

## ACIPET

### Evaluación experimental de un sistema cross flow en la formación “A” mediante ensayos coreflooding para los campos Apiay y Suria

J. J. Rodríguez\*, Universidad Industrial de Santander; F. A. Grimaldos, Ecopetrol S.A.; N. Santos, Universidad Industrial de Santander; R. D. Zabala, Ecopetrol S.A.; J.L. Gomez, Universidad Industrial de Santander; L. F. Carrillo, Universidad Industrial de Santander; H. Buendia, Universidad Industrial de Santander

Categoría: Marque con una “X”

- Artículo Técnico
- Tesis Pregrado
- Tesis Posgrado

Derechos de Autor 2022, ACIPET

Este artículo técnico fue preparado para presentación en el XIX Congreso Regional Colombiano de Petróleo, Gas y Energía organizado por ACIPET en Cartagena, Colombia.

Este artículo fue seleccionado para presentación por el comité técnico de ACIPET, basado en información contenida en un resumen enviado por el autor(es).

#### Resumen

La aplicación de los sistemas Cross Flow en los campos petroleros con producción de agua de diferentes formaciones, se ha convertido en un enfoque útil para los campos maduros con inyección de agua. El objetivo principal de este estudio experimental es evaluar la factibilidad del uso de un sistema Cross Flow en la formación “A” para los campos Apiay y Suria. Se realizó caracterización de los fluidos de producción e inyección, difracción de rayos X (DRX), caracterización petrofísica de rocas y ensayos Coreflooding. De acuerdo con los resultados de salinidad de las muestras analizadas, se evidenciaron rangos con valores dispersos entre 269 y 3061 ppm en STD para la formación “A” y entre 1425 y 9319 ppm en STD para la formación “B”. En el ensayo Coreflooding la medición de velocidad crítica de flujo en la muestra de roca del pozo A-22 de profundidad 10738,17 pies presentó alteración a tasas superiores de 8 mL/min de la capacidad de flujo del medio poroso. Es importante resaltar que las mezclas de los fluidos inyectados son compatibles con las formulaciones evaluadas y que el inhibidor usado en campo ejerce su función de manera correcta; adicionalmente existe un bajo efecto de sensibilidad de los minerales arcillosos presentes en la muestra de roca, que a pesar de la alta variación en la salinidad no se ve afectada con una alta reducción en la permeabilidad. En la etapa de la evaluación para pérdida de inyectividad con agua real de inyección de la Estación Suria, se observó una tendencia en la pérdida de permeabilidad en el medio poroso al cambiar los filtros (0,45, 1,2, 3,0, 5,0, 8,0 y 11,0 micras). Finalmente, después de haber desplazado 50 volúmenes porosos de agua real de inyección sin filtro la permeabilidad se redujo en un 36%.

#### Introducción

En los campos petroleros de Apiay y Suria ubicados en el departamento del Meta se producen fluidos de tres formaciones productoras A, B y C. Las propiedades de la formación y fluidos varían en cada una de ellas principalmente en cuanto a composición de metales de las aguas y sólidos totales disueltos en general. Todas estas aguas se mezclan en superficie para su respectivo tratamiento para quedar aptas a ser vertidas de acuerdo a las condiciones de la normativa nacional colombiana y otra parte para reinyección en el yacimiento con fines de recobro.

En relación con ello, las estaciones de los campos Apiay y Suria tienen una recepción actual promedio de 43000 y 100000 barriles de agua por día respectivamente. En concordancia, el problema actual del sistema de tratamiento de aguas residuales en los campos Apiay y Suria está relacionado con el elevado volumen de fluidos a tratar. Adicionalmente, para ser reinyectada al yacimiento se debe tener en cuenta la compatibilidad de la nueva composición fisicoquímica generada por la mezcla entre ellas con el agua de la formación para no generar daños a la formación por precipitación de escamas inorgánicas y pueden afectar la integridad de la tubería, ya sea por corrosión o por deposición de recursos sólidos.

Para contrarrestar estos efectos se inyecta en la corriente de inyección diferentes tipos de inhibidores de incrustación y corrosión, lo cual aumenta el costo por barril de hidrocarburo producido. Por consiguiente, el presente trabajo centra su atención en evaluar un proceso Cross Flow, el cual tiene como fin inyectar agua de una formación a otra apoyada de su energía natural mediante el uso de herramientas instaladas en pozo sin necesidad de llevar el agua a superficie, considerándose como una alternativa ambiental y económica.

## Metodología

Para el desarrollo de este trabajo inicialmente se caracterizó la muestra de roca y fluidos, luego se evaluó la compatibilidad de los fluidos con el medio poroso mediante ensayo coreflooding el cual se realizó en 4 etapas: permeabilidades de referencia, velocidad crítica de flujo, compatibilidad de aguas y pérdida de inyectividad. Estas actividades permitirán diagnosticar el estado actual de los procesos y servirán para establecer opciones de mejora.

**Análisis fisicoquímicos In Situ.** Los análisis fisicoquímicos in situ contemplan la estimación de gases disueltos ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$  y  $\text{O}_2$ ), así como la cuantificación de  $\text{Cl}^-$ , alcalinidad, sulfatos, pH, conductividad y turbidez. La determinación de los aniones se realiza por métodos volumétricos y turbidimétrico; para los cloruros se usa volumetría de precipitación mediante el método de Mohr, para la alcalinidad se usa titulación potenciométrica y para sulfatos se usa el método turbidimétrico.

**Análisis de metales por ICP-OES.** En esta técnica la introducción continua de la muestra líquida a un sistema de nebulización forma un aerosol que es transportado por el Argón a la antorcha del plasma acoplado inductivamente por radio frecuencia. En el plasma, debido a las altas temperaturas generadas, los analitos atomizados son ionizados generándose los espectros de emisión atómicos de líneas características. Los espectros son dispersados por la red de difracción, y el detector sensible a la luz se encarga de medir las intensidades de las líneas. La información es procesada por medio de un software especializado integrado al equipo.

**Distribución de tamaño de partícula.** Esta prueba consiste en la filtración de un volumen de agua a través de filtros de membranas tarados, con diferentes tamaños de poro (0,45; 1,2; 3,0; 5,0; 8,0 y 11,0  $\mu\text{m}$ ). La cuantificación del volumen que se filtra en la membrana y el peso final de la misma (luego de un proceso de secado por 2 horas a 60 °C) permite estimar una distribución de tamaño de las partículas suspendidas en la muestra filtrada.

**Prueba de coreflooding.** El protocolo de desplazamiento contempló el estudio en medio poroso de tres fenómenos, determinación de tasa crítica, compatibilidad entre mezclas de agua y pérdida de inyectividad. Inicialmente se tomaron las permeabilidades de referencia y se evaluó el efecto de la velocidad de flujo de fluidos en una prueba de tasa crítica, conociendo la tasa máxima posible se definió una tasa de trabajo y se evaluó la compatibilidad de las salmueras realizando mezclas entre ellas y por último se evaluó la pérdida de inyectividad generada al inyectar agua real de inyección.

### *Tasa Crítica*

- Medición de las dimensiones del plug y peso del plug seco
- Saturación de la muestra con salmuera sintética de agua de formación del pozo productor D-20, filtrada previamente por membrana de 0,45 micras y desaireada
- Peso del plug para calcular la saturación de la muestra
- Montaje del plug en el coreholder a condiciones de trabajo y proceso de expansión térmica durante 12 horas
- Inyección de salmuera sintética de agua de formación del pozo D-20 a tasas de inyección de 0,1, 0,25, 0,5 y 1,0  $\text{cm}^3/\text{min}$  verificando que no ocurra migración de finos. En caso de presentarse migración en alguna tasa de inyección se baja la tasa de inyección a la anterior
- Desplazamiento de crudo muerto del pozo D-20 (contenido de agua menor a 3% y filtrado por 0,45 micras).
- Determinación de la permeabilidad efectiva al crudo, Koil, desplazando suficientes volúmenes porosos de crudo muerto del pozo D-20 asegurando el desplazamiento de al menos 5 volúmenes porosos de crudo estables.
- Desplazamiento de salmuera sintética de agua de formación del pozo D-20 hasta condiciones de saturación de aceite residual, Sor.
- Determinación de la permeabilidad efectiva a la salmuera de formación del pozo D-20.
- Con el fin de determinar si la muestra de roca presenta velocidad crítica de flujo, se procede a la determinación de inyectividad la cual se basa en ir aumentando las tasas de flujo 1, 2, 4, 8, 16, 24  $\text{cm}^3/\text{min}$  hasta alcanzar una zona estable de al menos 10 volúmenes porosos en cada caudal.
- Si se presenta velocidad crítica de flujo se procede a repetir la inyección de fluido al caudal inmediatamente anterior para verificar la tendencia de linealidad y en el caso de evidenciarse cambios en la tendencia al caudal final evaluado se especifica que a este caudal se presentó velocidad crítica de flujo.

### *Compatibilidad de salmueras*

- Retorno a la tasa de trabajo y medición de la permeabilidad efectiva a la salmuera sintética de formación del pozo D-20
- Desplazamiento de salmuera sintética de formación del pozo D-20 con todos sus componentes (iones). A partir de este punto todas las salmueras sintéticas trabajadas son preparadas con todos los iones. Las aguas que son usadas con inhibidor de scale se prepararán con la dosificación suministrada en campo
- Determinación de la permeabilidad efectiva a la salmuera y comparación con la anterior lectura. Si se observa reducción de permeabilidad se debe verificar posibles depositaciones de escamas
- Carga y preparación de una segunda bomba con salmuera sintética equivalente al pozo B-20

- Evaluación de la compatibilidad de las aguas de acuerdo con las mezclas presentadas en la Tabla 1 a una tasa de inyección donde no se muevan los minerales finos. Desplazar en la evaluación de cada una de las mezclas al menos 5 volúmenes porosos estables. Las mezclas se realizan en las proporciones 100:0 y 50:50

Mezcla	Bomba 1	Bomba 2
	Salmuera formación receptora	Salmuera formación inyectora
1	B-20 (B)	B-19 (B)
2	B-19 (B)	C-19 (A)
3	C-19 (A)	Estación 2 (Iny)
4	Estación 2 (Iny)	A-19 (C)
5	A-19 (C)	Estación 2 (Iny)

Tabla 1. Relación de compatibilidades

- Si se observa reducción de la permeabilidad superior al 20% se debe inyectar la salmuera de composición total previa y verificar si persiste la disminución de permeabilidad inyectando por lo menos 20 vp

#### *Perdida de inyectividad*

- Desplazamiento de salmuera sintética de inyección con todos los iones (Estación 2) a caudal de trabajo, previamente filtrada por membranas de 0,45 micrones. El criterio de estabilidad son 5 VP
- Desplazamiento de agua real de inyección (Estación 2) a caudal de trabajo, previamente filtrada por membranas de 0,45 micrones. El criterio de estabilidad son 5 VP. Comparación de las permeabilidades efectivas con el punto anterior
- Evaluación de la pérdida de inyectividad desplazando a través del medio poroso agua real de inyección de la Estación 2 previamente filtrada por diferentes filtros de membrana con tamaños de poro de 0,45, 1,2, 3,0, 5,0, 8,0, 11,0  $\mu\text{m}$  y desplazada en orden ascendente de tamaño de filtración al mismo caudal del punto anterior, midiendo en cada caso la permeabilidad efectiva al agua real de inyección. Si se obtiene una disminución de la permeabilidad desplazar hasta 10 VP del agua real de inyección filtrada por la membrana específica.
- Desplazar agua real de inyección sin membrana de filtración utilizando el mismo caudal y si la permeabilidad tiende a disminuir desplazar hasta 50 VP. Utilizar el free pistón invertido

#### **Resultados y discusión**

En esta sección se presentan los resultados de las pruebas realizadas a los fluidos muestreados y finalmente los resultados de la prueba de desplazamiento.

**Análisis fisicoquímicos In Situ y Metales.** En las Tablas 2 y 3, se presentan los resultados de los análisis fisicoquímicos in situ y en laboratorio realizados a los pozos productores pertenecientes a los campos A, B, C y D.

Nº	Muestra	Formación	H <sub>2</sub> S mg/L	CO <sub>2</sub> mg/L	Ph	T (°C)	Conductividad mS/cm	Cl mg/L	Resistividad Ωm	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> mg/L	CO <sub>3</sub> <sup>=</sup> mg/L	SO <sub>4</sub> <sup>=</sup> mg/L
1	A-30	A	ND	< 10	7,02	21,9	3,86	1191,3	2,59	336,7	0,0	9,0
2	A-42	B	ND	30	6,93	21,9	6,87	2111,4	1,46	336,7	0,0	< 4
3	A-46	B	ND	< 10	6,97	22,0	4,71	1522,9	2,12	409,9	0,0	< 4
4	B-3	A	0,3	< 10	6,47	21,7	1,38	519,0	7,25	87,8	0,0	9,0
5	B-9	A	ND	< 10	7,40	21,9	1,46	553,8	6,85	102,5	0,0	9,0
6	B-19	B	ND	< 10	7,07	21,9	1,59	692,5	6,29	270,8	0,0	5,9
7	B-20	B	ND	20	6,72	21,4	13,78	6126,4	0,73	168,4	0,0	< 4
8	B-23	B	ND	< 10	6,78	21,8	9,43	3426,0	1,06	29,3	0,0	< 4
9	B-31	A	ND	< 10	6,79	21,8	1,42	553,8	7,04	87,8	0,0	9,0
10	C-17	A	ND	< 10	7,31	20,9	0,35	65,8	28,57	51,2	0,0	9,4
11	C-19	A	ND	12	6,92	22,2	1,76	411,9	5,68	107,5	0,0	9,2
12	C-27	A	ND	14	6,63	22,5	0,63	142,0	15,87	51,2	0,0	9,1
13	C-37	B	NR	NR	6,23	29,6	3,82	1175,8	2,62	115,9	0,0	< 4
14	D-10	A	ND	< 10	7,71	20,6	0,51	138,4	19,61	61,0	0,0	9,0
15	D-13	A	ND	12	7,13	21,2	0,41	134,5	24,39	43,9	0,0	9,0
16	D-19	B	ND	45	6,54	21,9	7,17	2526,7	1,39	248,9	0,0	< 4
17	D-20	A	NR	NR	6,77	28,9	5,06	1401,8	1,98	298,9	0,0	9,0
18	D-21	B	ND	< 10	7,17	20,8	2,30	692,2	4,35	190,3	0,0	< 4
19	A-19	C	ND	30	7,00	60,0	0,18	15,0	55,56	52,2	0,0	8,1

Tabla 2. Análisis fisicoquímico básico pozos productores

N°	Muestra	Formación	Na <sup>+</sup> mg/L	K <sup>+</sup> mg/L	Mg <sup>++</sup> mg/L	Ca <sup>++</sup> mg/L	Sr <sup>++</sup> mg/L	Ba <sup>++</sup> mg/L	Fe <sup>++</sup> mg/L	Si mg/L	SiO <sub>2</sub> mg/L	STD mg/L
1	A-30	A	878,0	6,67	1,28	15,53	0,27	0,20	1,0	44,41	95,04	2535
2	A-42	B	1209,0	54,51	13,15	175,00	4,69	0,11	2,0	34,94	74,77	3985
3	A-46	B	1042,0	42,65	10,52	108,90	3,44	0,18	0,7	34,60	74,04	3219
4	B-3	A	239,9	17,01	3,86	64,77	1,49	0,70	0,3	35,94	76,91	1021
5	B-9	A	230,7	14,82	4,43	65,14	1,76	1,40	0,1	36,22	77,51	1061
6	B-19	B	41,0	78,39	27,73	355,10	12,83	0,36	0,1	35,68	76,36	1561
7	B-20	B	2155,0	87,74	52,53	627,90	21,50	0,51	7,0	31,64	67,71	9319
8	B-23	B	1550,0	67,97	20,19	227,20	7,53	0,37	0,3	28,98	62,02	5395
9	B-31	A	379,0	3,77	1,14	10,42	0,15	0,70	0,4	38,79	83,01	1129
10	C-17	A	40,9	7,73	1,02	13,16	0,17	0,21	0,3	37,07	79,33	269
11	C-19	A	290,0	21,81	2,80	45,62	1,14	0,46	2,0	36,57	78,26	971
12	C-27	A	69,6	10,24	1,21	18,00	0,41	0,29	1,0	36,45	78,00	381
13	C-37	B	576,5	20,80	15,40	201,80	9,80	9,30	30,0	59,00	126,26	2286
14	D-10	A	94,5	7,57	1,56	12,36	0,18	2,09	0,2	37,51	80,27	407
15	D-13	A	39,8	7,02	1,68	13,62	0,22	0,12	2,0	44,69	95,64	348
16	D-19	B	1117,0	60,80	22,34	293,30	7,10	0,13	5,0	33,11	70,86	4356
17	D-20	A	863,3	70,20	21,30	224,30	12,50	10,00	20,0	60,60	129,68	3061
18	D-21	B	382,2	20,38	4,29	47,17	1,43	0,22	0,1	38,64	82,69	1425
19	A-19	C	18,0	5,6	0,9	14,1	0,3	0,6	2,0	NR	NR	117

Tabla 3. Análisis fisicoquímico de metales pozos productores

**Propiedades petrofísicas.** La determinación de las propiedades petrofísicas de la muestra de roca comprende diferentes etapas de preparación y caracterización de la muestra; inicialmente se selecciona la muestra de roca representativa de la zona de interés, luego la muestra es sometida a un proceso de limpieza, secado, determinación de porosidad y permeabilidad para posteriormente saturarla con la salmuera de trabajo y proceder con el respectivo protocolo de desplazamiento. En la Tabla 4, se muestra la identificación y propiedades del plug disponible para la prueba de coreflooding.

Característica	Valor
Pozo	A-29
Profundidad (ft)	10738,17
Longitud (cm)	6,097
Diámetro (cm)	3,726
Volumen Poroso (cm <sup>3</sup> )	6,900
Porosidad (%)	10,38
Permeabilidad (mD)	305

Tabla 4. Propiedades petrofísicas

**Análisis mineralógico.** De acuerdo con Benavides, Carmen (2007) de ICP: Los resultados del perfil mineralógico realizado para A-22 (Informe ICP-UST ID0153-07-084) de análisis de roca total a las muestras analizadas a diferentes profundidades; indican que las muestras corresponden a rocas altamente cuarzosas que superan el 90% en peso de la roca total. Adicional al Cuarzo, se encuentran minerales de arcilla que no exceden del 10% y algunas trazas de Anatasa, Piritá y Otros. En la Figura 1, agrupan a otras fases cristalinas presentes en menor proporción, de baja cristalinidad que se encuentran enmascaradas por las fases mayoritarias, en nuestro caso corresponden a Feldespatos principalmente potásicos, Calcita, Barita y Apatitos.



N°	Muestra	pH	T	Conductividad	Cl <sup>-</sup>	Resistividad	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	CO <sub>3</sub> <sup>=</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>=</sup>	Turbidez	G&A
			(°C)	mS/cm	mg/L	Ωm	mg/L	mg/L	mg/L	NTU	mg/L
1	Inyección Estación 2	7,35	21,3	2,119	631,9	4,69	223,66	0	18,7	10,3	5,76

Tabla 6. Análisis fisicoquímico básico agua real de inyección

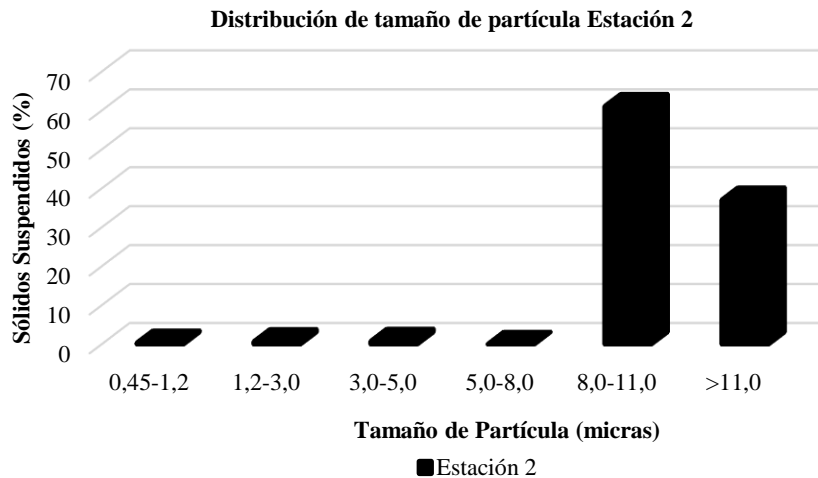


Figura 3. Distribución de tamaño de partícula

### Interacción roca – fluido

Como se indicó anteriormente en el protocolo experimental esta evaluación constó de 4 etapas, las etapas definidas son: Permeabilidades de referencia, velocidad crítica de flujo, compatibilidad de aguas y pérdida de inyectividad. A continuación, se presentan los resultados obtenidos.

**Permeabilidad absoluta y efectivas de referencia.** El desplazamiento inició con su respectivo montaje, ajuste de condiciones y permitiendo el acondicionamiento de roca y fluidos a la temperatura de operación durante 12 horas con una tasa de 0,1 cm<sup>3</sup>/min. Pasado este tiempo y alcanzada la estabilidad de las condiciones se realizó medición de permeabilidad absoluta del medio poroso donde se observó un buen comportamiento de estabilidad en las tasas de 0,1, 0,25, 0,5 y 0,75 cm<sup>3</sup>/min con la salmuera de formación D-20 la cual fue de 215,6 mD donde se evidenció una reducción del 29,3% respecto a la permeabilidad al aire, posteriormente se realiza cambio de fluido a crudo muerto D-20 llevando la muestra a Swirr y se determinó permeabilidad efectiva al crudo de 143,2 mD lo que equivale a una reducción del 53% respecto a la permeabilidad al aire. Finalmente se cambió de fluido a salmuera de formación D-20 llevando la muestra a Sor y se determinó permeabilidad efectiva al agua de 9,6 mD lo que corresponde a una reducción del 96,8%. Por lo anterior se hace evidente una marcada mojabilidad preferencial por el agua en este tipo de roca. En la Figura 1 se presentan los registros obtenidos de la permeabilidad absoluta y efectivas de referencia.

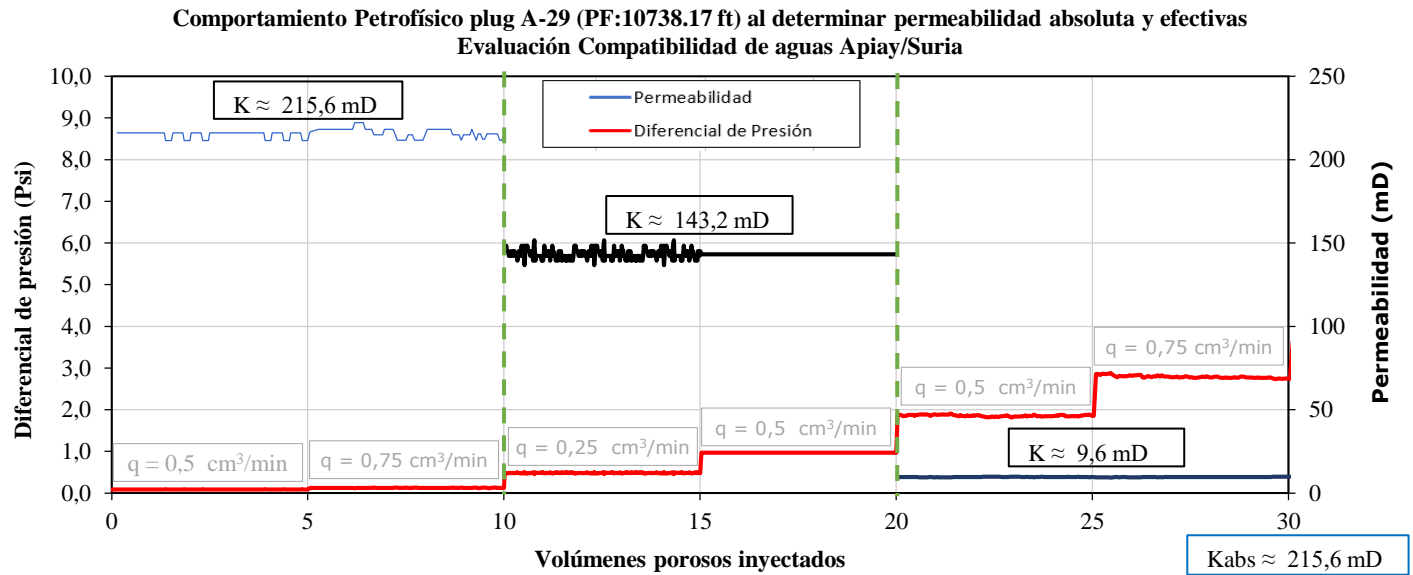


Figura 4. Permeabilidad absoluta y efectiva de referencias

**Velocidad crítica de flujo.** Inicialmente se inyectó salmuera sintética de formación D-20 a tasa de 1 cm<sup>3</sup>/min hasta alcanzar condiciones de flujo estabilizado para medir permeabilidad efectiva al agua, esto con el fin de tener un valor base de comparación en cuanto a la posible variación de la capacidad de flujo por efecto de la inyección del fluido acuoso hasta altos caudales de inyección. Una vez alcanzadas las condiciones de flujo para este primer caudal se procedió a inyectar a un segundo caudal de 2 cm<sup>3</sup>/min hasta alcanzar condiciones de flujo estabilizado y así sucesivamente para todos los demás caudales de inyección a evaluar (4, 8 y 16 cm<sup>3</sup>/min). En la Figura 5 se presenta el análisis de la línea de tendencia tipo Darcy el cual permitió observar que se pierde la linealidad en la tendencia al aumentar la tasa de 8 a 16 cm<sup>3</sup>/min, este movimiento es típico al presentarse movimiento de finos dentro del medio poroso por lo que se determinó velocidad crítica de flujo para tasas superiores de 8 cm<sup>3</sup>/min.

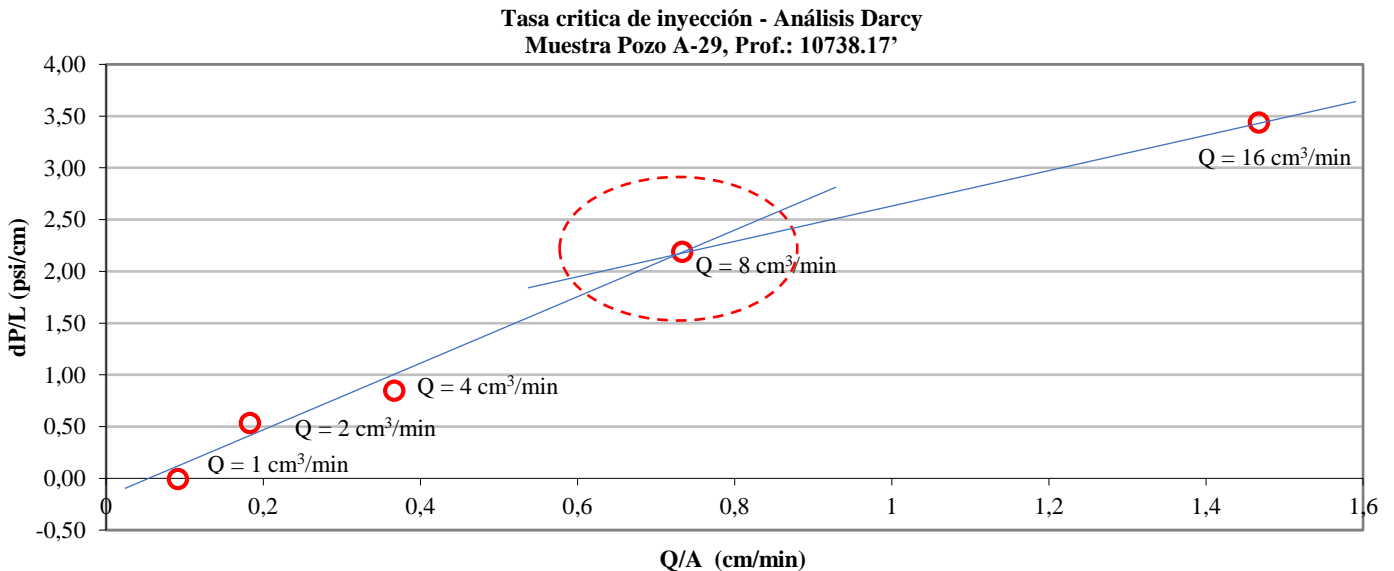


Figura 5. Análisis Darcy - Tasa crítica

Estos resultados son coherentes con el informe de mineralogía donde se reporta en la fracción inferior a 2 micras un contenido considerable de mineral tipo caolinita quien presenta comportamiento migrable en el medio poroso.

**Compatibilidad de aguas.** Con el objetivo de identificar si se presenta incompatibilidad entre las aguas, en esta etapa de la evaluación se usó salmuera con todos sus iones (aniones y cationes) dosificadas con inhibidor de incrustación a la concentración inyectada en campo. Continuando con la evaluación se inyectó salmuera sintética D-20 con todos sus iones para reemplazar la salmuera de trabajo. Para efectuar las mezclas se realizó por dilución usando dos bombas a porcentajes de mezcla de 50:50 y 0:100 las cuales sumados sus tasas dan un valor de 1 cm<sup>3</sup>/min de acuerdo con el protocolo experimental mencionado en la metodología de este informe. En la Figura 6 se presenta el comportamiento del diferencial de presión y permeabilidad efectiva medida durante el proceso de compatibilidad en la muestra de roca del pozo A-29 de 10738,17 pies de profundidad.

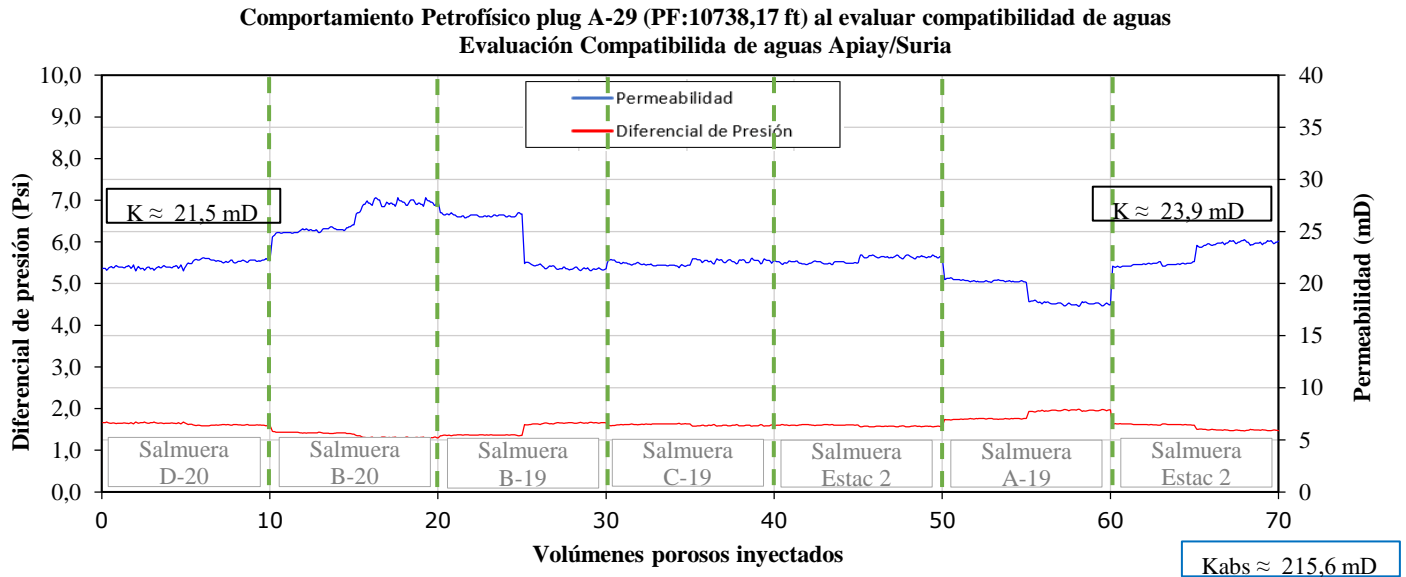


Figura 6. Compatibilidad de aguas

En la Figura 6 se observa un comportamiento oscilatorio en la permeabilidad efectiva al agua relacionado directamente con la salinidad de los fluidos inyectados manteniendo la tendencia con la mayoría de los fluidos a la permeabilidad de referencia de 21,5 mD. Cuando se le inyectó 100% de la salmuera C-20 aumento a un valor de 27,2 mD siendo un incremento del 25,5% respecto a la permeabilidad de referencia y cuando se le inyectó 100% de la salmuera A-19 disminuyó a un valor de 18,1 mD siendo una reducción del 15,8% respecto a la permeabilidad de referencia.

A juzgar por el comportamiento general de toda la etapa estos resultados permiten concluir que son compatibles a las formulaciones evaluadas y que el inhibidor utilizado ejerce su función adecuadamente; además existe un leve efecto de sensibilidad de los minerales arcillosos presentes en la muestra de roca del pozo A-29 de profundidad 10738,17 pies que a pesar de la alta variación en la salinidad no se ve afectada con una alta reducción en la permeabilidad.

**Perdida de inyectividad.** Los resultados de la prueba de inyectividad se presentan en la Figura 7. Esta etapa se inició desplazando agua real de inyección de la Estación 2 a tasa de 1 cm<sup>3</sup>/min previamente filtrada por membrana de 0,45 micras y seguidamente se fueron variando en orden ascendente (1,2, 3,0, 5,0, 8,0 y 11 micras). Finalmente, se desplazaron 50 volúmenes porosos de agua real de inyección sin utilizar filtro, en donde se observa una disminución en la permeabilidad pasando de 23,9 mD a 15,3 mD lo que corresponde a una reducción en la permeabilidad del 36%.



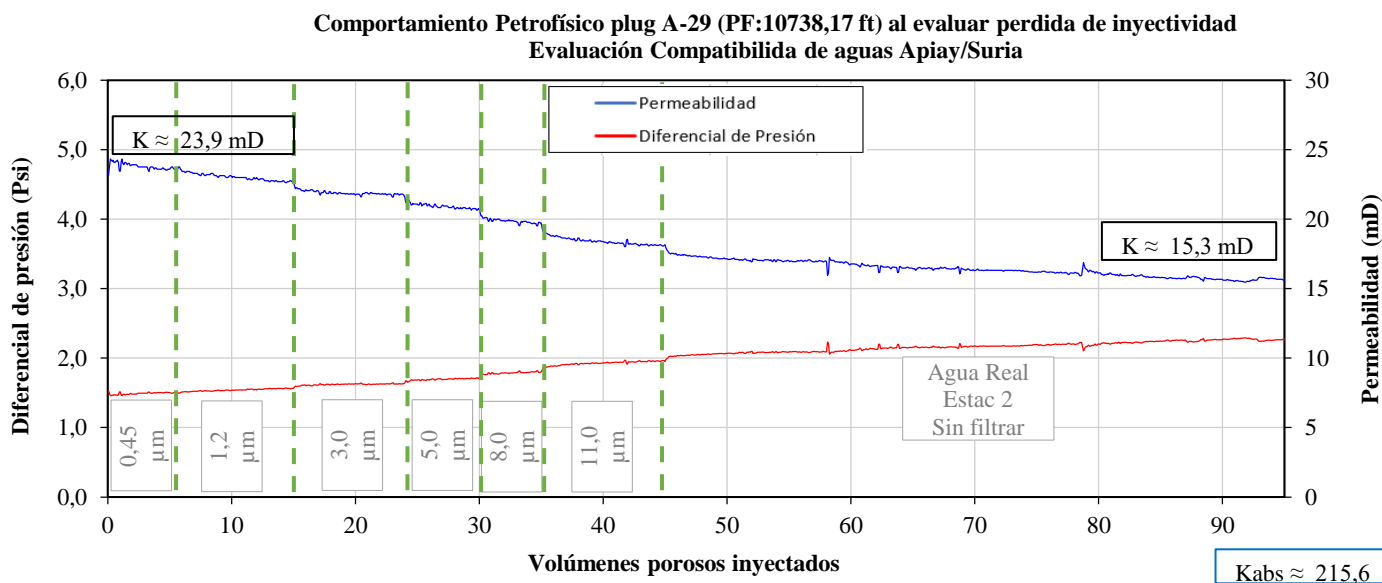


Figura 7. Pérdida de inyectividad

## Conclusiones

La medición de velocidad crítica de flujo en la muestra de roca del pozo A-29 de profundidad 10738,17 pies presentó alteración a tasas superiores de 8 cm<sup>3</sup>/min de la capacidad de flujo del medio poroso. El análisis tipo Darcy para la respectiva línea de tendencia permitió corroborar este comportamiento. Estos resultados son coherentes con el informe de mineralogía donde se reporta en la fracción inferior a 2 micras un contenido considerable de mineral tipo caolinita quien presenta comportamiento migrable en el medio poroso.

El experimento roca-fluido permitió evidenciar que las mezclas de los fluidos inyectados son compatibles a las formulaciones evaluadas y que el inhibidor usado ejerce su función adecuadamente; además existe un leve efecto de sensibilidad de los minerales arcillosos presentes en la muestra de roca del pozo A-29 de profundidad 10738,17 pies que a pesar de la alta variación en la salinidad no se ve afectada con una alta reducción en la permeabilidad. Estos resultados son coherentes con el informe de mineralogía donde se reporta un bajo contenido de minerales arcillosos tipo esmectita en este tipo de muestras.

En la etapa de la evaluación para pérdida de inyectividad con agua real de inyección de la Estación 2 se observó una tendencia en la pérdida de permeabilidad en el medio poroso al cambiar los filtros (0,45, 1,2, 3,0, 5,0 8,0 y 11,0 micras). Finalmente, después de haber desplazado 50 volúmenes porosos de agua real de inyección sin filtro la permeabilidad se redujo en un 36%.

## Reconocimientos

Agradecemos a Ecopetrol S.A. por el apoyo financiero y logística para la consecución de las muestras e información de los campos de estudio. Adicionalmente, a todo el personal vinculado al Grupo de Investigación en Tomografía Computarizada para Caracterización de Yacimientos y la Universidad Industrial de Santander quienes facilitaron personal e infraestructura para la ejecución de los ensayos experimentales.

## Referencias.

1. API RP 40 "Recommended practice for core analysis". February 1, 1998
2. API RP 42 "Recommended practice for laboratory testing of surface active agents for well stimulation". January 1, 1977
3. Arrieta G., Jesús D. (2016). *Desarrollo de una herramienta computacional para la predicción de precipitados inorgánicos en Sistemas de producción de crudo*. (Tesis de Maestría en Ingeniería Química). Universidad Industrial de Santander
4. Benavides, C. C. (2007) "Resultados análisis mineralógico pozo A-22 (Informe ICP-UST IDO 153-07-084)". Piedecuesta, Colombia: Instituto Colombiano del Petróleo
5. Martínez L., Raúl A. (2017). *Modelo fenomenológico de remoción de daño a la formación asociado a la depositación de escamas inorgánicas del tipo Carbonato y Sulfato* (Tesis de Maestría en Ingeniería de Hidrocarburos). Universidad Industrial de Santander
6. Procedimiento de ensayo P033: "Procedimiento para determinación de calidad de agua In situ", Grupo de Investigación en Tomografía Computarizada. Universidad Industrial de Santander. 2019
7. Procedimiento de ensayo P034: "Procedimiento para toma de muestra In situ". Grupo de Investigación en Tomografía Computarizada. Universidad Industrial de Santander. 2019
8. Villar G., Alvaro. (2017). *Modelo determinístico de diagnóstico de daño a la formación por depositación de escamas de CaCO<sub>3</sub>, aplicable a los campos colombianos del grupo empresarial Ecopetrol*. (Tesis de Maestría en Ingeniería de Hidrocarburos). Universidad Industrial de Santander