compañía operadora inicio su búsqueda de soluciones con el fin de contrarrestar el impacto del daño y prevenir la declinación acelerada de la producción de gas y petróleo de los pozos, lógicamente aparte de mejorar el comportamiento de los sistemas de levantamiento instalados, equipo ESP (Bombeo Electrosumergible).

### **3.1.6 Efecto del daño de formación por bloqueos orgánicos y emulsiones en los Pozos productores A, B y C**

Para evaluar el efecto de los daños presentes en la formación Guadalupe y como se mencionó durante todo el estudio siendo esta la misma formación productora para los tres pozos A, B y C, se delimito y enfoco la evaluación del efecto de acuerdo a las intervenciones de estimulación matricial realizadas por la compañía operadora, estas operaciones de remediación solo se aplicaron para contrarrestar las consecuencias de la presencia de daño por bloqueos orgánicos y formación de emulsiones, debido a que estos son los que afectan mayoritariamente la producción de los pozos con un 64% de acuerdo con la distribución de daño de formación.

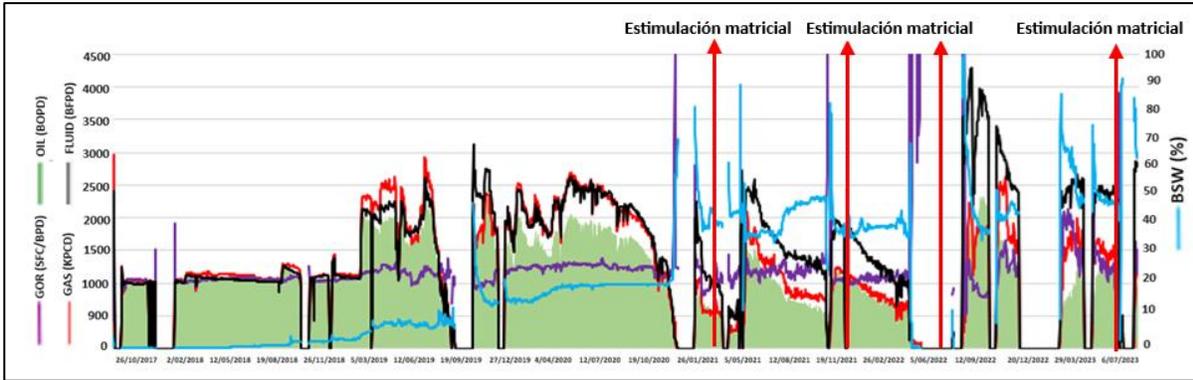
A continuación, se muestran para cada pozo los diagramas productivos señalando las intervenciones realizadas, posteriormente se analizará el efecto generado mediante la revisión de una de sus intervenciones esto debido a que no se logró contar con toda la información necesaria de las demás estimulaciones realizadas en cada pozo.

- **Pozo A:**

Con respecto al diagrama productivo del Pozo A mostrado en la Figura 44, se puede ver que hasta la fecha se tiene un registro de 4 operaciones de estimulación matricial, cada una para contrarrestar los efectos de las emulsiones y los bloqueos por asfaltenos.

**Figura 44**

Diagrama productivo Pozo A



**Nota:** Diagrama productivo del pozo A con indicaciones de intervenciones. Tomado de los datos de la compañía operadora.

Para el Pozo A los resultados obtenidos de la última estimulación realizada en Julio del año 2023, se logró obtener un aumento de 343 BOPD como se observa en la Tabla 12 y una reducción considerable del daño de formación debido a los cambios causados en las permeabilidades efectivas como se ve en la Tabla 13.

**Tabla 12**

Resultados estimulación del Pozo A

TABLA DE RESULTADOS DE LA ESTIMULACIÓN			
PARAMETROS	ANTES	DESPUES DE LA REMOCIÓN	DESPUES DE LA INHIBICIÓN
FLUIDO (Bbl/d)	1206	650	1810
CRUDO (Bbl/d)	587	390	930
AGUA (Bbl/d)	613	260	880
GAS (SCF/d)	800	400	1020
BSW (%)	51.4%	40%	49%
PIP (psia)	~1200	-	-
PI (BPD/psi)	0.6*		1.15
Pwf (psi)	3790	-	4520
INCREMENTO DE CRUDO (BOPD)	-	-	343
MEJORA PI (%)	-	-	190%
BSW DROP	-	-11.4 %	-2.4 %

**Nota:** Resultados de la estimulación realizada al Pozo A. Tomado de los datos de la compañía operadora.

**Tabla 13**

Parámetros evaluados de la estimulación del Pozo A

POZO A						
PARAMETROS	PERMEABILIDADES CON DAÑO (md)	REDUCCIÓN POR DAÑO (%)	PERMEABILIDADES DESPUES DE REMOCIÓN (md)	AUMENTO POR REMOCIÓN (%)	PERMEABILIDADES DESPUES DE INHIBICIÓN (md)	MEJORA POR REMOCIÓN (%)
KO	69	-47%	124	96%	98	76%
KW	95	-25%	125	98%	115	91%

**Nota:** Resultados de la estimulación realizada al Pozo A. Tomado de los datos de la compañía operadora.

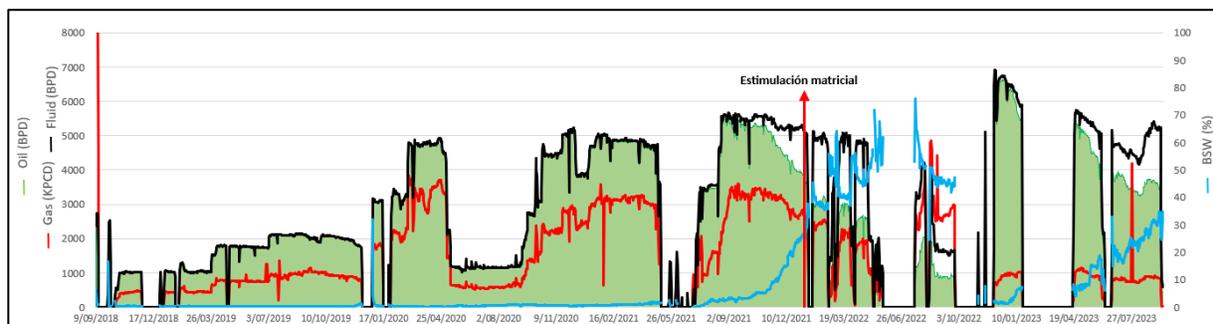
De la Tabla 13 se puede apreciar que del tratamiento aplicado logró una reducción considerable del daño de formación asociado a emulsiones y bloqueo por asfaltenos, las permeabilidades efectivas de los fluidos aumentaron considerablemente Ko de 69 a 98 y el Kw de 95 a 115 respectivamente, a pesar del aumento de petróleo el corte de agua aumento aún más queriendo indicar una intrusión por posible canalización activa en la formación.

- **Pozo B:**

Con respecto al diagrama productivo del Pozo B mostrado en la Figura 45, se puede ver que hasta la fecha se tiene un registro de solo una operación de estimulación matricial, igual que para el Pozo A esta se realizó para contrarrestar los efectos de las emulsiones y los bloqueos por asfaltenos.

**Figura 45**

Diagrama productivo Pozo B



**Nota:** Diagrama productivo del pozo B con indicaciones de intervenciones. Tomado de los datos de la compañía operadora.

Para el Pozo B los resultados obtenidos de la estimulación realizada en Febrero del año 2022 no permitió lograr un aumento de producción de petróleo si no que tuvo un efecto negativo al aumentarse la producción de agua, perdiendo alrededor de 414 BOPD a comparación de lo que venía produciendo antes de la intervención como se observa en la Tabla 14, sin embargo tuvo una reducción considerable del daño de formación lo cual hizo que se alteraran las permeabilidades efectivas como se ve en la Tabla 15.

**Tabla 14**

Resultados de la estimulación del Pozo B

TABLA DE RESULTADOS DE LA ESTIMULACIÓN			
PARAMETROS	ANTES	DESPUES DE LA REMOCION	DESPUES DE LA INHIBICIÓN
FLUIDO (Bbl/d)	4835	3311	4802
CRUDO (Bbl/d)	3024	1672	2611
AGUA (Bbl/d)	1810	1638	2190
GAS (SCF/d)	2440	1181	1888
BSW (%)	37.5 %	49%	45.6 %
PIP (psia)	1408	1455	1416
Pwf (psi)	3867	4396	3985
PI (BPD/psi)	2.5	2.76	2.98
INCREMENTO DE CRUDO (BOPD)	-	-	-

**Nota:** Resultados de la estimulación realizada al Pozo B. Tomado de los datos de la compañía operadora.

**Tabla 15**

Parámetros evaluados de la estimulación del Pozo B

POZO B						
PARAMETROS	PERMEABILIDADES CON DAÑO (md)	REDUCCIÓN POR DAÑO (%)	PERMEABILIDADES DESPUES DE REMOCIÓN (md)	AUMENTO POR REMOCIÓN (%)	PERMEABILIDADES DESPUES DE INHIBICIÓN (md)	MEJORA POR REMOCIÓN (%)
KO	41,8	-21%	52,3	99%	47,5	90%
KW	44	-17%	52,6	99%	49,5	93%

**Nota:** Resultados de la estimulación realizada al Pozo B. Tomado de los datos de la compañía operadora.

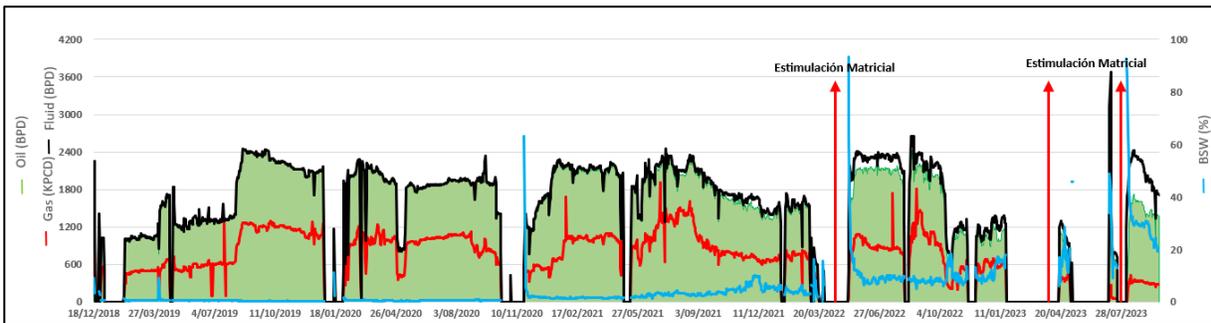
De los resultados de la estimulación también se reportó que la formación Guadalupe mostró una pobre admisión de fluidos, especialmente fluidos con naturaleza orgánica. Por otro lado, como se observa en la Tabla 14 posiblemente el aumento de la producción de agua se deba a que tanto el gas como el aceite se ven rezagados en su producción por la canalización de esta.

- **Pozo C:**

Con respecto al diagrama productivo del Pozo C mostrado en la Figura 46, se puede ver que hasta la fecha se tiene un registro de 3 operaciones de estimulación matricial, igual que para los demás pozos esta intervención se realizó para contrarrestar los efectos de las emulsiones y los bloqueos por asfaltenos.

**Figura 46**

Diagrama productivo Pozo C



**Nota:** Diagrama productivo del pozo C con indicaciones de intervenciones. Tomado de los datos de la compañía operadora.

Los resultados obtenidos de la estimulación del Pozo C realizada en Julio del año 2023 mostraron un aumento en la producción de petróleo y también de agua, incluyendo de esta forma 677 BOPD como se observa en la Tabla 16, además se tuvo una reducción considerable del daño de formación lo cual hizo que se alterarán las permeabilidades efectivas sobre todo la del petróleo como se ve en la Tabla 17.

**Tabla 16**

Resultados de la estimulación del Pozo C

TABLA DE RESULTADOS DE LA ESTIMULACIÓN			
PARAMETROS	ANTES	DESPUES DE LA REMOCION	DESPUES DE LA INHIBICIÓN
FLUIDO (Bbl/d)	1534	1030	2325
CRUDO (Bbl/d)	1488	963	2165
AGUA (Bbl/d)	45	66	160
GAS (SCF/d)	775	542	884
BSW (%)	2.9 %	6.4 %	6.90 %
PIP (psia)	880	-	816
Pwf (psi)	2.5	4396	3985
PI (BPD/psi)	0.78*	0.79*	1.29
INCREMENTO DE CRUDO (BOPD)	-	-	677
MEJORA PI (%)	-	-	1,65

**Nota:** Resultados de la estimulación realizada al Pozo C. Tomado de los datos de la compañía operadora.

**Tabla 17**

Parámetros evaluados de la estimulación del Pozo C

POZO C						
PARAMETROS	PERMEABILIDADES CON DAÑO (md)	REDUCCIÓN POR DAÑO (%)	PERMEABILIDADES DESPUES DE REMOCIÓN (md)	AUMENTO POR REMOCIÓN (%)	PERMEABILIDADES DESPUES DE INHIBICIÓN (md)	MEJORA POR REMOCIÓN (%)
KO	16,5	-54%	34,8	97%	32	89%
KW	25,2	-22%	30,8	95%	30,2	93%

**Nota:** Resultados de la estimulación realizada al Pozo C. Tomado de los datos de la compañía operadora.

Analizados los resultados obtenidos, se pudo disminuir la presencia de asfaltenos y emulsiones en la formación permitiendo el aumento en la producción de petróleo y recuperación de los canales de flujo de la formación como se evidencia en la Tabla 17, este tratamiento generó una disminución de un 54% para la permeabilidad efectiva del crudo, sin embargo, la canalización de agua generó un aumento considerable pasando de 45 Bbl/d a 160.

### **3.2 Simulación conceptual y ajuste de los pozos en estudio.**

Con el fin de evaluar las características y los diferentes parámetros que afectan el flujo de los fluidos en el yacimiento; Los factores que se encuentran más influyentes están relacionados con la geología, las propiedades petrofísicas de la roca y las características de los fluidos. La calidad de los resultados está directamente relacionada con la precisión de los datos que se tienen para trabajar en la simulación, teniendo en cuenta que el modelo es una analogía usada para ayudar a visualizar algo que no puede ser directamente observado.

Posteriormente de los resultados obtenidos de los pozos haciendo uso de la herramienta CMG, específicamente de la herramienta STARS, el cual es un simulador de procesos térmicos y avanzados para la simulación de procesos de recuperación que implican vapor, disolventes, aire y productos químicos. Algunos de los parámetros que se tienen en cuenta para realizar las simulaciones son la presión del reservorio, la saturación del fluido, permeabilidad relativa, porosidad, y temperatura del reservorio.

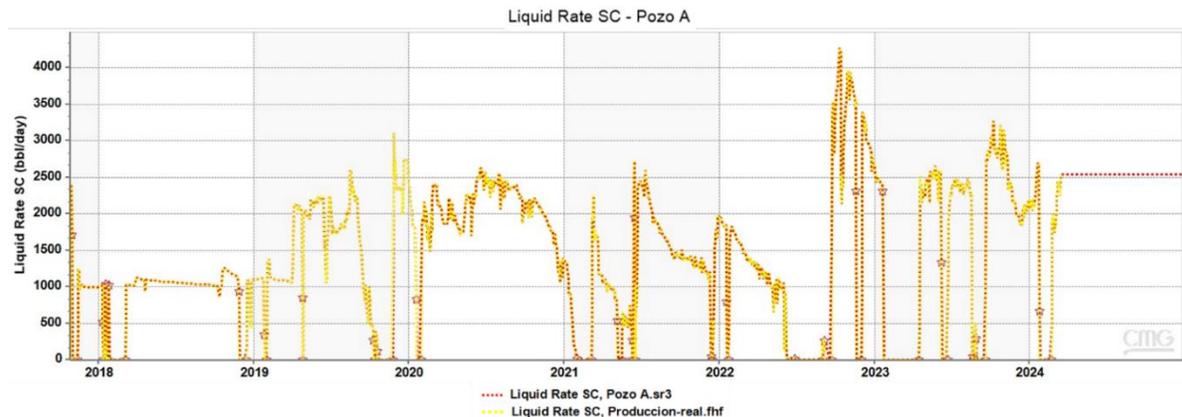
Durante el desarrollo de los modelos de simulación fue necesario realizar un ajuste histórico o calibración; con la intención que representen con precisión el comportamiento real de los pozos y del yacimiento, este se realizó con la información de producción proporcionada por la compañía operadora, sin embargo fue necesario la variación de algunos parámetros influyentes como los datos para la generación de curvas de permeabilidades relativas y saturaciones, mejorando así la precisión en la predicción de la producción futura y la planificación de estrategias de recuperación. La variable primaria que se tuvo en cuenta para la representación de este ajuste en el modelo de los tres pozos en estudio fue la tasa de líquido total; es importante resaltar que estos cambios nos permitieron tener una mejor representación en los modelos a pesar de la incertidumbre de los datos aportados inicialmente, ya que no se cuenta con los análisis necesarios y los datos de registro que están disponibles son del momento del descubrimiento de los pozos.

En la figura 47 se presenta el ajuste histórico de la variable primaria en el pozo A desde la etapa productiva en el año 2018 hasta el año 2024, se puede observar en este ajuste que presenta algunas variaciones mínimas con respecto a la gráfica del modelo de simulación y a la gráfica de producción real, lo que con lleva a un ajuste correspondiente al 97%. Sin embargo, para el pozo fue necesario en el modelo de simulación modificar las curvas de saturación de agua connata,

saturación de petróleo residual y las saturaciones de gas, que inicialmente tenían valores de  $Sw_{con}$  de 20%,  $S_{or}$  de 20% y las saturaciones de gas;  $Sg_{con}$  de 30% y  $Sg_{crit}$  de 30%, lo cual se modificaron por los valores de  $Sw_{con}$  58%,  $S_{or}$  26%,  $Sg_{con}$  28%,  $Sg_{crit}$  28%, permitiendo que el grid que más se ajuste se represente en la gráfica.

### Figura 47

Ajuste histórico tasa de líquido total pozo A

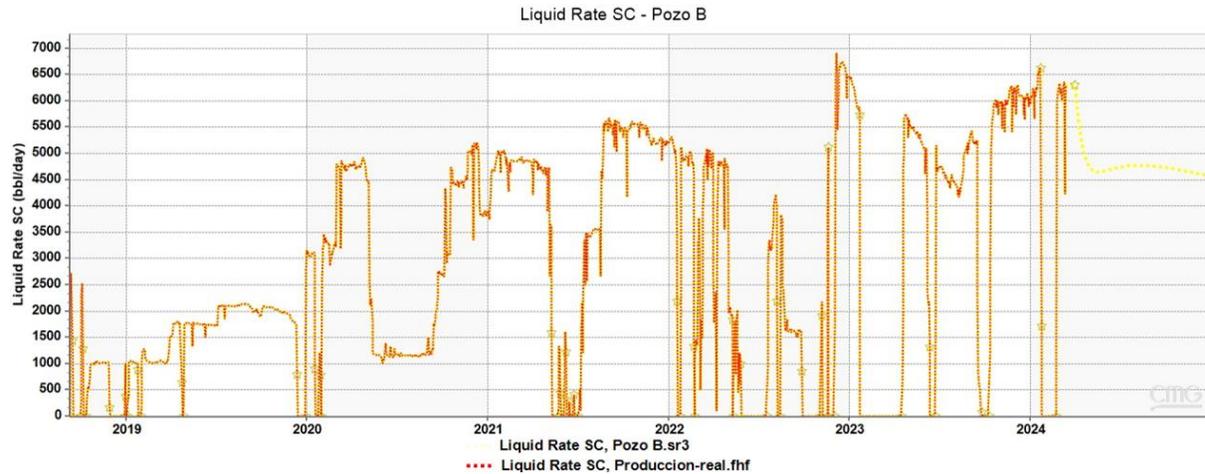


**Nota:** Ajuste histórico tasa de líquido total del pozo A. Imagen tomada del software CMG versión 2022.

Se presentan los resultados obtenidos en la Figura 48 del modelo de simulación para el pozo B, lo cual al momento de realizar el ajuste con respecto a la producción real obtenemos un margen prácticamente del 100% de similitud en relación con nuestra variable primaria; la tasa de líquido total. Para este modelo se realizaron las modificaciones necesarias de algunos parámetros que permitieron tener el mejor grid ajustado, inicialmente se tomaron en cuenta valores de  $Sw_{con}$  15%,  $Sw_{crit}$  15%,  $Sg_{con}$  30% y  $Sg_{crit}$  30%, debido a que estos valores no eran lo suficientemente representativos y no se reflejaban un buen ajuste en las gráficas, se realizó la modificación a  $Sw_{con}$  30%,  $Sw_{crit}$  30%,  $Sg_{con}$  40% y  $Sg_{crit}$  40%.

**Figura 48**

Ajuste histórico tasa de líquido total pozo B

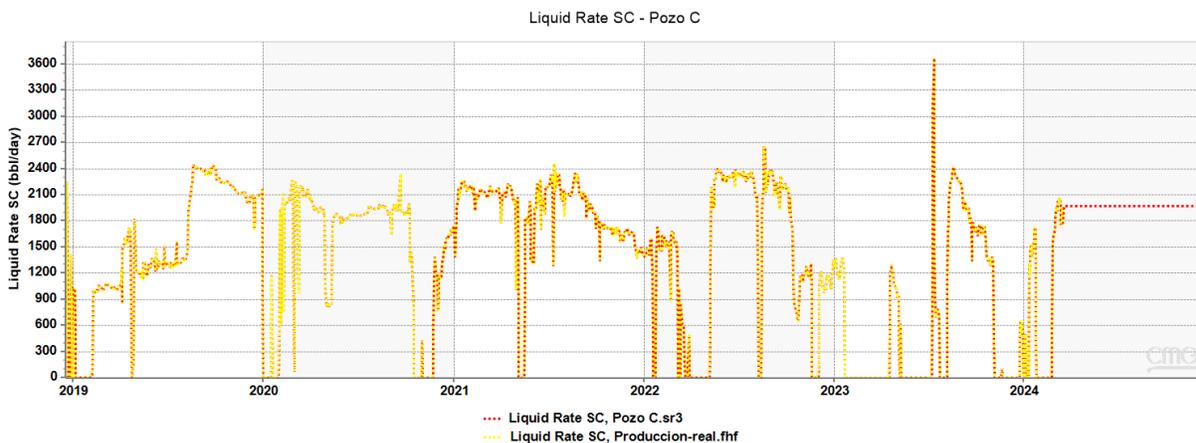


**Nota:** Ajuste histórico tasa de líquido total del pozo B. Imagen tomada del software CMG versión 2022.

Para el pozo C podemos observar en la gráfica las dos representaciones, tanto la del modelo de simulación como la de producción real, estas presentan en distintos puntos de las gráficas algunas discrepancias lo cual al momento de calcular su margen de ajuste se presenta en un 96%, sin embargo, se realizó una serie de análisis que permitiera la elección del mejor ajuste en el grid, por lo cual para este modelo de simulación se realizó la modificación del parámetro de saturación de aceite residual Sor del 10% al 30% lo que permitió acomodar aún más la gráfica del caso base.

**Figura 49**

Ajuste histórico tasa de líquido total pozo C



**Nota:** Ajuste histórico tasa de líquido total del pozo C. Imagen tomada del software CMG versión 2022.

### 3.3 Análisis de sensibilidad de los escenarios de mejora

De las Figuras 50,51 y 52, se realizó los análisis de sensibilidad mediante el software de inteligencia artificial Cmost, tomando en cuenta los casos base de la simulación de los pozos, el cual en el desarrollo de los escenarios se evaluaron y mejoraron los rendimientos de los modelos introducidos inicialmente; de esta forma se logró tener diferentes variaciones de parámetros, facilitando la identificación de variables más influyentes para la selección del mejor escenario de estimulación reactiva. Para estos escenarios, Cmost estimó e identificó las variables de mayor impacto en el análisis de sensibilidades, identificadas como: la tasa de inyección, presión de inyección y la concentración de los componentes del fluido de estimulación.

Es importante señalar que para la generación de los múltiples escenarios de mejora se mantuvo las mismas condiciones de tiempos de remojo y tiempo total de la operación usados por la Operadora, siendo estos los mismos para los 3 pozos, estos parámetros se muestran en la siguiente Tabla.

**Tabla 18**

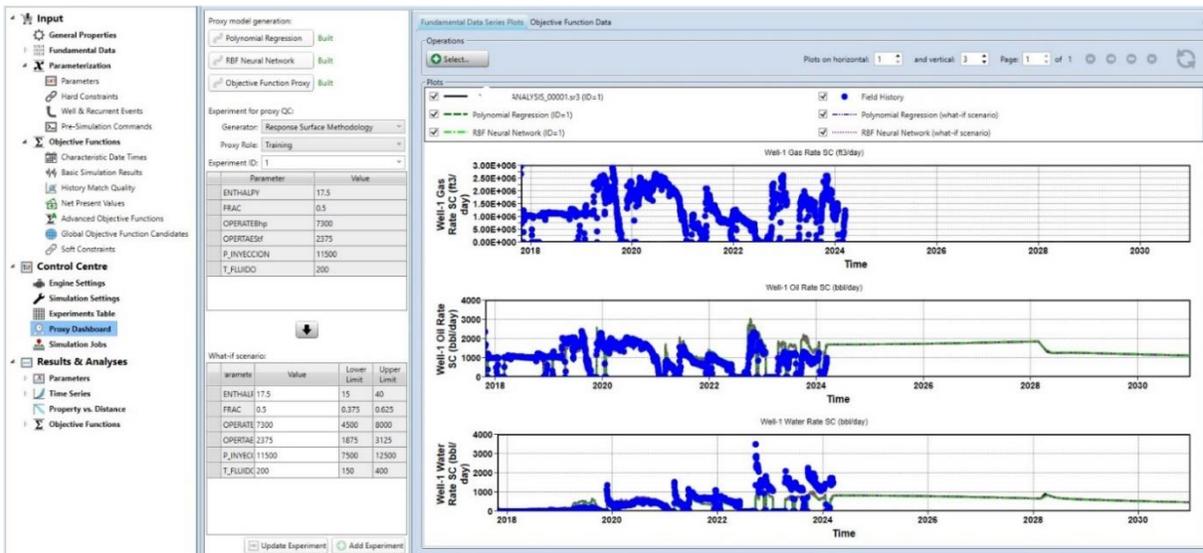
Tiempos de remojo y tiempo total de operación

	COMPONENTE PARA INYECTAR	TIEMPO DE REMOJO (Hr)
<b>FASE 1</b>	Solvente Orgánico	4
<b>FASE 2</b>	Ácido Acético y Fórmico	12
<b>FASE 3</b>	Nanoinhibidor	12
<b>TIEMPO TOTAL DE OPERACIÓN =</b>		28 Hr

**Nota:** Tiempo de remojo y tiempo total de operación para los 3 pozos. Tomado de los datos de la compañía operadora.

**Figura 50**

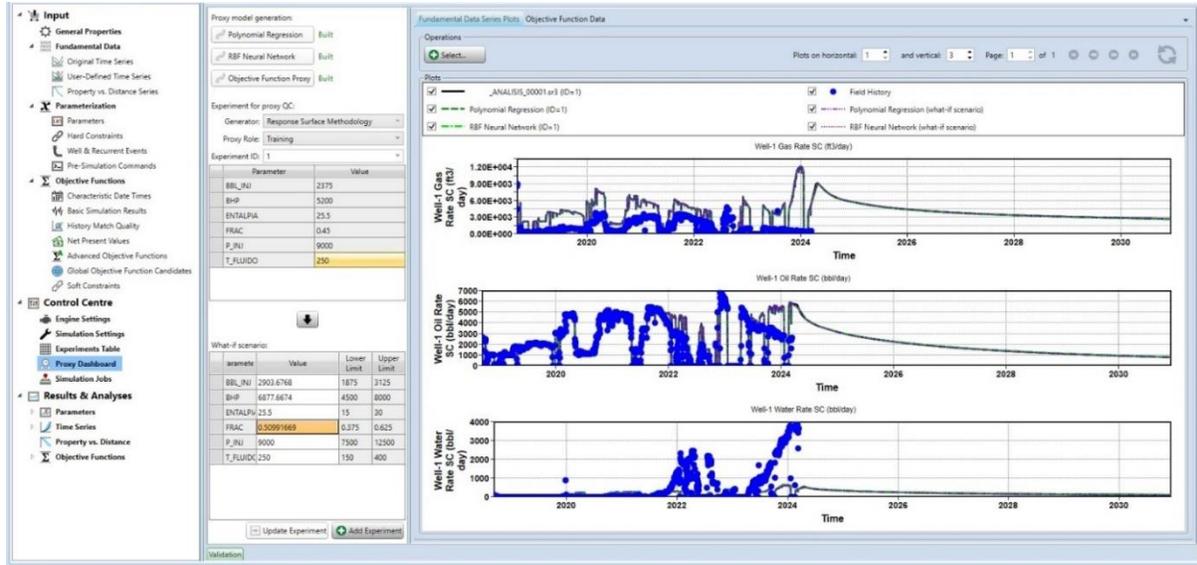
Análisis de sensibilidades del Pozo A



**Nota:** Análisis de sensibilidades del pozo A. Imagen tomada del software CMG versión 2022.

**Figura 51**

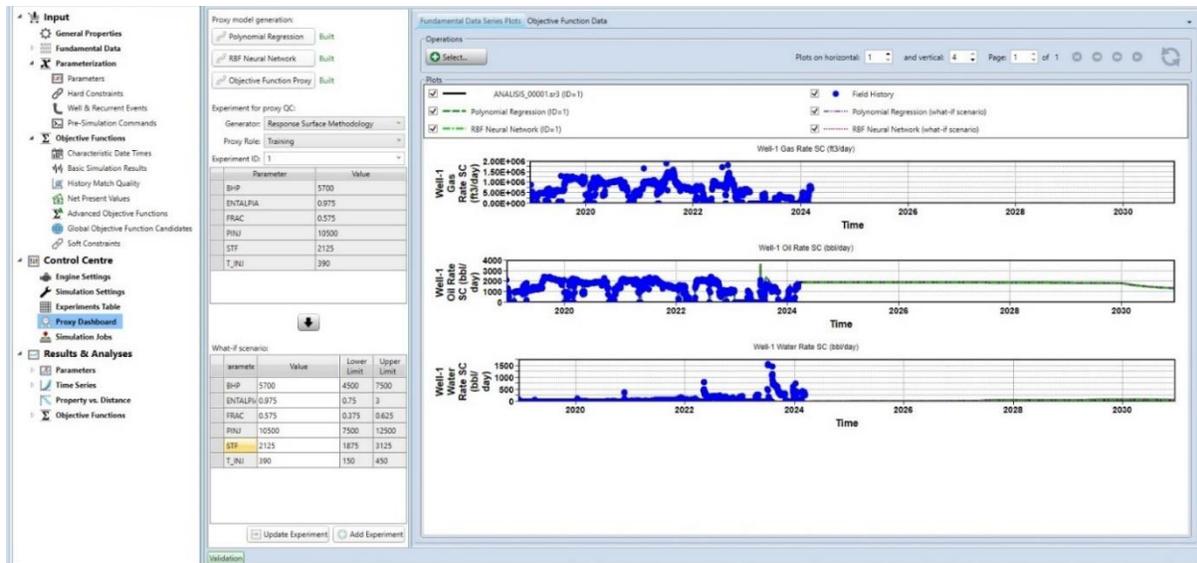
Análisis de sensibilidades del Pozo B



**Nota:** Análisis de sensibilidades del pozo B. Imagen tomada del software CMG versión 2022.

**Figura 52**

Análisis de sensibilidades del Pozo C



**Nota:** Análisis de sensibilidades del pozo C. Imagen tomada del software CMG versión 2022.

### 3.4 Elección del mejor escenario de estimulación reactiva

La elección del escenario de estimulación reactiva por pozo fue seleccionada de acuerdo con los análisis de sensibilidad arrojados por la herramienta Cmost, los cuales fueron mencionados anteriormente. El escenario se generó por la variación de los parámetros que más influyen en el proceso de remoción de daño y aumento de producción de petróleo, los cuales fueron identificados previamente por Cmost. Sin embargo, para la generación del escenario óptimo se tuvo en cuenta la concentración de los componentes del fluido estimulante, presión de inyección y tasas de inyección usados por la operadora para los 3 pozos como se muestra en la Tabla 19.

**Tabla 19**

Parámetros usados por la operadora para las estimulaciones reactivas de los 3 pozos

<b>PARÁMETROS DEL FLUIDO ESTIMULANTE</b>		
<b>Componente</b>	<b>Concentración (GPT)</b>	<b>Volumen Inyección (Bbl)</b>
Solvente Orgánico	1000	123
Ácido Fórmico + Aditivos + Agua	881	30
Ácido Acético + Aditivos + Agua	869	120
Nanoinhibidor	1000	156
<b>Presión de inyección = 2180 - 3450 psi.</b>	<b>Total Mezcla = 429 Bbl</b>	
<b>Nota: GPT (Galones de material por cada 1000 galones de fluido)</b>		

**Nota:** Parámetros del fluido estimulante usado por la Operadora en todas las operaciones de estimulación de los 3 pozos. Tomado de los datos de la compañía operadora.

A continuación, se exponen los resultados obtenidos del análisis de sensibilidad junto con la aplicación de la estimulación para cada uno de los pozos. Para la selección de la fecha de estimulación matricial, se decidió aplicarla el 16 de marzo del año 2024 para los tres pozos en estudio, debido a que después del 15 de marzo del mismo año no se cuenta con más información histórica de la productividad de los pozos. En la Tabla 20, 21 y 22 se muestran los valores más favorables para cada una de las variables como lo son concentración de los componentes, presión de inyección y tasa de inyección esto con el fin de obtener los mayores incrementos de productividad y eficiencia de disminución de los bloqueos orgánicos para cada uno de los pozos, seguidamente se justifica la elección del valor de las variables con la representación gráfica del escenario estimulado mostradas en las Figuras 53, 54 y 55.

- **Pozo A:**

El escenario óptimo arrojado por Cmost para el pozo A después de realizar 543 experimentos dieron como resultado las siguientes estimaciones para las variables identificadas en el análisis de sensibilidad.

**Tabla 20**

Parámetros óptimos para la estimulación reactiva del Pozo A

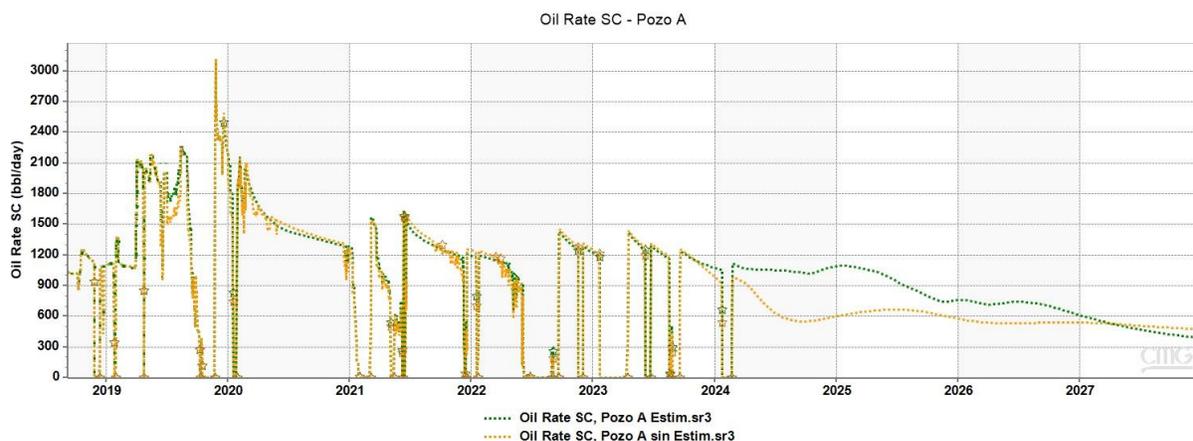
PARÁMETROS DEL FLUIDO ESTIMULANTE		
Componente	Concentración (GPT)	Volumen Inyección (Bbl)
Solvente Orgánico	1243	245
Ácido Fórmico + Aditivos + Agua	362	138
Ácido Acético + Aditivos + Agua	254	87
Nanoinhibidor	587	148
<b>Presión de inyección = 3686 psi.</b>	<b>Total Mezcla = 618 Bbl</b>	
<b>Nota:</b> GPT (Galones de material por cada 1000 galones de fluido)		

**Nota:** Parámetros del fluido estimulante para las operaciones de estimulación del Pozo A. Datos tomados del software CMG versión 2022.

Al aplicar los valores óptimos recomendados por Cmost al modelo de simulación se puede apreciar un incremento leve de la producción del pozo, como se muestra en la Figura 53.

**Figura 53**

Escenario seleccionado de estimulación Pozo A



**Nota:** Escenario seleccionado de estimulación reactiva del pozo A. Imagen tomada del software CMG versión 2022.

Como se evidencia en la representación gráfica de la Figura 53 al predecir el comportamiento de la curva de producción de petróleo hasta el año 2027 solo con aplicar una estimulación (ver curva verde, Pozo A Estimulado) la producción se mantiene por encima de la predicción de la curva de producción del pozo sin estimular siendo esta un 11% mayor (ver curva naranja, Pozo A sin Estimular).

- **Pozo B:**

El escenario óptimo arrojado por Cmost para el pozo B después de realizar 654 experimentos dieron como resultado las siguientes estimaciones para las variables identificadas en el análisis de sensibilidad.

**Tabla 21**

Parámetros óptimos para la estimulación reactiva del Pozo B

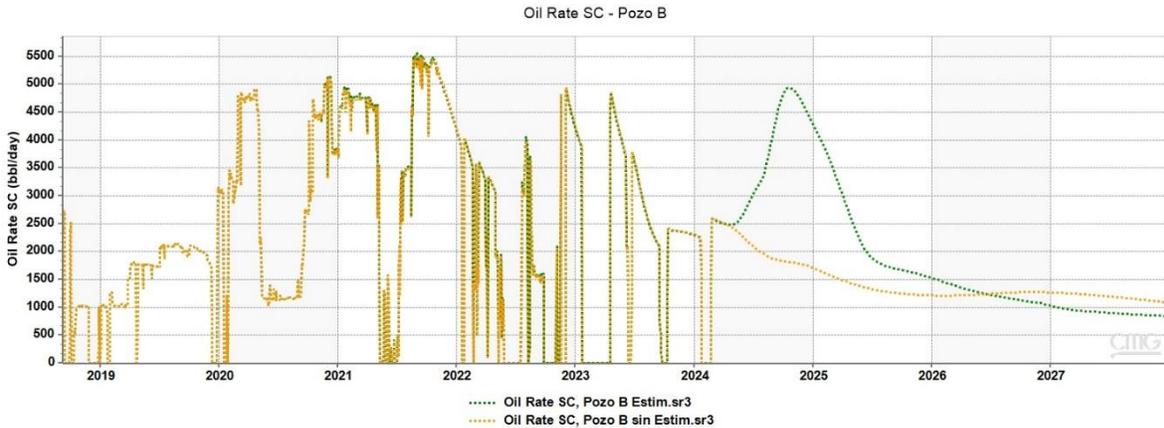
<b>PARÁMETROS DEL FLUIDO ESTIMULANTE</b>		
<b>Componente</b>	<b>Concentración (GPT)</b>	<b>Volumen Inyección (Bbl)</b>
Solvente Orgánico	1642	142
Ácido Fórmico + Aditivos + Agua	586	236
Ácido Acético + Aditivos + Agua	453	143
Nanoinhibidor	210	248
<b>Presión de inyección = 4020 psi.</b>	<b>Total Mezcla = 769 Bbl</b>	
<b>Nota:</b> GPT (Galones de material por cada 1000 galones de fluido)		

**Nota:** Parámetros del fluido estimulante para las operaciones de estimulación del Pozo B. Datos tomados del software CMG versión 2022.

Al aplicar los valores óptimos recomendados por Cmost a nuestro modelo de simulación se puede apreciar un incremento significativo de la producción del pozo, como se muestra en la Figura 54.

**Figura 54**

Escenario seleccionado de estimulación Pozo B



**Nota:** Escenario seleccionado de estimulación reactiva del pozo B. Imagen tomada del software CMG versión 2022.

En la representación gráfica de la Figura 54 al predecir el comportamiento de la curva de producción de petróleo hasta el año 2027 solo con aplicar una estimulación (ver curva verde, Pozo B Estimulado) la producción inicia paulatinamente a ascender hasta llegar a un pico máximo que respecto a la predicción de la curva de producción del pozo sin estimular (ver curva naranja, Pozo B sin Estimular) se encuentra muy por encima de la producción real, siendo así una muy buena aplicación de la estimulación en remoción de daño y aumento de productividad del 32%.

- **Pozo C:**

El escenario óptimo arrojado por Cmost para el pozo C después de realizar 387 experimentos dieron como resultado las siguientes estimaciones para las variables identificadas en el análisis de sensibilidad.

**Tabla 22**

Parámetros óptimos para la estimulación reactiva del Pozo C

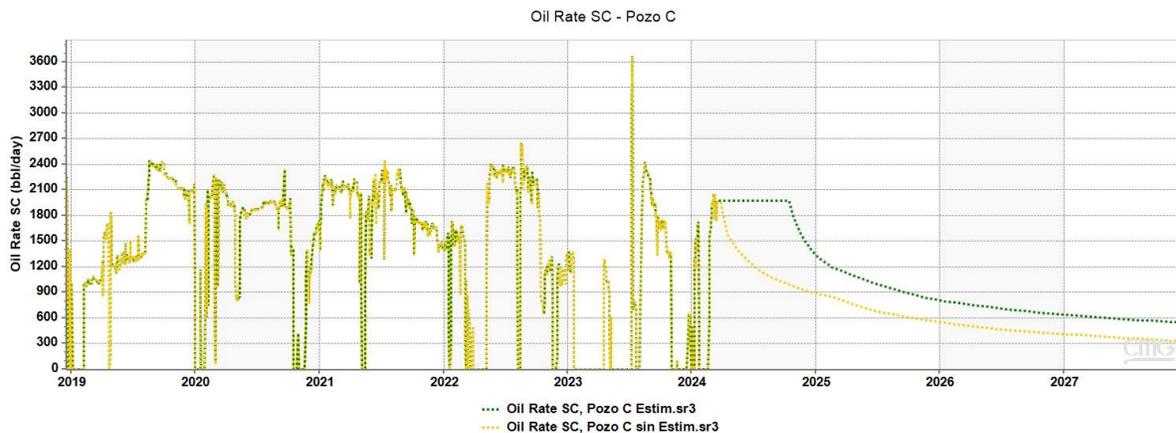
PARÁMETROS DEL FLUIDO ESTIMULANTE		
Componente	Concentración (GPT)	Volumen Inyección (Bbl)
Solvente Orgánico	1642	142
Ácido Fórmico + Aditivos + Agua	586	136
Ácido Acético + Aditivos + Agua	453	113
Nanoinhibidor	210	159
Presión de inyección = 3847 psi.	Total Mezcla = 550 Bbl	
Nota: GPT (Galones de material por cada 1000 galones de fluido)		

Nota: Parámetros del fluido estimulante para las operaciones de estimulación del Pozo B. Datos tomados del software CMG versión 2022.

Al aplicar los valores óptimos recomendados por Cmost a nuestro modelo de simulación se puede apreciar un incremento significativo de la producción del pozo, como se muestra en la Figura 55

**Figura 55**

Escenario seleccionado de estimulación Pozo C



Nota: Escenario seleccionado de estimulación reactiva del pozo C. Imagen tomada del software CMG versión 2022.

De la Figura 55 al predecir el comportamiento de la curva de producción de petróleo hasta el año 2027 solo con aplicar una estimulación (ver curva verde, Pozo C Estimulado) la producción se mantiene estable por encima de la predicción de la curva de producción del pozo sin estimular lo que corresponde a un aumento del 2% (ver curva naranja, Pozo C sin Estimular), además de la gráfica se puede interpretar que por un periodo más largo se seguirá produciendo 1993 BOPD sin

que se tenga una disminución muy drástica en el mes de marzo.

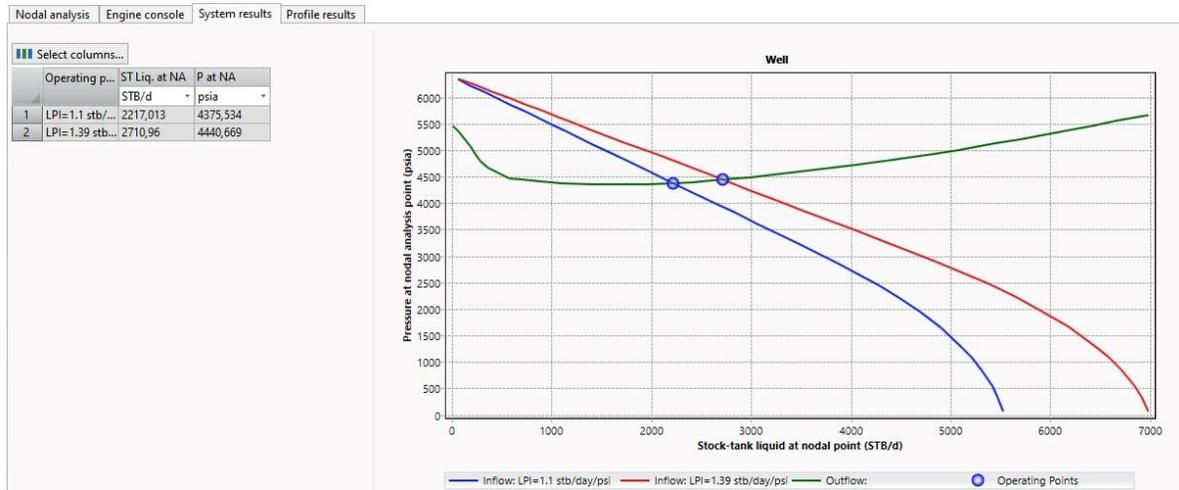
### **3.5 Análisis de curvas IPR y su estudio técnico**

En esta sección se evaluaron los efectos que tuvieron los escenarios seleccionados mediante las curvas IPR, correspondientes a los modelos de simulación tanto el inicial como el modelo donde se incluye la estimulación. La generación de estas curvas se realizó por medio del software CMG, el cual estas se graficaron por la Ley de Darcy por lo tanto tienen un comportamiento lineal y de esta forma se logró obtener la variación de tasas de flujo correspondiente a cada presión del pozo a lo largo del tiempo, que nos ayuda a comprender mejor el rendimiento del pozo. Con estas curvas IPR, se pudo comparar el efecto que tuvo la estimulación, sin embargo, para evaluar de una forma más completa se graficó la curva VLP, donde permitió conocer cuáles podrían ser las capacidades máxima de producción de los pozos; para graficar la curva VLP fue necesario exportar los datos del software CMG e introducirlos al software PIPESIM que nos permitió junto con la información de los estados mecánicos de los tres pozos en estudio, conocer su comportamiento y las predicciones en los caudales máximos de producción tanto para el modelo inicial como para el estimulado; y de esta forma determinar la viabilidad técnica de cada escenario de estimulación.

A continuación, se presenta el análisis nodal de cada pozo en estudio y sus resultados correspondientes a las curvas IPR y VLP.

**Figura 56**

**Análisis nodal Pozo A**



**Nota:** Análisis nodal del pozo A. Imagen tomada de PIPESIM versión 2024.

**Tabla 23**

**Resultados del análisis nodal del Pozo A**

POZO A		
Variables	Qmax condición actual	Qmax escenario estimulado
Q(BFPD)	2217	2710
Pwf(psi)	4375	4440
IP(Bbl/psi)	1,1	1,39

**Nota:** Análisis nodal del pozo A. Datos tomados de PIPESIM versión 2024.

En la figura 56 se puede observar el análisis nodal para el pozo A, lo cual en las curvas IPR se contempla la variación en la tasa de flujo correspondiente a la formación, esta tiene un aumento de 5500 Bbl a 7000 Bbl; con la intersección de la curva VLP obtenemos una variación de aumento de 493 Bbl en los caudales máximos que tienen los modelos de simulación representados en la Tabla 23, con sus respectivos datos de presión de fondo y su índice de productividad.

Sin embargo, para el escenario seleccionado de estimulación matricial reactiva para este pozo, mediante la herramienta Cmost se logra tener un aumento en la tasa de producción, el cual se

encuentra dentro del margen de los caudales máximos estimados por las curvas IPR y VLP. En la Tabla 24, se observa la tasa de fluido resultante de la aplicación de la estimulación del escenario seleccionado (ver Figura 53), teniendo un aumento de 228 BOPD.

**Tabla 24**

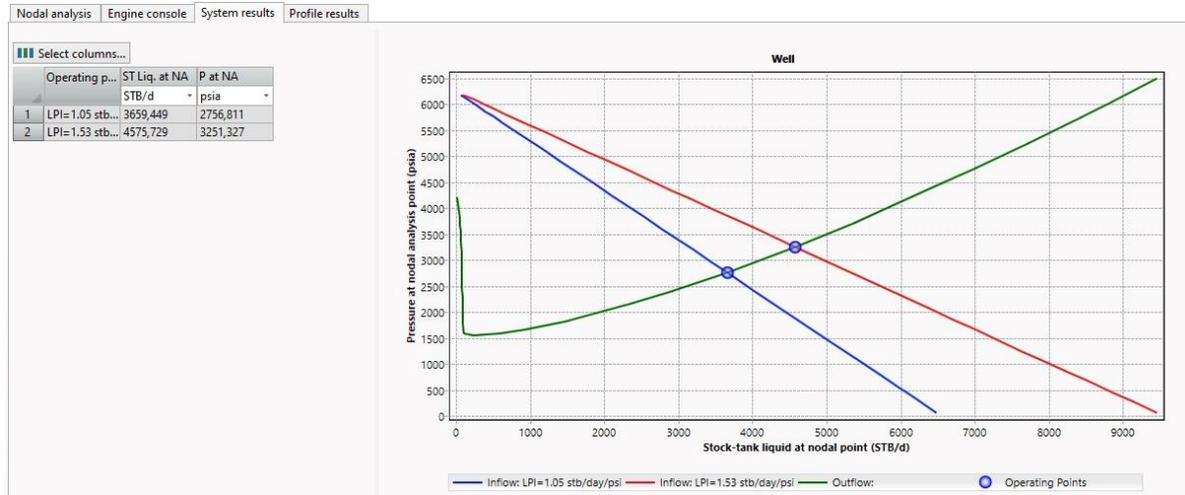
Resultado de la estimulación matricial simulada para el Pozo A

RESULTADOS DE LA ESTIMULACION MATRICIAL DEL POZO A APLICADA EL 16 DE MARZO DEL 2024		
Producción de petróleo sin tratamiento (BOPD)	Producción de petróleo con tratamiento (BOPD)	Incremento de producción (BOPD)
943	1171	228

**Nota:** Resultados de la estimulación del escenario seleccionado de estimulación reactiva del pozo A. Datos tomados del software CMG versión 2022.

**Figura 57**

Análisis nodal Pozo B



**Nota:** Análisis nodal del pozo B. Imagen tomada de PIPESIM versión 2024.

**Tabla 25**

Resultados del análisis nodal del Pozo B

POZO B		
Variables	Qmax condición actual	Qmax escenario estimulado
Q(BFPD)	3659	4575
Pwf(psi)	2756	3251
IP(Bbl/psi)	1,05	1,53

**Nota:** Análisis nodal del pozo B. Datos tomados de PIPESIM versión 2024.

En el análisis nodal del pozo B, se observa la variación en la tasa de flujo de la formación que tienen las dos curvas IPR correspondientes a los modelos de simulación, el cual tiende a un aumento de 6500 Bbl a 9500 Bbl, lo que nos indica que el modelo de simulación en el que se implementó la estimulación obtuvo buenos resultados en relación con las condiciones iniciales del modelo, sin embargo al graficar la curva VLP y tener las intersecciones donde se obtiene la estimación de los caudales máximos de producción de nuestros modelos( Tabla 25) y debido a la incertidumbre de algunos datos aportados, estos caudales máximos se encuentran muy cerca de la producción que ha tenido el pozo tanto real como la simulada, no obstante, con la generación de las curvas se ha permitido tener un mejor análisis con respecto al efecto que tuvo el escenario seleccionado de estimulación, por otra parte se puede observar los resultados del mejor escenario de estimulación(ver Figura 54) con respecto a la producción de petróleo para el pozo B, en la Tabla 26 se observa la tasa de fluido resultante de la aplicación de la estimulación, teniendo un aumento gradual hasta 2418 BOPD.

**Tabla 26**

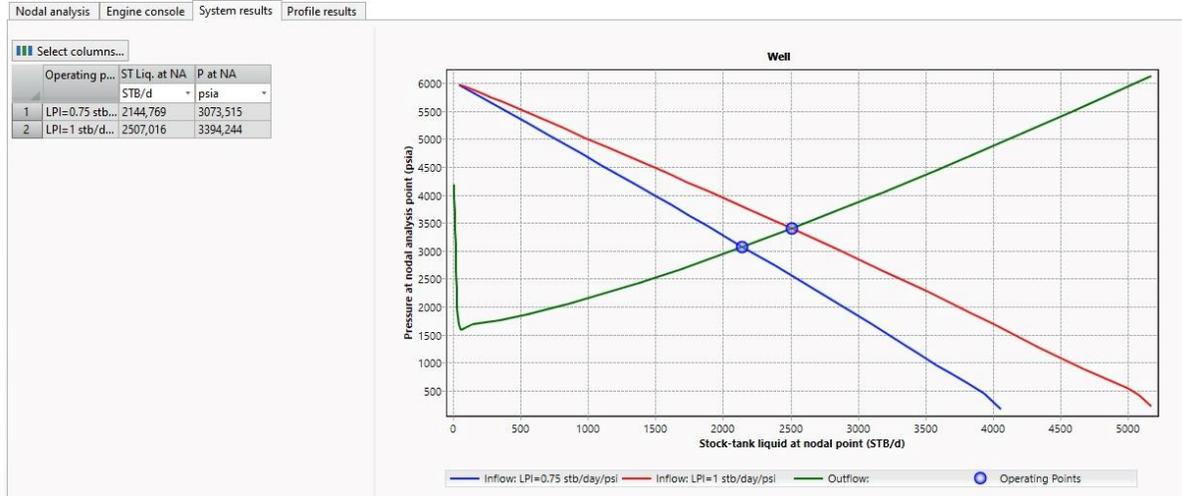
Resultado de la estimulación matricial simulada para el Pozo B

<b>RESULTADOS DE LA ESTIMULACION MATRICIAL DEL POZO B APLICADA EL 16 DE MARZO DEL 2024</b>		
Producción de petróleo sin tratamiento (BOPD)	Producción de petróleo con tratamiento pico máximo (BOPD)	Incremento de producción (BOPD)
2578	4996	2418

**Nota:** Resultados de la estimulación del escenario seleccionado de estimulación reactiva del pozo B. Datos tomados del software CMG versión 2022.

## Figura 58

### Análisis nodal Pozo C



**Nota:** Análisis nodal del pozo C. Imagen tomada de PIPESIM versión 2024.

### Tabla 27

Resultados del análisis nodal del Pozo C

POZO C		
Variables	Qmax condición actual	Qmax escenario estimulado
Q(BFPD)	2144	2507
Pwf(psi)	3073	3394
IP(Bbl/psi)	0,75	1

**Nota:** Análisis nodal del pozo C. Datos tomados de PIPESIM versión 2024.

Los resultados en relación con el análisis nodal del pozo C presenta una variación en la tasa de flujo de formación y la tasa máxima estimada de producción del pozo, tanto de nuestro modelo inicial y el modelo donde se implementa la estimulación, esta variación en la tasa de flujo se da por la aplicación de la estimulación, ya que permitió un aumento de 4100 Bbl a 5500 Bbl y nuestros caudales máximos obtenidos en la Tabla 27 debido al cruce de la gráfica VLP con las IPR, resultando así una variación de aumento de 363 Bbl en los caudales máximos que tienen los modelos de simulación con respecto a la intersección de las curvas, lo cual al complementarlo con

nuestro escenario de simulación seleccionado(ver Figura 51), en la Tabla 28 se observa la tasa de fluido resultante de la aplicación de la estimulación, teniendo un aumento de 69 BOPD.

**Tabla 28**

Resultado de la estimulación matricial simulada para el Pozo C

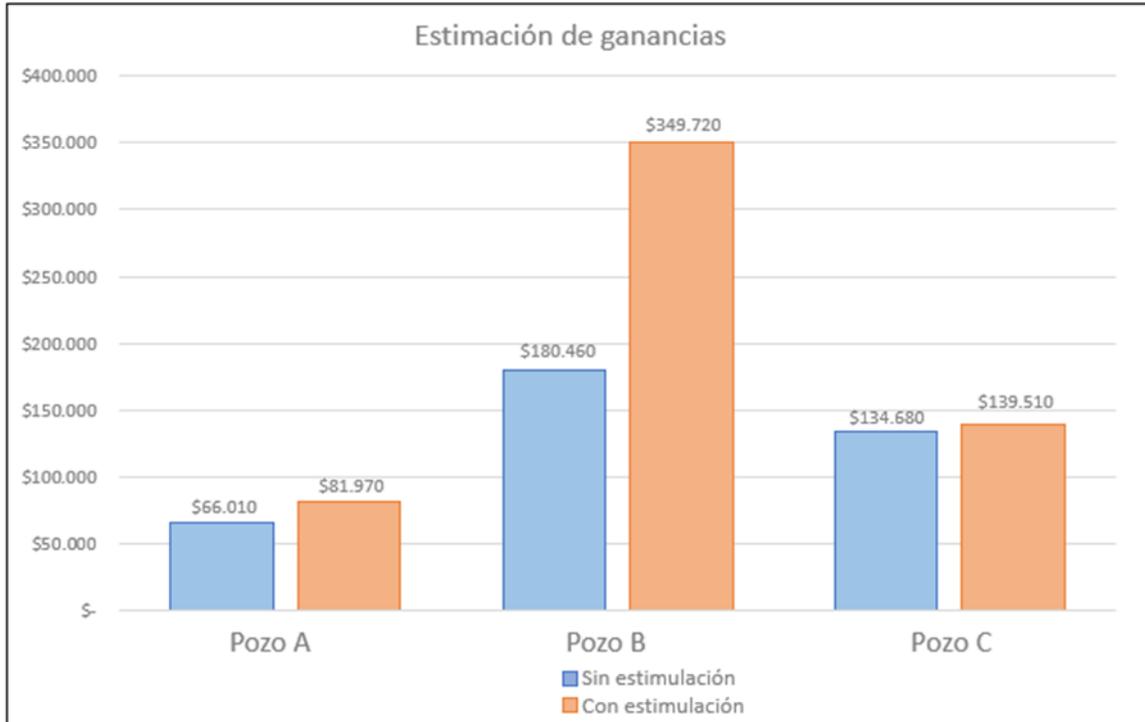
<b>RESULTADOS DE ESTIMULACION MATRICIAL DEL POZO C APLICADA EL 16 DE MARZO DEL 2024</b>		
Producción de petróleo sin tratamiento (BOPD)	producción de petróleo con tratamiento (BOPD)	Incremento de producción (BOPD)
1924	1993	69

**Nota:** Resultados de la estimulación del escenario seleccionado de estimulación reactiva del pozo C. Datos tomados del software CMG versión 2022.

Con los resultados descritos anteriormente de los pozos en estudio, se analizó técnicamente los escenarios de mejora en relación con el aumento en la tasa de producción una vez implementada la estimulación usando la técnica de acidificación. Para el estudio técnico, se tomó en cuenta la cantidad de barriles que se incrementó después de realizar los modelos de simulación de las estimulaciones, analizado bajo los beneficios esperados con el incremento de la producción gracias a la estimulación implementada y a la disminución del daño de formación. Se realizó el cálculo de estimación de ganancias de los pozos en estudio, para esto se tomó como referencia \$70 USD, como un valor promedio del precio del barril de petróleo, por tanto, con estos cálculos obtenemos un aumento de ganancias de los escenarios de mejora con respecto al modelo inicial de simulación (Figura 59), lo que representa para el Pozo A un 11%, Pozo B un 32% y para el Pozo C un 2%.

**Figura 59**

Estimación de ganancia de los pozos en estudio



**Nota:** Estimación de ganancias de los pozos en estudio.

Un factor importante para el estudio técnico y para la evaluación del escenario de estimulación matricial reactiva escogido como óptimo, fue el comportamiento de una variable la cual es el porcentaje de daño de formación. Este parámetro se analizó para poder calificar y esclarecer que el escenario de estimulación si influyo en la disminución de este. En este orden de ideas, se debe tener en cuenta que el daño de formación que se modelo y se ajustó con ayuda de Cmost fue el daño por bloqueos orgánicos o asfaltenos, ya que es el daño más predominante y el que restringe mayoritariamente la producción de los pozos, aparte de mencionar que es uno de los causantes de la generación de emulsiones. De acuerdo con lo anterior, en la Tabla 29 se puede apreciar el daño de formación antes de la estimulación, el cual se ajustó en el momento de construir el modelo como también se puede observar el daño que se obtuvo después de realizar la estimulación en cada uno de los pozos, siendo este negativo debido a que la condición del pozo se clasifica como acidificado o estimulado ( $-1 \leq S \leq -3$ ) con sus correspondientes parámetros obtenidos por Cmost.

**Tabla 29**

Cuadro comparativo de daños de formación

DAÑO DE FORMACIÓN		
POZOS	SKIN ANTES DE ESTIMULACIÓN	SKIN DESPUES DE ESTIMULACIÓN
A	11,8	-2,1 (9,7)
B	10,33	-2,9 (7,43)
C	10,9	-1,8 (9,1)

**Nota:** Cuadro comparativo de los daños de formación previo y posterior al modelo de simulación estimulado.

## 4 CONCLUSIONES

Con el índice de estabilidad coloidal (CII) se logró identificar que los asfaltenos presentes en los tres pozos tienen una alta inestabilidad a precipitar y que junto con la presencia de flujo turbulento y agua promueven la generación de emulsiones que taponan las gargantas porales de la formación posiblemente originando cambios de mojabilidad de la roca.

El daño por migración de finos se relaciona con el desprendimiento de material particulado y los altos caudales de producción, en este caso los granos de arena a raíz de las reacciones químicas generadas entre los fluidos estimulantes (Ácido acético y fórmico) con los componentes de cementación de la matriz de la roca, como la caolinita y el carbonato de calcio dan como resultado la obstrucción de los canales de flujo por una desestabilización mecánica producida por efecto ácido.

La presencia de escamas inorgánicas se debe principalmente a la precipitación del mineral de carbonato de calcio, el cual por variaciones bruscas en las condiciones de equilibrio como la presión hacen que este mineral precipite, siendo más afectado el pozo A con un 89,7%, mientras que para los pozos B y C se obtuvo un 1,8%.

Se desarrolló un modelo de simulación conceptual para cada uno de los pozos junto con el modelamiento de daño de formación por asfaltenos, de esta forma se logró ajustar de mejor forma los casos base y la generación de precipitación de los componentes pesados del crudo. Por otro lado, se realizó el respectivo cotejo histórico productivo, donde el grado de similitud con los escenarios reales dieron como resultado un 97% y 96% para el Pozo A y B respectivamente, y finalmente un 100% para el modelo del Pozo C generando así una buena representación de los pozos productores en estudio.

El análisis de sensibilidad permitió identificar las variables de mejora de la estimulación matricial siendo estas: la concentración de los componentes del fluido estimulante, presión de inyección y volúmenes de inyección. Con las variables identificadas fue posible encontrar los valores óptimos para cada uno de los pozos mediante el uso de la red neuronal de Cmost, esto facilitó desarrollar los escenarios operacionales de estimulación para cada uno de los pozos

Como resultado de la selección de los escenarios de mejora se obtuvo un aumento en la producción de crudo, para el Pozo A se obtuvo un aumento del 11% (228 BOPD), en cuanto al Pozo C un aumento del 2% (69 BOPD) y el mejor resultado de optimización fue para el Pozo B con un aumento de 32% (2418 BOPD), igualmente se logró obtener un skin negativo el cual es indicativo de que el pozo ha sido estimulado y está produciendo más de lo esperado como se evidencia en las gráficas de producción del escenario estimulado.

Al comparar los parámetros de inyección usados por la Operadora con los obtenidos del análisis de sensibilidad, es necesario incrementar los barriles de mezcla y la presión de inyección en los tres pozos productores, esto generaría un impacto económico en los costos de operación debido al aumento del volumen y concentración los componentes del fluido estimulante.

Se determino de los escenarios seleccionados teniendo en cuenta un promedio de 70 USD en el precio de barril de petróleo lo cual representa una estimación de ganancias para el Pozo A de 15.960 USD, para el Pozo B de 169.260 USD y para el Pozo C de 4.830 USD.

## RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar una nueva estimulación reactiva en el pozo B con los parámetros óptimos identificados, con un total de mezcla de 769 BBL y una presión de inyección de 4020 psi.
- Se recomienda realizar la actualización del modelo petrofísico y del modelo dinámico del yacimiento para obtener un mejor ajuste del modelo.
- Se recomienda realizar una investigación sobre que otros fluidos de estimulación se podrían usar para tener un efecto positivo en los pozos igualmente de que estos sean compatibles con la formación para mejorar la eficiencia en la disminución de daño y aumento de producción.
- Se recomienda realizar un estudio sobre los ciclos de inyección o ciclos de estimulación para poder determinar cada cuanto se debería realizar las intervenciones de estimulación matricial como también nuevos valores para los tiempos de remojo e inyección.
- Se recomienda realizar un estudio de caracterización de daño por migración de finos para identificar de mejor manera las causas de aparición de este daño, junto con un análisis del porcentaje BSW y las eficiencias de las bombas ESP.
- Con el fin de determinar la viabilidad financiera para el proyecto, se recomienda realizar una investigación económica a fondo de los escenarios mejorados de estimulación reactiva.

## REFERENCIAS

- [1] L. Alejandro y D. Rueda, “Determinación del tipo de estimulación óptima por categoría de pozo mediante la realización de un análisis multivariable y la cuantificación de su impacto a través de análisis nodal en un campo en la cuenca de los llanos orientales, operado por Hocol S.A.,” Fundación Universidad De América, 2020.
- [2] PEMEX, “Guía de diseño para estimulación de pozos,” pp. 1–29, 2008.
- [3] L. Herrera, “Estimulación de Pozos petroleros mejoradores de la conductividad en arenas,” Inst. Politec. Nac., p. 59, 2010.
- [4] E. Lozano y N. Zamora, “Anexo I. Compilación de la cuenca de los Llanos Orientales”. Servicio Geológico Colombiano, 2014. [En línea]. Disponible: <https://recordcenter.sgc.gov.co/B20/23008100024725/Documento/Pdf/2105247251109000.pdf>
- [5] Agencia Nacional de Hidrocarburos, “Cuenca Llanos Orientales. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos”. diciembre de 2012. [En línea]. Disponible en: [https://www.anh.gov.co/documents/2669/5.\\_Informe\\_Final\\_Llanos.pdf](https://www.anh.gov.co/documents/2669/5._Informe_Final_Llanos.pdf)
- [6] J. Pedroza, L. Paola, “Generación de un modelo estático para el miembro C7 de la formación carbonera en un campo de los Llanos Orientales-Colombia”, Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia, 2016. <https://repositorio.uptc.edu.co/bitstream/handle/001/1687/TGT-378.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- [7] A. Agudelo, J. Smith; T. Márquez, R. Daniel, “Modelamiento estático de una roca reservorio de la formación carbonera, de la parte oeste de la cuenca de los llanos orientales, departamento del Casanare”, Fundación Universidad de América. 2023. <https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/9258/4/5161388-2023-2-IP.pdf>
- [8] La Comunidad Petrolera. (2008). Realización De Un Modelo Estático., De La Comunidad Petrolera Sitio Web: <Http://Modelaje-DePozos.Lacomunidadpetrolera.Com/2008/10/La-Construccion-De-Un-ModeloDe.Htm>
- [9] F. Civan, Reservoir Formation Damage, Third. Elsevier, 2000.
- [10] E. Sánchez, A. Audibert-Hayet, and L. Rousseau, “Influence of drill-in fluids composition on formation damage,” SPE - Eur. Form. Damage Conf. Proceedings, EFDC, 2003, doi: 10.2118/82274-ms.
- [11] J. M. Gonzalez Espinosa, “Daño a La Formación En Pozos Petroleros,” 2014.
- [12] R. F. Krueger, “Overview of Formation Damage and Well Productivity in Oilfield Operations: An Update.,” Soc. Pet. Eng. AIME, SPE, pp. 535–558, 1988, doi: 10.2118/17459-ms.

- [13] M. Economides and K. Nolte, Reservoir Stimulation, Third. Wiley, 2000.
- [14] Calvo, D. Laura; M. Duran, D. Alejandra, “Evaluación de la evolución del daño de formación en pozos representativos del campo castilla en el periodo de tiempo del año 2014 al año 2018”, Fundación Universidad de América, 2019. <https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/7639/1/5141945-2019-2-IP.pdf>.
- [15] S. R. M. Shafian et al., “Restoring well productivity suffers from complex organic and inorganic deposition in Malaysian oil producers: Case study and lesson learnt,” Proc. - SPE Int. Symp. Form. Damage Control, vol. 2020-Febru, p. 16, 2020, doi: 10.2118/199233-ms.
- [16] Muñoz, F. Esteban; Clavijo, O. Fernando, “Generalidades de la estimulación y daño de formación”,2012. <https://es.slideshare.net/gabosocorro/estimulacion-y-dao-de-formacion>
- [17]SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. [en línea]. Disponible en: [https://glossary.slb.com/es/terms/m/matrix\\_stimulation](https://glossary.slb.com/es/terms/m/matrix_stimulation)
- [18]Terminación y mantenimiento de pozos. [sitios web]. Disponible: [http://oilproduction.net/files/manual\\_terminacion\\_de\\_pozos.pdf](http://oilproduction.net/files/manual_terminacion_de_pozos.pdf)
- [19] L. Alvarado, L. Alejandro; Quintero, R. Daniela, “Determinación del tipo de estimulación optima por categoría del pozo mediante la realización de un análisis multivariable y la cuantificación de su impacto a través de análisis nodal en un campo en la cuenca de los Llanos Orientales, operado por Hocol S.A.”, Fundación Universidad de América, 2020. <https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/8175/1/5152242-2020-III-IP.pdf>
- [20]RIVERO, Jose Luis. “Análisis nodal y explotación de petróleo”. p 53. [En línea]. Disponible en: [https://www.academia.edu/27417121/Libro\\_de\\_Petroleo\\_An%C3%A1lisis\\_Nodal\\_Gustavo](https://www.academia.edu/27417121/Libro_de_Petroleo_An%C3%A1lisis_Nodal_Gustavo)
- [21] NARANJO, Abel. Evaluación de yacimientos de hidrocarburos. Medellín. Universidad Nacional de Colombia, 2009. p. 4.
- [22] Paris de Ferrer, Magdalena. “Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos”, 2009.
- [23] Jahanbani, A., and S.R. Shadizadeh. "Determination of Inflow Performance Relationship (IPR) by Well Testing." Paper presented at the Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, June 2009. doi: <https://doi-org.ezproxy.uamerica.edu.co/10.2118/2009-086>.
- [24] “CMG Computer Modeling Group LTD.,” <https://www.cmg.ca/software>.
- [24] T. Ahmed,” Reservoir engineering handbook”, 2006.
- [25] Norma ASTM D287-92, Método de Prueba Estándar para la Determinación de la Gravedad API de Petróleo Crudo y sus Derivados (Método del Hidrómetro). Pennsylvania, 1992.

- [26] S. K. Galal, A. A. Elgibaly, and S. K. Elsayed, "Formation damage due to fines migration and its remedial methods," *Egyptian Journal of Petroleum*, vol. 25, no. 4, pp. 515–524, Dec. 2016, doi: 10.1016/j.ejpe.2015.11.005.
- [27] D. Criollo y R. Martínez, "CARACTERIZACIÓN DE DAÑO A LA FORMACIÓN DURANTE LA PERFORACIÓN MEDIANTE REGISTROS DIELECTRICOS EN YACIMIENTOS DE PETRÓLEO PESADO Y EXTRAPESADO EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO EN VENEZUELA Y EN LLANOS ORIENTALES EN COLOMBIA.," 2022.
- [28] E. Buenrostro-gonzalez, H. Groenzin, C. Lira-galeana, and O. C. Mullins, "The Overriding chemical principles that define asphaltene", 2001.
- [29] Z. Dong, J. Wang, G. Liu, M. Lin, and M. Li, "Experimental study on asphaltene precipitation induced by CO2 flooding", 2014.
- [30] M. S. Moqadam, H. Firoozinia, R. Kharrat, M. H. Ghazanfari, and a R. Alamatsaz, "Effect of pressure and CO2 composition Changes on distribution of asphaltene molecular weight in Heavy Crude Oil", 2009.
- [31] Z. Novosad y T. G. Costain, "Experimental and Modeling Studies of Asphaltene Equilibria for a Reservoir Under CO2 Injection", 1990.
- [32] J. Ramirez y S. Reyes, "EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DEL IMPACTO DE LA REMOCIÓN DE DAÑO DE FORMACIÓN EN POZOS PRODUCTORES DE DOS CAMPOS DE LA FORMACIÓN CABALLOS EN LA CUENCA DEL PUTUMAYO," 2019.
- [33] L. Díaz y D. Durán, "EVALUACIÓN DE LA EVOLUCIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN EN POZOS REPRESENTATIVOS DEL CAMPO CASTILLA EN EL PERIODO DE TIEMPO DEL AÑO 2014 AL AÑO 2018," Bogotá D.C, 2019.
- [34] B. Caiza y E. Mendez, "ANÁLISIS DE TÉCNICAS DE ESTIMULACIÓN PARA MINIMIZAR Y REMEDIAR LOS DAÑOS DE FORMACIÓN POR MIGRACIÓN DE FINOS EN EL RESERVORIO HOLLÍN, DEL CAMPO PALO AZUL.," Quito, 2014.
- [35] J. Angulo, "Análisis de metodologías para determinar la estabilidad de asfaltenos en el crudo," Bucaramanga, 2022.
- [36] R. García, "SISTEMAS HETEROGENEOS: REOLOGÍA," 2010.
- [37] H. Laurencio Alfonso y Y. Delgado Drubey, "REOLOGICAL PROPERTIES OF EMULSIONS OF PETROLEUM WEIGHED IN WATER," 2008.