

**ANÁLISIS DE UN PROCESO DE INYECCIÓN DE ÁLCALI- SURFACTANTE-  
POLÍMERO USANDO EL SIMULADOR COMPOSICIONAL UTCHM PARA  
CAMPO YARIGUI- CANTAGALLO**

**ERIKA ARIZA FLÓREZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA  
BUCARAMANGA**

**2015**

**ANÁLISIS DE UN PROCESO DE INYECCIÓN DE ÁLCALI- SURFACTANTE-  
POLÍMERO USANDO EL SIMULADOR COMPOSICIONAL UTCHER PARA  
CAMPO YARIGUI- CANTAGALLO**

**ERIKA ARIZA FLÓREZ**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título de  
Ingeniero Químico**

**Director**

**Prof. ARNOLD RAFAEL ROMERO BOHÓRQUEZ, Ph.D.**

**Co-director**

**Ing. RUBÉN HERNÁN CASTRO GARCÍA, Msc.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA  
BUCARAMANGA**

**2015**

*En primer lugar, a mi amoroso Padre Celestial, por la vida, por brindarme la oportunidad de hacer un trabajo tan maravilloso, por sostenerme y fortalecerme en los momentos más difíciles de este proceso.*

*A mis padres Martha y William por su apoyo incondicional, amor infinito, comprensión y dedicación en cada etapa de mi vida, sus enseñanzas me han hecho fuerte y una mujer preparada para afrontar los retos de la vida. A mi papá Carlos, por su constante interés en mi proceso y por sus lecciones que me han servido de guía.*

*A mis abuelos, Mercedes y Hernando por ser los ángeles silenciosos de este camino, soy enormemente bendecida al tenerlos como constante apoyo y guía, ustedes fueron testigos de cada triunfo y cada lágrima de mi vida universitaria.*

*En general a mi familia, por sus palabras de aliento y por llevarme en sus oraciones y pensamientos.*

*Y finalmente a mis amigos, de los cuales recibí siempre un cariño enorme, comprensión, ánimo y momentos especiales que para siempre serán llevados en mi memoria.*

## AGRADECIMIENTOS

A la **Universidad Industrial de Santander**, y a la **Escuela de Ingeniería Química**, por la formación integral, intelectual y humana brindada a lo largo de la carrera profesional.

Al **Instituto Colombiano de Petróleo**, por el apoyo otorgado para la realización de este trabajo.

Al **Prof. Arnold Rafael Romero Bohórquez, Ph.D.** y al **Ing. Rubén Hernán Castro García, Msc.**, por sus enseñanzas, interés y tiempo empleado para el desarrollo de esta investigación.

A la **Ing. Cindy Mildred Guerrero** por su dedicación, interés, apoyo incondicional y amistad, y en general a todo el grupo de trabajo de los laboratorios de recobro mejorado y química de producción del Instituto Colombiano de Petróleo.

## TABLA DE CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN.....	16
1. METODOLOGÍA.....	20
1.1 ANÁLISIS DE DATOS DE LABORATORIO.....	20
1.1.1 Interacciones fluido fluido.....	21
1.1.2 Evaluaciones roca fluido.....	25
1.1.3 Pruebas coreflood radial.....	27
1.2 SELECCIÓN DE LAS COMBINACIONES QUÍMICAS PARA LAS INYECCIONES.....	28
1.3 CORRELACIÓN DE DATOS OBTENIDOS EN LABORATORIO.....	28
1.3.1 Salinidad efectiva.....	28
1.3.2 Curva binodal.....	29
1.3.3 Tensiones interfaciales.....	32
1.3.4 Saturación residual.....	33
1.3.5 Permeabilidades relativas.....	34
1.3.6 Propiedades del polímero.....	37
1.3.7 Presión capilar.....	43
1.3.8 Difusión y dispersión.....	44

1.3.9 Adsorción de químicos.....	45
1.4 SIMULACIONES EN SOFTWARE COMPOSICIONAL UTCHEM 9.31.....	49
2. RESULTADOS.....	50
2.1 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE INTERACCIONES FLUIDO-FLUIDO Y LAS EVALUACIONES ROCA-FLUIDO.....	50
2.2 CREACIÓN Y EVALUACIÓN DE LOS TAPONES A INYECTAR EN EL SIMULADOR COMPOSICIONAL UTCHEM.....	51
2.3 ANÁLISIS DE LOS TAPONES INYECTADOS EN EL SIMULADOR COMPOSICIONAL UTCHEM.....	55
2.3.1 Efecto de las concentraciones de surfactante.....	55
2.3.2 Efecto de las concentraciones de polímero.....	57
2.3.3 Efecto del tamaño del tapón.....	60
2.3.4 Efecto del aumento de la salinidad.....	61
3. CONCLUSIONES.....	64
4. RECOMENDACIONES.....	65
BIBLIOGRAFÍA.....	66
ANEXOS.....	69

## LISTA DE FIGURAS

Pág.

Figura 1. Esquema de inyección de álcali-surfactante- polímero.....	17
Figura 2. Diagrama metodológico del análisis de un proceso de inyección de ASP en el simulador UTCHEM para campo Yarigui- Cantagallo.....	20
Figura 3. Diagrama Ternario y su representación en una gráfica de la regla de Hand.....	30
Figura 4. Gráfica de el parámetro $A_H$ vs la salinidad efectiva.....	31
Figura 5. Curva de permeabilidad relativa en Yarigui- Cantagallo luego de la inyección de agua.....	35
Figura 6. Curva de permeabilidad relativa en núcleo lineal luego de la inyección de químicos.....	36
Figura 7. Correlación de los datos de viscosidad del polímero P432 a diferentes concentraciones.....	38
Figura 8. Viscosidad del polímero P432 en función de la salinidad efectiva para el polímero.....	39
Figura 9. Viscosidad del polímero P432 en función de la velocidad de corte en agua sintética suavizada.....	40
Figura 10. Comparación de los factores de reducción de permeabilidad obtenidos en laboratorio y ajustados con el modelo UTCHEM.....	42
Figura 11 .Modelamiento de la retención de surfactante en función de su concentración.....	47
Figura 12 .Modelamiento de la retención del polímero en función de su concentración.....	48

Figura 13. Tensiones interfaciales y comportamientos de fase presentadas por los surfactantes Supersurf 80203 y S115 una concentración del 1% peso.....	50
Figura 14. Esquema de los tapones a inyectar en el pozo inyector de Campo Yarigui Cantagallo.....	52
Figura 15. Barriles de crudo recobrada con los tapones 1ORR y 2ORR en función de los días que el pozo opera.....	56
Figura 16. a) Surfactante adsorbido por las micelas y la interfaz entre el crudo y el agua y el surfactante inyectado para el caso 1ORR b) Surfactante adsorbido por las micelas y la interfaz entre el crudo y el agua y el surfactante inyectado para el caso 2ORR.....	57
Figura 17. Barriles de crudo recobradas para los casos 2ORR y 3ORR en función de los días de operación del pozo.....	58
Figura 18. a) Surfactante inyectado y retenido para el caso 2ORR. b) Surfactante inyectado y retenido para el caso 3ORR.....	59
Figura 19. Barriles de crudo recobradas para las cargas 2ORR y 4ORR en función del tiempo.....	60
Figura 20. Barriles de crudo recobrado correspondientes a los casos 2ORR y 5ORR en función del tiempo.....	61
Figura 21. a) Producción de surfactante en el pozo productor para los casos 2ORR y 5ORR. b) Adsorción de polímero para los casos 2ORR y 5ORR en función del tiempo de operación del pozo.....	62

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Viscosidades aparentes en agua de inyección sintética suavizada y agua de inyección suavizada con álcali-surfactante.....	24
Tabla 2. Criterios para clasificar la mojabilidad del yacimiento Yarigui-Cantagallo.....	26
Tabla 3. Combinaciones de químicos seleccionados y a evaluar en simulación computacional.....	28
Tabla 4. Datos experimentales de los comportamientos de fase y los obtenidos por el simulador a partir de su herramienta UTCHEM.....	32
Tabla 5. Parámetros de entrada de tensiones interfaciales para el simulador UTCHEM.....	33
Tabla 6. Parámetros de entrada UTCHEM para la curva de desaturación capilar..	34
Tabla 7. Parámetros de curvas de permeabilidades relativas a bajos y altos números capilares.....	37
Tabla 8. Parámetros de entrada para la viscosidad del polímero UTCHEM.....	39
Tabla 9. Parámetros de entrada de esfuerzos cortantes para el polímero P432...	41
Tabla 10. Parámetros de entrada UTCHEM de partición y factor de reducción de permeabilidad del polímero.....	43
Tabla 11. Parámetros de entrada al simulador UTCHEM correspondiente a la presión capilar .....	44
Tabla 12. Coeficientes de dispersividad longitudinal y transversal campo Yarigui-Cantagallo.....	45

Tabla 13 .Parámetros de entrada para UTCHEM referente a la adsorción del surfactante S115.....	47
Tabla 14. Parámetros de entrada para UTCHEM referente a la adsorción del polímero P432.....	49
Tabla 15. Descripción de las tasas de flujo y las concentraciones de aditivos para cada tapón.....	54
Tabla 16. Descripción de las tasas de flujo, concentraciones de aditivos y cambios en la salinidad para la carga 5ORR.....	55

## LISTA DE ANEXOS

Pág.

<b>Anexo A.</b> Análisis del agua de inyección y del agua de producción de Campo Yarigui- Cantagallo, análisis del agua de inyección sintética y caracterización del crudo del Campo Yarigui- Cantagallo.....	69
<b>Anexo B.</b> Características de los surfactantes, pruebas de barridos de álcali y salinidad para la evaluación de los surfactantes y prueba de barrido de surfactante.....	73
<b>Anexo C.</b> Característica de los polímeros usados en las pruebas fluido-fluido. Viscosidades aparentes de los polímeros P432 y P231 a diferentes concentraciones de polímero y comportamiento de las viscosidades aparentes de los polímeros P432 y P231 sometidos a velocidades de corte.....	81
<b>Anexo D.</b> Pruebas de adsorción estática de químicos en roca.....	85
<b>Anexo E.</b> Propiedades del núcleo y permeabilidades relativas de agua y crudo y sus relaciones.....	89
<b>Anexo F.</b> Reducción de permeabilidad de la roca.....	90
<b>Anexo G.</b> Factores de resistencia residual para el polímero P432.....	92
<b>Anexo H.</b> Pruebas dinámicas de adsorción de químicos.....	94
<b>Anexo I.</b> UTCHEM: Simulador químico composicional de la Universidad de Texas.....	95
<b>Anexo J.</b> Reacciones entre las especies fluidas y la matriz de la roca. Constantes de equilibrio de cada reacción.....	101
<b>Anexo K.</b> Código base para las corridas en el simulador composicional UTCHEM.....	104

## RESUMEN

**TÍTULO:** ANÁLISIS DE UN PROCESO DE INYECCIÓN DE ÁLCALI- SURFACTANTE- POLÍMERO USANDO EL SIMULADOR COMPOSICIONAL UTCHEM PARA CAMPO YARIGUI-CANTAGALLO.\*

**AUTORA:** ERIKA ARIZA FLÓREZ\*\*

**PALABRAS CLAVE:** inyección álcali- surfactante- polímero, simulación computacional, concentraciones, salinidad, tapones óptimos.

## CONTENIDO

Este trabajo se enfocó en el estudio de un método de inyección de químicos para recobro terciario en el Campo Yarigui- Cantagallo. En una primera etapa, se analizó datos proporcionados por los laboratorios de recobro mejorado y producción química del Instituto Colombiano de Petróleo con los cuales se seleccionó el álcali carbonato de sodio ( $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ), el surfactante S115 y el polímero P432 de la empresa Ecopetrol S.A. Se diseñó tapones de soluciones químicas a inyectar para las simulaciones computacionales en el software UTCHEM de la siguiente manera: en un principio, un tapón de agua suavizada sacrificial para reducir la salinidad del yacimiento es inyectado, seguido de una solución alcalina, modelada por el pre-procesador EQBATCH del software UTCHEM. El tercer tapón inyectado es una solución constituida de una mezcla de agua suavizada con surfactante y polímero. Posteriormente se inyecta una solución polimérica de empuje, y consecutivamente un tapón de agua de empuje. Se analizaron los efectos de las concentraciones de surfactante y polímero, de tamaño de tapón y del aumento de la salinidad en los tapones de agua de preflush y de solución de surfactante y polímero. Los resultados identificaron tapones óptimos de concentración de 1% peso de surfactante S115, concentraciones del polímero P432 de 1500 ppm e identificar a la salinidad como la variable más influyente en el proceso.

---

\* Proyecto de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería Química. Director Ph.D. Arnold Rafael Romero Bohórquez.

## ABSTRACT

**TITLE:** ANALYSIS OF INJECTION PROCESS OF ALKALI- SURFACTANT- POLYMER USING THE COMPOSITIONAL SIMULATOR UTCHEM TO YARIGUI-CANTAGALLO FIELD.\*

**AUTHOR:** ERIKA ARIZA FLÓREZ\*\*

**KEYWORDS:** alkali- surfactant- polymer injection, computer simulation, concentration, salinity, optimal plugs.

This work focused on the study of a chemical injection method for tertiary recovery in the Field Yarigui-Cantagallo. In a first stage, data from laboratories and chemical enhanced oil recovery production of the Colombian Petroleum Institute was analyzed, with which the alkali sodium carbonate ( $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ), the surfactant S115 and polymer P432 from Ecopetrol S.A company were selected. Plugs injecting chemical solutions for computer simulations in UTCHEM software was designed as follows: At first, a sacrificial plug softened water to reduce the salinity of the reservoir is injected, followed by an alkaline solution, modeling by the pre-processor EQBATCH of software UTCHEM. The third plug is injected a solution consisting of a mixture of water and surfactant softened polymer. Subsequently pushing a polymer solution is injected, and a plug of water consecutively push. The effects of the concentrations of surfactant and polymer, size of the plug and increment salinity in plugs of preflush water and of surfactant and polymer solution were analyzed. The results identified optimal plugs of S115 surfactant concentration of 1% by weight , P432 polymer concentration of 1500 ppm and salinity was identified the most influential process variable.

---

\* Research Project.

\*\* Faculty of physical-chemical engineering. Chemical Engineering Department, Advisor: Ph D. Arnold Rafael Romero Bohórquez.

## INTRODUCCIÓN

La búsqueda de nuevos campos petrolíferos cada vez es más difícil y muchos de los pozos productores utilizados por las compañías llegan al fin de su explotación por métodos tradicionales de recuperación con técnicas de producción primaria e inyección de agua. Este problema ha provocado que se centre mayor atención a crudos remanentes que quedan luego de dichas explotaciones, que se calculan que pueden ser de hasta dos de las terceras partes del petróleo original en sitio (OOIP), que pueden ser recuperadas con nuevas tecnologías de recobro desarrolladas ya hace más de 20 años.<sup>2</sup>

La explotación de los fluidos de yacimiento pasa por diferentes etapas: En la primera etapa llamada método de producción primaria, el petróleo dentro de la reserva tiene suficiente presión, para fluir naturalmente por el pozo. En la segunda etapa se realiza una inyección de agua o gas o la combinación de las dos, con el fin de incrementar en un principio la presión dentro del yacimiento, y luego como método de empuje para el crudo. Luego de esto, las inyecciones de los fluidos antes mencionados, empiezan a ser económicamente insuficientes, y es donde requerimos de métodos de recobro mejorado (EOR, por sus siglas en inglés Enhanced Oil Recovery) para aumentar el barrido de petróleo.

El petróleo retenido por fuerzas capilares en la roca de yacimiento, y las tensiones interfaciales existentes entre la fase acuosa y la oleica, son las causantes de la inmovilización del crudo. Se ha demostrado en países como Estados Unidos, China y Canadá a través de estudios a escala laboratorio y de campo e incluso en implementaciones de explotación, que los métodos de inyección de químicos puede arrojar excelentes resultados en términos de producción.<sup>3</sup> La inyección de álcali,

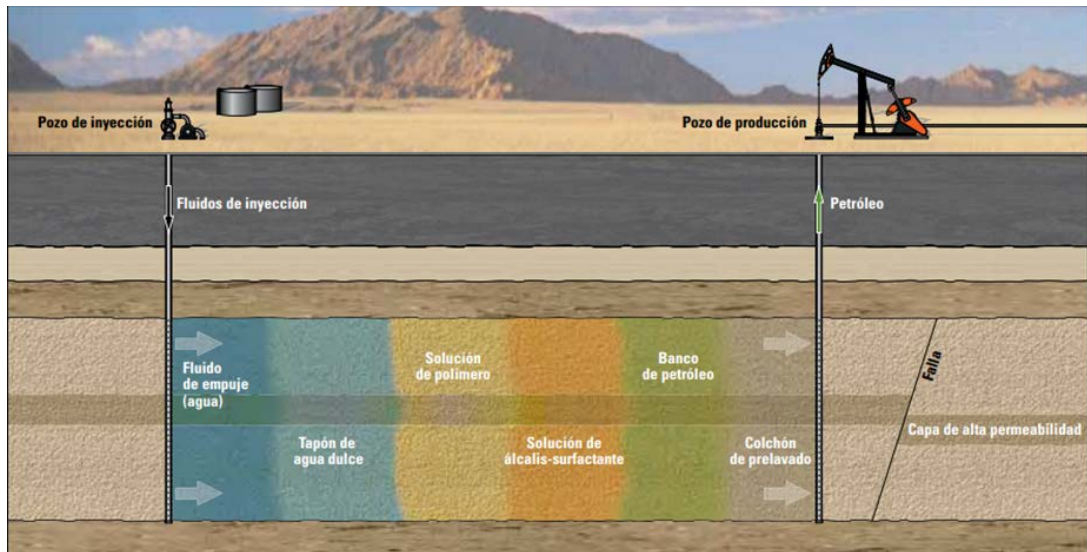
---

<sup>2</sup> ALVARADO, Vladimir and MANRIQUE, Eduardo. Enhanced Oil Recovery. Field Planning and development strategies. Kidlington, Oxford.

<sup>3</sup> SHUNHUA, Liu. Alkali Surfactant Polymer Enhanced Oil Recovery Process. Tesis Doctoral. Estados Unidos: The academic Seal of Rice University, 2007. 207 p.

surfactante y polímero, puede representar una solución para los problemas de saturación residual de crudo. El agente álcali reacciona con los ácidos del petróleo, dando como resultado la generación de surfactante in situ, que puede respaldar el surfactante sintético inyectado, ya que este tiende a ser reducido de la fase líquida por retención. El surfactante, es el encargado de disminuir las tensiones interfaciales, de tal manera que permita el flujo de las gotas de crudo a través de la roca y por último el polímero permite aumentar la viscosidad del agua de tal manera que ésta a su paso pueda arrastrar el crudo en yacimiento.<sup>4</sup>

Figura 1. Esquema de inyección de álcali-surfactante- polímero



Fuente: AL-MJENI, Rifaat, et al. ¿Legó el momento para la tecnología EOR?, *Oilfield Review*, Invierno 2010/2011. 35 p.

Hoy en día hacer un estudio altamente ingenieril para investigar el tipo de técnica que se debe implantar en un tipo determinado de pozo es mucho más fácil, ya que el acceso a herramientas avanzadas de adquisición de registros, software con

<sup>4</sup> ZERPA, Luis Eduardo. Múltiples Modelos Sustitutos para la Optimización de Procesos de Recuperación Mejorada de Petróleo por Inyección de Álcali, Surfactante y Polímero. Trabajo de Grado Magister Scientiarum en Ingeniería Mecánica, Maracaibo, 2004. 123 p.

compilación de ejemplos antes ejecutados con características de pozo especificadas, evaluaciones sísmicas hasta en 4D, tecnología de pozos de geomodelado, e incluso simuladores que permiten señalar las eficiencias de los procesos, se pueden encontrar de manera mucho más accesible. En muchas empresas e instituciones han acompañado estas herramientas con una serie de estrategias o pasos a seguir que permiten que las variables que intervienen en el proceso sean bien estudiadas y se pueda minimizar el riesgo de implantar técnicas EOR.

En Colombia, muy pocos métodos de recobro mejorado han llegado a implantación en campo. Hasta el año 2011, sólo 19 de los campos petrolíferos, han sido trabajados con agua de inyección, cuatro han sido explotados con inyección de gas y otros cuatro con inyección cíclica de vapor en campos con crudos pesados. Adicionalmente, se reporta implantaciones en por lo menos dos campos de inyección de químicos para taponamiento de zonas ladronas con grandes resultados, y solo pruebas a escala de laboratorio de inyecciones de tapones de álcali- surfactante y polímero (ASP).<sup>5</sup>

Debido a la fuerte influencia del precio del petróleo en la aplicación de tecnologías EOR y el alto riesgo que deben acarrear las compañías petroleras, se hace necesario y fundamental el uso de simuladores computacionales que permitan predecir el factor de recobro y realizar un análisis del potencial del método que apruebe la ejecución y viabilidad de la explotación en comparación con otras técnicas EOR. A través de los años muchos software han sido desarrollados para dichas tareas, basados en bases de datos de otros yacimientos, experiencia en la industria, prácticas de campo y opiniones de expertos, o fundados en modelos matemáticos y químicos que pronostiquen el incremento de producción con el método evaluado. El simulador UTCHEM desarrollado por la Universidad de Austin en Texas, ha sido ampliamente utilizado en la academia con el fin de modelar inyecciones de fluidos

---

<sup>5</sup> CASTRO, R; MAYA, G; MERCADO, D; *et al.* Enhanced Oil Recovery (EOR) Status – Colombia. En: SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference (3:1-3, December, 2010: Lima Perú).

químicos para recobro de petróleo en yacimiento. Este simulador permite entender los fenómenos físicos y químicos entre los fluidos y roca-fluido, obtener propiedades de pozo finales y predecir el factor de recobro. Está diseñado para modelar procesos de desplazamientos multifásicos, multicomposicionales y arrojar resultados hasta en tres dimensiones.<sup>6</sup> El uso de este tipo de simulador con énfasis marcado en el comportamiento químico, permitirá proponer mayor control de las propiedades y fenómenos en el yacimiento y de esta manera realizar un análisis del rendimiento de la técnica EOR, entregándole herramientas que le permitirán enfrentar la toma de decisiones.

En este trabajo de investigación se analizan y estudian datos reportados por la empresa Surtek y los laboratorios del Instituto Colombiano de Petróleo. Las pruebas de laboratorio constituidas de evaluaciones de interacciones fluido-fluido y roca-fluido, permiten visualizar lo que ocurriría en yacimiento, a través de la determinación de propiedades físicas, químicas, reológicas y geológicas de los químicos en roca. En ese sentido, los resultados de laboratorio fueron un punto de inicio para seleccionar la combinación de químicos a inyectar y brindaron la data requerida para las simulaciones computacionales, que finalmente, nos arrojaron resultados para definir mejor el proceso. Las conclusiones de esta investigación permitirán ampliar la visión para una adecuada toma de decisiones en el Campo Yarigui-Cantagallo, donde se planea aplicar métodos de recobro terciario para extender la vida del yacimiento.

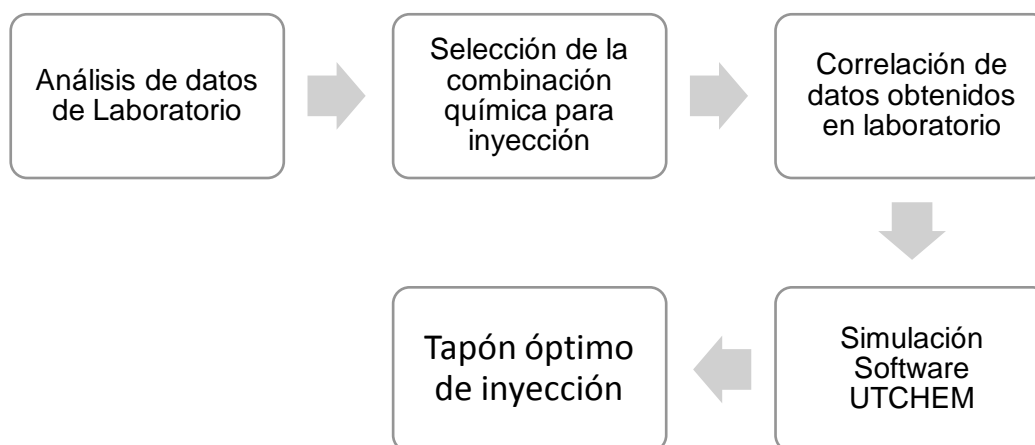
---

<sup>6</sup> THE UNIVERSITY OF TEXAS AT AUSTIN. Technical Documentation: UTCHEM 9.0, A three dimensional Chemical Flood Simulator. Volume II. Centre of Petroleum and Geosystems Engineering. Austin, Texas, 2000. 256 p.

## 1. METODOLOGÍA

El objetivo principal de la investigación es comprobar por medio de tecnologías de laboratorio y simulación computacional si el método de inundación por álcali, surfactante y polímero, representa una vía productiva de recuperación final de aceite en el yacimiento Yarigui-Cantagallo e identificar las mejores características y propiedades de la formulación de químicos para tal fin. Para llegar a los objetivos antes mencionados se siguieron una serie de pasos, resumidos en la Figura 2.

*Figura 2. Diagrama metodológico del análisis de un proceso de inyección de ASP en el simulador UTCHEM para campo Yarigui- Cantagallo.*



**1.1. ANALISIS DE DATOS DE LABORATORIO** Se realizaron evaluaciones de interacciones fluido-fluido, roca-fluido e inundación de núcleos (corefloods) lineales y radiales. (Surtek, Febrero de 2014)<sup>7</sup>

---

<sup>7</sup> FISHER, Doug; PILECKI, Golda and QI, Jie. Laboratory Design of a Chemical Flood System for the Yarigui-Cantagallo Field. Final Report. Washington: Surtek Laboratory and Ecopetrol S.A, 2014. 453 p.

Se utilizó agua de inyección y producción de campo Yarigui- Cantagallo. La receta y las composiciones de los tipos de aguas se listan en las *tablas A1 y A2 del anexo A*. Para las pruebas donde se involucraron tapones de álcali-surfactante o álcali-surfactante- polímero se recomienda el uso de agua suavizada ya que grandes cantidades de calcio y magnesio pueden reaccionar con el NaOH y el Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> y ocasionar precipitados que pueden reducir la calidad de la prueba<sup>8</sup>. El análisis del crudo se muestra en la *tabla A3 del anexo A*. La tensión interfacial entre el aceite y el agua de producción fue medida a 25 dina/cm, mientras que la tensión interfacial entre el aceite Yarigui y el agua de inyección fue determinada como 21.9 dina/cm. El número ácido total para el crudo fue 0.38 mg KOH/g, lo que sugiere un potencial medio para la producción de surfactantes naturales por saponificación con el álcali.

**1.1.1 Interacciones fluido-fluido.** A partir de estas pruebas se entregaron resultados de tensiones interfaciales, evaluación de comportamiento de fase y las influencias que ejercen las salinidades en cada uno de los químicos. Además de pruebas de viscosidad aparente del polímero y de su reología.

✓ **Evaluaciones de Comportamiento de Fase.** Se usaron veintiuno (21) surfactantes de diferentes empresas, los cuales presentan diferentes estructuras químicas y diferentes formas de ionización, como se observa en la *tabla B1* reportada en el *anexo B*. Como agente de formación de surfactantes naturales se usaron las sales alcalinas, hidróxido de sodio (NaOH) y carbonato de sodio (Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>).

Se definieron soluciones de álcali-surfactante-polímero para evaluar el mejor potencial para el recobro adicional de crudo en el yacimiento Yarigui-Cantagallo. De las diferentes combinaciones de químicos se realizaron mediciones de tensiones interfaciales. Las evaluaciones de comportamiento de fase involucraron mezclas de crudo en soluciones químicas en iguales proporciones,

---

<sup>8</sup> SHUNHUA, op. cit, p 80.

modificando una de las variables<sup>9</sup>. Después de aproximadamente dos semanas buscando el equilibrio a una temperatura de 62°C, se observó como aparece el tipo de microemulsión y se miden las fracciones volumétricas en cada fase. El tipo de fase permite determinar cuál solución química tendrá el mejor potencial para recobrar el crudo residual.

En primera instancia, se realiza una evaluación de comportamiento de fase con un barrido de álcali, donde muchas de las combinaciones de álcali-surfactante-polímero presentaron el sistema Winsor II-, donde se forma una microemulsión de aceite en agua y una fase en exceso. Pocas de las combinaciones de químicos arrojaron sistemas de fases tipo III, sistema óptimo donde hay tanto exceso de agua como de aceite y una microemulsión donde coexisten el crudo y el agua<sup>10</sup>. A partir de las mediciones de tensión interfacial, se eligieron los surfactantes S115 y Supersurf 80203, debido a que presentaron las tensiones interfaciales más bajas. Los resultados se muestran en las *figuras B1-B3 en el anexo B*. En la *tabla B5*, no se reportaron la totalidad de las tensiones interfaciales ya que se formaron precipitados de sales alcalinas a esa concentración de 0,2% peso de surfactante.

En el *anexo B* en la *figura B1*, se observa la presencia de ultra bajas tensiones interfaciales a una concentración de 0,1% peso de Supersurf 80203 mezclado con cualquiera de los dos álcalis, sin embargo el comportamiento de fase ideal tipo III se presenta para el barrido de Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>. La prueba fue hecha también para una concentración de surfactante de 0,2% peso como se muestra en la *figura B2*, donde la presencia de la fase tipo III es más frecuente a tensiones interfaciales un poco más altas y con presencia de carbonato de sodio. En la *figura B3*, las tensiones interfaciales ultra bajas más favorables se presentan

---

<sup>9</sup> SALAGER, Jean-Louis. Formulación, composición y fabricación de emulsiones para obtener las propiedades deseadas Parte A. Cuaderno FIRP S747-A.

<sup>10</sup> SALAGER, Jean-Louis. Formulación HLB, PIT, R de Winsor. Cuaderno FIRP S210A.

para la mezcla con carbonato de sodio, lo que lleva a pensar que el álcali con las mejores características es el  $\text{Na}_2\text{CO}_3$ .

Luego de elegidos los mejores surfactantes y sus formulaciones, se realizaron dos evaluaciones más. Un barrido de salinidad, donde se determinó el rango de salinidad óptimo donde existe el sistema de fase tipo III y las fracciones volumétricas solubilizadas en cada una de las fases.<sup>11</sup> Los resultados de la prueba de salinidad se presentan en la *tabla B2* y la *figura B4*. Posteriormente para evaluar las interacciones o reacciones que pudieran ocurrir entre los sólidos disueltos del agua de producción y el surfactante, se hizo un barrido de surfactante con las formulaciones mezcladas en agua de producción sin suavizar y el crudo. El surfactante S115 no presentó sensibilidad a la salinidad, como se muestra en la *figura B5* del *anexo B*.

- ✓ **Viscosidad del Polímero.** Los polímeros usados en estas pruebas fueron poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas a las cuales se les midió la viscosidad aparente a concentraciones de polímero de 500, 1000 y 1500 ppm. Los datos de viscosidad aparente fueron medidos a 62°C, usando un viscosímetro rotacional con un adaptador UL a una velocidad de 6 RPM ( $7.3 \text{ s}^{-1}$ ). Los polímeros evaluados fueron disueltos en agua de inyección sintética suavizada. Se evaluaron catorce (14) polímeros de los cuales once (11) fueron proporcionados por Ecopetrol S.A, los tres (3) restantes fueron polímeros Flopaam™ incluidos en los estudios con fines de comparación de resultados. En la *tabla C1* del *anexo C*, se puede observar las características de los polímeros incluyendo el peso molecular y el grado de hidrólisis de la molécula. Teóricamente, si un polímero posee mayor peso molecular y grado de hidrólisis, sus viscosidades deben ser más altos en comparación con los demás, sin embargo no se encontró

---

<sup>11</sup> SHEHG, James. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice. Burlington: Elsevier Inc., 2011. 247-254 p. ISBN 978-1-85617-745-0.

correlación directa entre el peso molecular y las viscosidades aparentes medidas.<sup>12</sup>

A todos los polímeros proporcionados por Ecopetrol S.A se les evaluó la viscosidad a diferente concentración y su comportamiento en soluciones de álcali-surfactante en agua de inyección sintética. De acuerdo con los resultados fueron seleccionados dos polímeros (los polímeros P231 y P432), los cuales mostraron una menor disminución de la viscosidad aparente ante la adición de álcali y un surfactante. Los resultados se muestran en la *tabla 1*. Los polímeros P432 y P231 fueron mezclados con agua de inyección sin suavizar donde se determinó el efecto del calcio y el magnesio en la viscosidad aparente, los resultados son mostrados en las *figuras C1 y C2* del *anexo C*.

*Tabla 1. Viscosidades aparentes en agua de inyección sintética suavizada y agua de inyección suavizada con álcali-surfactante.*

<b>Viscosidad Aparente a 62°C [cp]</b>		
<b>Polímero</b>	<b>Agua de inyección sintética suavizada</b>	<b>Agua de Inyección Suavizada con AS</b>
P131	4.1	2.6
P231	3.6	3
P132	9	4.2
P232	8.9	7.1
P332	8.3	4.4
P432	5	3.5
P532	5.2	4
P134	6.3	5.4
P135	6.1	
P235	5	
P335	3.6	

<sup>12</sup> SALAGER, Jean-Louis. Surfactantes y polímeros en solución acuosa. Anfífilos en solución\_pdf S202ES-66.

- ✓ **Reología del Polímero.** Las poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas fueron probadas para diferentes esfuerzos cortantes y concentraciones. En general, se observó que el comportamiento presentado por los polímeros corresponde a un fluido no newtoniano pseudoplástico, con una disminución de la viscosidad a un aumento del esfuerzo cortante. El esfuerzo cortante en el yacimiento puede ser relacionado con la velocidad de los fluidos, que es mayor cerca al pozo de inyección y disminuyen logarítmicamente a distancias lejos del pozo.

Es importante que el polímero presente altas viscosidades, pero también se deben tener en cuenta otros aspectos como el tamaño de la molécula que puede bloquear la garganta del poro o la susceptibilidad del polímero ante la dureza de la solución. Por ello, los polímeros P231 y P432, se sometieron a esfuerzos cortantes a diferentes concentraciones en soluciones de álcali- surfactante con agua de producción suavizada y agua de inyección suavizada. Los resultados fueron presentados en el *anexo C*.

#### **1.1.2. Evaluaciones roca- fluido.**

- ✓ **Consumo estático de químicos.** La prueba del consumo estático es un método que estima la pérdida de químicos que puede ocurrir gracias a la adsorción de la roca del yacimiento. Para esta prueba se usa arena no consolidada del reservorio. El objetivo es comparar la adsorción de las diferentes soluciones, en especial el consumo de surfactante y evaluar el cambio en la tensión interfacial debido a la exposición prolongada a la roca.

Se realizó quince pruebas para combinaciones de químicos, las cuales consistieron de varias combinaciones de álcali, surfactante y el polímero con los mejores resultados, el P432. Se comprobó que la adsorción de tensoactivo

disminuye al agregar un agente de sacrificio como el álcali  $\text{Na}_2\text{CO}_3$ , lo que beneficia en costos al proceso. Los resultados fueron reportados en el *anexo D*.

- ✓ **Permeabilidad Relativa.** Las permeabilidades relativas fueron determinadas a  $62^\circ\text{C}$  usando un núcleo lineal extraído del Campo Yarigui-Cantagallo. Las permeabilidades relativas fueron calculadas usando una adaptación de equipo de una técnica gráfica estándar. Las tasas de inyección para determinar la permeabilidad relativa fueron calculadas de acuerdo a Batycky.<sup>13</sup> Los resultados fueron recopilados en el *anexo E*. Los datos sugieren que los núcleos Yarigui-Cantagallo tienen mojabilidad al agua como se muestra en la *tabla 2*.

*Tabla 2. Criterios para clasificar la mojabilidad del yacimiento Yarigui-Cantagallo*

	Mojado por agua	Mojado por aceite	Promedio
Saturación inicial de agua % VP	>20%	<15% usualmente 10%	32%
Permeabilidad relativa de agua a crudo residual	<0.3	>0.3	0.015

- ✓ **Reducción de permeabilidad.** La reducción de la permeabilidad es el bloqueo de los poros causada por la adsorción del polímero. En ese sentido el factor de reducción de permeabilidad es la reducción de permeabilidad de la roca cuando el polímero fluye a través de ella. Esta prueba constó de mediciones de permeabilidades y viscosidades a través del núcleo lineal extraído de campo Yarigui-Cantagallo. En el *anexo F*, muestra los datos tomados.

---

<sup>13</sup> BATYCKY, J.P., MC CAFFERY, F.G., and HODGINS, P.K. Interpreting Capillary Pressure and Rock Wetting Characteristics from Unsteady-State Displacement Measurements. Washington: Petroleum Recovery Institute, 1980. 54 p.

- ✓ **Factor de resistencia.** Las pruebas de factor de resistencia fueron realizadas en el núcleo lineal extraído de campo Yarigui-Cantagallo. Los datos de factores de resistencia son usados para estimar la concentración requerida del polímero para una razón de movilidad de la unidad. El método para hallar la razón de control de movilidad a partir del factor de resistencia fue discutido por Manji y Stasiuk.<sup>14</sup> Una forma simple de pensar que el factor de resistencia puede proporcionar la concentración del polímero, es que el factor de resistencia es la viscosidad dinámica normalizada. Por lo tanto, un factor de resistencia de 10 indica que la viscosidad dinámica del fluido inyectado es 10 veces más alta que la del agua. Los datos de factor de resistencia indicaron que la concentración de polímero requerido para una razón de control de movilidad de 1 es de 575 mg/L. Los resultados se reportaron en el *anexo G*.
  
- ✓ **Capacidad de intercambio catiónico.** El mecanismo de intercambio catiónico corresponde a la alteración de la composición iónica del agua en contacto con la roca del yacimiento y depende la fracción de arcillas en forma multivalente. El calcio producido a partir del intercambio catiónico pretende mantener el equilibrio entre las arenas del yacimiento y el agua. En ese sentido, se aumenta la relación sodio/ calcio cuando se agrega una sal alcalina de sodio, ya que la roca reacciona para mantener el equilibrio, liberando calcio si se encuentra disponible. La capacidad de intercambio catiónico del núcleo Yarigui-Cantagallo es de 1,51 miliequivalentes de Ca intercambiado/ 100g de roca, lo que representa una pérdida de 4600 Lb/acre\*ft de Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> en un yacimiento de 20% de porosidad en roca.

**1.1.3. Pruebas de Coreflood radial.** Los núcleos radiales fueron usados para pruebas de adsorción dinámicas. Los químicos a inyectar, estarán en constante

---

<sup>14</sup> MANJI, K.H. and STASIUK, B.W. Design Considerations for Dome's David Alkali/Polymer Flood. Washigton: Can. J. Pet. Tech., 1988. Vol 27, 49-54 p.

movimiento por tanto las pruebas de adsorción estáticas son sólo representativas del fenómeno, son ideales. Esta prueba, es una simulación física del fenómeno más allegada a la realidad. Los datos de adsorción dinámica se recopilan en el *anexo H*.

## 1.2 SELECCIÓN DE LAS COMBINACIONES QUÍMICAS PARA LA INYECCIÓN

Después un análisis minucioso de los resultados en laboratorio, se procedió a escoger una (1) combinación de componentes químicos, los cuales fueron evaluados (*tabla 3*) por simulación computacional por medio del software UTCHEM 9.31 presentados a continuación:

*Tabla 3. Sustancias químicas seleccionadas para evaluar en simulación computacional.*

Selección de químicos	
Álcali	Carbonato de Sodio
Surfactante	S115
Co-surfactante	Isobutanol
Polímero	P432

**1.3 CORRELACIÓN DE DATOS OBTENIDOS EN LABORATORIO** Los datos de laboratorio presentados son analizados por correlaciones sugeridas por el simulador UTCHEM.<sup>15</sup> Estas correlaciones pretenden obtener datos característicos de los fenómenos ocurridos en yacimiento para ser ingresados en el software UTCHEM.<sup>16</sup>

**1.3.1 Salinidad Efectiva.** Los parámetros de entrada para el simulador, son la cantidad de aniones totales (C50) y la cantidad de cationes (C60) en equivalentes. Para las constantes de entrada en los diferentes pozos inyectoros, la representación es C (M, 5,1) para la cantidad total de aniones y C (M, 6, 1) para la cantidad de

---

<sup>15</sup>THE UNIVERSITY OF TEXAS AT AUSTIN. Technical Documentation: UTCHEM 9.0, A three dimensional Chemical Flood Simulator. Op. cit, p 2-10.

<sup>16</sup> SHEHG, op. cit, p 51.

cationes divalentes, donde M caracteriza el pozo inyector, 5 los aniones, 6 los cationes y 1 la fase acuosa.

Para modelar la salinidad en la el ambiente de simulación, UTCHEM utiliza en concepto de salinidad efectiva:

$$C_{se} = \frac{C_{51} + (\beta_6 - 1)C_{61}}{C_{11}}$$

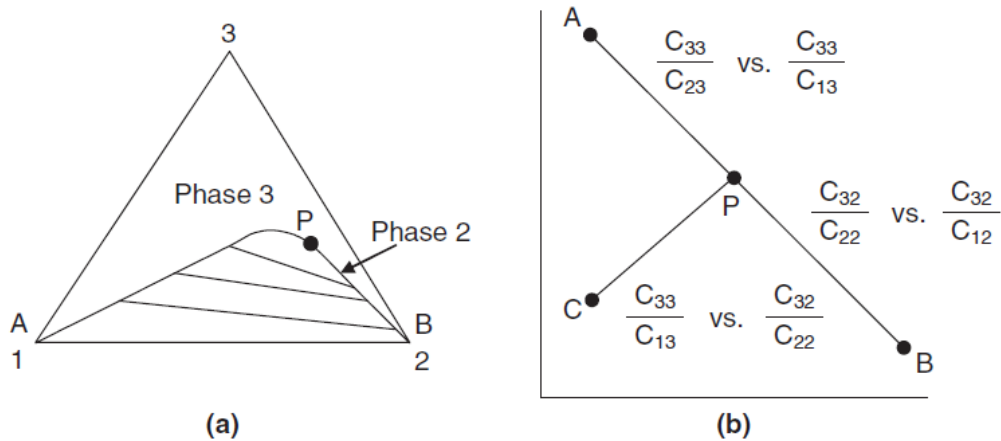
Donde  $C_{51}$ ,  $C_{61}$  y  $C_{11}$  son respectivamente las concentraciones de aniones totales, cationes divalentes y de agua en la fase acuosa.  $\beta_6$  es el parámetro de salinidad efectiva para el calcio medida en el laboratorio necesario en cómo dato de entrada para el programa UTCHEM.

**1.3.2 Curva binodal.** El simulador UTCHEM, hace uso de la Regla de Hand con la cual puede ser representada el comportamiento de fases una vez establecida la curva binodal y las líneas de equilibrio. En la *figura 3*, se puede observar el diagrama ternario de un sistema de Tipo II (-) con su correspondiente gráfica de la regla de Hand. La gráfica de la Regla de Hand es construida a partir del comportamiento de las fases en función de la salinidad efectiva, se basa en que las razones de las concentraciones en el equilibrio de la fase representadas en líneas rectas en una escala logarítmica. Ecuación de la regla de Hand:

$$\frac{C_{3l}}{C_{2l}} = A_H \left( \frac{C_{3l}}{C_{1l}} \right)^{B_H}$$

Donde  $l$  puede tomar valores de 1, 2,3 según la fase (acuosa, oleica y de microemulsión, respectivamente)

Figura 3. Diagrama Ternario y su representación en una gráfica de la regla de Hand



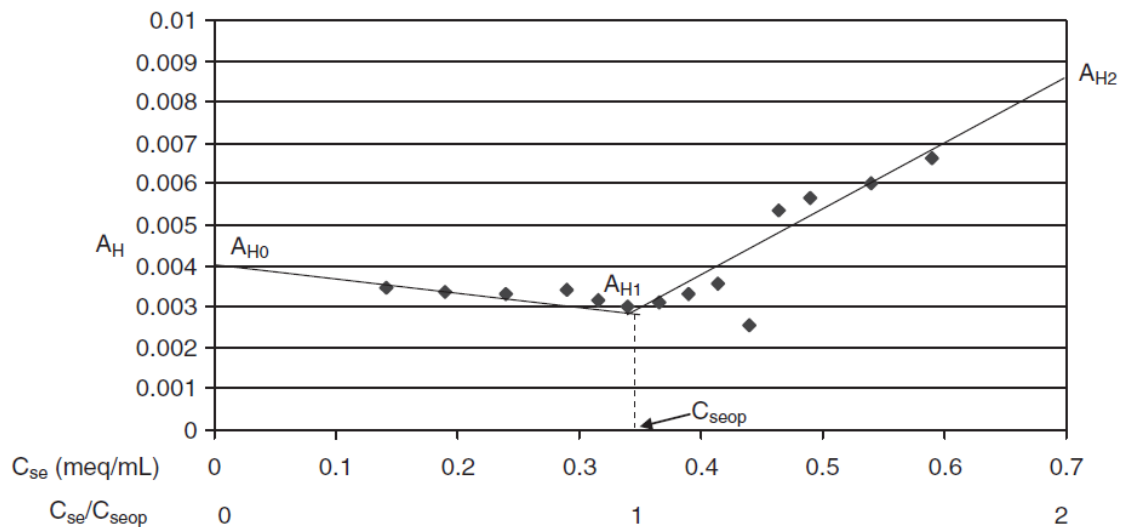
$A_H$  y  $B_H$  son parámetros empíricos de la Regla de Hand. El simulador UTCHEM utiliza la Regla de Hand para modelar el comportamiento de las fases, la curva binodal es supuesta simétrica, donde el parámetro  $B_H$  es igual a -1 y el parámetro  $A_H$ , puede ser encontrado a partir de la siguiente ecuación

$$A_H = \frac{(C_{3l})^2}{C_{1l}C_{2l}} \quad \text{Donde } l=1, 2, 3$$

Para los sistemas Tipo II (-)  $l=2, 3$  y para el Tipo II (+)  $l=1, 3$ . La ecuación anterior funciona incluso para los puntos trenza, pero se usa explícitamente para realizar la gráfica de  $A_H$  en función de la salinidad efectiva para hallar los valores que nos conducirán a los parámetros requeridos en el simulador UTCHEM ( $C_{33máx0}, C_{33máx1}, C_{33máx2}$ ).

La *figura 4*, muestra la distribución de  $A_H$  en función de la salinidad efectiva, donde a partir de la interpolación de los puntos de distribución se puede hallar  $A_{H0}$ ,  $A_{H1}$ ,  $A_{H2}$  a las salinidades baja, óptima y alta respectivamente.

Figura 4. Gráfica de el parámetro  $A_H$  vs la salinidad efectiva. Sheng., 2011.



Una vez obtenidos los valores para  $A_{H0}$ ,  $A_{H1}$ ,  $A_{H2}$ , se procederá a calcular los parámetros de entrada pedidos por el simulador UTCHEM.

$$C_{33m\acute{a}x} = \frac{\sqrt{A_H}}{2 + \sqrt{A_H}}$$

Los parámetros obtenidos de laboratorio, fueron perfeccionados en el simulador UTCHEM, a través de corridas BATCH. Estas corridas, permiten ajustar los datos de laboratorio a los modelos descriptivos del comportamiento de fase como la regla de Hand.

Tabla 4. Datos experimentales de los comportamientos de fase y los obtenidos por el simulador a partir de su herramienta UTCHEM.

	Leidos de datos de Equilibrio	EQBATCH
Salinidad Inicial [meq/ml]	0.118689666	
Dureza [meq/ml]	0.047	
Salinidad óptima [meq/ml]	0.3165	
Relación de solubilización óptima [ml/ml]	15.254	
Csel [meq/ml]	0.276942554	0.276942554
Cseu [meq/ml]	0.356057446	0.356057446
C33max1	0.032778288	0.03
C33max0	0.065556575	0.028
C33max2	0.065556575	0.03

**1.3.3 Tensiones Interfaciales.** Las tensiones interfaciales están ligada con las relaciones de solubilización según la ecuación de Chun-Huh:

$$\sigma_{l3} = \frac{c}{R_{l3}^2} \quad \text{donde } l = 1,2$$

Donde c toma un valor típico de 0,3. Se introdujo el factor de corrección  $F_l$  de Hirasaki y se modificó la ecuación de Huh, lo que reduce la tensión interfacial agua-aceite cuando la concentración de surfactante se aproxima a cero.

$$\sigma_{l3} = \sigma_{ow} e^{-a R_{l3}} + \frac{c F_l}{R_{l3}^2} \left( 1 - e^{-a R_{l3}^3} \right)$$

Donde a es una constante igual a cero.

A continuación de presentan los parámetros requeridos por el software para las tensiones interfaciales:

Tabla 5. Parámetros de entrada de tensiones interfaciales para el simulador UTCHEM.

Parámetros de Tensiones Interfaciales		
CHUH	0.34	
AHUH	10	
Tensión Interfacial w/o	21.9	dinas/cm
LOG 10 $\sigma$ agua- aceite	1.340444115	dinas/cm

**1.3.4 Saturación Residual.** Pope and Ji (1995), postularon un número adimensional que pudiera relacionar las fuerzas viscosas y las gravitacionales en un solo concepto. El número de entrapamiento está definido como:

$$N_{tl} = \frac{\{-k * \rho l' (\nabla P l' - g * \rho l' * \nabla h) - k[g(\rho l' - \rho) * \nabla h]\}}{\sigma l l'}$$

Donde los subíndices  $l$  y  $l'$  corresponden a la fase desplazada y desplazante.  $K$ ,  $\rho$ ,  $\sigma$  son respectivamente la permeabilidad, la densidad y la tensión interfacial. La expresión  $(\nabla P l' - g * \rho l' * \nabla h)$  es entendida como el gradiente del flujo potencial.

La ecuación que describe las saturaciones residuales en función del número de entrapamiento es:

$$S_{lr} = S_{lr}^{high} + \frac{S_{lr}^{low} - S_{lr}^{high}}{1 + T_l * N_{tl}}$$

Donde  $N_{tl}$  es el número de entrapamiento y  $T_L$  es el parámetro de entrada para el programa de simulación UTCHEM, el cual es obtenido a partir de las observaciones experimentales entre las saturaciones residuales y el número de entrapamiento:

Tabla 6. Parámetros de entrada UTCHEM para la curva de desaturación capilar

Curva de desaturación Capilar	
Fase acuosa	1865
Fase oleica	8000
Fase microemulsión	364.2

**1.3.5 Permeabilidades Relativas.** Para calcular las permeabilidades relativas se utiliza el siguiente modelo exponencial, donde se expresa como estas cambian como lo hacen las saturaciones residuales con el número de entrampamiento.

$$k_{rl} = k_{rl}^0 \left( \frac{S_l - S_{lr}}{1 - S_{or} - S_{wr} - S_{mr}} \right)^{n_l} \quad l = o, w, m$$

Donde  $k_r^0$  y  $n_l$  representan el punto extremo y la curvatura de la función  $k_{rl}(S_l)$ . Estos coeficientes cambian con las saturaciones residuales y se calculan como una interpolación lineal entre los valores correspondientes a alto y bajo números de entrampamiento.  $(k_{rl}^{0high}, k_{rl}^{0low}, n_l^{high}, n_l^{low})$ .

Para escalar las saturaciones finales de petróleo luego de la inyección de químicos se usaron dos métodos, el método surtek y el método CMG, posteriormente el dato final fue el promedio de los resultados de los dos métodos.

Método CMG

$$(Sorw_c)_F = \left( \frac{Sorw_c}{Sorw_{wF}} \right)_{cF} * (Sorw_{wF})_F$$

Método Surtek

$$(Sorw_c)_F = ave\left(\frac{Sorw_c}{Sorw_{wF}}\right) * (Sorw_{wF})_F, (Sorw_{wF})_F - (Sorw_{wF} - Sorw_c)_{CF}$$

Donde,  $Sorw_c$  es la saturación de petróleo residual final luego de químicos,  $Sorw_{wF}$  es la saturación de petróleo residual final luego de la inyección de agua y CF Y F se refieren al coreflood y al field respectivamente.

En las gráficas que se presenta a continuación se puede observar las permeabilidades relativas en la roca del campo Yarigui- Cantagallo y en el núcleo lineal luego de la inyección de agua y químicos.

Figura 5. Curva de permeabilidad relativa en Yarigui- Cantagallo luego de la inyección de agua.

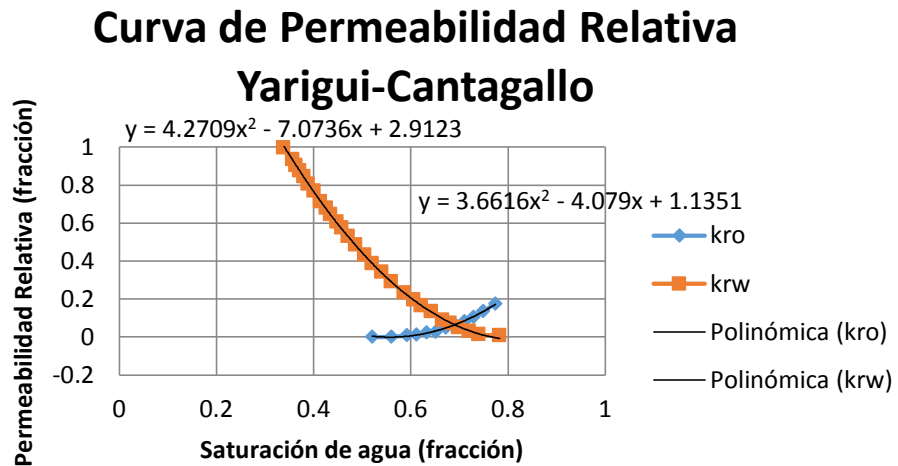
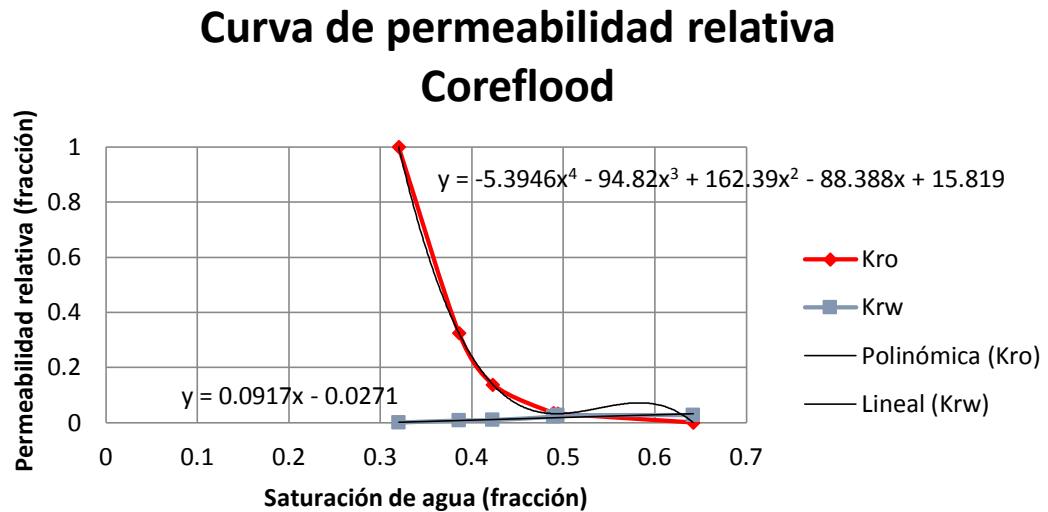


Figura 6. Curva de permeabilidad relativa en núcleo lineal luego de la inyección de químicos



Para obtener los parámetros de entrada para el software UTCHEM, se correlacionan los datos de permeabilidades relativas en función de la saturación de agua según la tendencia de su gráfica y sintonizándolos con el modelo predictivo usado en el UTCHEM. Los datos se muestran a continuación:

Tabla 7. Parámetros de curvas de permeabilidades relativas a bajos y altos números capilares

CURVA DE Kr PARA BAJO NÚMERO CAPILAR		CURVA DE PERMEABILIDAD RELATIVA PARA ALTO NÚMERO CAPILAR	
<b>Saturación residual</b>		<b>Saturación residual</b>	
Componente		Componente	
Agua	0.4094	Agua	0.32
Aceite	0.2	Aceite	0.143690789
Microemulsión	0.4094	Microemulsión	0.32
<b>End point de permeabilidad relativa</b>		<b>End Point de permeabilidad relativa</b>	
Componente		Componente	
Agua	0.2	Agua	0.027
Aceite	0.7	Aceite	1
Microemulsión	0.2	Microemulsión	0.027
<b>Exponente de permeabilidad relativa</b>		<b>Exponente de permeabilidad relativa</b>	
Componente		Componente	
Agua	4	Agua	1
Aceite	2	Aceite	3.965134762
Microemulsión	4	Microemulsión	0.39033079

### 1.3.6 Propiedades del Polímero.

- ✓ **Viscosidad del polímero.** La viscosidad de la solución del polímero a una tensión cortante de cero, se calcula dependiendo del polímero y de las concentraciones electrolíticas:

$$\mu_p^0 = \mu_w \left( 1 + (A_{p1} * C_{pl} + A_{p2} * C_{pl}^2 + A_{p3} * C_{pl}^3) C_{SEP}^{SP} \right) ; \quad l = w \text{ ó } m$$

Donde  $C_{pl}$  es la concentración del polímero en la fase acuosa o en la microemulsión, la que posea la mayor concentración de polímero.  $A_{p1}$ ,  $A_{p2}$  y  $A_{p3}$

son constantes determinadas al correlacionar la viscosidad del polímero vs la concentración del polímero. El término  $C_{SEP}^{SP}$ , determina la dependencia de la viscosidad del polímero a la salinidad y la dureza.

El parámetro de entrada SSLOPE es calculado a partir de la gráfica donde se relaciona las viscosidades  $\frac{\mu_o - \mu_w}{\mu_o}$  vs  $C_{SEP}$ , este parámetro es la pendiente de la curva resultante. La salinidad más baja está en el orden de 0,01% en peso de polímero.

Las gráficas de la correlación de los datos de la viscosidad en función de la concentración polimérica y de la viscosidad vs. salinidad, nos permite obtener parte los parámetros de entrada requeridos para el software:

Figura 7. Correlación de los datos de viscosidad del polímero P432 a diferentes concentraciones.

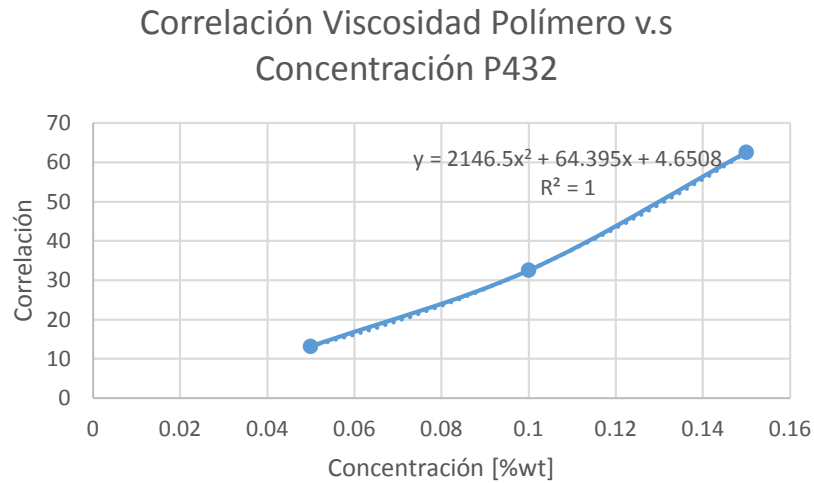
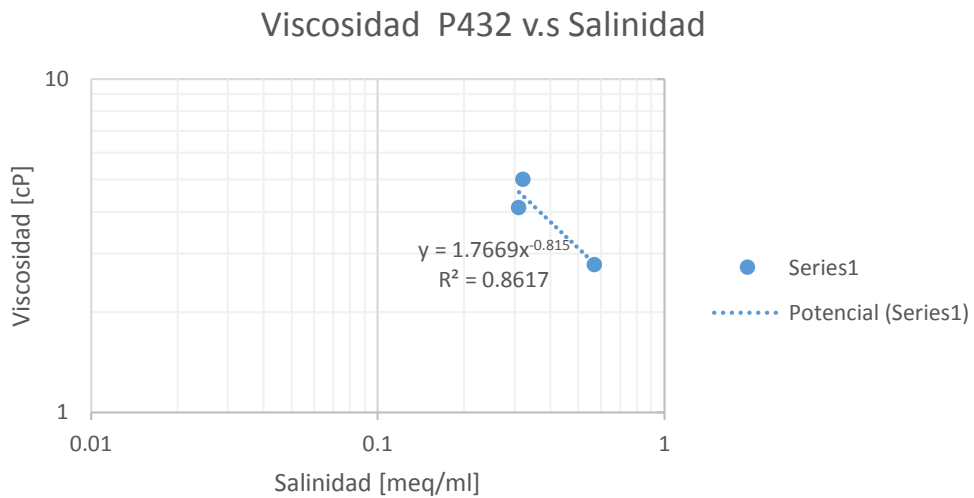


Figura 8. Viscosidad del polímero P432 en función de la salinidad efectiva para el polímero.



Datos de entrada UTCHEM:

Tabla 8. Parámetros de entrada para la viscosidad del polímero UTCHEM

INPUT UTCHEM P432	
AP1	4.6508
AP2	64.395
AP3	2146
Min Csep	0.01
Slope Csep	-0.815
Bp	10

- ✓ **Comportamiento del polímero sometido a esfuerzos cortantes.** La reducción en la viscosidad del polímero es modelada en por la ecuación de Meter (Meter and Bird, 1964). El efecto de la velocidad de corte en la viscosidad puede determinarse a partir de la siguiente ecuación:

$$\mu_p = \mu_w + \frac{\mu_p^0 - \mu_w}{1 + \left(\frac{\gamma}{\gamma_{1/2}}\right)^{P\alpha-1}}$$

Donde la ecuación representa la viscosidad sometida a una velocidad de corte;  $\gamma_{1/2}$  es la velocidad de corte a la cual la viscosidad es el promedio entre  $\mu_{po}$  y  $\mu_w$  y  $P\alpha$  es un coeficiente de naturaleza empírica.

Aplicando el modelo de esfuerzos cortantes para el polímero y observando el comportamiento de la gráfica de la viscosidad en función de los esfuerzos cortantes, se obtienen los parámetros de entrada UTCHEM mostrados en la *tabla 9*. Estos parámetros están definidos para diferentes concentraciones de polímero, a los cuales se les hará un estudio de sensibilidad en los resultados del proceso.

*Figura 9. Viscosidad del polímero P432 en función de la velocidad de corte en agua sintética suavizada.*

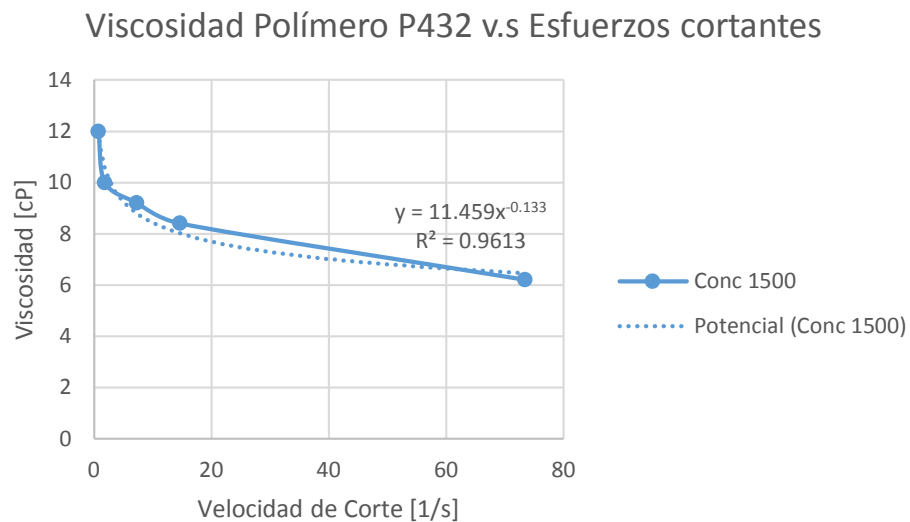


Tabla 9. Parámetros de entrada de esfuerzos cortantes para el polímero P432

Datos para Esfuerzos cortantes del Polímero P432 1500 ppm		
n	0.867	
C	6	Canella et al 1988
$\dot{\gamma}_c$	4.694699727	
Datos para Esfuerzos cortantes del Polímero P432 1000 ppm		
n	0.865	
C	6	Canella et al 1988
$\dot{\gamma}_c$	4.695071654	
Datos para Esfuerzos cortantes del Polímero P432 500 ppm		
n	0.899	
C	6	Canella et al 1988
$\dot{\gamma}_c$	4.688937121	

✓ **Partición del polímero y cálculo del factor de reducción de permeabilidad.**

El incremento de la viscosidad del polímero no sólo causa aumento en la movilidad del tapón, sino que la permeabilidad efectiva del medio también se ve afectada gracias al entrapamiento de las moléculas del polímero en los poros.

Es por ello que también la reducción de la permeabilidad es modelada a partir del siguiente factor de reducción de permeabilidad

$$R_k = \frac{\text{Permeabilidad efectiva del agua}}{\text{Permeabilidad efectiva del polímero}}$$

El cambio en la movilidad es modelado por el factor de resistencia tomando en cuenta el efecto del aumento de la viscosidad y la reducción de la permeabilidad.

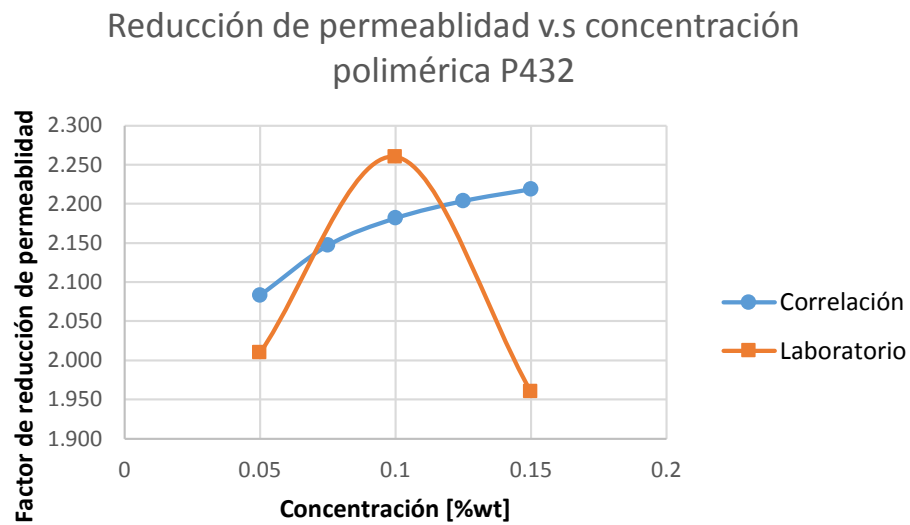
$$R_f = R_k \frac{\mu_p}{\mu_w}$$

El simulador UTCHEM modela el factor de reducción de permeabilidad a partir de la ecuación:

$$R_k = 1 + \frac{(R_{m\acute{a}x} - 1)b_{rk}C_{4l}}{1 + b_{rk}C_{4l}}$$

Con esta ecuación y los datos correspondientes a los factores de reducción de permeabilidad es posible hallar el parámetro de entrada  $b_{rk}$ , realizar un ajuste de la data experimental y conocer el factor de reducción de permeabilidad máximo.

Figura 10. Comparación de los factores de reducción de permeabilidad obtenidos en laboratorio y ajustados con el modelo UTCHEM



Para obtener el parámetro  $C_{rk}$ , se usa la siguiente ecuación junto con datos de permeabilidades y factores de reducción de permeabilidad.

$$R_{m\acute{a}x} = \max \left\{ \left[ 1 - \frac{C_{rk}(A_{p1}C_{SEP}^{SP})^{1/3}}{\left(\frac{\sqrt{k_x k_y}}{\phi}\right)^{1/2}} \right]^{-4}, 10 \right\}$$

$C_{4l}$  es la concentración del polímero en la fase  $l$ , la cual es la fase más rica en el polímero.

En la *tabla 10*, se presentan los datos requeridos por el software UTCHEM:

*Tabla 10. Parámetros de entrada UTCHEM de partición y factor de reducción de permeabilidad del polímero*

Parámetros de Red. Permeabilidad UTCHEM	
brk	100
Ckr	0.063
Porosidad Efectiva	
Surfactante	1
Polímero	0.85

**1.3.7 Presión Capilar.** La presión capilar entre dos fases es modelada en función de las tensiones interfaciales, permeabilidad, porosidad y saturación. Estas presiones pueden ser modeladas con las ecuaciones de Brooks and Corey (Brooks and Corey, 1966) y Van Genutchen (Van Genutchen, 1980).

Para este caso de simulación computacional, se trabaja con la ecuación de Brooks and Corey para el modelamiento de las presiones capilares:

$$P_{cwm} = C_{pci} \sqrt{\frac{\phi}{k}} * \frac{\sigma_{wm}}{\sigma_{wo}} \left( 1 - \frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{or} - S_{wr} - S_{wm}} \right)^{-\frac{1}{\lambda i}}$$

$$P_{com} = C_{pci} \sqrt{\frac{\phi}{k} * \frac{\sigma_{om}}{\sigma_{wo}}} \left( 1 - \frac{S_o - S_{or}}{(S_w - S_{wr}) + (S_m - S_{mr})} \right)^{-\frac{1}{\lambda i}}$$

Los parámetros de entrada para el UTCHEM son  $P_{cwm}$ ,  $P_{com}$ ,  $\frac{-1}{\lambda i}$  correspondientes a los end points y exponentes del ajuste de las curvas de presión capilar vs saturación de agua normalizado, presentados en la *tabla 11*.

*Tabla 11. Parámetros de entrada al simulador UTCHEM correspondiente a la presión capilar*

Parámetros de la Presión Capilar	
Exponente	2
End Point	0.865

**1.3.8 Difusión y dispersión.** Si los fluidos fluyen a través de un medio poroso, se debe tener en cuenta algo de mezcla adicional. Esto aumenta la mezcla causada por el flujo de fluido desigual o causado por gradientes de concentración que resultan de flujo de fluido que será llamado dispersión. En otras palabras es la mezcla de dos fluidos miscibles causados por difusión, gradientes de velocidad local, heterogeneidades de la roca y mezcla mecánica en el cuerpo del poro.<sup>17</sup>

El parámetro  $\alpha_L$ , describe mejor el medio poroso ya que este es independiente de la velocidad de flujo. Este es llamado dispersividad longitudinal para paquetes de arenas. Arya (1988), publicó algunos datos de dispersividad longitudinal,

<sup>17</sup> LAKE, Larry. Enhanced Oil Recovery. 1<sup>st</sup> Edition. Texas: Prentice Hall PTR, 1989. 289 p.

dependiente de la longitud o extensión del núcleo L, la siguiente ecuación define las dispersividades para datos para escala laboratorio:

$$\alpha_L = 0,229L^{0,755}$$

Y para datos a escala de campo:

$$\alpha_L = 0,044L^{1,13}$$

Para la dispersividad transversal se han encontrado menos estudios, sin embargo, se encontró que la dispersividad horizontal es aproximadamente el 10% de la dispersividad longitudinal en el plano de estratificación y la dispersividad vertical es aproximadamente del 1% [Gelhar (1997)].

*Tabla 12. Coeficientes de dispersividad longitudinal y transversal campo Yarigui-Cantagallo*

Coeficientes de dispersividad longitudinal y transversal		
L	480	ft
$\alpha_L$	47.1254244	ft
$\alpha_t$	4.71254244	ft

### 1.3.9 Adsorción de Químicos.

- ✓ **Adsorción de surfactante.** En este modelo la adsorción de surfactante tiene en cuenta las salinidades efectivas, las concentraciones y las permeabilidades. La adsorción de surfactante es irreversible con las concentraciones y reversible con la salinidad.

La adsorción de surfactante está dada por:

$$\hat{C} = \min \left( \hat{C}_k, \frac{a_k (\check{C}_k - \hat{C}_k)}{1 + b_k (\check{C}_k - \hat{C}_k)} \right) \quad k=3$$

Donde el mínimo es importante para evitar que la adsorción sea mayor que la concentración inicial de surfactante.

La ecuación a continuación, pretende modelar la adsorción de surfactante en función de la salinidad efectiva, y la permeabilidad. La adsorción se incrementa linealmente con la salinidad y disminuye al presentarse mayores permeabilidades.

$$A_k = (ak_1 + ak_2 C_{se}) \left( \frac{k_{ref}}{k} \right)^{0.5} \quad k=3$$

La salinidad efectiva  $C_{se}$ , se describe con mayor detalle en el modelamiento de salinidades,  $K_{ref}$  es la permeabilidad de referencia para los cuales los parámetros de entrada  $ak_1$  y  $ak_2$  fueron encontrados.

La *figura 11* nos muestra retención de surfactante a diferentes concentraciones, dichos datos fueron sintonizados con la ecuación de la isoterma de Langmuir usada para modelar la adsorción en el simulador UTCHEM.

Figura 11 .Modelamiento de la retención de surfactante en función de su concentración

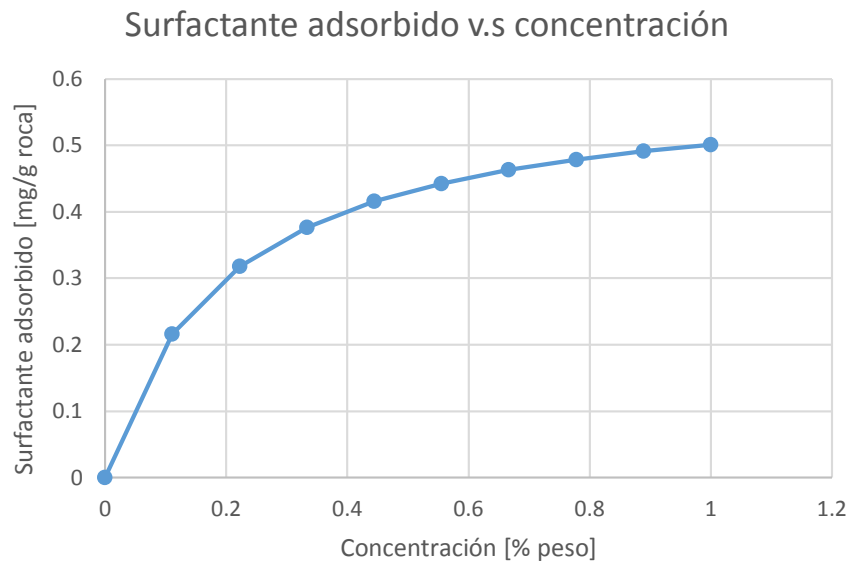


Tabla 13 .Parámetros de entrada para UTCHEM referente a la adsorción del surfactante S115.

Parámetro de Entrada UTCHEM		
a31	18.38	mg/g roca
a32	5.707350128	
b3	1000	(Valor Típico)

- ✓ **Adsorción de Polímero.** . La Isotherma de Langmuir, es el método utilizado para modelar la adsorción del polímero en función de la salinidad, la concentración del polímero y la permeabilidad.

La adsorción del polímero está dada por la ecuación:

$$\hat{C} = \min \left( \hat{C}_k, \frac{a_k (\check{C}_k - \hat{C}_k)}{1 + b_k (\check{C}_k - \hat{C}_k)} \right) \quad k=4$$

Se debe tener en cuenta el mínimo como garantía de que la adsorción de polímero no sobrepasará la concentración total existente.

La ecuación siguiente permite modelar la adsorción de polímero en función del parámetro  $a_k$  de la Isotherma de Langmuir, la salinidad y las permeabilidades. Aquí se puede observar como la adsorción se incrementa linealmente con la salinidad efectiva y disminuye con el aumento de la permeabilidad.

$$a_k = (a_{k1} + a_{k2} C_{sep}) \left( \frac{k_{ref}}{k} \right)^{0.5} \quad k=4$$

Los parámetros  $a_{k1}$  y  $a_{k2}$ , son medidos en laboratorio,  $C_{sep}$  es la salinidad efectiva para el polímero y  $K_{ref}$  es la permeabilidad a la cual son medidos los parámetros de entrada  $a_{k1}$  y  $a_{k2}$ .

La gráfica de la *figura 12*, presenta la adsorción del polímero modelada con la correlación sugerida por el software UTCHEM, los parámetros fueron calculados,  $a_{k1}$  teniendo en cuenta características de la roca y del polímero y  $a_{k2}$  teniendo en cuenta la salinidad de la prueba.

*Figura 12 .Modelamiento de la retención del polímero en función de su concentración.*

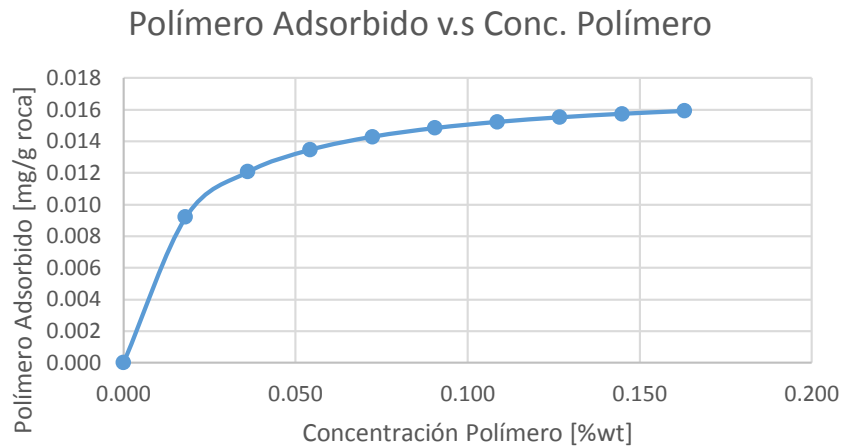


Tabla 14. Parámetros de entrada para UTCHEM referente a la adsorción del polímero P432

Parámetros de Entrada UTCHEM		
a41	0.334172349	µg poly/g roca
a42	0.103787512	
b4	100	

**1.4 SIMULACIONES EN SOFTWARE COMPOSICIONAL UTCHEM 9.31** Con el fin de tener una noción de los resultados que se podrían tener con la inyección de los químicos seleccionados en los yacimientos Yarigui-Cantagallo, se realiza simulaciones con UTCHEM, simulador composicional capaz de procesar datos provenientes de correlaciones hechas con datos de laboratorio, y a partir de ellos y sus modelos internos de fenomenologías y propiedades arrojar resultados de producción de aceite, cantidad adsorbida de cada componente, volumen de poro acumulado inyectado, fracción de crudo recobrada en función del tiempo en que se quiera mantener marchando el pozo. Para este trabajo, se propusieron cinco (5) tapones de inyección donde se variaron las concentraciones de surfactante inyectado, concentraciones de polímero, el volumen de los fluidos a inyectar y la salinidad. Todo con el objetivo de tener plena conciencia de las cantidades y concentraciones a inyectar y la calidad del agua para disolver los químicos.

## 2. RESULTADOS

### 2.1 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE INTERACCIONES FLUIDO- FLUIDO Y LAS EVALUACIONES ROCA- FLUIDO

De los dos (2) álcalis y los veintiuno (21) surfactantes evaluados en el laboratorio, el álcali  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  presentó el mejor comportamiento al ser mezclado con los surfactantes Supersurf 80203 y S115, ya que se visualizaron en las pruebas de barrido o fases tipo Winsor II+ y III. La presencia de estas microemulsiones es importante para el proceso, ya que dichas fases permiten la interacción energética y un equilibrio entre el agua y el crudo que difícilmente se puede perturbar<sup>18</sup>. Dentro de los surfactantes, el seleccionado fue el S115, que a pesar de no mostrar tan buenas tensiones interfaciales como el Supersurf 80203 como se observa en la *figura 13*, dentro de los veintiuno (21) surfactantes evaluados, este fue el segundo mejor dentro de los que mostraron mejores resultados con base en los valores de tensión interfacial, pruebas de sensibilidad a la salinidad (*figura B5* del anexo B) y disponibilidad del producto la empresa para llevar a cabo el estudio.

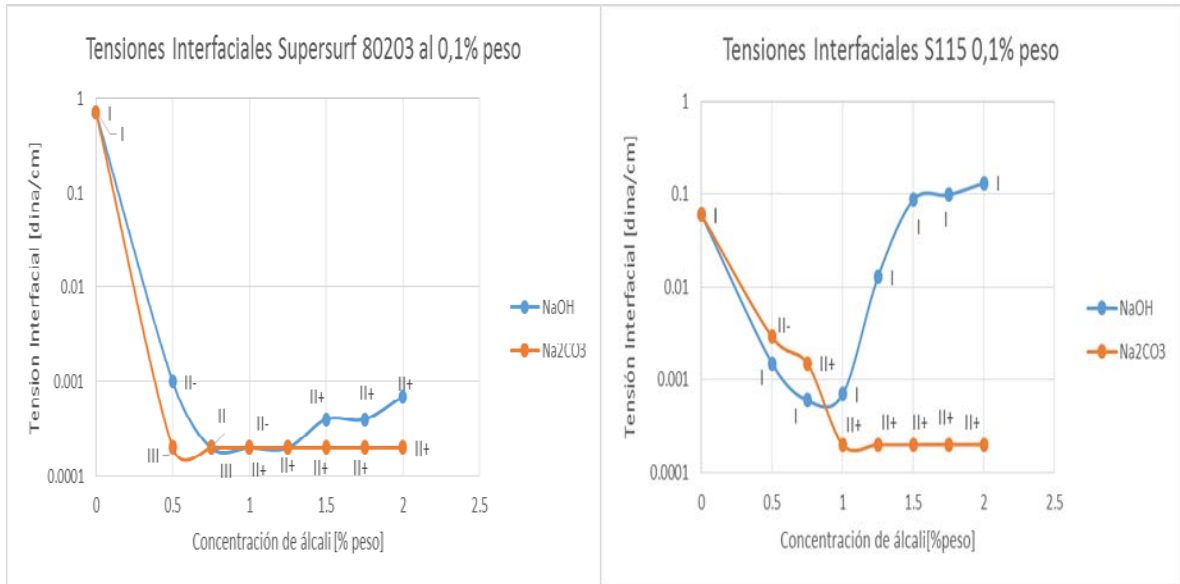
El polímero P432, fue escogido debido a sus características de resistencia a la dureza del agua, y a que fue el que presentó mayores viscosidades en solución. Como se puede corroborar en los resultados del *anexo C*. Se decidió incluir en la formulación ASP, un co-solvente con el propósito de minimizar la formación de geles, cristales líquidos, emulsiones, partición del surfactante y reducir la viscosidad de la microemulsión. El co-solvente usado fue el Isobutanol.<sup>19</sup>

---

<sup>18</sup> SALAGER, Jean- Louis. Recuperación Mejorada de Petróleo. Cuaderno FIRP, módulo de enseñanza para fenómenos interfaciales.

<sup>19</sup> SHEHG, op. cit, p 277-281.

Figura 13. Tensiones interfaciales y comportamientos de fase presentados por los surfactantes Supersurf 80203 y S115 una concentración del 1% peso



## 2.2 CREACION Y EVALUACIÓN DE LOS TAPONES A INYECTAR EN EL SIMULADOR COPOSICIONAL UTCHEM

UTCHEM modela la formación de jabón natural, como un surfactante adicional, pero no distingue el jabón natural, del surfactante sintético inyectado. La simulación incluye los efectos del jabón y el de la salinidad óptima en los procesos de ASP. En ese sentido, es indispensable para trabajar en el software realizar la formulación de las reacciones que pueden ser llevadas a cabo entre el álcali Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>, la solución y el tipo de roca presente en el yacimiento. Estas reacciones describen las interacciones en fase acuosa, el álcali y el crudo, reacciones de disolución y precipitación, además de reacciones de intercambio iónico, tanto en la matriz de la roca como en las micelas formadas. En el *anexo K* se presentan las reacciones planteadas y su información requerida. Para el modelamiento de estas reacciones se usó el preprocesador EQBATCH de UTCHEM, el cual ajustó concentraciones de cationes monovalentes y divalentes y arrojó un archivo con la información de las reacciones que deben ingresarse a las simulaciones de pozo.

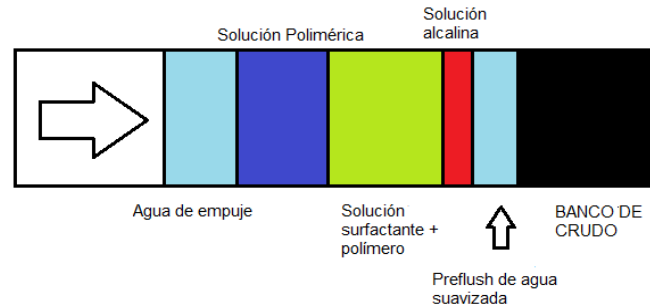
En los procedimientos de recobro terciario por inyección de químicos, los fluidos son inyectados por etapas o tapones. En esta investigación se simuló dicho proceso de la siguiente manera: En primer lugar, se inyecta un preflush de agua sacrificial, con el fin de reducir la salinidad del yacimiento, posteriormente es inyectado un tapón de solución alcalina que originará la formación de surfactante *in situ*, reduciendo la concentración de surfactante que debe inyectarse en el tapón siguiente. El tercer tapón es una mezcla de agua de baja dureza, surfactante y polímero. El tapón de solución polimérica empujará la microemulsión formada, el crudo y el agua en exceso. Y por último, se inyecta un tapón de agua para tener la certeza que exista una máxima producción de tanto de crudo, como de los aditivos inyectados<sup>20</sup>. En la *figura 14*, se presenta el esquema de la carga de aditivos y el orden de ingreso al pozo de los tapones.

Para la creación de las cargas de inyección, el objetivo es evaluar el efecto de las concentraciones de las especies a inyectar, referenciándose de los resultados obtenidos en laboratorio, evaluar el efecto de tamaño del tapón y el efecto de la salinidad en la mezcla surfactante-polímero.

---

<sup>20</sup> DELSHAD, Mojdeh; HAN, Choongyong; VEEDU, Faiz and POPE, Gary. A Simplified model for simulation of alkaline-surfactant-polymer Floods. On line: July 2014. Available: ([www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0920410513001071](http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0920410513001071))

Figura 14. Esquema de los tapones a inyectar en el pozo inyector de Campo Yarigui Cantagallo.



En la *tabla 15*, se observa cinco cargas o inyecciones con diferentes características. En la carga 1ORR, el tapón correspondiente a la solución de surfactante y polímero tiene una concentración de surfactante del 2% en peso, el cambio para estudiar las concentraciones de surfactante se da en 2ORR donde se disminuyó la concentración de surfactante al 1%. Para cualificar el efecto de la concentración de polímero en el tapón de solución polimérica, en 3ORR se aumentó a una concentración de 2000 ppm y para observar la influencia de las velocidades de flujo se creó un tapón con tasas de flujo ascendente en toda la carga 4ORR.

Tabla 15. Descripción de las tasas de flujo y las concentraciones de aditivos para cada tapón.

	1ORR	2ORR	3ORR	4ORR
Tapón 1				
Tasa de inyección de flujo [ft3/día]	1412.59	1412.59	1412.59	1290
Concentración agua [%peso]	100	100	100	100
Concentración surfactante [%peso]	0	0	0	0
Concentración polímero [ppm]	0	0	0	0
Tapón 2				
Tasa de inyección de flujo [ft3/día]	2288.4	2288.4	2288.4	2500
Concentración agua [%peso]	98	99	99	99
Concentración surfactante [%peso]	2	1	1	1
Concentración polímero [ppm]	1500	1500	1500	1500
Tapón 3				
Tasa de inyección de flujo [ft3/día]	1292.5	1292.5	1292.5	2800
Concentración agua [%peso]	100	100	100	100
Concentración surfactante [%peso]	0	0	0	0
Concentración polímero [ppm]	1500	1500	2000	1500
Tapón 4				
Tasa de inyección de flujo [ft3/día]	1292.5	1292.5	1292.5	3000
Concentración agua [%peso]	100	100	100	100
Concentración surfactante [%peso]	0	0	0	0
Concentración polímero [ppm]	0	0	0	0

La salinidad es una de las variables que más ejerce influencia en los procesos de recuperación terciaria con inyección de ASP, por ello para la creación de la quinta carga se aumentó las salinidades del agua de inyección de preflush y del agua de mezcla para el tapón SP, como se muestra en la *tabla 16*.

Tabla 16. Descripción de las tasas de flujo, concentraciones de aditivos y cambios en la salinidad para la carga 5ORR.

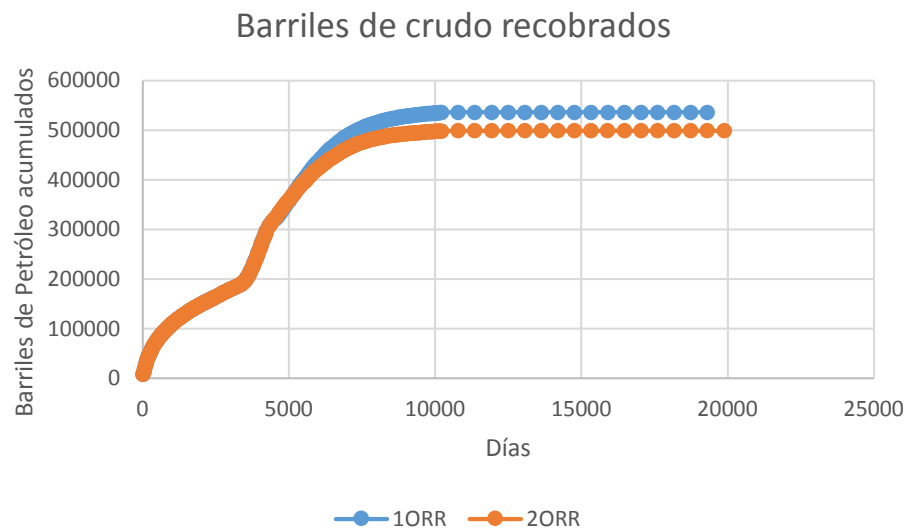
5ORR		
Tapón 1		Salinidad
Tasa de inyección de flujo [ft3/día]	1412.59	Aumenta la concentración de Cl y Ca
Concentración agua [%peso]	1	
Concentración surfactante [%peso]	0	
Concentración polímero [ppm]	0	
Tapón 2		Aumenta la concentración de Cl y permanece igual la concentración de Ca
Tasa de inyección de flujo [ft3/día]	2288.4	
Concentración agua [%peso]	0.99	
Concentración surfactante [%peso]	0.01	
Concentración polímero [ppm]	1500	
Tapón 3		
Tasa de inyección de flujo [ft3/día]	1292.5	
Concentración agua [%peso]	1	
Concentración surfactante [%peso]	0	
Concentración polímero [ppm]	1500	
Tapón 4		
Tasa de inyección de flujo [ft3/día]	1292.5	
Concentración agua [%peso]	1	
Concentración surfactante [%peso]	0	
Concentración polímero [ppm]	0	

## 2.3 ANÁLISIS DE LOS TAPONES INYECTADOS EN EL SIMULADOR COMPOSICIONAL UTCHEM

**2.3.1 Efecto de las concentraciones de surfactante.** Se comparan los recobros de crudo cuando se inyectan dos cargas, una con un tapón a una concentración de surfactante del 2% en peso (1ORR) y la otra con una concentración de surfactante del 1% en peso (2ORR). En la *figura 15*, se observa que la carga 1ORR, tuvo un mayor recobro de aceite comparado con la carga 2ORR. Sin embargo, la concentración de surfactante de 1ORR es el doble, lo que se esperaría un mayor recobro. La diferencia entre la cantidad de barriles de petróleo recobrada no es muy

amplia, al final del proceso se recuperaron para el caso 1ORR 535630 barriles comparado con el caso 2ORR con 498090, con una diferencia de 37540 barriles de crudo recuperados, lo que sugeriría que una concentración del 1% sería menos riesgosa y más favorable, teniendo en cuenta el alto costo del surfactante. Se puede observar también que las altas producciones se empiezan a obtener después de la etapa de inyección de surfactante (inyección de surfactante en el día 3300).

*Figura 15. Barriles de crudo recuperados con los tapones 1ORR y 2ORR en función de los días que el pozo opera.*

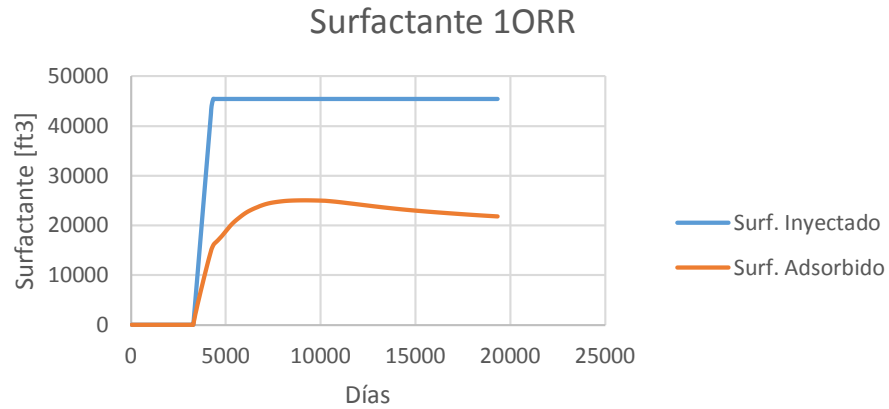


Se conoce también las adsorciones de surfactante en la interfase y las micelas formadas por surfactante- crudo y agua, las cuales se comparan con las inyecciones de surfactante para el caso 1ORR y 2ORR, representadas en la *figura 16*. Los resultados en la *figura 16*, permiten ver que el surfactante adsorbido por las microemulsiones es mayor en la carga 1ORR, con un surfactante máximo absorbido de 25006 ft<sup>3</sup>, comparado con el caso 2ORR, con una cantidad de surfactante máximo adsorbido de 15676 ft<sup>3</sup>, lo que debería verse reflejado en un mayor recobro de petróleo teniendo en cuenta que se está inyectando el doble de la concentración y se está adsorbiendo en promedio 9000 ft<sup>3</sup> más de surfactante. Por otro lado, se demuestra en la *figura 16a*, que gran cantidad de surfactante no está siendo

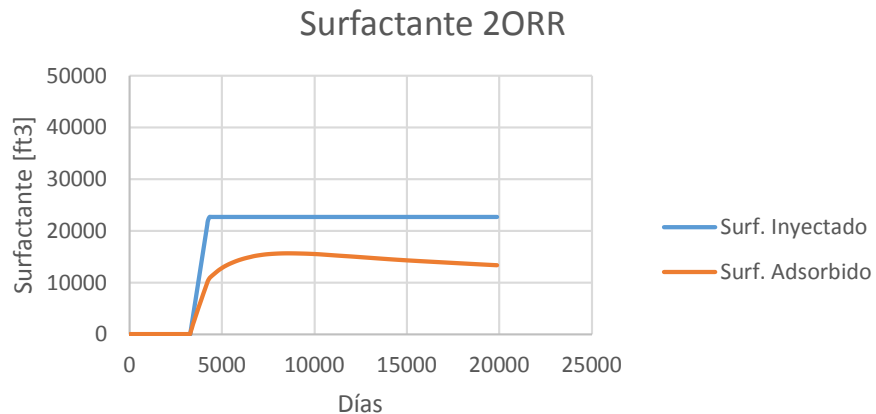
adsorbido para su función y que se puede estar quedando en roca o produciéndose en pozo productor.

Figura 16. a) Surfactante adsorbido por las micelas y la interfaz entre el crudo y el agua y el surfactante inyectado para el caso 1ORR b) Surfactante adsorbido por las micelas y la interfaz entre el crudo y el agua y el surfactante inyectado para el caso 2ORR.

a)



b)



**2.3.2 Efecto de las concentraciones de polímero.** Para la evaluación de las influencias ejercidas por las concentraciones de polímero, se compararon los casos

de estudio 2ORR y 3ORR, donde la carga 2ORR en el tapón de solución polimérica contiene una concentración de 1500 ppm y la carga 3ORR de 2000 ppm. Para este estudio los resultados fueron más contundentes, ya que como se puede observar en la *figura 17*, la mayor cantidad de barriles recuperados se presentó para el caso 3ORR. Sin embargo, la diferencia de recobro radica en una cantidad total de 28080 barriles de crudo, lo que sugeriría someter el estudio a un análisis económico detallado para determinar si es justificable inyectar por tapón 500 ppm adicionales.

*Figura 17. Barriles de crudo recobrados para los casos 2ORR y 3ORR en función de los días de operación del pozo*

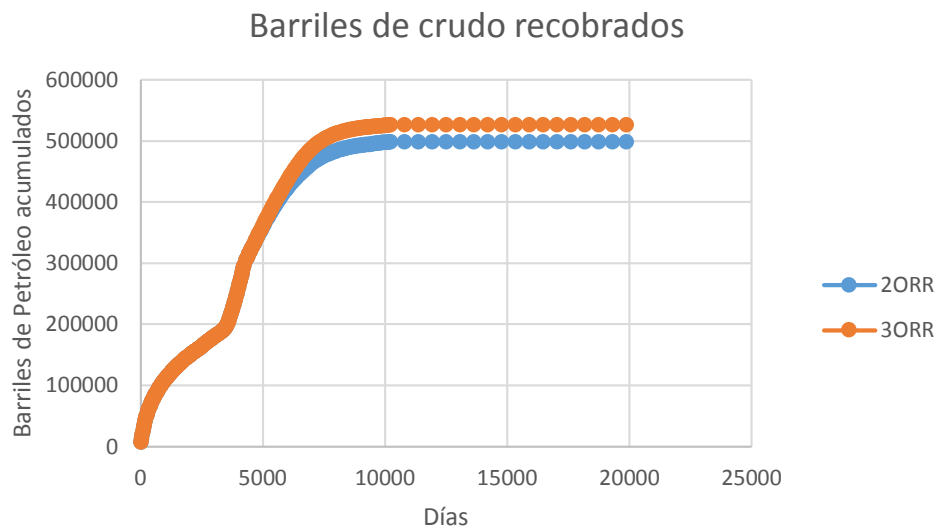
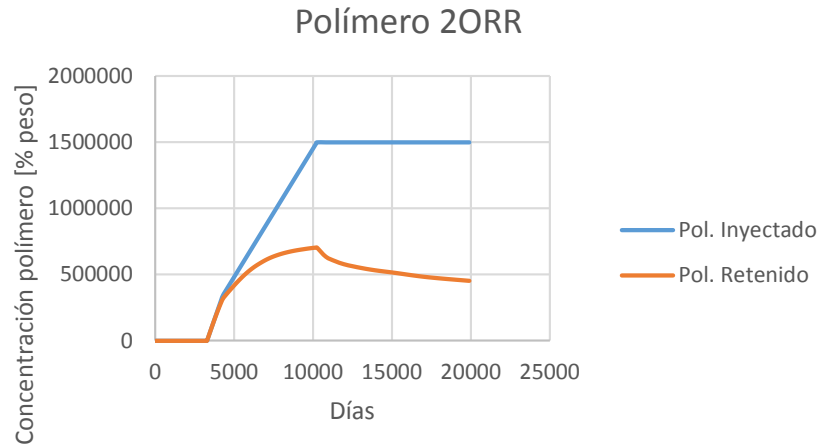
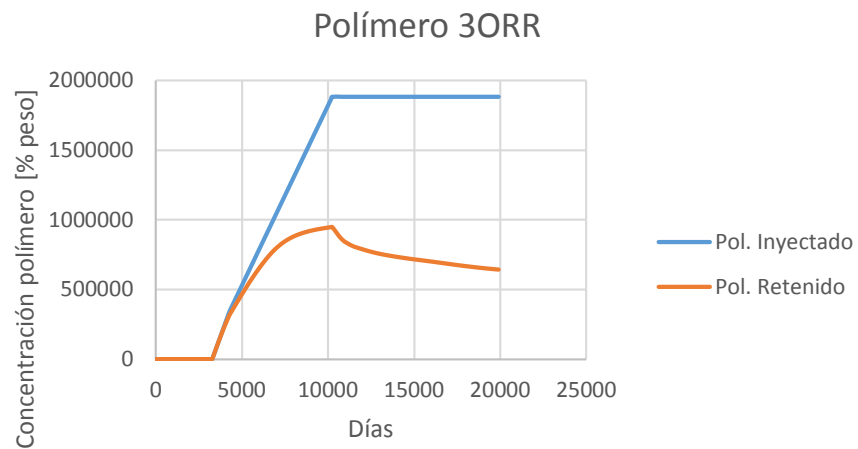


Figura 18. a) Surfactante inyectado y retenido para el caso 2ORR. b) Surfactante inyectado y retenido para el caso 3ORR

a)



b)

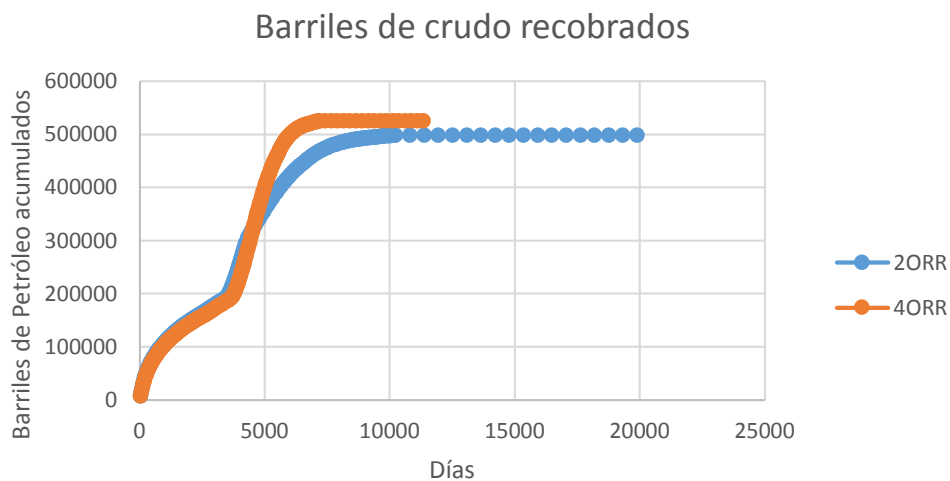


En la *figura 18*, se muestran las concentraciones de polímero que son inyectadas y retenidas para los dos casos en particular. Se puede observar que las cantidades

de polímero a ser inyectadas en el caso 3ORR, es mucho mayor que para el caso 2ORR, lo que no se ve reflejada en las recuperaciones de crudo. Por consiguiente, es importante que las concentraciones de polímero sean estudiadas de acuerdo a la viscosidad que se desea alcanzar, en este caso la del petróleo para que sea suficiente para su función como tapón de empuje. En cuanto a las retenciones, es de vital importancia evitar la pérdida en roca del polímero, en la *figura 18b*, se observa que la retención máxima de polímero para el caso 3ORR es mayor que para el caso 2ORR.

**2.3.3 Efecto del tamaño del tapón.** Los casos para estudiar el efecto del tamaño de tapón son el 2ORR y el 4ORR. La carga 4ORR, presenta tamaños de tapones ascendentes, es decir que las tasas de flujo van aumentando de acuerdo al orden de inyección. En la *figura 19*, se observa que para el caso 4ORR se obtienen mayores cantidades de crudo recuperado, incluso en menos días que para el caso 2ORR.

*Figura 19. Barriles de crudo recobrados para las cargas 2ORR y 4ORR en función del tiempo*

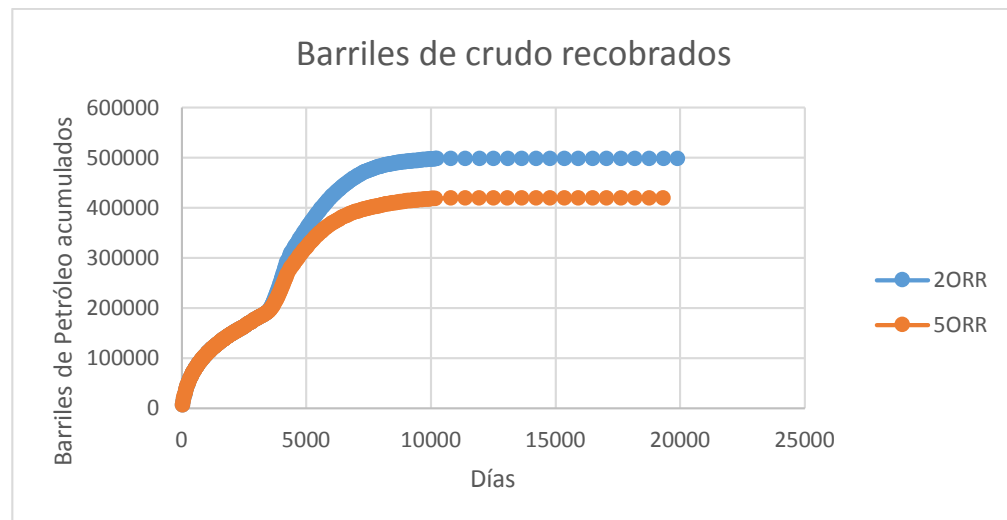


Sin embargo, los tamaños de los tapones del caso 4ORR comparado con el caso 2ORR, son altos. En ese sentido, si el tapón es de gran tamaño, la concentración

del aditivo es el mismo pero la cantidad a inyectar es mayor, lo que no se justificaría debido a la diferencia de barriles de crudo recuperados de un caso al otro. La diferencia de recuperación de petróleo en este caso oscila en 27000 barriles.

**2.3.4 Efecto del aumento de salinidad.** En la evaluación de los cambios que se presentan por aumento de la salinidad en el preflush de agua inicial y en la solución de surfactante y polímero, se comparan los casos 2ORR y 5ORR. Básicamente, las concentraciones tanto de surfactante, como de polímero son las mismas, al igual que las tasas de flujo de inyección de tapón. La diferencia está en que en el caso 5ORR, las aguas de preflush sacrificial y las aguas de la solución de polímero y surfactantes son más ricas en iones cloro e iones calcio.

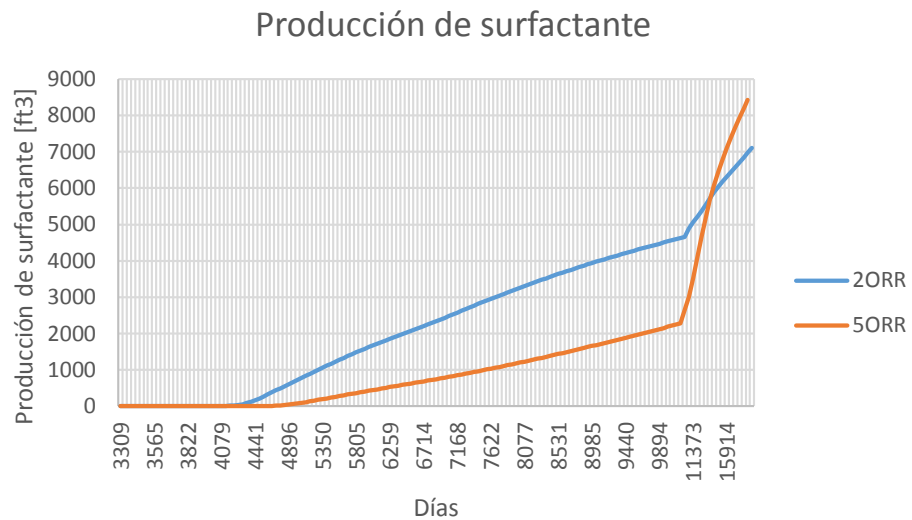
*Figura 20. Barriles de crudo recuperado correspondientes a los casos 2ORR y 5ORR en función del tiempo.*



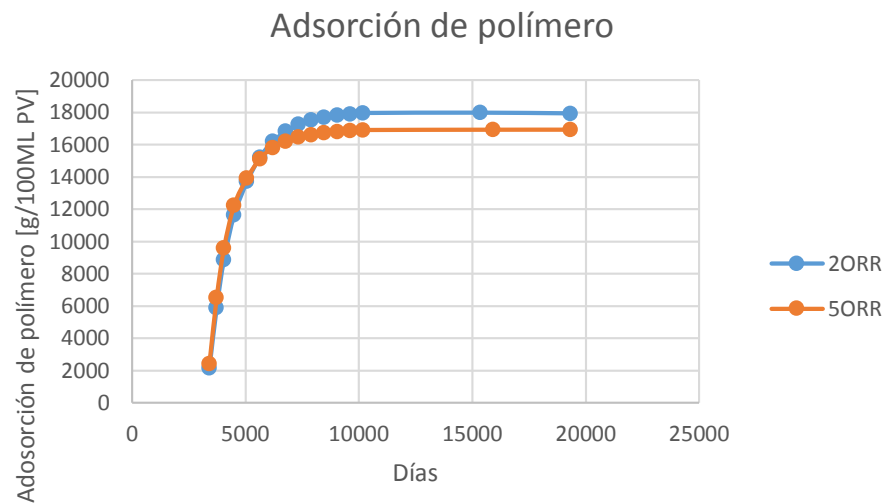
En la *figura 20*, se observa que la cantidad de crudo recuperado disminuye al aumento de la salinidad. Este comportamiento se esperaba ya que la función de los aditivos dentro del yacimiento desmejora en presencia de cationes monovalentes y divalentes como se concluyó en las pruebas de laboratorio.

Figura 21. a) Producción de surfactante en el pozo productor para los casos 2ORR y 5ORR. b) Adsorción de polímero para los casos 2ORR y 5ORR en función del tiempo de operación del pozo.

a)



b)



En la *figura 21*, se identifican las razones por las cuales las fracciones de crudo recobrado disminuyeron al aumentar la salinidad. En el caso de la *figura 21 .a*, la

producción de surfactante pudo disminuir por interacción entre los iones y el surfactante causando retención o incluso precipitación. La adsorción de polímero, disminuyó en la solución de igual manera debido a la influencia que ejercen las sales sobre la estructura química del polímero. Es evidente que para este caso, es indispensable que el tapón de agua de preflush sacrificial sea bajo en contenido de cationes monovalentes y divalentes, al igual que el tapón de solución de surfactante más polímero.

### 3. CONCLUSIONES

- De acuerdo a los resultados obtenidos luego de la simulación computacional se determinó que la carga óptima para inyectar en el Campo Yarigui-Cantagallo, constituye de un preflush de agua suavizada, seguido de un tapón de álcali y otro de una solución de surfactante S115 al 1% peso y el polímero P432 a una concentración de 1500 ppm a bajas salinidades, con el fin de no inhibir las funciones de los aditivos. El cuarto tapón es una solución polimérica de empuje acompañado finalmente de una última inyección de agua.
- La salinidad es la variable más influyente en el proceso, ya que al ser evaluada en el análisis de efectos de propiedades, ésta al ser aumentada en los tapones de preflush de agua sacrificial y solución de surfactante más polímero, disminuyó significativamente la cantidad de petróleo recuperado en el proceso.
- El método es considerablemente viable, teniendo en cuenta la cantidad de crudo que puede ser recuperado en el proceso. Para el caso de la carga óptima seleccionada se recuperaron 498090 barriles acumulados de crudo.
- Los resultados obtenidos, constituyen una herramienta útil en el desarrollo del estudio del Instituto Colombiano de Petróleo para la implantación de una técnica de recuperación terciaria en Campo Yarigui- Cantagallo.

#### **4. RECOMENDACIONES**

- Para las simulaciones composicionales, se recomienda el uso de 4 pozos inyectores y uno productor, configuración de preferencia para estos estudios.
- Es importante que si el yacimiento presenta cambios en las porosidades, permeabilidades o saturaciones de fluidos en la roca a medida que se descende en su profundidad, sean expresado en los códigos de simulación con detalle para obtener resultados con más precisión.

## BIBLIOGRAFÍA

AL-MJENI, Rifaat; ARORA, Shyam; CHERUKUPALLI, Pradeep; WUNNIK, Jhon; EDWARDS, Jhon; FELBER, Betty; GURPINAR, Omer; HIRASAKI, George; MILLER, Clarence; JACKSON, Cuong; KRISTENSEN, Morten; LIM, Frank and RAMAMOORTHY, Raghu. ¿Llegó el momento de la tecnología EOR? En: Oilfield Review, Inverno 2010/2011. No 4. Schlumberger. 16-35 p.

ALVARADO, Vladimir and MANRIQUE, Eduardo. Enhanced Oil Recovery. Field Planning and development strategies. Kidlington, Oxford. On line: November 2014. Available: Elsevier Inc., 2010. 192 p. ISBN 978-1-85617-855-6

BATYCKY, J.P., MC CAFFERY, F.G., and HODGINS, P.K. Interpreting Capillary Pressure and Rock Wetting Characteristics from Unsteady-State Displacement Measurements. Washington: Petroleum Recovery Institute, 1980. 54 p.

CASTRO, R; MAYA, G; MERCADO, D; TRUJILLO, M; SOTO, C; PÉREZ, H; LOBO, A; ORDOÑEZ, A; J. SANDOVAL, E. Enhanced Oil Recovery (EOR) Status – Colombia. En: SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference (3: 1-3, December: Lima, Peru). Memories. Bogotá D.C.: ECOPETROL S.A, 2010. SPE-139991-MS.

DELSHAD, Mojdeh; HAN, Choongyong; VEEDU, Faiz and POPE, Gary. A Simplified model for simulation of alkaline- surfactant-polymer Floods. On line: July 2014. Available: (<[www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0920410513001071](http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0920410513001071)>).

FISHER, Doug; PILECKI, Golda and QI, Jie. Laboratory Design of a Chemical Flood System for the Yarigui- Cantagallo Field. Final Report. Washington: Surtek Laboratory and Ecopetrol S.A, 2014. 453 p.

GEOCHEMIST'S WORKNBENCH or PHREEQC. On line: October 2014. Available: (<[http://wwwbrr.cr.usgs.gov/projects/GWC\\_coupled/phreeqc/](http://wwwbrr.cr.usgs.gov/projects/GWC_coupled/phreeqc/) and [http://www.geology.uiuc.edu/Hydrogeology/hydro\\_gwb.htm](http://www.geology.uiuc.edu/Hydrogeology/hydro_gwb.htm)>).

LAKE, Larry. Enhanced Oil Recovery. 1<sup>st</sup> Edition. Texas: Prentice Hall PTR, 1989. 550 p.

MANJI, K.H. and STASIUK, B.W. Design Considerations for Dome's David Alkali/Polymer Flood. Washigton: Can. J. Pet. Tech., 1988. Vol 27, 49-54 p.

SALAGER, Jean-Louis. Formulación, composición y fabricación de emulsiones para obtener las propiedades deseadas Parte A. Cuaderno FIRP S747-A. En línea: Diciembre de 2014. Disponible en internet: ([www.firp.ula.ve/site/es/cuadrenos](http://www.firp.ula.ve/site/es/cuadrenos) <<http://www.firp.ula.ve/site/es/cuadernos-firp-gratuitos>>).

SALAGER, Jean-Louis. Formulación HLB, PIT, R de Winsor. Cuaderno FIRP S210A. En línea: Diciembre de 2014. Disponible en internet: ([www.firp.ula.ve/site/es/cuadrenos](http://www.firp.ula.ve/site/es/cuadrenos) <<http://www.firp.ula.ve/site/es/cuadernos-firp-gratuitos>>).

SALAGER, Jean- Louis. Recuperación Mejorada de Petróleo. Cuaderno FIRP, módulo de enseñanza para fenómenos interfaciales. En línea: Diciembre de 2014. Disponible en internet: ([www.firp.ula.ve/site/es/cuadrenos](http://www.firp.ula.ve/site/es/cuadrenos) <<http://www.firp.ula.ve/site/es/cuadernos-firp-gratuitos>>).

SALAGER, Jean-Louis. Surfactantes y polímeros en solución acuosa. Anfífilos en solución\_pdf S202ES-66. En línea: Diciembre de 2014. Disponible en internet: (www. firp.ula.ve/site/es/cuadrenos <<http://www.firp.ula.ve/site/es/cuadernos-firp-gratuitos>>).

SHEHG, James. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice. Burlington: Elsevier Inc., 2011. 632 p. ISBN 978-1-85617-745-0

SHUNHUA, Liu. Alkali Surfactant Polymer Enhanced Oil Recovery Process. United States, 2007. 207 p. Ph. D Thesis (Doctor of chemical engineering). The academic Seal of Rice University.

THE UNIVERSITY OF TEXAS AT AUSTIN. Technical Documentation: UTCHEM 9.0, A three dimensional Chemical Flood Simulator. Volume II. Centre of Petroleum and Geosystems Engineering. Austin, Texas, 2000. 256 p.

ZERPA, Luis Eduardo. Múltiples Modelos Sustitutos para la Optimización de Procesos de Recuperación Mejorada de Petróleo por Inyección de Álcali, Surfactante y Polímero. Maracaibo, 2004, 123 p. Trabajo de Grado (Magister Scientiarum en Ingeniería Mecánica), Universidad del Zulia, Programa de Postgrado en Ingeniería Mecánica.

## ANEXOS

**Anexo A.** Análisis del agua de inyección y del agua de producción de Campo Yarigui- Cantagallo, análisis del agua de inyección sintética y caracterización del crudo del Campo Yarigui- Cantagallo.

- Análisis del agua de inyección y producción de Campo Yarigui- Cantagallo: El agua de inyección y de producción proporcionada por Ecopetrol fue pasada por un filtro de 0.45 micras y fue analizada en contenidos de sólidos disueltos y de iones calcio, magnesio, estroncio, bario, hierro, sodio, potasio, cloruro, sulfato, carbonato y bicarbonato. Se utilizó agua de inyección y producción de campo Yarigui- Cantagallo. El agua de producción se analizó para un contenido total de sólidos disueltos de 37800 mg/L con una concentración de calcio de 643 mg/L y una concentración de magnesio de 118 mg/L. El agua de inyección presentó un contenido total de sólidos disueltos de 12400 mg/L con una concentración de calcio de 174 mg/L y una concentración de magnesio de 27 mg/L. El agua de inyección sintética fue basada en la composición del agua de inyección proporcionada por Ecopetrol que fue usada en las evaluaciones fluido-fluido.

Tabla A1. Concentración de iones en las aguas de producción e inyección de Campo Yarigui- Cantagallo.

	Concentración de iones [meq/L]	
	Agua de Producción	Agua de Inyección
Calcio	32.08582834	8.682634731
Magnesio	9.711934156	2.222222222
Sodio	613.9130435	187.3913043
Potasio	1.512820513	0.461538462
Hierro	0.107526882	0.161290323
Bario	1.703800786	0.786369594
Estroncio	3.1727916	0.844556037
Carbonato	0.166666667	0.4
Bicarbonato	4.163934426	2.196721311
Sulfato	0.104166667	0.104166667
Cloruro	649.7175141	205.3672316

- Análisis del agua de inyección sintética: El agua de inyección sintética fue diseñada a partir del agua de inyección provista por Ecopetrol. Esta fue usada para las evaluaciones fluido-fluido.

Tabla A2. Concentración de iones del agua sintética.

Elemento	Ión	Analizados [mg/L]	Ablandados [mg/L]
Calcio	Ca <sup>2+</sup>	432	0
Magnesio	Mg <sup>2+</sup>	69	0
Sodio	Na <sup>+</sup>	6781	7445
Potasio	K <sup>+</sup>	40	40
Hierro	Fe <sup>3+</sup>	6	6
Bario	Ba <sup>2+</sup>	35	0
Estroncio	Sr <sup>2+</sup>	45	0
<b>Aniones</b>			
Carbonato	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0	0
Bicarbonato	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	244	244
Sulfato	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	4	4
Cloruro	Cl <sup>-</sup>	10850	10850

- Caracterización del crudo Campo Yarigui- Cantagallo: El crudo de Campo Yarigui- Cantagallo es medianamente denso y viscoso como lo reporta su gravedad API de 19.3. Otra de las propiedades de interés es el número ácido de 0.38 mg KOH/g de aceite, que lo cataloga como un crudo de potencial medio para formar surfactantes naturales.

Tabla A3. Propiedades del crudo Yarigui- Cantagallo.

<b>Propiedad</b>	<b>Valor</b>
Gravedad API [grados]	19.3
Densidad a 15°C [g/mL]	0.9381
Densidad a 62°C [g/mL]	0.9088
Contenido de Agua Recibida [wt%]	2.75
Contenido de Agua [wt%] (usada en evaluación)	0.23
Viscosidad a 62°C [cp]	83.9
Tensión Interfacial [dinas/cm]	
Entre crudo y agua de producción	25
Entre crudo y agua de inyección	21.9
Número Ácido Total [mg KOH/g de aceite]	0.38

**Anexo B.** Características de los surfactantes, pruebas de barridos de álcali y salinidad para la evaluación de los surfactantes y prueba de barrido de surfactante.

- Características de los Surfactantes: El laboratorio recibió 21 surfactantes para ser evaluados para inyección en Campo Yarigui- Cantagallo de diferentes empresas como Shell, Ecopetrol, Huntsman, entre otras.

*Tabla B1. Características de los surfactantes*

<b>Nombre</b>	<b>Estructura</b>	<b>% de Actividad en Lab</b>	<b>Aniónicos</b>	<b>No iónicos</b>
SuperSurf 80203	Alcohol Etoxilado Sulfonato	35		x
SuperSurf 80409	Alcohol Etoxilado Sulfonato	35		x
Supersurf 81003	Alcohol Etoxilado Sulfonato	41		x
Supersurf 81209	Alcohol Etoxilado Sulfonato	47		x
ORS-84C	Alquil Aril Sulfonato	60	x	
16-150	Alcohol Eter Sulfonato	45		x
16-150C	Alcohol Eter Sulfonato	22		x
16-150E	Alcohol Eter Sulfonato	32		x
ORS-49	Alquil Aril Sulfonato	50	x	
SS CS 90	Alqui Carboxilato Sulfonato	35		x
ORS-66	Alquil Aril Sulfonato	50	x	

Nombre	Estructura	% de Actividad en Lab	Aniónicos	No iónicos
Enordet O332	Sulfonato de Olefina Interna	19.5	x	
Enordet O242	Sulfonato de Olefina Interna	26.1	x	
XOF 26S	Alquil Aril Sulfonato	25		
XOF 600		25		
ASPIRO 2440 X	Alquil Poliglicosido	50		
S115	n/a	5		
S215	n/a	5		
S134	n/a	59.2		
Petrostep C1	n/a	38.8		

- Barrido de álcali: Se reportan las tensiones interfaciales del crudo y las mezclas pertenecientes a los surfactantes Supersurf 80203 y S115 a diferentes concentraciones de 0,1% y 0,2% peso con los dos álcalis (NaOH y Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>), cuando se varia la concentración de álcali. Se comparan los decrementos de las tensiones interfaciales para los dos álcalis. Para una concentración del 1% peso de tensoactivo, el álcali con el mejor comportamiento es el Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>, pero cuando se aumenta la concentración al 2% peso, las mezclas con NaOH pasan a ser las de menor tensión interfacial. Sin embargo, en las *figuras B1-B3*, se observa que la fase tipo III se presenta en las pruebas con el álcali Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> para los dos surfactantes.

En la *Tabla B2*, se muestran las tensiones interfaciales para la combinación de álcali, surfactante S115 a una concentración de 2% peso y polímero pero no se

registran todas las medidas de tensión interfacial ya que ocurre una precipitación de las sales alcalinas. En ese sentido la recomendación es trabajar el surfactante S115 a una concentración del 1% en peso si hay presencia de álcali.

Figura B1. Tensiones interfaciales para combinaciones álcali-surfactante- polímero a una concentración de 0.1% peso de surfactante Supersurf 80203

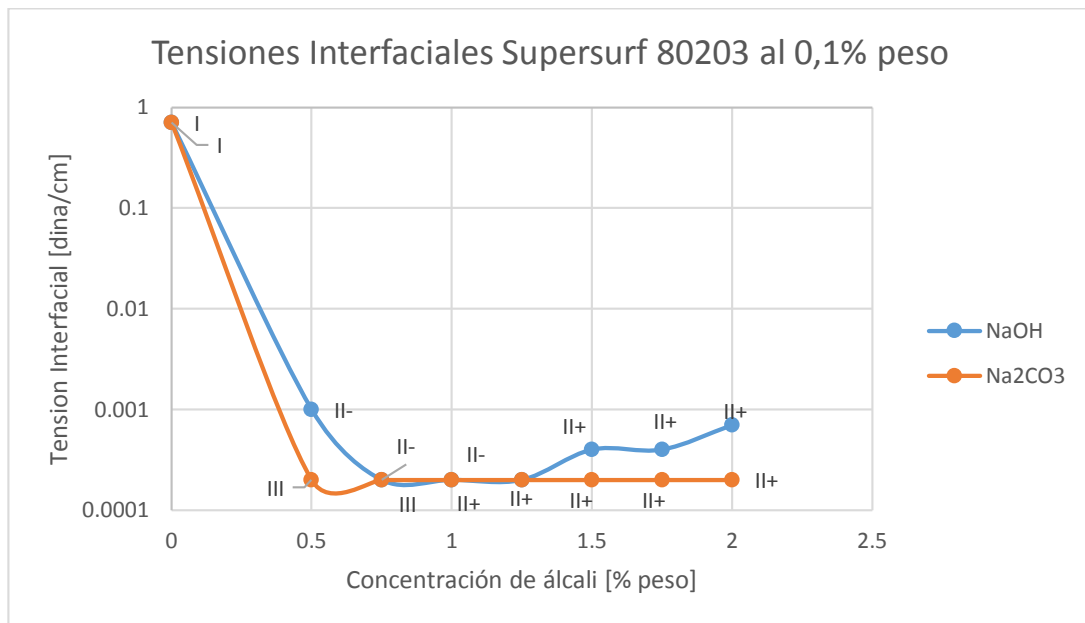


Figura B2. Tensiones interfaciales para combinaciones álcali-surfactante- polímero a una concentración de 0.2% peso de surfactante Supersurf 80203

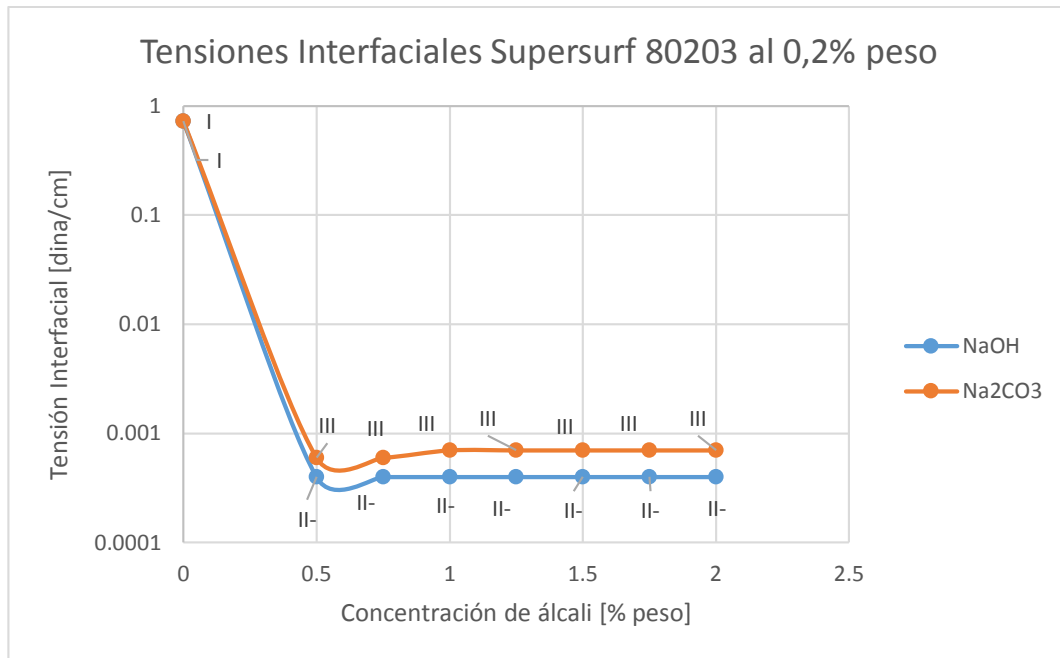
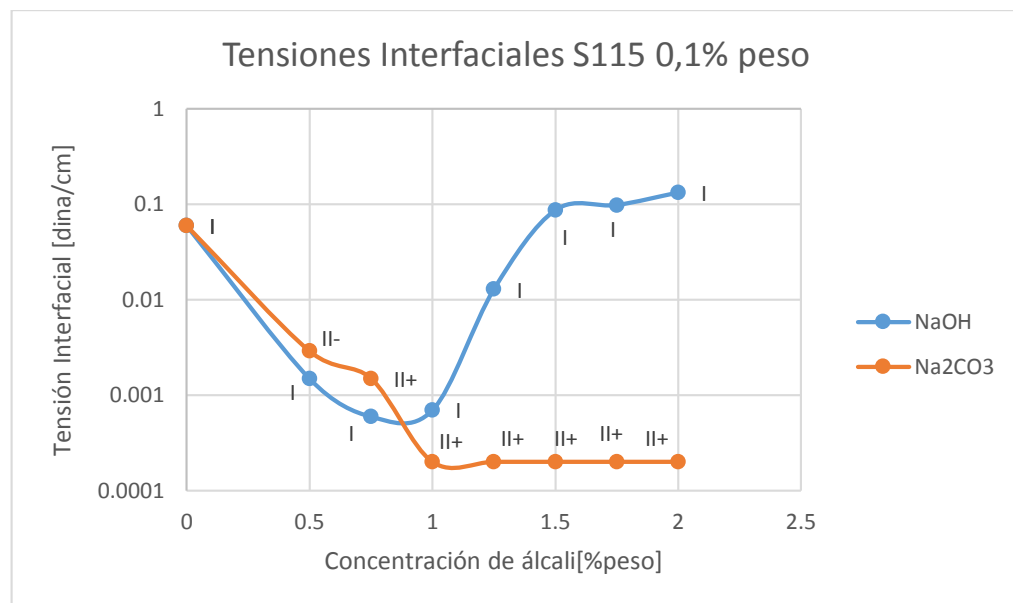


Figura B3. Tensiones interfaciales para combinaciones álcali-surfactante- polímero a una concentración de 0.1% peso de surfactante S115



*Tabla B2. Tensiones interfaciales para combinaciones álcali-surfactante- polímero a una concentración de 0.1% peso de surfactante S115*

Combinación Química	Concentración de álcali [peso%]	Tensión Interfacial
NaOH + 0.2 wt% S115 + 1000 mg/L Flopaam 3130S	0	0.0332
	0.5	
	0.75	
	1	
	1.25	
	1.5	
	1.75	
	2	
NA <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> + 0.2 wt% S115 + 1000 mg/L Flopaam 3130S	0	0.0332
	0.5	0.0006
	0.75	0.0002
	1	
	1.25	
	1.5	
	1.75	
	2	

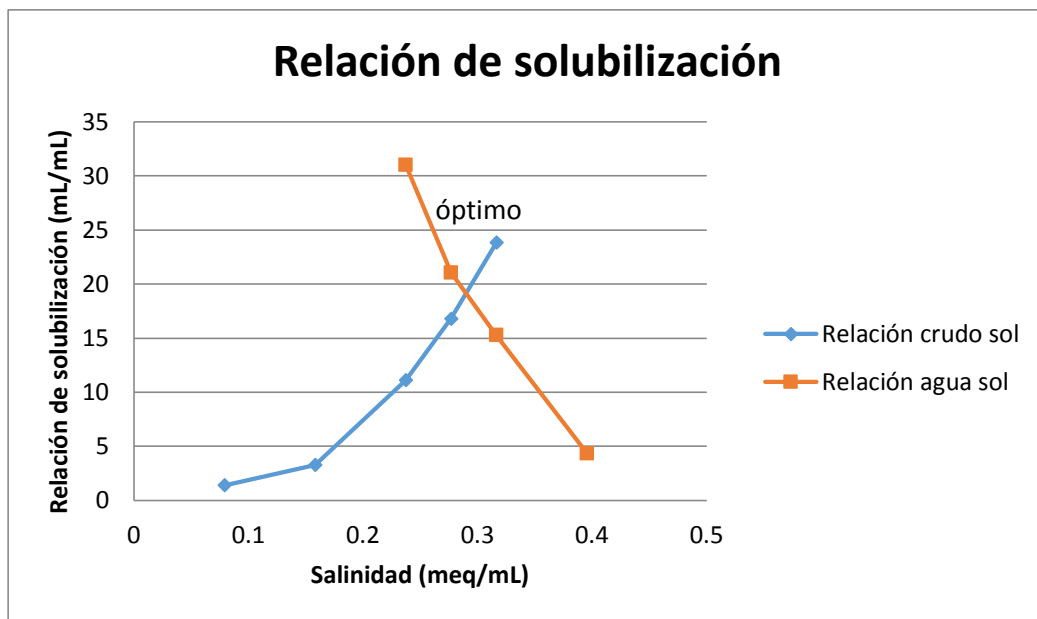
- Barrido de salinidad: Se realizó una prueba de salinidad para el surfactante S115, donde la mezcla crudo agua fue establecido en una relación 1:1 y se agregó un 1% peso de surfactante S115. Los barridos de salinidad fueron hechos a unas concentraciones de sal del 1%, 2%, 3%, 3.5%, 4% y 5% en peso. Se agitó y se dejó alcanzar el equilibrio por 3 días a 62 °C. Los datos obtenidos se presentan a continuación:

Tabla B2. Barrido de salinidad para el surfactante S115.

Salinidad	Nivel de agua	Nivel de aceite	Tope de ME	Fondo de ME	Tipo	Crudo Solubilizado	Agua Solubilizado	Razón crudo sol	Razón agua sol	Fracción vol	Fracción vol	Fracción vol
meq/mL	Al inicio de la prueba		En equilibrio		ME	(mL)	(mL)	(mL/mL)	(mL/mL)	Crudo	ME	Agua
0.079126444	3.88	0.8	3.85		Tipo I	0.03		1.41509434		0.586538462	0.41346154	
0.158252888	3.87	0.82	3.8		Tipo I	0.07		3.286384977		0.575289575	0.42471042	
0.237379332	3.84	0.79	3.6	4.2	Tipo III	0.24	0.36	11.11111111	31.03448276	0.539347409	0.11516315	0.34548944
0.276942554	3.86	0.8	3.5	4.1	Tipo III	0.36	0.24	16.82242991	21.05263158	0.519230769	0.11538462	0.36538462
0.316505776	3.82	0.8	3.3	4	Tipo III	0.52	0.18	23.85321101	15.25423729	0.480769231	0.13461538	0.38461538
0.39563222	3.85	0.8		3.9	Tipo II		0.05		4.347826087		0.75	0.25

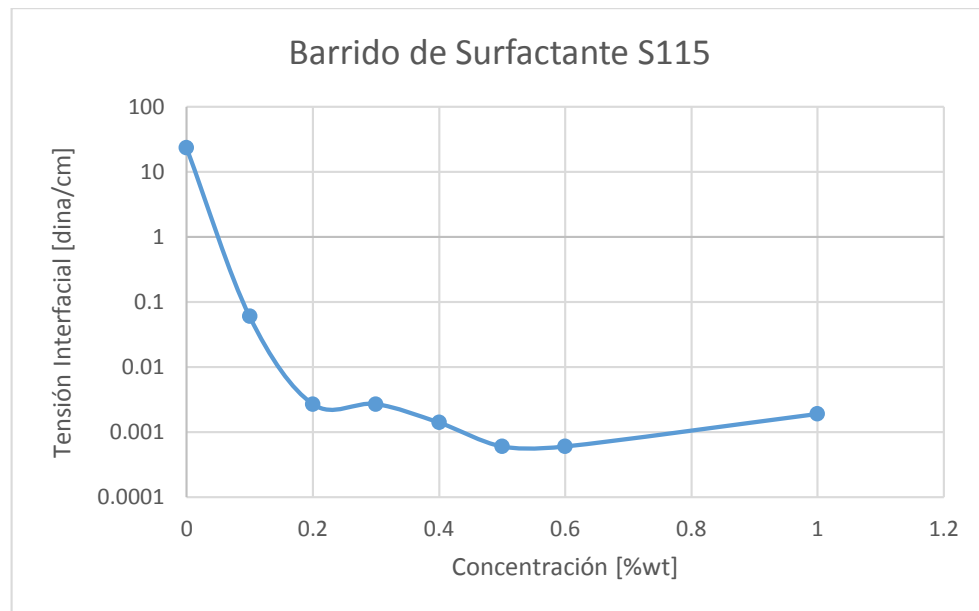
- Relaciones de solubilización para el punto de salinidad óptima: A partir de las relaciones de solubilización para el agua y el crudo, se obtuvo el punto donde la salinidad y el comportamiento de fase es óptimo. Para esta salinidad óptima, el comportamiento de fase es de Tipo III.

Figura B4. Relaciones de solubilización para el crudo y el agua cuando se varía la salinidad.



- Barrido de surfactante S115: La prueba fue hecha en agua de producción sin suavizar debido a la presencia de precipitaciones en la prueba anterior. Se observó que el surfactante S115 no tiene sensibilidad al agua dura y por el contrario presenta un buen comportamiento.

Figura B5. Tensiones interfaciales a un barrido de surfactante S115 disuelto en agua de producción sin suavizar



**Anexo C.** Característica de los polímeros usados en las pruebas fluido-fluido. Viscosidades aparentes de los polímeros P432 y P231 a diferentes concentraciones de polímero y comportamiento de las viscosidades aparentes de los polímeros P432 y P231 sometidos a velocidades de corte.

- Características de los polímeros usados en las pruebas fluido-fluido.

*Tabla C1. Características de los Polímeros usados en pruebas fluido-fluido*

<b>Nombre del Polímero</b>	<b>Peso Molecular [daltons]</b>	<b>Grado de Hidrólisis [%]</b>	<b>Empresa</b>
P131	n/a	n/a	Ecopetrol
P231	n/a	n/a	Ecopetrol
P132	15.4*10 <sup>6</sup>	26	Ecopetrol
P232	15.4*10 <sup>6</sup>	26	Ecopetrol
P332	15.4*10 <sup>6</sup>	26	Ecopetrol
P432	15.4*10 <sup>6</sup>	26	Ecopetrol
P532	9-12*10 <sup>6</sup>	27-30	Ecopetrol
P134	11-22*10 <sup>6</sup>	n/a	Ecopetrol
P135	n/a	n/a	Ecopetrol
P235	n/a	n/a	Ecopetrol
P335	n/a	n/a	Ecopetrol
Flopaam 3330S	9*10 <sup>6</sup>	34	SNF Floerge
Flopaam 3430S	12*10 <sup>6</sup>	32	SNF Floerge
Flopaam 3530S	15.5*10 <sup>6</sup>	28	SNF Floerge

- Comparación de las viscosidades aparentes de los polímeros seleccionados P432 y P231 disueltos en diferentes tipos de aguas: En estas gráficas se puede observar como los polímeros disueltos en agua de producción dura presentan menores viscosidades aparentes, ya que la alta presencia de monovalentes y

divalentes desmejoran la funcionalidad del polímero, reduciendo considerablemente su viscosidad.

Figura C1. Comportamiento de las viscosidades aparentes del polímero P432 disuelto en diferentes tipos de agua

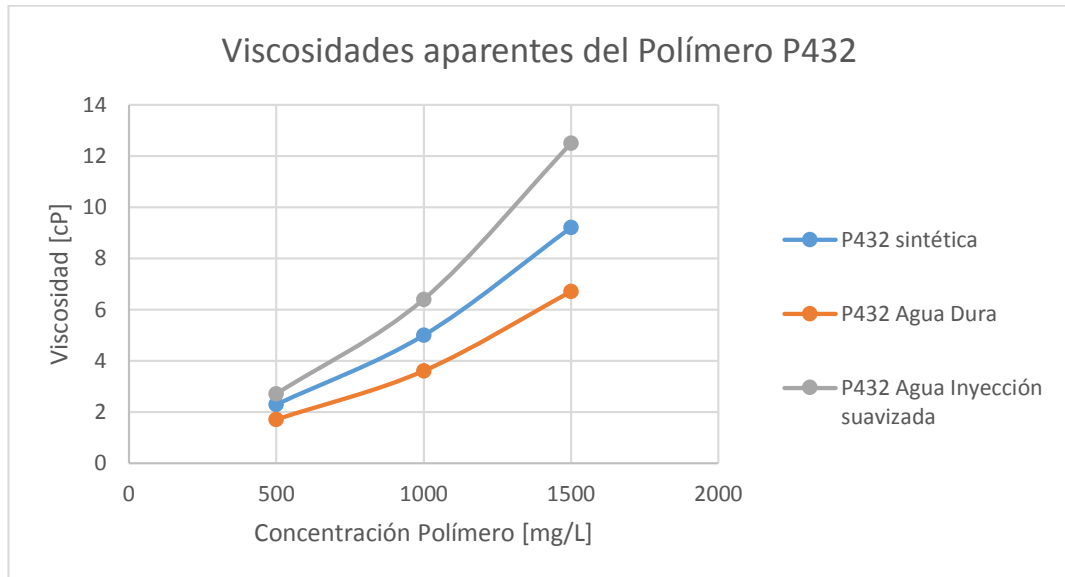
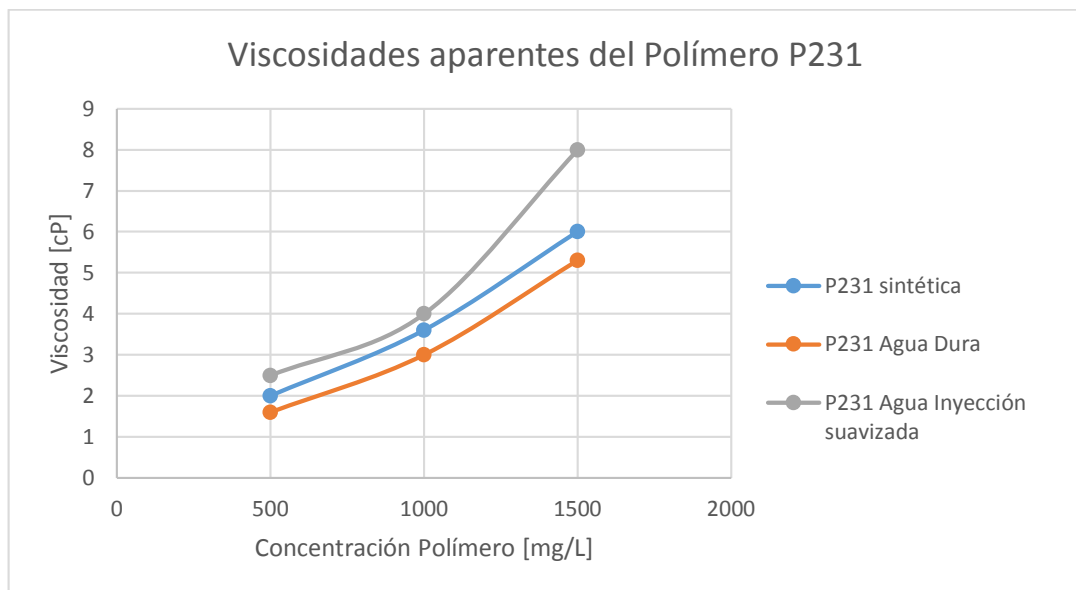


Figura C2. Comportamiento de las viscosidades aparentes del polímero P432 disuelto en diferentes tipos de agua



- Viscosidades aparentes de los polímeros P432 y P231 sometidos a esfuerzos cortantes a diferentes concentraciones:

*Tabla C2. Comportamiento de la viscosidad aparente de los polímeros P432 y P231 sometidos a esfuerzos cortantes.*

Shear Rate	Viscosidad Aparente a 62°C en Agua sintética suavizada		
Velocidad de Corte (1/S)	Concentración del Polímero [mg/L]		
	500	1000	1500
P231			
0	2	5.4	9.066
0.7344	2	5	8
1.836	2	4.4	6.4
7.344	2	3.6	6
14.688	1.8	3.4	5.7
73.44	1.6	2.9	4.7
P432			
0	3.4	7.933	13.333
0.7344	3	7	12
1.836	2.4	5.6	10
7.344	2.3	5	9.2
14.688	2.1	4.6	8.4
73.44	1.8	3.6	6.2

- Comparación de las viscosidades aparentes de los polímeros P432 y P231 sometidas a esfuerzos cortantes disueltos en diferentes tipos de aguas: En las figuras C3 y C4, se observa la influencia de los sólidos totales disueltos en las aguas de prueba. La viscosidad no sólo disminuye con la aplicación de esfuerzos cortantes sino con la sensibilidad del polímero a cationes como el calcio, el magnesio y el sodio. La prueba fue hecha a una concentración de polímero de 1500 ppm, ya en literatura se reporta concentraciones cercanas a esa magnitud.

Figura C3. Comportamiento de las viscosidades aparentes del polímero P432 a una concentración de 1500 ppm sometido a esfuerzos cortantes

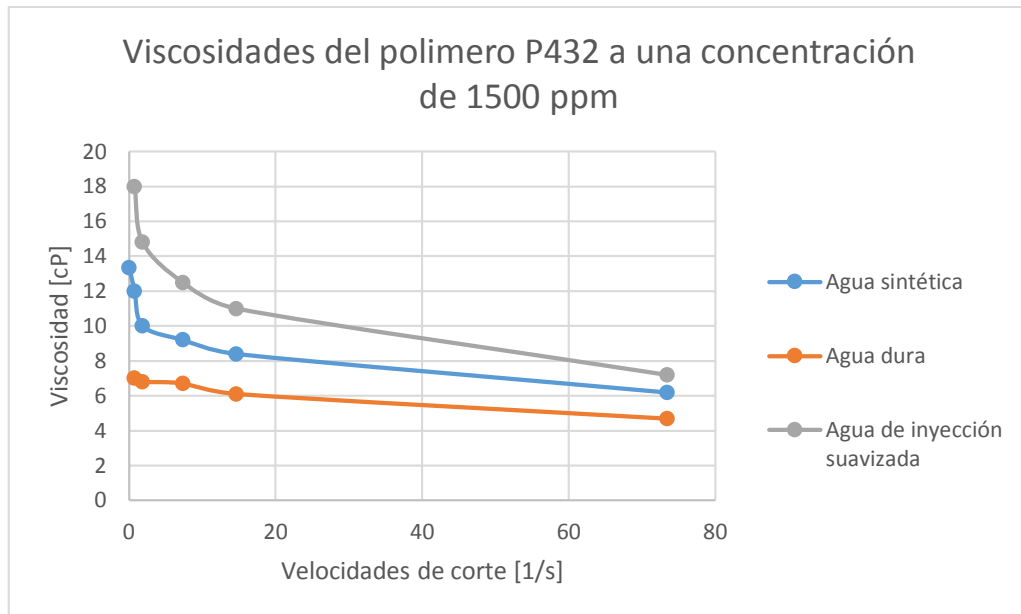
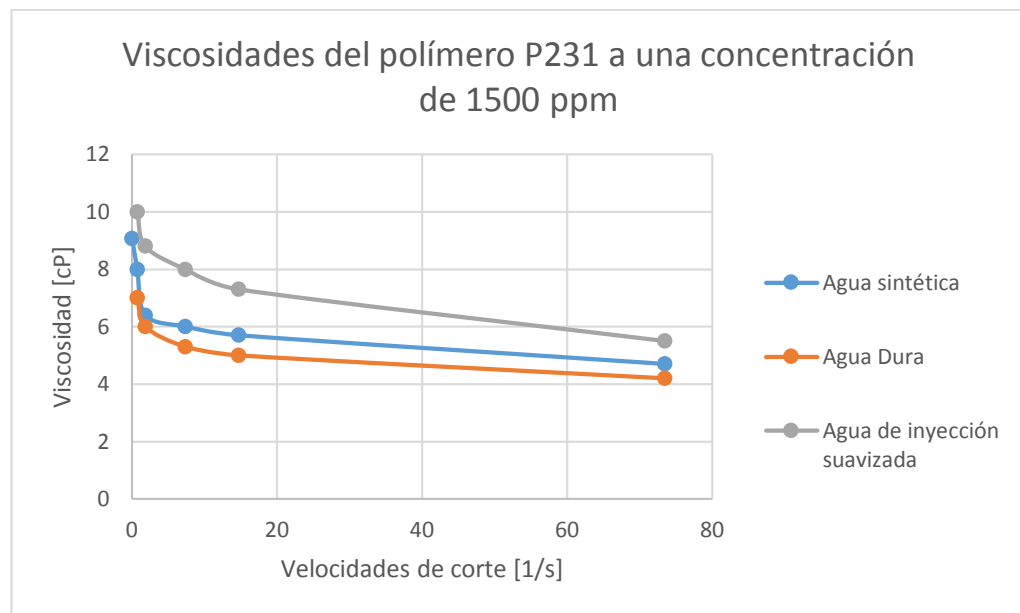


Figura C4. Comportamiento de las viscosidades aparentes del polímero P321 a una concentración de 1500 ppm sometido a esfuerzos cortantes



#### **Anexo D. Pruebas de adsorción estática de químicos en roca.**

Pruebas de adsorción estática de químicos en roca: Las concentraciones de álcali, surfactante y fueron medidas al día 0,1 4,7, 10 y 20, para determinar la masa de químico consumido por la arena. La arena usada es del campo Yarigui del corazón del pozo YR-510 a un rango de profundidad de 8174,5 a 8174,9 ft y 8199.4 a 8199.8 ft. La arena fue extraída con tolueno y cloroformo/metanol antes de su uso. Todas las soluciones fueron mezcladas con arena extraída Yarigui a una relación 1:1 en peso y llevadas a una temperatura de 62°C

Las pruebas fueron hechas de manera continua, es decir se probó la adsorción de únicamente del polímero y luego se observó la adsorción del mismo en mezcla con álcali y surfactante. En la tabla D1, se observa la disminución de la adsorción de polímero, cuando se adicionó el álcali como agente de sacrificio. Los resultados de las siguiente parte de las pruebas fueron reportadas en la tabla D2, éstas se realizaron con el polímero P432 y con el álcali  $\text{Na}_2\text{CO}_3$ , el cual permitió la menor adsorción en la prueba anterior. Aquí se observa la alta adsorción del álcali comparado con las bajas adsorciones del polímero y el surfactante, resultado beneficioso para el proceso, ya que la pérdida de surfactante por adsorción aumentaría los costos del proceso. Es interesante el comportamiento de las tensiones interfaciales; estas disminuyen en los primeros días pero el tiempo prolongado de exposición a la roca hace que de nuevo las tensiones interfaciales aumenten.

Finalmente, las figuras D1 y D2 muestran que el agente de sacrificio, es decir el álcali  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  cumple su función. Si no se adiciona álcali al proceso, la adsorción de surfactante sería mucho más alta.

Tabla D1. Adsorción de químicos con el polímero P432 y los álcalis NaOH y Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>.

Solución Química	Días	Tensión Interfacial [dina/ cm]	Consumo de Álcali	Consumo de Surfactante	Consumo de Polímero
			(mg/100g de roca)	(mg/100 g de roca)	(mg/100g de roca)
1000 mg/L P432					P432
	0				2
	1				7.1
	4				8.7
	7				9.9
	10				11.3
	20				14.7
1 % wt NaOH+ 1000 mg/L P432			NaOH		P432
	0	3.226	51.2		4.3
	1	0.1817	70.4		4.7
	4	0.1809	105.6		4.7
	7	0.2392	163.2		4.7
	10	0.2379	207.6		4.7
	20	0.2365	255		4.7
1% wt Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> +1000 mg/L P432			Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>		P432
	0	0.1144	67.8		3.9
	1	0.0508	144.2		4.2
	4	0.0853	220.5		4.2
	7	0.1026	245.8		4.2
	10	0.1019	304.9		4.2
	20	0.1801	371.6		4.2

Tabla D2. Adsorción de químicos con mezclas que contienen el polímero P432 y el álcali Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>.

Solución Química	Días	Tensión Interfacial [dina/ cm]	Consumo de Álcali	Consumo de Surfactante	Consumo de Polímero
			(mg/100g de roca)	(mg/100 g de roca)	(mg/100g de roca)
0.75% wt NA <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> + 0.1% wt Supersurf 80203+ 1000 mg/L P432			NA <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	Supersurf 80203	P432
	0	0.0001	76.3	52.5	4.5
	1	0.0001	93.3	54.2	4.5
	4	0.0341	169.5	67.7	5.2
	7	0.0752	220.2	71.1	5.8
	10	0.0751	237	72.7	7.1
	20	1.125	257.3	73.3	10.2
0.75% wt NA <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> + 0.1% wt S115 + 1000 mg/L P432			NA <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	S115	P432
	0	0.0001	42.2	23.8	1
	1	0.0908	93.3	95.4	3.8
	4	0.0906	118	96.8	4.1
	7	0.1081	161	97.3	4.3
	10	0.1079	177.7	99.2	7.7
	20	1.015	257.1	98.8	9.9

Figura D1. Influencia del álcali en el consumo de surfactante S115.

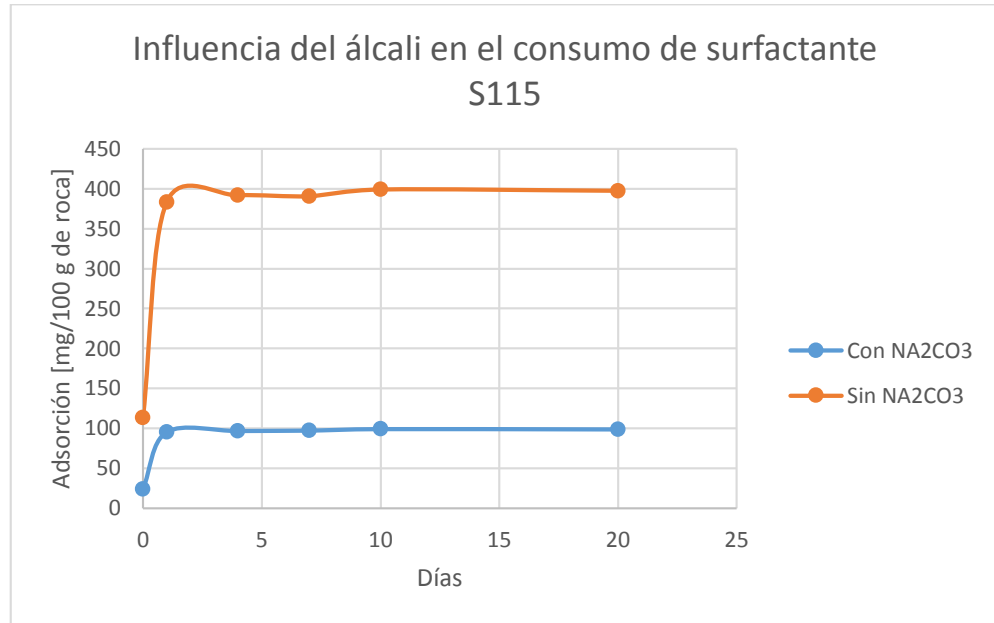
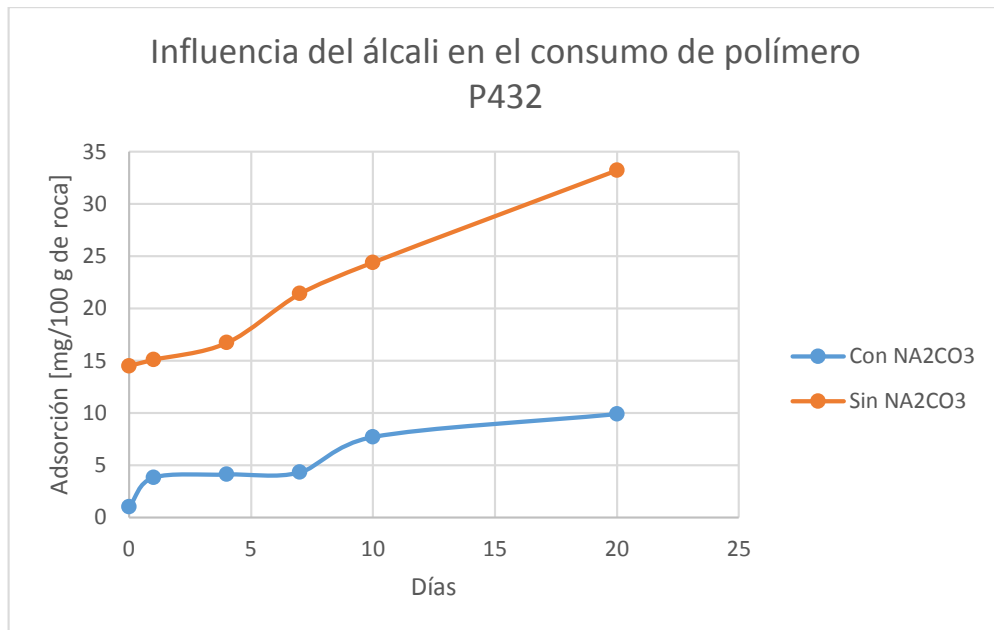


Figura D2. Influencia del álcali en el consumo de polímero P432



**Anexo E.** Propiedades del núcleo y permeabilidades relativas de agua y crudo y sus relaciones.

- Propiedades de núcleo de pruebas lineales

*Tabla E1. Características y propiedades del núcleo lineal extraído del campo Yarigui- Cantagallo*

Propiedades de Núcleo	
Pozo	Corazón YR-510
Profundidad [m]	8172.7
Longitud [cm]	9.91
Diametro [cm]	2.23
Volumen Poroso [mL]	9.74
Porosidad [frac]	0.252
Permeabilidad absoluta al agua [Kabs, w, mD]	189
Permeabilidad Efectiva al Crudo [Korw, mD]	186
Permeabilidad Efectiva al agua [Kwro, mD]	5
Razón de Movilidad	3.9

- Punto de saturación de agua y las respectivas permeabilidades relativas de agua y crudo.

Punto de Saturación del agua	kro [Ko/Korw]	krw [Kw/Korw]	Relación de las Permeabilidades Relativas de Agua- Aceite [Kw/Ko]	Fujo Fraccional [fw]
0.32	1	0	0	0
0.386	0.324	0.007	0.02	0.76
0.423	0.138	0.009	0.06	0.898
0.489	0.034	0.021	0.61	0.989
0.494	0.032	0.026	0.79	0.991
0.642	0	0.027		1

## Anexo F. Reducción de permeabilidad de la roca.

- Permeabilidad de la roca a diferentes inyecciones de polímero. Factor de reducción de permeabilidad de la roca.

*Tabla F1. Determinación del factor de reducción de permeabilidad de la roca por inyección de polímero.*

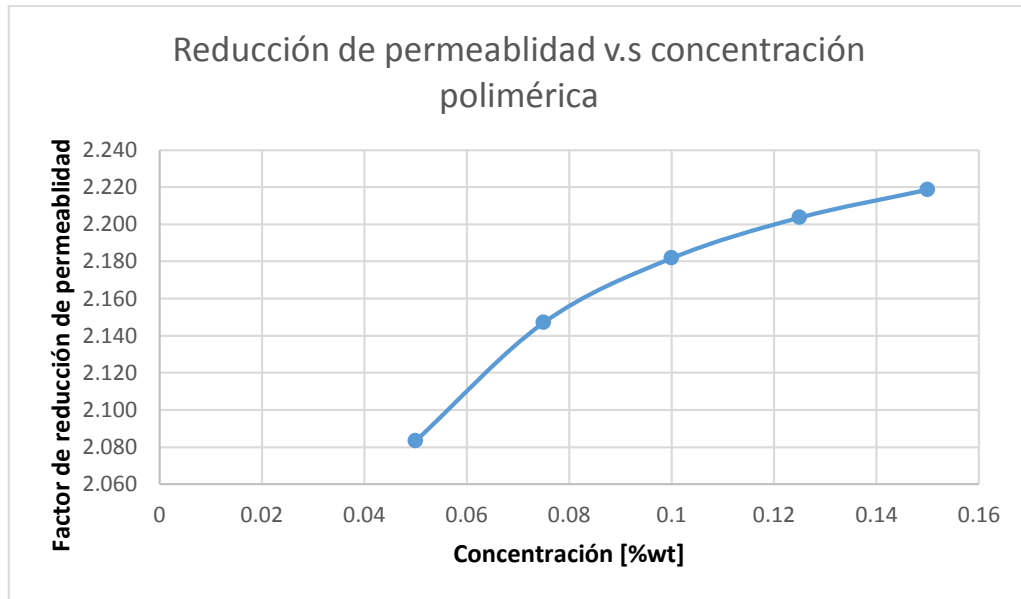
Permeabilidad v.s Concentración de Polímero						
	Permeabilidad [md]			Factor de reducción de permeabilidad		
	K1	K2	KT	Kred1	Kred2	KredT
500 mg/L P432	14.5	1.95	2.5	1.65	2.03	2.01
1000 mg/L P432	11.9	1.74	2.23	2.02	2.27	2.26
1500 mg/L P432	11.9	2.02	2.57	2.01	1.95	1.96

- Reducción de las permeabilidades de la roca por inyección de polímero: La figura F1, muestra la reducción de las permeabilidades a medida que se aumenta las concentraciones del polímero. Esta gráfica fue construida a partir de la correlación sugerida por UTCHEM.<sup>21</sup>

---

<sup>21</sup> SHEHG, James. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice. Burlington: Elsevier Inc., 2011. 166 p. ISBN 978-1-85617-745-0.

Figura F1. Reducción de la permeabilidad en función de la concentración del polímero



## Anexo G. Factores de resistencia residual para el polímero P432

- Prueba de estabilidad en los valores de factor de resistencia para el polímero P432 cuando es disuelto en agua de inyección dura y para la solución álcali ( $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ), surfactante S115 y el polímero 432. Esta comparación indica la influencia en el factor de resistencia que ejerce la salinidad del agua, pero también se observa la estabilidad en los valores.

Tabla G1. Factores de resistencia residual.

Factores de Resistencia Residual		
Concentración polímero	P 432 en agua de inyección dura	ASP en agua de inyección suave
1500 mg/L P432		
10 ft/ día	4.55	3.34
3 ft/día	7.62	4.94
1 ft/día	15.4	6.71
1000 mg/L P432		
10 ft/ día	4.36	2.73
3 ft/día	7.74	4.45
1 ft/día	15.4	6.22
500 mg/L P432		
10 ft/ día	3.71	2.33
3 ft/día	7.16	3.96
1 ft/día	15.7	5.9

- Factor de resistencia. La figura G1 muestra el factor de resistencia para una solución de álcali, surfactante y polímero, frente a una tasa de avance frontal de fluido cuando se disuelve en agua de inyección dura. En la figura G2, se determina la concentración de polímero necesaria para desarrollar un factor de resistencia con una tasa de avance de fluido frontal de 0.5 ft/día, estimada en campo.

Figura G1. Comportamiento de factor de resistencia a diferentes tasas de avance de frontal de fluido.

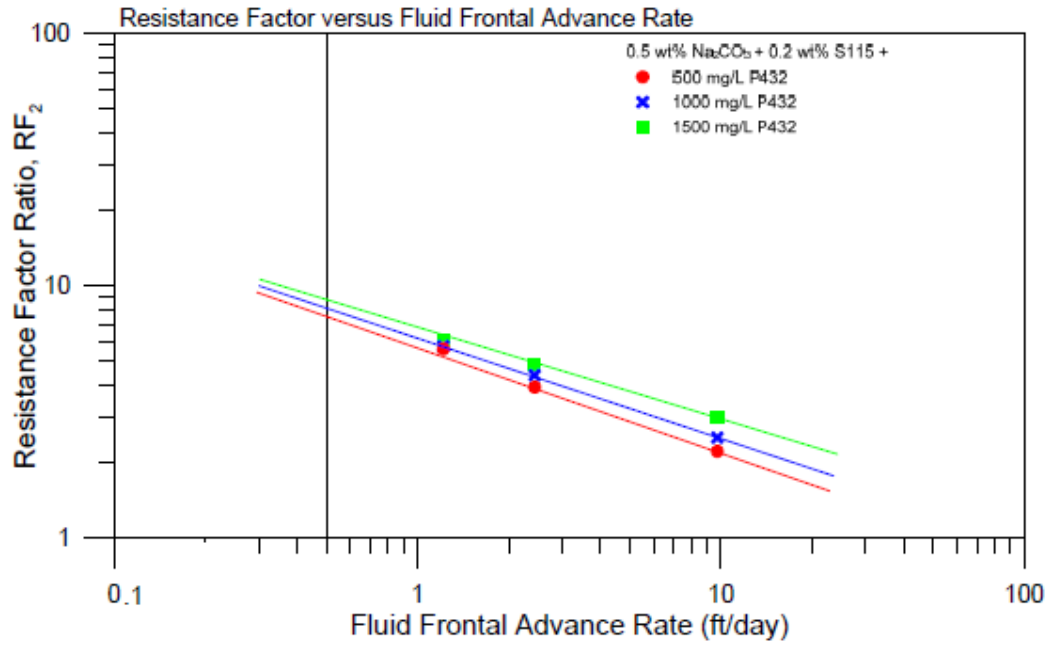
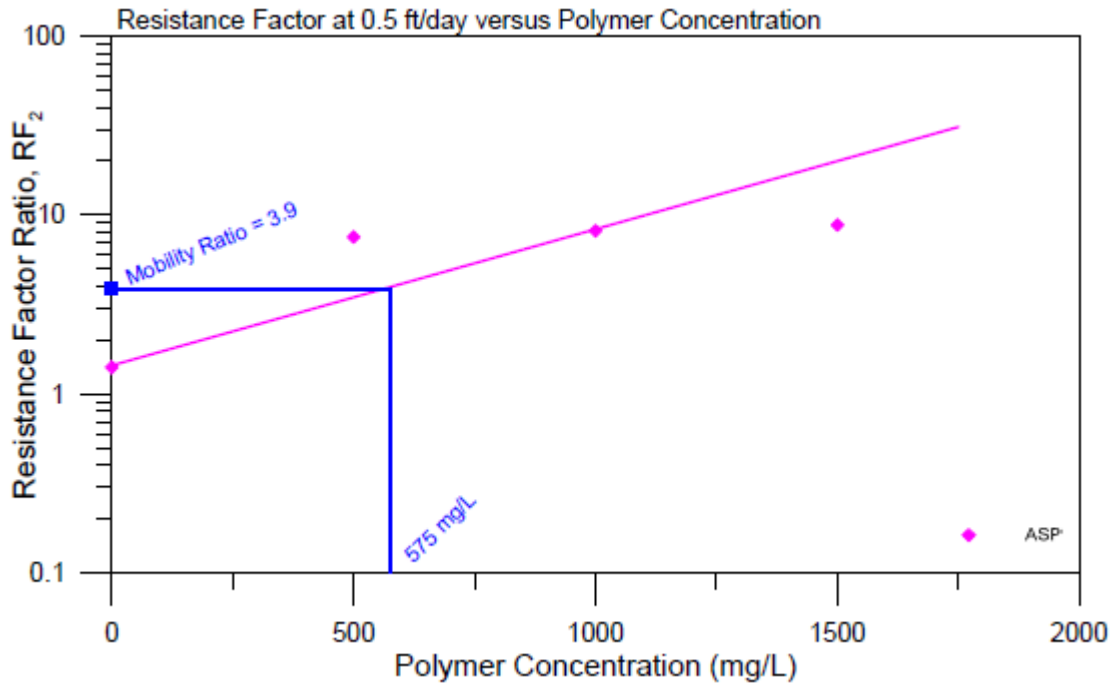


Figura G2. Gráfica requerida para estimar la concentración de polímero necesaria para una tasa de fluido frontal de 0.5 ft/día.



## Anexo H. Pruebas dinámicas de adsorción de químicos.

- Pruebas dinámicas de adsorción de químicos. Estas pruebas se realizaron en un núcleo radial, con el fin de medir el consumo de los aditivos químicos cuando los fluidos se encuentran en movimiento dentro de la roca

*Tabla H1. Adsorción de Químicos para la combinación seleccionada*

Cantidad de químico retenido en roca 1ORR				
	Lb/Acre*ft	mg/g de roca	%*	Concentración Inicial [mg/L]
NA2CO3	733	0.1391	86.3	
S115	170	0.0324	50.1	
P432	92	0.0175	14.2	1630

## **Anexo I. UTCHEM: Simulador químico composicional de la Universidad de Texas.<sup>22</sup>**

UTCHEM es un simulador de diferencia finita, tridimensional, multicomponente, multifásico, composicional y de temperatura variable. Es capaz de simular en estado transitorio y estable, así como modelar la transferencia de masa en zonas saturadas y subsaturadas de los acuíferos. Este software fue desarrollado por la Universidad de Texas en Austin, utiliza un modelo composicional para describir los procesos de flujo químico, tomando en cuenta el comportamiento de fases, las transformaciones químicas y físicas y las heterogeneidades del medio poroso.

Hace uso de correlaciones formuladas por diferentes autores para modelar propiedades que describen y caracterizan el proceso de inundación de químicos para recobro de crudo. Para entender el funcionamiento del software y los postulados que emplea, se deben conocer de antemano algunas suposiciones:

- Los fluidos y la roca son ligeramente compresibles
- La fase sólida es inmóvil.
- Es aplicada la ley de Darcy.
- La dispersión sigue el modelo de la Ley de Fick de flujo multifásico en el medio poroso.
- Mezcla ideal.
- El polímero, los electrolitos y los trazadores no ocupan ningún espacio de poro.
- El comportamiento de fase es independiente de la presión de yacimiento.

---

<sup>22</sup> Center for Petroleum & Geosystems Engineering. Disponible en internet: <http://www.cpge.utexas.edu/>. Ground Water and Ecosystems Restoration Research. Disponible en internet en :<http://www.epa.gov/ada/csmos/models/utchem.html>

La estrategia de solución de ecuaciones empleada por UTCHEM es similar al IMPES (Implicit Pressure Explicit Saturation), ya que las presiones se solucionan de forma implícita, pero en este caso se solucionan las concentraciones de manera explícita en lugar de las saturaciones, mediante una rutina de cálculo de fases. La ecuación de balance de energía se resuelve de manera implícita, a la temperatura del yacimiento, e incluye el flujo de calor entre el yacimiento y su entorno.

El balance de masa para cada componente es descrito a partir de un conjunto de ecuaciones diferenciales parciales:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \phi \hat{C}_k}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} \sum_{l=1} n_p \left[ C_{kl} u_{xl} - \phi S_l \left( K_{xxkl} \frac{\partial C_{kl}}{\partial x} + K_{xykl} \frac{\partial C_{kl}}{\partial y} + K_{xzkl} \frac{\partial C_{kl}}{\partial z} \right) \right] \\ + \frac{\partial}{\partial y} \sum_{l=1} n_p \left[ C_{kl} u_{yl} - \phi S_l \left( K_{yykl} \frac{\partial C_{kl}}{\partial y} + K_{yzkl} \frac{\partial C_{kl}}{\partial z} + K_{yxkl} \frac{\partial C_{kl}}{\partial x} \right) \right] \\ + \frac{\partial}{\partial z} \sum_{l=1} n_p \left[ C_{kl} u_{zl} - \phi S_l \left( K_{zzkl} \frac{\partial C_{kl}}{\partial z} + K_{zxkl} \frac{\partial C_{kl}}{\partial x} + K_{zykl} \frac{\partial C_{kl}}{\partial y} \right) \right] = R_k \end{aligned}$$

Para  $k= 1, \dots, n_c$

Todas las concentraciones ( $\hat{C}_k$ ) son definidas en base a volúmenes porosos, incluso aquellas especies que son adsorbidas.

La dispersión es modelada a partir del tensor de dispersión:

$$\Rightarrow \overset{\Rightarrow}{K}_{kl} = \begin{bmatrix} K_{xxkl} & K_{xykl} & K_{xzkl} \\ K_{yxkl} & K_{yykl} & K_{yzkl} \\ K_{zxkl} & K_{zykl} & K_{zzkl} \end{bmatrix}$$

La difusión molecular es incluida en los elementos del tensor de dispersión para fluidos multifase y multicomponente en medio permeable.

$$K_{xxkl} = \frac{D_{kl}}{\tau} + \frac{\alpha L_l}{\phi S_l} * \frac{u_{xl}^2}{|u_l|} + \frac{\alpha L_l}{\phi S_l} * \frac{u_{yl}^2}{|u_l|} + \frac{\alpha L_l}{\phi S_l} * \frac{u_{zl}^2}{|u_l|}$$

$$K_{yykl} = \frac{D_{kl}}{\tau} + \frac{\alpha L_l}{\phi S_l} * \frac{u_{yl}^2}{|u_l|} + \frac{\alpha L_l}{\phi S_l} * \frac{u_{xl}^2}{|u_l|} + \frac{\alpha L_l}{\phi S_l} * \frac{u_{zl}^2}{|u_l|}$$

$$K_{zzkl} = \frac{D_{kl}}{\tau} + \frac{\alpha L_l}{\phi S_l} * \frac{u_{zl}^2}{|u_l|} + \frac{\alpha L_l}{\phi S_l} * \frac{u_{yl}^2}{|u_l|} + \frac{\alpha L_l}{\phi S_l} * \frac{u_{xl}^2}{|u_l|}$$

$$K_{xykl} = K_{yxkl} = \frac{(\alpha L_l - \alpha T_l)}{\phi S_l} * \frac{u_{xl}u_{yl}}{|u_l|}$$

$$K_{xzkl} = K_{zxkl} = \frac{(\alpha L_l - \alpha T_l)}{\phi S_l} * \frac{u_{xl}u_{zl}}{|u_l|}$$

$$K_{zykl} = K_{yzkl} = \frac{(\alpha L_l - \alpha T_l)}{\phi S_l} * \frac{u_{zl}u_{yl}}{|u_l|}$$

$|u_l|$  es la magnitud del vector flux definido como  $|u_l| = \sqrt{u_{xl}^2 + u_{yl}^2 + u_{zl}^2}$

La ecuación de Darcy para fluidos multifase a través de medios permeables permiten calcular  $u_{xl}, u_{yl}, u_{zl}$ :

$$|u_l| = - \frac{\Rightarrow}{K} * \frac{k_{rl}}{\mu_l} \left( \frac{\Rightarrow}{V} P_l - \gamma_l \frac{\Rightarrow}{V} D \right)$$

$\frac{\Rightarrow}{K}$  es asumido como el tensor diagonal

Como se puede observar en la ecuación anterior, para determinar la cantidad  $|u_l|$  se requiere conocer las presiones, los cuales son hallados a partir de un conjunto de ecuaciones.

Las ecuaciones que describen las presiones se obtienen de las sumas de las ecuaciones del balance de masa de los componentes del volumen de estudio para luego ser sustituidos en la ley de Darcy para la fase en términos de flux:

$$\sum_{k=1}^{n_{vc}} C_{kl} = 1$$

La ecuación de presión en términos de la presión de fase de referencia es:

$$\phi C_t \frac{\partial P_1}{\partial t} + \nabla * \bar{k} * \lambda_{rTc} \vec{\nabla} P_1 = -\vec{\nabla} * \sum_{l=1}^{n_p} \bar{k} * \lambda_{rl} \vec{\nabla} h + \vec{\nabla} * \sum_{l=1}^{n_p} \bar{k} * \lambda_{rlc} \vec{\nabla} P_{cl1} + \sum_{k=1}^{n_{cv}} Q_v$$

Donde

$$\lambda_{rlc} = \frac{k_{rl}}{\mu_l} \sum_{k=1}^{n_{cv}} \rho_l C_{vl}$$

#### Aplicaciones del UTCHEM:

- Inyección de agua
- Control de perfiles utilizando gel
- Pruebas con marcadores para un solo pozo, particionamiento entre pozos y humectabilidad
- Inyección de álcali de alto Ph
- Recuperación mejorada de petróleo microbial
- Inyección de surfactantes
- Inyección de Polímeros
- Recuperación mejorada de petróleo mediante la inyección de mezclas ASP (álcali-surfactante-polímero)

#### Fenómenos descritos por el simulador

- Dispersión

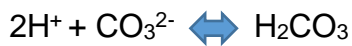
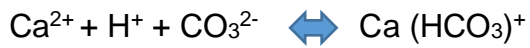
- Difusión
- Efectos de dilución
- Adsorción de petróleo, surfactante y polímeros
- Tensión interfacial
- Permeabilidad relativa
- Presión capilar
- Histéresis en permeabilidad relativa y presión capilar
- Entrampamiento capilar
- Intercambio catiónico
- Densidad de las fases
- Viscosidad composicional de las fases
- Comportamiento de las fases
- Reacciones acuosas
- Partición de especies químicas entre el petróleo y el agua
- Disolución / Precipitación
- Reacciones de intercambio catiónico que envuelven más de dos cationes
- Generación in situ de surfactantes proveniente de la reacción entre ácidos de petróleo y álcalinos
- Ph dependiente de la adsorción de surfactante
- Capacidad de biodegradación orgánica
- Especies orgánicas múltiples
- Opción de doble porosidad para flujo simple de trazas
- Propiedades de los polímeros: viscosidad no Newtoniana, volumen poroso inaccesible, reducción de la permeabilidad, adsorción
- Propiedades de las trazas: particionamiento, adsorción, caída de la radioactividad, reacción (éster hidrolización), dead-end pore (capacitancia)
- Propiedades dependientes de la temperatura: viscosidad, reacción de las trazas, reacciones del gel, comportamiento de la fase de surfactante
- Reducción de la movilidad del gas debido a la espuma

- Disolución orgánica en equilibrio y no-equilibrio en la fase acuosa
- Presión capilar y permeabilidad relativa para humectabilidad mixta capilar petróleo / agua

**Anexo J.** Reacciones entre las especies fluidas y la matriz de la roca. Constantes de equilibrio de cada reacción.

- Reacciones entre las especies acuosas y las especies sólidas.

Reacciones de especies acuosas



Reacción crudo- álcali



Reacción precipitación/ disolución



Reacciones de intercambio en la matriz



Reacción de Intercambio en la micela



- Constantes de equilibrio para las reacciones<sup>23</sup>

Tabla J1. Constantes de equilibrio para las reacciones de disolución y precipitación

Reacción de intercambio en la matrix	Definición	Constante de intercambio
$2\overline{\text{Na}^+} + \text{Ca}^{2+} \rightleftharpoons 2\text{Na}^+ + \overline{\text{Ca}^{2+}}$	$K_1^{ex}$	2.62E+02
$\overline{\text{H}^+} + \text{Na}^+ \text{OH}^- \rightleftharpoons \overline{\text{Na}^+} + \text{H}_2\text{O}$	$K_2^{ex}$	1.46E+07

<sup>23</sup> Geochemist's Workbench or PHREEQC [en línea]. Disponible en Internet en: [http://www.brr.cr.usgs.gov/projects/GWC\\_coupled/phreeqc/](http://www.brr.cr.usgs.gov/projects/GWC_coupled/phreeqc/) y [http://www.geology.uiuc.edu/Hydrogeology/hydro\\_gwb.htm](http://www.geology.uiuc.edu/Hydrogeology/hydro_gwb.htm).

Tabla J2. Constantes de equilibrio para las reacciones de intercambio con la matriz de la roca.

Reacción precipitación/ disociación	Definición	solubilidad del producto
$\text{CaCO}_{3(s)} \rightleftharpoons \text{Ca}^{2+} + \text{CO}_3^{2-}$	$K_1^{sp}$	8.70E-09
$\text{Ca}(\text{OH})_2 \rightleftharpoons \text{Ca}^{2+} + 2\text{OH}^-$	$K_7^{sp}$	4.73E+22

Tabla J3. Constantes de equilibrio para las reacciones acuosas

Reacción acuosa	Definición	Especies	Constante de equilibrio
	$K_1^{eq}$	$\text{H}^+$	1
	$K_2^{eq}$	$\text{Na}^+$	1
	$K_3^{eq}$	$\text{Ca}^{2+}$	1
	$K_4^{eq}$	$\text{CO}_3^{2-}$	1
	$K_5^{eq}$	$\text{HA}_0$	1
	$K_6^{eq}$	$\text{H}_2\text{O}$	1
$\text{Ca}^{2+} + \text{H}_2\text{O} \rightleftharpoons \text{Ca}(\text{OH})^+ + \text{H}^+ (2)$	$K_7^{eq}$	$\text{Ca}(\text{OH})^+$	1.21E-13
$\text{Ca}^{2+} + \text{H}^+ + \text{CO}_3^{2-} \rightleftharpoons \text{Ca}(\text{HCO}_3)^+$	$K_8^{eq}$	$\text{Ca}(\text{HCO}_3)^+$	1.41E+11
$\text{HA}_W + \text{OH}^- \rightleftharpoons \text{A}^- + \text{H}_2\text{O}$	$K_9^{eq}$	$\text{A}^-$	1.00E-12
$\text{H}_2\text{O} \rightleftharpoons \text{H}^+ + \text{OH}^-$	$K_{10}^{eq}$	$\text{OH}^-$	1.01E-13
$\text{H}^+ + \text{CO}_3^{2-} \rightleftharpoons \text{HCO}_3^-$	$K_{11}^{eq}$	$\text{HCO}_3^-$	2.14E+10
$2\text{H}^+ + \text{CO}_3^{2-} \rightleftharpoons \text{H}_2\text{CO}_3$	$K_{12}^{eq}$	$\text{H}_2\text{CO}_3$	3.98E+16
$\text{Ca}_2^+ + \text{CO}_3^{2-} \rightleftharpoons \text{CaCO}_{3(a)}$	$K_{13}^{eq}$	$\text{CaCO}_{3(a)}$	1.58E+03
$\text{HA}_0 \rightleftharpoons \text{HA}_W$	$K_{14}^{eq}$	$\text{HA}_W$	1.00E-04

## Anexo K. Código base para las corridas en el simulador composicional UTCHEM.

```

CC*****
***
CC
CC BRIEF DESCRIPTION OF DATA SET : UTCHEM (VERSION 9.0)
CC
CC*****
***
CC
CC
CC
CC PROCESS : ALKALINE/SURFACTANT/POLYMER
CC
CC COORDINATES : CARTESIAN
CC
CC GRID BLOCKS : 80X1X1
CC DATE : 06/14/2000
CC
CC*****
***
CC
CC*****
***
CC
CC PART1 : RESERVOIR DESCRIPTION
CC
CC*****
***
CC Run number
*---- RUNNO
EX06xx
CC
CC Title and run description
*---- title(i)
EX06 : 1-D ASP CORE FLOOD USING UTCHEM 9.0
SODIUM CARBONATE/SURFACTANT/POLYMER FLOOD
ENGLISH UNIT
CC
CC SIMULATION FLAGS
*---- IMODE IMES IDISPC ICWM ICAP IREACT IBIO ICOORD ITREAC ITC IGAS
IENG
          1   3   0   0   0   3   0   1   0   0   0
0
CC
CC no. of gridblocks,flag specifies constant or variable grid
size,unit
*---- NX   NY   NZ   IDXYZ   IUNIT

```

```

      15      15      3      0      0
CC
CC constant grid block size in x,y,and z
*---- dx1          dy1          dz1
      109.367      109.367      3.608
CC
CC total no. of components,no. of tracers,no. of gel components
*----n      no      ntw      nta      ngc      ng      noth
      13      0      0      0      5      0      0
CC
CC Name of the components
*----spname(i) for i=1 to n
Water
Oil
Surf.
Polymer
Chloride
Calcium
Alcohol 1
Alcohol 2
MG
CO3
Na
Hydr.
Acid
CC
CC flag indicating if the component is included in calculations or
not
*----icf(kc) for kc=1,n
      1 1 1 1 1 1 0 0 1 1 1 1 1
CC
CC*****
***
CC
CC      OUTPUT OPTIONS
CC
CC*****
***
CC
CC
CC FLAG TO WRITE TO UNIT 3,FLAG FOR PV OR DAYS TO PRINT OR TO STOP
THE RUN
*---- ICUMTM  ISTOP  IOUTGMS
      1      1      0
CC
CC FLAG INDICATING IF THE PROFILE OF KCTH COMPONENT SHOULD BE WRITTEN
*---- IPRFLG(KC),KC=1,N
      1 1 1 1 1 1 0 0 1 1 1 1 1
CC

```

```

CC FLAG FOR PRES.,SAT.,TOTAL CONC.,TRACER CONC.,CAP.,GEL, ALKALINE
PROFILES
*----- IPPRES IPSAT IPCTOT IPBIO IPCAP IPGEL IPALK IPTEMP IPOBS
          1      1      1      0      0      0      1      0      0
CC
CC FLAG FOR WRITING SEVERAL PROPERTIES TO UNIT 4 (Prof)
*----- ICKL IVIS IPER ICNM ICSE IHYSTP IFOAMP INONEQ
          1      1      0      1      1      0      0      0
CC
CC FLAG for variables to PROF output file
*----- IADS IVEL IRKF IPHSE
          0      0      0      0
CC
CC*****
***
CC
CC          RESERVOIR PROPERTIES
CC
CC*****
***
CC
CC
CC MAX. SIMULATION TIME ( DAYS)
*----- TMAX
          3.7386
CC
CC ROCK COMPRESSIBILITY (1/PSI), STAND. PRESSURE(PSIA)
*----- COMPR          PSTAND
          0              0
CC
CC FLAGS INDICATING CONSTANT OR VARIABLE POROSITY, X,Y,AND Z
PERMEABILITY
*----- IPOR1  IPERMX IPERMY IPERMZ IMOD
          0      0      3      3      0
CC
CC CONSTANT POROSITY FOR WHOLE RESERVOIR
*----- PORC1
          0.252
CC
CC CONSTANT X-PERMEABILITY FOR WHOLE RESERVOIR
*----- PERMXC
          236
CC
CC Y DIRECTION PERMEABILITY IS DEPENDENT ON X DIRECTION PERMEABILITY
*----- CONSTANT PERMEABILITY MULTIPLIER FOR Y DIRECTION PERMEABILITY
          1
CC
CC Z DIRECTION PERMEABILITY IS DEPENDENT ON X DIRECTION PERMEABILITY
*----- CONSTANT PERMEABILITY MULTIPLIER FOR Z DIRECTION PERMEABILITY

```

```

0.5
CC
CC FLAG FOR CONSTANT OR VARIABLE DEPTH, PRESSURE, WATER
SATURATION, INITIAL AQUEOUS PHASE COMPOSITIONS
*---- IDEPTH  IPRESS  ISWI  ICWI
           0      0      0     -1
CC
CC CONSTANT DEPTH (FT)
*---- D111
           0
CC
CC CONSTANT PRESSURE (PSIA)
*---- PRESS1
           14.5
CC
CC CONSTANT INITIAL WATER SATURATION
*---- SWI
           0.3829
CC
CC BRINE SALINITY AND DIVALENT CATION CONCENTRATION (MEQ/ML)
*---- C50      C60
           0.208  0.0125
CC
CC*****
***
CC
CC PHYSICAL PROPERTY DATA
CC
CC*****
***
CC
CC
CC OIL CONC. AT PLAIT POINT FOR TYPE II(+)AND TYPE II(-), CMC
*---- c2plc  c2prc  epsme  ihand
           0      1      0.0001  0
CC
CC flag indicating type of phase behavior parameters
*---- ifghbn
           0
CC SLOPE AND INTERCEPT OF BINODAL CURVE AT ZERO, OPT., AND 2XOPT
SALINITY
CC FOR ALCOHOL 1
*---- hbns70  hbnc70  hbns71  hbnc71  hbns72  hbnc72
           0      0.03   0      0.028  0      0.03
CC SLOPE AND INTERCEPT OF BINODAL CURVE AT ZERO, OPT., AND 2XOPT
SALINITY
CC FOR ALCOHOL 2
*---- hbns80  hbnc80  hbns81  hbnc81  hbns82  hbnc82
           0      0      0      0      0      0

```

```

CC
CC LOWER AND UPPER EFFECTIVE SALINITY FOR ALCOHOL 1 AND ALCOHOL 2
*---- csel7    cseu7    csel8    cseu8
        0.276    0.356    0         0
CC
CC THE CSE SLOPE PARAMETER FOR CALCIUM AND ALCOHOL 1 AND ALCOHOL 2
*---- beta6    beta7    beta8
        0         0         0
CC
CC FLAG FOR ALCOHOL PART. MODEL AND PARTITION COEFFICIENTS
*---- ialc    opsk7o    opsk7s    opsk8o    opsk8s
        1         0         0         0         0
CC
CC NO. OF ITERATIONS, AND TOLERANCE
*---- nalmax    epsalc
        20        0.0001
CC
CC ALCOHOL 1 PARTITIONING PARAMETERS IF IALC=1
*---- akwc7    akws7    akm7    ak7    pt7
        4.671    1.79    48     35.31  0.222
CC
CC ALCOHOL 2 PARTITIONING PARAMETERS IF IALC=1
*---- akwc8    akws8    akm8    ak8    pt8
        0         0         0         0         0
CC
CC ift model flag
*---- ift
        1
CC
CC INTERFACIAL TENSION PARAMETERS
*---- chuh    ahuh
        0.34    10
CC
CC LOG10 OF OIL/WATER INTERFACIAL TENSION
*---- xiftw
        1.34
CC
CC ORGANIC MASS TRANSFER FLAG
*---- imass icor
        0         0
CC
CC CAPILLARY DESATURATION PARAMETERS FOR PHASE 1, 2, AND 3
*---- itrapp    t11    t22    t33
        1         1865    8000    364.2
CC
CC FLAG FOR RELATIVE PERMEABILITY AND CAPILLARY PRESSURE MODEL
*---- iperm
        0
CC

```

```

CC FLAG FOR CONSTANT OR VARIABLE REL. PERM. PARAMETERS
*---- isrw   iprw   iew
         0     0     0
CC
CC CONSTANT RES. SATURATION OF PHASES 1,2,AND 3 AT LOW CAPILLARY NO.
*---- slrwc   s2rwc   s3rwc
         0.382   0.3803   0.382
CC
CC CONSTANT ENDPOINT REL. PERM. OF PHASES 1,2,AND 3 AT LOW CAPILLARY
NO.
*---- plrwc   p2rwc   p3rwc
         2.754237E-02   1   2.754237E-02
CC
CC CONSTANT REL. PERM. EXPONENT OF PHASES 1,2,AND 3 AT LOW CAPILLARY
NO.
*---- elwc   e2wc   e3wc
         1.12   1.3   1.12
CC
CC RES. SATURATION OF PHASES 1,2,AND 3 AT HIGH CAPILLARY NO.
*---- slrc   s2rc   s3rc
         0.32   0.14   0.32
CC
CC ENDPOINT REL. PERM. OF PHASES 1,2,AND 3 AT HIGH CAPILLARY NO.
*---- plrc   p2rc   p3rc
         0.027   1   0.027
CC
CC REL. PERM. EXPONENT OF PHASES 1,2,AND 3 AT HIGH CAPILLARY NO.
*---- e13c   e23c   e31c
         1   3.95   0.3903
CC
CC WATER AND OIL VISCOSITY , RESERVOIR TEMPERATURE
*---- VIS1   VIS2   TSTAND
         0.995   83.9   0
CC
CC COMPOSITIONAL PHASE VISCOSITY PARAMETERS
*---- ALPHAV1   ALPHAV2   ALPHAV3   ALPHAV4   ALPHAV5
         0     0     0     1     1.7
CC
CC PARAMETERS TO CALCULATE POLYMER VISCOSITY AT ZERO SHEAR RATE
*---- AP1   AP2   AP3
         4.65   64.39   2146
CC
CC PARAMETER TO COMPUTE CSEP,MIN. CSEP, AND SLOPE OF LOG VIS. VS.
LOG CSEP
*---- BETAP   CSE1   SSLOPE
         10   0.01   -0.815
CC
CC PARAMETER FOR SHEAR RATE DEPENDENCE OF POLYMER VISCOSITY
*---- GAMMAC   GAMHF   POWN

```

```

4.69      6      0.867
CC
CC CC FLAG FOR POLYMER PARTITIONING, PERM. REDUCTION PARAMETERS
*----- IPOLYM      EPHI3      EPHI4      BRK      CRK
          1          1          0.85      100      0.063
CC
CC SPECIFIC WEIGHT FOR COMPONENTS 1,2,3,7,8 ,Coefficient of oil and
GRAVITY FLAG
*----- DEN1      DEN2      DEN23      DEN3      DEN7      DEN8      IDEN
          0.433      0.393      0.393      0.4246667      0.347      0          1
CC
CC FLAG FOR CHOICE OF UNITS ( 0:BOTTOMHOLE CONDITION , 1: STOCK TANK)
*----- ISTB
          0
CC
CC COMPRESSIBILITY FOR VOL. OCCUPYING COMPONENTS 1,2,3,7,AND 8
*----- COMPC(1)  COMPC(2)  COMPC(3)  COMPC(7)  COMPC(8)
          0          0          0          0          0
CC
CC CONSTANT OR VARIABLE PC PARAM., WATER-WET OR OIL-WET PC CURVE
FLAG
*----- ICPC      IEPC      IOW
          0          0          0
CC
CC CAPILLARY PRESSURE PARAMETER, CPC0
*----- CPC0
          0.865
CC
CC CAPILLARY PRESSURE PARAMETER, EPC0
*----- EPC0
          2
CC
CC MOLECULAR DIFFUSION COEF. KCTH COMPONENT IN PHASE 1
*----- D(KC,1),KC=1,N
          0          0          0          0          0          0          0
0          0          0          0          0          0
CC
CC MOLECULAR DIFFUSION COEF. KCTH COMPONENT IN PHASE 2
*----- D(KC,2),KC=1,N
          0          0          0          0          0          0          0
0          0          0          0          0          0
CC
CC MOLECULAR DIFFUSION COEF. KCTH COMPONENT IN PHASE 3
*----- D(KC,3),KC=1,N
          0          0          0          0          0          0          0
0          0          0          0          0          0
CC
CC LONGITUDINAL AND TRANSVERSE DISPERSIVITY OF PHASE 1
*----- ALPHAL(1)      ALPHAT(1)

```

```

                0.04                0.0002
CC
CC LONGITUDINAL AND TRANSVERSE DISPERSIVITY OF PHASE 2
*----- ALPHAL(2)        ALPHAT(2)
                0.04                0.0002
CC
CC LONGITUDINAL AND TRANSVERSE DISPERSIVITY OF PHASE 3
*----- ALPHAL(3)        ALPHAT(3)
                0.04                0.0002
CC
CC flag to specify organic adsorption calculation
*----- iadso
                0
CC
CC SURFACTANT AND POLYMER ADSORPTION PARAMETERS
*----- AD31        AD32        B3D        AD41        AD42        B4D        IADK        IADS1        FADS
REFK
                18.38        5.7        1000        0.3341        0.1037        100        0        0
0        0
CC
CC PARAMETERS FOR CATION EXCHANGE OF CLAY AND SURFACTANT
*----- QV        XKC        XKS        EQW
                0.04        0.25        0.2        400
2 1
7 13 13 0.25
0.33 0.53
7 18 4 4 3 1
7 1 4 12
5 4 1 2 3
0 0 0
6
CALCIUM                2
MAGNESIUM                2
CARBON (AS CARBOBATES)    -2
SODIUM                1
HYDROGEN (REACTIVE)        1
ACID (PETROLEUM)        -1
CHLORINE                -1
HYDROGEN ION
SODIUM ION
CALCIUM ION
MAGENSIUM ION
CARBONATE ION
PETROLEUM ACID IN OIL
WATER
CALCIUM MONOHYDROXIDE ION
MAGNESIUM MONOHYROXIDE ION
CA (HC03) +
MG (HCO3) +

```

PETRLEUM ACID ANION  
 HYDROXIDE ION  
 BICARBONATE ION  
 DISSOLVED CARBON MONOHYDROXIDE  
 AQUEOUS CALCIUM CARBONATE  
 AQUEOUS MAGNESIUM CARBONATE  
 PETROLEUM ACID IN OIL  
 CALCIUM CARBONATE(SOLID)  
 MAGNESIUM CARBONATE (SOLID)  
 CALCIUM HYDROXIDE (SOLID)  
 MAGNESIUM HYDROXIDE(SOLID) (\*  
 SORBED HYDROGEN ION  
 SORBED SODIUM ION  
 SORBED CALCIUM ION  
 SORBED MAGNESIUM ION (\*  
 SURF. ASSOCIATED SODIUM ION  
 SURF. ASSOCIATED CALCIUM ION  
 SURF. ASSOCIATED MAGNESIUM ION

4  
 0. 0. 1. 0. 0. 0. 0. 1. 0. 1. 0. 0. 0. 0. 0.  
 1. 0. 0.  
 0. 0. 0. 1. 0. 0. 0. 0. 1. 0. 1. 0. 0. 0. 0.  
 0. 1. 0.  
 0. 0. 0. 0. 1. 0. 0. 0. 0. 1. 1. 0. 0. 1. 1.  
 1. 1. 0.  
 0. 1. 0. 0. 0. 0. 0. 0. 0. 0. 0. 0. 0. 0. 0.  
 0. 0. 0.  
 1. 0. 0. 0. 0. 1. 2. 1. 1. 1. 1. 0. 1. 1. 2.  
 0. 0. 1.  
 0. 0. 0. 0. 0. 1. 0. 0. 0. 0. 0. 1. 0. 0. 0.  
 0. 0. 1.  
 1. 0. 1. 0.  
 0. 1. 0. 1.  
 1. 1. 0. 0.  
 0. 0. 0. 0.  
 0. 0. 2. 2.  
 0. 0. 0. 0.  
 0. 0. 1. 0.  
 0. 0. 0. 1.  
 0. 0. 0. 0.  
 0. 1. 0. 0.  
 1. 0. 0. 0.  
 0. 0. 0. 0.  
 0. 1. 0.  
 0. 0. 1.  
 0. 0. 0.  
 1. 0. 0.  
 0. 0. 0.  
 0. 0. 0.



```

0.0 1.0
0.0 0.0 1.0 0.0 1.0 0.0 0.0
0.0 0.0 0.0 1.0 1.0 0.0 0.0
-2.0 0.0 1.0 0.0 0.0 0.0 0.0
-2.0 0.0 0.0 1.0 0.0 0.0 0.0
1.0 1.0 2.0 2.0 -2.0 0.0 0.0 1.0 1.0 1.0 1.0 -1.0
-1.0 -1.0 0.0 0.0 0.0 0.0
1.0 1.0 2.0 2.0
0.10000000000000E+01 0.10000000000000E+01 0.10000000000000E+01
0.10000000000000E+01 0.10000000000000E+01 0.10000000000000E+01
0.10000000000000E+01 0.12050000000000E-12 0.38871000000000E-11
0.14125000000000E+12 0.58345000000000E+12 0.1536415054485E-11
0.10093000000000E-13 0.21380000000000E+11 0.39810000000000E+17
0.15849000000000E+04 0.47863000000000E+04 0.1536415054485E-03
0.79300000000000E+01 0.52000000000000E+01 0.27000000000000E+07
0.0 2.0 -1.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 -2.0 1.0 0.0 0.0
0.0 0.0
0.0 2.0 0.0 -1.0 0.0 0.0 0.0 0.0 -2.0 0.0 1.0 0.0
0.0 0.0
-1.0 1.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 1.0 -1.0 0.0 0.0 0.0
0.0 0.0
-1.0 -1.0 0.0
0.3063196183407E-02
0.47485100000000E-09 0.70000000000000E-04 0.47315000000000E+23
0.56045000000000E+17
1.0 2.0 2.0
0.25000000000000E+01 0.29400000000000E+01
0.0 2.0 -1.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 -2.0
1.0 0.0
0.0 2.0 0.0 -1.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 -2.0
0.0 1.0
0.6604517187563E-06 0.4796664762569E-21 0.5080767763171E-19
0.59000000000000E-01 0.1847524444912E-04
0.2987015691371E-02 0.9131869508343E-01 0.9973791523364E-01
0.1110495752889E+03 0.2491902745283E-05
0.1192028821366E-01
0.2773027875490E-07 0.9973725478192E-01 0.6625057314103E-05
0.5967241441167E-03 0.7167500256778E-04 0.1909750809725E-01
0.5549144955235E+02
0.7663123810383E+00 0.00000000000000E+00 0.00000000000000E+00
0.00000000000000E+00
0.1311320240999E-02 0.1746820080587E-02 0.4208812054384E-07
0.2485842789868E-05
0.9999987540502E+00 0.9940751687413E+00
0.10000000000000E-07 0.50000000000000E+03

```

```

CC
CC*****
***
CC

```

\*

```

CC      WELL DATA
CC
CC*****
***
CC
CC
CC FLAG FOR SPECIFIED BOUNDARY AND ZONE IS MODELED
*----- IBOUND      IZONE
          0          0
CC
CC TOTAL NUMBER OF WELLS, WELL RADIUS FLAG, FLAG FOR TIME OR COURANT
NO.
*----- NWELL      IRO      ITIME      NWREL
          2          2          1          2
CC
CC WELL ID, LOCATIONS, AND FLAG FOR SPECIFYING WELL TYPE, WELL RADIUS,
SKIN
*----- IDW      IW      JW      IFLAG      RW      SWELL      IDIR      IFIRST
ILAST      IPRF
          1          7          8          1          0.2864          0          3          1
3          0
CC
CC WELL NAME
*----- WELNAM
INJECTOR
CC
CC ICHEK , MAX. AND MIN. ALLOWABLE BOTTOMHOLE PRESSURE AND RATE
*----- ICHEK      PWFMIN      PWFMAX      QTMIN      QTMAX
          0          0          30000          0          9000
CC
CC WELL ID, LOCATIONS, AND FLAG FOR SPECIFYING WELL TYPE, WELL RADIUS,
SKIN
*----- IDW      IW      JW      IFLAG      RW      SWELL      IDIR      IFIRST
ILAST      IPRF
          2          13          8          2          0.2864          0          3          1
3          0
CC
CC WELL NAME
*----- WELNAM
PRODUCER
CC
CC ICHEK , MAX. AND MIN. ALLOWABLE BOTTOMHOLE PRESSURE AND RATE
*----- ICHEK      PWFMIN      PWFMAX      QTMIN      QTMAX
          0          0          30000          0          50000
CC
CC ID, INJ. RATE AND INJ. COMP. FOR RATE CONS. WELLS FOR EACH PHASE
(L=1,3)
*----- ID      QI(M,L)      C(M,KC,L)

```

```

      1      1412.59      1      0      0      0      0.059
0.0027      0      0      0.003      0.094      0.1043      111.043
0
      1      0      0      0      0      0      0      0
0      0      0      0      0      0      0
      1      0      0      0      0      0      0      0
0      0      0      0      0      0
CC
CC ID, BOTTOM HOLE PRESSURE FOR PRESSURE CONSTRAINT WELL (IFLAG=2 OR
3)
*----- ID      PWF
      2      100
CC
CC CUM. INJ. TIME , AND INTERVALS (PV OR DAY) FOR WRITING TO OUTPUT
FILES
*----- TINJ      CUMPR1      CUMHI1      WRHPV      WRPRF      RSTC
      0.4786      0.6      0.6      0.005      0.4876      5
CC
CC THE INI. TIME STEP, CONC. TOLERANCE, MAX., MIN. time steps
*----- DT      DELC(I)      CNMAX      CNMIN
      0.00001      0.1      0.1      0      0      0.0059
0.00027      0      0      0.00003      0.0086      0.01043      11.1
0.001      0.1      0.0001
CC
CC FLAG FOR INDICATING BOUNDARY CHANGE
*----- IBMOD
      0
CC
CC IRO, ITIME, NEW FLAGS FOR ALL THE WELLS
*----- IRO      ITIME      IFLAG
      2      1      1      2
CC
CC NUMBER OF WELLS CHANGES IN LOCATION OR SKIN OR PWF
*----- NWEL1
      0
CC
CC NUMBER OF WELLS WITH RATE CHANGES, ID
*----- NWEL2      ID
      1      1
CC
CC ID, INJ. RATE AND INJ. COMP. FOR RATE CONS. WELLS FOR EACH PHASE
(L=1,3)
*----- ID      QI(M,L)      C(M,KC,L)
      1      1871.7      1      0      0      0      0.2603
0.00335      0      0      0.00095      0.0052      0.2587      111.025
0
      1      0      0      0      0      0      0      0
0      0      0      0      0      0      0

```

```

      1      0      0      0      0      0      0      0      0
0      0      0      0      0      0      0
CC
CC CUM. INJ. TIME , AND INTERVALS (PV) FOR WRITING TO OUTPUT FILES
*----- TINJ      CUMPR1      CUMHI1      WRHPV      WRPRF      RSTC
          0.6786      0.2      0.2      0.01      0.199      0.4
CC
CC THE INI. TIME STEP, CONC. TOLERANCE, MAX., MIN. time steps
*----- DT      DELC(I)      CNMAX      CNMIN
          0.00001      0.1      0.1      0      0      0.031158
0.00035      0      0      0.000095      0.00052      0.030999
11.1      0      0.1      0.0001
CC
CC FLAG FOR INDICATING BOUNDARY CHANGE
*----- IBMOD
          0
CC
CC IRO, ITIME, NEW FLAGS FOR ALL THE WELLS
*----- IRO      ITIME      IFLAG
          2      1      1      2
CC
CC NUMBER OF WELLS CHANGES IN LOCATION OR SKIN OR PWF
*----- NWEL1
          0
CC
CC NUMBER OF WELLS WITH RATE CHANGES, ID
*----- NWEL2      ID
          1      1
CC
CC ID, INJ. RATE AND INJ. COMP. FOR RATE CONS. WELLS FOR EACH PHASE
(L=1,3)
*----- ID      QI(M,L)      C(M,KC,L)
          1      2288.4      0.99      0      0.01      0.15
0.0039      0.00335      0      0      0.00095      0.3071      0.3042
111.0025      0
          1      0      0      0      0      0      0
0      0      0      0      0      0      0
          1      0      0      0      0      0      0
0      0      0      0      0      0      0
CC
CC CUM. INJ. TIME , AND INTERVALS (PV) FOR WRITING TO OUTPUT FILES
*----- TINJ      CUMPR1      CUMHI1      WRHPV      WRPRF      RSTC
          0.9886      0.3      0.3      0.01      0.1      5
CC
CC THE INI. TIME STEP, CONC. TOLERANCE, MAX., MIN. time steps
*----- DT      DELC(I)      CNMAX      CNMIN
          0.00001      0.1      0.1      0.002      0.015      0.000389
0.000335      0      0      0.000095      0.03071      0.03042
11.1      0.001      0.05      0.0001

```

```

CC
CC FLAG FOR INDICATING BOUNDARY CHANGE
*----- IBMOD
          0
CC
CC IRO, ITIME, NEW FLAGS FOR ALL THE WELLS
*----- IRO      ITIME      IFLAG
          2         1         1         2
CC
CC NUMBER OF WELLS CHANGES IN LOCATION OR SKIN OR PWF
*----- NWEL1
          0
CC
CC NUMBER OF WELLS WITH RATE CHANGES, ID
*----- NWEL2      ID
          1         1
CC
CC ID,INJ. RATE AND INJ. COMP. FOR RATE CONS. WELLS FOR EACH PHASE
(L=1,3)
*----- ID      QI(M,L)      C(M,KC,L)
          1      1292.5      1      0      0      0.15      0.08936
0.00335      0      0      0.00095      0.0052      0.08777
111.0025      0
          1      0      0      0      0      0      0      0
0      0      0      0      0      0      0      0
          1      0      0      0      0      0      0      0
0      0      0      0      0      0      0      0
CC
CC CUM. INJ. TIME , AND INTERVALS (PV) FOR WRITING TO OUTPUT FILES
*----- TINJ      CUMPR1      CUMHI1      WRHPV      WRPRF      RSTC
          2.0386      1      1      0.01      0.5      5
CC
CC THE INI. TIME STEP, CONC. TOLERANCE, MAX., MIN. time steps
*----- DT      DELC(I)      CNMAX      CNMIN
          0.00001      0.1      0.1      0.002      0.015      0.008936
0.0003335      0      0      0.000095      0.00052      0.008777
11.1      0.0001      0.05      0.0001
CC
CC FLAG FOR INDICATING BOUNDARY CHANGE
*----- IBMOD
          0
CC
CC IRO, ITIME, NEW FLAGS FOR ALL THE WELLS
*----- IRO      ITIME      IFLAG
          2         1         1         2
CC
CC NUMBER OF WELLS CHANGES IN LOCATION OR SKIN OR PWF
*----- NWEL1
          0

```

```

CC
CC NUMBER OF WELLS WITH RATE CHANGES, ID
*----- NWEL2      ID
           1        1
CC
CC ID,INJ. RATE AND INJ. COMP. FOR RATE CONS. WELLS FOR EACH PHASE
(L=1,3)
*----- ID          QI(M,L)          C(M,KC,L)
           1          1292.5          1          0          0          0          0.059
0.0027    0          0          0.003    0.094    0.1043    111.043
0
           1          0          0          0          0          0          0          0
0          0          0          0          0          0          0          0          0
           1          0          0          0          0          0          0          0
0          0          0          0          0          0          0          0          0
CC
CC CUM. INJ. TIME , AND INTERVALS (PV) FOR WRITING TO OUTPUT FILES
*----- TINJ      CUMPR1      CUMHI1      WRHPV      WRPRF      RSTC
           3.7386      1          1          0.1        0.5        1.4
CC
CC THE INI. TIME STEP,CONC. TOLERANCE,MAX.,MIN. time steps
*----- DT        DELC(I)          CNMAX          CNMIN
           0.00001    0.1    0.1    0.002    0.0005    0.0059
0.00027    0    0    0.0003    0.0008    0.01043    11.1
0.0001     0.1    0.0001

```