

Evaluación Técnica del Recobro Mejorado Alcali-Surfactante-Polímero en un Campo Maduro en  
la Cuenca de Los Llanos Orientales Empleando Simulación Numérica

Adriana Hernández Cachaya

Trabajo de Grado para Optar el Título de Magister en Ingeniería de Petróleos y Gas

Director

Adriana Romero Cueto

Máster en Ingeniería de Yacimientos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Maestría en Ingeniería de Petróleos y Gas

Bucaramanga

2021

### Dedicatoria

*A Dios, quien guía mis pasos y me brinda las herramientas para lograr mis objetivos.*

*A mi esposo y mi hijo Juanes, por ser ese motor en mi vida, rodearme de su amor y ser  
mi motivo para siempre buscar seguir adelante.*

*A mi mami, por su lucha y sacrificios para sacarnos adelante.*

*A mis amigas Erika y Dessi por su amistad a prueba de todo y por presionar cuando se  
necesita.*

*A doña Jazmine, quien con su apoyo incondicional hizo posible que yo cumpliera esta  
meta.*

*A Rome, Pao y Juan Felipe, no solo porque me apoyaron técnicamente para desarrollar este  
proyecto sino en quienes encontré una bonita amistad que se fortaleció en medio de una  
pandemia.*

### **Agradecimientos**

Agradezco a todos los que de alguna manera colaboraron y contribuyeron para el desarrollo de este proyecto, en especial a:

Las compañías Occidental de Colombia y posteriormente Sierracol Energy por hacer posible realizar este trabajo y suministrar las herramientas para llevarlo a cabo.

Adriana Romero por su disposición, apoyo y soporte para plantear y materializar este proyecto.

Juan Felipe Andrade por brindarme una guía y retroalimentar este proyecto con su conocimiento.

Diana Mercado de la compañía CMG, que me dio el soporte para el manejo de los simuladores y me ayudo a resolver los problemas que se me iban presentando en la corrida de los modelos.

## Contenido

|   | <b>Pág.</b> |
|---|-------------|
| Introducción .....  | 13          |
| 1. Objetivos .....  | 14          |
| 1.1 Objetivo general.....   | 14          |
| 1.2 Objetivos específicos .....   | 14          |
| 2. Generalidades del Campo Estudio .....                                      | 15          |
| 2.1 Descripción del modelo sedimentario.....                                  | 16          |
| 2.2 Unidad Carbonera Superior (C5).....                                       | 18          |
| 2.2.1 Estratigrafía.....  | 18          |
| 2.2.2 Características del yacimiento .....                                    | 20          |
| 2.2.3 Petróleo original en sitio - OOIP .....                                 | 22          |
| 2.2.4 Comportamiento de producción e inyección unidades C5 .....              | 23          |
| 2.2.5 Proyecto de inyección de agua.....                                      | 25          |
| 2.2.6 Antecedentes de la selección de métodos de recobro mejorado (EOR) ..... | 27          |
| 3. Simulación Numérica Inyección de Agua .....                                | 31          |
| 3.1 Caso estudio: Canal LY-067 .....  | 32          |
| 3.2 Modelo de simulación de la inyección de agua .....                        | 33          |
| 3.2.1 Modelo estático .....   | 33          |
| 3.2.2 Modelamiento de fluidos .....   | 38          |

---

|   |    |
|---|----|
| 3.2.3 Modelamiento roca-fluido .....  | 39 |
| 3.2.4 Inicialización.....   | 41 |
| 3.3 Ajuste histórico .....  | 42 |
| 3.4 Predicción y optimización de los escenarios del proceso de inyección de agua .....      | 45 |
| 4. Evaluación del Recobro Químico Álcali-Surfactante-Polímero (ASP).....                    | 48 |
| 4.1 Descripción de los mecanismos de recobro involucrados en un proceso de ASP.....         | 50 |
| 4.1.1 Pruebas de laboratorio y diseños empleados en la simulación de recobro por ASP.....   | 57 |
| 4.2 Predicción del recobro por ASP en el canal de LY-067 .....                              | 69 |
| 4.3 Optimización del caso base de recobro químico.....                                      | 73 |
| 4.4 Estimación de reservas incrementales por recobro químico ASP vs inyección de agua ..... | 83 |
| 5. Conclusiones .....   | 87 |
| 6. Recomendaciones .....  | 88 |
| Referencias Bibliográficas .....  | 89 |

**Lista de Tablas**

|   | <b>Pág.</b> |
|---|-------------|
| Tabla 1. Propiedades petrofísicas y datos de presión y temperatura para la unidad C5.....                   | 20          |
| Tabla 2. Propiedades del crudo – Unidad C5 .....  | 38          |
| Tabla 3. Propiedades fisicoquímicas de las agua de formación e inyección. ....                              | 39          |
| Tabla 4. Parámetros para curvas de permeabilidad relativa por tipo de roca .....                            | 40          |
| Tabla 5. Parámetros empleados para el modelamiento ASP en simulador STARS – Canal<br>C5.....                | 70          |
| Tabla 6. Propiedades y valores de adsorción de los químicos en la roca empleados en el<br>modelamiento..... | 70          |
| Tabla 7. Resultados de simulación: Inyección de agua y recobro químico por ASP en el<br>canal LY-067. ....  | 85          |

### Lista de Figuras

|  | <b>Pág.</b> |
|--|-------------|
| Figura 1. Mapa de localización campo estudio.....  | 15          |
| Figura 2. Columna estratigráfica del área de los Llanos.....   | 17          |
| Figura 3. Empleo de atributos sísmicos tales como descomposición espectral, coherencia y amplitud para identificación de canales fluviales a nivel de la unidad C5 ..... | 19          |
| Figura 4. Gráfico de Winland a partir de análisis del núcleo de LY-208. ....   | 21          |
| Figura 5. Composición mineralógica por DRX en muestras del corazón de LY-208 .....   | 22          |
| Figura 6. <i>Parámetros principales unidad C5.</i> .....   | 22          |
| Figura 7. Comportamiento histórico de producción unidad C5.....  | 23          |
| Figura 8. Comportamiento histórico de la presión en la unidad C5 – Campo Caño Limón.....   | 24          |
| Figura 9. Mapa de localización patrones de inyección de agua – Unidad C5. ....   | 26          |
| Figura 10. Resultados de producción del piloto de inyección de agua – Unidad C .....   | 27          |
| Figura 11. Actualización de los criterios de selección EOR.....  | 29          |
| Figura 12. Screening de los métodos de recobro mejorado para la unidad C5 – Campo Caño Limón. ....   | 30          |
| Figura 13. Ubicación canal del pozo LY-067 – Campo Caño Limón. ....  | 33          |
| Figura 14. Escalamiento de las propiedades petrofísicas de registros – Subunidad C5a. ....   | 34          |
| Figura 15. Correlación porosidad vs permeabilidad. Núcleo de LY-208 – Unidad C5.....   | 36          |
| Figura 16. Distribución de propiedades del modelo estático 3D – Canal de LY-067 .....  | 37          |
| Figura 17. Curvas de permeabilidad relativa agrupadas por tipo de roca. Corazón LY-208. ....   | 40          |

|  |    |
|--|----|
| Figura 18. Curvas de presiones capilares unidad C5 por tipo de roca. Corazón LY-208.....   | 41 |
| Figura 19. Variables parametrizadas para ajuste histórico. ....  | 42 |
| Figura 20. Resultados ajuste histórico producción-inyección del canal de LY-067.....   | 43 |
| Figura 21. Distribución de presiones a lo largo del canal.....   | 44 |
| Figura 22. Resultados del aceite acumulado y factor de recobro- Optimización. ....   | 46 |
| Figura 23. Análisis de sensibilidad de las variables con mayor impacto sobre el factor de recobro del canal.....   | 46 |
| Figura 24. Resultados de simulación del caso óptimo de inyección de agua– Canal LY-067. ...  | 48 |
| Figura 25. Esquema de la curva de desaturación capilar - CDC. ....   | 50 |
| Figura 26. Factor de recobro en función de las relaciones de movilidad para un modelo homogéneo ( $S_{wi}=0.5$ ).....  | 51 |
| Figura 27. Esquema del aceite atrapado en callejones sin salida (dead ends) después de un proceso de inyección de agua (a), glicerina (b) y polímero (c). .... | 52 |
| Figura 28. Representación esquemática de los tipos de microemulsiones. ....  | 53 |
| Figura 29. Esquema de sistema no emulsificado (a) a totalmente emulsificado (c).....   | 53 |
| Figura 30. Ejemplo de comportamiento de fases de la microemulsion y los rangos de salinidad requerido.....   | 54 |
| Figura 31. Diseño típico de un proceso de recobro por ASP.....   | 56 |
| Figura 32. Resumen de resultados pruebas de coreflooding para evaluar inyección de ASP – Unidad C5.....  | 66 |
| Figura 33. Comparación de los diseños de las pruebas de desplazamiento realizadas en C5. ....  | 68 |
| Figura 34. Comportamiento de fase de las relaciones de solubilización para 0.5% de surfactante, 0.5% de cosolvente y 30% de aceite a 100 ° C. ....             | 59 |

|  |    |
|--|----|
| Figura 35. Curva de tensión interfacial en función de la concentración de álcali. ....                                     | 60 |
| Figura 36. Curva de movilidad total generada para la prueba CN-01R.....  | 61 |
| Figura 37. Viscosidad FP3630 a diferentes concentraciones de polímero y 1.75 wt% de álcali.....                            | 63 |
| Figura 38. Viscosidad FP3630 a diferentes concentraciones de polímero y 0.25 wt% de álcali.....                            | 64 |
| Figura 39. Prueba de retención de viscosidad para FP3630 desoxigenado @ 100 ° C. ....                                      | 65 |
| Figura 40. Recobro de aceite por inyección de ASP vs inyección de agua - canal de LY-067...                                | 71 |
| Figura 41. Resultados de producción recobro por ASP vs inyección de agua (línea punteada). Canal LY067.....                | 72 |
| Figura 42. Avance de la mezcla ASP en el yacimiento. Antes de iniciar el proceso (izq) y posterior (der).....              | 73 |
| Figura 43. Flujo de trabajo de optimización de EOR químico según Fadili et al. (2009). ....                                | 74 |
| Figura 44. Parámetros empleados en la optimización del caso base de ASP. ....  | 75 |
| Figura 45. Análisis de sensibilidad de los parámetros evaluados en la optimización del recobro por ASP – Canal LY-067..... | 76 |
| Figura 46. Resultados de la optimización para los diferentes diseños de inyección del ASP. ....                            | 77 |
| Figura 47. Sensibilidad de las concentraciones y los baches de químicos empleados en la optimización.....                  | 78 |
| Figura 48. Consumo de los químicos para los diferentes escenarios en la optimización. ....                                 | 79 |
| Figura 49. Diseño de la inyección de ASP del caso optimizado. ....   | 80 |
| Figura 50. Resultados de producción por inyección de ASP: Caso optimizado (línea punteada) vs caso base.....               | 81 |

|  |    |
|--|----|
| Figura 51. Avance de la inyección de ASP en el yacimiento: Casos base (izq) y caso optimizado (der).....               | 82 |
| Figura 52. Saturación de aceite remanente al límite económico (<10 bopd): Caso base (izq) y caso optimizado (der)..... | 82 |
| Figura 53. Resultados aceite acumulado y factor de recobro incremental: Inyección de agua y ASP. ....                  | 86 |
| Figura 54. Resultados comportamiento de producción/inyección: Casos Inyección de agua y ASP. ....                      | 84 |

## Resumen

**Título:** Evaluación técnica del recobro mejorado álcali-surfactante-polímero en un campo maduro en la cuenca de los llanos orientales empleando simulación numérica\*

**Autor:** Adriana Hernández Cachaya\*\*

**Palabras clave:** Yacimientos, simulación numérica, ASP, EOR, Álcali-Surfactante-Polímero

### Descripción:

El presente trabajo evalúa la producción incremental a obtener en un proceso de recobro químico por inyección de Álcali-Surfactante-Polímero (ASP), posterior a un proceso de inyección de agua, en un canal fluvial de la unidad C5 del campo Caño Limón. Un modelo sectorial fue construido con ajuste histórico que representa las complejidades geológicas y dinámicas del canal de estudio; el modelo permitió predecir los rangos de recobro de aceite final a obtener si se continuara con el proceso de inyección de agua actual o si se optimizan las condiciones operacionales de producción e inyección de los pozos activos en el canal.

La inyección de ASP fue simulada mediante la integración de los diseños y los resultados de las pruebas de laboratorio, que reflejaron las interacciones de los químicos con la roca y los fluidos de la formación de la unidad C5. Estas pruebas permitieron obtener el diseño inicial de los baches de inyección junto con los rangos de aplicación de los químicos, para posteriormente evaluar múltiples escenarios de recobro de aceite con diferentes diseños de inyección. Estos diseños de inyección alternativos se lograron ajustando las concentraciones de los químicos, los volúmenes porosos a inyectar y las condiciones de producción e inyección de los pozos activos del canal.

Finalmente, se estimaron los volúmenes de reservas incrementales de los escenarios de recobro químico por ASP, comparados con los escenarios base y optimizado de inyección de agua. Como resultado de este estudio, los múltiples escenarios de recobro generados con sus consumos de químicos requeridos, podrán ser empleados en las evaluaciones económicas del proyecto y permitirá seleccionar la mejor opción técnico-económica a ser implementada en un futuro en el proyecto.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas Escuela de Ingeniería de Petróleos. Maestría en Ingeniería de Petróleos y gas. Director: Adriana Patricia Romero Cueto. Master en Ingeniería de Yacimientos

### Abstract

**Title:** Technical evaluation of enhanced recovery alkali-surfactant-polymer in a mature field in los llanos orientales basin using numerical simulation\*

**Author:** Adriana Hernández Cachaya\*\*

**Key Words:** Reservoirs, numerical simulation, ASP, EOR, Alkali-Surfactant-Polymer

### Description:

This project evaluates the incremental oil reserves to be obtained in a chemical enhanced oil recovery process by injection of Alkali-Surfactant-Polymer (ASP) after a water injection process, in a fluvial channel of C5 unit in Caño Limón field. A sector model was built with history match that represents the geological and dynamic complexities inherent to this deposit environment, to later predict the range of the final oil recovery to be obtained if the current water injection process is continued or if the operational conditions for production and injection are optimized.

ASP injection was simulated by integrating designs and laboratory tests results carried out in the C5 unit, in a way that the interactions of the chemicals with the rock and the formation fluids of the study unit are reflected. These tests made it possible to obtain the initial design of the slugs with the application ranges of the chemicals, in order to evaluate multiple oil recovery scenarios for different injection designs. The alternative designs were achieved by adjusting the concentrations of the chemicals, the pore volumes to be injected, and the production and injection conditions of the wells.

Finally, the incremental reserves to be obtained from the chemical recovery scenarios by ASP were estimated compared to the base and optimized cases of water injection. As a result of this study, the multiple recovery scenarios generated with their required chemical consumption may be used in the economic evaluations of the project, and will allow choosing the best technical-economical option to be implemented in the future in the project.

---

\* Work of grade

\*\* Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas Escuela de Ingeniería de Petróleos. Maestría en Ingeniería de Petróleos y gas. Director: Adriana Patricia Romero Cueto. Master en Ingeniería de Yacimientos

## Introducción

Las metas de la industria del petróleo en términos de adición de reservas y disminución de la tasa de declinación actual de campos maduros, han motivado a que se desarrollen estudios más detallados para la identificación de nuevas oportunidades y la evaluación de diferentes métodos encaminados a incrementar el factor de recobro actual de los campos.

Dentro de la caracterización de yacimientos realizadas en el campo seleccionado para este estudio, se ha identificado el potencial productivo en canales fluviales de las arenas de Carbonera Superior (unidad C5), los cuales han presentado históricamente pozos con bajos caudales de producción y reservas asociadas, presencia de pozos inactivos por bajo soporte de presión y de forma general un bajo factor de recobro primario comparado con las otras formaciones, asociado principalmente a la limitada conectividad con el acuífero. Debido a estas condiciones, se inició un piloto de inyección de agua como recuperación secundaria que a pesar de contar con resultados favorables no supera el 35% de factor de recobro al límite económico del campo.

De continuar con esta estrategia de solo inyección de agua, se estarían dejando altas saturaciones de aceite remanente en el yacimiento con la consecuente pérdida de oportunidades de incorporación de reservas a corto y mediano plazo para la empresa. Es por esta razón que se planteó evaluar un piloto de inyección de ASP, que permita recuperar el aceite remanente después de la inyección de agua e incrementar las reservas en las arenas de las unidades del C5.

## 1. Objetivos

### 1.1 Objetivo general

Evaluar técnicamente el recobro incremental de la aplicación del método de recobro químico Álcali-Surfactante-Polímero (ASP) a un canal de arenas fluviales en un campo de la cuenca de Llanos Orientales empleando simulación numérica.

### 1.2 Objetivos específicos

Pronosticar mediante un modelo de simulación numérica el recobro final de un canal fluvial bajo procesos de inyección de agua en el campo estudio.

Estimar mediante simulación numérica el recobro asociado a ASP en el canal de estudio basado en los diseños de laboratorio disponibles.

Optimizar el caso base de recobro mejorado ASP mediante sensibilidad de los parámetros operacionales de mayor impacto en el recobro de aceite final.

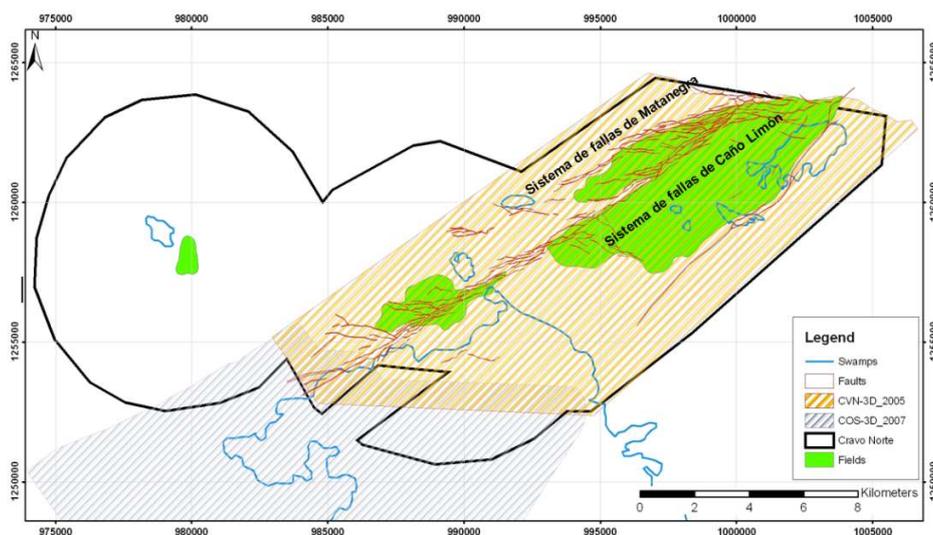
Evaluar el rango de reservas incrementales asociadas al recobro químico por ASP comparados con el recobro secundario por inyección de agua para el canal seleccionado soportado en los resultados de la simulación numérica

## 2. Generalidades del Campo Estudio

El campo Caño Limón se encuentra ubicado al noreste del sistema de fallas de Caño Limón en la cuenca de los Llanos Orientales en el departamento de Arauca, Colombia y se encuentra limitado por las fallas de Caño Limón y La Yuca (Figura 1).

**Figura 1.**

*Mapa de localización campo estudio.*



*Nota.* Mapa de localización. Tomado de “Reporte de reservas”, por Occidental de Colombia, 2018.

El campo fue descubierto con la perforación del Pozo Caño Limón 1 en 1983. El pozo encontró Areniscas de la formación Carbonera inferior y del Cretácico superior con muy buena presencia de hidrocarburos y una producción inicial fue de 10.600 BOPD. (Occidental de Colombia, 2018, pág. 15).

## 2.1 Descripción del modelo sedimentario

La formación del Carbonera Superior ha sido subdividida en cinco diferentes unidades: C1 al C5, la unidad más baja, el C5, es la única unidad en la cual se han encontrado hidrocarburos en el área (Figura 2).

El límite entre carbonera superior e inferior se reconoce como una superficie de erosión. Esta superficie presenta una arcillolita regional inferior (superficie de inundación) que da como resultado variaciones significativas en espesor, dependiendo si los sedimentos arcillosos del Carbonera Superior, o las areniscas de los canales se sobreponen a las arcillas del Carbonera Inferior o a las areniscas del canal.

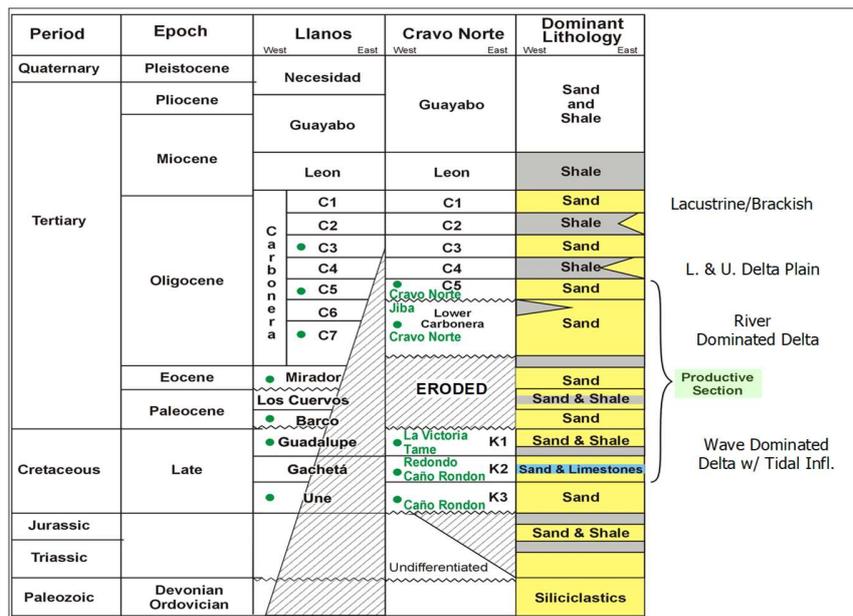
El yacimiento del Carbonera Inferior (Finales del Eoceno al Oligoceno) está compuesto principalmente de depósitos deltaicos fluviales y ha sido dividido de arriba hacia abajo en cinco zonas, M1-Guafita-M2-M3-M4 (Figura 2). Los análisis de variogramas, a partir de la información de registros eléctricos de los modelos geológicos existentes en Petrel y la correlación de los registros de “facies”, indican una orientación generalizada del litoral del noreste-suroeste con varias “facies” de areniscas y arcillolitas observando cambios del nivel del mar en una dirección noroeste-sureste respectivamente.

El límite del Carbonera Inferior con el Cretáceo es una inconformidad regional importante ya que da lugar a variaciones significativas, dependiendo si areniscas del Carbonera inferior o arcillolitas marginales a prodelta se sobreponen a las arcillolitas marinas cretáceas o depósitos de areniscas delgadas (Figura 2). Estas arcillolitas marinas del Cretáceo se sobreponen a una serie de ciclos de areniscas grano-crecientes, que corresponden a los depósitos litorales, muy claramente

observados en registros y núcleos convencionales. El Cretáceo está dividido en tres unidades, K1, K2 y K3 de arriba hacia abajo respectivamente.

**Figura 2.**

*Columna estratigráfica del área de los Llanos.*



*Nota.* Tomado de “Reporte de reservas”, por Occidental de Colombia, 2018.

La unidad Cretáceo K1 está compuesta principalmente por areniscas, calizas y arcillolitas, asociadas a depósitos deltaicos dominados por olas, algunos de ellos con influencia de mareas. Análisis de variogramas a partir de registros eléctricos de los modelos geológicos existentes de Petrel y la correlación de los registros de “facies” indica anisotropía de “facies” variables conservando una dirección predominante de norte a sur vista en las secciones superiores.

La unidad del Cretáceo K2 es principalmente un productor de petróleo crudo en las áreas de Matanegra y Redondo. La unidad K2 consiste en areniscas marinas someras con una excelente continuidad lateral.

## **2.2 Unidad Carbonera Superior (C5)**

### ***2.2.1 Estratigrafía***

El ambiente depositacional del C5 son canales fluviales, divididos en 4 subunidades principales: C5a, C5b, C5c and C5d siendo las unidades superiores C5a y C5b las que presentan el menor soporte de presión. En la identificación y definición de la geometría de los canales se han utilizado una combinación del uso de atributos sísmicos (descomposición espectral, coherencia y amplitud), correlaciones pozo a pozo y análisis de producción y presiones en el área.

La incorporación de la sísmica se realizó con el proyecto de AVO (Amplitud vs. Offset) /AVA (Amplitud vs. Angulo), para entender el comportamiento de las ondas sísmicas en el área y probar si esta técnica funcionaba o no para detectar hidrocarburos.

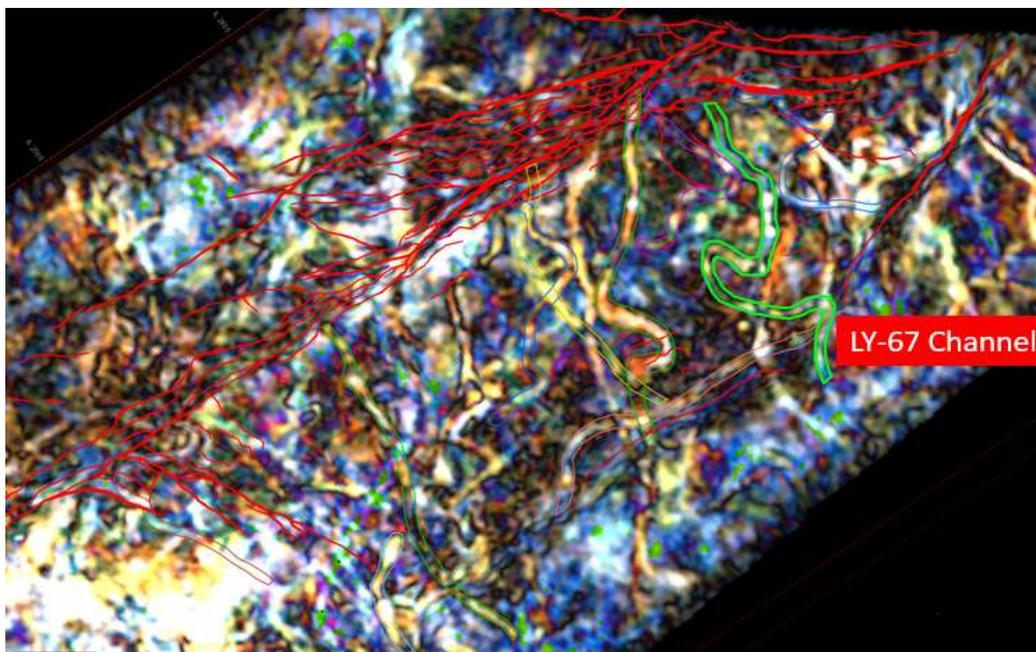
De acuerdo con los resultados obtenidos del proyecto, se detecta un efecto de AVO para las arenas de los canales de la unidad C5. Este efecto fue relacionado más a las propiedades físicas de las arenas del C5 que presentan baja velocidad y densidad de roca, lo que produce una relación de Poisson anómalamente baja y no tiene nada que ver con la presencia de hidrocarburos; por lo tanto, no se puede usar esta anomalía como indicador de hidrocarburos en el área.

El efecto de AVO que produce el C5, ha permitido usar los apilados de Offset lejanos generados por CGG en el procesamiento original de los datos sísmicos para entender mejor el

comportamiento de los canales. Con el reprocesamiento actual que se está realizando a la sísmica se espera detectar canales adicionales, que son más difíciles de observar en un volumen de apilado total como se muestra en la Figura 3 (Occidental de Colombia, 2018, págs. 17-18).

**Figura 3.**

*Empleo de atributos sísmicos tales como descomposición espectral, coherencia y amplitud para identificación de canales fluviales a nivel de la unidad C5*



*Nota.* Las amplitudes sísmicas muestran facies de canal rodeadas por llanuras de inundación, se resalta el canal de LY-67. Tomado de “Reporte de reservas”, por Occidental de Colombia, 2018.

Los canales identificados basados en las extracciones sísmicas y ajustados por correlaciones de pozo, han sido modelados y empleados en simulación numérica para evaluar el proyecto de inyección de agua que viene siendo implementado actualmente en el campo.

### 2.2.2 Características del yacimiento

Las propiedades petrofísicas promedio y los rangos de presión de yacimiento inicial y actual se presentan en la Tabla 1.

**Tabla 1.**

*Propiedades petrofísicas y datos de presión y temperatura para la unidad C5.*

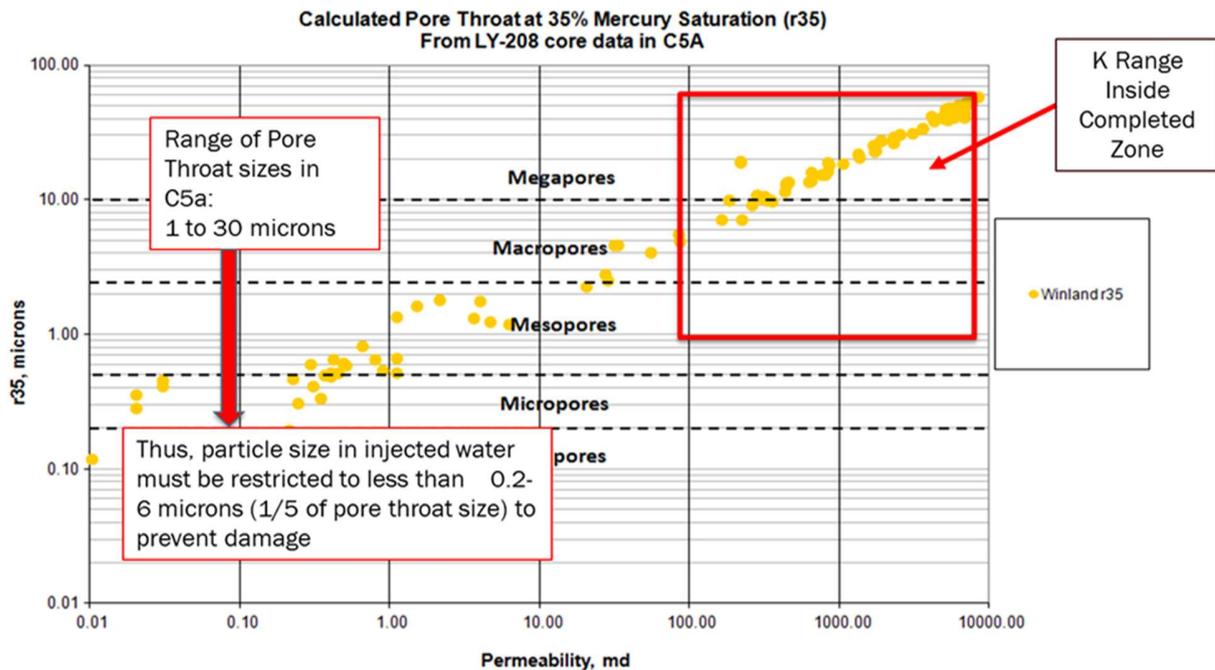
| <b>Propiedad</b>                        | <b>Símbolo</b> | <b>Valor</b>    |
|---|----------------|-----------------|
| Porosidad                               | Ø              | 21%             |
| Permeabilidad                           | K              | 200-5000 md     |
| Salinidad agua de formación             | TDS            | 200 ppm         |
| Saturación irreducible de agua          | Swir           | 15 %            |
| Saturación residual de petróleo al agua | Sorw           | ~30%            |
| Presión inicial de yacimiento           | Pi             | 3000 - 3200 psi |
| Presión actual de yacimiento            | P*             | 400 – 800 psi   |
| Temperatura                             | T              | 185 – 190 °F    |
| Espesor promedio                        | H              | 28 ft-TVD       |

*Nota.* Tomado de “Plan de Desarrollo Inyección de Agua Carbonera Superior (C5) - Campo Llanos Norte”, por Occidental de Colombia, 2019, p. 15.

La formación C5 es un yacimiento altamente heterogéneo con un factor de *Dykstra-Parson* (V) de ~0.8; marcado por rangos de permeabilidades desde 50 mD hasta 7 D como se ve en la Figura 4. Para el proyecto de inyección de agua en la unidad se consideraron rocas objetivo aquellas con permeabilidades mayores a 100 mD. (Occidental de Colombia, 2019).

Figura 4.

Gráfico de Winland a partir de análisis del núcleo de LY-208.

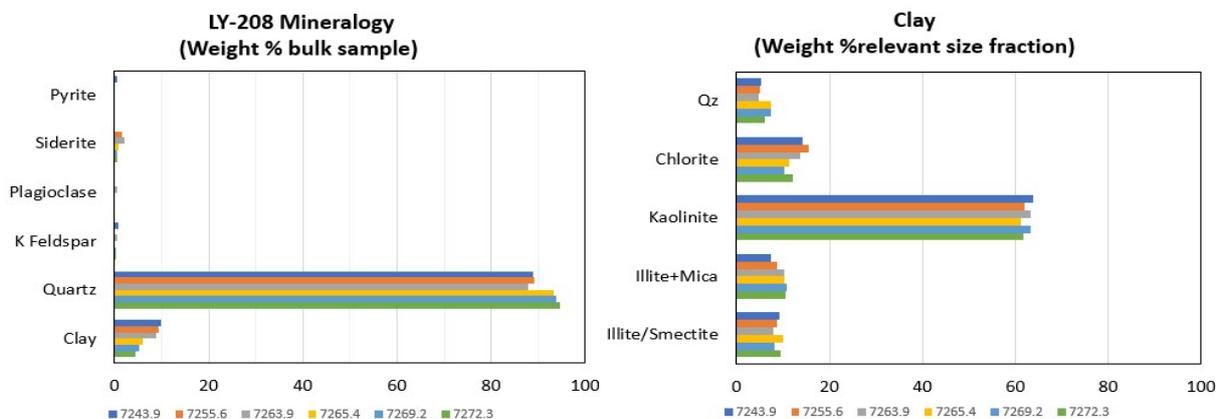


Nota. Tomado de “Plan de Desarrollo Inyección de Agua Carbonera Superior (C5) - Campo Llanos Norte”, por Occidental de Colombia, 2019, p. 15

Respecto a la mineralogía se resalta que el porcentaje de arcillas es bajo (<10%) y que este disminuye con la profundidad. Esto confirma el carácter grano-decreciente de la formación donde se observan las mejores propiedades petrofísicas hacia la base de la arena y las peores hacia el tope de la misma. Esto afecta directamente los procesos de inyección de agua por cuanto no todo el volumen poroso podrá ser contactado. En cuanto al porcentaje de arcillas, la caolinita es la más presente en la formación y podría influir en las estimaciones de tasa crítica tanto de producción como de inyección (Figura 5).

**Figura 5.**

*Composición mineralógica por DRX en muestras del corazón de LY-208*



### 2.2.3 Petróleo original en sitio - OOIP

La estimación de petróleo original in situ para todos los canales de la unidad C5 es de 294 MMBO con un factor de recobro actual de ~28.8% (Occidental de Colombia, 2019). La Figura 6 muestra las características principales del yacimiento tenidos en cuenta para el cálculo de petróleo original en sitio.

**Figura 6.**

*Parámetros principales unidad C5.*

|                                   |  |
|-----------------------------------|--|
| <b>Tipo de trampa</b>             | Combinacion estructural/estratigráfica |
| <b>Litología</b>                  | Arenisca                               |
| <b>Ambiente de depósito</b>       | Fluvial                                |
| <b>Espesor Gross</b>              | 251 ft                                 |
| <b>Espesor Neto</b>               | 28 ft                                  |
| <b>Saturacion de agua inicial</b> | 20-32%                                 |
| <b>Porosidad</b>                  | 18-22%                                 |

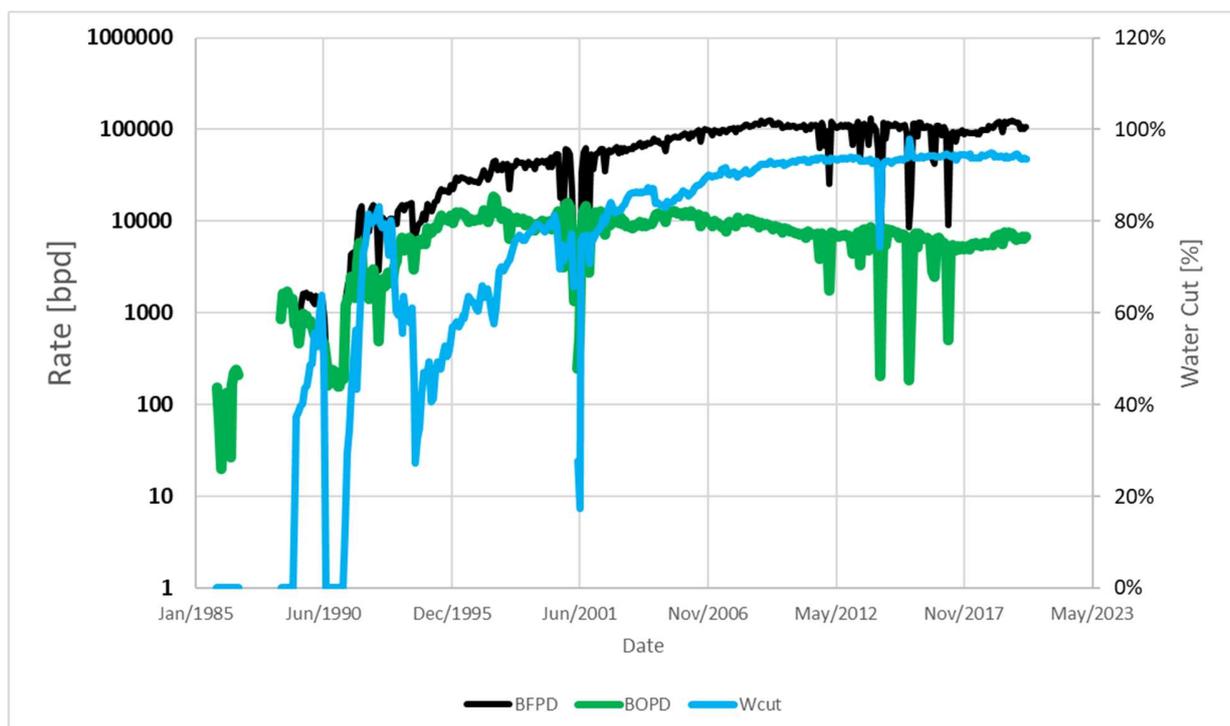
*Nota.* Adaptado de “Reporte de reservas”, por Occidental de Colombia, 2018..

### 2.2.4 Comportamiento de producción e inyección unidades C5

El campo cuenta con 156 pozos que han sido completados en las diferentes unidades del C5, de los cuales 101 pozos se encuentran actualmente activos (87 productores y 14 inyectores). El caudal de producción promedio es de ~6600 bopd con un corte de agua de 93.7% y una producción de aceite acumulada a julio de 2020 de 84.9 MMBO representando un factor de recobro de ~28.8% (Figura 7).

**Figura 7.**

*Comportamiento histórico de producción unidad C5*



En cuanto a la historia de presiones del campo se observan 3 tendencias principales de acuerdo con la Figura 8:

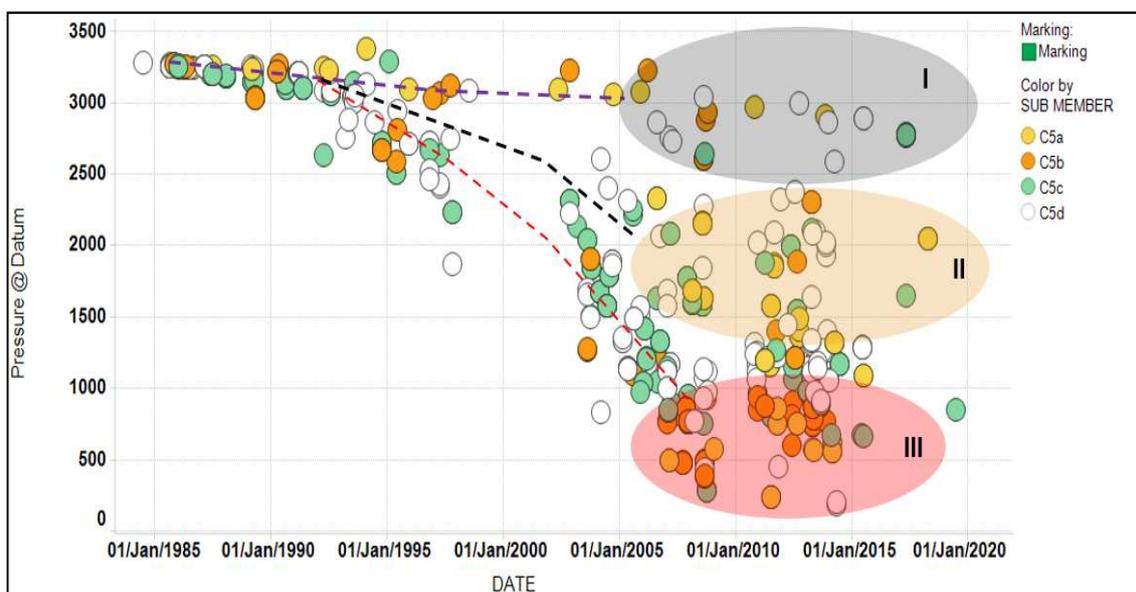
I. Corresponde a aquellos canales que no cuentan con pozos productores y por lo tanto no han sido sometido a procesos de depletamiento.

II. Canales con buena conectividad con el acuífero o bajo acumulado de producción a la fecha.

III. Canales con conectividad limitada al acuífero y por lo tanto bajo o nulo soporte de presión. Estos canales están ligados principalmente a las subunidades más someras C5a y C5b las cuales son el objetivo de los procesos de recobro planteados para el campo (inyección de agua y recobro mejorado).

### Figura 8.

*Comportamiento histórico de la presión en la unidad C5 – Campo Caño Limón.*



### *2.2.5 Proyecto de inyección de agua*

Al identificarse un depletamiento muy fuerte y factores de recobro menores al 20% en algunos canales de las subunidades C5a y C5b, se decidió iniciar el proyecto de mantenimiento de presión mediante inyección de agua en el año 2014. La geometría del patronamiento fue limitada a línea directa, debido a las características de yacimiento y su distribución areal en el campo.

Durante el desarrollo de este piloto (2014-2016), se observó una pérdida drástica de inyectividad con el tiempo, impidiendo lograr picos de producción representativos y sostenibilidad de la inyección en el tiempo. Estas limitaciones junto con las restricciones de manejos de fluidos de los sistemas de levantamiento de los pozos productores (bombeo mecánico), que no permitían mantener estabilizado el sistema, hicieron tomar la decisión de suspender la inyección de agua.

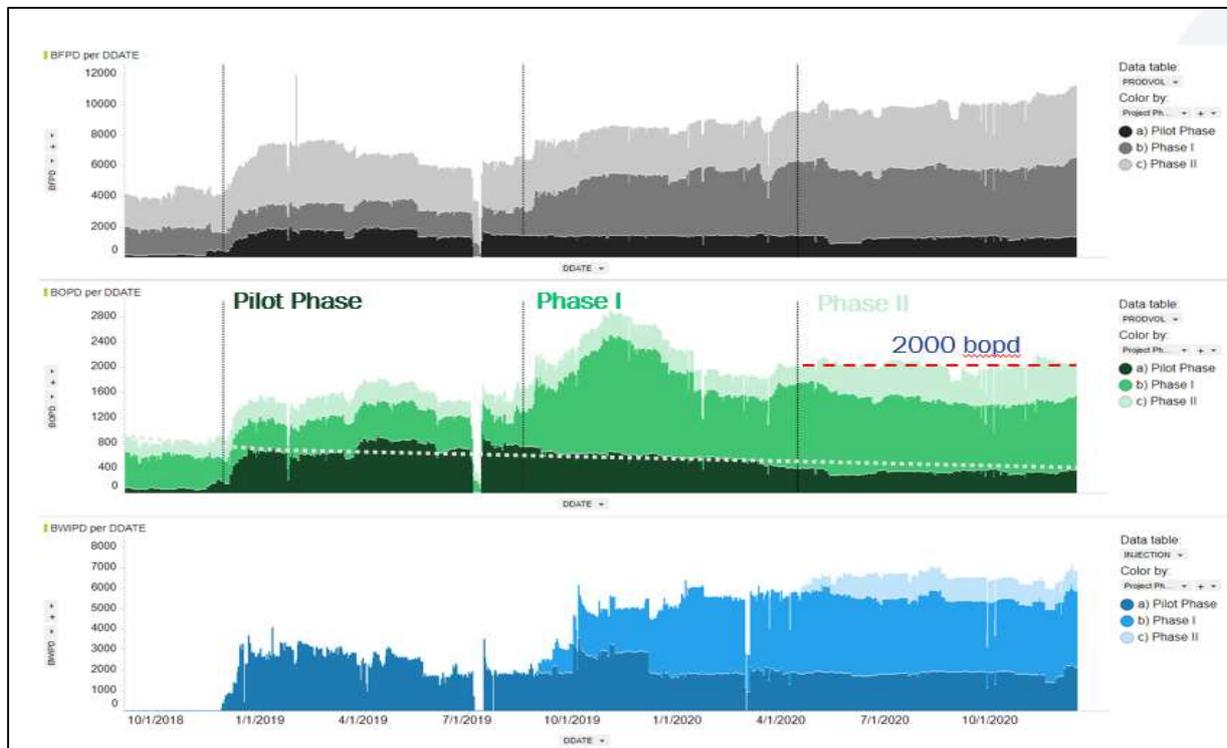
Durante el año 2018, se decide reactivar el proceso de inyección de agua y se planteó la ejecución de un piloto de inyección por etapas, en donde se incorporan las lecciones aprendidas del primer piloto. Así, con el objetivo de mantener tasas de inyección estables en el tiempo, se realizan análisis de pruebas de conectividad, diseño de las tasas óptimas de producción/inyección, rediseño de sistemas de levantamiento artificial, estimulaciones de pozos inyectoros y planes de mitigación de producción de arena que afectaron la primera etapa del proyecto (Occidental de Colombia, 2019).

El alcance de este nuevo piloto incluyó evaluar la respuesta de inyección en once (11) canales, con configuración de patrones con línea directa empleando la infraestructura existente Figura 9.



**Figura 10.**

*Resultados de producción del piloto de inyección de agua – Unidad C*



*Nota.* Tomado de “Upper Carbonera – C5 Waterflooding Project Update”, por Chavarro, N. et al., 2020.

### 2.2.6 Antecedentes de la selección de métodos de recobro mejorado (EOR)

En el año 2013 se adelantó un *screening* de métodos de recobro que pudieran ser implementados en la unidad C5, con el fin de incrementar los volúmenes de aceite a recuperar después del proceso de inyección de agua. La selección fue basada principalmente en el trabajo realizado por Taber et al. (1997), quienes propusieron unos criterios de selección tomando como

referencia nueve propiedades principales de yacimiento (roca y fluidos) y los resultados de campo para doce métodos de EOR evaluados en su momento.

El mejoramiento de las tecnologías existentes permitió ampliar los rangos de aplicación de algunos parámetros; como el caso de la inyección de polímeros, que se encontraban limitados por la temperatura y que ya cubre un rango mayor hasta 237 F. Es así, como Al Adasani y Bai (2011) realizaron una actualización de estos parámetros y fueron incorporados en una base de datos alrededor de 652 proyectos, incluyendo los desarrollados posterior a 1997.

Esta información fue analizada de acuerdo con las propiedades de los yacimientos ya cubiertas por Taber *et al.* (1997), adicionaron la porosidad y saturación inicial de aceite al momento de la implementación del proyecto dentro de los criterios de selección y el porcentaje de trabajos realizados con los rangos propuestos para cada parámetro. La base de datos final cubre cuatro (4) categorías principales de métodos de EOR: inyección de gases (miscible e inmiscibles), recobro térmico, recobro químico e incluye el recobro microbiano (MEOR) según lo muestra la Figura 11.

Figura 11.

Actualización de los criterios de selección EOR.

| Oil properties                    |                                   |            |                         | Reservoir characteristics                      |                    |                         |   |                                    |                       |                                       |                              |
|-----------------------------------|-----------------------------------|------------|-------------------------|--|--------------------|-------------------------|---|------------------------------------|-----------------------|---------------------------------------|------------------------------|
| SN                                | EOR method                        | # Projects | Gravity ( API)          | Viscosity (cp)                                 | Porosity (%)       | Oil saturation (% PV)   | Formation type                                | Permeability (md)                  | Net thickness         | Depth (ft)                            | Temperature ( F)             |
| <i>Miscible gas injection</i>     |                                   |            |                         |  |                    |                         |   |                                    |                       |                                       |                              |
| 1                                 | CO2                               | 153        | [22]-45 Avg. 37         | 35-0 <sup>a</sup> Avg. 2.08                    | 3-37 Avg. 15.15    | 15-89 Avg. 46           | Sandstone or Carbonate                        | 1.5-4500 Avg. 209.73               | [Wide Range]          | 1500 <sup>b</sup> -13365 Avg. 6230.17 | 82-257 Avg. 138.10           |
| 2                                 | Hydrocarbon                       | 67         | [23]-57 Avg. 38.3       | 18000-0.04 Avg. 286.1                          | 4.25-45 Avg. 14.5  | [30]-98 Avg. 71         | Sandstone or Carbonate                        | 0.1-5000 Avg. 726.2                | [Thin unless dipping] | 4040[4000]-15900 Avg. 8343.6          | 85-329 Avg. 202.2            |
| 3                                 | WAG                               | 3          | 33-39 Avg. 35.6         | 0.3-0.9 Avg. 0.6                               | 11-24 Avg. 18.3    |                         | Sandstone                                     | 130-1000 Avg. 1043.3               | NC                    | 7545-8887 Avg. 8216.8                 | 194-253 Avg. 229.4           |
| 4                                 | Nitrogen                          | 3          | 38[35]-54 Avg. 47.6     | 0.2-0 <sup>c</sup> Avg. 0.07                   | 7.5-14 Avg. 11.2   | 0.76[0.4]-0.8 Avg. 0.78 | Sandstone or Carbonate                        | 0.2-35 Avg. 15.0                   | [Thin unless dipping] | 10000[6000]-18500 Avg. 14633.3        | 190-325 Avg. 266.6           |
| <i>Immiscible gas injection</i>   |                                   |            |                         |  |                    |                         |   |                                    |                       |                                       |                              |
| 5                                 | Nitrogen                          | 8          | 16-54 Avg. 34.6         | 18000-0 <sup>d</sup> Avg. 2256.8               | 11-28 Avg. 19.46   | 47-98.5 Avg. 71         | Sandstone                                     | 3-2800 Avg. 1041.7                 |                       | 1700-18500 Avg. 7914.2                | 82-325 Avg. 173.1            |
| 6                                 | CO2                               | 16         | 11-35 Avg. 22.6         | 592-0.6 Avg. 65.5                              | 17-32 Avg. 26.3    | 42-78 Avg. 56           | Sandstone or Carbonate                        | 30-1000 Avg. 217                   |                       | 1150-8500 Avg. 3385                   | 82-198 Avg. 124              |
| 7                                 | Hydrocarbon                       | 2          | 22-48 Avg. 35           | 4-0.25 Avg. 2.1                                | 5-22 Avg. 13.5     | 75-83 Avg. 79           | Sandstone                                     | 40-1000 Avg. 520                   |                       | 6000-7000 Avg. 6500                   | 170-180 Avg. 175             |
| 8                                 | Hydrocarbon + WAG                 | 14         | 9.3-41 Avg. 31          | 16000-0.17 Avg. 3948.2                         | 18-31.9 Avg. 25.09 | Avg. 88                 | Sandstone or Carbonate                        | 100-6600 Avg. 2392                 |                       | 2650-9199 Avg. 7218.71                | 131-267 Avg. 198.7           |
| <i>Chemical methods</i>           |                                   |            |                         |  |                    |                         |   |                                    |                       |                                       |                              |
| 9                                 | Polymer                           | 53         | 13-42.5 Avg. 26.5       | 4000 <sup>e</sup> -0.4 <sup>f</sup> Avg. 123.2 | 10.4-33 Avg. 22.5  | 34-82 Avg. 64           | Sandstone                                     | 1.8 <sup>g</sup> -5500 Avg. 834.1  | [NC]                  | 9460-700 Avg. 4221.9                  | 237.2-74 Avg. 167            |
| 10                                | Alkaline surfactant polymer (ASP) | 13         | 23[20]-34[35] Avg. 32.6 | 6500 <sup>h</sup> -11 Avg. 875.8               | 26-32 Avg. 26.6    | 68[35]-74.8 Avg. 73.7   | Sandstone                                     | 596[10]-1520                       | [NC]                  | 3900[9000]-2723 Avg. 2984.5           | 158[200]-118 [80] Avg. 121.6 |
| 11                                | Surfactant + P/A                  | 4          | 22-39 Avg. 31.75        | 15.6-2.63 Avg. 7.08                            | 14-16.8 Avg. 15.6  | 43.5-53 Avg. 49         | Sandstone                                     | 50-60 Avg. 56.67                   | [NC]                  | 5300-625 Avg. 3406.25                 | 155-122 Avg. 126.33          |
| <i>Thermal/mechanical methods</i> |                                   |            |                         |  |                    |                         |   |                                    |                       |                                       |                              |
| 12                                | Combustion                        | 27         | [10]-38 Avg. 23.6       | [5000]2770-1.44 Avg. 504.8                     | 14-35 Avg. 23.3    | [50]-94 Avg. 67         | Sandstone or Carbonate [Preferably Carbonate] | 10-15000 Avg. 1981.5               | [>10]                 | 400-11300[11500] Avg. 5569.6          | 64.4-230 Avg. 175.5          |
| 13                                | Steam                             | 274        | [8]-33 Avg. 14.61       | 5E6-3 <sup>i</sup> Avg. 32594.96               | 12-65 Avg. 32.2    | 35-90 Avg. 66           | Sandstone                                     | 1 <sup>j</sup> -15001 Avg. 2669.70 | [>20]                 | 200-9000 Avg. 1647.42                 | 10-350 Avg. 105.91           |
| 14                                | Hot water                         | 10         | 12-25 Avg. 18.6         | 8000-170 Avg. 2002                             | 25-37 Avg. 31.2    | 15-85 Avg. 58.5         | Sandstone                                     | 900-6000 Avg. 3346                 | -                     | 500-2950 Avg. 1942                    | 75-135 Avg. 98.5             |
| 15                                | [Surface mining]                  | -          | [7]-[11]                | [Zero cold flow]                               | [NC]               | [>8 wt% Sand]           | [Mineable tar sand]                           | [NC]                               | [>10]                 | [> 3:1 overburden to sand ratio]      | [NC]                         |
| <i>Microbial</i>                  |                                   |            |                         |  |                    |                         |   |                                    |                       |                                       |                              |
| 16                                | Microbial                         | 4          | 12-33 Avg. 26.6         | 8900-1.7 Avg. 2977.5                           | 12-26 Avg. 19      | 55-65 Avg. 60           | Sandstone                                     | 180-200 Avg. 190                   | -                     | 1572-3464 Avg. 2445.3                 | 86-90 Avg. 88                |

Nota. Tomado de “Analysis of EOR projects and updated screening criteria”, por Al et al., 2011, SPE Reservoir Engineering. p.21

Basado en la metodología anterior, se realizó la selección de los métodos de recobro mejorado que podrían ser aplicados en la unidad C5 del campo Caño Limón cuyos resultados son mostrados en la Figura 12.

**Figura 12.**

*Screening de los métodos de recobro mejorado para la unidad C5 – Campo Caño Limón.*

|                                 | EOR method                                  | Gravity (API) | Viscosity (cp) | Composition   | So (%) | Formation Type                 | Net Thickness (ft)           | Avg Perm (mD) | Depth (ft) | Temp (F)    |
|---------------------------------|---|---------------|----------------|---|--------|--------------------------------|------------------------------|---------------|------------|-------------|
| <b>PROCESS</b>                  | <b>C5 Unit values</b>                       | ~29           | ~ 3 cP         | Ligth, intermediate                                   | 50%    | Sandstone                      | 28 ft                        | 200 - 5000 mD | ~6680 ft   | 189 - 205 F |
| <i>Miscible Gas Injection</i>   | Nitrogen and flue gas                       | >35           | <0.4           | High % C1 to C7                                       | >40    | Sandstone or carbonate         | Thin unless dipping          | NC            | >6000      | NC          |
|                                 | Hydrocarbon                                 | >23           | <3             | High % C1 to C7                                       | >30    | Sandstone or carbonate         | Thin unless dipping          | NC            | >4000      | NC          |
|                                 | CO2   | >22           | <10            | High % C5 to C12                                      | >20    | Sandstone or carbonate         | Wide range                   | NC            | >2500      | NC          |
|                                 | WAG   | 33-39         | 0.3-0.9        |   |        | Sandstone or carbonate         | NC                           | 130-1000      | 7545-8887  | 197-253     |
| <i>Immiscible Gas Injection</i> | Immiscible gases                            | >12           | <600           | NC  | >35    | NC                             | NC if dipping and/or good Kv | NC            | >1800      | NC          |
| <i>Chemical methods</i>         | Micellar/Polymer, ASP and Alkaline flooding | >20           | <35            | Light, interm, some organic acids for alkaline floods | >35    | Sandstone preferred            | NC                           | >10           | <9000      | 80 - 200*   |
|                                 | Polymer Flooding                            | >15           | <150           | NC  | >50    | Sandstone preferred            | NC                           | >10           | <9000      | 72-237      |
| <i>Thermal</i>                  | Combustion                                  | >10           | <5000          | Some asphaltic components                             | >50    | High-porosity sand / sandstone | >10                          | >50           | <11500     | >100        |
|                                 | Steam                                       | >8            | <20000         | NC  | >40    | High-porosity sand / sandstone | >20                          | >200          | <4500      | NC          |

De acuerdo con estos resultados, los tres métodos aplicables a las propiedades roca y fluido de la unidad C5 fueron: inyección miscible de CO2, inyección de gas inmisible y recobro por métodos químicos. De este último, la inyección de polímero fue descartada en ese momento por la baja saturación de aceite actual para la unidad, y la inyección de gas tanto miscible como inmisible a pesar de ser aplicables desde el punto de vista técnico, fueron descartadas por la logística para encontrar fuentes de gas cercanos a la zona. Por lo tanto, la inyección de Álcali-

Surfactante-Polímero (ASP) fue el seleccionado como método de recobro mejorado a ser implementado en la unidad C5 y se procedió a realizar las pruebas de laboratorio para definir los diseños de inyección para futuros pilotos en el campo, los cuales serán descritos en el capítulo 4 de este estudio.

### 3. Simulación Numérica Inyección de Agua

Con el objetivo de predecir el comportamiento futuro del proceso de inyección de agua del canal seleccionado para este estudio y determinar el factor de recobro final, se realizó un modelo de simulación con ajuste histórico, el cual representa el grado de conectividad existente entre pozos productores e inyectores. Este modelo fue tomado como base para las predicciones de la inyección de agua y posteriormente, para simular el proceso de recobro químico por inyección de Alkali-Surfactante-Polímero (ASP).

Para la construcción del modelo dinámico, se emplearon los softwares *Builder* y *STARS* que contienen las prestaciones para el modelamiento de los componentes involucrados en el recobro químico por ASP. El ajuste histórico asistido y los casos de optimización fueron realizadas con la herramienta *CMOST*, que permite sensibilizar diferentes parámetros a la vez y realizar múltiples corridas para encontrar las soluciones óptimas. Los softwares anteriores pertenecen a la compañía Computer Modelling Group Ltd.

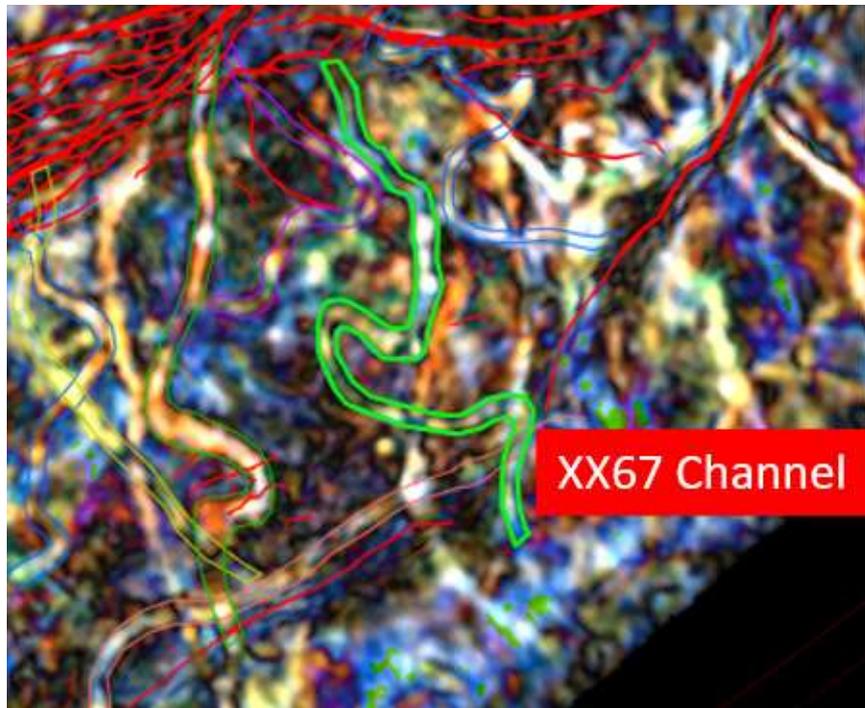
### 3.1 Caso estudio: Canal LY-067

El área seleccionada previamente para realizar este estudio corresponde al canal del pozo LY-067 de la unidad C5a (Figura 13). Dada la complejidad de los canales fluviales y la alta incertidumbre ligada a su geometría y extensión a lo largo del campo, se aseguró que el canal cumpliera las siguientes características:

- Modelado estático 3D ya existente. El canal cuenta con un modelo estático, cuya geometría fue definida a través del uso combinado de atributos sísmicos y control de pozos para reducir la incertidumbre ligada a la geología del canal.
- Presencia de pozos a lo largo del canal y pruebas de conectividad entre ellos. Se cuenta con 7 pozos a lo largo del canal, de los cuales 4 se encuentran activos (2 productores y 2 inyectoras), 2 pozos inactivos y 1 pozo abandonado.
- Canal con historia de producción y sometido a procesos de inyección de agua. El canal inició producción en el año 2007 con el pozo LY-067 y posteriormente se perforaron 6 pozos adicionales para completar patrones directos de inyección de agua.
- Factor de recobro primario menor del 30%.

**Figura 13.**

*Ubicación canal del pozo LY-067 – Campo Caño Limón.*



*Nota.* Empleo de atributos sísmicos tales como descomposición espectral, coherencia y amplitud para identificación de canales fluviales a nivel de la unidad C5. Tomado de “Reporte de reservas”, por Occidental de Colombia, 2018, p 14.

### **3.2 Modelo de simulación de la inyección de agua**

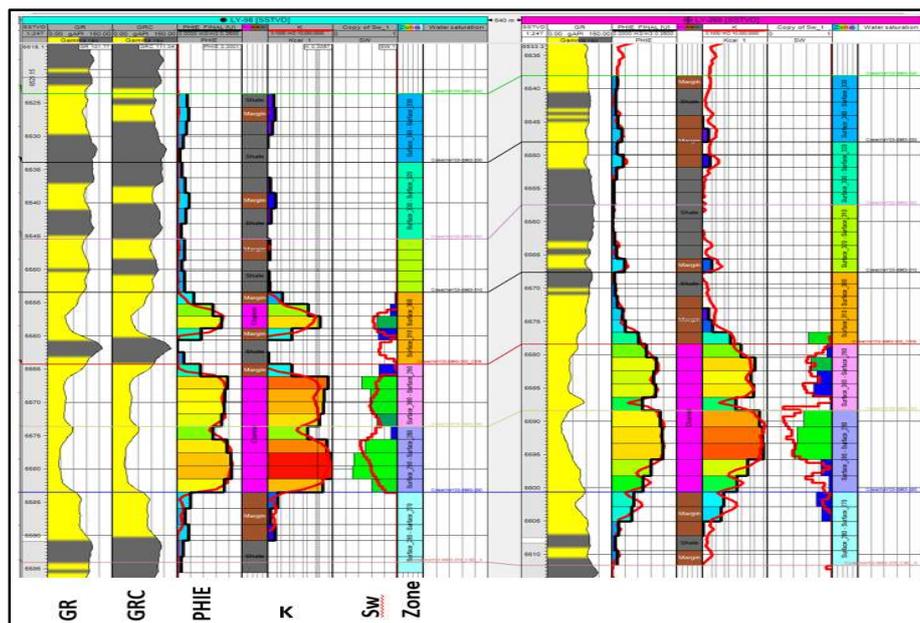
#### **3.2.1 Modelo estático**

Dentro del marco de reinicio del proyecto de inyección de agua en la unidad C5, desarrollado en el año 2018, se realizó el modelamiento del canal de LY-067. Como se mencionó

en la sección anterior, el canal fue identificado a través de atributos sísmicos (coherencia, amplitudes y descomposición espectral) que permitieron trazar una geometría definida para cada cuerpo fluvial y se incorporaron los horizontes correspondientes a la subunidad C5a, restringida a la geometría definida para este canal. En la construcción del *grid* se emplearon 36 capas en la vertical con una resolución de ~1.5 ft y se realizó el escalamiento de las propiedades petrofísicas determinadas por registros de pozo. Esto permitió que se lograra capturar la heterogeneidad vertical sin perder resolución en el modelo (Figura 14).

**Figura 14.**

*Escalamiento de las propiedades petrofísicas de registros, empleando Petrel – Subunidad C5a.*



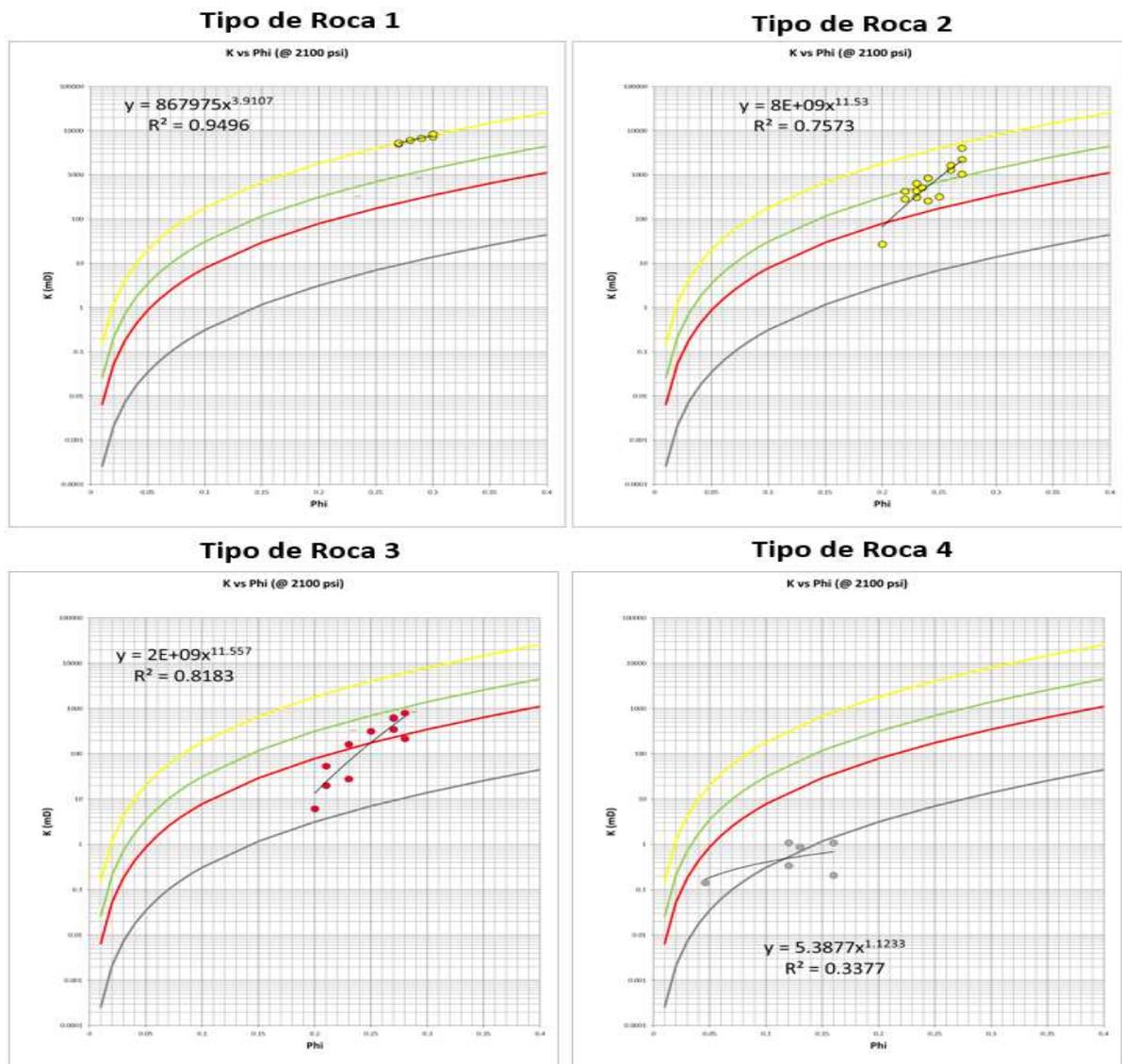
*Nota:* Adaptado de “Plan de Desarrollo Inyección de Agua Carbonera Superior (C5) - Campo Llanos Norte”, por Occidental de Colombia, 2019, p. 32.

Posteriormente, el poblamiento del modelo se realizó con las propiedades de yacimiento tales como: tipos de roca, porosidad, permeabilidad y saturación de agua. Los tipos de roca fueron definidos de acuerdo a la interpretación de facies, basadas en registros de pozo (Gamma Ray, resistividad, densidad-neutrón), y en los *cutoff* establecidos de volumen de arcilla <50% con porosidad mayor o igual al 10%. En total fueron definidos cuatro (4) tipos de roca, los cuales fueron usados posteriormente para la asignación de las curvas de permeabilidad relativa en el modelo de simulación.

El poblamiento de la permeabilidad se realizó empleando la relación porosidad/permeabilidad, obtenida a través de los análisis básicos realizados al corazón del pozo LY-208, según lo muestra la Figura 15 (Occidental de Colombia, 2019).

Figura 15.

Correlación porosidad vs permeabilidad. Núcleo de LY-208 – Unidad C5

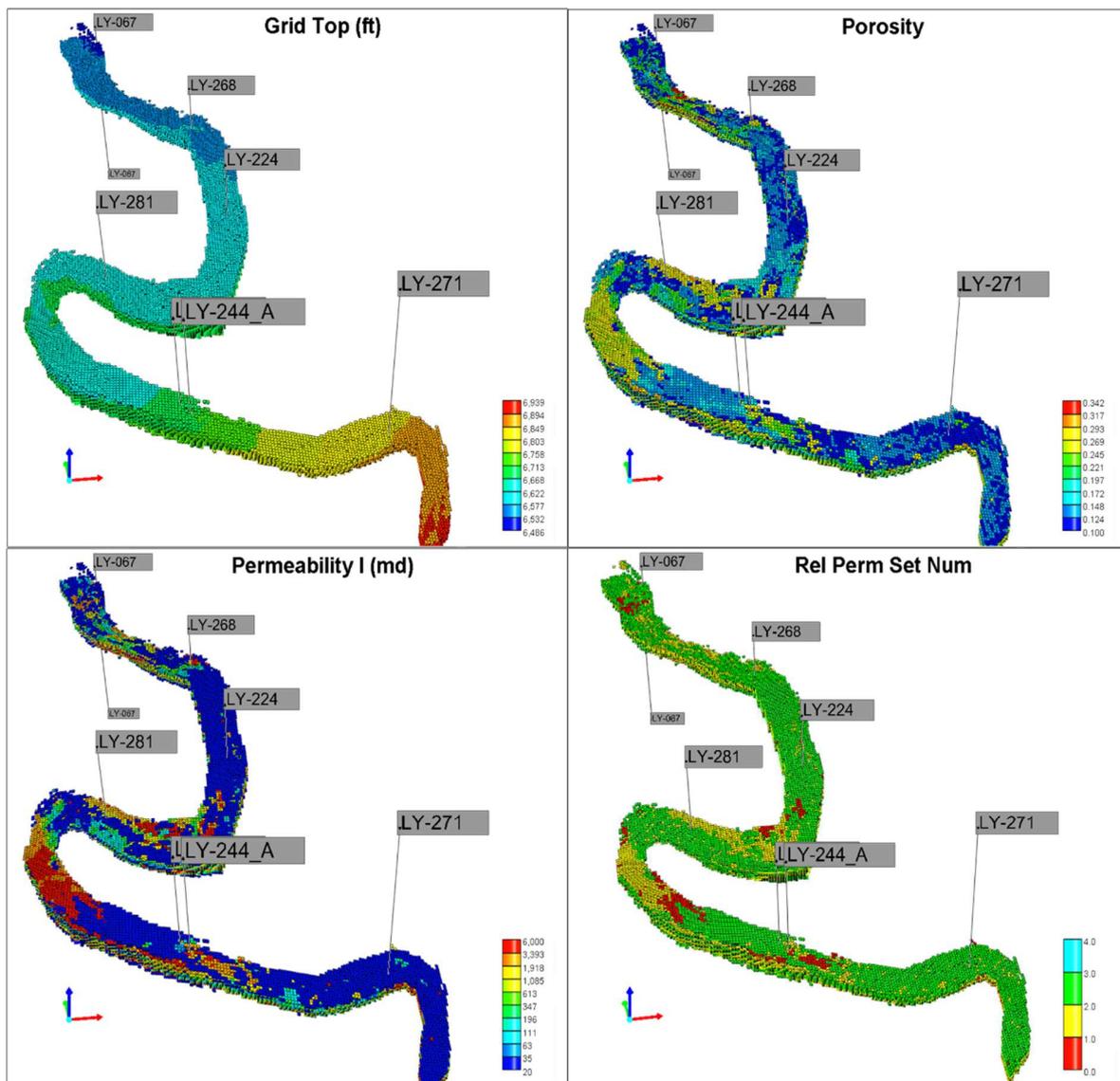


*Nota:* El tipo de roca 4 es considerado no yacimiento. Adaptado de “Plan de Desarrollo Inyección de Agua Carbonera Superior (C5) - Campo Llanos Norte”, por Occidental de Colombia, 2019, p. 27.

Las propiedades del modelo de yacimiento importado para la simulación es el mostrado en la Figura 16.

**Figura 16.**

*Mapas de distribución de propiedades del modelo estático 3D – Canal de LY-067*



### 3.2.2 Modelamiento de fluidos

Para la etapa del ajuste histórico y la predicción de la inyección de agua se consideran tres componentes principales en el modelamiento: agua de formación, aceite (dead-oil) y gas en solución. A continuación, se detallan las principales propiedades de los fluidos.

**3.2.2.1 Propiedades del petróleo.** La unidad C5 cuenta con un análisis PVT realizado en el año 1984. De acuerdo a estos resultados, el yacimiento fue clasificado como petróleo negro subsaturado. En la Tabla 2 se muestra un resumen de algunas propiedades del crudo determinadas por diferentes pruebas de laboratorio. Se resalta que el crudo de la unidad C5 presenta una relación de movilidad relativamente favorable para procesos de inyección de agua  $\sim 1.6$ .

**Tabla 2.**

*Propiedades del crudo – Unidad C5*

| Propiedad                   | Valor             |
|-----------------------------|-------------------|
| Gravedad API                | $\sim 29.5$       |
| Presión de burbuja          | 68 psi            |
| Relación gas-aceite (GOR)   | 8 SCF/STB         |
| Viscosidad del aceite       | $\sim 2.5 - 3$ cp |
| Numero de ácido total (TAN) | $< 0.1$ mg KOH/g  |
| Tensión interfacial (IFT)   | $\sim 24$ Dyna/cm |

**3.2.2.2 Propiedades del agua.** En la Tabla 3 se muestran las propiedades del agua de inyección proveniente de la mezcla de las aguas de producción de todas las unidades productoras en el campo con salinidades similares al agua de formación del C5 ( $\sim 200$  ppm) y las propiedades fisicoquímicas del agua de producción del C5 con una salinidad de  $\sim 430$  ppm.

**Tabla 3.**

*Propiedades fisicoquímicas de las agua de formación e inyección.*

| Propiedad               | Símbolo          | Agua de Formación | Agua de Inyección |
|-------------------------|------------------|-------------------|-------------------|
| Calcio                  | Ca               | 16.7              | 15.9              |
| Magnesio                | Mg               | 0.322             | 9.9               |
| Sodio                   | Na               | 66.4              | 44                |
| Potasio                 | K                | 31.4              | 34.3              |
| Hierro                  | Fe <sup>++</sup> | 5.382             | 5.382             |
| Bario                   | Ba               | 0.36              | 0.54              |
| Estroncio               | Sr               | 0.494             | 0.266             |
| Carbonato               | CO <sub>3</sub>  | <0.42             | <0.42             |
| Bicarbonato             | HCO <sub>3</sub> | 2.33 meq/L        | 1.91 meq/L        |
| Sulfato                 | SO <sub>4</sub>  | 17.27             | 11.306            |
| Cloro                   | Cl               | 29.590            | 18.830            |
| Total Solidos Disueltos | TDS              | 432               | 193.3             |
| pH                      | pH               | 6.7               | 6.6               |
| Salinidad               | ppm              | 430               | 200               |

*Nota:* Tomado de “Plan de Desarrollo Inyección de Agua Carbonera Superior (C5) - Campo

Llanos Norte”, por Occidental de Colombia, 2019. p. 16

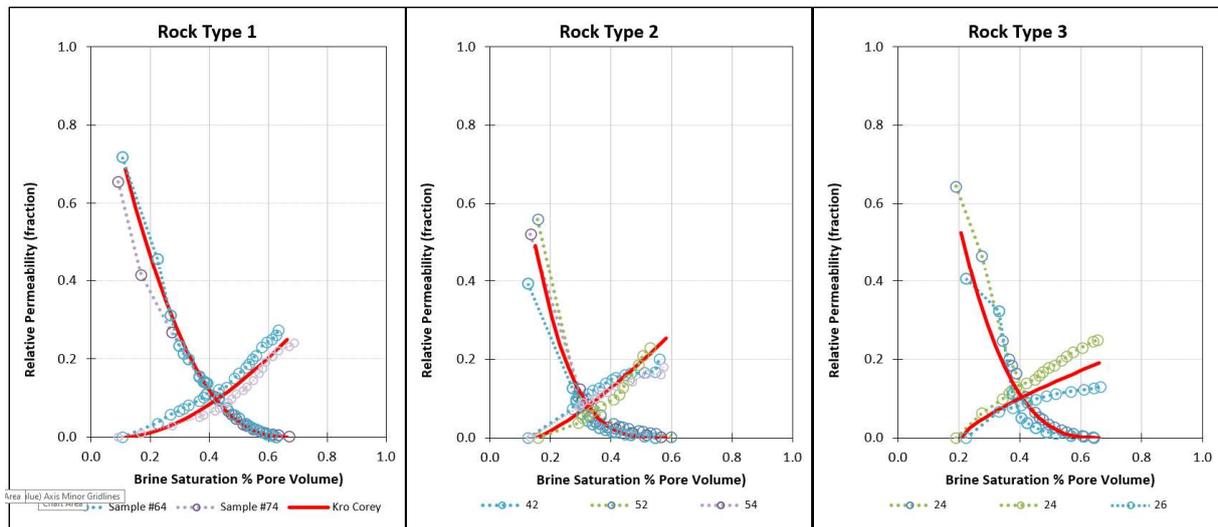
### **3.2.3 Modelamiento roca-fluido**

Se recopilaron y agruparon por tipos de roca las pruebas de análisis especiales (SCAL) realizados en el corazón de LY-208 en la unidad C5. En total se cuentan con siete (7) pruebas de permeabilidad relativa y nueve (9) pruebas de presión capilar por imbibición.

En la Figura 17 se muestran las curvas de permeabilidad relativa para los tres (3) tipo de roca principales y la curva promedio generada. Los rangos de variación de las saturaciones de agua irreducible reportados fueron del orden de 11-21% y de 33-40% para el caso de las saturaciones de aceite residual al agua (Sorw) dependiendo del tipo de roca.

Figura 17.

Curvas de permeabilidad relativa agrupadas por tipo de roca. Corazón LY-208.



La Tabla 4 resume los principales valores empleados para la parametrización de las curvas de permeabilidad relativa empleando los coeficientes de Corey y ajustados con los datos de laboratorio mostrados anteriormente.

Tabla 4.

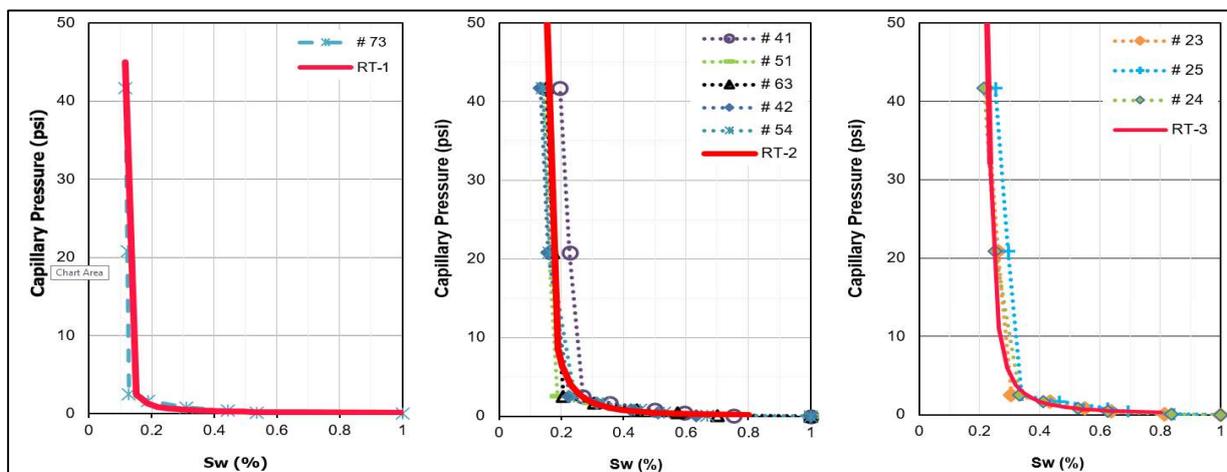
Parámetros para curvas de permeabilidad relativa por tipo de roca

| Propiedad                             | Símbolo        | RT1   | RT2   | RT3   |
|---------------------------------------|----------------|-------|-------|-------|
| Saturación residual del agua          | Swir           | 11.7% | 15%   | 20.6% |
| Saturación residual del crudo al agua | Sorw           | 33.6% | 41.7% | 34%   |
| End-point del agua                    | Krw@ sorw      | 0.249 | 0.245 | 0.206 |
| End-point del petróleo                | Kro@ swir      | 0.688 | 0.598 | 0.526 |
| Exponente de Corey al agua            | n <sub>w</sub> | 1.65  | 1.25  | 1.0   |
| Exponente de Corey al crudo           | n <sub>o</sub> | 2.40  | 3.50  | 2.80  |

Las curvas de presiones capilares fueron igualmente parametrizadas y empleadas para construir el modelo de saturación de agua inicial. En la Figura 18 se muestran las curvas a condiciones de yacimiento por tipo de roca.

**Figura 18.**

*Curvas de presiones capilares unidad C5 por tipo de roca. Corazón LY-208.*



### 3.2.4 Inicialización

El modelo de simulación fue inicializado en el 2007, tomando como referencia el año de inicio de producción del canal con el pozo LY-067, una presión inicial de 2800 psi a 6866 ft-TVDSS y un contacto agua-aceite original de 6948 ft-TVDSS. El cálculo de aceite original en sitio fue estimado en  $\sim 4.27$  MMBO sin capa de gas original.

### 3.3 Ajuste histórico

El entendimiento de la geología y la heterogeneidad del yacimiento jugaron un papel crucial en el ajuste histórico de los datos de producción e inyección en el modelo de simulación, logrando reproducir el grado de conectividad existente entre pozos productores e inyectores.

Las corridas de simulación fueron fijadas en julio de 2020, que corresponde al último dato de producción, y controladas por las tasas de líquido de los pozos existentes. Para el ajuste histórico asistido se empleó la herramienta CMOST, parametrizando variables tales como los exponentes de Corey (PKr), las curvas de permeabilidad relativa para cada tipo de roca (Tabla\_OW), la relación Kv/Kh (PERMK), la compresibilidad de la roca (CPOR) y las propiedades del acuífero (AQPerm), tal como se muestra en la Figura 19.

**Figura 19.**

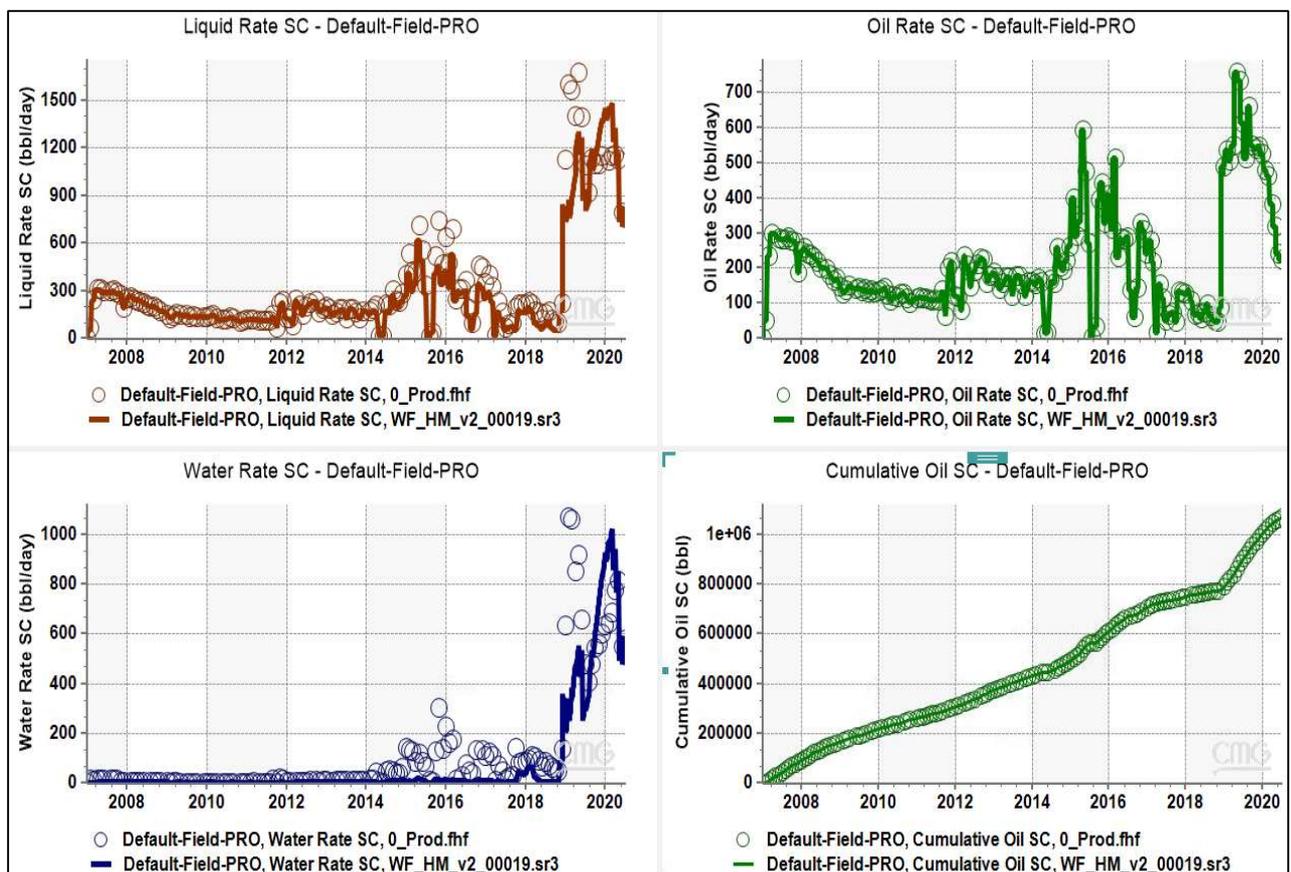
*Variables parametrizadas para ajuste histórico.*

| Name        | Active                              | Default Value | Source          |
|-------------|-------------------------------------|---------------|-----------------|
| CPOR        | <input checked="" type="checkbox"/> | .925e-5       | Continuous Real |
| PERMK       | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.42          | Continuous Real |
| Tabla_OW_R1 | <input checked="" type="checkbox"/> |               | Formula         |
| PKro_R1     | <input checked="" type="checkbox"/> | 2.4           | Continuous Real |
| PKrw_R1     | <input checked="" type="checkbox"/> | 1.5           | Continuous Real |
| Tabla_OW_R2 | <input checked="" type="checkbox"/> |               | Formula         |
| PKro_R2     | <input checked="" type="checkbox"/> | 3.8           | Continuous Real |
| PKrw_R2     | <input checked="" type="checkbox"/> | 1.5           | Continuous Real |
| Tabla_OW_R3 | <input checked="" type="checkbox"/> |               | Formula         |
| PKro_R3     | <input checked="" type="checkbox"/> | 2.8           | Continuous Real |
| PKrw_R3     | <input checked="" type="checkbox"/> | 1.5           | Continuous Real |
| Tabla_OW_R4 | <input checked="" type="checkbox"/> |               | Formula         |
| PKro_R4     | <input checked="" type="checkbox"/> | 3             | Continuous Real |
| PKrw_R4     | <input checked="" type="checkbox"/> | .75           | Continuous Real |
| AQ_Perm     | <input checked="" type="checkbox"/> | 800           | Continuous Real |

En total se realizaron 142 corridas involucrando la combinación de las variables parametrizadas y estableciendo los volúmenes acumulados de aceite y agua, tanto producida como inyectada, como funciones objetivos. De los resultados obtenidos, fue seleccionada la corrida #19 al presentar el mejor ajuste global honrando los datos históricos del campo (Figura 20).

**Figura 20.**

*Resultados ajuste histórico producción-inyección del canal de LY-067. Corrida #19.*

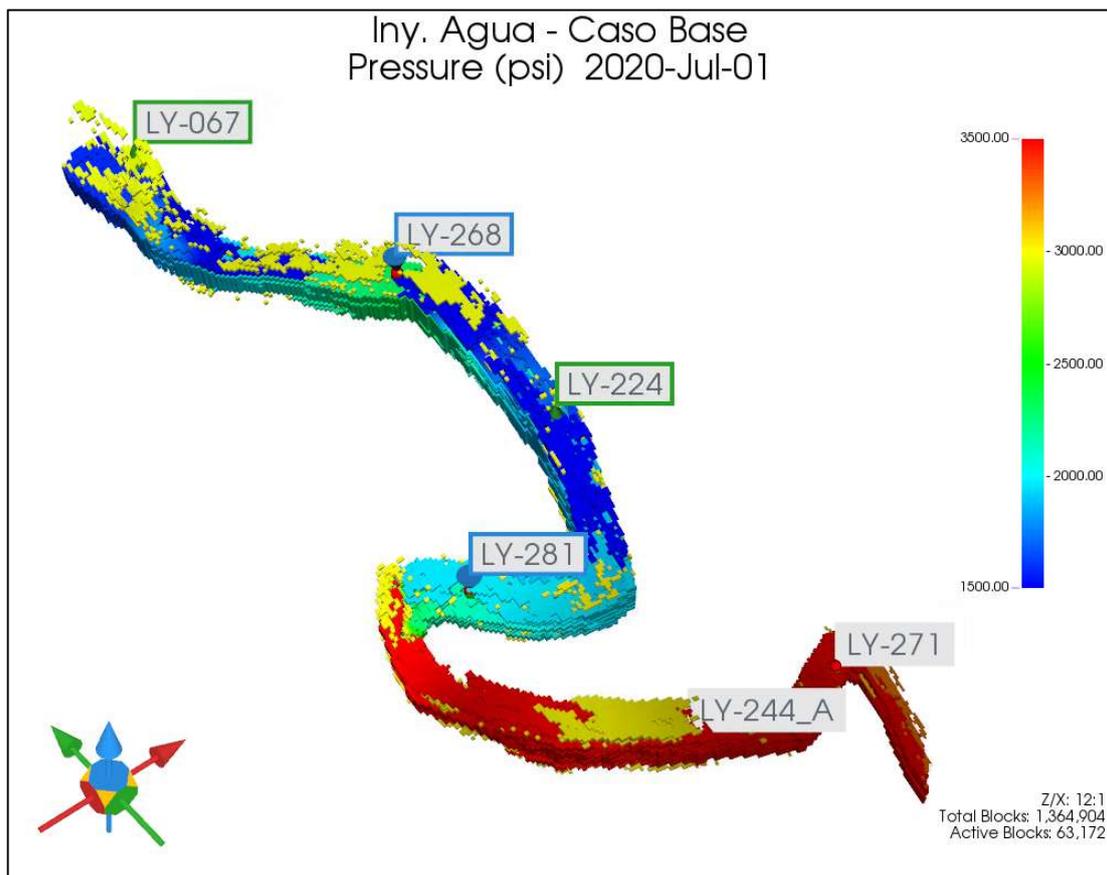


Se observa que el ajuste histórico logrado en la simulación numérica reproduce de forma confiable el incremental de producción, posterior a la implementa de la inyección de agua implementado en el año 2018. Así mismo, el modelo captura la baja conectividad identificada por

medio de pruebas de interferencia, entre el pozo inyector LY-281 y el productor LY-244<sup>a</sup>, haciendo que la parte baja del canal se mantenga parcialmente aislada de los procesos de depletamiento y, por lo tanto, mantenga presiones más altas que la parte superior del canal (Figura 21). Esto valida una vez más que el modelo lograr reproducir resultados congruentes con las observaciones de campo, y puede ser usado para las etapas de predicción y optimización de producción e inyección del canal.

**Figura 21.**

*Distribución de presiones a lo largo del canal, al final del periodo de ajuste histórico.*



### 3.4 Predicción y optimización de los escenarios del proceso de inyección de agua

Una vez realizado el ajuste histórico, se procede a realizar la predicción de los escenarios de producción e inyección del canal, para estimar el máximo recobro de aceite a obtener durante la etapa de inyección de agua y el cual será empleado posteriormente como punto de comparación del estudio.

La fecha máxima de simulación fue establecida en enero de 2054 y como parte de las políticas de manejo del campo se adiciono restricciones en las tasas de producción e inyección. La tasa de aceite mínima fue establecida en 10 bopd para los pozos productores y para los pozos inyectores se estableció la presión máxima de inyección de fondo, teniendo en cuenta las facilidades existentes (máximo ~4000 psia). Se generaron diferentes pronósticos de producción basados en la variación de los caudales de inyección y las tasas de producción de los pozos del canal.

La selección del caso óptimo se hizo basado en maximizar el factor de recobro del canal, obteniéndose un incremento del 23.8% del aceite a recuperar y pasando el factor de recobro de 31.7% a 39.3% según lo muestran la Figura 22. Esto se logró controlando principalmente las condiciones operacionales del pozo LY-067, que ya se encontraba canalizado y con alto corte de agua, ajustando la tasa del pozo productor LY-224 que tenía oportunidades de incremento en la tasa de extracción y controlando el caudal de inyección de LY-268. El análisis de sensibilidad muestra el impacto de estas variables en el factor de recobro del campo e indica que el control en la tasa de inyección de agua en el pozo LY-281 es el que menos efecto tiene sobre el recobro final. Esto puede ser debido a que este pozo se encuentra más desconectado del resto de yacimiento y por lo tanto su efecto es bajo (Figura 23).

Figura 22.

Resultados del aceite acumulado y factor de recobro - Optimización.

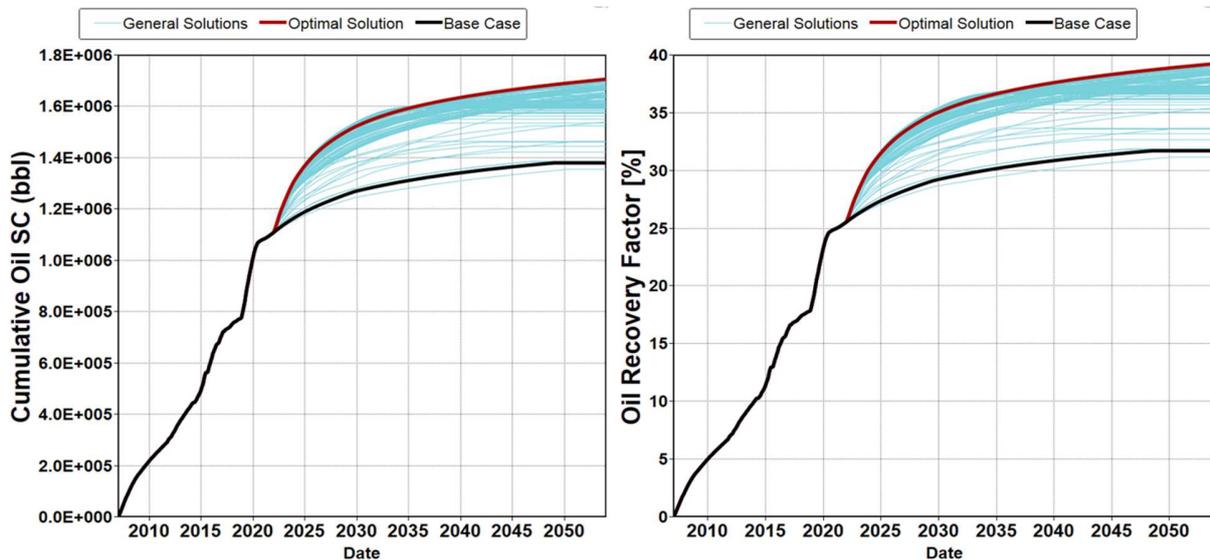
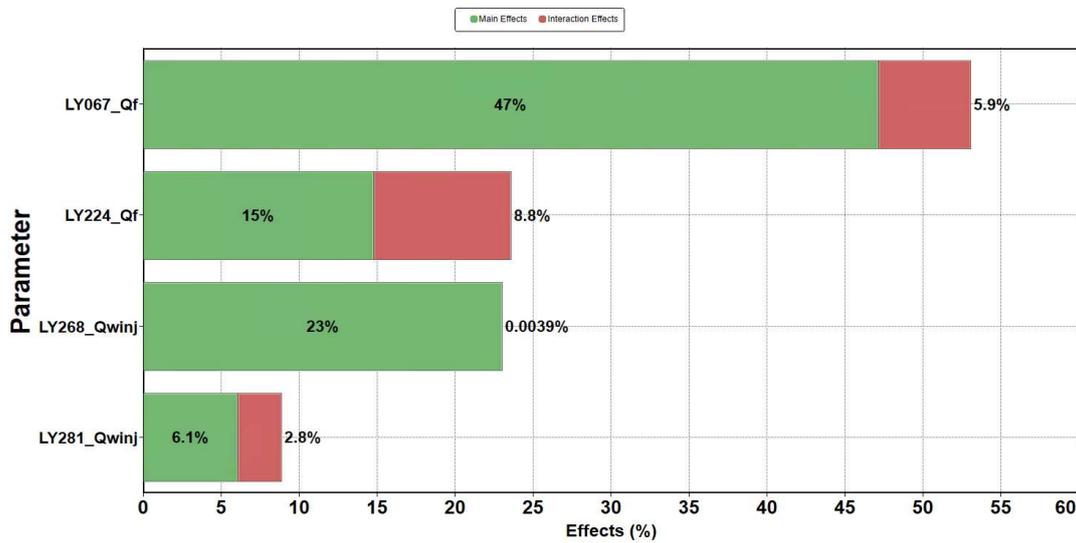


Figura 23.

Análisis de sensibilidad de las variables operacionales sobre el factor de recobro del canal.



Nota: la variable Qf representa la tasa de fluidos de los pozos productores y la variable Qwinj representa la tasa de inyección de los pozos inyectoros.

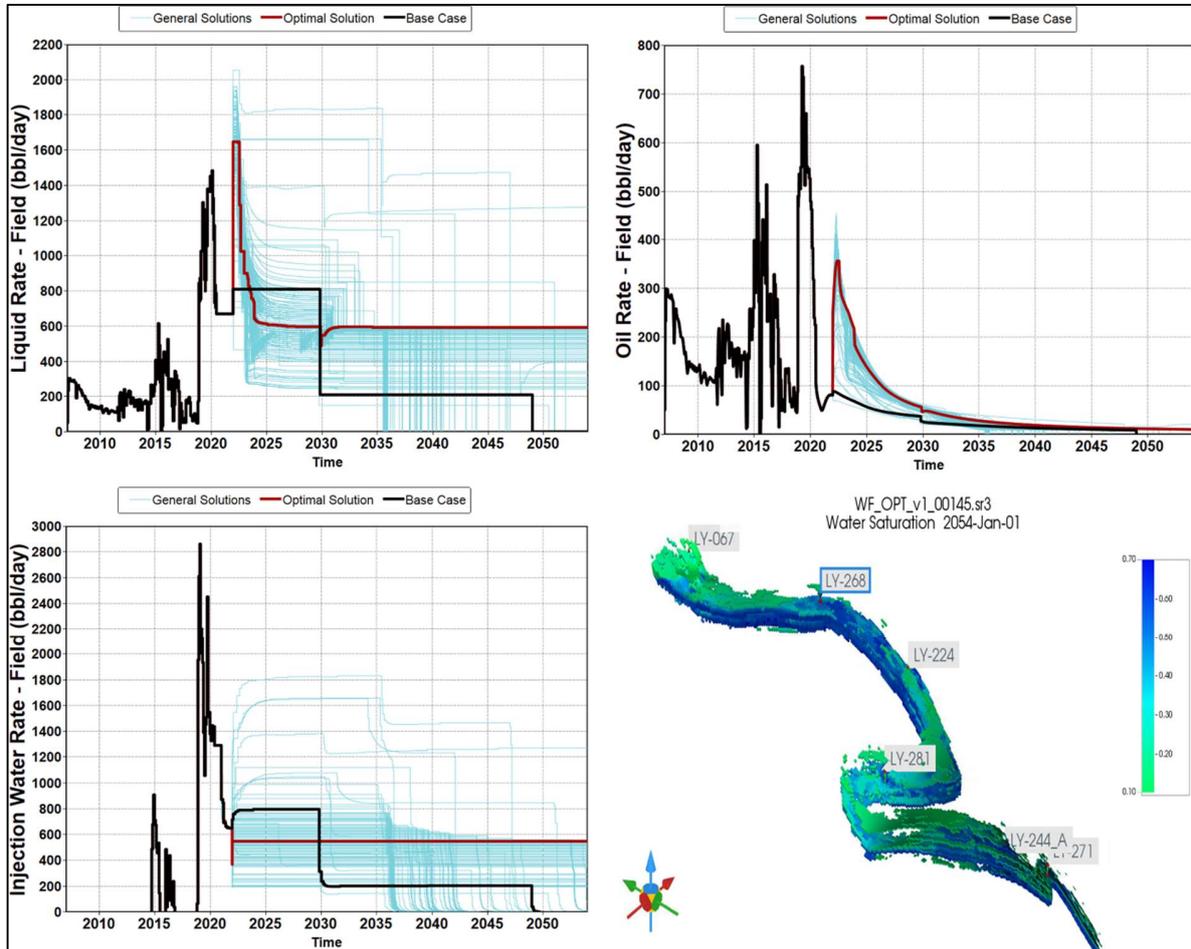
En la Figura 24 se muestran los resultados de los diferentes casos corridos y representado el caso óptimo de inyección de agua como una línea roja, el cual obtuvo una saturación de aceite remanente promedio al final del proceso de ~57%.

En términos generales, la recomendación para lograr el caso óptimo por inyección de agua de acuerdo con la simulación es incrementar la tasa de producción del campo y mantener la tasa de inyección cercana a los 600 bwpd; logrando un pico de producción de aceite de 350 bopd en el primer año de la optimización (2021) y un incremental de producción de aceite por un periodo de 10 años, comparado con el caso base.

Del mapa de distribución de saturaciones, es importante resaltar que las zonas identificadas con bajas saturaciones de agua (áreas verdes) corresponden a aquellos volúmenes porosos que no están conectados con los pozos inyectoros debido a la heterogeneidad del yacimiento y por lo tanto no presentan cambios en la saturación de aceite inicial. La optimización para contactar estas áreas no serán objetos en este estudio, ya que requieren de otras técnicas para ser recuperadas (adición de cañoneos, por ejemplo).

Figura 24.

Resultados de simulación del caso óptimo de inyección de agua– Canal LY-067.



#### 4. Evaluación del Recobro Químico Álcali-Surfactante-Polímero (ASP)

Con el objetivo de maximizar el recobro de aceite actual del campo, se iniciaron estudios para encontrar tecnologías disponibles en el mercado que ayudaran lograrlo. En el año 2013, se

realizó un *screening* para identificar los métodos de recobro mejorado que permitieran incrementar el factor del recobro y aplicaran a las condiciones de yacimiento y fluido de la unidad C5, del campo Caño Limón. Como resultado de ese estudio, fue seleccionada la inyección de Alkali-Surfactante-Polímero (ASP) como método de recobro mejorado y se adelantaron las pruebas de laboratorio para encontrar la formulación que alcanzara el máximo recobro a través de la sinergia de los tres componentes dentro de la formación.

La siguiente etapa y objeto de este capítulo fue predecir mediante simulación numérica el recobro adicional a obtener por la implementación de la inyección de ASP en el canal de la LY-067, seleccionado como candidato para un futuro piloto en el campo. Para esto, se empleó el modelo de simulación numérica obtenido con el ajuste histórico y se actualizaron los componentes de los fluidos con la formulación de ASP, obtenida en las pruebas de laboratorio realizadas en los núcleos de LY-208.

Posteriormente se optimizó el diseño de la inyección de ASP, a través de sensibilidades de las concentraciones de los químicos y los volúmenes porosos a inyectar de acuerdo con los rangos estimados en laboratorio. También se sensibilizó los caudales de inyección y producción de los pozos del canal, como se realizó con el caso de la optimización de la inyección de agua. Finalmente se compararon los resultados obtenidos por inyección de ASP con los casos por inyección de agua y se evaluaron los incrementales de reservas a obtener por la aplicación del método de recobro químico por inyección de ASP en el canal del LY-067.

#### 4.1 Descripción de los mecanismos de recobro involucrados en un proceso de ASP

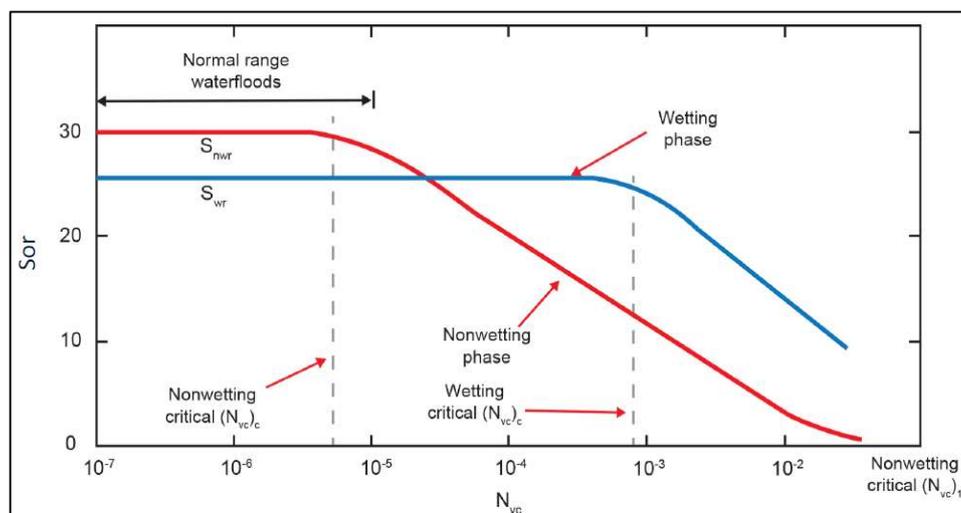
Con el recobro químico por ASP se busca incrementar la eficiencia de barrido y la reducción de la saturación de aceite residual después de un proceso de inyección de agua para maximizar el recobro de aceite total del campo.

Sheng (2010) resume los cinco principales mecanismos de desplazamiento envueltos en un proceso de ASP:

a) Aumento del efecto del número capilar ( $N_c$ ) para reducir la saturación de aceite residual (Figura 25). Al ser el número capilar definido como la relación entre las fuerzas viscosas y las fuerzas capilares y dado por la ecuación  $N_c = (\mu * \text{velocidad intersticial}) / \text{IFT}$ , se infiere que con la disminución de las tensiones interfaciales (IFT) se logra incrementar el  $N_c$  y por ende disminuir la saturación de aceite residual ( $S_{or}$ ).

#### Figura 25.

Esquema de la curva de desaturación capilar - CDC.

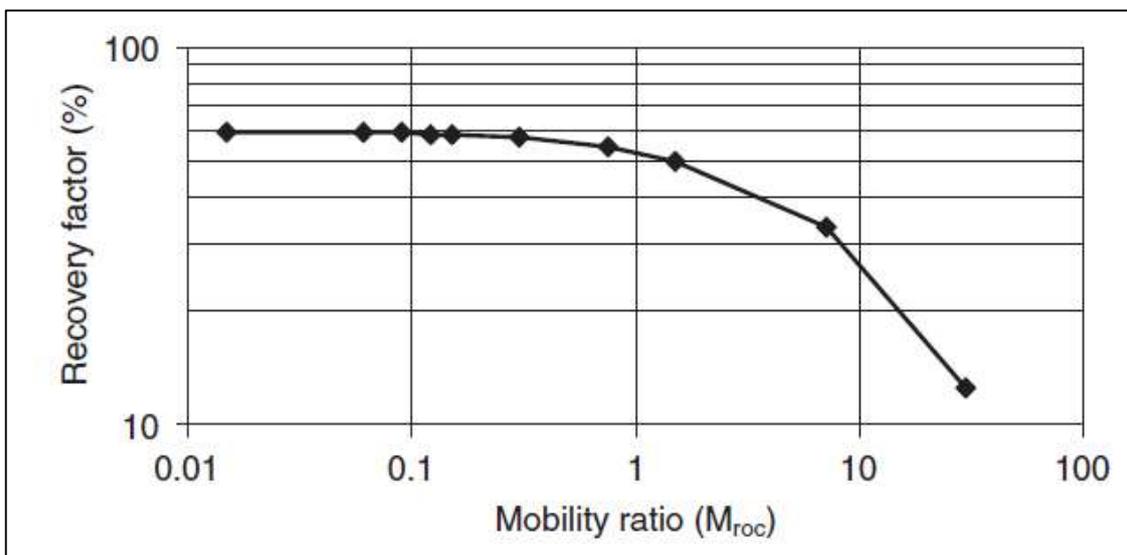


Nota. Tomado de "Enhanced oil recovery", por Lake, 1989, P. 70

b) Mejora de la eficiencia de barrido macroscópico debido a la disminución de la relación de movilidades del aceite-agua lograda por el polímero (Figura 26).

**Figura 26.**

*Factor de recobro en función de las relaciones de movilidad para un modelo homogéneo ( $S_{wi}=0.5$ ).*

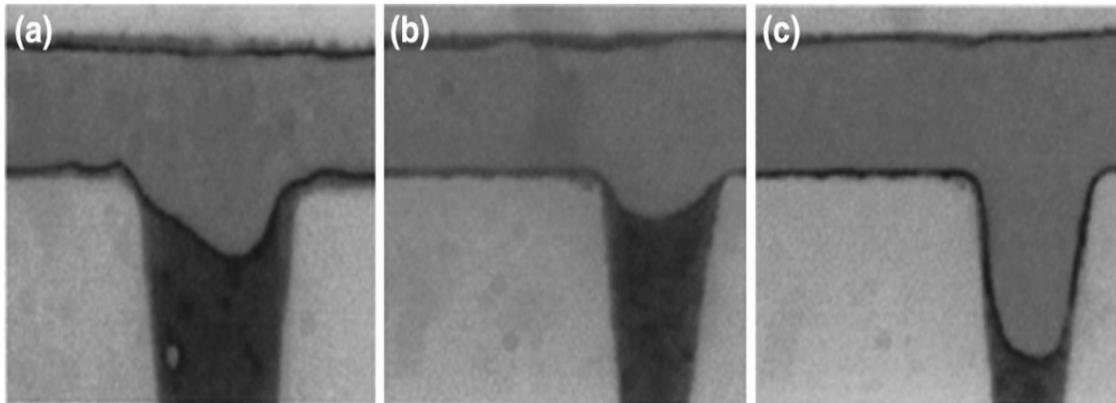


*Nota.* Tomado de “Modern Chemical Enhanced Oil Recovery”, por Sheng, 2010, Gulf Professional Publisher, p. 94

c) Incremento de la eficiencia de barrido microscópico y eficiencia de desplazamiento como resultado de la propiedad viscoelástica del polímero. El aceite de los callejones sin salida (entrampado) es extraído y la película de aceite de las paredes de los poros se “desprende” debido al alto gradiente de velocidad generado por el polímero (Figura 27).

**Figura 27.**

Esquema del aceite atrapado en callejones sin salida (dead ends) después de un proceso de inyección de agua (a), glicerina (b) y polímero (c).



*Nota.* Tomado de “Oil displacement mechanisms of viscoelastic polymers in enhanced oil recovery (EOR): a review”, por Wei et al., 2014, *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 4(2). p. 117

d) Efecto de la emulsificación, arrastre y atrapamiento de gotitas de aceite debido a los efectos del surfactante y el álcali. Sheng (2010) menciona que los efectos más importantes que ocurren son la emulsificación alcalina y la generación de surfactante en sitio; esto es debido a la reacción con álcali con el petróleo, el cual está marcado por el número ácido total del crudo (TAN). Esta mezcla formada con IFT ultrabajo, moviliza el petróleo a través de una microemulsión estable Winsor tipo III (Figura 28) y lo mueve a través de los espacios porosos del yacimiento como lo muestra la Figura 29.

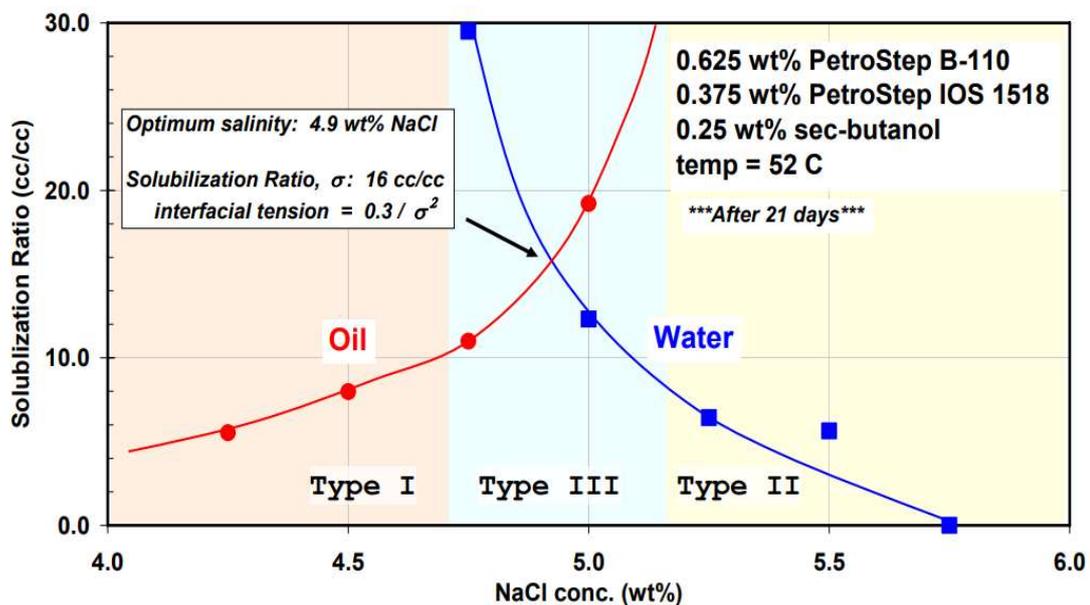


Un efecto adicional de la interacción del surfactante y el álcali, es que el rango de salinidad óptima para obtener un IFT ultrabajo sea más amplio, debido al sinergismo con el surfactante generado in situ.

En los procesos por ASP encontrar la salinidad óptima juega un papel importante en el diseño de la formulación, dado que influye en la relación de la solubilidad del surfactante inyectado y por ende en la formación de las microemulsiones (ME) que se desean lograr (Figura 30). Igualmente influye en la concentración del polímero a usar para alcanzar la viscosidad deseada en el proceso, impactando la economía del proyecto.

**Figura 30.**

*Ejemplo de comportamiento de fases de la microemulsión y los rangos de salinidad requerido.*



*Nota.* Tomado de ‘Overview of chemical EOR. In *Casper EOR workshop*’, por Pope, 2007, The University of Texas at Austin Austin, TX.

Es importante mencionar que la presencia del álcali también repercute en la disminución de la adsorción del surfactante en la roca por el incremento del pH, disminuyendo las pérdidas e impactando de forma positiva los costos del proyecto. Para el caso del crudo de la unidad C5, este efecto es muy importante debido a que el número ácido total del crudo es muy bajo ( $TAN < 0.1$  mg KOH/g) y, por lo tanto, no se espera que el efecto de crear surfactante en sitio sea alto, pero sí que se reduzca la adsorción del surfactante en la roca.

e) Como último mecanismo, Sheng (2010) reporta una mejora en la eficiencia de barrido por emulsiones. La formación de emulsiones estables a nivel macro se vuelven móviles y más adelante pueden quedar atrapadas en algunos poros aguas abajo bloqueando y desviando el flujo hacia nuevas áreas del yacimiento.

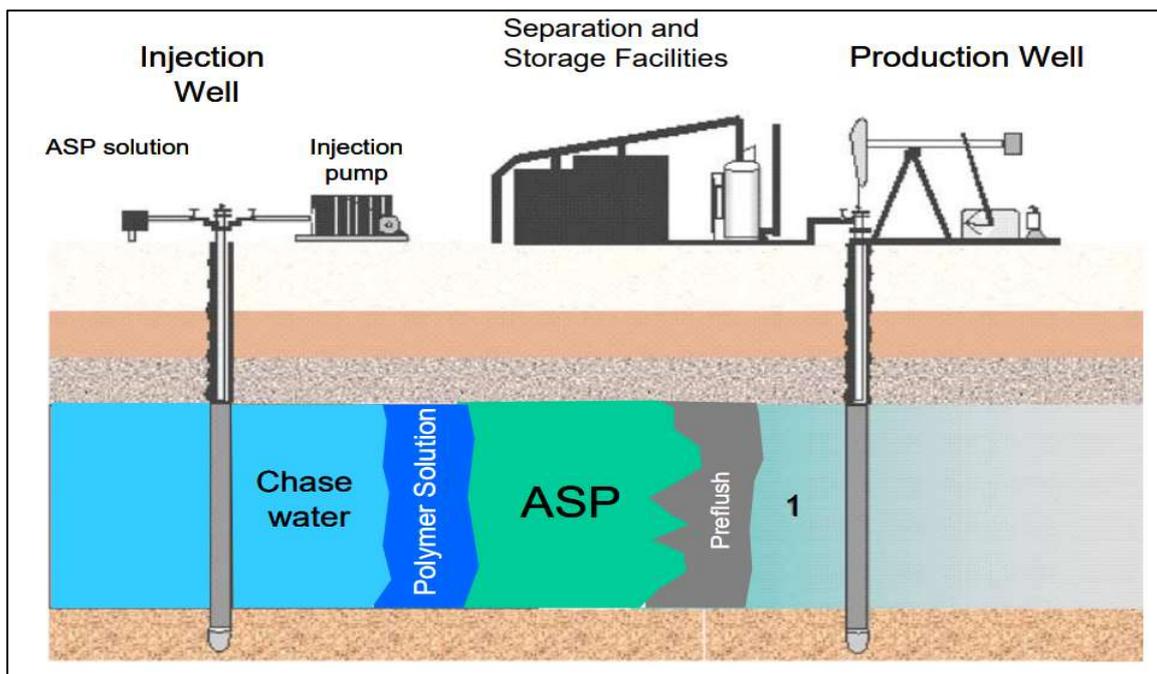
La Figura 31 muestra un esquema de las etapas típicas ejecutadas durante un proceso de inyección de ASP y las cuales serán incluidas en los diseños de este estudio:

- La primera etapa inicia con un preflujo de salmuera con polímero. Esto es para ajustar los gradientes de salinidad óptimos requeridos para el ASP, disminuir la adsorción del álcali y surfactante en la roca y mejorar la eficiencia de desplazamiento.
- En la segunda etapa se inyecta el tapón de ASP con la formulación determinada en laboratorio.
- El esquema finaliza con un tapón de polímero que actúa como colchón entre el tratamiento químico principal (ASP) y el agua de inyección, previniendo cambiar abruptamente la salinidad y ayudando a mitigar el efecto de digitalización que se podría presentar al ser la viscosidad del agua más baja que el tapón de ASP en la formación.

La combinación de estos mecanismos de recobro durante un proceso de inyección de Álcali-Polímero-Surfactante ha representado incrementos de aceite mayores al 20% en diferentes estudios (Cheng et al, 2008).

**Figura 31.**

*Diseño típico de un proceso de recobro por ASP.*



*Nota.* Tomado de “An optimization methodology of alkaline–surfactant–polymer flooding processes using field scale numerical simulation and multiple surrogates”, por Zerpa et al., 2004, *Journal of Petroleum Science and Engineering*.

#### ***4.1.1 Pruebas de laboratorio y diseños empleados en la simulación de recobro por ASP***

Con el objetivo de encontrar el diseño de inyección adecuado para lograr la sinergia de la mezcla del Álcali-Surfactante-Polímero (ASP) con las propiedades de la roca y fluido de la unidad C5 del campo Caño Limón, se adelantaron diferentes pruebas de laboratorio en el año 2013 con la Universidad de Texas (UT). En estas pruebas iniciales se establecieron los químicos a emplear y se llevaron a cabo dos pruebas posteriores en el año 2017, con los laboratorios de Ultimate EOR Services (UEORS). Con este laboratorio se buscaba optimizar la formulación inicial en función de disminuir los costos y empleando los químicos que ya se habían adquirido previamente para una prueba en campo (Ultimate EOR Services LLC, 2017).

**4.1.1.1 Pruebas de fluidos.** Las formulaciones de la mezcla de álcali-polímero-surfactante, empleadas en las pruebas de desplazamiento (*coreflooding*), fueron determinadas a través de las siguientes pruebas de laboratorio:

- Prueba de comportamiento de fases del surfactante con los fluidos de formación.
- Pruebas de viscosidad mínima requerida para control de movilidad y sensibilidad de la viscosidad a diferentes concentraciones del polímero y salinidades.
- Prueba de estabilidad termal del polímero en el tiempo. Esta prueba indica el tiempo de degradación del polímero en el yacimiento, perdiendo sus propiedades viscosas.

A continuación, se detallan las pruebas realizadas con los fluidos y las curvas obtenidas, cuyos resultados fueron ingresados en la simulación con el modelamiento de fluidos de cada uno de los componentes del proceso de recobro por ASP.

- a) **Prueba de comportamiento de fases.** Esta prueba permite estimar la salinidad óptima requerida para alcanzar la tensión interfacial mínima (IFT), que garantizara la formación de microemulsiones estables deseables en el proceso (Winsor tipo III). De esta prueba se obtiene la curva de tensión interfacial en función de la salinidad, la cual es ingresada en el simulador con las propiedades del surfactante.

Ultimate EOR Services LLC (2017) detalla que la prueba se realiza mezclando el aceite con una solución acuosa, que consistía en surfactante y salmuera, en diferentes rangos de salinidades. Para evitar la evaporación, los componentes se sellan dentro de una pipeta de vidrio de 5 ml y las pipetas se mezclan bien y se equilibran a la temperatura del yacimiento. Las pipetas se observan inicialmente visualmente usando la prueba de emulsión (inclinación) y luego cuantitativamente usando los volúmenes de fase observados después de que las muestras se hayan equilibrado. La relación de solubilización ( $\sigma$ ) se mide cuantitativamente mediante cambios en los niveles de interfase después de que se forma una microemulsión.

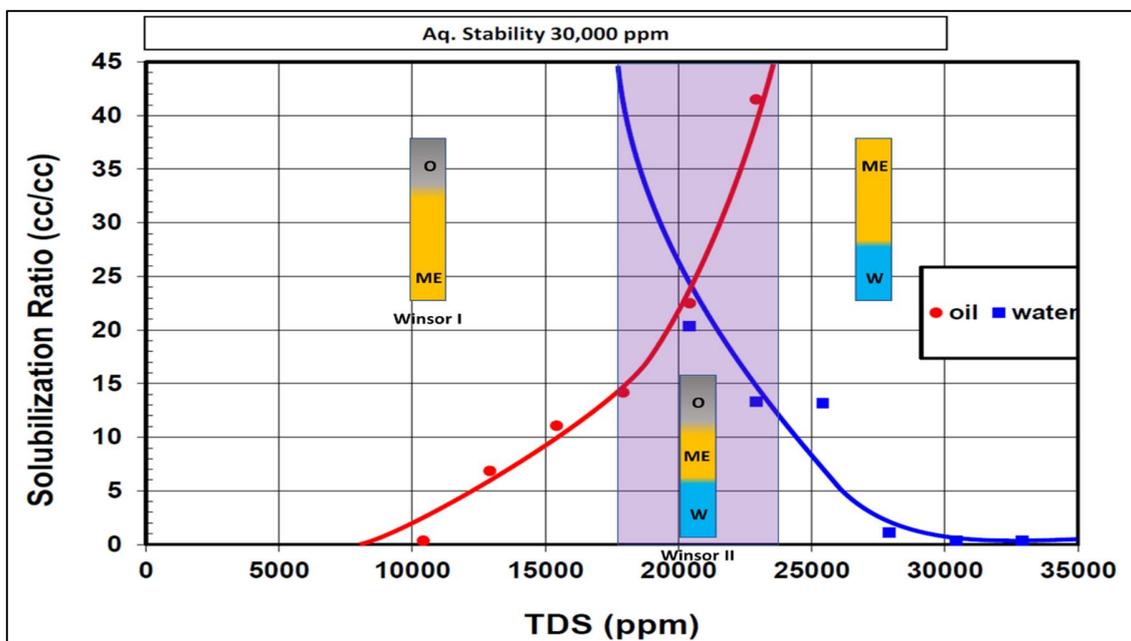
La relación de solubilización para aceite (agua) es definida por Sheng (2010), como la relación entre el volumen de aceite (agua) solubilizado y el volumen de surfactante en la fase de microemulsión a diferentes salinidades. La relación de solubilización está estrechamente relacionada con la IFT, según lo formulado por Huh en 1979. Cuando la relación de solubilización del aceite es igual a la del agua, el IFT alcanza su valor mínimo y se considera la microemulsión estable.

Para el caso de la mezcla de los fluidos de formación del C5 con los surfactantes seleccionados, se estimó un rango de salinidad óptima entre 17,000 – 24,000 ppm con el cual se ajustó la salinidad del bache de ASP (Figura 34). La prueba fue realizada a diferentes porcentajes de aceite, obteniéndose los mismos rangos de salinidad óptima. Las formulación ASP de UEORS

incluyó la adición de un cosolvente para alcanzar tiempos de equilibrio más rápidos, menores viscosidades de la microemulsión, prevenir la formación de macroemulsiones viscosas y crear transiciones de fase más suaves.

**Figura 32.**

*Comportamiento de fase de las relaciones de solubilización para 0.5% de surfactante, 0.5% de cosolvente y 30% de aceite del C5 a 100 °C.*



*Nota.* TDS hace referencia a la salinidad dada por el alkali. Modificado de “Cravo Norte Reservoir Chemical EOR Study Report”, por UEOR, 2017.

Posteriormente, Las curvas de tensión interfacial fueron estimadas empleando la ecuación formulada por Huh en 1979 (Ecuación 2), la cual define la relación teórica entre la tasa de solubilización estimada en las pruebas de laboratorio (Figura 34) y la tensión interfacial. Donde C

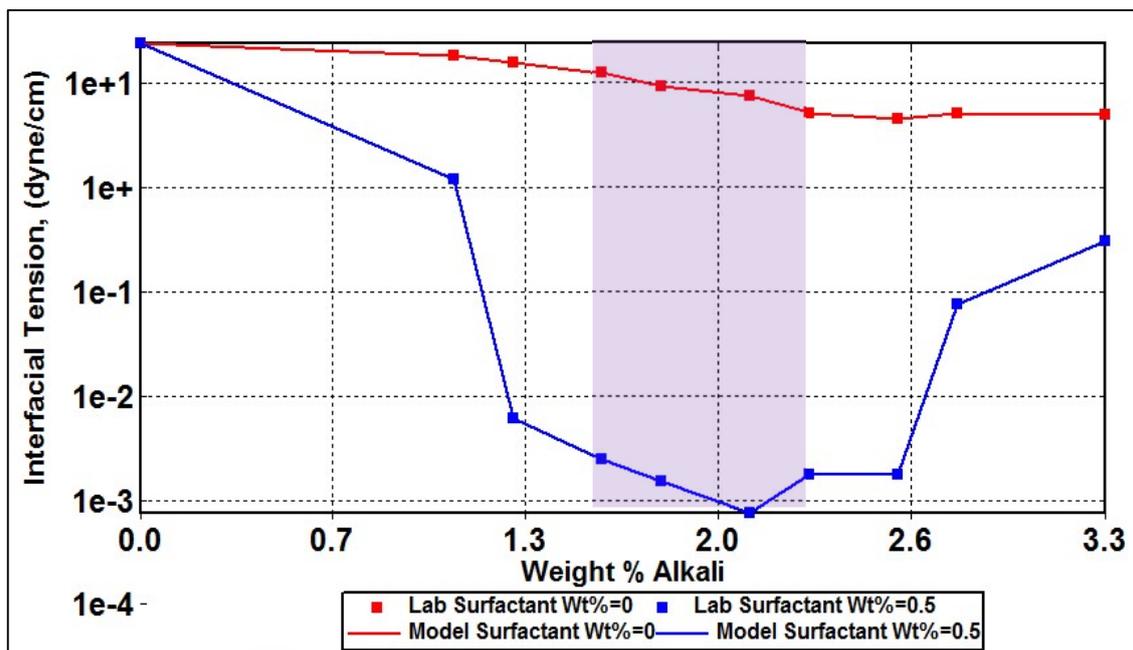
es una constante con valor de  $\sim 0.3$  y  $(V_i/V_s)$  es la relación de solubilización del aceite y del agua a diferentes salinidades.

$$IFT = \frac{c}{\left(\frac{V_i}{V_s}\right)^2} \quad (2)$$

A partir de esta relación se construyó la curva de IFT en función de la salinidad y esta fue la empleada en el modelo de simulación, para reflejar los cambios de la tensión interfacial en el yacimiento (Figura 33).

**Figura 33.**

*Curva de tensión interfacial obtenida en función de la concentración de álcali para la unidad C5.*



- b) **Viscosidad del polímero.** La viscosidad del polímero requerida para procesos de recubro químico, está determinada por la movilidad de los fluidos que están siendo

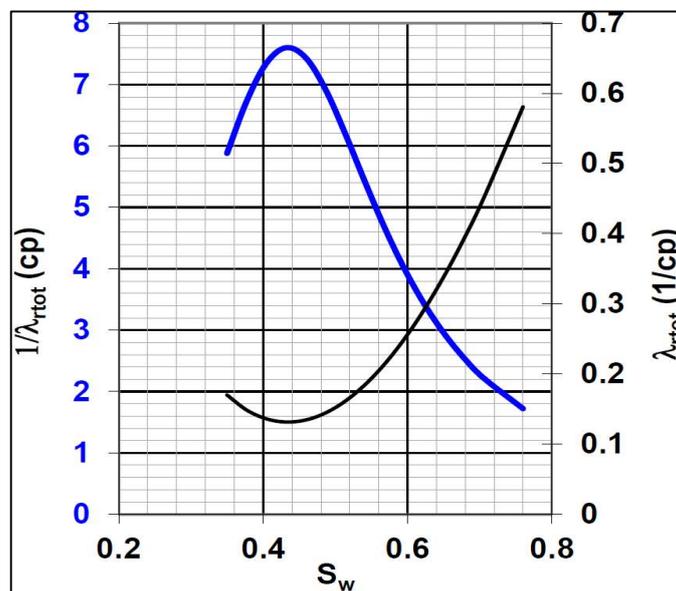
desplazados. La concentración del polímero debe ajustarse para cumplir con esa viscosidad teniendo en cuenta los efectos de la temperatura, la velocidad de corte, la salinidad y la hidrólisis entre otros durante el proceso.

Con el empleo de las curvas de permeabilidad relativa y las viscosidades del agua y del aceite se estimó la curva de movilidad en función de la saturación de agua, dado por la ecuación 1, y la viscosidad requerida para el proceso fue determinada como el inverso de la movilidad total (Figura 34).

$$\lambda_{rtotal} = \frac{K_{rw}}{\mu_w} + \frac{K_{ro}}{\mu_o} \quad (1)$$

**Figura 34.**

*Curva de movilidad total generada para la prueba CN-01R.*



*Nota.* Tomado de “Cravo Norte Reservoir Chemical EOR Study Report”, por UEORS, 2017.

De acuerdo a la Figura 34, la mínima viscosidad requerida para el polímero fue estimado en 7.5 cp. Sin embargo, la viscosidad de la microemulsión fue estimada en 15 cp y por lo tanto fue la recomendada en el proceso ASP para asegurar un desplazamiento estable de todas las fases (Ultimate EOR Services LLC, 2017).

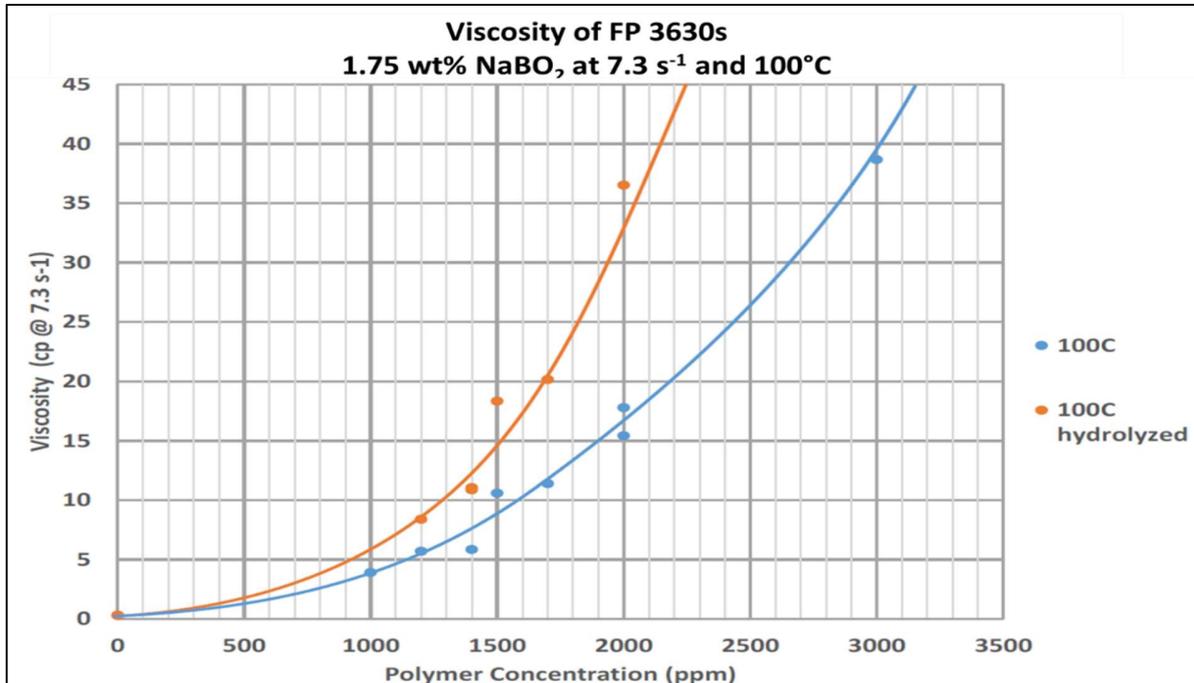
El siguiente paso fue determinar la sensibilidad de la viscosidad a diferentes concentraciones de polímero y a las salinidades recomendadas para el proceso. El polímero elegido previamente fue el Flopaam FP3630s, una poliacrilamida hidrolizada (HPAM) de la compañía SNF, con un peso molecular aproximado de 18.000 lb/lbmole y con la cual se realizaron las pruebas de laboratorio.

Las pruebas de sensibilidad de viscosidad realizadas fueron empleando el FP3630s a una tasa de corte (*shear rate*) constante de  $7.3\text{S}^{-1}$ , salinidades de 1.75% y 0.25% wt de alcali y a las temperaturas de 30°C y 50 °C. La medición a la temperatura de formación de ~100°C fue estimada por interpolación de las temperaturas anteriores, dada las limitaciones de hacer mediciones más altas en el reómetro.

La Figura 35 muestra los resultados de la prueba de viscosidad a diferentes concentraciones de polímero y una salinidad de 1.75% wt (17500 ppm). De acuerdo a esta curva, la concentración de polímero hidrolizado necesaria para alcanzar la viscosidad óptima de 15 cp durante el bache de ASP es de aproximadamente 1500 ppm.

**Figura 35.**

Viscosidad FP3630 a diferentes concentraciones de polímero y 1.75 wt% de álcali.

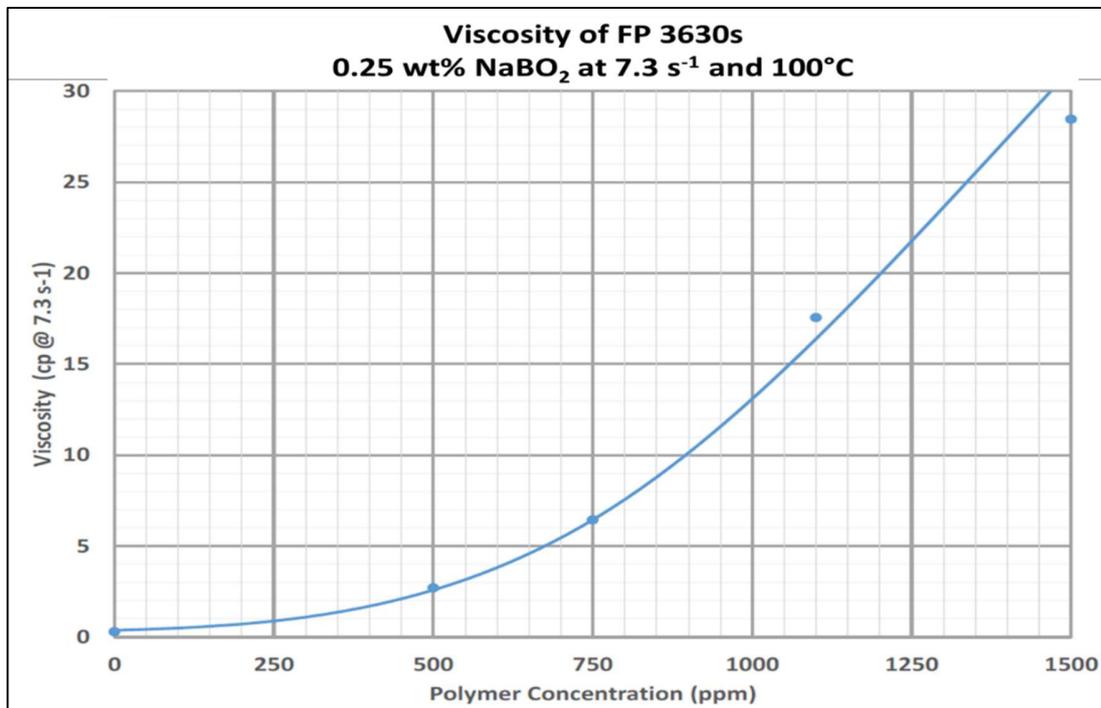


*Nota.* Tomado de “Cravo Norte Reservoir Chemical EOR Study Report”, por UEORS, 2017.

Para el bache de polímero a emplear como post-flujo del tapón de ASP, se realizó una prueba de viscosidad a menor salinidad según el diseño del tratamiento. Los resultados de la curva de la Figura 36 muestran que una concentración de ~1100 ppm de polímero es suficiente para alcanzar la viscosidad de ~15 cp (~1100 ppm) a una salinidad de 0.25%wt. Para esta condición, como el efecto de la hidrolisis en la viscosidad del polímero es muy pequeña, no se realizó la curva con el polímero hidrolizado (Ultimate EOR Services LLC, 2017).

**Figura 36.**

*Viscosidad FP3630 a diferentes concentraciones de polímero y 0.25 wt% de álcali.*



*Nota.* Tomado de “Cravo Norte Reservoir Chemical EOR Study Report”, por UEORS, 2017.

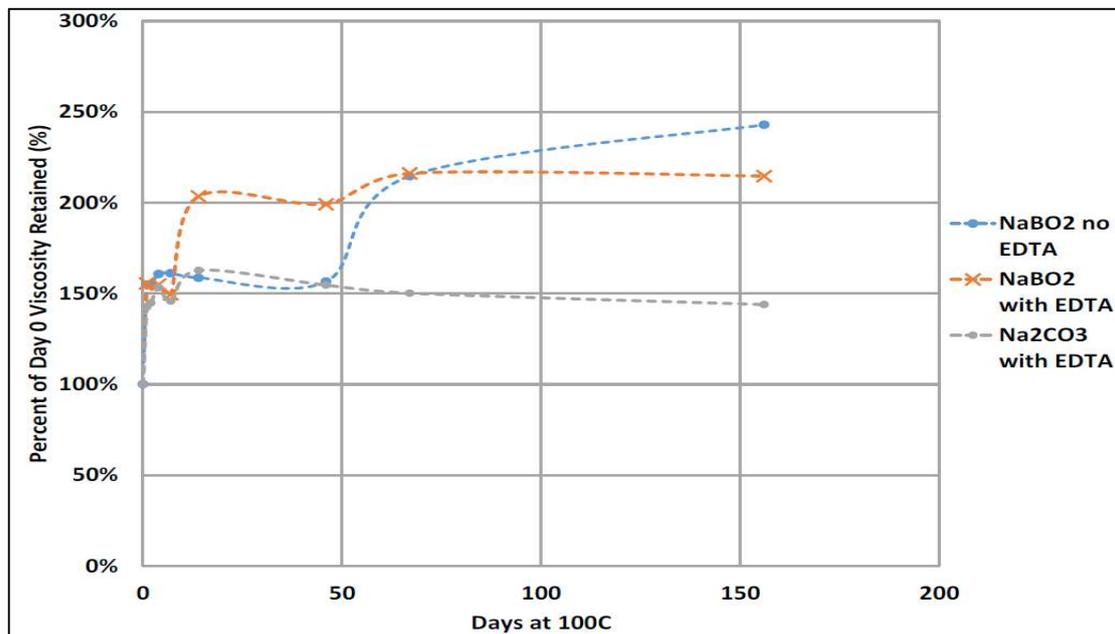
- c) **Estabilidad termal del polímero.** La prueba fue realizada a la temperatura de 100°C para determinar la estabilidad del polímero a la temperatura de formación. Las muestras fueron preparadas con una concentración de polímero de 1000 ppm y 20,000 ppm de salinidad; posteriormente fueron desoxigenadas y almacenadas a 100 °C..

La Figura 37 muestra los cambios en la viscosidad, medidos durante un periodo de tiempo de 5 meses. La viscosidad aumento inicialmente a medida que el polímero se hidrolizaba a un pH elevado. Después de dos días, la viscosidad se estabilizo y se mantuvo incluso por encima de la

inicial. Se concluye que el FP3630s es estable para estas condiciones de salinidad y temperatura siempre y cuando no este expuesto al oxígeno (Ultimate EOR Services LLC, 2017).

**Figura 37.**

*Prueba de retención de viscosidad para FP3630 desoxigenado @ 100 ° C.*



*Nota.* Tomado de “Chemical EOR Study for Cravo Norte Reservoir - ASP Coreflood Optimization using Sodium Carbonate”, por UEORS, 2017.

**4.1.1.2 Pruebas de desplazamiento.** Se realizaron en total tres pruebas de desplazamiento sobre núcleos de la unidad C5: una prueba inicial con los laboratorios de la Universidad de Texas y dos pruebas posteriores con los laboratorios de UEORS. De los resultados de las de pruebas para los diferentes diseños de inyección de ASP, se obtuvo que las saturaciones de aceite residual después de la inyección de agua pasaron de 23-27% (Sorw) a rangos de 1-7% (Sor<sub>c</sub>), después de la inyección del tratamiento químico. A pesar de que el mayor incremento de recobro de aceite se

obtuvo con la formulación de la Universidad de Texas (+95%), el uso de una mayor cantidad de químicos repercutió de forma negativa en la evaluación económica preliminar del proyecto. Es por esta razón que la optimización del diseño obtenida con UEORS fue la elegida para futuros pilotos e implementaciones en el campo, ya que logró reducir hasta en un 50% las concentraciones de químicos a emplear; con igualmente una importante recuperación de aceite incremental teórico del rango de +73-87% (Figura 38).

### Figura 38.

*Resumen de resultados de las pruebas de desplazamiento por inyección de ASP – Unidad C5.*

| Coreflood                                      | CN-08R (UT)   | CN-01R (UEORS)   | CN-02R (UEORS)   |
|--|---|--|--|
| Rock Type                                      | Reservoir   | Reservoir  | Reservoir  |
| Core Details                                   | Depths:<br>7269.2'-7272.3'<br>Plug No.: 67,<br>65, 69, 71 | LY 208 Depths:<br>7248.9'-7250.8'<br>Plug No.: 31, 47, 33,<br>33(twin) | LY 208 Depths: 7248.9',<br>7249.5', 7258.9'<br>Plug No.: 47 (twin), 31 (t),<br>29(t), 29 |
| Pore volume [ml]                               | 81  | 86.3   | 93.4   |
| Porosity                                       | 0.25  | 0.30   | 0.30   |
| $k_{brine}$ [md]                               | 767   | 682  | 216  |
| $k_{ro}$                                       | 0.55  | 0.85   | 0.64   |
| $k_{rw}$                                       | 0.05  | 0.18   | 0.04 (est.)  |
| $S_{oi}$                                       | 0.38  | 0.65   | 0.49   |
| $S_{wr}$                                       | 0.62  | 0.35   | 0.51   |
| $S_{orw}$                                      | 0.23  | 0.24   | 0.27   |
| Oil Sample                                     | LY 179  | LY-224   | LY-67  |
| Residual Oil Recovery, % of $S_{orw}$          | 95%   | 81%  | 73%  |
| Remaining Oil Sat. after ASPASPflood $S_{orc}$ | 0.01  | 0.05   | 0.07   |
| Oil Breakthrough, PV                           | 0.25  | 0.56 (0.36 after slug)   | 0.27 (0.07 after slug)   |

Nota. La prueba CN-08R fue realizada con la Universidad de Texas y las pruebas CN-01R y CN-02R, fueron realizadas con el laboratorio de UEORS. Tomado de “Cravo Norte Reservoir Chemical EOR Study Report”, por UEORS, 2017.

Las optimizaciones de la formulación realizadas por UEORS se enfocaron en reducir la concentración del surfactante, que a su vez logro una reducción de la salinidad óptima, cambiando el gradiente de salinidad requerido para la inyección del ASP.

La incorporación del nuevo diseño del gradiente en el preflujo con cloruro de sodio (NaCl) permitió las siguientes ventajas en las pruebas CN-01R y CN-02R:

- Reducir la cantidad de álcali que podría ser retenido en la roca por el intercambio catiónico con esta.
- Disminuir la salinidad del tapón (slug) para alcanzar la salinidad óptima
- Reducir la concentración de polímero a usar. El polímero HPAM elegido exhibe mayores viscosidades a bajas salinidades y, por lo tanto, requiere menores concentraciones para alcanzar la viscosidad óptima del proceso.

El preflujo también incluye una pequeña concentración de polímero, permitiendo mejorar la eficiencia de barrido y reduciendo la adsorción del surfactante debido al efecto de “adsorción competitiva”, según lo mencionado por Sheng (2010).

El tapón de polímero incluido en las pruebas post-inyección de ASP, tiene como objetivo evitar o reducir al máximo la degradación del surfactante al entrar en contacto con el agua dulce de inyección cuando esta progresa en el yacimiento. Adicional, al ser el tapón de ASP más viscoso que el agua de inyección, y que en el frente se producen emulsiones (que aumentan la viscosidad), es imprescindible disponer de un fluido de viscosidad mayor para evitar inestabilidades de tipo digitación producidas por una relación desfavorable de las movilidades durante el desplazamiento.

Por último, la prueba CN-02R de UEORS realizo un cambio en el álcali a emplear, dado que el carbonato de sodio ( $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ) cuesta hasta 6 veces menos que el del metaborato de sodio ( $\text{NaBO}_2$ ) que había sido elegido inicialmente.

La Figura 39 resume los diseños y formulaciones empleados para las diferentes pruebas de desplazamiento llevadas a cabo en la unidad C5.

**Figura 39.**

*Resumen de los diseños para las tres pruebas de desplazamiento realizadas en C5.*

| <i>Prueba</i>                 |                                 | <b>CN-08 (UT)</b>  | <b>CN-01R (UEORS)</b>  | <b>CN-02R (UEORS)</b>  |
|-------------------------------|---------------------------------|--|--|--|
| <b>Preflujo</b>               | <b>Volumen Poroso Inyectado</b> |  | 0.2 PV   | 0.2 PV   |
|                               | <b>Salinidad total</b>          |  | 22,932 ppm   | 22.932 ppm   |
|                               | <b>Salmuera base</b>            |  | 432 ppm  | 432 ppm  |
|                               | <b>Sal/aditivos</b>             |  | 2.0% NaCl<br>(0.25% Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> )  | 2.0% NaCl<br>(0.25% Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> )  |
|                               | <b>pH</b>                       |  | 5,8  | 5,8  |
|                               | <b>Concentración Polimero</b>   |  | 250 ppm FP3630S  | 250 ppm FP3630S  |
|                               | <b>Viscosidad</b>               |  | 1.5 cp @ 7.3s <sup>-1</sup> , 100 °C   | 1.5 cp @ 7.3s <sup>-1</sup> , 100 °C   |
| <b>ASP</b>                    | <b>Volumen Poroso Inyectado</b> | 0.3 PV   | 0.3 PV   | 0.3 PV   |
|                               | <b>Salinidad total</b>          | 30,205 ppm   | 17, 932 ppm  | 17,932 ppm   |
|                               | <b>Salmuera base</b>            | 205 ppm SSCNPB   | 432 ppm SCNIB  | 432 ppm SCNIB  |
|                               | <b>Sal/aditivos</b>             | 3.0 wt% NaBO <sub>2</sub><br>1,000 ppm isoascorbate  | 1.75 wt% NaBO <sub>2</sub>   | 1.75 wt% Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>   |
|                               | <b>pH</b>                       | 10,7   | 10   | 10,7   |
|                               | <b>Concentración Polimero</b>   | 2,400 ppm FP3630S  | 1,500 PPM FP3630s  | 1,500 PPM FP3630s  |
|                               | <b>Surfactante [wt%]</b>        | 0.4% C <sub>18</sub> -45PO-30EO-COO <sup>-</sup><br>0.6% C <sub>19-28</sub> IOS<br>0.5% Phenol-2EO | 0.2% C <sub>18</sub> -45PO-30EO-COO <sup>-</sup><br>0.3% C <sub>19-28</sub> IOS<br>0.5% Phenol-2EO | 0.2% C <sub>18</sub> -45PO-30EO-COO <sup>-</sup><br>0.3% C <sub>19-28</sub> IOS<br>0.5% Phenol-2EO |
|                               | <b>Viscosidad</b>               | 20.6 cp @ 10s <sup>-1</sup> , 95 °C  | 16 CP @ 7.3s <sup>-1</sup> , 100 °C  | 16 CP @ 7.3s <sup>-1</sup> , 100 °C  |
|                               | <b>Tapón Polimero 1</b>         | <b>Volumen Poroso Inyectado</b>  | 0,2  | 2,0  |
| <b>Salinidad total</b>        |                                 | 15.205 ppm   | 2,932 ppm  | 2,932 ppm  |
| <b>Salmuera base</b>          |                                 | 205 ppm SSCNPB   | 432 ppm  | 432 ppm  |
| <b>Sal/aditivos</b>           |                                 | 2.5 wt% NaBO <sub>2</sub><br>1,000 ppm isoascorbate  | 0.25 wt% NaBO <sub>2</sub>   | 0.25 wt% Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>   |
| <b>pH</b>                     |                                 | 10,6   | 9,5  | 10   |
| <b>Concentración Polimero</b> |                                 | 2,400 ppm FP3630S  | 1,100 ppm FP3630S  | 1,100 ppm FP3630S  |
| <b>Viscosidad</b>             |                                 | 25 cp @ 10s <sup>-1</sup> , 95 °C  | 18 cp @ 7.3s <sup>-1</sup> , 100 °C  | 18 cp @ 7.3s <sup>-1</sup> , 100 °C  |
| <b>Tapón Polimero 2</b>       | <b>Volumen Poroso Inyectado</b> | ~1.5   |  |  |
|                               | <b>Salinidad total</b>          | 15.205 ppm   |  |  |
|                               | <b>Salmuera base</b>            | 205 ppm SSCNPB   |  |  |
|                               | <b>Sal/aditivos</b>             | 1.5 wt% NaBO <sub>2</sub><br>1,000 ppm isoascorbate  |  |  |
|                               | <b>pH</b>                       | 10,6   |  |  |
|                               | <b>Concentración Polimero</b>   | 2,500 ppm FP3630S  |  |  |
|                               | <b>Viscosidad</b>               | 26 cp @ 10s <sup>-1</sup> , 95 °C  |  |  |

Como se había mencionado anteriormente, el diseño empleado para implementar en futuros pilotos de recobro por ASP fue el recomendado por los laboratorios de Ultimate EOR Services (UEORS) y con el que se realizó el modelo de simulación por ASP.

#### **4.2 Predicción del recobro por ASP en el canal de LY-067**

La predicción del recobro a obtener por la implementación de un proceso de ASP en el canal de LY-067, se realizó mediante un modelo de simulación numérica. Con el modelo se integró los resultados de los diseños obtenidos en el laboratorio, la respuesta a la heterogeneidad a lo largo del yacimiento y las condiciones operativas de los pozos productores e inyectores existentes en el canal.

El modelo de simulación obtenido en la etapa del ajuste histórico de los datos de producción/inyección, descrito en el capítulo 3, fue empleado como base y se incorporaron los diseños y los componentes del ASP (álcali-surfactante-polímero) de acuerdo a los resultados obtenidos en las pruebas de laboratorio detallados anteriormente.

En la Tabla 5 se resumen los principales parámetros tenidos en cuenta para el modelamiento de la inyección de ASP y en la Tabla 6 se resumen las propiedades y los valores de adsorción de los químicos en la roca, incluidos en la simulación. La fecha de inicio del proceso se estableció como 1 de enero de 2022:

**Tabla 5.**

*Parámetros empleados para el modelamiento ASP en el simulador (STARS-CMG) – Canal C5.*

| Parámetros                      | Baches    |          |          |
|---------------------------------|-----------|----------|----------|
|                                 | Pre-flujo | ASP      | Polímero |
| Volumen poroso del canal        |           | 5.4 MBIs |          |
| Volúmenes porosos inyectados    | 0.2 PV    | 0.3 PV   | 2.0 PV   |
| Tiempo duración bache [días]    | 88        | 1300     | 8665     |
| Sal / aditivos                  | 2.0% NaCl | -        | -        |
| Salinidad [ppm]                 | 22,932    | 17,932   | 2,932    |
| Concentración Álcali [%wt]      | 0.25      | 1.75     | 0.25     |
| Concentración Surfactante [%wt] | -         | 0.5%     | -        |
| Concentración Polímero [ppm]    | 250       | 1,500    | 1,100    |

**Tabla 6.**

*Propiedades y valores de adsorción de los químicos en la roca empleados en el modelamiento.*

| Parámetros  | Valores       |    |
|---|---------------|----|
| Factor resistencia residual polímero (RRF)                | 4.0           |    |
| Viscosidad solución polimérica en función de la salinidad | Ver Figura 37 |    |
| IFT en función de la salinidad                            | Ver Figura 35 |    |
| Volúmenes porosos accesibles                              | 0.9           |    |
| Reducción Sorw (Sor <sub>c</sub> /Sor <sub>w</sub> )      | 0.5           |    |
| Coeficientes de adsorción [mg/100 gm-roca]:               | Álcali        | 40 |
|   | Surfactante   | 25 |
|   | Polímero      | 30 |

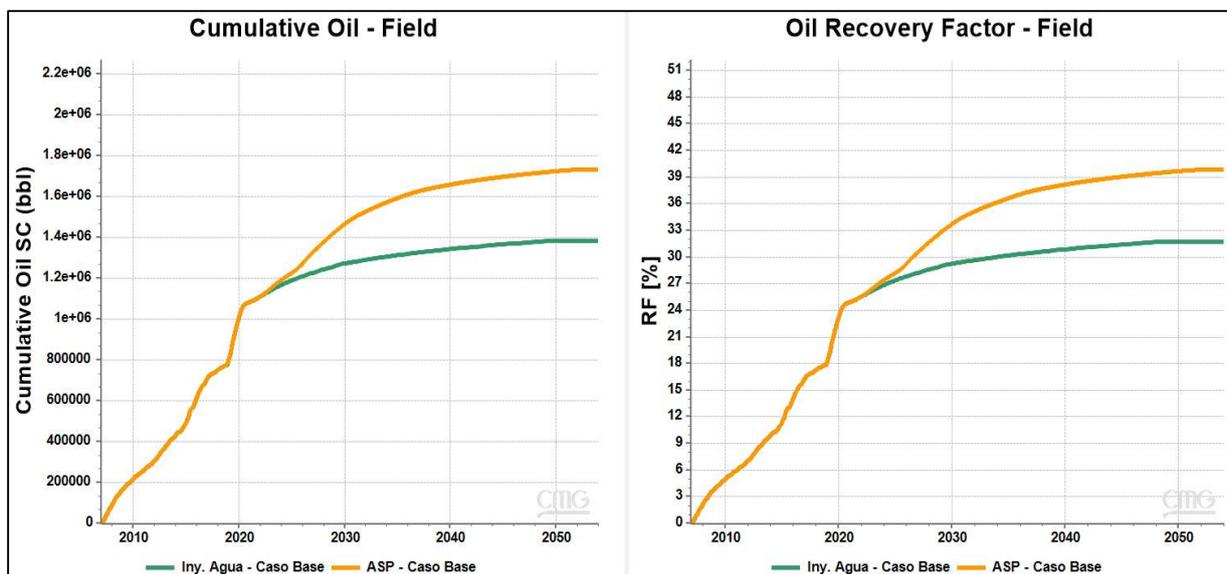
Para la predicción se mantuvo las restricciones operacionales definidas en el caso base de inyección de agua:

- Fecha máxima de simulación: enero de 2054 (similar al caso de la inyección de agua)
- Tasa de aceite mínima pozos productores: 10 bopd
- Máxima presión de inyección en fondo: ~4000 psia

Los resultados de la simulación numérica del recobro químico por ASP comparados con el caso base por inyección de agua son mostrados en la Figura 40. De la implementación del proceso, se obtiene un 25.6% de aceite incremental y un incremento de +8.1% en el factor de recobro por ASP.

**Figura 40.**

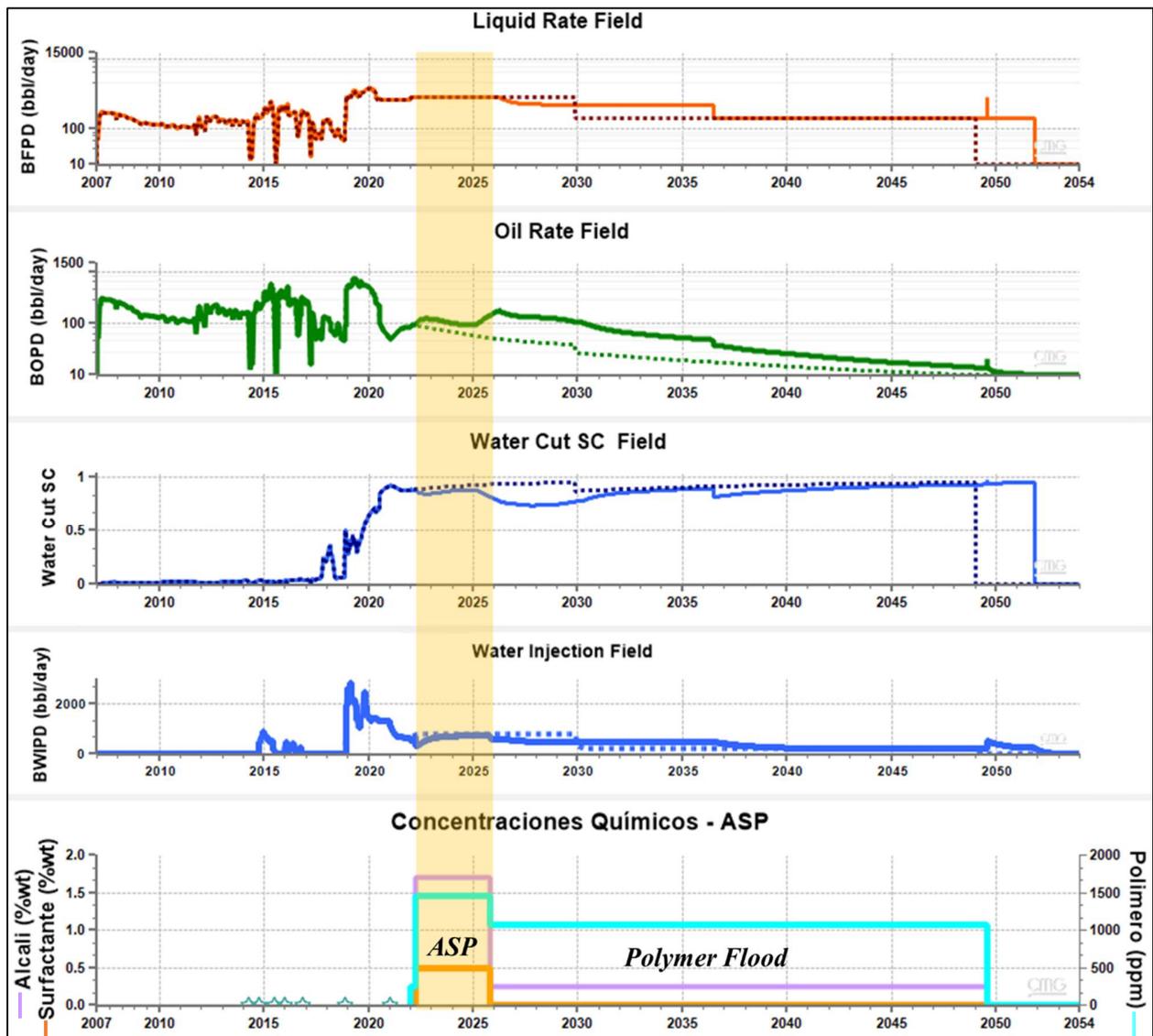
*Recobro de aceite por inyección de ASP vs inyección de agua - canal de LY-067.*



En cuanto a los resultados de producción (Figura 41), se observa una respuesta inmediata en el incremental de aceite con la inyección del bache de ASP y luego una segunda respuesta incremental con la inyección del bache de polímero. Esto es debido que a medida que avanza la mezcla de químicos dentro del yacimiento, se tiene una mayor área contactada por la eficiencia del proceso, logrando más zonas beneficiadas con el recobro químico. La respuesta en el corte de agua también es favorable porque se está desplazando más aceite hacia los pozos productores.

Figura 41.

Comparación resultados de producción e inyección: Recobro por ASP vs inyección de agua (línea punteada).

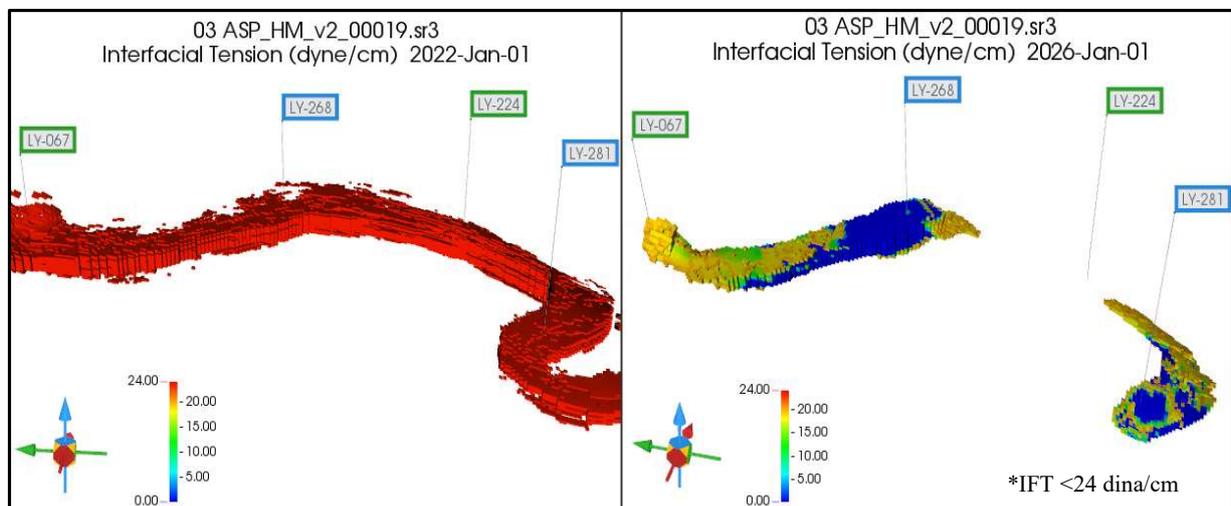


La Figura 42 muestra el proceso del avance del ASP en el yacimiento, monitoreado a través del cambio de las tensiones interfaciales en el momento que irrumpe en los pozos productores. Este cambio en la IFT es debido a la respuesta de la interacción del surfactante y el álcali con los

fluidos del yacimiento y se presume que se ha logrado la formación de las microemulsiones estables Windsor tipo III, el cual es una respuesta esperada de un proceso de ASP. También se observa que el avance de los químicos hacia el pozo productor LY-224 es más lenta y podría ser mejorado en la optimización.

**Figura 42.**

*Avance de la mezcla ASP en el yacimiento. Antes de iniciar el proceso (izq) y posterior (der).*



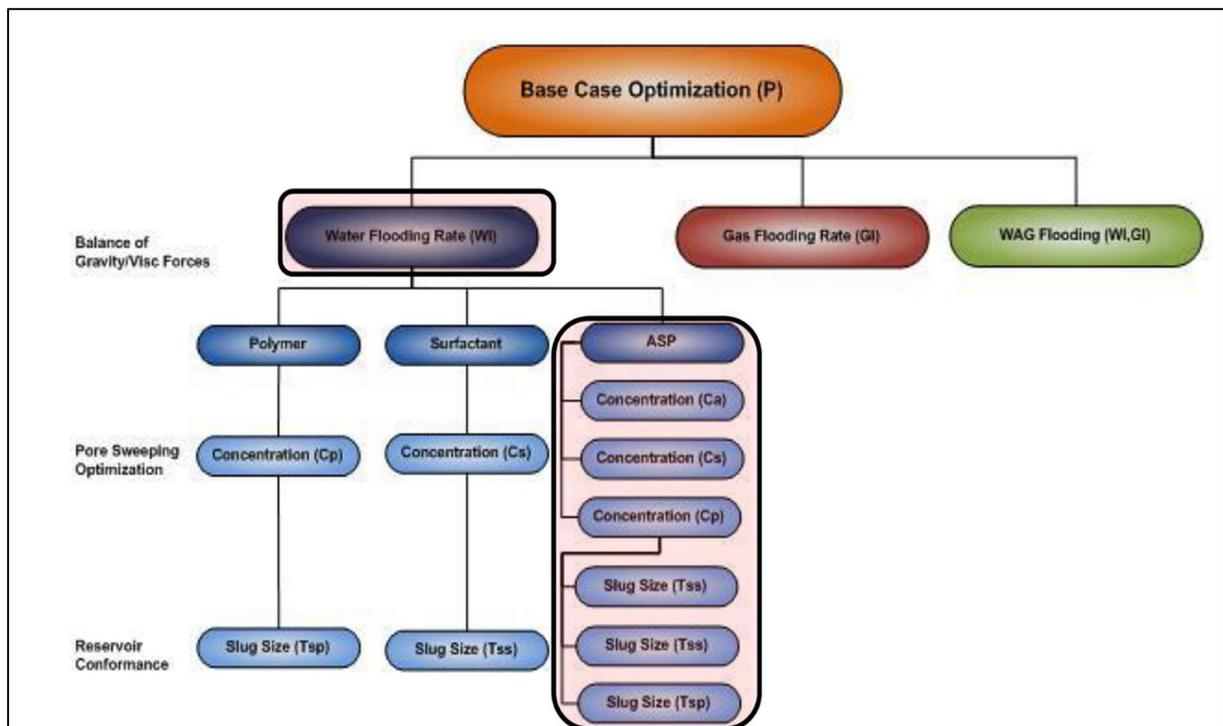
#### 4.3 Optimización del caso base de recobro químico

Una vez obtenido el caso base de inyección con ASP, se procede a realizar la optimización del proceso con el fin de maximizar el factor de recobro. Para esto se basó en el estudio realizado por Fadili et al. (2009), quienes propusieron un flujo de trabajo en el que los desplazamientos EOR se evalúan y clasifican usando un enfoque integral, buscando obtener una rentabilidad eficiente y oportuna en las primeras etapas del diseño de EOR. De esta forma, se incluye la evaluación de las concentraciones de los diferentes químicos a emplear, los tamaños de las lechadas o volúmenes

porosos a inyectar y posteriormente los controles de las tasas de inyección/producción de los pozos del sistema (Figura 43).

**Figura 43.**

*Flujo de trabajo de optimización de EOR químico según Fadili et al. (2009).*



*Nota.* Tomado de “Smart integrated chemical EOR simulation”, Fadili et al., 2009, International Petroleum Technology Conference, p. 9.

La generación de los casos de optimización de ASP, se realizó empleando el software CMOST de la empresa CMG Ltd. Con esta herramienta se sensibilizó de forma automática y en diferentes combinaciones los parámetros resaltados en la Figura 43, obteniendo diferentes diseños de inyección y permitiendo encontrar la solución óptima; que, en este caso, estaría enfocado en maximizar el factor de recobro.

La Figura 44 muestra los parámetros empleados para la optimización, tomando en cuenta los rangos de diseño encontrados en laboratorio. Es así como para el caso del álcali, los rangos de concentraciones estuvieron limitadas por el rango de la salinidad óptima encontradas en las pruebas de solubilización del surfactante, de tal forma, que se mantuviera en los rangos de IFT ultrabajo necesarios para lograr la formación de emulsiones Winsor tipo III.

**Figura 44.**

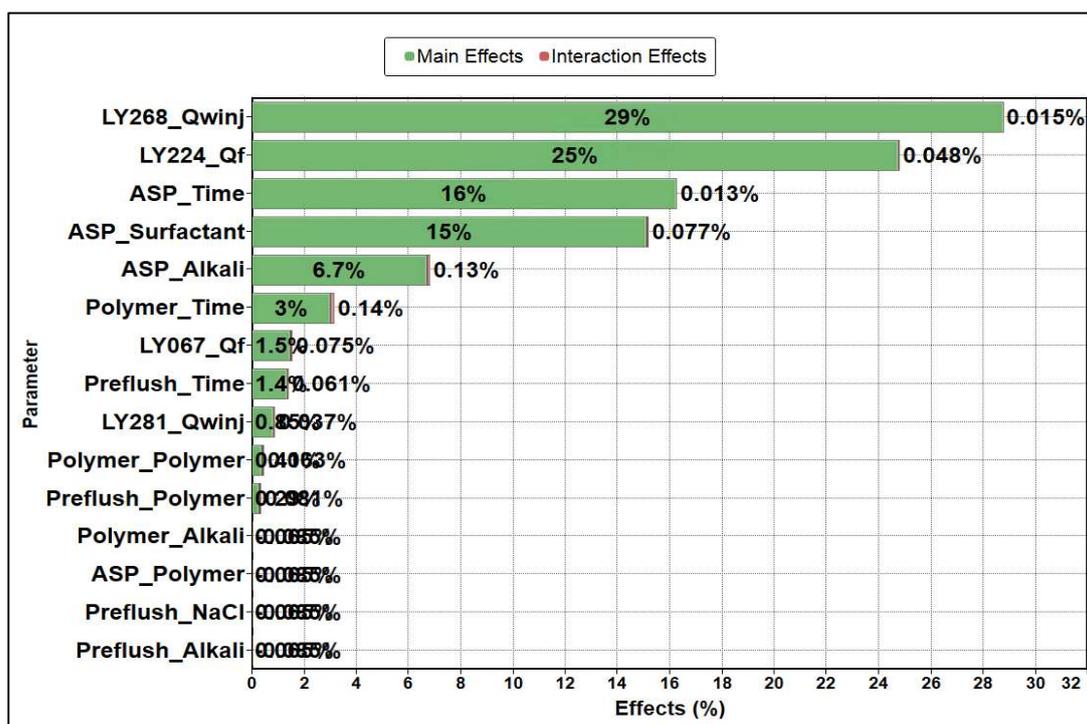
*Parámetros empleados en la optimización del caso base de ASP.*

|                      | Name | Comment          | Active                     | Default Value                       | Source |                  |
|----------------------|------|------------------|----------------------------|-------------------------------------|--------|------------------|
| <b>Preflujo</b>      | 1    | Preflush_Time    | 0.1 - 0.2 - 0.3 - 0.5 1 PV | <input checked="" type="checkbox"/> | 88     | Discrete Integer |
|                      | 2    | Preflush_COMP    | Preflush Composicion Molar | <input checked="" type="checkbox"/> |        | Formula          |
|                      | 3    | Preflush_Alkali  | %Wt                        | <input checked="" type="checkbox"/> | .25    | Discrete Real    |
|                      | 4    | Preflush_Polymer | PPM                        | <input checked="" type="checkbox"/> | 250    | Discrete Integer |
|                      | 5    | Preflush_NaCl    | %Wt                        | <input checked="" type="checkbox"/> | 2      | Discrete Real    |
| <b>ASP</b>           | 6    | ASP_Time         | 0.1 - 0.2 - 0.3 - 0.5 1 PV | <input checked="" type="checkbox"/> | 1300   | Discrete Real    |
|                      | 7    | ASP_COMP         | ASP Composicion Molar      | <input checked="" type="checkbox"/> |        | Formula          |
|                      | 8    | ASP_Polymer      | PPM                        | <input checked="" type="checkbox"/> | 1500   | Discrete Integer |
|                      | 9    | ASP_Alkali       | %Wt                        | <input checked="" type="checkbox"/> | 1.75   | Discrete Real    |
|                      | 10   | ASP_Surfactant   | %Wt                        | <input checked="" type="checkbox"/> | 0.5    | Discrete Real    |
| <b>Polímero</b>      | 11   | Polymer_Time     | 0.1 - 0.2 - 0.3 - 0.5 1 PV | <input checked="" type="checkbox"/> | 8665   | Discrete Integer |
|                      | 12   | Polymer_COMP     | Polymer Composicion Molar  | <input checked="" type="checkbox"/> |        | Formula          |
|                      | 13   | Polymer_Polymer  | PPM                        | <input checked="" type="checkbox"/> | 1100   | Discrete Integer |
|                      | 14   | Polymer_Alkali   | %Wt                        | <input checked="" type="checkbox"/> | .25    | Discrete Real    |
| <b>Control Pozos</b> | 15   | LY067_Qf         |                            | <input checked="" type="checkbox"/> | 600.0  | Discrete Real    |
|                      | 16   | LY224_Qf         |                            | <input checked="" type="checkbox"/> | 210.0  | Discrete Real    |
|                      | 17   | LY268_Qwinj      |                            | <input checked="" type="checkbox"/> | 1120.0 | Discrete Real    |
|                      | 18   | LY281_Qwinj      |                            | <input checked="" type="checkbox"/> | 175.0  | Discrete Real    |

La Figura 45 muestra el impacto de los parámetros seleccionados en el recobro de aceite final. Según estos resultados, se puede concluir que el ajuste en la tasa del inyector LY-268 y el incremento en la tasa de producción de LY-224 son los de mayor impacto; seguido del diseño del tapón de ASP, representado en los volúmenes porosos a inyectar (ASP\_time) y las concentraciones del surfactante y el álcali.

**Figura 45.**

*Análisis de sensibilidad de los parámetros evaluados en la optimización del recobro por ASP – Canal LY-067.*

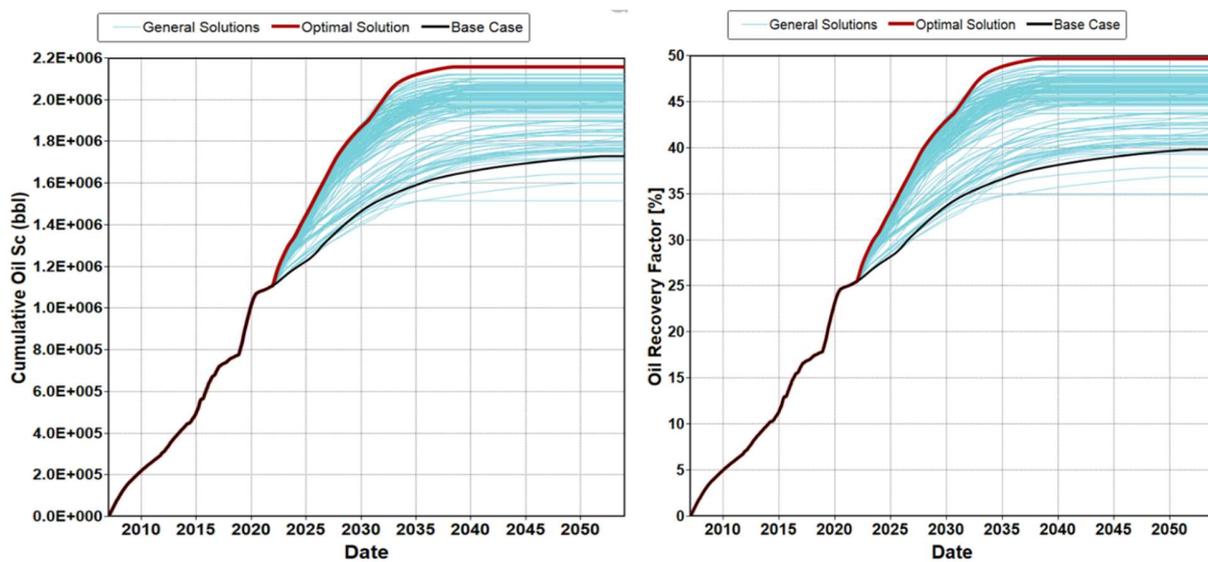


De los resultados de las corridas de simulación (Figura 46), se obtuvo un incremento importante en el factor de recobro del canal de 9.9 puntos porcentuales, pasando de 39.8% a 49.7% para el caso optimizado (línea roja); es decir un adicional de hasta 428.7 KBO. También se observa

que el máximo recobro final es alcanzado mucho antes que el caso base (~14 años antes), lo que beneficiaría el flujo de caja del proyecto.

**Figura 46.**

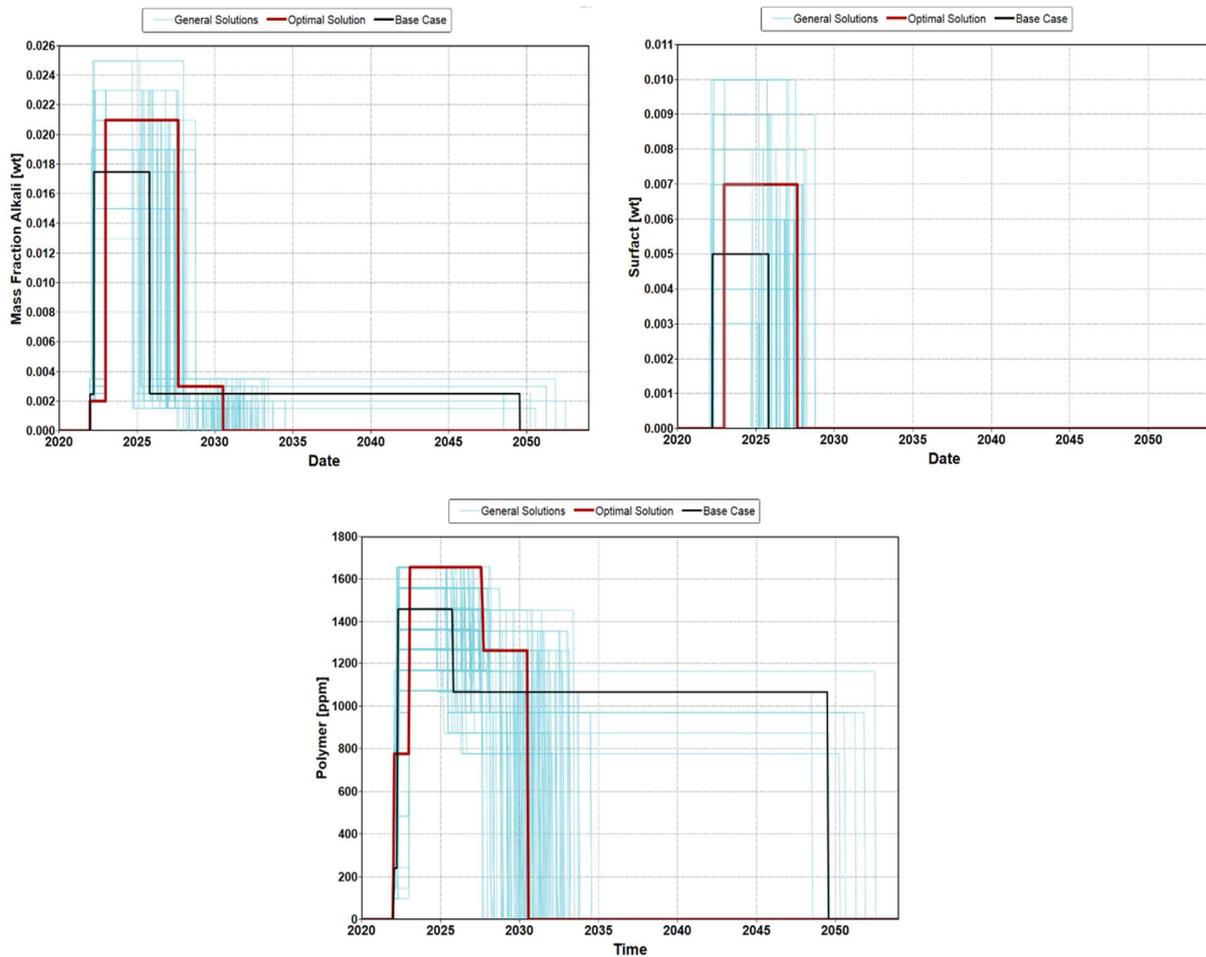
*Resultados de la optimización para los diferentes diseños de inyección del ASP.*



En la Figura 47 se muestran los diseños de las concentraciones y baches de inyección empleados en las sensibilidades. En la Figura 48 se muestran los resultados de los consumos de los químicos para los diferentes diseños y tasas de inyección. Se observa que en el caso óptimo (línea roja) se obtuvo una disminución importante del bache del polímero, el cual según el análisis de sensibilidad tiene un menor impacto en el incremento de aceite respecto al caso base; logrando reducir sustancialmente los volúmenes porosos a inyectar de polímero. Sin embargo, para alcanzar el máximo factor de recobro en un menor tiempo, se debe incrementar la concentración de los químicos en el bache del ASP.

**Figura 47.**

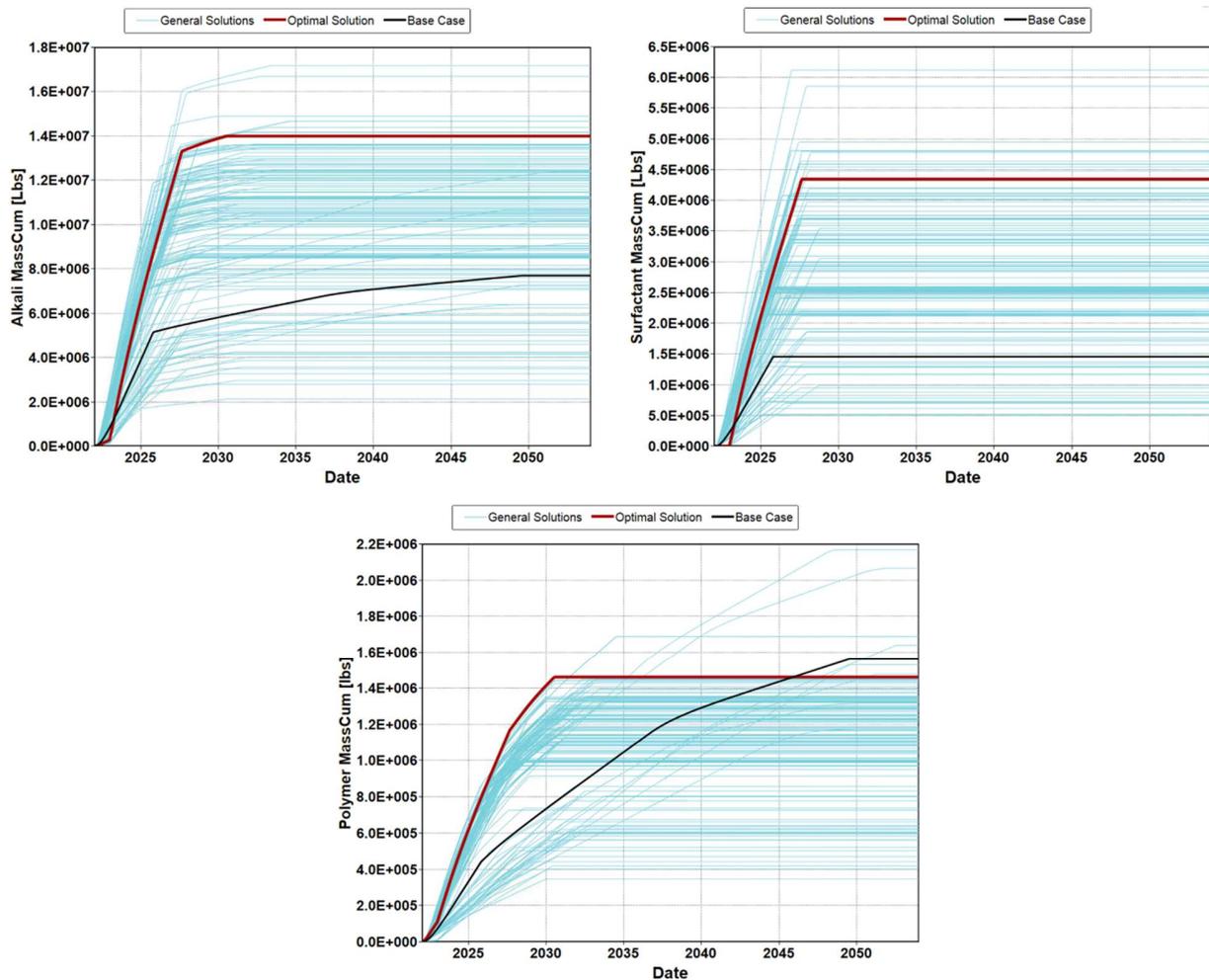
*Sensibilidad de las concentraciones y los baches de químicos empleados en la optimización.*



Todas estas acciones tienen repercusiones a nivel económico y la simulación numérica resulto ser una herramienta efectiva para evaluar diferentes diseños de inyección de ASP, considerando los rangos de concentraciones optimas encontrados en laboratorio. Esto permitió generar 150 escenarios de recobro con diferentes diseños y consumos de químicos, que podrán ser empleados en la evaluación económica y elegir el caso con el mejor costo-beneficio para el proyecto (Figura 48).

Figura 48.

Consumo de los químicos para los diferentes escenarios de recobro.



El diseño resultante del caso optimizado (corrida #113), es decir el que logra el mayor factor de recobro, se resume en la Tabla 7. El incremento en la concentración del surfactante requirió un aumento en la salinidad óptima y por lo tanto en la concentración del álcali. A su vez, al estar la viscosidad del polímero en función de la salinidad, se requirió un incremento de la

concentración para alcanzar la viscosidad de ~15 cp, requerida para el efectivo control de movilidad del proceso.

**Tabla 7.**

*Diseño de la inyección de ASP obtenido del caso optimizado (corrida #113)*

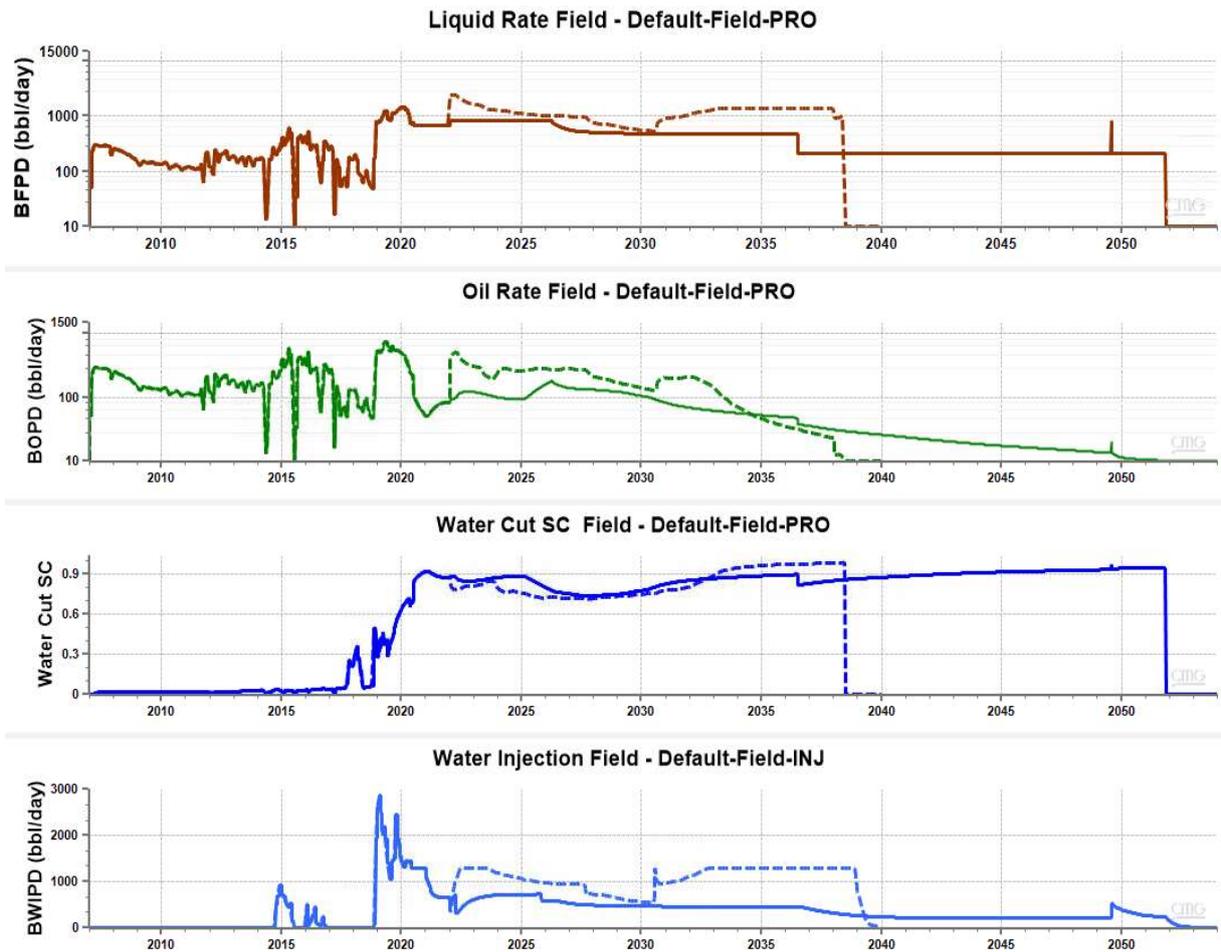
| <b>Parámetros</b>               | <b>Preflujo</b> | <b>ASP</b> | <b>Polímero</b> |
|---------------------------------|-----------------|------------|-----------------|
| Volúmenes porosos inyectados    | 0.21 PV         | 0.4 PV     | 0.1 PV          |
| Sal / aditivos                  | 1.45 % NaCl     | -          | -               |
| Salinidad [ppm]                 | ~15,000         | 21,000     | 3,000           |
| Concentración Alkali [%wt]      | -               | 2.1 %      | 0.3 %           |
| Concentración Surfactante [%wt] | -               | 0.7%       | -               |
| Concentración Polímero [ppm]    | 800             | 1,650      | 1,300           |

En la Figura 49 se muestra la comparación de los perfiles de producción e inyección de las simulaciones, para los casos base y optimizado (caso #113 de la optimización). Como se había mencionado anteriormente, se incrementa el recobro de aceite y esto se obtiene en un tiempo mucho menor que en el caso base de ASP. Estos resultados se lograron ajustando la concentración de los químicos, los volúmenes porosos inyectados y las tasas de inyección/producción; de tal forma que el avance del frente de la ASP contacta más área en menor tiempo, haciendo que se movilice mayor cantidad de aceite al tener más zonas contactadas con bajas IFT.

Este efecto es representado en la Figura 50, donde se muestran las distribuciones de las nuevas tensiones interfaciales (IFT), obtenidas por la interacción del álcali y el surfactante con los fluidos de formación. Se logra una mejor eficiencia de desplazamiento para el caso optimizado y por ende una menor saturación de aceite remanente promedio al final del proceso de ~46% comparado con una saturación de aceite promedio de 53% para el caso base (Figura 51).

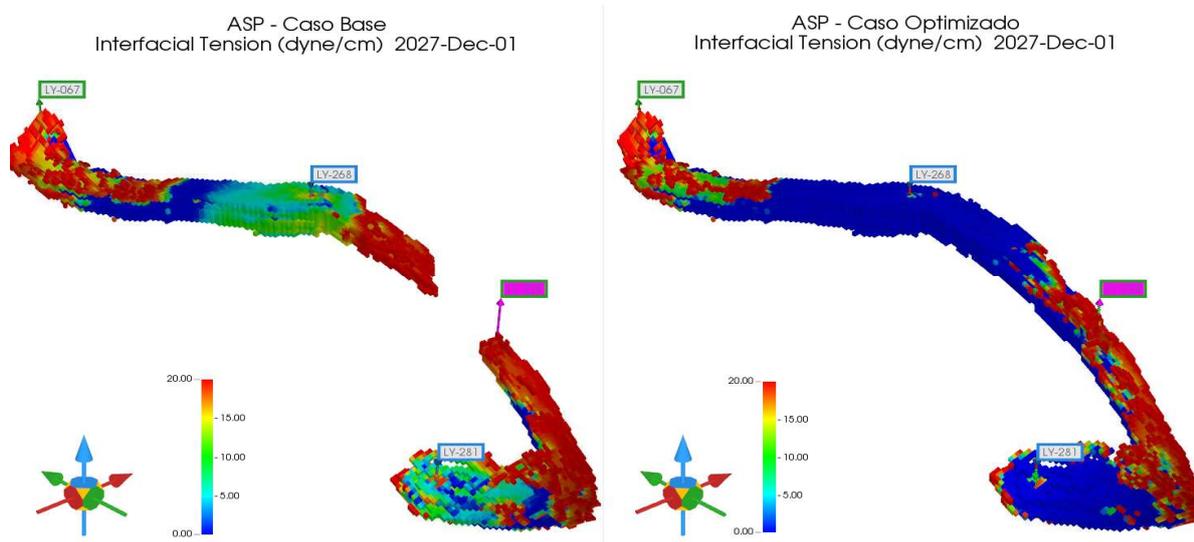
Figura 49.

Resultados de producción por inyección de ASP: Caso optimizado (línea punteada) vs caso base.



**Figura 50.**

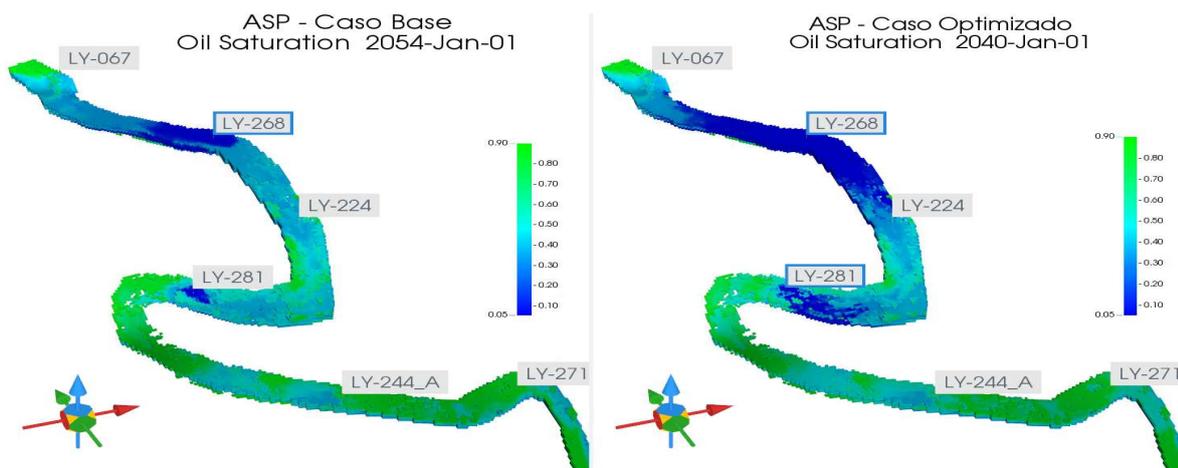
*Avance de la inyección de ASP en el yacimiento: Casos base (izq) y optimizado (der).*



*Nota.* Se aplico un cutoff  $< 24$  dinas/cm que corresponde a la IFT inicial u original, sin ser afectados aun por la inyeccion de quimicos en el yacimiento.

**Figura 51.**

*Saturación de aceite remanente al límite económico ( $< 10$  bopd): Casos base (izq) y optimizado (der).*



La Figura 51 también muestra que la parte baja del canal mantiene altas saturaciones de aceite, cercanas a la saturación de aceite inicial. Esto es porque esa zona del canal presenta baja conectividad con los pozos inyectoros y, por lo tanto, no se ve influenciada por los procesos de inyección.

#### **4.4 Estimación de reservas incrementales por recobro químico ASP vs inyección de agua**

La última etapa del estudio es comparar las recuperaciones de aceite final obtenidos por el proceso de inyección de agua y por la inyección del recobro químico Álcali-Surfactante-Polímero en el canal de la LY-067.

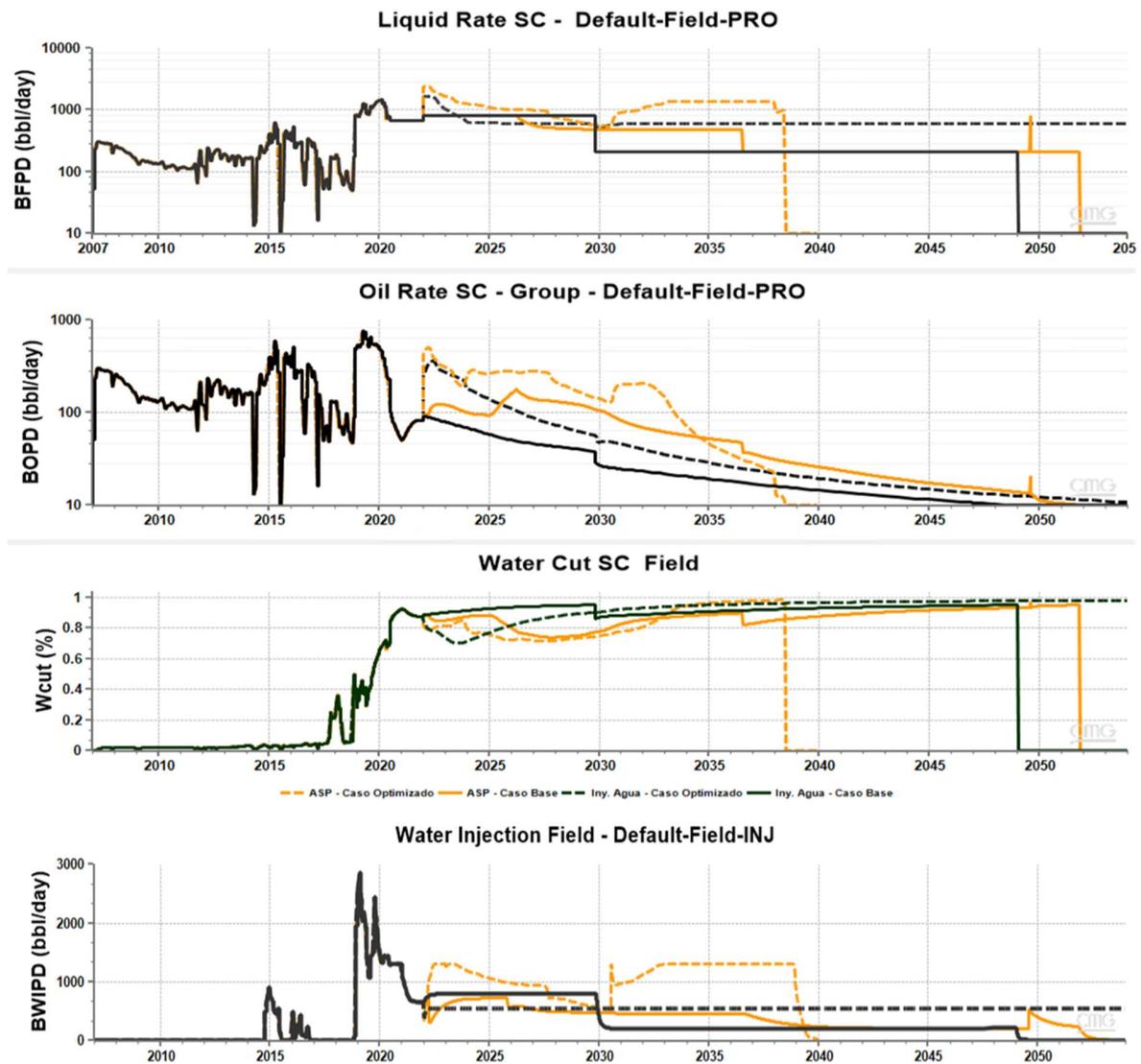
De los resultados del comportamiento de producción e inyección de los casos estudiados mostrados en la Figura 52, se observa un pico inicial en el incremental de la tasa de aceite de los casos optimizados de inyección de agua y el caso base de ASP. Sin embargo, solo el caso de ASP mantiene ese incremental de aceite en el tiempo; esto es debido a que se logra una mayor área contactada por el proceso, permitiendo movilizar mayor cantidad de crudo hacia los pozos productores.

Por otro lado, para lograr el máximo factor de recobro en el caso optimizado de inyección de agua se requiere un control de los caudales de inyección para evitar canalizaciones tempranas, contrario para el caso de la optimización de la ASP cuyo control de movilidad está dado por el polímero y las microemulsiones formadas y, por lo tanto, puede manejar mayores caudales de inyección. El efecto en la disminución del corte de agua es notable en los procesos de ASP y

mantenidos en el tiempo, según se observa en la comparación de los cortes de agua con el caso base de inyección de agua.

Figura 52.

Resultados comportamiento de producción/inyección: Casos Inyección de agua y ASP (naranja).



La implementación del recobro mejorado con ASP logra generar un incremental de recobro de aceite en un rango de + 8 a 18%, comparado con el caso base de inyección de agua, según lo mostrado en la Tabla 8 y la Figura 52. Sin embargo, comparados con el caso optimizado de inyección de agua, el incremental del caso base de ASP no es significativo y muestra la necesidad de ajustar el diseño de inyección inicial y las condiciones operacionales para alcanzar el máximo recobro de aceite del canal. Con estos ajustes, el caso optimizado logra un incremental de +10.4 puntos porcentuales sobre el factor de recobro final y se mejora sustancialmente los tiempos de recobro finales.

La saturación de aceite remanente al final del proceso también se ve beneficiada disminuyendo de 59% a 46% para el caso de la inyección de ASP optimizado. Esto es el resultado de la acción de los diferentes mecanismos esperados de este proceso de recobro químico.

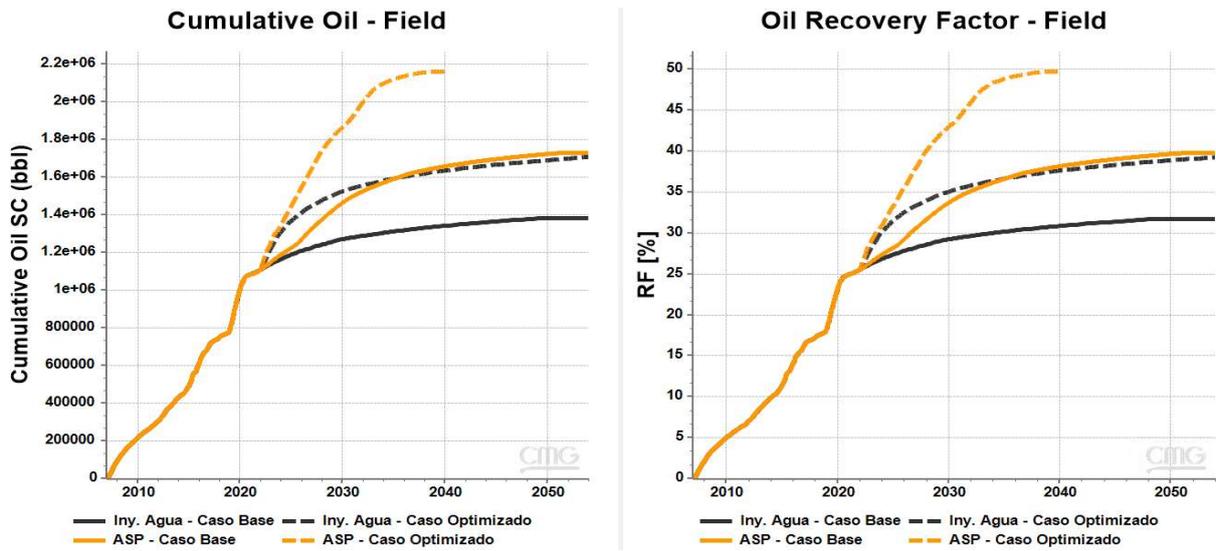
**Tabla 8.**

*Resultados de simulación: Inyección de agua y recobro químico por ASP en el canal LY-067.*

| <b>Método Recobro</b>    | <b>Caso Simulación</b> | <b>EUR [MMBO]</b> | <b>Aceite Incr. [MMBO]</b> | <b>Factor de Recobro Final</b> | <b>FR Incr. vs Iny. Agua</b> | <b>So remanente</b> |
|--------------------------|------------------------|-------------------|----------------------------|--------------------------------|------------------------------|---------------------|
| <b>Inyección de Agua</b> | — Base                 | 1.38              | -                          | 31.7%                          | -                            | 59%                 |
|                          | -- Optimizado          | 1.71              | 0.326                      | 39.3%                          | + 7.6 %                      | 57%                 |
| <b>ASP</b>               | — Base                 | 1.73              | 0.349                      | 39.8%                          | + 8.1 %                      | 53%                 |
|                          | -- Optimizado          | 2.16              | 0.778                      | 49.7%                          | + 18.0 %                     | 46%                 |

Figura 53.

Resultados aceite acumulado y factor de recobro incremental: Inyección de agua y ASP (naranja).



## 5. Conclusiones

La simulación numérica sugiere que mediante inyección del recobro químico con ASP es posible lograr incrementales de aceite entre el +8.0% a +18%, por encima del caso base de inyección de agua, y de 0.6% hasta 10.0% comparado con el caso optimizado de inyección de agua.

Con el proceso de inyección de agua actual se logrará un factor de recobro final de 31.7%, en el año 2054. En el caso de optimizarse las condiciones operacionales, se logrará un incremental adicional de +7.6%.

Con el diseño de inyección ASP obtenido en las pruebas de laboratorio solo se obtiene un recobro de 0.6% adicional sobre el caso optimizado de agua.

El caso optimizado de inyección de ASP logra producir en un menor tiempo (14 años antes) el máximo recobro de aceite en el canal (49.7%), para todos los escenarios evaluados (ASP e inyección de agua).

El máximo recobro de aceite con el proceso de inyección de ASP, se obtuvo con un incremento de los volúmenes porosos a inyectar (0.4 PV), ajustes de las concentraciones del surfactante (de 0.5% a 0.7%), del álcali (de 1.7% a 2.1%) y del polímero (de 1500 ppm a 1700 ppm).

## 6. Recomendaciones

Ajustar las condiciones operacionales del proceso de inyección de agua actual, mediante la reducción de la tasa de producción del pozo LY-067, que se encuentra canalizado y con alto corte de agua, e incrementando la tasa de producción del pozo productor LY-224. Esto permitirá lograr el máximo recobro de aceite en el canal bajo inyección de agua.

En la implementación de un proceso de recobro químico de Álcali-Surfactante-Polímero (ASP) en la unidad C5 se debe mantener un rango de salinidad óptima entre 17,000-24,000 ppm, para lograr la formación de microemulsiones estables, y una viscosidad del proceso cercana a los 15 cp para lograr un control adecuado en la movilidad.

Realizar un ajuste de las concentraciones de los químicos y los baches de volúmenes porosos a inyectar, respecto a la formulación inicial, para lograr recuperaciones de aceite significativas por encima de la inyección de agua.

Incluir en las evaluaciones económicas los resultados obtenidos de los escenarios de optimización de la simulación del recobro por inyección de ASP del canal del C5, y elegir el diseño con el mejor costo-beneficio para ser implementado en un futuro piloto del proyecto.

### Referencias Bibliográficas

- Adeoti, L., Ayobali, E., & James, L. (2017). An innovative technique for estimating water saturation from capillary pressure in clastic reservoirs. *Journal Of African Earth Sciences*, 41-53.
- Ahmed, T. (2018). *Reservoir engineering handbook*. Gulf professional publishing.
- Al Adasani, A., & Bai, B. (2011). Analysis of EOR projects and updated screening criteria. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 79, 10-24.
- Chavarro, N. A., Mateus, C., & Andrade, J. F. (2020). *Upper Carbonera – C5 Waterflooding Project Update*. Bogota: Sierracol Energy.
- Chen, X., Feng, Q., Wu, X., & Zhao, G. (2016). A pilot numerical simulation case study for chemical EOR. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 6: 297-307.
- Cheng, J., Xu, D., & Wenguang, B. (2008). Commercial test of ASP flooding in Daqing Oil Field. *Abu Dhabi international petroleum exhibition and conference*. OnePetro.
- CMOST AL (No de versión 2019.1). (2019). Computer Modelling Group LTD.
- Computer Modelling Group LTD. (2019). *Caracterización Dinámica de Yacimientos Usando Flujos de Trabajo en CMG*.
- Computer Modelling Group Ltd. (2019). *Análisis Integrado y optimización usando CMOST - Tutorial*.
- Donaldson, E. C., Chilingarian, G. V., & Yen, T. F. (Edits.). (1985). *Enhanced oil recovery, I: fundamentals and analyses*. Elsevier.
- Douarche, F., Rousseau, D., Bazin, B., Tabary, R., Moreau, P., & Morvan, M. (2012). Modeling Chemical EOR Processes: Some Illustrations from Lab to Reservoir Scale. *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP Energies nouvelles*, 67(6), 983-997.
- Escobar, F. H. (2000). *Fundamentos de ingeniería de yacimientos*. Universidad Surcolombiana.
- Fadili, A., Kristensen, M. R., & Moreno, J. (2009). Smart integrated chemical EOR simulation. *IPTC 2009: International Petroleum Conference* (págs. cp-151). European Association of Geoscientists & Engineers.
- Green, D. W., & Willhite, G. P. (1998). *Enhanced oil recovery* (Vol. 6). Richardson, TX: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineer.
- Hernandez, S. R., Fernandez, C., & Baptista, P. (2010). *Metodología de la investigación* (Vol. 5). McGraw Hill.
- Kokal, S., & Al-Kaabi, A. (2010). Enhanced oil recovery: challenges & opportunities. *World Petroleum Council: Official Publication*, 64.
- Lake, L. W. (1989). *Enhanced oil recovery*.
- Lake, L., Johns, R., Rossen, W., & Pope, G. (2014). *Fundamentals of enhanced oil recovery*.
- Li, H., Mirzabozorg, A., Yang, C., & Nghiem, L. (s.f.). Robust Optimization of ASP Flooding Under Oil Price Uncertainty. *SPE Reservoir Simulation Conference*. OnePetro.
- Liu, S. (2007). *Alkaline Surfactant Polymer Enhanced Oil Recovery Process*. Rice University.
- Occidental de Colombia. (2017). *EOR study in the Llanos Field*. Bogota.
- Occidental de Colombia. (2018). *Reporte Anual de Reservas ANH*. Bogota.

- Occidental de Colombia. (2019). Plan de Desarrollo Inyección de Agua Carbonera Superior (C5) - Campo Llanos Norte.
- Rock, A., Hincapie, R., Tahir, M., Langanke, N., & Ganzer, L. (2020). On the Role of Polymer Viscoelasticity in Enhanced Oil Recovery: Extensive Laboratory Data and Review. *Polymers*, 12(10).
- Sheng, J. J. (2010). *Modern chemical enhanced oil recovery: theory and practice*. Gulf Professional Publishing.
- Sheng, J. J. (2013). A comprehensive review of alkaline-surfactant-polymer (ASP) flooding. *SPE western regional & AAPG pacific section meeting 2013 joint technical conference*. Onepetro.
- Sinha, A. K., Bera, A., Raipuria, V., Kumar, A., Mandal, A., & Kumar, T. (2015). Numerical simulation of enhanced oil recovery by alkali-surfactant-polymer floodings. *Petroleum Science and Technology*, 33(11), 1229-1237.
- Taber, J. J., Martin, F. D., & Seright, R. S. (1997). EOR Screening Criteria Revisited - Part 1 : Introduction to screening criteria and enhanced recovery field projects. *SPE Reservoir Engineering*, 189-198.
- Tudge, J., Lovell, M., Davies, S., & Millar, M. (2013). Saturation Estimates in Low Resistivity Sandstones: An Integrated Approach. *SPWLA 54th Annual Logging Symposium. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts*.
- Ultimate EOR Services LLC. (2017). *Chemical EOR Study for Cravo Norte Reservoir - ASP Coreflood Optimization using Sodium Carbonate*. Houston.
- Ultimate EOR Services LLC. (2017). *Cravo Norte Reservoir Chemical EOR Study Report*. Houston.
- Wei, B., Romero-Zeron, L., & Rodriguez, D. (2014). Oil displacement mechanisms of viscoelastic polymers in enhanced oil recovery (EOR): a review. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 4(2), 113-121.
- Xiao, L. (2018). Sensitivity Analysis on Key Parameters of ASP Flooding Numerical Simulation. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 189.
- Yun, S., Mahardika, M. A., Hu, Y., Patmonoaji, A., Matsushita, S., Suekane, T., & Nagatsu, Y. (2021). Three-dimensional visualization of the alkaline flooding process with in-situ emulsification for oil recovery in porous media. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 202, 105819.
- Zerpa, L. E., Queipo, N. V., Pintos, S., & Salager, J. L. (2004). An optimization methodology of alkaline-surfactant-polymer flooding processes using field scale numerical simulation and multiple surrogates. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 47(3-4), 197-208.