

**ANÁLISIS DEL INCREMENTO DE LA INYECTIVIDAD MEDIANTE  
ESTIMULACIÓN QUÍMICA EN EL CAMPO YARIGUI – CANTAGALLO**

**DENYN SON PLATA LIEVANO**

**MICHEL ANGELO BOHORQUEZ LEON**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN  
DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2011**

**ANÁLISIS DEL INCREMENTO DE LA INYECTIVIDAD MEDIANTE  
ESTIMULACIÓN QUÍMICA EN EL CAMPO YARIGUI – CANTAGALLO**

**DENYN SON PLATA LIEVANO**

**MICHEL ANGELO BOHORQUEZ LEON**

**Trabajo de Monografía presentado ante la Escuela de Ingeniería de Petróleos  
sección de Posgrados como requisito para obtener el título de Especialista  
en Producción de Hidrocarburos.**

**Director: Ing. Jose Arnobio Vargas Medina. Msc.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN  
DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2011**

## **AGRADECIMIENTO**

Sinceros agradecimientos al Ingeniero José Arnobio Vargas por su brillantez, claridad y sencillez, a Daniel Mauricio Rojas, excelente compañero y amigo, a todo el grupo de Cantagallo; sinceros agradecimientos al grupo de yacimientos de Yariguí-Cantagallo.

## **DEDICATORIA**

Para mi familia, a mi esposa Yenny, para la luz de mis ojos Juanita, para Alejandro, para mis papás...los generadores de todo, a mis hermanos aún de mis más grandes amores, a mi abuela María Ignacia de alguna forma soy su imagen y semejanza. Como antes, a mis amigos, los nuevos y los viejos...siempre parte de mi presente. DENYN SON

A mi familia que siempre me ha acompañado y apoyado a alcanzar todas las metas que me he propuesto.

A Andrea por su comprensión y entrega. MICHEL

## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN .....	16
1. INYECCION DE AGUA.....	16
1.1. TEORÍA DE DESPLAZAMIENTO INMISCIBLE .....	16
1.1.1. Ecuación de flujo fraccional .....	16
1.1.2. Ecuación de Avance frontal .....	20
1.1.3. Eficiencia de Desplazamiento .....	25
1.2. EFICIENCIA DE BARRIDO Y ARREGLOS DE POZOS.....	27
1.2.1. Consideraciones teóricas.....	27
1.2.2. Tipos de arreglos .....	28
1.2.3. Arreglos Periféricos.....	30
1.2.4. Razón de Movilidad.....	31
1.2.5. Eficiencia de Barrido .....	33
1.2.5.1. Eficiencia Areal de Barrido.....	33
1.2.5.2. Eficiencia Vertical de barrido.....	35
1.2.5.3. Eficiencia volumétrica de barrido .....	36
2. POZOS INYECTORES .....	39
2.1. PERIODO DE FLUJO RADIAL.....	39
2.2. PERIODO DE TRANSICIÓN O INTERFERENCIA.....	42
2.3. PERIODO DE FLUJO CONTINUO.....	44
2.4. METODOS DE PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA INYECCIÓN DE AGUA.....	47
2.4.1. Método de Buckley – Leverett .....	47
2.4.2. Método de Dijkstra – Parsons.....	51
2.4.3. Coeficiente de Variación de Permeabilidad, V .....	54
2.5. PRUEBAS DE INYECTIVIDAD .....	56
2.6. TRATAMIENTO QUIMICO .....	60
2.6.1. Tipos de Ácido.....	60
2.6.1.1. Ácidos Inorgánicos.....	60
2.6.1.2. Ácidos Orgánicos.....	62
2.7. FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.....	63

2.8.	<b>TRAZADORES RADIOACTIVOS</b>	65
2.8.1.	Tratamiento de Pozos	65
2.8.2.	Herramientas Eyectoras de Material Radiactivo	65
3.	<b>PRUEBAS DE CAMPO –ESTIMULACIÓN QUIMICA PARA INCREMENTAR LA INYECTIVIDAD</b>	68
3.1.	<b>INTRODUCCIÓN</b>	68
3.2.	<b>GENERALIDADES CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO</b>	68
3.3.	<b>RESEÑA HISTÓRICA</b>	69
3.3.1.	Desarrollo adicional	70
3.4.	<b>OPERACIONES DE CAMPO</b>	74
3.4.1.	Yariguí-509	76
3.4.2.	Yariguí-505	79
3.4.3.	Yariguí-506	82
3.4.4.	Yariguí-507	86
3.4.5.	Yariguí-508	89
3.4.6.	Yariguí-511	93
3.4.7.	Yariguí-504	100
3.4.8.	Yariguí-96	113
3.4.9.	Yariguí-512	120
3.5.	<b>ANÁLISIS Y COMPARACIÓN DE RESULTADOS</b>	129
4.	<b>ANALISIS COSTOS OPERACIONALES</b>	131
4.1.	<b>COSTOS OPERACIONALES</b>	132
5.	<b>CONCLUSIONES</b>	135
6.	<b>RECOMENDACIONES</b>	136
	<b>BIBLIOGRAFIA</b>	137

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Modelo de Unidad de flujo.....	17
Figura 2	Curvas de permeabilidad relativa y flujo fraccional.....	19
Figura 3	Modelo avance frontal.....	20
Figura 4	Distribución de saturación.....	22
Figura 5	Curva de flujo fraccional.....	24
Figura 6	Cálculo Swp antes de la ruptura.....	25
Figura 7	Arreglo de pozos en línea.....	28
Figura 8	Arreglo de pozos en línea alterna.....	29
Figura 9	Arreglo de cinco puntos.....	30
Figura 10	Frente de desplazamiento.....	31
Figura 11	Eficiencia areal de barrido.....	33
Figura 12	Eficiencia vertical de barrido.....	35
Figura 13	Eficiencia volumetrica de barrido vs razón de movilidad.....	36
Figura 14	Efecto de la movilidad sobre la inyectividad.....	37
Figura 15	Efecto de las fuerzas viscosas y capilares en la eficiencia volumétrica.....	38
Figura 16	Flujo radial.....	39
Figura 17	Efecto de la movilidad sobre la inyectividad.....	40
Figura 18	Efecto de la movilidad sobre la inyectividad.....	42
Figura 19	Periodo de transición.....	43
Figura 20	Periodo continuo.....	44
Figura 21	Método de Caudle y Witte.....	45
Figura 22	Periodos de flujo vs tiempo.....	46
Figura 23	Intrusión fraccional.....	52
Figura 24	Coeficiente de variación de la permeabilidad.....	54
Figura 25	Prueba de inyectividad.....	56
Figura 26	Step rate test.....	57
Figura 27	Prueba de inyectividad y presión de fractura.....	58

Figura 28	Diagrama de flujo pruebas inyektividad.....	59
Figura 29	Sarta trazador radioactivo.....	66
Figura 30	Mapa ubicación geográfica Cantagallo.....	69
Figura 31	Mapa Estructural Campo Yariguí Cantagallo.....	72
Figura 32	Diseño fracturas pozos inyectores Campo Yariguí Cantagallo.	75
Figura 33	Registro open hole YR-509.....	76
Figura 34	Registro open hole YR-505.....	79
Figura 35	Registro open hole YR-506.....	82
Figura 36	Registro open hole YR-507.....	86
Figura 37	Registro open hole YR-508.....	89
Figura 38	Registro open hole YR-511.....	93
Figura 39	Tratamiento ácido grupo 1YR-511.....	95
Figura 40	Tratamiento ácido II grupo 1 YR-511.....	95
Figura 41	Inyektividad extensa grupo I YR-511.....	96
Figura 42	Tratamiento ácido grupo II YR-511.....	96
Figura 43	Breakdown grupo II YR-511.....	97
Figura 44	Inyektividad extensa grupo II YR-511.....	97
Figura 45	Registro open hole YR-504.....	100
Figura 46	Tratamiento orgánico Grupo I YR504.....	102
Figura 47	Tratamiento ácido Grupo I YR504.....	102
Figura 48	Break down Grupo I YR504.....	103
Figura 49	Inyektividad extensa Grupo I YR504.....	103
Figura 50	Tratamiento ácido Grupo II YR504.....	104
Figura 51	Tratamiento ácido Grupo II YR504.....	104
Figura 52	Break down Grupo II YR504.....	105
Figura 53	Inyektividad extensa Grupo II YR504.....	105
Figura 54	Tratamiento orgánico Grupo III YR504.....	106
Figura 55	Tratamiento ácido Grupo III YR504.....	106
Figura 56	Break down Grupo III YR504.....	107
Figura 57	Tratamiento ácido Grupo III YR504.....	107

Figura 58	Tratamiento orgánico Grupo I V YR504.....	108
Figura 59	Tratamiento ácido Grupo I V YR504.....	108
Figura 60	Break down Grupo I V YR504.....	109
Figura 61	Tratamiento orgánico Grupo IV YR504.....	109
Figura 62	Tratamiento ácido Grupo IV YR504.....	110
Figura 63	Break down Grupo IV YR504.....	110
Figura 64	Registro open hole YR-96.....	113
Figura 65	Preinyectividad YR96.....	115
Figura 66	Tratamiento orgánico YR96.....	115
Figura 67	Inyectividad YR96.....	116
Figura 68	Tratamiento orgánico YR96.....	116
Figura 69	Break down YR96.....	117
Figura 70	Tratamiento de estabilización de finos YR96.....	117
Figura 71	Registro open hole YR-512.....	120
Figura 72	Registro open hole YR-512.....	121
Figura 73	Tratamiento final Grupo I YR512.....	123
Figura 74	Tratamiento final Grupo II YR512.....	123
Figura 75	Tratamiento final Grupo II YR512.....	124
Figura 76	Tratamiento final Grupo III YR512.....	124
Figura 77	Tratamiento final Grupo IV y V YR512.....	125
Figura 78	Tratamiento final Grupo VI YR512.....	125
Figura 79	Tratamiento final Grupo VII YR512.....	126
Figura 80	Tratamiento final Grupo VII YR512.....	126
Figura 81	Resultados inyección por tratamiento.....	130
Figura 82	Petróleo incremental por inyección de agua 2010.....	131
Figura 83	Flujo de caja neto acumulado.....	133
Figura 84	Valor presente neto.....	134

## RESUMEN

### TÍTULO

**ANÁLISIS DEL INCREMENTO DE LA INYECTIVIDAD MEDIANTE ESTIMULACIÓN QUÍMICA EN EL CAMPO YARIGUI – CANTAGALLO\***

### AUTOR

DENYN SON PLATA LIEVANO - MICHEL ANGELO BOHORQUEZ LEON\*\*

### Palabras Clave

Yariguí-Cantagallo, recuperación secundaria, inyección de agua, fracturamiento hidráulico, estimulación química, tratamiento orgánico, tratamiento ácido.

El Campo Yariguí-Cantagallo inició producción en los años 1940's alcanzando el pico máximo de producción en el año 1964 con 17000 BOPD (Barriles de aceite por día). Desde el año 2007 se planificó la ejecución de un proyecto de recuperación secundaria mediante inyección de agua, sin embargo hasta el año 2010 se da inicio al proyecto en firme.

Con el objetivo de aumentar la eficiencia de barrido y acelerar el proceso de invasión, se buscó incrementar la inyectividad de las arenas para lo cual se consideró la ejecución de operaciones de fracturamiento hidráulico a las arenas sometidas a inyección, sin embargo, después de las primeras operaciones, los tiempos de intervención y los costos operativos resultaron muy altos por lo que se optó por mejorar estos procesos mediante la ejecución de estimulación química (tratamientos orgánicos y ácidos); esta propuesta contempló la realización de tratamientos orgánicos, tratamientos ácidos, inducción de fracturas hidráulicas no empaquetadas, evaluaciones por etapa de inyectividad incremental y evaluación de daño a la formación por migración de finos durante el proceso de inyección.

Aunque la inyección en los pozos intervenidos mediante fracturamiento hidráulico es mayor que la inyección de los pozos que fueron estimulados químicamente, de acuerdo a las metas de inyección por pozo, fue un cambio exitoso para el campo.

Los resultados alcanzados demostraron que, de acuerdo a las metas de inyección planteadas, la estrategia de estimulación química consiguió reemplazar los fracturamientos hidráulicos con buenos resultados técnicos y económicos, ahorrando durante el año 2010 en la ejecución de estos trabajos más de medio millón de dólares.

\* Monografía

\*\* Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería de Petróleos. Especialización en Producción de Hidrocarburos. Director: José Arnobio Vargas.

## SUMMARY

### TITLE

ANALYSIS OF INCREASED BY INJECTED CHEMICAL STIMULATION IN THE FIELD YARIGUI - CANTAGALLO \*

### AUTHOR

SILVER DENYNSON LIEVANO - MICHEL ANGELO BOHORQUEZ LEON \*\*

### Keywords

Yariguí-Cantagallo, secondary recovery, water injection, hydraulic fracturing, chemical stimulation, organic treatment, acid treatment.

The Yariguí-Cantagallo oilfield started production at the 1940's reaching the highest production peak in 1964 with 17000 BOPD (Barrels of oil per day). Since 2007 was planned to execute a waterflooding secondary recovery project, however just until 2010 was started the project.

The goal was to increase the sweep efficiency and accelerate the invasion process, improving the injectivity in the sandstones was the purpose and hydraulic fracturing to the zones of interest was considered, however, after the first interventions, the operation time and cost resulted very high and a chemical stimulation strategy (organic and acid treatments) was the option to improve these processes; the proposal was including organic stimulation, acid stimulation, unpacked hydraulic fracturing, step by step incremental injectivity test and skin evaluation due to fines migration during injection process.

Although injection on the wells intervened with hydraulic fracturing is greater than the injection on the chemically stimulated wells, according to the injection goals well by well, this was a successful change for the field.

The results obtained showed, that according to the injection goals, the change of hydraulic fracturing to the chemical stimulation strategy reached the expected technical and economic results, the saving in 2010 in the execution of these interventions was more than a half million dollars.

\* Monograph

\*\* Universidad Industrial de Santander. Petroleum Engineering Faculty. Specializing in Oil Production. Director: José Arnobio Vargas.

## INTRODUCCIÓN

Cualquiera que sea la forma de estimulación a pozos petroleros, el objetivo que se persigue es mejorar las condiciones en cara de la formación reduciendo el daño, ya sea para aumentar los índices de producción o inyección.

La inyección de agua como método de recuperación secundaria es tal vez el método más conocido y más usado en el mundo; adicionalmente a una muy buena selección de las características del agua de inyección y los arreglos de pozos, las intervenciones a los pozos para mejorar la capacidad de recibir fluido pueden ser determinante en el desarrollo de un proyecto.

Análisis de laboratorio muy detallados deben ser ejecutados bajo condiciones similares a las condiciones de yacimiento y poder determinar todos los posibles efectos de cada uno de los químicos utilizados a condiciones de *wellbore*; las pruebas de inyectividad deben desarrollarse de manera adecuada con el fin de poder determinar de manera precisa los gradientes de fractura de las arenas y siempre mantener las pruebas de inyectividad bajo esos límites.

En torno a los procesos de inyección de agua y las intervenciones asociadas a la estimulación química existe toda una gama de disciplinas que alineadas en un buen equipo de trabajo pueden llevar a resultados exitosos.

El objetivo de esta monografía no es por supuesto, cubrir todas las áreas referentes a la inyección de agua como método de recobro secundario, meramente es una presentación y análisis de los resultados obtenidos en pruebas de campo directamente enfocado a determinar la efectividad de los tratamientos de acidificación realizados en los pozos inyectoros del campo Yariguí-Cantagallo.

## **1. INYECCIÓN DE AGUA**

La inyección de agua como método de recuperación secundaria fue descubierta por accidente en 1870, en la ciudad de Pithole, Pennsylvania, cuando se presentó una fuga en una formación acuífera que generó reducción de producción en el pozo, pero aumento en los pozos vecinos; hoy es probablemente el método de recobro secundario más conocido.

El desplazamiento por medio de inyección de agua es un proceso discontinuo, debido a que las saturaciones de los fluidos cambian con el tiempo, lo cual a su vez genera cambios en las permeabilidades relativas, las presiones y las viscosidades de las fases.

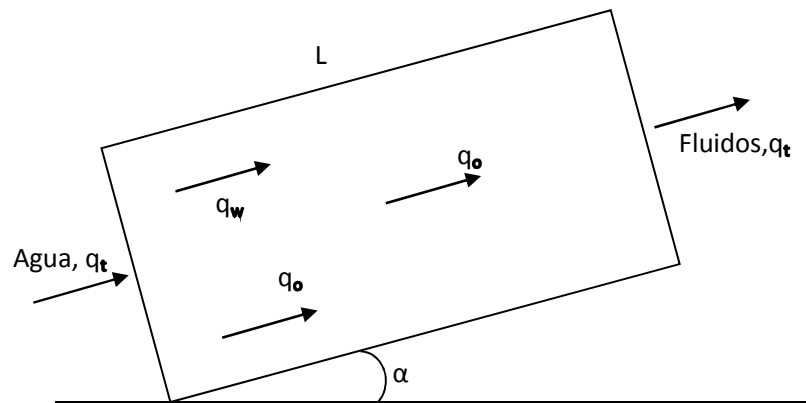
### **1.1. TEORÍA DE DESPLAZAMIENTO INMISCIBLE**

El desarrollo de esta teoría considera el modelamiento matemático del desplazamiento inmiscible con base a las permeabilidades relativas y asumiendo un desplazamiento tipo pistón con fugas, para un sistema lineal; aunque esto es una limitación, por medio del concepto de eficiencia de barrido se pueden extender estos cálculos a sistemas no lineales.

#### **1.1.1. Ecuación de flujo fraccional**

Considera desplazamiento tipo pistón con fugas en donde el fluido desplazado es el petróleo y el desplazante es el agua, se considera un yacimiento uniforme con permeabilidad  $k$  y porosidad  $v$  saturado con petróleo y agua connata en donde se inyecta fluido a una tasa  $q_t$ .

Figura 1. Modelo unidad de flujo



Fuente: PDVSA, Recobro Adicional de Petróleo por Métodos Convencionales.

De acuerdo a la Ley de Darcy,

$$q_w = -\frac{KwA}{\mu_w} \left( \frac{\partial P_w}{\partial X} + C\rho_w g \sin \alpha \right)$$

$$q_o = -\frac{KoA}{\mu_o} \left( \frac{\partial P_o}{\partial X} + C\rho_o g \sin \alpha \right)$$

Donde, permeabilidad esta en darcies, viscosidad en centipoises, tasa de flujo en  $\text{cm}^3/\text{s}$ , área en  $\text{cm}^2$ , presión en atmosferas y distancia en  $\text{cm}$ ,  $\alpha$  es al ángulo medido desde la horizontal hasta la línea que indica la dirección de flujo, C es al factor de conversión para expresar consistentemente el término de gravedad y el termino de presión capilar cuando las densidades están en  $\text{gr}/\text{cm}^3$ .

$$C = \frac{10^{-6}}{1,0133} \left( \frac{\text{atm}/\text{cm}}{\text{cm}^3} \right)$$

Tomando en cuenta la representación matemática de la presión capilar:

$$P_c = P_o - P_w$$

Donde el agua es la fase mojante y el petróleo la fase no mojante, al diferenciar con respecto a X:

$$\frac{\partial P_c}{\partial X} = \frac{\partial P_o}{\partial X} - \frac{\partial P_w}{\partial X}$$

La cual se puede combinar con la ecuación de Darcy:

$$\frac{\partial P_c}{\partial X} = \frac{q_o \mu_o}{k_o A} - C \rho_o g \sin \alpha + \frac{q_w \mu_w}{k_w A} - C \rho_w g \sin \alpha$$

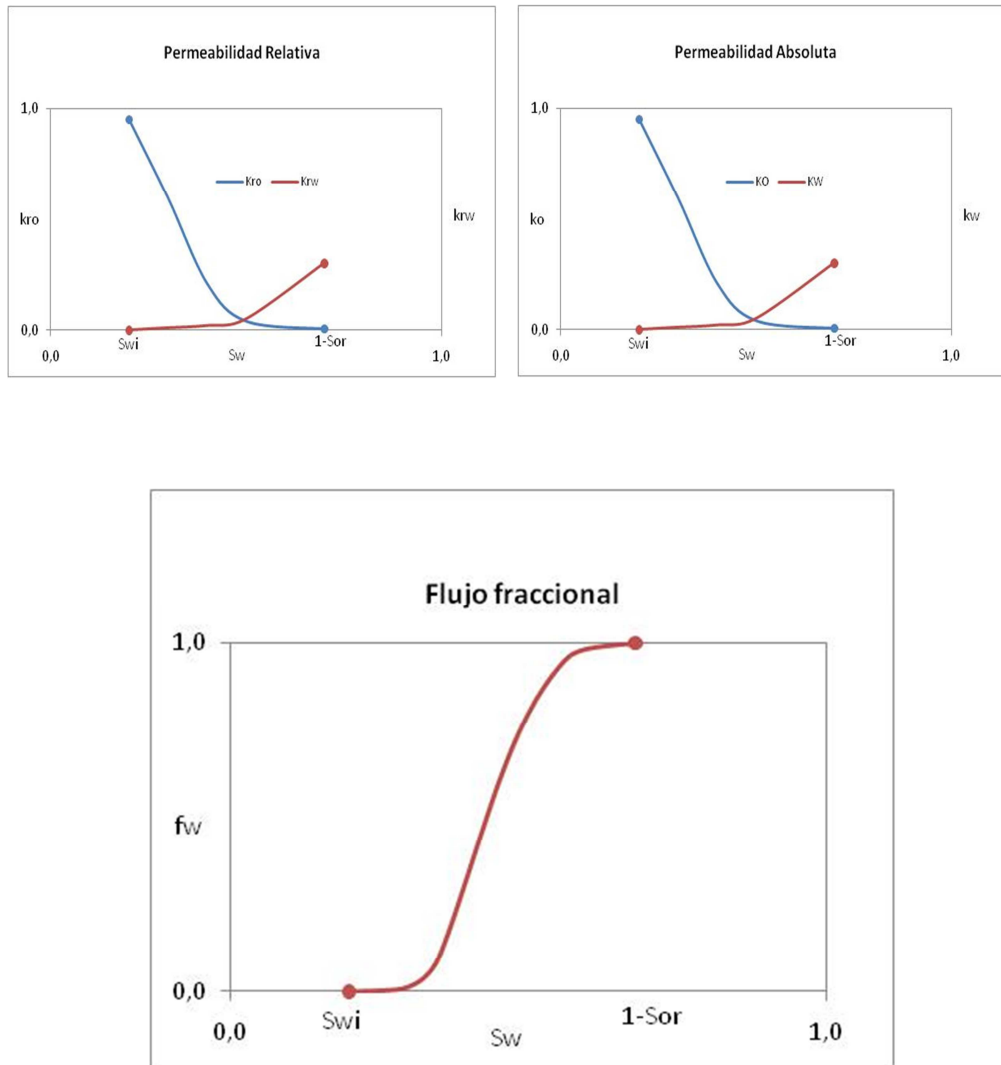
Asumiendo flujo estacionario, es decir que la tasa de flujo total es igual la suma del flujo de cada fase y considerando al agua y al petróleo como fluidos incompresibles, es decir de densidades constantes y finalmente considerando el flujo fraccional de agua como el ratio de la tasa de agua a la tasa total, se puede llegar a la ecuación de flujo fraccional de un medio humectado por agua:

$$f_w = \frac{1 + 1,127 \frac{k_o A}{\mu_o q_t} \left[ \frac{\partial P_c}{\partial X} - 0,434 \Delta \gamma \sin \alpha \right]}{1 + \frac{k_o \mu_o}{k_w \mu_w}}$$

Donde la permeabilidad esta expresada en darcies, la viscosidad en centipoises, la tasa en barriles por día, el área en ft<sup>2</sup>, presión en psi, distancia en ft y  $\Delta \gamma$  es la diferencia entre la gravedad específica del agua y la gravedad específica del petróleo en el yacimiento.

Si se supone existe avance frontal horizontal, los efectos de la presión capilar son despreciables y el desplazamiento es isotérmico por lo que las viscosidades no cambian; el flujo fraccional es únicamente función de las saturaciones:

Figura 2. Curvas de permeabilidad relativa y flujo fraccional



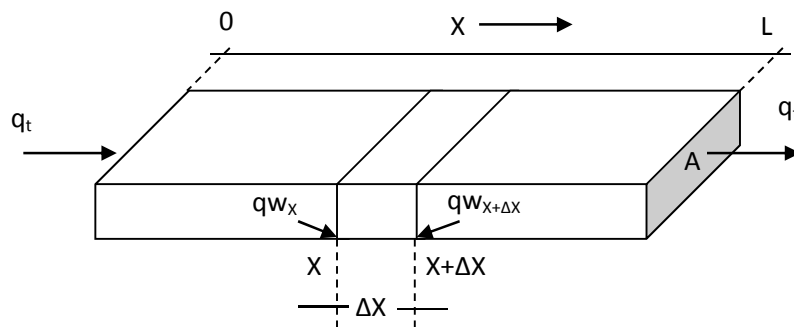
Fuente: Craft & Hawkins, Applied Petroleum Reservoir Engineering.

### 1.1.2. Ecuación de Avance frontal

En 1942 Buckley y Leverett presentaron la ecuación básica para describir el desplazamiento inmisible de petróleo en una sola fase, esta ecuación modela matemáticamente la velocidad de avance a través del medio poroso de un plano de saturación constante de la fase desplazante.

Se considero un medio poroso saturado con agua y petróleo en el que se inyecta agua a una tasa  $q_t$ .

Figura 3. Modelo avance frontal



Fuente: PDVSA, Recobro Adicional de Petróleo por Métodos Convencionales.

El volumen de agua en el elemento  $\Delta X$  en la formación en un tiempo  $t$  es:

$$V_w = A\Delta X\phi S_w$$

El cambio de este volumen con respecto al tiempo es la tasa de acumulación:

$$\frac{\partial V_w}{\partial t} = A\Delta X\phi \frac{\partial S_w}{\partial t}$$

Por balance de materiales:

$$\frac{\partial V_w}{\partial t} = q_x - \left( q_w + \left( \frac{\partial q_w}{\partial X} \right)_t \Delta X \right)_{x+\Delta X}$$

Igualando las dos ecuaciones anteriores, teniendo en cuenta que el flujo fraccional de agua es el ratio de la tasa de agua con respecto a la tasa total y asumiendo una tasa de inyección constante:

$$\left( \frac{\partial S_w}{\partial t} \right)_x = - \frac{q_t}{A\phi} \left( \frac{\partial f_w}{\partial X} \right)_t$$

Teniendo en cuenta que la saturación es función de la distancia y el tiempo, derivando y tomando un valor de saturación constante para un determinado tiempo, combinando las ecuaciones de cambio de saturación y teniendo en cuenta que el flujo fraccional en este caso no depende del tiempo ya que el flujo total es un valor constante llegamos a la expresión que define la velocidad de un frente de saturación constante:

$$V_{S_w} = \left( \frac{dX}{dt} \right)_{S_w} = \frac{q_t}{A\phi} \left( \frac{df_w}{dS_w} \right)_{S_w}$$

Al integrar se obtiene la distancia X que recorre un frente de saturación constante  $S_w$ , a un tiempo t; esta es la ecuación de avance frontal:

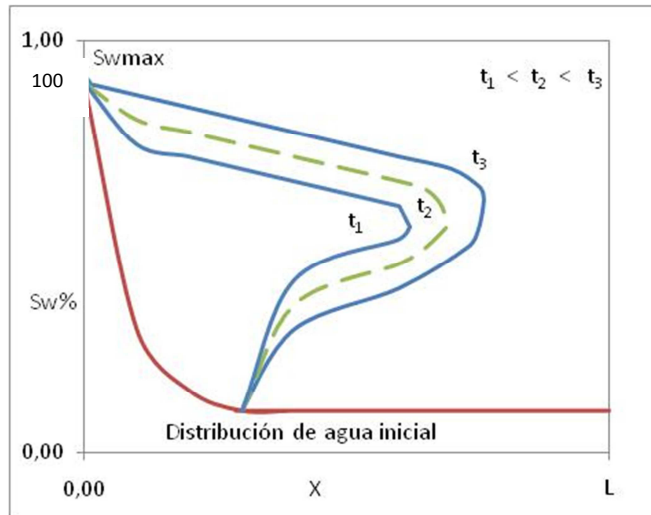
$$X_{S_w} = \frac{5,615 q_t t}{A\phi} \left( \frac{df_w}{dS_w} \right)_{S_w}$$

Donde  $X_{S_w}$  está en ft,  $q_t$  en barriles por día, t es tiempo en días y la derivada del flujo fraccional con respecto a la saturación de agua a una saturación de agua fija es la pendiente de la curva de flujo fraccional vs saturación de agua.

Al combinar las curvas de flujo fraccional con la curva de avance frontal, se puede determinar la distribución de saturación con distancia, esta curva muestra dos zonas: la zona estabilizada entre las fases en donde todos los puntos de

saturación se mueven a la misma velocidad y la zona no estabilizada que es la que propiamente desplaza y es aquella en donde todos los puntos de saturación se mueven a velocidades diferentes.

Figura 4. Distribución de saturación.



Fuente: Craft & Hawkins, Applied Petroleum Reservoir Engineering.

La representación matemática de estas curvas es considerada en la ecuación de flujo fraccional sin tener en cuenta los efectos gravitacionales:

$$f_w = \frac{1 + 1,127 \frac{k_o A}{\mu_o q_t} \left[ \frac{\partial P_c}{\partial S_w} \frac{\partial S_w}{\partial X} \right]}{1 + \frac{k_o \mu_o}{k_w \mu_w}}$$

Como se observa en la gráfica esta solución presenta una distribución de valores múltiples de saturaciones para una misma distancia debido a la forma de la curva de flujo fraccional que presenta una misma derivada para dos saturaciones distintas.

Al construir un gráfico de la derivada del flujo fraccional de agua con respecto a la saturación vs saturación de agua, se encuentra que entre la saturación de agua inicial y la saturación agua máxima existen dos saturaciones solución para la derivada lo cual no tiene significado físico.

Debido a esto, se han presentado tres soluciones:

### 1. Buckley y Leverett

Básicamente no considera zona estabilizada y la reemplaza por un frente de saturación constante. Esta solución desprecia los efectos capilares.

### 2. Calhoun

En este caso parte de la solución anterior y asume uniforme la saturación de agua inicial. Realiza un balance de agua inyectada a un tiempo específico obteniendo una ecuación para calcular la saturación de agua del frente de invasión:

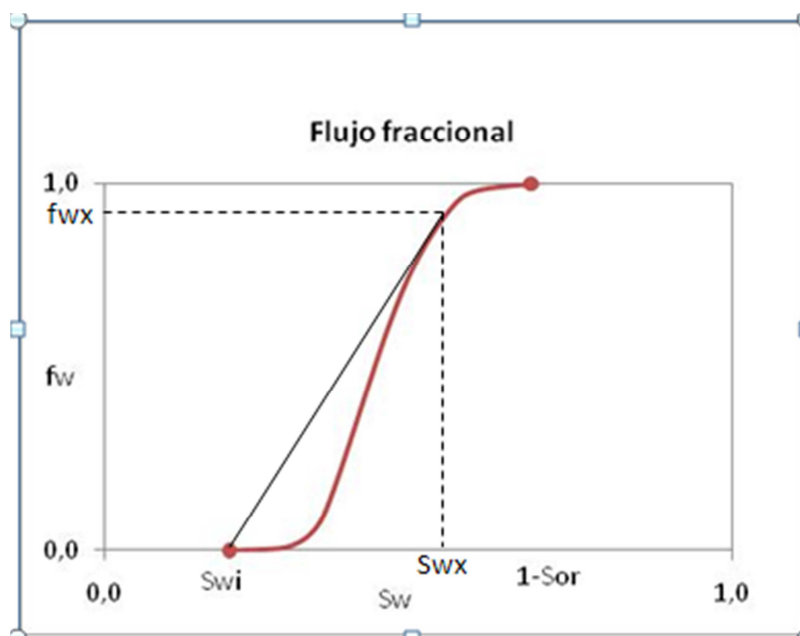
$$S_{w_x} = S_{w_i} + \frac{f_{w_x}}{\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{t, S_{w_x}}}$$

Esta ecuación se resuelve por prueba y error, tomando valores de  $S_{w_x}$  y determinando la derivada de flujo fraccional para esa  $S_{w_x}$  hasta que se cumpla la ecuación.

### 3. Welge

Esta parte de la solución de Calhoun, resuelve la derivada de flujo fraccional en función de la saturación, esto muestra que la pendiente de la curva de flujo fraccional en  $Sw_x$  es igual a la pendiente de una recta que une los puntos  $(Sw_i, f_{wi})$  y  $(Sw_x, f_{wx})$ .

Figura 5. Curva de flujo fraccional.

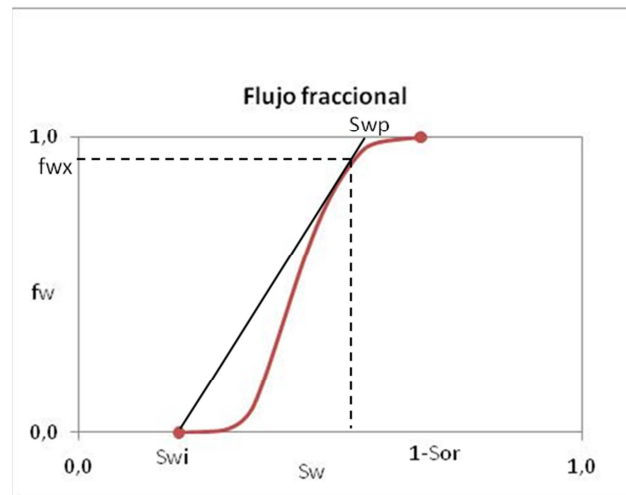


Fuente: Craft & Hawkins, Applied Petroleum Reservoir Engineering.

Una vez conocidos los datos de  $Sw_x$ , es posible obtener la distribución de saturación con distancia utilizando la ecuación de avance frontal y calculado por el método de Welge. Igualmente es posible calcular la saturación de agua promedio

antes de la ruptura extrapolando la línea que une los puntos de  $(S_{wi}, f_{wi})$  y  $(S_{wx}, f_{wx})$ , hasta el punto donde la  $f_w$  es uno, la intersección es la  $S_w$  promedio.

Figura 6. Cálculo  $S_{wp}$  antes de la ruptura.



Fuente: Craft & Hawkins, Applied Petroleum Reservoir Engineering.

Para después de la ruptura la solución es similar, simplemente se escoge un punto de saturación de agua mayor a  $S_{wx}$ , estimando el volumen de agua inyectada a un tiempo específico y se traza la tangente de igual manera.

### 1.1.3. Eficiencia de Desplazamiento

La eficiencia de desplazamiento tiene que ver con la forma como las fuerzas viscosas y capilares interactúan cuando el medio poroso se pone en contacto con un fluido que se inyecta y el fluido de yacimiento. En este proceso, factores como tamaño de poro, interconectividad entre ellos, y mojabilidad cobran gran importancia. En teoría, idealmente se debe usar un sistema de fluidos desplazante-desplazado en el cual las fuerzas capilares sean lo más cercano posible a cero.

Este factor se denota como  $E_D$  y usualmente es determinado en laboratorio mediante pruebas de desplazamiento lineal, su utilidad principal es calcular la saturación de aceite residual detrás del frente de invasión.

Asumiendo un yacimiento homogéneo, la eficiencia de desplazamiento está dada por:

$$E_D = \frac{Np}{N}$$

Donde  $Np$  es el volumen de petróleo en la zona invadida y  $N$  es el volumen de petróleo al comienzo de la inyección.

Conociendo

$$Np = NE_D E_A E_V$$

$$Np = \frac{Vp(Sw_p - Sw_i)}{\beta_o}, N = \frac{Vp(1 - Sw_i)}{\beta_{oi}}, E_A = E_V$$

$= 1$  para un yacimiento homogéneo.

Por lo tanto,

$$E_D = \frac{\frac{Vp(Sw_p - Sw_i)}{\beta_o}}{\frac{Vp(1 - Sw_i)}{\beta_{oi}}} = \frac{(Sw_p - Sw_i)\beta_{oi}}{So_i\beta_o}$$

Donde  $Vp$  es el volumen poroso del yacimiento en acre-ft,  $Sw_p$  es la saturación de agua promedio del frente de invasión y está en fracción,  $Sw_i$  es la saturación de agua irreducible en fracción,  $\beta_{oi}$  es el factor volumétrico de formación del aceite en condiciones iniciales y  $\beta_o$  es el factor volumétrico de formación del aceite en condiciones actuales.

## 1.2. EFICIENCIA DE BARRIDO Y ARREGLOS DE POZOS

### 1.2.1. Consideraciones teóricas.

El factor más determinante en los efectos de la recuperación secundaria por medio de inyección de agua es la ubicación de los pozos productores con respecto a los pozos inyectoros.

En general la suposición de desplazamiento lineal en el yacimiento, es impráctica debido a la acción de las fuerzas gravitacionales y capilares, sin embargo, el concepto de eficiencia de barrido volumétrica, permite tener un mejor acercamiento desde la presunción de flujo lineal.

Como es conocido,  $N$ , el petróleo in situ, es la cantidad de petróleo existente en el yacimiento dentro de las zonas que potencialmente se pueden invadir:

$$N = \frac{7758Ah\phi S_o}{\beta_o}$$

El factor de recobro,  $r$ , es la fracción de petróleo original en el yacimiento que se puede producir mediante la aplicación de un proceso de recuperación secundaria:

$$r = \frac{N_p}{N} = E_D \times E_A \times E_V$$

Donde  $N_p$  es el petróleo desplazado por la inyección y las  $E_D$ ,  $E_A$  y  $E_V$  son eficiencias de desplazamiento y areal de barrido y vertical respectivamente.

En general, un mejor conocimiento de las estructuras que conforman el yacimiento y las características geológicas han tenido como consecuencia en uso de arreglos de pozos entre los productores e inyectoros, espaciados uniformemente y formando figuras geométricas.

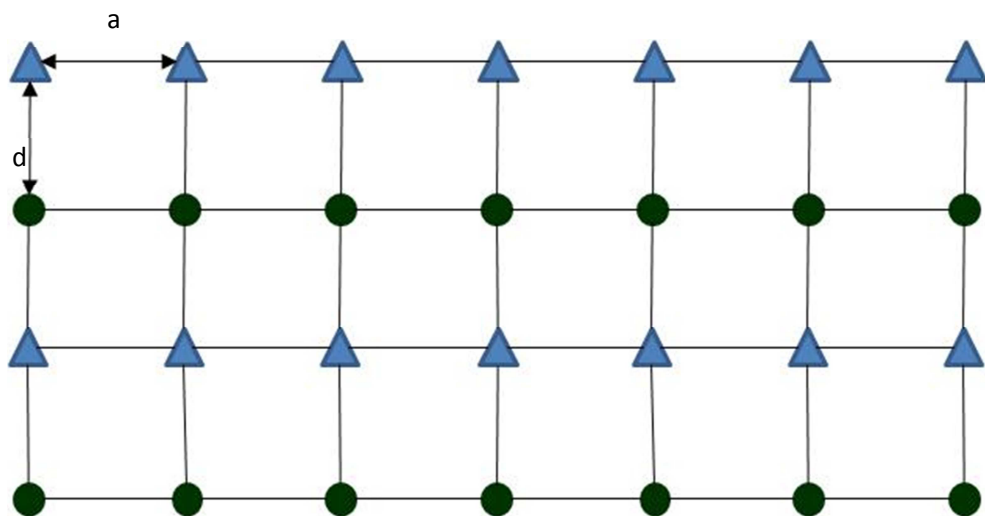
### 1.2.2. Tipos de arreglos

En general los arreglos de pozos pueden ser irregulares y geométricos, estos últimos pueden ser en línea o periféricos.

#### Arreglos en línea

Estos arreglos pueden ser en línea directa o en línea alterna. En los arreglos en línea directa, los pozos productores e inyectores se balancean unos con otros, como se ve en la figura:

Figura 7. Arreglo de pozos en línea.



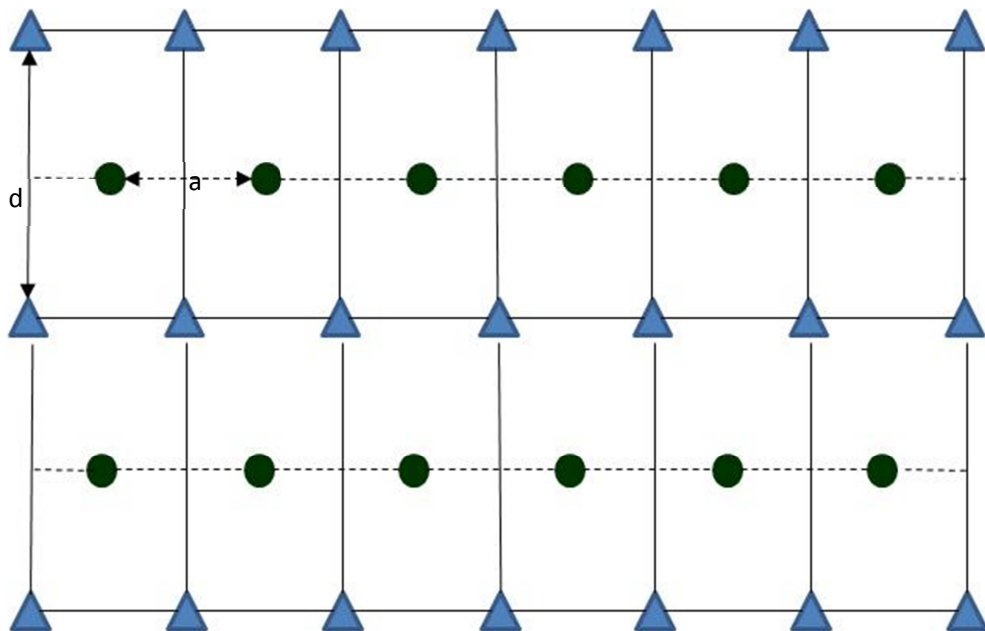
Fuente: PDVSA, Recobro Adicional de Petróleo por Métodos Convencionales.

En este caso la eficiencia de barrido se incrementa a medida que la relación  $b/a$  incrementa, entendiéndose que  $a$  es la distancia más corta entre dos pozos del mismo tipo y  $d$  es la distancia mas corta entre dos pozos de diferente tipo. En este caso la relación de pozos inyectores a pozos productores es 1 y la capacidad de flujo, si  $d/a \geq 1$  está dada por:

$$q_o = \frac{q}{\beta_o} = \frac{0,00254K_o h \Delta P}{\mu_o \beta_o \left[ \frac{d}{a} - 1,17 + \frac{2}{\pi} \ln \left( \frac{a}{r_w} \right) \right]}$$

Los arreglos en línea alterna o diagonal son una modificación de los arreglos anteriores y se generan desplazando los inyectores a los largo de su eje en  $a/2$ :

Figura 8. Arreglo de pozos en línea alterna.



Fuente: PDVSA, Recobro Adicional de Petróleo por Métodos Convencionales.

La razón de pozos inyectores a productores es de 1 y la capacidad de flujo continuo, si  $d/a > 1/2$  está dada por:

$$q_o = \frac{q}{\beta_o} = \frac{0,00082K_o h \Delta P}{\mu_o \beta_o \ln \left[ \frac{Ch^4 \left( \frac{\pi d}{a} \right) Ch^3 \left( \frac{3\pi d}{a} \right)}{Sh^2 \left( \frac{\pi r_w}{a} \right) Sh^4 \left( \frac{2\pi d}{a} \right) Sh \left( \frac{4\pi d}{a} \right)} \right]}$$

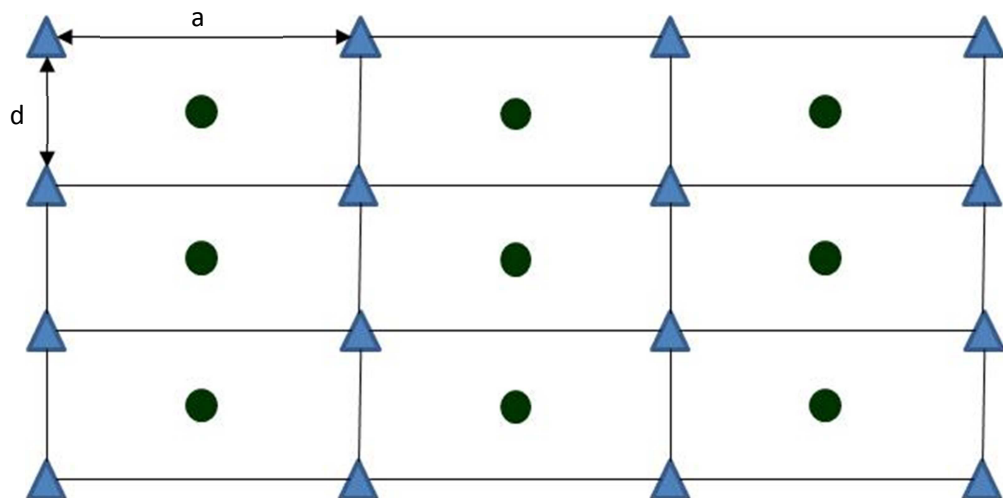
Si  $d/a \geq 1$ , se usa la ecuación del arreglo en línea directa.

### 1.2.3. Arreglos Periféricos

Los arreglos periféricos pueden ser de cinco, siete o nueve pozos.

El arreglo de cinco pozos es un caso especial del arreglo en línea alterna cuando  $d/a = 0,5$ . Los pozos inyectoros quedan en los vértices del cuadrado y el productor en el centro, en general tiene una buena eficiencia de barrido.

Figura 9. Arreglo de cinco puntos.



Fuente: PDVSA, Recobro Adicional de Petróleo por Métodos Convencionales.

La razón de pozos inyectoros a productores es de 1 y la capacidad de flujo continuo, si  $d/a = 1$  está dada por:

$$q_o = \frac{q}{\beta_o} = \frac{0,00354K_o h \Delta P}{\mu_o \beta_o \left[ \ln \left( \frac{d}{r_w} \right) - 0,5691 \right]}$$

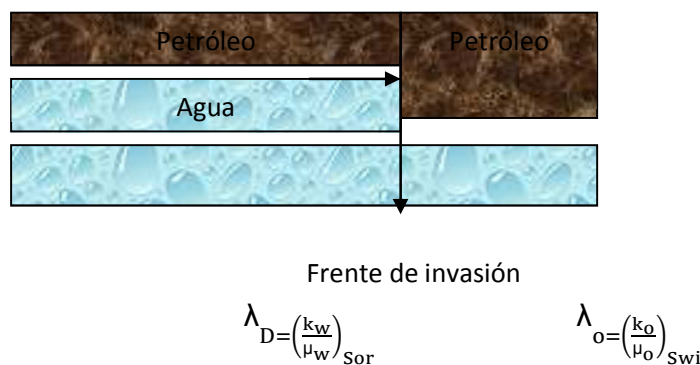
#### 1.2.4. Razón de Movilidad

Está definido como la movilidad de la fase desplazante detrás del frente de invasión y la movilidad de la fase desplazada delante del frente de invasión.

$M = \frac{\lambda_D}{\lambda_d}$ ; Donde D es el fluido desplazante (agua o gas) y d es el fluido desplazado (petróleo)

Si  $M = 1$ , las movilidades de las dos fases son iguales, si  $M < 1$  el petróleo fluye más que el agua y es una condición favorable para el desplazamiento; si  $M > 1$  el agua se mueve más rápido que el petróleo. Típicamente estos valores pueden estar entre 0,02 y 2.

Figura 10. Frente de desplazamiento.



Fuente: Dake L.P. Fundamentals of Reservoir Engineering.

Si tenemos desplazamiento tipo pistón, el petróleo fluye a  $S_{wi}$  que se encuentra delante del frente de invasión y el agua fluye a  $S_{or}$  detrás del frente.

$$M = \frac{\left(\frac{k_w}{\mu_w}\right)_{Sor}}{\left(\frac{k_o}{\mu_o}\right)_{Swi}} = \frac{\left(\frac{k_{rw}}{\mu_w}\right)_{Sor}}{\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o}\right)_{Swi}}$$

Si el desplazamiento es tipo pistón con fugas, como en la mayoría de procesos de inyección de agua, la relación de movilidad se evalúa definiendo las permeabilidades relativas al agua y al petróleo en dos puntos diferentes del yacimiento.

$$M = \frac{\left(\frac{k_{rw}}{\mu_w}\right)_{Swp}}{\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o}\right)_{Swi}}$$

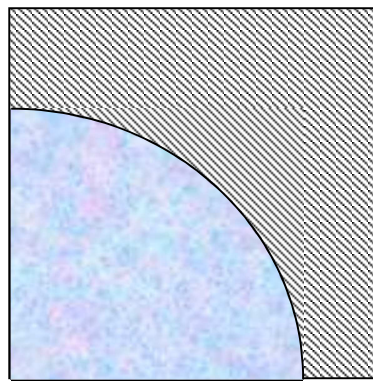
La permeabilidad relativa al agua es en la zona invadida y se evalúa a saturación del agua promedio detrás del frente de invasión; la permeabilidad relativa al petróleo es en la zona no invadida y se evalúa a saturación de agua inicial. La saturación de agua promedio detrás del frente permanece constante hasta la ruptura por lo que la relación de movilidad también lo hace; después de la ruptura, la razón de movilidad aumenta debido al aumento de la saturación de agua promedio lo que hace que la permeabilidad relativa al aceite aumente también.

## 1.2.5. Eficiencia de Barrido

### 1.2.5.1. Eficiencia Areal de Barrido

$E_A$  es la fracción de área horizontal del yacimiento donde ha ocurrido recuperación secundaria.

Figura 11. Eficiencia areal de barrido.



Eficiencia areal es el área invadida sobre el área total.

$$\frac{\text{Área invadida}}{\text{Área invadida} + \text{Área no invadida}} = E_A$$

Fuente: PDVSA, Recobro Adicional de Petróleo por Métodos Convencionales.

Los principales factores que afectan la eficiencia areal de barrido son las propiedades de la roca, el sistema roca-fluido, es decir las permeabilidades, las presiones capilares, el ángulo de contacto; la configuración areal entre productores e inyectores, la razón de movilidad y el volumen de fluido inyectado.

Tabla 1. Eficiencia Areal de Barrido para diferentes arreglos:

Arreglo	Inv.	d/a			
		0,5	1	2	3
Línea directa	Muskat	0,37	0,57	0,78	0,86
Línea Alternativa	Prats	0,72	0,79	0,88	0,93

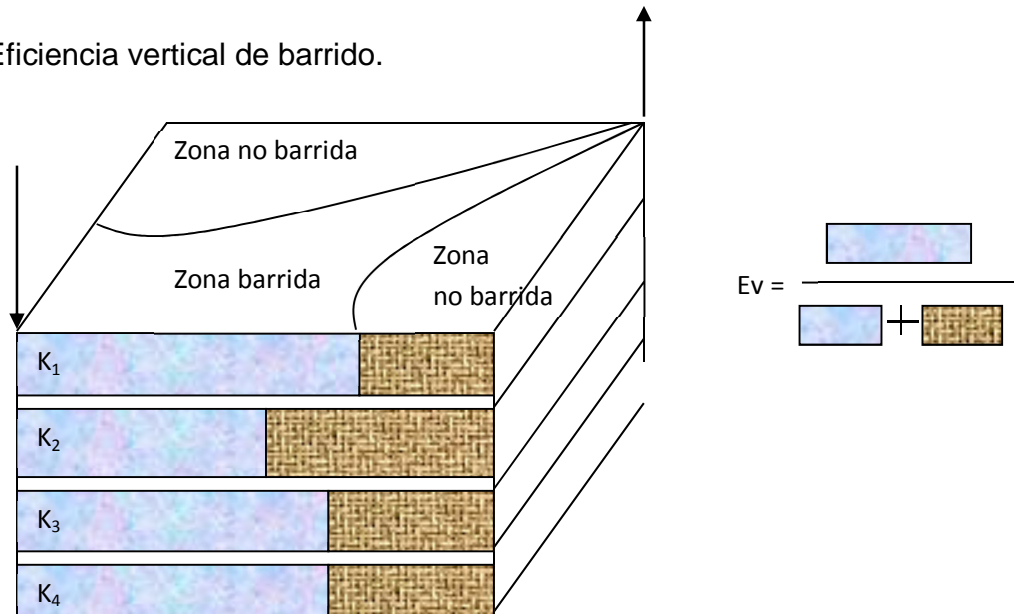
Arreglo	Inv.	EA
5 pozos	Muskat	0,715 - 0,723
7 pozos	Muskat	0,74
4 pozos	Muskat	0,74
9 pozos	Kimbley y Colab.	0,52 Ruptura en pozos de lado 0,79 Ruptura en pozos vértices

Fuente: PDVSA, Recobro Adicional de Petróleo por Métodos Convencionales.

### 1.2.5.2. Eficiencia Vertical de barrido

La fracción vertical del yacimiento que es contactada por el fluido de desplazamiento es denominada eficiencia vertical de barrido, se le conoce también como eficiencia de conformación o intrusión fraccional.

Figura 12. Eficiencia vertical de barrido.



Fuente: PDVSA, Recobro Adicional de Petróleo por Métodos Convencionales.

Eficiencia vertical de barrido es el área vertical invadida sobre el área total y está afectada principalmente por la heterogeneidad del yacimiento, la razón de movilidad, el volumen de flujo inyectado, las fuerzas gravitacionales y capilares, la tasa de inyección, el flujo entre capas entre otros.

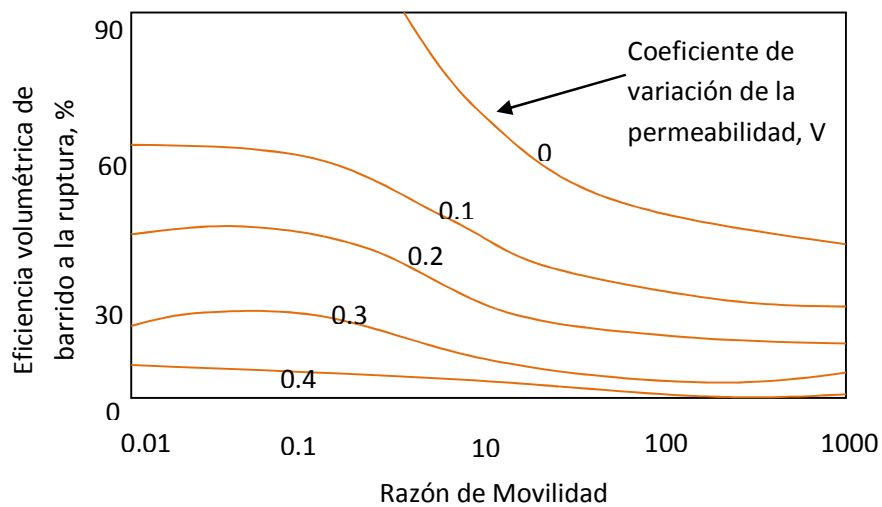
### 1.2.5.3. Eficiencia volumétrica de barrido

Fracción del volumen total del yacimiento que es invadido por el fluido de desplazamiento, es calculada a partir de la cobertura de la invasión vertical y a la cobertura de la invasión areal.

$$E_V = E_A \times E_V$$

Y es la relación entre el volumen poroso invadido y el volumen poroso total. Los factores que más afectan la eficiencia volumétrica de barrido son la heterogeneidad del yacimiento, la razón de movilidad, la fuerza de gravedad, el flujo cruzado entre capas y la tasa de flujo.

Figura 13. Eficiencia volumétrica de barrido vs razón de movilidad.

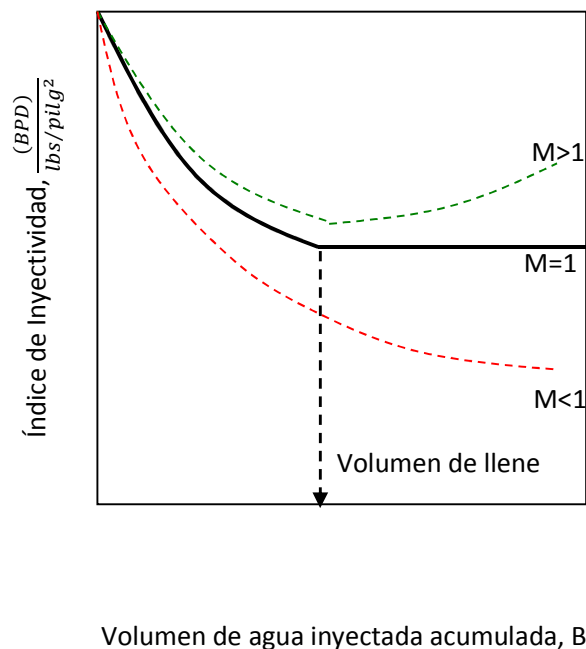


Fuente: PDVSA, Recobro Adicional de Petróleo por Métodos Convencionales.

La figura anterior indica que el principal efecto de la movilidad sobre la eficiencia volumétrica de barrido ocurre para valores de M mayores a 0.1 y menores a 10. Adicionalmente la eficiencia volumétrica de barrido disminuye rápidamente al aumentar el coeficiente de variación de permeabilidad, V.

Así como la heterogeneidad del yacimiento afecta de manera importante el comportamiento de la eficiencia volumétrica de barrido, también es afectada por la razón de movilidad como se observa en la siguiente gráfica.

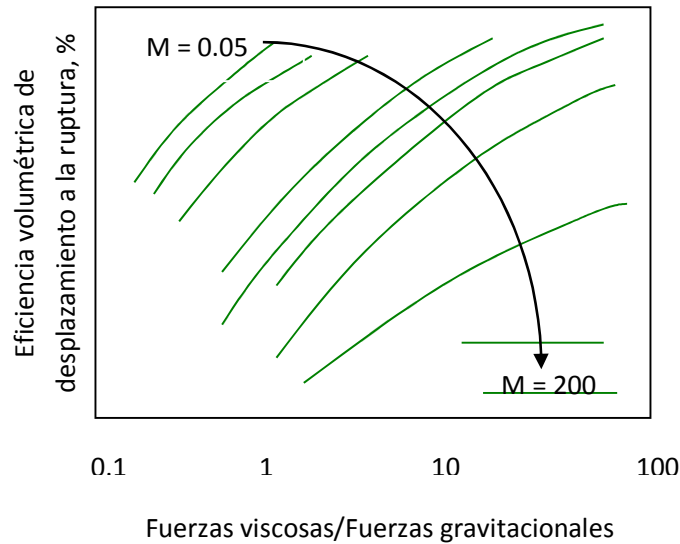
Figura 14. Efecto de la movilidad sobre la inyectividad.



Fuente: PDVSA, Recobro Adicional de Petróleo por Métodos Convencionales.

En general al inyectarse fluidos de mayor densidad como el agua, esta tiende a segregarse en el fondo de las formaciones, esta segregación en función de la eficiencia volumétrica, depende del balance entre fuerzas viscosas y gravitacionales como se ilustra en la siguiente gráfica.

Figura 15. Efecto de fuerzas viscosas y capilares en la eficiencia volumétrica.



Fuente: PDVSA, Recobro Adicional de Petróleo por Métodos Convencionales.

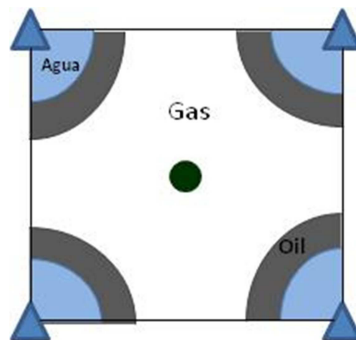
El flujo cruzado entre capas también afecta de manera importante la eficiencia volumétrica de barrido, en condiciones de movilidad favorables, estos efectos pueden aumentar la eficiencia vertical de barrido a la ruptura y en condiciones de movilidad desfavorables, este produce un desplazamiento más pobre que si se tuvieran capas aisladas.

## 2. POZOS INYECTORES

### 2.1. PERIODO DE FLUJO RADIAL

En este periodo la tasa está declinando en función del tiempo, se estudia por medio de la Ley de Darcy para flujo radial y en el caso de un arreglo de 5 pozos se considera que la etapa finaliza cuando el frente del banco de petróleo haya recorrido la mitad del espaciamiento entre los pozos inyectoros. Comienza con la inyección de agua y termina cuando los bancos de petróleo de los pozos vecinos se pongan en contacto. En esta etapa las relaciones gas petróleo son altas y los frentes se mueven radialmente con respecto al pozo de inyección. La tasa de inyección declina rápidamente durante este periodo.

Figura 16. Flujo radial



Fuente: PDVSA, Recobro Adicional de Petróleo por Métodos Convencionales.

De acuerdo al desarrollo de Muskat,

$$q_t = \frac{0,01416K_w\Delta P}{\mu_w} \bar{Q}$$

$$W_i = 0,5595hF_w r_w^2 \left(\frac{F_o}{F_w}\right)^M \bar{V}$$

$$t = \frac{39,51r_w^2\mu_w F_w}{k_w\Delta P} \left(\frac{F_o}{F_w}\right)^M \bar{t}$$

$F_w$  y  $F_o$  son las porosidades efectivas al llene de agua y petróleo y se estiman haciendo un balance de petróleo a un determinado tiempo en una zona invadida con agua y están dados por:

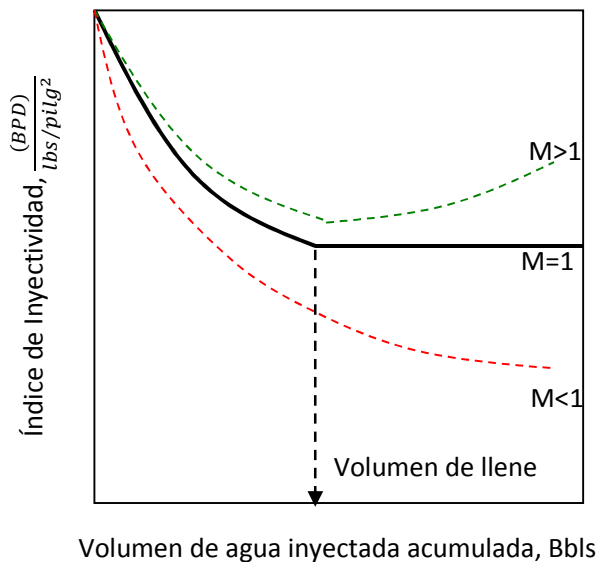
$$F_w = \phi(S_{wp} - S_{wi})$$

$$F_o = \phi(S_o - S_{oi})$$

$S_o = S_{oi} + (S_{gi} - S_{gc})$  y  $S_{wp}$  se obtiene de la curva de flujo fraccional.

Durante el periodo inicial, la inyectividad declina rápidamente, después del llene, la inyectividad debe tender a permanecer constante si la razón de movilidad es uno, si es mayor a 1 aumentará y si es menor a uno se reducirá.

Figura 17. Efecto de la movilidad sobre la inyectividad.



Fuente: PDVSA, Recobro Adicional de Petróleo por Métodos Convencionales.

La variación de la inyectividad durante el periodo de llene puede calcularse por medio de la siguiente ecuación propuesta por Muskat.

$$q_t = \frac{0,00707KK_{rw}h(P_w - P_f)}{\ln \frac{r}{r_w} + M \ln \frac{r_e}{r}}; r_w' = r_w e^{-si}$$

Donde Si es el factor de daño,  $r_e$  es el radio del banco de petróleo y  $r$  el radio del banco de agua,  $k_{rw}$  la permeabilidad relativa al agua a  $S_{wp}$ ,  $M$  razón de movilidad.

Muskat observó que durante la etapa de flujo radial el logaritmo del agua inyectada varia linealmente con el inverso de la tasa de inyección, esto permitió obtener la permeabilidad efectiva al agua en la zona cercana al pozo de inyección y el radio efectivo del pozo en base a la historia de inyectividad.

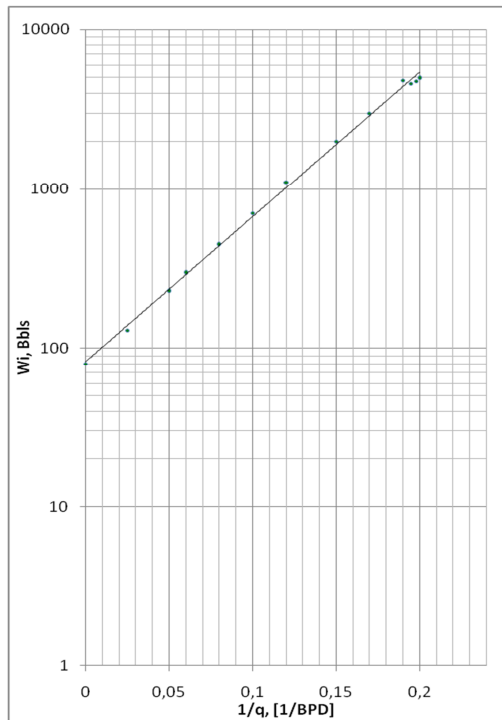
$$\log W_i = \frac{0,00617K_w h \Delta P}{\mu_w q} + \log \left[ 0,559 h F_w r_w^2 \left( \frac{F_o}{F_w} \right)^{M_{w,o}} \right]$$

La representación grafica de  $\log W_i$  vs  $1/q$  arroja una línea recta con pendiente  $m$  e intercepto  $b$ , donde:

$$m = 0,00617 \frac{K_w h \Delta P}{\mu_w}; \text{ De donde se puede estimar } K_w$$

$$b = 0,559 h F_w r_w^2 \left( \frac{F_o}{F_w} \right)^{M_{w,o}}; \text{ De donde se puede estimar } r_w.$$

Figura 18. Efecto de la movilidad sobre la inyektividad.

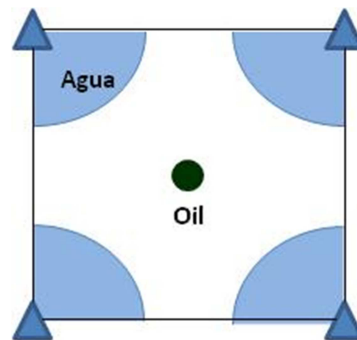


Fuente: PDVSA, Recobro Adicional de Petróleo por Métodos Convencionales.

## 2.2. PERIODO DE TRANSICIÓN O INTERFERENCIA

Ocurre cuando los bancos de petróleo de los pozos vecinos se ponen en contacto y finaliza cuando llegan al pozo productor, es decir al finalizar la etapa de llenado, en esta etapa, el desplazamiento del frente de agua sigue siendo radial.

Figura 19. Periodo de transición.



Fuente: PDVSA, Recobro Adicional de Petróleo por Métodos Convencionales

Aquí en volumen de agua a inyectar para alcanzar la interferencia es igual al volumen de gas móvil en el volumen poroso.

Para un arreglo de cinco pozos como el de la figura anterior:

Gas en el volumen poroso:  $\frac{\pi a^2 h \phi}{4 \times 5,615}$ .

$$W_{ii} = 0,14a^2h(S_{gi} - S_{gc})$$

La variación del volumen de agua inyectada y la tasa se calcula tomando valores de  $\bar{V}$ , entre 1 y  $W_{ii}$  y para cada uno calcular  $W_i$ ,  $q_i$  y  $t$ .

El volumen para que ocurra el tiempo de llenado es:

$$W_{ig} = 0,178a^2h(S_{gi} - S_{gc})$$

De acuerdo a esto el volumen de agua inyectada durante la interferencia es la diferencia entre el agua inyectada al llene y al agua inyectada a la interferencia.

$$W_{ig} - W_{ii}$$

Ahora, considerando una variación lineal de la tasa de inyección, el tiempo de duración de este periodo es:

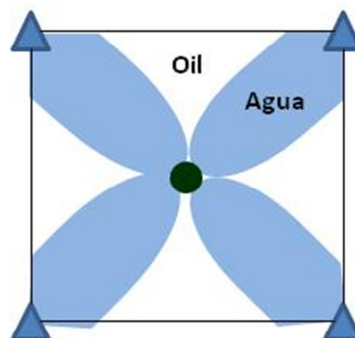
$$\Delta t = \frac{Wig - Wii}{\frac{(q_{ti} + q_{t5pozos})}{2}}$$

Donde  $q_{ti}$  es la tasa de inyección al final del flujo radial y  $q_{t5pozos}$  es la tasa de inyección en flujo continuo para un arreglo de 5 pozos.

### 2.3. PERIODO DE FLUJO CONTINUO

Ocurre a partir del momento en que el fluido desplazante a inundado casi todo el yacimiento y hay una distribución de presión estable. Esto ocurre después del tiempo de llenado cuando solo hay agua y petróleo moviéndose en el yacimiento, entonces se considera  $\Delta P$  constante si  $\lambda_w = \lambda_o$  y entonces  $M_{w,o} = 1$  y la tasa de inyección permanecerá constante. Por otro lado si  $\lambda_w \neq \lambda_o$  y  $M_{w,o} \neq 1$  la tasa de inyección variará con el tiempo.

Figura 20. Periodo continuo.



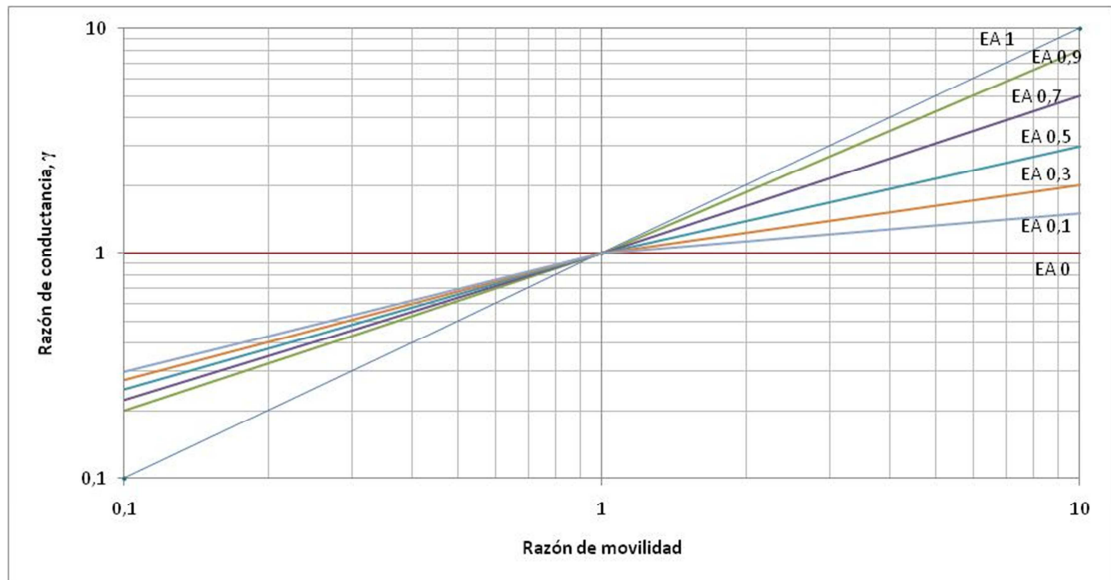
Fuente: PDVSA, Recobro Adicional de Petróleo por Métodos Convencionales

Esta etapa termina con el abandono del proyecto. La variación de la tasa con respecto al tiempo se determina gráficamente por el método de Caudle y Witte.

$$q_t = \gamma q_{t5pozos}$$

Siendo  $\gamma$  la razón de conductancia.

Figura 21. Método de Caudle y Witte.



Fuente: PDVSA, Recobro Adicional de Petróleo por Métodos Convencionales

El cálculo de la eficiencia areal se realiza por medio de las siguientes ecuaciones antes y después de la ruptura:

$$E_A = \frac{W_i}{V_p(S_{wp} - S_{wi})}$$

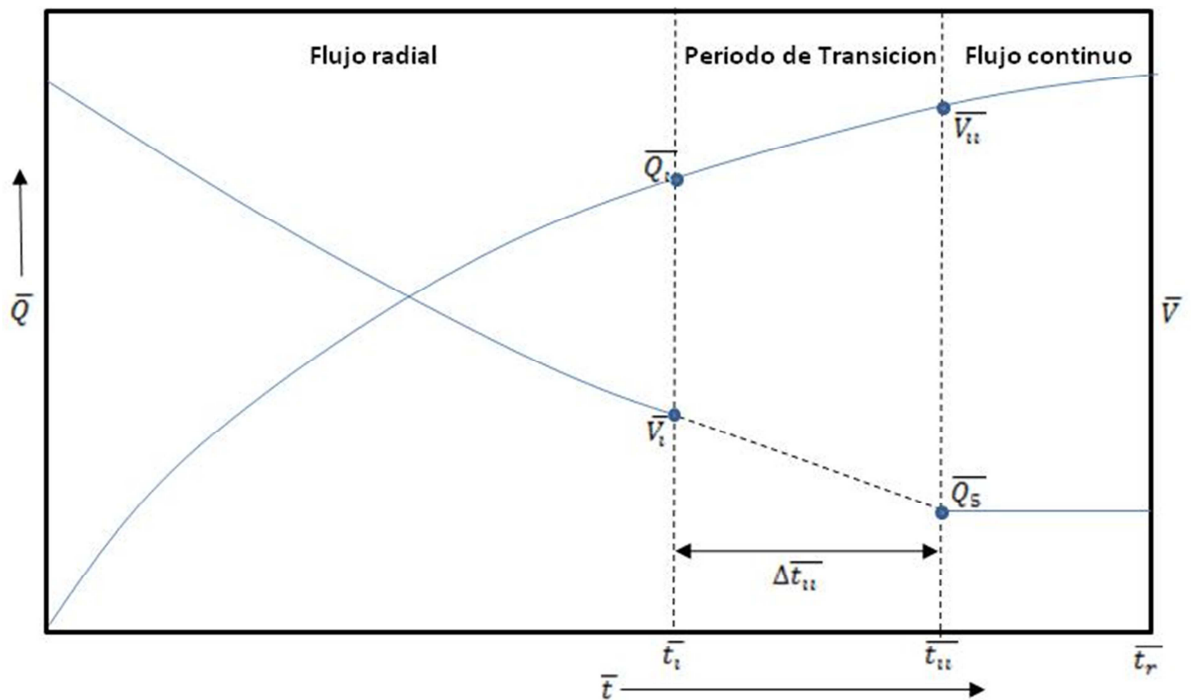
$$E_A = 0,279 \ln \frac{W_i}{W_{i,r}} + E_{Ar}$$

Finalmente, para obtener los valores de  $W_i$ ,  $q_t$  durante el flujo continuo, se obtienen valores de EA y los correspondientes valores de la razón de conductancia  $\gamma$  y se determinan  $W_i$  y  $q_t$ .

Estas ecuaciones fueron desarrolladas para arreglos de 5 pozos, sin embargo, pueden usarse con buen acercamiento a otros arreglos.

En general debe decirse que estos análisis están teniendo en cuenta que el desplazamiento ocurre en un solo estrato uniforme, si la formación es estatificada y existe flujo entre capas se puede superponer el comportamiento en las diferentes capas para lograr un acercamiento de la descripción del sistema; así se puede obtener un gráfico de  $\bar{V}$  y  $\bar{Q}$  en función de  $\bar{t}$ .

Figura 22. Periodos de flujo vs tiempo.



Fuente: PDVSA, Recobro Adicional de Petróleo por Métodos Convencionales

## **2.4. METODOS DE PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA INYECCIÓN DE AGUA**

Existen números métodos de predicción del comportamiento de la inyección en un yacimiento que intentan simular el comportamiento actual del yacimiento y difieren entre ellos por la forma como abarcan la estratigrafía, los arreglos de pozos, la movilidad, el tipo de desplazamiento, etc.

En general, el método de predicción, debe tomar en cuenta el efecto del flujo de fluidos, los efectos del tipo de arreglo y los efectos de la heterogeneidad.

Los métodos suelen clasificarse de acuerdo con las variables más representativas en el tipo de problema que se requiere simular, por lo tanto hay métodos más enfocados a la heterogeneidad del yacimiento, otros a la eficiencia areal, otros al tipo de desplazamiento, hay otros métodos más relacionados con modelos matemáticos y los métodos empíricos.

### **2.4.1. Método de Buckley – Leverett**

Este método está más enfocado al tipo de desplazamiento y permite estimar el comportamiento de un desplazamiento lineal cuando se inyecta gas o agua y asume permeabilidad y porosidad uniformes, desplazamiento tipo pistón con fugas, fluidos inmiscibles o existencia de presión capilar, dos fluidos como máximo moviéndose al tiempo en un punto, presión por encima de la presión de burbuja, tasa de inyección y área perpendicular al flujo constantes, flujo continuo o estacionario y considera un proceso en equilibrio, es decir isobárico e isotérmico.

Este método considera tres etapas en el desplazamiento: antes, en el momento y después de la ruptura.

Cálculos antes de la Ruptura,  $t < t_r$

$$Np = \frac{A\phi X_{S_{wx}}(S_{wp} - S_{wi})}{\beta_o}$$

$$Np = \frac{Wi}{\beta_o}$$

$$Wi = q_t t$$

$$RAP = 0$$

$$Wp = 0$$

$$t = \frac{Q_i}{\frac{q_t}{A\phi X_{S_{wx}}}} \quad \text{ó} \quad t = \frac{Wi}{q_t}$$

$$Q_i = \frac{1}{\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{S_{wx}}}$$

$$q_o = \frac{q_t(1 - f_w)}{\beta_o}$$

$$q_w = 0$$

Cálculos en la Ruptura,  $t = t_r$

$$Np = \frac{A\phi L(S_{wp} - S_{wi})}{\beta_o}$$

$$Wi = q_t t_r$$

$$RAP = \frac{\frac{q_w}{\beta_w}}{\frac{q_o}{\beta_o}} = \frac{f_{wx}\beta_o}{(1 - f_{wx})\beta_w}$$

$$Wp = 0$$

$$t = \frac{Q_{ir} V_p}{q_t}$$

$$Q_{ir} = \frac{1}{\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{S_{wx}}}$$

$$q_o = \frac{q_t(1 - f_{wx})}{\beta_o}$$

$$q_w = \frac{q_t f_{wx}}{\beta_w}$$

Cálculos después de la Ruptura,  $t > t_r$

En este caso se selecciona un valor de saturación  $S'_{wx}$  mayor que la saturación del agua frente de invasión, pero menor que la saturación del agua máxima, luego se traza una tangente a la saturación de flujo fraccional  $S'_{wx}$ , se extrapola la tangente hasta  $f_w = 1$  y esto da el valor de  $S'_{wx}$ . Una vez conocida esta saturación se puede calcular el petróleo recuperado, repitiendo estos cálculos en valores entre  $S_{wx}$  y  $1 - S_{or}$ .

$$N_p = \frac{A\phi L(S'_{wp} - S_{wi})}{\beta_o}$$

$$W_i = q_t t'$$

$$RAP = \frac{f'_{wx} \beta_o}{(1 - f'_{wx}) \beta_w}$$

$$W_p = \frac{W_i - N_p \beta_o}{\beta_w}$$

$$t' = \frac{A\phi L}{q_t} \frac{1}{\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{S'_{wx}}} = \frac{A\phi L Q'_i}{q_t}$$

$$q_o = \frac{q_t(1 - f'_{wx})}{\beta_o}$$

$$q_w = \frac{q_t f'_{wx}}{\beta_w}$$

Pasos de análisis:

Antes de la ruptura:

1. De la curva de flujo fraccional determinar la saturación y el flujo fraccional del frente de invasión.
2. Calcular el tiempo de ruptura de acuerdo al arreglo existente.
3. Calcular el petróleo producido, el factor de recobro, la tasa de producción de petróleo y agua, la relación agua-petróleo.

Después de la ruptura:

1. Seleccionar valores de  $S'_{wx}$  entre  $S_{wx}$  y  $S_{wmax}$ .
2. Trazar tangentes a la curva de flujo fraccional en los puntos seleccionados y determinar valores de  $S'_{wp}$ .
3. Calcular  $t$ ,  $W_i$ ,  $N_p$ ,  $R$ ,  $RAP$ ,  $q_o$ ,  $q_w$ ,  $W_p$ .
4. Repetir 1, 2 y 3 varias veces para representar la fase subordinada.
5. Finalizar al tener una relación agua petróleo alrededor de 30.
6. Graficar petróleo producido, agua inyectada, agua producida contra tiempo, petróleo producido contra agua inyectada o agua producida.

#### **2.4.2. Método de Dijkstra – Parsons**

Este método está más enfocado a tener en cuenta la heterogeneidad del yacimiento. Es también uno de los métodos más usados para la predicción del comportamiento de yacimientos con inyección de agua. Por medio de este modelo se combinan consideraciones teóricas con resultados experimentales tomando en cuenta los efectos de las heterogeneidades del yacimiento. Aquí se calcula el perfil de permeabilidades con la permeabilidad horizontal variando con la profundidad y aparece el término  $V$ , variación vertical de permeabilidad, que es un término estadístico.

Este método supone flujo lineal y continuo, formación estratificada horizontal pozo a pozo, estratos uniformes, mismas curvas de permeabilidades relativas para todas las capas, las mismas propiedades de los fluidos para todas las capas, solamente agua detrás del frente y petróleo delante de él, cero saturación de gas en el banco de petróleo.

Este método tiene como principio las ecuaciones de la posición del frente de invasión  $X_i/L$ , la intrusión fraccional  $C$  y la relación agua petróleo RAP.

#### **Posición del Frente de Invasión, $X_i/L$**

El cálculo de la posición de los frentes de invasión en cada capa a un tiempo  $t$  usa la Ley de Darcy para flujo lineal en cada capa y considera permeabilidades relativas al agua y al petróleo iguales y constantes para todas las capas, es decir las variaciones de saturación son iguales en cada estrato.

La siguiente es la ecuación general para calcular la posición del frente de invasión con  $n$  capas cuando se ha producido la ruptura en  $m$  de ellas:

$$\frac{X_i}{L} = \frac{M_{w,o} + \sqrt{M_{w,o}^2 + \frac{\phi_m K_i}{K_m \phi_i} (1 - M_{w,o}^2)}}{(1 - M_{w,o})}$$

### Intrusión Fraccional, C

La intrusión fraccional es el área vertical invadida sobre el área vertical total.

Figura 23. Intrusión fraccional



Fuente: PDVSA, Recobro Adicional de Petróleo por Métodos Convencionales

En general si se tienen n capas y se producido la ruptura en la primera de ellas, la intrusión fraccional es:

$$C = \frac{h_1 + \sum_2^n h_i \frac{X_i}{L}}{\sum_1^n h_i}$$

Si  $h_1 = h_2 = \dots = h_n$

$$C = \frac{h_1 + \sum_2^n h_i \frac{X_i}{L}}{n}$$

Si se ha producido ruptura en m de las n capas para  $h_1 = h_2 = \dots = h_n$

$$C = \frac{m}{n} - \frac{(n-m)M_{w,o}}{n(1-M_{w,o})} + \frac{1}{n(1-M_{w,o})} \sum_{m+1}^n \sqrt{M_{w,o}^2 + \frac{\phi_m K_i}{K_m \phi_i} (1 - M_{w,o}^2)}$$

Donde m es la ultima capa donde ocurrió la ruptura.

Relación Agua – Petróleo, RAP

Para la ruptura en la primera de las n capas,

$$RAP = \frac{q_{w1}}{\sum_2^n q_{oi}}$$

$$RAP = \frac{K_1 A_1}{\sum_2^n \frac{K_i A_i}{\sqrt{M_{w,o}^2 + \frac{\phi_m K_i}{K_m \phi_i} (1 - M_{w,o}^2)}}}$$

Si hay ruptura en m de las n capas,

$$RAP = \frac{\sum_1^m K_i A_i}{\sum_{m+1}^n \frac{K_j A_j}{\sqrt{M_{w,o}^2 + \frac{\phi_m K_j}{K_m \phi_j} (1 - M_{w,o}^2)}}}$$

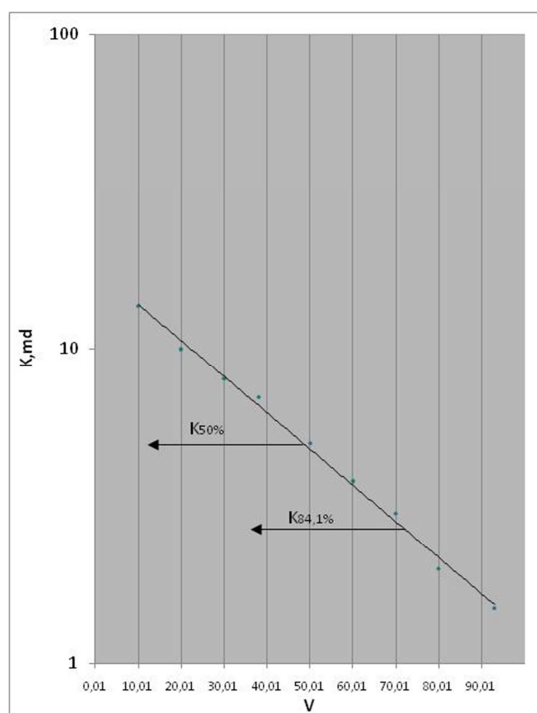
Considerando  $h_1 = h_2 = \dots = h_n$  y  $A_1 = A_2 = \dots = A_n$

$$RAP = \frac{\sum_1^m K_i}{\sum_{m+1}^n \frac{K_j}{\sqrt{M_{w,o}^2 + \frac{\phi_m K_j}{K_m \phi_j} (1 - M_{w,o}^2)}}}$$

### 2.4.3. Coeficiente de Variación de Permeabilidad, V

Este coeficiente cuantifica la estratificación del yacimiento. SE realiza mediante un método estadístico que compara cada permeabilidad con las demás y determina el numero de ellas que es mayor que la que se está comparando en particular. La grafica que se obtiene es como la siguiente.

Figura 24. Coeficiente de variación de la permeabilidad.



Fuente: PDVSA, Recobro Adicional de Petróleo por Métodos Convencionales

Pasos de Análisis:

1. Calcular el coeficiente de variación de la permeabilidad, V.
2. Calcular la razón de movilidad.
3. Calcular la eficiencia areal de barrido.
4. Calcular el volumen teórico de petróleo recuperable.

$$N_{pr} = \frac{V_p(S_{oi} - S_{or})E_A}{\beta_o}$$

5. Calcular la intrusión fraccional, C, para RAP de 1, 5, 25 y 100.
6. Calcular el petróleo producido para cada valor de C.

$$N_p = CN_{pr}$$

7. Graficar RAP contra  $N_p$  para calcular por integración grafica el agua producida,  $W_p$ .
8. Calcular el agua inyectada.

$$W_i = W_p + N_p\beta_o + W_{ii}$$

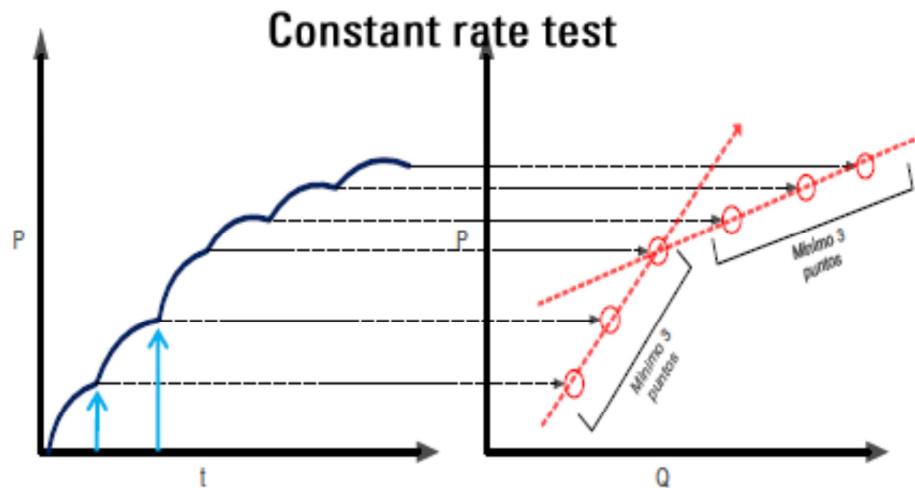
9. Calcular el tiempo de inyección en base al agua inyectada y a la tasa de inyección.

$$t = \frac{W_i}{q_t}$$

## 2.5. PRUEBAS DE INYECTIVIDAD

Las pruebas de inyectividad son ejecutadas para determinar el potencial de una determinada zona para recibir agua de inyección. Se realizan inyectando fluido a la formación a diferentes caudales durante periodos de tiempo constantes.

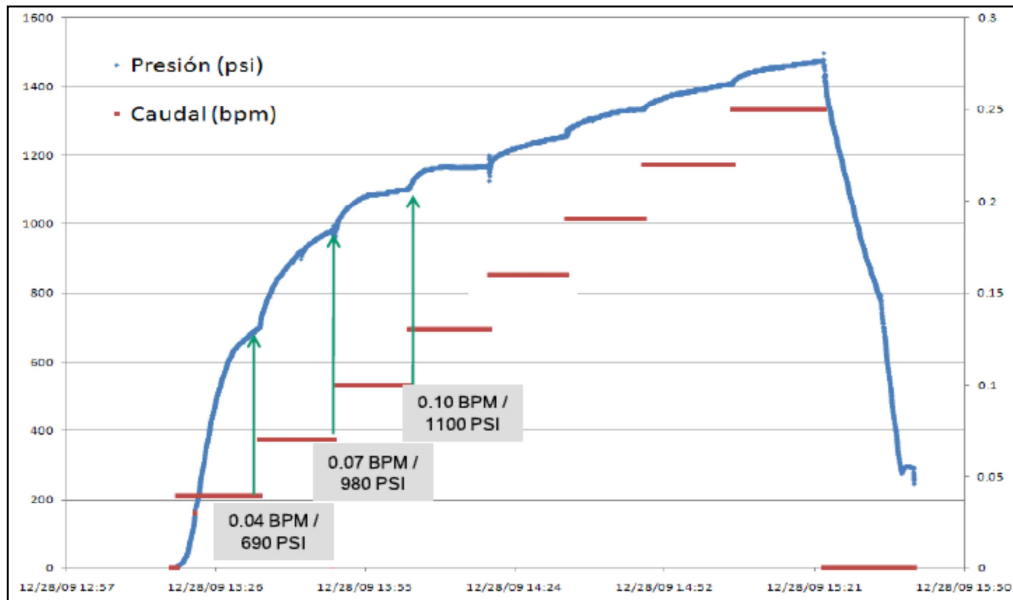
Figura 25. Prueba de inyectividad



Fuente: Elphik Jhon.

Porque realizar pruebas de Inyectividad?, aunque estas pruebas aumentan los tiempos de completamiento y costos de operación, normalmente el mecanismo de inyección en los campos es muy pobremente entendido, información como pozos o capas inyectando sobre la presión de fractura, mecanismos de daño en la matriz o en la fractura, la variación de la inyección con la presión y el tiempo, es información con la que usualmente no se cuenta.

Figura 26. *Step rate test*



Fuente: Elphik Jhon.

Es importante tener un entendimiento del comportamiento real de la inyección para optimizar las operaciones en decisiones como la selección de la tasa de inyección en cada uno de los intervalos, entender el porqué de problemas usuales como baja inyección en algunas capas que general una pobre eficiencia de barrido vertical o muy altas tasas de inyección que generan irrupciones tempranas y altos cortes de agua en los productores.

#### Objetivos de las Pruebas de Inyectividad

Dentro de los principales objetivos al realizar estas pruebas se encuentran:

1. Determinar la existencia de flujo cruzado entre capas o grupos.
2. Determinar si efectivamente las arenas aceptan inyección de agua.
3. Determinar la presión de yacimiento.
4. Determinar el índice de inyectividad en la matriz de la roca.

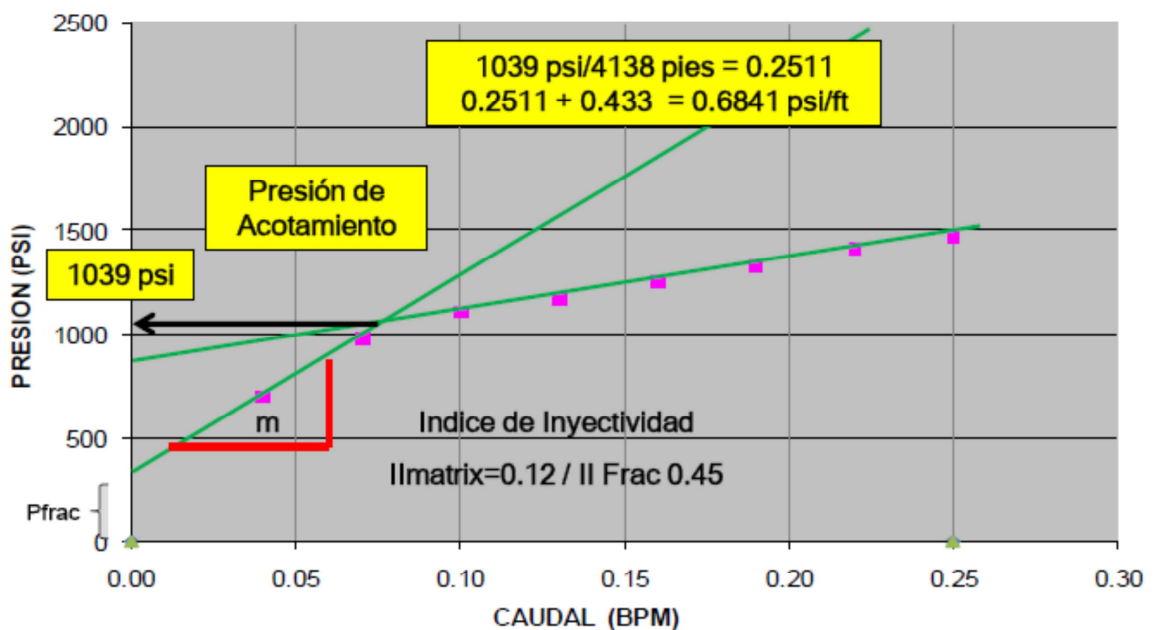
5. Determinar la inyectividad por encima de la presión de fractura.
6. Determinar la presión de fractura, tanto la presión de iniciación, reapertura y propagación.

Normalmente se recomienda realizar por lo menos tres puntos antes de la presión de fractura y tres puntos después para identificar correctamente esta presión.

Y desarrollar las pruebas de inyectividad a presión de operación ya que los perfiles de inyección cambian con la presión.

El procedimiento recomendado en sitio contempla registrar el volumen de llenado, realizar al menos tres puntos antes y tres puntos sobre la presión de fractura, registrar la presión de iniciación de fractura, repetir la prueba para registrar la presión de reapertura de fractura, registrar datos cada segundo y presión de resolución de 1 psi.

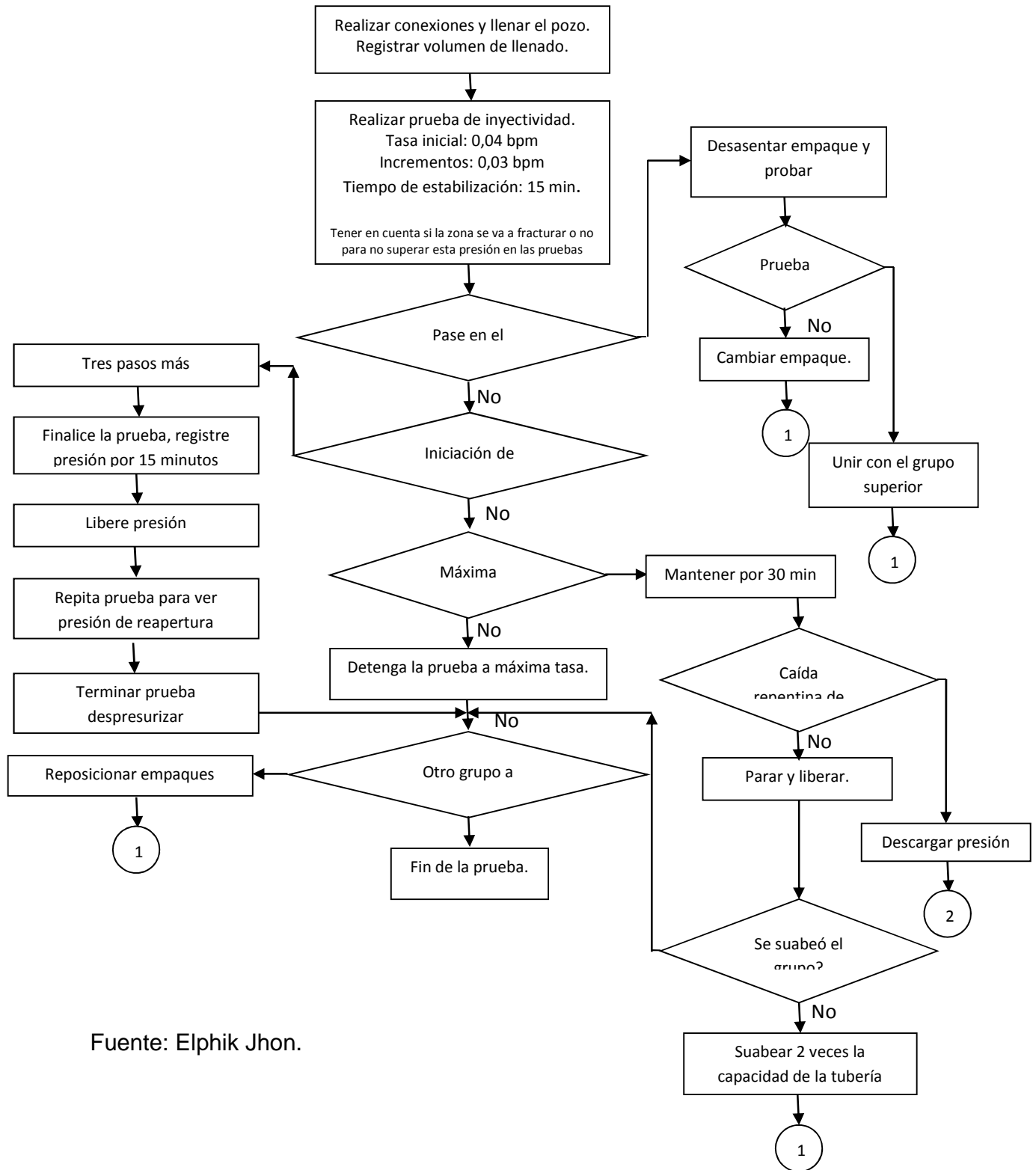
Figura 27. Prueba de inyectividad y presión de fractura



Fuente: Elphik Jhon.

A continuación se muestra un diagrama de flujo con el paso a paso para realizar las pruebas de inyectividad.

Figura 28. Diagrama de flujo pruebas inyectividad



Fuente: Elphik Jhon.

## **2.6. TRATAMIENTO QUIMICO**

### **2.6.1. Tipos de Ácido**

Aunque muchos compuestos ácidos están disponibles en la industria, solamente unos pocos de ellos han demostrado ser económicamente efectivos en estimulación de pozos.

Entre ellos ácidos inorgánicos como el ácido clorhídrico (HCl) o el ácido fluorhídrico (HF), también ácido sulfúrico y ácido nítrico.

Ácidos orgánicos como el ácido ascético, el ácido cítrico y el ácido fórmico.

#### **2.6.1.1. Ácidos Inorgánicos**

##### **1. Ácido Clorhídrico**

Es el ácido inorgánico más comúnmente usado, entre sus ventajas están su bajo costo y disponibilidad, es fácil de inhibir para evitar el ataque en las tuberías y fácilmente controlable la tensión superficial para ayudar en la penetración, la mojabilidad, la detergencia y reducción de pérdidas por fricción; adicionalmente, puede ser emulsionado para disminuir la rata de reacción, tiene propiedades desemulsificantes para una mejor limpieza, la mayoría de productos con los que reacciona son solubles en agua y fácilmente removibles y pueden aplicarse aditivos para minimizar o eliminar productos insolubles de reacción. Dentro de sus desventajas está su alta reactividad, lo que ocasiona un rápido gasto del material en la formación por lo tanto la adecuada medida del tratamiento es esencial durante el tratamiento.

Su alta reactividad también es importante al seleccionar los aditivos, existen algunos componentes que son solubles en el ácido pero no necesariamente en el ácido disuelto o gastado, por ejemplo el sulfato de calcio y el óxido de hierro pueden generar precipitados en el ácido gastado aun cuando son solubles en el ácido clorhídrico.

Las concentraciones de inyección pueden variar de 3% a 28%; en bajas concentraciones es usado para remover baches de sales y emulsiones, a altas concentraciones es usado para generar canales de flujo más grandes.

## **2. Ácido Fluorhídrico**

Se usa junto con el ácido clorhídrico para intensificar la tasa de reacción a todo el sistema y solubilizar las formaciones, en particular las areniscas. En general se usa siempre mezclado con HCl, es usado para acidificaciones matriciales y para remoción de finos insolubles en HCl. Las concentraciones habituales están entre 1,5% y 6%. Este ácido ataca la sílice y los silicatos al igual que cauchos naturales, cuero, ciertos metales como hierro fundido y muchos materiales orgánicos. Es venenoso solo o en mezclas y debe ser manipulado con extremo cuidado.

Otros ácidos inorgánicos como nítrico y sulfúrico en general no son de gran uso porque pueden generar precipitados insolubles o incluso gases venenosos durante sus reacciones con ciertos minerales.

### 2.6.1.2. Ácidos Orgánicos

Estos ácidos son usados básicamente por sus bajas tasas de corrosión y su relativamente más fácil inhibición a altas temperaturas que el HCl. Los de más común uso son el ácido ascético, el ácido cítrico y el ácido fórmico.

#### 1. Ácido Ascético (CH<sub>3</sub>COOH)

Incoloro, soluble en agua en cualquier proporción y en la mayoría de solventes orgánicos, normalmente es usado en pequeñas cantidades o con HCl como un retardador de la reacción; su uso se debe normalmente a que es un ácido relativamente débil, se usa en concentraciones entre 7,5% y 10% cuando se usa solo, es usado como un aditivo de control de hierro, también se usa en acidificaciones de carbonatos y como fluido de perforación.

Debe manejarse con precaución ya que concentrado puede causar severas quemaduras y daño pulmonar.

#### 2. Ácido Cítrico (C<sub>6</sub>H<sub>8</sub>O<sub>7</sub>)

Normalmente en los revestimientos y tuberías se encuentran precipitados de hierro que no solubilizan totalmente con el HCl y re-precipitan como hidróxido de hierro insoluble lo que genera daño en la formación reduciendo la permeabilidad y por ende la inyectividad de las zonas.

Este ácido conocido como Ferrotrol 300 se usa para mantener disueltas las escamas de hierro y prevenir esta re-precipitación.

#### 3. Ácido Fórmico (HCOOH)

Es el ácido orgánico más simple de todos, completamente miscible con agua, aunque es más fuerte que el ácido ascético, es más débil que el HCl. Es usado en estimulación de pozos combinado con HCl normalmente como

un retardador para sistemas a alta temperatura. Las concentraciones de uso son normalmente entre 8% y 10%, puede ser fácilmente inhibido.

En general, daño debido a la acidificación casi siempre ocurre, sin embargo, los efectos negativos son superados ampliamente con la ganancia obtenida.

Los tipos de daño más comunes por acidificación son desconsolidación de la formación, movilización de finos, reacciones químicas, incompatibilidades químicas, precipitación de compuestos de hierro, emulsiones y *sludges*.

## **2.7. FRACTURAMIENTO HIDRAULICO**

El fracturamiento fue inicialmente utilizado para optimización de producción en pozos marginales de Kansas en los últimos años de los 1940's y hasta los años 1980's alcanzó uso masivo y llegó a ser la técnica de completamiento más común para yacimientos de baja permeabilidad en los Estados Unidos y el resto de Norte América.

El fracturamiento hidráulico implica la inyección de fluidos en la formación a presiones suficientemente altas para inducir una separación de la formación.

Materiales granulados llamados propanes que van desde arenas naturales hasta costosos materiales sintéticos son bombeados en las fracturas creadas como mezcla para mantenerlas abiertas después de liberar la presión de bombeo.

La fractura llena con propante crea un angosto pero muy conductivo canal de flujo a través del *wellbore*. Este canal tiene una permeabilidad muy alta, normalmente hasta 6 veces la permeabilidad del yacimiento, normalmente angosto en una dirección pero suficientemente largo horizontalmente cubriendo una altura significativa.

El objetivo principal de una estimulación es disminuir el daño en la vecindad del *wellbore* e incrementar por lo tanto la productividad o la inyektividad del pozo o por otro lado generando una estructura altamente conductiva en la formación.

$$q = J\Delta P$$

Donde J es el índice de productividad, los pozos durante su vida son sometidos a diferentes cambios, sin embargo siempre se asume condiciones constantes de *drawdown* y tasa de flujo.

$$\Delta P = \frac{\beta q \mu}{2\pi K h} P_D$$

$$q = \frac{2\pi K h \Delta P}{\beta q \mu} q_D$$

$P_D$  y  $q_D$  son variables adimensionales definidas en las soluciones de la ecuación de difusividad radial.

Debido a la naturaleza radial del flujo, la mayoría del daño ocurre cerca al *wellbore*, y cualquier daño en esta región incrementa significativamente las pérdidas de presión. Este impacto es representado por el factor de daño,  $s$ .

$$J = \frac{2\pi K h}{\beta \mu (P_D + s)}$$

## **2.8. TRAZADORES RADIOACTIVOS**

Los trazadores radiactivos se utilizan para diferentes aplicaciones:

1. Determinar tasas y perfiles de flujo.
2. Diagnosticar problemas de completamiento.
3. Evaluar efectividad de tratamientos.

Los componentes esenciales de los registros de los trazadores radiactivos es el material radiactivo y detectores de *gamma ray* y las aplicaciones incluyen tratamiento de pozos con inyecciones de material radiactivo, uso de herramientas eyectoras de trazadores y monitoreo de depósitos de sales radiactivas en el revestimiento en producción de agua.

### **2.8.1. Tratamiento de Pozos**

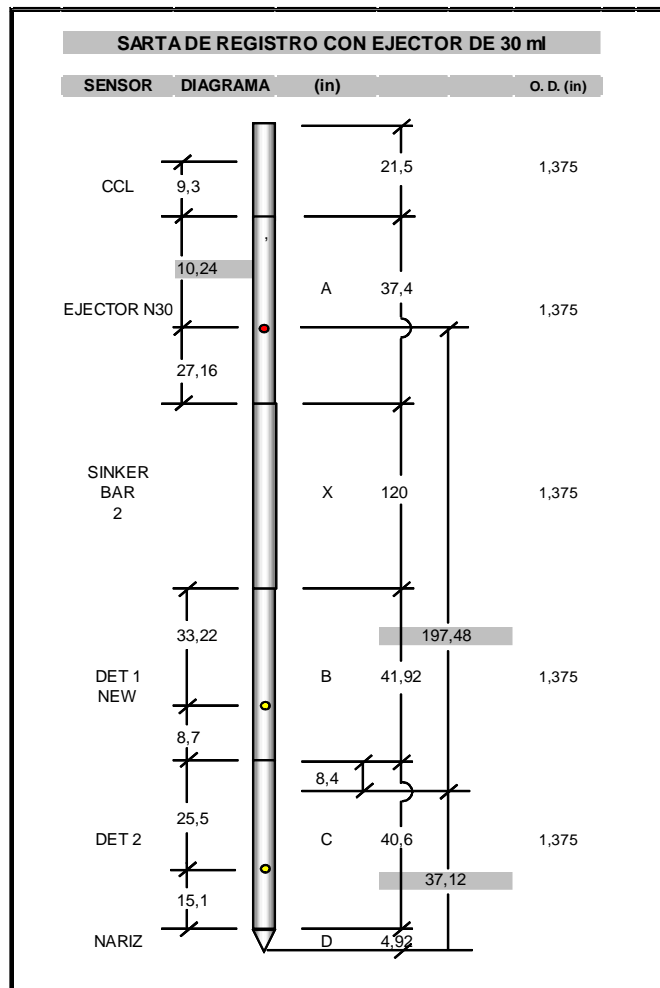
Una práctica común es fracturar los pozos con arenas especialmente cargadas radiactivamente, antes del fracturamiento se corre un registro *gamma ray* base cuando la diferencia en el registro posterior aparece se asume que la formación tomó el material radiactivo. En algunas formaciones son realizadas pruebas de inyectividad antes de los fracturamientos, en estos casos, después de haber corrido el registro base, se inyecta agua que contiene un material radiactivo soluble, así el registro posterior a la inyección indicara cuales zonas tienen mejor tendencia a recibir el material de fracturamiento.

### **2.8.2. Herramientas Eyectoras de Material Radiactivo**

Una sarta típica de este tipo de herramientas se observa en la siguiente figura, un *casing collar locator* es utilizado para ayudar a ubicar la herramienta en profundidad, un depósito de material radiactivo es localizado en la sarta y el

operador puede controlar la inyección de pequeñas cantidades de material radiactivo, abajo del eyector normalmente se encuentran uno o dos detectores de *gamma ray*, existen dos métodos para usar esta herramienta, conocido como *velocity shot* y *timed run*.

Figura 29. Sarta trazador radioactivo.



Fuente: Schlumberger, Production Log Interpretation.

En el primer método, *velocity shot*, la herramienta es mantenida estacionaria y un *shot* de material radiactivo es eyectado, los detectores entonces detectan la intensidad de los rayos gamma en función del tiempo, así el paso del bache

radiactivo por cada detector generan un pico en el registro. Al medir el tiempo entre los dos detectores y conociendo el espacio entre los detectores se puede calcular la tasa de flujo.

En el método conocido como *timed run*, el bache radiactivo es eyectado y un registro *gamma ray* es corrido repetidamente a varios intervalos de tiempo para determinar donde el bache es eventualmente desvanecido.

### **3. PRUEBAS DE CAMPO –ESTIMULACIÓN QUIMICA PARA INCREMENTAR LA INYECTIVIDAD**

#### **3.1. INTRODUCCIÓN**

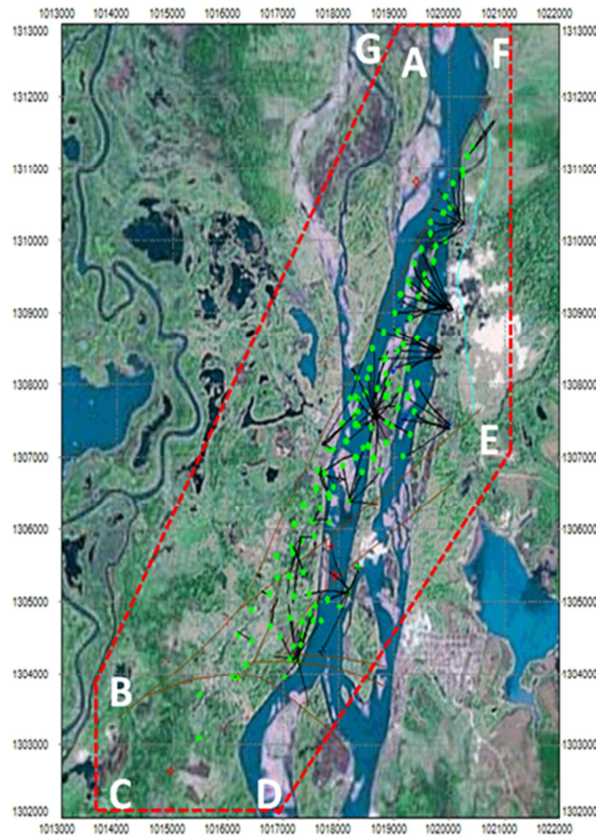
El Campo Yariguí-Cantagallo inició producción en los años 1940's alcanzando el pico máximo en el año 1964 con 17000 BOPD. Desde 2007 se planificó la ejecución de un proyecto de recuperación secundaria mediante inyección de agua, sin embargo hasta 2010 se da inicio al proyecto en firme. Con el objetivo de aumentar la eficiencia de barrido y acelerar el proceso de invasión, se buscó incrementar la inyectividad de las arenas para lo cual se consideró la ejecución de operaciones de fracturamiento hidráulico a las arenas sometidas a inyección, sin embargo los tiempos de intervención y los costos operativos resultaron muy altos por lo que se optó por optimizar estos procesos mediante la ejecución de estimulación química; esta propuesta contempló la realización de tratamientos orgánicos, tratamientos ácidos, inducción de fracturas hidráulicas no empaquetadas, evaluaciones por etapa de inyectividad incremental y evaluación de daño a la formación por migración de finos durante el proceso de inyección.

#### **3.2. GENERALIDADES CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO**

El área de operación directa Campo Yariguí-Cantagallo adscrita a la Superintendencia de Operaciones del Río de la GRM, se encuentra localizada en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, a una distancia aproximada de 20 Km al NE de la ciudad de Barrancabermeja y a 290 Km al NW de Bogotá, en los

Departamentos de Santander y Bolívar; más exactamente en las márgenes del Río Magdalena a la altura del municipio de Puerto Wilches.

Figura 30. Mapa ubicación geográfica Cantagallo



Fuente: ECOPETROL S.A.

### 3.3. RESEÑA HISTÓRICA

- 1939, Se otorga la concesión Cantagallo a la Compañía de Petróleos del Valle del Magdalena.
- 1941, Se terminó la perforación del pozo Cantagallo 1.

- 1942, Se perforó el pozo Cantagallo 2 e inició con una producción de 286 BOPD, considerado el pozo descubridor de este campo.
- 1942-1949, Primera Campaña de perforación (12 pozos).
- 1951, La concesión es adquirida por Shell Cándor, dos años después le es otorgada la Concesión San Pablo con el descubrimiento del campo de Yariguí.
- 1963, El Campo Cantagallo alcanza su máximo desarrollo con una producción de 1900 BOPD.
- 1964, El Campo Yariguí alcanza una producción de 17000 BOPD.
- 1965, Ensayo de inyección de agua en las arenas Cantagallo, pozo YR-8.
- 1975, Las concesiones Cantagallo y San Pablo revierten a la nación bajo la administración de Ecopetrol.
- 1976-1983, Tercera campaña de perforación (28 pozos).
- 2003-2008, Cuarta campaña de perforación (45 pozos).
- 2009-2010, perforaron 9 productores y 3 inyectores (12 pozos).

### **3.3.1. Desarrollo adicional**

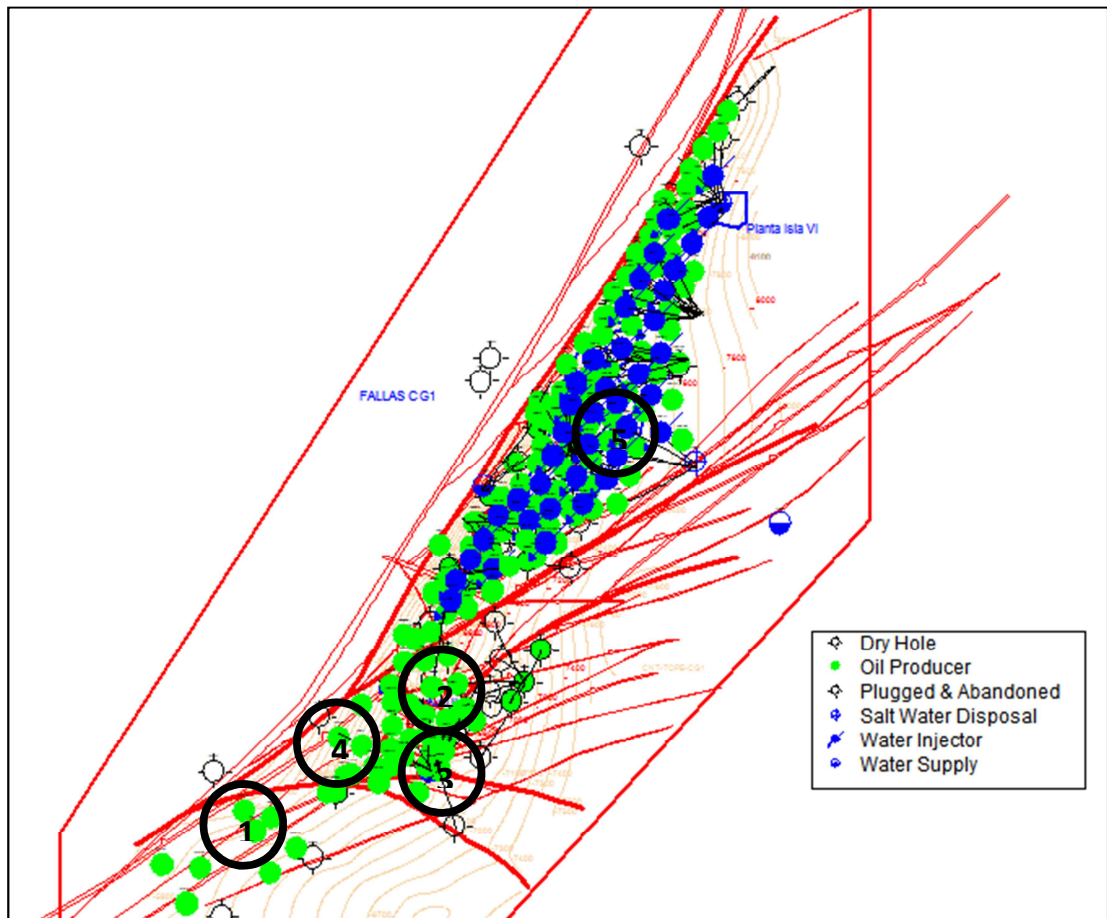
- En diciembre de 2002 se presentó el estudio “Caracterización y Plan de Desarrollo de los Yacimientos del campo Yariguí-Cantagallo”.
- En el año 2003 se ejecutó la primera fase del proyecto “Desarrollo Adicional campo Yariguí-Cantagallo” que incluyó el cañoneo de las arenas CG y C en 8 pozos y la perforación de 4 pozos infill.
- Durante el año 2004 se perforaron 4 pozos infill, se cañonearon 11 pozos y se optimizaron 3 pozos mediante bombeo electrosumergible.
- Durante el año 2005 se perforaron 4 pozos, se cañonearon 6 pozos, se fracturaron 5 pozos y se optimizaron 7 pozos mediante bombeo electrosumergible.

- Durante el año 2006 se perforaron 16 pozos, se fracturaron 6 pozos y se efectuó un trabajo de estimulación química.
- Durante el año 2007 se perforaron 11 pozos productores y 2 pozos inyectoros (YR-503 y YR-504), se fracturaron 5 pozos y se efectuaron 2 trabajos de estimulación química.
- Durante el año 2008 se perforaron 6 pozos productores, 4 pozos inyectoros (YR-507, YR-510, YR-511 y YR-512), se fracturaron 5 pozos y se han realizado 7 trabajos de estimulación química.
- Durante el año 2009 se perforaron 3 pozos productores, 4 pozos inyectoros (YR-505, YR-506, YR-508 y YR-509), 2 Pozos captadores y se fracturaron 4 pozos inyectoros.
- Durante el año 2010 se perforaron 12 pozos; 9 productores y 3 pozos inyectoros (YR-514, YR-516 y YR-518).

Se realizaron cañoneos adicionales en 3 pozos, en 2 pozos se realizaron aislamientos de zonas acuíferas, se completaron 7 pozos inyectoros con sarta selectiva de los cuales se realizó fracturamiento hidráulico en 3 pozos y tratamiento ácido-orgánico en 4 pozos.

El Campo Yariguí Cantagallo está dividido básicamente en 5 bloques y tiene tres horizontes productores, las arenas B y C en la formación Mugrosa y las arenas Cantagallo en la formación La Paz; el proyecto de recuperación secundaria está siendo llevado a cabo en el bloque 5 en las arenas Cantagallo.

Figura 31. Mapa Estructural Campo Yariguí Cantagallo



Fuente: OFM – ECOPETROL S.A.

Finalizando el año 2010 el Campo Yariguí- Cantagallo se encontraba inyectando agua en 10 pozos de los cuales 9 fueron concebidos como inyectores desde el inicio, de ellos, los pozos YR-503, YR-504, YR-510 y YR-512 fueron completados como productores en un principio mientras se daba inicio al proyecto de

recuperación secundaria y el YR-96 fue un pozo concebido como productor que fue convertido a inyector en agosto de 2010.

Así las cosas los pozos que se encontraban inyectando agua eran YR-96, YR-503, YR-504, YR-505, YR-506, YR-507, YR-508, YR-509, YR-511 y YR-512.

En diciembre de 2010 la inyección promedio mensual del campo fue de 31,039 BWPD.

A continuación un breve resumen de la historia de los pozos en orden cronológico de entrada a inyección. Nótese SS como sarta selectiva.

Tabla 2. Entrada de pozos inyectores

Pozo	Perforación	Completamiento Productor	Completamiento Inyector	Tratamiento o químico	Fracturamiento	Tipo de sarta	Entrada a Inyección	No. Grupos
YR-503	Mayo-07	Junio-07	Enero-08			Convencional	Septiembre-08	1
YR-509	Marzo-09		Noviembre-09	x	x	SS	Febrero-10	5
YR-505	Mayo-09		Enero-10	x	x	SS	Marzo-10	5
YR-506	Enero-09		Enero-10	x	x	SS	Marzo-10	4
YR-507	Enero-09		Diciembre-09	x	x	SS	Marzo-10	4
YR-508	Febrero-09		Marzo-10	x	x	SS	Mayo-10	4
YR-511	Octubre-08		Enero-10/Mayo 10	x		SS	Junio-10	4
YR-504	Marzo-07	Marzo-07	Julio-10	x		SS	Julio-10	6
YR-96	Noviembre-06	Noviembre-06	Agosto-10	x		SS	Septiembre-10	3
YR-512	Septiembre-08	Diciembre-08	Octubre-10	x		SS	Octubre-10	10

Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A.

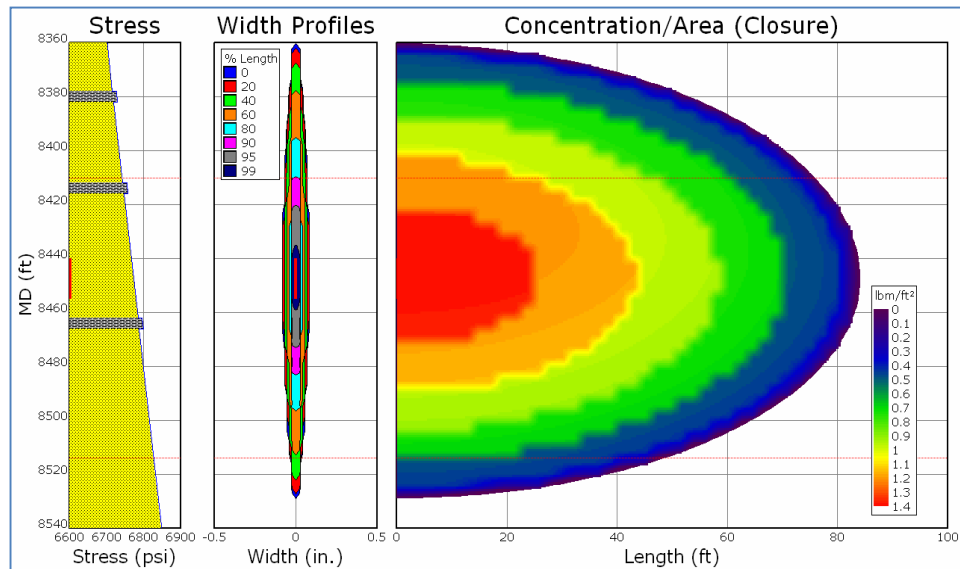
### 3.4. OPERACIONES DE CAMPO

En la etapa inicial del proyecto de recuperación secundaria se desarrollaron trabajos de estimulación por medio de fracturamiento hidráulico para conseguir incrementar la capacidad de la formación de tomar agua de inyección, debido a los altos costos operativos se propuso ejecutar trabajos de estimulación química buscando los mismos objetivos que el fracturamiento y reduciendo costos operativos.

El programa general llevado a cabo durante los fracturamientos era realizar una prueba de inyectividad extensa, inyectar un tratamiento orgánico a la formación, realizar una prueba de *break down*, que básicamente consiste en incrementar tasa y presión de forma súbita para lograr observar la presión de apertura de fractura. Seguidamente, realizar un SRT (*Step rate test*) y SDT (*Step down test*), realizar la operación en sí de minifrac y fracturamiento y hacer la limpieza y extracción de los fluidos.

Los programas para estos pozos consistieron conceptualmente de realizar los cañoneos en los intervalos, realizar el fracturamiento y recuperar el fluido de fracturamiento con estimulación mecánica. El diseño de la fractura comprendió una altura de 100 ft y una longitud de 80 ft con un ancho promedio empaquetado de 0,1 pulgada.

Figura 32. Diseño fracturas pozos inyectoros Campo Yariguí Cantagallo



Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A.

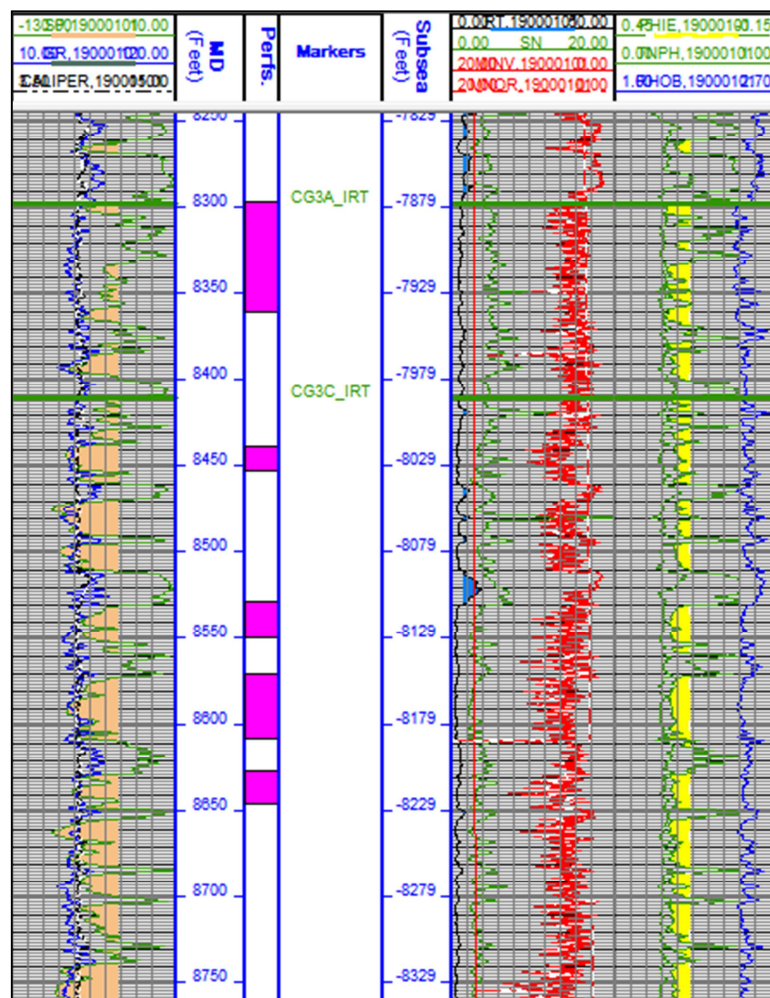
El objetivo de los trabajos realizados fue alcanzar una capacidad de inyección de 4000 BWPD, luego de análisis petrofísico y revisión de información de registros disponibles, se ubicaron las arenas a fracturar y los intervalos a cañonear recomendados para el completamiento.

La propuesta de estimulación ácida contempló realizar una prueba de inyectividad media manteniendo solo una o dos etapas, lo suficiente para establecer un patrón de inyección previa, inyectar a la formación un tratamiento orgánico, seguidamente inyectar un tratamiento ácido, realizar una inyectividad posterior de una etapa, ejecutar el *break down*, de acuerdo a los resultados de las pruebas anteriores desarrollar una inyectividad extensa y por último bombear tratamiento de estabilización de finos.

### 3.4.1. Yariguí-509

Perforado en marzo de 2009 y completado como inyector en noviembre de 2009, el pozo inicia inyección en febrero de 2010 después de estimulación con fracturamiento hidráulico y completación como inyector con sarta de inyección selectiva en 5 grupos de las arenas Cantagallo, específicamente CG3A y CG3C.

Figura 33. Registro *open hole* YR-509



Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A.

Tabla 2. Paquetes de inyección YR-509

509					
	Topo Intervalo (ft)	Base Intervalo (ft)	Espesor Intervalo (ft)	ARENA	
PAQUETE 5	8298	8363	65	CG 3A - IRT	
PAQUETE 4	8440	8455	15	CG 3C - IRT	FH
PAQUETE 3	8530	8552	22	CG 3C - IRT	Intervalos probados en conjunto
PAQUETE 2	8572	8610	38	CG 3C - IRT	
PAQUETE 1	8628	8648	20	CG 3C - IRT	
<b>TOTAL</b>			<b>160</b>		

Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPELROL S.A.

Se cañearon los intervalos 8628-8648, 8572-8610, 8530-8552, 8440-8455 y 8298-8363, el intervalo 8440-8455 fue fracturado.

Los resultados de las pruebas de inyectividad fueron los siguientes:

Tabla 3. Pruebas de completamiento YR-509

PRUEBAS DE COMPLETAMIENTO [BWPD] - NOVIEMBRE 8 2009										
	Q1 [BWPD]	P1 [PSIG]	Q2 [BWPD]	P2 [PSIG]	Q3 [BWPD]	P3 [PSIG]	Q4 [BWPD]	P4 [PSIG]	Q5 [BWPD]	P5 [PSIG]
Grupo 5	475	1044,0	734	2179,0	835	2646				
Grupo 4	619	1200,0	864	1560,0	1166	1863,0	1440	2200		
Grupo 3										
Grupo 2	475	985,0	705	1842,0	864	2130	865	2379	866	2529
Grupo 1										

Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPELROL S.A.

El pozo inició inyección en febrero de 2010 inyectando alrededor de 2000 BWPDP con una presión promedio en cabeza de pozo de 2000 psi, la inyección promedio durante el año fue de 3800 BWPDP a 3300 psi. En diciembre de 2010 el pozo estaba inyectando alrededor de 3600 BWPDP a 3300 psi.

Durante el 2010 se realizaron dos trazadores radiactivos y un registro de inyección (ILT) con los siguientes resultados:

Tabla 4. Registros de inyección YR-509

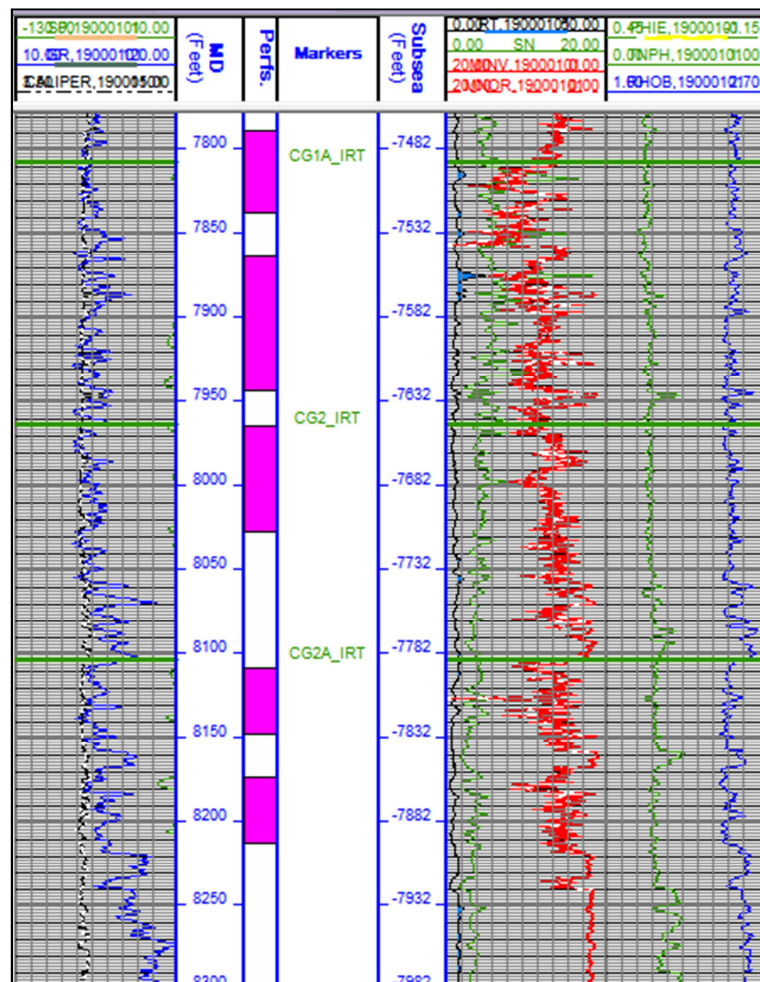
	TRAZADOR 1- JUNIO 2011				TRAZADOR 2- JULIO 1 2011				ILT 1 - AGOSTO 23 2010			
	Q VRF (BWPDP)	QW (BWPDP)	Presión (psi)	BWPDP/FT	Q VRF (BWPDP)	QW (BWPDP)	Presión (psi)	BWPDP/FT	Q VRF (BWPDP)	QW (BWPDP)	Presión (psi)	BWPDP/FT
<b>Grupo 5</b>	750	0	3000	-	N/A	0	3300	0	N/A	0	3200	0
<b>Grupo 4</b>	1450	1336	3000	89,1	1450	1227	3300	81,8	1450	560	3200	37
<b>Grupo 3</b>	250	0	3000	-	594	171,6	3300	7,8	N/A	1286	3200	58
<b>Grupo 2</b>	430	2633	3000	69,3	1026	224,2	3300	5,9	N/A	2567	3200	68
<b>Grupo 1</b>	Arenado con Dummy				Arenado con Dummy				Arenado con Dummy			
	2880	3969				1623				4413		

Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A.

### 3.4.2. Yariguí-505

Perforado en mayo de 2009 y completado como inyector en noviembre de 2009, el pozo inicia inyección en marzo de 2010 después de estimulación con fracturamiento hidráulico y completación como inyector con sarta de inyección selectiva en 5 grupos de las arenas Cantagallo, específicamente CG1A, CG2 y CG2A.

Figura 34. Registro *open hole* YR-505



Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A.

Tabla 5. Paquetes de inyección YR-505

505					
	Topo Intervalo (ft)	Base Intervalo (ft)	Espesor Intervalo (ft)	ARENA	
PAQUETE 5	7790	7840	50	CG 1 A	FH
PAQUETE 4	7865	7946	81		
PAQUETE 3	7966	8030	64	CG 2 - IRT	FH
PAQUETE 2	8110	8150	40	CG 2A - IRT	
PAQUETE 1	8175	8215	40	CG 2A - IRT	
<b>TOTAL</b>			<b>275</b>		

Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A.

Se cañearon los intervalos 8175-8215, 8110-8150, 7966-8030, 7865-7946 y 7790-7840, se realizaron fracturamientos en los intervalos 7966-8030 y 7790-7840.

Tabla 6. Pruebas de completamiento YR-505

PRUEBAS DE COMPLETAMIENTO [BWPD] - ENERO 14 2010										
	Q1 [BWPD]	P1 [PSIG]	Q2 [BWPD]	P2 [PSIG]	Q3 [BWPD]	P3 [PSIG]	Q4 [BWPD]	P4 [PSIG]	Q5 [BWPD]	P5 [PSIG]
Grupo 5	432,00	1049,2	720,00	2050						
Grupo 4	288,00	1073	576,00	1000	864,00	1100	1152,00	1900	1440,00	2050
Grupo 3	288,00	40	576,00	45	864,00	47	1152,00	1083	1440,00	1317
Grupo 2	288,00	1150	576,00	1565	864,00	1858	1152,00	2160	1440,00	2400
Grupo 1	288,00	1064,3	576,00	1426	864,00	1772,5	1440,00	2192,7	2016,00	2346

Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A.

Tabla 7. Pruebas de completamiento II YR-505

PRUEBAS DE COMPLETAMIENTO [BWPD] - ENERO 14 2010								
	Q6 [BWPD]	P6 [PSIG]	Q7 [BWPD]	P7 [PSIG]	Q8 [BWPD]	P8 [PSIG]	Q9 [BWPD]	P9 [PSIG]
<b>Grupo 5</b>								
<b>Grupo 4</b>								
<b>Grupo 3</b>	1728,00	1425	2016,00	1544	2304,00	1704	2592,00	1938
<b>Grupo 2</b>								
<b>Grupo 1</b>	2304,00	2489	2592,00	2510				

Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A.

El pozo inició inyección en marzo de 2010 inyectando alrededor de 500 BWPD con una presión promedio en cabeza de pozo de 3200 psi, después de realizar la pesca de las válvulas reguladas, la inyección del pozo subió a alrededor de 9000 BWPD a la misma presión, nuevamente se realizó el asentamiento de válvulas reguladoras de flujo para quedar inyectando promedio durante el año unos 4100 BWPD a 3300 psi. En diciembre de 2010 el pozo estaba inyectando alrededor de 4500 BWPD a 3300 psi.

Durante el 2010 se realizaron dos trazadores radiactivos y un registro de inyección (ILT) con los siguientes resultados:

Tabla 8. Registros de inyección YR-505

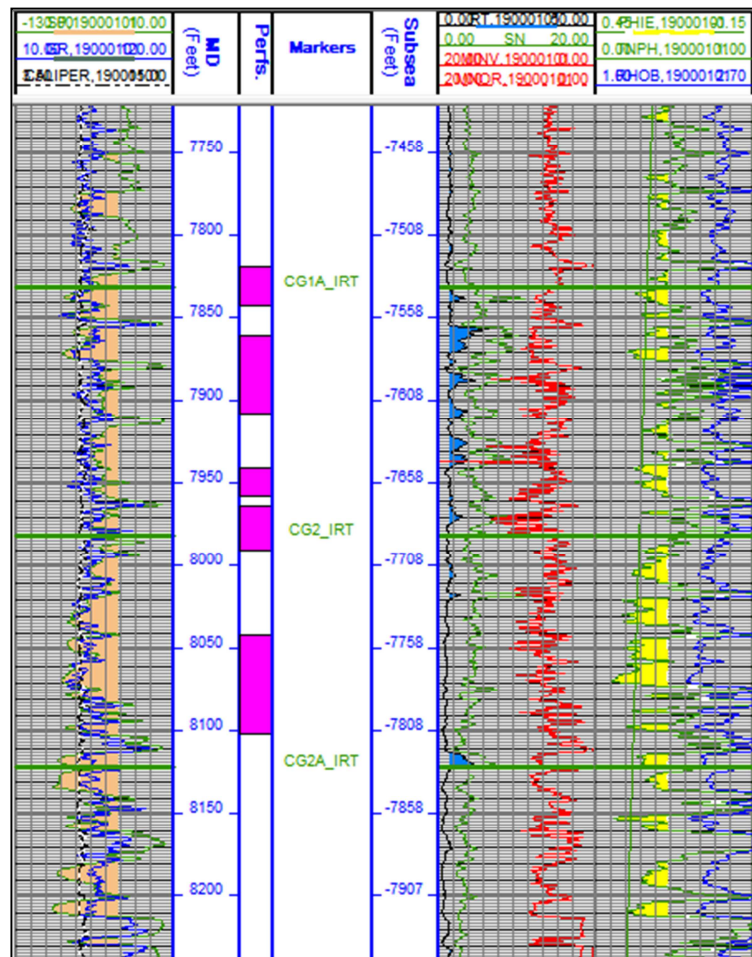
	R 1 (TZ) Abril 9/2010				R 2 (TZ) Jul 4/2010				R 3 (ILT) Nov 4/2010			
	Q VRF (BWPD)	QW (BWPD)	Presión (psi)	BWPD/FT	Q VRF (BWPD)	QW (BWPD)	Presión (psi)	BWPD/FT	Q VRF (BWPD)	QW (BWPD)	Presión (psi)	BWPD/FT
<b>Grupo 5</b>	NA	0	1350	0	NA		3200		NA	0	3200	
<b>Grupo 4</b>	NA	869	1350	10,7	NA		3200		NA	4626	3200	57
<b>Grupo 3</b>	NA	1340	1350	20,9	1930	0	3200		1930	0	3200	
<b>Grupo 2</b>	NA	348	1350	8,7	930	Arenado con VRF			930	Arenado con VRF		
<b>Grupo 1</b>	NA	436	1350	10,9	NA	Arenado sin Valvs			NA	Arenado sin Valvs		
	0	2993			2860	0			2860			

Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A.

### 3.4.3. Yariguí-506

Perforado en enero de 2009 y completado como inyector en enero de 2010, el pozo inicia inyección en marzo de 2010 después de estimulación con fracturamiento hidráulico y completación como inyector con sarta de inyección selectiva en 4 grupos de las arenas Cantagallo, específicamente CG1, CG1A, y CG2.

Figura 35. Registro *open hole* YR-506



Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPEPETROL S.A.

Tabla 9. Paquetes de inyección YR-506

506					
	Tope Intervalo (ft)	Base Intervalo (ft)	Espesor Intervalo (ft)	ARENA	
<b>PAQUETE 4</b>	7820	7845	25	CG1 10'- CG1A15'	Cañoneo post- frac
<b>PAQUETE 3</b>	7862	7910	48	CG 1A - IRT	FH
<b>PAQUETE 2</b>	7942	7960	18	CG 1A - IRT	Comunicación 2- 3
	7965	7993	28	CG 1A16'- CG2 12'	
<b>PAQUETE 1</b>	8043	8104	61	CG 2 - IRT	Comunicación 1- 2
<b>TOTAL</b>			<b>180</b>		

Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPEPETROL S.A.

Se cañonearon los intervalos 8043-8104, 7965-7993, 7942-7960, 7862-7910 y 7820-7845, se realizó fracturamiento en el intervalo 7862-7910.

Los resultados de las pruebas de inyectividad fueron los siguientes:

Tabla 10. Pruebas de completamiento YR-506

PRUEBAS DE COMPLETAMIENTO [BWPD] - Enero 10 2010								
	Q1	P1	Q2	P2	Q3	P3	Q4	P4
	[BWPD]	[PSIG]	[BWPD]	[PSIG]	[BWPD]	[PSIG]	[BWPD]	[PSIG]
<b>Grupo 4</b>	360,00	1500	576,00	3200				
<b>Grupo 3</b>	576,00	402	864,00	810	1152,00	1270	1440,00	1610
<b>Grupo 2</b>	288,00	1502,00	576,00	2111,00	864,00	2278,00	1152,00	2380,00
<b>Grupo 1</b>								

Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A.

El pozo inició inyección en marzo de 2010 inyectando alrededor de 5000 BWPD con una presión promedio en cabeza de pozo de 3200 psi, la inyección promedio durante el año fue de alrededor de 3300 BWPD a 3300 psi. En diciembre de 2010 el pozo estaba inyectando alrededor de 4500 BWPD a 3300 psi.

Durante el 2010 se realizaron cuatro trazadores radiactivos con los siguientes resultados:

Tabla 11. Registros de inyección YR-506

	R 1 (TZ) abril 7/2010				R 2 (TZ) Jul 3/2010			
	Q VRF (BWPD)	QW (BWPD)	Presión (psi)	BWPD/FT	Q VRF (BWPD)	QW (BWPD)	Presión (psi)	BWPD/FT
<b>Grupo 4</b>	NA	0	2550	-	NA	860	3450	34,4
<b>Grupo 3</b>	NA	1437	2550	29,9	1700	422	3450	6,3
<b>Grupo 2</b>	NA	262	2500	5,7	NA	276	3450	6
<b>Grupo 1</b>	NA	2270	2550	37,2	1586	1348,1	3450	22,1
		3969				2906		

Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A.

Tabla 12. Registros de inyección II YR-506

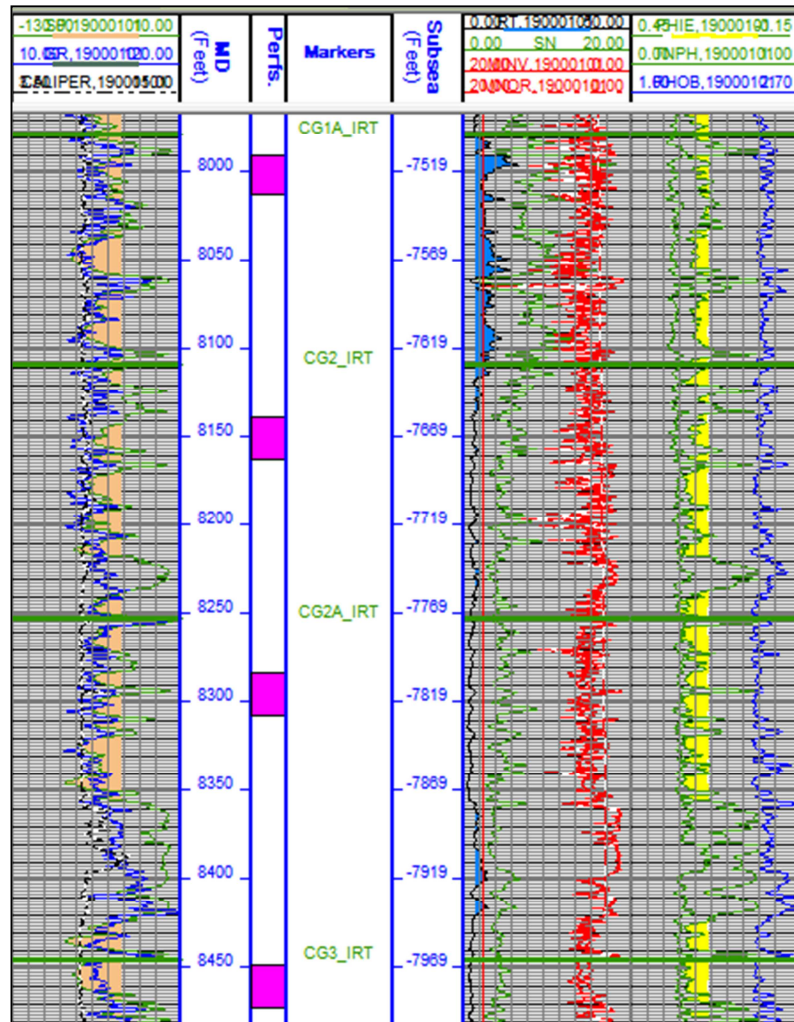
	R 3 (TZ) - Agosto 18 2010				R 4 (TZ) Nov 1/2010			
	Q VRF (BWPD)	QW (BWPD)	Presión (psi)	BWPD/FT	Q VRF (BWPD)	QW (BWPD)	Presión (psi)	BWPD/FT
<b>Grupo 4</b>	NA	150	3100	6,0	NA	130	3150	5,2
<b>Grupo 3</b>	NA	1333	3100	27,8	NA	1100	3150	22,9
<b>Grupo 2</b>	NA	508	3100	28,2	NA	360	3150	7,8
<b>Grupo 1</b>	1586	1205	3100	19,8	1586	1179	3150	19,3
		<b>3196</b>				<b>2769</b>		

Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A.

### 3.4.4. Yariguí-507

Perforado en enero de 2009 y completado como inyector en diciembre de 2009, el pozo inicia inyección en marzo de 2010 después de estimulación con fracturamiento hidráulico y completación como inyector con sarta de inyección selectiva en 4 grupos de las arenas Cantagallo, específicamente CG1A, CG2, CG2A y CG3.

Figura 36. Registro *open hole* YR-507



Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A.

Tabla 13. Paquetes de inyección YR-507

507					
	Topo Intervalo (ft)	Base Intervalo (ft)	Espesor Intervalo (ft)	ARENA	
PAQUETE 4	7992	8015	23	CG 1A- IRT	FH
PAQUETE 3	8140	8165	25	CG 2- IRT	FH
PAQUETE 2	8285	8310	25	CG 2A- IRT	FH
PAQUETE 1	8450	8475	25	CG 3- IRT	FH
<b>TOTAL</b>			<b>98</b>		

Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A.

Se cañonearon los intervalos 8450-8475, 8285-8310, 8140-8165 y 7992-8015, los cuatro intervalos fueron fracturados.

Los resultados de las pruebas de inyektividad fueron los siguientes:

Tabla 14. Pruebas de completamiento YR-507

PRUEBAS DE COMPLETAMIENTO [BWPD] - Mayo 20 2009										
	Q1 [BWPD]	P1 [PSIG]	Q2 [BWPD]	P2 [PSIG]	Q3 [BWPD]	P3 [PSIG]	Q4 [BWPD]	P4 [PSIG]	Q5 [BWPD]	P5 [PSIG]
GRUPO 4	288	980	576	1929	720	1890	864	2300		
GRUPO 3	288	758	576	1895						
GRUPO 2	288	488	576	960	864	1304	1152	1550	1440	1785
GRUPO 1	288	899	576	1424	864	1911	1152	2300		

Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A.

El pozo inició inyección en marzo de 2010 inyectando alrededor de 6000 BWPD con una presión promedio en cabeza de pozo de 3200 psi, la inyección promedio

durante el año fue de alrededor de 3800 BWPD a 3300 psi. En diciembre de 2010 el pozo estaba inyectando alrededor de 2800 BWPD a 3300 psi.

Durante el 2010 se realizaron cuatro trazadores radiactivos con los siguientes resultados:

Tabla 15. Registros de inyección I YR-507

	R 1(TZ) Abril 8/2010				R 2 (TZ)			
	Q VRF (BWPD)	QW (BWPD)	Presión (psi)	BWPD/FT	Q VRF (BWPD)	QW (BWPD)	Presión (psi)	BWPD/FT
<b>GRUPO 4</b>	NA	393	1950	17,1	NA	924	3400	40,2
<b>GRUPO 3</b>	NA	798	1950	31,9	1500	857	3400	34,3
<b>GRUPO 2</b>	NA	1174	1950	47	1500	1055	3400	42,2
<b>GRUPO 1</b>	NA	1020	1950	40,8	1500	849	3400	34,0
		<b>3385</b>				<b>3685</b>		

Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPEPETROL S.A.

Tabla 16. Registros de inyección II YR-507

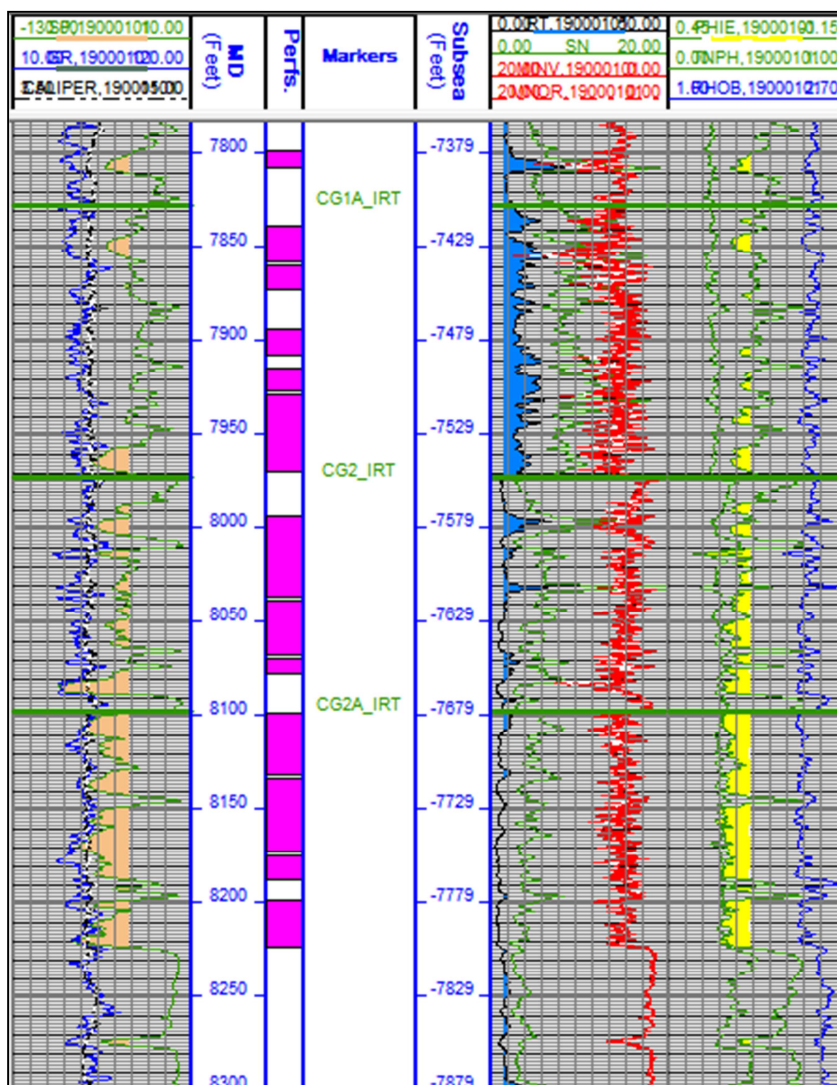
	R 3 (TZ) Agost 18/2010				R 4 (TZ) Nov 1/2010			
	Q VRF (BWPD)	QW (BWPD)	Presión (psi)	BWPD/FT	Q VRF (BWPD)	QW (BWPD)	Presión (psi)	BWPD/FT
<b>GRUPO 4</b>	NA	816	3100	35,5	NA	509	3150	22,1
<b>GRUPO 3</b>	1500	542	3100	21,7	2400	467	3150	18,7
<b>GRUPO 2</b>	1500	1156	3100	46,2	1500	874	3150	35,0
<b>GRUPO 1</b>	1500	914	3100	36,6	2400	1179	3150	47,2
		<b>3428</b>				<b>3029</b>		

Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPEPETROL S.A.

### 3.4.5. Yariguí-508

Perforado en febrero de 2009 y completado como inyector en marzo de 2010, el pozo inicia inyección en mayo de 2010 después de estimulación con fracturamiento hidráulico y completación como inyector con sarta de inyección selectiva en 4 grupos de las arenas Cantagallo, específicamente CG1A, CG2 y CG2A.

Figura 37. Registro *open hole* YR-508



Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A.

Tabla 17. Paquetes de inyección YR-508

508						
	Espesor				ARENA	
	Tope Intervalo (ft)	Base Intervalo (ft)	Intervalo (ft)	TOTAL (ft)		
PAQUETE 4	7800	7810	10	44	CG 1A- IRT	FH
	7840	7860	20			
	7861	7875	14			
PAQUETE 3	7895	7910	15	70	CG 1A- IRT	Comunicación paquetes 3-4 en SRT
	7916	7929	13			
	7930	7972	42			
PAQUETE 2	7995	8039	44	83	CG 2- IRT	Comunicación paquetes 2-3 en SRT
	8040	8070	30			
	8071	8080	9			
PAQUETE 1	8100	8134	34	114	CG 2A- IRT	Debido al bajo gradiente de cierre 0,54 se decide no FH. (Alta iny)
	8135	8175	40			
	8176	8190	14			
	8200	8226	26			
<b>TOTAL</b>			<b>311</b>			

Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A.

De los intervalos perforados, se fracturó 7840-8860 y 7800-7810, después del fracturamiento se cañoneó el intervalo 7861-7875.

Los resultados de las pruebas de inyektividad fueron los siguientes:

Tabla 18. Pruebas de completamiento YR-508

	PRUEBAS DE COMPLETAMIENTO [BWPD] - Marzo 1 2010									
	Q1 [BWPD]	P1 [PSIG]	Q2 [BWPD]	P2 [PSIG]	Q3 [BWPD]	P3 [PSIG]	Q4 [BWPD]	P4 [PSIG]	Q5 [BWPD]	P5 [PSIG]
<b>GRUPO 4</b>	288	2420								
<b>GRUPO 3</b>	288	1156	576	1900	864	2190	1152	2206	2160	2748
<b>GRUPO 2</b>	288	183	576	1114	864	1734	1152	1900	1440	2550
<b>GRUPO 1</b>	288	605	576	1018	864	1493	1152	1639	1440	1770

Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A.

Tabla 19. Pruebas de completamiento YR-508

	PRUEBAS DE COMPLETAMIENTO [BWPD] - Marzo 1 2010									
	Q6 [BWPD]	P6 [PSIG]	Q7 [BWPD]	P7 [PSIG]	Q8 [BWPD]	P8 [PSIG]	Q9 [BWPD]	P9 [PSIG]	Q10 [BWPD]	P10 [PSIG]
<b>GRUPO 4</b>										
<b>GRUPO 3</b>	2592	3130								
<b>GRUPO 2</b>										
<b>GRUPO 1</b>	1728	1800	2016	1880	2304	1940	2592	2000	2880	2053

Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A.

El pozo inició inyección en mayo de 2010 inyectando alrededor de 5000 BWPD con una presión promedio en cabeza de pozo de 2800 psi, la inyección promedio durante el año fue de alrededor de 4300 BWPD a 3300 psi. En diciembre de 2010 el pozo estaba inyectando alrededor de 3200 BWPD a 3300 psi. Durante el 2010 se realizaron dos registros de inyección (ILT) con los siguientes resultados:

Tabla 20. Registros de inyección YR-508

	R 1 (ILT) Jun 6/2010				R 2 (ILT) Agost 22/2010			
	Q VRF (BWPD)	QW (BWPD)	Presión (psi)	BWPD/FT	Q VRF (BWPD)	QW (BWPD)	Presión (psi)	BWPD/FT
<b>GRUPO 4</b>	NA	160	3200	3,63636364	NA	120	3000	2,72727273
<b>GRUPO 3</b>	NA	638	3200	9,11428571	NA	150	3000	2,14285714
<b>GRUPO 2</b>	NA	1230	3200	14,8192771	NA	1472	3000	17,7349398
<b>GRUPO 1</b>	NA	3766	3200	33,0350877	NA	4150	3000	36,4035088
		<b>5794</b>				<b>5892</b>		

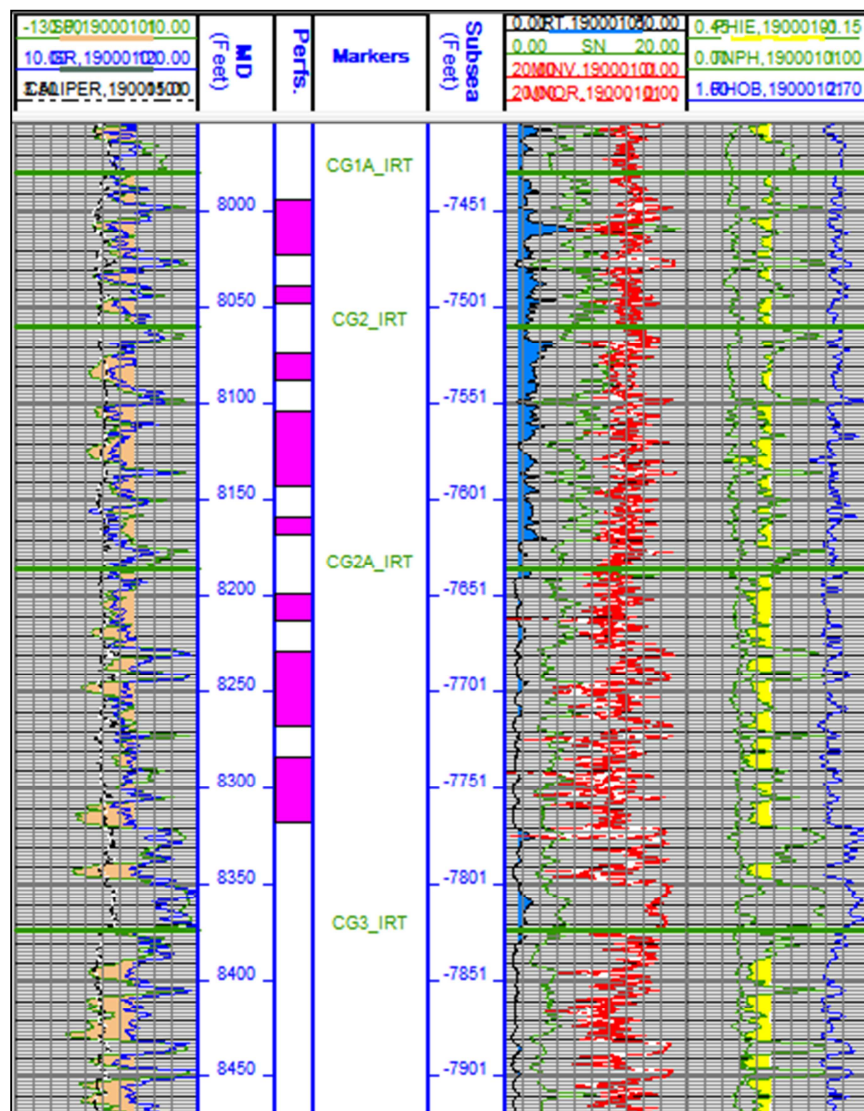
Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPELROL S.A.

Los siguientes pozos fueron aquellos en los cuales se optó por reemplazar los fracturamientos hidráulicos por estimulación con tratamiento ácido.

### 3.4.6. Yariguí-511

Perforado en octubre de 2008 y completado como inyector en mayo de 2010, el pozo inicia inyección en junio de 2010 después de estimulación ácida y completación como inyector con sarta de inyección selectiva en 4 grupos de las arenas Cantagallo, específicamente CG1A, CG2 y CG2A.

Figura 38. Registro *open hole* YR-511



Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A.

Tabla 21. Paquetes de inyección YR-511

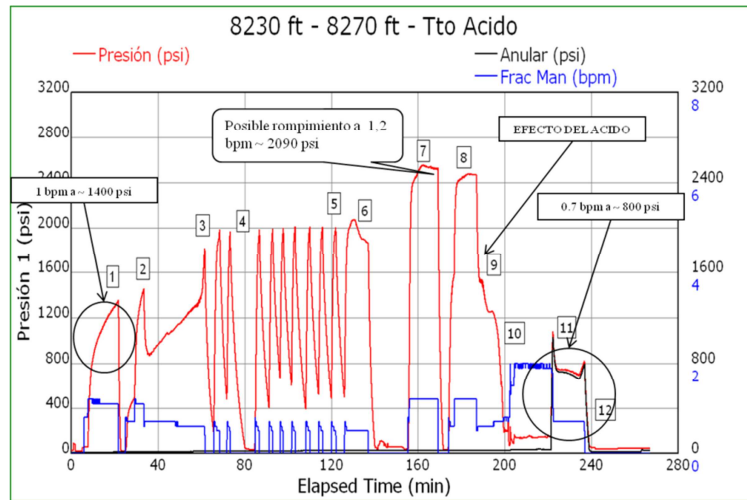
511						
	Intervalo	Intervalo (ft)	Espesor		ARENA	
			Intervalo (ft)	TOTAL (ft)		
PAQUETE 3	7995	8025	30	40	CG 1A- IRT	Tratamiento ácido
	8040	8050	10			sin tratmtto ácido
PAQUETE 2	8075	8090	15	65	CG 2- IRT	sin tratmtto ácido
	8105	8145	40			Tratamiento ácido
	8160	8170	10			sin tratmtto ácido
	8200	8215	15			sin tratmtto ácido
PAQUETE 1	8230	8270	40	90	CG2A- IRT	Tratamiento ácido, Se presenta comunicación al final del tratamiento ácido, durante el último desplazamiento
	8285	8320	35			sin tratmtto ácido
			195			
<b>TOTAL</b>			<b>195</b>			

Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A.

De los intervalos perforados, se realizó tratamiento ácido a los intervalos 8230-8270, 8105-8145, 7995-8025.

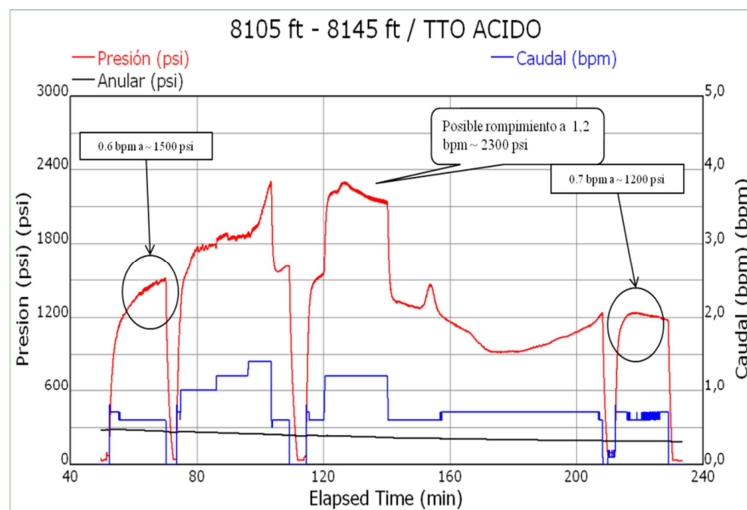
En las siguientes gráficas se muestran cada una de las pruebas realizadas en el tratamiento ácido para cada intervalo.

Figura 39. Tratamiento ácido grupo 1YR-511



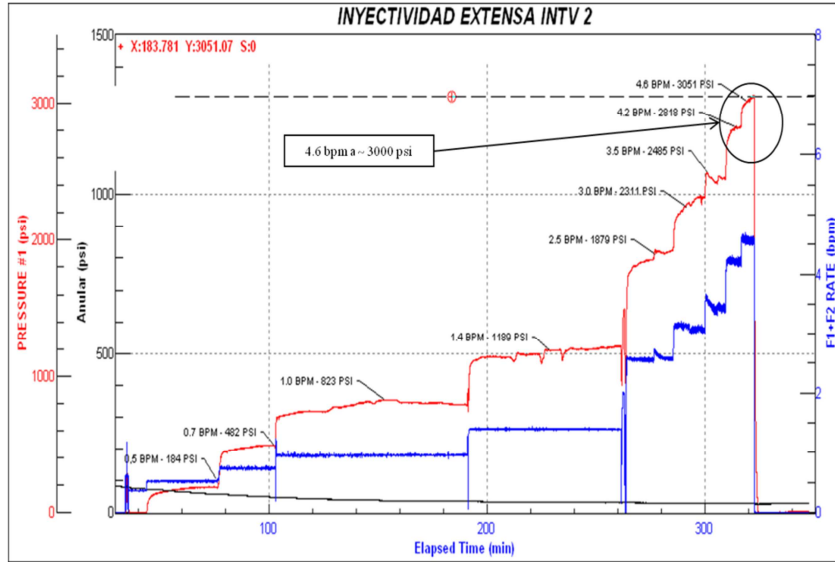
Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A.

Figura 40. Tratamiento ácido II grupo 1 YR-511



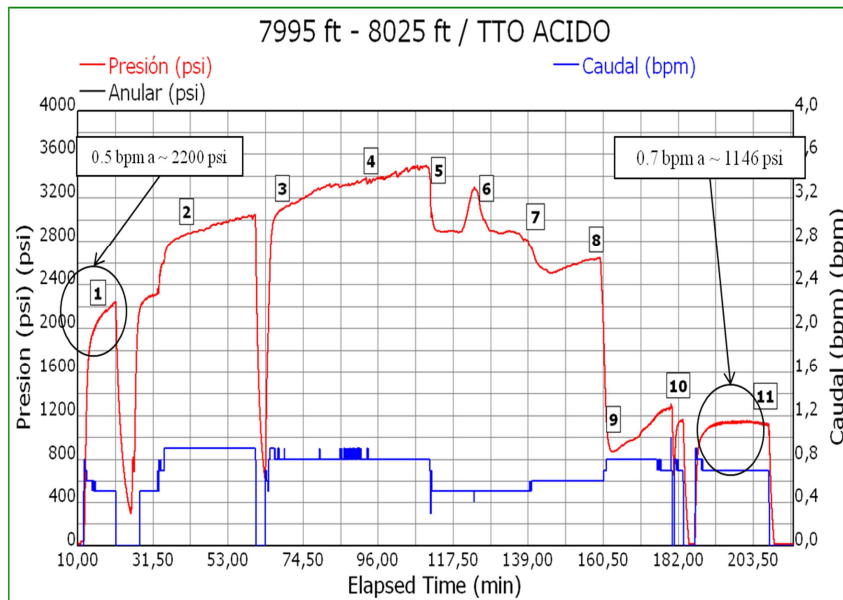
Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A.

Figura 41. Inyectividad extensa grupo I YR-511



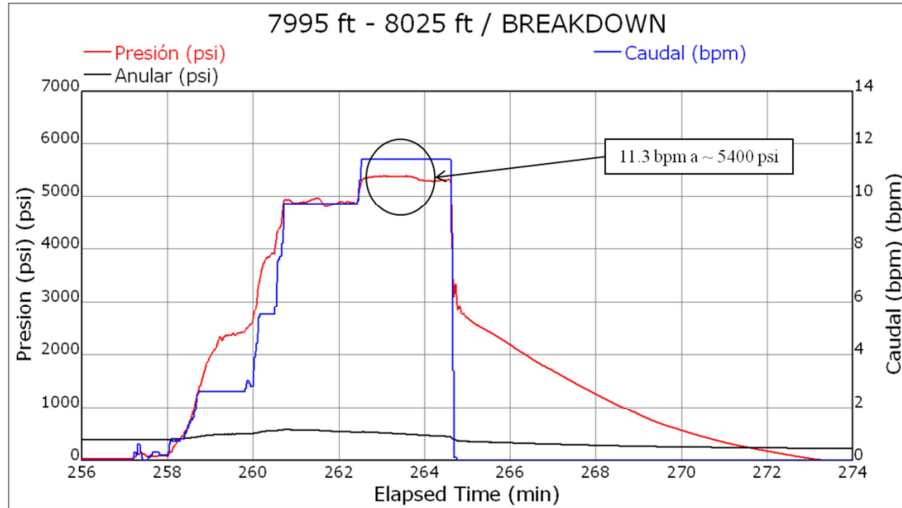
Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A.

Figura 42. Tratamiento ácido grupo II YR-511



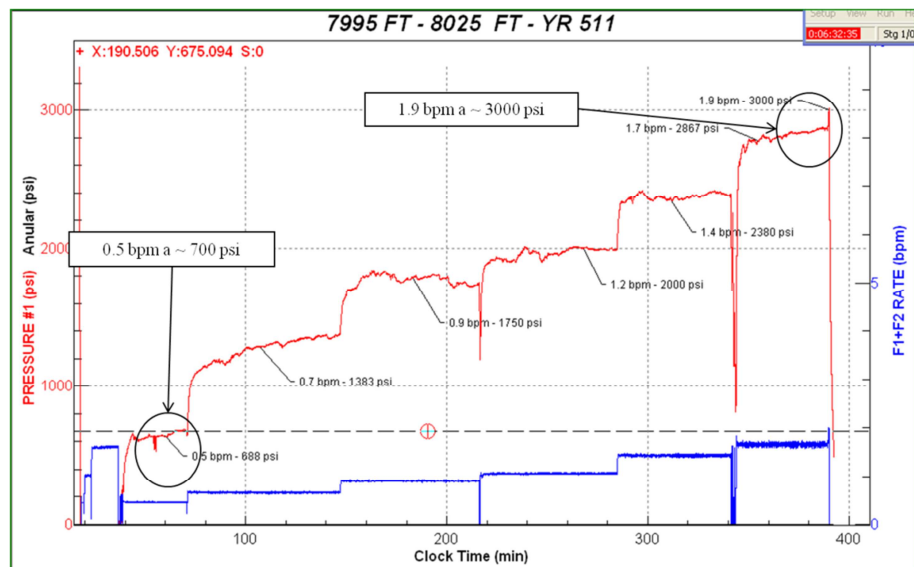
Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A.

Figura 43. Breakdown grupo II YR-511



Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A.

Figura 44. Inyectividad extensa grupo II YR-511



Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A.

Los resultados de las pruebas de inyektividad fueron los siguientes:

Tabla 22. Pruebas de completamiento YR-511

PRUEBAS DE COMPLETAMIENTO Abril de 2010										
	Q1	P1	Q1	P1	Q1	P1	Q1	P1	Q1	P1
	[BWPD]	[PSIG]	[BWPD]	[PSIG]	[BWPD]	[PSIG]	[BWPD]	[PSIG]	[BWPD]	[PSIG]
<b>GRUPO 3</b>	720	688	1008	1383	1296	7150	1728	2000	2016	2380
<b>GRUPO 2</b>	720	184	1008	482	1440	823	2016	1189	3600	1879
<b>GRUPO 1</b>										

Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPEPETROL S.A.

Tabla 23. Pruebas de completamiento II YR-511

PRUEBAS DE COMPLETAMIENTO Abril de 2010									
	Q1	P1	Q1	P1	Q1	P1	Q1	P1	P1
	[BWPD]	[PSIG]	[BWPD]	[PSIG]	[BWPD]	[PSIG]	[BWPD]	[PSIG]	[PSIG]
<b>GRUPO 3</b>	2448	2867	2736	3000					
<b>GRUPO 2</b>	4320	2311	5040	2485	6048	2818	6624	3051	

Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPEPETROL S.A

El pozo inició inyección en junio de 2010 inyectando alrededor de 2000 BWPD con una presión promedio en cabeza de pozo de 3200 psi, la inyección promedio durante el año fue de alrededor de 3200 BWPD a 3300 psi. En diciembre de 2010 el pozo estaba inyectando alrededor de 4500 BWPD a 3300 psi.

Durante el 2010 se realizaron tres registros con trazador radiactivo con los siguientes resultados:

Tabla 24. Registros de inyección YR-511

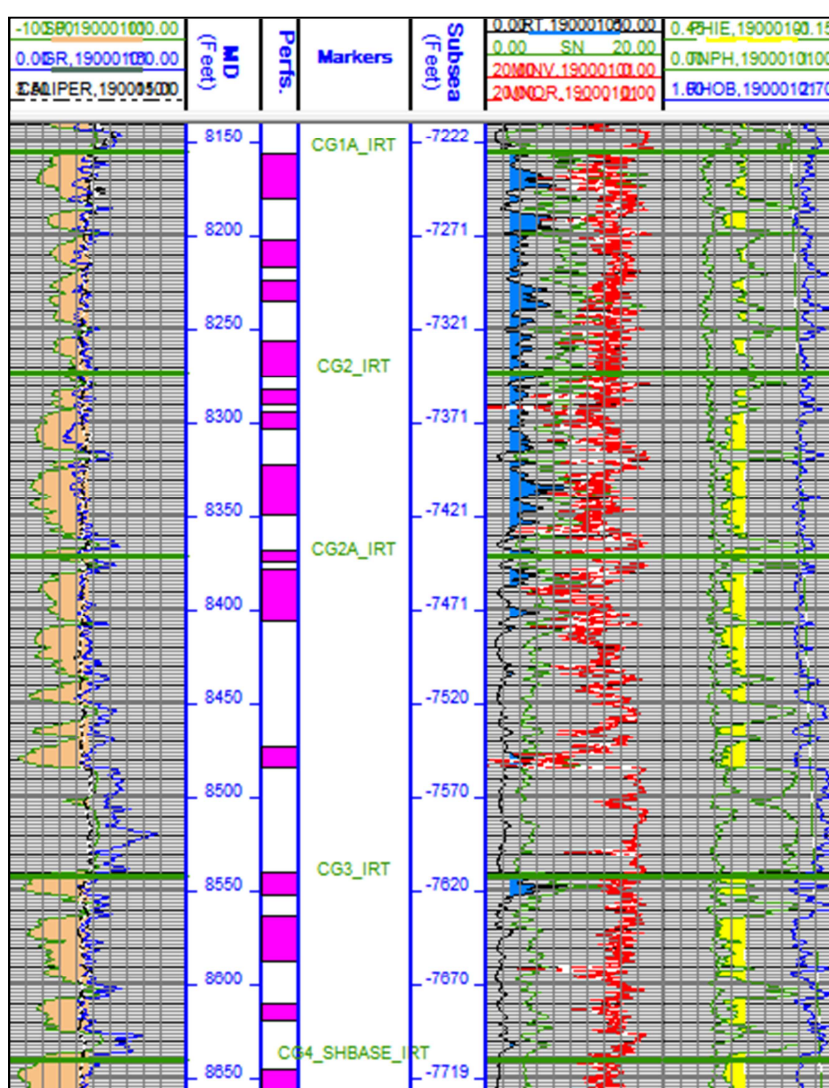
	R 1 (TZ) Julio 2/2010				R 2 (TZ) Agosto 19/2010				R 3 (TZ) Octb 31/2010			
	QVR (BWPD)	QW (BWPD)	Presión (psi)	BWPD/FT	QVR (BWPD)	QW (BWPD)	Presión (psi)	BWPD/FT	QVR (BWPD)	QW (BWPD)	Presión (psi)	BWPD/FT
GRUPO 3	1600	1121	2700	37,4	N/A	148	3100	4,9	N/A	76	3150	2,5
		221	2700	22,1		165	3100	16,5		225	3150	22,5
GRUPO 2	2300	0	2700	0,0	N/A	119	3100	7,9	N/A	130	3150	8,6
		453	2700	11,3		0	3100	0,0		1276	3150	31,9
		98	2700	9,8		1366	3100	136,6		0	3150	0,0
GRUPO 1	2800	0	2700	0,0	N/A	0	3100	0,0	N/A	0	3150	0,0
		703	2700	17,6		0	3100	0,0		0	3150	0,0
		473	2700	13,5		1741	3100	49,7		1230	3150	35,1
	6700	3069			0	3539			2937			

Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A

### 3.4.7. Yariguí-504

Perforado en marzo de 2007 y completado como inyector en julio de 2010, el pozo inicia inyección en julio de 2010 después de estimulación ácida y completación como inyector con sarta de inyección selectiva en 5 grupos de las arenas Cantagallo, específicamente CG1A, CG2, CG2A, CG3 y CG4.

Figura 45. Registro *open hole* YR-504



Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A

Tabla 25. Paquetes de inyección YR-504

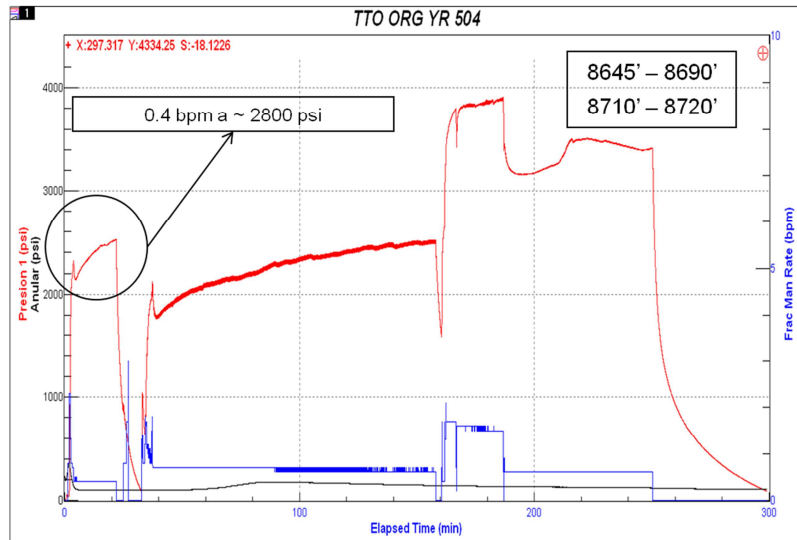
504						
	Intervalo	Intervalo (ft)	Espesor		ARENA	
			Intervalo (ft)	TOTAL (ft)		
PAQUETE 5	8156	8181	25	41	CG 1A- IRT	Tratamiento ácido
	8202	8218	16			
	8224	8236	12			
PAQUETE 4	8256	8276	20	67	CG 2- IRT	Tratamiento ácido
	8282	8291	9			
	8294	8304	10			
PAQUETE 3	8322	8350	28	78	CG 2A- IRT	Tratamiento ácido
	8368	8375	7			
	8378	8407	29			
	8410	8430	20			
PAQUETE 2	8440	8450	10	48	CG 3- IRT	Tratamiento ácido
	8473	8485	12			
	8540	8553	13			
PAQUETE 1	8563	8588	25	55	CG 4- IRT	Tratamiento ácido
	8610	8620	10			
TOTAL			301			

Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPELROL S.A

Se realizó tratamiento ácido a todos los intervalos.

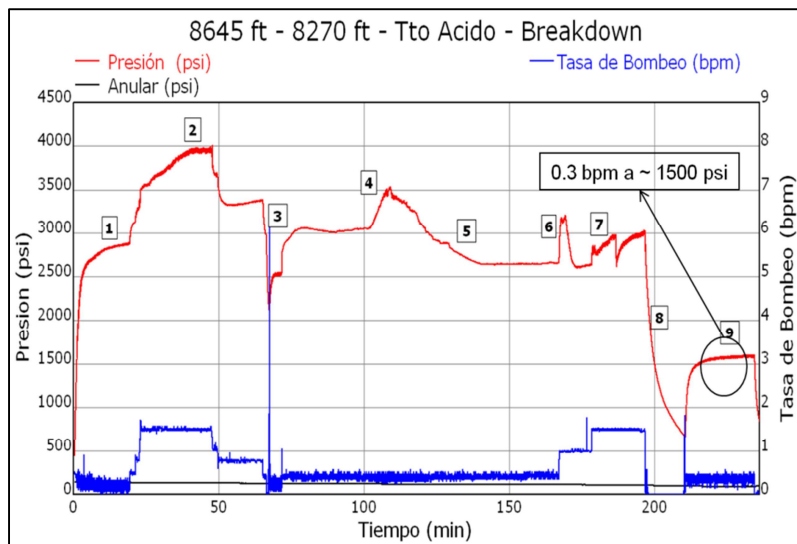
En las siguientes gráficas se muestran cada una de las pruebas realizadas en el tratamiento ácido para cada intervalo.

Figura 46. Tratamiento orgánico Grupo I YR504



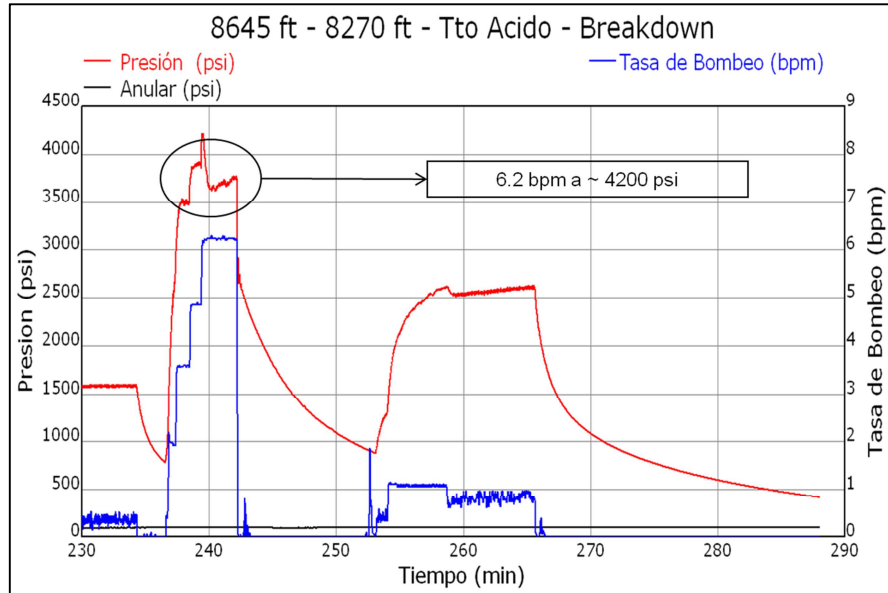
Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPEPETROL S.A

Figura 47. Tratamiento ácido Grupo I YR504



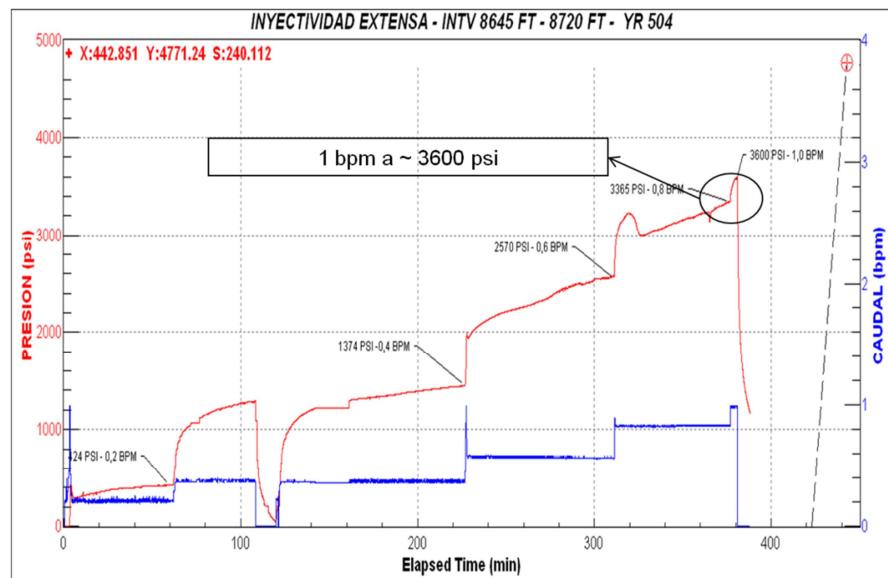
Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPEPETROL S.A

Figura 48. Break down Grupo I YR504



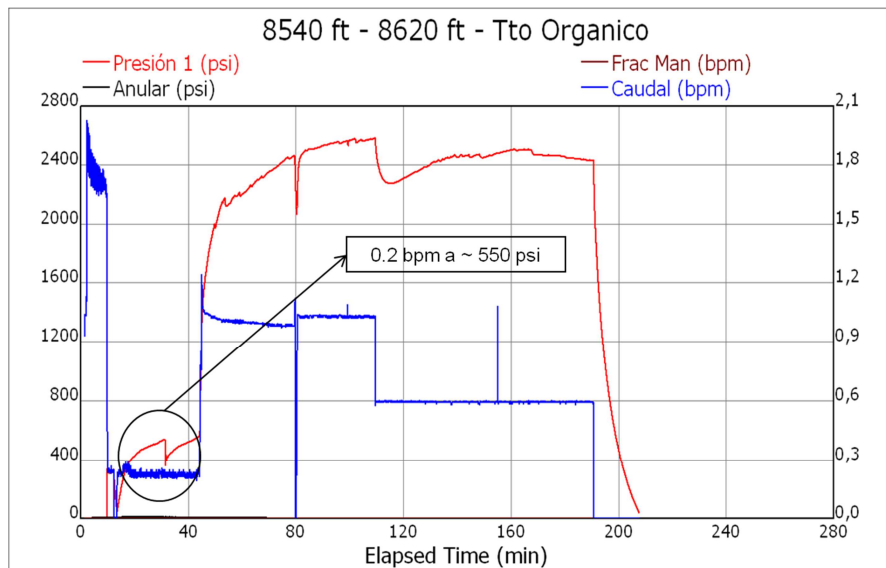
Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPEPETROL S.A

Figura 49. Inyectividad extensa Grupo I YR504



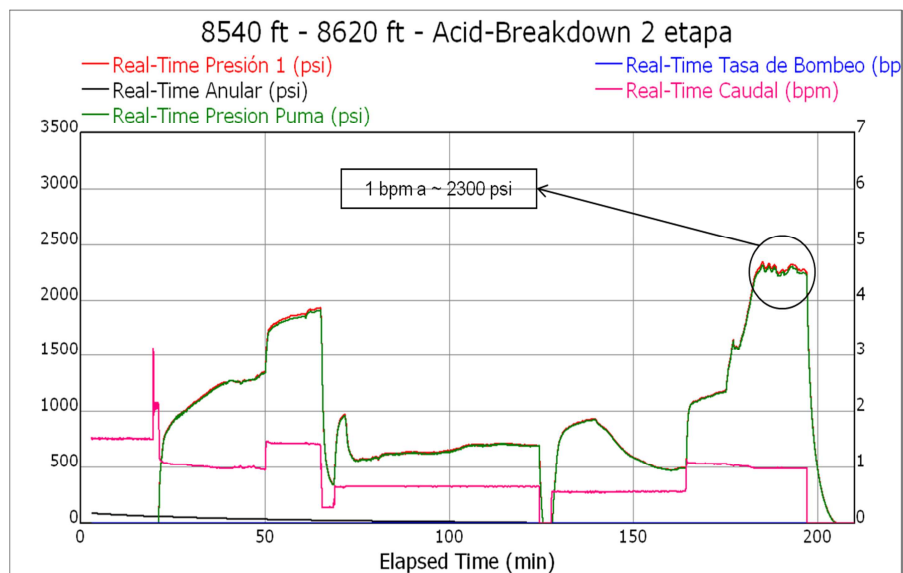
Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPEPETROL S.A

Figura 50. Tratamiento ácido Grupo II YR504



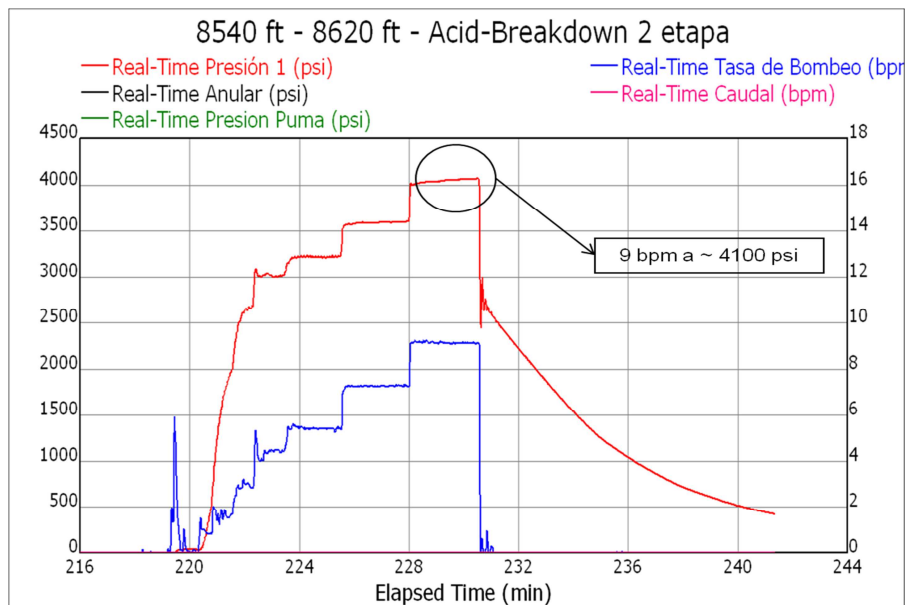
Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPEPETROL S.A

Figura 51. Tratamiento ácido Grupo II YR504



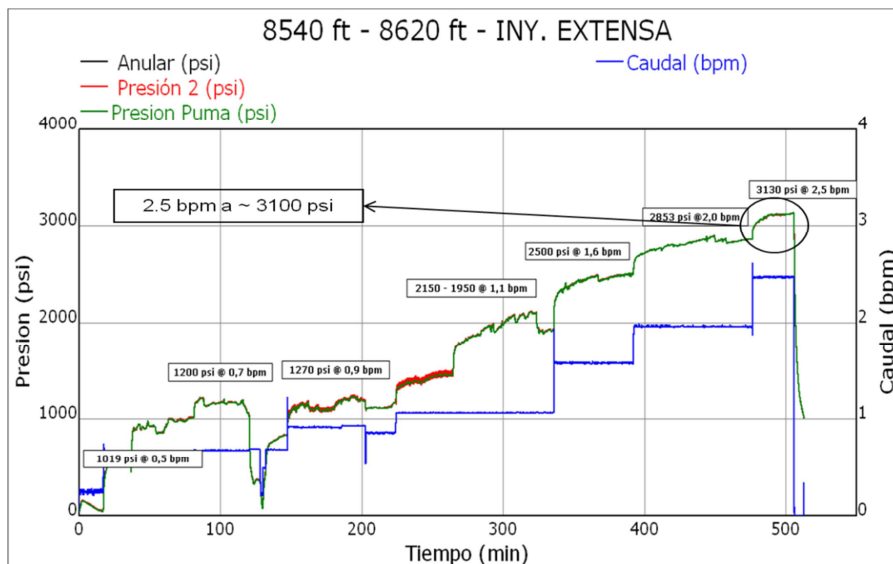
Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPEPETROL S.A

Figura 52. Break down Grupo II YR504



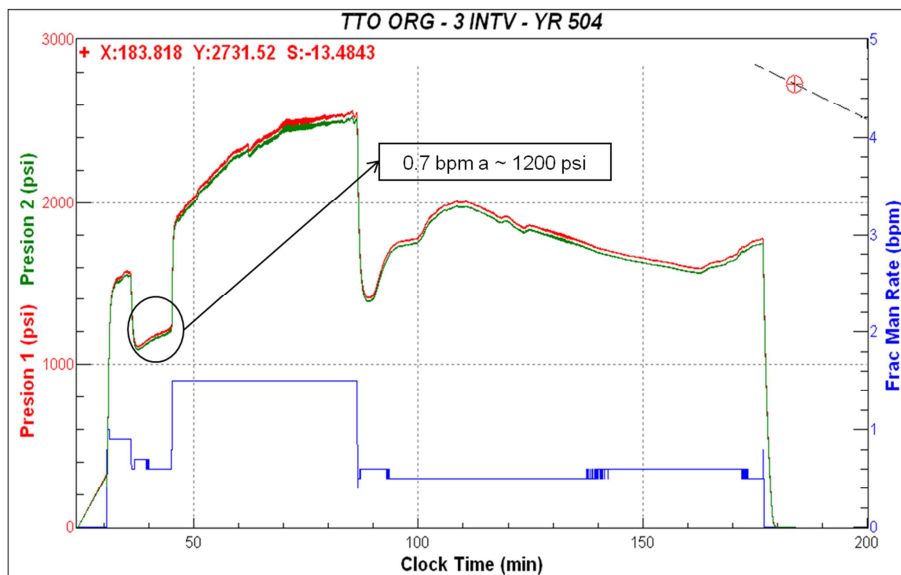
Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A

Figura 53. Inyectividad extensa Grupo II YR504



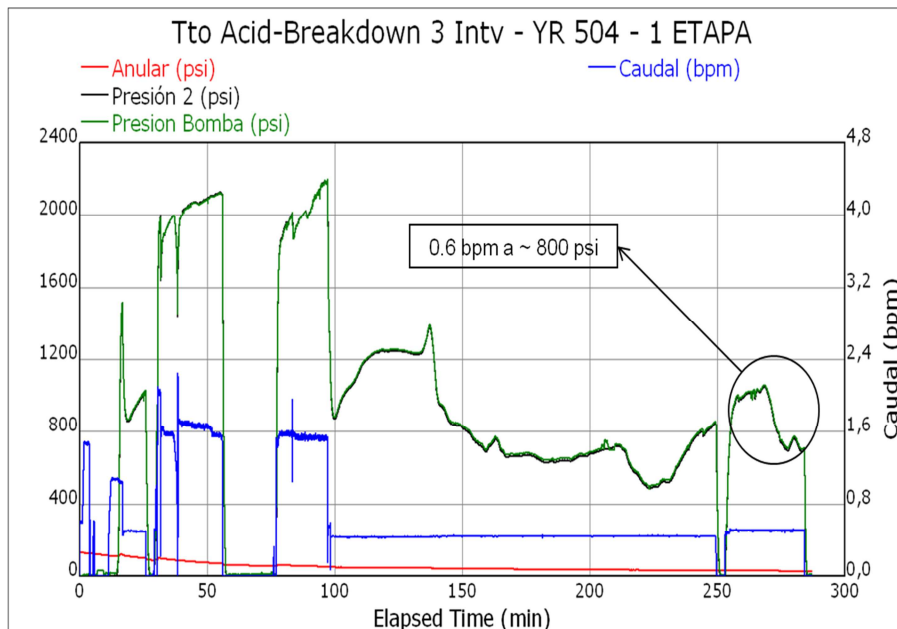
Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A

Figura 54. Tratamiento orgánico Grupo III YR504



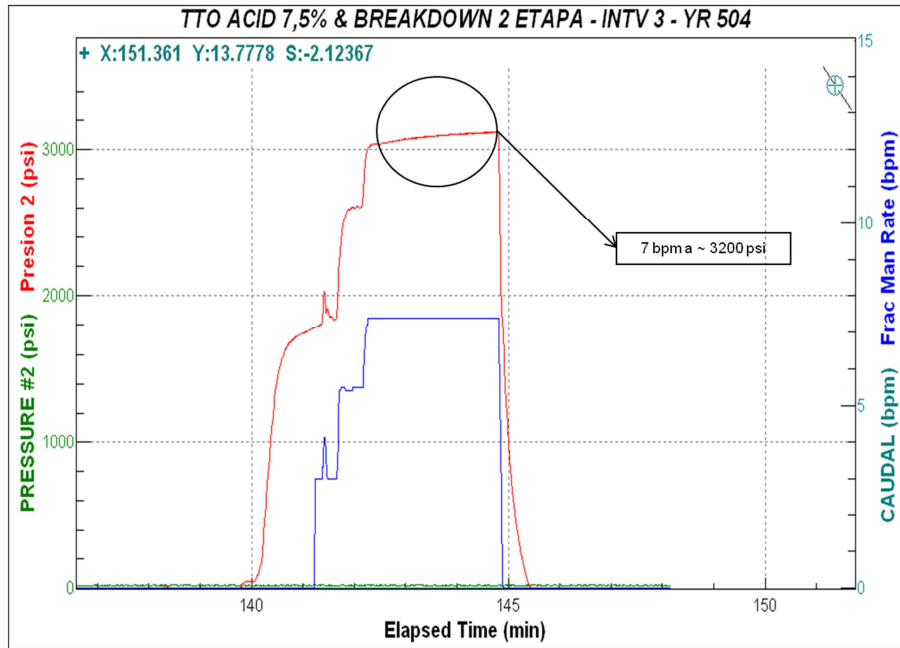
Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPEPETROL S.A

Figura 55. Tratamiento ácido Grupo III YR504



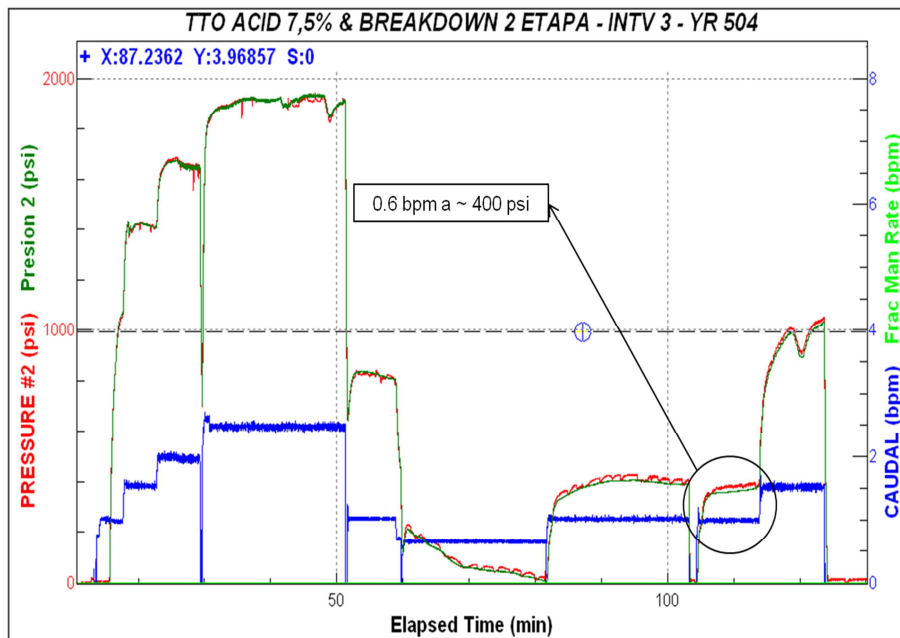
Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPEPETROL S.A

Figura 56. Break down Grupo III YR504



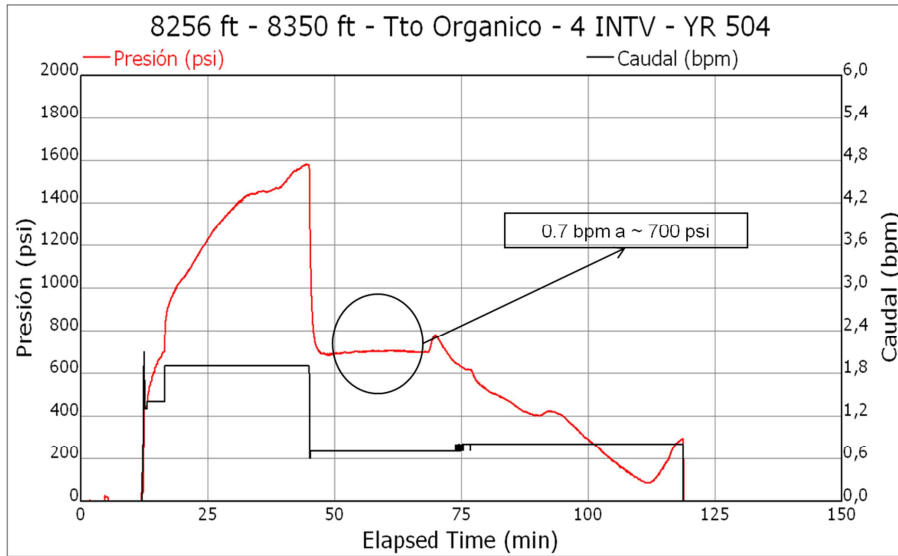
Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPEPETROL S.A

Figura 57. Tratamiento ácido Grupo III YR504



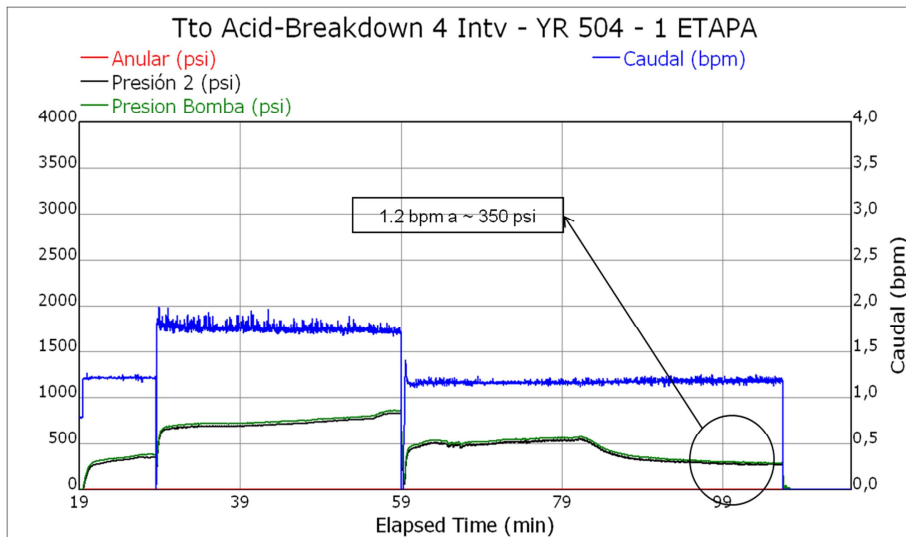
Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPEPETROL S.A

Figura 58. Tratamiento orgánico Grupo I V YR504



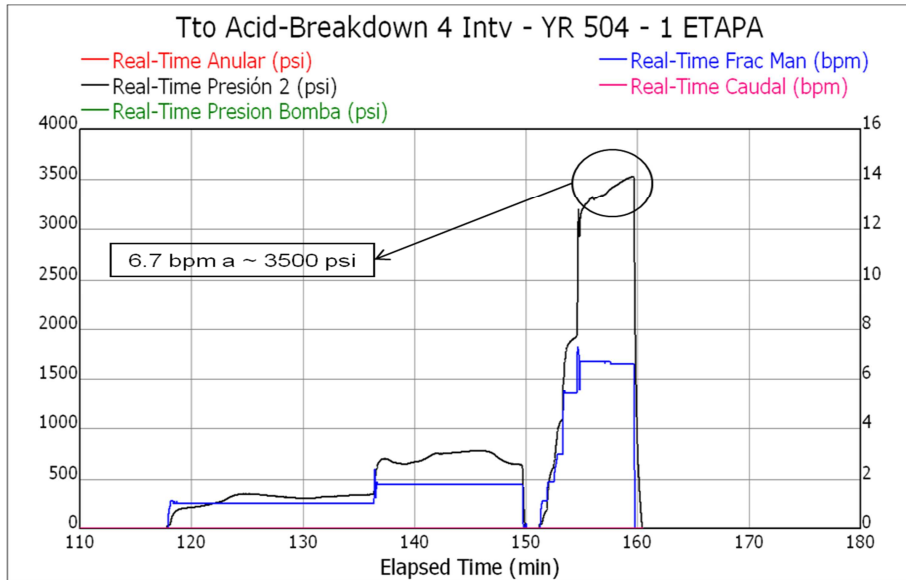
Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPEPETROL S.A

Figura 59. Tratamiento ácido Grupo I V YR504



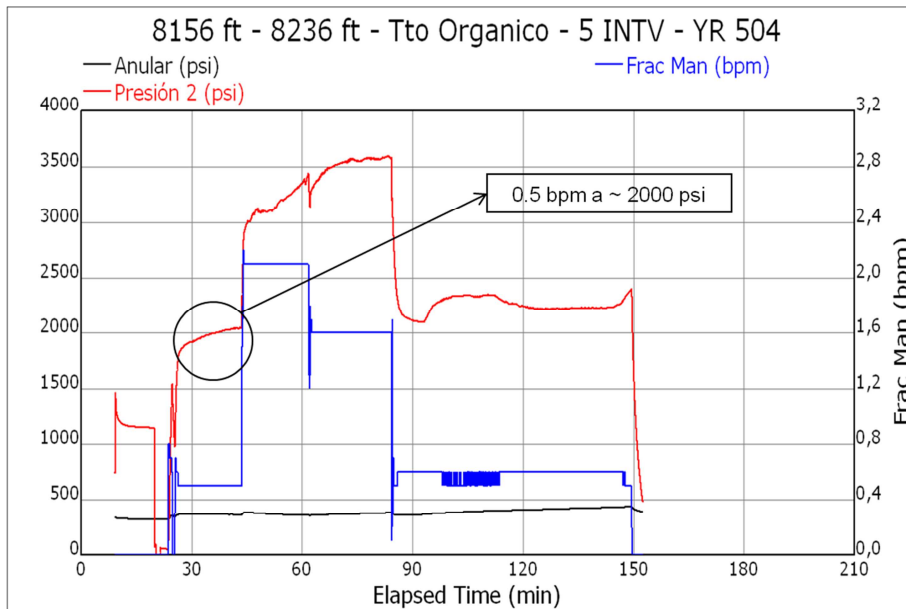
Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPEPETROL S.A

Figura 60. Break down Grupo I V YR504



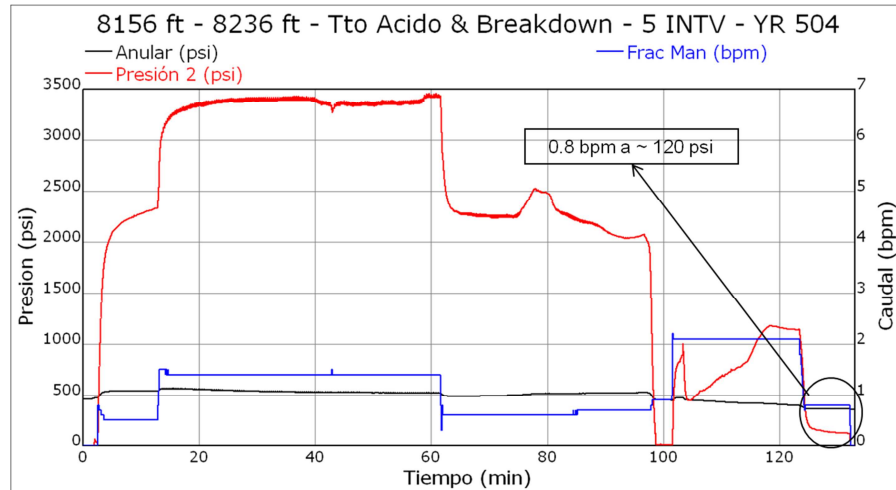
Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPEPETROL S.A

Figura 61. Tratamiento orgánico Grupo IV YR504



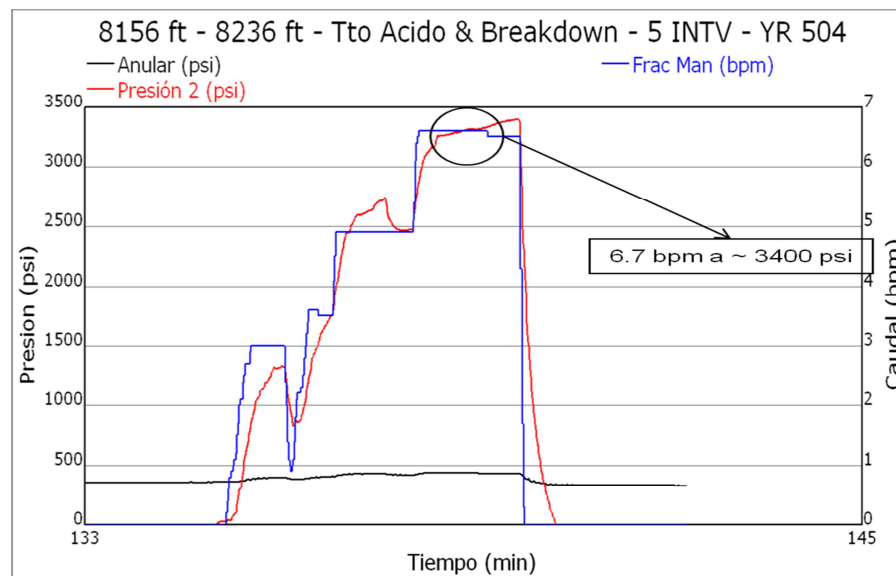
Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPEPETROL S.A

Figura 62. Tratamiento ácido Grupo IV YR504



Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPEPETROL S.A

Figura 63. Break down Grupo IV YR504



Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPEPETROL S.A

Los resultados de las pruebas de inyectividad fueron los siguientes:

Tabla 26. Pruebas de completamiento YR-504

	PRUEBAS DE COMPLETAMIENTO Julio 14 de 2010					
	Q1	P1	Q1	P1	Q1	P1
	[BWPD]	[PSIG]	[BWPD]	[PSIG]	[BWPD]	[PSIG]
<b>GRUPO 5</b>	1440	0	2160	400	2880	537
<b>GRUPO 4</b>	720	770	2016	1716		
<b>GRUPO 3</b>	1008	694	2160	1054	10656	3120
<b>GRUPO 2</b>	720	1019	1008	1200	1296	1270
<b>GRUPO 1</b>	288	424	576	1374	864	2570

	PRUEBAS DE COMPLETAMIENTO Julio 14 de 2010							
	Q1	P1	Q1	P1	Q1	P1	Q1	P1
	[BWPD]	[PSIG]	[BWPD]	[PSIG]	[BWPD]	[PSIG]	[BWPD]	[PSIG]
<b>GRUPO 5</b>								
<b>GRUPO 4</b>								
<b>GRUPO 3</b>								
<b>GRUPO 2</b>	1584	2150	2304	2500	2880	2853	3600	3130
<b>GRUPO 1</b>	1152	3365	1440	3600				

Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A

El pozo inició inyección en julio de 2010 inyectando alrededor de 4000 BWPD con una presión promedio en cabeza de pozo de 3200 psi, la inyección promedio durante el año fue de alrededor de 4000 BWPD a 3300 psi. En diciembre de 2010 el pozo estaba inyectando alrededor de 4500 BWPD a 3000 psi. Durante el 2010 se realizaron dos registros de inyección (ILT) con los siguientes resultados:

Tabla 27. Registros de inyección YR-504

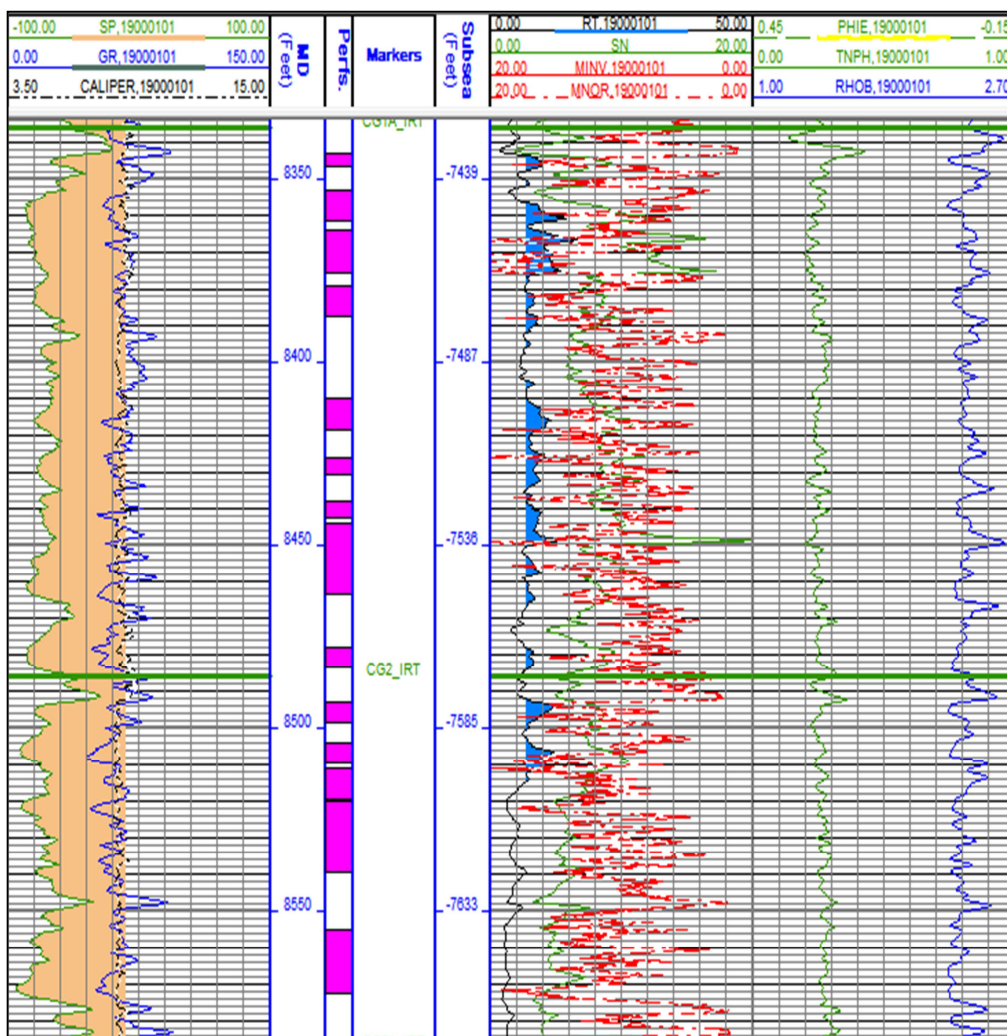
	R 1 (ILT) Agost 24/2010				R 2 (ILT) Nov 4/2011			
	QVR (BWPD)	QW (BWPD)	Presión (psi)	BWPD/FT	QVR (BWPD)	QW (BWPD)	Presión (psi)	BWPD/FT
<b>GRUPO 5</b>	1000	847	3200	20,7	1000	1516	3200	37,0
<b>GRUPO 4</b>	1400	937	3200	14,0	N/A	1085	3200	16,2
<b>GRUPO 3</b>	1500	1540	3200	19,7	1500	2448	3200	31,4
<b>GRUPO 2</b>	1000	736	3200	15,3	1000	699	3200	14,6
<b>GRUPO 1</b>	1000	305	3200	5,5	N/A	338	3200	6,1
	<b>5900</b>	<b>4365</b>				<b>6086</b>		

Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A

### 3.4.8. Yariguí-96

Perforado en noviembre de 2006 y completado como inyector en agosto de 2010, el pozo inicia inyección en septiembre de 2010 después de estimulación ácida y completación como inyector con sarta de inyección selectiva en 3 grupos de las arenas Cantagallo, específicamente CG1A y CG2.

Figura 64. Registro *open hole* YR96



Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A

Tabla 28. Paquetes de inyección YR-96

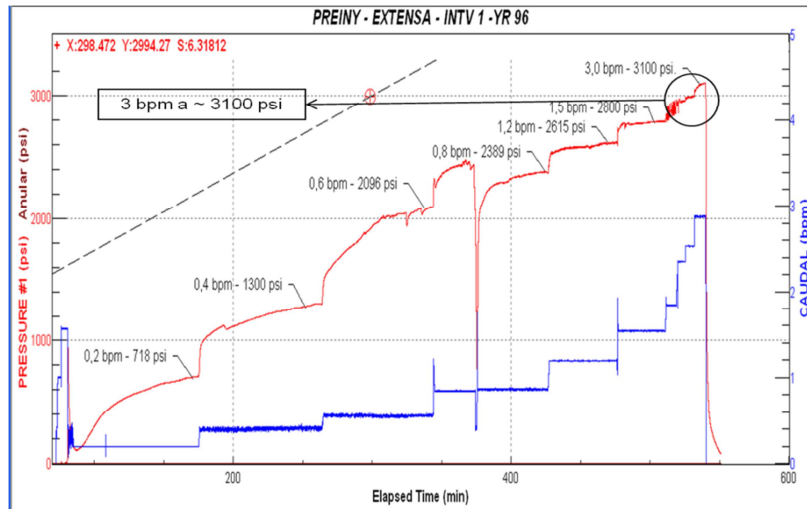
YR 96							
	Topo	Base	Espesor		ARENA		
	Intervalo (ft)	Intervalo (ft)	Intervalo (ft)	TOTAL (ft)			
PAQUETE 3	8343	8347	4	34	CG 1A- IRT	Tratamiento ácido	
	8353	8362	9				
	8364	8376	12				
	8379	8388	9				
PAQUETE 2	8410	8419	9	39		CG2- IRT	Tratamiento ácido. Se Presenta comunicación durante la inyectividad previa con salmuera.
	8426	8431	5				
	8438	8443	5				
	8444	8464	20				
PAQUETE 1	8478	8484	6	65			Tratamiento ácido. Se Presenta comunicación durante la inyección de ácido a la formación.
	8493	8499	6				
	8504	8510	6				
	8511	8540	29				
	8555	8573	18				
TOTAL			138				

Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A

Se realizó tratamiento ácido a todos los intervalos.

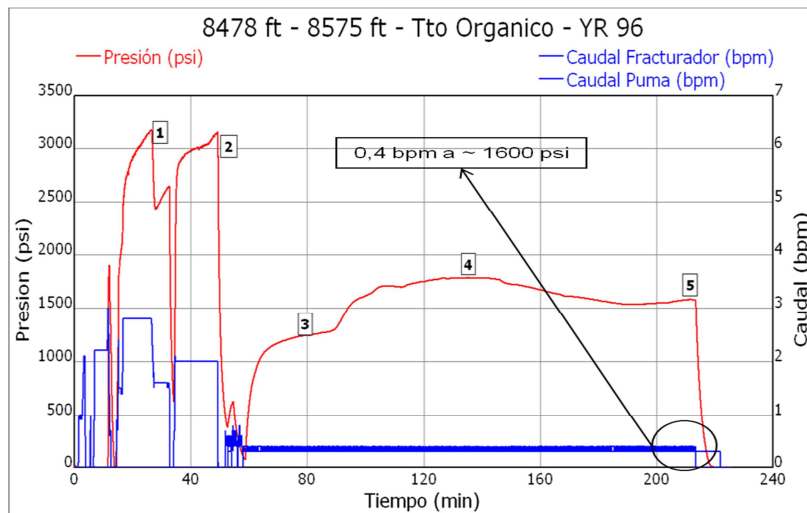
En las siguientes gráficas se muestran cada una de las pruebas realizadas en el tratamiento ácido para cada intervalo.

Figura 65. Preinyectividad YR96



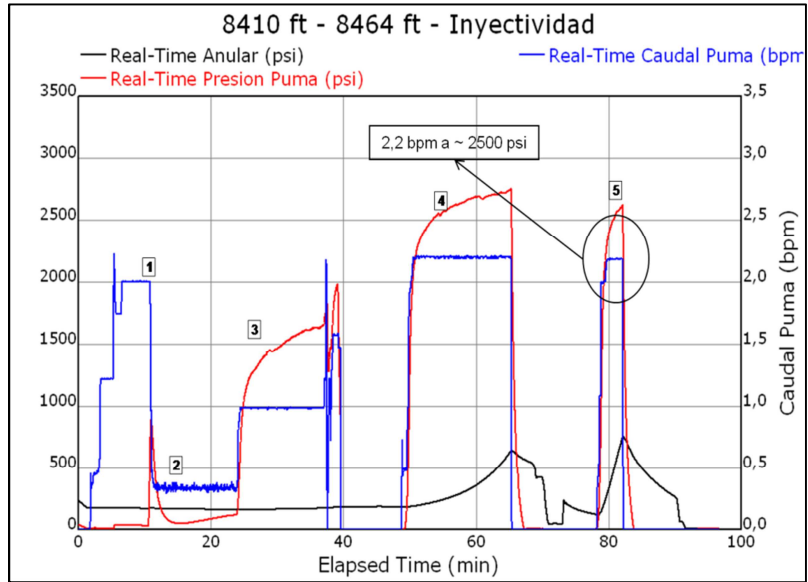
Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPEPETROL S.A

Figura 66. Tratamiento orgánico YR96



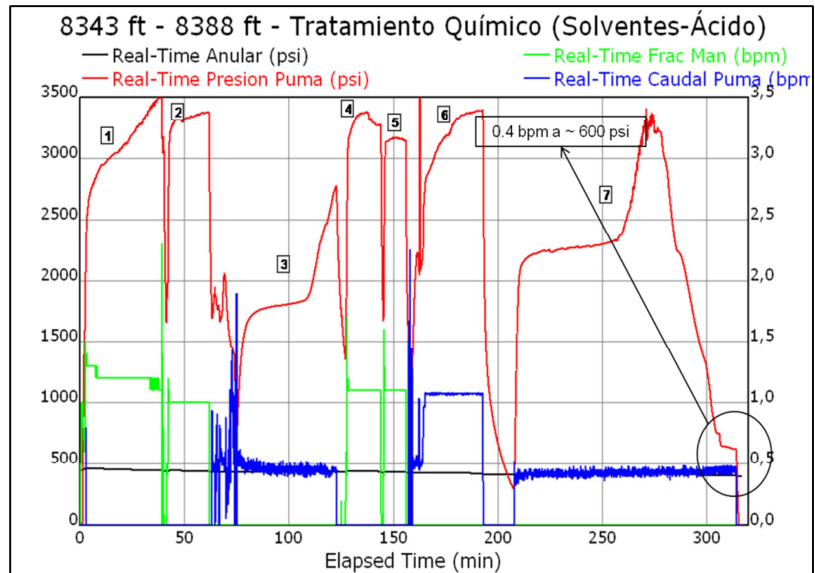
Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPEPETROL S.A

Figura 67. Inyectividad YR96



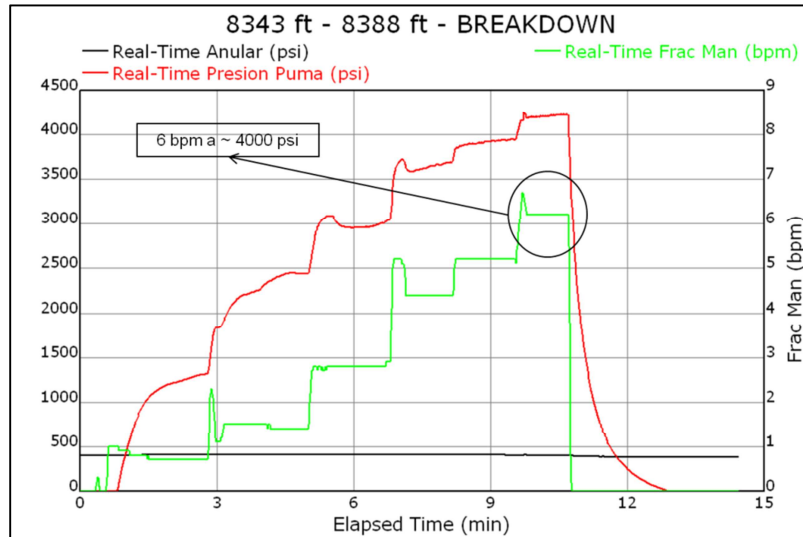
Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A

Figura 68. Tratamiento orgánico YR96



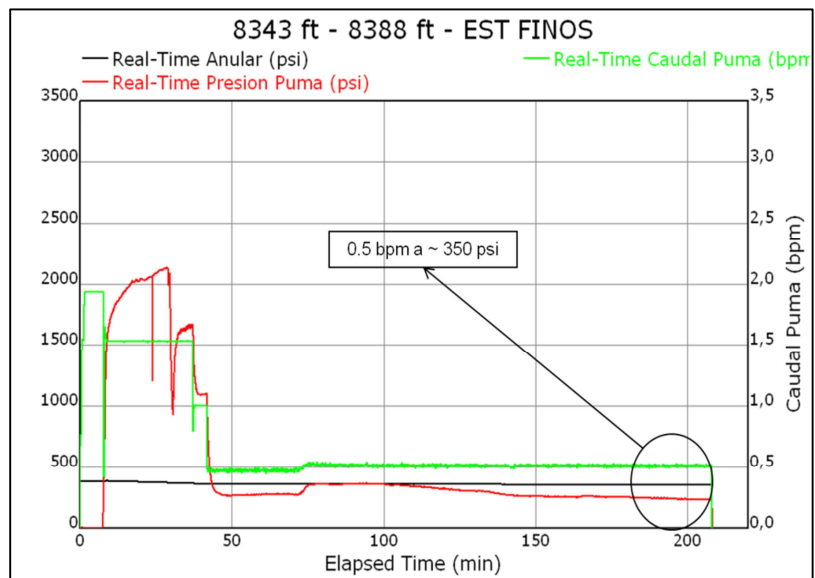
Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A

Figura 69. Break down YR96



Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A

Figura 70. Tratamiento de estabilización de finos YR96



Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A

Los resultados de las pruebas de inyectividad fueron los siguientes:

Tabla 28. Pruebas de completamiento YR-96

PRUEBAS DE COMPLETAMIENTO [BWPD] - Agosto 14 de 2010				
	Q1		Q1	
	[BWPD]	P1 [PSIG]	[BWPD]	P1 [PSIG]
<b>GRUPO 3</b>	576	300	1584	1510
<b>GRUPO 2</b>				
<b>GRUPO 1</b>	576	1258		

Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A

El pozo inició inyección en septiembre de 2010 inyectando alrededor de 3000 BWPD con una presión promedio en cabeza de pozo de 3200 psi, la inyección promedio durante el año fue de alrededor de 2800 BWPD a 3300 psi. En diciembre de 2010 el pozo estaba inyectando alrededor de 2800 BWPD a 3200 psi.

Durante el 2010 se realizó un registro trazador con los siguientes resultados:

Tabla 29. Registros de inyección YR-96

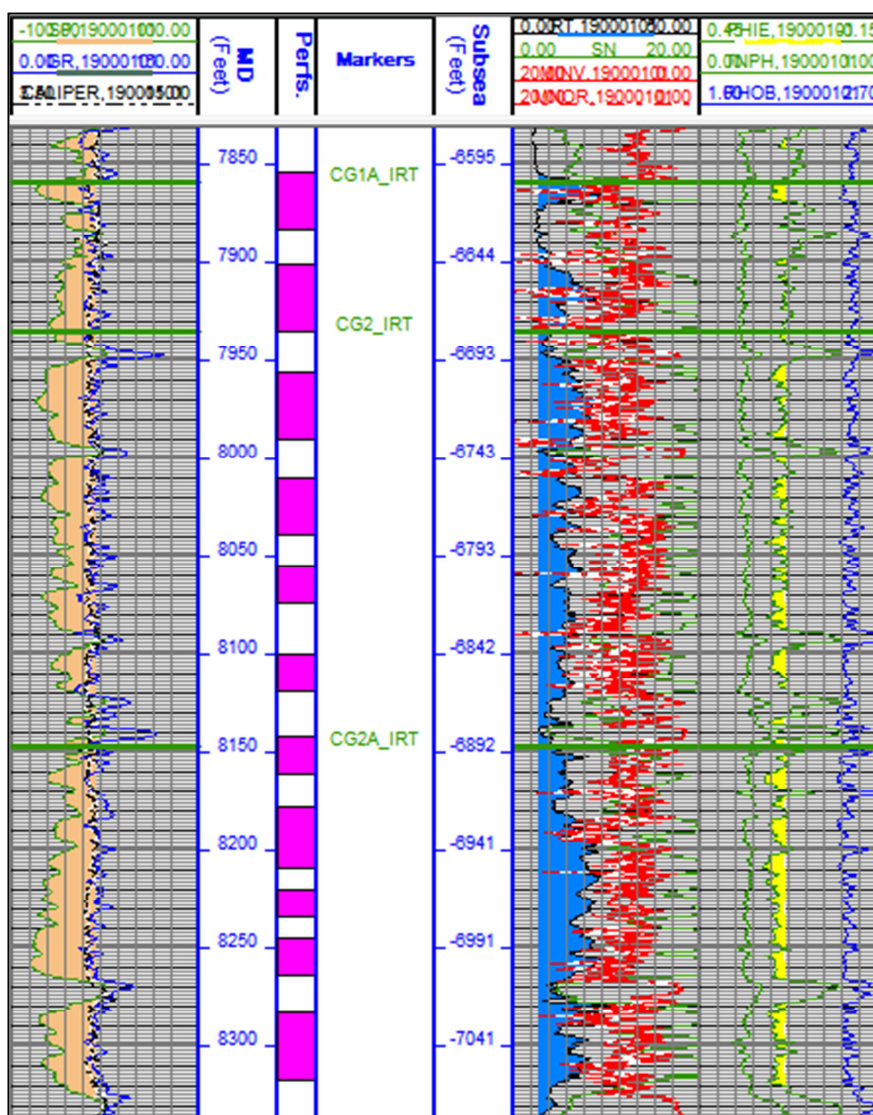
R1 (TZ) Noviembre 2/2010				
	QVR (BWPD)	QW (BWPD)	Presión (psi)	BWPD/FT
<b>GRUPO 3</b>	N/A	1073	3300	31,6
<b>GRUPO 2</b>	N/A	498	3300	12,8
<b>GRUPO 1</b>	N/A	1419	3300	21,8
<b>TOTAL</b>		<b>2990</b>		

Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPEPETROL S.A

### 3.4.9. Yariguí-512

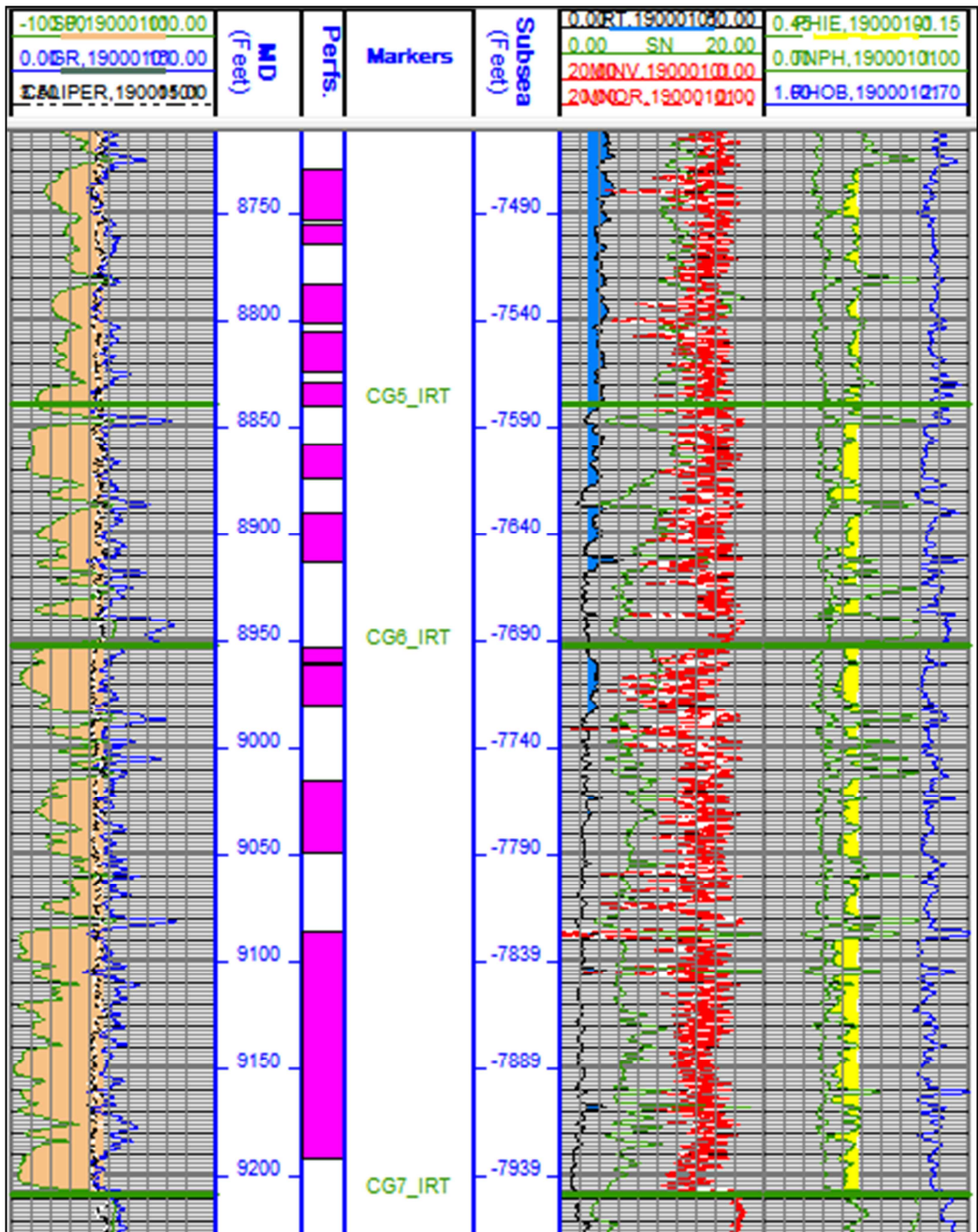
Perforado en septiembre de 2008 y completado como inyector en octubre de 2010, el pozo inicia inyección en octubre de 2010 después de estimulación ácida y completación como inyector con sarta de inyección selectiva en 10 grupos de las arenas Cantagallo, específicamente CG1A, CG2, CG2A, CG3, CG4, CG5 y CG6.

Figura 71. Registro *open hole* YR512



Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A

Figura 72. Registro *open hole* YR512



Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A

Tabla 30. Paquetes de inyección YR-512

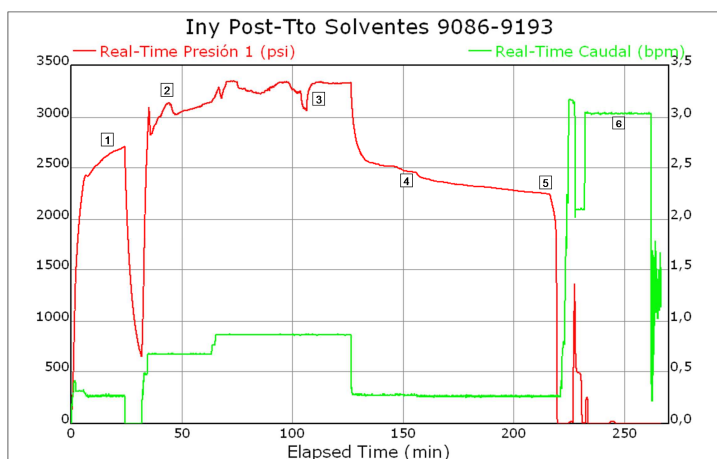
512						
	Intervalo	Intervalo (ft)	Esesor	TOTAL (ft)	ARENA	
			Intervalo (ft)			
GRUPO 10	7854	7884	30	100	CG1 A	Tratamiento ácido
	7901	7936	35			
	7956	7991	35			
GRUPO 9	8010	8040	30	70	CG2	Tratamiento ácido
	8055	8075	20			
	8100	8120	20			
GRUPO 8	8142	8162	20	87	CG2 A	Tratamiento ácido
	8178	8210	32			
	8220	8235	15			
	8245	8265	20			
GRUPO 7	8283	8318	35	60	CG3	Tratamiento ácido. Debido a las comunicaciones presentadas en los intervalos anteriores, se revisaron los registros y de realizó esta prueba entre el intervalo 7, 6 y parte del
	8348	8358	10			
	8361	8376	15			
GRUPO 6	8475	8495	20	80	CG3	Tratamiento ácido. Debido a las comunicaciones presentadas en los intervalos anteriores, se revisaron los registros y de realizó esta prueba entre el intervalo 4 y parte del intervalo 5.
	8505	8530	25			
	8542	8577	35			
GRUPO 5	8605	8620	15	61	CG4	Tratamiento ácido. Debido a las comunicaciones presentadas en los intervalos anteriores, se revisaron los registros y de realizó esta prueba entre el intervalo 4 y parte del intervalo 5.
	8620	8630	10			
	8650	8670	20			
	8690	8696	6			
	8700	8710	10			
GRUPO 4	8729	8754	25	86	CG4	Tratamiento ácido. Debido a las comunicaciones presentadas en los intervalos anteriores, se revisaron los registros y de realizó esta prueba entre el intervalo 4 y parte del intervalo 5.
	8755	8765	10			
	8783	8802	19			
	8805	8825	20			
	8829	8841	12			
GRUPO 3	8858	8875	17	41	CG 5	Tratamiento ácido. Se presenta comunicación durante el desplazamiento del tratamiento ácido.
	8890	8914	24			
GRUPO 2	8953	8961	8	63	CG 6	Tratamiento ácido. Se presenta comunicación al final del tratamiento ácido, durante el último desplazamiento
	8961	8981	20			
	9015	9050	35			
GRUPO 1	9086	9193	107	107	CG 6	Tratamiento ácido. Se presenta comunicación al final del tratamiento ácido, durante el último desplazamiento
TOTAL			755			

Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A

Se realizó tratamiento ácido a todos los intervalos.

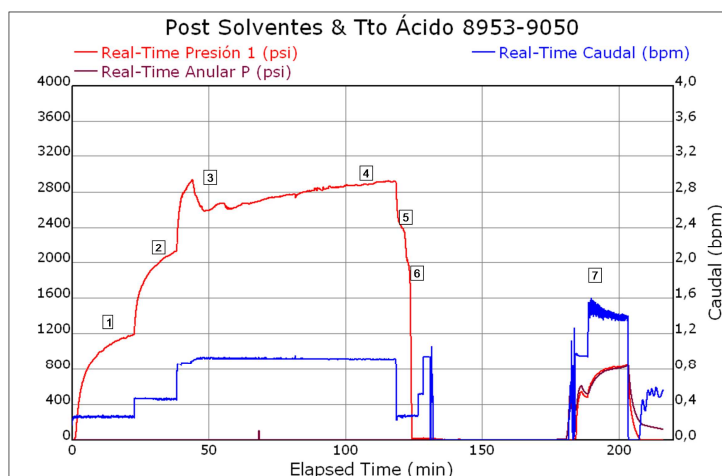
En las siguientes gráficas se muestran cada una de las pruebas realizadas en el tratamiento ácido para cada intervalo.

Figura 73. Tratamiento final Grupo I YR512



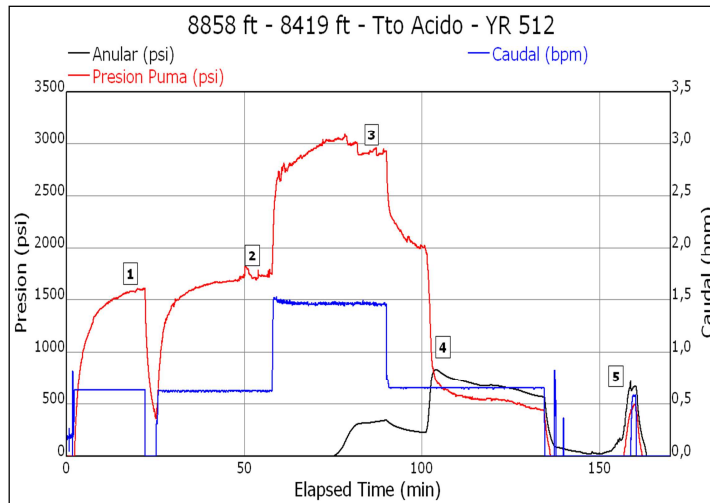
Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A

Figura 74. Tratamiento final Grupo II YR512



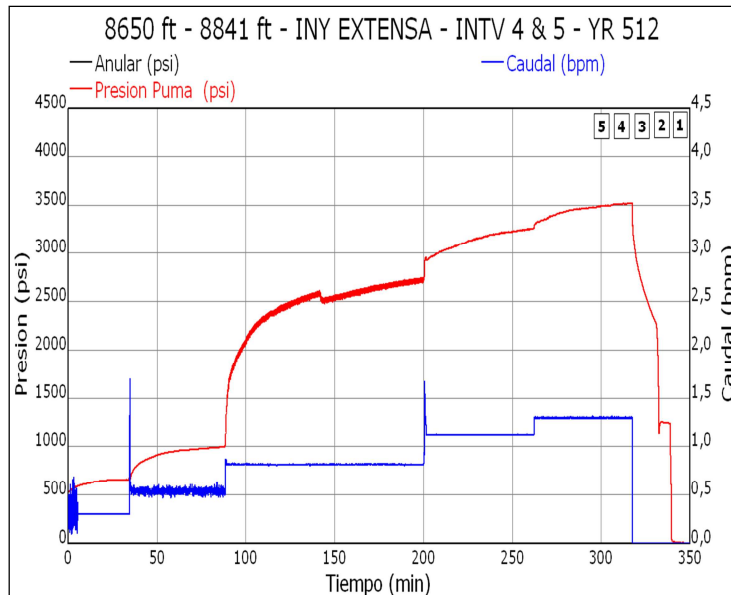
Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A

Figura 75. Tratamiento final Grupo II YR512



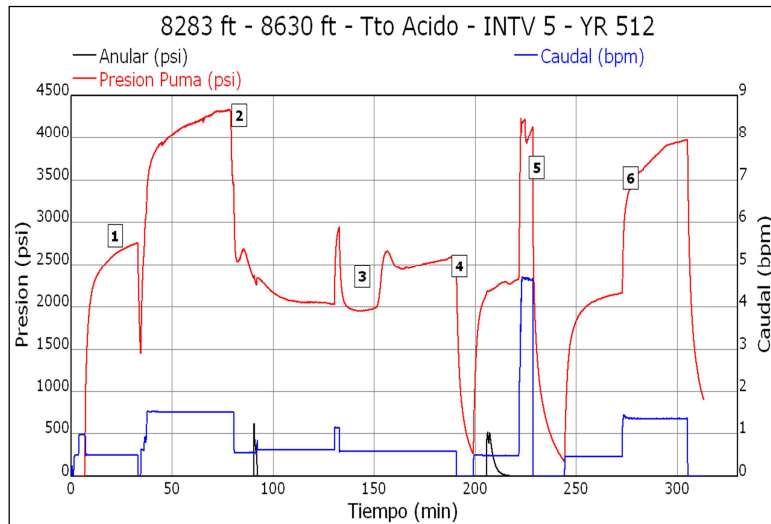
Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPELROL S.A

Figura 76. Tratamiento final Grupo III YR512



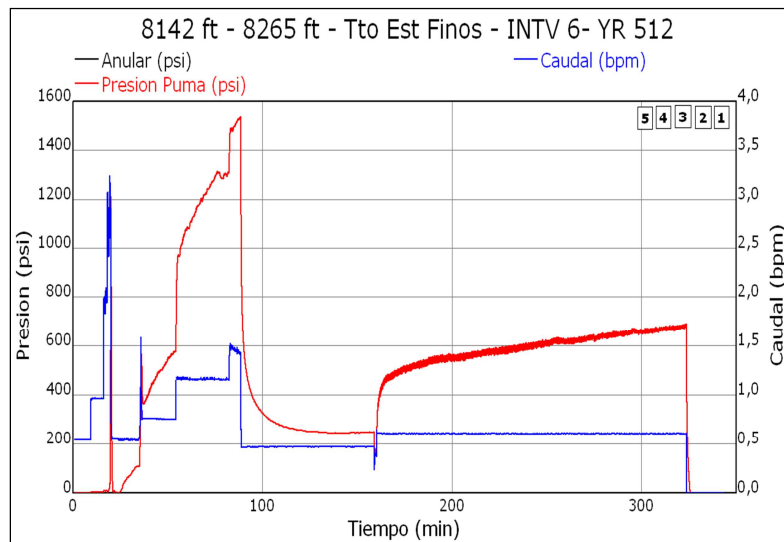
Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPELROL S.A

Figura 77. Tratamiento final Grupo IV y V YR512



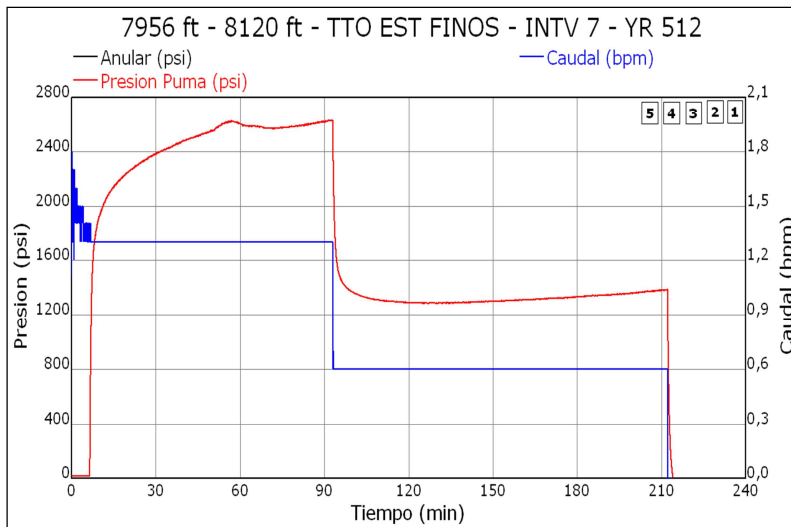
Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPEPETROL S.A

Figura 78. Tratamiento final Grupo VI YR512



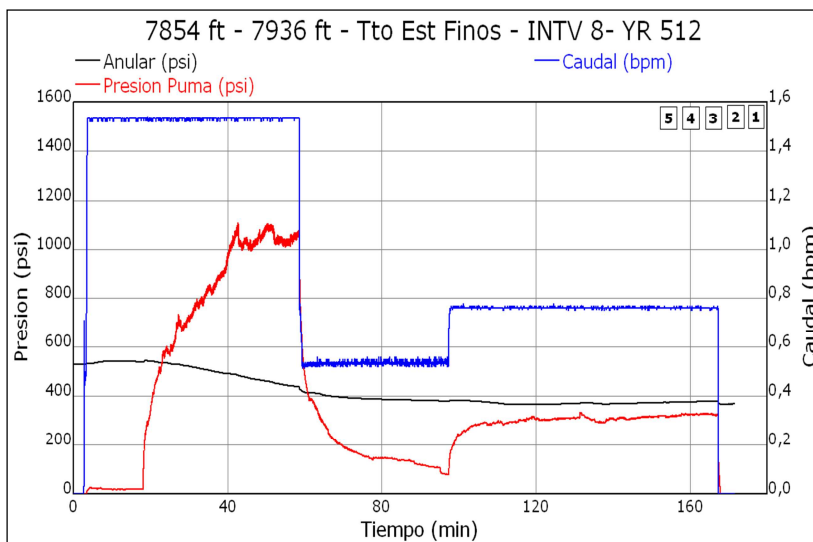
Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPEPETROL S.A

Figura 79. Tratamiento final Grupo VII YR512



Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A

Figura 80. Tratamiento final Grupo VII YR512



Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A

Los resultados de las pruebas de inyektividad fueron los siguientes:

Tabla 31. Pruebas de completamiento YR-512

PRUEBAS DE COMPLETAMIENTO Octubre 28 de 2010										
	Q1		Q1		Q1		Q1		Q1	P1
	[BWPD]	P1 [PSIG]	[BWPD]	P1 [PSIG]	[BWPD]	P1 [PSIG]	[BWPD]	P1 [PSIG]	[BWPD]	[PSIG]
<b>GRUPO 10</b>	720	150	1152	330	2160	1092	2880	1340		
<b>GRUPO 9</b>	720	693	864	1386	1440	1742	1872	2626	2160	2650
<b>GRUPO 8</b>	720	240	2160	685						
<b>GRUPO 7</b>										
<b>GRUPO 6</b>	720	2160	2016	3971						
<b>GRUPO 5</b>										
<b>GRUPO 4</b>	432	656	864	1000	1152	2718	1584	3247	1872	3516
<b>GRUPO 3</b>										
<b>GRUPO 2</b>										
<b>GRUPO 1</b>										

Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A

El pozo inició inyección en octubre de 2010 inyectando alrededor de 2700 BWPD con una presión promedio en cabeza de pozo de 3200 psi, la inyección promedio

durante el año fue de alrededor de 2600 BWPD a 3300 psi. En diciembre de 2010 el pozo estaba inyectando alrededor de 2600 BWPD a 3200 psi.

Durante el 2010 se realizó un registro trazador con los siguientes resultados:

Tabla 32. Pruebas de completamiento YR-512

		R 1(TZ) OCT 30/2010			
		QVR (BWPD)	QW (BWPD)	Presión (psi)	BWPD/FT
<b>GRUPO 10</b>	N/A	356	3250	11,9	
		108	3250	3,1	
<b>GRUPO 9</b>	N/A	129	3250	3,7	
		70	3250	2,3	
		233	3250	11,7	
<b>GRUPO 8</b>	N/A	0	3250	0,0	
		168	3250	8,4	
		0	3250	0,0	
<b>GRUPO 7</b>	N/A	107	3250	3,1	
		27	3250	0,5	
<b>GRUPO 6</b>	N/A	38	3250	0,5	

		R 1(TZ) OCT 30/2010			
		QVR (BWPD)	QW (BWPD)	Presión (psi)	BWPD/FT
<b>GRUPO 5</b>	N/A	23	3250	0,5	
<b>GRUPO 4</b>	N/A	74	3250	2,9	
		66	3250	1,3	
<b>GRUPO 3</b>	N/A	69	3250	1,7	
<b>GRUPO 2</b>	N/A	40	3250	1,4	
		144	3250	4,1	
<b>GRUPO 1</b>	N/A	398	3250	3,7	
		2050			

Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A

### 3.5. ANÁLISIS Y COMPARACIÓN DE RESULTADOS

De acuerdo al balance del año 2010, se realizaron estimulaciones por medio de fracturamiento hidráulico en cinco pozos y cuatro pozos por medio de estimulación química.

A continuación se comparan las inyectividades promedio de acuerdo a las pruebas de inyectividad tomados durante el año 2010:

Tabla 33. Resumen inyectividades por pozo

INYECTIVIDAD EN PRUEBAS DE COMPLETAMIENTOS BWPD/FT									
UNIDAD	YR 509	YR 505	YR 506	YR 507	YR 508	YR 511	YR 504	YR 96	YR 512
CG 1 - IRT			23,4						
CG 1A - IRT		14,4	30	37,4	6,5	91	70	25	29
CG 1A - IRT		14	10,7		37			32	
CG 2 - IRT		40,5		23	13	166	169		31
CG 2 - IRT									
CG 2A - IRT		36		57	25		58	25	
CG 2A - IRT		64,8							14
CG 3 - IRT				46					
CG 3A - IRT	12,8								
CG 3C - IRT	96								
CG 3C - IRT	10,2								
CG 3C - IRT									
CG 3C - IRT									
CG 4 - IRT							24		13
CG 5 - IRT									
CG 6 - IRT									

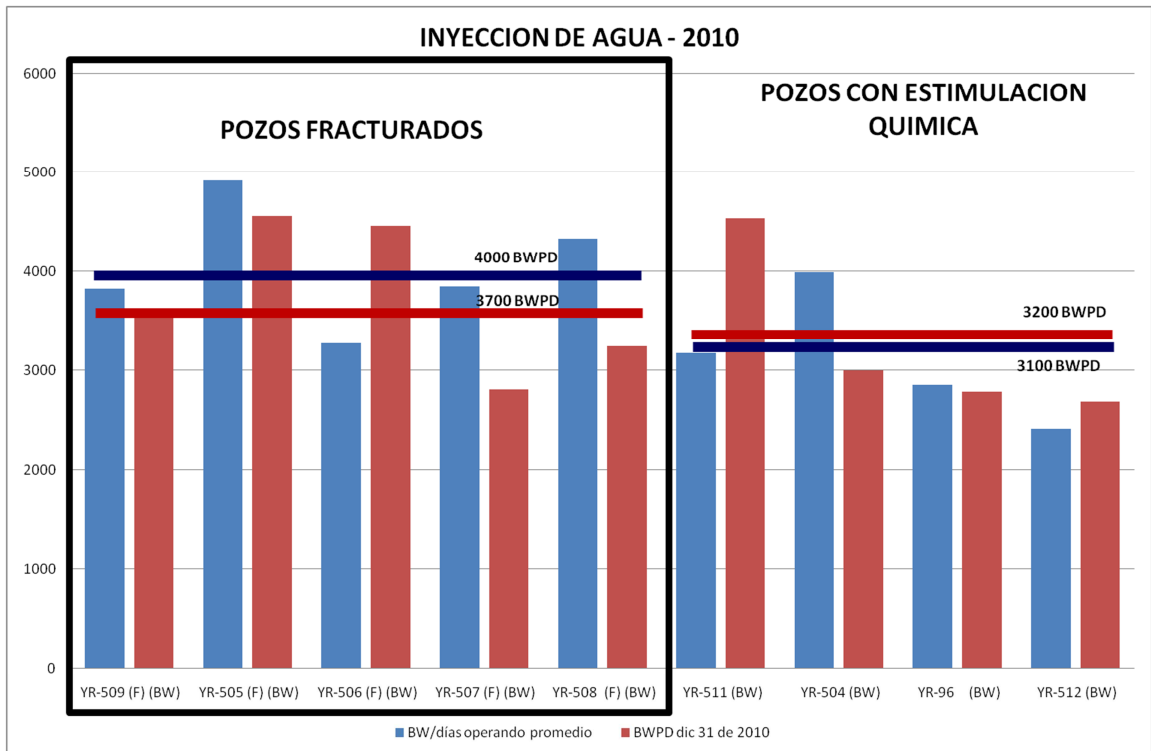
Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A

En la tabla anterior los cuadros amarillos denotan zonas que fueron fracturadas y los violeta zonas que fueron estimuladas químicamente.

De acuerdo a lo que se observa, durante las pruebas de inyectividad se lograron resultados similares con la estimulación química y con los fracturamientos.

La inyección promedio de los pozos durante el 2010 se observa en la siguiente grafica:

Figura 81. Resultados inyección por tratamiento



Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A

Aunque los resultados de inyección con estimulación química son menores a los obtenidos en los pozos fracturados, están dentro de un margen de aceptabilidad ya que la meta de inyección por pozo es alrededor de 3000 BWPD.

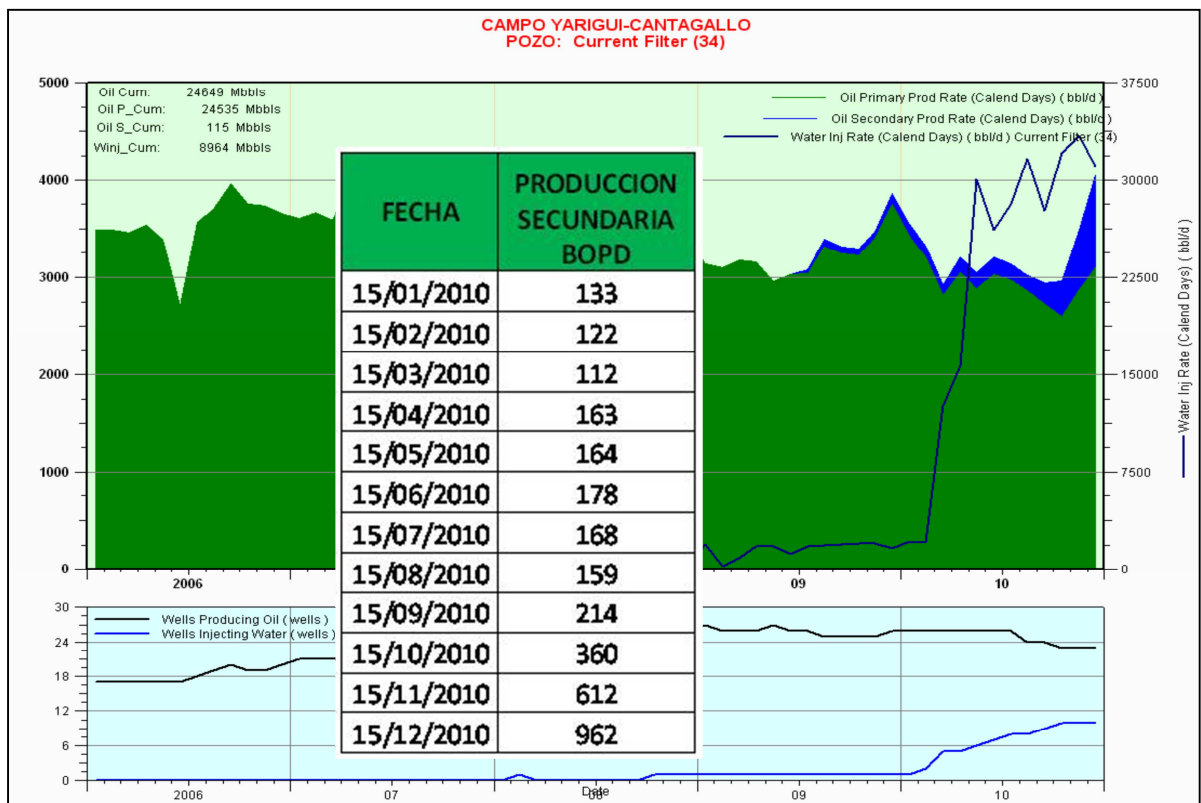
#### 4. ANALISIS COSTOS OPERACIONALES

A continuación se realiza un análisis comparativo de los costos operacionales utilizados con cada una de las estimulaciones realizadas, tanto como los casos de fracturamiento como las estimulaciones químicas.

En este caso el análisis económico como tal será aplicado al petróleo incremental reportando en 2010 por toda la campaña de estimulaciones incluyendo pozos fracturados y con tratamiento químico.

Petróleo Incremental por Inyección 2010

Figura 82. Petróleo incremental por inyección de agua 2010



Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A

#### 4.1. COSTOS OPERACIONALES

Tabla 34. Costos operaciones

Estimación costos				
ACTIVIDAD	1 FRAC HIDRÁULICO (KUS\$)	1 EST QUIMICA (KUS\$)	COSTO FRAC ADICIONAL	COSTO EST ADICIONAL
MOVILIZACION DE EQUIPOS	22.0	22.0	0.0	0.0
EQUIPO DE FRACTURAMIENTO	10.0	0.0	0.0	0.0
EQUIPO DE BOMBEO	8.0	8.0	0.0	0.0
SERVICIOS DE OPERACIÓN FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	22.2	0.0	22.2	0.0
SERVICIOS DE OPERACIÓN ESTIMULACION QUIMICA	0.0	16.7	0.0	16.7
MATERIALES FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	49.7	0.0	49.7	0.0
MATERIALES ESTIMULACION QUIMICA	0.0	15.0	0.0	15.0
<b>TOTAL</b>	<b>111.9</b>	<b>61.7</b>	<b>71.9</b>	<b>31.7</b>
<b>DIFERENCIA</b>	50.2		40.2	

Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A

Tabla 35. Comparación de costos entre tipos de tratamiento

INYECTIVIDAD EN PRUEBAS DE COMPLETAMIENTOS BWPD/FT									
UNIDAD	YR 509	YR 505	YR 506	YR 507	YR 508	YR 511	YR 504	YR 96	YR 512
CG 1 - IRT			23.4						
CG 1A - IRT		14.4	30	37.4	6.5	91	70	25	29
CG 1A - IRT		14			37				
CG 2 - IRT		40.5	10.7	23	13	166	32	10	31
CG 2 - IRT									
CG 2A - IRT		36		57	25		169		25
CG 2A - IRT		64.8							14
CG 3 - IRT				46			58		
CG 3A - IRT	12.8								
CG 3C - IRT	96								
CG 3C - IRT									
CG 3C - IRT	10.2								
CG 3C - IRT									
CG 4 - IRT							24		13
CG 5 - IRT									
CG 6 - IRT									
<b>COSTO (KUS)</b>	112	184	112	328	112	94	190	94	190
	848					568			
Total	1416	Costo real de las operaciones de fracturamiento y acidificación realizadas							
<b>COSTO (KUS)</b>	112	184	112	328	112	184	400	184	400
Total	2016	Costo si solo se hubieran realizado trabajos de fracturamiento							
Ahorro	600								

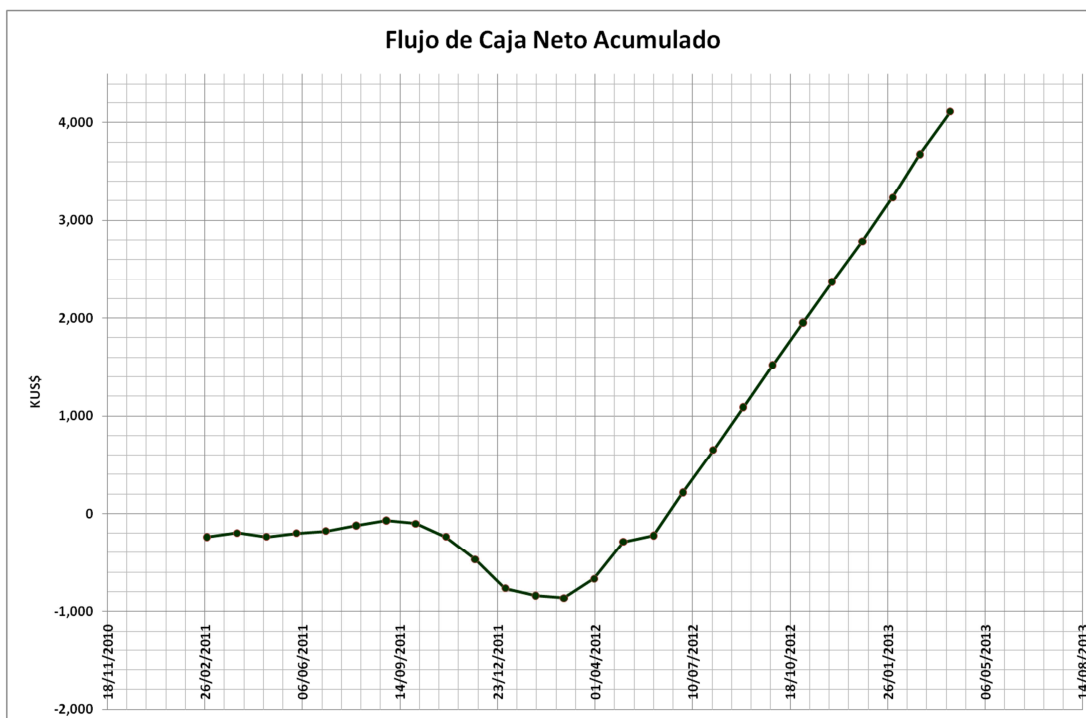
Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A

Como se observa en la tabla anterior, el valor de los trabajos de fracturamiento fue de 848,000 dólares y el de las acidificaciones ascendió a 568,000 dólares.

El costo total de las operaciones de estimulación fue de 1,416,000 dólares, si todos los trabajos hubieran sido hechos con fracturamiento los costos de los trabajos hubieran estado por el orden de los dos millones de dólares, por lo tanto el ahorro ocasionado por el cambio de estrategia de estimulación fue de más de medio millón de dólares.

Un flujo de caja básico, distribuido en todo el año, teniendo en cuenta una tasa de oportunidad para ECOPETROL S.A de 7%, un valor del barril de petróleo para Yariguí-Cantagallo de 42 dólares por barril en la vigencia de 2010 y el perfil de petróleo incremental obtenido en 2010 más el pronóstico para 2011 se obtienen los siguientes indicadores:

Figura 83. Flujo de caja neto acumulado

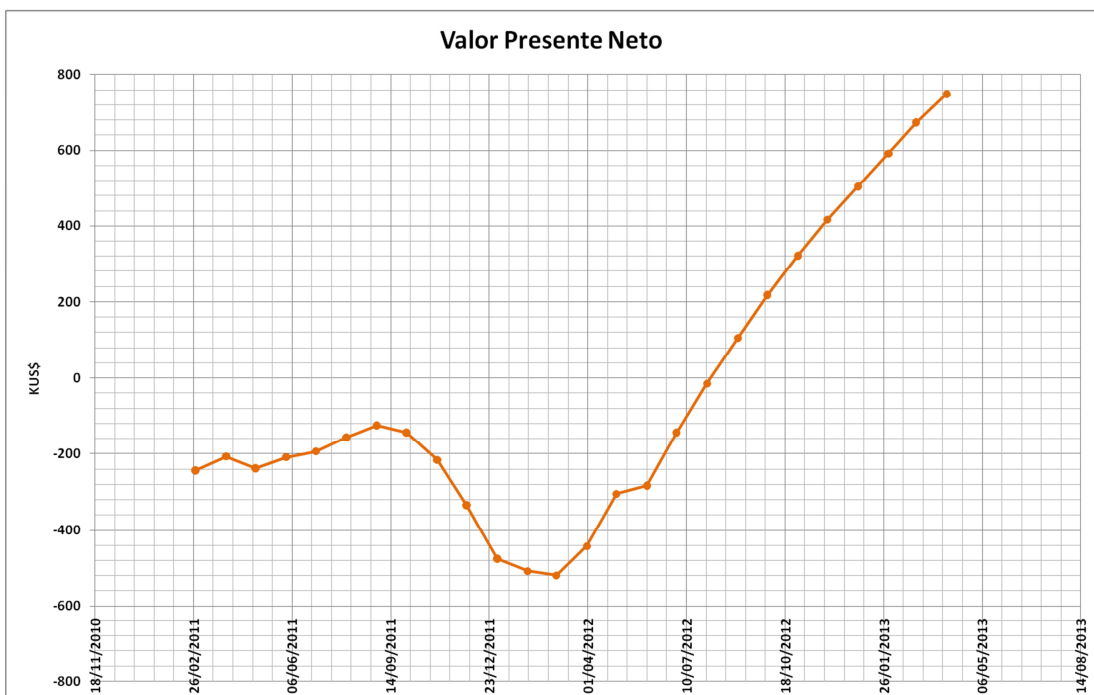


Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A

El punto donde el flujo de caja acumulado es alrededor de junio de 2012 y el punto de equilibrio esta en julio de 2012 de acuerdo a la grafica de valor presente Neto.

La TIR de acuerdo al flujo de caja será de 14%.

Figura 84. Valor presente neto



Fuente: Operación Yariguí-Cantagallo, ECOPETROL S.A

## 5. CONCLUSIONES

1. Las estimulaciones químicas realizadas fueron exitosas para incrementar la inyectividad de las arenas intervenidas.
2. La inyección de los pozos intervenidos mediante fracturamiento hidráulico es mayor que la inyección de los pozos que fueron estimulados químicamente, sin embargo, de acuerdo a las metas de inyección por pozo, fue un cambio exitoso para el campo.
3. De acuerdo al análisis económico realizado, ECOPETROL S.A. ahorro alrededor de medio millón de dólares por este cambio de estrategia y mantuvo sus metas operacionales de inyección.

## 6. RECOMENDACIONES

1. Debido a posible problema de incompatibilidades con la salmuera de completamiento utilizada, se observó en algunos casos un aparente decremento de inyectividad después de realizar el tratamiento orgánico. Se recomienda reevaluar las pruebas de compatibilidad y solo usar tratamiento orgánico en zonas que hayan sido productoras de aceite en el pasado.
2. En zonas de muy baja inyectividad, no descartar la posibilidad de realizar fracturamientos hidráulicos.
3. Asegurar la integridad del cemento con el grupo de perforación para realizar pruebas selectivas confiables y que el proceso de inyección aporte un barrido areal uniforme en todos los patrones.
4. Siempre se deben realizar las pruebas de inyección selectiva por lo menos tres puntos antes de la presión de extensión de fractura y por lo menos tres puntos después para obtener una prueba confiable.

## BIBLIOGRAFIA

1. PDVSA, Instituto de Desarrollo Profesional y Técnico. Recobro Adicional de Petróleo por Métodos Convencionales.
2. PDVSA, Instituto de Desarrollo Profesional y Técnico. Manual de Estimulación Matricial en pozos petroleros.
3. American Petroleum Institute. STATISTICAL ANALYSIS OF CRUDE OIL RECOVERY AND RECOVERY EFFICIENCY. API BUL D14, Second Edition. April 30, 1984.
4. Dake, L. P. Fundamentals of Reservoir Engineering. Elsevier Science Publisher, 1978.
5. Dykstra, Parsons. Dykstra-Parson's Method. TPG4150 Reservoir Recovery Techniques 2006, Handout note 6.
6. Sossa, Massaro. E. R. INFLUENCIA DE LA RELACIÓN DE MOVILIDADES EN LA EFICIENCIA DE UNA RECUPERACIÓN SECUNDARIA .
7. Gasimov, Rustam R. Modification of the Dykstra-Parsons Method to incorporate Buckley-Leverett displacement theory for waterfloods. Texas A&M University, August 2005.
8. Elphick, Jon. Memorias Curso: Waterflood. Barrancabermeja. Diciembre 2010.