

Modelo Matemático para la Inhibición de Escamas de Sulfato de Bario Aplicado a un
Campo Colombiano

Carlos Eduardo Estupiñán López

Trabajo de Grado para Optar el título de Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos

Director

Luis Felipe Carrillo Moreno

M.Sc. en Ingeniería de Petróleos

Codirector

Álvaro Prada Velásquez

Ingeniero de Petróleos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Maestría en Ingeniería de Hidrocarburos

Bucaramanga

2019

Dedicatoria

A mis padres. A su amor, trabajo y sacrificio en todos estos años. Gracias a su esfuerzo he logrado llegar hasta aquí y convertirme en lo que hoy en día es su orgullo. Es un privilegio ser su hijo.

A ti mi Jenny Andrea, porque eres la inspiración de este trabajo. Tu apoyo y amor incondicionales son alimento, regocijo y esperanza para mi alma en los momentos difíciles. No me alcanzará la vida para darle gracias a Dios por tu llegada a mi vida, ni para recompensarte todo lo que haces por mí. ¡Lo logramos!

A mi hermanita, mi amiga para toda la vida, mi cómplice. Porque te quiero desde antes de nacer y estoy muy feliz de poder compartir contigo mi vida entera. Porque de los dos eres la más fuerte y la más valiente. ¡Te adoro chiquis!

Agradecimientos

A Ecopetrol S.A. Por su invaluable apoyo al proyecto.

Al Ingeniero Luis Felipe Carrillo por su rigurosa orientación. Es un privilegio ser su alumno.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos, al Ingeniero Fernando Calvete y al Ingeniero Emiliano Ariza por su apoyo desde el inicio de mi maestría.

Al Parque tecnológico Guatiguará, al Ingeniero Hernando Buendía y su personal de laboratorio. Gracias por su ayuda a este proyecto.

Al Grupo de investigación Modelamiento de Procesos Hidrocarburos y a la profesora Olga Patricia Ortiz por su amistad sincera y su ejemplo de dedicación y empeño.

A Jaime y Humberto por su apoyo en esta maestría y por su sincera amistad.

Al equipo de Posgrados de la Escuela de Ingeniería de Petróleos.

A la Universidad Heriot-Watt.

Contenido

	Pág.
Introducción.....	17
1. Escamas Inorgánicas: Generalidades.....	20
1.1 Sinopsis.....	20
1.2 Formación de las escamas.	21
1.3 Tipos de escamas.	23
1.4 Inhibición de la escama.	25
1.4.1 Tipos de Inhibidores.	25
1.4.1.1 Ésteres Orgánicos.	26
1.4.1.2 Fosfonatos Orgánicos.	26
1.4.1.3 Polímeros Orgánicos.....	27
1.4.1.4 Polifosfatos Inorgánicos	27
1.4.2 Factores que afectan el desempeño de los inhibidores.	28
1.4.3 Tratamientos y mecanismos de retención del inhibidor.	29
1.4.3.1 Precipitación	29
1.4.3.2 Adsorción / Desorción.	30
1.4.4 Seguimiento y monitoreo de las concentraciones de inhibidor.	31
2. Diseño de la investigación y ejecución experimental.....	32
2.1 Sinopsis.....	32

2.2 Diseño metodológico.....	33
2.3 Metodología experimental y diseño de la investigación.	34
2.4 Preparación de elementos de laboratorio.....	37
2.4.1 Medios porosos empleados.....	37
2.4.2 Fluidos utilizados.....	38
2.4.3 Equipos empleados.	39
2.5 Pruebas experimentales	39
2.5.1 Caracterización Fisicoquímica básica de inhibidores.....	39
2.5.1.1 Densidad.	39
2.5.1.2 PH.	40
2.5.1.3 Índice de refracción.	40
2.5.1.4 Solubilidad.....	40
2.5.1.5 Tensión interfacial.	41
2.5.1.6 Dilución de los fluidos.....	41
2.5.2 Caracterización Fisicoquímica básica del crudo.	41
2.5.2.1 Viscosidad.	41
2.5.2.2 API.....	41
2.5.2.3 BSW.	42
2.5.3 Interacción fluido-fluido.....	42
2.5.3.1 Sludge.	42
2.5.3.2 Rompimiento de emulsiones.	42
2.5.3.3 Compatibilidad.	43
2.5.3.4 Compatibilidad Ácido Vivo.....	43
2.5.3.5 Compatibilidad envenenando con calcio.....	43

2.5.3.6 Compatibilidad envenenado con hierro.....	43
2.5.4 Interacción roca fluido.....	44
2.5.4.1 Mojabilidad visual.....	44
2.5.4.2 Pruebas de adsorción estática.....	44
2.5.4.3 Pruebas de eficiencia dinámica del inhibidor (MIC).....	44
2.5.4.4 Pruebas de desplazamiento (Coreflooding).....	45
2.5.5 Pruebas de cuantificación.....	45
2.5.5.1 Determinación de Fósforo	45
2.6 Resultados experimentales del estudio.....	46
2.6.1 Caracterización fisicoquímica básica de inhibidores.....	46
2.6.1.1 Densidad.....	46
2.6.1.2 PH.....	46
2.6.1.3 Índice de refracción.....	46
2.6.1.4 Solubilidad.....	46
2.6.1.5 Tensión interfacial.....	46
2.6.2 Resultados Caracterización fisicoquímica básica del crudo.....	47
2.6.2.1 Viscosidad	47
2.6.2.2 API.....	47
2.6.2.3 BSW.....	47
2.6.3 Resultados Interacción Fluido-Fluido.....	47
2.6.3.1 Sludge.....	47
2.6.3.2 Rompimiento de Emulsiones.....	47
2.6.3.3 Compatibilidad.....	48
2.6.3.4 Compatibilidad Acido Vivo.....	48

2.6.3.5 Compatibilidad envenenada con Calcio.	49
2.6.3.6 Compatibilidad envenenada con hierro.	49
2.6.4 Resultados Interacción Roca-Fluido.	50
2.6.4.1 Determinación de porosidad (Norma API RP 40 de 1998).	50
2.6.4.2 Determinación de permeabilidad (Norma API RP 40 de 1998).	51
2.6.4.3 Mojabilidad visual.	51
2.6.4.4 Adsorción Estática.	51
2.6.4.5 Pruebas de eficiencia dinámica del inhibidor (MIC).	53
2.6.4.6 Pruebas de desplazamiento (Coreflooding).	55
2.6.5 Pruebas de cuantificación.	59
2.6.5.1 Determinación de Fósforo.	59
2.7 Análisis de resultados	60
 3. Ajuste de un modelo de inhibición de escamas de sulfato de bario	 64
3.1 Sinopsis.	64
3.2 Antecedentes.	65
3.3 Desarrollo matemático.	67
3.3.1 Adsorción del inhibidor.	67
3.3.2 Desorción del inhibidor.	68
3.4 Enfoque y Ajuste	69
3.5 Resultados del ajuste.	71
3.5.1 Aplicación del ajuste a datos de Coreflooding.	74
3.5.2 Aplicación del ajuste a datos de la literatura	81
3.5.3 Aplicación del ajuste a datos de Campo.	83

3.6 Análisis de resultados.	85
4. Desarrollo de una herramienta computacional	91
4.1 Sinopsis.....	91
4.2 Introducción al módulo y consideraciones técnicas.	92
4.2.1 Ecuación de Flujo.	93
4.3 Suposiciones del modelo	94
4.4 Algoritmo	95
5. Conclusiones.....	96
Referencias Bibliográficas.....	98
Apéndices	103

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Tubería bloqueada por escamas de sulfato de bario.....	20
Figura 2. Tipos de inhibidores comerciales.....	26
Figura 3. Mecanismo de precipitación/disolución del inhibidor.	29
Figura 4. Mecanismo de Adsorción/Desorción del inhibidor	30
Figura 5. Periodo de duración no deseado (arriba) y deseado (abajo) de la retención del inhibidor en un medio poroso.....	31
Figura 6. Fases del diseño experimental.....	33
Figura 7. Registro fotográfico de una de las Bereas, utilizada en los Coreflooding.	38
Figura 8. Resultado mojabilidad visual para los inhibidores A y B.	51
Figura 9. Escalamiento de tasas de trabajo y ausencia de migración de finos	56
Figura 10. Estabilización de variación de presión a tasa de trabajo (cc/min)	57
Figura 11. Comportamiento de presión y permeabilidad efectiva al aceite - primer ciclo... 58	
Figura 12. Comportamiento de presión y permeabilidad efectiva al agua - primer ciclo. ... 58	
Figura 13. Resultados Concentración de fosforo para los desplazamientos 1, 3 y 5.....	60
Figura 14. Resultados Concentración de fosforo para los desplazamientos 2, 4 y 6.....	60
Figura 15. Curvas obtenidas a partir de los datos de los efluentes y comparadas con los modelos de adsorción de Langmuir y Freundlich.	61
Figura 16. Uso del software Squeeze propiedad de la universidad de Heriot Watt.	72
Figura 17. Proceso de linealización de variables.....	73
Figura 18. Resultado de la comparación de la aproximación por mínimos cuadrados.	74

Figura 19. Comparación de resultados Coreflooding 1 en escala logarítmica.	75
Figura 20. Comparación de resultados Coreflooding 1 (detalle).....	76
Figura 21. Comparación de resultados Coreflooding 2 en escala logarítmica.	76
Figura 22. Comparación de resultados Coreflooding 2 (detalle).....	77
Figura 23. Comparación de resultados Coreflooding 3 en escala logarítmica.	77
Figura 24. Comparación de resultados Coreflooding 3 (detalle).....	78
Figura 25. Comparación de resultados Coreflooding 4 en escala logarítmica.	78
Figura 26. Comparación de resultados Coreflooding 4 (detalle).....	79
Figura 27. Comparación de resultados Coreflooding 5 en escala logarítmica.	79
Figura 28. Comparación de resultados Coreflooding 5 (detalle).....	80
Figura 29. Comparación de resultados Coreflooding 6 en escala logarítmica.	80
Figura 30. Comparación de resultados Coreflooding 6 (detalle).....	81
Figura 31. Comparación de la simulación y los datos de la literatura.	82
Figura 32. Comparación de la simulación y los datos de la literatura (detalle).	82
Figura 33. Comparación de la simulación y los datos de campo.	84
Figura 34. Comparación de la simulación y los datos de campo (en detalle).	84
Figura 35. Comparación de la desorción de los coreflooding de alta k.....	87
Figura 36. Comparación de la desorción de los coreflooding de baja k.....	87
Figura 37. Diagrama de flujo de la herramienta computacional.	95

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Escamas más comunes en la industria petrolera.....	23
Tabla 2. Solubilidad de las escamas inorgánicas.....	24
Tabla 3. Estructura típica de los principales inhibidores de escamas inorgánicas	27
Tabla 4. Medios porosos empleados.	38
Tabla 5. Resultados de la prueba de rompimiento de emulsiones para los inhibidores A y B	48
Tabla 6. Tamaños de grano de las bereas utilizadas.....	52
Tabla 7. Resultados de Nivel de Adsorción para las pruebas estáticas	52
Tabla 8. Concentración de las salmueras para la prueba de Eficiencia Dinámica (MIC)	53
Tabla 9. Propiedades de las salmueras catiónica y aniónica.	54
Tabla 10. Pruebas MIC realizadas para ambos inhibidores.....	55
Tabla 11. Datos usados en los desplazamientos de Coreflooding.....	56
Tabla 12. Datos del campo Y.	83
Tabla 13. Diseño del tratamiento de inhibición de escamas para el pozo Y12.	83
Tabla 14. Concentración de fósforo en los efluentes obtenidos de los coreflooding	88
Tabla 15. Diferencias obtenidas en las simulaciones.	88

Lista de Apéndices

	Pág.
Apéndice A. Resultados de determinación de parámetros experimentales de los coreflooding	103
Apéndice B. Resultados de comparación de curvas de adsorción.....	140
Apéndice C. Código de programación de la herramienta computacional en Matlab	143

Resumen

Título: Modelo Matemático de Inhibición de Escamas de Sulfato de Bario Aplicado a un Campo Colombiano*

Autor: Carlos Eduardo Estupiñan López**

Palabras Claves: Coreflooding, Inhibidor, Squeeze, Modelo, Adsorción, Desorción, Sulfato de Bario.

Descripción:

En el proceso de extracción del petróleo, los compuestos minerales o cristales provenientes del agua de producción, que se pueden precipitar en los poros de las vecindades del pozo y/o en las tuberías, por efecto de los cambios termodinámicos se conocen como escamas inorgánicas.

Entre los distintos tipos de escamas, el sulfato de bario es uno de los más comunes y al mismo tiempo, de los más difíciles de remover debido a que, una vez se unen los iones sulfato y bario, el compuesto resultante se precipita de inmediato y resulta ser altamente insoluble. Este problema le cuesta a la industria petrolera Billones de dólares al año, por lo cual en los campos donde se tiene este problema se hace necesario el uso de agentes inhibidores que mitiguen la subsecuente depositación de la escama de sulfato de bario. Cuando se lleva a cabo un tratamiento de inhibición, se espera que el inhibidor inyectado en el yacimiento pueda prevenir la formación de las escamas durante el tiempo de permanencia de una concentración mínima del inhibidor en el medio poroso, pero tales tratamientos deben ser repetidos periódicamente, lo cual incrementa los costos de producción o lifting cost en estos campos.

El propósito de este trabajo es ajustar un modelo matemático de interacción de los inhibidores con el medio poroso en el campo Colombiano Y, el cual cuenta con alta presencia de escamas de sulfato de bario, así como también analizar las variables y parámetros críticos para el diseño de un tratamiento de inhibición.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Maestría en Ingeniería de Hidrocarburos. Director: Luis Felipe Carrillo Moreno. Magister en Ingeniería de Petróleos.

Abstract

Title: Barium Sulphate Inhibition Matematical Model Applied on a Colombian Oilfield*

Author: Carlos Eduardo Estupiñan López**

Keywords: Coreflooding, Inhibitor, Squeeze, Model, Adsorption, Desorption.

Description:

During the phase of oil production, mineral compounds or crystals can precipitate in both the pores of the wellbore and tubing or pipes due to thermodynamic changes that occurs by the extraction of hydrocarbons over time, such a phenomenon is known as inorganic scales.

Among the different types of scale, barium sulfate is one of the most common and at the same time, the most difficult to remove since once the barium and sulphate ions joins, the resulting compound is precipitated almost immediately, which, together with its high insolubility, represents a problem that cost to the industry Billion dollars a year. Therefore, in the fields where this problem is present, it requires the use of inhibiting agents that mitigate the formation and subsequent deposition of the barium sulfate scale. When carrying out a scale inhibition treatment, it is expected that the injected prevents the formation of such scales while remaining attached to the porous surfaces. Such treatments must be repeated periodically, which increases the lifting cost in those fields.

The purpose of this work is to adjust a mathematical model of inhibitor – rock interaction in the Y Colombian field which have high barium sulphate presence, and to analyze critical variables and parameters in the scale inhibitor treatment design.

* Bachelor Thesis

** Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Maestría en Ingeniería de Hidrocarburos. Director: Luis Felipe Carrillo Moreno. Magister en Ingeniería de Petróleos.

Introducción

Durante el proceso de extracción del petróleo pueden aparecer en los poros de las vecindades del pozo y/o en las tuberías, compuestos minerales con forma de cristales que se conocen como escamas inorgánicas. Entre los distintos tipos de escamas, el sulfato de bario es uno de los más comunes y al mismo tiempo, de los más difíciles de remover debido a que, una vez se unen los iones sulfato y bario, el compuesto resultante se precipita de inmediato y además es altamente insoluble (incluso con los ácidos más fuertes). Este fenómeno le cuesta a la industria petrolera hasta 1.4 Billones de dólares al año (Arrieta 2016), por lo que en los campos donde se tiene este problema la mejor manera de enfrentarlo es mediante el uso de agentes inhibidores que mitiguen o eviten la deposición de la escama de sulfato de bario antes de que tapone el medio poroso. Cuando se lleva a cabo un tratamiento de inhibición, se espera que el inhibidor inyectado en el yacimiento pueda prevenir la formación de las escamas durante el tiempo de permanencia de una concentración mínima del inhibidor en el yacimiento, pero tales tratamientos deben ser repetidos periódicamente incrementando los costos de producción o lifting cost en estos campos.

En el ámbito colombiano, Ecopetrol S.A. en su esfuerzo por aumentar la vida útil de los pozos y la producción de crudo nacional viene realizando desde hace más de 5 años en alianza con la Universidad Industrial de Santander, un mapeo de la tendencia incrustante en el que se realizaron más de 8.000 análisis fisicoquímicos. En dicho estudio se logró identificar que los campos con probabilidades de presentar el problema de las escamas, corresponden al 25% de la producción nacional (Martínez 2017).

Por lo anterior, la manera más económica y eficiente de mantener la producción de un pozo sin bloqueos es mediante la inyección de inhibidores químicos que reducen, evitan o detienen la formación y/o crecimiento de las escamas. En este sentido, agregar un inhibidor es económicamente efectivo como método de prevención y ha sido el tratamiento preferido en el control de la formación de la escama desde hace muchos años ya que puede reducir su precipitación prácticamente a cero (Sorbie et al. 1991).

Autores como Kerver y Heilhecker en 1969, Miles en 1970, Vetter en 1973, Meyers en 1985 Schuler en 1985, Sorbie en 1991 y 2005 y Khormali en 2016 coinciden en que el mecanismo principal de retención del inhibidor en el medio poroso es el de adsorción/desorción. Al respecto, Meyers y Sorbie, iniciaron su planteamiento matemático considerando una ecuación que describe el balance de masa para el transporte de una fase acuosa en un medio poroso el cual es la base de la presente investigación.

La adsorción es un proceso en el que partículas de una sustancia que se denomina Adsorbato (Inhibidor), se concentra sobre la superficie de otra que se denomina adsorbente (roca). Esta interacción es un fenómeno complejo, debido a que depende de la naturaleza del fluido, la litología de la formación entre otros, por lo que se hace necesario estudiar cada sistema roca-fluido con el fin de conocer la manera como se retiene el adsorbato sobre la superficie porosa (Sánchez et al. 2017).

El propósito de este trabajo es analizar las variables y parámetros a considerar en el diseño de un tratamiento óptimo de inhibición y ajustar un modelo matemático relacionado con el fin de describir las interacciones de los inhibidores con el yacimiento fundamentales en el éxito de dichos tratamientos. Se realizaron una serie de experimentos de laboratorio dentro de los cuales se incluyeron pruebas de compatibilidad de los fluidos entre sí y con la formación, interacciones fluido / fluido e interacciones fluido roca, dentro de las cuales se

destaca la eficiencia de la inhibición (MIC) y los corefloodings para evaluar directamente la adsorción / desorción.

El ajuste del modelo se validó con data de laboratorio y de campo. Además, se contó un software comercial de daño a la formación de la universidad de Heriot Watt, que nos sirvió para realizar comparaciones entre los cálculos de dicho software y el ajuste propuesto en este trabajo.

Finalmente, se realizó una herramienta computacional programada en MATLAB® con el ajuste para la predicción del comportamiento de la inhibición de escamas inorgánicas.

1. Escamas Inorgánicas: Generalidades

1.1 Sinopsis

En el ámbito de la industria petrolera, se conoce como escamas a los compuestos minerales o sustancias cristalinas orgánicas o inorgánicas, que pueden formarse durante los procesos de extracción de hidrocarburos. Dicha escama puede crecer en los poros de la roca alrededor del pozo obstruyendo los poros, la permeabilidad de la formación y/o los canales de flujo del hidrocarburo hacia el mismo, así como también las tuberías y facilidades de superficie.



Figura 1. Tubería bloqueada por escamas de sulfato de bario. Recuperado de: <https://bit.ly/2FVg0zc>

La formación de las escamas representa uno de los aspectos que más problemas presentan en la industria y solucionarlos le cuesta cientos de millones de dólares al año en tratamientos de remoción y en pérdidas de producción. Según Arrieta (2016) el impacto económico del problema se estima en más de 1.4 billones de dólares anuales a nivel mundial

y países como Reino Unido, reportan pérdidas de producción de alrededor de 4 millones de barriles por año por problemas relacionados con las escamas. Algunos autores reportan que empresas como BP han estimado sus tiempos no productivos (NPT por sus siglas en inglés), por problemas de escamas hasta en un 18% anual (Patroni et al. 2008) y en términos monetarios, Gran Bretaña ha reportado hasta 0.8 y Estados Unidos hasta 9 Billones de Dólares (L. Jianbo et al. 2016).

En el ámbito colombiano, Ecopetrol S.A. en su esfuerzo por aumentar la vida útil de los pozos y la producción de crudo nacional viene realizando desde hace más de 5 años en alianza con la Universidad Industrial de Santander, un mapeo de la tendencia incrustante en el que se tomaron más de 8.000 análisis fisicoquímicos. En dicho estudio se logró identificar que los campos con probabilidades de presentar este problema, producen algo más de 253.000 barriles/día, con un potencial riesgo de producción diferida de casi 48.000 barriles/día. (R Martínez 2017).

1.2 Formación de las escamas.

Las escamas aparecen como resultado de las reacciones químicas de aniones y cationes presentes en el agua de formación de un yacimiento y por las variaciones de la temperatura y la presión durante la producción de petróleo. Otras actividades como la inyección de fluidos, la liberación de gases disueltos como el CO₂ y las variaciones en las saturaciones de dichos iones pueden alterar la temperatura, la presión y por ende su composición trayendo como consecuencia que el equilibrio químico y termodinámico cambie fomentando la depositación, el posterior crecimiento de los cristales y formación final de la escama. (Civan 2000)

Para que la escama se forme se deben completar las siguientes etapas:

a. Alteración de las condiciones fisicoquímicas que llevan a una supersaturación de las aguas de formación. Esta supersaturación se puede presentar por diversas condiciones (Hoang 2015):

- Calentamiento o enfriamiento: Enfriar una solución salina de solubilidad normal o calentar una solución salina de solubilidad inversa puede dar como resultado una supersaturación.

- Evaporación del agua: La solución se vuelve más concentrada cuando el agua se evapora. Después de un periodo de tiempo suficientemente largo, ésta comienza a saturarse y luego a supersaturarse. El contacto de una solución saturada con una superficie caliente puede llevar a la depositación directa en esa superficie.

- Mezcla de soluciones (o aguas): El límite de solubilidad puede excederse cuando una sal soluble se adiciona a una solución de otra sal, la cual tiene un ion común o produce una sal escasamente soluble. La condición de supersaturación se alcanza cuando el producto iónico se vuelve mayor que la constante de solubilidad.

- Mezcla de soluciones saturadas: Debido al cambio de la solubilidad con la temperatura, la mezcla de aguas saturadas puede resultar también en condiciones de supersaturación

b. Inicio de la formación de pequeños núcleos de cristales (Nucleación).

Se define como el proceso en el cual se forman las primeras fases cristalinas en un sistema de aguas. La nucleación es la etapa inicial de la formación de la escama, la cual ocurre con la mínima supersaturación del compuesto presente en la capa.

1.3 Tipos de escamas.

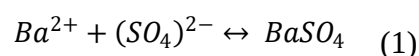
Las escamas se pueden clasificar en distintas categorías que están directamente relacionadas con sus reactivos como por ejemplo el carbonato, que puede presentarse como Carbonato de Calcio (CaCO_3) (la escama más común) o carbonato de magnesio (MgCO_3) entre otros. Otro tipo de escama es el sulfato, que se puede presentar como Sulfato de Bario (BaSO_4) o sulfato de calcio (CaSO_4) entre otros, además de otras como los silicatos (Ver Tabla 1 Tolaieb 2014).

Tabla 1.

Escamas más comunes en la industria petrolera.

Nombre	Formula Química	Variables primarias
Carbonato de calcio	CaCO_3	Presión parcial de CO_2
		Temperatura
		Sales disueltas y pH
Sulfato de bario	BaSO_4	Temperatura
		Presión
Sulfato de calcio	CaSO_4	Temperatura
		Sales disueltas
		Presión
Sulfato de estroncio	SrSO_4	Temperatura
		Presión
		Sales disueltas
Carbonato ferroso	FeCO_3	Corrosión
Sulfuro ferroso	FeS	Gases disueltos
Hidróxido ferroso	Fe(OH)_2	pH

En la actualidad, las escamas con mayor presencia en los campos del grupo empresarial Ecopetrol son las de carbonato de calcio y sulfato de bario que se forman por condiciones cambiantes en los pozos. En el caso del sulfato, la aparición de la escama se representa con la siguiente ecuación:



Las escamas de sulfato, ocurren por lo general cuando dos iones que son incompatibles entre sí forman un complejo insoluble bajo diversas circunstancias como cambios en las condiciones termodinámicas del yacimiento o como resultado de la mezcla de aguas incompatibles en trabajos especiales.

De todas las escamas, el sulfato de bario o barita (BaSO_4) es una de las precipitaciones más comunes en los yacimientos de hidrocarburos y es la más difícil de remover, dado que, no es soluble en ácidos ni en solventes. (Crabtree, M., & Johnson, A. 1999). Una vez se combinan los iones bario y sulfato, el compuesto resultante se precipita casi de inmediato, e incluso a altas temperaturas resulta ser muy insoluble por lo que su remoción química es casi imposible y bastante costosa.

Tabla 2.

Solubilidad de las escamas inorgánicas.

Nombre	Formula Química	Variables primarias
Carbonato de calcio	CaCO_3	Presión parcial de CO_2
		Temperatura
		Sales disueltas y pH
Sulfato de bario	BaSO_4	Temperatura
		Presión
Sulfato de calcio	CaSO_4	Temperatura
		Sales disueltas
		Presión
Sulfato de estroncio	SrSO_4	Temperatura
		Presión
		Sales disueltas

Fuente: Recuperado de Patroni et al .2008

En la mayoría de ocasiones, el sulfato de bario se forma como una especie de “escama mixta” que puede contener estroncio, calcio y radio radiactivo. La escama resultante se considera como una escama de actividad específica baja (LSA por sus siglas en inglés) y

disponerla usualmente requiere un control gubernamental exigente además de que puede llegar a ser muy costoso, llevando eventualmente las operaciones fuera de sus límites económicos (Vásquez et al. 2008). Es comúnmente conocido como un sólido cristalino con forma de cristal romboédrico y en su forma pura usualmente es blanco pero su color varía si está en presencia de impurezas. Su densidad es de 4,50 g/cm³ y su punto de fusión es de 1.580 °C. Por sobre los 1.600 °C se descompone completamente. (Tolaieb 2014)

1.4 Inhibición de la escama.

Por las razones expuestas anteriormente, la manera más económica y eficiente de mantener la producción de un pozo sin bloqueos es mediante la inyección de inhibidores químicos capaces de reducir la tasa de formación de escamas. Su función principal es prevenir la nucleación y el crecimiento de los cristales con concentraciones de solamente algunos miligramos por litro.

Hay dos categorías en general de productos de inhibición: polímeros y no polímeros. Los primeros son buenos inhibidores de la nucleación mientras que los segundos son buenos previniendo el crecimiento del cristal (Zhang 2015).

1.4.1 Tipos de Inhibidores. Los inhibidores pueden ser clasificados, según la mayoría de autores en dos grandes grupos: inhibidores termodinámicos y cinéticos. Otros en cambio los clasifican en inorgánicos y orgánicos (A. Vilorio et al., 2010) de acuerdo con su naturaleza como se muestra en la Figura 2.



Figura 2. Tipos de inhibidores comerciales.

1.4.1.1 Ésteres Orgánicos. Los fosfonatos esteres genéricos más comúnmente usados en la industria del petróleo son: ésteres amino fosfato y alcohol fosfato. Son efectivos a bajas concentraciones más que otros inhibidores y no se ven afectados por bajos pH ni tampoco por altas concentraciones de sal. Funcionan como modificador de crecimiento de los cristales de sulfato de bario y estroncio y no se recomiendan para inyección forzada (squeeze) por su rápido desgaste.

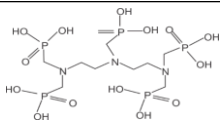
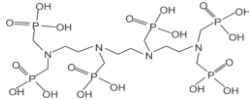
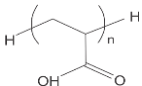
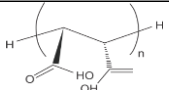
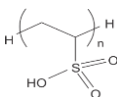
1.4.1.2 Fosfonatos Orgánicos. Son los más recomendados para el tratamiento de CaCO_3 . Estable a altas temperaturas (más que los ésteres) logrando ser efectivo a más de 350 °F. Inhiben gran cantidad de depósitos incrustantes siendo aplicados ya sea por inyección forzada o inyección continua, pero se ve afectado por la presencia de hierro y en salmueras con altos contenidos de calcio.

1.4.1.3 Polímeros Orgánicos. Se utilizan a temperaturas por encima de los 350 °F lo cual les permite ser más estables que los anteriores. Funcionan como dispersantes y actúan como modificadores de cristales efectivos en la mayoría de incrustaciones. Se pueden monitorear fácilmente ya sea en squeeze o en inyección continua además de tener buenas propiedades de adsorción desorción, pero son altamente costosos.

1.4.1.4 Polifosfatos Inorgánicos. Son materiales solidos inorgánicos no cristalinos que se clasifican como simples (rápida disolución en agua) o de solubilidad controlada (disolución lenta en agua). Son relativamente económicos y actúan como modificadores de cristal, pero tienen baja solubilidad en salmueras y pueden formar precipitados de fosfato de calcio. Las estructuras típicas de los principales inhibidores de escamas se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3.

Estructura típica de los principales inhibidores de escamas inorgánicas

Estructura	Nombre
	DETPMP Ácido Dietilentriamino Pentametilen Fosfonico
	TETHMP Ácido Trietilentriamino Hexametilen Fosfonico
	PAA Ácido Poliacrílico
	PMA Ácido Polimaléico
	PVS Sulfonato de Polivinil

Fuente: Recuperado de Tolaieb 2014.

1.4.2 Factores que afectan el desempeño de los inhibidores. Los cambios que alteran el comportamiento de un inhibidor son condiciones en el pH, temperatura, presión e hidrodinámica del fluido, así como la presencia de otros elementos químicos y la misma composición de la salmuera. Factores como la supersaturación de la salmuera y la presencia de cationes como Ca^{2+} y Mg^{2+} o Zn^{2+} pueden conducir a la incompatibilidad entre la salmuera y los inhibidores generando reducción de su concentración en la solución y disminuyendo su capacidad para inhibir las incrustaciones (Yuan, M.D. 2001; Shaw, S.S. 2010).

Las interacciones entre los inhibidores y otros químicos presentes en un sistema para combatir otros problemas de aseguramiento de flujo son también una consideración importante que debe tenerse en cuenta. Por ejemplo, los inhibidores de incrustaciones y los inhibidores de corrosión son productos químicos activadores de superficie, lo que quiere decir que cuando se tiene presencia de ambos productos en una roca se puede generar una competencia entre los dos químicos por adherirse a dicha superficie en la que están presentes lo que a su vez conlleva a que se afecte el rendimiento de cada uno (Boak, L.S. 2003)

La presencia de las escamas puede reducirse o detenerse cuando la concentración del inhibidor logra mantenerse por encima de un límite conocido como concentración mínima de inhibidor (MIC por sus siglas en inglés). Un buen MIC se puede establecer entre 5 y 15 ppm, dependiendo de la presencia de sustancias consideradas como contaminantes dentro de los fluidos a inyectar, lo que a su vez exige el uso de altas concentraciones de inhibidor ya que la mayoría de éste se adsorbe en la superficie de los sólidos dejando poca cantidad libre para cumplir su función (Patroni 2008).

1.4.3 Tratamientos y mecanismos de retención del inhibidor. Existen en la industria varios tipos de trabajos de inhibición en campo, dentro de los cuales los más usados son la inyección continua de inhibidor y la inyección forzada (conocido como Squeeze). De los dos, el más utilizado en los campos de Ecopetrol S.A. es éste último, el cual consiste en inyectar un inhibidor de escamas en los alrededores de la cara de la formación en un pozo productor para posteriormente empujarlo unos pies más al fondo del yacimiento con un sobre desplazamiento de un bache de salmuera.

Una vez inyectado el tratamiento, se pueden tener dos procesos de interacción entre la roca del yacimiento y el fluido (inhibidor) que permiten que éste último sea retenido en la formación: la Precipitación y la Adsorción.

1.4.3.1 Precipitación. Cuando el inhibidor es inyectado, reacciona con cationes de la formación y crea una sal. Luego de un periodo de remojo o cierre se abre nuevamente el pozo a producción y dicho precipitado se disuelve en el agua e inicia a prevenir la presencia las escamas.

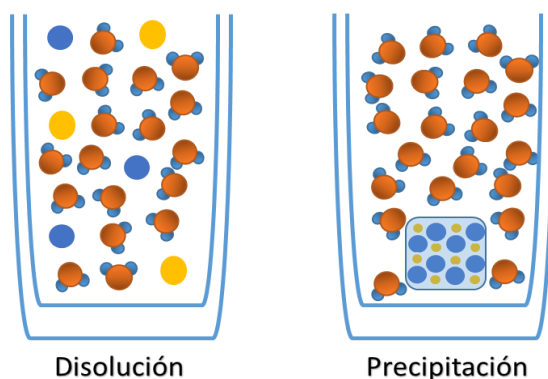


Figura 3. Mecanismo de precipitación/disolución del inhibidor. Recuperado de shorturl.at/jsBPW

1.4.3.2 Adsorción / Desorción. El mecanismo de adsorción/desorción consiste en la adherencia química o física de un inhibidor sobre la superficie de un medio poroso, en este caso, el yacimiento. Se cree que este fenómeno sucede debido a fuerzas de atracción electrostáticas entre el inhibidor y la formación.

El fenómeno lo describe una isoterma que puede estar en función de una o varias variables entre ellas la concentración inyectada del inhibidor. Una vez retenido el inhibidor en la roca, es liberado paulatinamente durante el proceso de desorción hasta alcanzar el MIC, momento en el cual se debe repetir el tratamiento. La vida útil del inhibidor dependerá de la cantidad de éste que es adsorbida por la roca y de la velocidad con la cual ésta lo libera, que a su vez depende de las mismas características de la roca y de su interacción con el fluido.

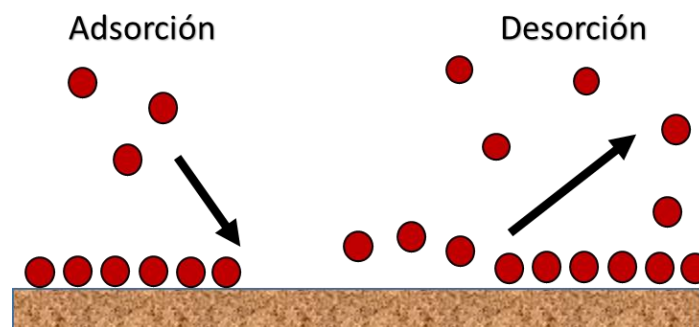


Figura 4. Mecanismo de Adsorción/Desorción del inhibidor. Recuperado de <http://www.chemieunterricht.de>

Este proceso se ve afectado por variables como el pH de la salmuera, las concentraciones de los iones, la concentración y el volumen del inhibidor, la profundidad alcanzada dentro de la formación cuando se inyecta, la temperatura, la presión entre otras (Sorbie et al. 2005).

Pese a que está bien establecido que los inhibidores se mantienen dentro de los medios porosos por los dos mecanismos principales anteriormente mencionados, no hay un consenso en la literatura sobre el mecanismo principal de retención del inhibidor en el yacimiento. Sin embargo, autores como Funkhouser (2001), Gdanski (2002), Sorbie (1991, 1992, 1994, 2005), Vasquez (2017), Zhang (2000) Kan (2004) y Boak (2009) concuerdan en que el mecanismo principal de retención es el de adsorción.

1.4.4 Seguimiento y monitoreo de las concentraciones de inhibidor. Al llevar a cabo un tratamiento de inhibición de escamas, el resultado que se espera es que el inhibidor inyectado en el yacimiento sea capaz de evitar la formación de dichas escamas permaneciendo adherido a éste el mayor tiempo posible (Figura 5), antes de repetir el tratamiento, pero esto no sucede así. Actualmente los tratamientos de inhibición duran alrededor de 2 o 3 meses, lo que hace necesario que se repitan con demasiada frecuencia, aumentando los costos operacionales de las empresas. La duración óptima de un tratamiento de inhibición es entre 1 y 2 años.

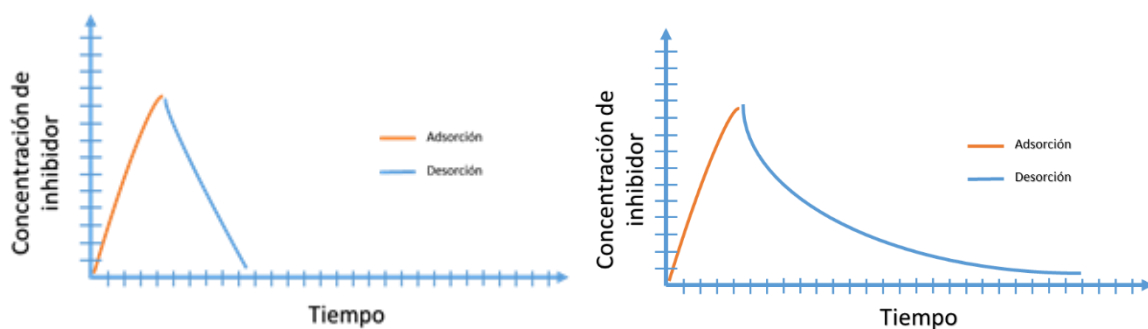


Figura 5. Periodo de duración no deseado (arriba) y deseado (abajo) de la retención del inhibidor en un medio poroso.

Después de inyectado el tratamiento, se cierra el pozo por un lapso definido de horas dejando el inhibidor dentro de la formación en “remojo” para posteriormente abrir nuevamente a producción el pozo y monitorear los fluidos producidos hasta sus concentraciones límite y determinar el momento en el que se debe re inyectar el inhibidor. El monitoreo de estas concentraciones por distintos métodos (como el Induced Coupled Plasma, ICP) permite realizar modelos matemáticos del comportamiento de retorno del éste y predecir su comportamiento en el futuro con el fin de reducir los gastos a las empresas en cuanto a uso de reactivos, NPT y por producción diferida.

2. Diseño de la investigación y ejecución experimental

2.1 Sinopsis

Las actividades de investigación requieren, como columna vertebral un diseño experimental que sirve como faro en dichas actividades cuando se desean desarrollar nuevos productos científicos, resolver problemas o mejorar una idea. Sus aplicaciones típicas incluyen evaluar los diseños básicos, los materiales y/o la selección de parámetros bajo los que se realizará el desarrollo.

Comúnmente cuando un fenómeno involucra muchas variables se debe centralizar el experimento en las que se consideran de mayor relevancia, ya que lo que se busca con la experimentación es optimizar o determinar de qué manera el análisis de dichas variable puede llegar a ser el más ajustado y con esto entregar el mejor resultado en la descripción del fenómeno o la resolución del problema.

2.2 Diseño metodológico.

Es clave decidir la manera como se va a realizar el proceso experimental para que se pueda obtener la mayor cantidad de información posible del fenómeno de interés. Para que este estudio experimental fuera exitoso, se necesitó diseñar las actividades en una serie de etapas dentro de las cuales la más importante fue la planeación. La Figura 6, se describe de manera breve dichas etapas desde la planeación hasta el ajuste y programación del modelo matemático:

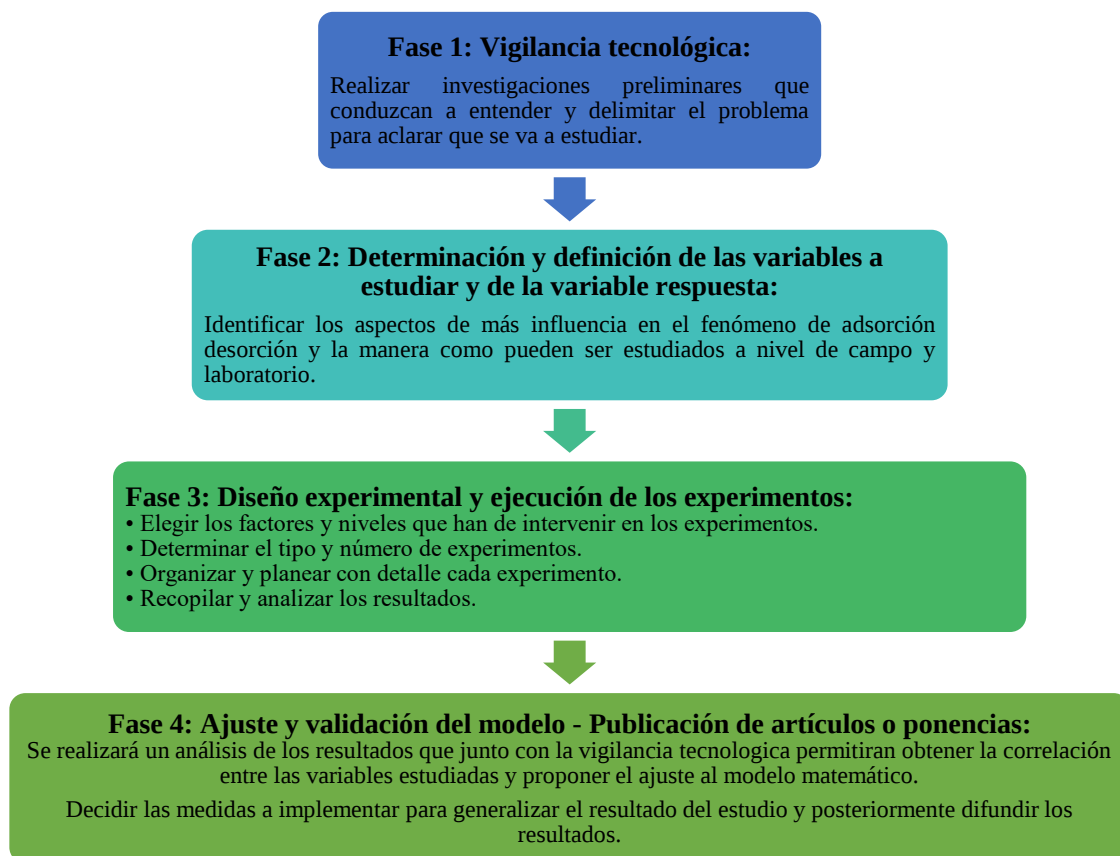


Figura 1. Fases del diseño experimental

2.3 Metodología experimental y diseño de la investigación.

Para el correcto desarrollo de un proyecto es necesario seleccionar un modelo experimental que permita desarrollar de manera eficiente y segura un conjunto de pruebas y tratamientos que disminuyan su tiempo de duración, arrojando resultados óptimos y un bajo margen de error (De la Vara et al. Sin fecha). Para este estudio, se diseñó un conjunto de técnicas que permitieran entender mejor las situaciones complejas de relación causa-efecto, así como también se clasificó la lista de variables que intervienen en el proceso y posterior formación de estos cristales. El punto clave de un estudio de inhibición de escamas inorgánicas debe enfocarse en determinar el efecto que tienen las variables que inciden en el tratamiento de inhibición (que algunos autores llaman factores) sobre su resultado final (duración del tratamiento). Por lo tanto, es pertinente plantear lo siguiente:

¿Qué variables y como impactan en la Adsorción/Desorción de un inhibidor de escamas de sulfato de bario en un medio poroso para la construcción de un modelo matemático?

Teniendo en cuenta que la inhibición de escamas de sulfato de bario es un proceso efectivo en la medida en que un inhibidor logre ser fuertemente adsorbido en dicho medio y su desorción sea prolongada en el tiempo, se identificó que las variables que más influyen en el proceso son el tipo de mineralogía, el volumen y la concentración del inhibidor, la cantidad de escama precipitada, presión, temperatura y composición química y otras relativas a las operaciones de cualquier campo como el tiempo de remojo del inhibidor inyectado y la permeabilidad. Además, algunos autores han reportado que, para la adsorción en los procesos de inyección forzada (Squeeze), la interacción roca-fluido está gobernada por la isoterma de adsorción $\Gamma(C)$, la cual describe la relación entre la cantidad de inhibidor adsorbido en la

roca y la concentración del inhibidor en la solución inyectada. Esta isoterma depende de factores como el tipo de inhibidor, el pH de la solución, la temperatura y la composición de la salmuera y es un factor primordial en los parámetros de entrada de los modelos computacionales que intentan simular dichos procesos (Zhang et. al 2000).

Las constantes de adsorción/desorción pueden determinarse de datos de desplazamientos realizados en laboratorio y son procesos en los que la adsorción/desorción se considera como un proceso de no equilibrio (caso de la mayoría de los tratamientos), por lo que la dependencia del tiempo de la adsorción/desorción junto con las características de equilibrio de Γ , pueden jugar un rol importante determinando las características del comportamiento de retorno. Una medida de la aproximación al equilibrio mencionado puede darse por la siguiente ecuación:

$$\frac{\partial \Gamma}{\partial t} = r_2 (\Gamma_{eq}(C) - \Gamma) \quad (2)$$

Donde r_2 es un parámetro conocido como tasa de desorción cinética, Γ_{eq} es el nivel de adsorción en equilibrio a la concentración C y Γ es la adsorción actual a la concentración C .

Los experimentos en laboratorio, más concretamente los desplazamientos o coreflooding buscaron evaluar dos de las variables menos estudiadas en la literatura con el fin de determinar el comportamiento de la adsorción una vez recuperados los datos y cargados al modelo. Estas son:

- Permeabilidad: La mayor parte de los tratamientos químicos se controlan según la capacidad de llegada de los reactivos a la superficie del yacimiento. Por lo tanto, la relación entre el área contactada por el agente químico y su volumen constituyen un parámetro importante para la velocidad y eficiencia del proceso de inhibición y por ende la

permeabilidad constituye uno de los parámetros más importantes ya que permite llegar a los sitios donde se forman las incrustaciones. Entre más profundo en la formación se pueda hacer llegar el inhibidor, mayor volumen de roca es contactado y por ende se prolonga la efectividad del tratamiento (Pastor Lomo Sin fecha).

- Temperatura: Es bien conocido que los fosfonatos, en especial, tienden a tener un menor rango de trabajo de temperaturas por debajo del cual son mucho menos efectivos (Sorbie et al. 2004) y, además, ésta tiene efectos sobre la supersaturación de las aguas y la inhibición es función directa de la supersaturación (Vetter 1972).

En el grupo empresarial Ecopetrol se identificaron temperaturas de trabajo en fondo de pozo establecidas en 2 límites representativos de yacimientos colombianos: 200 y 250°F. Además de esto, los pozos objetivo que puedan ser candidatos a un tratamiento por daño de formación se seleccionan con base en dos criterios principales:

- Que tengan tendencias incrustantes
- Que tengan un alto potencial de producción

Una vez establecidos los criterios de selección de los pozos se utilizó bases de datos proporcionadas por el Grupo Empresarial Ecopetrol S.A. con la información de la petrofísica básica obtenida de plugs de los diferentes campos del País y se realizó una distribución de frecuencias que determinó el conjunto de permeabilidades para definir la región experimental de esta variable observando que un 47% de los datos se encuentra en el rango de valores de permeabilidad de 1 mD hasta 86 mD y un 70 % de los datos se concentran en permeabilidades menores a 400 mD. Finalmente, el 100% de los valores de permeabilidad correspondió a valores menores de 1.000 mD basándose en los dos criterios de selección anteriores. Los rangos en los cuales se obtuvo la mejor proximidad en los valores de frecuencia fueron 30

mD (Baja K), 200 mD (Media K) y 1.000 mD (Alta K) por lo cual se usaron en las pruebas de desplazamiento en el laboratorio. El presente estudio se centró en obtener resultados de variables termodinámicas poco estudiadas en la literatura y de factores que afectan la presencia de las escamas inorgánicas en los distintos campos colombianos teniendo en cuenta que se debían incluir los campos con mayor presencia de la escama de sulfato de bario. Los estudios incluyeron 2.659 simulaciones en un software comercial de predicción de escamas cuyas conclusiones fueron que, para los campos colombianos, el promedio de cloruros (Cl-) en el agua de formación es de 5.500 ppm de Cl- (Villar 2017).

Teniendo en cuenta que se escogieron 2 rangos de temperatura y 3 rangos de permeabilidad, la matriz experimental arrojó que eran necesarios 6 desplazamientos (Coreflooding) para cubrir los rangos experimentales.

A nivel del modelo matemático a ajustar, los esfuerzos de este estudio se centraron en el ajuste del parámetro (r^2) teniendo en cuenta que se encuentra relativamente poca información sobre él y que tiene gran importancia dentro del fenómeno de Adsorción/Desorción.

2.4 Preparación de elementos de laboratorio

A continuación, se detallan los elementos usados en la ejecución de los experimentos de laboratorio.

2.4.1 Medios porosos empleados. Las muestras de plugs utilizados en la medición de las propiedades petrofísicas (Permeabilidad y Porosidad), fueron plugs de areniscas de

distintas minas adquiridas por el Laboratorio de Análisis Petrofísicos del Parque Tecnológico Guatiguará.



Figura 7. Registro fotográfico de una de las Bereas, utilizada en los Coreflooding.

Tabla 4.

Medios porosos empleados.

Identificación	Alta 02	Baja 01	Media 03	Media 01	Alta 05	Baja 01
Longitud [cm]	4,73	6,91	6,15	4,41	4,68	5,42
Diámetro [cm]	3,77	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76
Área Transversal [cm ²]	11,16	11,1	11,12	11,1	11,1	11,1
V. poroso [cm ³]	11,78	1,5	14,16	9,94	11,5	12,6
Porosidad [fracción]	0,223	0,20	0,20	0,203	0,22	0,20
K al aire [mD]	1.118	25	167	170	1.151	25

2.4.2 Fluidos utilizados. Se recibieron dos inhibidores de escamas clasificados para este estudio como Inhibidor A e inhibidor B. Dichos fluidos son formulados (ofrecidos) como inhibidores de incrustaciones de escamas inorgánicas de carbonato de calcio, y sulfato de bario. A su vez, se esperaba que fueran enviados por parte del fabricante en conjunto con su correspondiente preflujo, el cual, trabaja como inhibidor arcillas y agente surfactante.

Como muestra representativa de las aguas de formación de los campos colombianos se usó una salmuera sintética de trabajo con una salinidad de 5.500 ppm de Cloro.

Para poder evaluar la compatibilidad y desempeño de estos fluidos con crudo, se utilizó una muestra representativa del crudo de un campo colombiano.

2.4.3 Equipos empleados. Se utilizó gran variedad de equipos para distintos objetivos, dentro de los cuales los más importantes fueron:

- Un porosímetro y un permeámetro marca Corepet certificados por la ONAC.
- Un equipo de determinación de permeabilidades marca Vinci.
- Un equipo de Coiled Tubing System para el cálculo de la eficiencia dinámica del inhibidor (MIC).
- Un equipo de plasma de acoplamiento inductivo (ICP) para determinación de concentración Fósforo.

2.5 Pruebas experimentales

Los experimentos de laboratorio necesarios incluyeron las siguientes pruebas:

2.5.1 Caracterización Fisicoquímica básica de inhibidores. Estas pruebas tienen como finalidad determinar las diferentes características de los productos o fluidos utilizados en el laboratorio y compararlas como medida de seguridad con los datos reportados en las respectivas fichas técnicas entregadas por los fabricantes.

2.5.1.1 Densidad. En términos fisicoquímicos, la densidad (cuyo símbolo es ρ) es la magnitud escalar que relaciona la cantidad de masa en un determinado volumen de una sustancia. Se expresa por la fórmula:

$$\rho = \frac{m}{V} \quad (3)$$

Para calcularla es necesario tener en cuenta la temperatura puesto que influye directamente en su valor de manera inversamente proporcional. En este caso, la determinación de la densidad de los inhibidores fue realizada con el método del picnómetro según la norma ASTM D854, calibrado con un volumen de 5,14 ml.

2.5.1.2 PH. El pH o potencial de Hidrogeno es la medida de la acidez o alcalinidad de una solución. Se define como el logaritmo negativo en base 10 de la actividad de los iones Hidrógeno. Su escala típicamente va de 0 a 14 siendo ácidas las soluciones con pH menores a 7, alcalinas las que tienen pH mayores a 7 y las neutras iguales a 7. Como la escala tiene secuencia logarítmica, una muestra con un pH de 5 es diez veces más ácida que una con pH de 6. La determinación de pH fue realizada con tiras indicadoras de pH.

2.5.1.3 Índice de refracción. El índice de refracción, es una medida que determina la reducción de la velocidad de la luz al propagarse por un medio homogéneo. Es un parámetro propio de cada medio que indica, desde un punto de vista microscópico las características eléctricas y magnéticas del medio. El índice de refracción en este caso fue determinado con un refractómetro RFM960 marca Bellingham + Stanley.

2.5.1.4 Solubilidad. La solubilidad es la medida de la capacidad de una sustancia (Solute) de disolverse en un determinado medio (solvente). No todas las sustancias se disuelven en un mismo solvente, ya que depende de la naturaleza del solvente y del soluto, así como de la temperatura y la presión del sistema. El término solubilidad se utiliza tanto para designar el fenómeno cualitativo del proceso de disolución como para expresar cuantitativamente la concentración de las soluciones.

La prueba de solubilidad fue realizada mezclando inhibidor puro y agua destilada, en una proporción 75:25 (3 mL de producto + 1 mL de agua).

2.5.1.5 Tensión interfacial. El método de la gota colgante fue usado para determinar la tensión interfacial y se basa en la formación de una gota de líquido en una punta, siendo la gota ligeramente más pequeña que la que se desprenderá espontáneamente de la punta. Una jeringa hipodérmica se usa frecuentemente para formar la gota. La gota colgante se fotografía y las dimensiones de la imagen se miden, o se realiza la medición directa de la gota con ayuda de un catetómetro.

2.5.1.6 Dilución de los fluidos. Las concentraciones recomendadas por el proveedor del producto para su dilución y bombeo tratamiento, fue de 50 GPT para el inhibidor A, 150 GPT para el inhibidor B y 1 GPT para sus correspondientes preflujos.

2.5.2 Caracterización Fisicoquímica básica del crudo.

2.5.2.1 Viscosidad. Para determinar la viscosidad del crudo se usó el viscosímetro rotacional de marca Brookfield. La temperatura a la cual se configuró este equipo fue de 63°C.

2.5.2.2 API. Para la determinación de la gravedad API, se usó el método del hidrómetro de acuerdo con la norma ASTM D287. Para la prueba se usaron 900 ml de crudo y un hidrómetro con escala entre 19 y 31°API y una probeta limpia, dejando caer suavemente

el hidrómetro dentro del líquido y esperando el tiempo suficiente para que se estabilice, inmediatamente se toma la lectura en la escala a la división más cercana.

2.5.2.3 BSW. Para la determinación del contenido de agua del crudo, se utilizó el método de la centrífuga de acuerdo con la norma ASTM D96-88.

2.5.3 Interacción fluido-fluido. Estas pruebas tienen como propósito evaluar la compatibilidad de los fluidos inyectados al yacimiento con los fluidos naturales encontrados en él. En el caso de los inhibidores, éstos deben ser compatibles con el agua de inyección o fluido de transporte y con los del yacimiento (petróleo, agua y gas).

2.5.3.1 Sludge. Con esta prueba se quiso evaluar la tendencia que tienen algunos crudos en contacto con ciertas sustancias, especialmente ácidas a precipitar sólidos denominados sludge. Los resultados se reportaron de la siguiente manera:

- Sin Sludge: sin partículas sólidas retenidas en la malla.
- Trazas: unas pocas partículas en la malla.
- Cantidad moderada: partículas obviamente presentes.
- Abundante: muchas partículas grandes.

2.5.3.2 Rompimiento de emulsiones. El objetivo de esta prueba es indicar la tendencia de un agente tensoactivo a aumentar o disminuir la formación de emulsión en un sistema inhibidor - crudo. Las observaciones se realizaron a los 15 minutos, 1 hora y 24 horas.

2.5.3.3 Compatibilidad. Estas pruebas son llevadas a cabo con el fin de observar que no se produzcan reacciones indeseadas entre los fluidos a evaluar y determinar la presencia de sólidos en la interfase y/o la fase acuosa, así como la apariencia de la mezcla y la eficiencia en el rompimiento de la emulsión. Con base en esto se identificaron posibles incompatibilidades.

2.5.3.4 Compatibilidad Ácido Vivo. Consiste en preparar una mezcla de inhibidor – salmuera y se evalúa que tan compatibles son mediante la observación de dicha mezcla en los tiempos de 30 minutos, 1 – 2 – 4 – 6 y 24 horas. Las proporciones que sean compatibles con salmuera, se vuelven a analizar con crudo tomando una alícuota de 50 mL y se repite el procedimiento para cada proporción.

2.5.3.5 Compatibilidad envenenando con calcio. El procedimiento consiste en envenenar la salmuera sintética con el ion Ca^{+2} (usando CaCO_3), filtrar esta solución a través de una membrana de 3 μm para luego colocarla en contacto con el producto (inhibidor) durante 24 horas. Si los resultados resultan a ser incompatibles a la concentración mencionada, entonces se repite el mismo procedimiento con una concentración mayor (7.000 ppm), de lo contrario se repite la evaluación, pero con una concentración menor (3.000 ppm).

2.5.3.6 Compatibilidad envenenado con hierro. Consiste en envenenar la salmuera sintética con el ion Fe^{+2} (usando $\text{FeCl}_2 \cdot 4\text{H}_2\text{O}$) durante 24 horas, para luego filtrar esta solución a través de una membrana de 3 μm para luego colocar en contacto con el inhibidor. Una vez obtenido el fluido en mención, se procede a realizar la compatibilidad. La concentración inicial de Ca^{+2} a la cual se evaluó fueron 5.000 ppm.

2.5.4 Interacción roca fluido. Durante estas pruebas se hizo pasar el fluido a evaluar (inhibidor) y se puso en contacto con un medio poroso para conocer su compatibilidad con la roca.

2.5.4.1 Mojabilidad visual. Es un procedimiento rápido y simple para determinar cualitativamente la tendencia humectante de la superficie activa de los agentes en solución. La tendencia a la mojabilidad por agua o por petróleo puede ser fácilmente distinguida ya que las partículas que son completamente mojables por agua, se dispersan rápida y fácilmente en la fase acuosa, pero se aglomeran o reúnen en la fase aceitosa. Las partículas mojables por petróleo se comportan de manera inversa.

Para esta prueba se utilizó arena Ottawa 40/60 como referencia, inhibidor, agua destilada y Varsol filtrado mediante gel de sílice. La arena se deja caer dentro de las probetas y se observa la dispersión relativa de las partículas, o su tendencia a formar grumos en la fase acuosa y en la fase aceite.

2.5.4.2 Pruebas de adsorción estática. Las pruebas de adsorción estática se realizaron para analizar la adsorción de los inhibidores que se utilizan en tratamientos tipo “squeeze”. La determinación de la adsorción estática de los inhibidores en el laboratorio se realiza indirectamente, midiendo la cantidad de inhibidor presente en solución antes y después de poner en contacto una solución del inhibidor con un material adsorbente (arena, bentonita, caolín).

2.5.4.3 Pruebas de eficiencia dinámica del inhibidor (MIC). Se realiza con el fin de determinar la concentración mínima de inhibidor (MIC por sus siglas en inglés) efectiva para

evitar que se formen las escamas bajo condiciones de campo. La prueba se realiza en un equipo de Coiled Tubing el cual se basa en el principio de bloqueo de tubo, el cual es capaz de cambios mínimos de presión debido a la acumulación de las escamas en el coil (Capilar en forma de espiral).

La formación de las incrustaciones taponando el capilar eleva la presión y es por medio de éste parámetro que se evalúa el funcionamiento del inhibidor. Para conocer el MIC se reduce la concentración del inhibidor hasta que el diferencial de presión aumente y luego se vuelve a incrementar para determinar ese mínimo valor que es capaz de evitar la formación de la escama

2.5.4.4 Pruebas de desplazamiento (Coreflooding). Las pruebas de desplazamiento tienen como finalidad simular, a nivel de laboratorio, las condiciones dinámicas que se presentan durante la interacción fluido roca a condiciones de yacimiento.

2.5.5 Pruebas de cuantificación.

2.5.5.1 Determinación de Fósforo. El plasma de acoplamiento inductivo (ICP) es una fuente de iones que funciona junto a un espectrofotómetro de emisión óptico (OES). En el plasma, debido las altas temperaturas generadas, genera espectros de Emisión atómicos característicos de los elementos cuya información es procesada por un sistema informático que entrega las concentraciones de las sustancias medidas (en nuestro caso el fósforo), con el objetivo final de conocer que tanto inhibidor se va desprendiendo de la superficie de la roca a medida que van saliendo los volúmenes porosos en sentido de producción en la prueba de coreflooding.

2.6 Resultados experimentales del estudio.

2.6.1 Caracterización fisicoquímica básica de inhibidores.

2.6.1.1 Densidad. La determinación de la densidad de los inhibidores fue realizada con el método del picnómetro. Para el inhibidor A se obtuvo una densidad de 1,042 g/ml y para el inhibidor B se obtuvo una densidad de 1,1071 g/ml.

2.6.1.2 PH. La determinación de pH fue realizada con tiras indicadoras de pH. Para el inhibidor A el pH fue de 5 @ 20°C y para el inhibidor B fue de 4,5 @ 24,9°C.

2.6.1.3 Índice de refracción. El índice de refracción fue determinado con un refractómetro RFM960 marca Bellingham + Stanley Ltda. Los resultados fueron

Inhibidor A: 1,3665 @ T=20,1°C

Inhibidor B: 1,3613 @ T=20,1°C

2.6.1.4 Solubilidad. La prueba de solubilidad fue realizada mezclando inhibidor puro y agua destilada, en una proporción 75:25 (3 mL de producto + 1 mL de agua). Ambos inhibidores fueron totalmente solubles en agua.

2.6.1.5 Tensión interfacial. Cabe aclarar, que para esta prueba ambos inhibidores fueron diluidos a las concentraciones que se usaron en las pruebas de interacción fluido – fluido (50 y 150 GPT respectivamente).

Inhibidor A – Crudo: 24,03 dina/cm

Inhibidor B – Crudo: 21,24 dina/cm

2.6.2 Resultados Caracterización fisicoquímica básica del crudo.

2.6.2.1 Viscosidad. Se obtuvo como resultado que el crudo tiene una viscosidad de 64,8 cP @ 145 °F.

2.6.2.2 API. El resultado obtenido para el crudo estudiado fue de 19,7° API @ 60 °F.

2.6.2.3 BSW. El contenido de agua en el crudo Y es de 0,675% y el contenido de solidos total es de 0,045%.

2.6.3 Resultados Interacción Fluido-Fluido.

2.6.3.1 Sludge. La prueba se realizó bajo los lineamientos de la norma API RP 42:1990, sección 3, numeral 60-68. Las muestras de producto no presentaron precipitados ni sólidos retenidos en malla de 100 mesh.

2.6.3.2 Rompimiento de Emulsiones. En la Tabla 5, se muestran los porcentajes de rompimiento de las muestras evaluadas, utilizando crudo en las proporciones de 25:75, 50:50 y 75:25.

Tabla 5.

Resultados de la prueba de rompimiento de emulsiones para los inhibidores A y B

Tiempo establecido	% de rompimiento (solución acuosa)		
	Inhibidor A		
	25:75	50:50	75:25
15 min	0	77,60	93,30
1 h	0	87,90	100
24 h	0	87,90	100
Tiempo establecido	% de rompimiento (solución acuosa)		
	Inhibidor B		
	25:75	50:50	75:25
15 min	0	74	97,33
1 h	0	80,41	97,33
24 h	0	82,10	97,33

Para esta prueba se realizaron observaciones en los tiempos 15 minutos, 1 hora y 24 horas. Al término de las 24 horas, el Inhibidor A presentó un rompimiento mayor del 87,9% y el inhibidor B presentó un rompimiento mayor del 82,10%.

2.6.3.3 Compatibilidad. El procedimiento consiste en “envenenar” la salmuera sintética con el ion Ca^{+2} y con Fe^{2+} a distintas concentraciones, filtrando esta solución a través de una membrana de 3 μm y colocándola en contacto con el inhibidor.

2.6.3.4 Compatibilidad Acido Vivo. El inhibidor A es compatible tanto en salmuera de trabajo como en crudo en tres proporciones (25:75, 50:50,75:25) sin presentar ningún precipitado o asentamiento al cabo de 24 horas.

El inhibidor A es compatible tanto en salmuera como en crudo en las tres proporciones (25:75, 50:50,75:25) sin presentar ningún precipitado o asentamiento al cabo de las 24 horas. El inhibidor B es compatible con la salmuera, en las tres proporciones evaluadas (25:75, 50:50 y 75:25). No se observó la formación de asentamiento al cabo de las

24 horas y compatible con crudo en las tres proporciones sin presentar ningún precipitado o asentamiento en el fondo.

2.6.3.5 Compatibilidad envenenada con Calcio. El inhibidor A es compatible tanto en salmuera de formación envenenada con calcio 5.000 ppm como en crudo en las tres proporciones (25:75, 50:50, 75:25).

De acuerdo con el procedimiento mencionado, se evaluó una segunda concentración de Ca^{+2} (3.000 ppm) para el inhibidor B debido a que se observó la aparición de un asentamiento de color blanco adherido al fondo de los frascos que se incrementó a pesar de agitar los frascos manualmente para ver si dicho asentamiento se disolvía.

El inhibidor B con Ca^{+2} 3.000 ppm es compatible con la salmuera sintética del campo Y en dos de las tres proporciones evaluadas (25:75 y 75:25), no se observó formación de asentamiento al cabo de las 24 horas. Sin embargo, la proporción 50:50 no fue compatible, pues se observó formación de asentamiento de color blanco adherido al fondo del frasco al cabo de 24 horas. La evaluación con crudo y el Inhibidor B es compatible en las proporciones evaluadas (25:75 y 75:25), no se observó formación de algún precipitado o asentamiento al cabo de las 24 horas.

2.6.3.6 Compatibilidad envenenada con hierro. El inhibidor A con Fe^{+2} a 5.000, 3.000, 2.000, 1.000 y 500 ppm fue incompatible con la salmuera sintética del campo Y en las tres proporciones, puesto que se observó la formación de asentamiento al cabo de las 24 horas, excepto por la proporción 75:25 en la concentración de 500 ppm en la cual si fue compatible. En vista de esto, se evaluó a una concentración menor (250 ppm) en la cual en las tres proporciones el inhibidor A si fue compatible.

El Inhibidor B con Fe^{+2} y 5.000 ppm es incompatible con la salmuera sintética del campo Y en las tres proporciones evaluadas (25:75, 50:50 y 75:25), puesto que se observó la formación de asentamiento al cabo de las 24 horas al igual que con las compatibilidades a la misma concentración de Calcio.

Debido a la incompatibilidad que se presentó, se puso en contacto el Inhibidor B con Fe^{+2} a 3.000 ppm y se obtuvo compatibilidad con la salmuera sintética del campo Y en las tres proporciones evaluadas (25:75, 50:50 y 75:25), no se observó formación de asentamiento al cabo de las 24 horas. Se procedió a realizar las compatibilidades con el crudo y solo se observaron unas gotas muy pequeñas de crudo en el fondo debido a la detergencia del mismo crudo, pero no hubo incompatibilidad. En las mismas tres proporciones el crudo del Campo Y con el Inhibidor B fueron compatibles.

Posteriormente se evaluó con el crudo, obteniendo como resultados la compatibilidad en las proporciones 50:50 y 75:25. La proporción 25:75 presentó precipitados al final de las 24 horas.

2.6.4 Resultados Interacción Roca-Fluido.

2.6.4.1 Determinación de porosidad (Norma API RP 40 de 1998). El ensayo de porosidad efectiva se determinó en un posímetro de helio marca Core-Pet, por el método de Boyle y la unidad de medida de la variable analizada se expresó en porcentaje (% v/v). En total se realizaron 11 pruebas de determinación de la porosidad al aire (una por cada muestra de roca recibida) cuyos resultados se presentaron en la Tabla 4.

2.6.4.2 Determinación de permeabilidad (Norma API RP 40 de 1998). Para la determinación de permeabilidad de las muestras se utilizó el equipo permeámetro automatizado marca Core-Pet por el método de estado estable expresada en mili Darcy (mD). En total se realizaron 11 pruebas de determinación de la permeabilidad al aire (una por cada muestra de roca recibida) cuyos resultados se presentaron en la Tabla 4.

2.6.4.3 Mojabilidad visual. Los inhibidores evaluados resultaron ser Mojados por agua.

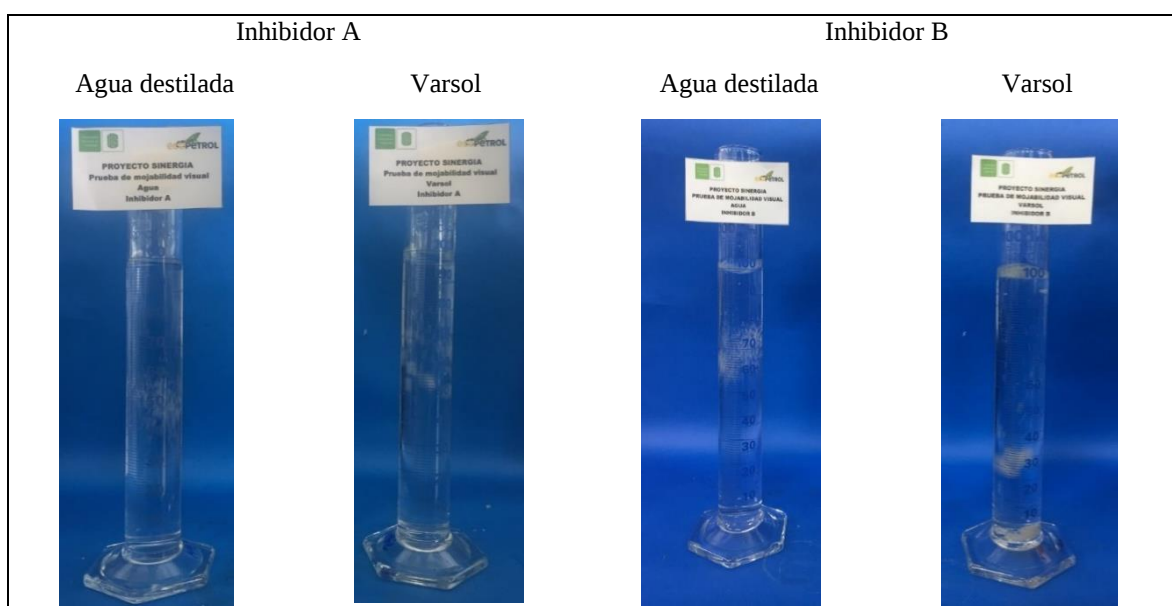


Figura 8. Resultado mojabilidad visual para los inhibidores A y B.

2.6.4.4 Adsorción Estática. En primer lugar, se tuvo especial cuidado que las muestras disgregadas tuvieran el mismo tamaño de grano con respecto al plug de berea original como se muestra en la Tabla 6:

Tabla 6.

Tamaños de grano de las bereas utilizadas.

Muestra	Tamaño de grano (mm)
Alta - 02	0,125-0,25
Alta - 05	0,25-0,5
Baja	<0,125
Media - 03	0,1-0,125
Media - 01	0,062-0,125

Se utilizaron las concentraciones de inhibidor y preflujo recomendadas por el fabricante y el mismo rango de temperaturas determinado en el diseño de la investigación. Se realizaron observaciones del comportamiento de las muestras en contacto con el preflujo, y con el inhibidor a las 3, 6,9 y 12 horas de prueba y los resultados de concentración para las pruebas estáticas se muestran en la Tabla 7.

La adsorción del inhibidor fue determinada con la ecuación:

$$\Gamma = \frac{(C_i - C_f) * 0.01}{M} \quad (4)$$

Donde:

Γ = Adsorción en miligramos de inhibidor por gramo de sustrato

C_i = Concentración inicial de producto en mg/L de inhibidor

C_f = Concentración final de producto en mg/L de inhibidor

M = Masa del material adsorbente en gramos

Tabla 7.

Resultados de Nivel de Adsorción para las pruebas estáticas

Muestra	Ci (mg/l)	Cf (ICP) (mg/l)	Γ (mg inh/g sustrato)
Alta 05	50.000	66	49,934
Baja 01	50.000	172,5	49,8275
Alta 02	50.000	237,5	49,7625
Media 01	50.000	167,5	49,8325
Media 03	50.000	165	49,835

Como se observa en la tabla anterior los resultados de concentración de fósforo final para todas los plug de Berea es muy similar y, por lo tanto, el nivel de adsorción sobre dichos medios porosos presenta valores prácticamente idénticos.

2.6.4.5 Pruebas de eficiencia dinámica del inhibidor (MIC). Inicialmente, se prepararon dos salmueras que al ser mezcladas en una relación 1:1 representan la misma composición fisicoquímica del agua de formación de un yacimiento colombiano representativo para este estudio: una compuesta por cationes (S1) y otra por aniones (S2). La composición fisicoquímica del agua de formación del campo, fue base para preparar las salmueras S1 Y S2, para lo cual se prepararon 10 litros de cada salmuera.

Se midieron las propiedades de la salmuera catiónica y aniónica (pH, conductividad, resistividad, TDS, salinidad) y se filtraron a través de una membrana de 3 y 0,45 micras para garantizar la menor cantidad de sólidos en suspensión. En la tabla 8 se muestran los resultados.

Tabla 8.

Concentración de las salmueras para la prueba de Eficiencia Dinámica (MIC)

Agua de formación Campo y		Salmuera sintética		
Iones	Concentración (mg/l)	Sales adicionadas	Salmuera catiónica (g)	Salmuera aniónica (g)
Na^{+1}	4,100	NaCl	208,44	-
K^{+1}	62,3	KCl	2,38	-
Ca^{+2}	845	$\text{CaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$	61,99	-
Mg^{+2}	73	$\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$	12,21	-
Ba^{+2}	15,2	$\text{BaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$	0,54	-
Sr^{+2}	5,11	SrCl_2	0,18	-
Fe^{+2}	0,811	FeCl_2	0,04	-
Cl^{-1}	7672		-	-
HCO_3^{-1}	422	NaHCO_3	-	11,62
CO_3^{-1}	2		-	-
SO_4^{-2}	5	Na_2SO_4	-	0,15

Agua de formación Campo y		Salmuera sintética		
Iones	Concentración (mg/l)	Sales adicionadas	Salmuera catiónica (g)	Salmuera aniónica (g)
HS ⁻¹	0		-	-
CO ₂ (aq)	20		-	-
SiO ₂ (aq)	-		-	-

Tabla 9.

Propiedades de las salmueras catiónica y aniónica.

Salmuera Catiónica	
pH (tiras indicadoras de pH)	5 – 6 @ 24,8°C
Conductividad (µs/cm)	40 @ 23,6°C
TDS (mg/l)	24,7 @ 23,8°C
Resistividad (Ω·cm)	24,9 @ 23,8°C
Salinidad (‰)	25,6 @ 23,8°C
Salmuera Aniónica	
pH (tiras indicadoras de pH)	7 – 8 @ 24°C
Conductividad (µs/cm)	1.246 @ 24,7°C
TDS (mg/l)	614 @ 24,9°C
Resistividad (Ω·cm)	810 @ 25°C
Salinidad (‰)	0,61 @ 25°C

Se establecieron las siguientes condiciones de operación: Back Pressure de 1.500 psi, caudal constante de 5 cc/min por cada bomba (caudal total de 10 cc/min), salmuera catiónica con pH original. Se ajustó la temperatura de yacimiento de 63 °C a 80°C y la reacción duplicando las concentraciones de los compuestos en la salmuera aniónica con el objetivo de obtener la depositación en el periodo de tiempo establecido para el equipo.

En la Tabla 10, se muestran los resultados obtenidos para los inhibidores A y B. Se establece que la concentración mínima del inhibidor A es de 12 ppm y para el inhibidor B de 6 ppm. Los círculos rojos representan la no eficiencia y los verdes la eficiencia en la inhibición de la escama a la respectiva concentración

Tabla 10.

Pruebas MIC realizadas para ambos inhibidores.

Concentración de inhibidor									
	3	4	5	6	7	10 ppm	11 ppm	12 ppm	13 ppm
	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm				
Inhibidor A									
Inhibidor B									

2.6.4.6 Pruebas de desplazamiento (Coreflooding). Se realizaron 6 desplazamientos (Coreflooding) teniendo en cuenta variaciones de las permeabilidades y las temperaturas tomadas de estudios previos de Ecopetrol en las que se establecieron los valores de estas variables que son los más representativos de los campos colombianos.

Cabe aclarar que se utilizó el inhibidor A en estas pruebas ya que fue el único recibido con su correspondiente preflujo, condición necesaria para poder representar el fenómeno a nivel de laboratorio.

Como parte del diseño experimental se establecieron los siguientes parámetros:

- Cantidad de preflujo inyectado: 3VP
- Cantidad de inhibidor inyectado: 6 VP
- Tiempo de cierre: 12 horas.

Tabla 11.

Datos usados en los desplazamientos de Coreflooding.

	Coreflooding					
	1	2	3	4	5	6
Nombre de la muestra	Alta 02	Baja	Media 03	Media 01	Alta 05	Baja
Temperatura (°F)	194	248	194	248	248	194
Presión de confinamiento (psi)	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500
Presión de desplazamiento (psi)	500	500	500	500	500	500
K al aire (mD)	1.118	25,7	167	170	1.151	25,7
Porosidad (%)	22,3	20,1	20,7	20	22,3	20,1
Concentración de inhibidor inyectada (GPT)	50	50	50	50	50	50

Como primer paso se verificó que la muestra no presentara migración de finos a partir del aumento gradual de la tasa de inyección de salmuera, la cual fue escalonada desde 0,25 cc/min hasta 1 cc/min con incrementos de 0,25 cc/min en cada etapa, realizados a cada dos volúmenes porosos, en el caso de la Figura 9, se observó que la muestra no presentó migración de finos, ya que se observó un cambio de presión constante para cada tasa y se estableció como tasa de trabajo 1 cc/min.

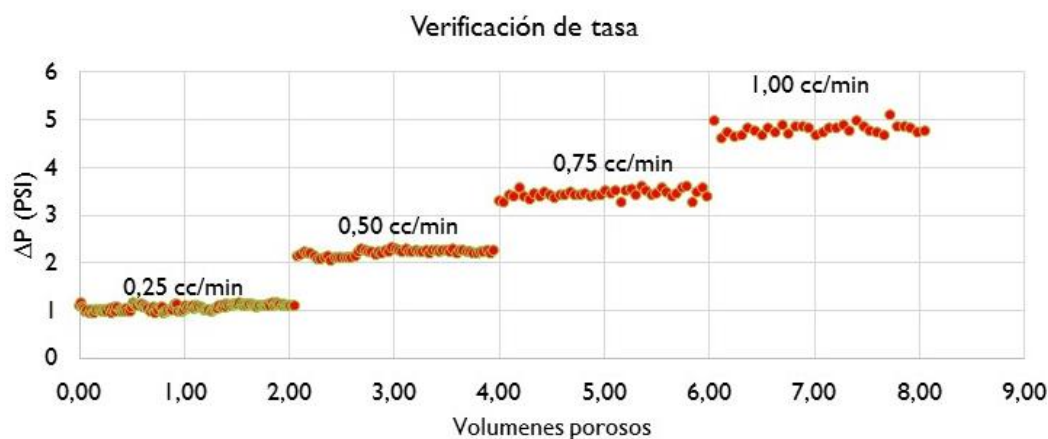


Figura 9. Escalamiento de tasas de trabajo y ausencia de migración de finos

Después de determinada la tasa de inyección de trabajo, se procedió a calcular el valor de permeabilidad absoluta al agua de la muestra, lo cual fue realizado con el valor de la variación de presión promedio con los valores de presión estabilizados durante 10 volúmenes porosos y se encontró un valor promedio de 7,16 mD, tal como se observa en la figura 10.

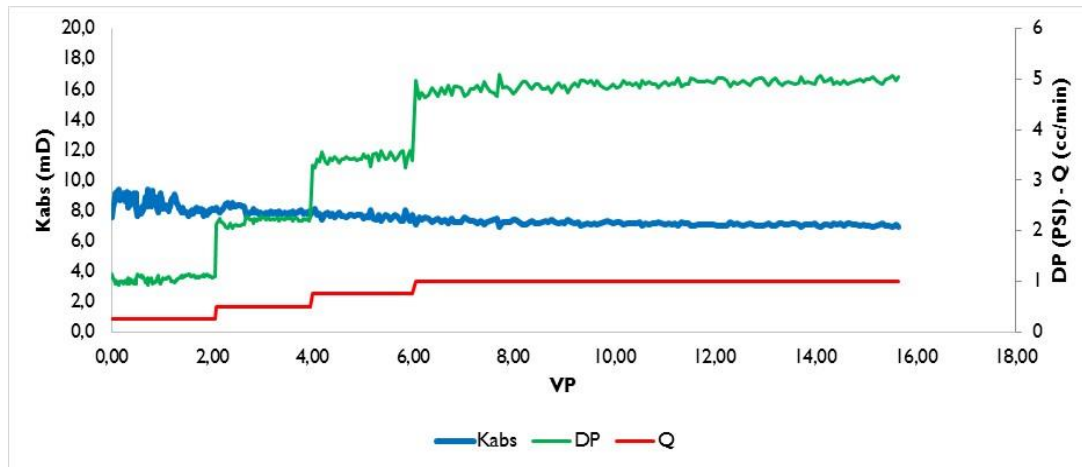


Figura 10. Estabilización de variación de presión a tasa de trabajo (cc/min)

En el primer ciclo de inyección de aceite se encontró que la permeabilidad efectiva al aceite tomo un valor de 8,30 mD, siendo calculada con los valores de variación de presión de los últimos 10 volúmenes porosos, los cuales se encontraban estabilizados y dentro del rango del 5% de tolerancia superior e inferior. Al finalizar la estabilización de los 10 volúmenes porosos del ciclo de aceite a tasa de 1 cc/min, se verifico el cumplimiento de la ley de Darcy, a través de la reducción de la tasa de inyección a 0,5 cc/min, siendo obtenido un valor de delta de presión cercano a la mitad del obtenido a tasa de 1 cc/min.

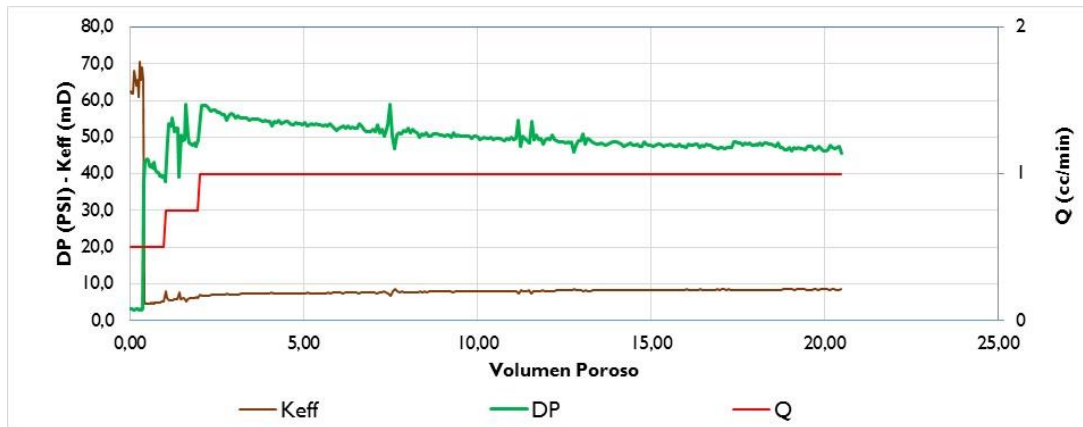


Figura 11. Comportamiento de presión y permeabilidad efectiva al aceite - primer ciclo

Se calculó para el primer ciclo de agua desplazando aceite, un valor de permeabilidad efectiva al agua de 0,22 mD, siendo realizado este cálculo de forma similar al ejecutado en el ciclo de inyección de crudo; además se verificó el cumplimiento de la ley de Darcy al reducir la tasa de inyección a la mitad (0,5 cc/min) y observar que el delta de presión se redujo a un valor cercano a la mitad del obtenido a tasa de 1 cc/min.

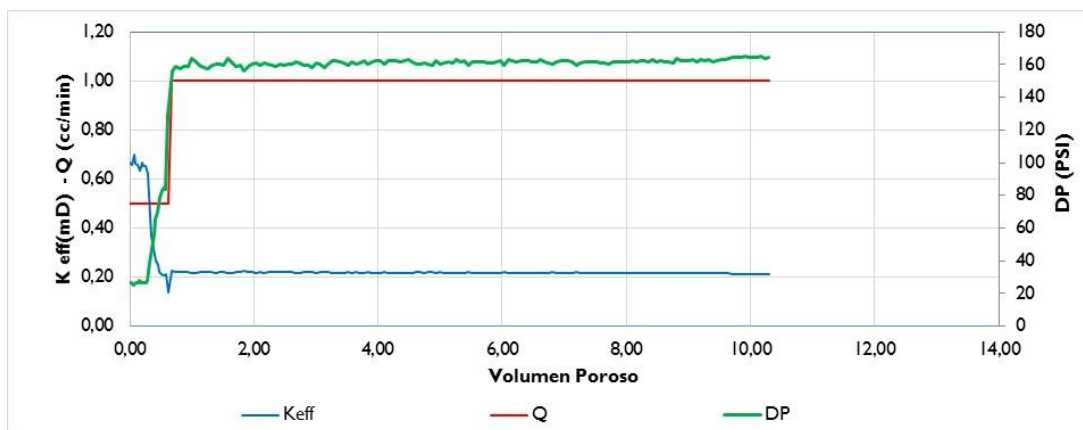


Figura 12. Comportamiento de presión y permeabilidad efectiva al agua - primer ciclo.

Este procedimiento se repitió hasta que la diferencia entre las permeabilidades entre los ciclos de agua y entre los ciclos de aceite fuera menor al 5% y proceder a la inyección del tratamiento, el cual consistió en inyectar 3 VP de Preflujo y 6 VP de inhibidor. Posterior a la inyección del inhibidor, se detuvo el bombeo y se dejó el inhibidor en remojo en el medio poroso durante 12 horas, según protocolo. Transcurridas las 12 horas se inició el flujo en sentido de producción y se tomaron las muestras de los efluentes de la siguiente manera:

- Tomar todos y cada uno de los VP hasta el décimo VP.
- Entre el 10 y el 20 tomar cada 2 VP
- Después del 20 cada 5 VP y continuar así hasta el Volumen poroso número 180.

En el apéndice A se presentan los resultados para todos los desplazamientos.

2.6.5 Pruebas de cuantificación.

2.6.5.1 Determinación de Fósforo. Los datos obtenidos para los desplazamientos fueron graficados en función de los volúmenes porosos producidos, con el fin de observar su comportamiento, y evaluar la concentración del inhibidor como concentración de fósforo. Las Figuras 13 y 14, muestran el comportamiento total de medición de la concentración de fósforo en función de los volúmenes porosos inyectados.

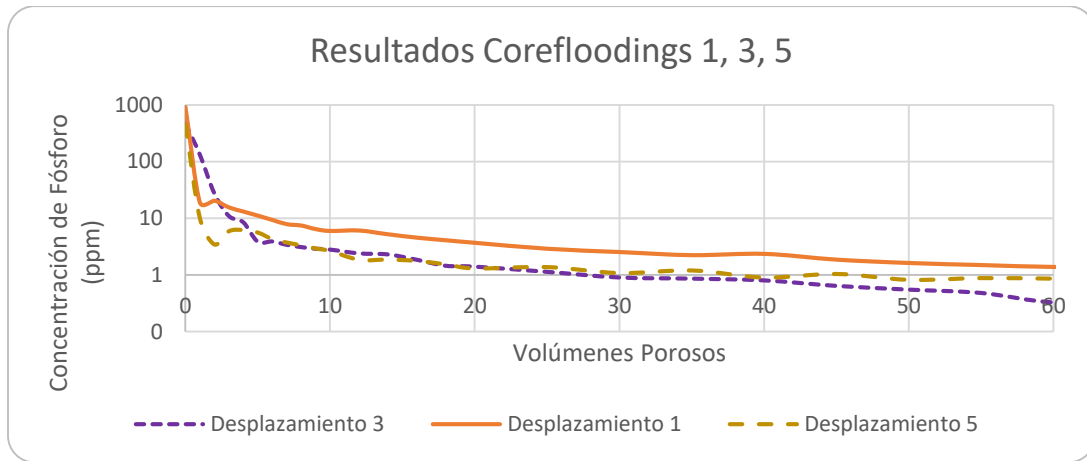


Figura 13. Resultados Concentración de fosforo para los desplazamientos 1, 3 y 5.

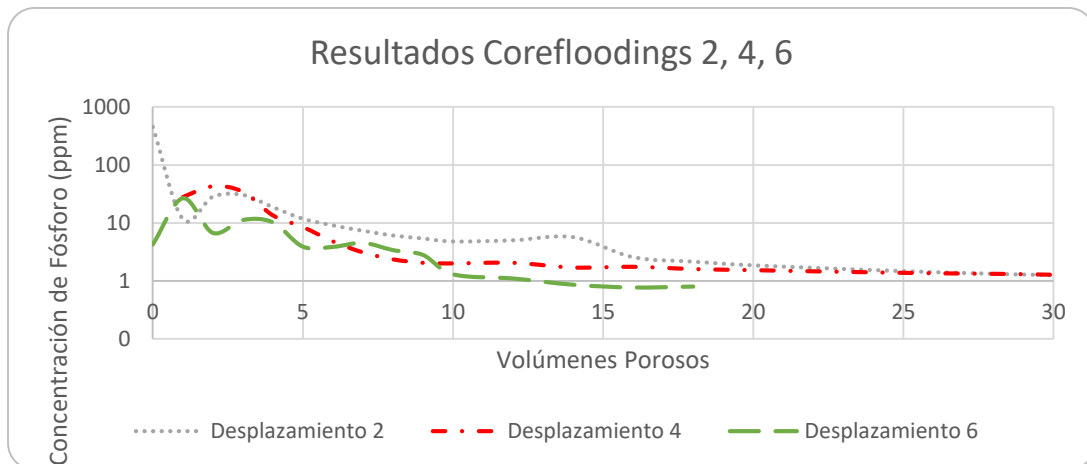


Figura 14. Resultados Concentración de fosforo para los desplazamientos 2, 4 y 6.

2.7 Análisis de resultados

Para el análisis de resultados se contó con la ayuda del software SQUEEZE, de la Universidad de Heriott Watt, para el desarrollo del proyecto. En este software se analizó la adsorción con los resultados de los Coreflooding en términos de concentración de inhibidor inyectada en función de la adsorción del inhibidor inyectado con el fin de hacer una

comparación entre los cálculos hechos por el software y los hechos por las ecuaciones de Freundlich y Langmuir como se aprecia en la Figura 15:

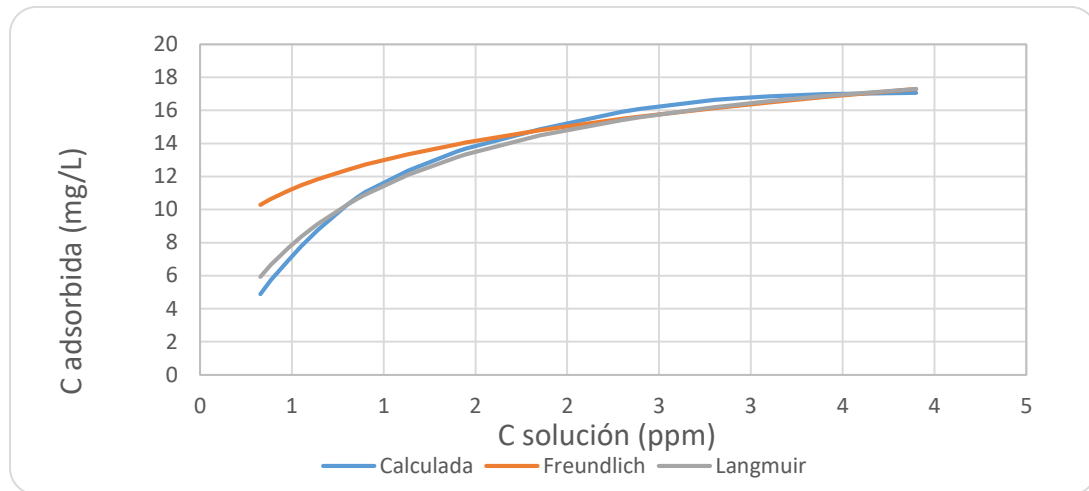


Figura 15. Curvas obtenidas a partir de los datos de los efluentes y comparadas con los modelos de adsorción de Langmuir y Freundlich.

En el apéndice B se presentan las gráficas comparativas para los resultados de todos los desplazamientos.

Los tratamientos de inyección forzada de inhibidor en el yacimiento se diseñan para proporcionar un desprendimiento gradual del inhibidor retenido por el medio poroso, en el cual la adsorción es mecanismo principal de retención. Este puede ser un proceso de equilibrio o no equilibrio que está gobernado por la isoterma de adsorción calculada a partir del nivel de fósforo obtenido de las pruebas de Coreflooding.

En todos los Coreflooding se distinguieron dos fenómenos: El primero es que, en dichos efluentes las concentraciones de fósforo observadas tienen un pico máximo en el inicio. El segundo es que, en todos los casos, la curva de concentración tiende a linealizarse

en las zonas donde la concentración es baja (aproximadamente después de 10 ppm o menos) lo cual se presenta típicamente en este tipo de tratamientos. Además, las curvas tienen niveles de concentración de fosforo prácticamente similares en la región entre 20 – 40 volúmenes porosos a pesar de que la concentración inicial inyectada se considera alta (5% en volumen).

Mientras que el perfil observado en las curvas es controlado como tal por la isoterma y el nivel de adsorción del inhibidor en la roca, la dinámica de la región mencionada como baja concentración se presenta en todos los casos como dependencia de las primeras concentraciones obtenidas al reiniciar el periodo de producción, por lo que los resultados de estos análisis pueden servir como base para proponer, analizar, ajustar o confirmar un método o modelo que determine la capacidad de adsorción de un inhibidor y contribuir principalmente a alargar la vida de los tratamientos de inhibición en campo. Los factores clave en ese desarrollo serán la Concentración inicial de inhibidor y su naturaleza, la Isoterma que gobierna el fenómeno de retención en la roca y sus Propiedades petrofísicas, la interacción del inhibidor con su entorno (Fluido-Fluido, Roca-Fluido), la Mineralogía y la Tasa de desorción cinética.

Factores como el pH que determina las condiciones de las pruebas, la Solubilidad, la Mojabilidad visual o la Compatibilidad envenenada con hierro hacen parte del conjunto de elementos a tener en cuenta cuando se desea diseñar el tratamiento de inhibición complementados con estudios a nivel de inhibidor, de la Isoterma, las Propiedades del yacimiento (Permeabilidad – Temperatura) y la Mineralogía son fundamentales ya que el éxito de dichos tratamientos se basa en conocer bien las características de los campos y los factores que influyen en la duración de la adsorción-desorción.

Según la prueba de eficiencia dinámica de inhibidor la concentración mínima del inhibidor A es de 12 ppm, límite al cual se llegó muy rápidamente. Si el MIC del fluido

hubiera sido mucho menor, el desempeño del tratamiento de inhibición se hubiera prolongado en el tiempo significativamente.

Con respecto al inhibidor, se pudo observar poca tolerancia del mismo con las partículas de Calcio, pero sobretodo con las de hierro en las pruebas de compatibilidad, lo cual disminuye la eficiencia del producto a la hora de ser bombeado en un tratamiento en campo por la interacción que tendrá con las paredes de la tubería, etc.

La importancia de las pruebas de adsorción estática radica en considerar un sustrato lo más representativo posible de la formación de interés para un posible tratamiento de Coreflooding en campo puesto que sus componentes (mineralogía) son los responsables de la retención del inhibidor. En este caso No se observan cambios en la adsorción porque la litología es prácticamente idéntica.

El nivel de adsorción del inhibidor A en el medio poroso seleccionado puede considerarse bajo, teniendo en cuenta que los datos de adsorción reportados en la literatura pueden oscilar entre 100 y 300 mg de inhibidor/g de roca lo cual también está relacionado con la tendencia de disminución de la concentración de fosforo obtenida en los Coreflooding, en los que se observó que el MIC se alcanzó a escasos 10 – 15 Volúmenes porosos después de reiniciado el periodo de producción, siendo esto un desempeño muy pobre del inhibidor.

3. Ajuste de un modelo de inhibición de escamas de sulfato de bario

3.1 Sinopsis

La mayoría de autores que han investigado el tema de la inhibición de escamas en campo, han basado sus análisis en la realización del conocido Squeeze o inyección forzada y con ello han desarrollado una serie de métodos matemáticos para representar y/o optimizar dichos tratamientos en campo. Sus objetivos han sido, desde representar el fenómeno y entenderlo hasta crear herramientas que permitan predecir el comportamiento del proceso de inhibición en un yacimiento teniendo en cuenta sus características.

En el squeeze, se inyecta una “pequeña” cantidad de fluido inhibidor la cual es posicionada en el lugar deseado en el yacimiento por un bache de post-flujo (que por lo general no abarca más de 10 pies adentro de la formación). Una vez allí, el inhibidor es retenido en la superficie del yacimiento durante un tiempo determinado para luego reiniciar la producción del pozo y con ello, iniciar la liberación paulatina de ese inhibidor de la roca, manteniendo concentraciones que permiten evitar la formación de la escama hasta alcanzar un nivel mínimo (MIC), por debajo del cual se pierde la efectividad del tratamiento y se debe repetir el proceso. Esta liberación puede durar desde unos pocos meses hasta más de un año, dependiendo de algunos factores que inciden en el proceso los cuales se deben analizar para ajustar de manera correcta la optimización del tratamiento.

El objetivo final de un modelo matemático de inhibición es crear una herramienta efectiva que permita la predicción del comportamiento del inhibidor en el yacimiento y la

optimización del proceso de squeeze en campo, la cual, en conjunto con los desplazamientos pueden servir para hacer el modelo más preciso.

3.2 Antecedentes

Con el fin de prevenir la precipitación de sales en los yacimientos, se deben seleccionar algunos reactivos que sean efectivos basándose en las capacidades de interacción del inhibidor con la formación, con el agua y con el petróleo y por lo tanto, se deben investigar las características de adsorción / desorción del inhibidor de incrustaciones puesto que pueden tener grandes efectos sobre la eficacia de la inhibición y la vida útil de la inhibición de la escama.

Cuando se diseña un tratamiento de inhibición se desea que la producción del inhibidor retenido en la formación sea lenta y que su concentración sea suficientemente alta para que cumpla su función.

Autores como Kerver y Heilhecker en 1969, Miles en 1970, Vetter en 1973, Meyers en 1985 Schuler en 1985 Sorbie en 1994 y 2005 y Khormali en 2016 coinciden en que el mecanismo principal de retención del inhibidor en el medio poroso es el de adsorción/desorción. Al respecto, Meyers y Sorbie, iniciaron su planteamiento matematico considerando una ecuación que describe el balance de masa para el transporte de una fase acuosa en un medio poroso:

$$\frac{\partial C}{\partial t} + \frac{1-\phi}{\phi S_w} \frac{\partial \Gamma}{\partial t} + v \frac{\partial C}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r D \frac{\partial C}{\partial r} \right) = 0 \quad (5)$$

Donde v es la velocidad de flujo dada por:

$$v(r) = \frac{Q_w}{2\pi r h \phi S_w} = \frac{\beta}{r} \quad (6)$$

En la práctica, el grado de dispersión física no puede medirse por lo que generalmente no se conoce la difusividad en la mayoría de los casos por lo cual se desprecia y la ecuación 5 queda:

$$\frac{\partial C}{\partial t} + \frac{1-\phi}{\phi S_w} \frac{\partial \Gamma}{\partial t} + \frac{\beta}{r} \frac{\partial C}{\partial r} = 0 \quad (7)$$

En los casos anteriores:

C = concentración del inhibidor mg/L

i = tasa de inyección durante el squeeze (bbl)

h = espesor de la formación (ft)

Γ = Nivel de inhibidor adsorbido (mg/L)

Γ_{eq} = Nivel de equilibrio a la concentración C

S_w = Saturación de agua

ϕ = Porosidad

r = distancia radial (ft)

D = Difusividad (ft²/D)

Posteriormente, en 1991, Sorbie y colaboradores retomaron esta ecuación y la desarrollaron para plantear un modelo completo de inhibición. Ese modelo incluyó características más acertadas de adsorción / desorción del inhibidor y la opción de evaluar el fenómeno en equilibrio (instantáneo) o no equilibrio (dependiente del tiempo):

$$\frac{\partial C}{\partial t} + \frac{\partial \Gamma}{\partial t} = - \frac{i}{2\pi r h \phi (1-S_o)} \frac{\partial C}{\partial r} \quad (8)$$

$$\frac{\partial \Gamma}{\partial t} = r_2 (\Gamma_{eq}(C) - \Gamma) \quad (9)$$

3.3 Desarrollo matemático

3.3.1 Adsorción del inhibidor. Sorbie et, al. Propusieron que el transporte de un inhibidor en fase acuosa y su adsorción/desorción en un medio poroso está dado por la ecuación 5. Reorganizándola y despreciando los efectos de la Dispersión obtenemos:

$$\frac{\partial C}{\partial t} + \frac{\partial \Gamma}{\partial t} + \frac{Q_w}{2\pi r h \phi S_w} \frac{\partial C}{\partial r} = 0 \quad (10)$$

Si se tiene en cuenta el volumen de la roca y del fluido la ecuación quedaría:

$$\frac{\partial C}{\partial t} + \frac{1-\phi}{\phi S_w} \frac{\partial \Gamma}{\partial t} + \frac{Q_w}{2\pi r h \phi S_w} \frac{\partial C}{\partial r} = 0 \quad (11)$$

Y, si se dice que:

$$\beta = \frac{Q_w}{2\pi r h \phi S_w} \quad (12)$$

La ecuación quedaría:

$$\frac{\partial C}{\partial t} + \frac{1-\phi}{\phi S_w} \frac{\partial \Gamma}{\partial t} + \frac{\beta}{r} \frac{\partial C}{\partial r} = 0 \quad (13)$$

La cual es una ecuación hiperbólica de primer orden.

Para solucionar la anterior ecuación aplicando la regla de la cadena a la ecuación 13 se tiene que:

$$\frac{\partial \Gamma}{\partial t} = \left(\frac{\partial \Gamma}{\partial C} \right)_C \left(\frac{\partial C}{\partial t} \right) \quad (14)$$

Aquí el término $\left(\frac{\partial \Gamma}{\partial C} \right)_C$ se puede calcular con Freundlich o Langmuir

$$\frac{\partial C}{\partial t} + \frac{1-\phi}{\phi S_w} \left(\frac{\partial \Gamma}{\partial C} \right)_C \frac{\partial C}{\partial t} + V \frac{\partial C}{\partial r} = 0 \quad (15)$$

Donde:

$$\frac{\beta}{r} = \frac{Q_w}{2\pi r h \phi S_w} \quad (16)$$

$$\frac{\partial C}{\partial t} \left[1 + \frac{1-\phi}{\phi Sw} \left(\frac{\partial \Gamma}{\partial C} \right)_C \right] + V \frac{\partial C}{\partial r} = 0 \quad (17)$$

$$\frac{\partial C}{\partial t} \left[1 + \frac{1-\phi}{\phi Sw} \left(\frac{\partial \Gamma}{\partial C} \right)_C \right] = -V \frac{\partial C}{\partial r} \quad (18)$$

$$\frac{\partial C}{\partial t} = - \frac{V}{\left[1 + \frac{1-\phi}{\phi Sw} \left(\frac{\partial \Gamma}{\partial C} \right)_C \right]} \frac{\partial C}{\partial r} \quad (19)$$

$$\frac{\partial C}{\partial t} + \frac{V}{\left[1 + \frac{1-\phi}{\phi Sw} \left(\frac{\partial \Gamma}{\partial C} \right)_C \right]} \frac{\partial C}{\partial r} = 0 \quad (20)$$

La ecuación 20 sería la solución diferencial, la cual puede ser resuelta por diversas técnicas matemáticas. La solución numérica sería:

$$\frac{C_i^{n+1} - C_i^n}{\Delta t} + \frac{V}{\left[1 + \frac{1-\phi}{\phi Sw} \left(Km (C_i^{n+1})^{m-1} \right) \right]} \frac{C_i^{n+1} - C_{i-1}^{n+1}}{\Delta r} = 0 \quad (21)$$

3.3.2 Desorción del inhibidor. Partiendo de la ecuación:

$$\frac{\partial \Gamma}{\partial t} = r_2 (\Gamma_{eq}(C) - \Gamma) \quad (22)$$

Donde,

C = concentración del inhibidor mg/L

Γ = Nivel de inhibidor adsorbido (mg/L)

Γ_{eq} = Nivel de equilibrio a la concentración C

r_2 = Tasa de desorción cinética (días⁻¹)

t = Tiempo (días)

Entonces, si:

$$\frac{C_i^{n+1} - C_i^n}{\Delta t} + V \frac{C_i^{n+1} - C_{i-1}^{n+1}}{\Delta r} + \frac{1-\phi}{\phi Sw} \frac{\Gamma_i^{n+1} - \Gamma_i^n}{\Delta t} = 0 \quad (23)$$

Y si:

$$\frac{\partial \Gamma}{\partial t} = \frac{\Gamma_i^{n+1} - \Gamma_i^n}{\Delta t} = r_2 (\Gamma_{eq} - \Gamma) \quad (24)$$

Se puede decir que:

$$\frac{\partial \Gamma}{\partial t} = \frac{\Gamma_i^{n+1} - \Gamma_i^n}{\Delta t} = r_2 (K(C_i^{n+1})^f - \Gamma_i^{n+1}) \quad (25)$$

Despejando y reorganizando:

$$\Gamma_i^{n+1} - \Gamma_i^n = r_2 \Delta t (f(C_i^{n+1}) - \Gamma_i^{n+1}) \quad (26)$$

$$\Gamma_i^{n+1} - \Gamma_i^n = r_2 \Delta t (f(C_i^{n+1})) - r_2 \Delta t \Gamma_i^{n+1} \quad (27)$$

$$\Gamma_i^{n+1} + r_2 \Delta t \Gamma_i^{n+1} = r_2 \Delta t f(C_i^{n+1}) + \Gamma_i^n \quad (28)$$

Y finalmente tenemos que,

$$\Gamma_i^{n+1} (1 + r_2 \Delta t) = r_2 \Delta t f(C_i^{n+1}) + \Gamma_i^n \quad (29)$$

La cual se constituye en la solución de la ecuación 22.

3.4 Enfoque y Ajuste

El parámetro r_2 corresponde a la tasa de desorción cinética del inhibidor a una concentración C y tiene varios efectos, entre ellos que representa un incremento en la distancia de penetración en la formación cuando se inyecta el inhibidor y que después de un periodo de cierre para remojo suficientemente largo, asegura que la desorción del inhibidor será un proceso lento.

Según Sorbie et. Al. (1991), la duración del tratamiento está en función del valor del r_2 puesto que controla qué tan rápido ocurre la reacción del inhibidor sobre el medio poroso

(teniendo en cuenta que debe haber un balance entre éste la adsorción y la tasa de flujo del fluido). Además, la dependencia de la adsorción con el tiempo (y con la permeabilidad y la tasa) permite que sea contactada una mayor cantidad de roca y en conjunto con el cierre ayuda a garantizar que se alcance la adsorción máxima sobre el medio poroso demorando la liberación del inhibidor.

Ahora bien, ya que cada yacimiento tiene sus propias características y que en Colombia no se había desarrollado un ajuste para optimizar los tratamientos de inhibición y teniendo en cuenta que la variable r_2 ha sido de las menos estudiadas a pesar de su gran importancia dentro del fenómeno es que el enfoque de este estudio se centró en su análisis y el ajuste matemático se realizará en torno a esta variable.

Para empezar, se realiza el ajuste con las conocidas ecuaciones de Sorbie et. al. para adsorción y desorción:

$$\frac{\partial C}{\partial t} + \frac{1-\phi}{\phi_{sw}} \frac{\partial \Gamma}{\partial t} + \frac{\beta}{r} \frac{\partial C}{\partial r} = 0 \quad (30)$$

$$\frac{\partial \Gamma}{\partial t} = r_2 (K(C_i^{n+1})^n - \Gamma_i^{n+1}) \quad (31)$$

Previamente se mencionaron las razones por las que el ajuste del modelo matemático se centraría en la variable r_2 . Partiendo de la ecuación 23, se tiene que:

$$\frac{\partial \Gamma}{\partial t} = r_2 (\Gamma_{eq}(C) - \Gamma) \quad (32)$$

O lo que es lo mismo:

$$\frac{\partial \Gamma}{\partial t} = r_2 (\Gamma_{eq}^{n+1} - \Gamma_i^{n+1}) \quad (33)$$

$$\frac{\Gamma_i^{n+1} - \Gamma_i^n}{\Delta t} = r_2 (\Gamma_{eq}^{n+1} - \Gamma_i^{n+1}) \quad (34)$$

Despejando y factorizando:

$$\Gamma_i^{n+1} - \Gamma_i^n = \Delta t r_2 (\Gamma_{eq}^{n+1} - \Gamma_i^{n+1}) \quad (35)$$

$$\Gamma_i^{n+1} - \Gamma_i^n = \Delta t r_2 \Gamma_{eq}^{n+1} - \Delta t r_2 \Gamma_i^{n+1} \quad (36)$$

$$\Gamma_i^{n+1} + \Delta t r_2 \Gamma_i^{n+1} = \Delta t r_2 \Gamma_{eq}^{n+1} + \Gamma_i^n \quad (37)$$

$$(1 + \Delta t r_2) \Gamma_i^{n+1} = \Delta t r_2 \Gamma_{eq}^{n+1} + \Gamma_i^n \quad (38)$$

$$\Gamma_i^{n+1} = \frac{\Delta t r_2 \Gamma_{eq}^{n+1} + \Gamma_i^n}{(1 + \Delta t r_2)} \quad (39)$$

Entonces, si se dice que:

$$\frac{\partial \Gamma}{\partial t} \cong \frac{\Gamma_i^{n+1} - \Gamma_i^n}{\Delta t} \quad (40)$$

Reemplazando la ecuación 40 en la 41 se tiene que:

$$\frac{\partial \Gamma}{\partial t} \cong \frac{\Gamma_i^{n+1} - \Gamma_i^n}{\Delta t} = \frac{\frac{\Delta t r_2 \Gamma_{eq}^{n+1} + \Gamma_i^n}{(1 + \Delta t r_2)} - \Gamma_i^n}{\Delta t} \quad (41)$$

$$\frac{\partial \Gamma}{\partial t} = \frac{\frac{\Delta t r_2 \Gamma_{eq}^{n+1} + \Gamma_i^n - \Gamma_i^n - \Delta t r_2 \Gamma_i^n}{(1 + \Delta t r_2)}}{\Delta t} \quad (42)$$

$$\frac{\partial \Gamma}{\partial t} = \frac{\frac{\Delta t r_2 \Gamma_{eq}^{n+1} - \Delta t r_2 \Gamma_i^n}{(1 + \Delta t r_2)}}{\Delta t} \quad (43)$$

$$\frac{\partial \Gamma}{\partial t} = \frac{r_2 \Gamma_{eq}^{n+1} - r_2 \Gamma_i^n}{(1 + \Delta t r_2)} \quad (44)$$

$$\frac{\partial \Gamma}{\partial t} = \frac{r_2 (\Gamma_{eq}^{n+1} - \Gamma_i^n)}{(1 + \Delta t r_2)} \quad (45)$$

3.5 Resultados del ajuste.

La isoterma de adsorción, es la responsable de describir el nivel adsorbido de inhibidor en la roca como función de una concentración inyectada del mismo. También gobierna el comportamiento de retorno del inhibidor que ha sido inyectado al yacimiento cuando se

reanuda la producción tanto a nivel de experimentos de laboratorio como de tratamientos hechos en campo.

El proceso de aplicación del modelo inicia con la obtención de los datos de coreflooding que se van a utilizar en el sistema de cálculo como los mostrados en las Figuras 13 y 14. Con esos datos, se aplican las ecuaciones de Freundlich y Langmuir (o algún modelo matemático similar) y posteriormente, realizar una predicción del comportamiento de desorción del inhibidor a tiempo futuro.

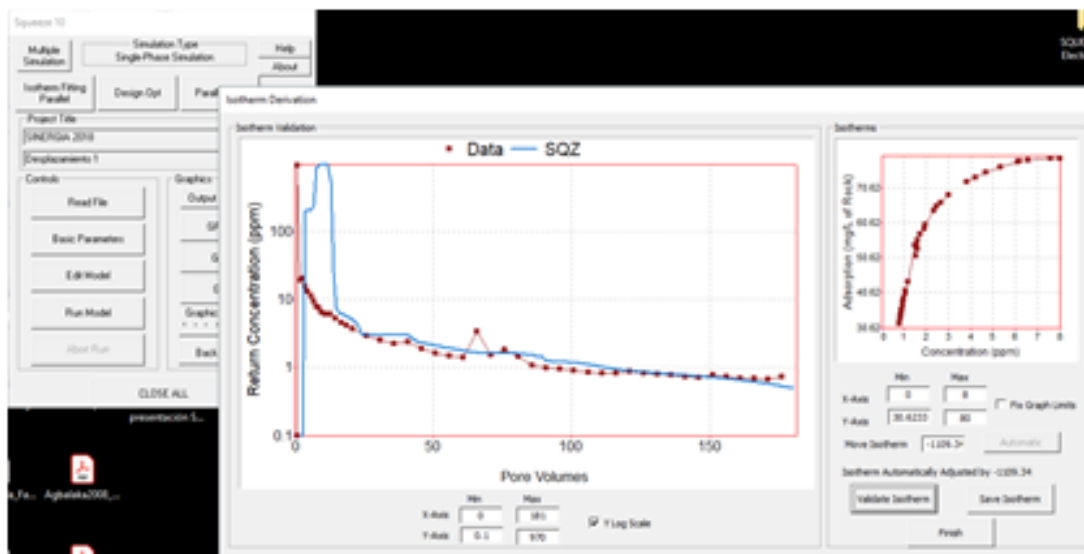


Figura 16. Uso del software Squeeze propiedad de la universidad de Heriot Watt.

Como todo modelo, se debe realizar una validación de los datos obtenidos con el fin de analizar si los resultados se ajustan a la realidad del fenómeno que se estudia. En este caso, se cargaron los datos de los corefloodings al software SQUEEZE desarrollado por la universidad de Heriot Watt y ampliamente utilizado en la industria petrolera para el diseño de tratamientos de inhibición con el fin de verificar la validez de la información. El software calcula las curvas correspondientes como se vio en la Figura 16.

De la misma manera, como se pudo apreciar en la Figura 15, la curva de adsorción vs. concentración calculada por el software resultó ajustarse mucho más a la curva de Langmuir que a la de Freundlich. Debe tenerse especial cuidado en el cálculo dicha curva, pues al tener fuerte impacto en el fenómeno bajo este estudio, debe tener valores lo más exactos posible, por lo cual, el siguiente paso consistió en verificar la correspondencia de las variables mediante el uso del método de los mínimos cuadrados, ya que se deseó realizar una demostración visual de la relación entre los mismos datos y finalmente minimizar los errores de dicha data para validar que los datos calculados por el software SQUEEZE sean confiables.

Para esto se realiza una linealización de las variables como se muestra en la Figura 17.

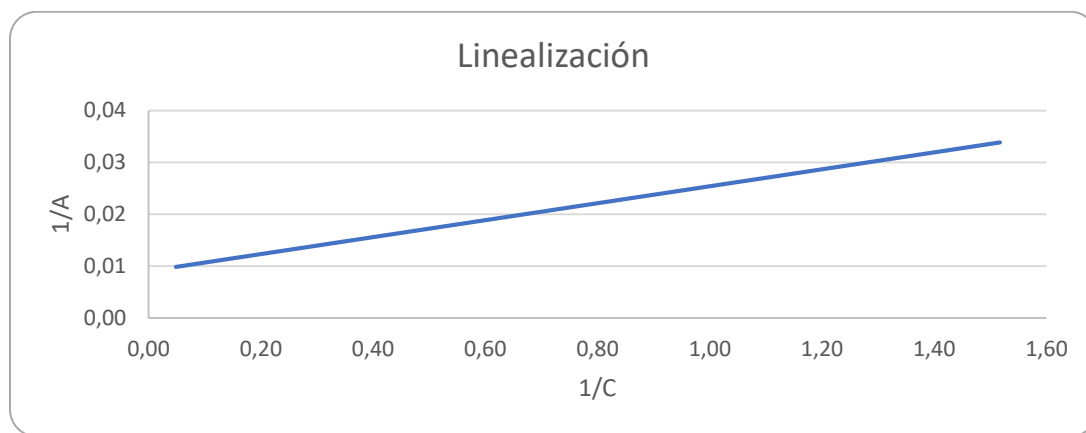


Figura 17. Proceso de linealización de variables.

Donde:

A: Adsorción en el medio poroso (mg/l)

C: Concentración de inhibidor (ppm)

Posteriormente se verifican los datos de la isoterma dando como resultado una aproximación bastante ajustada de los datos de la isoterma calculada por el software con los calculados por mínimos cuadrados teniendo en cuenta la aplicación de la ecuación original de la isoterma de Langmuir como se observa en la Figura 18.

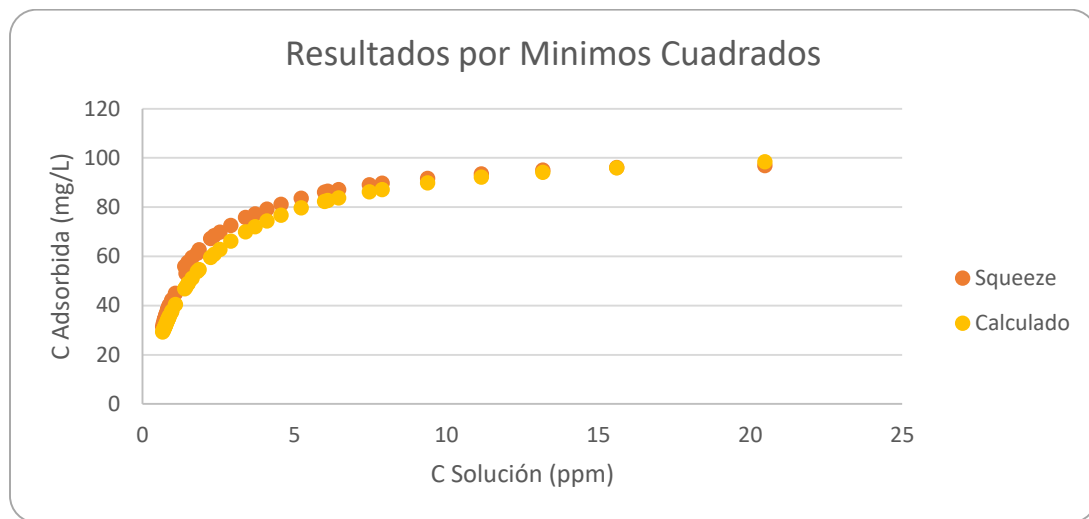


Figura 18. Resultado de la comparación de la aproximación por mínimos cuadrados.

Una vez observado que los datos tienen un buen ajuste, se procedió a aplicar el mismo método a los otros 5 coreflooding obteniendo resultados similares. De la misma manera, se procedió a calcular y realizar la comparación de las isothermas, dando como resultado que, en todos los corefloodings el ajuste fue más cercano a la isoterma de Langmuir que a la de Freundlich, sin excepción.

3.5.1 Aplicación del ajuste a datos de Coreflooding. Una vez obtenido el ajuste matemático presentado anteriormente en este capítulo y obtenidos los datos de las isothermas, se programó en MATLAB una herramienta computacional con el fin de crear un medio para

la utilización de dicho ajuste y obtener una comparación con los resultados de los coreflooding, los datos de campo y los datos de la literatura.

El programa tuvo en cuenta para la comparación, que la vida de un tratamiento cuando el proceso de adsorción desorción no está en equilibrio, la variable r_2 debe tener un valor determinado comparado con los tiempos de flujo, con el fin de garantizar que, el tiempo que dura el inhibidor adherido al yacimiento sea mucho mayor.

Autores como Mackay (2003), Corne (2013) y Vasquez (2010) han sugerido en sus publicaciones que los valores de la variable r_2 , o tasa de desorción cinética, puede variar entre $0.001 \leq r_2 \leq 100$. Teniendo esto en cuenta, se realizó una sensibilidad de los valores del r_2 programados en MATLAB y se compararon los resultados con los de la curva de desorción obtenidas en los coreflooding. El modulo carga los datos de laboratorio como dimensiones del plug, concentración del inhibidor, caudales de trabajo, entre otros y realiza la aplicación del ajuste matemático objeto de esta tesis, obteniendo los siguientes resultados:

Coreflooding 1:

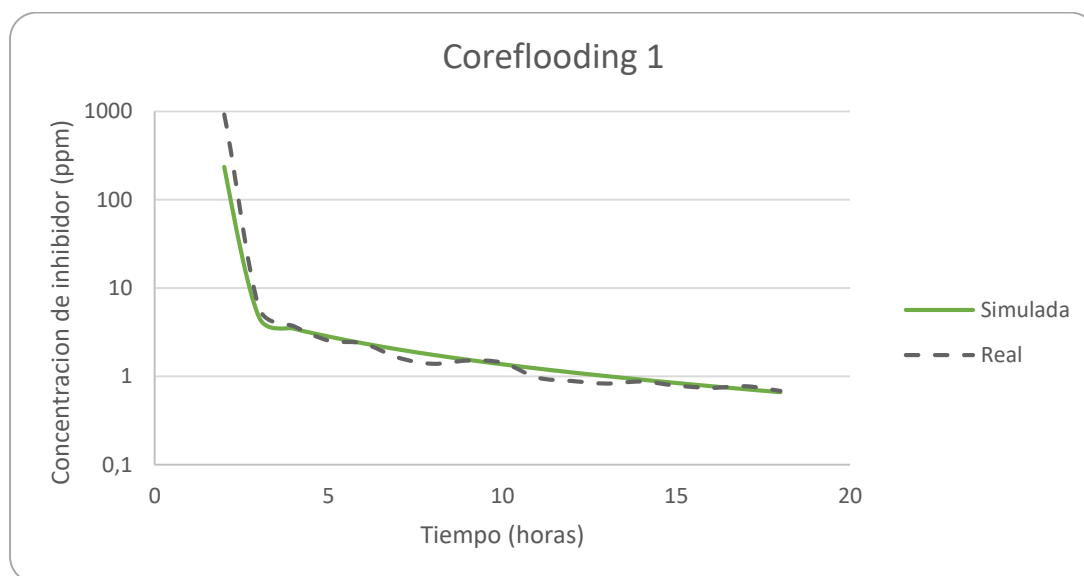


Figura 19. Comparación de resultados Coreflooding 1 en escala logarítmica.

A continuación, el detalle de la desorción:

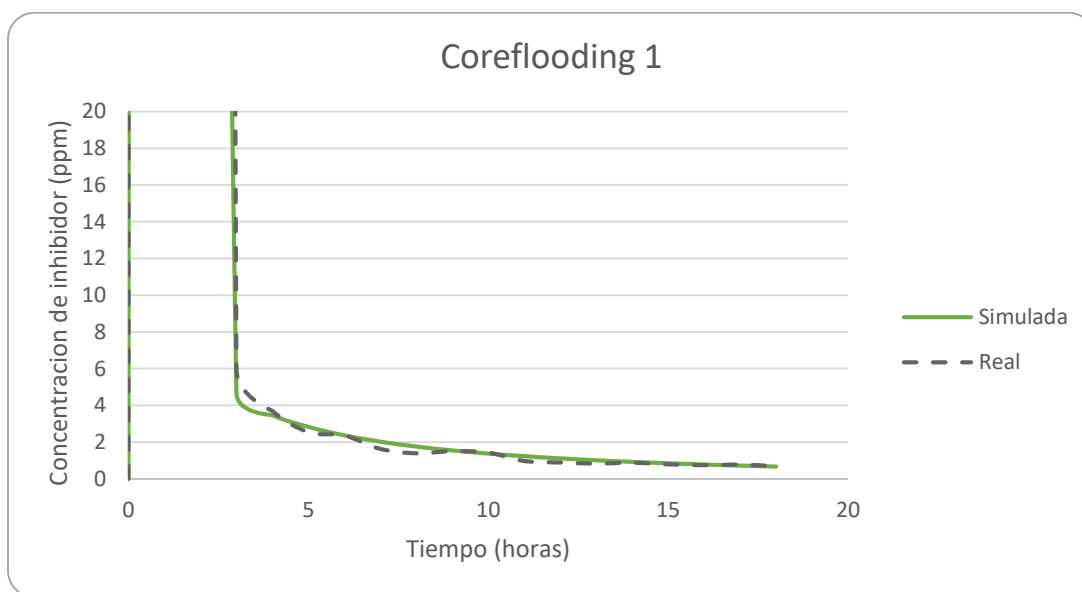


Figura 20. Comparación de resultados Coreflooding 1 (detalle).

Coreflooding 2:

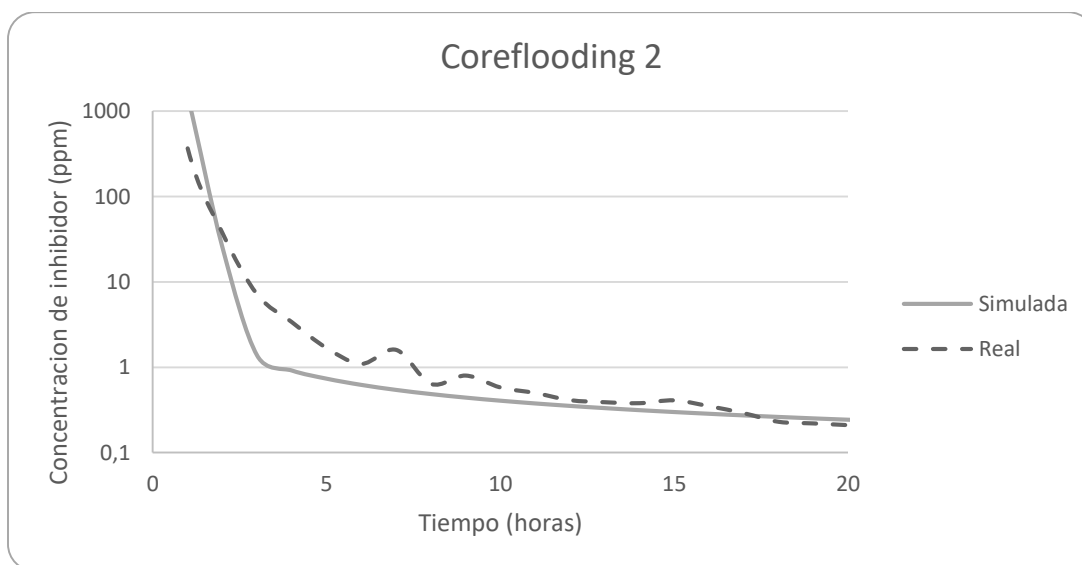


Figura 21. Comparación de resultados Coreflooding 2 en escala logarítmica.

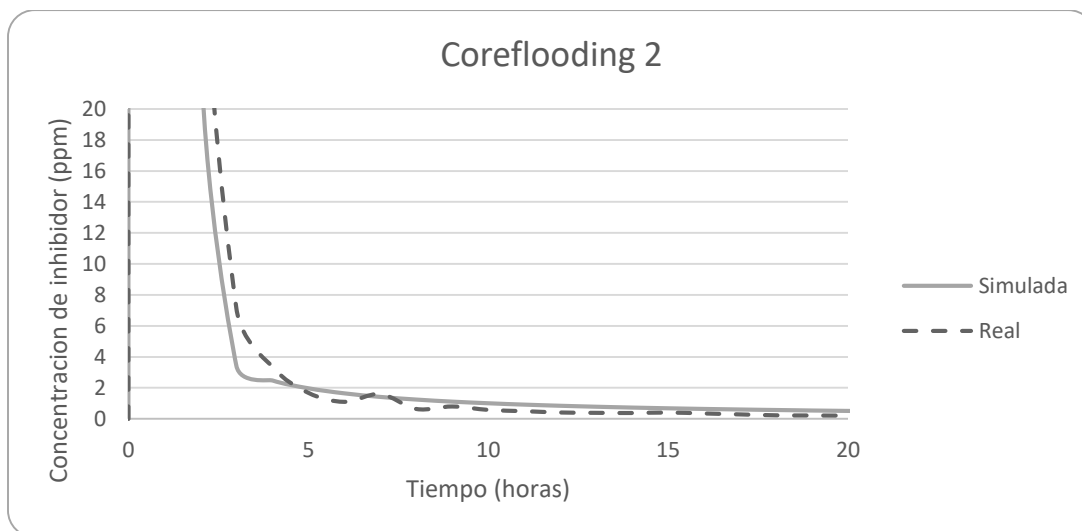


Figura 22. Comparación de resultados Coreflooding 2 (detalle).

Coreflooding 3:

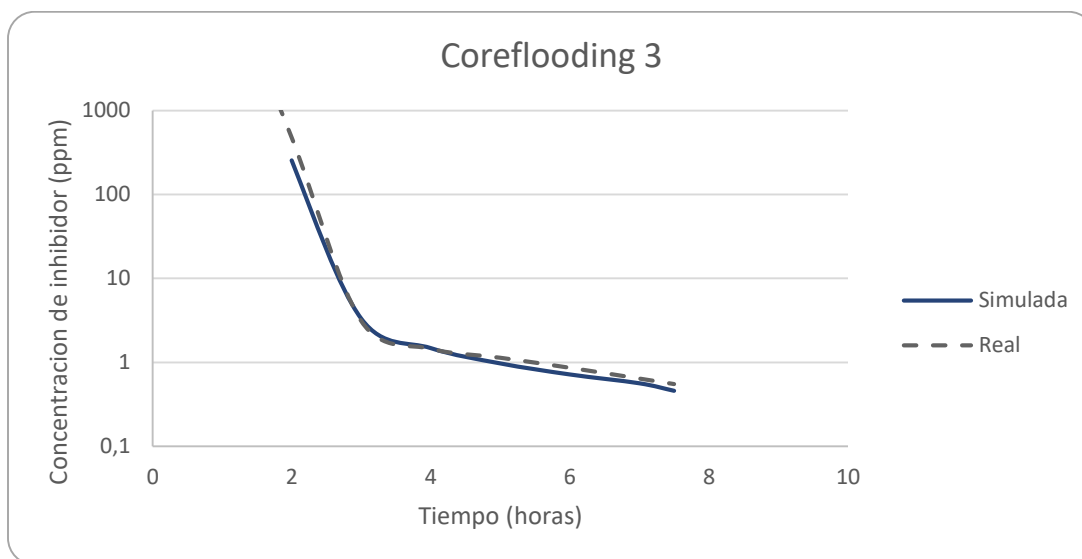


Figura 23. Comparación de resultados Coreflooding 3 en escala logarítmica.

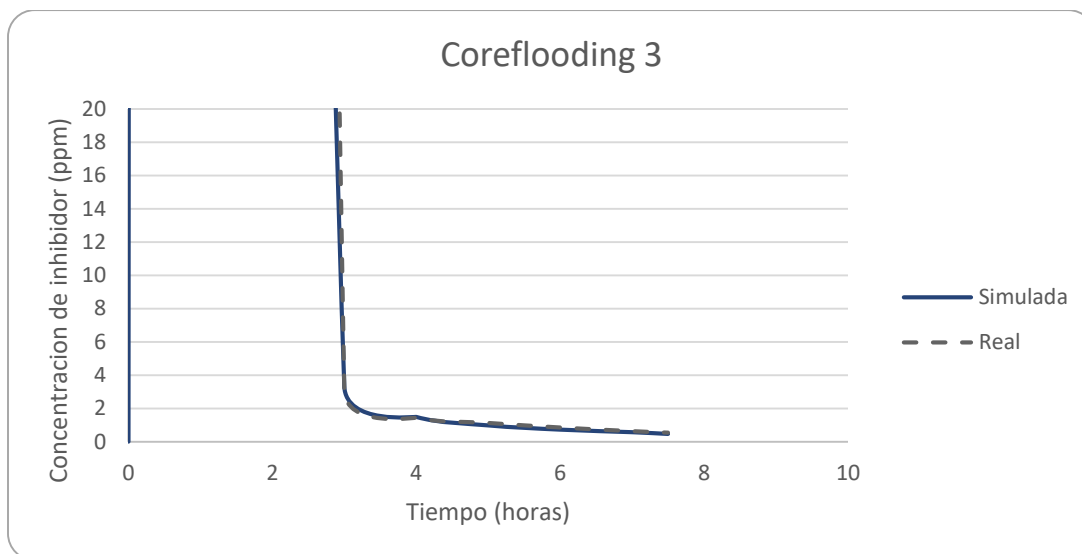


Figura 24. Comparación de resultados Coreflooding 3 (detalle).

Coreflooding 4:

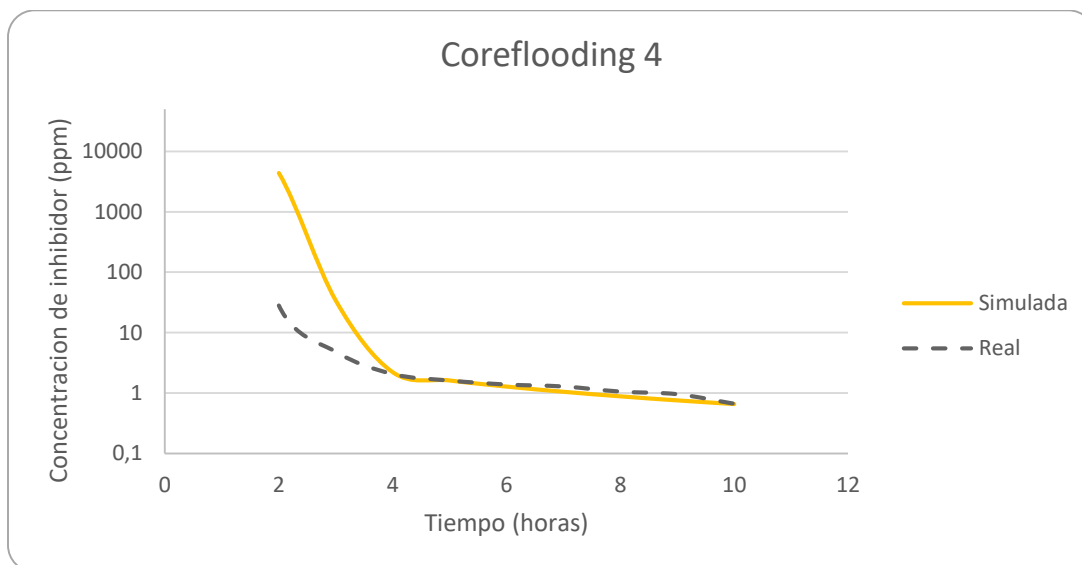


Figura 25. Comparación de resultados Coreflooding 4 en escala logarítmica.

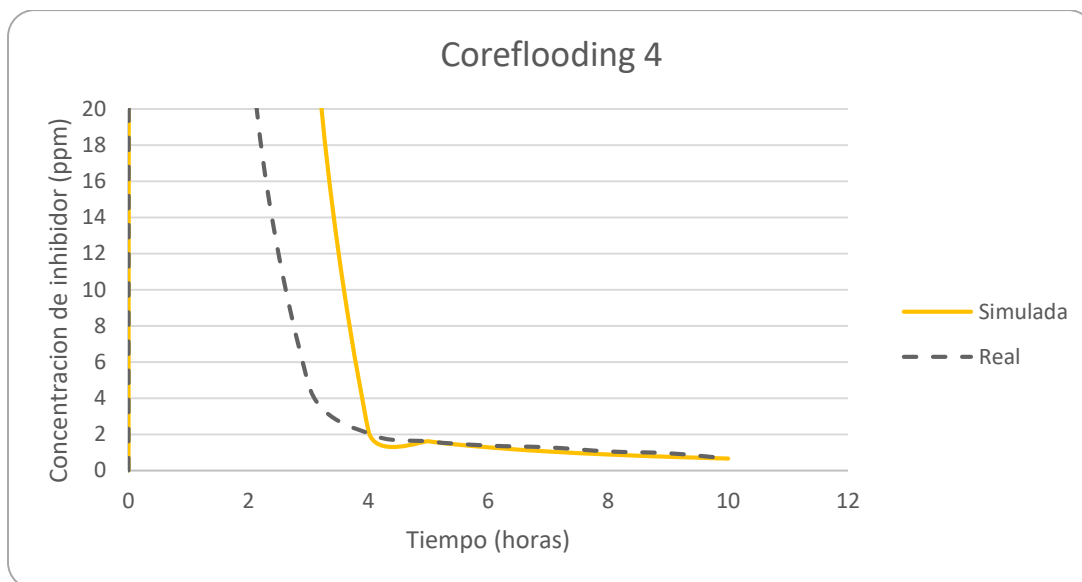


Figura 26. Comparación de resultados Coreflooding 4 (detalle).

Coreflooding 5:

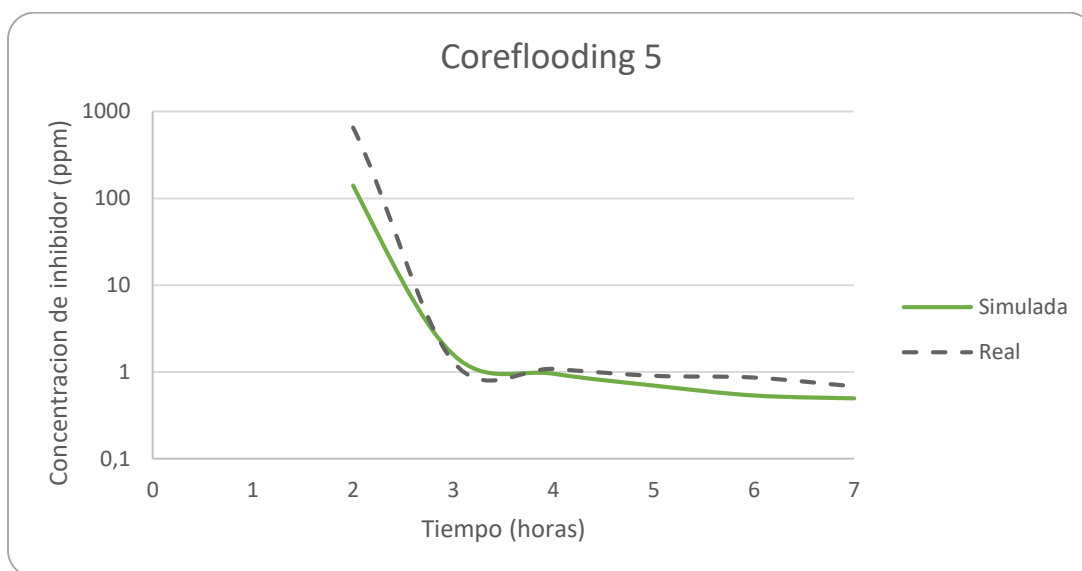


Figura 27. Comparación de resultados Coreflooding 5 en escala logarítmica.

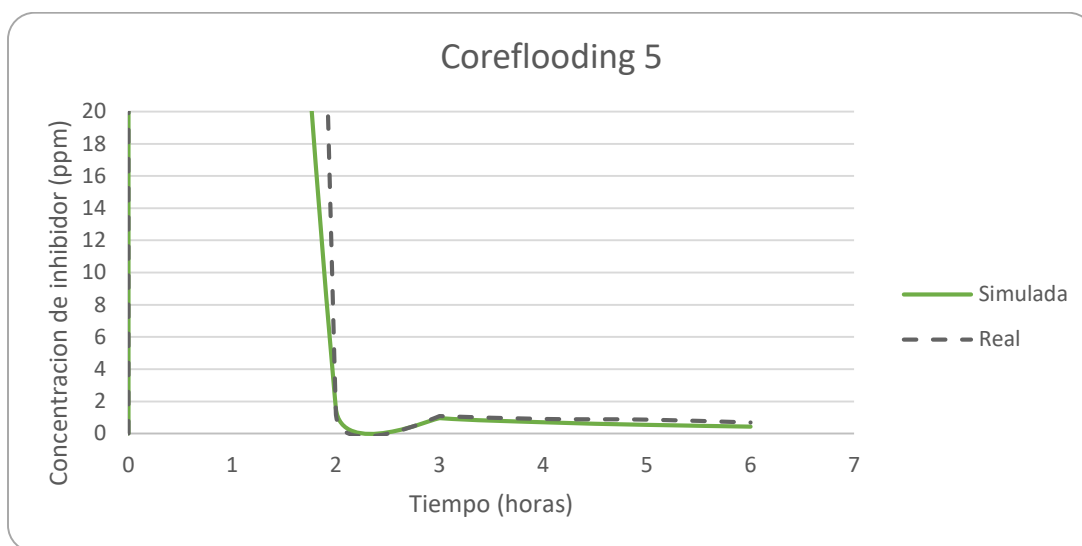


Figura 28. Comparación de resultados Coreflooding 5 (detalle).

Coreflooding 6:

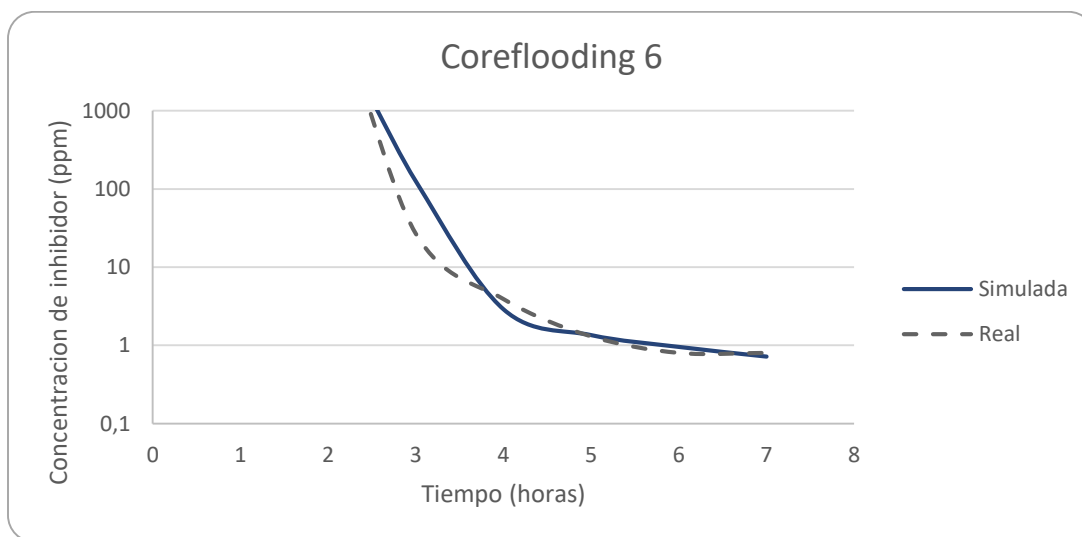


Figura 29. Comparación de resultados Coreflooding 6 en escala logarítmica.

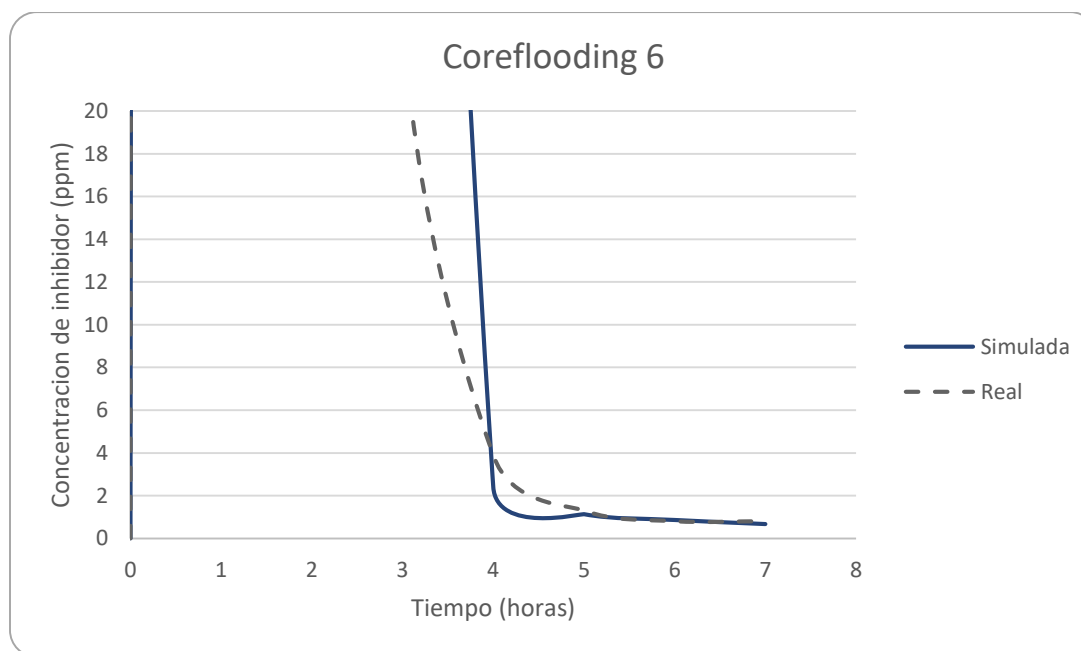


Figura 30. Comparación de resultados Coreflooding 6 (detalle).

La validez de un programa se puede establecer también en términos de cómo puede simular los datos de fenómenos presentes en la industria y en los trabajos que otras personas han realizado alrededor del mundo.

Por esto, se acudió a la literatura utilizada para la creación de esta tesis y a la data utilizada por Ecopetrol en los campos colombianos y se seleccionó completamente al azar un campo y un artículo científico para tomar los datos allí depositados y cargarlos a la herramienta computacional para evaluar su comportamiento.

3.5.2 Aplicación del ajuste a datos de la literatura. En la literatura se encuentran una cantidad importante de documentos que estudian el fenómeno de adsorción/desorción en diversos ámbitos incluida la industria petrolera. Muchos de estos estudios han publicado data de los coreflooding realizados a nivel de laboratorio en condiciones similares a la realizada

en el presente trabajo y con las mismas herramientas. Dichos datos fueron recopilados y se seleccionó al azar uno de los documentos que tuviera la información suficiente y necesaria para cargar el software en MATLAB y poder hacer una comparación de los resultados que obtuvieron esos investigadores con los obtenidos en este estudio. Para el caso, en el artículo científico SPE 64755 de los autores Zhang, H., Mackay, E.J. y Chen, P., se encontró lo necesario para la realización de las corridas de simulación, las cuales arrojaron los siguientes resultados.

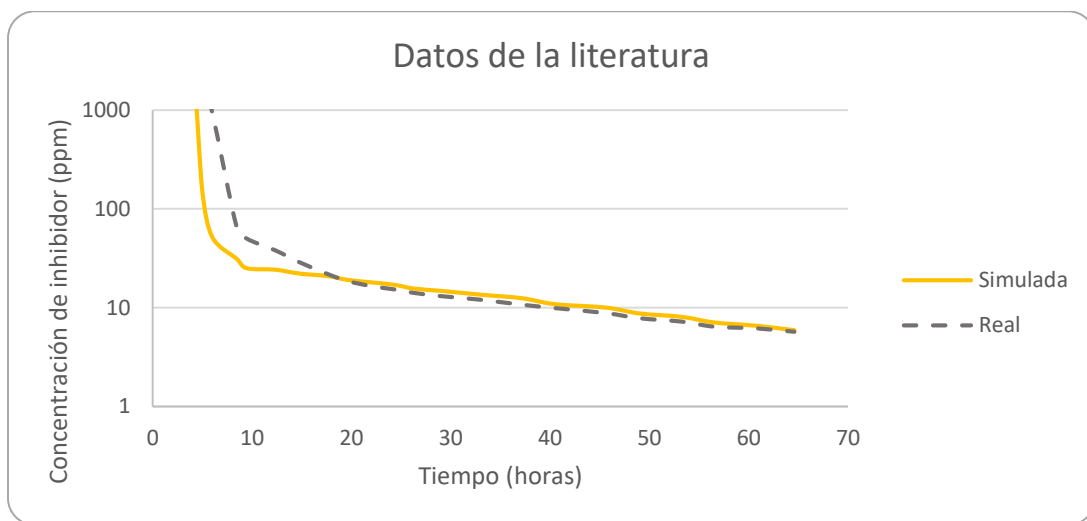


Figura 31. Comparación de la simulación y los datos de la literatura.

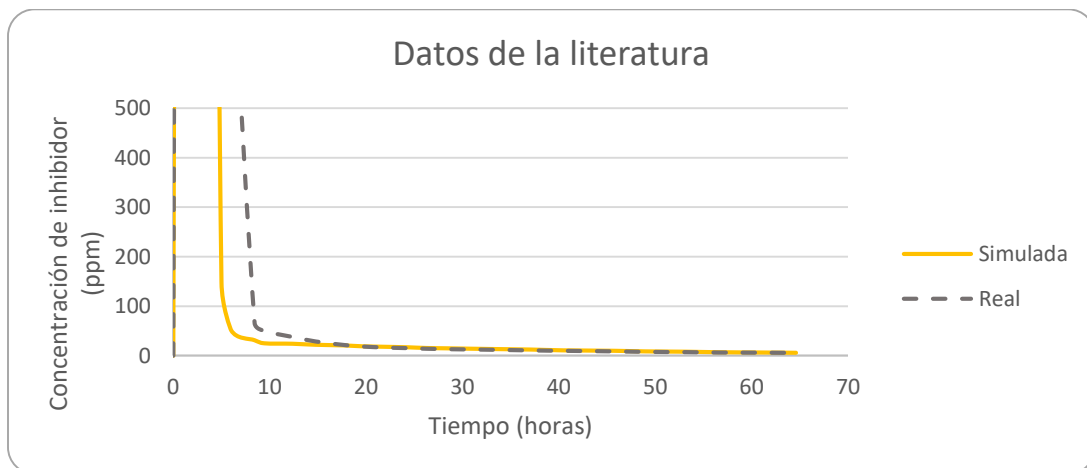


Figura 32. Comparación de la simulación y los datos de la literatura (detalle).

3.5.3 Aplicación del ajuste a datos de Campo. El campo seleccionado pertenece a la Vicepresidencia regional Sur de Ecopetrol S.A. y para la simulación será llamado Campo Y por razones de confidencialidad. El campo es ampliamente conocido por sus altas tasas de depositación de Calcita y Barita cuyos datos se muestran en la tabla 24:

Tabla 12.

Datos del campo Y.

Pozo	Y12
Gravedad API:	21
Producción Aceite (BOPD)	417
Producción Agua (BWPD)	298
BSW	42%
Sistema Levantamiento	Bombeo hidráulico
K absoluta mD	50
Porosidad relativa (fracción)	0.15
Diámetro del hueco (pies)	8.5
Espesor total (ft)	364
Espesor neto (ft)	122
Temperatura de fondo (°F)	130
Presión de fondo (psi)	1200

El diseño del tratamiento de inhibición aplicado en este pozo se presenta en la Tabla 13:

Tabla 13.

Diseño del tratamiento de inhibición de escamas para el pozo Y12.

Formación	Caballos
Espesor total	122 pies
Caudal de aceite	417
Caudal de agua	298
Corte de agua	42%
Radio de tratamiento	4.83 ft%
Tiempo de Remojo	10 Horas
Tiempo de inhibición esperado	180 días
MIC	3 ppm
Tasa de inyección	1.5 BPM
Tasa de producción	1.5 BPM
[] de inhibidor inyectada	15%

De la misma manera que con los resultados de los coreflooding y de la literatura, los anteriores datos fueron cargados al programa en MATLAB obteniendo los siguientes resultados:

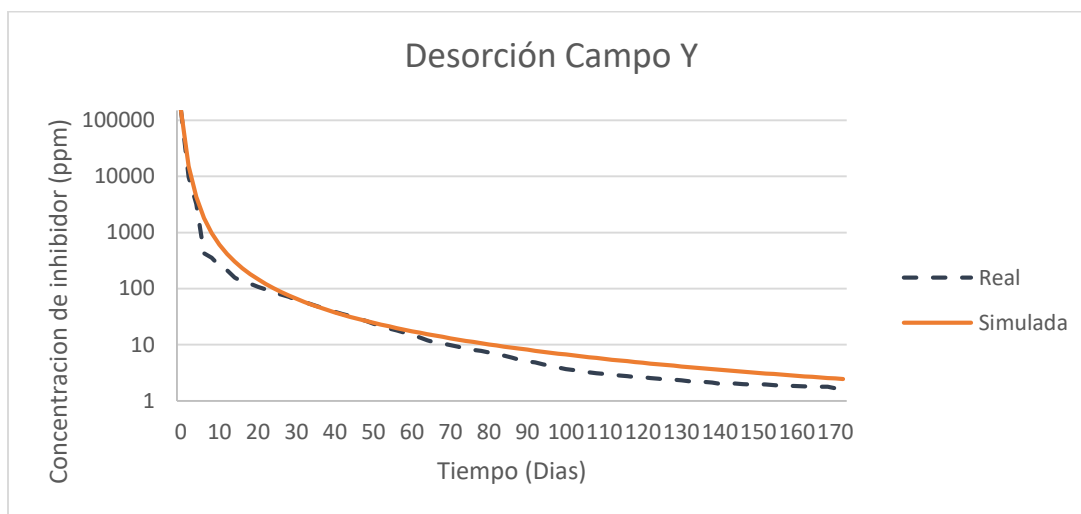


Figura 33. Comparación de la simulación y los datos de campo.

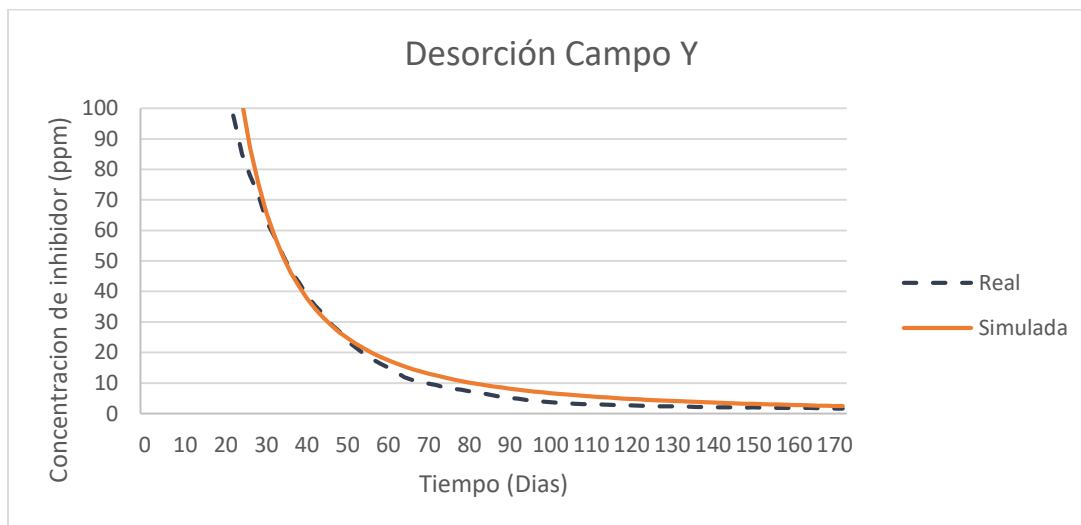


Figura 34. Comparación de la simulación y los datos de campo (en detalle).

3.6 Análisis de resultados.

Los tratamientos de inyección forzada de inhibidor en el yacimiento se diseñan para proporcionar un desprendimiento gradual del inhibidor retenido por el medio poroso, en el cual la adsorción es mecanismo principal de retención. Este puede ser un proceso de equilibrio o no equilibrio que está gobernado por la isoterma de adsorción calculada a partir del nivel de fosforo obtenido de las pruebas de Coreflooding. Estas pruebas pueden ser un elemento esencial en la evaluación de químicos candidatos a inyección por parte de Ecopetrol S.A. (Best in class) previo al desarrollo en campo, por lo tanto, conocer el fenómeno antes de aplicarlo a gran escala requiere obligatoriamente de su realización.

Para el análisis de resultados se contó con la ayuda del software Squeeze, gracias a la colaboración de la Universidad de Heriott Watt, que muy amablemente nos dio una licencia académica para el desarrollo del proyecto. En este software se analizó la isoterma de adsorción con los resultados de los Coreflooding en términos de concentración de inhibidor inyectada en función de la adsorción del inhibidor inyectado con el fin de hacer una comparación entre la isoterma calculada por el software y las isotermas de Freundlich y Langmuir, observando que los resultados de las isotermas arrojadas por el software presentan el mejor cotejo con la curva de Langmuir.

En todos los Coreflooding se distinguieron dos fenómenos: El primero es que, en dichos efluentes las concentraciones de fosforo observadas tienen un pico máximo en el inicio. El segundo es que, en todos los casos, la curva de concentración tiende a linealizarse en las zonas donde la concentración es baja (por debajo de 10 ppm aproximadamente) lo cual corresponde al comportamiento representativo de este tipo de tratamientos. Esta es tal vez la región de la curva que tiene más importancia debido a que las concentraciones residuales del

inhibidor deben ser capaces de alargarse al máximo en el tiempo con el fin de inhibir la escama durante meses o años. Por otro lado, las curvas tienen niveles de concentración de fósforo similares en la región entre 20 – 40 volúmenes porosos a pesar de que la concentración inicial inyectada fue alta (5% en volumen).

Mientras que el perfil observado en las curvas es controlado como tal por la isoterma y el nivel de adsorción del inhibidor en la roca, la dinámica de la región mencionada como baja concentración se presenta en todos los casos como dependencia de las primeras concentraciones obtenidas al reiniciar el periodo de producción, por lo que los resultados de estos análisis pueden servir como base para proponer, analizar, ajustar o confirmar un método o modelo que determine la capacidad de adsorción de un inhibidor y contribuir principalmente a alargar la vida de los tratamientos de inhibición en campo. Los factores clave en ese desarrollo serán la Concentración inicial de inhibidor y su naturaleza, la Isoterma que gobierna el fenómeno de retención en la roca y sus Propiedades petrofísicas, la interacción del inhibidor con su entorno (Fluido-Fluido, Roca-Fluido), la Mineralogía y la Tasa de desorción cinética.

Haciendo énfasis en la permeabilidad, que fue una de las variables objetivo de este estudio, se observó que, en los coreflooding de menor permeabilidad la concentración de fósforo de los efluentes fue menor que en aquellos medios porosos con permeabilidades uno o dos órdenes de magnitud por encima. La comparación se puede observar en las Figuras 35 y 36 y en la Tabla 14:

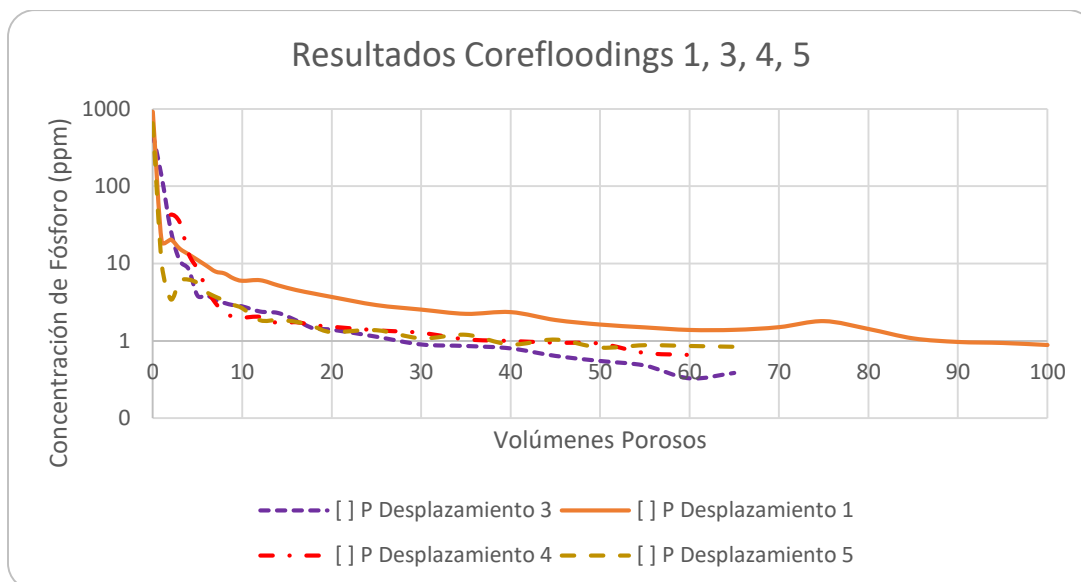


Figura 35. Comparación de la desorción de los corefloodings de alta k.

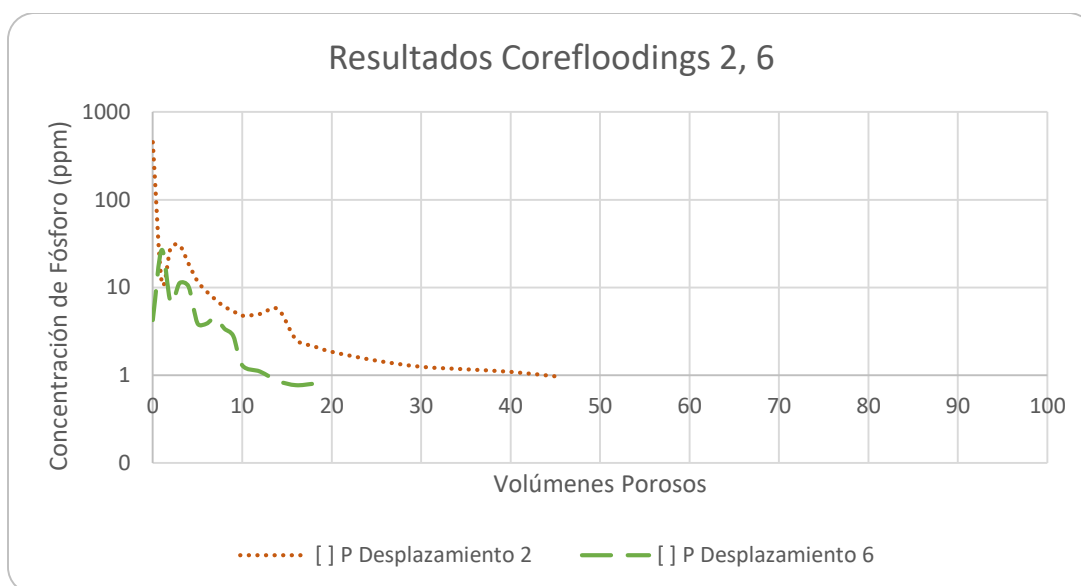


Figura 36. Comparación de la desorción de los corefloodings de baja k.

En general, lo observado en los corefloodings permite concluir preliminarmente que a mayor permeabilidad mayor tiempo de desorción del inhibidor.

El ajuste matemático propuesto en este estudio mostró concordancia con los datos obtenidos en los coreflooding. Se puede observar en la Tabla 15 que el resultado de las simulaciones hechas con la herramienta computacional preparada, es prácticamente idéntico a la curva de desorción obtenida en laboratorio, obteniendo una diferencia promedio para los 6 casos de solamente el 2.53%. Esta diferencia se ve influenciada por el ajuste de parámetros propios del fenómeno de adsorción / desorción y por la propia variable r_2 objeto de este estudio, así como las unidades de medida utilizadas.

Tabla 14.

Concentración de fósforo en los efluentes obtenidos de los coreflooding

T (°F):	90	120	90	120	120	90
P (psi):	1118 mD	25 mD	167 mD	170 mD	1151 mD	25 mD
VP	[] P Despl. 1	[] P Despl. 2	[] P Despl. 3	[] P Despl. 4	[] P Despl. 5	[] P Despl. 6
0	920,100	453,959	475,000	Perdido	653,960	4,250
1	18,972	11,637	132,500	28,000	10,000	26,750
2	20,484	28,306	27,500	43,000	3,450	6,750
3	15,606	30,396	11,000	34,500	5,900	11,250
4	13,173	18,632	8,500	13,500	6,200	10,250
5	11,148	11,767	3,850	8,500	5,600	3,900
6	9,375	9,036	3,900	4,800	4,300	3,867
7	7,884	7,302	3,400	3,100	3,730	4,530
8	7,458	6,049	3,100	2,350	3,330	3,400
9	6,450	5,376	2,900	2,050	2,933	2,800
10	5,985	4,777	2,800	2,000	2,650	1,300
12	6,090	5,000	2,400	2,050	1,850	1,100
14	5,224	5,673	2,300	1,700	1,866	0,860
16	4,555	2,558	1,850	1,750	1,766	0,770
18	4,093	2,142	1,450	1,600	1,533	0,800

Tabla 15.

Diferencias obtenidas en las simulaciones.

Análisis	% Diferencia
Corefoodings (promedio)	2,53
Literatura	5,17
Campo	2,46

En el caso de la literatura, para algunos autores, obtener los datos de desorción reales puede llegar a ser muy costoso y los datos se adquieren a medida que se desarrolla la actividad en campo. Para una empresa, lo más eficiente es el uso de datos que le permitan tomar decisiones de manera rápida y con resultados óptimos, por lo cual a mejor forma de proveer una idea acertada y económica del comportamiento de la desorción en un campo son los coreflooding y la simulación en las cuales se pueden analizar variables como el término b de la ecuación de Langmuir, es el responsable la prolongación en los tiempos finales de la curva de desorción (que algunos autores llaman cola).

Por lo anterior, muchos autores realizan este tipo de pruebas en los equipos de desplazamiento en el laboratorio con el fin de aproximarse cada vez más al rápido y eficiente pronóstico de la vida útil de un tratamiento de inhibición. Para el presente estudio se escogió totalmente al azar, uno de los documentos que reportan gran cantidad de data realizada en otros laboratorios y se tomó con el fin de cargar nuestra herramienta computacional y comparar los resultados de esos autores con el ajuste aquí presentado.

En los resultados se ve un ajuste bastante bueno de la curva de desorción calculada con la extraída de los datos, llegando a diferencias de menos del 1% en la región donde la desorción es más paulatina (lo que algunos autores llaman cola de la curva). También se observa en la Figura 31 (la no logarítmica) que el comportamiento de la simulación es ajustado a los datos tomados del artículo.

En cuanto a los datos de campo, el ajuste propuesto logra predecir el comportamiento de la desorción teniendo en cuenta los cambios en la magnitud de la cantidad de fósforo de los efluentes. Es decir, si la caída de la concentración es bastante aguda, la predicción también lo es y si la desorción es lenta (gradual) también la representa, lo cual es un indicativo que el análisis matemático es ajustado a la realidad del fenómeno.

Debido a que no es fácil encontrar datos de tratamientos de inhibición completos y que muchas veces las empresas se limitan al mero registro de las curvas de residuales y compararlas con las cantidades de agua y aceite producidas, este estudio no contó con los datos de la isoterma de la data de campo, por lo que procedió a hacer el cálculo respectivo en el software Squeeze para poder proceder a la simulación de la curva de desorción.

Es importante resaltar que los datos de campo cargados a la herramienta computacional propuesta en este trabajo deben cargarse teniendo en cuenta que las unidades utilizadas sean las correctas.

Para la curva del campo Y mostrada en la figura 34 Se observa un ajuste bastante aproximado a la curva real y a su vez, que esta curva alcanza los límites del MIC en un tiempo de 172 días lo cual constituye el tiempo promedio de un tratamiento de inhibición en campo. Hoy en día existen muchas empresas que proporcionan productos de inhibición de escamas inorgánicas y una porción de ellos son evaluados en estudios realizados por el laboratorio de análisis petrofísicos de la UIS, según los cuales, dichos productos tienen un MIC que oscila entre 2 y 50 ppm, y solamente una marca comercial provee de esos productos logra alcanzar concentraciones de 2 ppm como concentración límite por debajo de la cual no se presenta inhibición de la escama.

Utilizando esta información, las empresas pueden diseñar sus tratamientos teniendo en cuenta que entre mayor sea el MIC, menor duración del tratamiento de inhibición puesto que se perderá más rápidamente el efecto esperado y se deberá repetir el tratamiento. En este sentido, la información del campo Y permite analizar que si se usa un inhibidor con un MIC de 2 ppm logrará alcanzar un tiempo de inhibición superior a los 170 días y en contraposición, un inhibidor con un MIC de 12 ppm logrará alcanzar tiempos de inhibición de entre 60 y 70 días y uno con el MIC de 50 ppm solamente logrará inhibir la escama por un lapso de entre

30 y 34 días, lo cual evidentemente trae la consecuencia de tener que repetir el tratamiento de inhibición más frecuentemente aumentando los costos y las paradas de la producción del campo, o lo que es lo mismo, un inhibidor con un MIC de 50 ppm, se deberán hacer entre 11 y 12 tratamientos en el campo Y por año. En contraparte, para el inhibidor con MIC de 2 ppm solamente se necesitan 2 tratamientos por año.

Según los resultados obtenidos en este estudio, la diferencia entre la concentración de inhibidor de la curva real y la simulada es de 0.8 ppm en promedio, lo cual equivale a una diferencia entre la duración de los tratamientos simulado y real de solamente 14 días al ritmo de desorción establecido.

4. Desarrollo de una herramienta computacional

4.1 Sinopsis

Existen en la literatura varias referencias a softwares que han sido diseñados para el tratamiento de inhibición de escamas inorgánicas. Sin embargo, no todos los softwares pronostican de manera acertada o eficiente dicho fenómeno, y no todos se enfocan en el fenómeno de adsorción/desorción. Por esto, las empresas utilizan herramientas simples que facilitan la extracción de los datos pero que en general no se ajustan a la realidad de los tratamientos por varias razones (entre ellas suposiciones erróneas) lo cual conlleva a cometer errores en campo que pueden llegar a costar cientos de miles de dólares.

El objetivo principal para construir este tipo de herramientas es el de modelar y diseñar los tratamientos de inhibición de la manera más ajustada a la realidad de tal manera

que las empresas se puedan prever posibles problemas y extender la vida de los tratamientos de inhibición, lo cual al final se traduce en economizar en tiempos de posibles remediaciones cuando los tratamientos no salen bien o cuando se debe detener la producción de los pozos para la repetición frecuente de los mismos.

Por esto, y ante la necesidad de Ecopetrol de tener una herramienta que ajuste correctamente los diseños de los tratamientos es que se desarrolló la presente herramienta, la cual hace parte de un software integrado y georreferenciado de manejo de escamas inorgánicas.

4.2 Introducción al módulo y consideraciones técnicas.

El código de inhibición es una traducción de las ecuaciones vista en el capítulo anterior a una herramienta computacional que facilita la descripción correcta y eficiente del comportamiento del proceso de inhibición de escamas de Sulfato de Bario (Barita) tanto a nivel de campo como de laboratorio. Como se mencionó en el capítulo anterior, este comportamiento se describe a través de la evaluación de la adsorción y la desorción del inhibidor empleado, dentro de la formación e incluye entre otros, datos petrofísicos, los como la porosidad, saturación del agua, la concentración de inhibidor; además de los datos petrofísicos, se requiere de los datos del completamiento como son el espesor de la formación, y los radios del wellbore y externo del yacimiento. Refiriéndonos al modelo de inhibición en sí, el programa requiere de la entrada de la concentración de inhibidor inyectada en partes por millón, además de los parámetros de las isothermas de Freundlich (k y n) y Langmuir (a y b) y la tasa de desorción del inhibidor. En referencia a los datos de simulación, para el cálculo de la adsorción, el programa requiere del ingreso de los caudales de inyección

y producción de agua, caudal de inyección del postflujo, y los tiempos de inyección del inhibidor y del postflujo. Para que el programa represente también la desorción, en los datos de simulación también será necesario indicar la tasa de desorción del postflujo.

El modelado del flujo de los fluidos resulta de la solución numérica de la ecuación de difusividad, considerando flujo radial y monofásico (fase acuosa).

4.2.1 Ecuación de Flujo. Las ecuaciones programadas en la herramienta corresponden a las ya conocidas en el capítulo 3, las cuales que describen el transporte de la fase acuosa, la adsorción/desorción de un inhibidor en el medio poroso, en un sistema de flujo radial, iniciando por la ecuación 5 ya mencionada:

$$\frac{\partial C}{\partial t} + \frac{1-\phi}{\phi S_w} \frac{\partial \Gamma}{\partial t} + v \frac{\partial C}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r D \frac{\partial C}{\partial r} \right) = 0 \quad (5)$$

El programa aplica las soluciones a las ecuaciones de adsorción desorción teniendo en cuenta soluciones numéricas, en las cuales, a su vez consideran suposiciones como que la adsorción alcanza el equilibrio y que la desorción se presenta en condiciones de no equilibrio lo cual se aplicó en el desarrollo matemático. En el caso de la adsorción, permitió aplicar la regla de la cadena (como se vio en la ecuación 15) y llegar a la solución de la ecuación 22.

Para la desorción, y teniendo en cuenta lo anterior, fue necesario tener en cuenta el parámetro referente a la tasa de desorción del inhibidor (r_2) y su correspondiente ajuste, la cual se desarrolló a partir de la ecuación 23.

Al final, la solución de las ecuaciones permite que el programa calcule los comportamientos de:

- Concentración [ppm] contra distancia [ft]
- Nivel de adsorción [mg inhibidor/g roca] contra radio [ft]
- Concentración [ppm] contra tiempo [días]

Se usaron métodos numéricos puesto que analíticamente no hay funciones específicas que relacionen estas variables. Para el caso de la herramienta, fue empleado el método de diferencias finitas, empleando 100 celdas las cuales dividen el yacimiento equitativamente, con base en el radio externo y del wellbore, definido por el usuario.

El modulo incluye los datos de laboratorio en el cual se incluye un tiempo de cierre promedio que es igual al caudal de producción por el tiempo de producción sobre la suma de los días.

El lenguaje utilizado para realizar la programación de la herramienta fue MATLAB debido a que está diseñado para llevar a cabo proyectos con cálculos matemáticos complejos y realizar su respectiva construcción de gráficas. Las operaciones que realiza el programa son altamente eficientes en términos de ahorro de tiempo computacional y proporciona un medio único para la resolución de problemas complejos de manera confiable.

4.3 Suposiciones del modelo

El ajuste del modelo supone lo siguiente:

- El mecanismo de retención del inhibidor es el de adsorción / desorción.
- La adsorción máxima se alcanza en el yacimiento con el tiempo de cierre.
- Flujo radial en el yacimiento.
- Flujo de una fase (acuosa).

- El bache de inhibidor es empujado lo suficientemente adentro de la formación para asegurar la adherencia máxima sobre la roca.
- El medio poroso tiene propiedades homogéneas de adsorción.

4.4 Algoritmo

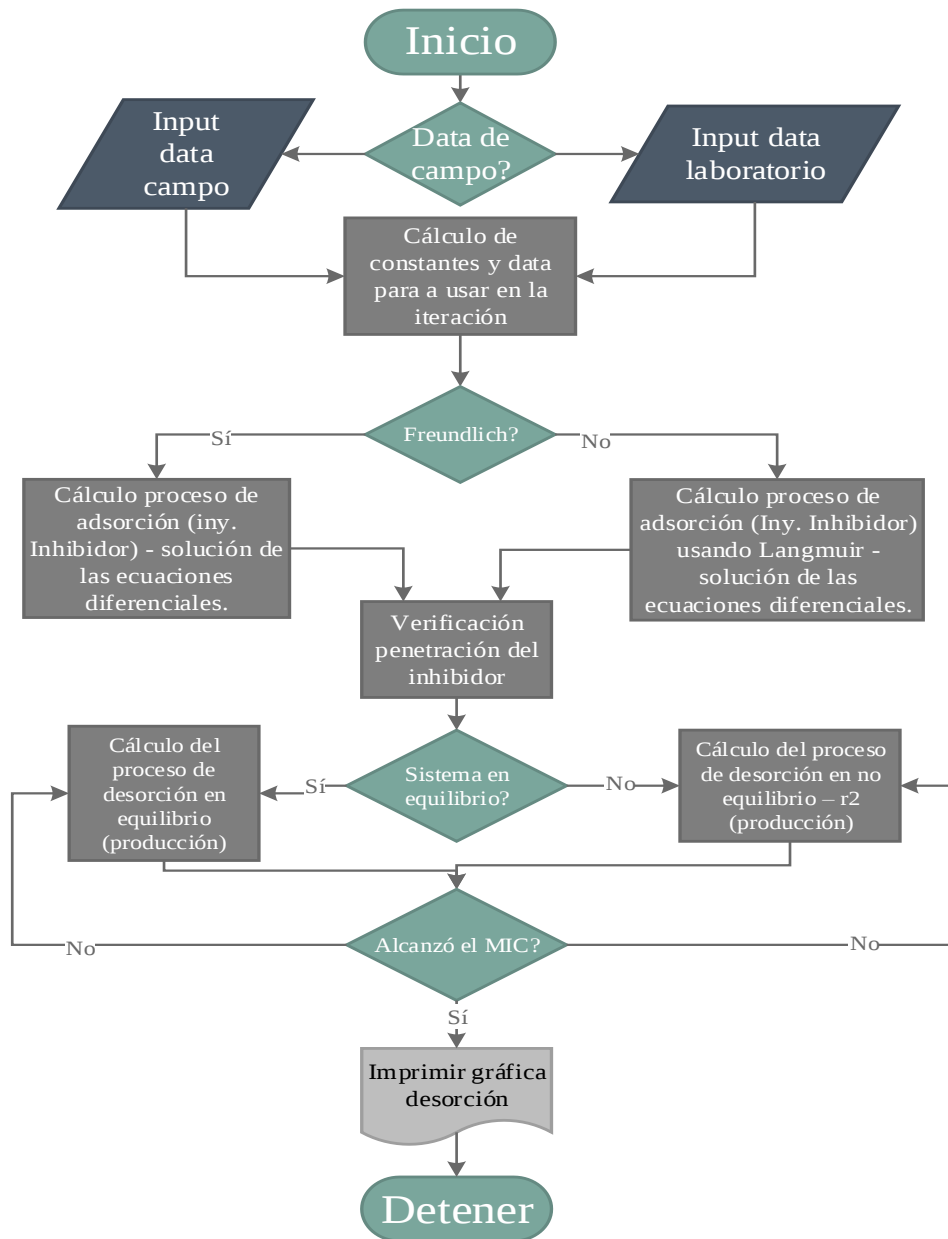


Figura 37. Diagrama de flujo de la herramienta computacional.

5. Conclusiones

El ajuste al modelo propuesto acierta al predecir la curva de desorción del inhibidor y puede ser aplicado siempre que sean cargados correctamente los datos del yacimiento a inhibir.

El promedio de diferencias presentadas entre los datos reales y el ajuste fue menor al 5%, lo cual implica que puede ser considerado útil para mejorar los cálculos de diseño de los tratamientos de inhibición de escamas inorgánicas.

El ajuste presentado confirma la hipótesis en el sentido que se pueden prolongar los tratamientos analizando las variables relacionadas con el fenómeno de inhibición como la permeabilidad y la mineralogía que permitieron observar que, al contactar una mayor cantidad de roca, el retorno del inhibidor es más lento en el tiempo.

Los resultados de las pruebas de laboratorio mostraron que el diseño experimental estuvo correctamente orientado al fenómeno de adsorción/desorción y a la variable objetivo del ajuste matemático (r^2), puesto que representan los efectos cinéticos y de formación, que permiten al inhibidor adherirse al medio poroso prolongando el tiempo del tratamiento.

Recomendaciones

Se sugiere estudiar la sensibilidad de la mineralogía en el fenómeno de inhibición, teniendo en cuenta que el ajuste al modelo aplicado puede ser utilizado en cualquier campo.

Se recomienda realizar un estudio acerca de la influencia de la mojabilidad en el desempeño de la inhibición, analizando plugs de formaciones obtenidos directamente de los yacimientos a los que se haya restaurado la mojabilidad y posean condiciones de saturaciones de fluidos mucho más cercanas a la realidad.

Referencias Bibliográficas

- Adesina, F. A. S. (2017). Modelling scale saturation around the wellbore for non-Darcy radial flow system. *Egyptian Journal of Petroleum*. <https://doi.org/10.1016/j.ejp.2017.08.009>
- Arrieta, J. (2016). Desarrollo de una herramienta computacional para la predicción de precipitados inorgánicos en sistemas de producción de crudo. Tesis de Maestría. Universidad Industrial de Santander.
- Boak, L. S. (2012). Factors That Impact Scale Inhibitor Mechanisms. Heriot-Watt.
- Bukuaghangin, O., Sanni, O., Kapur, N., Huggan, M., & Neville, A. (2016). Journal of Petroleum Science and Engineering Kinetics study of barium sulphate surface scaling and inhibition with a once-through flow system. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.09.035>
- Chang, F. F., & Civan, F. (1991). Modeling of Formation Damage Due to Physical and Chemical Interactions Between Fluids and Reservoir Rocks. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, (1985).
- Civan, F. (2000). Reservoir Formation Damage (1st ed.). Houston, Texas: Gulf Publishing Company.
- Crabtree, M., & Johnson, A. (1999). La lucha contra las incrustaciones. *Oilfield Review*, Autum, 30–49.
- De la Vara, R., & Gutierrez Pulido, H. (n.d.). Análisis y diseño de experimentos (Segunda Ed). Ciudad de Mexico: McGraw Hill.
- Dr. Eric J.Mackay. (2005). Oilfield Scale : A New Integrated Approach. SPE Lecture, 47.

- Ferguson, R. J. (1994). Modeling scale inhibitor dosages for oil field operations. (5).
- Hoang, T. A. (2015). Mechanisms of Scale Formation and Inhibition. In Mineral Scales and Deposits (pp. 47–83). <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-63228-9.00003-6>
- Hong, S. A., & Shuler, P. J. (1988). A Mathematical Model for the Scale-Inhibitor Squeeze Process. (November).
- Jordan, M. M., Sorbie, K. S., Griffin, P., Hennessey, S., Hourston, K. E., & Waterhouse, P. (1995). Scale Inhibitor Adsorption-Desorption vs . Precipitation : The Potential for Extending Squeeze Life While Minimising Formation Damage. Hague, Netherlands.
- Khormali, A., Petrakov, D. G., & Moghaddam, R. N. (2017). Study of adsorption/desorption properties of a new scale inhibitor package to prevent calcium carbonate formation during water injection in oil reservoirs. In Journal of Petroleum Science and Engineering. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.04.008>
- Li, J., Tang, M., Ye, Z., Cheng, L., & Zhou, Y. (2016). Scale formation and control in oil and gas fields: A review. Journal of Dispersion Science and Technology, 2691(June). <https://doi.org/10.1080/01932691.2016.1185953>
- Mackay, E. J., Jordan, M. M., Univ, H. W., & Service, O. N. E. (2003). Squeeze Modelling: Treatment Design and Case Histories. 5Th Spe Europe. Formation Damage Conf. (the Hague, Netherlands, 5/13-14/2003) Proc., (200333). <https://doi.org/10.2118/82227-MS>
- Martinez, R. (2017). Modelo Fenomenologico de remocion del daño a la formación asociado a la depositacion de escamas inorgánicas del tipo carbonato y sulfato. Universidad Industrial de Santander.
- Mavredaki, E., Neville, A., & Sorbie, K. S. (2011). Initial Stages of Barium Sulfate Formation at Surfaces in the Presence of Inhibitors Published as part of a virtual

- special issue of selected papers presented at the 2010 Annual Conference of the. 4751–4758. Manchester, United Kingdom: British association for crystal growth.
- Meyers, K. O., Skillman, H. L., & Herring, G. D. (1985). Control of Formation Damage at Prudhoe Bay , Alaska , by Inhibitor Squeeze Treatment. *Journal of Petroleum Technology*, (June), 1019–1034.
- Mohamed, B., & Tolaieb, A. (2014). Barium Sulphate Surface Deposition Kinetics and Inhibition in Dynamic Flow Systems. University of Leeds.
- Oddo, E., & Tomson, M. B. (1994). Why Scale Forms and How To Predict It.
- Olajire, A. A. (2015). Journal of Petroleum Science and Engineering A review of oil field scale management technology for oil and gas production. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 135, 723–737. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.09.011>
- Pastor Lomo, G. (n.d.). Aseguramiento de Flujo de crudos de Petróleo: Estudio de compatibilidad de Aguas. Universidad Rey Juan Carlos.
- Sánchez, J., Lopera, S., Cortés, F., & Ocampo, A. (2017). Adsorción Dinámica de Surfactantes Enfocados a Procesos de Recobro Mejorado. Bogotá, Colombia.
- Shuler, P. J. (1993). SPE 25162 Mathematical Model for the Scale-Inhibitor Squeeze Process Based on the Langmuir Adsorption Isotherm. SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, 107–120.
- Sorbie, K. S., & Yuan, M. D. (1991). The Modelling and Design of Scale Inhibitor Squeeze Treatments in Complex Reservoirs. In SPE International Symposium on Oilfield Chemistry.
- Sorbie, K. S., & Laing, N. (2004). How Scale Inhibitors Work: Mechanisms of Selected Barium Sulphate Scale inhibitors Across a Wide Temperature Range. SPE

- International Symposium on Oilfield Chemistry, 1–10.
<https://doi.org/10.2118/87470-ms>
- Sorbie, K., & Gdansk, R. (2005). A Complete Theory of Scale-Inhibitor Transport and Adsorption/Desorption in Squeeze Treatments. In SPE International Symposium on Oilfield Scale held in Aberdeen, United Kingdom, 11-12 May.
<https://doi.org/10.2523/95088-MS>
- Sorbie, K. S., Wat, R. M. S., & Todd, A. C. (1992). Interpretation and Theoretical Modeling of Scale-Inhibitor / Tracer Corefloods a : Edinburg, Scotland.
- Torres, C. P., Santiago, L., Ortiz, G., & Rodríguez, F. (2009). Modelamiento Termodinámico para la Inhibición de Incrustaciones de Carbonato de Calcio en Sistemas Thermodynamic Models to Inhibit Calcium Carbonate Scale in Hydrocarbon Systems . Revista Ingeniería y Región, 6(1), 33–43.
- Vazquez, O., Corne, D., Mackay, E., & Jordan, M. M. (2013). Automatic Isotherm Derivation From Field Data for Oilfield Scale-Inhibitor Squeeze Treatments. SPE Journal, 18(03), 563–574. <https://doi.org/10.2118/154954-PA>
- Vazquez, O., Fursov, I., & Mackay, E. (2016). Automatic optimization of oil fi eld scale inhibitor squeeze treatment designs. Journal of Petroleum Science and Engineering, 147, 302–307. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.06.025>
- Vetter, O. J. (1972). An Evaluation of Scale Inhibitors. Journal of Petroleum Technology, 24(08), 997–1006. <https://doi.org/10.2118/3188-pa>
- Villar, A. (2017). Modelo deterministico de daño a la formación por deposición de escamas de CaCO3 aplicable a los campos colombianos del grupo empresarial Ecopetrol. Universidad Industrial de Santander.

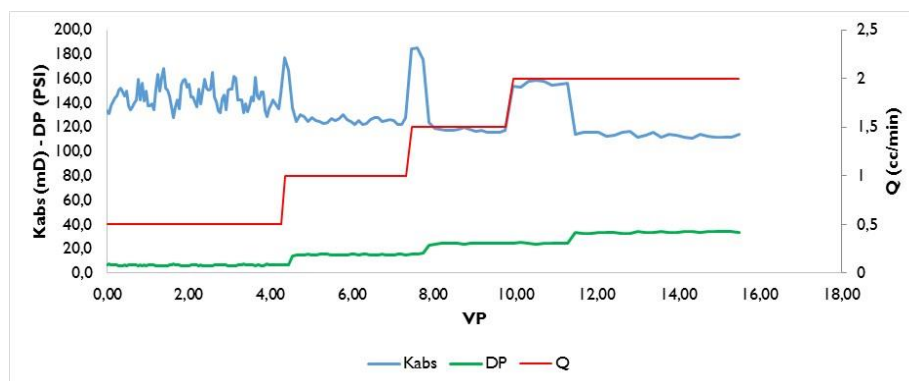
- Zavala, J. A. P., Mackay, E. J., Vazquez, O., Boak, L. S., Singleton, M., Ross, G., & Uk, S. (2008). The Cost and Value of Field , Laboratory, and Simulation Data for Validating Scale Inhibitor Treatment Models.
- Zhang, H., Mackay, E. J., Chen, P., & Sorbie, K. S. (2000). Non-Equilibrium Adsorption and Precipitation of Scale Inhibitors : Corefloods and Mathematical Modelling. Edinburgh, Scotland.
- Zhang, P., Kan, A. T., & Tomson, M. B. (2015). Oil Field Mineral Scale Control. In Mineral Scales and Deposits. <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-63228-9.00024-3>

Apéndices

Apéndice A. Resultados de determinación de parámetros experimentales de los coreflooding

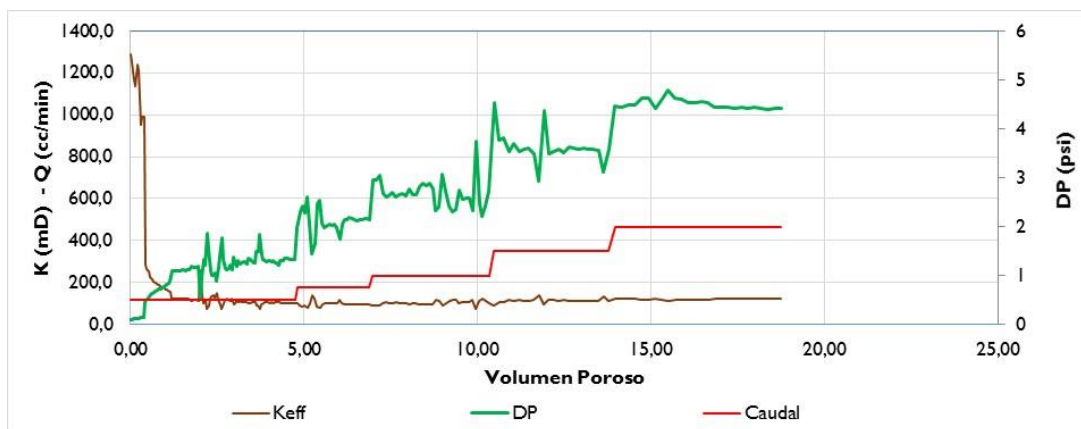
A1. Resultados primer coreflooding

A1.1. Establecimiento de tasa de trabajo y ausencia de migración de finos. Como primer paso se verificó que la muestra no presentara migración de finos a partir del aumento gradual de la tasa de inyección de salmuera, la cual fue escalonada desde 0,25 cc/min hasta 2 cc/min con incrementos de 0,5 cc/min en cada etapa, realizados a cada dos volúmenes porosos, se observó que la muestra no presentó migración de finos, ya que se observó un cambio de presión constante para cada tasa y se estableció como tasa de trabajo 2 cc/min.



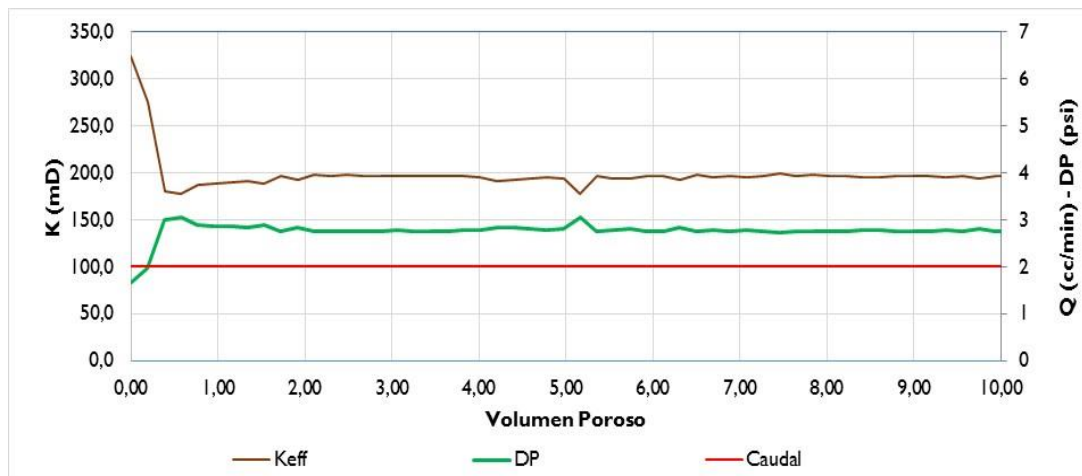
Escalamiento de tasas de inyección para establecer tasa de trabajo y ausencia de migración de finos

A1.2. Medición de permeabilidad efectiva al aceite – ciclo 1. En el primer ciclo de inyección de aceite se encontró que la permeabilidad efectiva al aceite tomo un valor de 170 mD, siendo calculada con los valores de variación de presión de los últimos 10 volúmenes porosos, los cuales se encontraban estabilizados y dentro del rango del 5% de tolerancia superior e inferior. al finalizar la estabilización de los 10 volúmenes porosos del ciclo de aceite a tasa de 2 cc/min, se verifico el cumplimiento de la ley de Darcy, a través de la reducción de la tasa de inyección a 1 cc/min, siendo obtenido un valor de delta de presión cercano a la mitad del obtenido a tasa de 2 cc/min.



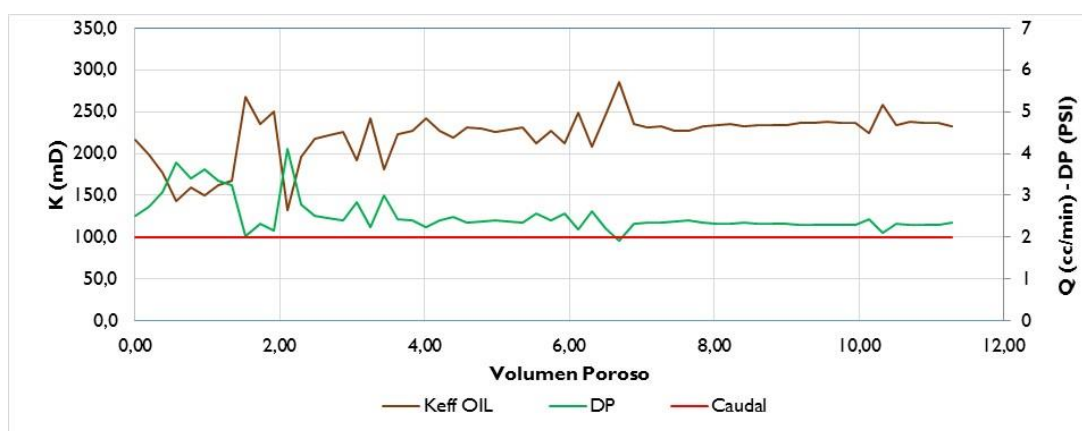
Comportamiento del delta de presión y permeabilidad efectiva al aceite para el primer ciclo

A1.3. Medición de permeabilidad efectiva al agua – ciclo 1. Se calculó para el primer ciclo de agua desplazando aceite, un valor de permeabilidad efectiva al agua de 198 mD, siendo realizado este cálculo de forma similar al ejecutado en el ciclo de inyección de crudo; además se verificó el cumplimiento de la ley de Darcy al reducir la tasa de inyección a la mitad (1 cc/min) y observar que el delta de presión se redujo a un valor cercano a la mitad del obtenido a tasa de 2 cc/min.



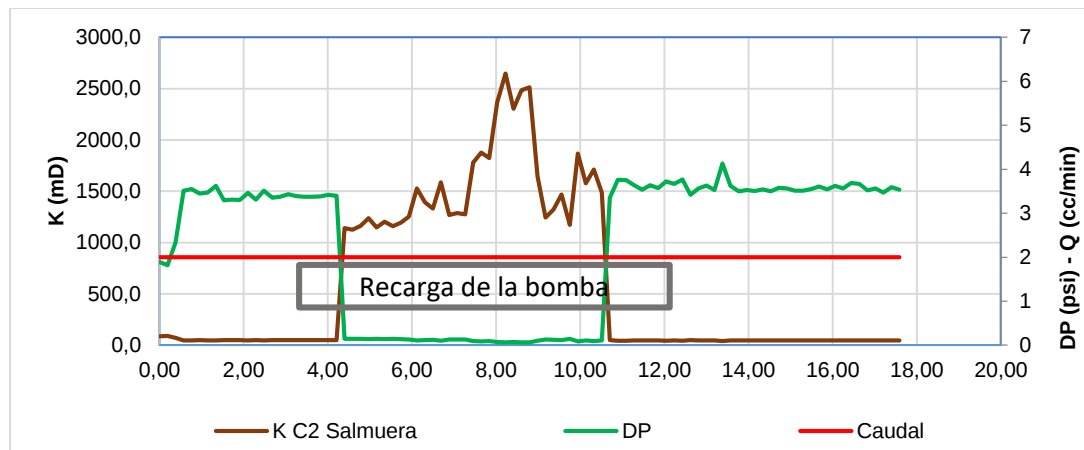
Comportamiento del delta de presión y permeabilidad efectiva al agua para el primer ciclo

A1.4. Medición de permeabilidad efectiva al aceite – ciclo 2. En el segundo ciclo de aceite desplazando agua se obtuvo un valor promedio de permeabilidad efectiva al aceite de 235 mD, encontrando que la diferencia entre las permeabilidades efectivas al crudo entre el primero y segundo se diferencian en 35%, lo que indica que la muestra no se encuentra acondicionada en relación al crudo.



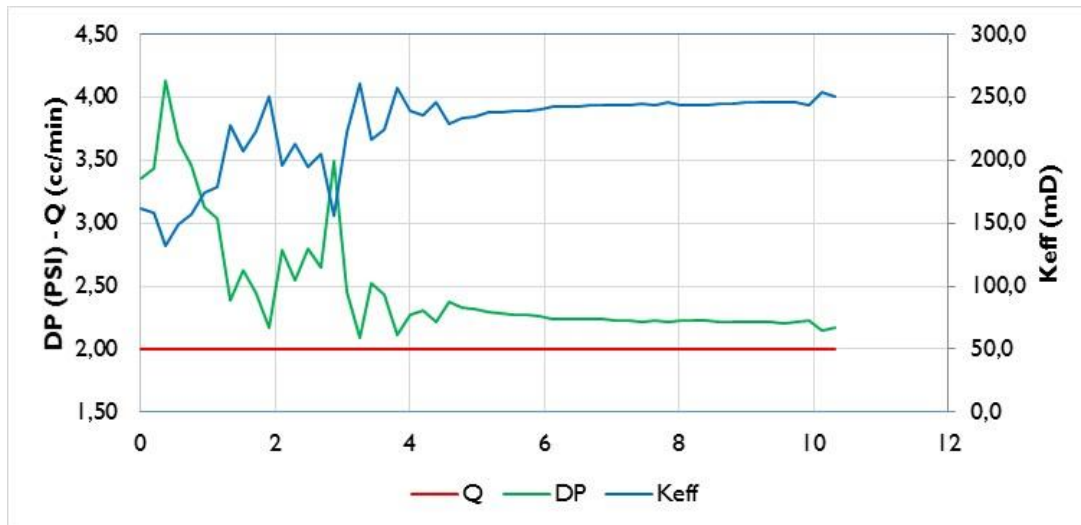
Comportamiento del delta de presión y permeabilidad efectiva al aceite para el segundo ciclo

A1.5. Medición de permeabilidad efectiva al agua – ciclo 2. Se encontró que la permeabilidad efectiva al agua para el segundo ciclo de agua desplazando crudo fue de 15,69 mD, encontrando que la diferencia porcentual con el ciclo anterior es mayor al 5%, lo que indica que la muestra aún no se encontraba acondicionada respecto al agua.



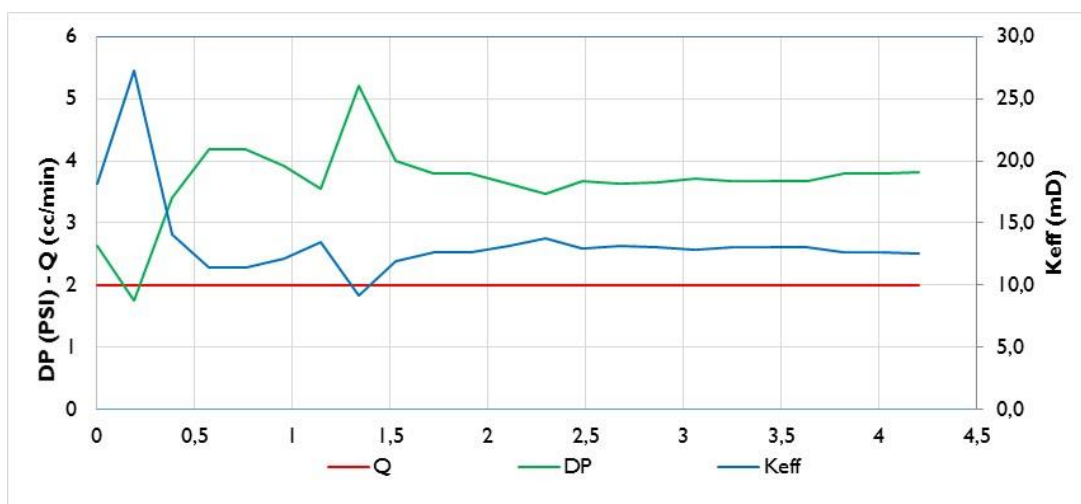
Comportamiento del delta de presión y permeabilidad efectiva al agua para el segundo ciclo

A1.6. Medición de permeabilidad efectiva al aceite – ciclo 3. A partir de los datos del delta de presión para el ciclo tres de crudo desplazando aceite se calculó la permeabilidad efectiva al aceite, siendo encontrado un valor de 245 mD; al ser comparado con el valor encontrado en el ciclo 2 (235 mD), la diferencia porcentual se encuentra muy cercana al 4%, lo que indica que la muestra se encuentra nuevamente acondicionada respecto al crudo.



Comportamiento del delta de presión y permeabilidad efectiva al aceite para el tercer ciclo

A1.7. Medición de permeabilidad efectiva al agua – ciclo 3. En el tercer ciclo de desplazamiento de agua, se encontró que la permeabilidad efectiva al agua dio un valor de 14,7 mD, al comparar con el anterior ciclo de agua se encontró una variación menor al 5%, indicando que la muestra se encontraba adecuada respecto al agua y al crudo, indicando la finalización de los ciclos agua-crudo.



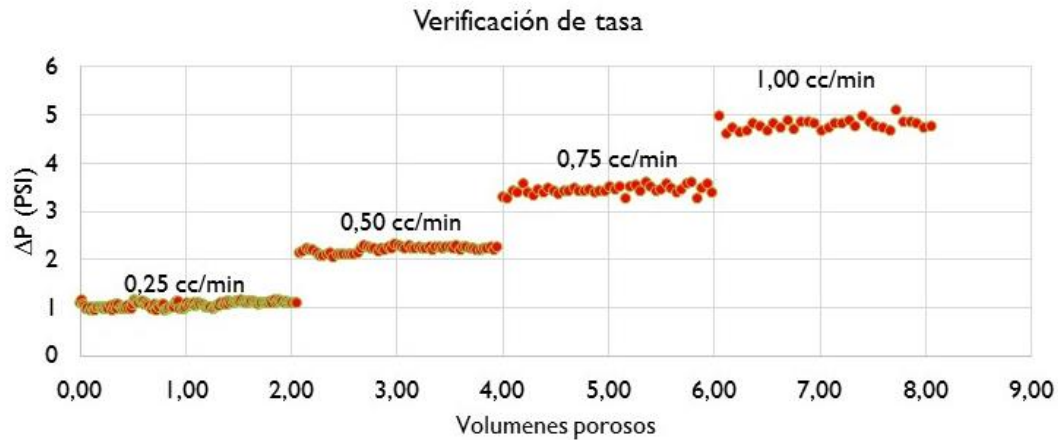
Comportamiento del delta de presión y permeabilidad efectiva al agua para el tercer ciclo

Al final del último ciclo y comparando con los resultados anteriores para cada fluido se observó que la diferencia en el diferencial de presión entre ciclos fue del 4,6% por lo que se continuó con la inyección del tratamiento de inhibición, la recolección de efluentes y la determinación de fósforo en el equipo ICP cuyos resultados se presentan en los demás literales del presente informe.

A2. Resultados segundo coreflooding

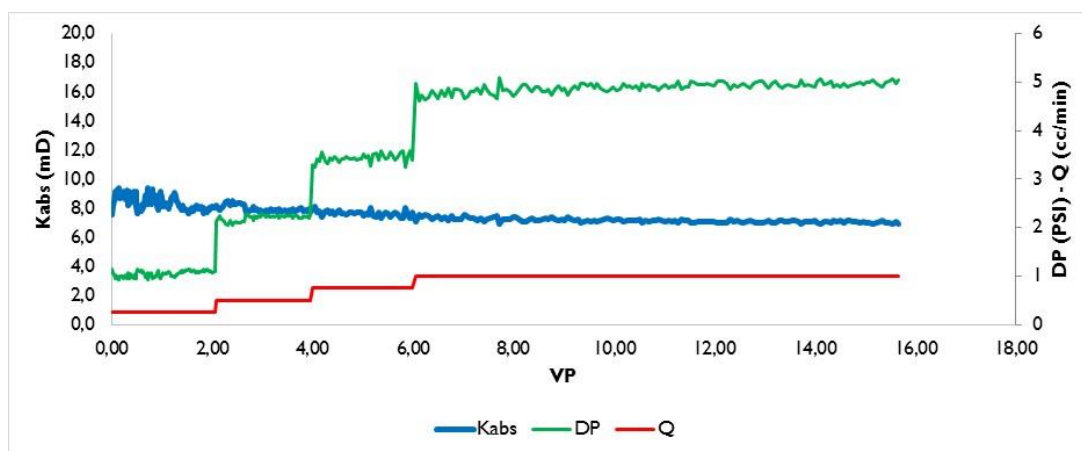
En esta sección se presentan los resultados obtenidos en el segundo *Coreflooding* correspondiente a la muestra Baja-01.

A2.1 Establecimiento de tasa de trabajo y ausencia de migración de finos. Como primer paso se verificó que la muestra no presentara migración de finos a partir del aumento gradual de la tasa de inyección de salmuera, la cual fue escalonada desde 0,25 cc/min hasta 1 cc/min con incrementos de 0,25 cc/min en cada etapa, realizados a cada dos volúmenes porosos, en el caso de la Figura 34, se observó que la muestra no presentó migración de finos, ya que se observó un cambio de presión constante para cada tasa y se estableció como tasa de trabajo 1 cc/min.



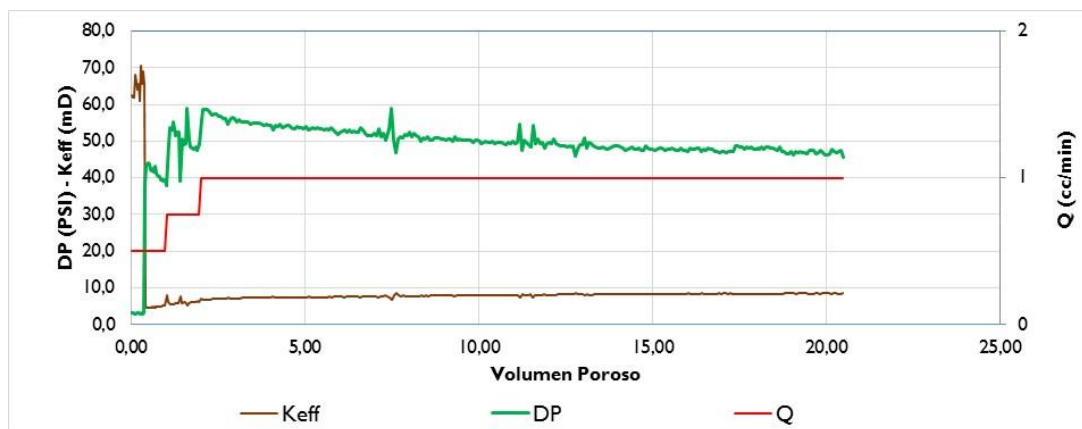
Escalamiento de tasas de inyección para establecer tasa de trabajo y ausencia de migración de finos

A2.2. Medición de permeabilidad absoluta al agua. Después de determinada la tasa de inyección de trabajo, se procedió a calcular el valor de permeabilidad absoluta al agua de la muestra Baja 01, lo cual fue realizado con el valor de la variación de presión promedio con los valores de presión estabilizados durante 10 volúmenes porosos y se encontró un valor promedio de 7,16 mD, tal como se observa en la figura 35.



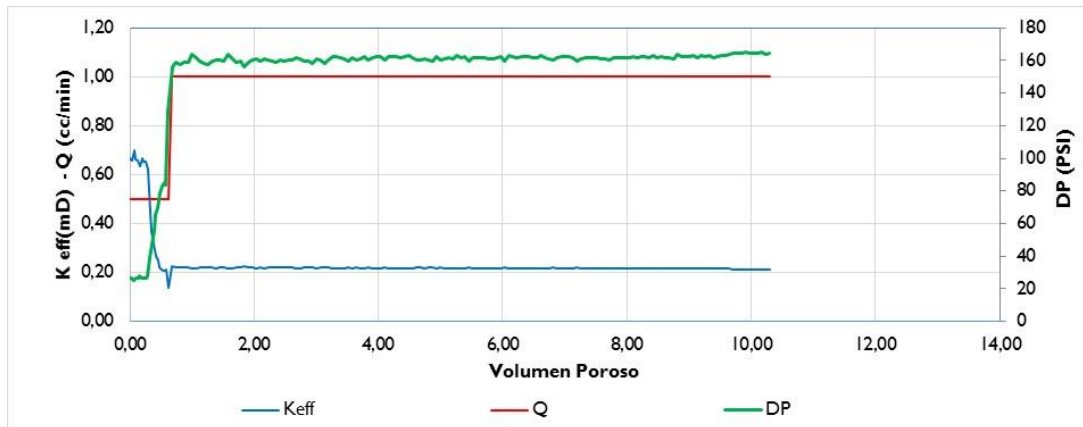
Escalamiento de tasas de inyección y estabilización de variación de presión a tasa de trabajo (cc/min)

A2.3. Medición de permeabilidad efectiva al aceite – ciclo 1. En el primer ciclo de inyección de aceite se encontró que la permeabilidad efectiva al aceite tomo un valor de 8,30 mD, siendo calculada con los valores de variación de presión de los últimos 10 volúmenes porosos, los cuales se encontraban estabilizados y dentro del rango del 5% de tolerancia superior e inferior. Al finalizar la estabilización de los 10 volúmenes porosos del ciclo de aceite a tasa de 1 cc/min, se verifico el cumplimiento de la ley de Darcy, a través de la reducción de la tasa de inyección a 0,5 cc/min, siendo obtenido un valor de delta de presión cercano a la mitad del obtenido a tasa de 1 cc/min.



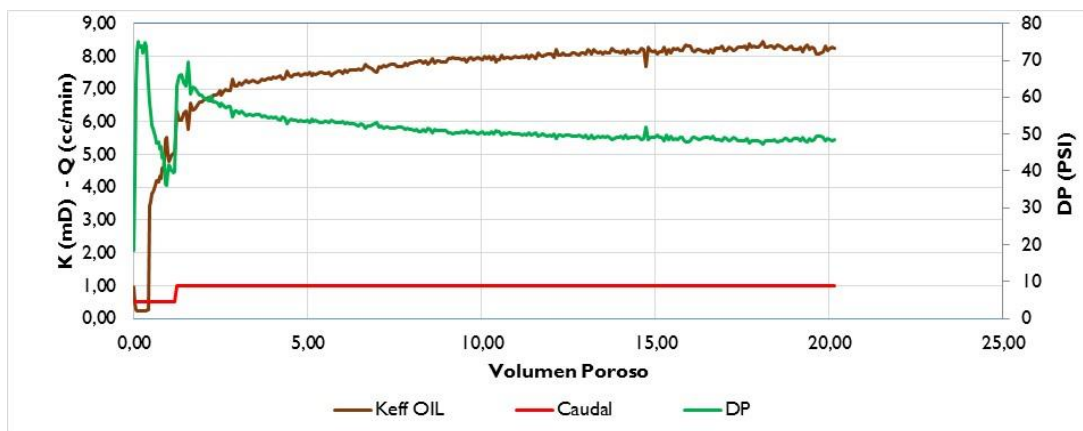
Comportamiento del delta de presión y permeabilidad efectiva al aceite para el primer ciclo

A2.4. Medición de permeabilidad efectiva al agua – ciclo 1. Se calculó para el primer ciclo de agua desplazando aceite, un valor de permeabilidad efectiva al agua de 0,22 mD (Figura 37), siendo realizado este cálculo de forma similar al ejecutado en el ciclo de inyección de crudo; además se verificó el cumplimiento de la ley de Darcy al reducir la tasa de inyección a la mitad (0,5 cc/min) y observar que el delta de presión se redujo a un valor cercano a la mitad del obtenido a tasa de 1 cc/min.



Comportamiento del delta de presión y permeabilidad efectiva al agua para el primer ciclo

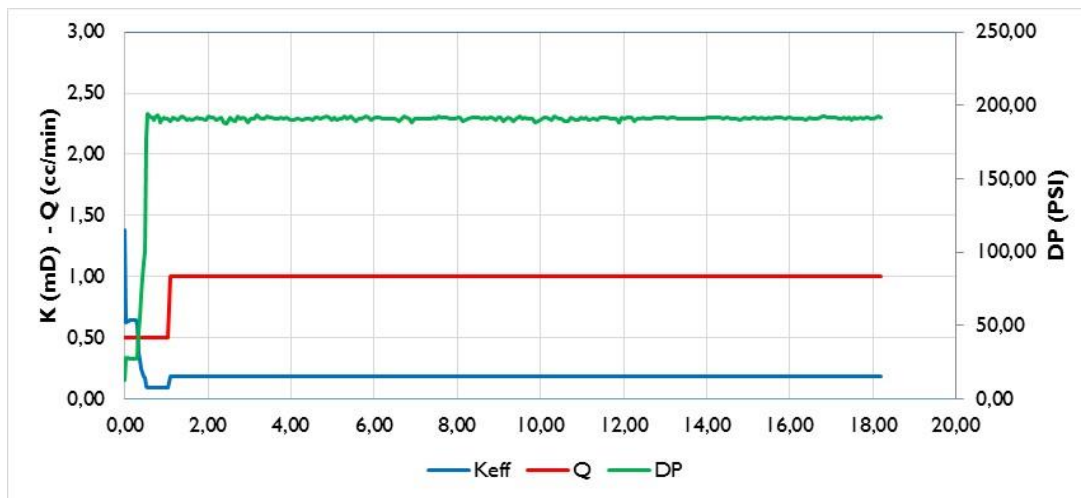
A2.5. Medición de permeabilidad efectiva al aceite – ciclo 2. En el segundo ciclo de aceite desplazando agua se obtuvo un valor promedio de permeabilidad efectiva al aceite de 8,15 mD, encontrando que la diferencia entre las permeabilidades efectivas al crudo entre el primero y segundo se diferencian en 1,8 %, lo que indica que la muestra se encuentra acondicionada en relación al crudo.



Comportamiento del delta de presión y permeabilidad efectiva al aceite para el segundo ciclo

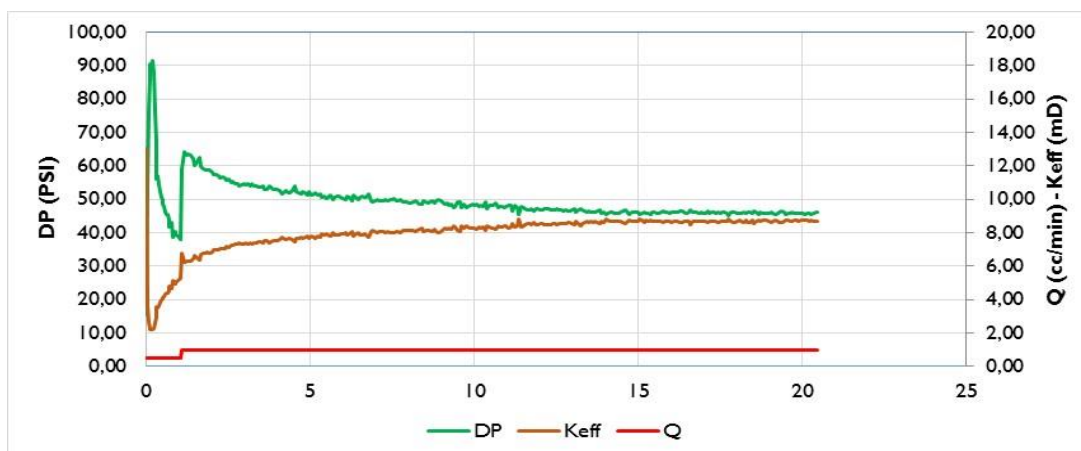
A2.6. Medición de permeabilidad efectiva al agua – ciclo 2. Se encontró que la permeabilidad efectiva al agua para el segundo ciclo de agua desplazando crudo fue de 0,183

mD, encontrando que la diferencia porcentual con el ciclo anterior es de 18 %, lo que indica que la muestra aún no se encontraba acondicionada respecto al agua.



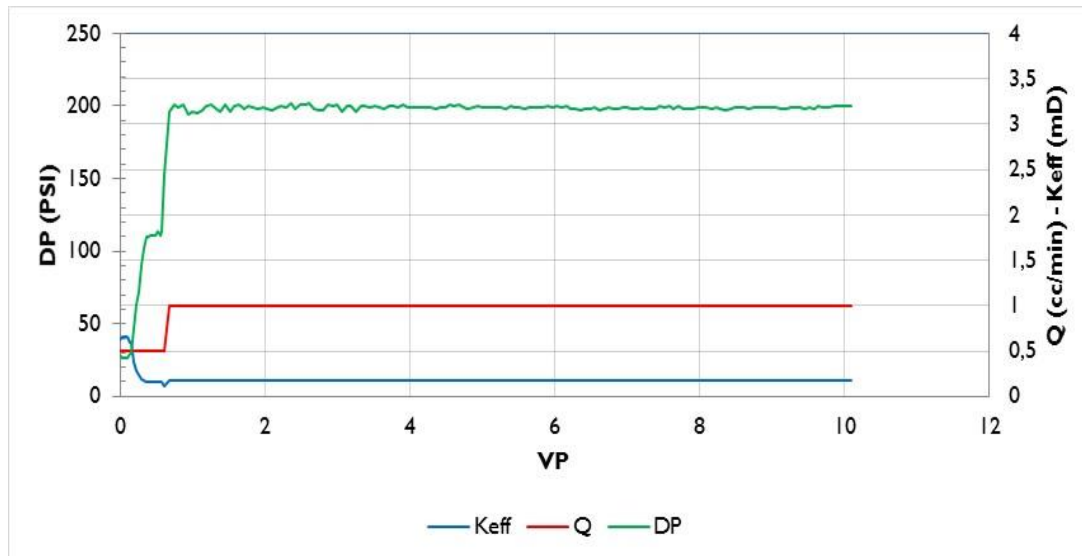
Comportamiento del delta de presión y permeabilidad efectiva al agua para el segundo ciclo.

A2.7. Medición de permeabilidad efectiva al aceite – ciclo 3. A partir de los datos del delta de presión para el ciclo tres de crudo desplazando aceite se calculó la permeabilidad efectiva al aceite, siendo encontrado un valor de 8,61 mD; al ser comparado con el valor encontrado en el ciclo 2 (8,15 mD), la diferencia porcentual se encuentra muy cercana al 5 %, lo que indica que la muestra se encuentra nuevamente acondicionada respecto al crudo.



Comportamiento del delta de presión y permeabilidad efectiva al aceite para el tercer ciclo

A2.8. Medición de permeabilidad efectiva al agua – ciclo 3. En el tercer ciclo de desplazamiento de agua (Figura 41), se encontró que la permeabilidad efectiva al agua dio un valor de 0,176 mD, al comparar con el anterior ciclo de agua se encontró una variación del 3,97 %, indicando que la muestra se encontraba adecuada respecto al agua y al crudo, indicando la finalización de los ciclos agua-crudo.



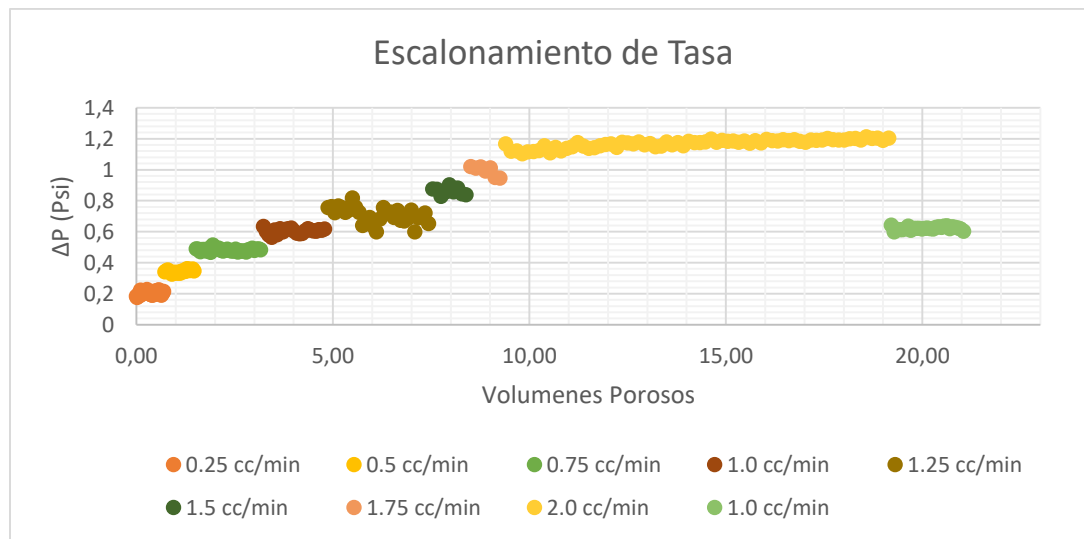
Comportamiento del delta de presión y permeabilidad efectiva al agua para el tercer ciclo

A3. Resultados tercer coreflooding

En esta sección se presentan los resultados obtenidos en el tercer *Coreflooding* correspondiente a la muestra Media-03.

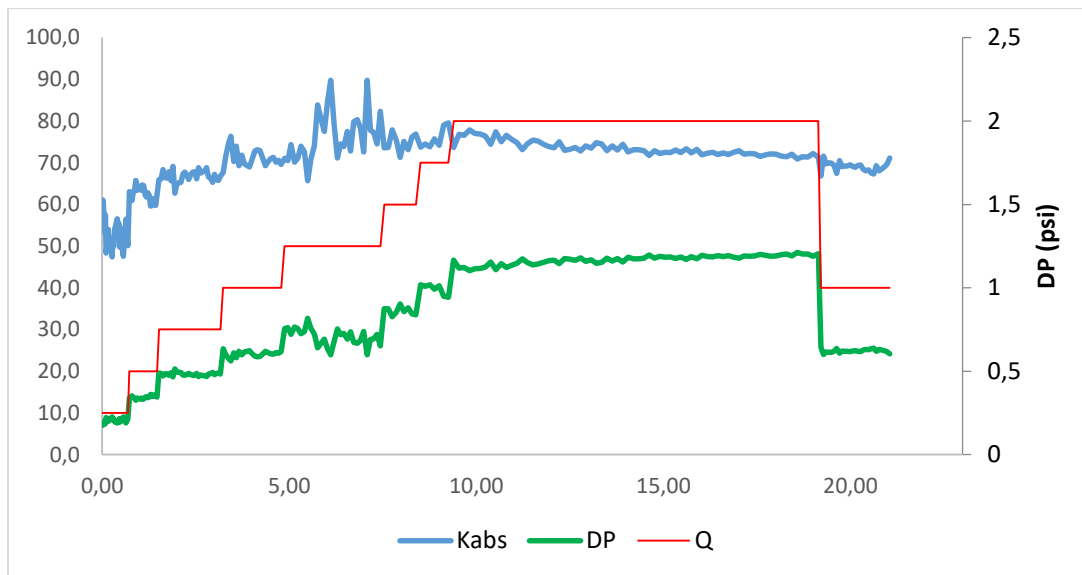
A3.1. Establecimiento de tasa de trabajo y ausencia de migración de finos. Como primer paso se verificó que la muestra no presentara migración de finos a partir del aumento gradual de la tasa de inyección de salmuera, la cual fue escalonada desde 0,25 cc/min hasta 2 cc/min con incrementos de 0,25 cc/min en cada etapa, realizados a cada dos volúmenes

porosos, en el caso de la Figura 42, se observó que la muestra no presentó migración de finos, ya que se observó un cambio de presión constante para cada tasa y se estableció como tasa de trabajo 1 cc/min.



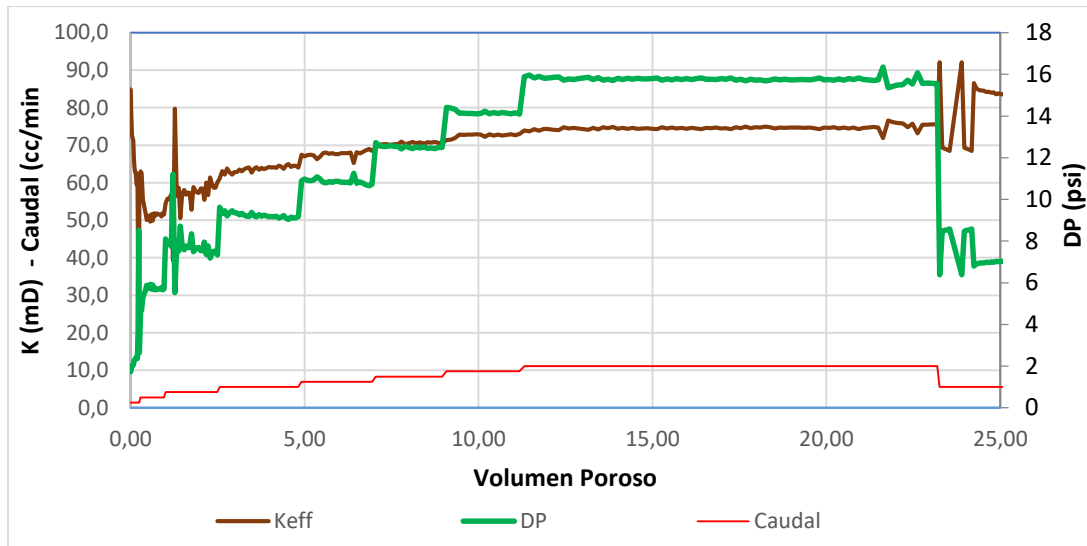
Escalamiento de tasas de inyección para establecer tasa de trabajo y ausencia de migración de finos

A3.2. Medición de permeabilidad absoluta al agua. Después de determinada la tasa de inyección de trabajo, se procedió a calcular el valor de permeabilidad absoluta al agua de la muestra Media-03, lo cual fue realizado con el valor de la variación de presión promedio con los valores de presión estabilizados durante 10 volúmenes porosos y se encontró un valor promedio de 73,44 mD, tal como se observa en la figura 43.



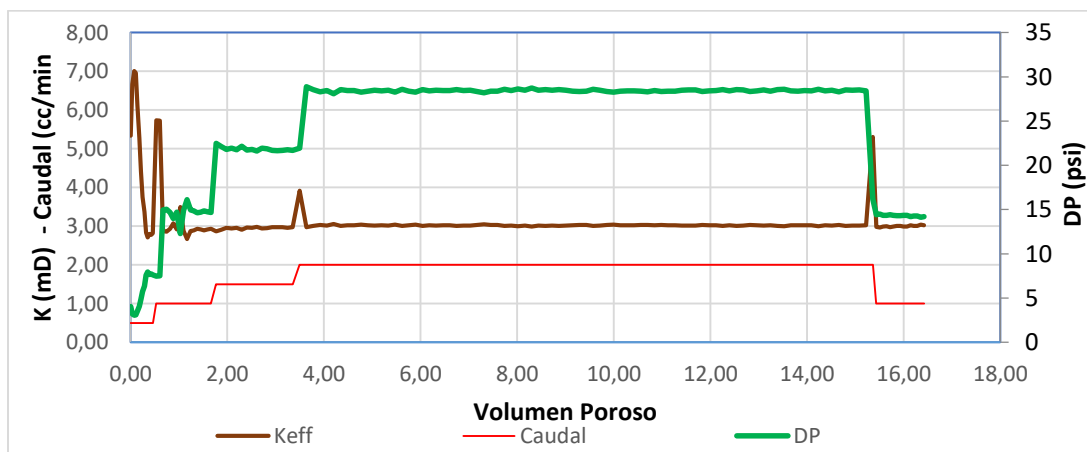
Escalamiento de tasas de inyección y estabilización de variación de presión a tasa de trabajo (1 cc/min)

A3.3. Medición de permeabilidad efectiva al aceite – ciclo 1. En el primer ciclo de inyección de aceite se encontró que la permeabilidad efectiva al aceite tomó un valor de 74,61 mD, siendo calculada con los valores de variación de presión de los últimos 10 volúmenes porosos, los cuales se encontraban estabilizados y dentro del rango del 5 % de tolerancia superior e inferior. Al finalizar la estabilización de los 10 volúmenes porosos del ciclo de aceite a tasa de 2 cc/min, se verificó el cumplimiento de la ley de Darcy, a través de la reducción de la tasa de inyección a 1 cc/min, siendo obtenido un valor de delta de presión cercano al obtenido a tasa de 1 cc/min.



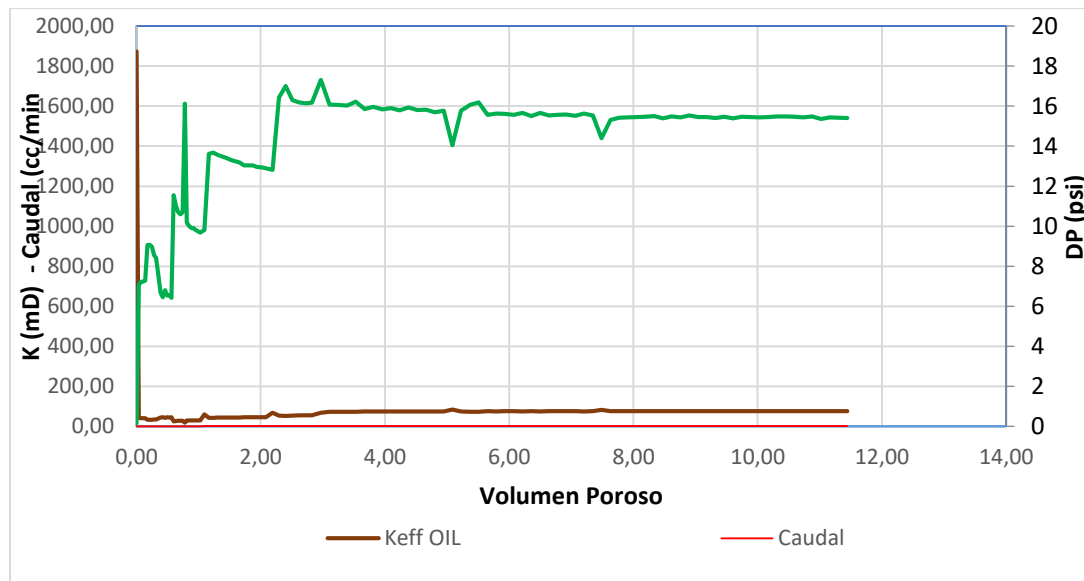
Comportamiento del delta de presión y permeabilidad efectiva al aceite para el primer ciclo

A3.4. Medición de permeabilidad efectiva al agua – ciclo 1. Se calculó para el primer ciclo de agua desplazando aceite, un valor de permeabilidad efectiva al agua de 3,06 mD (Figura 45), siendo realizado este cálculo de forma similar al ejecutado en el ciclo de inyección de crudo; además se verificó el cumplimiento de la ley de Darcy al reducir la tasa de inyección a la mitad (1 cc/min) y observar que el delta de presión se redujo a un valor cercano a la mitad del obtenido a tasa de 2 cc/min.



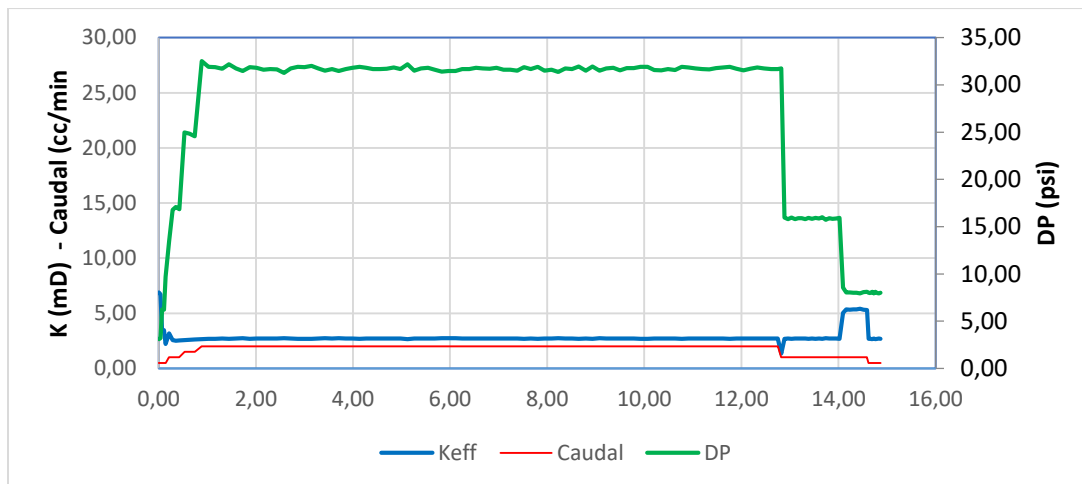
Comportamiento delta de presión y permeabilidad efectiva al agua para el primer ciclo

A3.5. Medición de permeabilidad efectiva al aceite – ciclo 2. En el segundo ciclo de aceite desplazando agua se obtuvo un valor promedio de permeabilidad efectiva al aceite de 75,42 mD, encontrando que la diferencia entre las permeabilidades efectivas al crudo entre el primero y segundo se diferencian en 1,08 %, lo que indica que la muestra se encuentra acondicionada en relación al crudo.



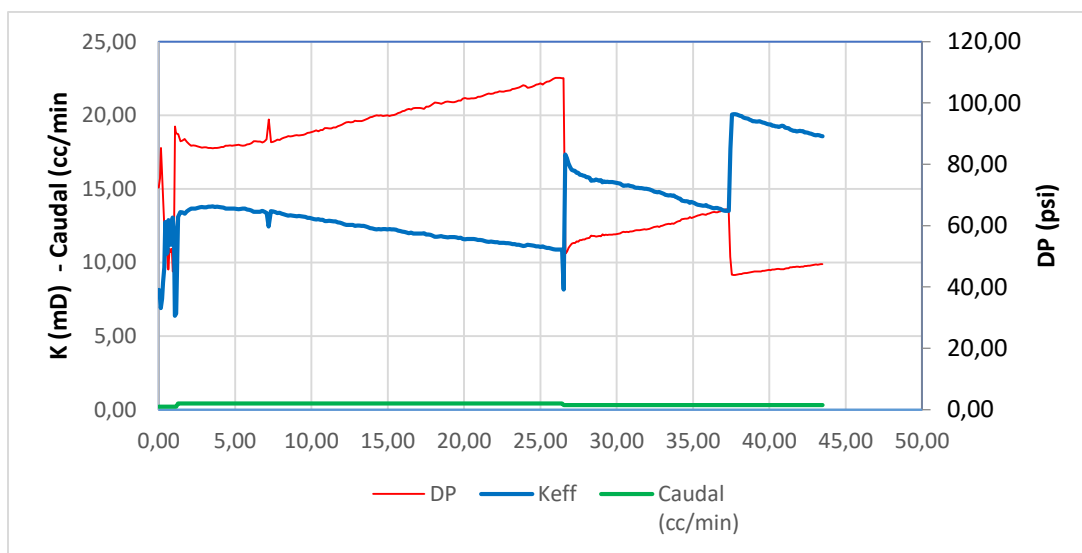
Comportamiento delta de presión y permeabilidad efectiva al aceite para el segundo ciclo

A3.6. Medición de permeabilidad efectiva al agua – ciclo 2. Se encontró que la permeabilidad efectiva al agua para el segundo ciclo de agua desplazando crudo fue de 2,71 mD, encontrando que la diferencia porcentual con el ciclo anterior es de 11,44 %, lo que indica que la muestra aún no se encontraba acondicionada respecto al agua.



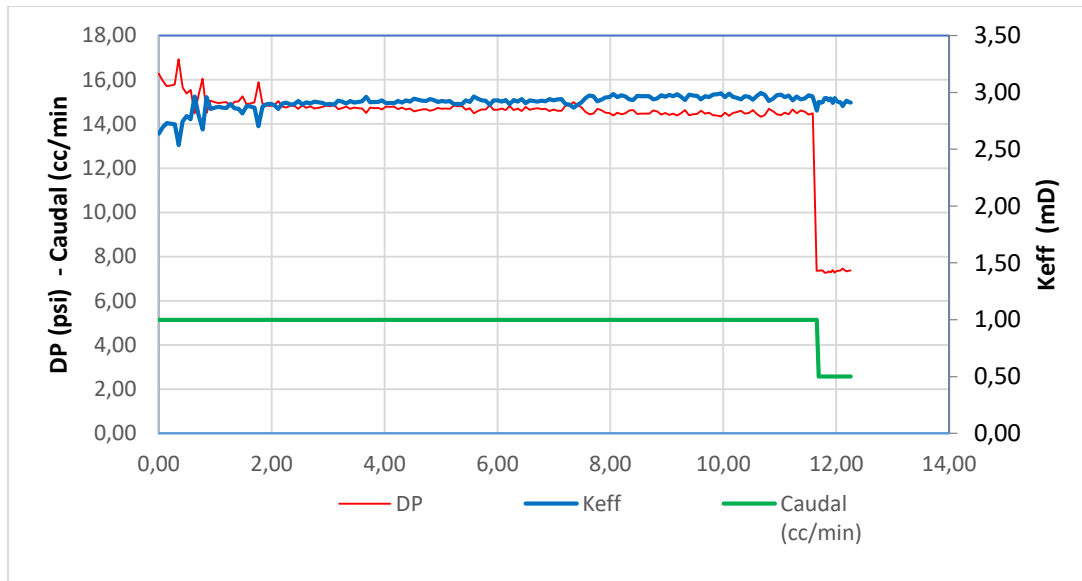
Ciclo Comportamiento delta de presión y permeabilidad efectiva al agua para el segundo

A3.7. Medición de permeabilidad efectiva al aceite – ciclo 3. A partir de los datos del delta de presión para el ciclo tres de crudo desplazando aceite se calculó la permeabilidad efectiva al aceite, siendo encontrado un valor de 59,59 mD; al ser comparado con el valor encontrado en el ciclo 2 (75,42 mD), la diferencia porcentual se encuentra muy cercana al 21 %, lo que indica que la muestra aún no se encontraba acondicionada respecto al crudo.



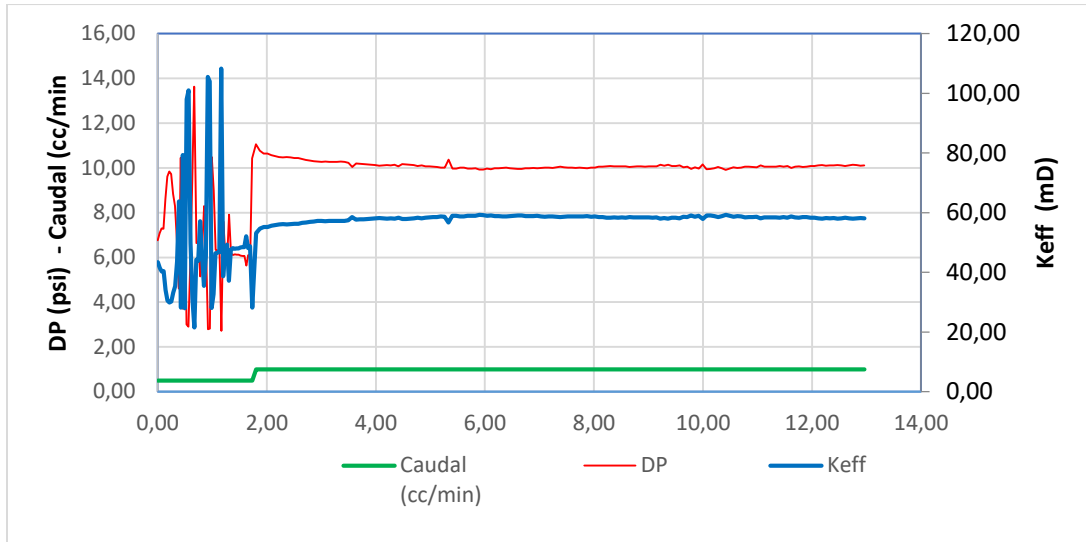
Comportamiento delta de presión y permeabilidad efectiva al aceite para el tercer ciclo

A3.8. Medición de permeabilidad efectiva al agua – ciclo 3. En el tercer ciclo de desplazamiento de agua (Figura 49), se encontró que la permeabilidad efectiva al agua dio un valor de 2.91 mD, al comparar con el anterior ciclo de agua se encontró una variación del 7,38 %, indicando que la muestra aún no se encontraba adecuada respecto al agua.



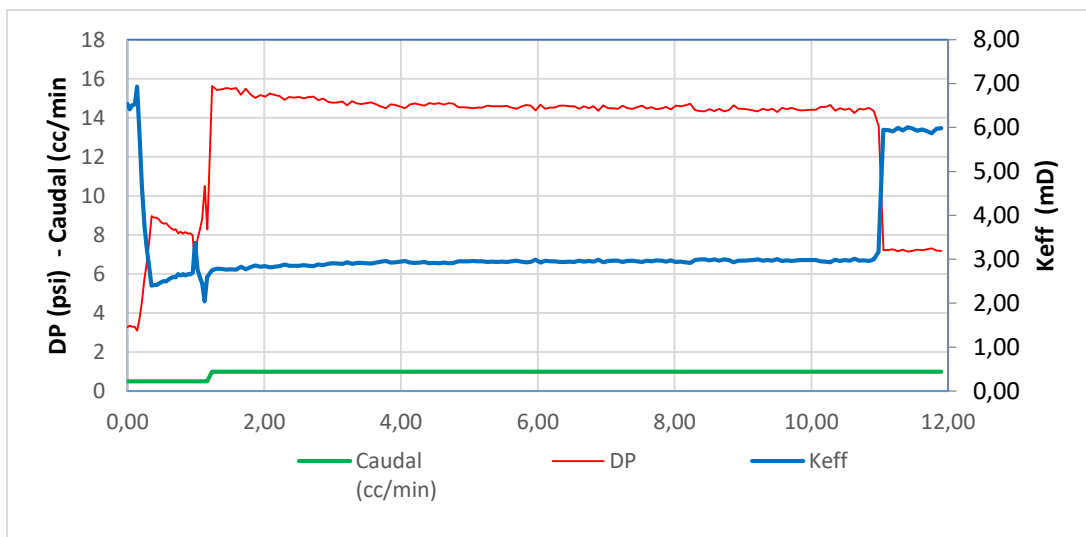
Comportamiento delta de presión y permeabilidad efectiva al agua para el tercer ciclo

A3.9. Medición de permeabilidad efectiva al aceite – ciclo 4. A partir de los datos del delta de presión para el ciclo cuatro de crudo desplazando aceite se calculó la permeabilidad efectiva al aceite, siendo encontrado un valor de 58,14 mD; al ser comparado con el valor encontrado en el ciclo 3 (59,59 mD), la diferencia porcentual se encuentra muy cercana al 2.43 %, lo que indica que la muestra se encontraba acondicionada respecto al crudo.



Comportamiento delta de presión y permeabilidad efectiva al aceite para el tercer ciclo

A3.10. Medición de permeabilidad efectiva al agua – ciclo 4. En el cuarto ciclo de desplazamiento de agua (Figura 51), se encontró que la permeabilidad efectiva al agua dio un valor de 2.93 mD, al comparar con el anterior ciclo de agua se encontró una variación del 0,7 %, indicando que la muestra se encontraba adecuada respecto al agua.

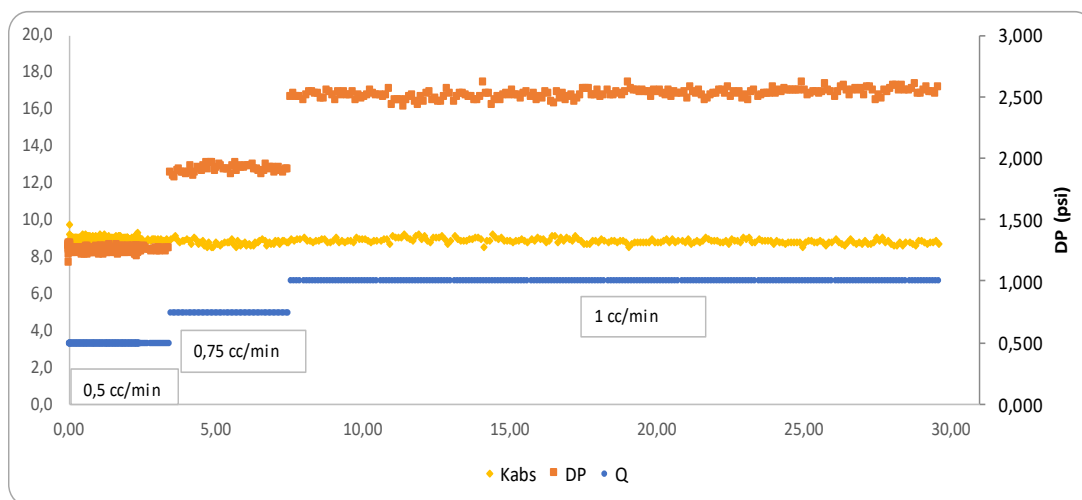


Comportamiento delta de presión y permeabilidad efectiva al agua para el tercer ciclo

A.4. Resultados cuarto coreflooding

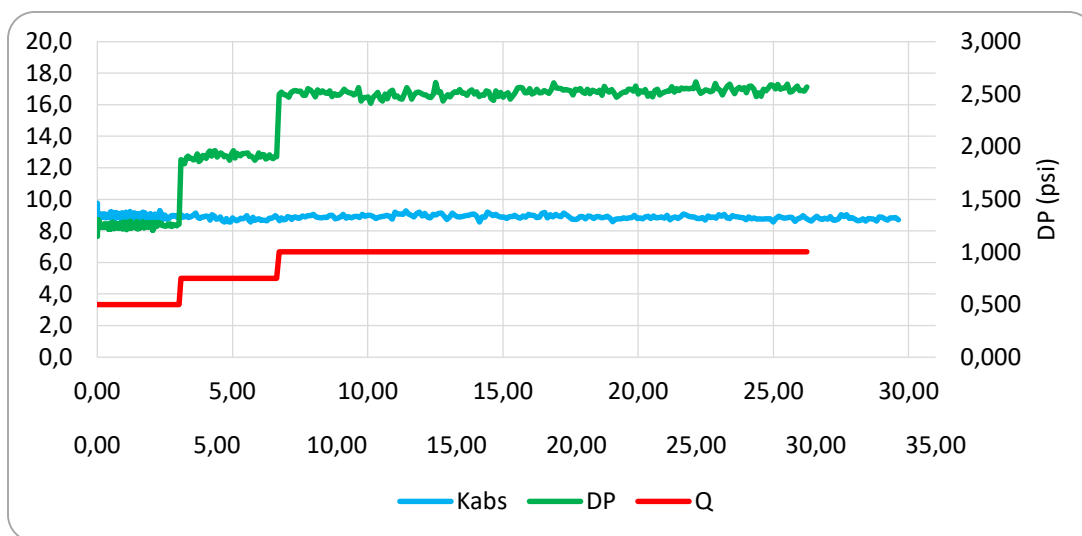
En esta sección se presentan los resultados obtenidos en el cuarto *Coreflooding* correspondiente a la muestra Media-01.

A4.1. Establecimiento de tasa de trabajo y ausencia de migración de finos. Como primer paso se verificó que la muestra no presentara migración de finos a partir del aumento gradual de la tasa de inyección de salmuera, la cual fue escalonada desde 0,25 cc/min hasta 1 cc/min con incrementos de 0,25 cc/min en cada etapa, realizados a cada dos volúmenes porosos, en el caso de la Figura 52, se observó que la muestra no presentó migración de finos, ya que se observó un delta de presión constante para cada tasa y se estableció como tasa de trabajo 1 cc/min.



Escalamiento de tasas de inyección para establecer tasa de trabajo y ausencia de migración de finos

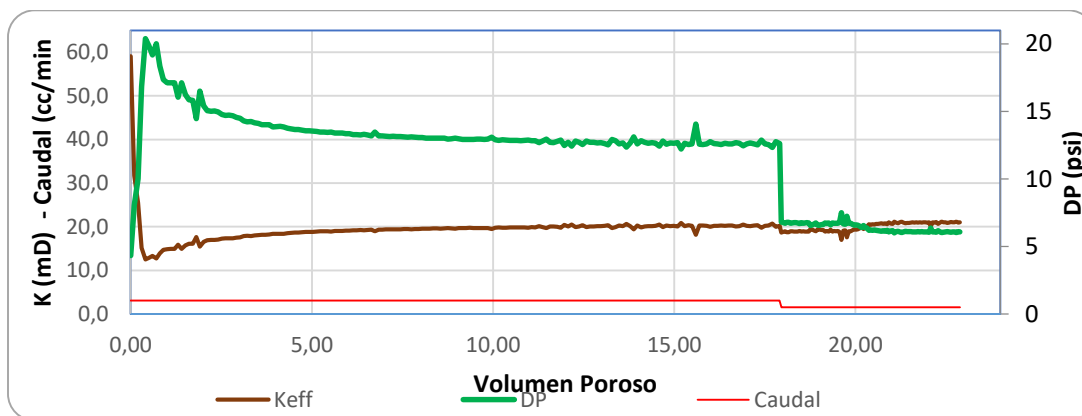
A4.2. Medición de permeabilidad absoluta al agua. Después de determinada la tasa de inyección de trabajo, se procedió a calcular el valor de permeabilidad absoluta al agua de la muestra Media-03, lo cual fue realizado con el valor de la variación de presión promedio con los valores de presión estabilizados durante 20 volúmenes porosos y se encontró un valor promedio de 8,9 mD. Las curvas se observan en la figura 53.



Escalamiento de tasas de inyección y estabilización de variación de presión a tasa de trabajo (1 cc/min)

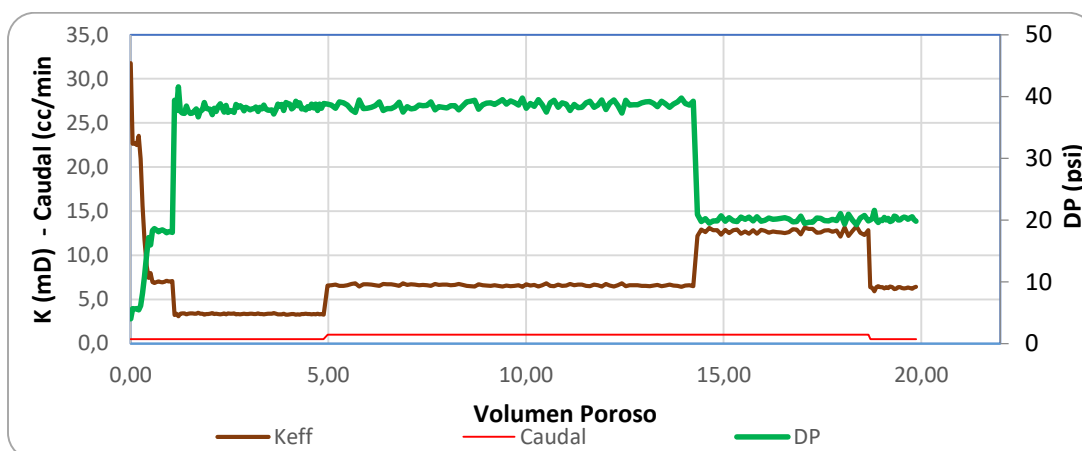
A4.3. Medición de permeabilidad efectiva al aceite – ciclo 1. En el primer ciclo de inyección de aceite se encontró que la permeabilidad efectiva al aceite tomo un valor de 19,9 mD, siendo calculada con los valores de variación de presión de los últimos 20 volúmenes porosos, los cuales se encontraban estabilizados y dentro del rango del 5% de tolerancia superior e inferior. Al finalizar la estabilización de los volúmenes porosos del ciclo de aceite a tasa de 1 cc/min, se verificó el cumplimiento de la ley de Darcy, a través de la reducción

de la tasa de inyección a 0,5 cc/min, siendo obtenido un valor de delta de presión correspondiente en proporción a la reducción de la tasa.



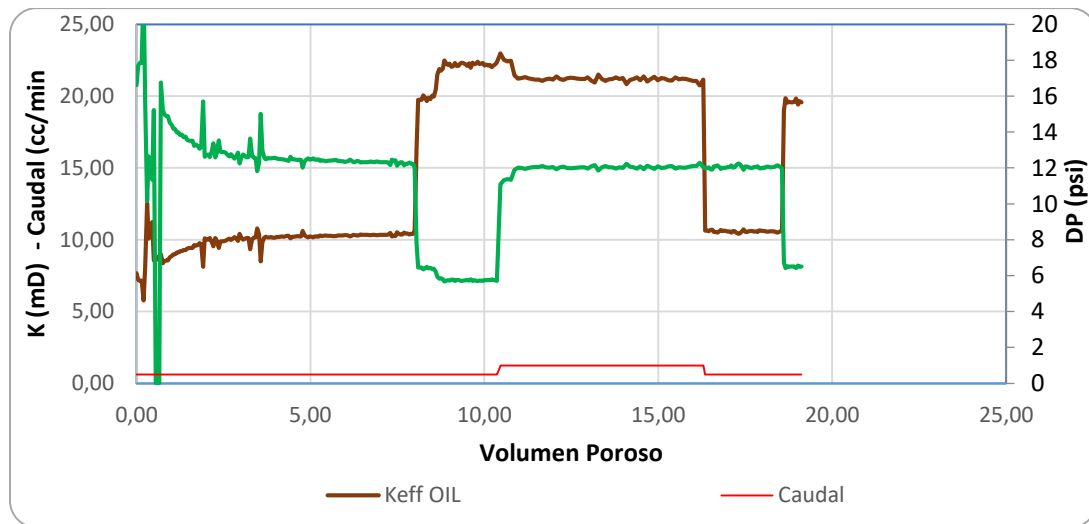
Comportamiento del delta de presión y permeabilidad efectiva al aceite para el primer ciclo

A4.4. Medición de permeabilidad efectiva al agua – ciclo 1. Se calculó para el primer ciclo de agua desplazando aceite, un valor de permeabilidad efectiva al agua de 8,2 mD (Figura 55), siendo realizado este cálculo de forma similar al ejecutado en el ciclo de inyección de crudo; además se verificó el cumplimiento de la ley de Darcy al reducir la tasa de inyección a la mitad (0,5 cc/min) y observar que el delta de presión se redujo a un valor cercano a la mitad del obtenido a tasa de 1 cc/min.



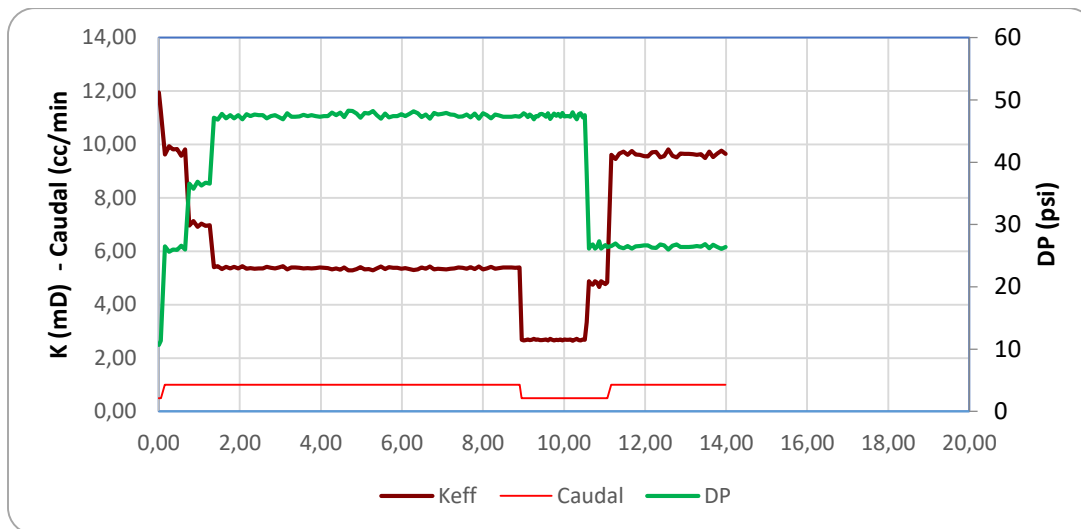
Comportamiento delta de presión y permeabilidad efectiva al agua para el primer ciclo

A4.5. Medición de permeabilidad efectiva al aceite – ciclo 2. En el segundo ciclo de aceite desplazando agua se obtuvo un valor promedio de permeabilidad efectiva al aceite de 21,28 mD, encontrando que la diferencia entre las permeabilidades efectivas al crudo entre el primero y segundo se diferencian en 1,5 %, lo que indica que la muestra se encuentra acondicionada en relación al crudo.



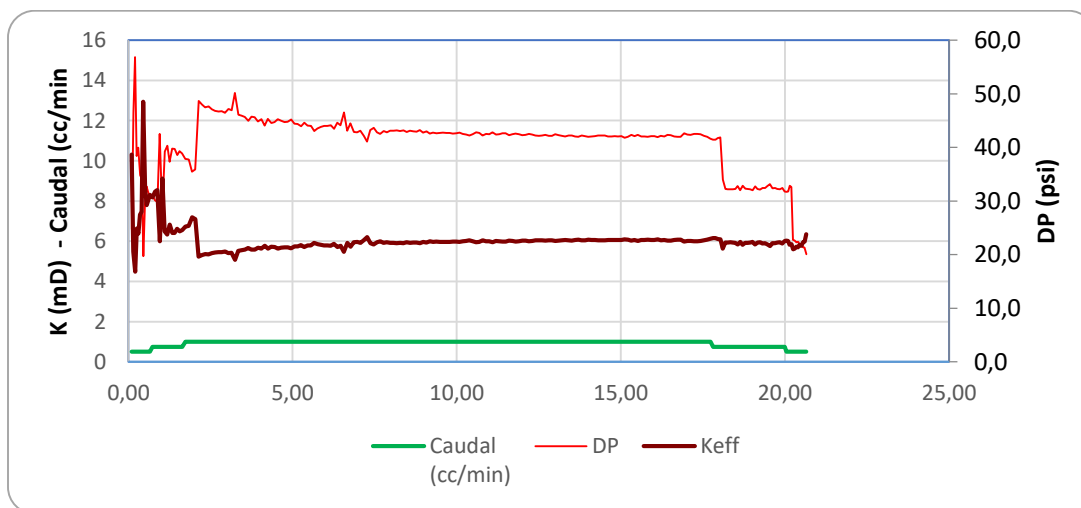
Comportamiento delta de presión y permeabilidad efectiva al aceite para el segundo ciclo

A4.6. Medición de permeabilidad efectiva al agua – ciclo 2. Se encontró que la permeabilidad efectiva al agua para el segundo ciclo de agua desplazando crudo fue de 5,78 mD, encontrando que la diferencia porcentual con el ciclo anterior es de 19 %, lo que indica que la muestra aún no se encontraba acondicionada respecto al agua y es necesario hacer otro ciclo según protocolo.



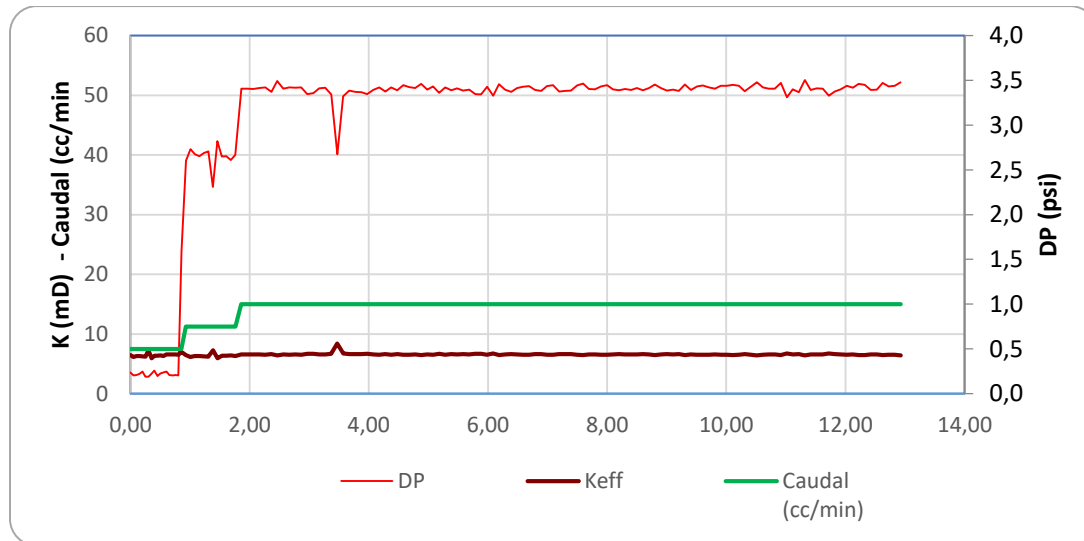
Ciclo Comportamiento delta de presión y permeabilidad efectiva al agua para el segundo ciclo.

A4.7. Medición de permeabilidad efectiva al aceite – ciclo 3. A partir de los datos del delta de presión para el ciclo tres de crudo desplazando aceite se calculó la permeabilidad efectiva al aceite, siendo encontrado un valor de 22,2 mD; al ser comparado con el valor encontrado en el ciclo anterior, la diferencia porcentual se encuentra muy cercana al 5 %, lo que indica que la muestra aún se encontraba acondicionada respecto al crudo.



Comportamiento delta de presión y permeabilidad efectiva al aceite para el tercer ciclo

A4.8. Medición de permeabilidad efectiva al agua – ciclo 3. En el tercer ciclo de desplazamiento de agua (Figura 59), se encontró que la permeabilidad efectiva al agua dio un valor de 1,4 mD, al comparar con el anterior ciclo de agua se encontró una variación del 4,7 %, indicando que la muestra se encontraba adecuada respecto al agua y se puede proceder a la inyección del tratamiento de inhibición.



Comportamiento delta de presión y permeabilidad efectiva al agua para el tercer ciclo

A5. Resultados quinto coreflooding

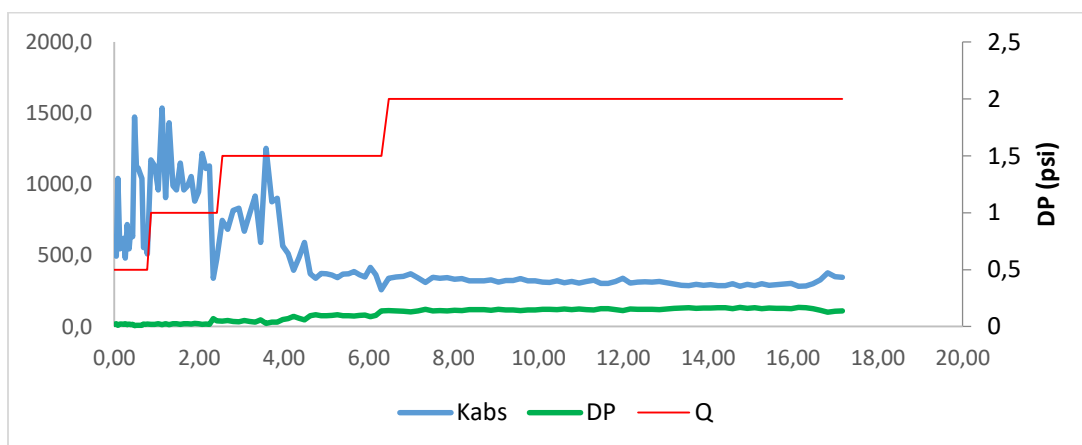
En esta sección se presentan los resultados obtenidos en el quinto *Coreflooding* correspondiente a la muestra Alta-05.

A5.1. Establecimiento De Tasa De Trabajo Y Ausencia De Migración De Finos.

Como primer paso se verificó que la muestra no presentara migración de finos a partir del aumento gradual de la tasa de inyección de salmuera, la cual fue escalonada desde 0,5 cc/min hasta 2 cc/min con incrementos de 0,5 cc/min en cada etapa, realizados a cada dos volúmenes

porosos. La muestra no presentó migración de finos, ya que se observó un delta de presión constante para cada tasa y se estableció como tasa de trabajo 2 cc/min.

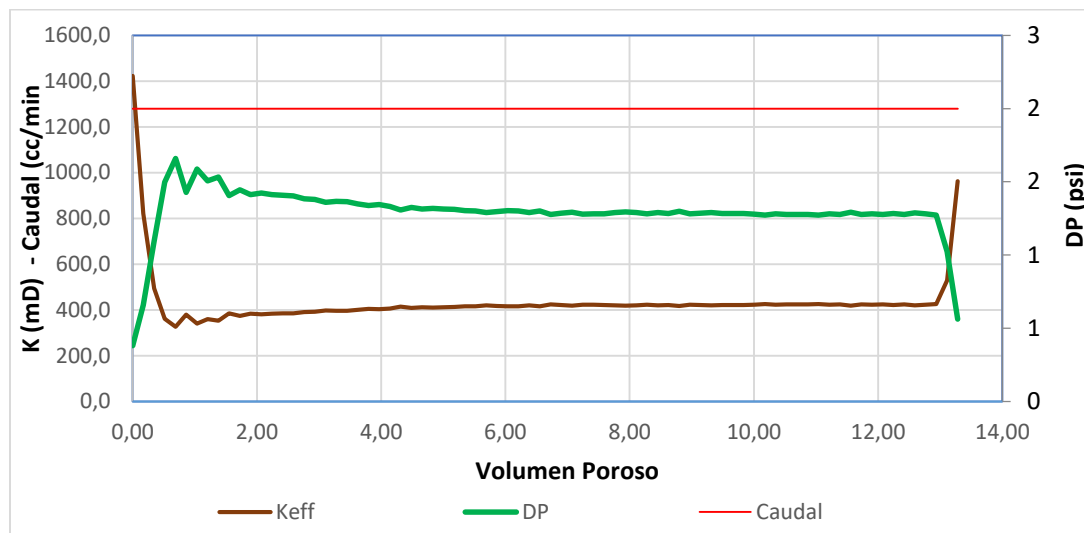
A5.2. Medición de permeabilidad absoluta al agua. Después de determinada la tasa de inyección de trabajo, se procedió a calcular el valor de permeabilidad absoluta al agua de la muestra Alta-05, lo cual fue realizado con el valor de la variación de presión promedio con los valores de presión estabilizados durante 20 volúmenes porosos y se encontró un valor promedio de 330 mD. Las curvas se observan en la figura 60.



Escalamiento de tasas de inyección y estabilización de variación de presión a tasa de trabajo (2 cc/min)

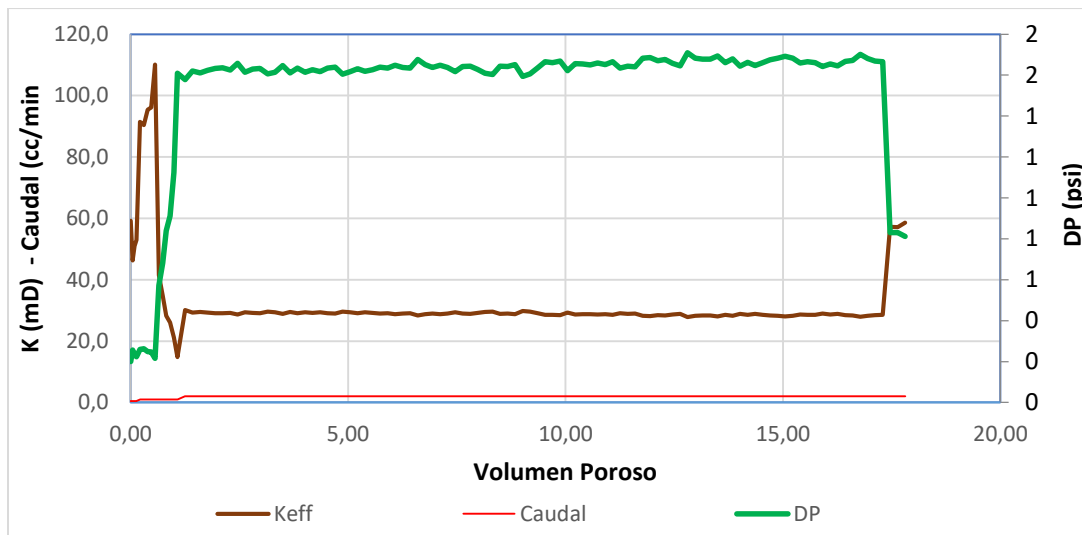
A5.3. Medición de permeabilidad efectiva al aceite – ciclo 1. En el primer ciclo de inyección de aceite se encontró que la permeabilidad efectiva al aceite tomo un valor de 409 mD, siendo calculada con los valores de variación de presión de los últimos 20 volúmenes porosos, los cuales se encontraban estabilizados y dentro del rango del 5% de tolerancia superior e inferior. Al finalizar la estabilización de los volúmenes porosos del ciclo de aceite

a tasa de 2 cc/min, se verificó el cumplimiento de la ley de Darcy, a través de la reducción de la tasa de inyección a 1 cc/min, siendo obtenido un valor de delta de presión correspondiente en proporción a la reducción de la tasa.



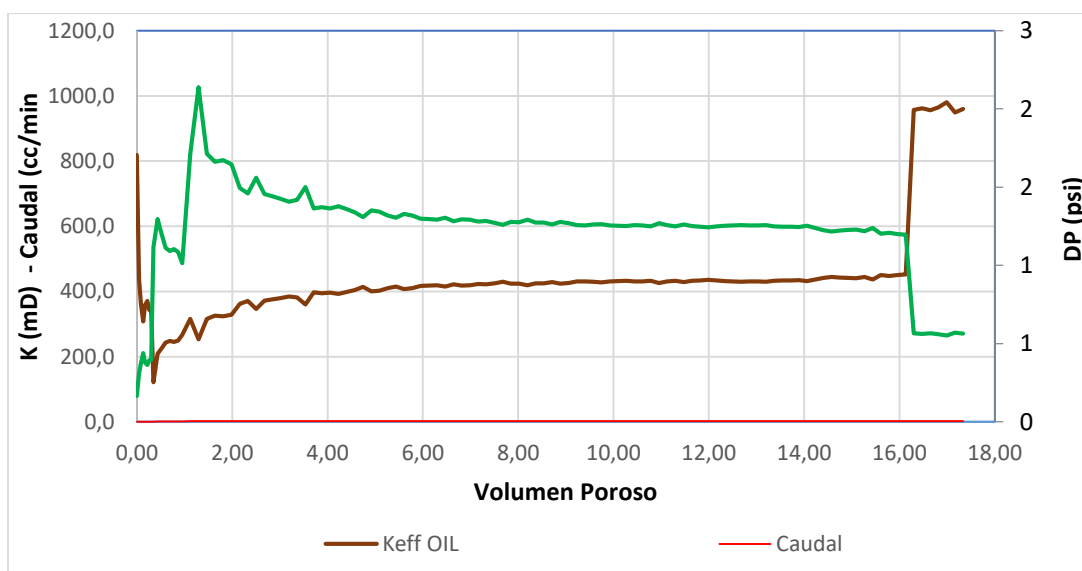
Comportamiento del delta de presión y permeabilidad efectiva al aceite para el primer ciclo

A5.4. Medición de permeabilidad efectiva al agua – ciclo 1. Se calculó para el primer ciclo de agua desplazando aceite, un valor de permeabilidad efectiva al agua de 32 mD (Figura 62), siendo realizado este cálculo de forma similar al ejecutado en el ciclo de inyección de crudo; además se verificó el cumplimiento de la ley de Darcy al reducir la tasa de inyección a la mitad (1 cc/min) y observar que el delta de presión se redujo a un valor cercano a la mitad del obtenido a tasa de 2 cc/min.



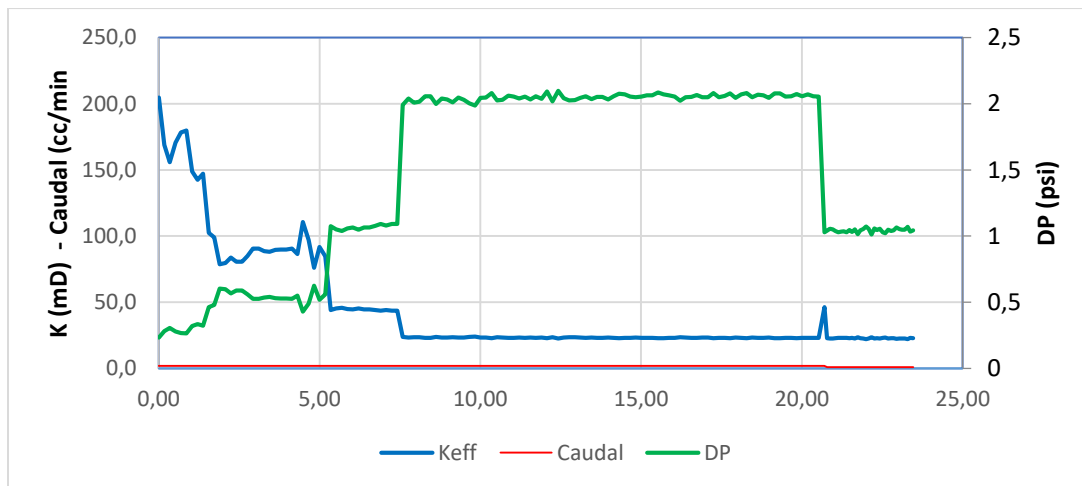
Comportamiento delta de presión y permeabilidad efectiva al agua para el primer ciclo

A5.5. Medición de permeabilidad efectiva al aceite – ciclo 2. En el segundo ciclo de aceite desplazando agua se obtuvo un valor promedio de permeabilidad efectiva al aceite de 438 mD, encontrando que la diferencia entre las permeabilidades efectivas al crudo entre el primero y segundo se diferencian en más del 5 %, lo que indica que la muestra no se encuentra acondicionada en relación al crudo.



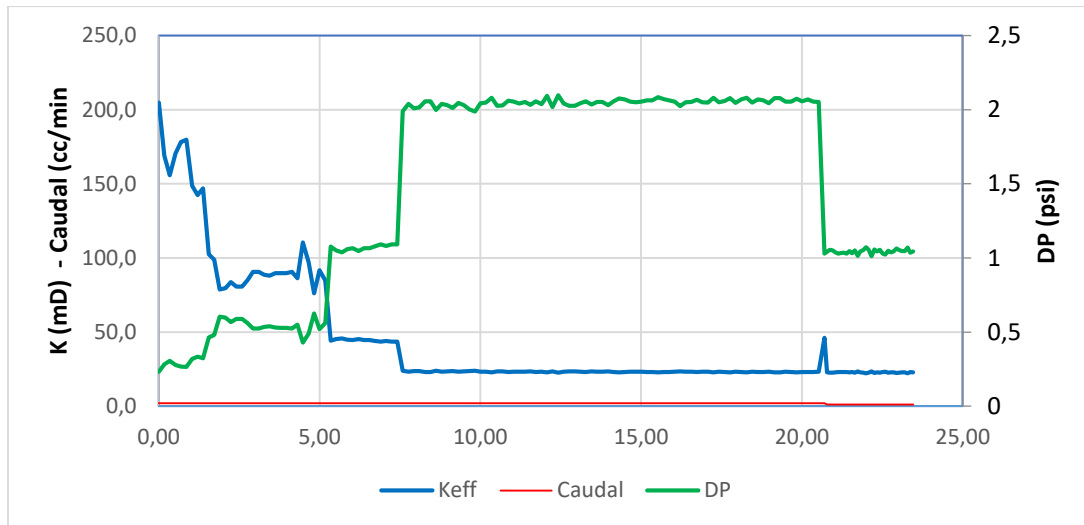
Comportamiento delta de presión y permeabilidad efectiva al aceite para el segundo ciclo

A5.6. Medición de permeabilidad efectiva al agua – ciclo 2. Se encontró que la permeabilidad efectiva al agua para el segundo ciclo de agua desplazando crudo fue de 24 mD, encontrando que la diferencia porcentual con el ciclo anterior es de 18%, lo que indica que la muestra aún no se encontraba acondicionada respecto al agua y es necesario hacer otro ciclo según protocolo.



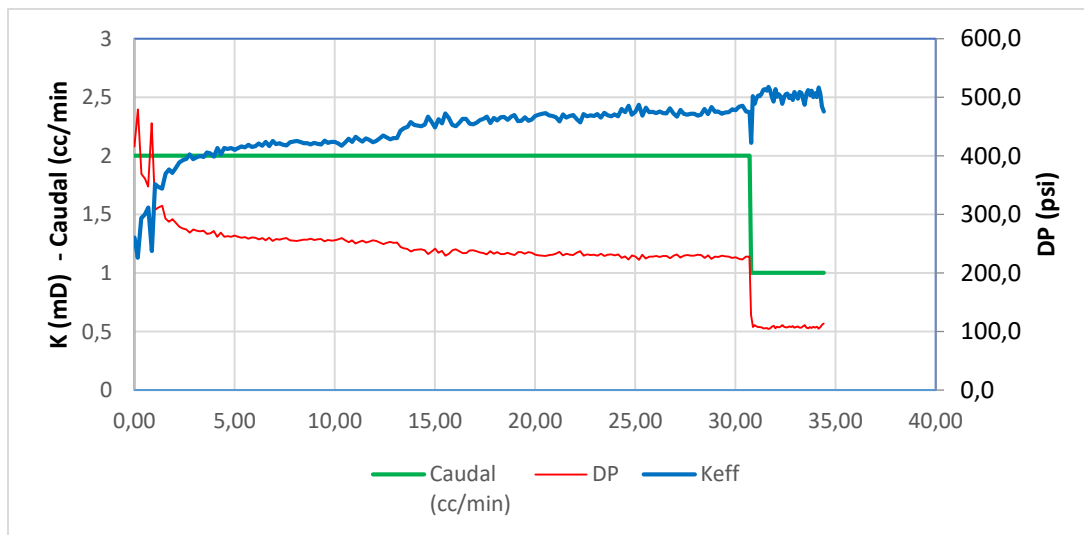
Ciclo Comportamiento delta de presión y permeabilidad efectiva al agua para el segundo ciclo.

A5.7. Medición de permeabilidad efectiva al aceite – ciclo 3. A partir de los datos del delta de presión para el ciclo tres de crudo desplazando aceite se calculó la permeabilidad efectiva al aceite, siendo encontrado un valor de 450 mD; al ser comparado con el valor encontrado en el ciclo anterior, la diferencia porcentual se encuentra muy cercana al 5 %, lo que indica que la muestra aún se encontraba acondicionada respecto al crudo.



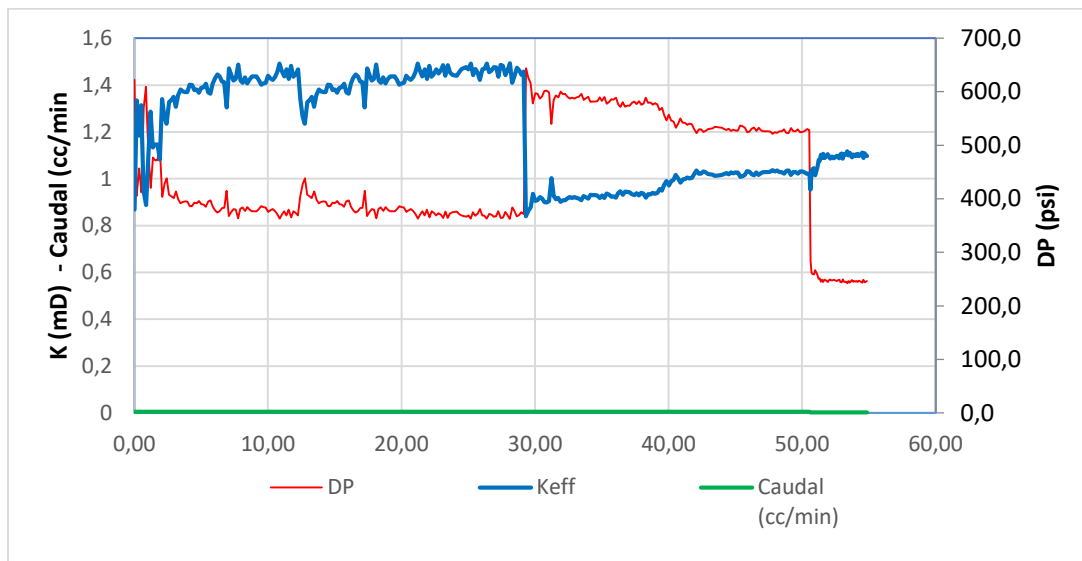
Comportamiento delta de presión y permeabilidad efectiva al aceite para el tercer ciclo

A5.8. Medición de permeabilidad efectiva al agua – ciclo 3. En el tercer ciclo de desplazamiento de agua, se encontró que la permeabilidad efectiva al agua dio un valor de 23 mD, al comparar con el anterior ciclo de agua se encontró una variación de más del 5 %, indicando que la muestra no se encontraba adecuada respecto al agua y se necesita un ciclo adicional.



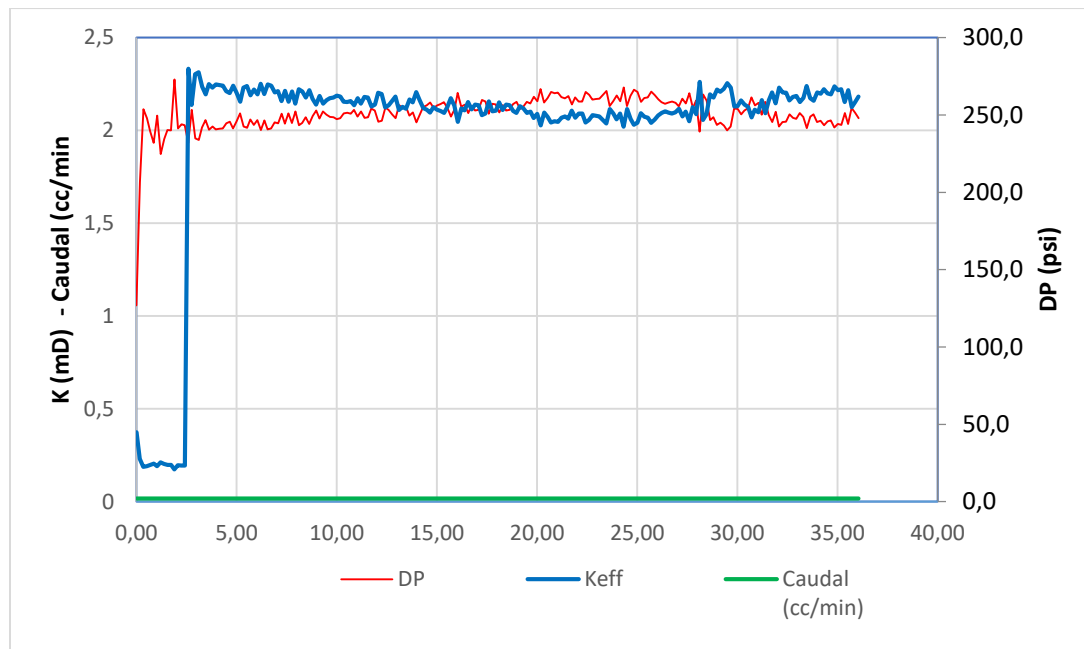
Comportamiento delta de presión y permeabilidad efectiva al agua para el tercer ciclo

A5.9. Medición de permeabilidad efectiva al aceite – ciclo 4. A partir de los datos del delta de presión para el ciclo tres de crudo desplazando aceite se calculó la permeabilidad efectiva al aceite, siendo encontrado un valor de 524 mD; al ser comparado con el valor encontrado en el ciclo anterior, la diferencia porcentual se encuentra muy cercana al 5%, lo que indica que la muestra aún se encontraba acondicionada respecto al crudo.



Comportamiento delta de presión y permeabilidad efectiva al aceite para el cuarto ciclo

A5.10. Medición de permeabilidad efectiva al agua – ciclo 4. En el tercer ciclo de desplazamiento de agua (Figura 68), se encontró que la permeabilidad efectiva al agua dio un valor de 23,8 mD, al comparar con el anterior ciclo de agua se encontró una variación de menos del 5 %, indicando que la muestra se encontraba adecuada respecto al agua y se puede inyectar el tratamiento de inhibición.



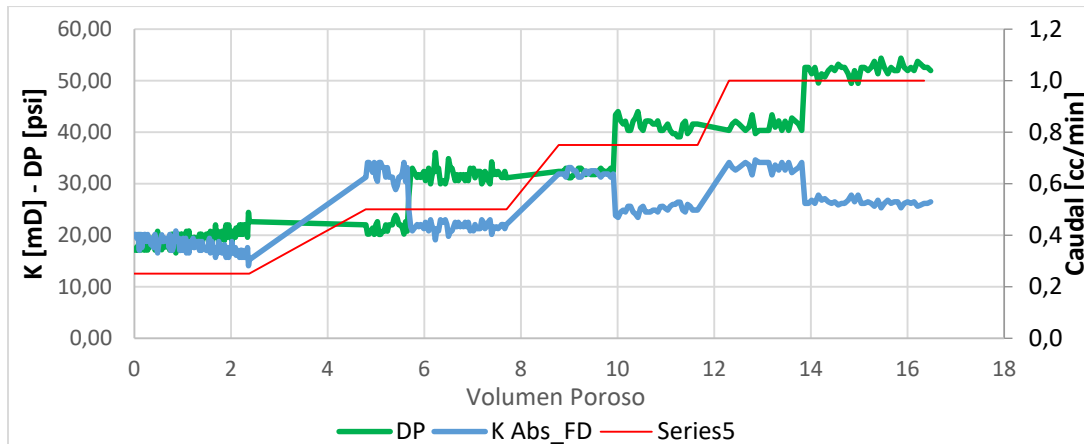
Comportamiento delta de presión y permeabilidad efectiva al agua para el cuarto ciclo

A6. Resultados sexto coreflooding

En esta sección se presentan los resultados obtenidos en el sexto *Coreflooding* correspondiente a la muestra Media 01.

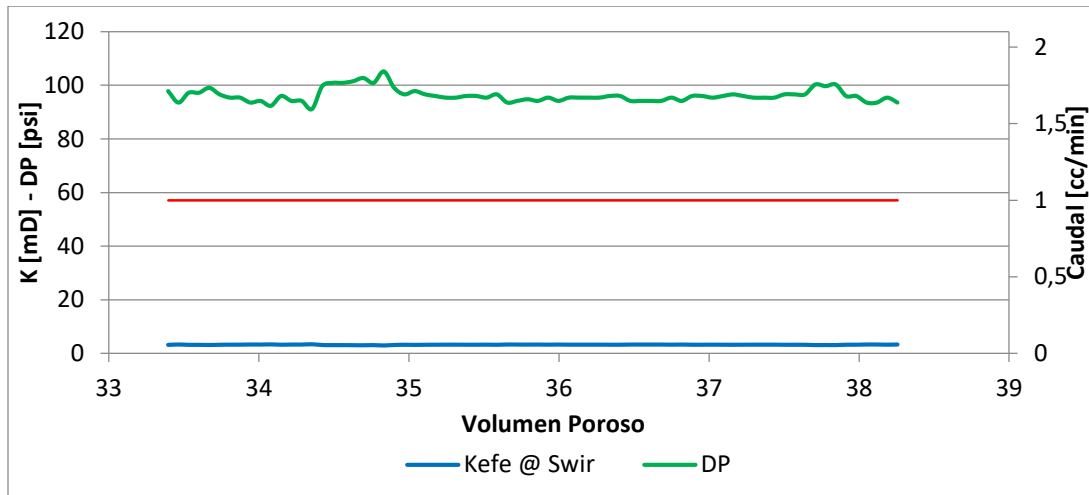
A6.1. Establecimiento de tasa de trabajo y ausencia de migración de finos. Como primer paso se verificó que la muestra no presentara migración de finos a partir del aumento gradual de la tasa de inyección de salmuera, la cual fue escalonada desde 0,5 cc/min hasta 1 cc/min con incrementos de 0,25 cc/min en cada etapa, realizados a cada dos volúmenes porosos. La muestra no presentó migración de finos, ya que se observó un delta de presión constante para cada tasa y se estableció como tasa de trabajo 1 cc/min.

A6.2. Medición de permeabilidad absoluta al agua. Después de determinada la tasa de inyección de trabajo, se procedió a calcular el valor de permeabilidad absoluta al agua de la muestra, lo cual fue realizado con el valor de la variación de presión promedio con los valores de presión estabilizados durante 20 volúmenes porosos y se encontró un valor promedio de 0.6 mD. Las curvas se observan en la figura 69.



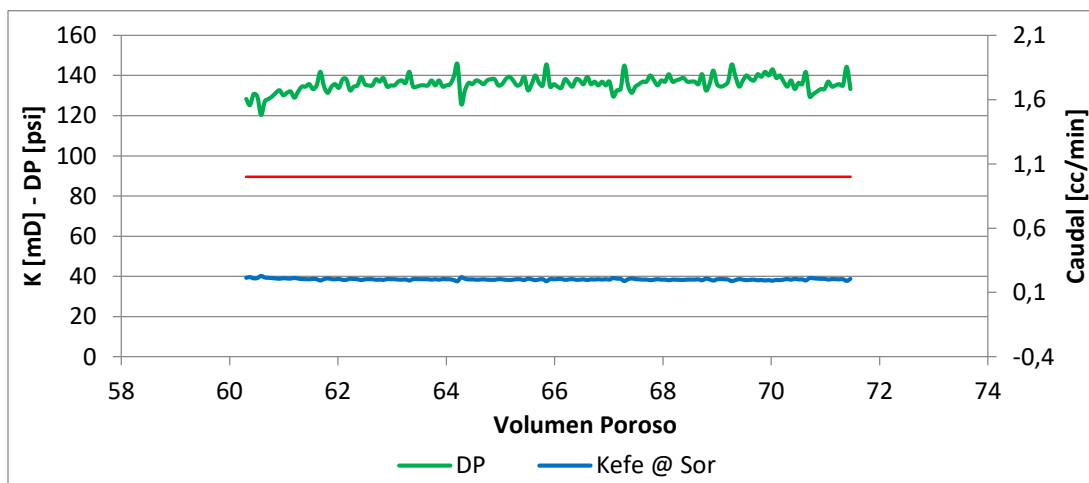
Escalamiento de tasas de inyección y estabilización de variación de presión a tasa de trabajo.

A6.3. Medición de permeabilidad efectiva al aceite–ciclo 1. En el primer ciclo de inyección de aceite se encontró que la permeabilidad efectiva al aceite tomo un valor de 3.3 mD, siendo calculada con los valores de variación de presión de los últimos 20 volúmenes porosos, los cuales se encontraban estabilizados y dentro del rango del 5% de tolerancia superior e inferior. Al finalizar la estabilización de los volúmenes porosos del ciclo de aceite a tasa de 2 cc/min, se verificó el cumplimiento de la ley de Darcy, a través de la reducción de la tasa de inyección a 1 cc/min, siendo obtenido un valor de delta de presión correspondiente en proporción a la reducción de la tasa.



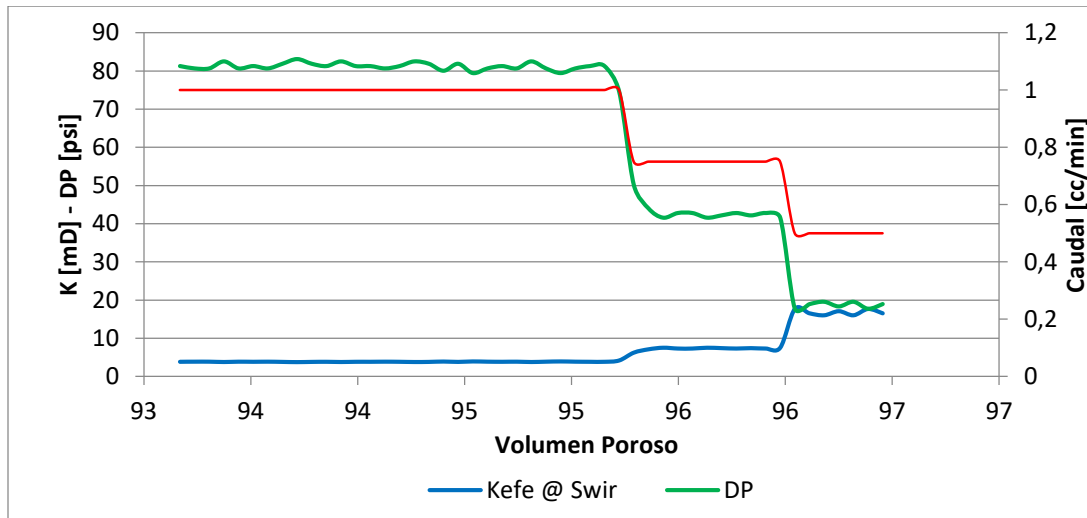
Comportamiento del delta de presión y permeabilidad efectiva al aceite para el primer ciclo

A6.4. Medición de permeabilidad efectiva al agua – ciclo 1. Se calculó para el primer ciclo de agua desplazando aceite, un valor de permeabilidad efectiva al agua de 1 mD, siendo realizado este cálculo de forma similar al ejecutado en el ciclo de inyección de crudo; además se verificó el cumplimiento de la ley de Darcy al reducir la tasa de inyección a la mitad (1 cc/min) y observar que el delta de presión se redujo a un valor cercano a la mitad del obtenido a tasa de 2 cc/min.



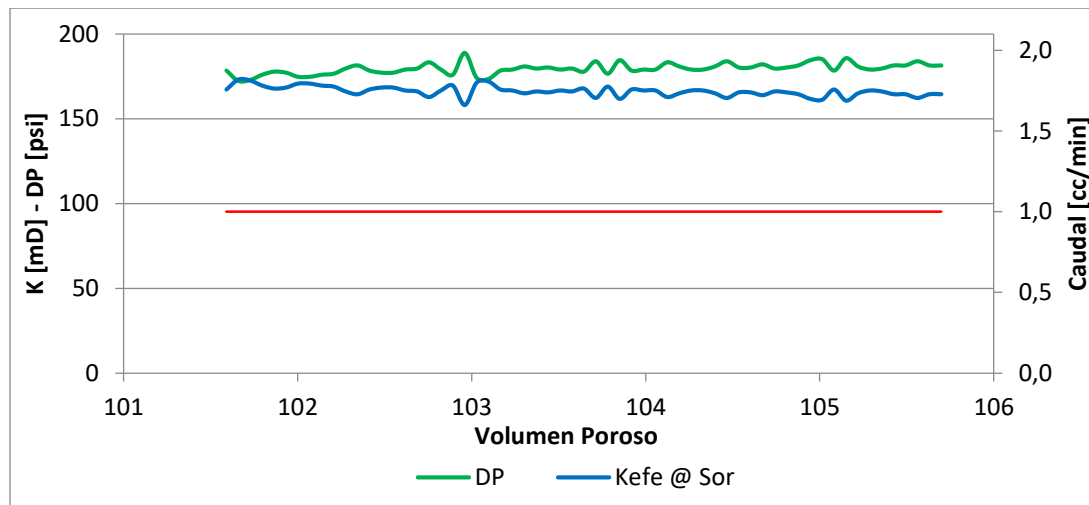
Comportamiento delta de presión y permeabilidad efectiva al agua para el primer ciclo

A6.5. Medición de permeabilidad efectiva al aceite–ciclo 2. En el segundo ciclo de aceite desplazando agua se obtuvo un valor promedio de permeabilidad efectiva al aceite de 3.9 mD, encontrando que la diferencia entre las permeabilidades efectivas al crudo entre el primero y segundo se diferencian en más del 5 %, lo que indica que la muestra no se encuentra acondicionada en relación al crudo.



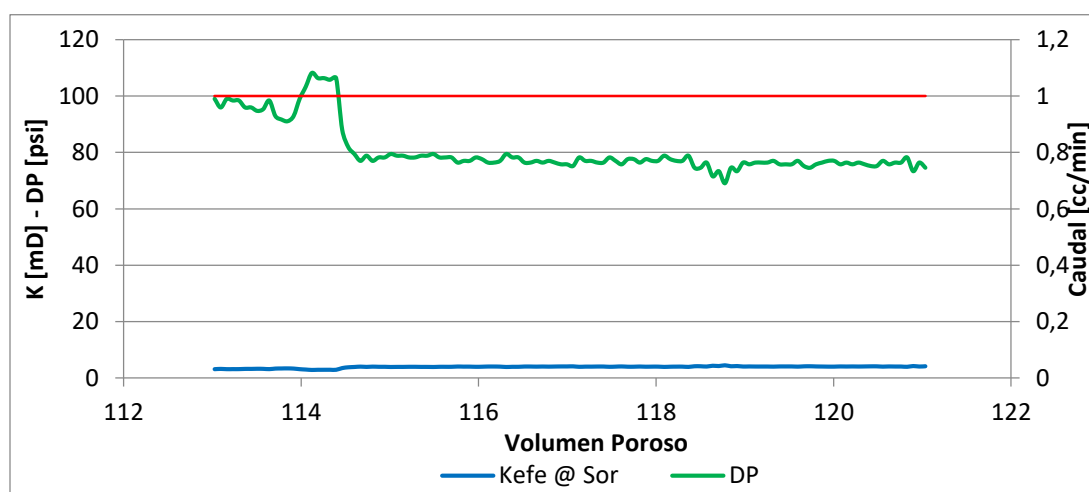
Comportamiento delta de presión y permeabilidad efectiva al aceite para el segundo ciclo

A6.6. Medición de permeabilidad efectiva al agua – ciclo 2. Se encontró que la permeabilidad efectiva al agua para el segundo ciclo de agua desplazando crudo fue de 1.7 mD, encontrando que la diferencia porcentual con el ciclo anterior es de 4%, lo que indica que la muestra aún no se encontraba acondicionada respecto al agua y es necesario hacer otro ciclo según protocolo.



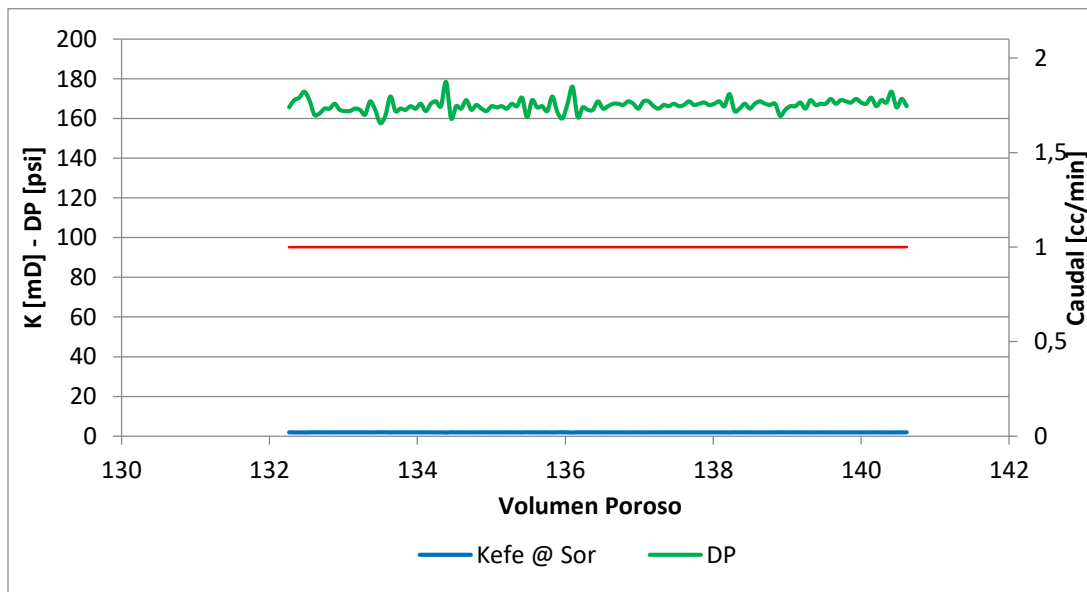
Ciclo Comportamiento delta de presión y permeabilidad efectiva al agua para el segundo ciclo.

A6.7. Medición de permeabilidad efectiva al aceite–ciclo 3. A partir de los datos del delta de presión para el ciclo tres de crudo desplazando aceite se calculó la permeabilidad efectiva al aceite, siendo encontrado un valor de 3.9 mD; al ser comparado con el valor encontrado en el ciclo anterior, la diferencia porcentual se encuentra muy cercana al 5 %, lo que indica que la muestra aún se encontraba acondicionada respecto al crudo.



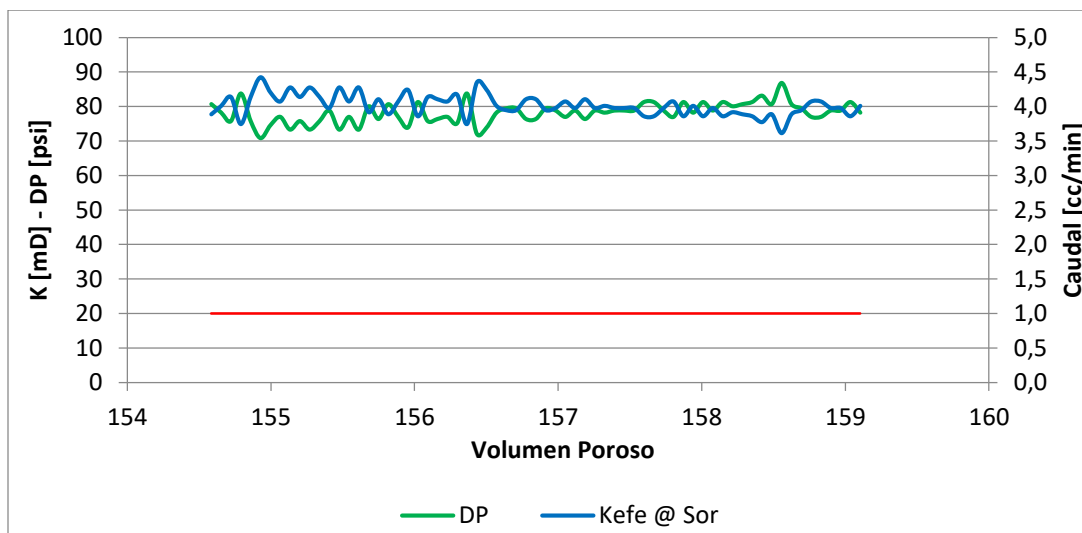
Comportamiento delta de presión y permeabilidad efectiva al aceite para el tercer ciclo

A6.8. Medición de permeabilidad efectiva al agua – ciclo 3. En el tercer ciclo de desplazamiento de agua, se encontró que la permeabilidad efectiva al agua dio un valor de 1.9 mD, al comparar con el anterior ciclo de agua se encontró una variación de más del 5 %, indicando que la muestra no se encontraba adecuada respecto al agua y se necesita un ciclo adicional.



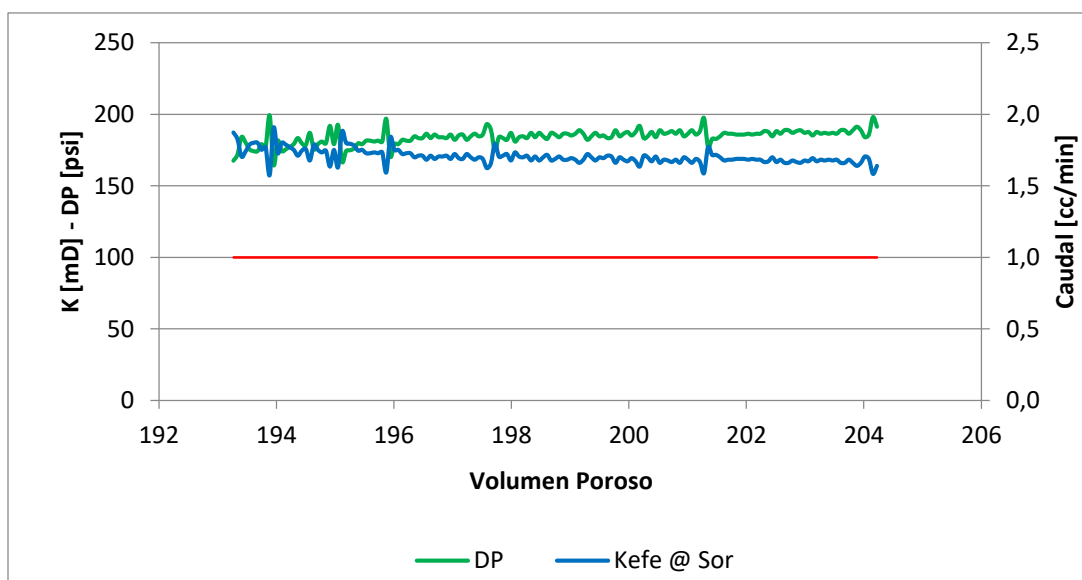
Comportamiento delta de presión y permeabilidad efectiva al agua para el tercer ciclo

A6.9. Medición de permeabilidad efectiva al aceite–ciclo 4. A partir de los datos del delta de presión para el ciclo tres de crudo desplazando aceite se calculó la permeabilidad efectiva al aceite, siendo encontrado un valor de 4 mD; al ser comparado con el valor encontrado en el ciclo anterior, la diferencia porcentual en el delta p se encuentra por debajo del 5%, lo que indica que la muestra se encontraba acondicionada respecto al crudo.



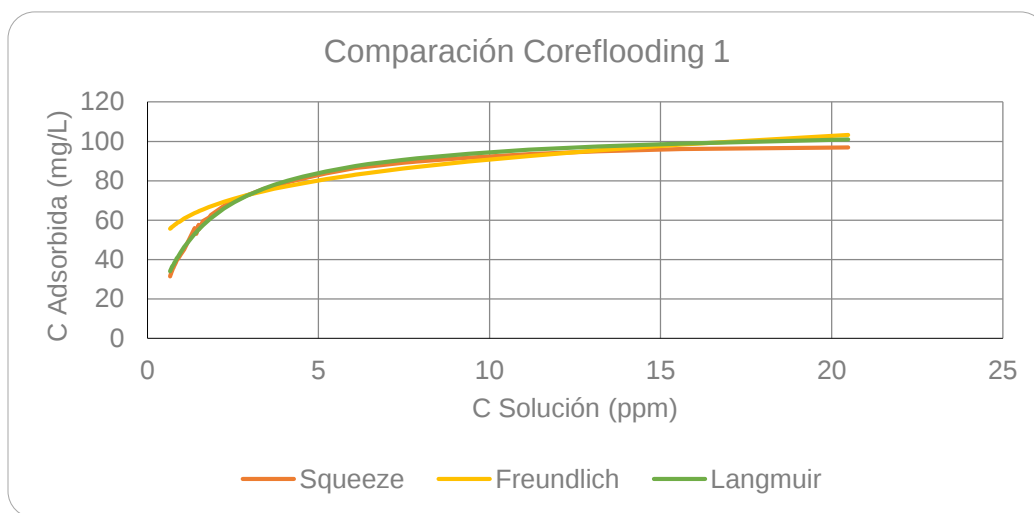
Comportamiento delta de presión y permeabilidad efectiva al aceite para el cuarto ciclo

A6.10. Medición de permeabilidad efectiva al agua – ciclo 4. En el cuarto ciclo de desplazamiento de agua, se encontró que la permeabilidad efectiva al agua dio un valor de 1.7 mD, al comparar con el anterior ciclo de agua se encontró una variación de menos del 5 %, indicando que la muestra se encontraba adecuada respecto al agua y se puede inyectar el tratamiento de inhibición.

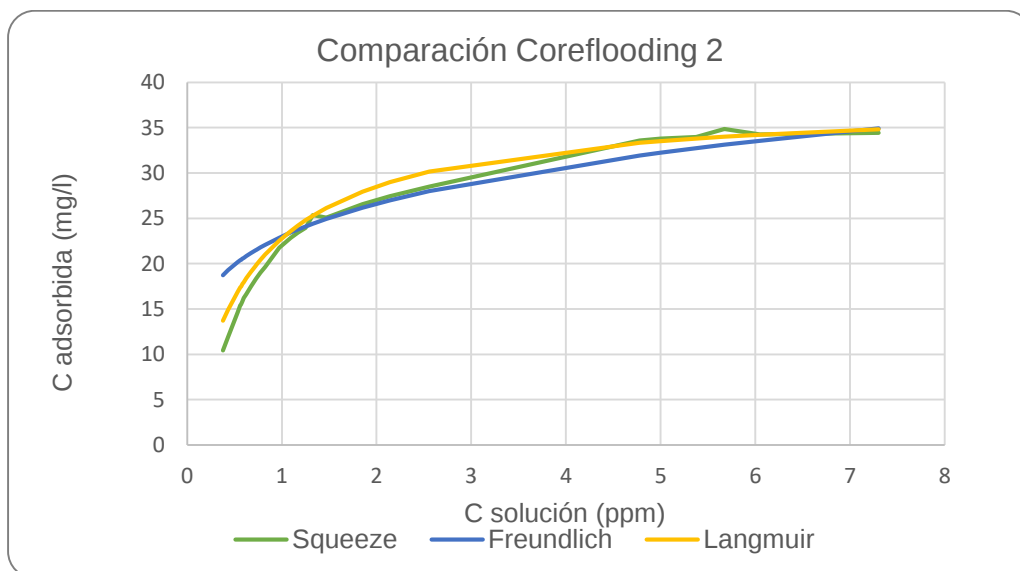


Comportamiento delta de presión y permeabilidad efectiva al agua para el cuarto ciclo

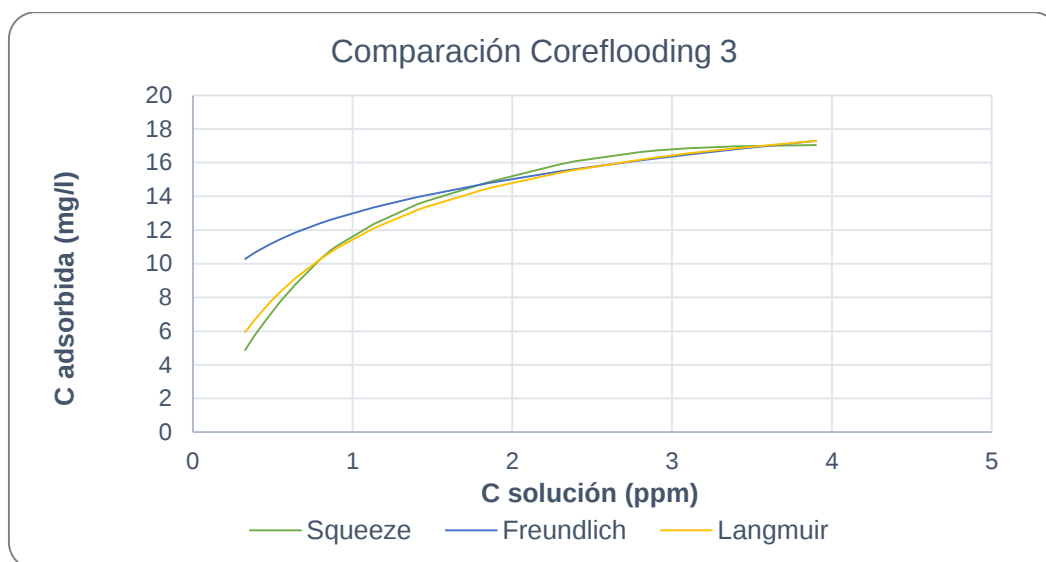
Apéndice B. Resultados de comparación de curvas de adsorción



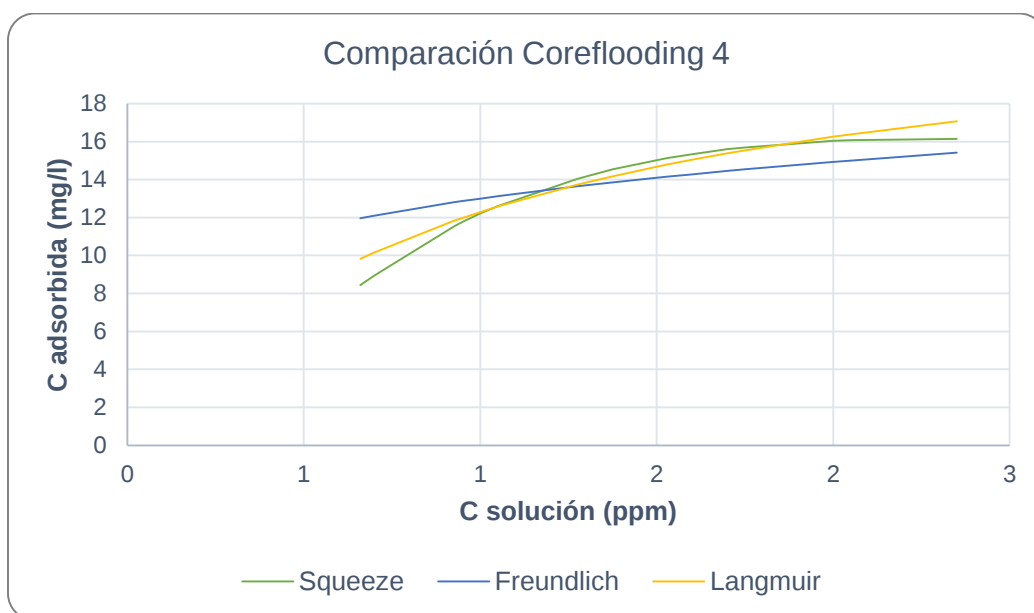
Comparación curvas adsorción vs concentración para el coreflooding 1.



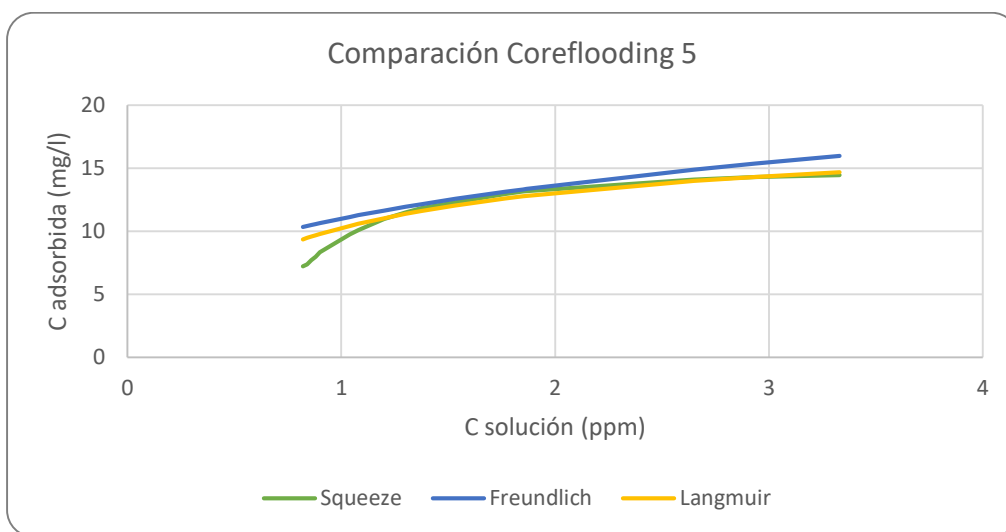
Comparación curvas adsorción vs concentración para el coreflooding 2.



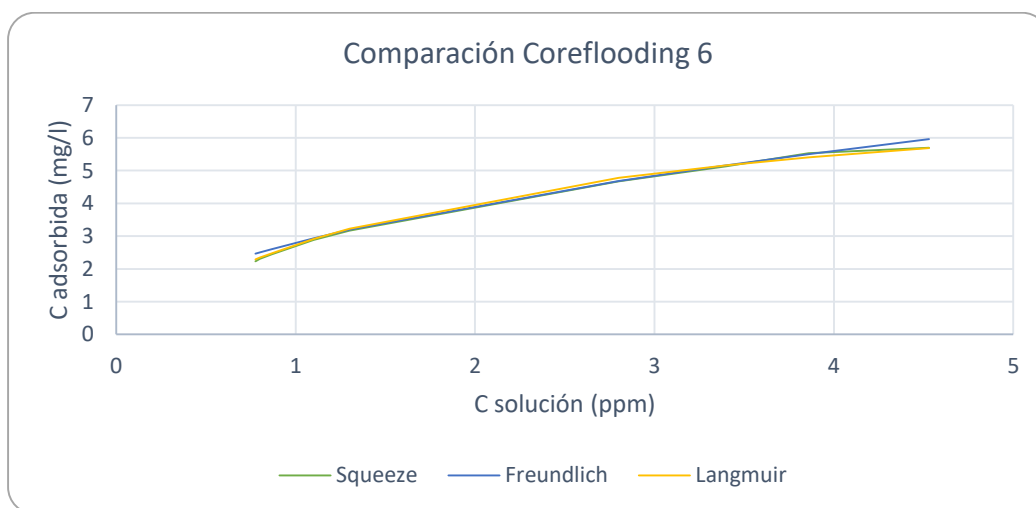
Comparación curvas adsorción vs concentración para el coreflooding 3.



Comparación curvas adsorción vs concentración para el coreflooding 4.



Comparación curvas adsorción vs concentración para el coreflooding 5.



Comparación curvas adsorción vs concentración para el coreflooding 6.

Apéndice C. Código de programación de la herramienta computacional en Matlab

```

clear
clc
%-----
%NORMAL DATASET
%-----
laborfield=1; %1 si es para análisis de coreflooding, 0 si es para campo
if laborfield==0
    disp('Datos campo: ') %Completion Data
    rw=0.3354 %Well radius (ft)
    rext=50 %External radius (ft)
    h=50 %Net pay thickness (ft)
    disp('Data para simulación: ') %Simulation Data
    Qii=8 %Water injection in BPM;
    Qii=Qii*60*24 %Water injection in STBD;
    Qii=Qii*5.6149 %Water injection in SCFD;
    tiny=67 %Inhibitor injection time (min)
    tiny=tiny/(60*24) %Inhibitor injection time (days)
    so=1; %1 si hay postflujo, 0 si no hay.
    if so==1
        Qio=6 %Overflush injection in BPM;
        Qio=Qio*60*24 %Overflush injection in STBD;
        Qio=Qio*5.6149 %Overflush injection in SCFD;
        Oft=15 %Overflush time (min)
        Oft=Oft/(60*24); %Overflush time (days)
    end
    Qw=200 %Water production in STBD;
    Qw=Qw*5.6149; %Water production in SCFD;
    tdes=100 %Desorption time (days) (Production)
    NN=1000 %Nodes Number
else
    disp('Data para coreflooding: ') %Plug data
    dp=3.77 %Plug diameter [cm]
    rp=dp/2; %Plug radius [cm]
    Lp=4.73 %Plug length [cm]
    %Simulation Data
    Qii=2 %Water injection [cc/min]
    Qii=Qii*60 %Water injection [cc/hr]
    tiny=1.2 %Inhibitor injection time (hrs)
    tadst=tiny;
    Qw=2; %Water production [cc/min]

```

```

    Qw=Qw*60; %Water production [cc/hr]
    tdes=18; %Desorption time (hrs) (Production time)
    NN=1000 %Nodes Number
end
disp('Datos de la roca: ')%Rock Data
fi=0.2232
Sw=0.29
ro=2.65 %grain density [gr/cm^3]
disp('Datos del inhibidor: ')%Inhibitor Data
Cfi=50000 %[mg/L]
MIC=0.1 %[mg/L]
disp('Datos de la isoterma: ')%Isoterm Data
freundlicherlangmuir=0; %1 si es para isoterma de Freundlich, 0 si es para Langmuir
if freundlicherlangmuir==1
    k=60 %Constante de Freundlich (mg inhibidor/gr rock)*((mg inhibidor/L)^-n)
    ne=0.18 %Adimensional (entre 0 y 1)
else
    alfa=0.55 %Adimensional (mayor que cero)
    Amax=0.04157 %Adsorción de la roca @ Concentración inicial en mg inhibidor/gr
roca
end
%Replacement data
staticordynamic=1; %1 dinámico, 0 estático.
if staticordynamic==1
    Drd=0.55; %Desorption Rate for production (day^-1)
    if laborfield==0
        if so==1
            Dro=Drd;
        end
    end
end
end
dt=[1e-6 1e-5 1e-4 0.001 1/(60*24) 0.01 0.05 0.1 0.5 1 5 10]; %Vector de Pasos de
Tiempo [días o horas, según la elección del proceso]

if laborfield==0
    %Defining cells
    rcel(1:(NN+1))=rw;
    vr=(log(rext/rw))/NN;
    for i=1:(NN+1)
        rcel(i)=rw*exp(vr*(i-1));
    end
    r(1:NN)=0;
    for i=1:NN
        r(i)=(rcel(i)+rcel(i+1))/2;
    end
end
end

```

```

%Some variable calculus
teta=(1-fi)*ro*1000/(fi*Sw);

if laborfield==0
    %Filling initial matrix and velocity vector
    CM(1)=0; A(1)=0;
    for i=1:NN
        CM(i+1)=0;
        if freundlicherlangmuir==1
            A(i+1)=k*(sign(CM(i+1))*abs((CM(i+1))^(ne)));
        else
            A(i+1)=real(Amax*alfa*CM(i+1)/(1+alfa*CM(i+1)));
        end
        vi(i)=Qii/(2*pi*r(i)*h*fi*Sw);
    end

    %Adsorption proccess
    ct=5; n=2; vt(n)=dt(ct); cit(1:NN)=0;
    while vt(n)<=tiny

        citp(1:NN)=0; a=0; b=Cfi; fc=1;
        CM(n,1)=Cfi;
        if freundlicherlangmuir==1
            A(n,1)=k*(sign(CM(n,1))*abs((CM(n,1))^(ne)));
        else
            A(n,1)=real(Amax*alfa*CM(n,1)/(1+alfa*CM(n,1)));
        end

        while abs(fc)>1e-5
            if freundlicherlangmuir==1
                Aita=k*(sign(a)*abs((a)^(ne)));
                Aitb=k*(sign(b)*abs((b)^(ne)));
                c=(b+a)/2; Aitc=k*(sign(c)*abs((c)^(ne)));
            else
                Aita=real(Amax*alfa*a/(1+alfa*a));
                Aitb=real(Amax*alfa*b/(1+alfa*b));
                c=(b+a)/2; Aitc=real(Amax*alfa*c/(1+alfa*c));
            end
            fa=((vi(1)/(r(1)-rw))+(1/dt(ct)))*a-(vi(1)/(r(1)-rw))*CM(n,1)-CM(n-1,2)/dt(ct)+(teta/dt(ct))*(Aita-A(n-1,2));
            fb=((vi(1)/(r(1)-rw))+(1/dt(ct)))*b-(vi(1)/(r(1)-rw))*CM(n,1)-CM(n-1,2)/dt(ct)+(teta/dt(ct))*(Aitb-A(n-1,2));
            fc=((vi(1)/(r(1)-rw))+(1/dt(ct)))*c-(vi(1)/(r(1)-rw))*CM(n,1)-CM(n-1,2)/dt(ct)+(teta/dt(ct))*(Aitc-A(n-1,2));

            if fc>0
                b=c;
            end
        end
    end
end

```

```

else
    a=c;
end

citp(1)=citp(1)+1;

if citp(1)==250
    break
end
end

CM(n,2)=c; A(n,2)=Aitc;

for i=2:NN

    a=0; b=Cfi; fc=1;

    while abs(fc)>1e-5

        if freundlichorlangmuir==1
            Aita=k*(sign(a)*abs((a)^(ne)));
            Aitb=k*(sign(b)*abs((b)^(ne)));
            c=(b+a)/2; Aitc=k*(sign(c)*abs((c)^(ne)));
        else
            Aita=real(Amax*alfa*a/(1+alfa*a));
            Aitb=real(Amax*alfa*b/(1+alfa*b));
            c=(b+a)/2; Aitc=real(Amax*alfa*c/(1+alfa*c));
        end
        fa=((vi(i)/(r(i)-r(i-1)))+(1/dt(ct)))*a-(vi(i)/(r(i)-r(i-1)))*CM(n,i)-CM(n-1,i+1)/dt(ct)+(teta/dt(ct))*(Aita-A(n-1,i+1));
        fb=((vi(i)/(r(i)-r(i-1)))+(1/dt(ct)))*b-(vi(i)/(r(i)-r(i-1)))*CM(n,i)-CM(n-1,i+1)/dt(ct)+(teta/dt(ct))*(Aitb-A(n-1,i+1));
        fc=((vi(i)/(r(i)-r(i-1)))+(1/dt(ct)))*c-(vi(i)/(r(i)-r(i-1)))*CM(n,i)-CM(n-1,i+1)/dt(ct)+(teta/dt(ct))*(Aitc-A(n-1,i+1));

        if fc>0
            b=c;
        else
            a=c;
        end

        citp(i)=citp(i)+1;

        if citp(i)==250
            break
        end
    end
end

```

```

    end

    CM(n,i+1)=c; A(n,i+1)=Aitc;
end

for i=1:NN
    if CM(n,i+1)<1e-7
        CM(n,i+1)=0; A(n,i+1)=0;
    end
end

n=n+1; vt(n)=vt(n-1)+dt(ct);
if abs(vt(n)-tiny)<=1e-10
    vt(n)=tiny;
end
cit=[cit;citp];
end

%Verifying inhibitor penetration zone after inhibitor injection
for i=2:NN+1
    if CM(n-1,i)==0
        break
    end
end
sp=i-2;
rinva=rcel(sp+1);
%Verifying significative inhibitor penetration zone after inhibitor injection
for i=2:NN+1
    if CM(n-1,i)<MIC
        break
    end
end
rinvas=rcel(i-1);

if staticordynamic==0
    %Overflush process
    if so==1
        vo=vi*Qio/Qii;

        while vt(n)<=tiny+Oft

            citp(1:NN)=0; a=0; b=Cfi; fc=1;
            CM(n,1)=0; A(n,1)=0;

            while abs(fc)>1e-5

                if freundlicherlangmuir==1

```

```

    Aita=k*(sign(a)*abs((a)^(ne)));
    Aitb=k*(sign(b)*abs((b)^(ne)));
    c=(b+a)/2; Aitc=k*(sign(c)*abs((c)^(ne)));
else
    Aita=real(Amax*alfa*a/(1+alfa*a));
    Aitb=real(Amax*alfa*b/(1+alfa*b));
    c=(b+a)/2; Aitc=real(Amax*alfa*c/(1+alfa*c));
end
fa=((vo(1)/(r(1)-rw))+(1/dt(ct))*a-(vo(1)/(r(1)-rw))*CM(n,1)-CM(n-
1,2)/dt(ct)+(teta/dt(ct))*(Aita-A(n-1,2)));
fb=((vo(1)/(r(1)-rw))+(1/dt(ct))*b-(vo(1)/(r(1)-rw))*CM(n,1)-CM(n-
1,2)/dt(ct)+(teta/dt(ct))*(Aitb-A(n-1,2)));
fc=((vo(1)/(r(1)-rw))+(1/dt(ct))*c-(vo(1)/(r(1)-rw))*CM(n,1)-CM(n-
1,2)/dt(ct)+(teta/dt(ct))*(Aitc-A(n-1,2)));

    if fc>0
        b=c;
    else
        a=c;
    end

    citp(1)=citp(1)+1;

    if citp(1)==250
        break
    end

end

CM(n,2)=c; A(n,2)=Aitc;

for i=2:NN

    a=0; b=Cfi; fc=1;

    while abs(fc)>1e-5

        if freundlichorlangmuir==1
            Aita=k*(sign(a)*abs((a)^(ne)));
            Aitb=k*(sign(b)*abs((b)^(ne)));
            c=(b+a)/2; Aitc=k*(sign(c)*abs((c)^(ne)));
        else
            Aita=real(Amax*alfa*a/(1+alfa*a));
            Aitb=real(Amax*alfa*b/(1+alfa*b));
            c=(b+a)/2; Aitc=real(Amax*alfa*c/(1+alfa*c));
        end

```

```

        fa=((vo(i)/(r(i)-r(i-1)))+(1/dt(ct)))*a-(vo(i)/(r(i)-r(i-1)))*CM(n,i)-CM(n-
1,i+1)/dt(ct)+(teta/dt(ct))*(Aita-A(n-1,i+1));
        fb=((vo(i)/(r(i)-r(i-1)))+(1/dt(ct)))*b-(vo(i)/(r(i)-r(i-1)))*CM(n,i)-CM(n-
1,i+1)/dt(ct)+(teta/dt(ct))*(Aitb-A(n-1,i+1));
        fc=((vo(i)/(r(i)-r(i-1)))+(1/dt(ct)))*c-(vo(i)/(r(i)-r(i-1)))*CM(n,i)-CM(n-
1,i+1)/dt(ct)+(teta/dt(ct))*(Aitc-A(n-1,i+1));

        if fc>0
            b=c;
        else
            a=c;
        end

        citp(i)=citp(i)+1;

        if citp(i)==250
            break
        end

    end

    CM(n,i+1)=c; A(n,i+1)=Aitc;
end

for i=1:NN
    if CM(n,i+1)<1e-7
        CM(n,i+1)=0; A(n,i+1)=0;
    end
end

n=n+1; vt(n)=vt(n-1)+dt(ct);
if abs(vt(n)-(tiny+Oft))<=1e-10
    vt(n)=tiny+Oft;
end
cit=[cit;citp];
end
%Verifying inhibitor penetration zone after inhibitor overflush
for i=sp+2:NN+1
    if CM(n-1,i)==0
        break
    end
end
s=i-2; rinv=rcel(s+1);
%Verifying significative inhibitor penetration zone after inhibitor overflush
for i=sp+2:NN+1
    if CM(n-1,i)<MIC
        break
    end
end

```

```

        end
    end
    rinvs=rcel(i-1);
    tadst=tiny+Oft;
else
    s=sp;
    tadst=tiny;
end

%Desorption process
vd=vi*Qw/Qii;
for i=1:100
    if (i*0.5)>tadst
        break
    end
end
mi=i; dt(ct)=mi*0.5-tadst;
vt(n)=vt(n-1)+dt(ct); ss(n)=s;
while vt(n)<=tadst+tdes

    citp(1:NN)=0; a=0; b=Cfi; fc=1;
    CM(n,1)=0; A(n,1)=0; vriny(n)=rcel(ss(n)+1);

    for i=(ss(n)+2):NN
        CM(n,i)=0; A(n,i)=0;
    end

    for i=ss(n):-1:1

        a=0; b=Cfi; fc=1;

        while abs(fc)>1e-5

            if freundlichorlangmuir==1
                Aita=k*(sign(a)*abs((a)^(ne)));
                Aitb=k*(sign(b)*abs((b)^(ne)));
                c=(b+a)/2; Aitc=k*(sign(c)*abs((c)^(ne)));
            else
                Aita=real(Amax*alfa*a/(1+alfa*a));
                Aitb=real(Amax*alfa*b/(1+alfa*b));
                c=(b+a)/2; Aitc=real(Amax*alfa*c/(1+alfa*c));
            end
            fa=((vd(i)/(r(i+1)-r(i)))+(1/dt(ct)))*a-(vd(i)/(r(i+1)-r(i)))*CM(n,i+2)-
CM(n-1,i+1)/dt(ct)+(teta/dt(ct))*(Aita-A(n-1,i+1));
            fb=((vd(i)/(r(i+1)-r(i)))+(1/dt(ct)))*b-(vd(i)/(r(i+1)-r(i)))*CM(n,i+2)-
CM(n-1,i+1)/dt(ct)+(teta/dt(ct))*(Aitb-A(n-1,i+1));

```

```

        fc=((vd(i)/(r(i+1)-r(i)))+(1/dt(ct)))*c-(vd(i)/(r(i+1)-r(i)))*CM(n,i+2)-
        CM(n-1,i+1)/dt(ct)+(teta/dt(ct))*(Aitc-A(n-1,i+1));

        if fc>0
            b=c;
        else
            a=c;
        end

        citp(i)=citp(i)+1;

        if citp(i)==250
            break
        end

    end

    CM(n,i+1)=c; A(n,i+1)=Aitc;
end

for i=1:NN
    if CM(n,i+1)<1e-7
        CM(n,i+1)=0; A(n,i+1)=0;
    end
end

if CM(n,2)<MIC&&(vt(n-1)+dt(ct))>(tadst+1)
    msgbox(sprintf('La simulación se detiene en %0.1f días por desorción total del
inhibidor en la roca. Se debe repetir el tratamiento de inhibición.', vt(n)), 'Concentración
de Inhibidor por debajo del MIC')
    break
end

ct=9;

if (vt(n)+dt(ct))>(tadst+tdes)&&(vt(n)~=(tadst+tdes))
    dt(ct)=tadst+tdes-vt(n);
end

n=n+1; vt(n)=vt(n-1)+dt(ct);

cit=[cit;citp];

for i=2:NN+1
    if CM(n-1,i)==0
        break
    end
end

```

```

        end
        ss(n)=i-2;
    end
    vt(n)=[]; ss(n)=[]; n=n-1; Aur=A(:,2:end);
    %Diario
    Ad=Aur(1,:); CMd=CM(1,2:NN+1);
    cc=2;
    for i=1:n
        for j=1:n
            if abs(vt(i)-j)<1e-10
                Ad(cc,1:NN)=Aur(i,1:NN);
                CMd(cc,1:NN)=CM(i,2:NN+1);
                cc=cc+1;
                break
            end
        end
    end
    end
else
    %Overflush process
    if so==1
        vo=vi*Qio/Qii;

        while vt(n)<=tiny+Oft

            citp(1:NN)=0; a=0; b=Cfi; fc=1;
            CM(n,1)=0; A(n,1)=0;

            while abs(fc)>1e-5

                if freundlichorlangmuir==1
                    Aita=k*(sign(a)*abs((a)^(ne)));
                    Aitb=k*(sign(b)*abs((b)^(ne)));
                    c=(b+a)/2; Aitc=k*(sign(c)*abs((c)^(ne)));
                else
                    Aita=real(Amax*alfa*a/(1+alfa*a));
                    Aitb=real(Amax*alfa*b/(1+alfa*b));
                    c=(b+a)/2; Aitc=real(Amax*alfa*c/(1+alfa*c));
                end
                fa=((vo(1)/(r(1)-rw))+(1/dt(ct)))*a-(vo(1)/(r(1)-rw))*CM(n,1)-CM(n-
                1,2)/dt(ct)+teta*Dro*((Aita-A(n-1,2))/(1+Dro*dt(ct)));
                fb=((vo(1)/(r(1)-rw))+(1/dt(ct)))*b-(vo(1)/(r(1)-rw))*CM(n,1)-CM(n-
                1,2)/dt(ct)+teta*Dro*((Aitb-A(n-1,2))/(1+Dro*dt(ct)));
                fc=((vo(1)/(r(1)-rw))+(1/dt(ct)))*c-(vo(1)/(r(1)-rw))*CM(n,1)-CM(n-
                1,2)/dt(ct)+teta*Dro*((Aitc-A(n-1,2))/(1+Dro*dt(ct)));

                if fc>0

```

```

        b=c;
    else
        a=c;
    end

    citp(1)=citp(1)+1;

    if citp(1)==250
        break
    end

end

CM(n,2)=c; A(n,2)=((Dro*dt(ct)*Aitc+A(n-1,2))/(1+Dro*dt(ct)));

for i=2:NN

    a=0; b=Cfi; fc=1;

    while abs(fc)>1e-5

        if freundlichorlangmuir==1
            Aita=k*(sign(a)*abs((a)^(ne)));
            Aitb=k*(sign(b)*abs((b)^(ne)));
            c=(b+a)/2; Aitc=k*(sign(c)*abs((c)^(ne)));
        else
            Aita=real(Amax*alfa*a/(1+alfa*a));
            Aitb=real(Amax*alfa*b/(1+alfa*b));
            c=(b+a)/2; Aitc=real(Amax*alfa*c/(1+alfa*c));
        end
        fa=((vo(i)/(r(i)-r(i-1)))+(1/dt(ct)))*a-(vo(i)/(r(i)-r(i-1)))*CM(n,i)-CM(n-1,i+1)/dt(ct)+teta*Dro*((Aita-A(n-1,i+1))/(1+Dro*dt(ct)));
        fb=((vo(i)/(r(i)-r(i-1)))+(1/dt(ct)))*b-(vo(i)/(r(i)-r(i-1)))*CM(n,i)-CM(n-1,i+1)/dt(ct)+teta*Dro*((Aitb-A(n-1,i+1))/(1+Dro*dt(ct)));
        fc=((vo(i)/(r(i)-r(i-1)))+(1/dt(ct)))*c-(vo(i)/(r(i)-r(i-1)))*CM(n,i)-CM(n-1,i+1)/dt(ct)+teta*Dro*((Aitc-A(n-1,i+1))/(1+Dro*dt(ct)));

        if fc>0
            b=c;
        else
            a=c;
        end

        citp(i)=citp(i)+1;

        if citp(i)==250
            break
        end
    end
end

```

```

        end

    end

    CM(n,i+1)=c; A(n,i+1)=((Dro*dt(ct)*Aitc+A(n-1,i+1))/(1+Dro*dt(ct)));
end

for i=1:NN
    if CM(n,i+1)<1e-7
        CM(n,i+1)=0; A(n,i+1)=0;
    end
end

n=n+1; vt(n)=vt(n-1)+dt(ct);
if abs(vt(n)-(tiny+Oft))<=1e-10
    vt(n)=tiny+Oft;
end
cit=[cit;citp];
end
%Verifying inhibitor penetration zone after inhibitor overflush
for i=sp+2:NN+1
    if CM(n-1,i)==0
        break
    end
end
s=i-2; rinv=rcel(s+1);
%Verifying significative inhibitor penetration zone after inhibitor overflush
for i=sp+2:NN+1
    if CM(n-1,i)<MIC
        break
    end
end
rinvs=rcel(i-1);
tadst=tiny+Oft;
else
    s=sp;
    tadst=tiny;
end

%Desorption process
vd=vi*Qw/Qii;
for i=1:100
    if (i*0.5)>tadst
        break
    end
end
mi=i; dt(ct)=mi*0.5-tadst;

```

```

vt(n)=vt(n-1)+dt(ct); ss(n)=s;
while vt(n)<=tadst+tdes

    citp(1:NN)=0; a=0; b=Cfi; fc=1;
    CM(n,1)=0; A(n,1)=0; vriny(n)=rcel(ss(n)+1);

    for i=(ss(n)+2):NN
        CM(n,i)=0; A(n,i)=0;
    end

    for i=ss(n):-1:1

        a=0; b=Cfi; fc=1;

        while abs(fc)>1e-5

            if freundlicherlangmuir==1
                Aita=k*(sign(a)*abs((a)^(ne)));
                Aitb=k*(sign(b)*abs((b)^(ne)));
                c=(b+a)/2; Aitc=k*(sign(c)*abs((c)^(ne)));
            else
                Aita=real(Amax*alfa*a/(1+alfa*a));
                Aitb=real(Amax*alfa*b/(1+alfa*b));
                c=(b+a)/2; Aitc=real(Amax*alfa*c/(1+alfa*c));
            end
            fa=((vd(i)/(r(i+1)-r(i)))+(1/dt(ct)))*a-(vd(i)/(r(i+1)-r(i)))*CM(n,i+2)-
            CM(n-1,i+1)/dt(ct)+teta*Drd*((Aita-A(n-1,i+1))/(1+Drd*dt(ct)));
            fb=((vd(i)/(r(i+1)-r(i)))+(1/dt(ct)))*b-(vd(i)/(r(i+1)-r(i)))*CM(n,i+2)-
            CM(n-1,i+1)/dt(ct)+teta*Drd*((Aitb-A(n-1,i+1))/(1+Drd*dt(ct)));
            fc=((vd(i)/(r(i+1)-r(i)))+(1/dt(ct)))*c-(vd(i)/(r(i+1)-r(i)))*CM(n,i+2)-
            CM(n-1,i+1)/dt(ct)+teta*Drd*((Aitc-A(n-1,i+1))/(1+Drd*dt(ct)));

            if fc>0
                b=c;
            else
                a=c;
            end

            citp(i)=citp(i)+1;

            if citp(i)==250
                break
            end

        end

    end

    CM(n,i+1)=c; A(n,i+1)=((Drd*dt(ct)*Aitc+A(n-1,i+1))/(1+Drd*dt(ct)));

```

```

end

for i=1:NN
    if CM(n,i+1)<1e-7
        CM(n,i+1)=0; A(n,i+1)=0;
    end
end

if CM(n,2)<MIC&&(vt(n-1)+dt(ct))>(tadst+1)
    msgbox(sprintf('La simulación se detiene en %0.1f días por desorción total del
inhibidor en el pozo.', vt(n)), 'Concentración de Inhibidor por debajo del MIC')
    break
end

ct=9;

if (vt(n)+dt(ct))>(tadst+tdes)&&(vt(n)~=(tadst+tdes))
    dt(ct)=tadst+tdes-vt(n);
end

n=n+1; vt(n)=vt(n-1)+dt(ct);

cit=[cit;citp];

for i=2:NN+1
    if CM(n-1,i)==0
        break
    end
end
ss(n)=i-2;
end
vt(n)=[]; ss(n)=[]; n=n-1; Aur=A(:,2:end);
for i=1:n
    for j=1:NN
        if freundlichorlangmuir==1
            Aeq(i,j)=k*(sign(CM(i,j+1))*abs((CM(i,j+1))^ne));
        else
            Aeq(i,j)=real(Amax*alfa*(CM(i,j+1))/(1+(alfa*CM(i,j+1))));
        end
    end
end
end
%Diario
Ad=Aur(1,:); Aeqd=Aeq(1,:); CMd=CM(1,2:NN+1);
cc=2;
for i=1:n
    for j=1:n
        if abs(vt(i)-j)<1e-10

```

```

        Ad(cc,1:NN)=Aur(i,1:NN);
        Aeqd(cc,1:NN)=Aeq(i,1:NN);
        CMd(cc,1:NN)=CM(i,2:NN+1);
        cc=cc+1;
        break
    end
end
end
end
else
    vi=Qii/(pi*(rp^2)*fi*Sw);
    %Initial data
    CM(1)=0; A(1)=0; CM(1,2)=0;
    if freundlichorlangmuir==1
        A(1,2)=k*(sign(CM(1,2))*abs((CM(1,2))^(ne)));
    else
        A(1,2)=real(Amax*alfa*CM(1,2)/(1+alfa*CM(1,2)));
    end

    %Adsorption proccess
    ct=5; n=2; vt(n)=dt(ct); cit=0;
    while vt(n)<=tiny

        citp=0; a=0; b=Cfi; fc=1;
        CM(n,1)=Cfi;
        if freundlichorlangmuir==1
            A(n,1)=k*(sign(CM(n,1))*abs((CM(n,1))^(ne)));
        else
            A(n,1)=real(Amax*alfa*CM(n,1)/(1+alfa*CM(n,1)));
        end

        while abs(fc)>1e-5

            if freundlichorlangmuir==1
                Aita=k*(sign(a)*abs((a)^(ne)));
                Aitb=k*(sign(b)*abs((b)^(ne)));
                c=(b+a)/2; Aitc=k*(sign(c)*abs((c)^(ne)));
            else
                Aita=real(Amax*alfa*a/(1+alfa*a));
                Aitb=real(Amax*alfa*b/(1+alfa*b));
                c=(b+a)/2; Aitc=real(Amax*alfa*c/(1+alfa*c));
            end
            fa=((vi/Lp)+(1/dt(ct)))*a-(vi/Lp)*CM(n,1)-CM(n-1,2)/dt(ct)+(teta/dt(ct))*(Aita-
            A(n-1,2));
            fb=((vi/Lp)+(1/dt(ct)))*b-(vi/Lp)*CM(n,1)-CM(n-
            1,2)/dt(ct)+(teta/dt(ct))*(Aitb-A(n-1,2));

```

```

    fc=((vi/Lp)+(1/dt(ct)))*c-(vi/Lp)*CM(n,1)-CM(n-1,2)/dt(ct)+(teta/dt(ct))*(Aitc-
A(n-1,2));

    if fc>0
        b=c;
    else
        a=c;
    end

    citp=citp+1;

    if citp==250
        break
    end

end

CM(n,2)=c; A(n,2)=Aitc;

if CM(n,2)<1e-10
    CM(n,2)=0; A(n,2)=0;
end

n=n+1; vt(n)=vt(n-1)+dt(ct);
if abs(vt(n)-tiny)<=1e-10
    vt(n)=tiny;
end

cit=[cit;citp];
end

if staticordynamic==0
    %Desorption process
    vd=vi*Qw/Qii;
    for i=1:100
        if (i*0.5)>tiny
            break
        end
    end
    mi=i; dt(ct)=mi*0.5-tiny;
    vt(n)=vt(n-1)+dt(ct);
    while vt(n)<=tiny+tdes

        citp=0; a=0; b=Cfi; fc=1;
        CM(n,1)=0; A(n,1)=0;

        while abs(fc)>1e-5

```

```

if freundlichorlangmuir==1
    Aita=k*(sign(a)*abs((a)^(ne)));
    Aitb=k*(sign(b)*abs((b)^(ne)));
    c=(b+a)/2; Aitc=k*(sign(c)*abs((c)^(ne)));
else
    Aita=real(Amax*alfa*a/(1+alfa*a));
    Aitb=real(Amax*alfa*b/(1+alfa*b));
    c=(b+a)/2; Aitc=real(Amax*alfa*c/(1+alfa*c));
end
fa=((vd/Lp)+(1/dt(ct)))*a-(vd/Lp)*CM(n,1)-CM(n-
1,2)/dt(ct)+(teta/dt(ct))*(Aita-A(n-1,2));
fb=((vd/Lp)+(1/dt(ct)))*b-(vd/Lp)*CM(n,1)-CM(n-
1,2)/dt(ct)+(teta/dt(ct))*(Aitb-A(n-1,2));
fc=((vd/Lp)+(1/dt(ct)))*c-(vd/Lp)*CM(n,1)-CM(n-
1,2)/dt(ct)+(teta/dt(ct))*(Aitc-A(n-1,2));

if fc>0
    b=c;
else
    a=c;
end

citp=citp+1;

if citp==250
    break
end
end

CM(n,2)=c; A(n,2)=Aitc;

if CM(n,2)<1e-10
    CM(n,2)=0; A(n,2)=0;
end

if CM(n,2)<MIC&&(vt(n-1)+dt(ct))>(tiny+1)
    msgbox(sprintf('La simulación se detiene en %0.3f horas por desorción total
del inhibidor en el plug.', vt(n)), 'Concentración de Inhibidor por debajo del MIC')
    break
end

ct=9;

if (vt(n)+dt(ct))>(tiny+tdes)&&(vt(n)~=(tiny+tdes))
    dt(ct)=tiny+tdes-vt(n);
end

```

```

n=n+1; vt(n)=vt(n-1)+dt(ct);

cit=[cit;citp];

end
vt(n)=[]; n=n-1; Aur=A(:,2);
%Diario
Ad=Aur(1); CMd=CM(1,2);
cc=2;
for i=1:n
    for j=1:n
        if abs(vt(i)-j)<1e-10
            Ad(cc)=Aur(i);
            CMd(cc)=CM(i,2);
            cc=cc+1;
            break
        end
    end
end
else
    %Desorption process
    vd=vi*Qw/Qii;
    for i=1:100
        if (i*0.5)>tiny
            break
        end
    end
    mi=i; dt(ct)=mi*0.5-tiny;
    vt(n)=vt(n-1)+dt(ct);
    while vt(n)<=tiny+tdes

        citp=0; a=0; b=Cfi; fc=1;
        CM(n,1)=0; A(n,1)=0;

        while abs(fc)>1e-5

            if freundlichorlangmuir==1
                Aita=k*(sign(a)*abs((a)^(ne)));
                Aitb=k*(sign(b)*abs((b)^(ne)));
                c=(b+a)/2; Aitc=k*(sign(c)*abs((c)^(ne)));
            else
                Aita=real(Amax*alfa*a/(1+alfa*a));
                Aitb=real(Amax*alfa*b/(1+alfa*b));
                c=(b+a)/2; Aitc=real(Amax*alfa*c/(1+alfa*c));
            end

```

```

fa=((vd/Lp)+(1/dt(ct)))*a-(vd/Lp)*CM(n,1)-CM(n-
1,2)/dt(ct)+teta*Drd*((Aita-A(n-1,2))/(1+Drd*dt(ct)));
fb=((vd/Lp)+(1/dt(ct)))*b-(vd/Lp)*CM(n,1)-CM(n-
1,2)/dt(ct)+teta*Drd*((Aitb-A(n-1,2))/(1+Drd*dt(ct)));
fc=((vd/Lp)+(1/dt(ct)))*c-(vd/Lp)*CM(n,1)-CM(n-
1,2)/dt(ct)+teta*Drd*((Aitc-A(n-1,2))/(1+Drd*dt(ct)));

if fc>0
    b=c;
else
    a=c;
end

citp=citp+1;

if citp==250
    break
end
end

CM(n,2)=c; A(n,2)=((Drd*dt(ct)*Aitc+A(n-1,2))/(1+Drd*dt(ct)));

if CM(n,2)<1e-10
    CM(n,2)=0; A(n,2)=0;
end

if CM(n,2)<MIC&&(vt(n)+dt(ct))>(tadst+1)
    msgbox(sprintf('La simulación se detiene en %0.3f horas por desorción total
del inhibidor en el plug. YACIMIENTO SIN PROTECCION CONTRA ESCAMAS!
POR FAVOR REPITA EL SQUEEZE!!!', vt(n)), 'Concentración de Inhibidor por debajo
del MIC')
    break
end

ct=9;

if (vt(n)+dt(ct))>(tiny+tdes)&&(vt(n)~=(tiny+tdes))
    dt(ct)=tiny+tdes-vt(n);
end

n=n+1; vt(n)=vt(n-1)+dt(ct);

cit=[cit;citp];

end
vt(n)=[]; n=n-1; Aur=A(:,2);
for i=1:n

```

```

    if freundlichorlangmuir==1
        Aeq(i)=k*(sign(CM(i,2))*abs((CM(i,2))^ne));
    else
        Aeq(i)=real(Amax*alfa*(CM(i,2))/(1+(alfa*CM(i,2))));
    end
end
Aeq=Aeq';
%Diaro
Ad=Aur(1); Aeqd=Aeq(1); CMd=CM(1,2);
cc=2;
for i=1:n
    for j=1:n
        if abs(vt(i)-j)<1e-10
            Ad(cc)=Aur(i);
            Aeqd(cc)=Aeq(i);
            CMd(cc)=CM(i,2);
            cc=cc+1;
            break
        end
    end
end
end
end
t=input('Configure el tiempo (en horas) al cuál quiere ver la grafica (menor al tiempo de
simulación). : ');
while t<0||t>tdes
    t=input('No se puede ver la concentración a ese tiempo. Intente nuevamente: ');
end
for i=1:c
    if (t-vt(i))<1e-5
        break
    end
end
tt=i;
figure(1)
plot(1:t,CMd(2:t+1),'linewidth',0.5); grid on
set(gca,'yscale','log')
set(gcf(1), 'Position', get(0, 'Screensize'))
title('Desorción')
xlabel('tiempo [hrs]')
ylabel('Concentración [ppm]')

```